

DISEÑO DE FLUIDOS PARA CONTRARRESTAR EL EFECTO DE LAS INTERACCIONES ROCA/FLUIDO Y FLUIDO/FLUIDO EN LA PRODUCTIVIDAD DE POZO

Daniel Duarte M.Sc, NOV, Mauricio Amoroch, NOV, German Charry, Pacific E&P, Diego Orozco, Pacific E&P

1. Sinopsis

Durante la perforación y la terminación de un pozo de interés se genera daño a la formación debido a diferentes mecanismos, uno de los cuales es la invasión del filtrado hacia la formación, lo que puede repercutir fuertemente en las propiedades petrofísicas/físicoquímicas de los fluidos y la roca de yacimiento. En algunos casos, debido a la composición de los hidrocarburos de la formación, se tiene una alta tensión interfacial con los fluidos que se utilizan durante la perforación y la terminación, lo que se manifiesta en la formación de emulsiones viscosas e incluso en formaciones de baja permeabilidad, y se generan bloqueos por las altas presiones capilares. En otros casos, la interacción de los fluidos puede generar cambios en la humectabilidad de las rocas, así como precipitados insolubles que disminuyen la movilidad de los hidrocarburos. Como consecuencia de esta interacción no controlada entre los fluidos de perforación y los fluidos de terminación, se presenta una reducción en la productividad, por lo cual se debe invertir en técnicas de estimulación, las cuales aumentan los costos del proyecto y pueden reducir la vida útil del pozo.

Con el objetivo de corregir y prevenir los efectos de estas interacciones en diferentes pozos, donde a través de ensayos de daño de formación se identificó que las emulsiones y los cambios de humectabilidad eran las causas de la baja productividad, se formularon diferentes productos sobre la base de una mezcla de surfactantes y solventes con el fin de reducir la tensión interfacial, y la presión capilar y recuperar la humectabilidad de la roca. Posteriormente se volvieron a realizar los ensayos en corazones nativos con los fluidos de perforación, de estimulación y completamiento diseñados con los surfactantes, y se observaron la recuperación de la movilidad de los hidrocarburos y el aumento del factor de recobro. Sobre la base de estos resultados se realizó la aplicación en tres pozos, utilizando los productos como fluido de estimulación en pozos ya perforados con productividades muy bajas, y se ha recuperado la producción en dos de ellos. Adicionalmente, estos surfactantes se han usado en el fluido de completamiento de cuatro pozos nuevos, triplicando la producción de un campo de crudo pesado. Lo anterior permitió que la compañía operadora replantea la campaña de perforación y el desarrollo del campo, el cual se encontraba suspendido por los bajos resultados.

2. Introducción

Durante 2013 y comienzos de 2014 se realizó una campaña de perforación en un campo, el cual a través de los estudios petrofísicos y de yacimientos mostraba una importante reserva de crudo pesado de 13 API; sin embargo, los pozos realizados presentaban bajas tasas de recobro. Estos bajos factores de recobro, que en algunos casos llegaban a ser cero, hicieron replantear el desarrollo del campo, ya que con los resultados obtenidos no se lograba una explotación económicamente viable, razón por la cual se detuvo la campaña de perforación y reacondicionamiento hasta realizar un análisis detallado de las causas de la baja productividad de los pozos. Para identificar esas causas, se hizo un trabajo en equipo con el área de yacimientos y se planificaron diferentes ensayos de laboratorio, lo que permitió caracterizar la roca y los fluidos para determinar los principales mecanismos de daño a la formación, que en este caso eran inducidos por los fluidos de perforación y completamiento usados en estos pozos.

A través de los diferentes ensayos con distintas formulaciones de fluidos, perforación y completamiento, se evidenció que los fluidos nativos del yacimiento interactúan negativamente con los fluidos externos, lo que facilita la formación de emulsiones viscosas e induce cambios de humectabilidad de la roca, lo que se refleja en los cambios en las permeabilidades relativas y baja movilidad del crudo. Sobre la base de estos resultados, se desarrolló un sistema de surfactantes para los fluidos de estimulación y completamiento, los cuales redujeron la tensión interfacial, previnieron la formación de emulsiones viscosas y recuperaron la permeabilidad relativa de la roca.

En este artículo se muestran los análisis de laboratorio realizados con las diferentes formulaciones y su posterior aplicación en campo, lo que permitió un incremento considerable en la producción.

3. Desarrollo

A continuación, se presenta el desarrollo del trabajo, desde los análisis de laboratorio que permitieron determinar y cuantificar los mecanismos de daño de formación que estaban afectando la productividad de los pozos hasta la aplicación en campo de los surfactantes y los resultados obtenidos.

3.1.1. Análisis de laboratorio

3.1.1.1. Compatibilidad fluido/fluido

Se realizaron pruebas de compatibilidad fluido/fluido con el objetivo de evaluar la tendencia del crudo a formar emulsiones viscosas y generar cambios de humectabilidad en la superficie de la botella. En este caso, se evaluó la interacción entre filtrado del fluido de perforación y el crudo, el cual había sido caracterizado anteriormente a través del análisis SARA (Tabla 1), en el cual se observó una alta cantidad de asfaltenos, por lo que se decidió realizar los ensayos, ya que aquéllos podrían estar actuando como estabilizantes de emulsión. El ensayo de compatibilidad fluido/fluido se hizo a una temperatura de 70 °C; a continuación, se presentan los resultados.

Tabla 1. El análisis SARA del crudo

Composición del crudo (wt%)			
Saturados	Aromáticos	Resinas	Asfaltenos
21,8	53,3	14,6	10,3

Tabla 2. Prueba de compatibilidad 50% filtrado/50% crudo

5 min	30 min
	
No hay separación de fases y se observa la botella altamente humectada al aceite	No hay separación de fases y se observa la botella altamente humectada al aceite

Se observó que el crudo tiene una alta tendencia a formar emulsiones viscosas al interactuar con el filtrado del fluido de perforación (Tabla 2). Esto puede ser generado por la alcalinidad del filtrado del fluido de perforación, el cual neutraliza las resinas, que funcionan como agentes peptizantes de los asfaltenos, lo que en un crudo como el analizado genera la precipitación de los asfaltenos y éstos, al estar presentes como un coloide, actúan como agentes estabilizantes de la emulsiones. Debido a este efecto de la interacción del filtrado con el crudo, se formuló un sistema de surfactantes con el objetivo de dispersar los asfaltenos, reducir la tensión interfacial y restaurar la humectabilidad de la roca. A continuación, se observan los resultados del análisis al adicionar el surfactante.

Tabla 3. Prueba de compatibilidad 50% filtrado – 50% crudo + surfactante

5 min	30 min
	
Hay separación de fases y se observa la botella humectada al agua	Hay separación de fases y se observa la botella humectada al agua

En los análisis de compatibilidad con el surfactante se observó que éste reduce las tensiones interfaciales, previene las emulsiones y refuerza la humectabilidad de la superficie al agua, como se logra evidenciar en la superficie del vidrio, la cual simula la roca del yacimiento (Tabla 3). Sobre la base de estos resultados se decide realizar el ensayo de retorno de permeabilidad y permeabilidades relativas en la roca del yacimiento, para confirmar los resultados.

3.1.1.2. Retorno de permeabilidad/permeabilidades relativas

Debido a los resultados en las pruebas de compatibilidad fluido/fluido, se decidió realizar la evaluación del daño de formación en un núcleo nativo, a través de la construcción de las curvas de permeabilidad relativa antes de la interacción del filtrado con el crudo, posterior a la interacción filtrado/crudo y, por último, después del desplazamiento del tratamiento con surfactante. Se determinó realizar el ensayo de daño de formación a través de las permeabilidades relativas, porque ésta es una propiedad importante en la ingeniería de yacimientos, ya que permite analizar el efecto de los fenómenos interfaciales y las interacciones de la roca con las diferentes fases, con el objetivo de proyectar el desarrollo de un campo petrolero tanto en etapas de producción como en procesos de recuperación mejorada de aceite residual.

Sobre la base de las propiedades petrofísicas, se definieron el siguiente protocolo y condiciones de prueba (Tablas 4 y 5) para la elaboración de las curvas de permeabilidades relativas originales, después de generado el daño con lodo de perforación y posteriores al tratamiento con surfactantes. A continuación, se presentan el procedimiento y los resultados de los ensayos.

Tabla 4. Condiciones experimentales de la prueba

Condiciones de la prueba	
Sobrecarga	2500 psi
Presión de poro	1500 psi
Temperatura	160 F
Caudal	Salmuera= 1 cc/min
	Crudo= 0,1 cc/min

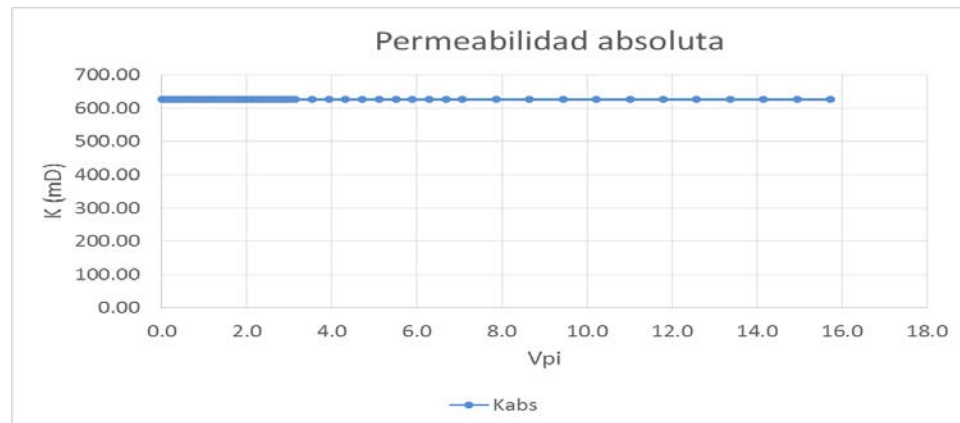
Tabla 5. Fluidos experimentales de la prueba

Fluidos	
Salmuera de producción	Agua separada de la muestra de crudo
Crudo	Crudo deshidratado y libre de químicos
Tratamiento	Crudo deshidratado + 4000 ppm de surfactantes y 7% v/v de solvente mutual

Resultados

Como resultado preliminar, se determinó el valor de permeabilidad al gas, K_g , con el fin de obtener una visión de la permeabilidad de la muestra. En nuestro caso, el valor es de 955,5 mD. Continuando con el esquema planteado para la valoración del daño, la permeabilidad absoluta del sistema se encuentra en aproximadamente 627 mD (Figura 1), en condiciones de 100% saturado de salmuera. Ese valor, comparado con el de la permeabilidad Klinkenberg, es un poco más bajo, debido a la metodología de cada prueba y al fluido utilizado.

Figura 1. Permeabilidad absoluta



Una vez determinada la permeabilidad absoluta se procedió a construir la curva de permeabilidad relativa base (Figura 2), donde se observa que la formación es naturalmente humectada al agua. Posteriormente, se procedió a la inyección del fluido de perforación (Figura 3), la cual nos indica el comportamiento de la tasa de filtración vs. el tiempo durante la inyección de lodo para generar el daño por filtrado; ese procedimiento, en las condiciones indicadas anteriormente. Como es de esperar, la tasa de filtración tiene una pendiente alta durante los primeros minutos de inyección, ya que no se tiene restricción de flujo hacia la formación hasta que se genera el revoque.

Figura 2. Curvas de permeabilidad relativa

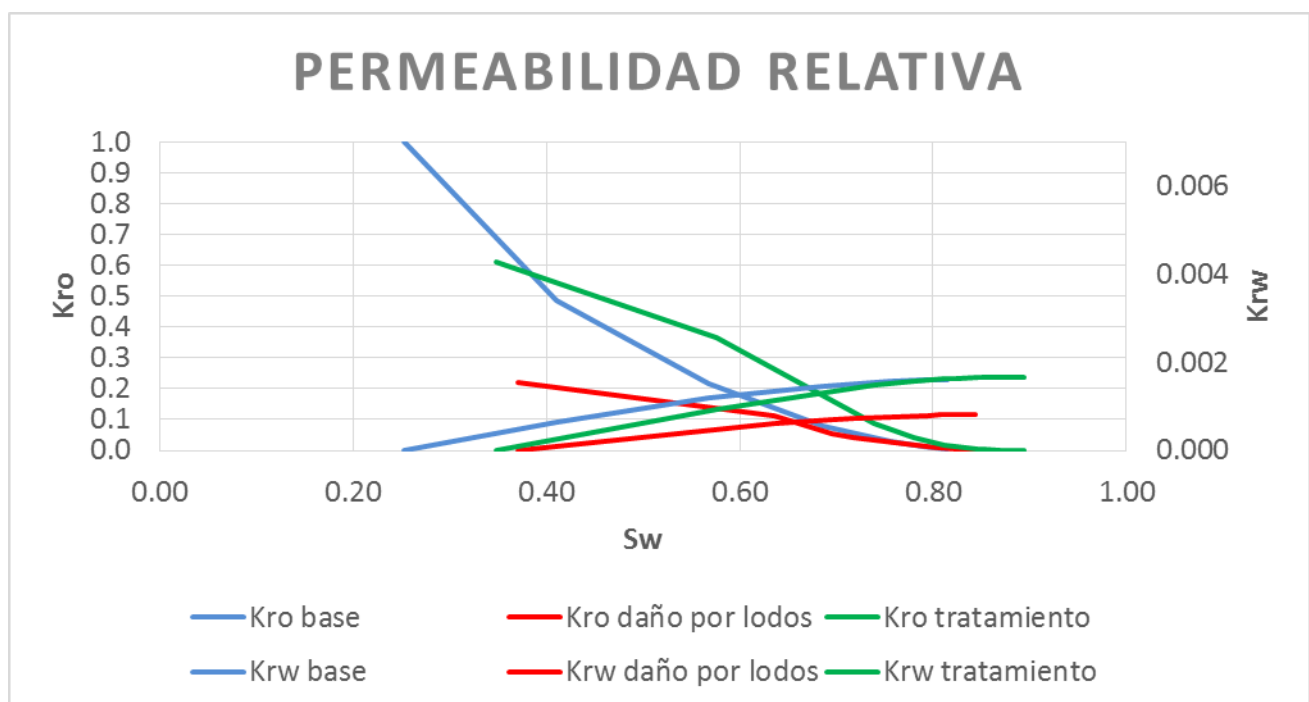
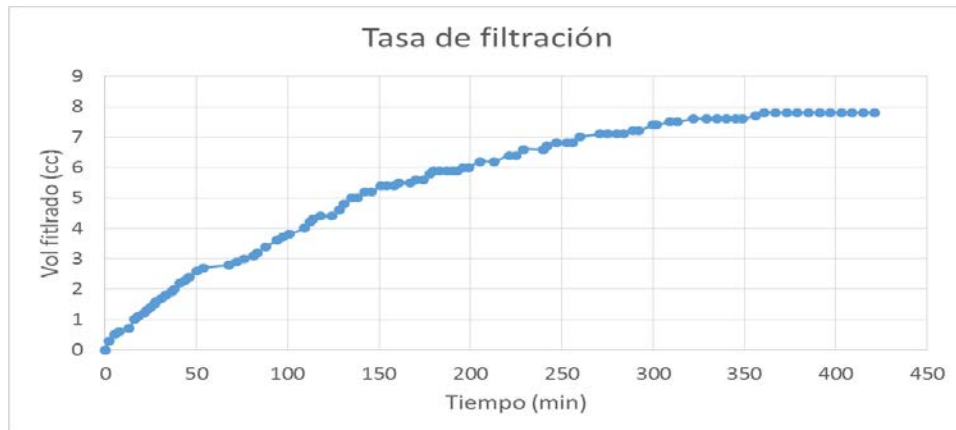


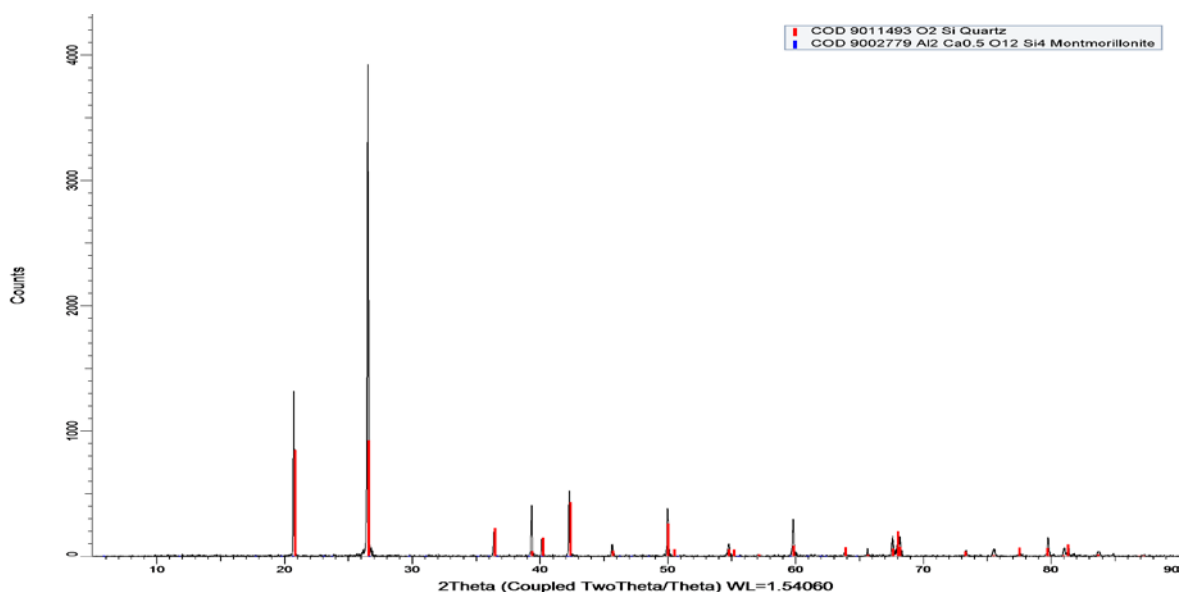
Figura 3. Tasa de filtración de fluido de perforación



Después de la inyección del fluido de perforación se procede a medir las permeabilidades relativas para evaluar el efecto de la interacción de los fluidos (Figura 2). En las curvas de permeabilidad relativa después del daño se puede observar un aumento en la saturación residual de agua en las curvas de permeabilidad relativa al agua base y de daño, pasando del 25% al 36%. También es notorio que las curvas de permeabilidad relativa al agua y al aceite caen en comparación con las curvas base; la movilidad del aceite y el agua cae drásticamente. De igual forma se detecta una disminución de la saturación residual de aceite (S_{or}), la cual posiblemente sea generada por un bloqueo en el sistema, que ocasiona que el fluido viaje por aquellas zonas de no flujo durante la inyección. Considerando las pruebas de compatibilidad, se evidencia un bloqueo por emulsión; sin embargo, no se detecta un cambio fuerte en la humectabilidad hacia el aceite, dado que no sólo cae la permeabilidad relativa al aceite, sino también la del agua, ubicándose la curva del agua por debajo de la de aceite.

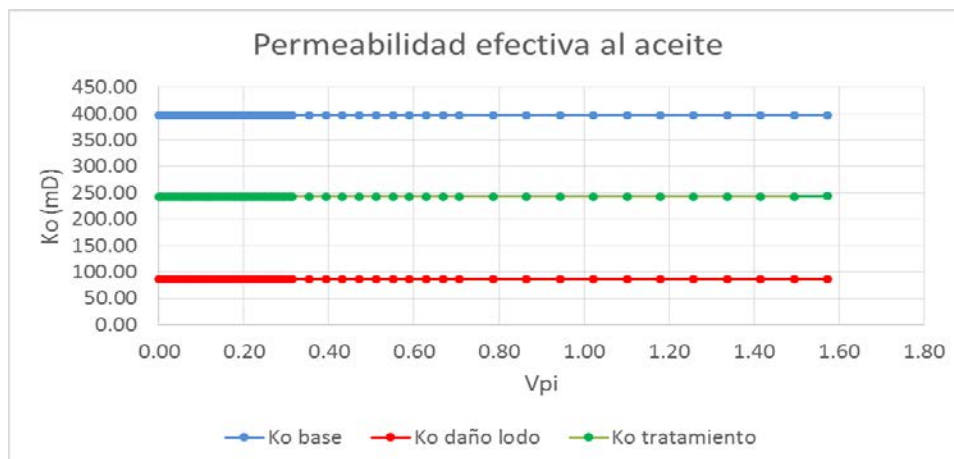
Una vez evaluado el efecto del filtrado del fluido de perforación, se procedió a inyectar el tratamiento, el cual sobre la base de los análisis realizados a la roca, se determinó preparar con el crudo de la formación, con el objetivo de prevenir la interacción con la matriz arcillosa, la cual a través de una difracción de rayos X mostró un 3% de esméctica (Figura 4). En las curvas de permeabilidad relativas, posteriores a la inyección del tratamiento (Figura 2), se observa que se logra recuperar la movilidad del aceite de una forma favorable, ya que esa curva sobrepasa la base; además, la saturación residual de agua y aceite disminuyó, lo que nos indica que se logra obtener un volumen mayor de recobro en comparación con las curvas de daño. El sistema recupera la permeabilidad al agua y se vuelve fuertemente humectado al agua; ese concepto favorece la movilidad al aceite por el centro de los poros, ya que no se reducen los canales de aceite debido a que el agua no es absorbida por el medio poroso.

Figura 4. Difracción de rayos X (XRD) de la roca del yacimiento



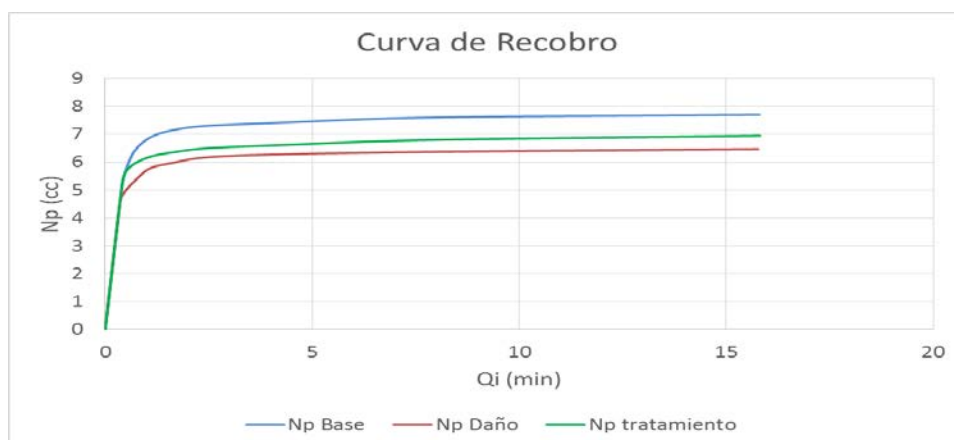
Las curvas de permeabilidad efectiva (Figura 5) muestran que el tratamiento recupera un 51% el daño generado por el fluido de perforación. Dado que el tratamiento fue diseñado para remover los efectos de la interacción entre el filtrado y el crudo, éste no removi6 el daño que pudo ser causado por la invasi6n de s6lidos contenidos en el fluido de perforaci6n ni por la interacci6n del fluido de perforaci6n con la roca.

Figura 5. Curvas de permeabilidad efectiva al aceite



También se crearon las curvas de recobro, donde se observa claramente una reducci6n del aceite recuperado debido al daño por filtrado de lodo de aproximadamente 25%; sin embargo, con la inyecci6n de tratamiento con surfactante se recupera aproximadamente un 12% el factor de recobro después del daño.

Figura 6. Curva de recobro



3.1.2. Aplicaci6n en campo

Una vez realizados los análisis de laboratorio, se diseñaron fluidos de estimulaci6n con surfactantes (Tabla 6) para pozos con alto potencial, pero con un bajo factor de recobro, debido al daño generado durante la perforaci6n y el completamiento. La aplicaci6n del tratamiento se dise6 sobre la base de los registros eléctricos y las propiedades petrofísicas de la roca, con el objetivo de inyectar el tratamiento hasta la zona más afectada por el fluido de perforaci6n, sin generar problemas de estabilidad del pozo (Tabla 7).

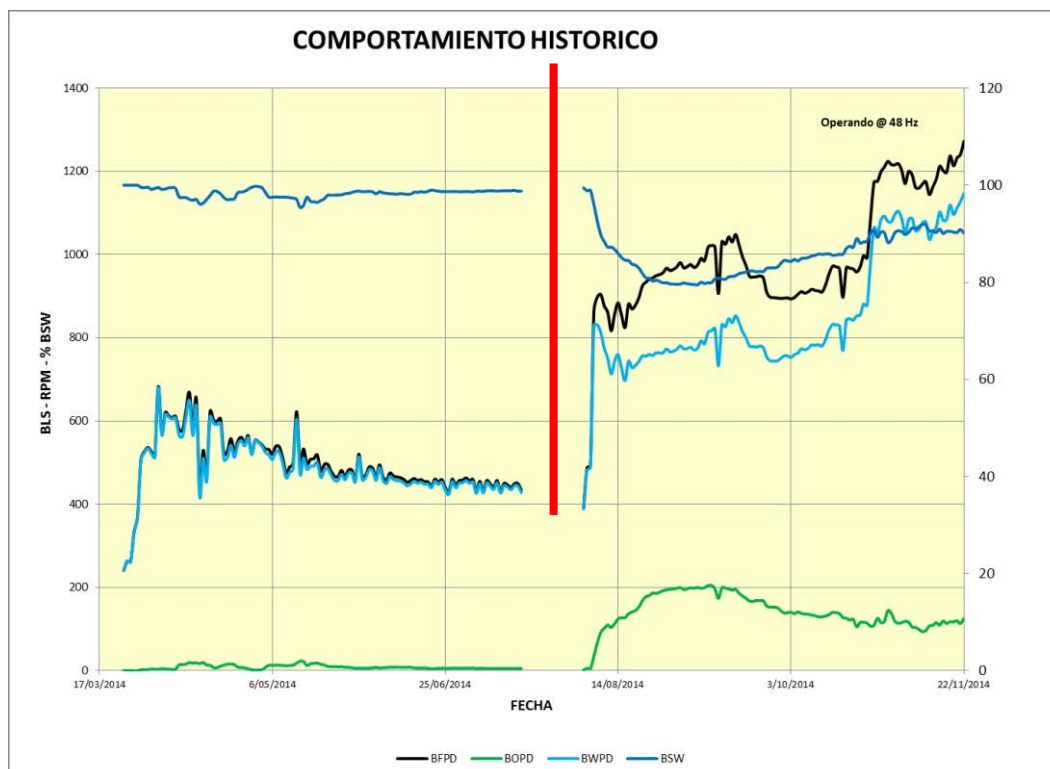
Tabla 6. Formulaci6n del tratamiento

Producto	Concentraci6n
SOLVENTE MUTUAL	7% v/v
SURFACTANTE	4000 ppm
CRUDO DE FORMACI6N	92,6% v/v

Tabla 7. Parámetros de aplicación del tratamiento

Longitud promedio de los intervalos intervenidos, ft	3,96
Diámetro promedio del hueco, m	3,35
Radio de invasión del tratamiento, m	2,13
Presión de inyección en superficie, psi	1500 - 1600
Caudal de inyección, m³/min	0,08

Figura 7. Comportamiento del primer pozo intervenido antes y después del tratamiento (línea vertical roja)



Después del éxito en el tratamiento del primer pozo (Figura 7), se realizaron dos intervenciones más y se reinició la campaña de perforación mejorando el diseño del fluido de completamiento (Tabla 8), ya que anteriormente se empleaba agua fresca, la cual también genera emulsiones e interactúa desfavorablemente con la matriz arcillosa.

Tabla 8. Formulación del fluido de completamiento

Producto	Concentración
Salmuera de formiato de potasio de 13,1 ppg	3,65% v/v
Agua filtrada	95,75% v/v
SOLVENTE MUTUAL	4% v/v
SURFACTANTE	4000 ppm

Como resultado de los tratamientos y los completamientos con surfactantes se observó un incremento en el recobro de las reservas, además de una disminución en el BSW del crudo y un comportamiento estable en el tiempo (Figura 8), lo que permitió que el campo fuese viable para la compañía operadora.

Figura 8. Gráfica de producción de crudo y agua



4. Conclusiones

- La caracterización de la roca y fluidos del yacimiento, junto con los análisis de laboratorio, permitió identificar los mecanismos de daño de formación y diseñar una estrategia para remediarlos y corregirlos, lo que posibilitó replantear la campaña de perforación y el desarrollo del campo, el cual se encontraba suspendido por los bajos resultados.
- Se observó que el filtrado del fluido de perforación disminuyó en un 78% la permeabilidad efectiva al aceite, y después de la inyección del tratamiento con surfactantes ésta se recuperó un 51%. El porcentaje restante de daño se debe a dos mecanismos: la interacción del fluido con las arcillas presentes en la roca y la invasión de sólidos contenidos en el fluido de perforación hacia la matriz porosa.
- El surfactante usado mostró una excelente compatibilidad con el filtrado de lodo y el crudo de campo separando las fases y mostrando una interfase plana y bien definida. Además, humectó fuertemente el sistema al agua dándole movilidad al crudo, lo cual se confirmó a través de las curvas de permeabilidad relativa realizadas después de la inyección del tratamiento. En las curvas de permeabilidad relativa se observa que se aumentó la movilidad del crudo en un amplio intervalo de saturaciones, así como la disminución de la saturación residual de crudo en la roca, lo cual se confirma con las curvas de recobro, donde se ve una recuperación del factor de recobro de la roca.
- Los pozos intervenidos y los pozos perforados con la nueva formulación de fluidos de completamiento permitieron incrementar rápidamente la productividad del campo, haciéndolo económicamente viable.

5. Bibliografía

1. L.L. Schramm ed. 1992. *Emulsions: Fundamentals and Applications in the Petroleum Industry*, Advances in Chemistry Series No. 231. Washington, DC: American Chemical Society.
2. Jones, T.J., Neustadter, E.L., and Whittingham, K.P. 1978. Water-In-Crude Oil Emulsion Stability and Emulsion Destabilization By Chemical Demulsifiers. *J Can Pet Technol* **17** (2). PETSOC-78-02-08.
3. Mungan, N. 1965. Permeability Reduction Through Changes in pH and Salinity. *J Pet Technol* **17** (12): 1449–1453. SPE-1283-PA.
4. Borchardt, J.K., Roll, D.L., and Rayne, L.M. 1984. Use of a Mineral Fines Stabilizer in Well Completions. Presented at the SPE California Regional Meeting, Long Beach, California, 11-13 April 1984. SPE-12757-MS.
5. Gray, D.H. and Rex, R.W. 1996. Formation Damage in Sandstones Caused by Clay Dispersion and Migration. *Clays, Clay Minerals* **14** (1): 355.
6. Eaton, B.A. and Smithy, M. 1971. Formation Damage from Workover and Completion Fluids. Presented at the SPE California Regional Meeting, Los Angeles, California, 4-5 November 1971. SPE-3707-MS.
7. Mahajan, N.C. and Barron, B.M. 1980. Bridging Particle Size Distribution: A Key Factor in the Designing of Non-Damaging Completion Fluids. Presented at the SPE Formation Damage Symposium, Bakersfield, California, 28-29 January 1980. SPE-8792-MS.
8. Priest, G.G. and Allen, T.O. 1958. Non-Plugging Emulsions Useful as Completion and Well-Servicing Fluids. *J Pet Technol* **10** (3): 11-14. SPE-951-G.
9. Thomas, D.C. 1988. Selection of Paraffin Control Products and Applications. Presented at the International Meeting on Petroleum Engineering, Tianjin, China, 1-4 November 1988. SPE-17626-MS.
10. The Prediction, Evaluation and Treatment of Formation Damage Caused by Organic Deposition. Presented at the SPE Formation Damage Control Symposium, Lafayette, Louisiana, 26-27 February 1986. SPE-14818-MS.

6. Autores

- **Mauricio Amorocho**
Ingeniero de Petróleos de la Fundación Universidad de América. Colombia
Compañías donde ha desarrollado su carrera: M-I SWACO, A Schlumberger Company y National Oilwell Varco
Cargo actual: LAM Fluids Regional Manager
- **Diego Orozco**
Ingeniero de Petróleos de la Universidad SurColombiana. Colombia
Compañías donde ha desarrollado su carrera: Perenco Colombia y Pacific E&P
Cargo actual: gerente de Perforación y Workover
- **German Charry**
Ingeniero de Petróleos de la Fundación Universidad de América. Colombia
Compañías donde ha desarrollado su carrera: Baker Hughes y Pacific E&P
Cargo actual: ingeniero de Perforación y Workover
- **Daniel Felipe Duarte, M.Sc.**
Ingeniero de la Universidad de la Salle y Magíster en Ingeniería de la Universidad de los Andes. Colombia
Compañías donde ha desarrollado su carrera: M-I SWACO, A Schlumberger Company. Ingrain Inc. National Oilwell Varco
Cargo actual: Oilfield and Productivity Engineer