

NUEVA METODOLOGÍA DE LABORATORIO PARA EVALUAR LA EFECTIVIDAD DE TRATAMIENTOS MODIFICADORES DE PERMEABILIDAD RELATIVA

VÍCTOR DANIEL ESCOBAR ACOSTA
OSCAR IVÁN SÁNCHEZ ROSERO
DORA PATRICIA RESTREPO, Msc
SERGIO H. LOPERA, Msc.

Universidad Nacional de Colombia Sede Medellín, Facultad de Minas 2004

RESUMEN:

Por muchos años, los modificadores de permeabilidad relativa o RPM han recibido gran atención por parte de la Industria del Petróleo y Gas debido al aumento en la producción de agua en muchos campos alrededor del mundo.

Los tratamientos de control de agua basados en soluciones químicas disminuyen la producción de aceite o gas, por lo que se requiere aislar las zonas productoras de hidrocarburos. Sin embargo, el aislar una zona productora no siempre es visto como práctico o económicamente viable. Por esta razón, se ha estado implementando el uso de los tratamientos RPM, pues estos ofrecen la opción de inyectar el tratamiento a la formación sin la necesidad de aislar la zona productora de hidrocarburos, ya que estos tratamientos están diseñados para reducir la producción de agua sin afectar la producción de aceite o gas. Sin embargo, el éxito de estos tratamientos RPM está ligado a la adsorción de una capa de polímero de carácter hidrofílico por la pared del poro y la cual depende a su vez de las condiciones de aplicación, litología, humectabilidad, composición del tratamiento, compatibilidad de los fluidos de formación con el polímero y de la permeabilidad y tamaño de poro de la roca. Es por esto que un análisis de la efectividad de estos tratamientos RPM a nivel de laboratorio provee una valiosa herramienta con el fin de mejorar la implementación de esta tecnología, y de esta manera, mejorar los procedimientos y los resultados obtenidos mediante procesos de estimulación mediante este tipo de tratamientos.

La nueva metodología propuesta en este trabajo es planteada a partir del previo conocimiento por parte de los autores acerca de la carencia de confiabilidad en los criterios de evaluación a nivel de laboratorio que puedan generar aportes significativos acerca de la efectividad de la aplicación de estos tratamientos a nivel de campo. Es por esto, que se pensó en plantear una metodología de trabajo que en principio sea representativa del comportamiento de la estimulación y el flujo de fluidos en la zona cercana al pozo, y de esta forma poder realizar inferencias acerca del comportamiento del flujo bifásico antes y después del tratamiento.

PALABRAS CLAVES: Modificadores de Permeabilidad Relativa, RPM, Tratamientos de Control de Agua, Polímeros, Metodología de Trabajo.

ABSTRACT:

For many years, relative permeability modifiers (RPM) have received a great deal of attention from oil and gas production industry because of the raising of the water production in many fields around the world.

Treatments of water control based on chemical solutions require the isolation of the hydrocarbon production zones because these treatments also represent decreasing of the oil and gas production. However, it's not always practical or cost effective to protect the hydrocarbon interval properly during a water shutoff treatment. By this reason, another kind of chemical treatments have been created to avoid these problems. The RPM treatments offer the option of bullheading a treatment without a zonal isolation, which is designed to decrease water production with little or no decrease in oil or gas production. However, the success of the RPM treatments is linked to the adsorption of a hydrophilic polymer layer by the pore surface, and this adsorption also depends of the application conditions, litology, wettability, treatment composition, fluids compatibility, permeability and pore size distribution. By this reason, a previous lab analysis to estimate the effectiveness of this kind of treatments on field applications, provides a valuable tool to improve the posterior management of this technology in wells.

The new lab methodology proposed on this work is designed from the previous knowledge of the authors about the lack of reliability on the evaluation criteria at lab level that can generate an important contribution about the application of these treatments at field level. By this reason, it was thought in design a work methodology that, on the beginning, be representative of the stimulation behavior and the flow pattern behavior near the wellbore, and, by this way, to carry out inferences about the biphasic flow pattern after and before the application of the treatment.

KEYWORDS: Relative Permeability Modifiers, RPM, Water Control, Water Shut-Off Treatments, Polymers, Work Methodology.

INTRODUCCIÓN

Hasta ahora en Colombia no se ha realizado un estudio detallado a nivel de laboratorio acerca de la fenomenología y las implicaciones que gobiernan las aplicaciones de los tratamientos de control de agua, en particular, aquellos tratamientos cuyo uso se basa en tecnología química como lo son los Modificadores de Permeabilidad Relativa (RPM). La inclusión de un estudio de laboratorio previo a la aplicación de este tipo de tecnología tiene como finalidad el efectuar una cuantificación de la efectividad de este tipo de polímeros y de esta manera optimizar el diseño y funcionamiento de los tratamientos RPM. Así, muchos proyectos de control de la producción de agua cuyo uso se basa en los tratamientos con RPM podrán mejorar sus resultados operacionales mediante la introducción de estudios de laboratorio previos a su aplicación.

A través de la experiencia adquirida por el laboratorio de Análisis Petrofísicos de la Universidad Nacional de Colombia, se han realizado pruebas con los tratamientos RPM a la industria para poder reproducir a nivel de laboratorio los resultados que este tipo de tratamientos tiene en campo, y que han sido publicados en algunos artículos técnicos internacionales(27).

Mediante la realización de distintos tipos de pruebas con este tipo de tratamientos, se han obtenido mejores acercamientos a la evaluación de la efectividad de esta tecnología en medios porosos, gracias a esto se han obtenido valiosas conclusiones que han permitido orientar el estudio hacia variables específicas del problema, tanto del medio poroso como de las condiciones de trabajo.

De este forma, el objetivo primordial a la hora de evaluar la efectividad de este tipo de tratamientos a nivel de laboratorio, es la implementación de una metodología de trabajo que asegure en principio la obtención de resultados confiables, con el fin de seguir adelante en la investigación de los fenómenos petrofísicos que rigen la reducción desproporcionada de permeabilidad debida a la acción de los polímeros RPM.

DESCRIPCIÓN TEÓRICA

Con el origen de la industria del petróleo han aparecido gran cantidad de problemas asociados a la producción de agua en casi todo el mundo, como son los costos asociados a la separación y tratamiento para la disposición del agua por normas ambientales, la obstrucción al flujo de petróleo en el yacimiento por problemas de conificación y aumento en su capacidad de flujo, problemas asociados a corrosión, etc. Estos problemas han llevado a la implementación de mecanismos de control de la producción de agua con el fin de hacer más rentable la producción de un campo. Controlar la producción de agua es un objetivo primordial en la industria del petróleo; producir 1 barril de agua requiere mucha más energía que producir el mismo volumen de petróleo, por lo tanto, cada barril de agua producida representa una cantidad equivalente de petróleo no producido, y es por eso que esta producción debe ser controlada.

El control de fluidos indeseados dentro de la producción se hace mediante tratamientos conocidos como "Conformance Technology". Estos tratamientos aplican determinados procesos a yacimientos y pozos para reducir la producción indeseada de gas o agua, incrementando la eficiencia de recobro y cumpliendo

con los objetivos ambientales propuestos por la gerencia del proyecto. Aunque la implementación de esta tecnología no implica un incremento en la producción, estos procesos también pueden mejorar la rentabilidad de la empresa operadora como resultado de los siguientes beneficios:

- Larga vida productiva del pozo;
- Reducción de los costos y preocupaciones ambientales;
- Minimización de la cantidad de agua para los tratamientos de disposición final;
- Reducción de los costos de mantenimiento de los pozos;
- Aumento de la rentabilidad de procesos de levantamiento artificial.

Idealmente, este tipo de tecnología debería de ser implementada para prevenir la aparición o incremento de la producción de agua. Por ejemplo, si se tiene en el campo pozos potencialmente susceptibles a sufrir conificación, estos pueden ser tratados a tiempo para prevenir un problema de aumento en la producción de agua o gas.

Los tratamientos de control de fluidos indeseados o "Conformance Technology" se pueden clasificar en:

Soluciones Mecánicas: Este tipo de solución permite bloquear el flujo de fluidos indeseados en el fondo del pozo mediante el uso de herramientas de funcionamiento mecánico, como es el caso de empaques, cuya función es básicamente impedir el flujo de toda clase de fluidos mediante el taponamiento selectivo de algunas perforaciones del intervalo cañoneado.

Soluciones Químicas: A diferencia de las soluciones mecánicas, este tipo de solución no bloquea el flujo de fluidos en el fondo del pozo sino que ataca la producción de los fluidos indeseados en el medio poroso (dentro del yacimiento). Las soluciones químicas se pueden subdividir en otras dos categorías.

1. **Sistemas Sellantes:** Estos sistemas bloquean de forma permanente el flujo de fluidos indeseados en el medio poroso mediante el uso de silicatos que se gelifican dentro de la formación para bloquear el flujo de agua.

2. **Sistemas no Sellantes:** Estos sistemas reducen la capacidad de flujo de la fase indeseada mediante el uso reductores selectivos de permeabilidad como son algún tipo de polímeros, surfactantes y silicatos de diferente naturaleza química a los anteriores. Los tratamientos RPM hacen parte de esta clasificación.

Modificadores de Permeabilidad Relativa (RPM)

Son sistemas de polímeros de carácter hidrofílico solubles en agua. Estos polímeros una vez hidratados, producen largas cadenas que se adhieren a la roca ocupando parte del volumen poroso disponible al flujo, y debido a su carácter hidrofílico, tienden a tener mayor preferencia hacia al agua que al aceite y por tanto ejercerán sobre el flujo de agua una resistencia adicional al flujo, sin afectar, significativamente el flujo de aceite. Como se puede observar en la figura 1, en un medio de preferencia humectante al agua, una película de aceite fluye por el medio de los canales sin tener ningún tipo de contacto con la superficie mineral. Por otro lado, el agua fluye por las zonas cercanas a la pared del poro, estando en contacto permanente con el RPM que fue anteriormente adsorbido por la roca, de esta forma se asegura

que el tratamiento de carácter hidrofílico ejerza una fuerza de resistencia adicional al flujo de agua a través del medio poroso sin afectar de sobremana el patrón de flujo que el aceite ejerce desde el yacimiento hasta el fondo del pozo desde las zonas no alcanzadas por el tratamiento.

Los polímeros que se usan para este tipo de soluciones incluyen polímeros de alto peso molecular como las poliacrilamidas convencionales; sin embargo, limitaciones en las condiciones de aplicación como altas temperaturas, altas tasas de flujo, alta heterogeneidad de las formaciones y poca tolerancia a ambientes salinos han llevado al uso de polímeros más resistentes a la degradación como son las poliacrilamidas catiónicas (CAT) y las poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas (HPAM).

Estos sistemas químicos una vez aplicados y adsorbidos por la formación llegan a incrementar la resistencia al flujo del medio hacia el agua entre 5 y 10 veces y hacia al aceite en factores menores que 2(18). Esta modificación en la resistencia al flujo se puede caracterizar mediante la definición de un factor denominado factor de resistencia residual (RRF), el cual determina en última instancia la efectividad del tratamiento.

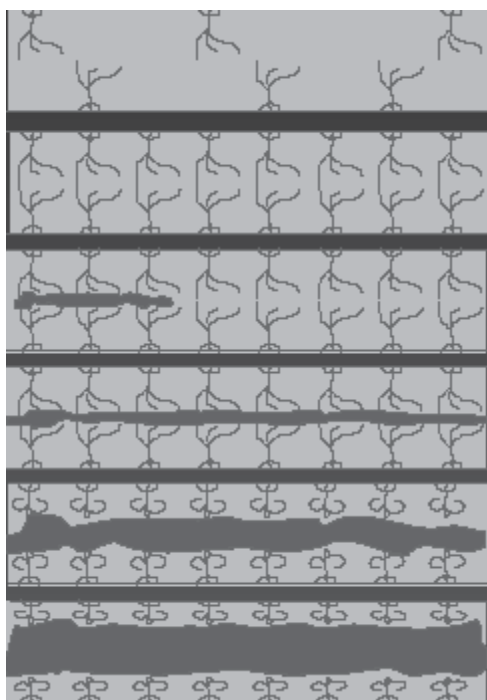


Figura 1. Presencia de una película de polímero en el medio poroso

A diferencia de los otros tipos de soluciones mecánicas y químicas, estos tratamientos son más recomendados, efectivos y seguros a la hora de controlar la producción de agua, pues no significan un riesgo hacia el mantenimiento de la producción de aceite después de su inyección en la formación en la mayoría de los casos(4,12,25,32). Sin embargo, dependiendo del tipo de sistema químico con el cual se trabaje, cambios en pH, salinidad

y diferencial de presión afectarán la durabilidad y efectividad del tratamiento.

La efectividad del tratamiento depende de qué tan grande sea la reducción desproporcionada en la permeabilidad para los fluidos en el medio (mayor reducción al agua que al aceite). Esta efectividad dependerá en parte de las propiedades de los fluidos, el tratamiento y mas específicamente de la adsorción del polímero en el medio poroso. La película del fluido que se adsorbe en la formación es aquella que ejerce la resistencia a la fase acuosa cuando esta pasa a través del poro, mientras el aceite viaja por el centro de los canales como lo es usual en medios de preferencia humectante al agua. La hipótesis que describe los fenómenos y los cambios en las características del medio debido a la presencia de una película de fluido que es adsorbida por la roca es denominada "hipótesis del efecto de pared".

Hipótesis del Efecto de Pared.

La base de la hipótesis del efecto de pared es la interacción existente entre la solución química y la roca. Esto quiere decir que el efecto de pared depende de la adsorción del polímero por la formación. El polímero adsorbido por la formación forma una capa hidrofílica a lo largo del poro que inhibe el flujo de agua (el efecto de pared se produce cuando polímeros de alto peso molecular son adsorbidos por la superficie mineral). La adsorción del polímero depende del número de puntos de adherencia que una macromolécula pueda tener sobre la superficie de un sólido. Por ejemplo, en algunas investigaciones(11,19,30,31) se han examinado diferentes casos de poliacrilamidas con un peso molecular de 107 daltons, en donde el peso molecular del monómero es 71 daltons y con 150000 grupos laterales transportados por la cadena de polímero. Si un grupo de 1000 es atrapado por la superficie de la roca, entonces la macromolécula será adherida por 150 puntos de la misma. Esto implica que en primera instancia aun si la adherencia es débil, la cantidad total de puntos puede garantizar una fuerte adherencia a la roca y, por lo tanto, la probabilidad que todos los puntos de adherencia se rompan simultáneamente es muy baja. Esto quiere decir que la macromolécula se comporta como un pulpo que se pega a una roca. El pulpo (polímero) estará solidamente adherido sobre la roca por numerosas copas de succión, cada una de estas es una copa de débil succión. Así, un hombre no podría despegar el pulpo de la roca al mismo tiempo debido a que la fuerza requerida es muy alta. Por tanto, la única forma de hacerlo es procediendo paso a paso, es decir, removiendo progresivamente cada tentáculo de la roca mientras se impide que se adhiera de nuevo.

La adsorción del polímero por la superficie de la roca los poros inducirá tres efectos(8,11,13).

- Reducción del área transversal de flujo;
- Lubricación;
- Modificación de humectabilidad.

A continuación se hace una breve descripción de cada uno de estos efectos.

1. Reducción del área transversal de flujo.

El efecto de reducción del área transversal de flujo es debido a la presencia de una capa de polímero adsorbida en la superficie de la roca cuyo espesor es considerable comparado con el tamaño

del poro. Así, para una poliacrilamida de 107 daltons, la macromolécula en solución se comporta como un rollo flexible de espesor 0.4mm. De esta forma, para un arreglo de capilares rectos y paralelos, la adsorción de la poliacrilamida en las paredes del capilar reducirá el diámetro del mismo en 0.8mm. Por tanto, una arenisca de 100md con un diámetro de poro promedio de 3mm, reducirá su tamaño de poro promedio en un 25% debido a la presencia de una capa de polímero adsorbida por el medio poroso y esto conllevará a una sustancial disminución en la permeabilidad absoluta del núcleo.

2. Efecto de Lubricación o de Deslizamiento.

El efecto de lubricación inducido por la capa de polímero adsorbido hace que el flujo de la fase no humectante (aceite en medios hidrofílicos) sea más fácil, esto gracias a que esta capa adsorbida atenúa la rugosidad de los canales de flujo y forma una película de agua que ayuda a que el aceite se deslice a través del centro de los poros. Este efecto de lubricación ayuda en gran parte a explicar el porqué el flujo de la fase no humectante a través de la muestra no se ve tan afectado después de la aplicación del tratamiento.

3. Modificaciones en la Humectabilidad del Medio.

La adsorción de polímeros hidrofílicos en rocas de humectabilidad fraccional ha sido ya reportada en la literatura(8) y puede ser inducida gracias al cubrimiento de zonas submicrónicas preferenciales al aceite por una molécula de polímero de tamaño micrónico que se adherirá a las zonas vecinas cuya naturaleza es humectable al agua. Es por esto que un incremento en el número de zonas humectables al agua representa un incremento en la saturación de la fase humectante, un aumento en la movilidad de la fase no humectante (aceite) y una reducción en la de la humectante (agua).

EXPERIMENTACIÓN

Las pruebas de laboratorio se realizaron en un portanúcleos en el cual se puede simular el flujo de fluidos a través de un medio poroso y también permite cuantificar las propiedades petrofísicas del medio mediante el seguimiento de la presión y los volúmenes de fluidos presentes en la muestra (Ver figura 2).

La longitud de los núcleos fue de aproximadamente 7cm y el diámetro de 3.8cm. La salmuera utilizada como fase acuosa dentro del tratamiento fue agua de mar sintética² (NaCl 7.0463gr/lit, $\text{CaCl}_2(2\text{H}_2\text{O})$ 5.869gr/lit, $\text{MgCl}_2(6\text{H}_2\text{O})$ 1.3614gr/lit). La fase aceite fue tersol, debido a que no tiene resinas ni asfaltenos que puedan generar un cambio en la humectabilidad del medio poroso. Los fluidos y el tratamiento se someten a un proceso de desaireación al vacío, con el fin de remover el aire presente en ellos antes de ser sometidos a flujo a través de la muestra.

Las condiciones de trabajo simuladas en todas las pruebas se centraron en mantener la concentración y composición del tratamiento RPM constantes(2). Se trabajó con un mismo tipo de núcleo sintético (Berea).

Las etapas de inyección de fluidos en la prueba se describen en la tabla 1. En cada una de estas etapas se fluyen aproximadamente 30 volúmenes porosos de fluido a través de la muestra a un caudal de inyección constante hasta alcanzar la estabilización del

diferencial de presión en toda la longitud de la muestra. En las etapas 3 y 7 se construyen curvas de permeabilidad relativa en la cara de producción de la muestra por el método de estado no estable JBN que esta basado en la teoría de flujo fraccional de Buckley-Leverett³⁴. Con estas curvas se puede estimar la efectividad del tratamiento mediante el cálculo del factor de resistencia residual (RRF).

La inyección del tratamiento se realiza a una tasa baja con el fin de no alterar la distribución de fluidos conseguida antes de la aplicación del mismo y además con el fin de no exponer el polímero a altas tasas de cizalladura evitando la presencia de otro tipo de adsorción denominado “adsorción por puenteo”(16). El tratamiento se deja en contacto 18 horas con la roca con el fin de simular el tiempo de cierre que requiere esta operación en campo y cuyo objetivo es garantizar la adsorción del tratamiento en la formación.

E t a p a	P r o c e d i m i e n t o	
1	M e d i c i ó n d e K_{abs}	
2	M e d i c i ó n d e K_o	
3	M e d i c i ó n d e K_w y K_r	
4	I n y e c c i ó n d e l t r a t a m i e n t o	
	a	I n y e c c i ó n d e l R P M a u n c a u d a l b a j o
	b	T i e m p o d e r e m o j o (18 h o r a s)
5	M e d i c i ó n d e K_w	
6	M e d i c i ó n d e K_o	
7	M e d i c i ó n d e K_w y K_r	

Tabla 1. Etapas de inyección de fluidos.

Antes y después de la aplicación del tratamiento se cuantifica la capacidad de flujo de cada fase (aceite y agua) a través de la muestra con el fin de determinar la reducción de la misma provocada por la presencia de el tratamiento.

Las mediciones de saturación durante toda la prueba se realizan mediante un balance volumétrico de los efluentes recolectados y son corroboradas con la estimación de la saturación en la última etapa mediante el método de destilación/extracción de Dean Stark.

Antecedentes

Los RPM han sido ampliamente evaluados en laboratorios de algunas compañías de servicios encontrando resultados en los que se observa un incremento en la permeabilidad relativa al agua y una disminución en la permeabilidad relativa al aceite después de aplicar el tratamiento. Estos resultados no reflejan los objetivos de control de producción para los cuales este tipo de tratamiento fue diseñado. En los laboratorios de la Universidad Nacional de Colombia también se han realizado este mismo tipo de pruebas obteniendo resultados similares con los cuales no era posible realizar un estimativo de la efectividad del tratamiento a las condiciones establecidas para cada prueba. Como se observa en las Figuras 3 y 4 la permeabilidad efectiva al agua aumento después de la inyección del RPM y la permeabilidad efectiva al aceite disminuyo.

Es por esto que el Grupo de investigación en Petrofísica y Daño de Formación de la Universidad Nacional de Colombia ha venido

realizando diferentes estudios para implementar una metodología de laboratorio que permita realizar estimativos previos de la efectividad del tratamiento antes de ser aplicado a nivel de campo, y así desarrollar una herramienta adicional para ser utilizada dentro de la evaluación de pozos candidatos a un proceso de estimulación con este tipo de tecnología.

RESULTADOS

La efectividad de los tratamientos modificadores de permeabilidad relativa evaluada en este trabajo de investigación se realizó utilizando la nueva metodología de laboratorio.

Los resultados obtenidos a partir de estas pruebas de laboratorio son comparados con los obtenidos mediante las metodologías convencionales en pruebas realizadas en los laboratorios de la Universidad Nacional de Colombia (ver tabla 2).

Para determinar la eficiencia del tratamiento se define el factor de resistencia residual a cada fase RRF (ecuación 1). Este RRF es la razón que determina la eficiencia del tratamiento, comparando la permeabilidad efectiva a la fase que se este evaluando (agua o aceite) antes de la inyección del RPM con la permeabilidad efectiva de dicha fase obtenida después de la inyección del tratamiento. Es necesario tener en cuenta que este valor de RRF debe ser calculado en un mismo punto de saturación con la ayuda de las curvas de permeabilidad relativa, con el fin de realizar estimativos reales acerca de la efectividad del tratamiento cuando iguales proporciones de fluidos se encuentran en el medio poroso antes y después de la adsorción del polímero por parte de la superficie mineral.

$$RRF = \frac{K_{i \text{ antes}}}{K_{i \text{ después}}} \quad (1)$$

Las dos permeabilidades deben ser reportadas en un mismo punto de saturación

Así, un valor de $RRF > 1$ indica que la permeabilidad efectiva a la fase que se esté analizando (agua o aceite) disminuyó después de aplicar el tratamiento y un $RRF < 1$ indicará lo contrario.

Formación (núcleo)	RRF Agua	RRF aceite
Berea	0.44	1.08
Campo	0.71	1.42
Berea*	4.17	0.48
Berea*	3.35	0.27

Tabla 2. Requerimientos de Eficiencia para Control de Agua

* Prueba realizada por la Industria mediante metodologías convencionales.

* Prueba realizada mediante la nueva metodología de trabajo.

Como se observa en la tabla 2, para la metodología convencional se obtienen resultados que no reflejan los objetivos para los cuales se diseñó el tratamiento viéndose claramente un aumento en la permeabilidad efectiva al agua. En cambio cuando se emplea la nueva metodología para la evaluación del tratamiento, se observa una clara disminución en la permeabilidad efectiva al agua y un ligero aumento en la permeabilidad efectiva al aceite; esto también se observa en las curvas de permeabilidad relativa construidas

antes y después de la aplicación del tratamiento en las cuales se ve una clara reducción de la permeabilidad relativa al agua (Figura 6).

La nueva metodología de laboratorio permite superar los obstáculos anteriormente mencionados mediante la implementación de un procedimiento que asegura la obtención de resultados que reflejen los objetivos para los cuales fue diseñado el tratamiento, a la vez de estimar su efectividad antes de su aplicación en campo.

Para la prueba desarrollada con la nueva metodología se obtuvieron aumentos en la permeabilidad efectiva al aceite hasta de un 108.3% con un RRF_o de 0.48 y para el agua se logra una disminución en la permeabilidad efectiva del 76% con un RRF_w de 4.17 (Ver tabla 4), mediante la estimación de los resultados a partir de las curvas de permeabilidad relativa, pues estas permiten cuantificar la modificación de la capacidad de flujo de cada fase en un mismo punto de saturación como ya se había mencionado.

La ganancia en saturación reportada en las figuras 5 y 6 después de la aplicación del tratamiento va acorde a lo descrito por la hipótesis del efecto de pared. Esta ganancia de saturación de agua es provocada por un aumento en el carácter hidrofílico de la roca a partir de la adsorción del polímero por parte del medio poroso. Esto quiere decir que un aumento en el carácter hidrofílico refleja un aumento en la tendencia humectante de la superficie mineral hacia el agua, lo cual a su vez representa una disminución en la movilidad de la fase humectante y un ligero aumento en la de la no humectante tal y cual se puede ver en las curvas de permeabilidad relativa al aceite y al agua reportadas en la figura 6.

La reducción en el corte de agua reportada en la figura 7 y el aumento en el corte de aceite reportado en la figura 8, demuestra como a nivel de laboratorio estos tratamientos son efectivos después de su aplicación. Aunque esta reducción en el corte de agua obtenida a nivel de laboratorio no siempre refleja los resultados en producción después de la estimulación a nivel de campo, si entrega indicios sobre la efectividad de este tipo de tratamientos con respecto a la reducción en el flujo de agua en un proceso de imbibición forzada. Sin embargo vale la pena aclarar que estos índices de producción a nivel de laboratorio fueron obtenidos manteniendo constante la misma energía disponible para el flujo antes y después del tratamiento (caudal constante) lo cual va acorde a lo planteado por Stavland¹⁷ en su investigación.

Es por esto que la correcta implementación de esta técnica de trabajo permite hacer una evaluación preliminar de los resultados que se pueden esperar en una posterior aplicación en campo y así realizar estimativos de la efectividad y la viabilidad económica sobre la utilización de estos tratamientos.

CONCLUSIONES

1. Se diseñó una nueva metodología de trabajo que permite evaluar los tratamientos de control de agua correspondientes a las soluciones químicas basadas en los polímeros modificadores de permeabilidad relativa (RPM).

2. Mediante la correcta evaluación de la efectividad de este tipo de tratamientos a nivel de laboratorio se pudo observar que el

problema en la evaluación no correspondía al fluido de trabajo (RPM) sino a la manera como se venía evaluando la eficiencia del mismo. Es decir, las metodologías anteriormente empleadas no estaban basadas en la reproducción de la aplicación de estos tratamientos a nivel de campo y por esta razón los resultados obtenidos en trabajos anteriores no eran confiables.

3. La metodología incluye la construcción curvas de permeabilidad relativa y flujos fraccionales, las cuales representan una herramienta adicional que permite realizar mejores conclusiones acerca de la efectividad del tratamiento a nivel de laboratorio y también permite extrapolar de una manera mas confiable los resultados obtenidos a nivel de laboratorio a los procedimientos realizados en operaciones de campo con el fin de optimizar el diseño del tratamiento antes de ser aplicado en un pozo.

4. En la literatura usualmente se evalúa la efectividad de estos tratamientos mediante la comparación de las permeabilidades efectivas antes y después del tratamiento y mediante el calculo del factor de resistencia residual (RRF) evaluado con permeabilidades efectivas que se encuentran en diferentes puntos de saturación. La nueva metodología que se plantea en este trabajo de investigación permite realizar el calculo del factor de resistencia residual en un mismo punto de saturación obtenido a partir de las curvas de permeabilidad relativa lo que permite un análisis en un rango amplio de saturaciones.

5. Aunque la hipótesis del efecto de pared ha sido aceptada a través de los años, su estructura todavía deja abiertas discusiones acerca de la descripción fenomenológica de los procesos que gobiernan la reducción desproporcionada en permeabilidad (mas para el agua que para el aceite) provocada por la adsorción de una película de polímero por parte del medio. Se hace necesario estudiar el efecto de todas las variables que en el proceso tienen influencia sobre la adsorción del polímero y la efectividad del tratamiento. Sin embargo, este trabajo no pretende hacer aseveraciones acerca de modificaciones en la estructura de la hipótesis del efecto de pared, antes bien, deja abierto el debate para que mediante esta nueva metodología de trabajo se de solución a este tipo de problemas mediante el fomento a la investigación en este tema específico. Es por esto, que el estudio de las variables que afectan el tratamiento dará un mejor entendimiento del comportamiento de este tipo de soluciones químicas en el medio poroso.

NOMENCLATURA

Kabs	Permeabilidad absoluta (md)
Ki	Permeabilidad efectiva a la fase i (md)
Kw	Permeabilidad efectiva al agua (md)
Ko	Permeabilidad efectiva al aceite (md)
Kr	Permeabilidad Relativa.
Kro	Permeabilidad relativa al aceite (adimensional).
Krw	Permeabilidad relativa al agua (adimensional).
RRF	Factor de resistencia residual (adimensional)
RRFo	Factor de resistencia residual al aceite (adimensional)
RRFw	Factor de resistencia residual al agua (adimensional)
NFRF	Factor de resistencia residual normalizado (adimensional)
Sw	Saturación de agua (adimensional)
So	Saturación de aceite (adimensional)
Vpi	Volúmenes porosos inyectados (adimensional)

fw	Corte de agua (adimensional).
fo	Corte de aceite (adimensional).

Factores de conversion

1pulg	= 2.54cm
1µm	= 1x10-6m
1md	= 9.869x10-12cm ²
1atm	= 14.696 psi

AGRADECIMIENTOS

Queremos agradecer al Laboratorio de Yacimientos y Fluidos de Perforación de la Universidad Nacional de Colombia por el apoyo suministrado durante el desarrollo de las pruebas.

BIBLIOGRAFÍA

- WEABER et al. "United States Patent Number 4,460,627". Julio 17 De 1984.
- RESTREPO D., GONZALES S. "Informes Grupo de Investigación HALLIBURTON-UNALMED". Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Minas. Medellín-Colombia. Junio 2003, Agosto 2002, Mayo 2002, Abril 2002. CONFIDENCIALES.
- ESCOBAR V., SANCHEZ O. "Nueva Metodología para la Evaluación de La Efectividad de los Tratamientos RPM en Medios Porosos". Trabajo final de Seminario de la línea de profundización en Petrofísica y Daño de Formación. Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Minas. Enero 2004.
- KOHLER N, et al. "Polymer treatment for water control in high temperature production wells". SPE 21000. Febrero 1991.
- LIANG J. et al. "Reduction Of Oil and Water Permeabilities Using Gels". SPE 24195. Abril 1992.
- LIANG J, et al. "Why do Gels Reduce Water Permeability More than Oil Permeability". SPE 27829. Mayo 1994.
- LIANG J. et al. "Why Do Gels Reduce Water Permeability More Than Oil Permeability?". SPEPF 27829. Noviembre 1995. PP225-230.
- BROSETA, D. Et al. "Polymer Adsorption/Retention In Porous Media of Core Wettability and Residual Oil", SPE ADVANCED TECHNOLOGY SERIES. Marzo 1995, PP103.
- YANG H, et al. "Improved Flow Back Analysis to Assess Polymer Damage". SPE 37444. Marzo 1997.
- LIANG J, et al. "Further investigations of why gel reduce water permeability more than oil permeability". SPE 37249. Noviembre 1997.
- ZAITOUN.A, BERTIN.H. "Two-Phase Flow Property Modifications By Polymer Adsorption". SPE 39631. Abril 1998.
- DALRYMPLE E.D, et al. "Results of using a relative permeability modifier with a fracture stimulation treatment" SPE 49043. Septiembre 1998.
- ZAITOUN.A, et al. "Two-Phase Flow Through Porous Me-

- dia: Effect Of An Adsorbed Polymer Layer". SPE 18085. Octubre 1998 .
14. MENELLA ANIELLO, et al. "Pore-Scale Mechanism For Selective Permeability Reduction By Polymer Injection". SPE 39634. Abril 1998.
15. CHIAPPA LUISA, et al. "Polymer/Rock Interactions In Polymer Treatments For Water-Cut Control". SPE 39619. Abril 1998.
16. A ZAITOUN, et al. "Effect of pore structure and residual oil polymer bridging adsorption". SPE 39674. Abril 1998.
17. STAVLAND A, et al. "Disproportionate permeability reduction is not a panacea". SPE 50983. Agosto 1998.
18. DALRYMPLE E.D. et al. "Studies Of A Relative Permeability Treatment Performed Using Multitap Flow Cells". SPE 59346. Abril 2000.
19. EOFF LARRY, et al. "Structure And Process Optimization For The Use Of A Polymeric Relative-Permeability Modifier In Conformance Control". SPE 64985. Febrero 2001.
20. NILSSON.S, et al. Mechanistic Study Of Disproportionate Permeability Reduction. SPE 39635. Abril 1998.
21. DENYS K, et al. "Bridging adsorption of cationic polyacrilamides in porous media". SPE 64984. Febrero 2001.
22. C.A. GRATTONI, et al. "Disproportionate permeability reduction when a silicate gel is formed in situ to control water production". SPE 69534. Marzo 2001.
23. AL SHARJI H, et al. "Disproportionate permeability reduction due to polymer adsorption entanglement". SPE 68972. Mayo 2002.
24. CHAUVETAU.G, et al. "New Insights On Polymer Adsorption Under High Flow Rates". SPE 75183. Abril 2002.
25. NIEVES G, et al. "Field application of relative permeability modifier in Venezuela". SPE 75123. Abril 2002.
26. ELMKIES Ph, et al. "polymer effect on gas/water flow in porous media". SPE 75160. Abril 2002.
27. CASTAÑO.R, et al. "Relative Permeability Modifier And Scale Inhibitor Combination In Fracturing Process At San Francisco Field In Colombia, South America". SPE 77412. Octubre 2002.
28. DI LULLO G, et al. "New insights into water control – A review of the state of the art". SPE 77963. Octubre 2002.
29. GANGULY S, et al. "Effect of flow rate on disproportionate permeability reduction". SPE 80205. Febrero 2003.
30. EOFF LARRY, et al. "Development Of A Hydrophobically Modified Water Soluble Polymer as a Selective Bullhead System For Water-Productions Problems". SPE 80206. Febrero 2003.
31. CHIAPPA LUISA, et al. "Polymer Design For Relative Permeability Modification Treatments At High Temperature". SPE 80202. Febrero 2003.
32. NELSON G, et al. "The application of a new and unique relative permeability modifier in selectively reducing water production". SPE 84511. Octubre 2003.
33. ICP. "Proyecciones De La Industria". 2001.
34. TAO T.M., et al. "Accuracy of JBN of Relative Permeability: Part 1 – Error Analysis" SPE 11589. Abril 1984

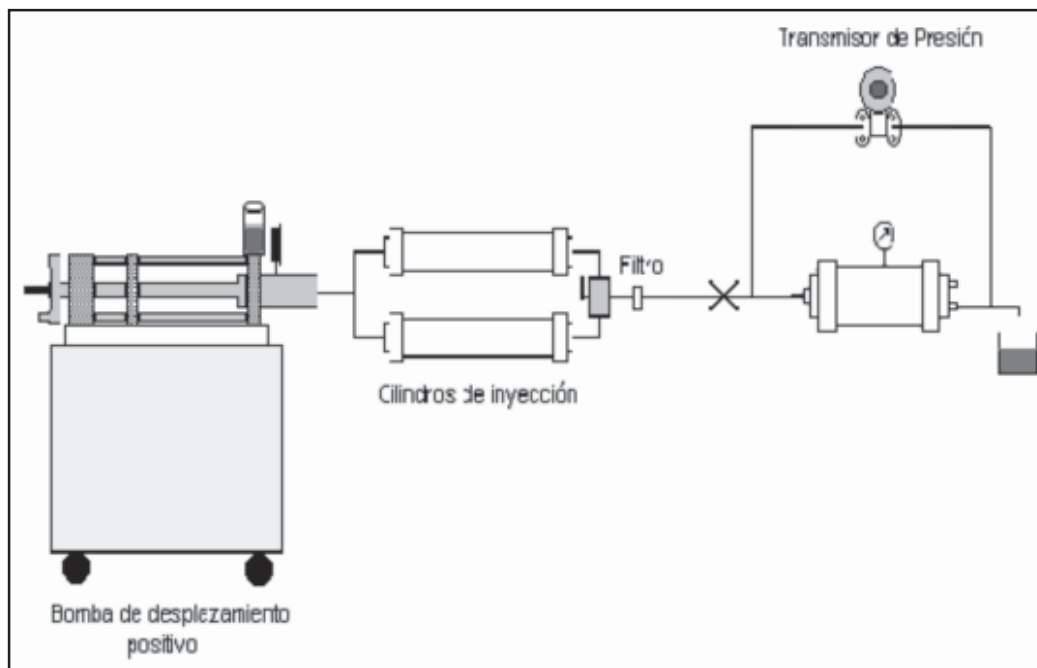


figura 2. montaje experimental.

Prueba	Núcleo	Diámetro (cm)	Longitud (cm)	Volumen poroso (cm ³)	Porosidad (%)	Kabs (md)
RPM-1	Berea RPM-1	3.84	6.94	14.697	18.28	182

Tabla 3. propiedades petrofísicas básicas de las muestras empleadas.

Prueba	Sw %	% reducción Kw	RRF agua	% reducción Ko	RRF aceite	NFRR
RPM-1	45	76	4.17	-108.3	0.48	9

Tabla 4. factores de resistencia residual a cada fase y factor de resistencia residual normalizado calculados en un mismo punto de saturación.

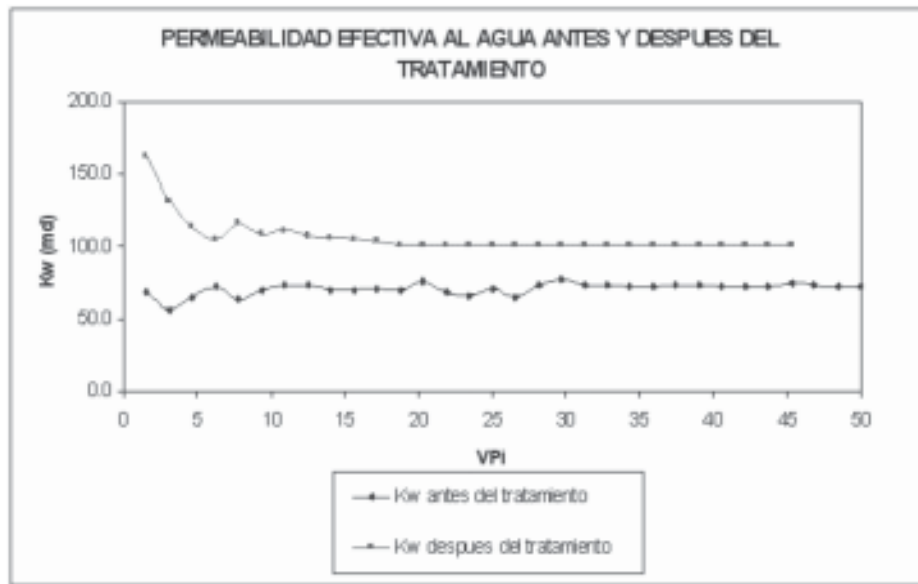


Figura 3 Kw vs Vpi (Metodología Convencional)

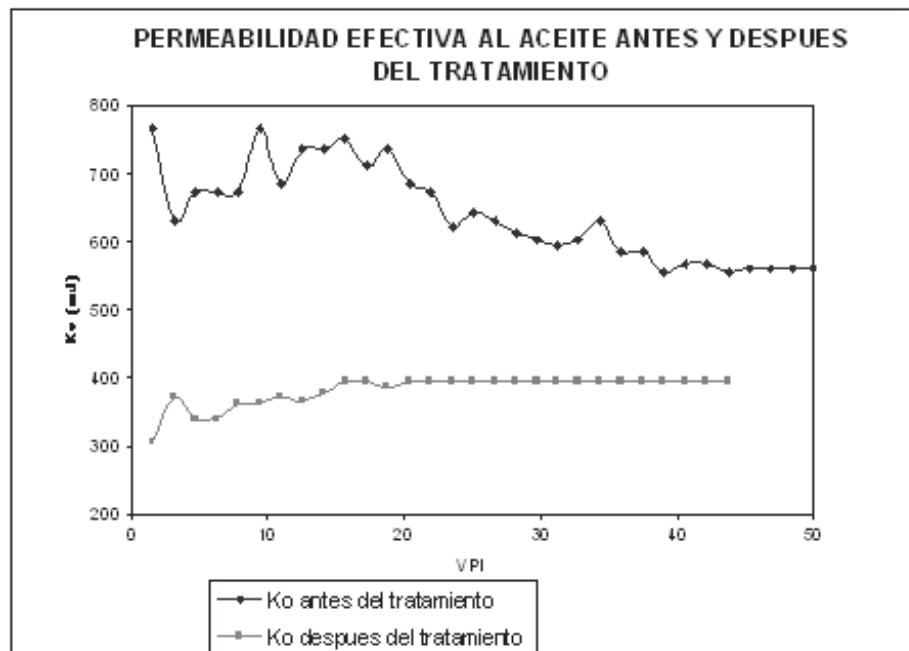


Figura 4 Ko vs Vpi (Metodología Convencional)

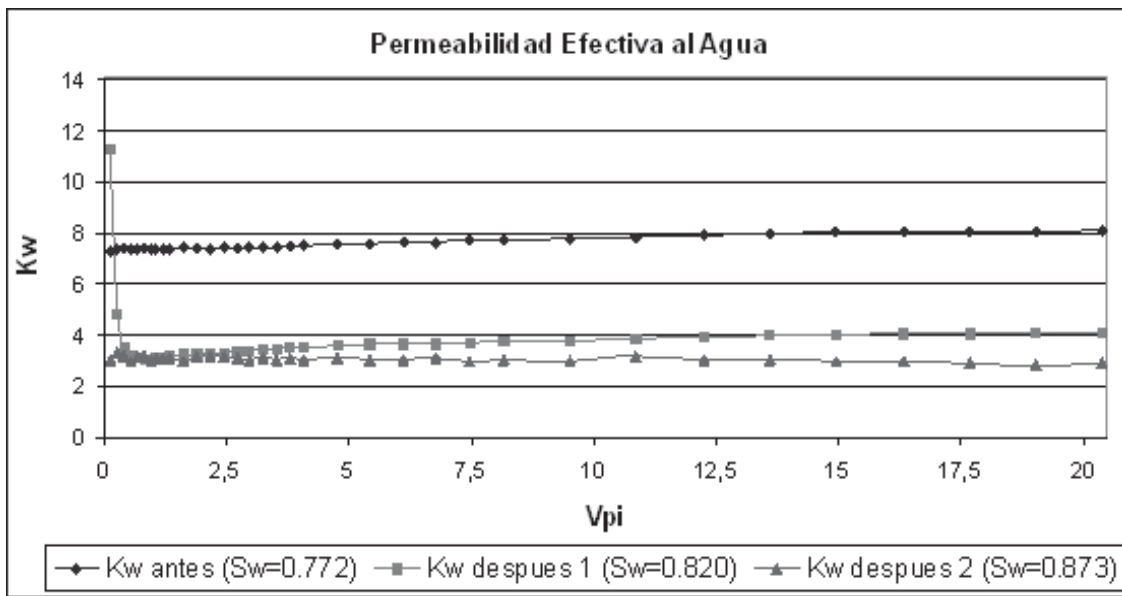


Figura 5. Kw vs VPI (Nueva Metodología)

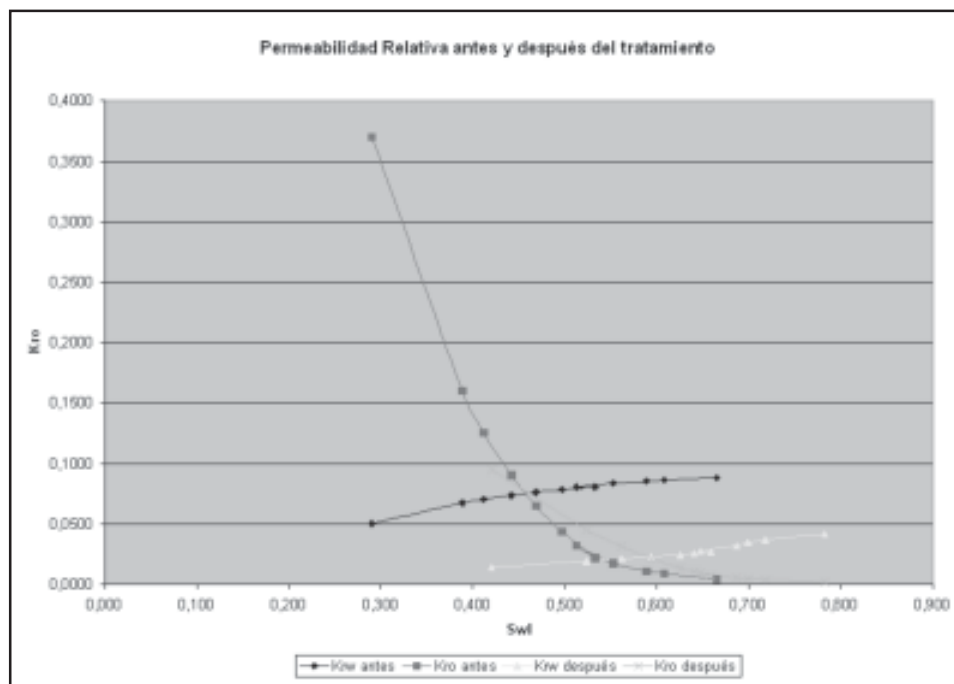


Figura 6. Kri vs Swl

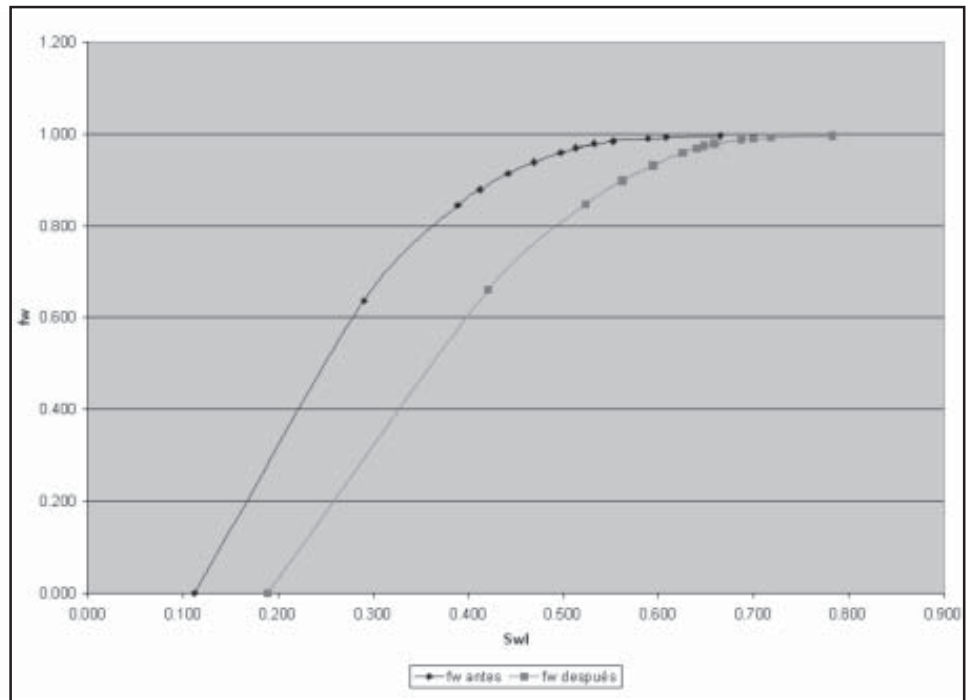


Figura 7. fw vs Swl

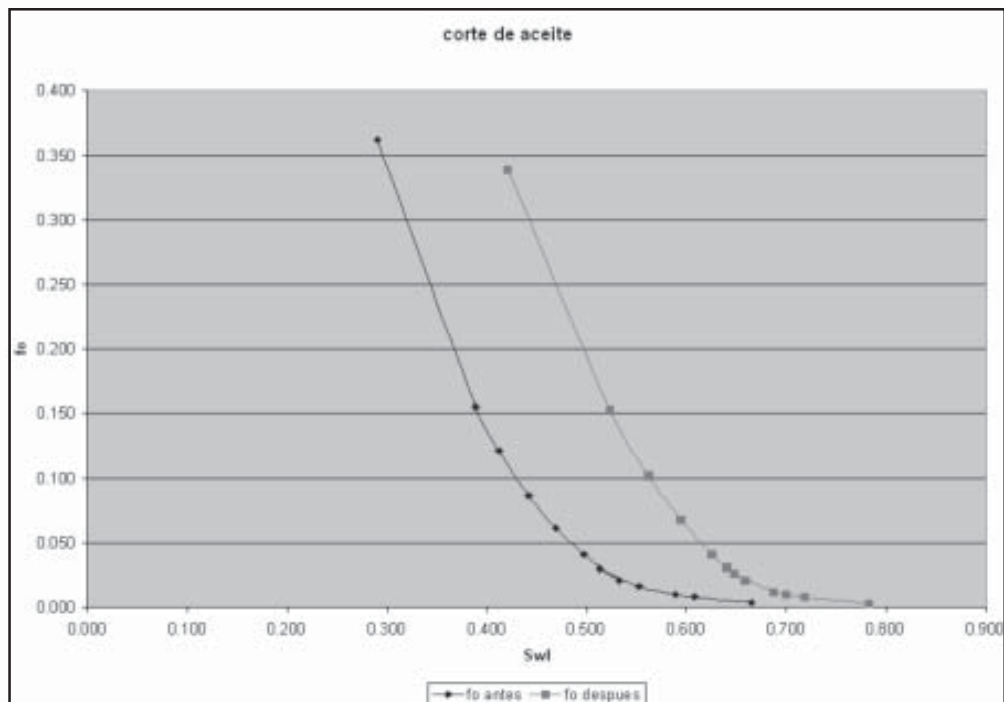


Figura 8. fo vs Swl