

Tecnologías multidisciplinarias viables para reemplazar al fracturamiento hidráulico, (fracking)

Javier Ballinas Navarro
HYGT Chemical de México

Artículo recibido, revisado y aprobado en 2020

Resumen

Desde hace algunos años, el fracturamiento hidráulico ha sido objeto de innumerables controversias, las cuales se han acentuado recientemente. Con base en los objetivos del fracturamiento (inducción o restauración de conductividad en el yacimiento), es complicado encontrar tecnologías análogas para reemplazarlo.

El fracturamiento hidráulico, (FH) ha evolucionado permanentemente, sin embargo, sus objetivos permanecen intactos. La diversidad de fluidos fracturantes y apuntalantes es enorme y las técnicas de inyección tienen actualmente opciones múltiples en cuanto a herramientas y procedimientos. Aún bajo estas circunstancias, las presuntas desventajas de tipo ecológico, de supuesta inducción de sismos, afectación de acuíferos y uso desmedido de agua, son temas sumamente complicados en varios países y empieza a serlo en el nuestro.

Este trabajo analiza varias opciones tecnológicas multidisciplinarias viables para obtener los mismos resultados del (FH). Algunas de ellas están en proceso o prototipo y otras en etapa de implementación en el campo a nivel internacional. Estas tecnologías están enfocadas a yacimientos de arenas compactas y areniscas con permeabilidad natural mínima (k).

Se describen las tecnologías de propelentes, cepas microbianas, espumas binarias, fluidos neumáticos, fracturamiento eléctrico, tecnología plásmica (PAED), la opción de fracturamiento por efecto hidrodinámico de cavitación, la tecnología base en gas licuado de petróleo y la opción de fracturamiento ácido con un sistema inteligente integral con autocontrol corrosivo y mitigador de daños poliméricos.

Asimismo, se presentan aplicaciones en el campo de algunas de ellas, ya avanzadas en su implementación, resaltando sus resultados alentadores, especialmente en la productividad a condiciones post-operativas. Las tecnologías en referencia seguirán probándose y acondicionándose técnicamente de manera constante, para incrementar su probabilidad de éxito en el campo, especialmente cuando se aplican en arenas arcillosas, turbidíticas y compactas.

Es indispensable que el desarrollo y administración de las tecnologías específicas análogas al fracking incrementen significativamente la productividad por yacimiento fracturado e impacten favorablemente al factor de recuperación de hidrocarburos.

Palabras clave: Fracturamiento, técnicas de inyección, viabilidad, tecnologías multidisciplinarias, yacimientos compactos, aplicaciones avanzadas, productividad.

Viable multidisciplinary technologies to replace hydraulic fracturing, (fracking)

Abstract

For some years now, hydraulic fracturing has been the subject of innumerable controversies, which have been accentuated recently. Based on the objectives of the fracturing (induction or restoration of conductivity in the reservoir), it is difficult to find analogous technologies to replace it.

Hydraulic fracturing, (HF) has permanently and constantly evolved, however, its objectives remain intact. The diversity of proppant and fracturing fluids is enormous and injection techniques currently have multiple options in terms of tools and procedures. Even under these circumstances, the presumed disadvantages of an ecological nature, of supposed induction of earthquakes, affectation of aquifers and excessive use of water, are extremely complicated issues in several countries and are beginning to be so in ours.

This technical work analyzes several viable multidisciplinary technological options to obtain the same results of the (HF). Some of them are in process or prototype and others in the implementation stage in the field at the international level. These technologies are focused on compact sand and sandstone reservoirs with minimal natural permeability (k).

The technologies of propellants, microbial strains, binary foams, pneumatic fluids, electrical fracturing, plasmic technology (PAED), the option of fracturing by hydrodynamic effect of cavitation, the base technology in liquefied petroleum gas and the option of acid fracturing with a comprehensive intelligent system with self-control corrosive and polymeric damage mitigator are described.

Likewise, applications in the field of some of them are presented, already advanced in their implementation, highlighting their encouraging results, especially in productivity at post-operative conditions. The technologies in reference will continue to be tested and constantly technically refined, to increase their probability of success in the field, especially when applied to clay, turbiditic and compact sands.

It's essential that the development and administration of specific technologies analogous to fracking significantly increase the productivity per fractured reservoir and have a favorable impact on the hydrocarbon recovery factor.

Keywords: Fracturing, injection techniques, viability, multidisciplinary technologies, compact reservoirs, advanced applications, productivity.

Introducción

El fracturamiento hidráulico (fracking) ha sido sin duda alguna un método para inducir, restaurar o incrementar producción de hidrocarburos desde fines de la década de

los años 1940, **Figura 1**. Este incremento de productividad se basa en la inducción de conductividad o capacidad de flujo de fractura ($k_f w_f$), **Figura 2**. Los fluidos fracturantes, apuntalantes y métodos de inyección han tenido una notable y constante evolución.

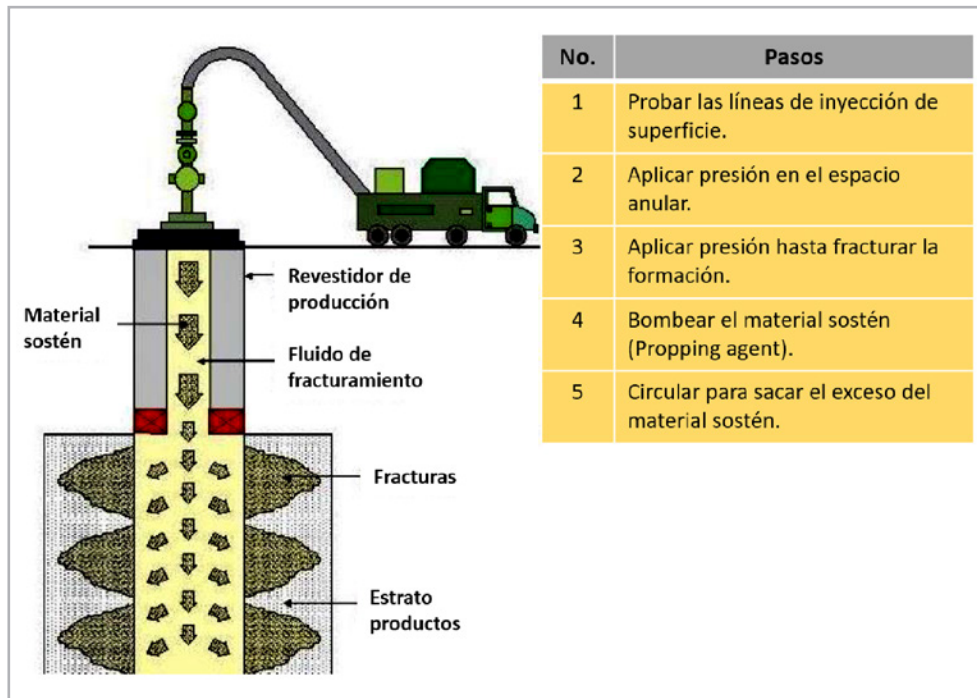


Figura 1. Cédula de inyección tipo de un fracturamiento hidráulico para inducir conductividad, en este caso multifracturas.

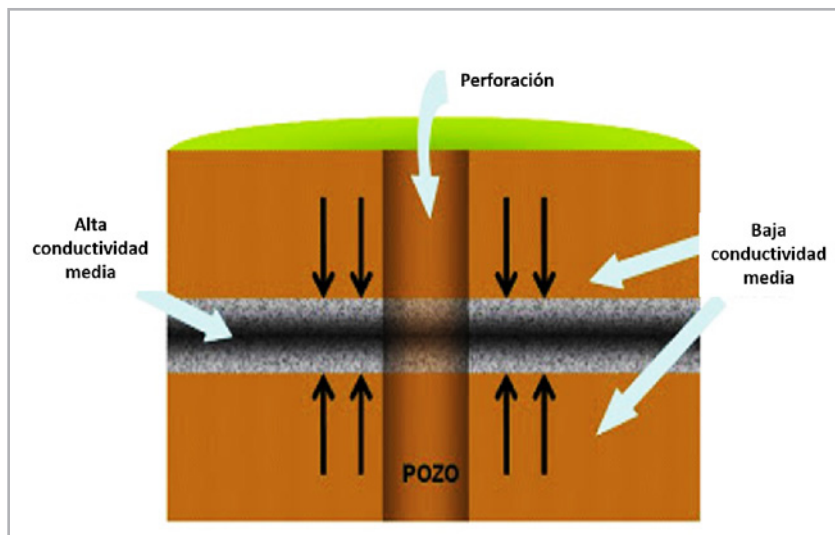


Figura 2. Conductividad generada por la fractura con aporte de hidrocarburos inicialmente en flujo bilineal.

Aun cuando los intentos para reemplazar al fracturamiento hidráulico se han centrado en perfeccionar tecnologías con uso limitado de agua, emplear sustancias no tóxicas y el uso de aditivos líquidos y sólidos especializados y biodegradables, tomará tiempo un total relevo del fracking y probablemente se tenga que hacer uso de varias tecnologías en interacción para alcanzar los mismos resultados en el yacimiento.

En cuanto a fluidos fracturantes, actualmente se usan base agua (geles lineales y activados), oleosa, opción emulsionada, querosena gelificada, aceite crudo y cíclico, nitrogenados y espumas binarias (N_2 y CO_2), todos ellos con diversas ventajas y desventajas, **Tabla 1**. También se muestra la evolución de rompedores de gel.

1950	1960	1970	1980	1990	2000	2010
Primera generación		Segunda generación		Tercera generación		
Hidrocarburos	Aceites gelificados	Geles a base de polímeros lineales -Derivados de la goma guar -Hidroxietilcelulosa	Geles a base de polímeros reticulados -Boro, titanio y sales de zirconio	Fluidos energizados con espuma	Geles surfactantes viscoelásticos	Sistemas de fluidos
Rompedores			Rompedores encapsulados		Transporte ayudado con fibras	
						Transporte ayudado con fibras

Tabla 1. Evolución de fluidos fracturantes y rompedores de gel.

En referencia a los apuntalantes (arenas), se inició con arenas de mina, posteriormente industrializadas, sintéticas, cerámicas y enresinadas. La selección adecuada tanto del fluido fracturante como de la arena depende principalmente de la litología del yacimiento y el esfuerzo de sobrecarga (S) presente, **Figura 3**.



Figura 3. Disponibilidad y clasificación de apuntalantes en función de su resistencia al esfuerzo de sobrecarga e inducción esperada de conductividad.

El equipo de inyección también ha tenido cambios sustanciales en los últimos 20-30 años. Inicialmente con bombas de inyección específicas y un equipo mezclador con personal operativo, actualmente todos ellos operados a control remoto, incorporando en los últimos años equipos de apoyo de última generación como el equipo de inyección de líquidos múltiples, contenedores neumáticos de apuntalante y un equipo de monitoreo computarizado de parámetros operativos.

El fracturamiento hidráulico induce definitivamente una conductividad (capacidad de flujo de fractura) en el yacimiento tratado, por la cual se canalizará el flujo de hidrocarburos desde el punto más lejano de la fractura generada hasta el fondo del pozo.

Consecuentemente, bajo las circunstancias actuales y controversiales respecto al FH, las empresas y operadoras en el marco de la industria petrolera internacional se han

abocado a probar e implementar tecnologías reemplazantes del FH.

Se analizan en este trabajo técnico algunas de las tecnologías de alta relevancia, candidatas a relevo del FH. Asimismo, se presentan algunas otras que apoyan al resultado productivo generado por el fracturamiento hidráulico, acondicionando previamente al yacimiento o bien, solubilizando residuos poliméricos de geles dañinos a la conductividad generada por el mismo FH.

Propelentes

Desde hace dos décadas, aparecieron en la industria petrolera los propelentes, materiales sólidos sujetos a combustión bajo una señal eléctrica o equivalente, **Figura 4**. Pueden introducirse al fondo del pozo con cable eléctrico, con tubería de perforación o de trabajo y con tubería flexible (TF).¹

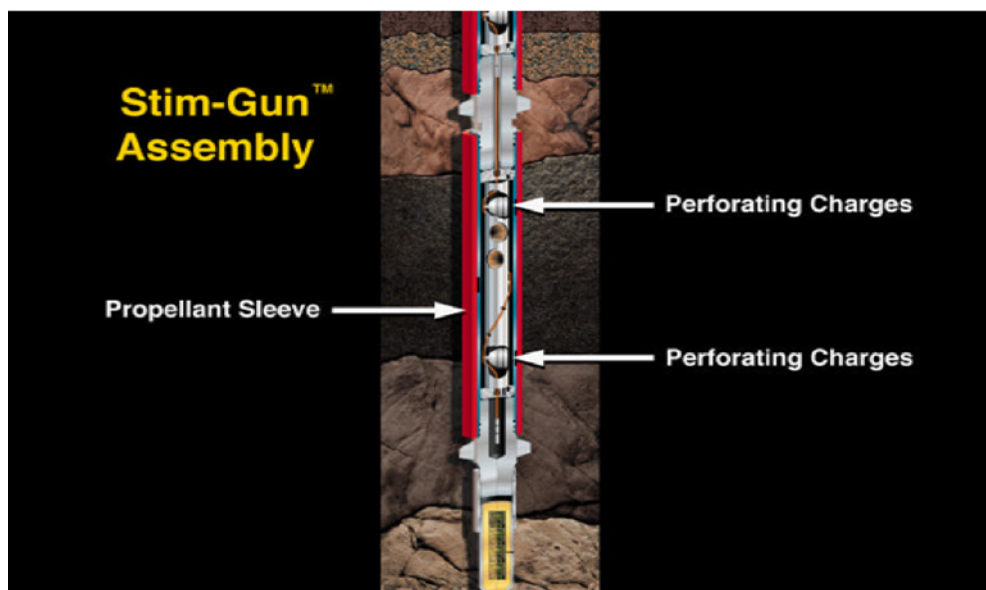


Figura 4. Propelente - material sólido en color rojo sujeto a combustión como parte integral del ensamblaje de disparo. Combustiona con la misma señal eléctrica detonadora de los explosivos.

Están disponibles en dos maneras: propelente que encamisa a una pistola estándar con sus explosivos, o bien simplemente una camisa de propelente sola. En la primera opción el propelente combustiona con la misma señal eléctrica unos instantes después que detonaron los explosivos. En la segunda opción el propelente combustiona solo con la señal eléctrica y generalmente se usa como operación de re-disparo.

El objetivo con el uso de propelentes es inducir mini-fracturas del orden de 3 pies de penetración a condiciones yacimiento-dentro. Desde luego, también mejoran la

geometría de los túneles inicialmente inducidos por los explosivos.

Aplicados en carbonatos, los propelentes son un buen reemplazo para las estimuciones de limpia y algunas veces de tratamientos de estimulación matriciales; en el caso de areniscas son iniciadoras de conductividad con mini-fracturas y en consecuencia directa, reductores de tortuosidad en formación. El ensamble lleva preferentemente un sensor de alta resolución para registrar el comportamiento gráfico del impacto de la nube de gas (por combustión) en los túneles de disparo, **Figura 5**.

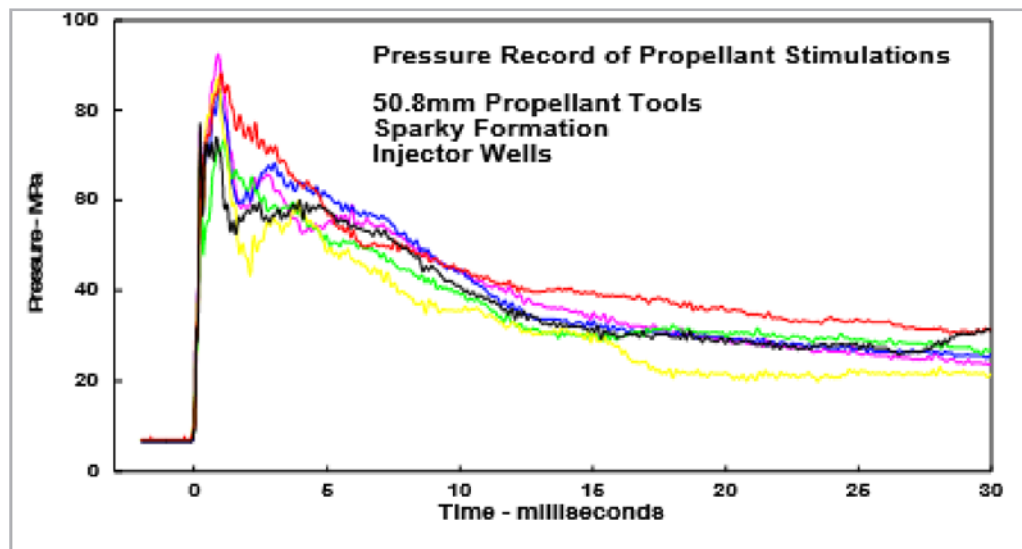


Figura 5. Gráfica de presión vs tiempo del comportamiento del propelente en formación, se observa rompimiento de roca y fase de declinación de presión.

Tratamientos microbianos - Sistema integral de limpieza de daño polimérico o para fracturas ácidas con autocontrol corrosivo

Los tratamientos microbianos irrumpieron hace 10 a 15 años en la industria petrolera, **Figura 6**. Se trata de cepas industrializadas enfocadas a dos tipos de situaciones: reducir altas viscosidades de aceites y reducir el daño polimérico inducido por geles fracturantes viscosos base agua al empaque de arena generado en una fractura.



Figura 6. Cepas microbianas empleadas en estimulaciones.

Es necesario para este tipo de tratamientos, hacer un análisis físico y cromatográfico del aceite del yacimiento por ser tratado. La información obtenida será primordial para obtener la dosificación adecuada de la cepa(s) microbianas.²

La tecnología microbiana es de hecho, un tratamiento post-fractura si se enfoca al objetivo de solubilizar polímeros

maduros residuales de geles de fractura base agua, **Figura 7**. Se inyecta a gastos matriciales posteriormente al tratamiento de fracturamiento, generalmente con tubería flexible, en seno de salmueras pues en ellas se estabiliza perfectamente el líquido bacterial.

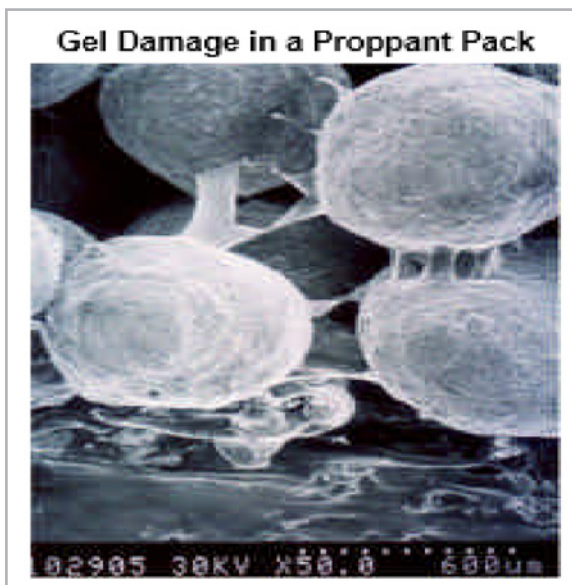


Figura 7. Daño en empaque de arena inducido por polímeros residuales de geles fracturantes base agua.

Retomando el tema del daño polimérico inducido por geles fracturantes base agua, se implementó en México un sistema integral de limpieza para eliminar o mitigar este potencial y daño polimérico significativo. El sistema-solución está compuesto de aditivos específicos, enfocados a combatir residuos de polímeros de gomas guar, xantana, HPG y CMHPH, principalmente.

También, actualmente está disponible otra opción tecnológica, en el caso de fracturamientos ácidos, de inyección de un sistema ácido vanguardista con autocontrol corrosivo, sin necesidad de incorporar aditivos, hasta una temperatura de 140 °C. La necesidad nula de incorporar inhibidores de corrosión impacta sensiblemente el costo directo, logística y producción diferida y además induce un incremento notable en el tema de longevidad productiva comercial por su alta reactividad con carbonatos.

Espumas binarias

Los fluidos espumantes (sistemas binarios con N_2 en agua y CO_2), son frecuentemente empleadas en yacimientos someros, con baja presión de fondo, para tener en todo momento una columna hidrostática ligera, pero esto ocasiona una presión de inyección alta en superficie durante el desarrollo del fracturamiento principal.

Por condiciones de disponibilidad y comerciales, es más empleado el gas N_2 . Desde luego, hay una relación gas/agua específica para transportar adecuadamente arena en la fractura, por su estabilidad en el yacimiento y para efectos de propagación geométrica 3D en la formación de interés. Esta relación es conocida como calidad de espuma y es óptima en un rango de 60 a 80% como fluido fracturante, **Figura 8.**³



Figura 8. Aplicación de espuma (agua y N_2) en un rango de calidad de 60 a 80% como fluido fracturante. La espuma satura al yacimiento estimulado, lo bloquea y permite desviar al fluido fracturante hacia el intervalo inmediato.

Con esta opción se disminuye considerablemente el volumen de agua, ya que se usa en un rango del 20 al 25% respecto al volumen total inyectado. El gas N_2 frecuentemente es utilizado en estimulaciones ácidas para nitrogenar o espumar fluidos y otra aplicación importante es en espuma

como agente divergente en situaciones de estimular o fracturar un pozo petrolero con yacimientos múltiples a tratar, o bien, con un espesor de formación impregnado considerable.

Fluidos neumáticos

Esta opción consiste en crear canales conductivos neumáticamente en la formación usando aire o cualquier otro gas como fluido fracturante. Se emplean normalmente en yacimientos someros. El nitrógeno ha sido uno de los gases

más comúnmente usados en esta tecnología, especialmente al tratar yacimientos compactos de permeabilidad baja, **Figura 9**. Este gas es capaz de transportar concentraciones medias de arena, y presenta como ventajas significativas el hecho de ser un gas inerte y altamente compresible.⁴

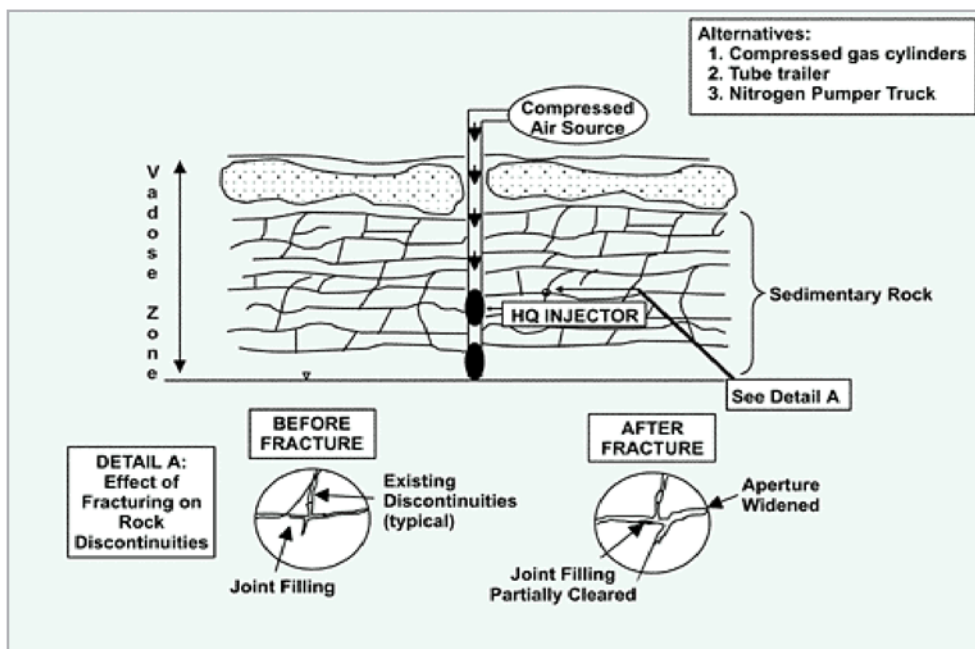


Figura 9. Concepto de fracturamiento neumático. El gas tiene propiedades reológicas adecuadas para romper formación e inducir conductividad en ella, destacando su óptima viscosidad para transportar apuntalante.

Formaciones candidatas a fracturarse con esta opción tecnológica son aquellas con baja permeabilidad natural (del orden de 0.1 mD o menor), con menos de 5% de porosidad natural con profundidades no mayores a 1,500 metros.

El parámetro operativo más importante en este tipo de operación es indudablemente el gasto de inyección de gas, pues de su control y ajustes dependen las dimensiones geométricas de la fractura inducida, es decir, la propagación 3D de la fractura. Después de romper la roca, la propagación geométrica de la fractura demandará más gasto de gas y es conveniente controlar en todo momento este parámetro.

Fracturamiento eléctrico - tecnología plásmica (PAED)

Esta opción tecnológica de fractura eléctrica implica el uso de electricidad para inducir esfuerzos a la roca, hasta su rompimiento, **Figura 10**. Se requieren con esta opción, yacimientos candidatos con permeabilidad natural de magnitud mediana a alta.⁵

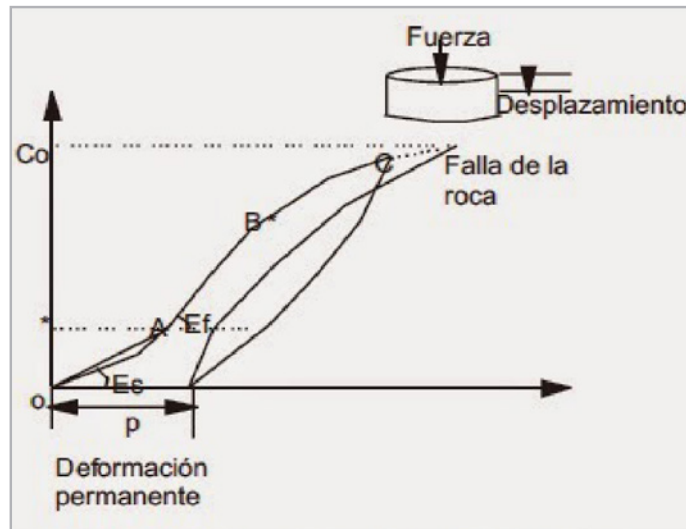


Figura 10. La onda presurizada, de generación eléctrica, rompe formación y propaga la fractura.

Actualmente, esta técnica se ha enfocado a fracturamientos en lutitas, El procedimiento actual es la inducción de descargas electrohidráulicas. Se produce una onda presurizada por medio de una descarga eléctrica, entre dos electrodos en seno de agua.

La amplitud de esta onda puede alcanzar los 200 MPa (2000 veces la magnitud de la presión atmosférica) en un lapso de microsegundos. Esta onda presurizada se transmite a la roca hidráulicamente, induciendo micro-fracturas. No se emplea la adición de arena ni de aditivos químicos. Requiere de instalaciones con infraestructura de generación de electricidad en superficie.

Otra tecnología asociada para fracturar es la plásmica, la cual induce fracturas múltiples radiales, usando un generador de descargas eléctricas de alta energía por expansión de un fluido plasma, como se muestra en la **Figura 11**. También se usa una herramienta generadora de pulsos magnéticos y se estima que se pueden alcanzar fracturas hasta de seis metros de penetración radial. Este procedimiento implica una presurización dinámica en el fondo del pozo aplicada directamente a la roca, ocasionando su rompimiento y posterior propagación de la(s) fractura(s) inducida(s).

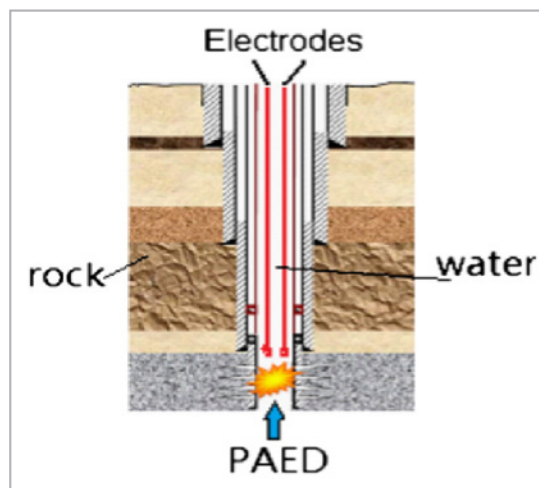


Figura 11. Generación de cargas dinámicas producidas por descargas eléctricas y ondas magnéticas.

En física y química, se denomina plasma al cuarto estado de agregación de la materia, un estado similar al gaseoso, en el cual una proporción determinada de sus partículas están cargadas eléctricamente y en consecuencia directa son conductores eléctricos excelentes y sus partículas responden fuertemente a interacciones electromagnéticas.⁶

Tecnología de fracturamiento por efecto hidrodinámico de cavitación

Esta tecnología catalogada como limpia, es de origen europeo. Consiste en someter a un esfuerzo al yacimiento con base en una acción pulsante y presurizada, empleando agua únicamente. La herramienta hidrodinámica de cavitación se introduce al pozo hasta el estrato de interés.⁷

Se inyecta entonces el agua desde la superficie a través del equipo hidrodinámico, el cual transforma el flujo de agua estándar a un régimen de flujo pulsante de alta frecuencia, en un rango 30 a 70 KHz, que tensionan y fracturan a la formación.

Ocurre que se alcanza la presión de vapor del agua, de tal forma que las moléculas que la componen cambian inmediatamente a estado de vapor, formándose burbujas o cavidades. Las burbujas viajan a zonas de mayor presión e implosionan (el vapor regresa al estado líquido de manera súbita), produciendo una estela de gas de alta energía sobre una superficie sólida que se vence geomecánicamente, iniciándose la fractura y su propagación posterior, **Figura 12**.

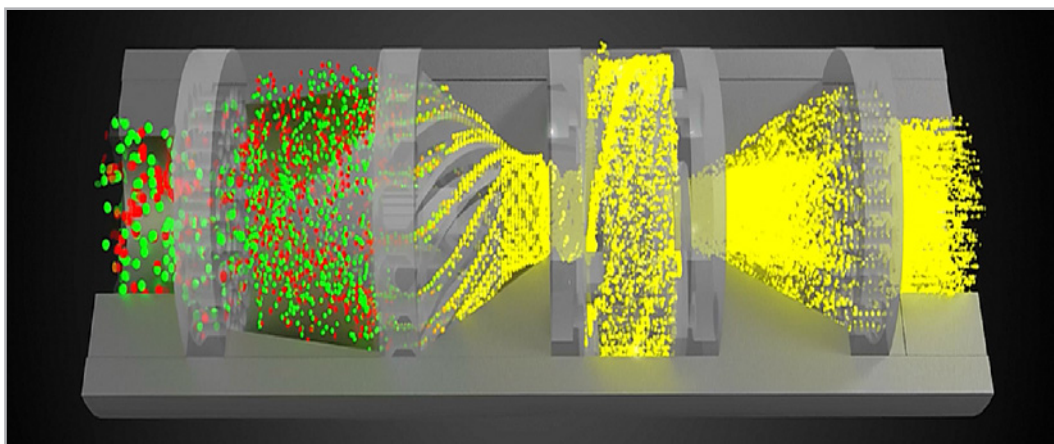


Figura 12. Cavitación por efecto hidrodinámico, se produce el rompimiento de formación por el efecto de la estela de gas generada.

Fracking con gas licuado de petróleo (LPG)

En realidad, esta tecnología tiene más de 50 años. Fue desarrollada para yacimientos convencionales y está siendo adaptada para aplicarse en formaciones no convencionales, usando propano gelificado, el cual se usa entonces como fluido fracturante, con algunas variantes ya patentadas, **Figura 13**.

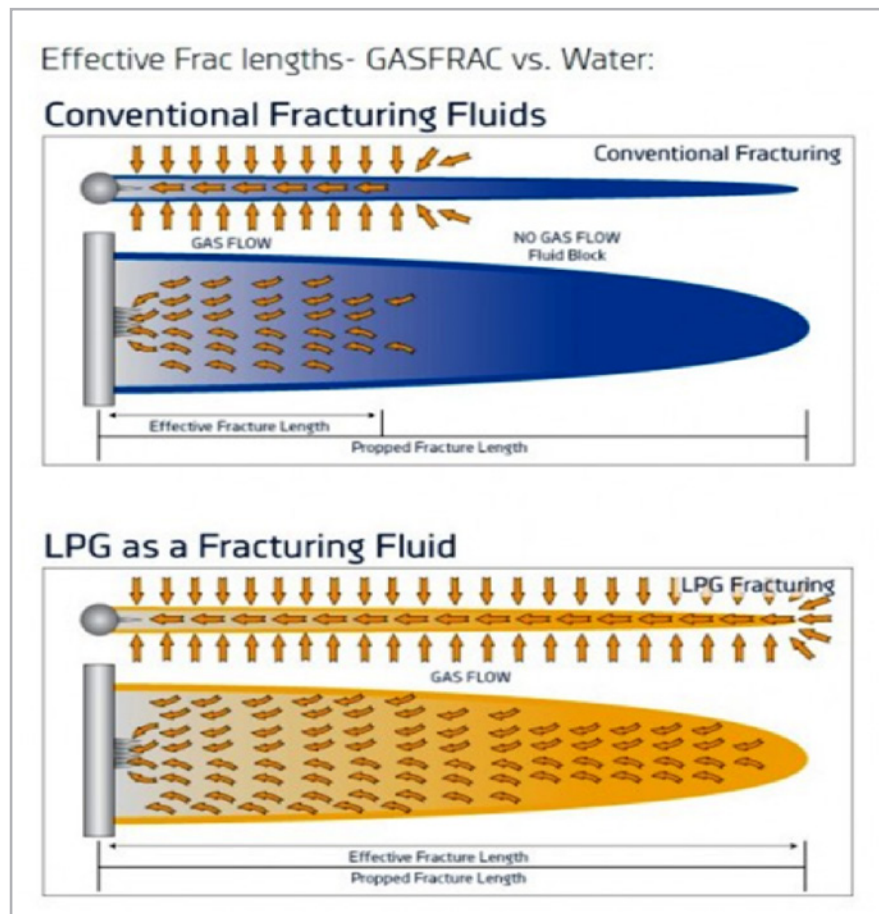


Figura 13. Fracturas hidráulicas inducidas y extendidas con LPG (gas propano licuado y gelificado usando apuntalante de malla fina).

El propano se gelifica para proporcionarle capacidades adecuadas de transporte de arena a condiciones de yacimiento. Algunos sistemas patentados no lo gelifican por diseño. Preferentemente se usan apuntalantes de malla fina, si bien se procura que generen una conductividad de fractura apuntalada aceptable.⁸ Esta opción es usada en forma recurrente en fracturamientos en lutitas.

Mientras se ejecuta el fracturamiento hidráulico, el sistema LPG permanece líquido, sin embargo, al terminar la operación se mezcla en solución con el gas del yacimiento tratado. El LPG es menos viscoso que el agua y durante la fractura se pierde un volumen mínimo del sistema en formación por fenómenos de filtración.

Aplicaciones en el campo

- 1) **Propelente en México.** En la Región Norte en México, se re-disparó con 3 metros con propelante de 2" en una arenisca compacta al intervalo 3150 - 3158 metros. En su disparo original, se usó una pistola estándar de 2 ½", con cargas combinadas de alta penetración y de agujero grande, el pozo fluyó con 0.9 Mscf/D de gas y 180 BWPD de agua. Después del re-disparo con propelante, el pozo manifestó 1.15 MMscf/D de gas y 130 BWPD.
- 2) A finales de la primera década de este siglo, **en la zona de Poza Rica** se estimularon matricialmente

más de 50 pozos con cepas microbianas, en seno de salmueras en yacimientos preferentemente carbonatados, con el objetivo único de reducir viscosidad in-situ a una serie de yacimientos impregnados con aceites pesados (específicamente con alto contenido de asfaltenos, parafinas y resinas asfálticas). Los resultados fueron sumamente alentadores y se tiene proyectado volver a inyectarlos con varias asignaciones contractuales futuras.

- 3) El primer fracturamiento con espuma binaria base N_2 **en Rusia** fue realizado en diciembre del 2007 en un pozo de aceite. Se usó un viscoelástico como agente espumante. Intervalo a tratar: 2534 – 2539 m. Presión de yacimiento de 200 bars y un rango de permeabilidad original de 4 a 7 mD. Acuífero localizado muy cerca del intervalo de interés.

Se usaron 17 toneladas de arena cerámica malla 16/20 de resistencia intermedia, el modelo computarizado calibrado mostró una longitud de 115 m con cerca de 2000 mD-pie de conductividad de fractura. En los primeros meses el yacimiento mostró un incremento de tres veces la producción original.

- 4) El fracturamiento neumático reporta actividad en las **formaciones lutíticas Devonianas en Ohio (USA)**, en formaciones someras se usó 60% del nitrógeno sin apuntalante y el restante 40% si transportó arena. Los resultados obtenidos fueron prometedores. Esta tecnología tendrá algunas variantes en el futuro como estableciendo la calidad óptima de la espuma o etapa energizada y sensibilizar las etapas programadas con y sin arena en función del crecimiento de fractura 3D inducido.
- 5) Las tecnologías de naturaleza eléctrica y la plásmica (PAED) están en la fase de **afinación experimental**, aún sujetas a optimización; a la brevedad pasarán a prototipos y a proyectos piloto.
- 6) La opción de fracking por el efecto hidrodinámico por cavitación se ha usado y probado en la **formación Novojarovskoje (Región Lviv en Ucrania, Rusia)** y la **región Pskov** de la misma federación rusa. Los trabajos se realizaron en pozos de agua con resultados en un rango de discretos a prometedores.
- 7) En cuanto a la tecnología de fracturamiento LPG, ha sido aplicado y comercializado en **yacimientos no-convencionales en Norteamérica**. Se reportan más de 2000 fracturamientos dentro del periodo del 2008 al

2013, **principalmente en Canadá y Texas, E.U.A.**, con resultados congruentes con las inversiones realizadas, en términos de productividad post-fractura.

- 8) Desde hace aproximadamente una década, las alternativas mencionadas para fracturamiento hidráulico con o sin apuntalante o parcialmente con el mismo, se usan a nivel internacional en rangos de porcentajes que no superan el 25% respecto al nivel de un fracturamiento hidráulico convencional, sencillo o múltiple.

Conclusiones

- a) Para alcanzar los objetivos del fracturamiento hidráulico (fracking) probablemente se tenga que utilizar una interacción o combinación de tecnologías reemplazo, no obstante, de ser un tema controversial actualmente, el FH sigue siendo una tecnología eficaz para restaurar o incrementar productividad de hidrocarburos.
- b) Las tecnologías alternas básicamente se han centralizado en la reducción drástica del volumen de agua, uso de aditivos y sustancias no tóxicas, acordes a normativas ambientales y equipos de mezclado e inyección de última generación.
- c) Los propelentes son una opción excelente para optimizar los túneles de disparo por un proceso de combustión, Pueden ser un relevo para las estimulaciones de limpia en carbonatos y en areniscas son agentes inductores de conductividad (mini-fracturas) y reductores de tortuosidad.
- d) Uno de los objetivos de las cepas microbianas es precisamente mitigar el daño polimérico residual generado por geles fracturantes base agua, sumamente dañino a la conductividad o capacidad de flujo de la fractura. Se inyectan como estimulación matricial a condiciones post-fractura.
- e) Respecto al daño generado por polímeros residuales de geles fracturantes base agua, está disponible un sistema estimulante mitigador, actúan sobre las gomas guar y xantana, HPG y CMHPG. Este producto solubiliza del orden de 70 al 90% a estos polímeros-residuos en condiciones de maduración, los cuales restringen sensiblemente la producción de hidrocarburos.

- f) Las espumas binarias (N_2 y CO_2) se usan frecuentemente como fluidos fracturantes. Ofrecen ventajas notables, como la disminución considerable en volumen de agua requerida; estabilidad a fondo de pozo y capacidad notable de acarreo de apuntalante. El nitrógeno siempre es recomendable en tratamientos ácidos.
- g) Los fluidos neumáticos como el gas N_2 o algún otro, se han usado en yacimientos someros. Si bien su capacidad de acarrear arena es mediana, el gasto de inyección de gas es un parámetro operativo generador de la propagación geométrica 3D y en consecuencia directa, de la conductividad.
- h) El fracturamiento eléctrico genera microfracturas por medio de la inducción de descargas electrohidráulicas generando ondas presurizadas basadas precisamente en descargas eléctricas entre dos electrodos. Requiere instalaciones de generación eléctrica en superficie y de equipo especial inductor de las mencionadas descargas electrohidráulicas, así como de generadores eléctricos alimentados por turbinas móviles.
- i) Otra tecnología electromagnética, la plásmica (PAED) genera fracturas pequeñas con base en descargas eléctricas en combinación con ondas magnéticas. Está optimizándose con base en el financiamiento de laboratorios importantes de investigación de prestigias universidades europeas. Especialmente aplicable a yacimientos compactos no demasiado heterogéneos.
- j) La opción de fracturamiento por el efecto hidrodinámico de cavitación, de origen europeo, consiste en ejercer a la formación un esfuerzo inicial de ruptura con una herramienta hidrodinámica introducida al pozo, la cual transforma estados líquidos a vapor y viceversa, generando burbujas o cavidades. En consecuencia directa, se produce una estela de gas con alta energía que impacta a la roca hasta vencerla geomecánicamente.
- k) La tecnología que implica usar LPG como fluido estimulante data de varias décadas, es una opción excelente para numerosos yacimientos. Usa propano líquido generalmente viscoso, el cual al terminar la operación se mezcla en solución con el gas del yacimiento.

Nomenclatura

bars	Unidad de medida de presión
BWPD	Barriles de agua por día
CMHPG	Polímero Carboximetilhidroxipropil guar
CO_2	Dióxido de carbono
HPG	Polímero Hidroxipropil Guar
k	Permeabilidad original del yacimiento, <i>mD</i>
$k_f w_f$	Conductividad o capacidad de flujo de fractura, <i>mD-pie</i>
KHz	Kilohertzios
LPG	Liquefied Petroleum Gas
mD	Millidarcys
MPa	Mega Pascales
Mscf/D	Miles de pies cúbicos por día
MMscf/D	Millones de pies cúbicos por día
N_2	Nitrógeno
PAED	Pulsed Arc Electrohydraulic Discharges
S	Esfuerzo de sobrecarga (unidades de presión)
TF	Tubería flexible
3D	Tridimensional
$^{\circ}C$	Grados centígrados

Agradecimientos

El autor expresa su agradecimiento a la gerencia de la empresa HTGT Chemical de México por su aprobación y apoyo para la elaboración de este trabajo técnico.

Referencias

1. Hane, B y Cuthill, D.: "The application of an Optimized Propellant Stimulation in Heavy Oilwells," Artículo Técnico SPE 37531, presentado en el Simposio Internacional SPE de Operaciones Termales & Aceite pesado celebrado en Bakersfield, California, U.S.A., febrero 10-12, 1997.
2. Chang, M.M., Chung, F.T.H., Bryant, R.S., Gao, H.W., and, Burchfield, T.E.: "Modeling and Laboratory Investigation of Microbial Transport Phenomena in Porous Media", SPE, paper number 22845, 1991.

3. Blauer, R. E. and Kohlhaas, C. A.: "Formation Fracturing with Foam", paper SPE 5003 presented at the 1974 SPE Annual Meeting, Houston, oct. 6-9.
4. EPA, U. (1993). Accutech Pneumatic Fracturing Extraction™ and Hot Gas Injection, Phase I Applications Analysis Report.
5. Martin, J., T. Reess, et al. (2012b). PATENT: Electrical Reservoir Fracturing. WO/2012/123458.
6. Chen, W., O. Maurel, et al. (2012). "Experimental study on an alternative oil stimulation technique for tight gas reservoirs based on dynamic shock waves generated by Pulsed Arc Electrohydraulic Discharges" *Journal of Petroleum Science and Engineering* **88-89** (0): 67-74.
7. Lenoir, J.-C. and C. Bataille (2013). Les techniques alternatives à la fracturation hydraulique pour l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels.
8. Lestz, R. S., L. Wilson, et al. (2007). "Liquid Petroleum Gas Fracturing Fluids for Unconventional Gas Reservoirs." *Journal of Canadian Petroleum Technology* 46(12).

Semblanza del autor

Javier Ballinas Navarro

Ingeniero Petrolero egresado de la UNAM, inició su trayectoria en 1976 en el IMP; trabajó con Halliburton durante 21 años alcanzando la Gerencia de Ingeniería en México.

Colaboró en Corelab de México durante cinco años, y otras empresas del ramo de estimulaciones. De 2009 a 2015 trabajó en Weatherford en Tecnologías de Fracturamiento. Miembro de la SPE, tiene más de 40 trabajos técnicos abordando temas de terminaciones de pozos petroleros y geotérmicos en diversos congresos.

Ha impartido cursos en todos los centros operativos de Pemex, UNAM, IPN y en Sudamérica. Es experto certificado en fracturamientos hidráulicos y estimulaciones en pozos petroleros y geotérmicos.