



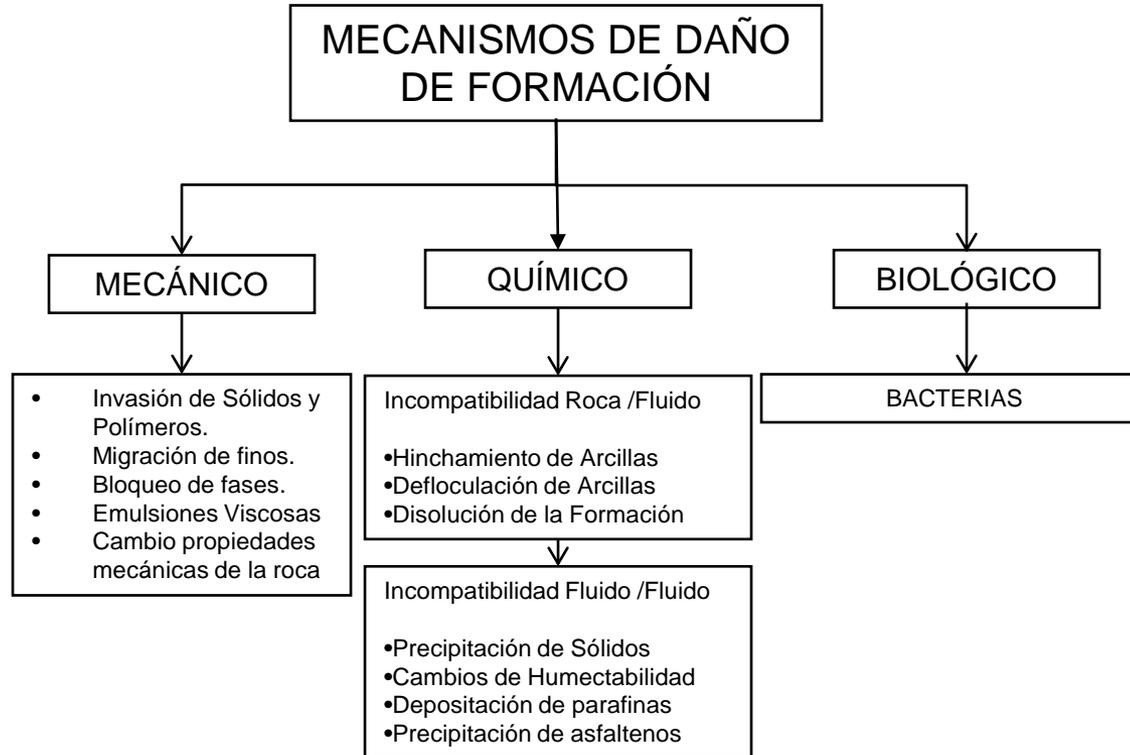
# DISEÑO DE FLUIDOS PARA CONTRARRESTAR EL EFECTO DE LAS INTERACCIONES ROCA/FLUIDO Y FLUIDO/FLUIDO EN LA PRODUCTIVIDAD DE POZO

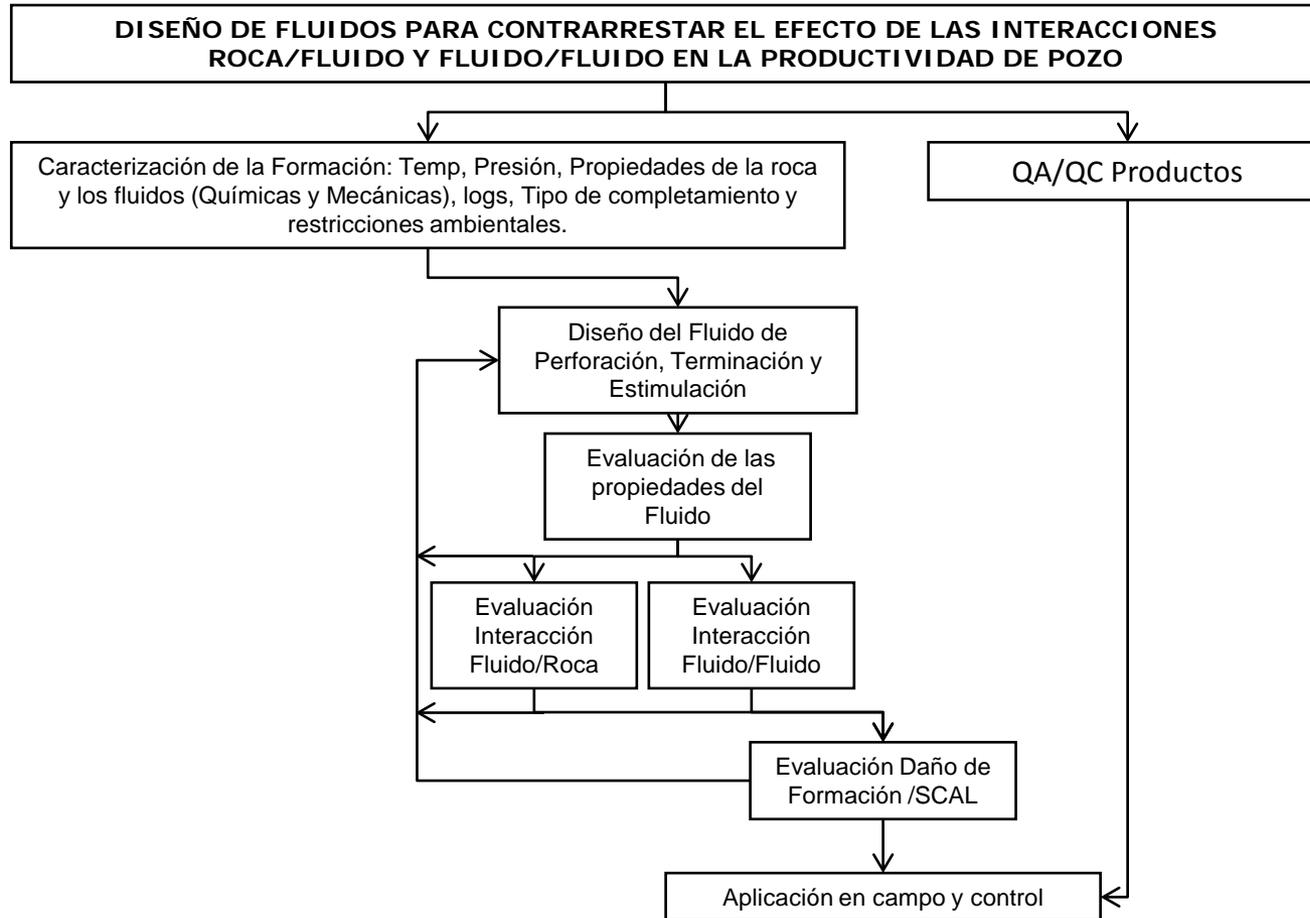
Daniel Duarte M.Sc, NOV, Mauricio Amorocho, NOV,  
German Charry, Pacific E&P, Diego Orozco, Pacific E&P



# Introducción

Durante el año 2013 y comienzo 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 presentaron bajas tasas de recobro. Estos bajos factores de recobro, que en algunos casos llegaron 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 las causas, se realizó 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.

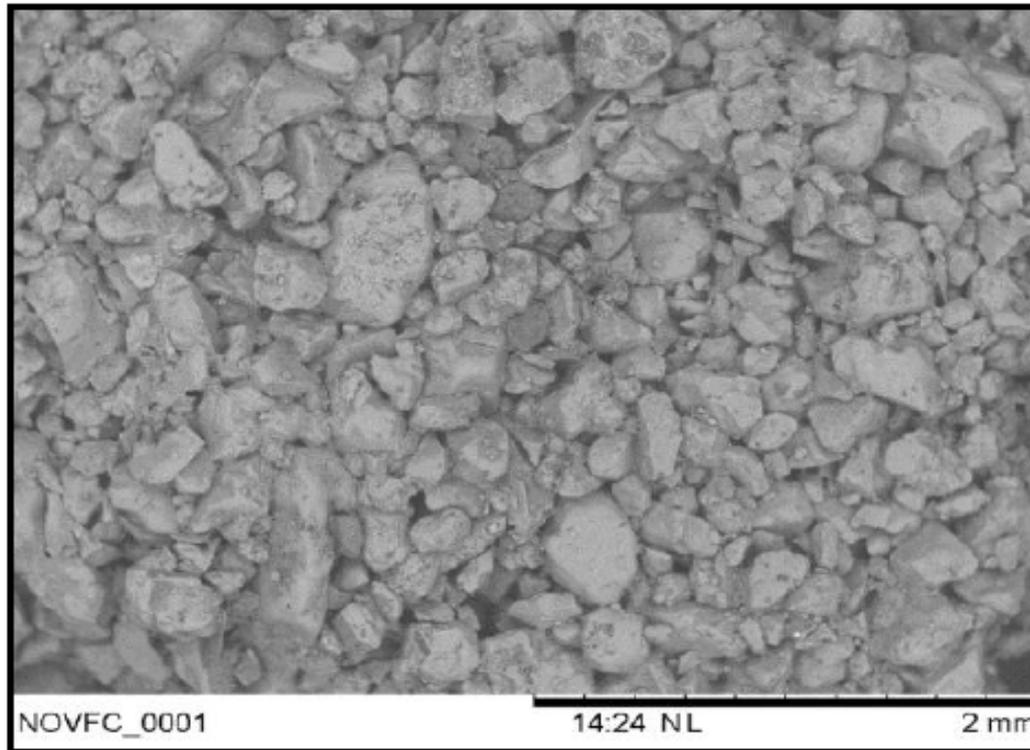






# Caracterización de la Roca

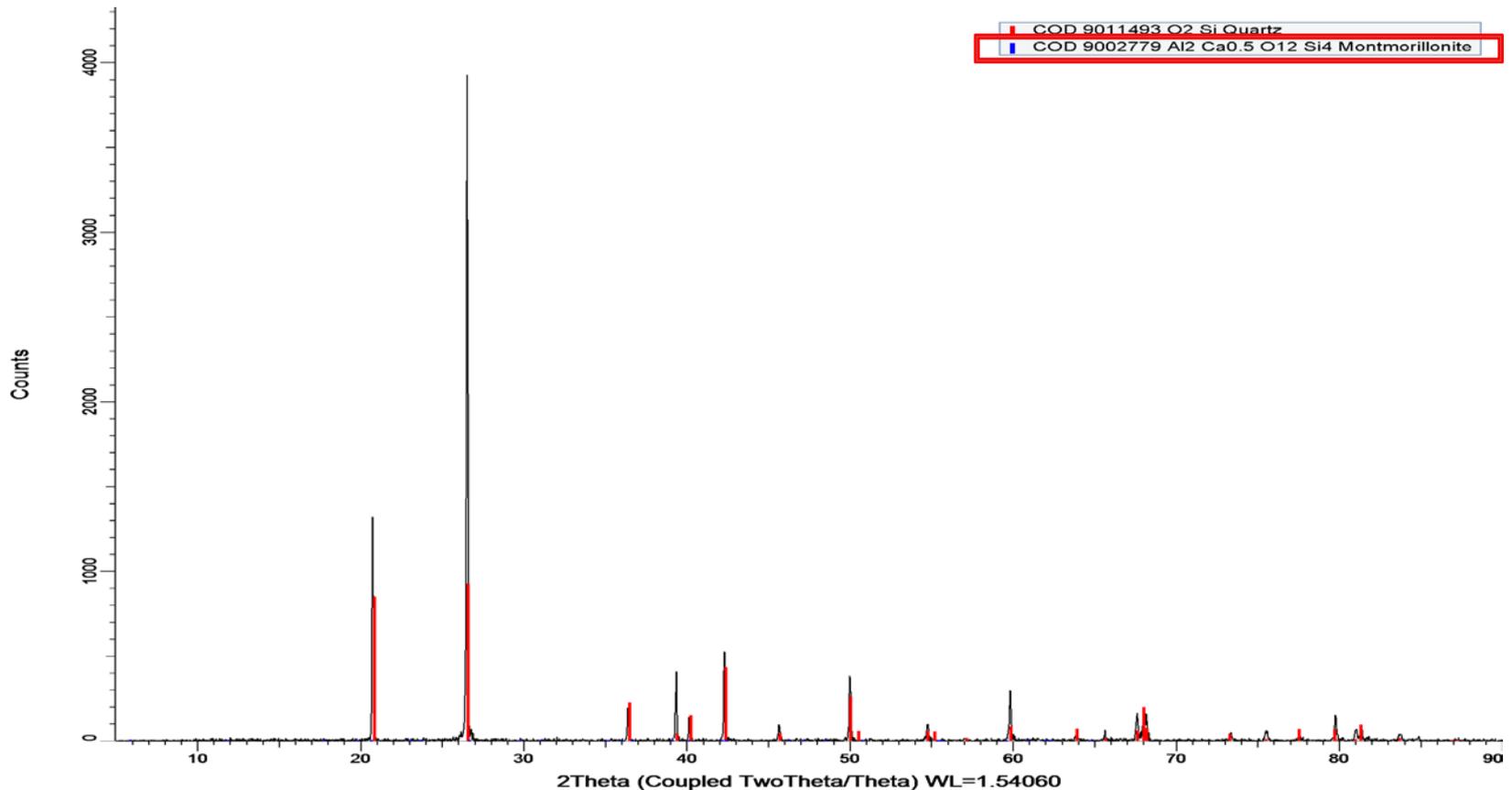
Microscopia Electronica de Barrido o SEM de la roca del Yacimiento





# Caracterización de la Roca

Difracción de Rayos X (XRD) de la roca del Yacimiento.





# Caracterización y Compatibilidad Fluido/Fluido

El análisis SARA de Crudo

Composición del Crudo (wt%)			
Saturados	Aromáticos	Resinas	Asfáltenos
21.8	53.3	14.6	10.3

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



# Compatibilidad Fluido/Fluido

**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

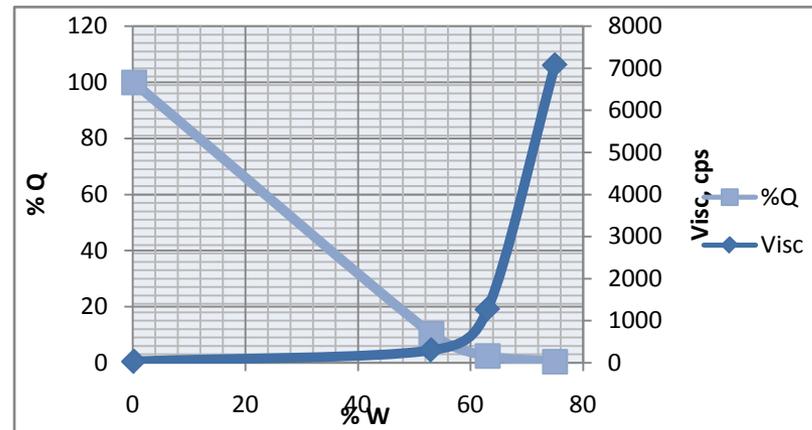
En los análisis de compatibilidad con el surfactante se observó que éste reduce las tensiones interfaciales (30 dinas/cm a 0,25 dinas/cm), previene las emulsiones y refuerza la humectabilidad de la superficie al agua, como se logra evidenciar en la superficie del vidrio la cual simula la roca del yacimiento. Con base a estos resultados se decide realizar el ensayo de Retorno de Permeabilidad y Permeabilidades relativas en la roca del yacimiento, para confirmar los resultados.





# EVALUACIÓN INTERACCIÓN FLUIDO/FLUIDO

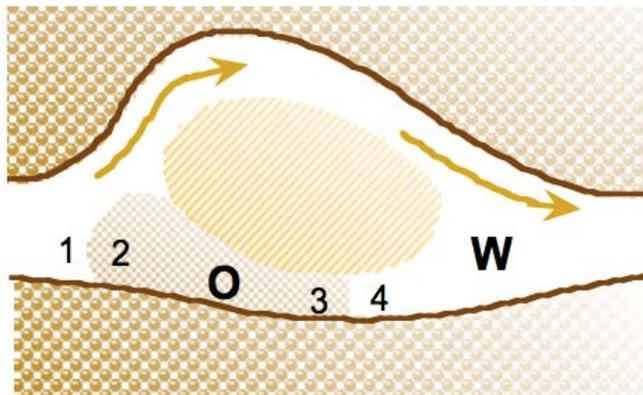
Muestra	Viscosidad, cps
50 Crudo : 50 Agua	7077
75 Crudo : 25 Agua	1265
Crudo BSW 5%	299
Crudo deshidratado	31.2



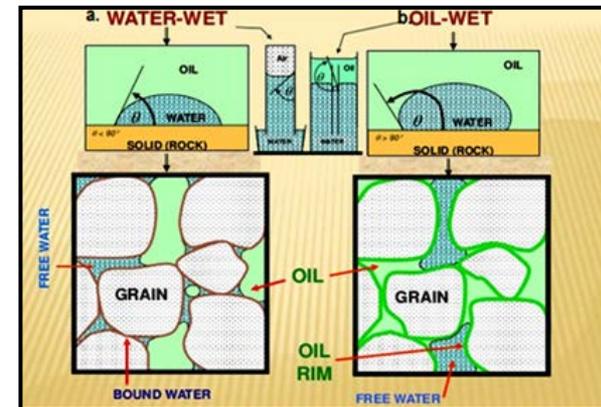


# EFECTOS CAPILARES Y PERMEABILIDAD RELATIVA.

A causa de la concepción macroscópica de la ley de Darcy, efectos a escala de poro como las fuerzas capilares (Interacciones fluido/fluido y fluido/sólido) se ocultan e introducen, a través de un parámetro experimental conocido como permeabilidad relativa.



RECUPERACION MEJORADA DEL PETROLEO. *Jean-Louis SALAGER*



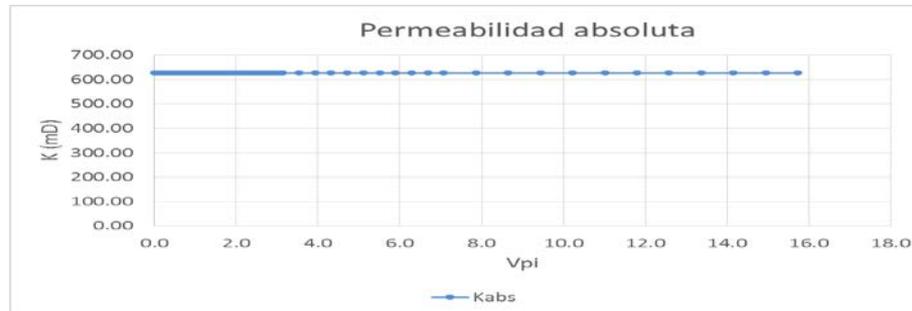
Fuente. CRAIN, Ross. Crain's Petrophysical Handbook, Wettability. Disponible en internet: <https://www.spec2000.net/09-wettability.htm>

[wettability.htm](https://www.spec2000.net/09-wettability.htm) Consultado 15 de abril de 2015.

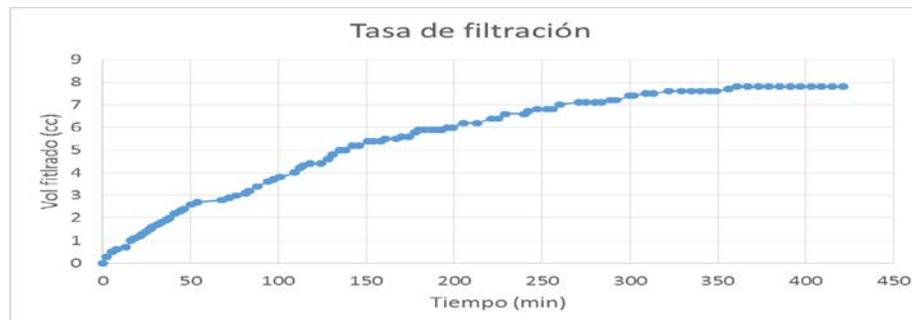


# Interacción Roca/Fluido

Permeabilidad absoluta



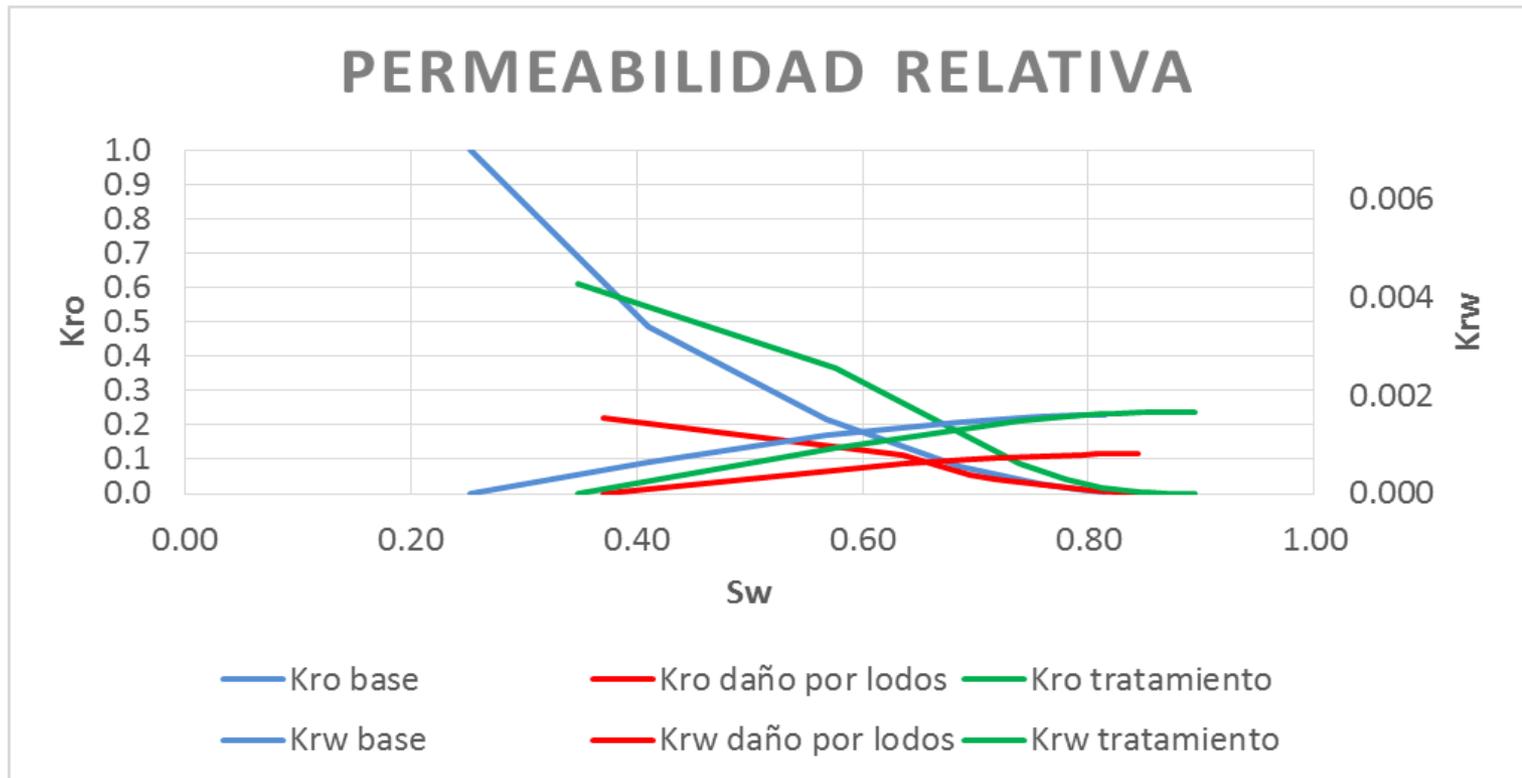
Tasa de filtración de fluido de perforación





# Interacción Roca/Fluido

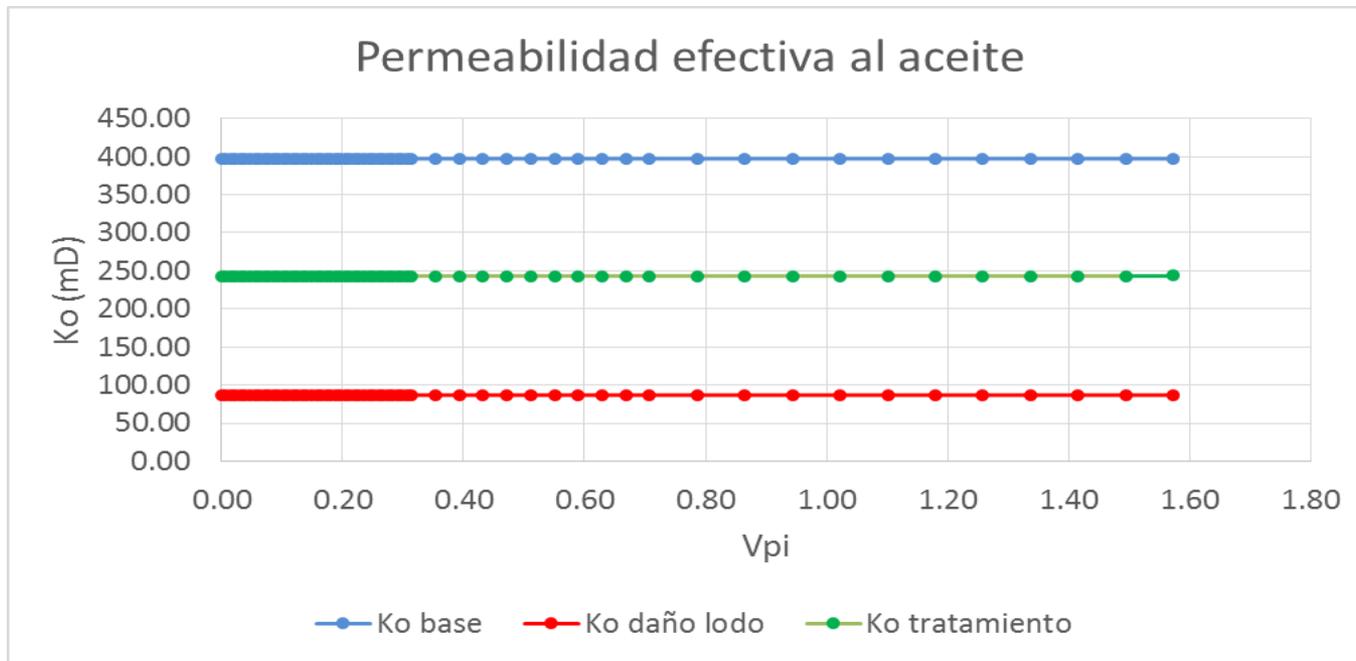
Figura . Curvas de permeabilidad relativa





# Interacción Roca/Fluido

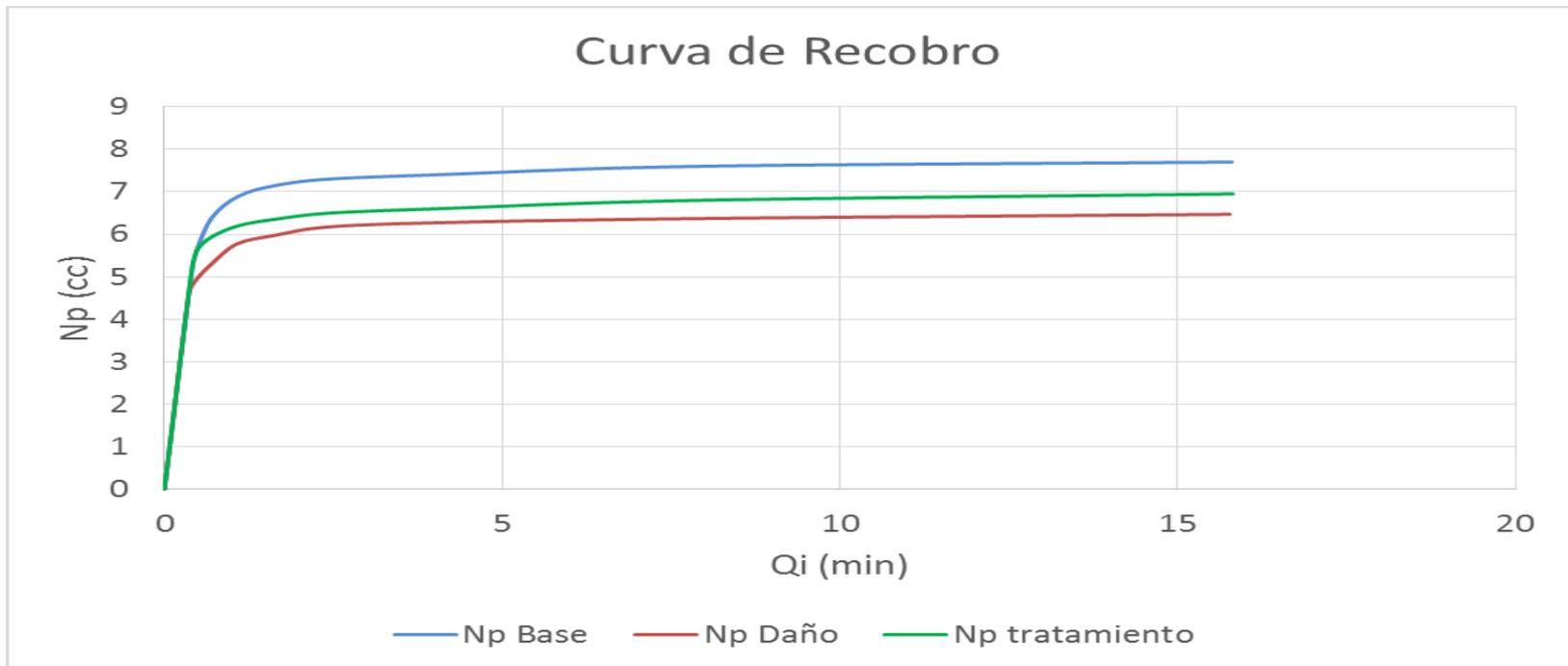
Curvas de permeabilidad efectiva al aceite





# Interacción Roca/Fluido

Curva de recobro





# APLICACIÓN EN CAMPO

Una vez realizados los análisis de laboratorio, se diseñaron fluidos de estimulación con surfactantes para pozos con alto potencial pero con una bajo factor de recobro, debido al daño generado durante la perforación y completamiento. La aplicación del tratamiento se diseñó con base a 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 perforación, sin generar problemas de estabilidad del pozo

## Formulación del tratamiento

Producto	Concentración
SOLVENTE MUTUAL	7 % v/v
SURFACTANTE	4000 ppm
CRUDO DE FORMACIÓN	92.6 % v/v

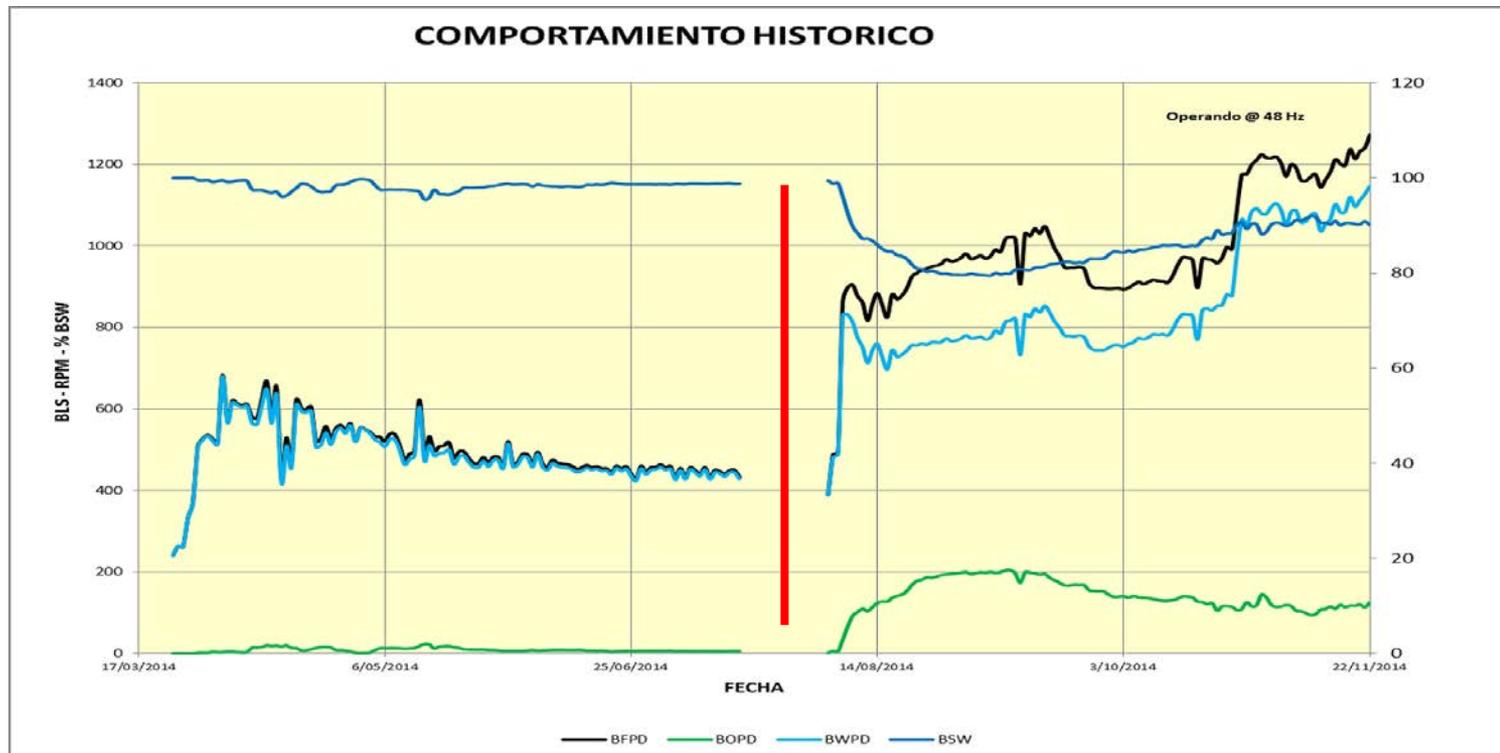
## Parámetros de aplicación del tratamiento

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, m <sup>3</sup> /min	0.08



# APLICACIÓN EN CAMPO

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





# APLICACIÓN EN CAMPO

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

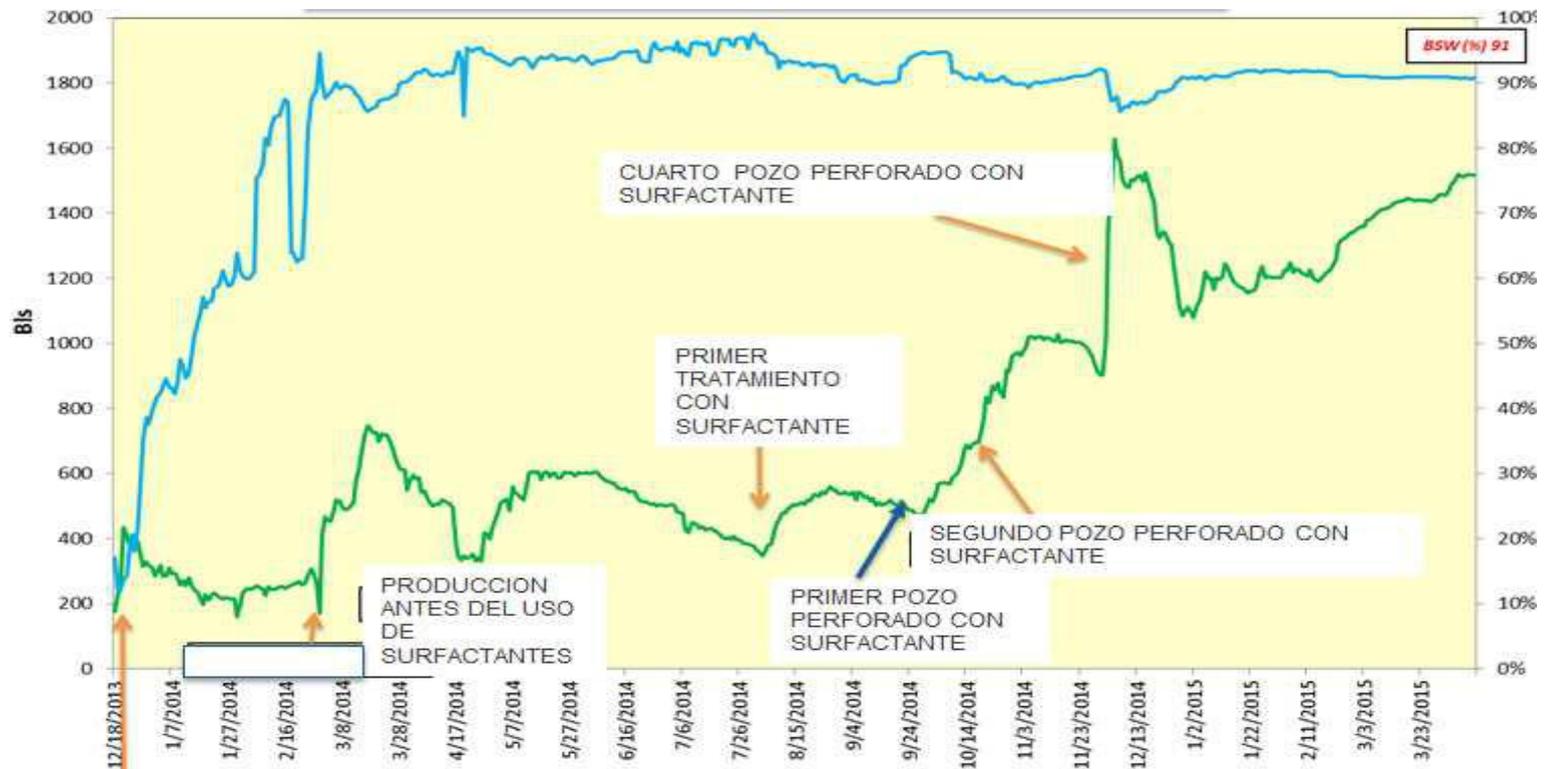
Formulación del fluido de completamiento

<b>Producto</b>	<b>Concentración</b>
<b>Salmuera de Formiato de Potasio de 13.1 ppg</b>	3.65 % v/v
<b>Agua Filtrada</b>	95.75 % v/v
<b>SOLVENTE MUTUAL</b>	4 % v/v
<b>SURFACTANTE</b>	4000 ppm



# APLICACIÓN EN CAMPO

Grafica de Producción de Crudo y Agua.





# Conclusiones

- No debemos descartar ningún mecanismo de daño de formación en el agujero cercano y el efecto que este puede generar en la productividad de un pozo.
- La caracterización de las rocas y fluidos del Yacimiento, junto con los análisis de laboratorio permitieron identificar los mecanismos de daño de formación y diseñar una estrategia para remediarlos y corregirlos, lo que permitió 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 permitieron incrementar rápidamente la productividad del campo, haciéndolo económicamente viable.



# Bibliografía

- L.L. Schramm ed. 1992. *Emulsions: Fundamentals and Applications in the Petroleum Industry*, Advances in Chemistry Series No. 231. Washington, DC: American Chemical Society.
- 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.
- Mungan, N. 1965. Permeability Reduction Through Changes in pH and Salinity. *J Pet Technol* **17** (12): 1449–1453. SPE-1283-PA
- 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.
- Gray, D.H. and Rex, R.W. 1996. Formation Damage in Sandstones Caused by Clay Dispersion and Migration. *Clays, Clay Minerals* **14** (1): 355.
- Eaton, B.A. and Smithey, 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
- 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
- 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.
- 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
- 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.
-



5 TO. CONGRESO **2016**  
**Producción  
y Desarrollo  
de Reservas**  
HACIA UN DESARROLLO DE  
RECURSOS SUSTENTABLE

**iapg** INSTITUTO ARGENTINO  
DEL PETROLEO Y DEL GAS

**24 · 27 Octubre 2016**  
Llao Llao Hotel & Resort  
Bariloche, Argentina

