



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE
MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

**MANEJO DE AGUA EN UN FRACTURAMIENTO HIDRAULICO EN
YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES DE LUTTIAS**

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE

INGENIERO PETROLERO

PRESENTA

CARLOS LUNA GARCÍA

DIRECTOR DE TESIS

ING. HERMILO MONTES SAN CRISTOBAL

CIUDAD DE MÉXICO, NOVIEMBRE 2014



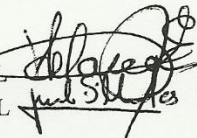
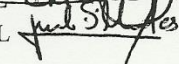





UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA
TIERRA
COMITÉ DE TITULACIÓN

Designación de sinodales de Examen Profesional

A los señores profesores:

Presidente:	ING. JOSE AGUSTIN VELASCO ESQUIVEL	
Vocal:	ING. HERMILO MONTES SAN CRISTOBAL	
Secretario:	ING. ALBERTO ARIAS PAZ	
1er. Suplente:	ING. CLAUDIO CESAR DE LA CERDA NEGRETE	
2do. Suplente:	MTRO. GASPAR FRANCO HERNANDEZ	

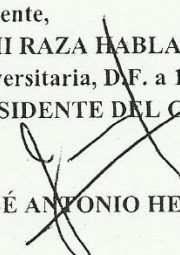
Conforme a la encomienda que hace el Director de la Facultad a este Comité de Titulación para la integración de jurados, me permito informar a ustedes que han sido designados sinodales del Examen Profesional de: LUNA GARCIA CARLOS, registrado con número de cuenta 410018620 en la carrera de INGENIERÍA PETROLERA; quien ha concluido el desarrollo del tema que le fue autorizado.

Ruego a ustedes se sirvan revisar el trabajo adjunto y manifestar a la Dirección de la Facultad, si es el caso, la aceptación mediante la firma en el oficio FEX-2 en el plazo indicado a continuación.

Por indicaciones del Sr. Director, con el fin de asegurar el pronto cumplimiento de las disposiciones normativas correspondientes y de no afectar innecesariamente los tiempos de titulación, les ruego tomar en consideración que para lo anterior cuentan ustedes con un plazo máximo de **cinco días hábiles** contados a partir del momento en que ustedes **acusen recibo de esta notificación**. Si transcurrido este plazo el interesado no tuviera observaciones de su parte, se entendería que el trabajo ha sido aprobado, por lo que deberán **firmar el oficio de aceptación del trabajo escrito**.

Doy a ustedes las más cumplidas gracias por su atención y les reitero las seguridades de mi consideración más distinguida.

Atentamente,
"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"
Cd. Universitaria, D.F. a 16 de Octubre de 2014.
EL PRESIDENTE DEL COMITÉ


DR. JOSÉ ANTONIO HERNÁNDEZ ESPRIÚ



Agradecimientos

A MIS PADRES

Por el apoyo y la confianza que siempre me han brindado

A mis hermanos

Por todos los consejos, la motivación y ayuda desde que tengo memoria hasta ahora.

A mis amigos

Por los buenos y malos momentos y por este tiempo tan valioso de pláticas y buenas experiencias

A la U.N.A.M y la facultad de ingeniería

Por abrirme sus puertas para lograr ser un ingeniero

A mi director de tesis

Por todo el apoyo brindado

A mis profesores

Por compartir su conocimiento y por su paciencia

A mi novia

Por todo el apoyo y amor durante estos años

Índice

Abstract	viii
Resumen	ix
Introducción	x
1. Yacimientos no convencionales	1
1.1. Introducción	1
1.2. Características generales de los yacimientos no convencionales	3
1.2.1. Crudo extra pesado	3
1.2.2. Bitumen	3
1.2.3. Formaciones de gas apretado	4
1.2.4. Metano en capas de carbón	5
1.2.5. Aceite en lutitas	6
1.2.6. Hidratos de gas	6
1.2.7. Gas de lutita	7
1.3. Yacimientos no convencionales de gas	7
1.3.1. Potencial de los yacimientos no convencionales de gas	8
1.3.1.1. Panorama mundial	8
1.3.1.2. Gas de lutitas en México	11
1.3.2. Tecnologías para el desarrollo de yacimientos no convencionales de gas	13
Referencias capítulo 1	16
2. Fracturamiento hidráulico	17
2.1. Introducción	17
2.2. Creación de la fractura hidráulica	18
2.3. Entendiendo el fracturamiento hidráulico	19
2.3.1. Equipo utilizado en el fracturamiento hidráulico	20
2.3.2. Procedimiento de fracturamiento	22
2.4. El fluido fracturante	24
2.5. Apuntalantes	26
2.6. Mitos y realidades del fracturamiento hidráulico	29
2.6.1. Crecimiento de la fractura	30
2.6.1.1. Monitoreo del crecimiento de la fractura: El inclinómetro	31

2.6.1.2. Monitoreo del crecimiento de la fractura: Microsísmica	32
2.6.2. Sismos provocados por el fracturamiento hidráulico	32
2.6.3. Productos químicos	33
2.6.4. Uso del agua	35
2.6.5. Contaminación de aguas subterráneas	36
Referencias capítulo 2	38
3. Características de los fluidos de fracturamiento	40
3.1. Introducción	40
3.2. ¿Qué son los fluidos de fracturamiento?	40
3.2.1. Características de los fluidos fracturantes	41
3.3. Aditivos	42
3.3.1. Polímeros	42
3.3.1.1. Reductores de fricción	43
3.3.1.2. Agentes gelificantes	44
3.3.2. Reticulantes	44
3.3.2.1. Borato	45
3.3.2.2. Zirconio y titanio	45
3.3.3. Rompedores	46
3.3.3.1. Oxidantes	46
3.3.3.2. Enzimas	47
3.3.3.3. Ácidos	47
3.3.4. Control de arcillas	47
3.3.5. Biocidas	48
3.3.6. Controladores de pH (Buffers)	48
3.3.7. Inhibidor de incrustaciones	48
3.4. Tipos de fluidos fracturantes	49
3.4.1. Fluidos base agua	49
3.4.2. Fluidos base aceite	50
3.4.3. Espumas/poliemulsiones	50
3.4.4. Fluidos ácidos	52
Referencias capítulo 3	53

4. Manejo de agua producida y de flujo de retorno durante operaciones de fracturamiento hidráulico	54
4.1. ¿Qué es el manejo de agua?	54
4.2. El ciclo del agua en operaciones de fracturamiento hidráulico	55
4.2.1. Suministro de agua	55
4.2.1.1. Agua superficial	56
4.2.1.2. Agua subterránea	56
4.2.1.3. Suministro de agua municipal	57
4.2.1.4. Agua tratada	57
4.2.2. Transporte	57
4.2.3. Almacenamiento	58
4.2.4. Tratamiento	59
4.2.5. Disposición final	60
4.2.5.1. Inyección de agua en pozos profundos	60
4.2.5.2. Descarga en superficie	60
4.2.5.3. Evaporación	61
4.3. Manejo del agua en un fracturamiento hidráulico	61
4.3.1. Estrategia de manejo de agua	62
4.3.2. Opciones de tratamiento	67
4.3.2.1. Remoción de aceite	68
4.3.2.1.1. Separador	68
4.3.2.1.2. Flotación por gas disuelto	69
4.3.2.1.3. Medios coalescentes	69
4.3.2.1.4. Medios adsorbentes	69
4.3.2.2. Total de sólidos suspendidos	70
4.3.2.2.1. Filtración	70
4.3.2.2.2. Saco/cartucho de filtración	70
4.3.2.2.3. Filtración multimedios	71
4.3.2.2.4. Coagulación/floculación	71
4.3.2.2.5. Electrocoagulación	72
4.3.2.2.6. Hidrociclón	73
4.3.2.3. Formadores de incrustaciones	73

4.3.2.3.1.	Precipitación química	73
4.3.2.3.2.	Intercambio de iones	74
4.3.2.4.	Sales disueltas	74
4.3.2.4.1.	Separación por membranas y osmosis inversa	74
4.3.2.4.2.	Recompresión mecánica de vapor	75
Referencias capítulo 4		76
Conclusiones		77
Bibliografía		79
Abreviaturas y unidades		81

Abstract

To develop unconventional shale reservoirs is required a different technology that used for conventional reservoirs mainly because these deposits have low permeability and movement of hydrocarbons into the wellbore is very limited. If a stimulation method was not used would be impossible to produce these deposits that have recently been evaluated and represent great energy potential for different countries.

The method of stimulation that is used in unconventional shale wells is hydraulic fracturing. Hydraulic fracturing can create cracks and extend them into the formation to build highly conductive pathways for hydrocarbons to move toward the well more easily. Hydraulic fracturing use a fluid to break formation using pumps to provide pressure, a proppant agent to maintain open the conductive path and additives to enhanced the operation performance.

The base fracturing fluids can be water, oil, acid or foam each type has certain advantages and disadvantages. The base fluid most used to develop shale is water because it is easier to handle than those that are oil-based or acid (for example), is cheaper and easier to make. Chemicals are added to achieve the desired characteristics of fracturing fluid, the most common include friction reducers, gelling agents, biocides scale inhibitors, inhibitors of clays and gel breakers.

Large volumes of water required for hydraulic fracturing require to have a water management plan to reduce the need for supply and save water through reuse or recycling. The aspects to be taken into account for management are the source of supply, transportation, storage, treatment, disposal, regulations (environmental standards for example) and the community affected by fracturing operations.

The water treatment technologies are varied and different treatment strategies according to the progress of the development of the field may apply. Treatment technology can be used to removal of oil in water, suspended solids removal, dissolved solids removal and removal of scale forming components which are the main water pollutants after fracturing.

Resumen

Para explotar los yacimientos no convencionales de lutita es necesaria una tecnología diferente a la utilizada para los yacimientos convencionales debido principalmente a que estos yacimientos son de baja permeabilidad y el movimiento de los hidrocarburos hacia el pozo es muy limitado. Si no se utilizara un método de estimulación del pozo sería imposible hacer producir éstos yacimientos que recientemente han sido evaluados y representan un gran potencial energético para diversos países.

El método de estimulación que se utiliza en pozos no convencionales en lutitas es el fracturamiento hidráulico. Con el fracturamiento hidráulico es posible crear grietas y extenderlas dentro de la formación para crear caminos de alta conductividad de manera que los hidrocarburos se muevan hacia el pozo con mayor facilidad. El fracturamiento hidráulico utiliza un fluido para romper la formación con ayuda de la presión proporcionada por bombas, un agente apuntalante para mantener abierto el canal conductivo y aditivos con diversas funciones que mejoran la eficacia de la operación.

La base de los fluidos de fracturamiento puede ser agua, aceite, ácido o espuma cada tipo de base presenta ciertas ventajas y desventajas. El fluido base de mayor uso para la explotación de lutitas es el agua por ser más fácil de manejar que los que son a base de aceite o ácido por ejemplo, es más barata y fácil de formular. Al agua se le añaden productos químicos para lograr las características deseadas del fluido de fracturamiento, los más comunes incluyen reductores de fricción, agentes gelificantes, biocidas, inhibidores de incrustaciones, inhibidores de arcillas y rompedores de gel.

Los grandes volúmenes de agua necesarios para el fracturamiento hidráulico obligan a tener un plan de manejo de agua para disminuir la necesidad de suministro y ahorrar agua por medio de la reutilización o el reciclaje. Los aspectos que deben tomarse en cuenta para el manejo son la fuente de suministro, transporte, almacenamiento, tratamiento, disposición final, regulaciones (normas ambientales por ejemplo) y la comunidad afectada por las operaciones de fracturamiento.

Las tecnologías de tratamiento de agua son variadas y pueden aplicarse diferentes estrategias de tratamiento de acuerdo al avance del desarrollo del campo. La tecnología de tratamiento puede

utilizarse para la remoción de aceite en el agua, remoción sólidos suspendidos, remoción de sólidos disueltos y remoción de componentes formadores de incrustaciones que son los principales contaminantes del agua después del fracturamiento.

Introducción

El fracturamiento hidráulico es indispensable para la explotación rentable de los yacimientos de lutita. Este tipo de estimulación de pozos no es algo nuevo en la industria, hace más de sesenta años se realizó el primer fracturamiento en estados unidos y desde entonces se ha realizado este procedimiento para aumentar la producción de hidrocarburos en pozos que han sufrido daño o con baja permeabilidad.

Lo que es nuevo es la estimación de recursos de gas de lutitas en diferentes países, tales estimaciones han hecho popular al fracturamiento hidráulico no sólo por ser indispensable para su explotación sino por los requerimientos de volumen de agua dulce tan altos para fracturar un solo pozo. La explotación rentable de formaciones de lutita requiere de un fracturamiento masivo de pozos y la preocupación de la sociedad en general es principalmente la cantidad de agua que se necesita para a explotación de esto recursos, además del potencial contaminante que tiene el uso de diferentes aditivos para crear los fluidos de fractura.

Es una preocupación lógica por las demandas de agua cada vez mayores de la población y es algo que la industria debe tomar en cuenta debido a que el descontento general puede impedir la explotación de este recurso, además el agua es parte del sustento de la vida y un recurso valioso que no debe ser mal gastado.

La solución está en plantear una estrategia de manejo de agua para el fracturamiento hidráulico que ayude a minimizar la cantidad de agua requerida y desechar el agua residual sin contaminar el medio ambiente o fuentes de agua dulce.

Las siguientes páginas estarán dedicadas a explicar qué son las formaciones de lutitas, qué es el fracturamiento hidráulico, cuáles son las características de los fluidos fracturantes y al final se abordará el tema de manejo de agua que tan necesario es para la explotación de lutitas

1. Yacimientos no convencionales

1.1. Introducción

Antes de analizar los yacimientos no convencionales debemos de hacer un breve análisis de los yacimientos convencionales y de esta manera comprender mejor la diferencia entre ambos yacimientos.

De acuerdo al Sistema de Gestión de Recursos Petroleros o “Petroleum Resources Management System” (PRMS) se tienen en la naturaleza dos tipos de recursos, los convencionales y los no convencionales.¹ Se puede entender que los recursos no convencionales se encuentran en yacimientos no convencionales que son “acumulaciones discretas de petróleo relacionados con una característica estructural geológica y/o condición estratigráfica, típicamente con cada acumulación limitada por un contacto descendiente con un acuífero, y que están afectados significativamente por las influencias hidrodinámicas tales como la flotabilidad del petróleo en el agua. El petróleo se recupera a través de los pozos y típicamente requiere un mínimo procesamiento”

Un yacimiento es un cuerpo de roca porosa y permeable del subsuelo que almacena aceite y/o gas. Para que exista un yacimiento convencional de petróleo se necesitan de ciertas condiciones que incluyen: una roca madre, una roca almacén porosa y permeable, un proceso de migración, una trampa y un sello impermeable. En los yacimientos convencionales las características porosas y permeables de las rocas que lo conforman permiten que los hidrocarburos contenidos en sus poros microscópicos fluyan bajo ciertas condiciones hacia el pozo, además, es normal encontrar (por la densidad y flotabilidad de los hidrocarburos) una columna de agua por debajo del petróleo o del gas acumulado. **Ver Figura 1.1.**

Los yacimientos convencionales pueden ser clasificados de acuerdo al tipo de fluido que contienen, por el tipo de trampa, diagrama de fase o por el tipo de empuje.

En el caso de los yacimientos no convencionales algunas de las condiciones necesarias para que exista una acumulación de hidrocarburos se presentan de forma diferente, por ejemplo, en un yacimiento de gas de lutita la roca generadora que originó el hidrocarburo sirve también de roca sello y como trampa.

YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

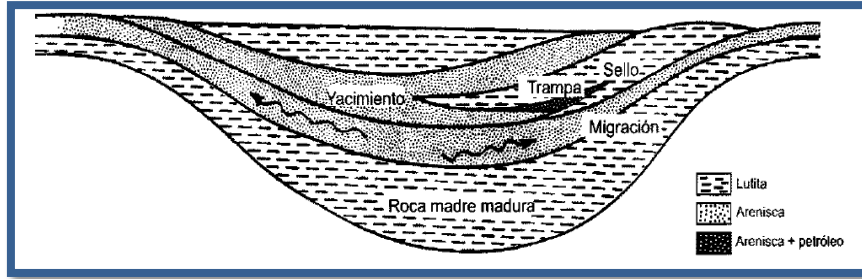


Figura 1.1. Esquema del sistema petrolero.²

En un sentido amplio un yacimiento no convencional es aquel cuya porosidad, permeabilidad, mecanismo de entrapamiento u otras características difieren respecto de los yacimientos convencionales. En el PRMS los yacimientos no convencionales son “acumulaciones de petróleo que son dominantes a lo largo de un área grande y que no se afectan significativamente por influencias hidrodinámicas (también llamada depósitos de tipo continuo). Generalmente, dichas acumulaciones requieren tecnología especializada de extracción. Más aún, el petróleo extraído puede necesitar procesamiento significativo antes de la venta”.

Para identificar los yacimientos no convencionales se utilizará el triángulo de recurso (**Figura 1.2**) que proporciona el PRMS. Los yacimientos convencionales que son de volumen pequeño se encuentran en la punta, mientras que los yacimientos no convencionales se encuentran más cercanos a la base tienen un mayor volumen y requieren de tecnologías especiales para su producción. Cuanto más se acerque a la base el yacimiento requerirá de mayor inversión y tecnologías mejoradas para su extracción.

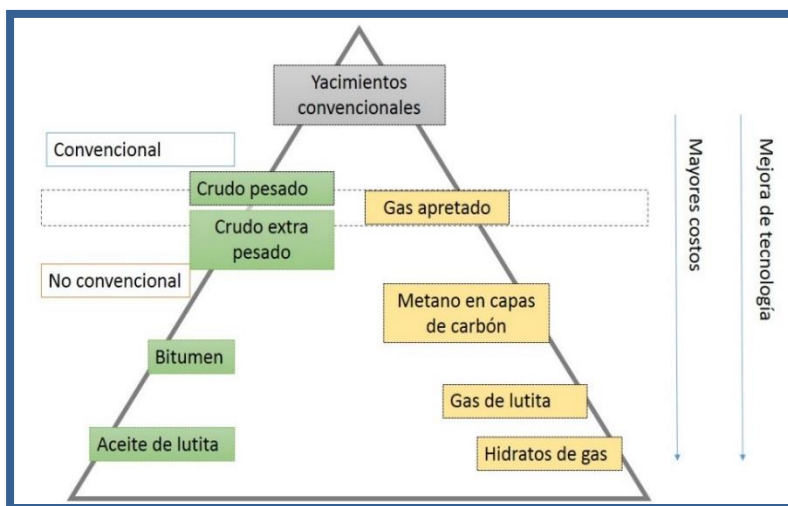


Figura 1.2. Triángulo de recursos (Adaptación).³

Los yacimientos no convencionales incluyen entonces yacimientos de:

- ❖ Crudo extra pesado
- ❖ Bitumen
- ❖ Gas apretado
- ❖ Metano en capas de carbón
- ❖ Gas en lutita
- ❖ Aceite en lutita
- ❖ Hidratos de gas

1.2. Características generales de los yacimientos no convencionales.

1.2.1. Crudo extra pesado

El crudo extra pesado posee una densidad menor a 10 °API y posee un rango de viscosidad de 1,000 a 10,000 [cp]. Los yacimientos de crudo extra pesado son clasificados como tal por el tipo de hidrocarburo que asumen las dos principales características antes mencionadas.

Alrededor del 90% de las acumulaciones conocidas en el mundo de crudo extra pesado están en la faja petrolífera del Orinoco de la cuenca Este de Venezuela, con más de 1.3 trillones de barriles iniciales in-situ.³

Los cuerpos individuales de arenas en las acumulaciones del Orinoco tienen un rango de espesor más de 150 [ft]. La mayoría de las capas petrolíferas son de 25 a 40 [ft] de espesor, con una alta porosidad (de 27 a 32 %), buena permeabilidad (arriba de 5 Darcy), y buena continuidad lateral.³

1.2.2. Bitumen

El bitumen natural es la porción de petróleo que existe en la fase semisólida o sólida en depósitos naturales. Usualmente contiene azufre, metales y otros no hidrocarburos. El bitumen natural generalmente tiene una densidad menor a 10 °API y una viscosidad mayor a 10,000 [cp] medido a la temperatura original en el depósito y a presión atmosférica sobre una base libre de gas. En su estado de viscosidad natural, normalmente no es recuperable a tasas comerciales a través de un pozo y requiere de técnicas de recuperación mejorada como inyección de vapor. Depósitos cercanos a la superficie pueden ser recuperados usando métodos de minería a cielo abierto. Las acumulaciones de bitumen son clasificadas como no convencionales porque se extienden sobre un

YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

área grande y no se ven afectados a la actualidad por influencias hidrodinámicas como la flotabilidad del petróleo en el agua. Este tipo de petróleo requiere el mejoramiento a crudo sintético o dilución con hidrocarburos ligeros antes del mercadeo.

El mayor recurso de bitumen conocido está en el oeste de Canadá, donde arenas del Cretácico y carbonatos del Devónico subyacentes cubren un área de 30,000 millas cuadradas conteniendo arriba de 1,700 mil millones de barriles de bitumen iniciales in-situ. De acuerdo a World Energy Council (2007), fuera de Canadá, 259 depósitos de bitumen natural son reportados en 21 países. Los volúmenes totales globales de bitumen descubierto inicialmente in-situ está estimado en 2,469 mil millones de barriles.³

1.2.3. Formaciones de gas apretado

La definición del PRMS es una definición ampliada de la que presenta la Ley de gas de los Estados Unidos de 1978 en donde el yacimiento requiere de una permeabilidad in-situ igual o menor a 0.1 [mD] para que sea considerado como una formación de gas apretado. En la definición ampliada un yacimiento de gas apretado es “un yacimiento que no puede ser producido a tasas económicas de flujo ni recuperar volúmenes económicos de gas natural a menos que el pozo este estimulado por un largo tratamiento de fracturamiento hidráulico o producido mediante el uso de un pozo horizontal o pozos multilaterales”.³

En la producción de estos yacimientos no solo la permeabilidad es importante. La ecuación de flujo radial muestra que la tasa de producción es una función de muchos factores físicos, incluyendo presión, propiedades de los fluidos, temperaturas de yacimiento y de superficie, espesor neto productivo, radio de drene y radio del pozo, daño y la constante no Darciana.³ Por lo tanto la segunda definición se presenta factores económicos y físicos para evaluar una formación de gas apretado.

La industria generalmente divide los yacimientos de gas apretado en (1) acumulaciones de gas centradas en la cuenca o “basing-centered gas accumulations” (BCGA), también conocidas como acumulaciones continuas de gas y (2) yacimientos de gas que presentan baja permeabilidad, rocas del yacimiento con pobre calidad en trampas estructurales y estratigráficas convencionales.³

Acumulaciones continuas de gas, o BCGA's, son definidas por el Servicio Geológico de Estados Unidos como “Aquellas acumulaciones de gas o aceite que tienen dimensiones espaciales amplias y

límites no bien definidos, y los cuales existen más o menos independientemente de la columna de agua”. Además, comúnmente tienen permeabilidades de matriz bajas, y están en estrecha proximidad con las rocas del yacimiento, tienen bajos factores de recuperación, y son visualizadas como “una colección de celdas cargadas con gas”.³ Todas esas celdas son capaces de producir gas, pero sus capacidades de producción cambian de celda a celda, con la mayor producción obtenida de celdas con fracturas conectadas naturalmente y/o permeabilidades de matriz más altas.

Hay cuatro claves elementales que definen un BCGA:

- ❖ Presión anormal
- ❖ Baja permeabilidad (generalmente ≤ 0.1 [mD])
- ❖ Saturación continua de gas
- ❖ Columna de agua sin buzamiento descendiente

Si alguno de esos elementos está ausente, el yacimiento no puede ser tratado como una acumulación continua de gas. La litología no es parte de los cuatro requerimientos listados arriba; los mismos cuatro elementos han sido reportados por yacimientos carbonatos y clásticos.

1.2.4. Metano en capas de carbón

El carbón es definido como una roca fácilmente inflamable con contenido de más de 50% en peso y más de 70% en volumen de material de carbono formada por compactación y endurecimiento de restos de vegetales modificado de diversas maneras similares a los depósitos de turba.³ El metano en capas de carbón o “Coalbed Methane” (CBM), hace referencia indistintamente a gas natural de carbón o “natural gas from coal” (NGC, Canadá) o gas de mantos de carbón o “coalsem gas” (CSG, Australia), es generado ya sea por bacterias metanogénicas o craqueo térmico del carbón. Dado que mucho del gas generado en carbón puede permanecer en el carbón, sobre todo debido a la adsorción del gas en la matriz de carbón, el carbón actúa como roca generadora y como roca almacén para su gas.

Los yacimientos de CBM generalmente están naturalmente fracturados, y la mayoría del almacenamiento del gas se debe a la adsorción en la superficie interna de la roca. El transporte de gas natural y agua hacia el pozo es dictado principalmente por el sistema de fracturas naturales. La matriz de carbón tiene una muy baja permeabilidad, y el mecanismo de transporte de gas generalmente es considerado debido a la difusión (flujo de impulso por concentración). El gas se

YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

difunde desde la matriz de carbón dentro de las fracturas naturales y se mueve bajo flujo darciano hasta el pozo. Los perfiles de producción de yacimientos de CBM son únicos y son una función de una variedad de factores operacionales y del yacimiento.

Los mecanismos principales para el almacenamiento del gas en yacimientos de CBM son: (1) adsorción en la superficie interna, principalmente asociada con la materia orgánica, (2) almacenamiento convencional (gas libre) en fracturas naturales, (3) almacenamiento convencional en la matriz de poros, y (4) en solución con el bitumen y agua de formación.

1.2.5. Aceite en lutitas

Aceite en lutitas son rocas sedimentarias de grano fino (lutitas, limolitas y margas) que contienen cantidades relativamente grandes de materia orgánica (conocida como “querógeno”) de los cuales cantidades significativas de aceite y gas combustible pueden ser extraídos por destilación destructiva. La materia orgánica en aceite en lutitas es compuesta principalmente por carbón, hidrógeno, oxígeno y pequeñas cantidades de azufre y nitrógeno.³ La diferencia entre aceite en lutitas y carbón está en que la materia orgánica en el carbón tiene una relación atómica H/C más baja y la relación materia orgánica/materia mineral del carbón es mucho mayor.

El depósito más grande conocido está en Green River en el oeste de Estados Unidos, con una estimación de 1.5 trillones de barriles de aceite original in-situ. Otros importantes depósitos incluyen de Australia, Brasil, China, Estonia, Jordania y Marruecos.³

1.2.6. Hidratos de gas

Los hidratos de gas son sustancias cristalinas que se originan de forma natural cuando existe una temperatura baja, presión adecuada y cantidades suficientes de gas y agua. La estructura básica está compuesta por un cristal enrejado de moléculas de agua que contienen una molécula de gas denominada huésped. Cuando los hidratos se encuentran fuera de la zona de estabilidad se disocian en sus componentes de agua y gas.

La industria del petróleo tienen un interés en los hidratos de metano que a condiciones estándar de temperatura y presión, una unidad de volumen de hidrato de metano saturado contendrá la cantidad de 164 unidades de volumen de gas metano. Los hidratos de metano se forman cuando existe presencia de gas, principalmente metano biogénico producido por microbios que descomponen la materia orgánica.

Hoy en día no hay tecnología que pueda aplicarse para la explotación económicamente viable de éstos yacimientos, aunque en Japón se está llevando a cabo un programa para la extracción de hidratos de gas para utilizarlo como fuente de energía.

El programa japonés inició en 2001 y ha tenido resultados favorables recientemente. En marzo de 2013 se llevó a cabo una producción en alta mar de hidratos de metano por seis días extrayendo aproximadamente 120, 000 m³ de gas. Aunque no fue una producción comercial sino un experimento de producción es un gran avance en la producción de hidratos de gas y pone a los japoneses más cerca de la producción de este recurso como fuente de energía.⁴

1.2.7. Gas de lutita

El gas de lutitas es producido por rocas de grano fino, compuestas por arcilla y/o limo ricas en materia orgánica, las cuales sirven como fuente, trampa y almacén para el gas. Las lutitas tienen permeabilidades de matriz muy bajas (cientos de nanodarcies). Requieren, ya sea fracturas naturales y/o estimulación por fracturamiento hidráulico para producir el a gas a tasas comerciales.

Las lutitas son rocas complejas que presentan cambios a escala submilimétrica en mineralogía, tamaño de grano, estructura de poro y fracturamiento. En yacimientos termogénicos de gas de lutita, la materia orgánica ha sido suficientemente “cocida” para generar gas, el cual está atrapado en las paredes de la materia orgánica o querógeno mediante la adsorción. En yacimientos biogénicos de gas de lutita la materia orgánica no ha sido sepultada lo suficiente para generar hidrocarburos. En su lugar, bacterias que han sido llevadas dentro de la roca por el agua, han generado gas biogénico que es adsorbido en los compuestos orgánicos.

Valores de Carbono Orgánico Total o “Total Organic Carbon” (TOC) son altos en lutitas biogénicas (a menudo >10 en peso), pero relativamente baja (>2% en peso) en lutitas termogénicas donde la mayoría del TOC ha sido convertido en hidrocarburos.

1.3. Yacimientos no convencionales de gas

Si bien los yacimientos no convencionales en general tienen características muy diferentes entre sí, la industria ha optado por tener una definición general para los yacimientos de gas. Ésta definición es la utilizada para definir un yacimiento de gas apretado anteriormente descrita, pero es utilizada en un sentido más amplio. Así, un yacimiento no convencional de gas, en la industria, es un yacimiento que posee una permeabilidad menor a 0.1 [mD] y además no produce a tasas

YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

económicamente rentables sin procesos de estimulación o sin aplicar tecnologías especiales de recuperación.

Los yacimientos no convencionales de gas incluyen:

- ❖ Gas apretado
- ❖ Gas de lutita
- ❖ Metano en capas de carbón
- ❖ Hidratos de metano

En la sección anterior se expuso las características generales de cada uno de ellos.

1.3.1. Potencial de los yacimientos no convencionales de gas

1.3.1.1. Panorama mundial

A nivel mundial se estiman alrededor de 15,000 [Tpc] de gas en formaciones de gas apretado. Estados Unidos cuenta con un estimado de 5,000 [Tpc] de gas inicial, de los cuales 350 trillones son considerados como recuperables. En Canadá se estiman 1,500 [Tpc] iniciales in-situ.³

Los recursos de CBM alrededor del mundo son inmensos, con estimaciones que exceden los 9,000 [Tpc]. Los principales países productores incluyen Estados Unidos, Canadá y Australia y más de 40 países han evaluado el potencial de CBM.

Con respecto al gas de lutitas, 48 cuencas se han evaluado en 32 países por la Administración de Información de Energía o “Energy Information Administration” (EIA) de Estados Unidos. Las 48 cuencas muestran una estimación de gas recuperable en lutitas de 7,795 [Tpc] al 2013. Los pioneros fueron los Estados Unidos con la explotación de la cuenca Barnett que es un enorme yacimiento de gas natural de 12,000 [km²]. Esta capa de sedimentos ricos en materia orgánica tiene un espesor entre 120 y 240 metros y se encuentra a una profundidad de unos dos kilómetros de la superficie. El desarrollo de la lutita Barnett comenzó en 1981 cuando Mitchell Energy perforó un pozo para la producción de gas de lutita exclusivamente.⁴

Desde el éxito en la lutita Barnett los esfuerzos por desarrollar los yacimientos de gas de lutitas principalmente, han crecido considerablemente. El estudio de 2011 de la EIA estimaba un volumen a nivel mundial de 25,000 [Tpc] de gas de lutitas in situ, el de 2013 de la misma institución aumentó el volumen de la estimación a 35,782 [Tpc] in situ. **Tabla 1.1.**

Región	Estudio de 2013 [Tpc] Volumen in situ	Estudio de 2013 [Tpc] Volumen técnicamente recuperable
América del Norte	9,291	1,118
América del Sur	6,390	1,431
Europa	4,895	883
África	6,664	1,361
Asia	6,495	1,403
Australia	2,046	437
Total	35,782	7,795

Tabla 1.1. Estimaciones de volumen de gas (2013).⁵

Debido al éxito obtenido en Estados Unidos al explotar los yacimientos de gas en lutitas el mundo se ve cada vez más interesado en obtener este recurso. Existen limitantes tanto técnicos como políticos diferentes para cada país en particular donde se tenga potencial de gas de lutitas. Los principales factores que dificultan el desarrollo del gas de lutita en diversos países son la falta de experiencia, la disponibilidad de equipo para operaciones de estimulación y la disponibilidad de agua requerida en el fracturamiento, que es una operación necesaria para explotar éste tipo de yacimientos.

La necesidad de los recursos energéticos en el mundo y el potencial de gas en lutitas para varios países (**figura 1.4**) son motivación suficiente para que comience la revolución del gas de lutitas el mundo.⁴

En el continente Americano, Estados Unidos cuenta con varias formaciones de gas de lutitas, de las que destaca la lutita Marcellus con 1,500 [Tpc]. Otras formaciones lutíticas importantes son: la lutita Haynesville-Bossier con 717 [Tpc] de gas inicial in-situ, la lutita Barnett con 327 [Tpc]. En Canadá también existe potencial de gas de lutitas, siendo las más extensas las cuencas de Horn River, la bahía de Córdova, la cuenca de Laird, la cuenca Profunda y el grupo de Colorado, ubicadas oeste de Canadá. El estimado de gas recuperable es de 573 [Tpc] para las cinco cuencas de Canadá en total.^{4,5} En el caso de México se estima un volumen de gas inicial in-situ de 2,233 [Tpc], las cuencas de interés son: Burgos, Sabinas, Tampico, Tuxpan y Veracruz. En América del Sur se destaca Argentina con un volumen de gas inicial in-situ de 3,244 [Tpc] de los cuales 802 [Tpc] se consideran técnicamente recuperables. Brasil también tiene potencial considerable de gas de lutita, los volúmenes son estimados en 1,279 [Tpc] de gas in situ.^{4,5}

YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

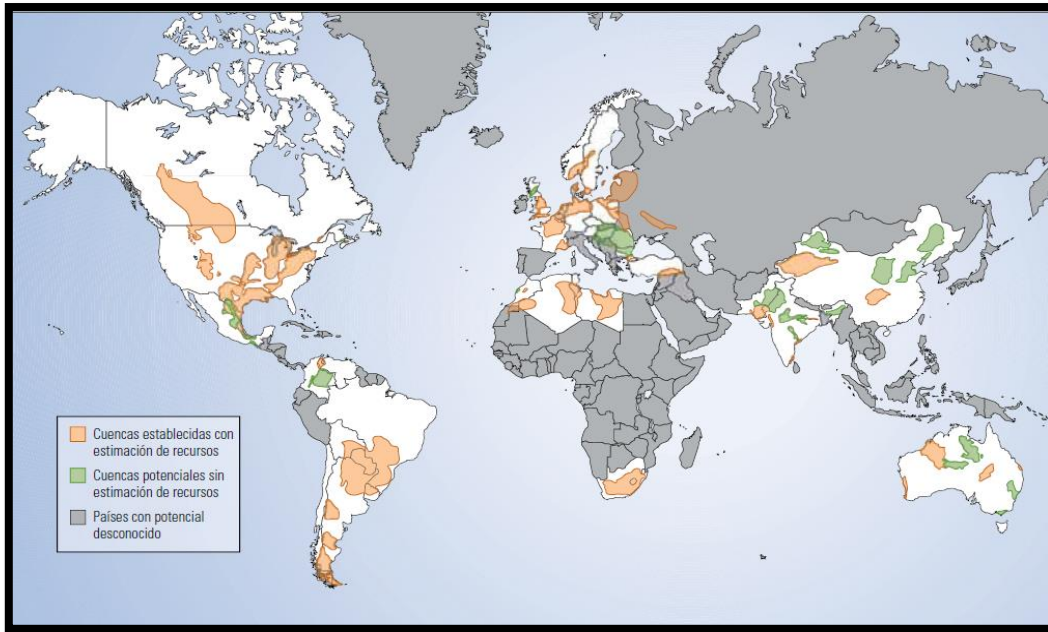


Figura 1.4. Análisis de países con potencial de gas de lutita.⁴

En Europa, Polonia tiene grandes volúmenes de gas estimados, el total de las cuencas Lublin, Baltico y Podlasie es de 763 [Tpc] de los cuales 148 [Tpc] se consideran técnicamente recuperables. Francia cuenta con importantes recursos estimados de gas de lutita. El volumen de gas inicial in-situ para Francia es de 727 [Tpc], a pesar del potencial, en Francia está prohibido realizar operaciones de fracturamiento, por lo que las actividades de desarrollo de gas de lutitas están suspendidas, si bien la explotación de los yacimientos de gas de lutita no está prohibida, sin un fracturamiento no es posible lograr la viabilidad de los proyectos. Lutitas con potencial bajo son las lutitas de Posidonia localizadas en porciones aisladas de los Países Bajos y Alemania, las lutitas Wealden en Alemania y las lutitas de edad Carbonífero en Países Bajos. La lutita Alum que cubre parte de Noruega, Suecia y Dinamarca cuenta con pocos datos para su análisis, aun así se estiman 359 [Tpc] de los cuales 68 [Tpc] son considerados técnicamente recuperables.^{4,5}

Las actividades en el continente Africano son escasas en cuanto a lo referente a yacimientos de gas de lutita. Sudáfrica concentra gran parte de las actividades de exploración y producción, cuenta con un estimado de gas inicial in-situ de 1,559 [Tpc] en un grupo de lutitas llamadas Ecca.

En Asia también se tiene potencial para el desarrollo de gas de lutita, tan solo en China se estiman de 4,746 [Tpc] y 1,115 [Tpc] considerados como técnicamente recuperables. Las cuencas más importantes son la cuenca de Sichuan al sur de China y la cuenca de Tarím al oeste. En el territorio de India y Pakistán se encuentran cinco cuencas un volumen estimado de 584 y 586 [Tpc]

respectivamente. Las cuencas son: Southern Indus que comparten ambos países, Gadovari a lo largo de la costa este de India, Cauvery en India meridional y la cuenca del Valle de Damodar en el noreste de India, éstas cuencas son geológicamente complejas debido a la actividad tectónica.^{4,5}

Australia también cuenta con potencial de recursos de gas de lutitas, las principales cuencas consideradas para el desarrollo son Canning Cooper, Perth y Maryborough. El estimado para estas cuencas es de 2,046 [Tpc] de gas inicial in situ de lo que 437 [Tpc] son considerados técnicamente recuperables.

1.3.1.2. Gas de lutitas en México

Como se mencionó antes en México las cuencas de interés para el desarrollo de gas de lutitas son: Burgos, Sabinas, Tampico, Tuxpan y Veracruz. Los recursos potenciales más grandes se encuentran en el norte, la formación Eagle Ford es de especial interés puesto que la formación se extiende hasta Estados Unidos (Texas) donde resultó en producción de aceite y gas, por lo que se esperan resultados similares del lado de México.

De acuerdo a las características que la formación Eagle Ford presenta en diversas áreas sobre las que se extiende, la formación fue dividida de manera informal en dos unidades denominándolas de la más antigua a la más reciente, Unidad Inferior y Unidad Superior

La extensión productiva Eagle Ford correspondiente al cretácico cubre una extensión de 72,283 km² cubriendo parte de los estados de Coahuila, Nuevo León y Tamaulipas. El área de la extensión productiva había sido ya explorada pero la formación había sido considerada como roca generadora y no como yacimiento.

Durante los años 2008-2009 Pemex tuvo como principal objetivo una caracterización geológica, geofísica y geoquímica de las lutitas gasíferas de Sabinas y Burgos para definir su potencial generador y de producción. La interpretación geoquímica permitió definir el potencial generador de ambas unidades, concluyendo que la Unidad Inferior es la que ofrece mayor potencial de gas de lutitas. Con valores de entre 1 y 4% de TOC en la cuenca de Sabinas y la Proción noroeste de la cuenca de burgos.⁶ **Figura 1.5.**

Al término de los estudios se determinó un área de más 3,620 [km²] con potencial de gas de lutitas. El estudio de la EIA de Estados Unidos estima en México 2,233 [Tpc] de los cuales 437 [Tpc] se consideran técnicamente recuperables.⁵

YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

Existen otras lutitas ricas en materia orgánica en México, antes se mencionaron otras cuencas con potencial e gas de lutitas, pero la complejidad estructural o profundidad las hacen menos atractivas para el desarrollo.

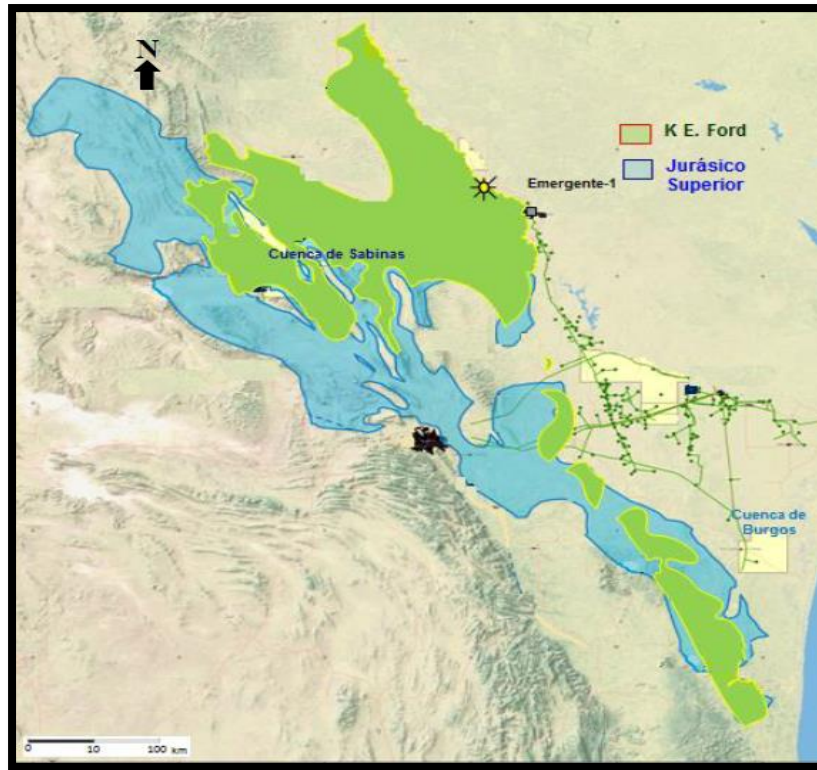


Figura 1.5. Área de 34 km² con potencial de producción de gas de lutitas.⁶

Cuenca	Formación	Volumen in-situ	Volumen técnicamente recuperable
Burgos	Lutita Eagle Ford	1,222	343
	Lutitas del Titoniano	202	50
Sabinas	Lutita Eagle Ford	501	100
	La casita	118	24
Tampico	Pimienta	151	23
Tuxpan	Tamaulipas	9	1
	Pimienta	10	1
Veracruz	Maltrata	21	3

Tabla 1.2. Estimaciones (2013) de volumen de gas en México por cuenca.⁵

1.3.2. Tecnologías para el desarrollo yacimientos no convencionales de gas

Para los yacimientos con baja permeabilidad es común utilizar una estimulación a fin de aumentar la permeabilidad y por ende la producción. El fracturamiento es una operación que se hace típicamente en los yacimientos de gas apretado, y gas de lutitas así como en los yacimientos de metano en capas de carbón.

El fracturamiento hidráulico se realiza para crear fracturas en una formación objetivo mediante el bombeo de un fluido (fluido fracturante) a una presión mayor a la presión de fractura de la formación. Las fracturas se mantienen abiertas ya que en el fluido fracturante se incluyen elementos que impiden el cierre de la fracturas (apuntalantes) o debido a que un ácido disuelve parte de la roca (fracturamiento ácido). El fracturamiento ácido se realiza generalmente para formaciones carbonatadas.

La aplicación de un fracturamiento hidráulico no se reduce a la creación de fracturas nuevas para el aumento de la permeabilidad de una formación, hay muchas aplicaciones, por ejemplo: puede aumentar el gasto de aceite y/o gas de yacimientos de baja permeabilidad, aumentar el gasto de aceite y/o gas de pozos que han sido dañados, conectar fracturas naturales con el pozo, aumentar el área de drene o la cantidad de formación en contacto con el pozo.

De forma resumida el fracturamiento se realiza de la siguiente manera: 1) Bombeo de un volumen de colchón, de salmuera o gel lineal, con objeto de obtener parámetros de la formación y poder optimizar el diseño propuesto. A este tipo de operación se le conoce como Mini-frac, permite determinar la presión de fractura, el gradiente de fractura, gasto máximo de fractura, presión de cierre instantáneo y eficiencia de pérdida de fluido; parámetros importantes para el diseño de fracturamiento y la geometría de la fractura. 2) Bombear gel lineal como fluido fracturante para generar la ruptura de la roca de la formación y dar las dimensiones de la geometría de la fractura. 3) Bombear gel de fractura con agente apuntalante para mantener abierta la fractura generada.⁷

Los beneficios de lograr un fracturamiento hidráulico exitoso incluyen:

- ❖ Tener recuperaciones comerciales de hidrocarburos en formaciones de muy baja permeabilidad.
- ❖ Recuperación de producción en intervalos severamente dañados.
- ❖ Incremento de las reservas recuperables.

YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

- ❖ Conexión del pozo con sistemas naturales aislados, permeables y/o fracturados.
- ❖ Incremento del área de drenaje efectiva.
- ❖ Aumento en la estabilidad del agujero.
- ❖ Incremento en la eficiencia de proyectos de recuperación mejorada.
- ❖ Mejorar el almacenamiento en el subsuelo.

Para el caso de los yacimientos no convencionales de gas lo que se busca con el fracturamiento es la recuperación a tasas recuperables de gas, aumento de la permeabilidad y el incremento de las reservas recuperables.

Otro aspecto importante para el desarrollo de los yacimientos no convencionales de gas es la perforación horizontal. La perforación horizontal comienza con una perforación vertical que luego al darle una reorientación a la barrena se convierte en una perforación horizontal (gradualmente). La tecnología de perforación horizontal se ha utilizado desde hace más de 10 años y ha ido creciendo desde entonces, dicha tecnología permite realizar navegaciones horizontales de 1,000 a 3,000 metros⁸

Las ventajas que ofrece la perforación horizontal son:

- ❖ Proporciona un contacto mayor del pozo con la capa donde se encuentra el hidrocarburo.
- ❖ Permite la perforación de múltiples pozos
- ❖ Se reduce significativamente el número de gasoductos, carreteras de acceso e instalaciones de producción.

Así la combinación del fracturamiento hidráulico y la perforación horizontal resulta en la mejor solución para la explotación de los yacimientos no convencionales de gas debido a que soluciona el problema de la baja permeabilidad y el área que abarcan muchos de estos yacimientos.

Además de las anteriores tecnologías en la década de los 2000 surge el fracturamiento hidráulico multietapa. Esta nueva tecnología se desarrolló con la finalidad de realizar un fracturamiento hidráulico en diferentes etapas simultáneamente en un mismo pozo, teniendo como principal ventaja una disminución en el tiempo de operación y también una disminución en los costos. La localización de la zona de fracturas a lo largo de la superficie del pozo de perforación puede controlarse insertando unos tapones inflables de gran resistencia (bridge plugs), por debajo y por encima de la región que se quiere fracturar. Esto permite que un pozo sea progresivamente

fracturado a lo largo de su longitud, reduciendo las pérdidas de fluidos de fracturación a través de las áreas ya fracturadas.

La variedad de métodos de fracturamiento utilizados para mejorar la producción, están enfocados en la complejidad de la creación de fracturas en una zona lejana para generar una fractura con varias ramas. Las fracturas con ramas, son particularmente utilizadas en formaciones con permeabilidad en el orden de nano darcies (<0.001 md), ya que estas redes abarcan una gran porción de la matriz de la roca, en lugar de crear fracturas en un solo plano en la formación.

Actualmente, hay hasta 20 diferentes procesos de estimulación o fracturamiento multietapas, que cubren todos los tipos de terminaciones de pozos; estos procesos se han utilizado para ayudar a optimizar la producción de los pozos con diferentes en terminaciones y en múltiples intervalos.

Para la práctica de fracturamiento convencional y multietapas se debe considerar: 1) Tener un bajo riesgo de perder la pared lateral, ya sea completa o solo una parte; es decir, no dañar más la formación. 2) Eficacia en el fracturamiento en etapas específicas a lo largo del intervalo productor. 3) Habilidad para dimensionar adecuadamente la fractura, así como los volúmenes de fluido y de apuntalante, tipos de apuntalante. 4) Evitar los problemas en el fracturamiento, tales como: excesivas fracturas múltiples o excesiva tortuosidad en la cercanía del pozo, los cuales pueden causar arenamientos y/o una fractura de longitud insuficiente. 5) Habilidad para bombear los fluidos apropiados basándose en las características del yacimiento. 6) Hacer del tratamiento un proceso efectivo y barato, mediante la selección del yacimiento en específico y en el valor de la recuperación final estimada.⁷

En conjunto el fracturamiento hidráulico, la perforación horizontal y el fracturamiento multietapas son la herramienta fundamental para el desarrollo de los yacimientos no convencionales de gas.

En el siguiente capítulo se abordarán los aspectos generales del fracturamiento hidráulico.

Referencias

1. SPE, AAPG, WPC, SPEE, SEG. (2007) *Petroleum Resources Management System*. Recuperado el 3 de marzo del 2014, de www.spe.com.
2. Paris de Ferrer, M. (2009). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. Maracaibo, Venezuela, Astro Data S.A.
3. SPE, AAPG, WPC, SPEE, SEG. (2011) *Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System*. Recuperado el 3 de marzo del 2014, de www.spe.com.
4. Boyer, C. et al. Gas de lutitas: Un recurso global. *Oilfield Review* (traducción). 2011, vol.23 no. 3, p. 28-39.
5. Energy Information Administration. Technically Recoverable Shale Oil and Sahel Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. Junio 2013.
6. Vázquez Pérez, A. Recursos no convencionales “shale gas” del play cretácico Eagle Ford en la cuenca de Sabinas-Burro-Picachos. Tesis (Ingeniero Geólogo) México, D.F.: Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería, 2014. 89 h.
7. Álvarez López, B. Fracturamiento hidráulico multietapas. Tesis (Ingeniero Petrolero). México, D.F.: Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería. 145 h.
8. Alonso Suárez, A. La expansión de la producción de gas natural en yacimientos no convencionales. [Diapositiva]. Comisión Nacional de Energía. Octubre 2010.

2. Fracturamiento hidráulico

2.1. Introducción

En años recientes el fracturamiento hidráulico ha cobrado cierta popularidad debido al gran interés de diversos países en adquirir los recursos petrolíferos que se encuentran en yacimientos que por sus características requieren del fracturamiento para poder producirlos. Mucho se habla del impacto ambiental del fracturamiento hidráulico, de las grandes cantidades de agua que se requieren para llevar a cabo éste procedimiento y del fracturamiento masivo necesario para poner a producir yacimientos de lutita a gastos rentables. Sin embargo la tecnología del fracturamiento es usada desde hace varias décadas, no es una tecnología reciente.

El primer fracturamiento hidráulico se realizó en 1947 en Estados Unidos y fue patentado por Floyd Farris en 1953 como un método de estimulación para incrementar la productividad de pozos, desde entonces ha ido evolucionando hasta la actualidad.¹

El fracturamiento hidráulico consiste en la inyección de un fluido al pozo, a presiones tales que generen esfuerzos de tensión en la pared del agujero, de tal magnitud que se propicia la creación de una fractura, la cual se extiende dentro de la formación al continuar inyectando el fluido.

El objetivo del fracturamiento es crear canales de flujo que permitan incrementar la productividad de un pozo que generalmente tiene daño en la formación o en yacimientos que tienen baja permeabilidad como en el caso de los yacimientos de lutita.

El fracturamiento hidráulico es usado en yacimientos de lutita junto con pozos con diseño horizontal y fracturamiento multietapa para hacer fluir los hidrocarburos del yacimiento hacia el pozo a gastos rentables, ésta combinación es un método efectivo para hacer producir estos tipos de yacimientos y maximizar la producción de hidrocarburos.

El proceso de fracturamiento implica el uso de productos químicos, agua dulce y por supuesto la fractura de la roca en el subsuelo lo que causa preocupación a los grupos ambientalistas y a algunos países como Francia y Bulgaria que han impedido el uso de éste procedimiento.²

A continuación se expondrán puntos generales del fracturamiento hidráulico y se aclararán algunos mitos sobre el fracturamiento hidráulico.

2.2. Creación de la fractura hidráulica

Cuando un fluido es bombeado dentro de un pozo más rápido de lo que el fluido puede filtrarse en la formación, inevitablemente la presión se elevará y en algún punto un elemento cederá a esa presión. El acero de las tuberías de revestimiento es generalmente más fuerte que la formación por lo que la formación es la que cede a los esfuerzos de tensión generados por la presión interna.

La ruptura y el principio del crecimiento de la fractura exponen a nueva área de contacto del fluido inyectado con la formación por lo que la pérdida de fluido puede incrementarse. Sin embargo, si la tasa de bombeo sigue siendo superior a la tasa de pérdida de fluido, entonces la fractura seguirá propagándose.

Aunque la fractura aumenta en gran medida el área de flujo de la formación durante el bombeo, una vez que el bombeo sea detenido y comience la filtración del fluido la fractura comenzará a cerrarse debido a los esfuerzos de cierre de la formación (aún si no hay filtración la formación se cerrará al regresar el fluido de fractura a la superficie). Para prevenir lo anterior se debe de colocar un agente sustentante o apuntalante para que la fractura se mantenga abierta una vez que el fluido de fractura no se encuentre más en la formación. El agente sustentante o apuntalante es agregado al fluido de fractura en superficie para ser transportado dentro de la fractura, de ésta manera cuando el bombeo es detenido y el fluido regresa a superficie, el agente sustentante permanecerá en el sitio para mantener la fractura abierta y mantener una vía de flujo conductiva para el incremento del área de flujo de la formación durante la producción.

El fracturamiento hidráulico tiene que vencer la presión de fractura de la formación por medio de la presión que se genera al inyectar un fluido a alto gasto, primero una grieta será generada y después la fractura crecerá al seguir inyectando el fluido.

La fractura se desarrolla en un plano perpendicular al mínimo esfuerzo regional al que están sujetas las formaciones del subsuelo, únicamente a profundidades someras podrán encontrarse fracturas con orientación horizontal; es decir desarrollo en un plano horizontal. En lo general la mayoría de las fracturas se desarrollan en un plano vertical.¹

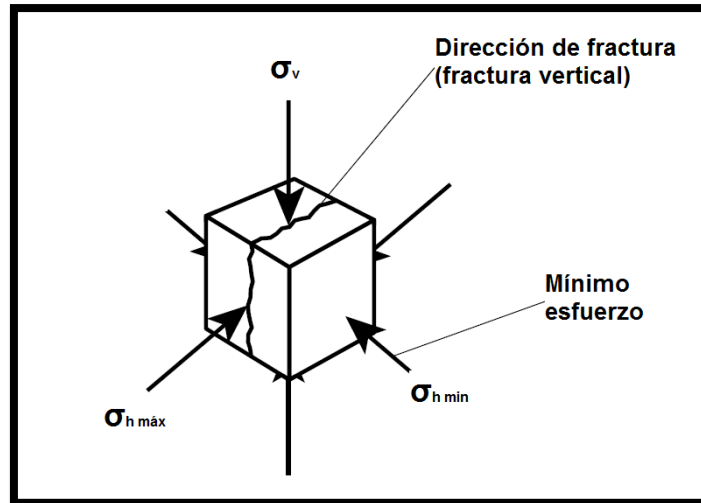


Figura 2.1. Esfuerzos verticales y horizontales. (Modificado)³

A profundidades someras los esfuerzos horizontales (mínimo y máximo) son mayores que el esfuerzo vertical por lo que las fracturas suelen ser horizontales. Cuando la profundidad es tal que el esfuerzo vertical supera los esfuerzos horizontales (horizontal mínimo u horizontal máximo) entonces uno de estos será el esfuerzo mínimo y la fractura será vertical. Ver **Figura 2.1.**

2.3. Entendiendo el fracturamiento hidráulico

El procedimiento resumido del fracturamiento hidráulico fue descrito en el Capítulo 1 en la sección “Tecnologías para el desarrollo de yacimientos no convencionales de gas”. Ahora se darán a conocer más detalles del proceso de fracturamiento hidráulico.

El fracturamiento hidráulico es una operación que se realiza una vez que el pozo está terminado, es decir que el pozo ha sido perforado y revestido hasta la profundidad objetivo y los disparos han sido efectuados. Los disparos abren pequeños orificios en la tubería de revestimiento y penetran algunos centímetros en la formación, permitiendo una conexión entre el pozo y la formación objetivo.

El equipo de fracturamiento es llevado al sitio y conectado al pozo para el tratamiento de fractura, el proceso de fracturamiento consta esencialmente de cuatro pasos.⁴

1. Presionar el yacimiento usando un fluido para crear una fractura, el volumen para este paso es denominado “colchón”.
2. Aumentar la fractura mediante el continuo bombeo de fluido de fractura.
3. Bombear materiales apuntalantes en la fractura en forma de suspensión.

FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

4. Detener el bombeo e iniciar el flujo de retorno para recuperar los fluidos de fracturamiento dejando el apuntalante dentro de la fractura.

2.3.1. Equipo utilizado en el fracturamiento hidráulico

Dentro del equipo de fracturamiento usado para llevar a cabo el fracturamiento hidráulico se tiene básicamente:

- Tanque de almacenamiento de fluidos
- Mezclador
- Unidad alimentadora de apuntalante
- Colector
- Bombas
- Unidad de monitoreo
- Líneas de alta y baja presión

En la **Figura 2.2** se puede observar el equipo de fracturamiento en conjunto.

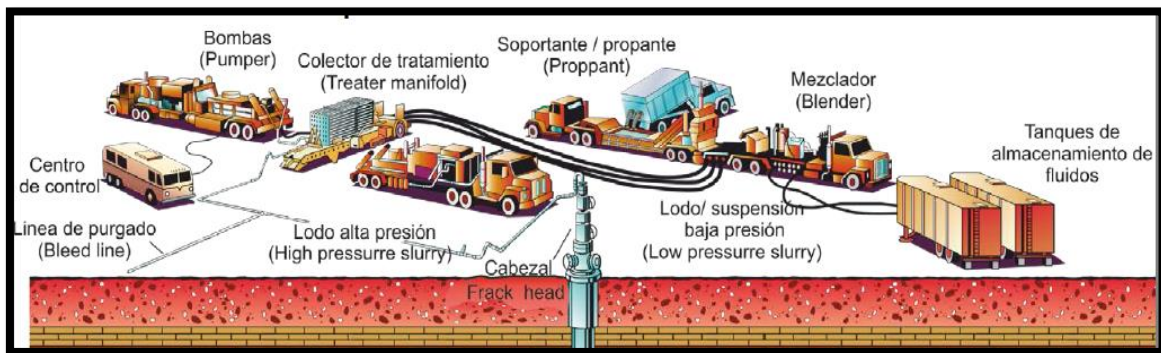


Figura 2.2. Equipo de fracturamiento.⁵

Los tanques de almacenamiento de fluido almacenan el fluido base el cual aún no tiene ningún producto químico. Los mezcladores se encargan de mezclar el fluido base con los productos químicos para tener un fluido adecuado para el fracturamiento, el mezclador debe mantener una correcta concentración de apuntalante en el fluido de fractura por lo que trabaja en paralelo con su respectivo alimentador de apuntalante y así asegurar la correcta mezcla del apuntalante en todas las etapas del proceso. En la selección de las bombas a utilizar se debe tener en cuenta tanto la presión a la que se bombeará el fluido como el gasto o caudal. En el caso de los fracturamientos realizados con fluidos base agua con baja viscosidad, es requerido un alto gasto y presiones también altas para fracturar la roca por lo que en esos casos las bombas son del tipo de alta presión y alto caudal.^{7*} El colector sirve para reunir varios flujos de líquido en uno solo ya que por lo general se utilizan varias unidades de bombeo. Las líneas de baja y alta presión se usan para dirigir el fluido antes y después de pasar por las bombas.

A continuación se muestran individualmente los equipos de fracturamiento hidráulico.



Figura 2.2-A. Tanque de almacenamiento de agua.⁷



Figura 2.2-B. Mezclador de productos químicos y apuntalante (Blender).⁸



Figura 2.2-C. Tráiler de transporte de apuntalante.⁴



Figura 2.2-D. Unidad de bombeo a alta presión y alto gasto.⁹

FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO



Figura 2.2-E. Colector (Manifold). ¹⁰



Figura 2.2-F. Unidad de recolección de datos para el monitoreo y control. ⁴

2.3.2. Procedimiento de fracturamiento

Para comenzar el fracturamiento, el fluido base es mezclado con los productos químicos que se usarán para obtener un fluido adecuado para iniciar y extender la fractura (y posteriormente transportar el apuntalante o sustentante) para luego ser dirigidos al equipo de bombeo y ser bombeado al pozo. El fluido comienza a aplicar presión sobre la formación por medio de los conductos generados por los disparos y al superar la presión de fractura de la formación se comienzan a crear grietas. La presión para fracturar la roca debe ser mayor que los esfuerzos que las fuerzas geológicas aplican al yacimiento pero dentro del rango de presión del pozo y equipo de fracturamiento.

El fluido que inicia la fractura no contiene apuntalante debido que a la filtración del fluido en la punta de la fractura en desarrollo es muy alta. Debido a esto no se inicia la fractura con apuntalante ya que la pérdida del fluido podrá hacer que el apuntalante tenga una consistencia seca y provocar

un arenamiento debido a la acumulación del apuntalante. Por ello el bombeo del colchón se realiza antes del bombeo del apuntalante.¹¹

En el segundo paso se requiere de un aumento en la energía para extender las fracturas hasta la longitud de diseño mediante la energía que proporcionan las bombas. Una vez que se ha creado una red de fracturas es necesario colocar el apuntalante, para lo cual en superficie se añade el agente apuntalante a la mezcla de los productos químicos y fluido base y se bombea al pozo, así se estaría llevando a cabo el tercer paso.

Para terminar el procedimiento una vez se haya llevado el proceso de colocación de apuntalante, el bombeo es detenido y el fluido de fractura empieza su retorno a superficie en un proceso llamado “flujo de retorno” o “flowback”.

El comportamiento de la presión durante un fracturamiento es mostrado en la **Figura 2.3**.

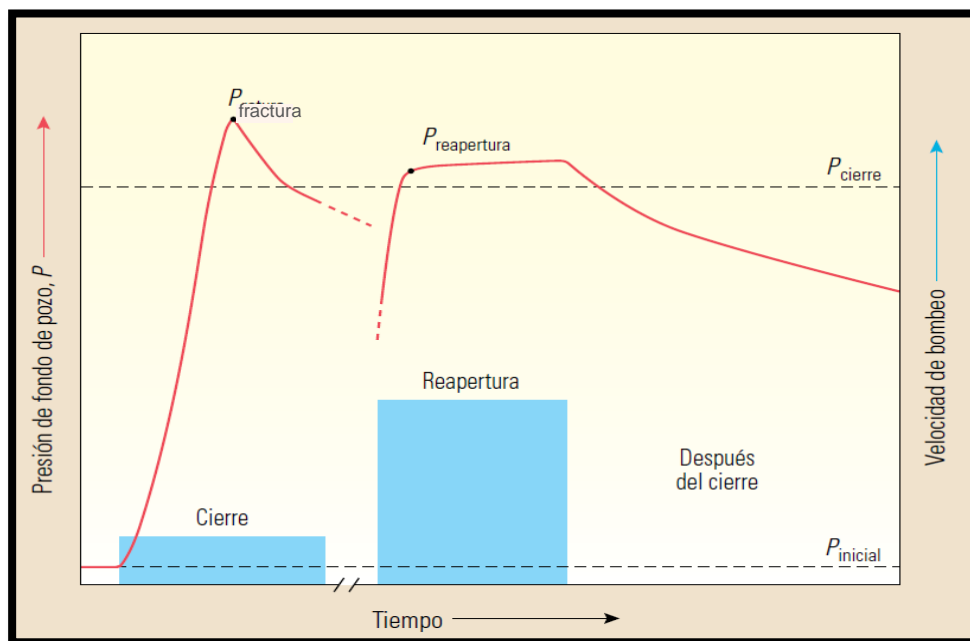


Figura 2.3. Comportamiento de la presión de fondo de pozo con respecto al tiempo durante un fracturamiento hidráulico.¹¹

En la imagen se observa que durante el primer paso del proceso de fracturamiento la presión en el fondo se incrementa hasta la presión de fractura lo cual origina una pérdida de presión.

Luego se halla la presión de reapertura de la fractura mediante la presurización de la zona hasta la nivelación de la presión que indica que la fractura se ha reabierto. Al reabrir la fractura la presión

FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

se mantiene por arriba de la presión de cierre para que la fractura crezca y las paredes se mantengan separadas para que la mezcla del fluido fracturante y el apuntalante ingresen en la formación.

En el diseño de un fracturamiento hidráulico, se debe establecer la tasa de pérdida o filtrado del fluido y el volumen del colchón en relación con la secuencia cronológica de la inyección de la mezcla de apuntalante y fluido de fracturamiento, de manera que cuando la fractura alcance su longitud, altura y anchura de diseño, la primera partícula de apuntalante llegue a la punta de la fractura.¹¹

Al término del proceso el apuntalante deberá resistir la presión que ejerce la formación para mantener la fractura abierta y que el canal de flujo para los hidrocarburos sea efectivo. Los apuntalantes pueden ser principalmente arenas naturales, arenas recubiertas con resina o apuntalantes de cerámica. El tamaño de grano, tipo de arena, y volumen de apuntalante son elementos que también son tomados en cuenta en el diseño de la fractura y que varían para cada operación de fracturamiento de acuerdo con las características de la formación.

2.4. El fluido fracturante

Los fluidos de fractura son los encargados de crear y extender las fracturas con ayuda de la energía proporcionada por la bombas, además transportan el agente apuntalante, están compuestos por un fluido base, agentes apuntalantes o sustentantes y una variedad de productos químicos. El fluido base es generalmente agua por ser de bajo costo y de fuente abundante, además que pueden utilizarse productos químicos que ayudan a evitar el hinchamiento de arcillas (por ejemplo cloruro de potasio); aunque para yacimientos muy sensibles al agua pueden usarse otros fluidos base (por ejemplo las espumas que contienen menor cantidad de agua o fluidos base aceite).⁴ Los fluidos fracturantes pueden ser:

- ❖ Fluidos base agua
- ❖ Fluidos base aceite
- ❖ Fluidos espumados
- ❖ Fluidos ácidos

El uso del agua para utilizarla como fluido base es lo más común, la composición de un fluido fracturante comúnmente es de; agua, 98% o 99% del volumen total, por lo general agua dulce; apuntalante, de 1% a 1.9% del volumen total, usualmente es arena o partículas de cerámica llevadas

por el fluido de fracturamiento; productos químicos, de 0.1% a 1% del volumen total, los cuales son diversos y de funciones específicas cada uno.¹² Ver **figura 2.4**.

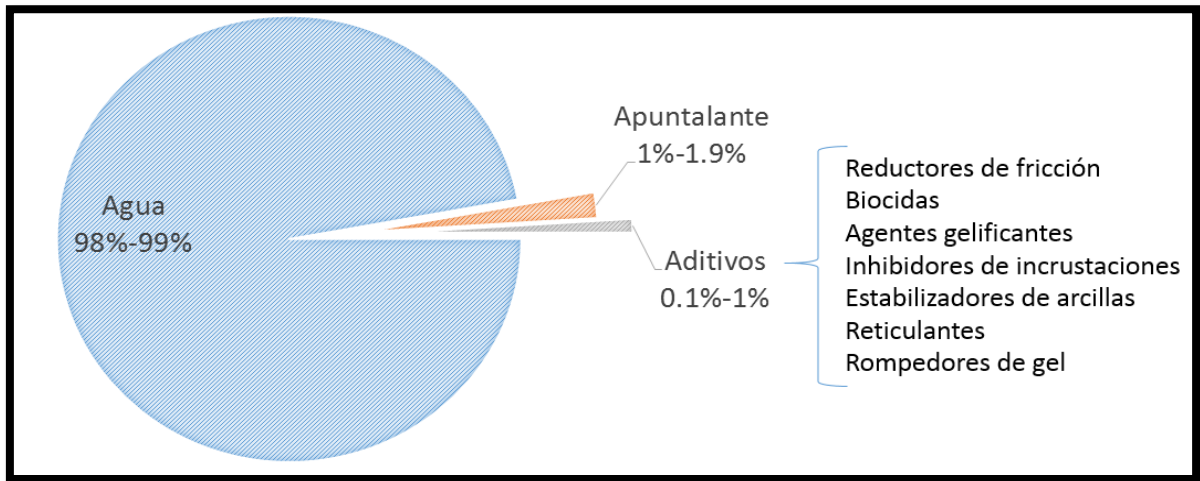


Figura 2.4. Composición volumétrica general de un fluido de fracturamiento base agua.

Muchos de los productos químicos son usados en productos de la vida diaria y presentan riesgos muy bajos para la salud.^{12, 13} El uso de los productos químicos varía de acuerdo a la formación a fracturar, y también de la empresa que llevará a cabo el fracturamiento. La composición de los fluidos de fractura no es constante, se adaptan a las características de la formación, tamaño del fracturamiento, costos y formulación específica de cada compañía.

De acuerdo a lo anterior el diseño de un fluido de fractura toma en cuenta los siguientes aspectos:

- ❖ Tipo de fluido
- ❖ Viscosidad requerida
- ❖ Costo
- ❖ Experiencia con el tipo de formación
- ❖ Disponibilidad de materiales
- ❖ Tipo de apuntalante

Los fluidos de fractura serán retomados con mayor detalle en el Capítulo 3.

2.5. Apuntalantes

Los apuntalantes pueden ser de materiales y tamaños variables para satisfacer los requerimientos de diseño de fractura. Las principales funciones de los apuntalantes son: 1) mantener abierta la fractura y 2) crear una vía de flujo para los hidrocarburos desde la formación hasta el pozo.

FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Las propiedades físicas de los apuntalantes que tienen un impacto en la conductividad de la fractura son:

- ❖ Resistencia a la compresión del apuntalante
- ❖ Tamaño de grano y distribución de tamaño de grano
- ❖ Redondez y esfericidad
- ❖ Densidad del apuntalante

La resistencia a la compresión del apuntalante varía según el material y el tamaño de grano. De acuerdo a las necesidades que se tengan por diseño de la fractura será elegido el tamaño y material del apuntalante teniendo en cuenta que un apuntalante con mayor resistencia puede ser más caro pero puede aplicarse en tamaños de grano más grande.

Si la resistencia del apuntalante no es adecuada para soportar los esfuerzos de cierre de la formación éste se triturará y creará finos que pueden obstruir el paso de los fluidos reduciendo la permeabilidad y conductividad del empaque de apuntalante.³

La arena es el apuntalante más comúnmente usado³ generalmente proporciona conductividad de fractura suficiente para esfuerzos menores a 6,000 [psi].

También puede ser usado el apuntalante recubierto de resina o resin-coated proppant (RCP). Los recubrimientos de resina son aplicados a arena para mejorar la resistencia del apuntalante, la arena recubierta es más resistente que la arena convencional aunque la resistencia puede variar dependiendo del tipo de arena recubierta. La resina ayuda a esparcir el esfuerzo sobre la arena y si el grano es triturado, el recubrimiento de resina ayuda a encapsular las porciones trituradas de los granos y les impide migrar y taponar el canal de flujo. Los recubrimientos de resina generalmente están endurecidos antes de ser usados en el fracturamiento pero un recubrimiento de resina endurecible puede también ser aplicado a arenas u otros tipos de apuntalantes. La principal aplicación de los apuntalantes recubiertos con resina endurecible es para prevenir que el apuntalante se mueva durante el flujo de retorno y se establezca cerca del pozo. Los apuntalantes recubiertos de resina endurecible son mezclados y bombeados en etapas posteriores del tratamiento, el pozo es cerrado por un periodo de tiempo para permitirle a la resina unir las partículas de apuntalante. Teóricamente, el RCP se endurece y forma un consolidado de apuntalante permeable.

Aunque ellos proporcionan un desempeño versátil y confiable, RCPs recubiertos contienen componentes que pueden interferir con aditivos de fluido de fractura comunes.

El apuntalante de resistencia intermedia o intermediate-strength proppant (ISP) es un apuntalante que puede ser de cerámica (baja densidad) o de bauxita sinterizada (densidad media). El sinterizado es el tratamiento térmico a una temperatura inferior a la de fusión del material, para incrementar la fuerza y la resistencia de la pieza, el ISP bauxita sinterizada es procesado a partir de mineral de bauxita que contiene grandes cantidades de mullita. Esto es en contraste a un apuntalante de alta resistencia o high-strength proppant, el cual es procesado de mineral de bauxita rico en corindón.

A continuación se presentan rangos de resistencia de apuntalante para diferentes materiales que puede utilizarse para seleccionar un apuntalante:

- ❖ Arena.- Esfuerzos de cierre menores a 6,000 [psi] (gravedad específica de 2.65);
- ❖ Apuntalante recubierto de resina o resin-coated proppant (RCP).- esfuerzos de cierre menores a 8,000 [psi] (gravedad específica 2.55);
- ❖ Apuntalante de resistencia intermedia o intermediate-strength proppant (ISP).- esfuerzos de cierre mayores a 5,000 [psi] pero menores a 10,000 [psi] (densidad de 2.7 a 3.3);
- ❖ Apuntalante de alta resistencia o high-strength proppant.- Esfuerzos de cierre a o mayores que 10,000 [psi].³

Los apuntalantes de mayor tamaño proporcionan mayor permeabilidad pero pierden resistencia (**Figura 2.5**) además de que en caso de exista un trituramiento y producción de finos son más propensos a una obstrucción que granos de apuntalante pequeños. Debido a esto también debe tomarse en cuenta la existencia de finos y la posibilidad de migración de los mismos en la formación a apuntalar.

Aunque apuntalantes más pequeños ofrecen menor conductividad inicial, la conductividad promedio de la vida del pozo es más altos que compensa la productividad alta inicial al usar grandes apuntalantes (la cual es usualmente seguida por una rápida declinación de la producción).³

En la figura siguiente se tiene graficada la resistencia de varios tipos de apuntalantes al esfuerzo o presión de cierre, cuanto más grande es el tamaño de grano (recordando de una permeabilidad más alta implica un tamaño de grano mayor) la resistencia a la presión de cierre es menor.

FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

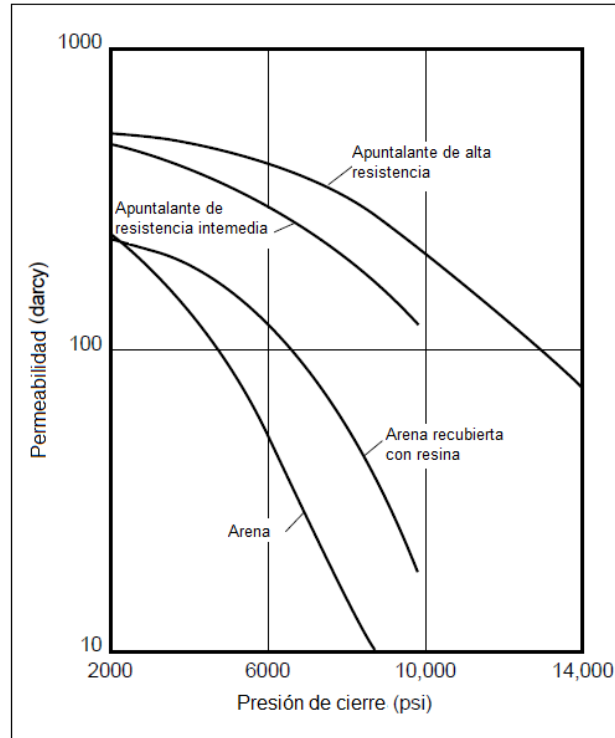


Figura 2.5. Comparación de la resistencia de varios tipos de apuntalante.³

Que algunos apuntalantes tengan mayor resistencia y que puedan ser utilizados en mayor tamaño de grano no significa que sean la mejor opción para todas las formaciones. Los apuntalantes con mayor resistencia también son los de mayor densidad lo que puede provocar el fluido de fractura tenga dificultades para transportar el apuntalante y además se tenga una velocidad de asentamiento mayor.

La redondez y esfericidad del apuntalante también son factores importantes y que afectan la conductividad de la fractura. La redondez es una medida de la relativa agudeza de las esquinas de los granos o curvatura del grano. La esfericidad de la partícula es una medida de qué tan cerca es la forma del grano a una esfera. La tabla de Krumbein y Sloss (**Figura 2.6**) es utilizada para identificar el grado de redondez y esfericidad de los granos de manera visual. Si los granos son redondos y aproximadamente del mismo tamaño, los esfuerzos sobre el apuntalante son distribuidos de manera más uniforme, resultando en cargas más altas antes de que ocurra la falla del grano. Granos angulares fallan a esfuerzos de cierre menores, produciendo finos que reducen la conductividad de fractura.

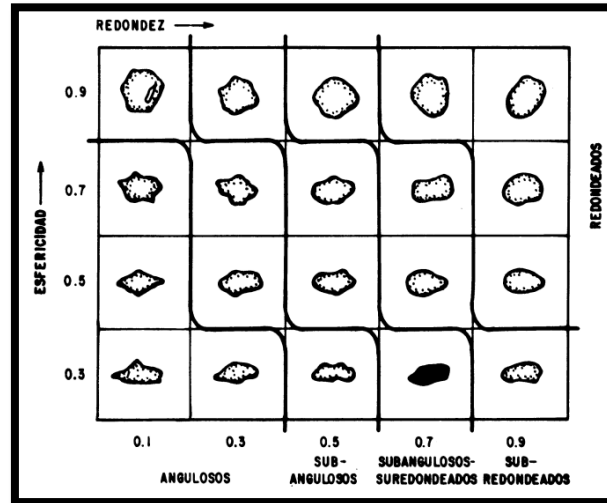


Figura 2.6. Tabla visual de redondez y esfericidad de Krumbein y Sloss.¹⁴

2.6. Mitos y realidades del fracturamiento hidráulico

Como se mencionó en el capítulo 1 en la sección “Potencial de los yacimientos no convencionales” el gas de lutita es una fuente de gas metano muy importante y con gran potencial en varios países. En Estados Unidos el gran desarrollo del gas de lutita ha amenazado la rentabilidad y desarrollo continuo de otras fuentes de energía. Ésta fuente de energía denominada “disruptiva” (se definen como tecnologías o innovaciones disruptivas a aquellas que conducen a la desaparición de productos o servicios que se utilizaban preferentemente antes del surgimiento de la tecnología o innovación disruptiva)¹⁵ invariablemente marca cierto rechazo y puede atacarse la fuente disruptiva, o su facilitador; el fracturamiento hidráulico.¹²

Algunos artículos “anti fracturamiento” en medios de comunicación y estudios de universidad están basados en hechos, pero otros han demostrado ya sea un malentendido grave o una representación errónea intencional del proceso de desarrollo del pozo, aparentemente para atacar la fuente disruptiva.¹² Debido a los anterior algunos aspectos del fracturamiento no quedan comprendidos por el público en general lo que lleva cada vez más al rechazo de este proceso.

Los aspectos del fracturamiento hidráulico más discutidos son los concernientes al medio ambiente y uso del agua. A continuación se abordarán éstos aspectos para tratar de eliminar malos entendidos.

FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

2.6.1. Crecimiento de la fractura

Uno de los temas de preocupación es el crecimiento de la fractura debido al temor de que puedan crecer hasta alcanzar fuentes de agua dulce y que éstas se contaminen con los productos químicos usados en el fluido de fracturamiento y por los hidrocarburos que existen en la formación objetivo. Las fuentes de agua cercanas a la superficie se encuentran dentro de los primeros 305 [m] de profundidad (casi todas)¹² mientras que la profundidad de una lutita es mucho mayor como se muestra en la **Figura 2.7** que además es un claro ejemplo del poco entendimiento del crecimiento de fracturas.

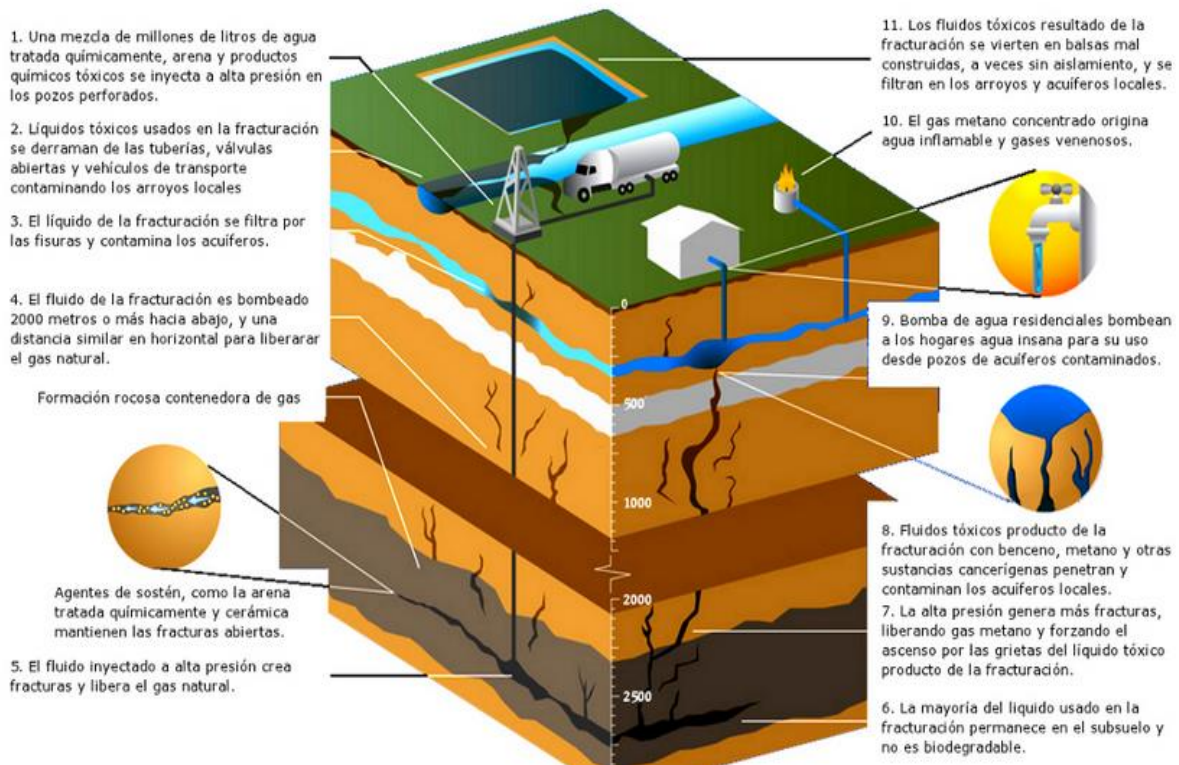


Figura 2.7. Distancia entre acuíferos y la zona típica de fracturamiento. Claro ejemplo del poco entendimiento del crecimiento fracturas.¹⁶

El crecimiento de la fractura está controlada por la presión de las bombas y la tasa de pérdida de fluido como se vio en la sección "Procedimiento de fracturamiento hidráulico" de este capítulo. Mientras la presión de las bombas se mantenga arriba de la presión de fractura de la roca y se bombee a gastos mayores que los gastos de pérdida por filtración la fractura seguirá creciendo. Sin embargo, existen limitantes como: el volumen de fluido requerido para el fracturamiento, ya que el fluido de fractura tiende a dispersarse en la formación; potencia de las bombas, pues a medida que la fractura se extiende la presión de fractura del fluido requiere incrementarse más allá de la

capacidad del equipo de bombeo; y sellos de roca naturales que hacen imposible un crecimiento tan grande como el mostrado en la **Figura 2.7**.

El crecimiento de la fractura es controlado para que alcance el tamaño de diseño, además se monitorea el crecimiento para impedir que la fractura penetre formaciones no deseada. Existen dos principales herramientas de monitoreo durante el fracturamiento, el inclinómetro (superficial y de fondo de pozo) y el monitoreo microsísmico.

2.6.1.1. Monitoreo del crecimiento de la fractura: El inclinómetro

Los inclinómetros superficiales permiten construir un mapa de la deformación en la superficie, lo que permite la estimación del echado, la profundidad y el ancho de la fractura hidráulica. Los inclinómetros de fondo se colocan en pozos de observación cercanos, a una profundidad cercana a la de la fractura y permiten conocer la altura, longitud y el ancho de fractura (**Figura 2.8-A**). Los eventos microsísmicos que acompañan a los fracturamientos originados por la ruptura y desplazamiento de la roca por efecto de la fuerza hidráulica aplicada pueden ser estudiados mediante la microsísmica a través de receptores ubicados en un pozo de observación (**Figura 2.8-B**) y, usando un software de modelado la localización de esos evento sísmicos puede ser trazado en un espacio tridimensional permitiendo a la configuración del tratamiento de fractura ser observado.

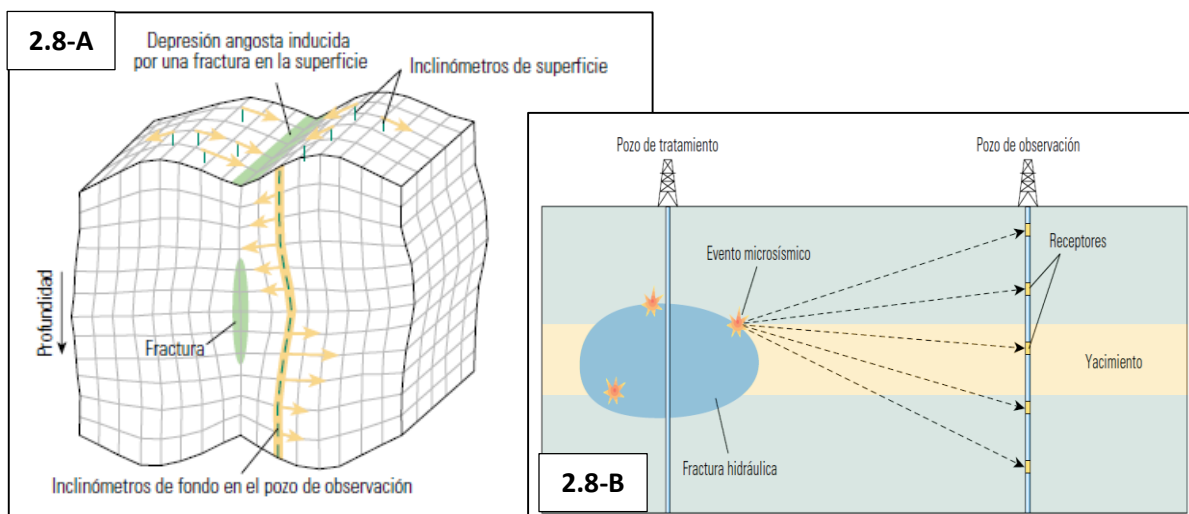


Figura 2.8-A. Inclinómetros de superficie y de fondo de pozo. **Figura 2.8-B** Distribución de receptores para un monitoreo microsísmico en un pozo vertical.¹⁷

2.6.1.2. Monitoreo del crecimiento de fractura: Microsísmica

FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

La **Figura 2.9** muestra el modelado en 3D de los eventos microsísmicos en un pozo horizontal. Se observan dos líneas, una de color rojo y otra de color verde que representan el pozo de tratamiento y el pozo de observación. Se llevaron a cabo cinco etapas de fracturamiento que se representan con los colores amarillo, azul, rojo, azul cielo, y magenta respectivamente, que fueron monitoreados con los receptores representados con discos verdes en el pozo observador. El monitoreo microsísmico en tiempo real permite el ajuste de la operación durante la ejecución del tratamiento para mejorar la efectividad del mismo y evitar el crecimiento indeseado de la fractura.

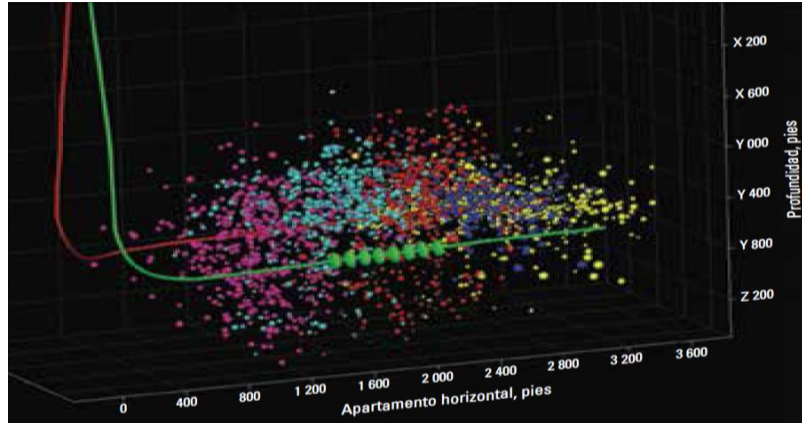


Figura 2.9. Modelado 3D de eventos microsísmicos durante un fracturamiento.¹¹

2.6.2. Sismos provocados por el fracturamiento hidráulico

Los pequeños microsismos que se originan en el fracturamiento no son de magnitud significativa. Estas vibraciones son unas 100.000 veces menores que los niveles perceptibles por los seres humanos y mucho menores aún que las que podrían producir algún daño.¹⁸

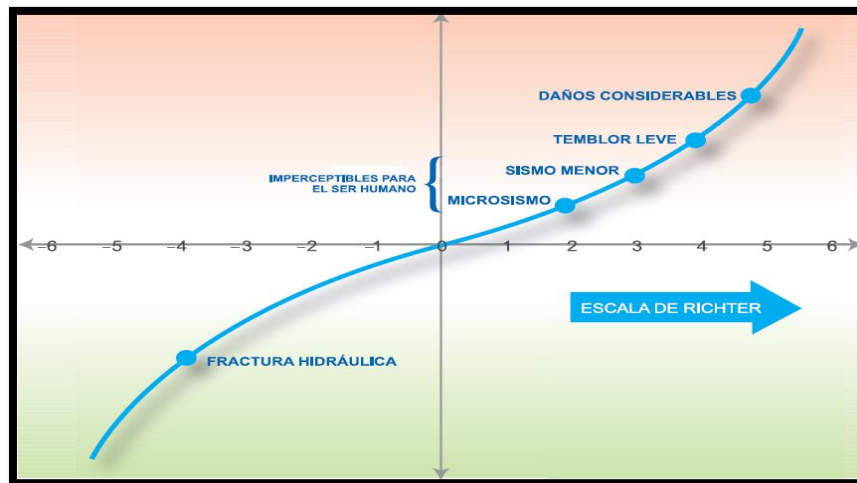


Figura 2.10. Microsismo de fracturamiento ubicado en la escala de Richter.¹⁸

En la **Figura 2.10** se muestra la magnitud de los eventos microsísmicos de fracturamiento en la escala de Richter. En el eje de las abscisas se encuentra la escala de Richter y en el de las ordenadas se muestra una equivalencia en cuanto a la sensación de los eventos sísmicos. En la escala el cero no representa una falta de movimiento, cuando se pudieron registrar eventos de menor magnitud a los que se podrían registrar en el surgimiento de la escala se optó por agregar números negativos y no mover toda la escala.

2.6.3. Productos químicos

Existe el temor de que fuentes de agua dulce sean contaminadas con los productos químicos que son usados en un fluido de fracturamiento. Como se hizo notar en la sección anterior el fluido fracturante no puede llegar hasta mantos acuíferos por el crecimiento de la fractura, por lo que esas fuentes de agua no pueden ser contaminadas de esa forma. Es posible que los fluidos de fracturamiento sean vertidos al suelo debido a derrames y fugas superficiales pero las actividades de fracturamiento tienen que cumplir normas de operación que minimizan la probabilidad de que esto suceda.

La concentraciones de productos químicos que se han encontrado en fuentes de agua subsuperficiales provienen de fuentes agrarias como herbicidas, fungicidas, pesticidas, entre otros que no son agregados como parte de un fracturamiento hidráulico.¹²

Algunos de los productos químicos utilizados en un fracturamiento hidráulico son también usados en productos de la vida cotidiana y en mayores concentraciones. A continuación se muestran algunos aditivos en la **Tabla 2.1** para un fluido de fractura común.

Aditivos	Producto químico	Uso común	Porcentaje en el fluido de fractura
Reductores de fricción	Poliacrilamida	Usada como absorbente en pañales para bebe	Cerca de 0.025%
Biocida	1.- Glutaraldehído 2.- Amina cuaternaria	1.-Antibacaterial común en hospitales y en sistemas de tratamiento de agua. 2.-Desinfectante de agua potable y antisépticos de piel de venta libre	De 0.005% a 0.05
Surfactantes	Diverso	Jabones y limpiadores	Aprox. 0.085%

FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Aditivos	Producto químico	Uso común	Porcentaje en el fluido de fractura
Inhibidores de incrustaciones	Fosfonato y polímeros	Detergentes y tratamiento médico para los problemas óseos	0.043
Ácidos	Ácido clorhídrico o ácido muriático	Productos de limpieza de baño, piscinas, y proyectos de albañilería	0.123%
Controladores de PH	1.-bicarbonato de sodio 3.- Carbonato de sodio 2.-ácido acético	1.- limpiadores, pasta de dientes, acuarios, cuidado del cabello 2.- Detergentes, tintes 3.- Preparación de alimentos, productos de limpieza	0.002%
Rompedores de gel	Persulfato de amonio	Albercas, Adhesivos para metal, tintas y pigmentos. ¹⁵	0.01%
Control de arcillas	Cloruro de potasio	Sal de mesa dietética, uso médico, suplemento para mascotas.	0.06%
Control de hierro	Ácido cítrico	Alimentos y bebidas	0.004%
Agente gelificante	1. Goma guar 2. Hidroxipropil guar 3. Hidroxietil celulosa	Productos horneados, cosméticos, dulces, helados.	Hasta 0.2%

Tabla 2.1. Principales productos químicos usados en un fluido de fractura común. ^{1, 12, 18}

Los aditivos mencionados anteriormente son los más comunes pero tanto como el número como la concentración de los mismos puede variar para cada fracturamiento.

Los productos químicos que vuelven de un pozo después de un tratamiento de fracturamiento (en el flujo de retorno) son una fracción (por lo general 20% o menos para productos químicos y alrededor del 40% para los polímeros) de lo que se bombea hacia el pozo.¹² Los polímeros se descomponen rápidamente con la temperatura, los biocidas se degradan, los surfactantes son adsorbidos en la superficie de las rocas y los inhibidores de incrustaciones se precipitan y regresan lentamente por algunos meses. Si estos productos químicos son seleccionados para tener un mínimo impacto, (baja o nula toxicidad, biodegradación total, etc.), entonces el impacto de los productos químicos añadidos inicialmente en un derrame de agua recuperada es menor.

2.6.4. Uso del agua

Es cierto que para un fracturamiento hidráulico se utilizan grandes cantidades de agua. Los volúmenes requeridos van de 2,000 [bl] (318 [m³]) a 2,500 [bl] (397 [m³]) por etapa de fracturamiento. Los volúmenes de agua varían de acuerdo al tamaño del fracturamiento aunque está claro que son grandes volúmenes de agua los que se utilizan en un fracturamiento por pozo.

El fluido que se recupera después del tratamiento de fractura es sólo un porcentaje del volumen inicial, el porcentaje de retorno puede ser tan bajo como 5% hasta 40% (ver **tabla 2.2**) pero el porcentaje varía en cada pozo y hay que considerar que estas cifras fueron obtenidas de las actividades de fracturamiento de Estado Unidos.¹² El promedio de flujo de retorno es de 30 a 35% del volumen inicial de fluido inyectado.

Área productora	Fracción del fluido de fracturamiento que regresa en el flujo de retorno (%)
Bakken	15 a 40
Eagle Ford	<15
Permian Basin	20 a 40
Marcellus	10 a 40
Denver-Julesburg	15 a 30

Tabla 2.2. Porcentaje del fluido de fracturamiento que regresa a superficie en el flujo de retorno.²⁰

Tomando en cuenta la gran cantidad de agua requerida para el fracturamiento y el porcentaje de retorno, el agua de flujo de retorno es tratada para ser reusada y utilizada en el fracturamiento y el agua producida también es tratada para ser usada como agua base para fluidos fracturantes con lo que se reduce el volumen de agua dulce requerida para el fracturamiento. El agua de flujo de retorno contiene cierto porcentaje de los aditivos que se le añaden para crear el fluido de fracturamiento lo que imposibilita su reuso directo y dificulta su tratamiento a diferencia del agua producida. El agua producida posee una alta salinidad lo que puede hacerla incompatible con algunos aditivos por lo que requiere de un tratamiento mínimo o puede ser mezclada con agua dulce para poder ser utilizada como fluido base. Es necesario evaluar las condiciones del agua (ya sea agua de flujo de retorno o agua producida) para que su tratamiento sea el adecuado para su reuso como fluido de fracturamiento, su eliminación o su aprovechamiento en otras áreas industriales. Los tratamientos de agua utilizada en un fracturamiento serán estudiados en el capítulo 4.

2.6.5. Contaminación de aguas subterráneas

La construcción de los pozos debe asegurar el aislamiento de aguas subterráneas y su protección de las operaciones de terminación y producción. El aislamiento se logra por medio de las tuberías de revestimiento y la cementación de las mismas que sella el espacio anular (entre la formación y la tubería de revestimiento).

El agua subterránea que en promedio se mantiene dentro de los 300 [m] de profundidad¹² es protegida por la tubería conductora (que protege aguas más someras) y la tubería superficial cuya profundidad puede alcanzar los 300 [m]²¹ cubriendo el rango de profundidad de las aguas subterráneas aprovechables. Las operaciones de cementación son también monitoreadas y deben cumplir con un alto grado de adhesión del cemento no solo como prevención de futuras fugas de fluido sino como protección del pozo mismo, lo que asegura el aislamiento del agua subterránea. Ver **Figura 2.11**.

Puede encontrarse metano en fuentes subterráneas de agua debido a la migración de gas biogénico proveniente de la descomposición superficial de materiales orgánicos y la migración natural de metano termogénico (gas formado profundamente en la tierra) hacia la superficie. Sin embargo, parte del incremento en el contenido de metano en el agua en pozos de agua puede venir de cercanos pozos de gas o aceite incorrectamente contruidos, es decir ya sea que el pozo no haya sido bien cementado o las tuberías de revestimiento se hayan fisurado por una mala selección de la tubería, entre otras causas derivadas de un mal diseño.

La tubería de revestimiento superficial que se coloca en el pozo proporciona una barrera para prevenir la migración de fluidos que se encuentran dentro de gravas y arenas someras no consolidadas a la superficie así como prevenir que estos materiales (grava, arena y fluidos) caigan dentro del pozo, es la principal tubería que impide el flujo de aguas subterráneas hacia el pozo o que fluidos del pozo contaminen dichas aguas. En general las funciones de la tubería superficial son:

- Servir de base para la instalación de preventores
- Permitir el avance de la perforación y sostener la siguiente tubería de revestimiento
- Aislar formaciones deleznales y acuíferos superficiales.

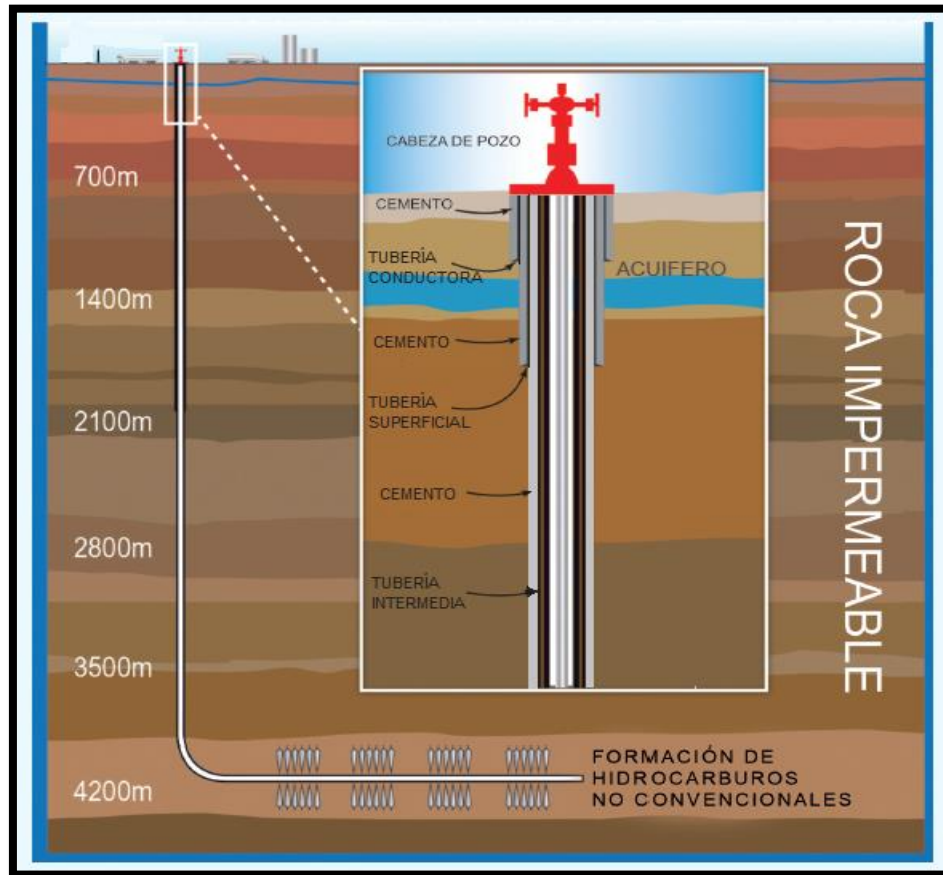


Figura 2.11. Aislamiento de aguas subterráneas. (Modificado).¹⁸

La tubería de revestimiento intermedia cuya profundidad varía de los 1500 [m] a los 4000 [m]²¹ añade mayor resistencia a las presiones internas y externas del pozo para evitar la contaminación del pozo o las formaciones de roca. Sus principales funciones son:

- Aislar la formación productora
- Permitir elevar la densidad del fluido de perforación si se requiere
- Anclar la siguiente tubería de revestimiento

Todas las tuberías de revestimiento aíslan el pozo y están diseñadas para resistir las presiones a las que se efectúan los fracturamientos, se toman en cuenta todas las fuerzas tanto de tensión como de compresión que pueden surgir debido a los cambios de presión así como las presiones internas y externas de la tubería.

Referencias

1. Comisión Nacional de Hidrocarburos (Diciembre, 2011). *La Tecnología de Exploración y Producción en México y en el Mundo: Situación Actual y Retos (DT_2)*. Recuperado el 12 de abril del 2014 de: <http://www.cnh.gob.mx/portal/Default.aspx?id=4400>
2. Food & water watch (Mayo, 2013). *Fractura hidráulica: La nueva crisis global del agua*. Recuperado el 7 de mayo del 2014 de:
http://documents.foodandwaterwatch.org/doc/hydraulic_fracking_espanol.pdf
3. Economides, M., Nolte, K. *Reservoir Stimulation*. Schlumberger. John Wiley & Sons, 2000.
4. Canadian Society for Unconventional Resources. *Understanding Hydraulic Fracturing*. Recuperado el 13 de marzo del 2104 de
www.csur.com/sites/default/files/Hydr_Frac_FINAL_CSUR.pdf
5. Sánchez, Y. Gas no convencionales y fractura hidráulica. [Diapositiva]. Unión progreso y democracia. Enero 2014.
6. Blanco, A., Vivas, J. (2011) Shale frac: un acercamiento a esta nueva tecnología. *Petrotecnia* Recuperado el 24 de abril de 2014, de:
www.petrotecnia.com.ar/abril11/2_2011/38-53.pdf
7. Imagen tomada de: www.fracnvac.com/Frac-Tanks.html#
8. Imagen tomada de: www.americanjereh.com/fracturing-fleets/
9. Imagen tomada de: www.jjbodies.com/products/Mobile-Hydraulic-Fracturing-System
10. Tomado de:
<http://www.fmctechnologies.com/en/FluidControl/Technologies/Flowline/AFAM.aspx>
11. Schlumberger. Definición del concepto de fracturamiento hidráulico: Elementos de fracturamiento. [Versión en línea] *Oilfield Review*, 2013. V. 25, n°2. Disponible en:
www.slb.com/resources/publications/oilfield_review/sp/2013/or2013_sum.aspx
12. George E. 2012. Fracturing 101: What Every Representative, Environmentalist, Regulator, Reporter, Investor, University Researcher, Neighbor and Engineer Should Know About Estimating Frac Risk and Improving Frac Performance in Unconventional Gas and Oil Wells. Paper SPE 152596 presentado en Hidraulic Fracturing Technology Conference, Texas, 6-8 de febrero.

13. Trombetta, J. (2012). El agua en la explotación de yacimientos no convencionales. *Petrotecnica*. Recuperado el 6 de mayo de 2014, de: www.petrotecnica.com.ar/agosto12/sin_publicidad/EIAgua.pdf
14. Malpica, V. M., Barcelo, J., Moya, J., Monroy, F. (1993) Cuaderno de prácticas de laboratorio de sedimentología. Facultad de Ingeniería, UNAM. Versión electrónica disponible en: www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/1770/CUADERMO%20DE%20PR%C3%81CTICAS%20LABORATORIO%20DE%20SEDIMENTOLOGIA.pdf?sequence=1
15. Consultado en: www.wikipedia.com
16. Tomado de: <http://villaneila.com/web/index.php/noticiasneila/136>)
17. Schlumberger. La fuente para la caracterización de las fracturas. [Versión en línea] *Oilfield Review*, 2006, V. 18, n° 1. Disponible en: www.slb.com/resources/publications/oilfield_review/sp.aspx?y=2006ߖ
18. López Anadón, E., et al. (2013) *El abecé de los hidrocarburos no convencionales*. Instituto Argentino del Petróleo y del Gas. Recuperado el 3 de marzo de 2014 de www.oilproduction.net.
19. Consultado en: <http://www.firstqualitychemicals.com/espanol/especial.htm>
20. Boschee, P. Produced and flowback water recycling and reuse: Economics, limitations, and technology. *Oil and gas facilities JOURNAL*. 2014, vol. 3, no. 1, p. 16-21.
21. Garaicochea, F., Benitez, M. A. Apuntes determinación de pozos. 1983. Facultad de Ingeniería, U.N.A.M.

3. Características de los fluidos de fracturamiento

3.1. Introducción

Los fluidos de fracturamiento deben presentar características específicas para realizar un fracturamiento efectivo y asegurar la conductividad del empaque apuntalante. Los primeros fluidos fueron a base de aceite utilizando aceite de palma como agente gelificante y reticulados con ácido nalfténico, conocido como Napalm. Los riesgos (como la contaminación ambiental por fuga o derrame o de explosión por tratarse de un combustible) asociados al usarse este fluido aunado a su alto costo propiciaron que se desarrollaran fluidos base agua. Los fluidos base agua son los más usados para el fracturamiento en lutitas gasíferas y se componen en más de 90% por agua como se observó en el capítulo 2 en la sección 2.4.

Los fluidos de fracturamiento deben adaptarse a las condiciones variables de presión, temperatura, tasas de corte y pH que se presentan a lo largo de su recorrido por la tubería del pozo hacia la formación. Las características que deben presentar éstos fluidos requieren que algunas propiedades como la viscosidad y el pH sean cambiantes por lo que se añaden productos químicos que ayudan a mantener las características deseadas del fluido durante el fracturamiento asegurando la eficacia del mismo.

En éste capítulo se conocerán las características que debe presentar un fluido de fracturamiento y los aditivos que ayudan a crear y mantener dichas características.

3.2. ¿Qué son los fluidos de fracturamiento?

Los fluidos de fracturamiento son una mezcla de un fluido base, agentes sustentantes (o apuntalantes) y varios productos químicos (o aditivos). Los fluidos de fracturamiento son de vital importancia en los trabajos de estimulación por fracturamiento hidráulico. Las características de los fluidos se adaptan a la formación a estimular por lo que no existe una fórmula única para estos fluidos. Para su diseño se toman en cuenta varios parámetros como¹:

- Tipo de fluido
- Viscosidad
- Reología del fluido
- Costo
- Tipo de formación

CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO

- Disponibilidad de materiales
- Tipo de apuntalante

Los fluidos de fracturamiento se pueden clasificar en base al fluido base, es decir en base al elemento que compone en mayor medida el fluido de fracturamiento. De esta forma los fluidos fracturantes pueden ser:

- Fluidos base agua
- Fluidos base aceite
- Fluidos espumados/emulsionados
- Fluidos ácidos

Los fluidos base ácido son por lo general utilizados en trabajos de estimulación de rocas carbonatadas, para estos tratamientos se toman en cuenta otros factores además de los ya vistos para su diseño. En fracturamientos hidráulicos en lutitas lo más común es usar un fluido base agua.

3.2.1. Características de los fluidos fracturantes

De manera ideal las características de los fluidos de fracturamiento son²:

- ❖ Fácil de mezclar en el campo y su rendimiento no depende de la calidad del fluido base (el agua por ejemplo)
- ❖ Desarrolla rápidamente una alta viscosidad
- ❖ Exhiben un transporte perfecto sin asentamiento
- ❖ Tener buenas propiedades de reducción de fricción
- ❖ Convertirse en agua en un tiempo predeterminado y no dejar residuos
- ❖ Bajo costo
- ❖ Viscosidad controlable y fácilmente medible
- ❖ Pérdida de fluido controlable
- ❖ No daña la formación ni interactúa con sus fluidos
- ❖ No causa daño ambiental

Sin embargo en el campo no se presentan las condiciones para obtener un fluido ideal y las principales características que debe cumplir un fluido en el campo deben ser tan cercanas a las ideales como sean posibles por lo que los fluidos de fracturamiento deben³:

- ❖ Ser compatibles con la mineralogía de la roca

- ❖ Ser compatibles con los fluidos de la formación
- ❖ Tener la capacidad de suspender y transportar el apuntalante lo más lejos que se pueda dentro de la fractura
- ❖ Proveer un ancho de fractura adecuado para el tamaño del apuntalante
- ❖ Presentar bajas pérdidas de presión por fricción y baja pérdida de fluido en la formación
- ❖ Presentar la viscosidad adecuada durante todo su recorrido y durante su retorno a superficie
- ❖ No generar daño a la formación

Para que el fluido presente las características necesarias para llevar a cabo un fracturamiento hidráulico efectivo, es necesario añadir productos químicos que tienen funciones específicas y deben ser compatibles unos con otros. Estos productos químicos que se añaden se conocen como aditivos y entre los más frecuentes se encuentran:

- Agentes gelificantes
- Reticulantes
- Rompedores de gel
- Bactericidas
- Inhibidores de incrustaciones
- Controladores/inhibidores de arcilla
- Reductores de fricción

3.3 Aditivos

Existen diversos tipos de aditivos utilizados en el diseño de los fluidos de fracturamiento. En esta sección se abordarán los aditivos más comunes utilizados para formar fluidos de fracturamiento a base de agua.

3.3.1 Polímeros

Los polímeros son macromoléculas que se componen por unidades de moléculas más pequeñas denominadas monómeros. Los polímeros pueden ser vistos como un collar de perlas en donde cada unidad de perla sería un monómero y las perlas en su conjunto conformarían el polímero. Los monómeros se repiten a lo largo de la cadena de polímero, como en el caso del polietileno que es la unión de muchas moléculas de etileno. Cuando el mismo monómero se repite conforma los

CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO

homopolímeros y cuando son dos monómeros los que conforman un polímero se denomina copolímero.

Existen polímeros naturales como la goma guar y la celulosa y también existen polímeros naturales modificados como el hidroxipropil guar (HPG) y el hidroxietil celulosa (HEC) y polímeros sintéticos como las poliacrilamidas. Los polímeros pueden ser utilizados en el fluido de fracturamiento para aumentar la viscosidad y reducir las pérdidas de presión por fricción.⁴ Los polímeros son usados en diversos artículos de la vida cotidiana, como en cosméticos, productos horneados, helado, absorbente en pañales, como se observó en el capítulo 2.

3.3.1.1 Reductores de fricción

El fluido de fracturamiento tiene que ser bombeado desde la superficie hasta la formación objetivo a través de una tubería. Al ser bombeado el fluido se crean “contrapresiones” (presión por fricción) debido al roce del fluido con la pared de la tubería lo cual repercute en la cantidad de energía y equipo necesario para poder alcanzar las presiones requeridas para el fracturamiento. Los reductores de fricción son usados en la creación de fluidos fracturantes del tipo “agua oleosa” (slickwater) para reducir las fricciones generadas en la tubería durante el bombeo ayudando a reducir la cantidad de energía necesaria para el bombeo.

Los reductores de fricción pueden causar daño a formación ya que el agua se pierde en la formación y el reductor de fricción queda en la pared de la fractura o en la matriz de apuntalante reduciendo la conductividad del empaque. Para mantener la conductividad del empaque se puede utilizar un rompedor (breaker) que romperá el polímero reductor de fricción reduciendo el daño al empaque apuntalante.

Algunos ejemplos de polímeros reductores de fricción son:

- Ácido poliacrílico (polyacrylic acid, PAAc)
- Poliacrilamida (Polyacrylamide, PAAm)
- Poliacrilamida parcialmente hidrolizada (Partially Hydrolyzed Polyacrylamide, PHPA)
- Sulfonato de Acrilamido metilpropano (AcrylamidoMethylPropane Sulfonate, AMPS)

3.3.1.2 Agentes gelificantes

La viscosidad del fluido de fracturamiento es una característica crítica para el fracturamiento ya que de ella depende la capacidad de carga y transporte de apuntalante y también el ancho de fractura. Para lograr aumentar la viscosidad se usa generalmente:

- Goma guar
- Hidroxipropil guar (HPG)
- Carboximetil hidroxipropil guar (CMHPG)
- Hidroxietil celulosa (HEC)
- Carboximetil hidroxietil celulosa (CMHEC)

La goma guar es un polímero soluble en agua que se obtiene de la planta del mismo nombre. Proviene de los granos de la planta que al ser removidos de la vaina se procesan y se obtiene un polvo. El polvo de guar al ser añadido al agua se hidrata y se hincha, la goma guar a nivel molecular puede representarse como hebras hinchadas suspendidas en el agua que tienden a superponerse y dificultan el movimiento lo cual eleva la viscosidad de la solución.⁵ El proceso por el cual se obtiene la goma guar no elimina algunos materiales de la planta que son insolubles en el agua por lo que al romperse la goma guar puede dejar residuos.

La goma guar puede hacerse reaccionar con óxido de propileno para obtener Hidroxiproil guar (HPG). La reacción cambia la estructura de la goma guar y elimina parte de los materiales insolubles de la planta obteniendo así un derivado más limpio. El HPG no sólo es más limpio que la goma guar sino que también es más estable a temperaturas mayores a 150°C⁵ y mejora la reticulación en fluidos con pH bajo⁶. El carboximetil hidroxipropil guar (CMHPG) se obtiene añadiendo ácido monocloroacético y al igual que con HPG se obtiene un derivado más limpio (en comparación con la goma guar). Otros gelificantes comunes para el agua son derivados de celulosa como el hidroxietil celulosa y el carboximetil hidroxietil celulosa los cuales son 100% solubles en agua y contienen muy pocos residuos insolubles.

3.3.2 Reticulantes

Cuando se quiere un fluido más viscoso que un gel lineal se recurre a aditivos denominados “reticulantes” los cuales aumentan la viscosidad del gel. Existen diversos reticulantes que pueden

CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO

ser usados dependiendo del tipo de agente gelificante a reticular. La reacción de reticulación es sensible a los cambios de pH, temperatura y corte por lo que estos parámetros deben ser controlados para obtener la reticulación en el momento adecuado.

Los principales reticulantes usados para los geles lineales antes mencionados son:

- Borato
- Zirconio
- Titanio

3.3.2.1 Borato

El borato en diversas formas (ácido bórico, sales de borato o complejo de borato) es usado ampliamente para fines de reticulación, puede aplicarse a la goma guar y sus derivados. La reticulación con borato requiere de pH altos (10 – 12) y es estable a temperatura de 149°C (300°F).⁵ Para mantener la reticulación es necesario que el fluido mantenga su pH a niveles altos ya que al bajar se pierde la reticulación, al aumentar el pH la reticulación se forma de nuevo debido a que la reticulación con borato es un proceso reversible y depende altamente del pH del fluido. La tasa de corte también es un factor importante, la reticulación puede ser rota a altas tasas de corte y puede construirse de nuevo al disminuir.

3.3.2.2 Zirconio y titanio

La reticulación con metales como el zirconio y titanio se utilizan para ampliar el rango de temperatura y pH en el que pueda ocurrir la reticulación la cual no es reversible como en el caso de la reticulación con borato. Las altas tasas de corte tienen un efecto negativo en el fluido reticulado con zirconio o titanio por lo que la reticulación o la tasa de corte debe ser controlada para evitar que el fluido pierda viscosidad irreversiblemente. Geles lineales como la goma guar, HPG, CMHPG y el CMHEC pueden ser reticulados con zirconio y titanio.

A continuación se muestra en la **tabla 3.1** diferentes reticulantes y diferentes parámetros a tomar en cuenta en la reticulación.

Reticulantes comunes en fluidos fracturantes base agua			
Reticulante	Borato	Titanio	Zirconio
Polímeros reticulables ^a Solo a bajo pH ^b Solo a alto pH	Goma Guar, HPG, CMHPG	Goma Guar, HPG, CMHPG, CMHEC ^a	Goma Guar ^b , HPG ^b , CMHPG, CMHEC ^a
Rango de pH	8-12	3-11	3-11
Límite superior de temperatura	163°C (325 °F)	163 °C (325 °F)	202 °C (400 °F)
Degradación por corte	no	sí	sí

Tabla 3.1. Reticulantes comunes en fluidos fracturantes base agua.⁵

3.3.3 Rompedores

Cuando se ha creado la red de fracturas con el fluido de fracturamiento y el apuntalante se encuentra ya en la fractura es necesario entonces disminuir la viscosidad del fluido para permitir el asentamiento del apuntalante, el retorno del fluido a superficie y evitar daño al empaque apuntalante debido al aumento de la concentración del polímero a causa de la pérdida del fluido base.

Los rompedores de gel o “breakers” se utilizan para romper las moléculas de polímeros usados en los fluidos de fracturamiento y disminuir su viscosidad para el proceso de flujo de retorno. El rompedor debe permanecer inactivo durante un periodo de tiempo para evitar que interactúe prematuramente con el polímero y debe ser intensamente activo cuando se requiera para romper el polímero y preparar así el fluido para su retorno a superficie. Existen tres tipos generales de rompedores: oxidantes, ácidos y enzimas.

3.3.3.1 Oxidantes

Los rompedores oxidantes pueden ser persulfato de amonio, persulfato de sodio, peróxido de calcio o peróxido de magnesio los cuales presentan diferentes comportamientos.

Los persulfatos liberan radicales libres de oxígeno a temperaturas mayores a 52 °C (125 °F) los cuales actúan sobre la cadena principal del polímero, cuando aumenta más la temperatura los persulfatos se vuelven más reactivos incrementando la eficiencia de los mismos. Esto puede también ser una desventaja ya que al incrementarse la temperatura del fluido al avanzar hacia la formación puede

CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO

presentarse una reacción no deseada del rompedor. Cuando se usan persulfatos a bajas temperaturas es posible usar un catalizador para incrementar la liberación de los radicales de oxígeno.⁵

Los peróxidos también actúan liberando oxígeno al entrar en contacto con el agua, son menos afectados por la temperatura que los persulfatos y no necesitan de catalizadores para reaccionar a bajas temperaturas. Los rompedores oxidantes dependen mucho de su concentración para romper efectivamente el fluido, las concentraciones del rompedor pueden romper la viscosidad del fluido antes de que se realice el trabajo de fracturamiento. Los rompedores pueden ser encapsulados para su liberación una vez el fracturamiento se haya llevado a cabo y sea necesario reducir la viscosidad del fluido.

3.3.3.2 Enzimas

Las enzimas son catalizadores que actúan uniéndose a la cadena del polímero y degradando su estructura. Una molécula de enzima puede reaccionar con varias moléculas de polímero y permanecerán hasta que no haya polímero que degradar.

Enzimas usadas como rompedores incluyen hemicelulasa, celulasa, amilasa, y pectinasa, las cuales son afectadas por las temperaturas altas y bajos pH por lo que su uso se limita a temperaturas debajo de los 60°C (140 °F) y pH entre 4 y 9.⁶ No obstante existen enzimas que pueden ser efectivas a altos pH, la concentración de las enzimas pueden ampliar su rango de aplicación en temperaturas altas y altas presiones pueden ampliar su tiempo de vida reduciendo la concentración necesaria a temperaturas de 65- 93°C (150-200 °F).⁵

3.3.3.3 Ácidos

Los ácidos no son tan usados como los rompedores oxidantes y las enzimas^{5, 6} y generalmente son usados cuando la ruptura del gel no fue apropiada y se generó un daño en el empaque de apuntalante⁵. Los ácidos degradan el polímero y reducen el pH del fluido invirtiendo el reticulado con borato.

3.3.4 Control de arcillas

Algunas formaciones de lutita contienen arcillas muy sensibles en un ambiente salobre que pueden hincharse al contacto con el agua base de los fluidos fracturantes, por lo que se usa un aditivo para

controlar esa reacción que puede provocar un daño en la formación. Para evitar el hinchamiento de las arcillas se utilizan sales como cloruro de potasio u otras como cloruro de sodio o cloruro de calcio.

3.3.5 Biocidas

Los biocidas son usados para evitar el crecimiento de bacterias que degradan los polímeros como los mencionados en la sección 3.3.1.2 de éste capítulo (ya que son fuente de alimento para estos organismos) y bacterias reductoras de sulfato que pueden producir ácido sulfhídrico (H₂S) y amargar el hidrocarburo (además de que es altamente tóxico). El control de bacterias debe realizarse no solo en el fluido de fracturamiento si no también en el almacenamiento del agua y después del fracturamiento en el tratamiento del agua de flujo de retorno y agua producida.

Aplicar cambios en el biocida puede resultar beneficioso para evitar que los microorganismos se adapten y desarrollen resistencia a uno solo disminuyendo la eficiencia del mismo.

3.3.6 Controladores de pH (Buffers)

Algunos aditivos (como los reticulantes) resultan afectados por el pH del fluido por lo que debe ser controlado y así evitar cambios en el fluido que afecten la eficacia del fracturamiento. Los controladores de pH o buffers se añaden al fluido de fracturamiento para controlar el pH a lo largo de su recorrido desde la superficie hasta el fondo del pozo.

Los controladores de pH son básicamente bases o ácidos, ejemplos de controladores de pH son el carbonato y bicarbonato de sodio, ácido acético y el ácido fórmico.

Algunos controladores se disuelven lentamente en el fluido ayudando a retardar la reticulación con borato y controlar la viscosidad del fluido de fracturamiento.⁶

3.3.7 Inhibidor de incrustaciones

El agua que se encuentra de forma natural en los yacimientos de petróleo contiene minerales (como sulfato de calcio, carbonato de calcio y sulfato de bario) disueltos y en equilibrio que pueden dar origen a las incrustaciones minerales al cambiar factores como la temperatura, la presión, el pH, o al interactuar el agua de la formación con otras aguas (por ejemplo el agua de inyección o fracturamiento).

CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO

El fluido fracturante base agua puede alterar el equilibrio del agua de la formación causando problemas de incrustaciones que obstruyen el flujo de los hidrocarburos y bajan la productividad del pozo por lo que deben ser evitados o removidos si ya se formaron.

Para evitar la formación de incrustaciones que disminuyen la producción de los pozos se agregan inhibidores de incrustaciones, la mayoría son compuestos de fosfato como polifosfatos inorgánicos, ésteres de fosfato orgánico, fosfonatos orgánicos y polímeros orgánicos. Estos químicos minimizan las incrustaciones dispersando los primeros cristales de incrustaciones evitando su aglomeración y crecimiento.⁷

3.4 Tipos de fluidos Fracturantes

3.4.1 Fluidos base agua

Los fluidos base agua son de bajo costo, alto rendimiento y fácil manejo por lo que son los fluidos de fracturamiento más usados en yacimientos de lutitas. Todos estos fluidos utilizan un polímero soluble en agua para aumentar la viscosidad sin embargo estas soluciones son sensibles a altas temperaturas.

Agua de fracturamiento o agua oleosa (Water frac o Slickwater): Se compone principalmente por agua, un agente de control de arcillas y un reductor de fricción. Su principal ventaja es su bajo costo, es fácil de mezclar y posibilita recuperar y reusar el agua. Debido a su baja viscosidad su principal desventaja es que el ancho de fractura es estrecho y su principal mecanismo de transporte de apuntalante es la velocidad por lo que este tipo de fluidos son bombeados a muy altas tasas (60 a 120 [bpm]).⁸

Gel lineal (Linear gel): están compuestos por agua un agente de control de arcilla y un agente gelificante como el goma guar, HPG o HEC. Debido a que estos agentes gelificantes son susceptibles al crecimiento bacteriano un bactericida o un agente biostático se añade para evitar la degradación del gel. Productos químicos rompedores (breakers) también son añadidos para reducir el daño al empaque de apuntalante. El agente gelificante mejora las características de viscosidad por lo que los geles lineales además de ser baratos presentan menores pérdidas de fluido. La pérdida de fluido es controlada por un enjarre de polímero (filter cake) que se forma en la cara de la fractura al filtrarse parte del fluido.⁸

Geles reticulados (Crosslinked gel): Se componen de agua, un agente de control de arcilla y un agente gelificante de la misma forma que los geles lineales pero además contienen un reticulante que incrementa la viscosidad. Si el gel lineal tiene una viscosidad aproximada de 50 [cp] la viscosidad de un gel reticulado puede estar en el rango de los cientos o miles de centipoise.⁶El fluido permanece viscoso hasta que el agente de ruptura (rompedor) es introducido para romper el reticulado y eventualmente el polímero. Aunque la reticulación del fluido aumenta su costo se mejora considerablemente el desempeño en el fracturamiento hidráulico.² Una mayor viscosidad se traduce en un mayor ancho de fractura que permite aceptar concentraciones más altas de apuntalante; reduce la pérdida de fluido por lo que se mejora la eficacia del fluido; mejora el transporte de apuntalante y reduce la presión por fricción. La pérdida de fluido es controlada mediante el enjarre.

3.4.2 Fluidos base aceite

Los fluidos base aceite son atractivos por ser naturalmente más viscosos que los fluidos base agua, pero son caros para usarse y operacionalmente difíciles de manejar, al usarse estos fluidos aumenta la preocupación con respecto a la seguridad del personal y el impacto ambiental. La pérdida de fluido es controlada principalmente por la viscosidad. Al igual que con los fluidos base agua un agente gelificante puede añadirse pero pueden presentarse problemas con aceites crudos de alta viscosidad o aceites crudos que tienen surfactantes naturales.⁸

3.4.3 Espumas/poliemulsiones

Estos fluidos se forman generalmente con agua y algún gas (espumas) como el nitrógeno (N_2) o el dióxido de carbono (CO_2) o con agua y un hidrocarburo (poliemulsiones) como el propano, diésel o condensados. Estos fluidos son muy limpios, tienen muy buen control de pérdida de fluido, proporcionan un excelente transporte de apuntalante y rompen con facilidad, simplemente por medio de la separación gravitacional.

Una espuma es una mezcla estable de un líquido y un gas. Para crear una espuma se agregan agentes que actúan en la interface de los fluidos para lograr disminuir las fuerzas interfaciales y obtener así una mezcla estable del gas y el agua. La concentración ideal del surfactante estabiliza la película delgada entre el agua y el gas (interface) y previene las células de coalescencia, es decir que previenen la unión de partículas de agua de manera que éstas sigan dispersas.

CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO

En las espumas se representa el contenido de gas en porcentaje, a lo que se denomina “calidad”. De esta forma una espuma con nitrógeno o dióxido de carbono al 65% u 80% serían espumas de calidad 60 u 80 respectivamente. La calidad surge de dividir el volumen de gas entre el volumen total de la espuma y multiplicar por cien el resultado para obtener un valor en porcentaje. Se considera espuma a la mezcla de gas y líquido de calidad entre 52% y 95% y arriba de 95% la mezcla se denomina niebla. Cuando la calidad está debajo de 52% la estabilidad de la espuma se pierde pero puede existir una dispersión estable del gas en el líquido estos fluidos se denominan “fluidos energizados”.⁵ Los fluidos energizados se utilizan para reducir el volumen de agua utilizada y para proveer energía adicional durante el flujo de retorno y aumentar el volumen de fluido recuperado al término del fracturamiento.

Las espumas pueden mejorarse haciendo más viscosa la fase líquida agregando algún polímero, el resultado es una espuma más estable. La reticulación del polímero también mejora la espuma haciéndola estable incluso a calidades menores de 40, también se mejora la reología de la espuma y el control de pérdida de fluido.⁵

El N₂ y el CO₂ presentan ventajas y desventajas por ejemplo, el CO₂ es más denso que el N₂ y crea una espuma densa y, consecuentemente, se usan menores presiones de tratamiento en superficie debido al incremento de la presión hidrostática en el fondo del pozo. Menores presiones de tratamiento reducen costos de bombeo. Por otro lado, debido a que el CO₂ es mucho más soluble en el aceite y agua que el N₂, se utiliza más CO₂ para saturar el líquido y crear la espuma por lo que las reducciones en costo de bombeo pueden ser compensadas por el incremento en costo de material.

Fluidos de fracturamiento base emulsión son soluciones altamente viscosas con buenas propiedades de transporte. El fluido más común, denominado poliemulsión, es compuesto de 67% fase interna (también llamada fase continua) hidrocarburo, 33% salmuera viscosificada como fase externa (también llamada fase discontinua o dispersa) y un surfactante emulsificante.⁵ Viscosificar la fase acuosa (fase interna) mejora la estabilidad de la emulsión y reduce significativamente la presión por fricción durante el bombeo porque el polímero actúa como un reductor de fricción.

La principal desventaja de estos fluidos (espuma o emulsión) es la seguridad ya que se bombea un fluido inflamable, es decir el bombeo de un gas a alta presión en el caso de las espumas o en caso de poliemulsiones propano gelificado. El dióxido de carbono tiene un peligro adicional, ya que puede

causar tapones de hielo seco cuando la presión se reduce. Estos fluidos también son generalmente más caros que los fluidos base agua.⁸

3.4.4 Fluidos ácidos

Los fluidos ácidos son utilizados para realizar trabajos de estimulación en rocas carbonatadas principalmente y son muy poco usados en lutitas.

El fracturamiento ácido es el proceso de estimulación en un pozo en el cual un ácido, usualmente ácido clorhídrico (HCL)⁶, es inyectado en una formación de carbonatos a una presión suficiente para fracturar la formación o abrir fracturas naturales existentes. A medida que el ácido fluya a través de la fractura, porciones de la cara de la fractura serán disueltas. Debido a que el flujo de ácido tiende a “atacar” en una manera no uniforme, se crean canales conductivos que generalmente permanecen cuando la fractura se cierra. El mayor reto en estos tratamientos es la pérdida de fluido, debido a que la erosión de la cara de la fractura no es uniforme es difícil que se cree un enjarre efectivo que reduzca la pérdida.

Referencias

1. Trombetta, J. (2012). El agua en la explotación de yacimientos no convencionales. *Petrotecnia*. Recuperado el 6 de mayo de 2014, de: http://www.petrotecnia.com.ar/agosto12/sin_publicidad/ElAgua.pdf
2. Pozos, H. (2013). *Técnicas de fracturamiento hidráulico en pozos horizontales de la formación Eagle Ford*. Tesis (Maestro en exploración y explotación de recursos naturales) Universidad Nacional Autónoma de México, México, Distrito Federal.
3. Uribe, L., Pimentel, R. *Multifracturamiento de pozos no convencionales de aceite en lutitas*. Tesis (Ingeniero Petrolero). México, Distrito Federal: Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería, 2013. 201 h.
4. Schlumberger Glossary: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/p/polymer.aspx>
5. Economides, M., Nolte, K. *Reservoir Stimulation*. Schlumberger. John Wiley & Sons, 2000.
6. Montgomery, C. (Mayo, 2013). Fracturing Fluid Components. International Society for Rock Mechanics.
7. Crabtree, M., Eslinger, D., Fletcher, P., et al. (1999) La lucha contra las incrustaciones-remoción y prevención. *Oilfield Review*. Recuperado el 23 de febrero de 2014 de: www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish99/aut99/p30_49.pdf
8. Montgomery, C. (Mayo, 2013). Fracturing Fluids. International Society for Rock Mechanics.

4. Manejo de agua producida y de flujo de retorno durante operaciones de fracturamiento hidráulico

4.1. ¿Qué es el manejo de agua?

Para entender el concepto de manejo de agua se puede hacer un breve análisis de la definición de diccionario de la palabra “manejar” que de acuerdo a la Real Academia Española (RAE) uno de los significados de manejar es gobernar o dirigir. De ésta manera podemos entender que el manejo de agua es la dirección (guía) del agua a través de un proceso que en éste caso resulta ser la operación de fracturamiento hidráulico.

Para realizar dicha dirección del agua es necesario entender las diversas actividades que se realizan antes y después de un fracturamiento hidráulico. Una actividad primaria es la obtención del recurso hídrico y para esto se tienen diversas opciones según el área de explotación de lutita. Al elegir la fuente de los recursos hídricos surge la cuestión del medio de transporte que se utilizará para llevar el volumen de agua desde la fuente hasta el sitio del pozo donde se realizará el fracturamiento. Una vez que el agua llegue al sitio del pozo es necesario entonces tener una forma de almacenar los volúmenes de agua provenientes de la fuente para después ocuparla al efectuar la operación de fracturamiento. Después de fracturar la roca el agua que se suministró al pozo será entonces devuelta a la superficie en un proceso conocido como “flujo de retorno”. El agua de flujo de retorno es enviada a instalaciones de tratamiento para después ser recicladas o desechadas (disposición final).

En muchos casos el manejo de agua se resume a la forma en que se dispondrá del agua de flujo de retorno las cuales pueden ser la inyección en pozos profundos, reúso en el fracturamiento u otras actividades de la industria petrolera, reciclaje para formular nuevos fluidos de fracturamiento, para su uso en otras industrias o la descarga en algún cuerpo de agua superficial, pero el manejo de agua incluye (como se observó anteriormente) otras actividades que deben tomarse en cuenta para mejores prácticas de manejo en las actividades de fracturamiento hidráulico.

Tomando en cuenta lo anterior el manejo de agua en un fracturamiento hidráulico incluye el suministro de agua, el transporte, almacenamiento, tratamiento y desecho de residuos.

4.2. El ciclo del agua en operaciones de fracturamiento hidráulico

Como se analizó anteriormente el manejo de agua en las actividades de fracturamiento hidráulico involucra varias actividades que dan como resultado un ciclo como el que se muestra en la **Figura 4.1**.



Figura 4.1. Ciclo de agua en operaciones de fracturamiento hidráulico

4.2.1. Suministro de agua

El suministro de agua es un factor clave para realizar un fracturamiento hidráulico, especialmente en aquellos que se llevan a cabo en formaciones de lutita ya que como se analizó en el capítulo 2 y 3 el principal tipo de fluido de fracturamiento utilizado en explotación de estas formaciones es a base de agua.

La adquisición de los recursos hídricos entonces se vuelve un aspecto importante para los trabajos de fracturamiento. El agua que será ocupada para la operación de fracturamiento puede provenir de diversas fuentes que incluyen las siguientes ^{1,2}:

- Agua superficial
- Agua subterránea
- Suministro de agua municipal
- Agua de tratada

4.2.1.1. Agua superficial

Las aguas superficiales incluyen los ríos, arroyos, lagos, lagunas, estanques y en general cuerpos de agua que se encuentran en la superficie del suelo. Las aguas que pueden ser utilizadas para sostener las actividades de fracturamiento hidráulico pueden ser los ríos, arroyos y lagunas debido a su gran volumen de agua, aunque no se deben descartar otros cuerpos de agua de menor volumen.

Para poder aprovechar el agua superficial de un área se deben de hacer diversas consideraciones antes de elegir las aguas superficiales como fuente de agua para las actividades de fracturamiento. Estas consideraciones se toman en cuenta para asegurar el suministro de agua durante el fracturamiento y evitar problemas de suministro de agua que afecten las operaciones. Dichas consideraciones incluyen¹:

- Volúmenes de agua requeridos y disponibles
- Afectaciones al abastecimiento público o para otras necesidades
- Impacto ambiental
- Gobiernos municipales o estatales, dependencias del gobierno federal como la SEMARNAT, PROFEPA o CONAGUA en el caso de México, y normas a cumplir. (Desde ahora este punto será referido como “órganos reguladores”)
- Temporadas de sequía

Los cuatro puntos antes mencionados están muy relacionados. Las aguas superficiales son utilizadas por gobiernos municipales para abastecer agua a la población, también son utilizadas en diversas actividades como la agricultura y otras industrias. Para asegurar una buena administración del agua surgen órganos reguladores que ponen restricciones a su uso y extracción. Los volúmenes de agua pueden estar limitados y/o condicionados y los puntos anteriores pueden ayudar a elegir la fuente de agua y asegurar el suministro.

4.2.1.2. Agua subterránea

Las aguas subterráneas al igual que las aguas superficiales pueden ser difíciles de extraer debido a las restricciones de órganos reguladores en especial si se trata de aguas dulces que son utilizadas para el abastecimiento de agua a la población. Las aguas subterráneas profundas pueden evitar la competencia de este recurso pero podría requerir de tratamiento por tratarse de aguas de mayor salinidad. Al evaluar esta opción de suministro se tendrá en cuenta la construcción de pozos para la

extracción de agua o la utilización de pozos existentes con sus restricciones, también la calidad del agua disponible debe ser analizada al igual que los volúmenes de agua que pueda aportar el pozo.

Las consideraciones que se deben de tomar para las aguas subterráneas son en general las mismas que para las aguas superficiales.

4.2.1.3. Suministro de agua municipal

La obtención de suministros de agua municipales (de redes públicas) es una buena opción si se pueden cubrir los volúmenes de agua requeridos con esta fuente, sin embargo, los volúmenes de agua necesarios para el fracturamiento de varios pozos podrían ser demasiados como para ser suministrados por una fuente municipal que además tiene que asegurar agua a la población y para otras necesidades. Esta opción podría ser más limitada que las dos anteriores aunque la calidad del agua sería mayor. Los aspectos a considerar para esta opción son:

- Asegurar el volumen de agua necesario para las operaciones
- Programar los periodos de suministro en especial en temporadas donde el suministro es escaso

4.2.1.4. Agua tratada

El agua residual industrial, el agua del alcantarillado local, el agua de flujo de retorno y agua producida de los pozos puede ser tratada y utilizada para formular los fluidos de fracturamiento necesarios. Para esta opción de fuente de agua se deben considerar las características del agua (ya sea industria, de alcantarillado, de flujo de retorno o producida) y determinar si el tratamiento es técnicamente posible para obtener agua para uso como fluido de fracturamiento, además se debe analizar el costo del tratamiento y asegurar la rentabilidad del proyecto.

4.2.2. Transporte

Una vez que la fuente de agua fue identificada y evaluada es necesario transportar el agua desde la fuente hasta el sitio del pozo y también puede ser necesario transportar aguas residuales. El transporte del agua puede llevarse a cabo ya sea por camiones cisterna o por tuberías. El transporte en camiones puede traer más complicaciones que el transporte en tuberías debido a las consideraciones ambientales que deben de realizarse.

El transporte en camión involucra el uso de caminos y carreteras que pueden deteriorarse debido a la intensa actividad de transporte, además la contaminación del aire también aumenta por el uso de los camiones (polvo y emisión de gases), el tráfico se incrementa al igual que los riesgos de un accidente vial y con ello es más probable un derrame o fuga que puede agravarse si el fluido transportado es agua residual.

Algunas de las consideraciones que deben hacerse para el transporte en camión incluyen las siguientes¹:

- Trazar una ruta para minimizar la probabilidad de accidente vial y mejorar la seguridad pública.
- Evitar horas de mayor tráfico, eventos comunitarios y horarios de mayor actividad en rutas escolares.
- Mantener una buena comunicación con agencias locales de manejo de emergencias.
- Evitar fugas y derrames

Por otro lado el transporte de agua puede realizarse por medio de tuberías permanentes o temporales. El transporte por tuberías puede no siempre ser una opción disponible debido a costos de construcción, o por ser una opción impráctica. Las tuberías son una opción más segura para el transporte de agua y mucho menos contaminante que el transporte por camión.

El transporte del agua de flujo de retorno puede requerirse para el envío a las instalaciones de tratamiento, al sitio de desecho o reutilización.

4.2.3. Almacenamiento

El agua dulce puede ser almacenada en estanques (excavaciones en donde pueden depositarse los fluidos) o en tanques sobre tierra. Los tanques para agua dulce pueden ser tanques de fracturamiento, de paneles de acero o de pared de polietileno.³

- Tanques de fracturamiento (frac tanks): con un volumen de almacenamiento de 500 [bl].
- Tanques de paneles de acero: pueden variar de tamaño aunque son típicamente mayores a 40,000 [bl], redondos y de unos 12 [ft] de altura. Son usados para aplicaciones a más largo plazo y requieren de mucho equipo para establecerlo.
- Tanques de pared de polietileno: son de 5 a 6 [ft] de largo y en varias alturas (2, 4, y 8 [ft]). Puede haber diversos diseños y tamaños y son fáciles de instalar.

El agua producida es almacenada en estanques artificiales alineadas (pueden ser monitoreadas para detectar fugas), tanques de acero permanentes con contención secundaria, o tanques portátiles (tanques de fracturamiento, tanques de acero de paneles, o tanques de pared de polietileno como se mencionó antes) con contención secundaria, y detección de fuga.³

El almacenamiento de agua de flujo de retorno y de agua producida está reglamentado y deben de cumplirse las especificaciones que los órganos reguladores tienen para estas prácticas.

4.2.4. Tratamiento

En el capítulo anterior se analizaron las características que debe de tener un fluido de fracturamiento y los aditivos que se utilizan para crear un fluido con las características deseadas. Al final del fracturamiento el fluido que se inyectó a la formación objetivo es devuelto a superficie, el volumen que regresa es una fracción del volumen bombeado inicial y contiene aditivos residuales y otros componentes adicionados por el contacto con los fluidos de la formación y el contacto con formación misma.

No existe un lapso de tiempo que defina cuando el fluido de flujo de retorno acaba y empieza la producción de agua congénita denominada agua producida pero puede notarse un cambio significativo en la salinidad (cloruros) en el agua (ver **figura 4.2**) que puede ser de ayuda para identificar cada tipo de fluido. El agua producida es de alta salinidad y puede contener diversos minerales, sólidos disueltos, sólidos en suspensión, metales, incluso material radiactivo.

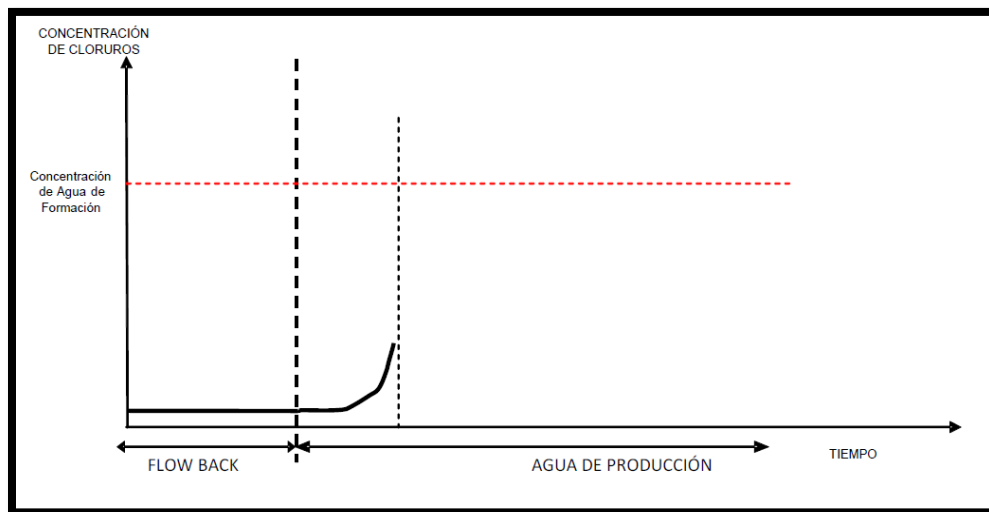


Figura 4.2. Aumento del contenido de cloruros (sales) en la transición de agua de flujo de retorno a agua producida²

Tanto el flujo de retorno como el agua producida son tratadas para lograr diversos objetivos que pueden ser la disposición final, reciclaje y reúso. La tecnología de tratamiento es seleccionada principalmente por el objetivo que se persiga y la composición del fluido.

Los fluidos de flujo de retorno no necesitan tratamiento si hay algún método de disposición final disponible que permita el desecho íntegro de los fluidos, lo mismo sucede con las aguas producidas.

4.2.5. Disposición final

EL agua de flujo de retorno y el agua producida pueden ser manejadas de diferentes maneras según la disponibilidad de las opciones, en general hay dos formas de manejar estos volúmenes de agua, reutilizarla en otras actividades y la disposición final. Entre las opciones de disposición final se encuentran las siguientes⁴:

- Inyección en pozos profundos
- Descarga en superficie
- Evaporación

4.2.5.1. Inyección de agua en pozos profundo

La disposición de agua en pozos profundos consiste en inyectar el agua en pozos de inyección en donde la formación que recibe el agua no es la formación productora. Los pozos de inyección deben cumplir normas para asegurar que los volúmenes de agua no migren hacia algún acuífero de agua dulce, que los volúmenes inyectados serán aceptados por la formación, que la formación objetivo se encuentre a una profundidad aceptable y que no existe una formación de hidrocarburos recuperables que pueda verse afectada. La inyección en pozos profundos también está regularizada y además condicionada a que estén disponibles cerca del sitio de las operaciones (para disminuir la necesidad de transporte por largas distancias).

Otra opción de inyección de agua es la inyección en pozos agotados que pueden ser usados para la disposición final de los volúmenes de agua producidos.

4.2.5.2. Descarga en superficie

La descarga en superficie se refiere a la descarga en cuerpos de agua superficiales. Esta opción involucra un proceso de tratamiento para obtener agua de calidad suficiente para ser descargada en cuerpos de agua dulce o salada de forma que se cumplan las especificaciones de organismos

reguladores. La descarga en cuerpos de agua dulce conlleva un tratamiento más exhaustivo que el de la descarga en cuerpos de agua salada, como las descargas costa afuera por ejemplo.

Se debe tomar en cuenta para el tratamiento (para descarga en cuerpos de agua dulce o en el mar según sea el caso):

- Límite máximo permisible de contenido de hidrocarburos
- Límite máximo permisible de sólidos disueltos totales
- Límite máximo permisible de sólidos suspendidos totales

4.2.5.3. Evaporación

Los estanques de evaporación de agua pueden ser utilizadas para disposición final del agua. Es una opción poco práctica considerando los volúmenes de agua pero no deja de ser una opción, en especial cuando puede ser utilizada de forma temporal y los volúmenes de agua que se producen son bajos.

La evaporación es empleada en donde la evaporación del agua supera la precipitación y en donde los vientos contribuyen al efecto de secado.⁴

Las consideraciones que se deben de tener con esta opción de disposición final son principalmente ambientales. Los problemas que pueden presentarse al usar esta opción incluyen los siguientes⁴:

- Contaminación de aguas subterráneas: se deberá asegurar la impermeabilidad de los estanques de evaporación y evitar derrames del agua producida a fin de impedir la filtración y migración a acuíferos subterráneos.
- Mala utilización del terreno: es deseable que el área utilizada para la creación de los estanques no tenga otro uso (por ejemplo el cultivo).
- Mortandad de la fauna nativa: debe asegurarse el aislamiento de la fosa (puede ser por alambrado de la zona) a fin de evitar el contacto de animales silvestres con el agua de los estanques.
- Tamaño adecuado de los estanques: los volúmenes de agua que precipitan en las zonas donde la evaporación puede llevarse a cabo por lo general son abundantes y de periodo corto. Los estanques deben asegurar que durante estos periodos podrán acumular el agua producida y agua precipitada sin problema de derrames.

4.3. Manejo del agua en un fracturamiento hidráulico

Sabiendo que los requerimientos de agua para la explotación de yacimientos no convencionales de lutita son grandes (y cada vez más difíciles de adquirir) y la importancia que tiene el agua en el planeta nos lleva a pensar en estrategias para ahorrar agua en las diversas actividades que se realizan para desarrollar estos yacimientos. Otros aspectos que hacen atractiva la conservación de agua son los aspectos económicos de reciclar y evitar costos de transporte, y el aspecto ambiental al reducir los viajes de camiones cisterna.

El manejo de agua de flujo de retorno y agua producida se centra en tres principales categorías la disposición final, reciclaje y reúso.³ La primera incluye un tratamiento (o puede no ser necesarios según la opción de disposición final) y el transporte de los fluidos a un pozo profundo (u otra alternativa de disposición) además del transporte de nuevos volúmenes de agua. La estrategia de reúso involucra un tratamiento simple del fluido para ser mezclado con agua de reposición y formular el fluido de retorno para otra operación de fracturamiento. El reciclaje involucra un tratamiento más complejo de los fluidos para obtener agua dulce que puede ser usada para un nuevo fracturamiento hidráulico, descarga en superficie o aprovechada en otras actividades ya sean de la industria o no.

4.3.1. Estrategia de manejo de agua

Plantear una estrategia de manejo de agua para las operaciones de fracturamiento puede ser indispensable para el éxito del proyecto pero desarrollar la estrategia puede ser algo muy complicado si no se tiene idea de lo que se enfrenta ni de cómo abordarlo.

Brent Halldorson, importante miembro de la compañía Fountain Quail Water Management que se dedica al manejo de agua y que fue pionera en operaciones de manejo de agua en reciclaje de agua en la lutita Barnett⁵, propone cinco factores que dominan el manejo de agua de manera general y son:

1. La disposición final. Disponibilidad de un pozo profundo o alguna forma disposición final que requiera de mínimo o ningún tratamiento y costo asociado.
2. El agua dulce. Disponibilidad y costo de agua dulce.
3. Regulación y comunidad. Impacto de la opinión pública en el desarrollo del campo y aspectos regulatorios a considerar.

4. Reciclaje y reúso. Composición del fluido de retorno y agua producida para la elección del sistema de tratamiento adecuado y rentable.
5. Transporte. Minimización del transporte por carretera (ahorro en costos, minimización del impacto ambiental y el impacto a caminos y carreteras).

Analizar los cinco puntos con preguntas simples es una buena forma de comenzar:

- ¿Está disponible una opción de disposición final sin tratamiento? sí o no
- ¿Hay una fuente de agua dulce cerca disponible? Sí o no
- ¿La regulación y la opinión pública me obligan a tratar agua? Sí o no
- ¿Es factible el tratamiento? sí o no
- ¿puede evitarse el transporte por carretera? Sí o no

Al término de este ejercicio será más claro el tipo de agua que se estará manejando, ya sea agua salada o agua dulce. Al saber el tipo de agua será más fácil abordar un plan de manejo.

Para continuar con la planificación Halldorson propone plantear metas simples y alcanzables. Dichas metas pueden ser muy básicas y expandirlas con el tiempo dependiendo del nivel de éxito alcanzado.⁵ Saber el tipo de agua que se utilizará ayudará a plantear los objetivos.

Las metas pueden ser tan simples como:

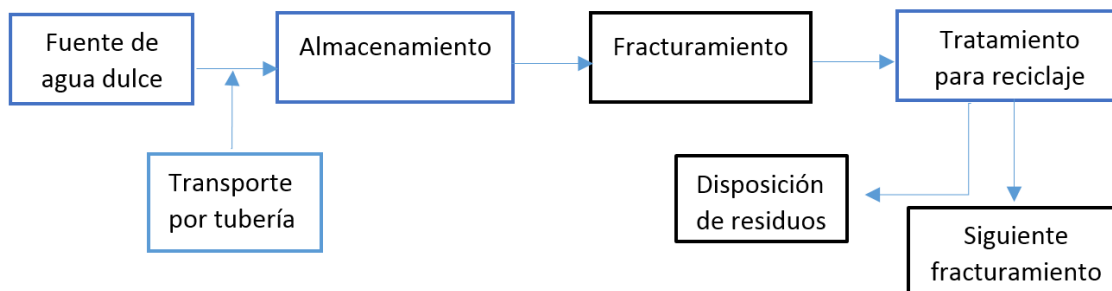
- Reusar toda el agua en futuros fracturamientos
- Reciclar el agua para descarga en superficie y para riego

A continuación se ejemplificará un plan de manejo de agua utilizando el enfoque anterior, no representa la situación de un campo en particular.

- ❖ Abordando los cinco factores dominantes del manejo de agua
 - No hay una opción de disposición final sin tratamiento
 - Hay opciones de fuentes de agua dulce disponibles y abundantes
 - Existe una fuerte preocupación local por los suministros de agua. En el aspecto regulatorio, pueden cumplirse los requisitos de organismos reguladores para la extracción de agua.
 - Existen formas de tratamiento para reúso y reciclaje
 - Puede evitarse el transporte por carretera

- ❖ Observando lo anterior es notorio que el tratamiento debe llevarse a cabo y existen preocupaciones de la población por el uso del agua por lo que se decidirá manejar agua dulce. Ahora se propondrán una meta a cumplir:
 - Reciclar el agua para su uso en futuros fracturamiento y para la descarga en superficie.

De ésta manera se obtendrá un simple plan de manejo de agua que puede consolidarse atendiendo el ciclo del agua en operaciones de fracturamiento y puede resumirse con el siguiente diagrama:



Es evidente que aún faltan algunas cosas por aclarar como el tipo de almacenamiento y el tipo de tratamiento necesario para lograr los objetivos. El almacenamiento puede ser cualquier de los antes descritos o de acuerdo a las normas que establezcan los órganos reguladores. En cuanto al tratamiento más adelante se detallarán algunas opciones de tratamiento que son utilizados en operaciones de fracturamiento en lutitas. Las decisiones deben también estar justificadas económicamente de manera que el proyecto sea rentable.

Por otro lado John M. Walsh autor de varios artículos sobre manejo de agua en la revista "Oil and Gas Facilities" tiene un enfoque muy parecido al anterior.⁶ Para Walsh los cinco aspectos que dominan el manejo de agua en el fracturamiento hidráulico de lutitas son:

1. La hidrología del campo. Disponibilidad de agua dulce.
2. Requisitos de regulación. Define las opciones de desecho.
3. Calidad del fluido de fractura. Define el requerimiento de calidad del agua.
4. Características del flujo de retorno. Define los requerimientos de tratamiento.
5. Etapa de desarrollo del campo. Define la disponibilidad de la tecnología.

La hidrología del campo o la región definirá el tipo de fuente de agua dulce y su disponibilidad. Aquí hay que notar que para una región puede haber recursos abundantes y para otra muy escasos y es necesario buscar opciones de tratamiento para obtener agua dulce si se desea trabajar con este tipo de agua. De igual forma que para el enfoque de Halldorson este aspecto puede ser abordado con una simple pregunta ¿hay agua dulce disponible?

Los requisitos de regulación en este caso se refieren a las restricciones que pueden imponer órganos reguladores en las opciones de disposición final del agua de flujo de retorno y agua producida. Muchas veces estas restricciones se vuelven más estrictas por malas experiencias pasadas, por ejemplo un impacto ambiental adverso. Para este caso otra pregunta surge ¿existen opciones de disposición final disponibles?

La calidad del fluido de fracturamiento depende de las características de la formación a perforar, es posible que para lograr el fluido deseado se necesite agua dulce para su formulación. También existe la posibilidad de que el fluido pueda adaptarse añadiendo aditivos que funcionen eficazmente en aguas de cierta salinidad. Entonces la pregunta en este caso es ¿Se requiere de agua dulce para la formulación de fluido de fracturamiento?

Las características del fluido de retorno pueden ser muy diferentes a las del fluido inyectado inicialmente y de ellas dependerá el éxito de los sistemas de tratamiento que se utilicen. Es importante saber el tipo de fluido que se quiere obtener de un tratamiento y las características del fluido a tratar para elegir apropiadamente un sistema de tratamiento. ¿El fluido de retorno es salino?

Walsh identifica la etapa de desarrollo de campo como un aspecto dominante en el manejo de agua y bastante importante debido a que las necesidades de cada etapa son muy diferentes y requieren especial atención. Al inicio del desarrollo podrán presentarse pozos aislados que requerirán de unidades de tratamiento móviles que deberán ser capaces de manejar el volumen de agua producida. Las unidades de tratamiento móviles son relativamente fáciles de transportar (mediante un tráiler de plataforma) y fáciles de instalar en campo.

Cuando el campo tiene ya más pozos perforados y aun perforándose en relativa cercanía es posible cambiar de unidades de tratamiento móviles a sistemas de tratamiento modulares. Los sistemas de tratamiento modulares son sistemas que están diseñados por módulos (de ahí el nombre) y pueden

adaptarse mejor a las necesidades debido a su capacidad de agregar algún módulo de tratamiento si es requerido.

Cuando el desarrollo del pozo esté en una etapa en la que los pozos están cercanos unos a otros es posible instalar un sistema centralizado. Tal vez para esta etapa la única opción de tratamiento sea aquella que ofrezca agua dulce como producto debido a que para esta etapa no se estará perforando y fracturando tan intensamente como en un principio y la opción de disposición será la descarga superficial.

Un modelo de costos para las opciones de reciclaje, reúso y disposición final puede realizarse para elegir una opción de tratamiento rentable.

La **tabla 4.1** muestra el marco de decisión de Walsh para el manejo de agua.

Factores clave	Áreas afectadas	Opciones
Hidrología	Determina la disponibilidad de agua dulce	agua dulce superficial, acuífero subterránea o reciclaje
Regulaciones	Determina las opciones de disposición final	Pozo profundo, descarga superficial, evaporación u otro uso
Fluido inyectados	Determina la dificultad de tratamiento y la calidad de agua requerida	Tratamiento para reúso, reciclaje o sin tratamiento.
Fluidos de flujo de retorno	Determina las opciones para tratamiento	Ver. Tabla 4.2
Etapas de desarrollo	Define la disponibilidad de la tecnología	Instalaciones de tratamiento móviles, modulares o centralizadas.

Tabla 4.1. Marco de decisión de Walsh para el manejo de agua. ⁷ (modificado)

Los dos enfoques resultan ser muy parecidos entre sí y también hace recordar los aspectos generales del movimiento del agua en operaciones de fracturamiento que se abordaron en conjunto como el “ciclo del agua en operaciones de fracturamiento hidráulico” anteriormente en este capítulo.

El plan de manejo de agua puede entonces realizarse siguiendo alguno de estos enfoques o atendiendo el ciclo de agua (suministro, transporte, almacenamiento, tratamiento y disposición) agregando los aspectos regulatorios, preocupaciones de la comunidad y la rentabilidad de las opciones. Utilizar objetivos sencillos como propone Halldorson es muy útil para realizar cualquier plan de manejo independientemente del enfoque con que se desarrolle.

4.3.2. Opciones de tratamiento

La composición del flujo de retorno varía para cada formación fracturada y puede ser muy parecida a la del fluido inicialmente bombeado o muy diferente. Entre los componentes que se pueden encontrar en el agua de flujo de retorno se encuentran los siguientes⁸:

- ❖ Componentes del fluido de fractura (aditivos residuales, apuntalante)
- ❖ Sólidos disueltos (cloruros, sulfatos, calcio)
- ❖ Metales (calcio, magnesio, bario, estroncio)
- ❖ Sólidos suspendidos
- ❖ Minerales formadores de incrustaciones (carbonato de calcio, sulfato de bario)
- ❖ Bacterias (bacterias que producen ácido, bacterias reductoras de sulfato)
- ❖ Sólidos de hierro (óxido de hierro, sulfuro de hierro)
- ❖ Sólidos dispersos (arcillas finas, limos)

La concentración de cada componente puede variar con el tiempo debido a la transición de agua de flujo de retorno a agua congénita. Dentro de los componentes del agua (de flujo de retorno o congénita) pueden estar presentes materiales radiactivos que requieren especial atención. Estos componentes radiactivos son de presencia natural y pueden no representar ningún peligro dependiendo de su concentración.

Existen diversas tecnologías de tratamiento que pueden utilizarse para remover componentes del agua que no se deseen (listados arriba) para el reúso, reciclaje, o disposición final.

La opción del tipo de tratamiento depende de los objetivos que se planteen, por ejemplo si se quiere reusar el flujo de retorno únicamente retirando parte del total de sólidos suspendidos o “total suspended solids” (TSS) la filtración puede ser usada para ese plan de manejo de agua. En algunos casos el proyecto puede resultar exitoso con un tratamiento simple y otros requieren de tratamientos más sofisticados como la remoción del total sólidos disueltos o “total dissolved solids” (TDS)

Las tecnologías de tratamiento pueden ser usadas como un único proceso o una combinación de tratamientos para lograr la calidad de agua requerida.⁷ Como primer paso de tratamiento se tiene la filtración de los sólidos suspendidos más grandes que pueden provocar obstrucciones en tratamientos subsecuentes, bombas, tuberías, daño a la formación, etc.

Problema	Tratamiento	Objetivo
Aceite en el agua	<ul style="list-style-type: none"> • Separador • Flotación por gas disuelto • Medios de coalescencia • Medios adsorbentes 	R E
Total de sólidos suspendidos	<ul style="list-style-type: none"> • Filtración • Coagulación/floculación • Hidrociclón • Electrocoagulación 	Ú S
Formadores de incrustaciones	<ul style="list-style-type: none"> • Precipitación química • Intercambio de iones 	O
Sales disueltas	<ul style="list-style-type: none"> • Osmosis Inversa • Recompresión mecánica de vapor 	RECICLAJE

Tabla 4.2. *Tecnologías de tratamiento*

4.3.2.1. Remoción de aceite

La remoción de aceite libre (el aceite libre se forma cuando muchas gotas de aceite se juntan y se separan del agua formando una capa) puede llevarse a cabo por separadores mecánicos de alta velocidad o separadores de agua-aceite.

La remoción del aceite disperso (el aceite disperso se refiere a las gotas de aceite que se encuentran en una fase dispersa dentro del agua formando una emulsión) puede ser removido mediante un medio de tipo coalescente, resinas químicamente mejoradas, y medios absorbentes como arcilla orgánica, medios hidrofóbicos u oleofílicos o carbón activado.

4.3.2.1.1. Separador

El aceite libre puede ser separado por medio de sedimentación gravitacional al mismo tiempo que los sólidos suspendidos más gruesos. Los separadores API están diseñados para proveer suficiente tiempo de residencia para gotas de aceite de 150 micras y gotas de mayor tamaño serán separadas por fuerzas de flotación llevando al aceite a la superficie y separado del agua. Este tipo de tratamiento puede ser llevado a cabo en tanques de almacenamiento, tanques de fracturamiento, o estanques artificiales.

4.3.2.1.2. Flotación por gas disuelto

Antes de que la flotación se lleve a cabo pueden añadirse floculantes y coagulantes para mejorar la remoción. La flotación por gas disuelto o Dissolved Gas Flotation (DGF) utiliza burbujas de aire (o nitrógeno o metano) disueltas para que se adhieran a las partículas floculadas y ayudarlas a llegar a la superficie durante el tiempo de residencia. La superficie es desnatada para eliminar la espuma y los flóculos en la parte superior de la unidad. Sólidos más pesados son removidos como lodo del fondo de la unidad. La limitante de esta tecnología es la calidad de agua que debe tener antes de pasar por la flotación⁸:

- ❖ Aceite disperso
 - Tamaño de partícula: 5-100 [μm]
 - Concentraciones: 25-500 [ppm]
- ❖ Total de sólidos suspendidos
 - Tamaño de partículas: 5-100 [μm]
 - Concentraciones: > 30 [ppm]

4.3.2.1.3. Medios coalescentes

La cáscara de nuez es un medio que puede remover algunos sólidos debido a que al pasar el fluido a través del medio (cáscaras de nuez trituradas) las partículas quedan atrapadas. Los sólidos son removidos en un ciclo de lavado. Aunque la cáscara de nuez no es tan robusta ni remueve de forma efectiva los sólidos suspendidos, los filtros de cáscara de nuez proporcionan sitios de coalescencia para partículas dispersas de aceite que pueden estar presentes en el flujo. Por lo tanto, este tipo de filtros proporcionan la remoción tanto de sólidos suspendidos como aceite disperso al menos como un primer recorte de estos componentes.⁸

4.3.2.1.4. Medios adsorbentes

Los filtros de medios adsorbentes contienen encapsulado un medio que puede ser hidrofóbico u oleofílico para atrapar partículas de aceite disperso en su superficie. Cuando los sitios de adsorción han sido llenados en el medio, el medio es removido del filtro recipiente y es desechado.

4.3.2.2. Total de sólidos suspendidos

Como tratamiento primario se tiene la remoción de los sólidos suspendidos más grandes que puede llevarse a cabo por simple sedimentación. Los sólidos suspendidos que permanecen después del primer tratamiento pueden ser removidos por medio de filtración o coagulación/floculación.

4.3.2.2.1. Filtración

La filtración es ampliamente utilizada para la remoción de sólidos suspendidos y hay una gran variedad de métodos que cubren las necesidades de la industria. La filtración no remueve sólidos disueltos, es un tratamiento que puede llevarse a cabo si lo que se desea es reusar el agua.

4.3.2.2.2. Saco/cartucho de filtración

Los sacos y cartuchos filtro son opciones para la remoción de sólidos. Son sencillos de instalar y no requieren de energía adicional para su uso. Pueden proveer la remoción de partículas del tamaño que se desee según el tamaño nominal del filtro.

Los sacos filtro pueden ser de 2, 5, 10, 25 [μm] (tamaño nominal).⁸ es fácil de identificar cuando el filtro se tapa debido al aumento de presión antes del filtro y por la disminución de la corriente después de éste. Cuando se tapa un saco basta con reemplazarlo con otro.

Los cartuchos filtro a diferencia de los sacos filtro atrapan las partículas a través de todo su espesor. Ambos tipos de filtro están diseñados para ser desechables cuando sean taponados. **Ver Figura 4.3.**



Figura 4.3. Sacos filtro (izquierda) y cartuchos filtro (derecha)

4.3.2.2.3. Filtración multimedios

Los medios de filtración necesitan de una corriente de agua de entrada con determinada calidad por lo que deben ser acompañadas de otro sistema de tratamiento. La corriente de agua deberá contener tamaños de sólidos suspendidos entre 5 y 100 [μm] y concentraciones de más de 30 partes por millón.⁸ La presencia de aceite en la corriente también causa problemas debido a que el aceite puede adherirse al medio sin que éste pueda ser removido, es recomendable que la filtración se lleve a cabo después de un tratamiento de remoción de aceite.

Los filtros multimedios usan un medio como la arena, antracita, o grava para la remoción física de los sólidos.⁸ Los medios de filtración son permeables lo que permite que la corriente de agua pase a través de ellos pero los sólidos quedan atrapados en los poros del medio. Se utilizan diversas capas de medios para lograr la retención de diferentes tamaños de partículas.

Los medios son lavados regularmente para que sigan proporcionando su capacidad de retención de partículas. Los residuos de la filtración multimedios son las aguas que contienen las partículas que los medios atrapan al ser lavados.

4.3.2.2.4. Coagulación/floculación

El tratamiento por coagulación/floculación mejora la remoción de TSS después de un proceso de filtración. Este tratamiento reúne las partículas suspendidas y crea un conglomerado que es más fácil de remover por otros medios como la sedimentación, la flotación o la filtración, la coagulación/floculación no elimina por sí sola los sólidos acumulados. La mayoría de los sólidos suspendidos en el flujo de retorno tienen carga negativa y esto particularmente cierto para los sólidos de minerales, arcilla, o materia orgánica (partículas de hidrocarburos) por la abundancia de iones de carga negativa en las arcillas, carbonatos, silicatos y materia orgánica que se encuentran de forma natural en la formación. La carga negativa hace que los sólidos se encuentren dispersos dentro del medio acuoso.⁹

La coagulación es el proceso mediante el cual las partículas que están en solución en el fluido por fuerzas eléctricas son desestabilizadas mediante la adición de iones de carga negativa. Cuando un proceso de coagulación es aplicado las fuerzas eléctricas que mantienen dispersas las partículas sólidas se debilitan haciendo más fácil la unión de estos sólidos.

La floculación es el proceso que une las partículas desestabilizadas formando un conglomerado de partículas que puede ser separado del agua.

La coagulación es llevada a cabo mediante la adición de un coagulante (proceso químico) que puede ser a base de aluminio o a base de hierro. Un floculante (puede ser un polímero)⁹ es añadido para promover la unión de las partículas aunque puede no ser necesario si la remoción de las partículas se lleva a cabo por filtración.⁸

4.3.2.2.5. Electrocoagulación

La electrocoagulación es un proceso en el que se usan electrodos para hacer pasar una corriente eléctrica en el agua. El ánodo es por lo general de aluminio o hierro y es de sacrificio (se disuelve en el agua). En el cátodo se forman iones hidroxilo e hidrógeno, iones de metal y los hidroxilos se combinan para formar un coagulante. Con la formación de un coagulante las partículas se desestabilizan como en la coagulación/floculación. Las burbujas que se generan en el cátodo proporcionan un efecto de flotación lo que promueve la migración de flóculos generados a la superficie, los conglomerados más pesados son depositados en el fondo. La electrocoagulación puede tener también un efecto de control bacteria al generarse hipocloritos que proporcionan una función de biocida.⁹ Ver **figura 4.4.**

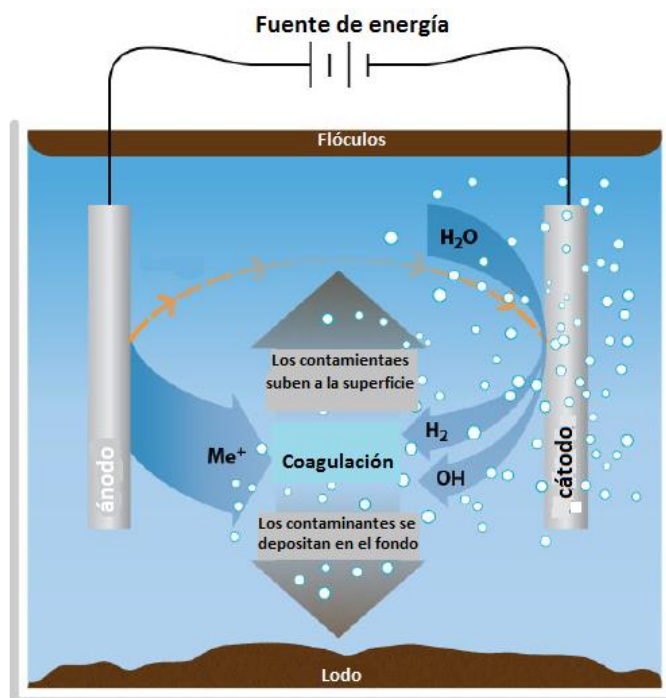


Figura 4.4. Proceso de electrocoagulación⁸

4.3.2.2.6. Hidrociclón

Los hidrociclones se utilizan para separar sólidos por su densidad, al entrar el agua se mueve en círculos generando fuerzas centrífugas que separan los componentes más densos. De acuerdo al modelo se pueden separar partículas en el rango de los 5 a los 15 $[\mu]$.⁸ El hidrociclón se compone de una sola pieza fabricada en metal o plástico o cerámica sin partes móviles. No utiliza energía ni químicos, sólo se requiere de presión para que el fluido pase por la unidad. Ver **figura 4.5**.

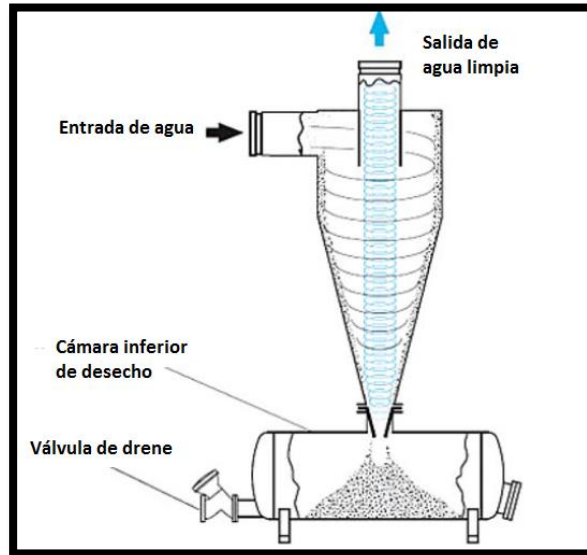


Figura 4.5. Hidrociclón.⁹

4.3.2.3. Formadores de incrustaciones

Para prevenir la formación de incrustaciones se pueden utilizar dos métodos de tratamiento que remueven compuestos como carbonatos y sulfatos que crean el potencial de formación de incrustaciones, las cuales provocan daños severos a la formación o al pozo.

4.3.2.3.1. Precipitación química

La precipitación química consiste en convertir los contaminantes solubles (como los iones de calcio, el magnesio y hierro) en un precipitado insoluble que es separado del agua por densidad. El proceso de precipitación puede llevarse a cabo añadiendo cal y es conocido como ablandamiento con cal (hidróxido de calcio), el cual es utilizado para precipitar iones de calcio y magnesio.

La precipitación química puede llevarse a cabo con una variedad de compuestos que generan la precipitación de diferentes contaminantes, por ejemplo se puede añadir, cal dolomítica (con

magnesio), carbonato de sodio, sal de magnesio, cloruro de bario para remover diferentes contaminantes.⁸

Con la precipitación química es posible remover calcio, magnesio, hierro, estroncio, bicarbonatos y carbonatos.¹¹

4.3.2.3.2. Intercambio de iones

El intercambio iónico es una reacción química reversible en la que los iones de calcio, magnesio, hierro, o boro (por mencionar algunos presentes en el agua de flujo de retorno) cargados positivamente o negativamente son intercambiados por iones que están presentes en resinas, dejando los iones contaminantes en las resinas. Los materiales de intercambio pueden ser naturales (como ciertas arcillas y zeolitas naturales) o sintéticas (zeolitas, o resinas orgánicas). Típicos sistemas de ablandamiento consisten en perlas de plástico con iones de sodio que pueden ser intercambiados con iones de calcio y magnesio, de ésta manera el agua tendrá ahora los iones de sodio en lugar de los iones de magnesio.⁸

Al tratarse de un proceso reversible, las resinas pueden ser sumergidas de nuevo en agua con iones de sodio e intercambiarlos por los iones de calcio y magnesio.

Este sistema utiliza poca energía ya que sólo se necesita hacer pasar el agua por las resinas de forma lenta.

4.3.2.4. Sales disueltas

Existen dos tecnologías que se han utilizado en el campo para remover TDS y son la osmosis inversa o "Reverse Osmosis" y la recompresión mecánica de vapor o "Mechanical Vapor Recompression" (MVR). Cada una puede ser utilizada dependiendo de la concentración de TDS. Para concentraciones menores a 40,000 [mg/L] la RO es utilizada, mientras que para niveles mayores a 40,000 [mg/L] la MVR es necesaria.⁸

4.3.2.4.1. Separación por membranas y osmosis inversa

La microfiltración (MF), ultrafiltración (UF), nanofiltración (NF) y la osmosis inversa (RO) utilizan altas presiones sobre las membranas para lograr la filtración de contaminantes de agua. La MF, UF y NF se basan en el principio de rechazo de partículas mayores al tamaño de poro de la membrana bajo presión. La osmosis utiliza la presión para superar la presión osmótica y conducir el agua a través de

la membrana, rechazando las sales. Es inverso al proceso de osmosis en donde el solvente se mueve a través de una membrana semipermeable hacia la zona de mayor concentración de la solución.¹²

Este tipo de tratamiento requiere de un pretratamiento para mejorar la eficacia del tratamiento y evitar la obstrucción de las membranas o las incrustaciones. El pretratamiento puede ser, dependiendo de la calidad del agua sin tratar, tan simple como la filtración o más complejos como la coagulación/floculación, precipitación química, medios de filtración, intercambio de iones, de forma individual o una combinación de ellos.⁸

4.3.2.4.2. Recompresión mecánica de vapor

La recompresión mecánica de vapor o “Mechanical Vapor Recompression” (MVR) es un tratamiento térmico que remueve el TDS. Su desventaja es la gran energía que necesita, pero en etapas avanzadas en la explotación del campo es posible justificar su costo.

En la alimentación la salmuera es calentada utilizando el calor del agua dulce y la salmuera concentrada. Posteriormente la salmuera precalentada es atomizada sobre tubos calientes en un contenedor donde una parte de la salmuera es evaporada y otra se mantiene en una fase líquida con los contaminantes. El vapor generado es aspirado por un ventilador que le adiciona presión, al comprimirse el vapor se calienta y es dirigido dentro de tubos intercambiadores de calor (mismos sobre los que se atomiza la salmuera precalentada). Al intercambiar el calor el vapor se condensa en agua de alta calidad. Ver **figura 4.6.**⁵

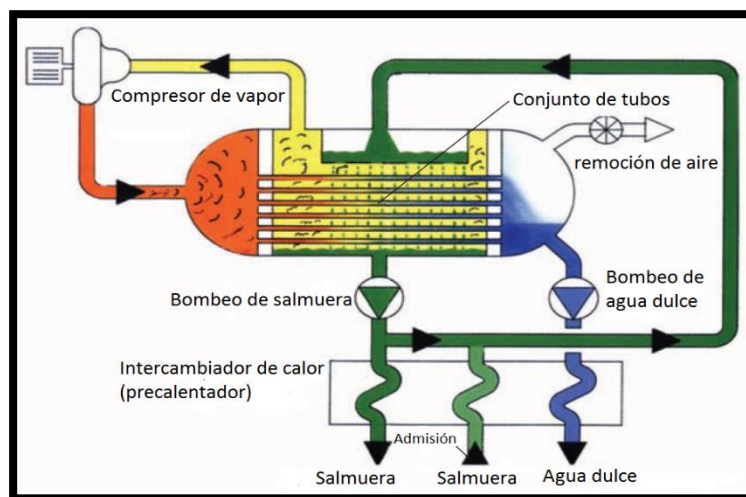


Figura 4.6. Proceso de tratamiento con recompresión mecánica de vapor.⁹

Referencias

1. American Petroleum Institute. (2010) *Water Management Associated with Hydraulic Fracturing*. Recuperado de www.api.org
2. Instituto Argentino del Petróleo y del Gas. *Gestión del agua en la explotación y exploración de reservorios no convencionales en el área de influencia de la cuenca Neuquina*. Recuperado de <http://www.iapg.org.ar>
3. Slutz, J. et al. 2012. Key Shale Gas Water Management Strategies: An Economic Assessment Tool. Paper SPE 157532 presented at the SPE/APPEA International Conference on Health, Safety, and Environment in Oil and Gas Exploration and Production held in Perth, Australia, 11–13 September.
4. Sánchez Uribe, J. tratamiento y disposición final del agua producida en yacimientos petroleros. Tesis (Ingeniero Petrolero). México, D.F. Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería, 2013. 120 H.
5. Halldorson, B., et al. 2013. Successful Oilfield Water Management. Paper AADE presented at the AADE National Technical Conference and Exhibition held at the Cox Convention Center, Oklahoma City, OK, 26 - 27 February.
6. Walsh, J. M. Water management for hydraulic fracturing in unconventional resources part 1. *Oil and Gas Facilities*. 2013. Vol. 2, No. 3, p. 8 -12.
7. Crisp. G., et al. The rol of water management in unlocking unconventional resources. Recuperado de <http://www.awa.asn.au/>
8. M-I SWACO. Fracturing fluid flowback reuse project, Decision Tree & guidance manual. Recuperado de www.capp.ca/
9. Walsh, J. M. Water management for hydraulic fracturing in unconventional resources part 3. *Oil and Gas Facilities*. 2013. Vol. 2, No. 5, p. 10 – 15.
10. Igunnu, E., Chen, G. Produced water treatment technologies. *International Journal of Low-Carbon Technologies Advance Access*. Recuperado de <http://ijlct.oxfordjournals.org/>
11. McLaughlin, J. B. Key considerations for frac flowback/produced water reuse treatment. [Diapositiva]. Recuperado de <http://nywea.org/>
12. Arthur, J.D., Langhus B. Technical summary of oil & gas produced water treatment technologies. Recuperado de www.aal-llc.com

Conclusiones

Los yacimientos no convencionales de lutitas tienen un gran potencial de hidrocarburos en diversos países. Para explotar estos recursos es necesario el fracturamiento hidráulico que es una técnica de estimulación de pozos que utiliza un fluido para realizar el fracturamiento con la finalidad de crear canales de alta conductividad en la formación objetivo y propiciar el movimiento de los hidrocarburos hacia el pozo.

El fluido de fracturamiento que se utiliza para fracturar formaciones lutíticas es a base de agua en la mayoría de los casos, siendo el agua oleosa o “slickwater” el tipo de fluido a base de agua más común.

El fracturamiento con fluidos base agua involucra el uso de grandes volúmenes de agua, un agente apuntalante y aditivos. Las características de la formación de lutita deben tomarse en cuenta para el diseño de los fluidos de fracturamiento.

Los grandes volúmenes de agua necesarios para el fracturamiento hidráulico deben de ser manejados mediante un plan de manejo de agua que involucre la fuente del recurso hídrico, el medio de transporte, almacenamiento, tratamiento y disposición final sin dejar de lado el cumplimiento de regulaciones ambientales y atendiendo las preocupaciones de la población afectada por las actividades de fracturamiento.

Realizar un plan de manejo de agua no es fácil, en especial si no se tienen antecedentes de actividades de fracturamiento en lutitas. Identificar el tipo de agua que se utilizará para el fracturamiento (dulce o salada) y la forma de disposición final facilita la planeación del manejo del agua. El plan de manejo de agua debe tomar en cuenta las diferentes fases de desarrollo del proyecto de explotación, a al inicio de la explotación existe una gran cantidad de actividad y necesidad de recursos de agua, al final las actividad disminuye y los volúmenes de agua producida aumentan.

La tecnología de tratamiento de agua puede elegirse de acuerdo a los objetivos de manejo de agua que se persigan. El tratamiento de agua puede llevarse a cabo para tres objetivos principales: 1) reusar, 2) reciclar o 3) disposición final.

Al reusar el agua de flujo de retorno/agua producida se puede tratar el agua en diversos niveles dependiendo de la calidad de agua que se necesita para formular el fluido de fractura del siguiente

pozo. Los objetivos de tratamiento para reúso pueden ser la remoción de aceite en el agua, remoción de sólidos suspendidos, remoción de componentes formadores de incrustaciones. Los objetivos anteriores pueden darse de manera individual o en cualquier combinación.

Los tratamientos para el reciclaje del agua son más complicados y requieren por lo general de pretratamiento del agua. El objetivo principal para el reciclaje del agua es la remoción de sólidos disueltos en el agua (salinidad).

Si bien la forma de realizar un plan de manejo de agua mostrado en este trabajo es sencilla, resulta ser un buen material de inicio para el manejo de agua pues se incluyen los aspectos que dirigen el manejo de agua (suministro, transporte, almacenamiento, etc.) y una forma de realizar un plan de manejo simple para el inicio de las operaciones de fracturamiento, el plan puede servir de base y puede actualizarse según el desarrollo del campo. De igual manera los ejemplos de tecnología de tratamiento de agua están lejos de abarcar la gran gama de tecnologías disponibles para ese fin pero son suficientes para dar a entender los requerimientos de tratamiento de agua en las operaciones de fracturamiento hidráulico.

Bibliografía

1. Paris de Ferrer, M. (2009). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. Maracaibo, Venezuela, Astro Data S.A.
2. López Anadón, E., et al. (2013) *El abecé de los hidrocarburos no convencionales*. Instituto Argentino del Petróleo y del Gas. Recuperado el 3 de marzo de 2014 de www.oilproduction.net.
3. Álvarez López, B. Fracturamiento hidráulico multietapas. Tesis (Ingeniero Petrolero). México, D.F.: Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería. 145 h.
4. Economides, M., Nolte, K. *Reservoir Stimulation*. Schlumberger. John Wiley & Sons, 2000.
5. Comisión Nacional de Hidrocarburos (Diciembre, 2011). *La Tecnología de Exploración y Producción en México y en el Mundo: Situación Actual y Retos (DT_2)*.
6. Blanco, A., Vivas, J. (2011) Shale frac: un acercamiento a esta nueva tecnología. *Petrotecnia*.
7. George E. 2012. Fracturing 101: What Every Representative, Environmentalist, Regulator, Reporter, Investor, University Researcher, Neighbor and Engineer Should Know About Estimating Frac Risk and Improving Frac Performance in Unconventional Gas and Oil Wells. Paper SPE 152596 presentado en Hydraulic Fracturing Technology Conference, Texas, 6-8 de febrero.
8. Trombetta, J. (2012). El agua en la explotación de yacimientos no convencionales. *Petrotecnia*.
9. López Anadón, E., et al. (2013) *El abecé de los hidrocarburos no convencionales*. Instituto Argentino del Petróleo y del Gas.
10. Garaicochea, F., Benitez, M. A. Apuntes determinación de pozos. 1983. Facultad de Ingeniería, U.N.A.M.
11. Pozos, H. (2013). *Técnicas de fracturamiento hidráulico en pozos horizontales de la formación Eagle Ford*. Tesis (Maestro en exploración y explotación de recursos naturales) Universidad Nacional Autónoma de México, México, Distrito Federal.
12. Uribe, L., Pimentel, R. *Multifracturamiento de pozos no convencionales de aceite en lutitas*. Tesis (Ingeniero Petrolero). México, Distrito Federal: Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería, 2013. 201 h.
13. Montgomery, C. (Mayo, 2013). Fracturing Fluid Components. International Society for Rock Mechanics.

YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

14. Trombetta, J. (2012). El agua en la explotación de yacimientos no convencionales. *Petrotecnia*.
15. Montgomery, C. (Mayo, 2013). Fracturing Fluids. International Society for Rock Mechanics.
16. American Petroleum Institute. (2010) *Water Management Associated with Hydraulic Fracturing*.
17. Instituto Argentino del Petróleo y del Gas. *Gestión del agua en la explotación y exploración de reservorios no convencionales en el área de influencia de la cuenca Neuquina*.
18. Sánchez Uribe, J. tratamiento y disposición final del agua producida en yacimientos petroleros. Tesis (Ingeniero Petrolero). México, D.F. Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería, 2013. 120 H.
19. Halldorson, B., et al. 2013. Successful Oilfield Water Management. Paper AADE presented at the AADE National Technical Conference and Exhibition held at the Cox Convention Center, Oklahoma City, OK, 26 - 27 February.
20. Slutz, J. et al. 2012. Key Shale Gas Water Management Strategies: An Economic Assessment Tool. Paper SPE 157532 presented at the SPE/APPEA International Conference on Health, Safety, and Environment in Oil and Gas Exploration and Production held in Perth, Australia, 11–13 September.
21. Walsh, J. M. Water management for hydraulic fracturing in unconventional resources part 1. *Oil and Gas Facilities*. 2013. Vol. 2, No. 3, p. 8 -12.
22. M-I SWACO. Fracturing fluid flowback reuse project, Decision Tree & guidance manual.
23. Walsh, J. M. Water management for hydraulic fracturing in unconventional resources part 3. *Oil and Gas Facilities*. 2013. Vol. 2, No. 5, p. 10 – 15.
24. Igunnu, E., Chen, G. Produced water treatment technologies. *International Journal of Low-Carbon Technologies Advance Access*.

Abreviaturas y unidades

[μm]	Micrómetro
[bl]	Barril
[bpm]	Barriles por minuto
[cp]	centipoise
[ft]	Feet (pies)
[m]	Metro
[m ³]	Metro cúbico
[mD]	milidarcy
[mg/L]	Miligramos por litro
[psi]	pounds-force per square inch (Libra por pulgada cuadrada)
[Tpc]	Trillones de pie cubicos (Terminología anglosajona, 10 ¹² pies cúbicos)
°API	Grados API
°C	Grados Celsius
°F	Grados Fahrenheit
AMPS	Acrylamidomethylpropane Sulfonate
API	American Petroleum Institute
BCGA	Basing-centered gas accumulations
CBM	Coalbed Methane
CMHEC	Carboximetil hidroxietil celulosa
CMHPG	Carboximetil hidroxipropil guar
CO ₂	Dióxido de carbono
CSG	Coalsem gas
DGF	Dissolved Gas Flotation
EIA	Energy Information Administration
H ₂ S	Ácido sulfhídico
HCL	Ácido clorhídrico
HEC	Hidroxietil celulosa
HPG	Hidroxipropil guar
ISP	Intermediate-strenght proppant
MF	Microfiltration
N ₂	Nitrógeno
NF	Nanofiltration
NGC	Natural gas from coal
PAAc	Polyacrylic acid
PAAm	Polyacrylamide
pH	Potencial de hidrógeno
PHPA	Partially hydrolyzed polyacrylamide
PRMS	Petroleum Resources Management System
RAE	Real Academia Española

RCP	Resin-coated proppant
RO	Reverse Osmosis
TDS	Total Dissolved Solids
TOC	Total Organic Carbon
TSS	Total Suspended Solids
UF	Ultrafiltration