

Aplicación de sistemas quelantes para la remoción del daño y mejoramiento de producción de un pozo Exploratorio

Yuri de Antuñano Muñoz
yuri.deantunano@pemex.com

Jaime Efraín Acosta Narváez
jaime.efrain.acosta@pemex.com

Esmer Orlando Rivas Reyes
esmer.orlando.rivas@pemex.com
Pemex Exploración y Producción

Mirentxu Losada Barriola
Mlosada@slb.com

Artur Willian Milne
Schlumberger

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

Resumen

En este artículo se presenta el proceso integral realizado al pozo exploratorio A para la remoción del daño a la formación y mejoramiento de la productividad, mediante la aplicación de un tratamiento de estimulación a base de sistemas quelantes, dando como resultado la reducción del daño a la formación de +9.6 a +1.5, incrementando la producción de 1,381 bpd a 3,089 bpd por estrangulador de ½". El éxito del tratamiento de estimulación del pozo, se basó en cuatro factores fundamentales: 1) Identificación del tipo y mecanismo de daño; 2) Selección de sistemas químicos, mediante pruebas de laboratorio; 3) Utilización de quelantes como fluido principal y 4) Determinación de volúmenes de sistemas y diseño de la cédula de tratamiento de estimulación a aplicar al pozo. El análisis e interpretación de la curva de incremento de presión, permitió identificar y cuantificar que la formación productora se encontraba dañada ($s=+9.6$), generando con ello la planeación de un programa de trabajo multidisciplinario, consistente en tres acciones: 1.- Identificar el tipo y mecanismo de daño presente en la formación, 2.- Seleccionar sistemas químicos para la remoción del daño a la formación a condiciones de alta presión y alta temperatura y 3.- Diseñar un tratamiento de estimulación ad hoc para mejorar la producción de hidrocarburos del pozo.

Para la identificación del tipo y mecanismo de daño, se recuperaron muestras de recortes de canal, lodo de perforación (emulsión inversa) y aceite del pozo, las cuales se sometieron a pruebas de laboratorio, para simular el daño generado por las pérdidas de lodo registradas durante la perforación, así como determinar la compatibilidad con sistemas químicos ácidos y no ácidos. La selección del sistema químico para acidificar la formación productora se realizó considerando la velocidad de reacción del sistema ácido a una temperatura de 158 °C, obtener una mayor penetración en la formación, facilidad de retorno y reducir el tiempo de limpieza del pozo, optándose por seleccionar un sistema a base de quelantes.

Las pruebas de laboratorio permitieron la selección de los sistemas óptimos y definir su secuencia de colocación en la formación. Los volúmenes de tratamiento se determinaron considerando un radio de invasión de 5.2 ft (1.58 m) y la cédula de tratamiento se realizó en tres etapas, obteniendo con ello un incremento de producción adicional de 1,708 bpd. Después de más de 1 año de estimulado el pozo, presenta una acumulada de 2.59 Millones de barriles de aceite

y su producción es de 5,491 bl/d por estrangulador de 7/8". Derivado de los resultados obtenidos con este pozo, se tiene programado el desarrollo del campo con la perforación de seis pozos para explotar las formaciones del Jurásico Kimmeridgiano y Cretácico Medio, así como utilizar en caso necesario la misma técnica de estimulación.

Palabras clave: Daño, estimulación, quelantes.

Application of chelating systems for the removal of the damage and improvement of production of an exploratory well

Abstract

In this article, the integral process carried out exploration well A for the removal of formation damage and improving productivity through the application of a stimulation treatment based chelating systems, resulting in harm reduction presents the formation of +9.6 to +1.5 and increasing production of 1,381 bpd to 3,089 bpd by ½" choke. The success of well stimulation treatment was based on four key factors: 1) Identification of the type and mechanism of injury; 2) Selection of chemical systems through laboratory tests; 3) Use of chelating main fluid and 4) Determination of system volumes and design of the certificate of stimulation treatment to be applied to the well. The analysis and interpretation of the curve of increasing pressure, allowed to identify and quantify the producing formation ($s = + 9.6$) was damaged, there by generating the planning of a multidisciplinary program of work consisting of three actions: 1. identify the type and mechanism of damage present in the formation, 2. Select chemical systems for the removal of formation damage to conditions of high pressure and high temperature 3. Design an ad hoc stimulation treatment to improve production hydrocarbons from the well.

For identifying the type and mechanism of injury, samples cuts channel, drilling mud (invert emulsion) and oil well, which were subjected to laboratory tests to simulate the damage generated mud losses registered recovered during drilling, as well as, determine compatibility with acids and non-acidic chemical systems. The selection of the chemical system to acidify the producing formation was made considering the reaction rate of acid system at a temperature of 158 ° C, to obtain greater penetration into the formation, ease of return and reduce the cleaning time well, which ever selecting a system based chelating.

Laboratory tests allowed the selection of optimal systems and define the sequence of placing these in training. Treatment volumes were determined considering invasion within 5.2 ft (1.58 m) and the schedule of treatment was carried out in three stages, thereby obtaining an increase in additional production of 1,708 bpd. After more than 1 year stimulated the well has a cumulative 2.59 million barrels of oil and production is 5,491 bl / d by 7/8 choke ". Derived from the results obtained with this well, it is scheduled field development drilling wells to tap 6 formations Kimmeridgian and Middle Cretaceous and, if necessary uses the same technique of stimulation.

Keywords: Damage, stimulation, chelating.

Introducción

La mayoría de la producción de hidrocarburos en el Sur de Mexico proviene principalmente de formaciones de carbonatos naturalmente fracturados de profundidades mayores a los 5000 m, temperaturas por arriba de los 150 °C, con alto contenido de arcillas (3-10%), porosidades de entre 4 y 12 % y permeabilidades de entre 10 y 200 md¹.

Estos yacimientos requieren ser estimulados para poder producir y los tratamientos son repetidos periódicamente para restituir, mantener y mejorar la producción.

A medida que los pozos se vuelven más profundos y aumenta su temperatura, crece la necesidad de contar con nuevos desarrollos tecnológicos de sistemas químicos para la acidificación matricial a condiciones de alta temperatura. La

utilización de sistemas ácidos para mejorar la productividad de los pozos, se vuelve todo un reto para acidificar la roca, rebasar el daño en la formación productora y crear agujeros de gusano de mayor penetración, a condiciones críticas de temperatura.

El impacto de los resultados en la acidificación de formaciones carbonatadas de alta temperatura, depende de la selección del tipo de sistema ácido a ser utilizado y de la identificación del tipo y mecanismo de daño a la formación.

El proceso de acidificación opera sobre la formación, cerca del pozo, para rebasar el daño o disolverlo. La elección del tipo de tratamiento depende de varios factores entre los que se encuentran la geología de la formación, las historias de perforación, terminación, producción y los objetivos de las operaciones de intervención realizadas al pozo. Por otra parte, la validación de la información existente, la toma de información adicional y las pruebas de laboratorio, permiten identificar la causa raíz de la disminución de la producción y establecer la técnica y los sistemas químicos requeridos para reducir o eliminar el daño a la formación².

Las técnicas de acidificación de la matriz desempeñan un rol importante para las compañías petroleras para mantener, restituir y/o mejorar las plataformas de producción de los campos. La presión ejercida sobre los especialistas en tratamientos de acidificación, para desarrollar nuevas formulaciones de sistemas químicos y técnicas de tratamiento para dar respuesta a la acidificación de formaciones de alta temperatura.

El empleo de ácidos minerales convencionales tales como el HCl, a temperaturas superiores a los 93 °C, tienden a presentar velocidades de reacción muy rápidas, haciendo que el ácido se consuma en la cercanía de la cara de la formación, reduciendo la efectividad del desarrollo de los agujeros de gusano y la penetración.

Por otra parte, las regulaciones de protección ambiental cada día son más estrictas, requiriendo la necesidad de contar con sistemas químicos que planteen menos riesgos de seguridad y medio ambiente, tal es el caso de los sistemas quelantes, los cuales por su naturaleza propia son libres de ácido, trayendo como beneficios la reducción en la corrosión de las tuberías de producción y terminación, mayor penetración y longitud de agujeros de gusano y menor tiempo de retorno de los fluidos de reacción³.

En este artículo se presenta la aplicación y beneficios obtenidos con el uso de la tecnología de sistemas químicos quelantes, para la remoción del daño a la formación ocasionada por las pérdidas de lodo de emulsión inversa y el mejoramiento de la producción del pozo Exploratorio A.

Problemática

La exploración de nuevas estructuras geológicas para el desarrollo de yacimientos naturalmente fracturados en la Región Sur de México, presenta un gran reto para su explotación, debido a la alta profundidad de las formaciones productoras (más de 6000 m), composición mineralógica de las rocas (calizas-dolomitizada con altos contenidos de intercalaciones de arcillas), temperaturas de formación críticas mayores a los 150°C y daños a la formación altos (mayores de +5) debido a las pérdidas de los fluidos de perforación (lodos de emulsión inversa) y el uso de obturantes para su control.

Debido a las altas temperaturas de las formaciones productoras, los sistemas ácidos convencionales (HCl), presentan grandes desventajas para acidificar eficientemente este tipo de formaciones, así como, remover y/o rebasar el daño a la formación, debido a que su velocidad de reacción se acelera con el incremento de la temperatura, dando como resultado una fuerte disolución en la cara de la formación, pero una pobre penetración y creación de agujeros de gusano, así como el riesgo de una corrosión incontrolable³.

Para hacer frente a lo anterior, la ingeniería de la acidificación ha desarrollado nuevos sistemas químicos a base de quelantes libres de ácido, para disminuir los efectos de la temperatura en cuanto a la velocidad de reacción se refiere, así como generar agujeros de gusano de mayor penetración, reducir y controlar los efectos de corrosión de las tuberías y minimizar los tiempos de limpieza post-tratamiento.

Desarrollo del pozo Exploratorio A

El pozo exploratorio A inició su perforación el 15 de diciembre de 2012, con la finalidad de evaluar las formaciones del Jurásico Superior, Kimmeridgiano y Tithoniano, así como el Cretácico, **Figura 1**.

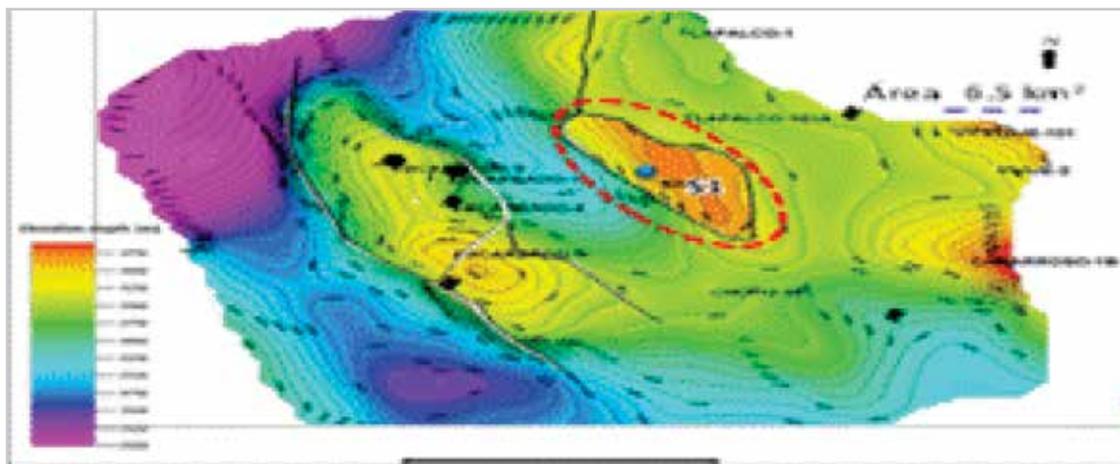


Figura 1. Configuración estructural.

Etapas de perforación y terminación

Durante la perforación de las formaciones del Cretácico Medio y Jurásico Superior Kimmeridgiano, etapa de 5 7/8", se registró un total de pérdidas de lodo de emulsión inversa

de densidad de 1.10 g/cm³ de 225 m³, en el intervalo 5125-5274 md, siendo necesario para su control utilizar baches viscosos con 30 kg/m³ de obturantes de carbonato de calcio (CaCO₃) de grano fino y medio, **Figura 2**.

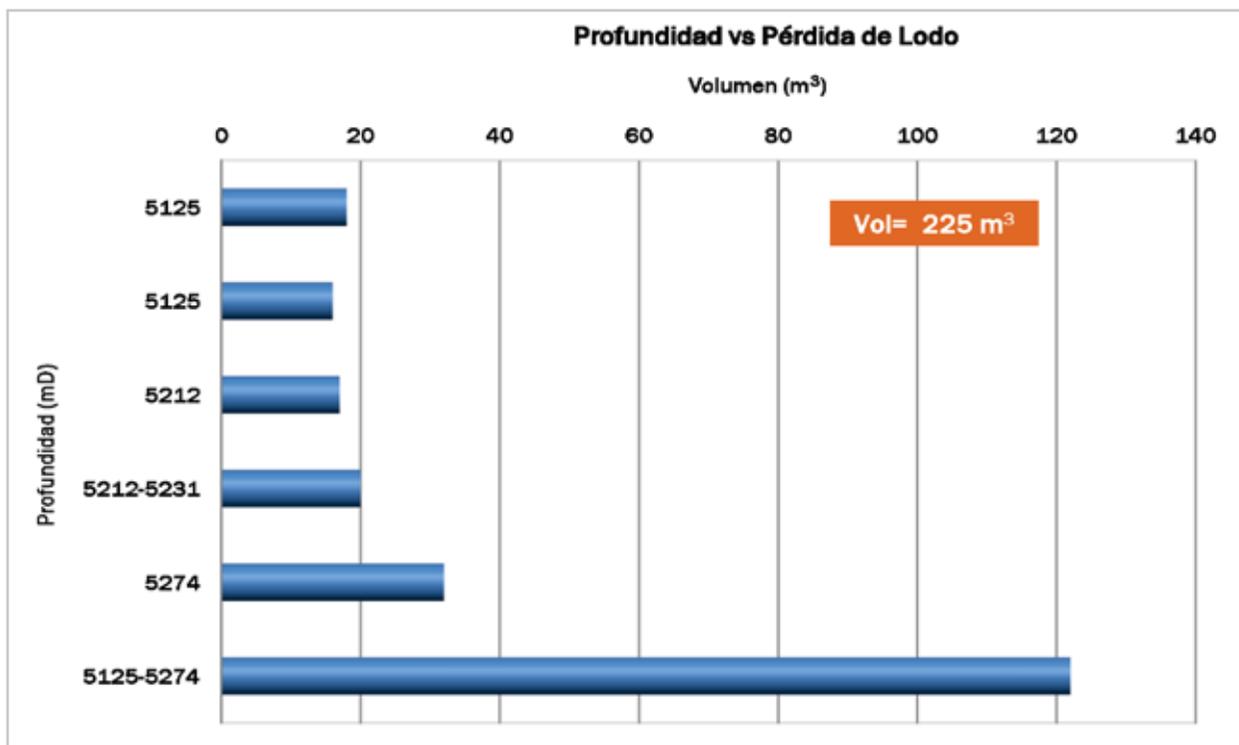


Figura 2. Cuantificación de pérdidas de lodo en etapa de 5 7/8".

El pozo fue terminado en liner colgado de 5" y disparado bajo balance, con pistolas Power Jet Omega de 2", 20 c/m y fase 60°, en los intervalos 5130-5155 y 5190-5217 md,

correspondientes a las formaciones Jurásico Superior Kimmeridgiano y Tithoniano, **Figura 3**.

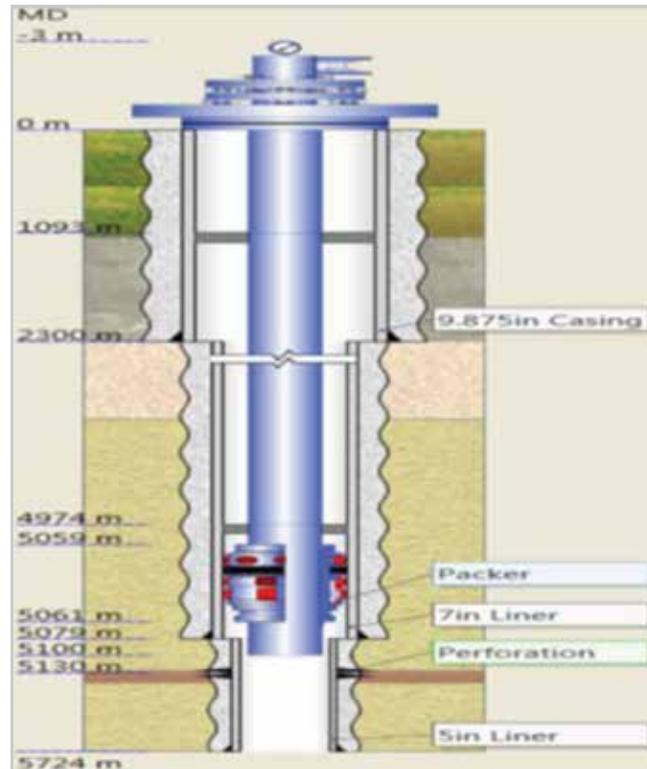


Figura 3. Estado mecánico.

Al inducir el pozo con tubería flexible (TF) y nitrógeno, se observó parcialmente desalojo de lodo de emulsión inversa, pero sin manifestar producción de hidrocarburos, debido al daño a la formación ocasionado por el lodo y los obturantes utilizados para su control.

Limpieza del pozo y la formación

Con el objeto de reducir el daño a la formación, se aplicaron dos tratamientos de estimulación no reactivos a base de solventes aromáticos. El primero con el objeto de limpiar el pozo mediante el uso de TF, nitrógeno y solvente con pozo abierto y posteriormente colocar un bache de 5 m³ de solvente en la zona disparada. El segundo tratamiento consistió en bombear en directo 20 m³ de solventes aromáticos contra formación, a un gasto de 2 a 3 bpm y dando un reposo de 4 hrs., a fin de disolver la parte oleosa del lodo de emulsión inversa, restituir la mojabilidad de la roca, romper emulsiones creadas entre el lodo y los fluidos del yacimiento y preparar a la roca para la acidificación.

De los resultados obtenidos de los tratamientos aplicados, el pozo registró una baja producción de aceite (400 bpd) con respecto a la producción de pozos de correlación (2500 bpd), decidiéndose efectuar una prueba de incremento de presión, a fin de conocer la presión del yacimiento (P_{ws}), el valor de daño (s) y la capacidad de flujo (kh).

Interpretación de curva de decremento e incremento de presión

Con sonda de alta resolución de presión y temperatura a la profundidad de 5155 md (5090 mv), se realizó curva de decremento con estrangulador de ¼", registrándose un gasto de aceite de 873 bpd, gasto de gas de 1.75 MMpcd, flujo fraccional de agua de 0.10% y una relación gas aceite (RGA) de 376 m³/m³ por un periodo de 12 horas. Posteriormente se cerró pozo y efectuó curva de incremento de presión por seis horas, alcanzándose flujo pseudoestacionario. La prueba se ajustó a un modelo radial homogéneo con límite de falla simple semipermeable y se determinó una

presión de yacimiento de 501 kg/cm², permeabilidad (k) de 3.7 md, con un kh de 485 md-ft y un valor de daño (s) de +9.6, corroborando con ello que la formación se encontraba dañada, **Figura 4**.

Para eliminar el daño a la formación se decidió diseñar y aplicar un tratamiento de estimulación simultáneo no-reactivo y reactivo, considerando un sistema reactivo para altas temperaturas, a fin de mejorar la producción del pozo.

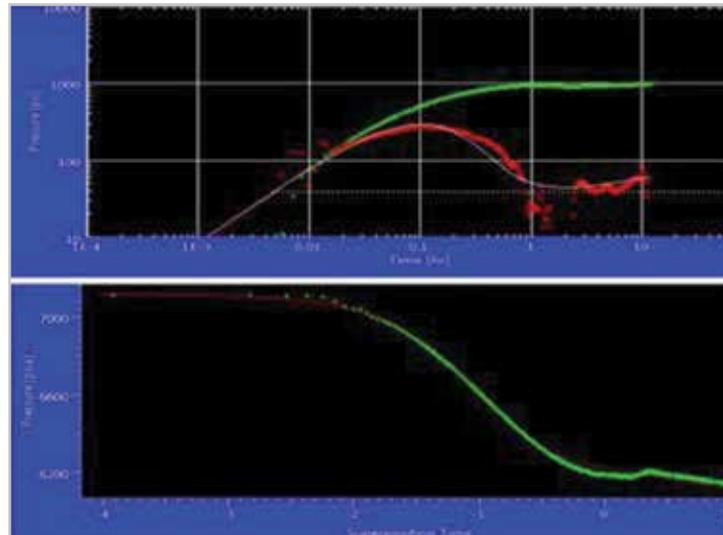


Figura 4. Interpretación y ajuste de la prueba de presión.

Selección de sistema ácido

Para seleccionar el tipo de sistema ácido a emplear en el tratamiento de estimulación del pozo, se consideraron tres factores críticos: 1) la alta temperatura de la formación (158 °C), 2) la composición mineralógica de la roca (70% de dolomías y 6% de arcillas) y 3) crear agujeros de gusano de mayor profundidad para rebasar el daño a la formación.

Por otra parte, en general un tratamiento efectivo se caracteriza por requerir el menor volumen de fluido de estimulación para crear agujeros de gusano dominante (la cual es una función del fluido reactivo utilizado, gasto de bombeo y temperatura de fondo). Los sistemas con ácido clorhídrico (HCl), poseen alta capacidad de disolución y velocidad de reacción a altas temperaturas, dando como resultado la disolución en la cara de la formación, opuesto a la creación de agujeros de gusano, y corrosión incontrolable. En el caso de los ácidos orgánicos (acético y fórmico), presentan una baja velocidad de corrosión y una moderada capacidad de disolución, con velocidades de reacción relativamente moderadas en comparación a los sistemas con HCl, resultando de igual manera en una disolución a la roca de poca penetración a altas temperaturas. Adicionalmente, la presencia de arcillas reduce la capacidad de disolución de los ácidos.

Con base a lo anterior y de acuerdo a una revisión técnica de publicaciones en torno a la acidificación de formaciones con alto contenido de dolomías y a condiciones de alta temperatura y presión, se identificó el desarrollo de un nuevo sistema libre de ácido denominado quelante⁴.

Con base a la ficha técnica de este nuevo desarrollo de sistema quelante, se identificaron los siguientes beneficios: reducción en problemas de corrosión a las tuberías, estabilidad a temperaturas mayores a los 300 °F (149 °C), incremento en la efectividad de generación de agujeros de gusano a mayor profundidad y con menor volumen de sistema en comparación a los sistemas ácidos convencionales y menor tiempo de limpieza del pozo post-tratamiento.

Por otra parte, de los resultados experimentales publicados por Husen en 2002, referente al volumen poral requerido para atravesar un núcleo con diferentes sistemas ácidos (HCl, acético, fórmico y quelante) a temperatura de 350 °F (176 °C) y a diferentes gastos de bombeo, **Figura 5**, permitieron demostrar la efectividad de los sistemas quelantes con respecto a los demás sistemas ácidos, requiriéndose un volumen mucho menor para lograr el mismo propósito⁵.

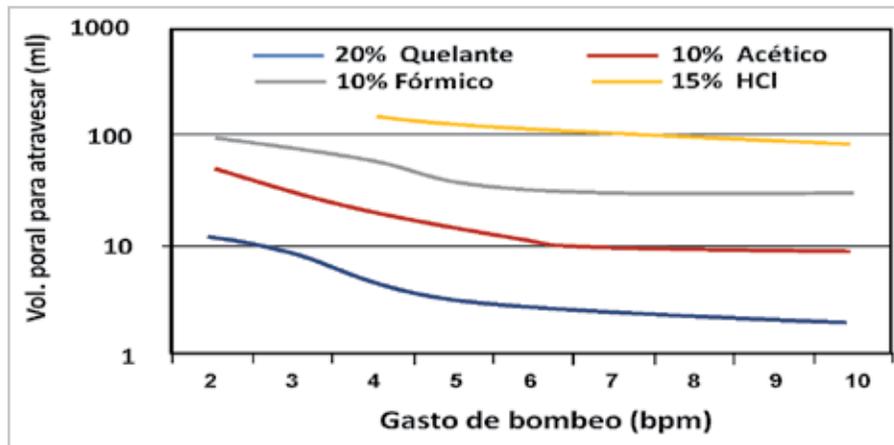


Figura 5. Eficiencias de ácidos vs gasto de bombeo.

Con base en lo anterior, se seleccionó emplear para el tratamiento del pozo este nuevo desarrollo de sistema quelante.

Sistema quelante para alta temperatura

El sistema quelante seleccionado para el tratamiento, es un fluido eficiente para estimulaciones en pozos de alta temperatura (150-200°C), en formaciones de carbonatos y remoción de incrustaciones de calcita, donde los sistemas HCl no son recomendables, debido a la severidad de la corrosión a la tubería y equipo, así como la agresividad de la reacción. Es un sistema libre de ácido con un pH de 5.5 (no requiere un ajuste de pH), por lo que se tiene menor riesgo en el mezclado y manejo en pozo, impacto ambiental y corrosión a tuberías y equipo superficial y mayor eficiencia de otros sistemas ácidos convencionales⁶.

Pruebas de laboratorio

Considerando que la formación se encontraba dañada ($s=+9.6$), se decidió realizar pruebas de laboratorio para

simular el daño presente en la formación, así como seleccionar los sistemas químicos óptimos a emplearse en la acidificación de la formación. Se recuperaron muestras de lodo de perforación y recortes de canal en la zona de interés a estimular (5125-5217 md), así como se recuperó muestra de aceite del pozo. Se efectuaron pruebas de compatibilidad entre el lodo de perforación-recortes-aceite y sistemas químicos (quelantes, ácidos orgánicos, divergentes ácidos a base de fibras y solventes aromáticos), a fin de simular el daño a la formación y qué comportamiento se tendría en contacto con los diferentes sistemas a evaluar; los resultados indicaron que los sistemas ácidos al contacto con el lodo y los recortes de formación, generan una fuerte emulsión estable y difícil de remover, la cual no pasa por malla 100, **Figura 6**. En el caso de los solventes aromáticos, éstos permiten romper la fase oleosa del lodo, liberando los sólidos (barita y obturantes), permitiendo con ello considerar en el diseño de tratamiento el bombeo de solventes aromáticos primero, seguido del sistema quelante seleccionado.



Figura 6. Prueba de compatibilidad lodo-recortes y sistemas ácidos y no ácidos.

Los resultados de las pruebas de solubilidad de los recortes de canal en contacto con el sistema quelante, indicaron una alta solubilidad del orden del 92%.

En cuanto a la compatibilidad por emulsión con los sistemas evaluados, los tiempos de rompimiento fueron cortos (5 min), fases bien definidas y sin formar lodo asfáltico.

Las pruebas de laboratorio permitieron identificar los daños siguientes a la formación, ocasionados por las pérdidas del lodo durante la perforación:

1. Cambios en la mojabilidad de la roca por lodo de emulsión inversa (formación mojada por aceite).
2. Emulsiones estables formadas por lodo de perforación y los fluidos del yacimiento.
3. Taponamiento de fracturas y/o micro-fracturas abiertas, por sólidos de lodo y obturantes de CaCO_3 , empleados para control de las pérdidas.

Con base en los resultados obtenidos a nivel laboratorio, se seleccionaron 3 sistemas químicos para la estimulación del pozo: 1) Solvente aromático (para restablecer la mojabilidad de la roca, romper la fase oleosa del lodo, romper emulsiones creadas entre el lodo y los fluidos del yacimiento y preparar a la roca para la acidificación),

2) Sistema quelante (fluido principal para acidificar la formación a alta temperatura) y 3) Divergente a base de fibras (para efectuar divergencias durante el tratamiento y acidificar las zonas de interés). Así mismo, se consideraron dos baches separadores para ser intercalados entre el sistema divergente y el solvente aromático.

Diseño de estimulación

Para realizar el diseño del tratamiento de estimulación se consideró importante determinar el radio de invasión del lodo en la formación, el volumen de sistemas químicos a emplear y la técnica de aplicación, (cédula de tratamiento).

Cálculo del radio de invasión del lodo

Con el registro de las pérdidas de lodo de emulsión inversa en los 134 m de agujero descubierto (225 m^3), se determinó el radio de invasión del lodo en la formación, aplicando la ecuación siguiente:

$$rd = \sqrt{\frac{\text{Volumen}}{\pi h \phi} + rw^2}$$

Determinándose un radio de invasión de 10.8 ft (3.29 m), **Figura 7.**

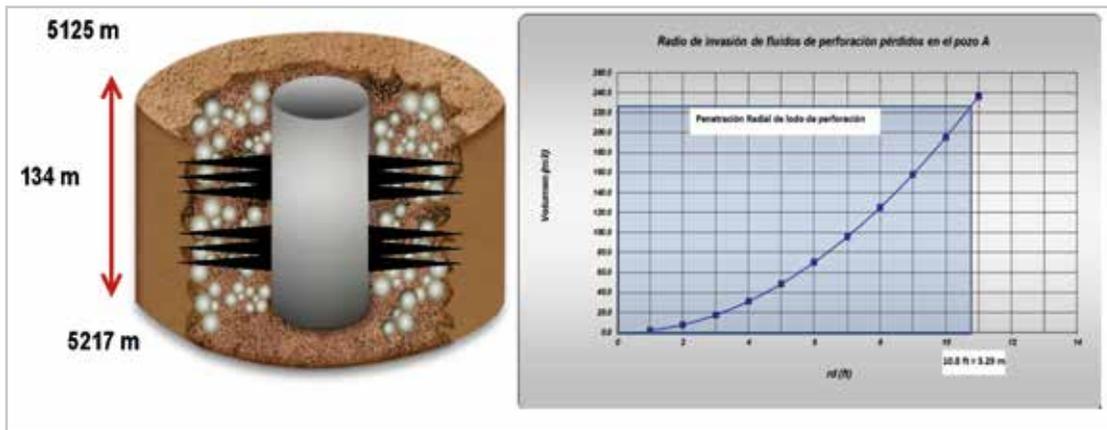


Figura 7. Radio de invasión del lodo.

Cálculo del volumen de los sistemas químicos

Del análisis del comportamiento del pozo después de la aplicación de los tratamientos con solventes aromáticos considerando que los pozos de correlación ya presentaban corte de agua del 20%, se calculó un volumen total de los sistemas químicos para obtener un radio de penetración radial de 5.2 ft (1.38 m), para los 134 m de intervalo de agujero descubierto expuesto, obteniéndose un volumen de 52 m³ (20 m³ de solvente aromático, 22 m³ de sistema quelante, 8 m³ de sistema divergente y 2 m³ de bache separador).

Cédula de tratamiento

La cédula de tratamiento consistió en tres etapas, a gastos de bombeo de 3 a 4 bpm y nitrogenada a calidades de 25, 37, 41 y 49%, con el objeto de proporcionar una energía adicional al yacimiento para el desalojo de los fluidos de reacción y reducir el tiempo de limpieza del pozo. Para el desplazamiento de los sistemas de tratamiento se utilizaron 5600 m³ de nitrógeno, únicamente para desplazar hasta la profundidad de 5,130 md (cima del intervalo superior) y dejar en el pozo y en la cara de los intervalos disparados en seno de solvente aromático. En la **Tabla 1** se muestra la cédula de tratamiento de estimulación aplicada.

Tabla 1. Cédula de tratamiento.

Etapa	Sistema	Volumen (m ³)	Gasto (bpm)	R (m ³ /m ³)	Calidad (%)	QN ₂ (m ³ /min)	Vol N ₂ (m ³)	Vol. Acum. N ₂ (m ³)	Vol. Acum. Líq (m ³)	Tiempo (min)
1	Solvente Aromático	6	3	83	25	40	498	498	6	12.58
2	Quelante	8	3	83	25	40	664	1162	14	16.78
3	Divergente (fibras)	4	3	146	37	70	584	1746	18	8.39
4	Bache separador	1	3	146	37	70	146	1892	19	2.10
5	Solvente Aromático	6	3	146	37	70	876	2768	25	12.58
6	Quelante	7	4	173	41	110	1211	3979	32	11.01
7	Divergente (fibras)	4	4	173	41	110	692	4671	36	6.29
8	Bache separador	1	4	236	49	150	236	4907	37	1.57
9	Solvente Aromático	5	4	236	49	150	1180	6087	42	7.86
10	Quelante	7	4	236	49	150	1652	7739	49	11.01
11	Solvente Aromático	3	4	236	49	150	708	8447	52	4.72
12	Desplazamiento					150	5600	14047		37.33
										132.22
										2 hrs, 12 min

Conclusiones

Del análisis de los resultados obtenidos del pozo, se concluyó lo siguiente:

- Las pérdidas de lodo registradas durante la perforación en la zona de interés, ocasionaron un fuerte daño a la formación.
- La toma de información e interpretación de las curvas de decremento e incremento de presión permitieron corroborar que la formación se encontraba dañada ($s=+9.6$).
- La simulación del daño a nivel laboratorio, permitió identificar los daños generados a la formación, seleccionar los sistemas químicos a ser empleados y definir la técnica de colocación y bombeo de los mismos.
- La aplicación del nuevo desarrollo de sistema quelante, libre de ácido, fue un factor clave en el éxito en la acidificación de la formación a condiciones de alta temperatura (158 °C).
- El uso del sistema quelante permitió desarrollar agujeros de gusano más profundos en la formación, reducir y/o mitigar los efectos de corrosión a las tuberías, así como, reducir los tiempos de limpieza del pozo en comparación de los sistemas ácidos convencionales.
- La toma de información post-tratamiento (curva de decremento), verificó el éxito del tratamiento y la efectividad del sistema quelante empleado como sistema principal, reduciendo el daño a la formación a $s = +1.5$, $k = 25$ md y $kh = 3690$ md-ft, mejorando sustancialmente la producción del pozo.
- Después de más de 1 año estimulado el pozo, presenta una acumulada de 2.59 Millones de barriles de aceite y su producción actual es de 5,491 bpd.
- Derivado de los resultados obtenidos con el pozo Exploratorio A, se tiene programado el desarrollo del campo con la perforación de seis pozos, para explotar las formaciones del Jurásico Kimmeridgiano y Cretácico Medio, así como utilizar en caso necesario la misma técnica de estimulación y el sistema quelante empleado.

Nomenclatura

Pws	Presión de yacimiento (psi)
S	Daño (adimensional)
Kh	Capacidad de flujo (md-ft)
rd	Radio de daño (ft)
Vp	Volumen de fluido perdido (ft ³)
rw	Radio del pozo (ft)
ϕ	Porosidad promedio de la formación, (fracción)
h	Espesor a ser estimulado (ft)

Agradecimientos

A todos los ingenieros del Proyecto Delta de Grijalva y compañías de servicio, ya que su apoyo y ayuda para el desarrollo de este artículo fue muy importante.

Referencias

- Al-Harthy, S., Bustos, O.A., Samuel, M. et al. 2009. Opciones para la Estimulación de Pozos de Alta Temperatura. Oilfield Review 20 (4): 52-63. http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish09/spr09/opciones_para_la_estimulacion.pdf (Fecha de acceso: 1 de junio de 2015).
- Ali, A.H.A., Frenier, W.W., Xiao, Z. 2002. Chelating Agent-Based Fluids for Optimal Stimulation of High-Temperature Wells. Presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, septiembre 29-octubre 2. SPE-77366-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/77366-MS>.
- De Antuñano, Y., Losada, M.A. y Milne, J. 2015. Stimulating High-Temperature Dolomitic Limestone Reservoirs with Chelant Fluids. Artículo presentado en SPE European Formation Damage Conference, Budapest, Hungría, junio 3-5. SPE-174167-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/174167-MS>.
- Hoefner, M.L. y Fogler, H.S. 1986. Fluid-Velocity and Reaction-Rate Effects During Carbonate Acidizing: Application of Network Model. SPE Prod Eng 4 (1): 56-62. SPE-15573-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/15573-PA>.

Mahmoud, M.A., Mohamed, I.M., Nasr-El-Din, H.A. et al. 2011. When Should We Use Chelating Agents in Carbonates Stimulation? Artículo presentado en SPE/DGS Saudi Arabia Section Technical Symposium and Exhibition, Al-Knobar, Arabia Saudita, mayo 15-18. SPE-149127-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/149127-MS>.

Technical Shell NARS 400*: Sistema no Ácido Quelante de Alta Temperatura. Schlumberger.

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 ingresa a Petróleos Mexicanos para formar parte de la Subdirección técnica de explotación.

De mayo de 2005 a 2015, ha dado soporte técnico a diferentes Activos de PEP en el análisis, diagnóstico y diseño de tratamientos de estimulaciones a pozos, para el mejoramiento de la productividad

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

Es Líder de la Red de Especialistas de Productividad de Pozos en PEP y actualmente trabaja en la Subdirección de Gestión de Recursos Técnicos para la iniciativa de la Dirección General de PEP de Excelencia de la Producción y en la Estrategia Nacional de Productividad de Pozos.

Es miembro activo de la SPE.

Jaime Efraín Acosta Narváez

Ingeniero Industrial-Químico, egresado del Instituto Tecnológico de Villahermosa.

Inició su carrera profesional en el Instituto Mexicano del Petróleo en el Grupo "Tecnología Nuclear", en 1996.

Trabajó en el área de Productividad de Pozos del Activo de Producción Muspac. Posteriormente en el área de Ejecución de Proyectos del mismo Activo.

Se desempeña como Ingeniero de Productividad de Pozos del Activo de Producción Samaria Luna, Proyecto de Explotación Delta del Grijalva.

Ha presentado diferentes trabajos en las Jornadas Técnicas de la AIPM, Congreso Internacional de Ductos y Foro de Productividad de Pozos 2013.

Miembro de la Red de Especialistas de Productividad de Pozos y de la SPE.

Esmer Orlando Rivas Reyes

Ingeniero Geólogo por la Universidad Autónoma de San Luis Potosí, realizó estudios de postgrado en la maestría de Recursos Energéticos del Subsuelo por la Universidad Nacional Autónoma de México y el Diplomado en “Administración de Calidad Total” por el Instituto Tecnológico de Estudios Superiores de Monterrey Campus Estado de México.

Ingresó a Pemex en el año de 1986 en la Superintendencia de Exploración San Luis Potosí como geólogo auxiliar en estudios de gabinete, de 1991 a 2000 geólogo de subsuelo y geólogo interprete de localizaciones exploratorias en los proyectos Bejuco-La Laja y Tamuín, Región Norte

De 2001 a 2008 Geólogo de yacimientos y coordinador del equipo multidisciplinario de caracterización y delimitación Inicial de yacimientos del Activo de Exploración Reynosa y Activo Integral Burgos.

De 2008-2012 Subgerente de evaluación de formaciones y caracterización inicial de yacimientos en la Gerencia de Geología de la Subdirección de Exploración de PEP.

De 2012 a la fecha Coordinador del equipo multidisciplinario de caracterización inicial y delimitación de yacimientos del Activo de exploración Cuencas del Sureste Terrestre, en la Región Sur de PEP.

Mirentxu Lozada

Ingeniera Mecánica graduada de la Universidad Simón Bolívar de Caracas Venezuela, con magister en administración en la Universidad de Los Andes en Bogotá, Colombia.

Cuenta con 11 años de experiencia en el sector petrolero con la compañía Schlumberger. En los últimos cuatro años ha trabajado dando soporte en el área de diseño y apoyo técnico para estimulaciones y fracturamiento de carbonatos en el sur de México en Villahermosa, Tabasco.

Arthur William Milne

Maestría en Ingeniería Petrolera de la Universidad de Heriot-Watt, Reino Unido.

Tiene 33 años trabajando para la compañía Schlumberger.

Gerente de estimulación de pozos a nivel Latino América.

Asesor de Schlumberger en producción y realización de proyectos de Ingeniería.

Durante su trayectoria profesional ha publicado en foros internacionales de la SPE más de 22 artículos técnicos.