

Fracturamiento en pozos HPHT con ácido encapsulado: Incremento en la longitud media efectiva de grabado, en formaciones de carbonatos de baja permeabilidad

Yuri de Antuñano Muñoz
Miguel Alejandro González Chávez
Felix Bautista Torres
Juventino Bello Gutiérrez
PEP
Alejandro Javier Flores Nery
Halliburton

Artículo recibido en junio 2023-evaluado, corregido y aceptado en enero 2024

Resumen

La terminación de pozos profundos mayores a 6000 mv en formaciones carbonatadas con baja permeabilidad y condiciones de alta presión y temperatura (HPHT), representan hoy en día un fuerte reto en México para su explotación, debido a la necesidad de aplicar fracturamientos ácidos que alcancen una mayor longitud de grabado efectivo en el yacimiento, a fin de:

- (1) Obtener mayor área de contacto,
- (2) Mejorar la capacidad de flujo ($k \cdot h$),
- (3) Incrementar la productividad,
- (4) Optimizar los sistemas químicos para obtener un mayor desempeño y
- (5) Incrementar la rentabilidad.

Las condiciones críticas de altas presiones y temperaturas registradas en estos yacimientos profundos entre rangos de 700 a 1200 kg/cm^2 y 150 a 183 $^{\circ}\text{C}$ respectivamente, son factores que llevan al límite el diseño de los sistemas ácidos, gastos de bombeo de los tratamientos y a la eficacia y eficiencia en general de la fractura para alcanzar la producción deseada. Las operadoras han desarrollado nuevos sistemas químicos ácidos para retardar la velocidad de reacción durante el proceso de acidificación de la roca, así como, el uso de técnicas de divergencia y de colocación para alcanzar estos objetivos; sin embargo, los resultados evaluados presentan longitudes medias de grabado efectivo entre 20 a 35 m. Para mejorar estos resultados en los yacimientos actuales y en los nuevos que se están desarrollando en México con características petrofísicas similares, se desarrollaron mejoras en los diseños de fracturamientos ácidos en HPHT, a través de la introducción del concepto de ácido encapsulado (gel de fractura-ácido-gel de fractura), el cual permite:

- 1.- Generar mejores dimensiones de fractura,
- 2.- Evitar que el ácido se gaste en las caras de la fractura cercanas al pozo y
- 3.- Obtener un grabado de la fractura de mayor longitud (38 a 50 m) en comparación con los fracturamientos ácidos convencionales, permitiendo con ello, mejorar la productividad de los pozos y la rentabilidad de las intervenciones.

En este artículo se describe:

- (1) Diseño del concepto de ácido encapsulado,
- (2) Técnica de colocación,
- (3) Resultados obtenidos de casos históricos y
- (4) Mejores prácticas.

Palabras clave: Fracturamiento ácido, alta presión-alta temperatura, baja permeabilidad.

Encapsulated acid fracturing in wellbores with High Pressure-High Temperature: Increase of half fracture length etching in low permeability carbonate formations

Abstract

The completion of deep wells greater than 6,000 vertical meters in carbonate formations with low permeability and high pressure - high temperature conditions (HPHT) represents today a big challenge in Mexico for their exploitation due to the need to apply acid fracturing that reaches a greater length of effective etching in the reservoir to:

- 1) Obtain a greater contact area,
- 2) Improve flow capacity,
- 3) Increase productivity,
- 4) Optimize chemical systems to obtain better performance, and
- 5) Increase profitability.

The critical conditions of high pressures and high temperatures in these deep reservoirs range from 10,000 to 17,000 psi and from 300 to 360 °F, respectively, causing the design of the acid systems, pumping treatments, and general efficiency to the limit to obtain an economical production. The overall effectiveness and efficiency of the fracture to achieve the desired production. Operators have developed new acid chemical systems to slow the reaction rate during the rock acidification process and use divergence and placement techniques to achieve these objectives. However, the results evaluated present average effective etching lengths between 65 and 115 ft. Improvements in the designs of acid fracturing in HPHT were developed through the introduction of the concept of encapsulated acid (fracture gel- acid-fracture gel) to improve these results in the current reservoirs and in the new ones being developed in Mexico with similar petrophysical characteristics, which allows to generate better fracture dimensions, prevent the acid from being spent on the faces of the fracture close to the well and obtain a more extended fracture etching (125 to 165 ft) than conventional acid fracturing, thereby improving the wellbore productivity and the interventions' profitability.

This article describes:

- 1) Encapsulated acid concept design,
- 2) Placement technique,
- 3) Results obtained from historical cases, and
- 4) Best practices.

Keywords: Acid fracturing, high pressure - high temperature, low permeability.

Introducción

Los yacimientos de carbonatos están constituidos en su mayoría por rocas calcáreas (caliza y dolomías) con intercalaciones pequeñas de arcilla, de origen sedimentario con permeabilidades del orden de 0.1 md hasta 6 Darcys y porosidades variables entre 1 hasta 37%. Estas características generan que este tipo de yacimientos sean a nivel mundial los de máxima producción de aceite y gas y cubren aproximadamente el 85% del consumo energético mundial. Por esta razón, actualmente la industria petrolera incrementa de manera significativa los factores de recuperación en este tipo de yacimientos, ya que las reservas a nivel mundial del 60% son de aceite y el 40% de gas. De esta forma, los yacimientos de carbonatos cobran una gran importancia en las plataformas de producción de cada país con respecto a otros yacimientos (arenas), sin embargo, existen fuertes desafíos para la explotación de los hidrocarburos, debido a la profundidad de las formaciones productoras en el sureste de México (más de 7000 mv), con condiciones críticas de presión (700 a 1200 kg/cm²,

temperatura (150 a 183 °C) y permeabilidades bajas (0.1 a 10 md), siendo necesario para mejorar su productividad y rentabilidad la aplicación de fracturamientos ácidos.

Con base en lo anterior, el fracturamiento ácido toma una importancia relevante para el desarrollo económico de estos yacimientos de baja permeabilidad, debido a la creación de una fractura altamente conductiva en la formación, la cual contribuye a: (1) mejorar las condiciones de flujo de hidrocarburos del yacimiento hacia el pozo, (2) incrementar la conductividad (FCD), (3) mejorar la productividad y rentabilidad del pozo y (4) rebasar el daño presente en la formación en caso de estar dañada¹. En la **Figura 1** se esquematiza el sistema integral de producción y el impacto del valor de daño (S) en la productividad de los pozos. Para formaciones estimuladas o fracturadas el valor de daño $S < 0$ (negativo), permite que se reduzca la caída de presión del yacimiento hacia el pozo, mejorando la presión de flujo (P_1) y el gasto de producción, en comparación a una formación no dañada ($S = 0$) (P_2) o dañada ($S > 0$) (P_3).

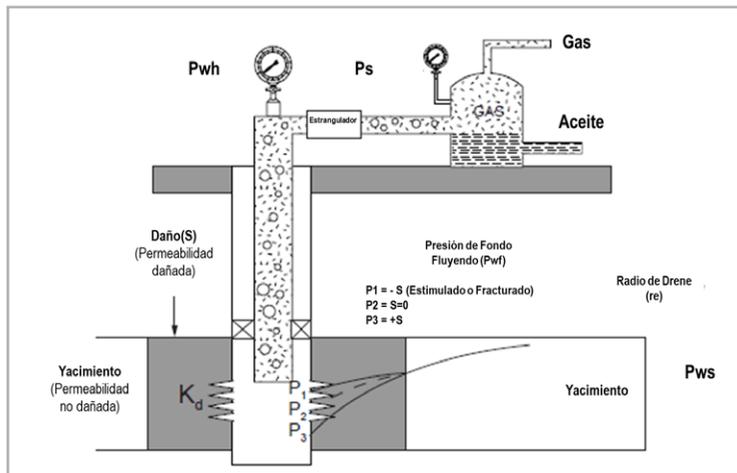


Figura 1. Sistema integral de producción e impacto del daño (S) en la productividad

Retos para fracturar yacimientos de carbonatos de HPHT de baja permeabilidad en México

Los principales problemas que enfrenta la aplicación de un fracturamiento ácido en yacimientos de carbonatos de HPHT de baja permeabilidad son la presión y temperatura del yacimiento, ya que al encontrarse yacimientos de mayor

profundidad la presión se incrementa, requiriéndose de: (1) mayor presión de inyección para fracturar la formación, (2) mayor densidad de los sistemas químicos para incrementar la columna hidrostática en el pozo y (3) mayor equipo de potencia para bombear los sistemas químicos a gastos altos (14 a 22 bpm). Para el caso de la temperatura, a medida que se incrementa es necesario diseñar y seleccionar sistemas ácidos que puedan: (1) mitigar o retardar la velocidad de reacción de los sistemas ácidos (mezclas de orgánicos

y/o quelantes) en contacto con la formación, (2) generar un grabado eficiente en las caras de la fractura de forma heterogénea y (3) obtener una longitud media de fractura mayor en la formación (x_f), producto de la reacción y grabado de los sistemas ácidos seleccionados.

Del análisis de las simulaciones post-fracturamiento ácido realizado a más de 212 pozos, con intervalos promedio de

50 m y en formaciones de carbonatos de baja permeabilidad aplicados en México, muestran dimensiones de fracturas grabadas efectivas de: longitud media (x_f) de 20 a 35 m, altura (h_f) de 49 a 73 m, ancho (w_f) de 0.14 a 0.87 pg., **Figura 2**, y conductividades del orden de 1500 a 2600 md-ft., con producciones de aceite de 1000 a 2500 bpd.

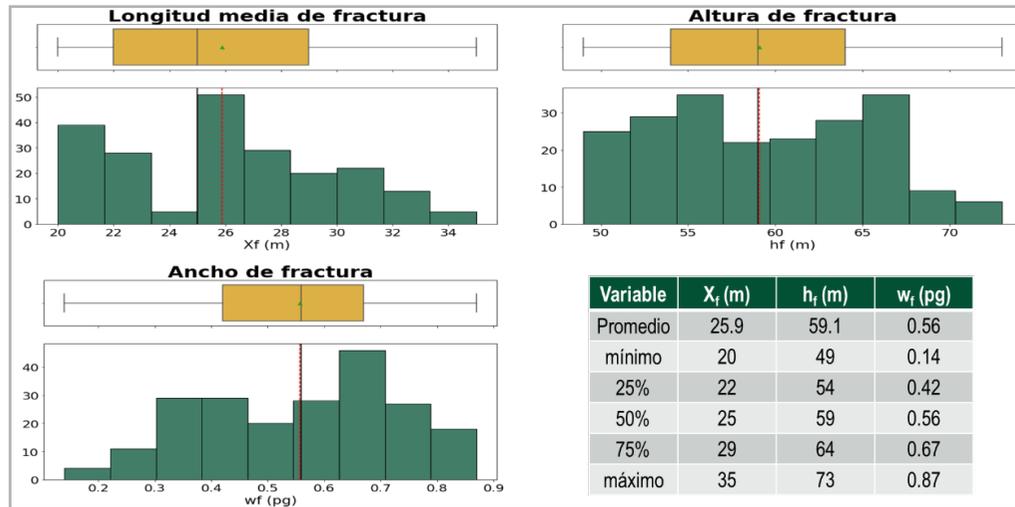


Figura 2. Distribución de variables y percentiles de geometría de fracturas ácidas.

La experiencia de expertos y especialistas en fracturamientos ácidos han establecido que la *longitud media de la fractura* es un factor predominante y decisivo en lo que respecta al incremento de la productividad y la recuperación de hidrocarburos en formaciones de permeabilidad baja². Por lo que, para incrementar la longitud de la fractura, existen cuatro factores claves: (1) alto perfil de contrastes de esfuerzos, (2) contar con sistemas ácidos que retarden su velocidad de reacción por efectos de las altas temperaturas, (3) diseñar y establecer la secuencia de bombeo de los sistemas químicos y (4) definir la técnica de colocación de los sistemas en la formación a fracturar. Al contar con el conocimiento de las dimensiones de las fracturas (longitud grabada, altura y ancho), su orientación es crucial para determinar la producción esperada y establecer los esquemas de explotación, así como, permitir mejorar el modelado de yacimientos con base en el comportamiento obtenido de las fracturas realizadas en el campo.

Por otra parte, la arquitectura y terminación del pozo deben considerarse para que se tengan las condiciones óptimas

para la aplicación de un fracturamiento ácido, entre las cuales destacan: (1) Presión en cabeza del pozo (10,000 a 15,000 psi), (2) Buena hermeticidad del estado mecánico del pozo (aparejo de producción y TR de explotación), (3) Intervalo disparado no mayor a 50 m y (4) Buena cementación en la zona a fracturar, a fin de concentrar toda la energía para la creación de la fractura.

Considerando que los fracturamientos ácidos involucran altos costos de inversión, es necesario garantizar el éxito en este tipo de intervenciones para que sean económicamente rentables, por lo que, la selección de sistemas ácidos, diseño y la implementación de nuevas técnicas de colocación juegan un papel importante para dar respuesta a las necesidades de estos yacimientos de HPHT.

Filosofía de diseño de un fracturamiento ácido

La técnica de fracturamiento ácido se define como el proceso de estimulación de pozos que consiste en la inyección

contra formación de un fluido a alta presión, generándose esfuerzos de tensión en la pared del pozo en tal magnitud, que propicia el rompimiento de la roca. La fractura creada se propaga o extiende en la formación a medida en que se continúa bombeando el fluido.

Para el diseño de una fractura ácida, es necesario evaluar los parámetros siguientes: (1) Datos de la perforación, terminación y estado mecánico del pozo, (2) Propiedades de las diferentes capas de la formación (presión, temperatura, litología, petrofísica, geomecánica, propiedades de los fluidos, entre otros), (3) Datos del fluido de fractura y sus aditivos, (4) Datos de producción del pozo y (5) Datos económicos.

La información de estos parámetros se debe complementar con la realización de pruebas de verificación, a fin de determinar la integridad mecánica del pozo, la calidad de la cementación con base en registros para verificar si la adherencia del cemento puede soportar las presiones diferenciales esperadas, los registros eléctricos y el

análisis nodal de disparos a través de simuladores, a fin de seleccionar las pistolas y determinar el objetivo del disparo, con una penetración efectiva, minimizando las caídas de presión por fricción, propiciando la canalización del fluido fracturante y el control de pérdida para mejorar su inyectividad.

La selección de los sistemas químicos (gel de fractura, ácidos, no ácidos y geles lineales) a emplear en un fracturamiento ácido bajo las condiciones de operación (HPHT), deben ser sistemas no convencionales; es decir, mezclas de ácidos inorgánicos (clorhídrico) y orgánicos (acético y/o fórmico), quelantes, geles con baja carga polimérica para no ocasionar un daño adicional a la fractura creada, los cuales deben probarse a nivel laboratorio tanto con fluidos del yacimiento (pruebas de compatibilidad por emulsión), como muestras de recortes de formación (pruebas de solubilidad) y de ser factible con núcleos de formación para efectuar pruebas de grabado, seleccionándose los sistemas químicos con mejor desempeño, para garantizar el éxito de la fractura, **Figura 3**.

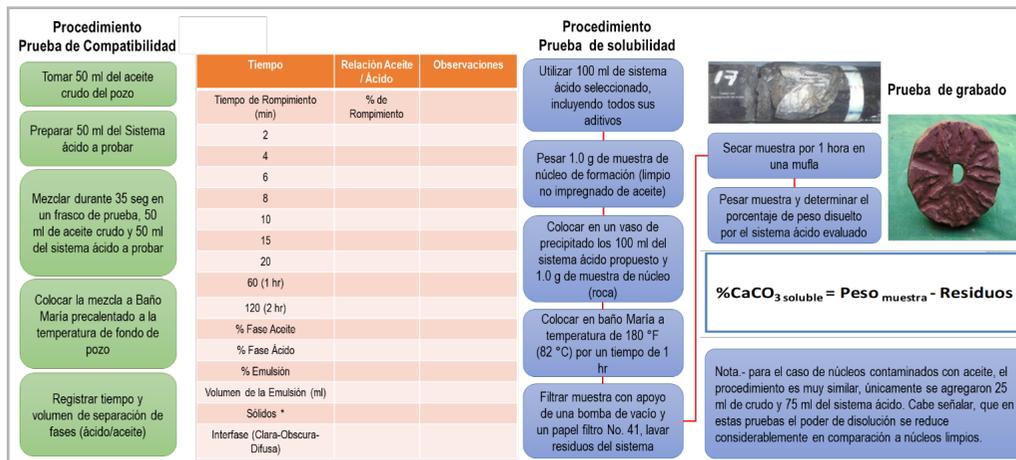


Figura 3. Pruebas de laboratorio para la selección de sistemas químicos.

El éxito de las operaciones de fracturamiento ácido depende de muchos factores, pero quizás algunos de los más importantes sea la selección del sistema ácido y las reacciones químicas secundarias, obtenidas entre la roca y el ácido utilizado como fluido principal para el grabado de las caras de la fractura, ya que de esto depende el incremento de la conductividad de la formación productora y el mejoramiento de la producción³.

Derivado a que estos yacimientos de carbonatos de baja permeabilidad presentan un bajo contraste de perfil de esfuerzos, las fracturas creadas normalmente tienden a crecer más en altura que en longitud y si a esto, se le suman los efectos de las altas temperaturas de yacimiento (de 150 a 183 °C), el lograr alcanzar mayor penetración de grabado en la formación se vuelve todo un reto para el fracturamiento ácido.

Consideraciones para fracturar formaciones de carbonatos de baja permeabilidad

La aplicación de un fracturamiento ácido tiene varios objetivos, entre los cuales destacan: (1) Mejorar la productividad de los pozos, (2) Desarrollar reservas adicionales, (3) Comunicar sistemas de fracturas naturales, (4) Incrementar el área efectiva de drene al pozo, (5) Incrementar la capacidad de flujo ($k \cdot h$), (6) Disminuir la caída de presión en la matriz y (7) Rebasar el daño en la vecindad del pozo en formaciones altamente dañadas.

Principales fallas obtenidas en los fracturamientos ácidos aplicados en México

Con base a la experiencia y al análisis de la información de los pozos que se han fracturado con ácido en México, se determinaron 13 factores que deben considerarse para el éxito de este tipo de operaciones:

- 1) Objetivo y alcances bien definidos,
- 2) Selección del pozo candidato,
- 3) Información oportuna, validada y actualizada,
- 4) Caracterización litológica y petrofísica,
- 5) Análisis geomecánico,

- 6) Caracterización de los fluidos producidos,
- 7) Selección de los sistemas ácidos óptimos,
- 8) Pruebas de laboratorio,
- 9) Diseño y simulación de la fractura,
- 10) Supervisión del tratamiento en campo y
- 11) Establecer parámetros de control de calidad a lo largo de todo el proceso de fracturamiento ácido, (antes, durante y después).
- 12) Restricciones operativas.
- 13) Altas caídas de presión por fricción.

Por otro lado, es de suma importancia considerar las restricciones operativas en cuanto a la deficiencia de respaldo de la TR y las fricciones generadas por la rugosidad de la tubería respecto al tiempo, las cuales limitan los gastos de inyección, acentuándose más en este tipo de pozos muy profundos. Muchas operaciones de fracturamientos ácidos en pozos Mesozoicos profundos de México (mayores a los 7000 mv), se han visto limitados en este sentido.

En términos generales y de acuerdo con los resultados del análisis, las variables de mayor incidencia se agruparon en cuatro categorías de condiciones favorables de éxito³, **Figura 4.**

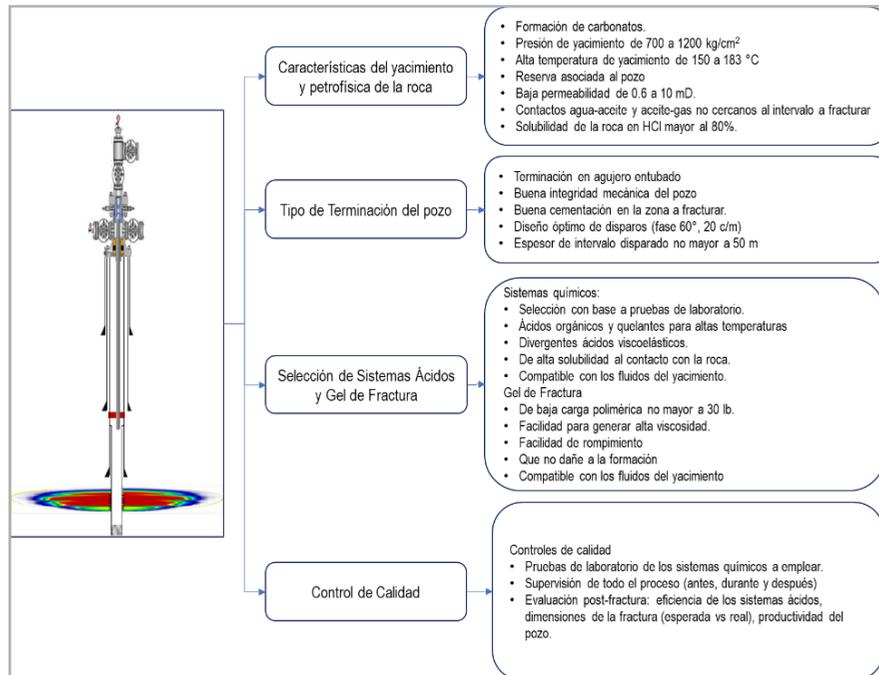


Figura 4. Condiciones favorables de éxito en un fracturamiento ácido.

Técnica de fracturamiento en pozos HPHT con ácido encapsulado

Considerando que el incremento de la productividad y capacidad de flujo en yacimientos carbonatados de HPHT de baja permeabilidad dependen de la longitud media de grabado efectivo de la fractura, se realizó un análisis de los diseños y los resultados de los fracturamientos ácidos

convencionales aplicados en México, con la finalidad de identificar áreas de mejora en los diseños de las fracturas.

Cédula de fractura ácida convencional, (3 etapas)

En la **Figura 5**, se presenta una cédula tipo de fracturamiento ácido convencional, así como, los valores de la geometría promedio obtenida.

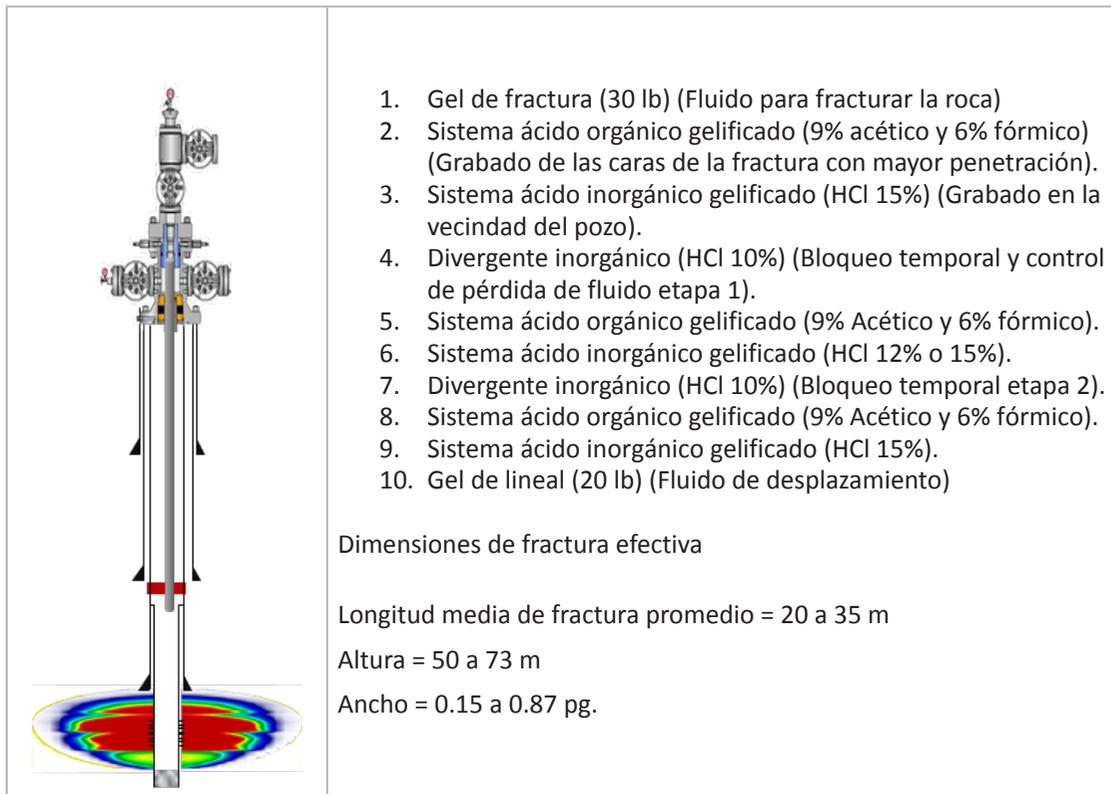


Figura 5. Cédula tipo de fracturamiento ácido HPHT convencional.

En la **Figura 5**, se observa que la técnica empleada en los fracturamientos ácidos convencionales, estaban diseñadas en bombear un fluido gel de fractura para romper la roca y crear las dimensiones hidráulicas de la fractura y posteriormente efectuar el grabado de las caras de la fractura con la inyección de los sistemas ácidos inorgánicos-orgánicos y/o quelantes, más divergentes en dos o tres etapas de tratamiento dependiendo del espesor de la formación a fracturar; posteriormente, continuar con el desplazamiento de todas las etapas de los sistemas ácidos hacia la fractura creada, mediante el empleo de un fluido gel lineal o salmuera⁴.

Cédula de la fractura con ácido encapsulado

Con base a lo anterior y para mejorar la productividad en estos yacimientos carbonatados de HPHT de baja permeabilidad, se desarrolló el concepto de **ácido encapsulado**, con la finalidad de:

- Obtener una mayor longitud de fractura media efectiva al modificar la secuencia de colocación de los sistemas químicos combinándolos con el gel de fractura, (interdigitación).

- La interdigitación del gel de fractura con los sistemas ácidos cumple cuatro funciones importantes:
 - (1) Fracturar la roca y grabarla simultáneamente.
 - (2) Disminuir la temperatura de la formación permitiendo un mejor desempeño de los sistemas ácidos al reducir su velocidad de reacción.
 - (3) Desplazar las etapas de ácido con el gel de fractura, logrando una mayor penetración de grabado en las caras de la fractura creada y reduciendo la pérdida de fluido (“leak-off”).
 - (4) Incrementar la conductividad y longitud media de la fractura, mediante el desplazamiento de las etapas de los ácidos a mayor profundidad de la geometría hidráulica creada.
 - (5) Mejorar la conductividad ($k \cdot h$) en la vecindad del pozo, mediante la aplicación de la técnica CFA (“Closure Fracture Acidizing”), reduciendo el gasto de bombeo en la etapa del desplazamiento, con la finalidad de que la última etapa de ácido tenga un mayor tiempo de contacto con la formación.

Modelo conceptual del fracturamiento ácido encapsulado

La técnica desarrollada, se representa esquemáticamente a través de la comparación de una fractura ácida convencional

contra el modelo conceptual de fracturamiento ácido encapsulado, **Figura 6**. La fractura convencional considera iniciar con un gel de fractura para romper la roca, crear las dimensiones de la fractura seguido de los sistemas ácidos para el grabado de las caras de la fractura⁵.

Para la técnica de fracturamiento con el ácido encapsulado, se considera primeramente el bombeo de un bache de ácido (función: abrir formación), seguido de la intercalación del gel de fractura (función: romper la roca, enfriar la formación e iniciar las dimensiones de la fractura), con un tren de sistemas ácidos: inorgánico retardado multifuncional e inorgánico gelificado (función: grabar las caras de la fractura creada), más divergente inorgánico (función: bloquear temporalmente canales grabados y desviar los sistemas ácidos siguientes a zonas no grabadas), cerrando la etapa con gel de fractura (función: desplazar el tren de sistemas ácidos de la etapa inicial y preparar la entrada de la etapa de grabado siguiente, repitiéndose el mismo proceso para las etapas restantes, finalizándose el tratamiento de sistemas químicos con un bache de solvente (función: dejar mojada la roca por agua y prevenir la formación de emulsiones dentro y enfrente del intervalo); el desplazamiento final se realiza con un gel lineal o salmuera (función: desplazar la capacidad del pozo hasta 2 m³ por arriba de la cima del intervalo), disminuyendo el gasto de inyección con la finalidad de aplicar la técnica CFA “Closure Fracture Acidizing”, (función: para dar mayor tiempo de contacto de los sistemas ácidos en la vecindad de la fractura cercana al pozo).

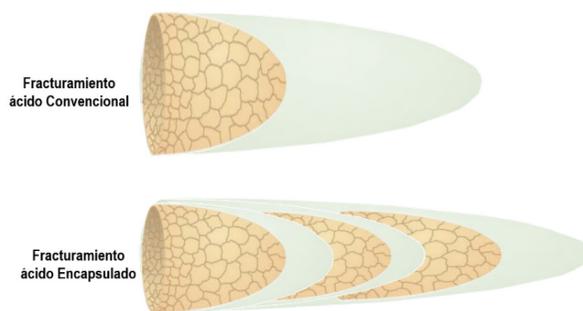
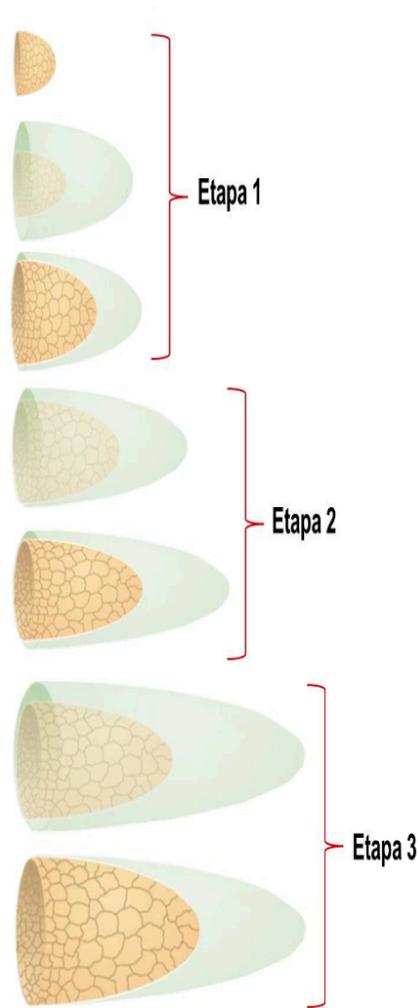


Figura 6. Modelo esquemático de las fracturas ácida convencionales y ácido encapsulado.

En la **Figura 7** se describe la aplicación de la técnica de modelo de fracturamiento ácido encapsulado para un pozo HPHT, empleando sistemas químicos de mejor desempeño con base en pruebas de laboratorio y considerando las características siguientes: yacimiento de carbonatos de baja permeabilidad (0.66 md), terminación sencilla con

liner cementado de 5 pg., aparejo de producción de 3 ½ pg. a 6,089 md, profundidad total de 6,850 md, espesor disparado de 45 m, tipo de fluido gas y condensado, presión y temperatura de yacimiento de 1,027 kg/cm² y 165 °C, respectivamente.



- 1.1 Iniciar con el bombeo de 5 a 8 m³ de sistema ácido Inorgánico gelificado a una concentración equivalente al HCl 12%, con el objeto de abrir formación.
- 1.2 Bombear como primera etapa 10 m³ de gel de fractura a una concentración de carga polimérica de 30 lb, para fracturar la formación de interés.
- 1.3 Bombear primer carril de sistemas ácido Inorgánico Retardado Multifuncional e Inorgánico gelificado, más divergentes inorgánico como primera etapa de grabado de la fractura creada.
- 2.1 Bombear como segunda etapa 10 m³ de gel de fractura a la misma concentración de carga polimérica 30 lb, para desplazar la primera etapa de sistemas ácidos inorgánicos retardado y gelificados más divergentes, para tener una penetración mayor de grabado en la fractura creada.
- 2.2 Bombear un segundo carril de sistemas ácidos Inorgánicos más divergentes como segunda etapa, para continuar grabando las caras de la fractura que no hayan sido contactadas por el primer carril de sistemas ácidos.
- 3.1 Bombear como tercera etapa 5 m³ de gel de fractura a la misma concentración de carga polimérica 30 lb, para desplazar la segunda etapa de sistemas ácidos inorgánicos más divergentes, para continuar con el grabado de las caras de la fractura a mayor penetración.
- 3.2 Bombear tercer carril de sistemas ácidos Inorgánicos como tercera etapa para grabar las caras de la fractura en la cercanía de la vecindad del pozo.
- 3.3 Bombear un bache de solvente de acuerdo con la capacidad del espesor disparado, dejando 2 m³ por arriba de la cima del intervalo y 3 m³ dentro de la formación.
- 4.1 Desplazar con gel lineal o salmuera dejando los 2 m³ de solvente por arriba de la cima del intervalo.

Figura 7. Cédula tipo de un fracturamiento con ácido encapsulado.

Caso histórico

El pozo A fue seleccionado para aplicar la técnica de concepto de ácido encapsulado desarrollada, debido a que es un yacimiento de carbonato de baja permeabilidad,

con alta presión y temperatura (HPHT), además de que sus pozos vecinos B y C habían sido fracturados de manera convencional, **Figura 8**, permitiendo con ello, realizar un análisis comparativo para evaluar los beneficios de esta técnica.

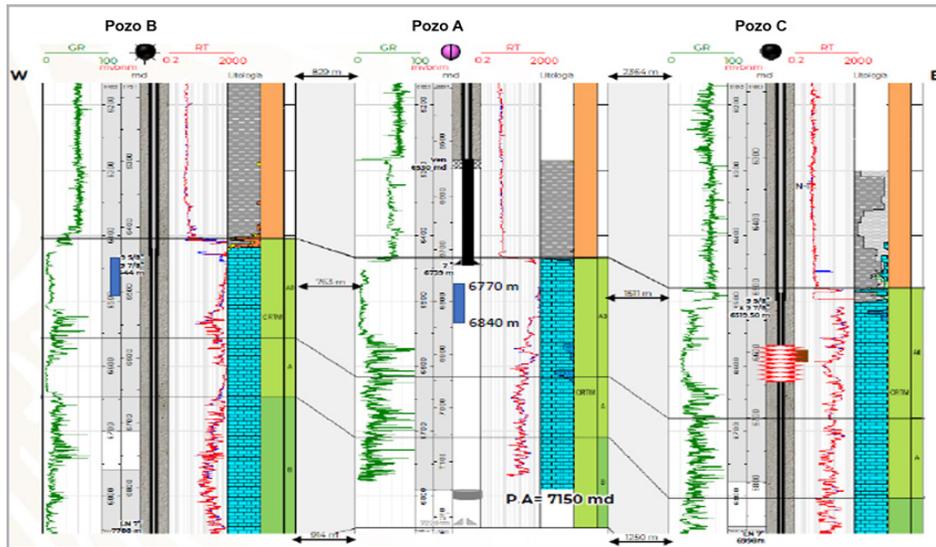


Figura 8. Sección estructural de pozos de correlación.

El objetivo de este pozo era extraer las reservas probadas de gas y condensado de la formación del Cretácico Medio (KM), para obtener producción comercial esperada de hidrocarburos de 20 MMpcd de gas y 2,217 bpd de

condensado. En la **Figura 9**, se describen las características del yacimiento, evaluación petrofísica, tipo de terminación y estado mecánico del pozo.

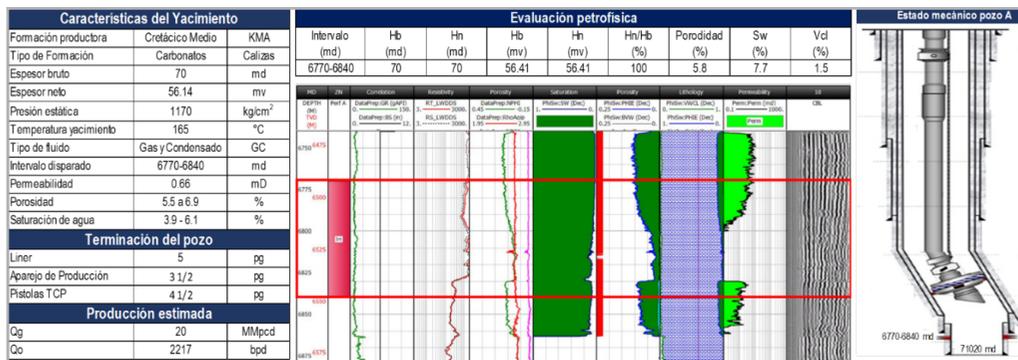


Figura 9. Características del yacimiento, petrofísica y estado mecánico del pozo A.

Selección de sistemas ácidos y no ácidos

Para la selección de los sistemas químicos, se realizaron pruebas de laboratorio consistentes en: (1) Caracterización fisicoquímica del aceite del pozo, (2) Solubilidad con recortes de canal de la formación de interés, (3) Compatibilidad por emulsión (aceite-sistemas químicos) y (4) Grabado diferencial, **Figura 10**.

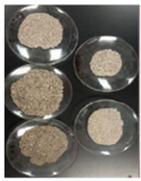
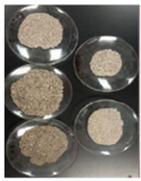
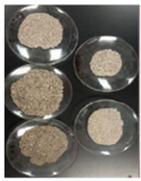
<p>1.- Caracterización fisicoquímica del condensado</p>	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Caracterización Fisicoquímica</th> <th>Evidencia</th> </tr> <tr> <th>Parámetros</th> <th>Valor</th> <td rowspan="10"></td> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Aceite (%)</td> <td>98</td> </tr> <tr> <td>Densidad (g/cc)</td> <td>0.806</td> </tr> <tr> <td>Temperatura (°F)</td> <td>76</td> </tr> <tr> <td>°API @ 60 °F</td> <td>42.46</td> </tr> <tr> <td>Asfaltenos (%)</td> <td>0.2</td> </tr> <tr> <td>Parafinas (%)</td> <td>4.0</td> </tr> <tr> <td>Agua (%)</td> <td>1.8</td> </tr> <tr> <td>Sólidos (%)</td> <td>0.2</td> </tr> <tr> <td colspan="2">Sólidos solubles en solvente aromático</td> </tr> </tbody> </table>	Caracterización Fisicoquímica		Evidencia	Parámetros	Valor		Aceite (%)	98	Densidad (g/cc)	0.806	Temperatura (°F)	76	°API @ 60 °F	42.46	Asfaltenos (%)	0.2	Parafinas (%)	4.0	Agua (%)	1.8	Sólidos (%)	0.2	Sólidos solubles en solvente aromático																		
Caracterización Fisicoquímica		Evidencia																																								
Parámetros	Valor																																									
Aceite (%)	98																																									
Densidad (g/cc)	0.806																																									
Temperatura (°F)	76																																									
°API @ 60 °F	42.46																																									
Asfaltenos (%)	0.2																																									
Parafinas (%)	4.0																																									
Agua (%)	1.8																																									
Sólidos (%)	0.2																																									
Sólidos solubles en solvente aromático																																										
<p>El condensado del pozo A es de gas y condensado de 42.46 °API.</p>																																										
<p>2.- Pruebas de solubilidad</p>	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Intervalo (md)</th> <th>Sistema químico</th> <th>Solubilidad (%)</th> <th>Evidencia</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="3">6750-6800</td> <td>Acido Inorgánico Retardado Multifuncional (HCl 12%)</td> <td>98</td> <td rowspan="6"></td> </tr> <tr> <td>Acido Inorgánico Gelificado (HCl 12%)</td> <td>98</td> </tr> <tr> <td>Divergente Inorgánico (HCl 10%)</td> <td>98</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">6800-6850</td> <td>Acido Inorgánico Retardado Multifuncional (HCl 12%)</td> <td>99</td> </tr> <tr> <td>Acido Inorgánico Gelificado (HCl 12%)</td> <td>99</td> </tr> <tr> <td>Divergente Inorgánico (HCl 10%)</td> <td>99</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">6850-6900</td> <td>Acido Inorgánico Retardado Multifuncional (HCl 12%)</td> <td>98</td> <td rowspan="6"></td> </tr> <tr> <td>Acido Inorgánico Gelificado (HCl 12%)</td> <td>99</td> </tr> <tr> <td>Divergente Inorgánico (HCl 10%)</td> <td>99</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">6900-6950</td> <td>Acido Inorgánico Retardado Multifuncional (HCl 12%)</td> <td>97</td> </tr> <tr> <td>Acido Inorgánico Gelificado (HCl 12%)</td> <td>99</td> </tr> <tr> <td>Divergente Inorgánico (HCl 10%)</td> <td>99</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">6950-7000</td> <td>Acido Inorgánico Retardado Multifuncional (HCl 12%)</td> <td>97</td> </tr> <tr> <td>Acido Inorgánico Gelificado (HCl 12%)</td> <td>98</td> </tr> <tr> <td>Divergente Inorgánico (HCl 10%)</td> <td>99</td> </tr> </tbody> </table>	Intervalo (md)	Sistema químico	Solubilidad (%)	Evidencia	6750-6800	Acido Inorgánico Retardado Multifuncional (HCl 12%)	98		Acido Inorgánico Gelificado (HCl 12%)	98	Divergente Inorgánico (HCl 10%)	98	6800-6850	Acido Inorgánico Retardado Multifuncional (HCl 12%)	99	Acido Inorgánico Gelificado (HCl 12%)	99	Divergente Inorgánico (HCl 10%)	99	6850-6900	Acido Inorgánico Retardado Multifuncional (HCl 12%)	98		Acido Inorgánico Gelificado (HCl 12%)	99	Divergente Inorgánico (HCl 10%)	99	6900-6950	Acido Inorgánico Retardado Multifuncional (HCl 12%)	97	Acido Inorgánico Gelificado (HCl 12%)	99	Divergente Inorgánico (HCl 10%)	99	6950-7000	Acido Inorgánico Retardado Multifuncional (HCl 12%)	97	Acido Inorgánico Gelificado (HCl 12%)	98	Divergente Inorgánico (HCl 10%)	99
Intervalo (md)	Sistema químico	Solubilidad (%)	Evidencia																																							
6750-6800	Acido Inorgánico Retardado Multifuncional (HCl 12%)	98																																								
	Acido Inorgánico Gelificado (HCl 12%)	98																																								
	Divergente Inorgánico (HCl 10%)	98																																								
6800-6850	Acido Inorgánico Retardado Multifuncional (HCl 12%)	99																																								
	Acido Inorgánico Gelificado (HCl 12%)	99																																								
	Divergente Inorgánico (HCl 10%)	99																																								
6850-6900	Acido Inorgánico Retardado Multifuncional (HCl 12%)	98																																								
	Acido Inorgánico Gelificado (HCl 12%)	99																																								
	Divergente Inorgánico (HCl 10%)	99																																								
6900-6950	Acido Inorgánico Retardado Multifuncional (HCl 12%)	97																																								
	Acido Inorgánico Gelificado (HCl 12%)	99																																								
	Divergente Inorgánico (HCl 10%)	99																																								
6950-7000	Acido Inorgánico Retardado Multifuncional (HCl 12%)	97																																								
	Acido Inorgánico Gelificado (HCl 12%)	98																																								
	Divergente Inorgánico (HCl 10%)	99																																								
<p>Todas las muestras presentaron solubilidades del 97 a 99%, en presencia con los sistemas ácidos seleccionados.</p>																																										
<p>3- Pruebas de compatibilidad por emulsión</p>																																										
<p>Los sistemas ácidos y no ácidos son compatibles con el condensado del pozo</p>																																										
<p>4.- Prueba de Grabado a núcleo</p>	<table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">Sistema Ácido</th> <th colspan="2">Conductividad (md-ft)</th> <th>Evidencia</th> </tr> <tr> <th>Grabado Diferencial con fluidos de baja y alta viscosidad</th> <th>Cierre de fractura</th> <td rowspan="3"></td> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Acido Orgánico (9% Acético y 6% Fórmico)</td> <td>123,185</td> <td>25,549</td> </tr> <tr> <td>Acido Inorgánico Gelificado (HCl 12%)</td> <td>86,229</td> <td>48,504</td> </tr> <tr> <td>Acido Inorgánico Retardado Multifuncional (HCl 12%)</td> <td>20,120</td> <td>258,688</td> </tr> </tbody> </table>	Sistema Ácido	Conductividad (md-ft)		Evidencia	Grabado Diferencial con fluidos de baja y alta viscosidad	Cierre de fractura		Acido Orgánico (9% Acético y 6% Fórmico)	123,185	25,549	Acido Inorgánico Gelificado (HCl 12%)	86,229	48,504	Acido Inorgánico Retardado Multifuncional (HCl 12%)	20,120	258,688																									
Sistema Ácido	Conductividad (md-ft)		Evidencia																																							
	Grabado Diferencial con fluidos de baja y alta viscosidad	Cierre de fractura																																								
Acido Orgánico (9% Acético y 6% Fórmico)	123,185	25,549																																								
Acido Inorgánico Gelificado (HCl 12%)	86,229	48,504																																								
Acido Inorgánico Retardado Multifuncional (HCl 12%)	20,120	258,688																																								
<p>Los sistemas ácidos graban de manera efectiva la roca del núcleo de formación e incrementan la conductividad (k*h)</p>																																										

Figura 10. Pruebas de laboratorio.

Cédula del fracturamiento ácido encapsulado

Se seleccionaron los sistemas químicos siguientes para el fracturamiento ácido encapsulado del pozo A, con base a los resultados de las pruebas de laboratorio, los cuales se describen a continuación:

- 1) **Sistema ácido inorgánico retardado multifuncional (HCl 12%).** - Sistema ácido principal para tener un grabado de las caras de la fractura de mayor penetración.
- 2) **Sistema ácido inorgánico gelificado (HCl 12%).** - Sistema ácido para abrir la formación y grabar las caras de la fractura en la cercanía de la vecindad del pozo.
- 3) **Sistema divergente inorgánico (HCl 10%).** - Sistema ácido para bloquear temporalmente zonas ya grabadas por los sistemas ácidos principal y

secundario, y desviar las etapas siguientes a otras zonas no contactadas por los siguientes sistemas ácidos a bombear.

- 4) **Gel de fractura de baja carga polimérica (30 lb).** - Sistema químico para romper la formación, generar la hidráulica de la fractura y desplazar el carril de los sistemas ácidos y divergentes a zonas más profundas.
- 5) **Solvente aromático.** - Sistema no reactivo empleado para preparar a la roca en la acidificación y reacción de los sistemas ácidos.
- 6) **Gel lineal de baja carga polimérica (20 lb).** - Sistema químico para realizar el desplazamiento de los sistemas de tratamiento dentro de la fractura creada.

En la **Tabla 1**, se muestra la cédula del fracturamiento ácido encapsulado, aplicado al pozo "A" para el intervalo disparado 6770-6840 md (70 m).

 Cédula de Fracturamiento ácido pozo A en el intervalo 6770-6840 m de la formación KM-A.						
Etapa	Sistema	Gasto Liq (bpm)	Vol. Liq. (m ³)	Volumen acumulado (m ³)	Tiempo (min)	
1	1 Ácido Inorgánico Gelificado (HCl 12%)	6	10	10	10.48	
	2 Gel de fractura (30 lb)	8	15	25	11.79	
	3 Ácido Inorgánico Gelificado (HCl 12%)	10	20	45	12.58	
	4 Ácido Inorgánico Retardado Multifuncional (HCl 12%)	16	25	70	9.83	
	5 Divergente Inorgánico (HCl 10%)	17	10	80	3.70	
2	6 Gel de fractura (30 lb)	18	8	88	2.80	
	7 Ácido Inorgánico Gelificado (HCl 12%)	18	10	98	3.49	
	8 Gel de fractura (30 lb)	18	5	103	1.75	
	9 Ácido Inorgánico Gelificado (HCl 12%)	18	10	113	3.49	
	10 Ácido Inorgánico Retardado Multifuncional (HCl 12%)	18	25	138	8.74	
	11 Divergente Inorgánico (HCl 10%)	18	10	148	3.49	
3	12 Gel de fractura (30 lb)	19	8	156	2.65	
	13 Ácido Inorgánico Gelificado (HCl 12%)	19	10	166	3.31	
	14 Gel de fractura (30 lb)	19	5	171	1.66	
	15 Ácido Inorgánico Gelificado (HCl 12%)	19	10	181	3.31	
	16 Ácido Inorgánico Retardado Multifuncional (HCl 12%)	19	25	206	8.28	
	17 Divergente inorgánico (HCl 10%)	19	10	216	3.31	
4	18 Gel de fractura (30 lb)	20	8	224	2.52	
	19 Ácido Inorgánico Gelificado (HCl 12%)	20	10	234	3.15	
	20 Gel de fractura (30 lb)	20	5	239	1.57	
	21 Ácido Inorgánico Gelificado (HCl 12%)	20	10	249	3.15	
	22 Ácido Inorgánico Retardado Multifuncional (HCl 12%)	20	30	279	9.44	
	23 Solvente aromático	16	4.5	284	1.77	
	24 Solvente aromático	16	3.5	287	1.38	
	25 Gel Lineal (20 lb)	14	17	304	7.64	
	26 Gel Lineal (20 lb)	8	17	321	13.37	
	27 Paro de bombeo (observación del pozo)	0	0	321	20.00	

Tabla 1. Cédula del fracturamiento ácido encapsulado para el pozo A.

Como se puede apreciar en la **Tabla 1**, se consideraron cuatro etapas de sistemas químicos con tres divergencias debido a la longitud del intervalo (70 m), empleándose un total de 321 m³ de sistemas químicos, de los cuales únicamente se bombearon a la formación 284 m³ para acidificar las caras de la fractura creada. Los gastos de bombeo programados fueron de 6 a 20 bpm y en las últimas etapas (23,24,25 y 26), se consideró disminuir el gasto de inyección a 16, 14 y 8 bpm, con la finalidad

de aplicar la técnica CFA “Closure Fracture Acidizing”, para dar mayor tiempo de contacto de los sistemas ácidos en la vecindad de la fractura cercana al pozo e incrementar la conductividad ($k \cdot h$).

Se consideró dejar en contacto con la zona disparada 3.5 m³ de solvente aromático y desplazar los sistemas ácidos hacia la fractura creada con 34 m³ de gel lineal, se estimó un tiempo del tratamiento de 3:28 hrs: min y se consideró un tiempo de cierre de fractura de 20 min, con base al comportamiento de la evaluación del minifrac del pozo.

Simulación de las dimensiones de la fractura

La simulación de la cédula de fracturamiento ácido encapsulado se realizó con la aplicación de un software comercial, obteniéndose que derivado de la geomecánica de los esfuerzos de la roca, se desarrollaban dos fracturas en el intervalo disparado; la primera con un crecimiento mayor en altura con respecto a la segunda, dando como resultado los parámetros siguientes de las dimensiones de la fractura para cada una de ellas, **Figura 11**.

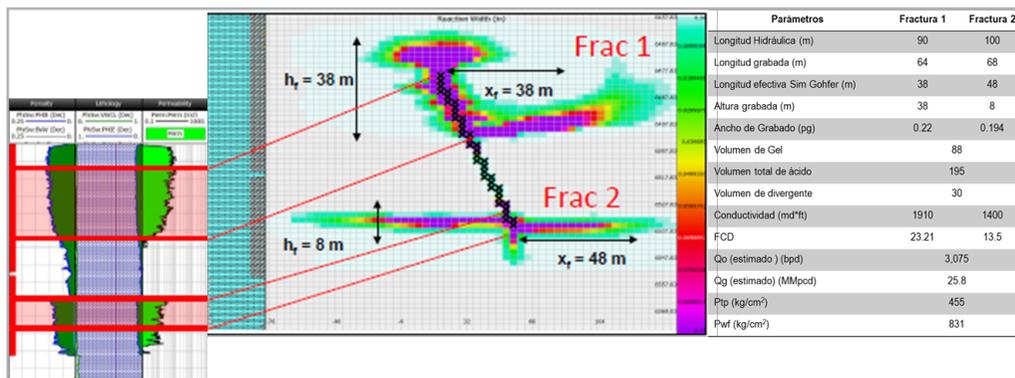


Figura 11. Simulación de las dimensiones del fracturamiento del pozo A.

Aplicación y monitoreo en campo

En la **Figura 12**, se muestra el comportamiento y desempeño de los sistemas químicos bombeados durante el fracturamiento con ácido encapsulado, donde se puede apreciar que al contactar los sistemas ácidos (A y D) a la formación se registran fuertes caídas de presión del orden de los 1500 hasta 4500 psi, producto del buen

desempeño de los sistemas en el grabado de las caras de la fractura creada, permitiendo con ello, incrementar los gastos de bombeo hasta 20 bpm. Por otra parte, los gels de fractura (C) intercalados envolviendo a los sistemas ácidos, permitieron que éstos alcanzaran una mayor penetración en las fracturas creadas, reflejándose como incrementos de presión al forzar su desplazamiento a zonas de mayor profundidad.

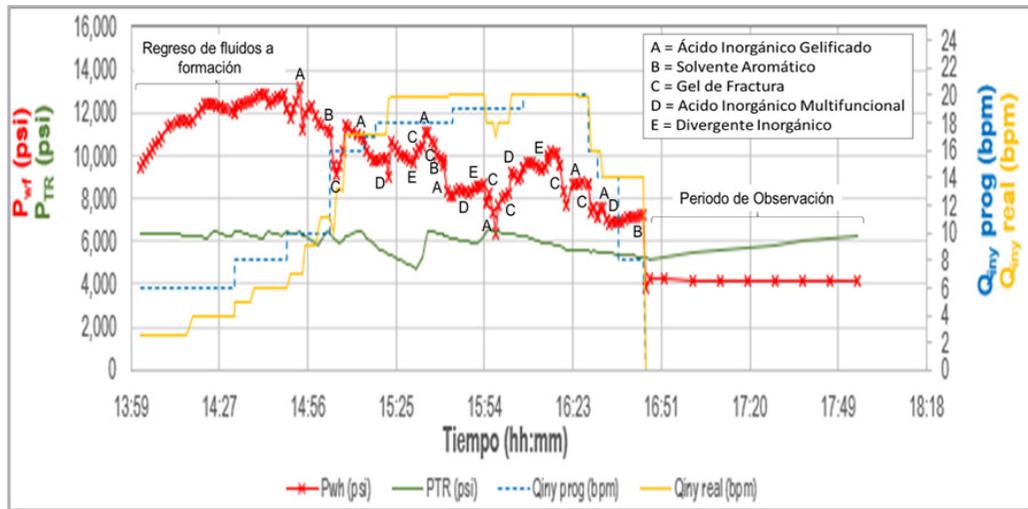


Figura 12. Gráfica del monitoreo del fracturamiento ácido encapsulado del pozo A.

En cuanto a los sistemas divergentes (E), se observan incrementos ligeros de presión a sus arrivos en la fractura, generando bloqueos y desvíos de los sistemas ácidos a otras zonas de las caras de la fractura no contactadas. Durante todo el fracturamiento se observó una disminución de la presión de inyección en superficie de 13,000 psi hasta 7500 psi, al término de la operación (42.3% de la presión máxima registrada en superficie). Al concluir el bombeo se registró un ISIP de 4,222 psi y se dió un tiempo de monitoreo de la presión en superficie, manteniéndose de manera estable.

Resultados

En la **Tabla 2** se muestran los resultados obtenidos de la simulación del diseño post-fractura realizada en el pozo

“A”, observándose que con la aplicación de la técnica de fracturamiento ácido encapsulado se lograron longitudes medias efectivas de grabado de 42 y 46 m, alturas de 36 y 10 m y conductividades de 1330 y 2880 md-ft respectivamente, superando con esto la producción de condensado de 2,217 bpd a 3,796 bpd (71% más del programado) y para el gas de 20 MMpcd a 29.7 MMpcd (48.5% más del programado). Estos resultados sustentan que esta técnica permite obtener mejores resultados de producción, con respecto a un fracturamiento ácido convencional. Lo ideal sería contar con pruebas de presión para verificar si efectivamente se logran alcanzar las longitudes medias efectivas y las conductividades que el software arroja, pero derivado al potencial del pozo y a que éstos son pozos estratégicos para México, en muy pocas ocasiones se autoriza el cierre de éstos para la toma de información.

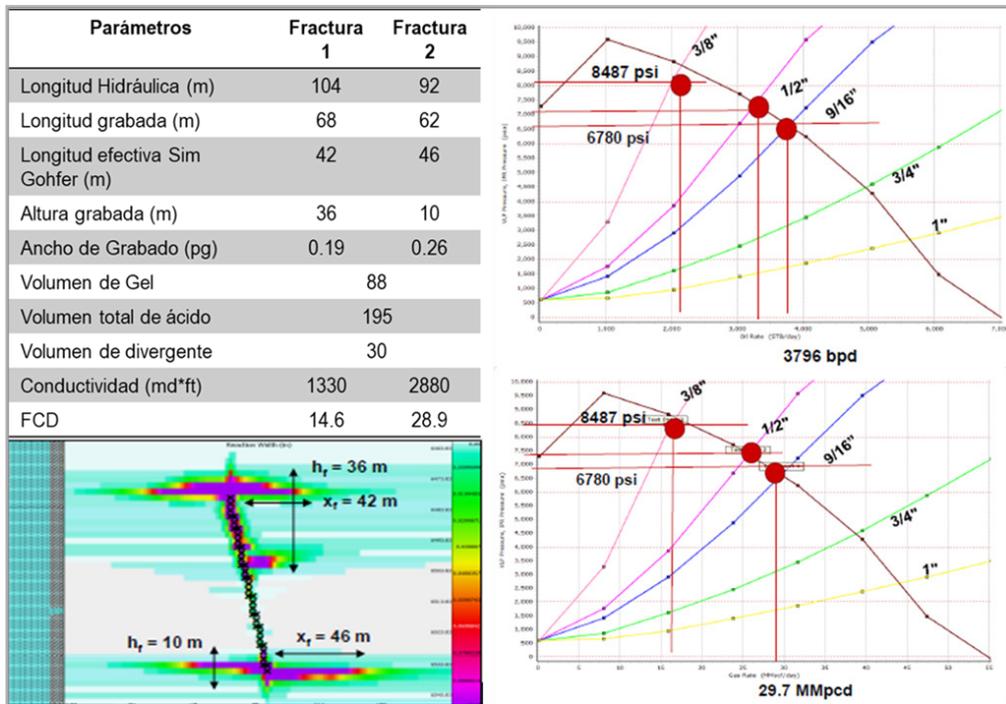


Tabla 2. Resultados del fracturamiento ácido encapsulado en el pozo A.

Conclusiones

Con las mejoras realizadas a los fracturamientos ácidos en pozos con HPHT y la aplicación de la técnica del concepto de ácido encapsulado, de acuerdo con la simulación y los resultados de campo, se obtuvieron los beneficios siguientes:

1. Mejora la productividad de los pozos al colocar de manera eficiente los sistemas ácidos en la fractura creada, permitiendo con ello obtener una mayor eficiencia en el grabado de la roca en formaciones carbonatadas de HPHT, de baja permeabilidad.
2. Control en la altura de la fractura, permitiendo alcanzar mayores longitudes de grabado en las caras de la fractura creada, obteniendo un desempeño mejor de la geometría de la fractura con respecto a una fractura convencional.
3. Mayores longitudes medias de grabado efectivo en la fractura creada, debido a la interdigitación con el gel de fractura y los trenes de ácidos en las diferentes etapas.
4. Utilizar sistemas ácidos de nueva generación, para reducir la velocidad de reacción por efectos de temperatura, logrando con ello, mayor contacto en

el yacimiento y penetración a lo largo de la fractura creada.

5. Esta técnica se ha aplicado en otros pozos con resultados favorables, optimizando los volúmenes de los sistemas químicos y mejorando la rentabilidad de las intervenciones.
6. Se recomienda implementar la técnica de fracturamiento ácido encapsulados a otros yacimientos de carbonatos de HPHT de baja permeabilidad, análogos o de desarrollo en México.

Referencias

1. Al-Anzi, E., Al-Mutawa M., Al-Habib N. et al. 2004. Reacciones Positivas en la Estimulación de Yacimientos Carbonatados. *Oilfield Review* **15** (4): 30-47.
2. Antuñano Muñoz, Y. de, Costa, M. L., Arévalo Villagrán, J. A. et al. 2010. Factores de Éxito en Operaciones de Fracturamiento Ácido a Pozos. Congreso Mexicano del Petróleo, Tampico, Tamaulipas, junio 2-5.
3. Antuñano Muñoz, Y. de y Bautista Torres, F. 2021. Fracturamientos en Yacimientos de Baja Permeabilidad.

- Estudio de Inteligencia Tecnológica, Villahermosa, Tabasco (octubre 2021).
4. Antuñano Muñoz, Y. de, González Chávez, M. A. y Bautista Torres, F. 2021. Análisis de los Métodos de Evaluación en Tiempo Real para la Remoción del Daño a la Formación, Utilizados en Tratamientos de Estimulación Matricial. Congreso Mexicano del Petróleo, Monterrey, N.L., noviembre 17- 20.
 5. Meng, H. Z. 1989. The Optimization of Propped Fracture Treatments. En *Reservoir Stimulation*, second edition, eds. M. J. Economides y K. G., 8-1 - 8-28. Englewood Cliffs, New Jersey: Prentice Hall.

Semblanza de los autores

Yuri de Antuñano Muñoz

Ingeniero Petrolero egresado de la Universidad Nacional Autónoma de México, con Mención Honorífica. El 22 de julio de 1984 ingresó al Instituto Mexicano del Petróleo en el Departamento de Desarrollo de Técnicas de Acondicionamiento de pozos de la División de Producción.

De 1995 a mayo del 2005, ocupó el cargo de Coordinador de Proyectos en el Área de Estimulación a Pozos en la Delegación Regional Zona Sur del IMP.

En mayo de 2005 ingresó a Petróleos Mexicanos para formar parte de la Subdirección Técnica de Explotación.

Durante su trayectoria profesional ha presentado diversos trabajos técnicos tanto en congresos nacionales como internacionales, asimismo, ha recibido diferentes reconocimientos por su sobresaliente actuación para la contribución al desarrollo y prestigio de la Industria Petrolera Mexicana.

Experto en estudios y análisis de productividad, estimulación y fracturamientos de pozos. Cuenta con los Diplomados en Administración de Negocios de Servicios y en Dirección y Administración de proyectos en el Instituto Tecnológico de Estudios Superiores de Monterrey.

Actualmente es Coordinador de Tecnología de Productividad de Pozos en la Gerencia de Innovación e Inteligencia Tecnológica de la STEP.

Miembro de la SPE.

Miguel Alejandro González Chávez

Ingeniero Petrolero con licenciatura y maestría en la Universidad Nacional Autónoma de México y doctorado en Louisiana State University.

Ingresó a Petróleos Mexicanos en 2005 al Área de Diseño en el Activo Aceite Terciario del Golfo.

De 2016 a la fecha ha participado en diversos proyectos relacionados con productividad de pozos a nivel PEP.

Actualmente labora en la Coordinación Tecnológica de Productividad de Pozos (CTPP) en la Gerencia de Innovación e Inteligencia Tecnológica, (GIIT) de la Subdirección Técnica de Exploración y Producción, (STEP).

Es miembro de la Society of Petroleum of Engineers, donde ha presentado diversas publicaciones.

Felix Bautista Torres

Ingeniero Petrolero egresado de la Universidad Nacional Autónoma de México, con Especialidad en Sistemas Artificiales de Producción.

Ha participado y contribuido por 15 años en diferentes proyectos de productividad de pozos y optimización de sistemas artificiales a nivel PEP. En 2010 fue responsable de productividad de pozos del Laboratorio de Campo Corralillo, y en 2012 coordinó 8 grupos multidisciplinarios de productividad de pozos en el ATG.

Formó parte del Proyecto Lakach en aguas profundas apoyando en los diseños de control de arena de las terminaciones del primer campo en aguas profundas.

En 2015 Líder de excelencia operativa del Proyecto de excelencia en la creación de valor de la producción en campos terrestres.

Actualmente forma parte de la Coordinación de tecnologías de producción y productividad de pozos como especialista de sistemas artificiales de producción.

Ha recibido diferentes reconocimientos en la industria petrolera, así como presentado diferentes ponencias en foros nacionales y publicado 17 artículos técnicos.

Recibió la medalla Juan Hefferan por parte de la AIPM-2022, por mejor trabajo técnico, CMP2021.

Juventino Bello Gutiérrez

Ingeniero Químico egresado de la Universidad Veracruzana Generación 1990-1995.

En septiembre de 1996 ingresó a la Corporación Mexicana de investigación en materiales, desarrollando sistemas químicos para el control bacteriano del agua de torres de enfriamiento de Petroquímica Escolin.

En octubre de 2000 trabajó en los laboratorios de Baker Petrolite realizando pruebas y evaluación de sistemas para estimulaciones de pozos de Región Norte.

En octubre de 2002 Ingres a la Unidad Operativa de Perforación y Mantenimiento de Pozos en Poza Rica en el área de Mantenimiento a la Producción como ingeniero de pozo.

En mayo de 2008 colabora en el Activo Aceite Terciario del Golfo, en el área de Terminación y Reparación de pozos en operaciones de fracturamientos ácidos y apuntalados.

En mayo de 2015 se integra al Activo de Producción Veracruz en el área de COIaP como especialista en fluidos de perforación y terminación de pozos atendiendo los pozos de los campos Gasífero, Bedel y El Treinta

En octubre de 2020 forma parte del Grupo Multidisciplinario Multifuncional Ixachi desarrollando actividades de supervisor de fluidos de perforación y terminación de pozos, así como, apoyo para el mantenimiento a la producción del APV realizando estimulaciones y fracturamientos ácidos en el campo Ixachi.

Cuenta con un Diplomado de Diseño de Terminación de pozos y Supervisor de Fluidos de Perforac.

Alejandro Javier Flores Nery

Forma parte del grupo de estimulaciones de Halliburton de México. Es asesor técnico en diseños de fracturamiento ácido.

Cuenta con más de 15 años de experiencia, trabajando en pozos con condiciones críticas como alta presión, alta temperatura que son características de los pozos ubicados en la Región Norte y Sur de México y zona Este y Oeste de Venezuela, Argentina y Colombia.