

Mitos y realidades del fracturamiento hidráulico en formaciones no convencionales “shale”

Ariel Valenzuela Muñoz
ariel.valenzuela@pemex.com
Pemex

Información del artículo: recibido: agosto de 2015-aceptado: septiembre de 2015

Resumen

El objetivo principal de este trabajo es mostrar el impacto real que se tiene con la aplicación de la técnica de fracturamiento hidráulico en la explotación de las formaciones no convencionales “shale”. Este impacto se evalúa tanto en la parte de producción como en lo ambiental, social y económico.

Inicialmente se presenta un bosquejo general de las características de las formaciones no convencionales “shale” y las diferencias principales con las formaciones compactas de gas (“tight gas”), con el fin de plantear la necesidad de la aplicación de la técnica del fracturamiento hidráulico, y a partir de aquí se incluye una descripción breve de todo el proceso de esta tecnología, cubriendo los aspectos más importantes que impactan en el desarrollo de esta actividad.

Los temas principales que se consideran son: la contaminación de los mantos freáticos, el impacto también que pudiera existir en la sismicidad del área derivado por la aplicación de estas operaciones, el impacto ambiental por el manejo de productos químicos, la emanación o quema de hidrocarburos, el impacto en la suelo por el desarrollo masivo de la explotación de estas formaciones, y mayor énfasis se da en el requerimiento y uso del agua para poder desarrollar estas actividades, este último tema cobra una importancia mayor dado las implicaciones y/o acciones que se tienen que hacer para minimizar este recurso natural para poder detonar el desarrollo masivo de estas formaciones sin competir con el agua de uso humano.

Otro tema que se contempla en este trabajo es sobre uno de los grandes cuestionamientos que se hacen, la rentabilidad de estos proyectos de explotación de hidrocarburos; esto debido a que las inversiones son sumamente cuantiosas y las producciones en muchos casos son marginales.

Durante el desarrollo de estos tópicos se plantea su impacto real, mostrando lo que es cierto y lo que es mito, desde el punto de vista práctico.

Finalmente se plantean propuestas para minimizar o eliminar muchos de estos inconvenientes que se presentan.

Palabras clave: Fracturamiento hidráulico, yacimientos no convencionales.

Myths and realities of hydraulic fracturing unconventional “shale” formations

Abstract

The main objective of this work is to show the real impact resulted with the application of hydraulic shale fracturing technique in exploiting unconventional formations. Such impact is assessed in the production, as well as on the environmental, social and economic sides.

Initially a general outline of the characteristics of unconventional shale formations and the main differences with compact gas formations (tight gas) are presented, in order to outline the need for the application of the Hydraulic Fracturing technique. From here, it is performed a brief description of the process of this technology covering the most important aspects that affects the development of this activity.

The main considered topics are: Groundwater pollution, the possible impact that could exist in the seismicity derived of applying these operations, the environmental impact of chemicals management area, the emanation or burning hydrocarbons. The impact on the ground due to the massive development of the exploitation of these formations, and greater emphasis is given on the requirement and use of water in order to develop these activities, further issue of greater importance is given the implications and / or actions should be made to minimize this natural resource to detonate the massive development of these formations without getting in competition with the water for human use.

Another issue contemplated in this paper is on one of the big questions that are made, the profitability of these projects due to the exploitation of hydrocarbons; this is because the investments are very high and the results in many cases are very marginal.

During the development of these topics it raises its real impact, showing that it is myth and reality from a practical point of view.

Finally it is presented proposals to minimize or eliminate many of these problems that arise.

Keywords: Shale, unconventional, fracking.

Antecedentes

Con el advenimiento del desarrollo de los yacimientos no convencionales “shale” y la necesidad de las operaciones de fracturamiento hidráulico para poder hacer factible la explotación de dichos yacimientos, han surgido muchos cuestionamientos acerca del efecto negativo que tienen estas operaciones, principalmente el requerimiento del agua, el efecto sobre el medio ambiente, la creación de sismos, la contaminación de mantos freáticos, entre otros. Primero que nada es importante recalcar que este tipo de tecnologías no son nuevas, realmente el fracturamiento hidráulico inició en el año 1949 (en el Activo Burgos en el año 1961), desde entonces esta tecnología ha evolucionado sustancialmente, variando desde el tipo y volúmenes de fluido y apuntalantes, así como aditivos y técnicas de bombeo; muchos de estos cambios han sido con el fin de hacer las operaciones más eficientes, mejorar las producciones de los pozos, evitar el riesgo de contaminación, el impacto del medio ambiente, la reducción de costos, entre otras.

Las diferencias principales entre lo que es una fractura hidráulica que se realiza en yacimientos de baja permeabilidad o lo que se conoce como “tight gas” (convencionales) versus fractura hidráulica en “shale”,

es que en una fractura convencional el fluido tiene más concentración de aditivos (productos químicos); generalmente se usan fluidos altamente viscosos, concentraciones y tamaños de apuntalantes mucho mayores, el gasto de bombeo y los volúmenes de agua son menores que en una fractura con “shale”.

Dada la bajísima permeabilidad de estas formaciones para poder explotarlas comercialmente, es necesario fracturarlas hidráulicamente y a diferencia de las formaciones compactas de gas donde lo que se crean son canales altamente conductivos, es decir, se incrementa artificialmente la conductividad del sistema formación-fractura, en un yacimiento de “shale”, lo que se busca es generar fracturas largas y múltiples (complejas), con el fin de incrementar el área expuesta del yacimiento con el pozo, ya que lo que va a producir en estos yacimientos es el gas absorbido en la roca, adicional a la búsqueda de conectar fracturas naturales, esta es la razón de que se privilegie mucho más la longitud de fractura y la generación de fracturas múltiples que la conductividad de la fractura creada¹.

La generación de fracturas múltiples depende de las propiedades de la roca y en base a estas propiedades es el tipo de diseño de fractura a utilizar, **Figura 1**.

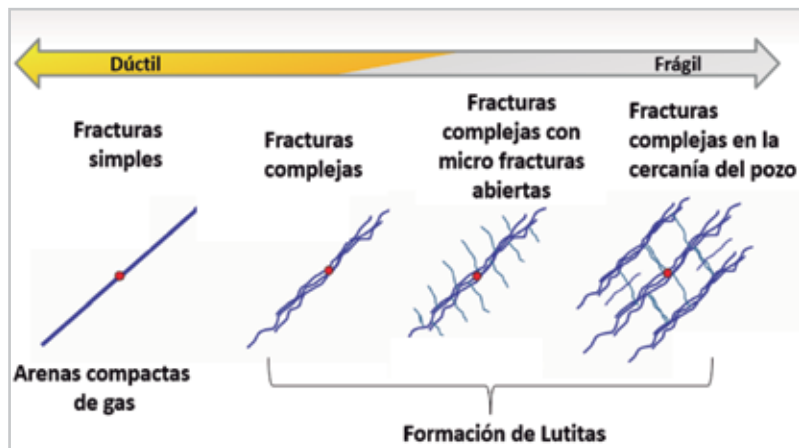


Figura 1. Tipo de fracturas creadas dependiendo del tipo de roca.

Otro aspecto importante de mencionar es que la terminación en este tipo de yacimientos tiene que ser necesariamente con pozos horizontales, ya que esto permite crear una mayor cantidad de fracturas hidráulicas con el consecuente incremento del área expuesta del yacimiento. Este tipo de

terminación es lo que hace que al final se utilicen, mucho más cantidades de fluido y apuntalante, ya que en un pozo convencional se hacen de una a tres fracturas por pozo en promedio y en una terminación en “shale” el promedio oscila en 17, **Figura 2.**

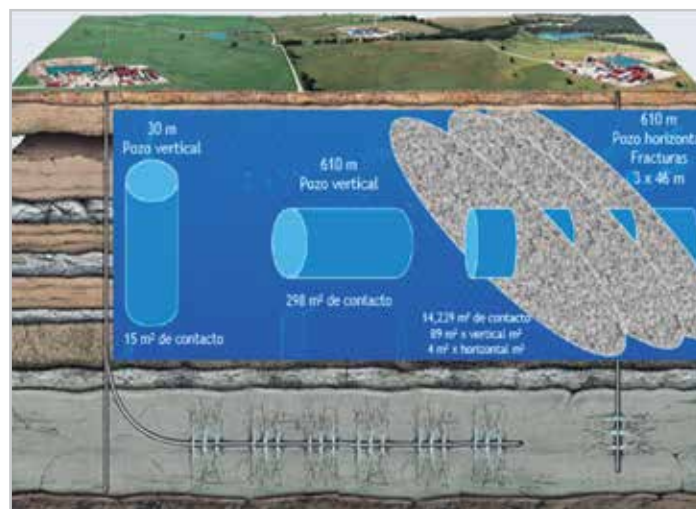


Figura 2. Comparativo del área expuesta del yacimiento entre un pozo terminado verticalmente vs un horizontal.

Proceso

El proceso general de una terminación de un pozo “shale”, inicia desde la estrategia de explotación, donde se contempla el número de pozos a perforar, su ubicación, el espaciamiento entre ellos, si va a ser una localización de un pozo o una macropera. Posteriormente se planea el pozo desde el punto de vista de cuánta longitud horizontal va a requerir, su dirección y geometría; dependiendo del nivel de conocimiento de las formaciones se plantea la necesidad de la perforación de un pozo piloto para la toma de información, el tipo de terminación que se va utilizar, ya sea con empacadoras inflables y camisas, o tapones y disparos (la más común), entre otras; cuántas fracturas va requerir, su ubicación, el espaciamiento entre ellas, el tipo de fractura, volúmenes y tipo de apuntalantes y fluidos; si se va fracturar simultáneamente con un pozo vecino (técnica de zipperfrac), posteriormente durante la vida productiva, si va a llevar sistema artificial, y finalmente la forma de explotarlo.

Es importante considerar que la explotación de este tipo de yacimientos no es posible sin perforar pozos horizontalmente y sin el fracturamiento hidráulico, ya que debido a la muy baja permeabilidad de la formación es imposible lograr producir económicamente rentables este tipo de yacimientos.

Implicaciones del fracturamiento hidráulico

Las operaciones de fracturamiento hidráulico han sido muy cuestionadas desde el punto de vista de si hay un efecto negativo en la salud de las personas, si los acuíferos son contaminados durante la perforación de los pozos y el fracturamiento hidráulico, si hay contaminación del medio ambiente por la quema de hidrocarburos, si los fracturamientos hidráulicos generan sismos, si los fluidos retornados durante los aforos de los pozos contaminan, si los fluidos utilizados en las operaciones de fracturamiento son dañinos para el medio ambiente y para la salud del ser humano, si los volúmenes de agua utilizados compiten con el agua utilizada en las actividades comunes del ser humano; todos éstos son algunos de los cuestionamientos más recurrentes que se hacen cotidianamente.

Las respuestas son de diferentes tipos: políticos, sociales, culturales, económicos y técnicos, aquí se va a dar una opinión totalmente técnica, y vaya que implica todos estos aspectos, pero al fin y al cabo ¿no es un proceso totalmente técnico?

Contaminación de mantos freáticos.- Para la ejecución de la perforación, terminación y fracturamiento hidráulico, se tienen procedimientos, reglamentos, normas técnicas, guías, etc; con el fin de que estas operaciones se puedan realizar sin poner en riesgo la misma construcción del pozo, la seguridad de las personas; evitar un efecto negativo en el medio ambiente; dichas normas y procedimientos tienen muchos años vigentes en la industria petrolera y se han utilizado con éxito durante todo ese tiempo. La perforación y terminación de los pozos en formaciones “shale” no implica una diferencia con respecto a los demás tipos de pozos y estos mismos procedimientos y normas aplican por igual. A continuación se mencionan algunas de estas normas y procedimientos.

- “API Recommended Practice 10B edition, December 1997.”
- “Specification for Oil Well Cements and Cement additives API Standard 10 A.”
- “Specification for Bow Spring Casing Centralizers API Spec10D.”
- “Recommended practice 10D-2 edition, August 2004”
- Reglamento de trabajos petroleros³.
- Norma Interna para elaborar procedimientos³.
- Guía práctica de diseño para efectuar cementaciones primarias de TR³.

Durante la perforación de un pozo petrolero se colocan una serie de tuberías de revestimiento, en cada una de ellas se tienen objetivos particulares. Como se observa en la **Figura 3**, entre los objetivos que tienen las primeras tuberías está aislar los mantos freáticos. Es importante hacer mención que a la fecha no se tiene ningún reporte documentado técnicamente atribuible a este problema.

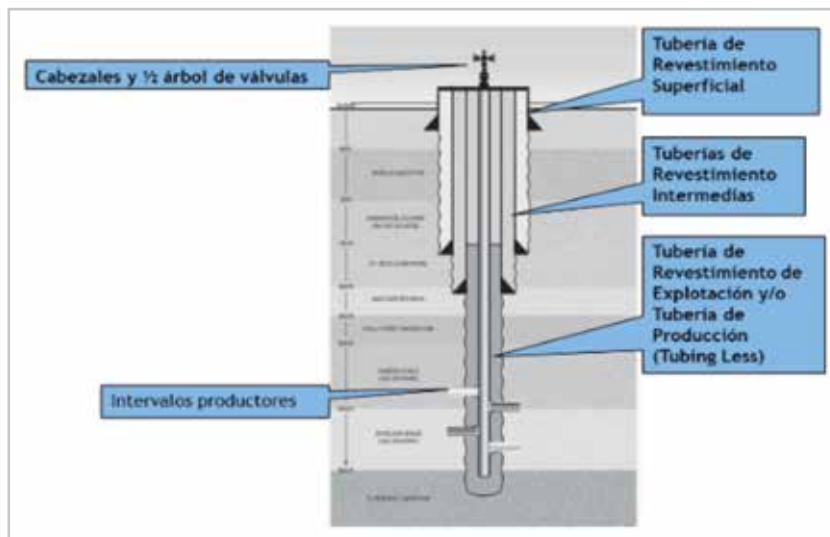


Figura 3. Esquema de un estado mecánico de un pozo petrolero.

Adicional a lo antes expuesto, existen diferentes tecnologías que permiten evaluar la calidad de la cementación, misma que da hermeticidad a las tuberías de revestimiento, una de ellas y ampliamente utilizada son los registros sónicos de cementación (CBL por sus siglas en inglés), que miden y evalúan dicha calidad.

Otra tecnología que permite visualizar físicamente dónde se desarrolla la fractura a lo largo de la pared del pozo, son los trazadores radioactivos, mismos que son inyectados durante las operaciones de fractura, **Figura 4**. Los trazadores que se utilizan con esta tecnología son de radiaciones extremadamente bajas como para tener un efecto nocivo sobre el ser humano o el mismo medio ambiente⁴.

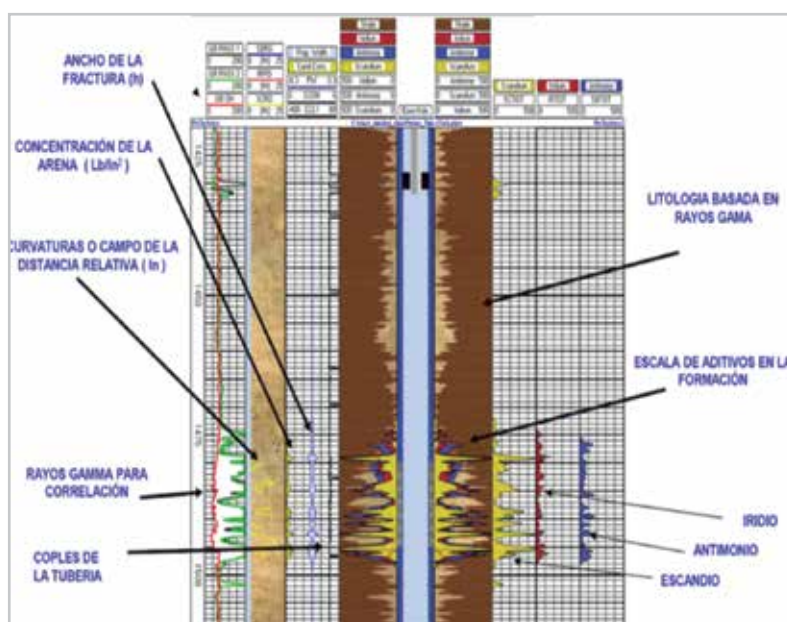


Figura 4. Imagen de un registro radioactivo donde se aprecia el desarrollo de la fractura hidráulica a lo largo del pozo.

Con el fin de medir la propagación de la fractura dentro del yacimiento, es decir, que tanto se propaga la fractura del pozo hacia la formación, se utiliza la microsísmica, la cual

mide los eventos microsísmicos que se generan durante la fractura, lo que permite determinar esta propagación⁵, **Figura 5**.

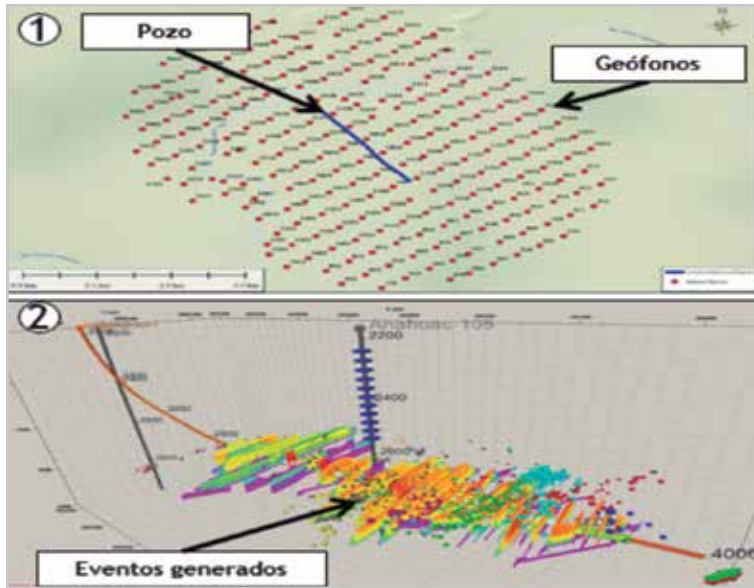


Figura 5. Esquema de un tendido de geófonos en superficie, (figura superior) y monitoreo de una fractura en la formación, (parte inferior).

Generan sismos las operaciones de fracturamiento hidráulico.- Como se mencionó anteriormente, se han hecho mediciones a nivel de pozos con tecnologías como la medición de microsismos, y la evidencia que se ha encontrado es que la generación de los eventos microsísmicos es muy local, (cientos o doscientos metros dentro del mismo yacimiento o en los estratos subyacentes y suprayacentes), y de magnitudes sumamente bajas. De

igual forma se analizaron los registros que se tienen en los centros de monitoreo sismológico gubernamentales, mismos que no muestran registros de sismos en los que haya concordancia tanto en fecha como ubicación con las operaciones de fractura hidráulica⁶. En la **Figura 6**, se muestra la energía liberada durante los diferentes eventos sísmicos que suceden en la naturaleza, incluyendo el fracturamiento hidráulico^{7 y 8}.



Figura 6. Niveles de energía generados durante eventos sísmicos.

En la **Figura 7** se muestra un mapa con los sismos registrados por el Centro Nacional de Sismología vs las operaciones de fracturamiento hidráulico en pozos “shale” realizados en

esta zona geográfica del año 2010 al primer trimestre del 2015 y pozos inyectoros de aguas congénitas, donde se puede observar que no hay una concordancia entre ellos.

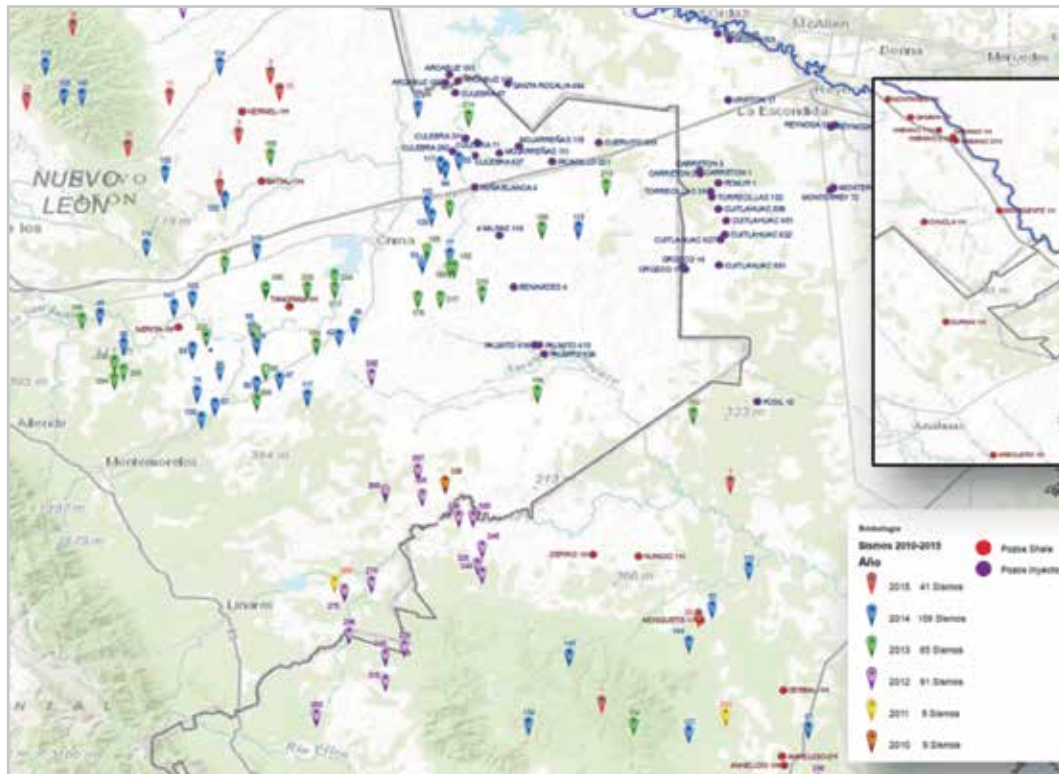


Figura 7. Mapa de sismicidad registrada vs pozos terminados en “shale” y pozos inyectoros.

De igual similitud que en el norte de México no existe una evidencia clara de la generación de sismos con las actividades del fracturamiento hidráulico, en EUA tampoco hay claras evidencias. De una gran cantidad de estudios que se han efectuado a la fecha sólo se han presentado tres casos aislados⁷.

Existe contaminación del medio ambiente por el regreso de los fluidos retornados por los pozos después de las operaciones de fracturamiento hidráulico.- Los fluidos retornados son manejados de diferentes formas,

dependiendo de la necesidad, en algunos casos son tratados y reutilizados en las mismas operaciones de fracturamiento, en otros casos después de ser tratados se les da un uso industrial y en otros casos son inyectados a yacimientos ya drenados, es decir, yacimientos que anteriormente fueron productores de hidrocarburos, **Figura 8**. Es una práctica común y además obligada de contar con equipo especial para estas operaciones, las cuales permiten que el fluido retornado no entre en contacto con la superficie o suelo de la localización del pozo, **Figura 9**.



Figura 8. Fotografías de una planta y de un pozo inyector.

Contaminación del medio ambiente por quema de hidrocarburos.- Al respecto no existe ninguna diferencia en el proceso de la explotación de un pozo en este tipo de formaciones con las de los pozos convencionales, para los cuales existen procedimientos y equipos especiales para

aforar los pozos sin tener que fluirlos a la atmosfera y por ende contaminarla. En la **Figura 9**, se muestra un diagrama del equipo de superficie utilizado para estos fines, en la **Figura 10**, una fotografía del mismo.

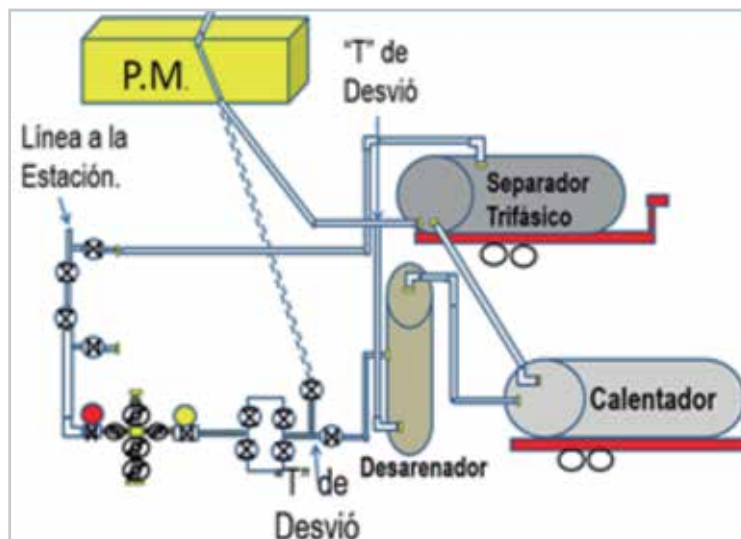


Figura 9. Diagrama esquemático tipo de un equipo de aforo de un pozo.



Figura 10. Fotografía de un equipo de aforo tipo.

El único caso donde se quema gas a la atmósfera es en la terminación de los pozos exploratorios, debido a que no se cuenta con infraestructura de producción definitiva.

Los químicos utilizados en los fluidos de fracturas son dañinos al medio ambiente y al ser humano.- Actualmente todos los aditivos y productos químicos que son utilizados por las compañías de servicio que realizan este tipo de operaciones tienen la necesidad de mostrar su composición química y demostrar que son amigables con el medio ambiente, en esto se ha hecho mucho énfasis en los últimos años sobre todo cuando se incorporan fluidos de nueva generación donde por cuestiones de patente

existe resistencia a mostrar la composición química de los mismos⁹. Adicionalmente como se menciona en el punto anterior todos los fluidos de retorno o son tratados o son reinyectados, por lo que no se tiene un contacto, ni con el ser humano, ni con el medio ambiente, ya sea en superficie o en el subsuelo con los mantos freáticos.

Como se mencionó, la proporción de aditivos en el fluido base de fractura (agua) es sumamente baja, lo que hace que al final sean cantidades considerables de aditivos es por la gran cantidad de agua que se utiliza. Esto se muestra en la **Figura 11**.

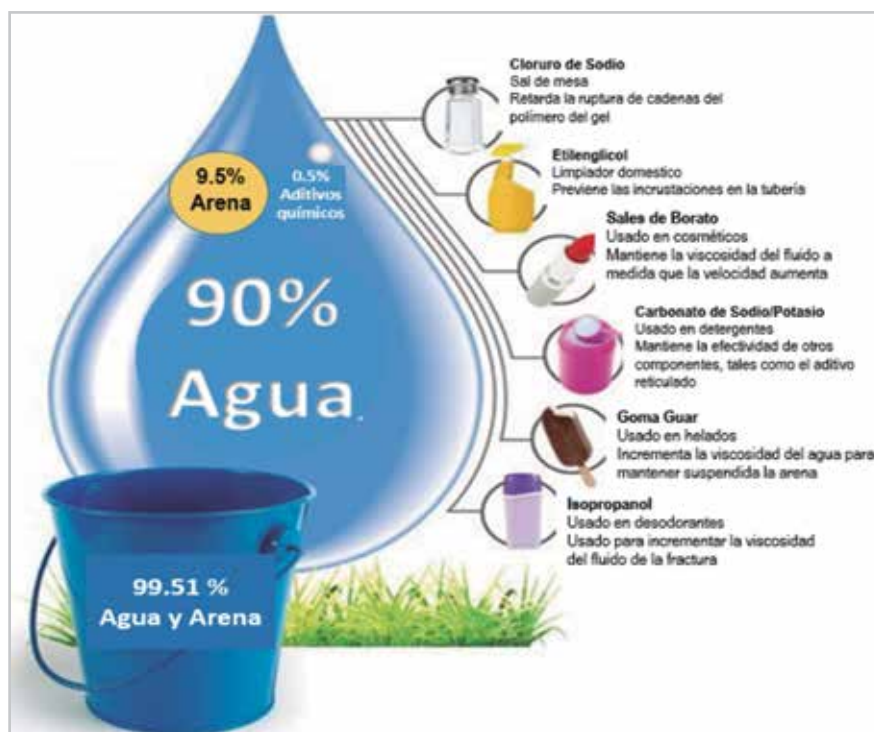


Figura 11. Proporción de aditivos en un fluido de fractura en “shale”.

De igual manera los volúmenes de apuntalantes que se utilizan son mucho mayores que en un pozo convencional, para estos oscilan entre 113 a 180 toneladas mientras que para un pozo “shale” rondan entre 2,300 toneladas, esto es debido al mayor número de fracturas que se realizan por pozo.

Es importante mencionar que para ciertos tipos de yacimientos existen fluidos libres de polímeros y por ende con cantidades mucho menor de productos químicos que se pueden utilizar, como son los fluidos viscoelásticos.

Tabla 1. Composición de los aditivos y apuntalantes más comúnmente utilizados en el fracturamiento hidráulico.

Gelificante**	Rompedor**	Espumante*	Estabilizador de Temperatura*
Destilados Ligeros Goma Guar Sales de Sodio	Persulfatos (Sodio & Amónico) Cloruros (Potasio, Sodio & Cúprico)	Alcohol Isopropílico OxyEtanoles	Sulfatos de Sodio
Surfactante***	Controlador de PH*	Activador*	Control de Óxido (Limpieza)***
Alcoholes (Incluye Etoxilado) Nafte Ácidos Clorhídrico Etilenglicol	Hidróxido de Potasio Sales de Potasio	Trietanolamina Etilenglicol Propanol Boratos	Ácido Cítrico
Bactericida***	Estabilizador de Arcillas**	Reductor de Fricción*	Agente No Emulsificante*
Mezclas Bactericidas (Etilenglicol & Amidas)	Aminas Etilenglicol Sales de Amónico Ácido Acético	Destilados Ligeros Alcohol Etoxilado Polímero	Metanol Nafte Compuestos Cuaternarios de Amónico

ARENA BLANCA RESINADA
COMPOSICIÓN QUÍMICA
• SILICE 99.8 %
• IMPUREZAS 0.2%
• RESINA MONO CRISTALINA PARA TEMPERATURA Y RESISTENCIA

ARENA BLANCA
COMPOSICIÓN QUÍMICA
• SILICE 99.8 %
• IMPUREZAS 0.2%

ARENA CERÁMICA
COMPOSICIÓN QUÍMICA
• ÓXIDO DE ALUMINO Al ₂ O ₃ 70.0 %
• ÓXIDO DE SILICIO SiO ₂ 10.0 %
• ÓXIDO DE TITANIO TiO ₂ 1.0 %
• ÓXIDO DE FIERRO Fe ₂ O ₃ 17.0 %

Los volúmenes de agua utilizados en las operaciones de fracturamiento hidráulico compiten con el uso del ser humano.- Realmente éste es el punto de mayor complejidad, dado que para estas operaciones se utiliza una gran cantidad de agua, los volúmenes requeridos promedio para una fractura convencional oscilan entre 2,000 y 3,000 barriles de agua por fractura (generalmente el promedio son dos por pozo), mientras que para una fractura de “shale” los volúmenes fluctúan entre 6,000 y 8,000 barriles por fractura (el número de fracturas promedio por pozo son 17), lo que significa que los volúmenes promedio por pozo para realizar las fracturas hidráulicas oscilan entre 100,000 y 130,000 barriles de agua, esto significa que se requiere aproximadamente entre 20 a 25 veces más de agua para terminar un pozo “shale” vs un pozo convencional, (“Thigt gas”).

Para solventar este gran reto existen una serie de tecnologías de vanguardia o alternativas que se pueden implementar, como las que se mencionan a continuación:

- Tratar el agua que se produce o la que retorna de los mismos tratamientos de fractura. Para esto existen diferentes tecnologías de tratamiento, como es el de osmosis inversa, el de evaporación, el de rayos ultravioletas, etc. En la **Tabla 2**, se muestra un ejemplo que se realizó de tratamiento de agua de retorno de fractura.
- Existen tecnologías de fluidos de fractura que pueden generar un fluido adecuado para fracturar utilizando el agua que se produce o que retorna de las fracturas,

estos fluidos cuentan con aditivos especiales que permiten generar fluidos con cierta viscosidad y mantenerlos estables para poder transportar el apuntalante a la formación sin degradarse¹⁰, **Tabla 3**.

- Otra alternativa que es muy empleada, ya que los dos puntos anteriores en muchos casos no logran solventar todo el requerimiento de agua, es la de perforar pozos para producir agua (generalmente salobre), se extrae de formaciones más profundas que los acuíferos que son utilizados para el uso común (consumo humano, agricultura, ganadería, industria, etc).
- Otra opción que se puede tener aunque no es muy utilizada, es la de tratar el agua de mar; el inconveniente que tiene es el alto costo de dicho tratamiento.
- Existe otra forma que ayuda a reducir el agua en este tipo de operaciones y es mediante técnicas utilizadas en el diseño de fracturamiento hidráulico, así como en el uso de fluidos especiales de fractura.

Todas estas alternativas indudablemente son una decisión técnica-económica; por lo que sí hay solución y alternativas para poder utilizar grandes cantidades de agua en las operaciones de fracturamiento hidráulico sin hacer uso del agua de los mantos freáticos que tienen el objetivo de ser utilizadas por las comunidades para el uso humano, agricultura, ganadería, industrial etc.

Tabla 2. Volúmenes de agua tratada y reutilizada.

Arbolero-1h	
Origen de agua	Pozo Habano-1H
Volumen Inyectado en el tratamiento	14,099 m ³
Tratamiento	Filtración Tipo 1, remoción de sólidos suspendidos totales, desinfección.
Fluidos utilizados en la fractura	Slick water, gel lineal, gel activado
Fluido tratado	2496 m ³

Tabla 3. Volúmenes de agua de retorno de fractura reutilizada directamente sin tratar.

Gamma-1H	
Origen de agua	Pozo Habano-71
Volumen Inyectado en el tratamiento	13,002 m ³
Tratamiento	Mezcla con agua fresca
Fluidos utilizados en la fractura	Slick water y Gel lineal
Fluido tratado	900 m ³

¿Existe fragmentación y alteración del hábitat? Otro aspecto que se pone en la mesa de discusión muy continuamente es el impacto que se tiene sobre el medio ambiente con el desarrollo de la explotación de estos yacimientos, si bien es cierto el desarrollo masivo requiere

perforar una gran cantidad de pozos, existen formas de reducir el impacto grandemente, esto es mediante las llamadas “macroperas” que no son otra cosa que localizaciones donde se perforaron varios pozos¹¹, (puede haber hasta 19 pozos), como se ve en la **Figura 12**.

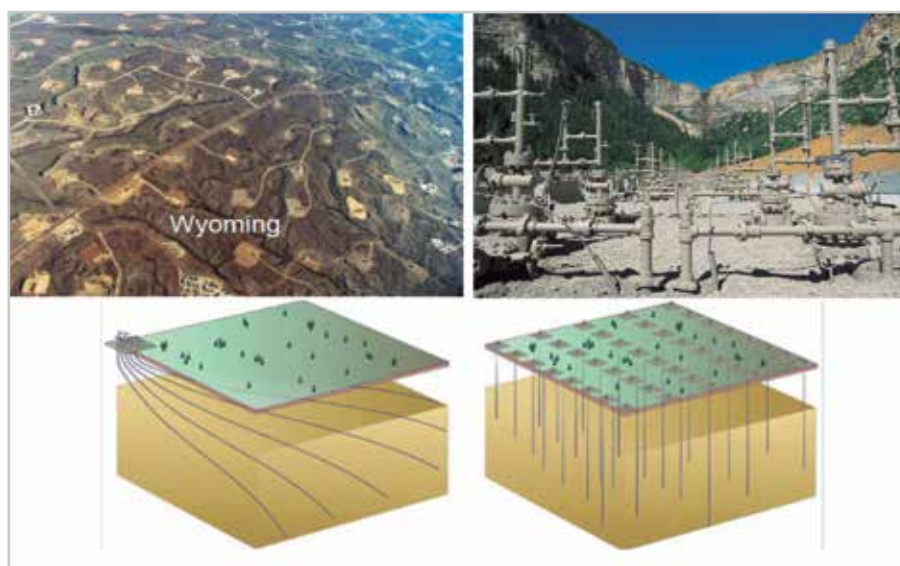


Figura 12. Esquemas de impacto en la superficie y “macroperas”.

Es importante, previo a la explotación de estos yacimientos, realizar un estudio base de las condiciones del suelo, flora y fauna, así como del aire y agua, con el fin de evaluar sus cambios con el tiempo y tomar acciones para revertir si hubiera algún efecto negativo sobre los mismos.

¿Existe impacto negativo en las comunidades donde se desarrolla esta actividad? Realmente cuando se detona un proyecto de desarrollo de explotación de un yacimiento “shale”, hay un cambio muy sustancial en toda la región de trabajo, debido a que como se mencionó anteriormente, esto genera una gran actividad, ya que conlleva a la perforación de cientos o miles de pozos, generando movimientos continuos de equipos, productos químicos, agua, etc; por lo que es necesario contar con una gran infraestructura, como son carreteras y caminos vecinales. Si bien es cierto esto altera las comunidades al generar ruido, tráfico, contaminación (polvo, CO₂ por los camiones) por lo que es necesario, contar con lo que se llama permiso social, es decir que la comunidad esté de acuerdo en el desarrollo de esta actividad, dígase, propietarios de terrenos, comunidades, etc. Así mismo como trae consigo estos aspectos negativos también trae muchos aspectos positivos como es la generación de empleo, la gran derrama económica, riqueza para los propietarios, (nación, compañías, etc), entre otros.

Factibilidad técnica–económica.- Como último punto y no menos importante es la viabilidad técnico-económica, mucho se ha hablado también de este punto, ya que el desarrollo masivo de estos proyectos requieren una gran inversión, debido a que los costos de la perforación y terminación de este tipo de pozos son sumamente altos y las producciones declinan muy rápidamente y los volúmenes acumulados por recuperar se obtienen a través de varios años (10 a 20), y los márgenes de utilidades no son muy altos como en otros proyectos de explotación de hidrocarburos, la rentabilidad depende en gran medida del grado de asertividad en perforar y terminar los pozos en las zonas de mayor calidad del yacimiento, así mismo depende de la eficiencia y optimización de las operaciones con el fin de reducir al mínimo los costos por estas actividades, otros aspectos exógenos que impactan mucho estos proyectos y que hacen que en muchos casos no sean rentables son los precios de los hidrocarburos. Por esto es importante reducir al mínimo los costos, detectar las áreas de mayor calidad del yacimiento y priorizar los yacimientos más ricos en hidrocarburos líquidos que en gas.

Dada la gran complejidad y el impacto que tiene la actividad del fracturamiento hidráulico en la explotación de los yacimientos no convencionales, así como a las

inquietudes que tiene la sociedad respecto a los efectos que consideran nocivos por la aplicación de esta tecnología, y a los diferentes intereses que existen por los diferentes actores, dígase, sociedad, gobierno, empresas, etc; siendo propositivos y tratando de buscar una solución que permita que estos proyectos cuenten con la licencia social, es posible establecer normas, regulaciones, procedimientos, técnicas de operación, de evaluación y seguimiento del real impacto de esta tecnología en el ser humano y el medio ambiente, es decir “reglas de oro” como le denominó la Agencia Internacional de Energía (IEA), en la cual se adoptan los más altos estándares posibles, con lo cual la industria puede alcanzar la mencionada licencia social para operar. Si bien es importante establecer estas regulaciones, es importante que estén acotadas a buscar de una manera práctica y técnica el aseguramiento de las buenas prácticas en el proceso del fracturamiento hidráulico, es decir, sin caer en el sobredimensionamiento de éstas, ya que como se mencionó anteriormente, estos proyectos son sumamente sensibles a los costos y si no se ve con este enfoque pudieran afectar sensiblemente su rentabilidad ^{12,13 y 14}.

Conclusiones y recomendaciones

A continuación se mencionan algunos aspectos importantes a tomar en cuenta para un desarrollo masivo de explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales “shale” con el fin de llevar a buen éxito un proyecto de este tipo, con el menor impacto en el medio ambiente y las comunidades donde se desarrollan estos proyectos.

Las fracturas no se propagan hasta las formaciones superiores.

Aplicar normatividad para asentar y cementar tuberías de revestimiento.

Cumplir con el proceso de aforo de los pozos con el fin de evitar las emisiones de contaminantes a la atmósfera, (quema de gas).

Cumplir con el proceso de aforo y disposición de los fluidos retornados.

Reciclar y rehusar el agua producida de los pozos.

Analizar la composición química de los fluidos inyectados y retornados.

Utilizar técnicas de terminación, que reduzcan el uso de agua en las operaciones de fracturamiento.

Utilizar productos químicos biodegradables.

Utilizar nueva generación de fluidos que permitan usar como fluido de fractura base el fluido retronado o producido de los pozos.

Utilización de macroperas con el fin de reducir al mínimo la fragmentación y pérdida de hábitats.

Es importante partir de una línea base de las condiciones del hábitat, medio ambiente, suelo, vegetación, disponibilidad y calidad del agua, etc.

Es necesario contar con el llamado permiso social para poder operar este tipo de proyectos.

Estos proyectos tienen un impacto muy fuerte en las comunidades donde se desarrollan estas actividades.

Para la ejecución favorable de estos proyectos es necesario reducir los costos en las operaciones de perforación y terminación de pozos, posicionar adecuadamente los pozos en las áreas de mayor calidad del yacimiento y priorizar yacimientos ricos en hidrocarburos líquidos.

Las regulaciones existentes en materia de medio ambiente, ecología y buenas prácticas deberán no ser sobredimensionadas para no incrementar sustancialmente los costos de estos proyectos.

Bibliografía

1. Arthur, J.D., Hochheiser, H.W. y Coughlin, B.J. 2011. State and Federal Regulation of Hydraulic Fracturing: A Comparative Analysis. Artículo presentado en SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, The Woodlands, Texas, enero 24-26. , SPE-140482-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/140482-MS>.
2. Barree, R.D., Fisher, M.K. y Woodroof, R.A. 2002. A Practical Guide to Hydraulic Fracture Diagnostic Technologies. Artículo presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, septiembre 29-octubre 2. SPE-77442-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/77442-MS>.
3. Blauch, M.E. 2010. Developing Effective and Environmentally Suitable Fracturing Fluids Using Hydraulic Fracturing Flowback Waters. Artículo presentado en SPE Unconventional Gas Conference, Pittsburgh, Pensilvania, febrero 23-25. SPE-131784-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/131784-MS>.
4. Cipolla, C.L., Warpinski, N.R., Mayerhofer, M.J. et al. 2010. The Relationship Between Fracture Complexity, Reservoir Properties, and Fracture Treatment Design. *SPE Prod & Oper* **25** (4): 438-452. SPE-115769-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/115769-PA>.
5. Davies, R., Foulger, G., Bindley, A. et al. 2013. Induced Seismicity and Hydraulic Fracturing for the Recovery of Hydrocarbons. *Marine and Petroleum Geology* **45** (August): 171-185. doi: [10.1016/j.marpetgeo.2013.03.016](https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2013.03.016).
6. Green, C.A., Styles, P. y Baptie, B.J. 2012. Preese Hall, Shale Gas Fracturing, Review & Recommendations for Induced Seismic Mitigation. www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/15745/5075-preese-hall-shale-gas-fracturing-review.pdf (Fecha de acceso 15 de enero de 2015).
7. International Energy Agency. 2012. *Golden Rules for a Golden Age of Gas: World Energy Outlook Special Report on Unconventional Gas*. Paris: IEA. http://www.worldenergyoutlook.org/media/weowebiste/2012/goldenrules/weo2012_goldenrulesreport.pdf (Fecha de acceso 3 de enero de 2015).
8. King, G.E. 2012. Hydraulic Fracturing 101: What Every Representative, Environmentalist, Regulator, Reporter, Investor, University Researcher, Neighbor and Engineer Should Know About Estimating Fracturing Risk. *J Pet Technol* **64** (4): 34-42. SPE-0412-0034-JPT. <http://dx.doi.org/10.2118/0412-0034-JPT>.
9. Lord, P., Weston, M., Fontenelle, L.K. et al. 2013. Recycling Water-Case Studies in Designing Fracturing Fluids Using Flowback, Produced and Nontraditional Water Sources. Artículo presentado en SPE Latin-American and Caribbean Heat, Safety, Environment and Social Responsibility Conference, Lima, Perú, junio 26-27. SPE-165641-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/165641-MS>.
10. Machuca, M. 2014. Well Pad Automation Improves Capital Efficiency and Reduces Fiscal Risk. Artículo

- presentado en SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference, Denver, Colorado, agosto 25-27. SPE-1874921-MS. <http://dx.doi.org/10.15530/urtec-2014-1874921>.
11. Mayerhofer, M.J., Lolon, E.P., Warpinski, N.R. et al. 2010. What is Stimulated Reservoir Volume? *SPE Prod & Oper* **25** (1): 89-98. SPE-119890-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/119890-PA>.
 12. Reglamentos y Procedimientos de Trabajos Petroleros. 2015. <http://siman.pemex.pmx.com/SIMAN/>
 13. Servicio Sismológico Nacional. 2015. <http://www.ssn.unam.mx/>
 14. Warpinski, N.R. 2009. Integrating Microseismic Monitoring With Well Completions, Reservoir Behavior, and Rock Mechanics. Artículo presentado en SPE Tight Gas Completions Conference, San Antonio, Texas, junio 15-17. SPE-125239-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/125239-MS>.

Semblanza

Ariel Valenzuela Muñoz

Ingeniero Petrolero egresado del Instituto Politécnico Nacional en el año 1984.

En 1985 ingresó a Petróleos Mexicanos donde ha desempeñado los siguientes cargos:

Ingeniero Supervisor de operaciones de pozos en perforación y terminación.

Encargado del manejo de la producción de diferentes sectores del Activo Burgos.

Subgerente de control y soporte operativo de la Gerencia de perforación.

Participó en el Proyecto de evaluación de factibilidad del proyecto Burgos y posteriormente en el inicio del desarrollo del mismo proyecto, todo esto como Especialista en terminación y fracturamiento de pozos.

A partir de 1991 a la fecha ha estado involucrado en la terminación y fracturamiento de pozos, primeramente como ingeniero de diseño y posteriormente como líder del equipo de terminación, mismo que inició en el año 1998.

En el año 2010 creó el equipo de productividad de pozos.

Actualmente es Encargado del equipo de ingeniería de productividad y terminación de pozos del Activo Burgos.

Ha incorporado metodologías y procedimientos de trabajo para el diseño de la terminación de pozos, fracturamientos hidráulicos y productividad de pozos, mismas que son aplicadas actualmente en el Activo Burgos.

Ha presentado conferencias nacionales e internacionales y publicado trabajos técnicos sobre terminación de pozos y fracturamientos hidráulicos.

Pertenece a la Asociación de Ingenieros Petroleros de México, Colegio de Ingenieros de México, Society of Petroleum Engineers.