

EVALUACION DE RESPUESTA Y EFICIENCIA DE SISTEMAS DE GELES POLIMERICOS PARA WATER SHUT-OFF

I. Vega⁽¹⁾, W. Morris⁽¹⁾, J. Robles⁽¹⁾, H. Peacock⁽¹⁾ y A. Marín⁽²⁾

⁽¹⁾ San Antonio Internacional, Neuquén, Argentina

⁽²⁾ SNF Floerger, Francia

Resumen

El control de la producción de agua es un aspecto clave en yacimientos maduros a nivel mundial. Numerosas técnicas de evaluación de formulaciones de sistemas de geles poliméricos para Water Shut-off (WSO) han sido propuestas, alguna de las cuales aún no han sido plenamente validados.

Este trabajo presenta una metodología para evaluar la eficiencia y respuesta de dichos sistemas, dentro y fuera del medio poroso, de manera de seleccionar formulaciones adecuadas para las condiciones específicas de servicio.

A partir de ensayos de botella se evalúa en forma cualitativa la consistencia final del gel. La gelificación del sistema en condiciones de reservorio se analiza monitoreando la variación de la viscosidad en función del tiempo. Este parámetro es de fundamental importancia para asegurar los tiempos operativos de inyección y la colocación e inyección del sistema WSO en la zona requerida del reservorio, evitando una gelificación prematura que pueda exceder la presión de fractura de la formación. Se realizaron estudios reológicos que permitieron determinar las propiedades viscoelásticas del sistema gel WSO, tales como el módulo de almacenamiento (G') y pérdida (G''). Los estudios reológicos se realizaron simulando las condiciones reales del reservorio a tratar (temperatura y presión), permitiendo diseñar las propiedades del gel en función de los requerimientos del pozo candidato así como predecir la incidencia de sus componentes básicos, entrecruzante, polímero y otros aditivos, en las propiedades finales del gel.

Finalmente, los estudios en medios porosos permiten determinar, mediante ensayos de flujo realizados con testigos de arena Berea y de formación la eficiencia del sistema de gel WSO bajo condiciones de reservorio. Estos ensayos se realizan en un equipo de respuesta a formación (FRT) evaluando los cambios de permeabilidad efectiva al agua y al petróleo, antes y después del tratamiento a distintos regímenes de producción. Se determinaron los factores de resistencia al agua y al petróleo ($Frrw$ y $Frrp$ respectivamente) los cuales se usaron para estimar la probable respuesta en producción del pozo tratado y definir las condiciones de producción para extender la duración del tratamiento.

Introducción

El control de la producción de agua es un aspecto clave en la explotación de yacimientos maduros a nivel mundial. La separación, tratamiento, disposición y en algunos casos la reinyección del agua implica elevados costos a la producción de hidrocarburos, y trae aparejado problemas asociados tales como la corrosión de las instalaciones y tuberías, incrustaciones inorgánicas, crecimiento bacteriano, producción de arena de formación, entre otras. En muchos yacimientos bajo recuperación secundaria por inyección de agua o recuperación terciaria (mejorada), los cortes de agua se encuentran muy por encima del 90 % haciendo que su producción sea poco rentable^(1, 2).

Ante este panorama se han desarrollado distintas tecnologías orientadas a redireccionar el agua o mejorar los perfiles de inyección y/o producción en los sistemas reservorio-pozo. Estas se agrupan principalmente en dos; tecnologías mecánicas y tecnologías químicas. Las tecnologías

mecánicas se han restringido a la implementación de modificaciones a nivel de pozo tales como completaciones duales para reversión de la conificación de agua⁽³⁻⁵⁾ y al uso de hidrociclones para la separación de agua en fondo de pozo o superficie⁽⁶⁻⁸⁾. Por su parte, las tecnologías químicas, ampliamente usadas en la última década^(9, 10), consisten en su gran mayoría en productos químicos (cuyo componente principal son polímeros) que son bombeados al pozo (inyector o productor) como una mezcla líquida de varios componentes, los cuales al cabo de un determinado tiempo (horas, días e incluso semanas), adquieren una consistencia de gel, que obtura en forma parcial o total los canales más permeables de las formaciones tratadas. Estos son también llamados tratamientos de Water Shut off (WSO). En el caso de yacimientos bajo recuperación secundaria o terciaria, estos tratamientos permiten redirigir el agua inyectada a las zonas del reservorio que contienen reservas de hidrocarburo sin producir.

Existen actualmente una gran cantidad de sistemas de geles de los cuales los poliméricos en base a poliácridamidas son los más utilizados para aplicaciones de WSO. Estos sistemas difieren entre sí fundamentalmente en el tipo de agente reticulador o entrecruzante utilizado. Los agentes reticulantes más utilizados para esta aplicación se agrupan en dos: inorgánicos y orgánicos⁽¹¹⁾. Los agentes reticuladores inorgánicos más empleados son a base de Cr^{3+} , Al^{3+} y Zr^{4+} y se emplean con poliácridamidas parcialmente hidrolizadas (HPAM). La acción de estos reticulantes se basa en uniones iónicas generadas entre los grupos carboxilos (negativos) y los cationes multivalentes. Por su parte, los reticulantes orgánicos permiten incrementar la estabilidad de estos sistemas a altas temperaturas, gracias a las uniones covalentes generadas con los grupos amidos del polímero.

La API ("American Petroleum Institute") ha elaborado una recomendación práctica (Norma API RP-63)⁽¹²⁾ que describe claramente la metodología experimental para caracterizar y evaluar polímeros utilizados para recuperación mejorada ("Enhanced Oil Recovery"-EOR) mediante métodos químicos. Para el caso de sistemas de geles poliméricos para tratamientos WSO, aún no existe una estandarización que permita evaluar, mediante ensayos de laboratorio, el comportamiento de estos sistemas bajo condiciones de servicio o de reservorio. Numerosas técnicas de evaluación y ensayos de laboratorio han sido propuestas en la literatura⁽¹³⁻¹⁷⁾, algunas de las cuales aún no han sido plenamente validados.

La ejecución de tratamientos WSO en campo sin un análisis experimental previo y adecuado, sumado a la ambigüedad en los distintos procedimientos de evaluación utilizados, es uno de los factores que ha conducido a resultados poco satisfactorios en el campo⁽¹⁸⁾.

En este trabajo se presentan las técnicas experimentales utilizadas para caracterizar el desempeño de los sistemas de geles poliméricos para WSO, basada en una metodología de trabajo que contempla ensayos fuera y dentro del medio poroso. Los ejemplos y resultados reportados en el trabajo corresponden a un sistema de gel WSO activado con reticulantes orgánicos desarrollado por SAI (San Antonio Internacional) para este tipo de tratamientos.

Ensayos fuera del medio poroso

La metodología experimental de ensayos fuera del medio poroso descrita en este trabajo permite caracterizar las propiedades y la eficiencia de los sistemas de geles poliméricos para tratamientos WSO. Los ensayos descritos en esta sección se focalizan en las propiedades de estos sistemas durante el proceso de reticulación y una vez activado el gel. La metodología recomendada para caracterizar las propiedades del gel sin reticular, referido en adelante como "gel lineal", son similares a las propuestas en la norma API RP-63⁽¹²⁾ para polímeros usados en recuperación mejorada. Estos ensayos incluyen la medición del Screen Factor (SF) y la Viscosidad Cannon Fenske (VCF) como procedimiento de control de calidad del polímero tanto en laboratorio como en campo.

A continuación se describen los procedimientos de ensayo utilizados para los sistemas de geles poliméricos para tratamientos WSO.

Ensayos de botella

Los ensayos en botella permiten evaluar en forma cualitativa la consistencia y rigidez final del gel reticulado. Las distintas formulaciones a evaluar son preparadas siguiendo los lineamientos establecidos en la Sección 2 de la norma API RP 63⁽¹²⁾ y colocadas en botellas herméticas de vidrio borosilicato. Las botellas son posteriormente expuestas a la temperatura de ensayo en un baño termostático o estufa. La gelificación del sistema se evalúa mediante la observación directa del fluido a lo largo del tiempo. Las características de consistencia, elasticidad y rigidez del gel son clasificados utilizando un sistema de códigos identificados con letras propuesto por Sydansk et al⁽¹⁹⁾. En la tabla 1 se presenta el sistema de códigos utilizado para caracterizar las propiedades (rigidez y elasticidad) de los geles WSO activados.

Tabla 1. Sistema de códigos utilizado para caracterizar las propiedades (rigidez y elasticidad) de los geles WSO activados⁽¹⁹⁾.

Código	Descripción
A	Gel apenas fluido.
B	Gel altamente deformable no fluido
C	Gel moderadamente deformable no fluido
D	Gel levemente deformable no fluido.
E	Gel rígido.
F	Gel rígido oscilante.
G	Gel fluido.
H	Líquido viscoso.

A modo de ejemplo en la tabla 2 se presentan los resultados obtenidos con sistemas de geles activados compuestos por 0.5, 0.7 y 1 % de polímero expuesto a 65 °C durante 15 días. En todos los casos el gel se preparó a partir de una solución conteniendo 2 % KCl utilizando una concentración de agente reticulante de 0.17 %

Tabla 2. Resultados mostrando la codificación de sistemas de geles activados compuestos por 0.5, 0.7 y 1 % a 65 °C.

Carga de polímero	Codificación del sistema de gel WSO			
	0 hs	24 hs	7 días	15 días
0.5 %	H	H-G	C	C
0.7 %	H	B	D	D
1 %	H	C	D-E	E

De acuerdo a estos resultados, para una misma temperatura y concentración de reticulante, la diferencia de consistencia esta dada por la variación en la concentración de polímero. A mayor porcentaje de poliacrilamida, mayor es la consistencia final del gel activado y menor es el tiempo de reticulación.

Determinación del tiempo de gelificación inicial (Tgi) y del tiempo de gelificación final (Tgf)

El tiempo de gelificación inicial (Tgi) es el tiempo requerido por el sistema gelificante WSO para comenzar a tomar consistencia, evidenciado por un incremento sostenido en la viscosidad del fluido evaluado a la temperatura del reservorio a tratar. Se lo considera como el período de inducción de entrecruzamiento⁽²⁰⁾ durante el cual el fluido mantiene una viscosidad propia del gel lineal.

La temperatura, pH, salinidad, presencia de cationes divalentes y otros aditivos pueden afectar el Tgi de una formulación de gel WSO⁽²¹⁾.

El valor de Tgi de un gel WSO puede determinarse monitoreando la variación de la viscosidad del fluido en función del tiempo a bajas tasas de corte (30 sec^{-1}), de manera tal de no perturbar el sistema. En los ejemplos citados en este trabajo, las lecturas de viscosidad se realizan durante 16 segundos en forma periódica cada 10 min en los cuales el sistema se mantiene en reposo para no perturbar el proceso de gelificación. El tiempo de gelificación inicial se define como el punto de inflexión a partir del cual la viscosidad del fluido comienza a crecer debido al aumento de entrecruzamientos en el sistema^(21, 22).

En la figura 1 se muestran las curvas de viscosidad en función del tiempo para los sistemas de geles WSO referidos en la tabla 2 (0.5, 0.7 y 1 % polímero a 65 °C). El equipo utilizado para estas determinaciones fue un viscosímetro HPHT tipo Chandler 5550 con control de temperatura y presión internas.

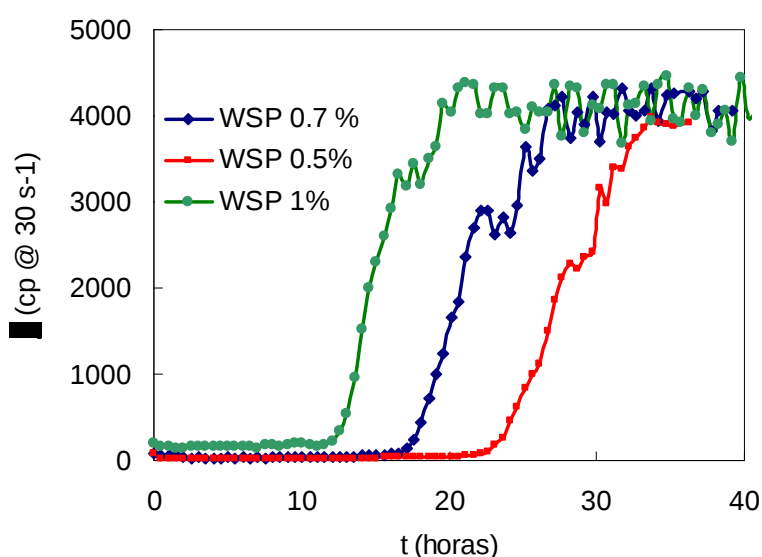


Figura 1. Curvas de viscosidad en función del tiempo para sistemas de geles WSO preparados con 0.5, 0.7 y 1 % de polímero a 65 °C.

En todos los casos las curvas muestran un período de inducción variable de acuerdo a la concentración de polímero en donde la viscosidad se mantiene en valores bajos. Una vez alcanzado Tgi se observa el incremento abrupto de viscosidad para finalmente alcanzar un plateau de aproximadamente 4000 cp. El máximo valor de viscosidad registrado dependerá de las características del instrumento utilizado para la medición. Como puede observarse, los valores de Tgi de los sistemas de geles WSO analizados se acortan a medida que se incrementa la concentración de polímero.

La determinación de Tgi bajo las condiciones de fondo de pozo, especialmente la temperatura, es de gran importancia para poder predecir el tiempo operativo para la inyección del volumen de tratamiento diseñado en función del caudal de bombeo, así como el post-flujo a utilizar para una correcta colocación del gel WSO en el reservorio.

En esta misma grafica también se puede estimar el tiempo de gelificación final (Tgf), que es el tiempo donde el gel alcanza su consistencia final. Este tiempo se toma en donde se mantiene el plateau y depende del tipo de formulación usada. Para el sistema de gel WSO presentado como ejemplo en la figura 1, el Tgf varía de 18 a 32 horas a medida que la carga de polímero se reduce de 1 a 0.5 %. Este tiempo se usa como el que se debe dejar cerrado el pozo, para garantizar que el gel adquiera su consistencia final (Tiempo de Cierre). La experiencia de

campo ha mostrado que dicho tiempo de cierre para un pozo productor, oscila entre 48 y 72 horas y dependiendo del caso o problema específico^(18, 27).

Caracterización reológica de los sistemas WSO

A diferencia de los ensayos cualitativos de botella, la caracterización reológica dinámica, utilizando pequeñas deformaciones oscilatorias, permite evaluar cuantitativamente la resistencia de un gel WSO. Este método permite determinar las componentes elástica y viscosa (G' y G'') así como la consistencia final del gel viscoelásticos (G^*)⁽²³⁾, como es el caso de los sistemas poliméricos WSO durante el proceso de gelificación.

Para la evaluación dinámica se utilizó un reómetro TA Instruments AR 2000ex al cual se le adosaron geometrías de platos paralelos de acero inoxidable de 40 mm de diámetro. La medición se realiza aplicando perturbaciones lo suficientemente pequeñas como para estudiar las propiedades viscoelásticas, sin modificar de forma permanente la estructura del gel en formación. El módulo complejo G^* representa la resistencia total que genera el sistema a la deformación aplicada:

$$|G^*| = G' + iG''$$

La componente elástica del sistema está dada por el módulo de carga o G' , y representa la energía almacenada por el sistema durante el torque aplicado al mismo; mientras que la componente viscosa está representada por el módulo de pérdida o G'' que corresponde a la energía utilizada para fluir⁽²³⁾.

Para estudiar el proceso de gelificación se analiza la evolución de los módulos G' y G'' durante el proceso de reticulación. Cuando aumenta el número de enlaces entre cadenas de polímeros existe un incremento del módulo de carga (G') del medio⁽²⁴⁾. A partir de este parámetro se puede estimar la densidad de entrecruzamientos que tiene un sistema teniendo en cuenta la siguiente expresión:

$$G'(t) - G'_0 = \nu kT$$

Donde G' es el módulo de carga a un tiempo dado, G'_0 corresponde al módulo de carga de la solución polimérica sin entrecruzamientos (gel lineal), ν es la densidad de enlaces en formación que contribuyen a la elasticidad total del sistema y kT es el factor de Boltzmann⁽²⁵⁾. La relación G'/G'_0 es un parámetro comúnmente utilizado para evaluar la densidad de entrecruzamientos del sistema WSO en función del tiempo. Cabe aclarar que la ecuación asume que no hay un aumento significativo del módulo de pérdida (componente viscosa) al aumentar en número de puntos de entrecruzamiento.

Para estos estudios se recomienda realizar un primer barrido de torque con la finalidad de determinar los esfuerzos que someta el gel sin alterar la red en formación. La frecuencia aplicada a todas las mediciones sucesivas fue 1 Hz. El barrido de torque cubre un rango de 1 a 50 microN.m. Las mediciones se hacen a partir del gel lineal y se van analizando la variación de los módulos en función del tiempo.

En el caso particular de los sistemas WSO analizados, los módulos G , G'' y G^* no registran variaciones significativas en el rango de torque analizado, lo que indica que el sistema se encuentra dentro de la zona de viscoelasticidad lineal. En la figura 2 se presenta la variación de los parámetros reológicos G , G'' y G^* en función del torque para el sistema de gel preparado con 0.5% PAM.

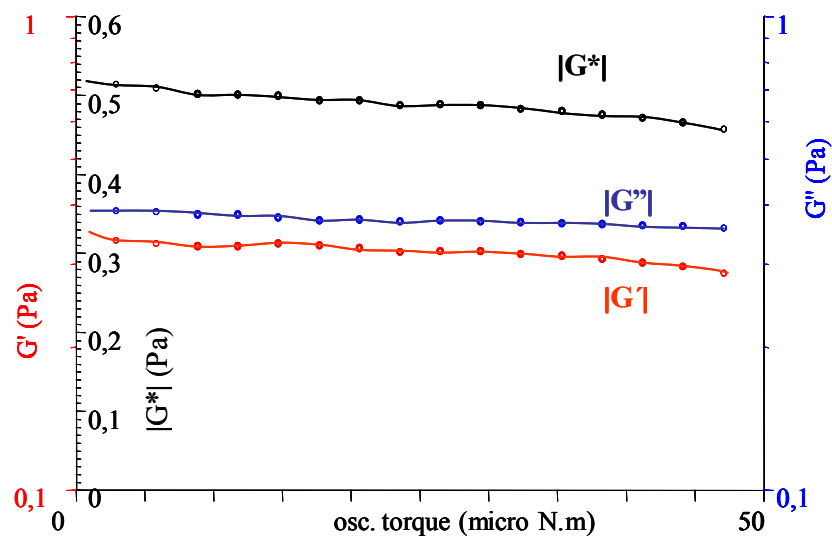


Figura 2. Variación de los parámetros reológicos G' , G'' y G^* en función del torque para el sistema de gel preparado con 0.5% PAM , 0.17% entrecruzante 2% KCl.

La tabla 3 presenta los valores promedios de los parámetros reológicos G' , G'' y G^* obtenidos de los barridos de torque para las soluciones poliméricas de 0.5, 0.7 y 1% m/v PAM.

Tabla 3. Valores promedios de los parámetros reológicos G' , G'' y G^* obtenidos de los barridos de torque para las soluciones poliméricas de 0.5, 0.7 y 1% m/v PAM

Módulo	Concentración de polímetro en el sistema WSO		
	0.5 %	0.7 %	1 %
G'	0.332	0.735	1.766
G''	0.385	0.684	1.251
G^*	0.509	1.004	2.165

El sistema con 0.5% PAM presenta valores de G'' superiores a los de G' , indicando que el fluido es predominantemente viscoso. En cambio, en los sistemas con 0.7 y 1% PAM los valores de G' y G'' son similares, siendo algo mayor el módulo de carga G' . Dicho comportamiento sugiere que a medida que se incrementa la concentración de PAM las cadenas poliméricas se encuentran más cercanas interaccionando entre sí y haciendo que el sistema sea levemente más elástico que viscoso. El tipo de interacciones que pueden existir en este caso son de tipo puente hidrógeno entre los grupos amida de las cadenas de las macromoléculas.

En la Figura 3 se presenta la variación de la relación G'/G'_0 (densidad de entrecruzamientos) de los sistemas WSO preparados con 0.5, 0.7 y 1 % PAM en función del tiempo. Como en los casos anteriores, los ensayos fueron realizados a 65 °C. La solución que contiene menor concentración de polímero es la que más tiempo demora en aumentar su densidad de entrecruzamientos; y la que presenta mayor concentración es la que primero comienza a experimentar un aumento en su elasticidad. En este caso, la condición que mostró tener la mayor densidad de entrecruzamientos final fue la correspondiente a la concentración de 0.7% m/v PAM. Estos resultados sugieren que el sistema mejor balanceado en cuanto a concentración de polímero y entrecruzante es este último debido a que la relación G'/G'_0 es la que alcanzó los valores más elevados de G'/G'_0 .

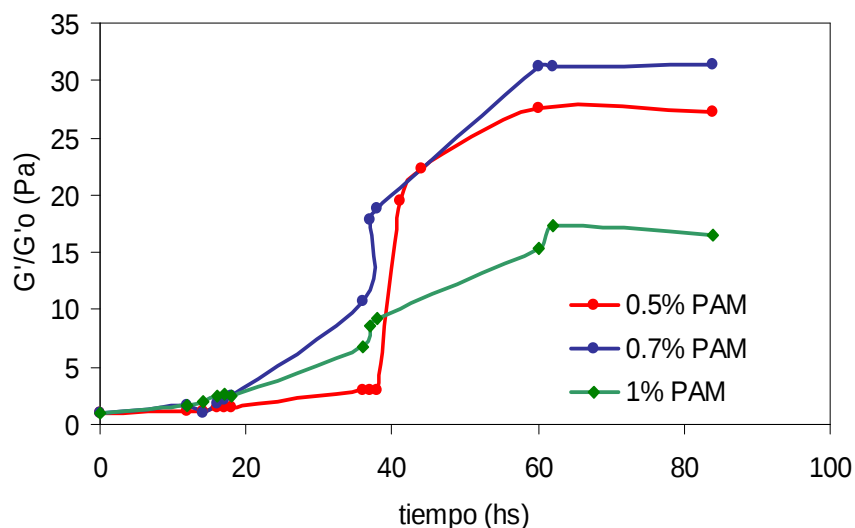


Figura 3. Variación de la relación G'/G'_0 de los sistemas WSO preparados con 0.5, 0.7 y 1 % PAM en función del tiempo

La Figura 4 muestra la variación del porcentaje de consistencia ($100 \cdot G'/G^*$). Vemos que el que mayor porcentaje de consistencia presentó fue el sistema correspondiente a 0.5% m/v de PAM. Si bien los otros dos sistemas alcanzaron consistencias menores, son considerados como geles elásticos pues superan el valor umbral de 70.7% de consistencia⁽²⁵⁾.

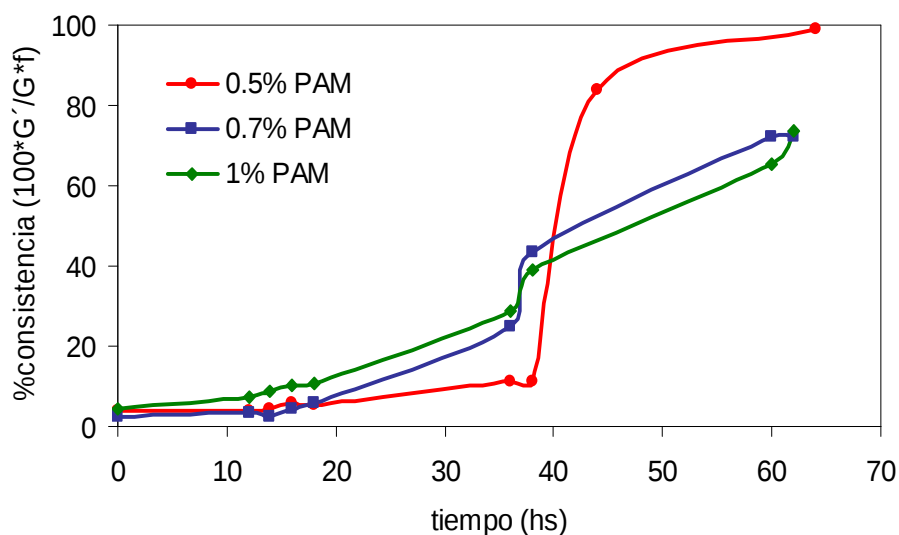


Figura 4. Variación del porcentaje de consistencia de los sistemas WSO preparados con 0.5, 0.7 y 1 % PAM en función del tiempo

La Figura 5 muestra la evolución en el tiempo del módulo de pérdida medidos en los sistemas de geles WSO a 65 °C. Se observa que la G'' presenta un incremento lineal durante las 70 hs iniciales aunque comparados con el módulo de carga los valores de G'' no se ven afectados fuertemente por el aumento del número de entrecruzamientos.

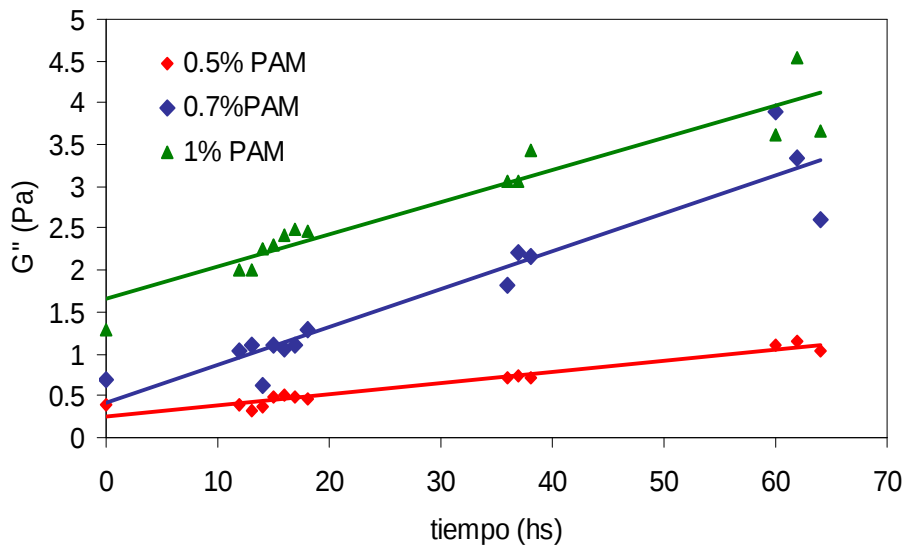


Figura 5. Variación del módulo de almacenamiento G'' de los sistemas WSO preparados con 0.5, 0.7 y 1 % PAM en función del tiempo

Ensayos dentro del medio poroso

Los ensayos dentro del medio poroso son la mejor manera de simular y/o evaluar el desempeño de la tecnología de geles WSO dentro del reservorio. Los resultados de estos estudios permiten inferir y en muchos casos predecir el impacto de estos tratamientos sobre la productividad del pozo.

En esta sección se describen los pasos a seguir en una metodología guía para la evaluación de dicha tecnología sobre testigos de arena Berea o tapones (“plugs”) de reservorio. A partir de estos ensayos se determina la incidencia del tratamiento en la permeabilidad de las formaciones en estudio, determinando parámetros tales como los Factores de Resistencia Residual del agua y el petróleo (F_{rrw} y F_{rro}), empleados para realizar las estimaciones de productividad post-tratamiento.

Selección y preparación de testigos. Los ensayos de geles WSO dentro del medio poroso se realizan generalmente bajo condiciones de reservorio: temperatura y presión de reservorio, así como presión de confinamiento o sobrecarga.

En caso de ser posible se procura utilizar testigos con características mineralógicas similares a las existentes en el reservorio, siendo ideal disponer de un grupo de testigos representativo de las distintas zonas del reservorio a tratar. Previo al ensayo con estos testigos, es recomendable realizar pruebas preliminares en testigos estándar como los de arena Berea con propiedades petrofísicas similares a los del reservorio en estudio. Estos últimos ensayos permiten establecer valores referenciales del desempeño del gel WSO y sus condiciones de ensayo (presiones, tasas de bombeo, etc.).

En la preparación y acondicionamiento de los testigos, se sugiere seguir la norma API RP 40: “*Recommended Practice for Core Analysis Procedure*”⁽²⁶⁾, la cual detalla las técnicas de extracción y limpieza de testigos (“plugs”), en especial para los de formación.

Evaluación de eficiencia de geles WSO en testigos. Varias publicaciones reportan procedimientos experimentales para la evaluación del desempeño de los sistemas de geles WSO en la reducción de la permeabilidad al agua sobre testigos con miras a determinar el posible impacto sobre la productividad⁽²⁷⁻³³⁾. A continuación se presenta y describe un procedimiento experimental guía para evaluar el desempeño de geles WSO en testigos de arena Berea o de formación, basado en las experiencias de laboratorio publicadas en la literatura⁽²⁷⁻³³⁾. Dicho procedimiento consiste en los siguientes pasos:

1. Determinar la permeabilidad al gas y la porosidad de los testigos a usar. Estos parámetros permiten agrupar los testigos disponibles para el estudio de acuerdo a sus propiedades petrofísicas y establecer sus volúmenes porales (VP). En caso de realizar pruebas preliminares, estos parámetros son utilizados para seleccionar testigos de arena Berea con propiedades comparables a los testigos de formación.
2. El equipo sugerido para llevar acabo los ensayos es similar al especificado en las normas API RP-63 y API RP-40^(12, 26). En la figura 6 se presenta un esquema del aparato o equipo recomendado por las normas anteriores para realizar los ensayos dentro del medio poroso. Los ensayos dentro del medio poroso reportados en este trabajo fueron realizados utilizando un equipo FRT (*Formation Responce Tester*) de Chandler Eng., modelo 6000. En la figura 7 se presenta un esquema del equipo FRT 6000 mostrando la bomba, la celda portatestigo o portanúcleo, así como los sensores de presión y caudal.
3. Usar muestras limpias y libres de sólidos de los fluidos (agua e hidrocarburo) a emplear en el ensayo:
 - Agua. Usar muestra de agua de inyección o producción adecuadamente acondicionada. En caso contrario, preparar agua sintética en base al análisis fisicoquímico del agua de inyección. En este caso seguir el procedimiento API de preparación de aguas sintéticas.
 - Hidrocarburo. Usar una muestra de campo sin gas en solución (petróleo muerto), ya que la liberación del gas durante el ensayo puede influir en las medidas de presión. En caso contrario usar un hidrocarburo limpio y con la misma viscosidad del petróleo del reservorio seleccionado (gasoil o diesel), tomando como referencia el valor de viscosidad reportado de los análisis PVT.
4. Registrar las dimensiones del testigo (diámetro y longitud) y su volumen poral (porosidad). Definir el sentido de producción (normal) del agua y el hidrocarburo y el sentido de inyección (reverso) del tratamiento (gel WSO).
5. Saturar el testigo con el agua especificada en el punto 2 y luego colocarlo en la celda porta testigo (core holder), del equipo de flujo (FRT).
6. Aplicar la presión de confinamiento y llevar a la temperatura del reservorio. Estimar los límites de presión teóricos a los cuales se realizará el ensayo, a partir de la ley de Darcy en flujo lineal para fluidos incompresibles⁽³⁴⁾ y empleando los valores de viscosidad de los distintos fluidos a inyectar. Esto con la finalidad de comparar esto con los límites, tanto de presión como de tasa, del aparato a usar. En la figura 8 se presenta un ejemplo donde se muestran estos límites para tres valores de viscosidad: 1 cP, 10 cP y 100 cP del fluido a inyectar.

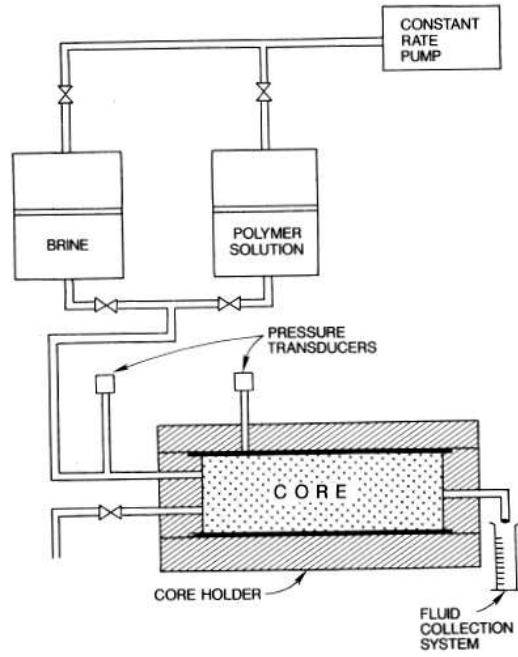


Figura 6. Esquema del dispositivo recomendado por las normas API RP-40⁽²⁶⁾ y API RP-63⁽¹²⁾ para realizar los ensayos dentro del medio poroso.

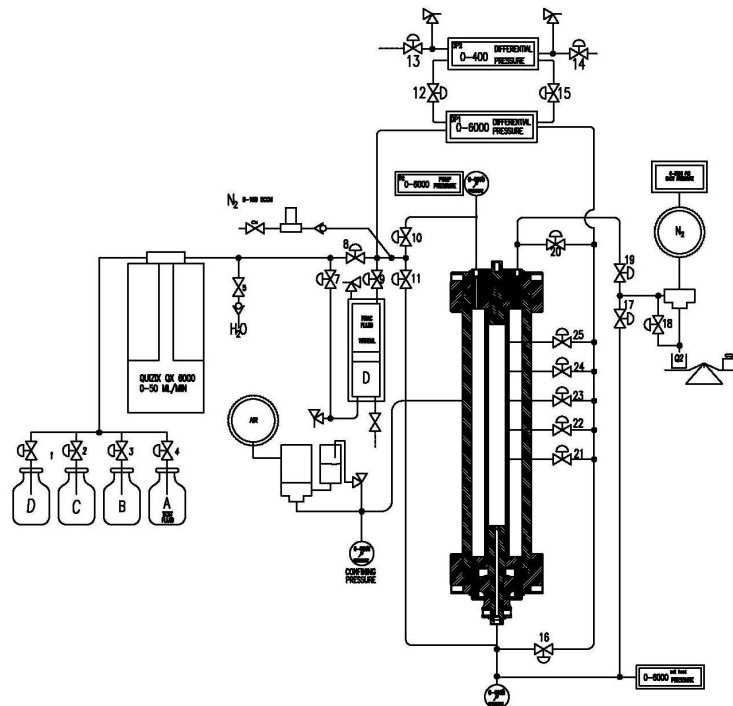


Figura 7. Esquema del equipo Chandler Modelo FRT 6000.

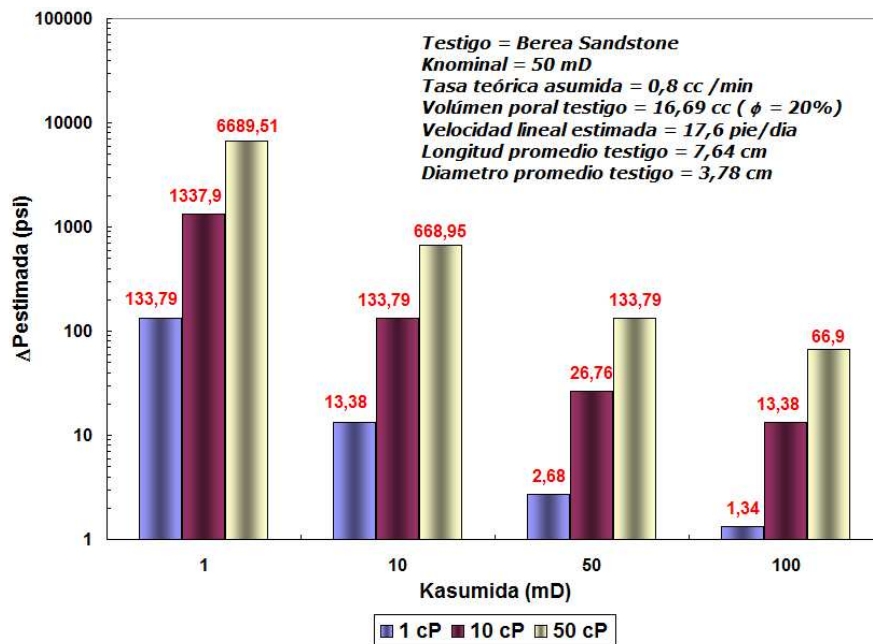


Figura 8. Ejemplo de límites de presión para tres valores de viscosidad: 1 cP, 10 cP y 100 cP del fluido a inyectar, usando la Ley de Darcy para flujo lineal de un fluido incompresible.

7. Después de empaquetar y colocar el testigo en el “core holder” y luego de alcanzar las condiciones de reservorio (temperatura, presión de reservorio y presión de confinamiento), se hace pasar agua (según punto 3) en sentido normal para determinar la permeabilidad absoluta.
8. Se hace pasar hidrocarburo a través del testigo en sentido normal a una tasa constante hasta alcanzar saturación irreducible de agua (S_{wi}). Se determina la permeabilidad efectiva al petróleo a dicha saturación, variando la tasa de bombeo en forma escalonada y midiendo la caída de presión una vez estabilizada la misma (régimen de flujo estacionario)^[10]. Dicha permeabilidad se calcula usando la ley de Darcy y corresponde a la permeabilidad al petróleo antes del tratamiento WSO [$k_{ef,o}^{agel}(S_{wi})$].
9. Se hace pasar agua a través del testigo en sentido normal hasta alcanzar saturación residual de petróleo (S_{or}). Se determina la permeabilidad efectiva al agua, variando la tasa de bombeo en forma escalonada y midiendo la caída de presión, en forma similar a lo realizado en el punto anterior. Esta es la permeabilidad al agua antes del tratamiento WSO [$k_{ef,w}^{agel}(S_{or})$].
10. Se prepara el volumen necesario de solución polimérica siguiendo el procedimiento recomendado en la norma API RP-63 utilizando una muestra de agua apropiadamente acondicionada y representativa a la que se utilizará para el tratamiento de campo. Incorporar el agente reticulante a la solución polimérica al estar en condiciones de colocar el sistema WSO en el equipo para ser inyectado al testigo.
11. Se inyecta 2 volúmenes porales (2VP) en el sentido reverso a una tasa constante y así garantizar saturación completa del testigo. Esto se puede verificar midiendo la viscosidad del fluido a la salida del testigo y comprobar que sea la misma que se inyectó a la entrada. Al verificar que la caída de presión a lo largo del testigo se mantiene constante, se puede determinar la k_{gelant} (permeabilidad de la solución gelificante). Es importante tomar una

muestra del sistema WSO en un recipiente hermético y colocarlo a la temperatura de ensayo para verificar visualmente su completa gelificación y su consistencia final.

12. Limpiar las tuberías del equipo para garantizar que no quede parte de la solución gelificante o tratamiento WSO en ellas, de manera de evitar taponamientos.
13. Cortar el bombeo y mantener las condiciones de temperatura y presión en la celda del equipo por el tiempo de gelificación del sistema WSO, definido previamente en las pruebas fuera del medio poroso (Tiempo de gelificación final-Tgf).
14. Repetir el paso 8, a partir de la tasa de bombeo más baja que permita el equipo y determinar la permeabilidad efectiva al petróleo después del tratamiento WSO [$k_{ef,o}^{dgel}(S_{wi})$].
15. Repetir el paso 9, a partir de la tasa de bombeo más baja que permita el equipo y determinar la permeabilidad efectiva al agua después del tratamiento WSO [$k_{ef,w}^{dgel}(S_{or})$].
16. Finalmente, se realiza una prueba para determinar la resistencia del gel WSO al incremento de la presión. Para ello se incrementa paulatinamente en un factor de 2 la tasa de inyección en flujo normal y se mide la caída de presión estabilizada para cada tasa. El procedimiento se realiza primero para agua y luego para petróleo. Esta información es utilizada para determinar el Índice de Resistencia del Gel (IRG), según se explicará más adelante.

Procesamiento de la información. En la figura 9 se presenta un registro tipo de permeabilidad (mD) vs tiempo de inyección (horas) obtenido del equipo FRT donde se observan las distintas etapas del ensayo.

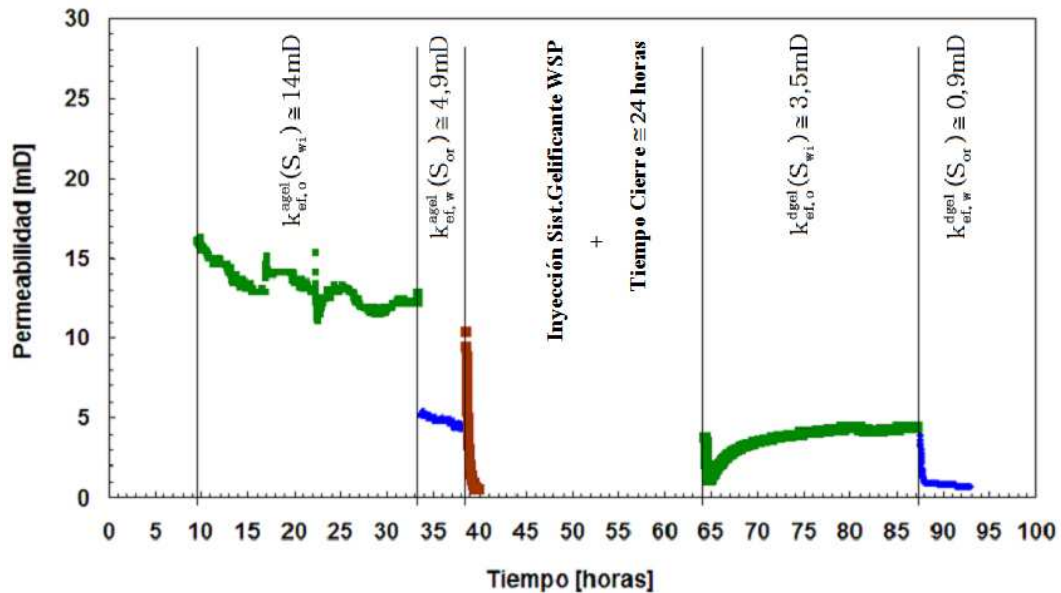


Figura 9. Registro tipo de ensayo de sistema WSO sobre testigo de arena Berea 50 mD nominal.

Con la finalidad de determinar el nivel de reducción de permeabilidad del gel WSO, tanto al agua como al petróleo, se determina el Factor de Resistencia Residual (F_{rr}) para cada uno de los fluidos, usando las siguientes ecuaciones:

$$\text{Para petróleo: } F_{rro} = \frac{k_{ef,o}^{agel}(S_{wi})}{k_{ef,o}^{dgel}(S_{wi})}$$

$$\text{Para agua: } F_{rrw} = \frac{k_{ef,w}^{agel}(S_{or})}{k_{ef,w}^{dgel}(S_{or})}$$

Como complemento al desempeño del gel WSO dentro del medio poroso se determina el índice de Resistencia de Gel (IRG). El  ndice se expresa en psi/pie y se utiliza para evaluar la resistencia y estabilidad del gel WSO frente a los cambios de presión. Este parámetro permite predecir la probable respuesta del gel WSO a los cambios de régimen de producción del pozo por efecto del método de levantamiento, así como la presión a la cual es sometido el gel dentro del reservorio. En la figura 10 se presenta una grafica donde se observa la variación de los factores de resistencia residual al agua y al petróleo en función de IRG.

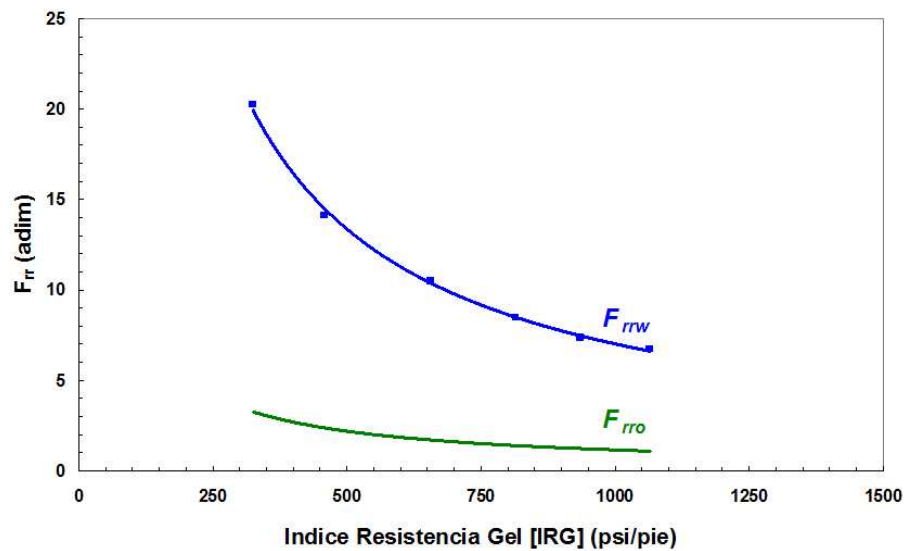


Figura 10. Variación de los factores de resistencia residual al agua (F_{rrw}) y al petróleo (F_{rrro}) en función de IRG

En general los factores de resistencia residual al agua y al petróleo tienden a disminuir a medida que se incrementa IRG hasta alcanzar un determinado régimen para el cual el gel WSO será barrido de la formación.

De acuerdo a lo observado en la figura 10, el sistema WSO analizado en este trabajo, la relación F_{rrw}/F_{rrro} se mantiene constante en un factor de aproximadamente de 6 hasta valores absolutos de IRG superiores a 1000 psi/pie. Esto permite inferir que el gel WSO es resistente a cambios de presión sustanciales, tanto para agua como para petróleo. Esta respuesta depende del tipo de gel WSO generado: sea débil (de bloqueo parcial o con efecto DPR “*Disproportionate Permeability Reduction*”) ^(13, 14, 17) o de consistencia fuerte (de bloqueo total).

Conexión laboratorio-campo.

En muchas ocasiones se ha sugerido que los resultados de campo usando la tecnología de geles WSO han estado en desacuerdo con los resultados de laboratorio o con estudios basados en principios de la ingeniería de petróleo. La ejecución de trabajos de campo sin un análisis

experimental previo, sumado a la ambigüedad en los distintos procedimientos de evaluación utilizados, es uno de los factores que ha conducido a resultados poco satisfactorios en campo⁽¹⁸⁾.

En tal sentido, todos los datos, resultados e información disponible en general, tanto del reservorio, las instalaciones disponibles y el tratamiento a aplicar deben ser considerados cuando se apliquen y evalúen tratamientos con la tecnología de geles WSO. Al integrar los estudios de laboratorio, la teoría y las experiencias de campo se obtendrá un panorama consistente que permitirá aumentar la tasa de éxito de los tratamientos⁽¹⁸⁾.

Por esta razón es importante establecer una conexión concreta entre los estudios de laboratorio y los aspectos asociados al diseño, implementación y evaluación de tratamientos WSO realizados en campo. A continuación se resume un enfoque de ingeniería para diseñar los tratamientos con geles WSO usando los resultados de los estudios de laboratorio.

Los tratamientos WSO para pozos productores en muchos casos se pueden presentar bajo dos escenarios:

1. Pozo bajo un régimen de flujo radial, Ejemplo: Pozo no fracturado
2. Pozo bajo un régimen de flujo lineal, Ejemplo: Pozo fracturados hidráulicamente o reservorios naturalmente fracturados.

Diversos trabajos de laboratorio^(13, 18, 27-33), así como desarrollos de modelos matemáticos^(18, 34-40) pueden ser usados tanto para explicar el comportamiento de los geles dentro del medio poroso como para diseñar los tratamientos con esta tecnología bajo los escenarios anteriores. Estos toman en consideración los mecanismos involucrados en el fenómeno DPR (“Disproportionate Permeability Reduction”), así como los factores de resistencia residual (F_{rr}) y la profundidad de penetración del tratamiento WSO dentro del reservorio para establecer su impacto sobre la productividad o inyectividad del pozo. Estudios recientes reportados^(41, 42) basados en microtomografía axial y micromodelos de vidrio, sugieren que el mecanismo de acción los sistemas WSO se basa en la interacción que ejercen los fluidos del pozo (agua e hidrocarburo) con el gel. El flujo de petróleo a través de una formación tratada con gel WSO provoca la deformación y deshidratación del polímero, permitiendo su paso. Por el contrario, la interacción entre el polímero y el agua genera un gel altamente hidratado que bloquea el paso de esta fase a través de la roca. Este mecanismo explica el comportamiento DPR de algunos de los sistemas de geles WSO.^(13, 14, 27-33)

Los modelos matemáticos utilizados para predecir la respuesta de tratamientos WSO^(18, 34-40) basan sus cálculos en la ley de Darcy para los tipos de régimen de flujo mencionados anteriormente. Dichos modelos utilizan los parámetros calculados a partir de los ensayos de laboratorio así como los datos del reservorio y las historias de producción aportados por el operador de campo, para predecir la incidencia del tratamiento WSO en la producción de agua. En esos casos se grafican el volumen de tratamiento a usar vs la pérdida de productividad ocasionada por el uso de un gel con un determinado F_{rr} para agua y petróleo. Esto último permite estimar o predecir la disminución en el corte de agua⁽⁴³⁾.

La figura 11 muestra la estimación de la pérdida de productividad en un pozo productor bajo flujo radial (sin fracturar) usando los modelos reportados y con los resultados obtenidos de los ensayos dentro del medio poroso al ser tratado con un sistema de gel WSO de bloqueo parcial, no sellante o con efecto DPR con valores de $F_{rrw}=24$ & $F_{rro}=4$. En la figura 12 se presenta un caso de la literatura⁽¹⁸⁾ donde se muestra la estimación de la pérdida de productividad de un pozo productor bajo flujo lineal (reservorio naturalmente fracturado) usando un gel con valores de $F_{rrw}=200$ & $F_{rro}=20$.

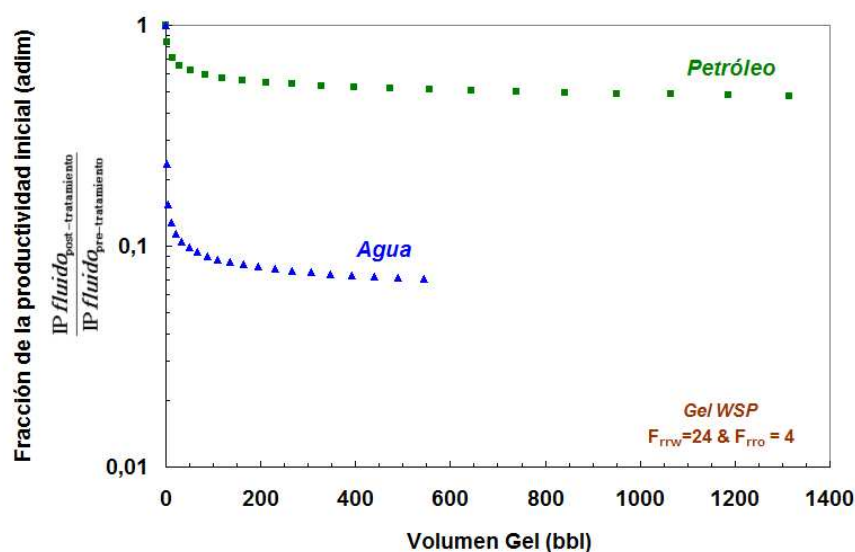


Figura 11. Pérdida estimada de productividad de un pozo productor bajo flujo radial (sin fracturar).

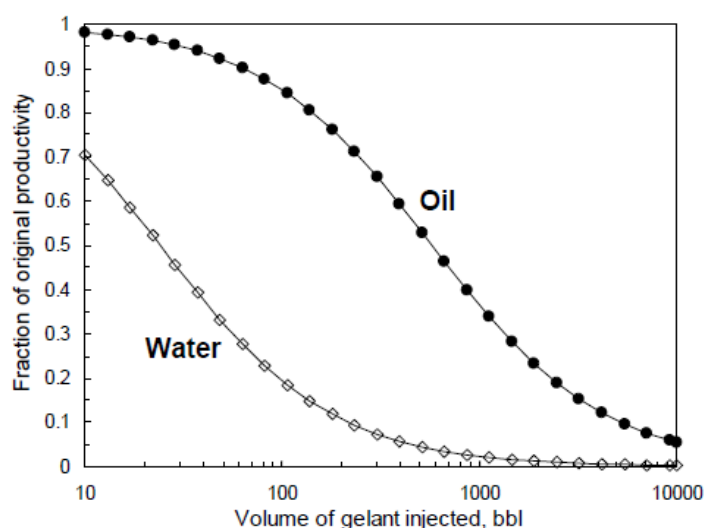


Figura 12. Pérdida estimada de productividad de un pozo productor bajo flujo lineal (reservorio naturalmente fracturado) SPE 77411

Los comportamientos para ambos casos se deben básicamente a los cambios de las curvas de permeabilidad relativa en las cercanías del pozo debido al volumen de gel inyectado o radio de penetración del mismo, ya que se ve afectado el flujo fraccional de agua en la zona tratada, al aumentar la saturación de agua y por consecuencia afectando la permeabilidad al petróleo⁽³⁴⁾.

Si bien esto último impacta en los índices de productividades (IP) de petróleo, la incidencia es significativamente mayor sobre el agua debido al efecto bloqueante que ejerce el sistema de gel WSO sobre este fluido. Es muy importante mencionar que estas consideraciones llevan consigo una serie de hipótesis teóricas para aclarar el efecto del gel sobre la productividad y depende en gran medida de los niveles de los factores de resistencia (F_r) tanto de petróleo y agua que se obtienen en el laboratorio^(34-38, 43).

Conclusiones

El trabajo presenta una metodología experimental para caracterizar el desempeño de sistemas de geles poliméricos para WSO a partir de ensayos fuera y dentro del medio poroso, durante y después del proceso de reticulación. Las técnicas utilizadas para preparar y caracterizar las propiedades del gel WSO sin reticular son similares a las propuestas en la norma API RP-63⁽¹²⁾ para polímeros usados en recuperación mejorada. Los principales aspectos considerados en esta metodología experimental son:

Ensayos fuera del medio poroso:

- Los ensayos preliminares de botella permiten evaluar en forma cualitativa la apariencia y consistencia final del gel WSO, así como estimar el tiempo de gelificación del sistema en estudio.
- La determinación de tiempo de gelificación inicial (Tgi) en condiciones de fondo de pozo, es de gran importancia para poder predecir el tiempo operativo para la inyección del tratamiento y establecer, en función del caudal de bombeo, el volumen de post-flujo a utilizar para una correcta colocación del gel WSO en el reservorio.
- El Tgi de un gel WSO puede determinarse utilizando un viscosímetro HTHP, monitoreando la variación de la viscosidad del fluido en función del tiempo a bajas tasas de corte ($< 30 \text{ sec}^{-1}$), de manera tal de no perturbar el sistema. Tgi depende fuertemente de la temperatura y la concentración de los componentes (polímero y reticulante) del sistema WSO.
- El tiempo de gelificación final (Tgf), es el tiempo a partir del cual el gel alcanza su consistencia final. Este tiempo se evidencia una vez alcanzado un plateau en el registro de viscosidad y depende del tipo de formulación usada. El Tgf, determina el tiempo de cierre del pozo una vez bombeado el tratamiento para garantizar que el gel WSO adquiera su consistencia final.
- La caracterización reológica permite evaluar en forma cuantitativa el comportamiento viscoelástico de los sistemas de geles WSO durante sus distintos estados. A partir de los parámetros reológicos G' , G'' y G^* se caracteriza la estructura del gel, evaluando la densidad de entrecruzamiento, consistencia y evolución de sus propiedades viscoelásticas en el tiempo.
- En trabajos futuros se presentará una correlación de los parámetros G' , G'' y G^* que permitirán asociar el código cualitativo existente a uno cuantitativo. A su vez permitirá una caracterización más adecuada de los geles poliméricos para WSO y en particular para el desarrollado por SAI.

Ensayos dentro del medio poroso

- Los ensayos dentro del medio poroso son la mejor manera de simular y/o evaluar el desempeño de la tecnología de geles WSO dentro del reservorio. Los resultados de estos estudios permiten inferir y en muchos casos predecir el impacto de estos tratamientos sobre la productividad del pozo. En el trabajo se presenta una metodología guía para la evaluación de dicha tecnología sobre testigos de arena Berea o tapones (“plugs”) de reservorio.
- Los ensayos dentro del medio poroso permiten determinar el nivel de reducción la permeabilidad, tanto al agua como al petróleo por efecto del gel WSO. Este parámetro, denominado “Factor de Resistencia Residual (F_{rr})” es utilizado para predecir la respuesta en producción del reservorio tratado. A partir de estos factores se determina el Índice de Resistencia de Gel (IRG), expresado en psi/pie, utilizado para evaluar la resistencia y estabilidad del gel WSO frente a los cambios de presión o los cambios de régimen de producción del pozo.

Conclusión final

En muchas ocasiones se ha sugerido que los resultados de campo usando la tecnología de geles WSO han estado en desacuerdo con los resultados de laboratorio o con estudios basados en principios de la ingeniería de petróleo. La ejecución de trabajos de campo sin un análisis experimental previo, sumado a la ambigüedad en los distintos procedimientos de evaluación utilizados, es uno de los factores que ha conducido a resultados poco satisfactorios en campo. Al integrar los estudios de laboratorio, los aspectos teóricos y las experiencias de campo se obtendrá un panorama consistente que permitirá aumentar la tasa de éxito de los tratamientos.

Referencias

1. Bailey, B.; Crabtree, M.; Tyrie, J.; Elphick, J.; Kuchuk, F.; Romano, C.; Reedhort, L. *Oilfield Review*, 12 (1), 30, 2000.
2. Seright, R.S., Lindquist, W. B, and Cai, R. Paper SPE 112976, 2008 SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, OK, April 19-23.
3. Wojtanowicz, A. K.; Shirman, E.I.; Kurban, H. paper SPE 56721, 1999 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 3-6 October, Houston, Texas.
4. Shirman, E.I.; Wojtanowicz, A. K *SPE Prod. & Facilities*, 15, (4), 234, 2000.
5. Qin, W.; Wojtanowicz, A.K. paper SPE 125414 presented at the SPE Americas E&P Environmental and Safety Conference, 23-25 March 2009, San Antonio, Texas.
6. Veil, J. A.; Veil, J. A.; Langhus, B. G. y Belieu, S. US Department of Energy, 1, 1999.
7. Veil, J. A.; Langhus, B. G.; Belieu, S. SPE 52703. Exploration and Production Environmental Conference, Austin, Texas, U.S.A., 28 february-3 march, 1999.
8. Veil, J. A. US Department of Energy, 1, 2000.
9. Sydansk, R.D.; Southwell, G.P. *SPE Prod. & Facilities* 15, (4), 270, 2000.
10. Seright, R.S.; Lane, R.H.; Sydansk, R.D. *SPE Prod. & Facilities* paper SPE 70067, 158, 2003.
11. Al-Muntasheri, G.A.; Nasr-El-Din, H.A.; Peters, J.A.; Zitha, P.L.J. *SPE journal* 11, (4), 497, 2006.
12. API RP-63, June, 1990.
13. Liang, J.T.; Sun, H.; Serigth, R.S. Paper SPE/DOE 27829, 1994 SPE/DOE Ninth Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, 17-20 April.
14. Nilsson, S.; Stavland, A.; Jonsbraten, H.C. Paper SPE 39635, 1998 SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, 19-22 April.
15. Hernández, M.I.; Fernández, I.; Mejías, F.; Rauseo, O.; Valero, E.; Faieta, L. 4th International Conference on Reservoir Conformance, Profile Control, Water and Gas Shut Off, Houston, Texas, Aug.10-12, 1998.
16. Seright, R.S. Paper SPE 99443, 2006 SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery held in Tulsa, Oklahoma, U.S.A., 22-26 April.
17. Prado, M.; Reyna, M.; Rauseo, O.; Ferreira, I. Paper SPE 121499, 2009 SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference held in Cartagena, Colombia, 31 May-3 June.
18. Marin, A.; Seright, R.; Hernandez, M.; Espinoza, M.; Mejias, F. Paper SPE 77411, 2002 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, TX, 29 Sept- 3Oct.
19. Sydansk, R.D.; Seright, R.S. *SPE Production & Operations*, 236, 2007.
20. Prud'homme, R. K.; Uhl, J.T.; Poinatte, J.P.; Halverson, F. *Soc. Petroleum Eng. Journal*, 10, 804, 1983.
21. Al-Muntasheri, G.A.; Nasr-El-Dir, M.A.; Al Noaimi, K.R.; Zitha, P.L.J. Paper SPE 105925, 2007 SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, Houston USA, 28 Feb - 2 March.
22. Clark, P.E.; Barkat, O. Paper SPE 19331, 1989 SPE Eastern Regional Meeting, Morgantown, WV, Oct. 24-27.

23. Lapasin R., Priel, S. Rheology of Industrial Polysaccharides: Theory and Applications. Blackie Academic & Professional Chapter 3, 1995.
24. Pearson, D.; Graessley, W. *Macromolecules* **11** (3), 528, 1978.
25. Sigale, K.; Omari, A. *J. Appl. Polym. Sci.* **64**, 1067, 1997.
26. API RP-40, February 1998.
27. Marín, A.; Campos, E.; Anselmi, L.; Der Sakkissian, J.; Paz, F. 4th International Conference on Reservoir Conformance, Profile Control, Water and Gas Water Shut Off, Houston, Texas, Aug. 10-12, 1998.
28. Botermans, W.C.; van Batenburg, D.W. Paper SPE 68973, 2001 SPE European Formation Damage Conference held in The Hague, The Netherlands, 21–22 May.
29. Díaz, G.; Castillo, P.; Villa, K.; Sánchez, L.; Mucci, M.; Robles, J.; Morris, W.; Peacock, H. Paper SPE 122913, 2009 Latin American Caribbean Petroleum Engineering Conference, Cartagena de Indias, Colombia; 31 May, 3.
30. Stavland, A.; Nilsson, S. SPE 71510, Annual Technical Conference 30Sep– 3Oct, New Orleans, 2001.
31. Liang, J.; Seright, R. SPE 59344. SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium; 3-5 Apr, Tulsa, 2000.
32. Al-Sharji H.; Grattoni, C.; Dawe, R.; Zimmerman, R. SPE 56738. Annual Technical Conference 3-6 Oct Houston, 1999.
33. Willhite, G.; Zhu, H.; Natarajan, D.; McCool, C.; Green, D.; Vossoughi, S. SPE 59345. Improved Oil Recovery Symposium; 3-5Apr, Tulsa, 2000.
34. Liang, J.T.; Lee, R.L.; Seright, R.S. SPEPF 20211-PA, **8**, (4), 276, 1993.
35. Liang, J.T.; Lee, R.L.; Seright, R.S. Paper SPE 27735-MS, supplement to paper 20211, 1993.
36. Seright, R.S.; Martin, F.D. First annual report, Contract No. DOEBC114447-8, US. DOE 87, 1991.
37. Seright, R.S.; Liang, J.T.; Seldal, M. SPEPF **13**, (4), 223, 1998.
38. Seright, R.S. SPEPF (November 1995), 241.
39. <http://baervan.nmt.edu/andy/>.
40. Seright, R.S.; Prodanovic, M.; Lindquist, W.B. Paper SPE 89393, SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa OK, 17-21 April, 2004.
41. Seright, R.S.; Lindquist, W.B.; Cai, R. Paper SPE 112976 Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, OK, 19-23Apr, 2008.
42. Seright, R.S. DOE Report DOE/PC/91008-1, Contract No. DE-AC22-4PC91008, BDM-Oklahoma Subcontract No. G4S60330, U.S. Department of Energy (Aug. 1997) 8-10.
43. Seright R.S. Paper SPE 92772. SPE International Symposium on Oilfield Chemistry; 2-4 Feb, Houston, 2005.

Agradecimientos.

Los autores quieren agradecer a San Antonio Internacional y SNF Floerger por promover la divulgación del presente trabajo. Agradecemos al personal del laboratorio de Tecnología de SAI, en especial al Sr. Simón Marco, por su colaboración en el desarrollo experimental del presente trabajo.