

ESTUDIO DEL EFECTO DE LA INYECCIÓN DE GELES EN YACIMIENTOS FRACTURADOS Y NO FRACTURADOS

Claudia Lorena Delgadillo Aya¹, Yurley Marcela Sandoval Meneses²,
Samuel Fernando Muñoz Navarro³

RESUMEN

La canalización del agua a través de zonas de alta permeabilidad y zonas fracturadas, generalmente es un problema durante la implementación de procesos de inyección de agua en yacimientos heterogéneos. Actualmente, se encuentra en auge una posible solución a este problema. Ésta consiste en alterar la permeabilidad de zonas canalizadas, de tal manera que el fluido de inyección sea desviado hacia aquellas secciones de yacimiento menos permeables, donde el agua no ha realizado eficientemente la inundación y que aún presenta zonas con alta saturación de aceite.

Este tipo de modificación de la permeabilidad en el yacimiento es lograda a partir de procesos de inyección de geles. Éstos tienen origen en las soluciones poliméricas y se desarrollan a partir de reacciones químicas que generan procesos de precipitación. Este artículo presenta un análisis de la inyección de geles, partiendo de las generalidades del proceso, su comportamiento en yacimientos con flujo cruzado y sin éste, así como el efecto de ciertas propiedades en la eficiencia del proceso.

Este estudio permitirá analizar parámetros como la distancia de penetración del gel, su respuesta en yacimientos fracturados y no fracturados, así como el efecto de la presencia de flujo cruzado entre las capas del yacimiento.

Palabras clave: Canalización, heterogeneidad, Inyección de geles, químicos, permeabilidad.

ABSTRACT

In general, water channeling in high permeability and fracture zones, is a problem during waterflooding process in heterogeneous reservoirs. Currently, there is a possible solution to this problem. It consists in altering the permeability in channeled zones in order to deviate the injection fluid toward less permeability zones of the reservoir, in which the water has not achieved an efficient work and have high oil saturation yet.

This type of modification of the permeability in the reservoir is achieved after gel injection processes. These have been originated in polymeric solutions and have been developed from chemical reactions that generate precipitation processes. This article presents an analysis of the gel injection, based on the generalities of the process, their behavior in reservoirs with crossflow and without it, and the effect of certain properties on the efficiency of this process.

This study will analyze parameters such as gel penetration distance, its response in fractured and not fractured reservoirs, and the effect of the presence of cross flow between layers of the reservoir.

Keywords: Channeling, heterogeneity, Gels Injection, chemical, permeability.

¹ Ingeniera de Petróleos. Universidad Industrial de Santander, UIS. Grupo de Investigación Recobro Mejorado, GRM. Bucaramanga. Colombia. e-mail: claudia.delgadillo@grmuis.com

² Ingeniera de Petróleos. Universidad Industrial de Santander, UIS. Grupo de Investigación Recobro Mejorado, GRM. Bucaramanga, Colombia. e-mail: yurley.sandoval@grmuis.com.

³ M.Sc. en Ingeniería de Hidrocarburos. Ingeniero de Petróleos. Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga. Colombia. e-mail: samuel@uis.edu.co

INTRODUCCIÓN

En el marco de la producción de petróleo en el mundo, existe un alto porcentaje que corresponde a la aplicación de procesos de inyección de agua, que buscan desplazar el aceite del yacimiento incrementando el factor de recobro. Sin embargo, cuando se implementan procesos de inyección se presentan varios problemas asociados a la permeabilidad de las capas del yacimiento, pues aquellas que poseen valores más elevados se constituyen en canales preferenciales de flujo, que reciben la mayor cantidad del agua inyectada, dejando un gran volumen de aceite residual en las capas que poseen permeabilidades menores.

El uso de geles taponantes, fluidos de alta viscosidad que pueden ser bombeados al yacimiento, han surgido como una opción para combatir estos problemas, al ubicarlos en las capas de mayor permeabilidad (incluyendo zonas fracturadas), impidiendo el flujo y haciendo que el agua inyectada se desvíe y barra las zonas que poseen altas cantidades de aceite remanente. Adicionalmente, estos geles pueden ser inyectados a formaciones con alta producción de agua, con el objeto de aislarlas sin afectar la producción de petróleo en un pozo.

El reto en la aplicación de esta tecnología, consiste en lograr que los geles sean ubicados en la posición correcta del yacimiento, es decir, en las zonas de alta permeabilidad que ya han sido barridas por una primera fase de inyección de agua, consiguiendo un aislamiento efectivo de éstas, y evitando al máximo que el efecto aislante de los geles alcance las zonas de menor permeabilidad. Adicionalmente, debido a que la presencia de fracturas en el yacimiento varía significativamente la permeabilidad de éste, es importante determinar la incidencia de las fracturas en el movimiento de los fluidos (agua, petróleo y gel), con el fin de verificar la posibilidad de aplicación de esta técnica en yacimientos naturalmente fracturados.

El presente trabajo pretende estudiar el comportamiento de la inyección de geles en sistemas que presentan o no fracturas naturales, evaluando el impacto de algunas propiedades de interacción roca-fluido (como inyectividad, retención, entre otras) en el desempeño del proceso de modificación de la permeabilidad del yacimiento por medio de geles.

INYECCIÓN DE GELES

La inyección de geles es una técnica empleada para mejorar la eficiencia de los procesos de inyección de agua. Su objetivo principal es aumentar la resistencia al flujo de agua en zonas fracturadas o zonas de alta permeabilidad, permitiendo que el fluido inyectado contacte zonas no barridas, aumentando de esta manera la eficiencia de barrido volumétrico. De allí que se le conozca como un proceso de modificación de la permeabilidad efectiva al agua en el yacimiento¹.

FUNCIONAMIENTO DEL PROCESO

En el proceso de inyección de geles, una solución que contiene agua, polímero y un agente entrecruzador, es inyectada a las zonas de alta permeabilidad. Una vez realizado el proceso de inyección, por efectos del agente entrecruzador, el cual es una sustancia química que genera el proceso de formación del gel, ocurre la reacción con la solución polimérica formándose un gel, un fluido con una viscosidad muy alta que lo hace esencialmente inmóvil, éste queda atrapado en las zonas de alta permeabilidad cercanas al pozo inyector, y actúa como un reductor de la permeabilidad de la roca.

El proceso de formación del gel depende del sistema químico usado, la forma de mezclar sus componentes y la velocidad de la reacción química. Se pueden inyectar los químicos mezclados en superficie o ser inyectados por separado de forma secuencial, de esto depende si la reacción ocurre en el camino de superficie a subsuelo o lo más común, que ocurra en el yacimiento. El tiempo necesario para que ocurra la reacción química que genera la formación del gel es variable, dependiendo del tipo de agente entrecruzador, la concentración y características de la solución polimérica, así como de otras variables del sistema como la temperatura y la resistencia a fluir; por esto, el volumen de reactivos bombeado debe ser diseñado para ser compatible con estas características. El proceso de inyección de geles es ilustrado esquemáticamente en la figura 1², éste es realizado para un pozo inyector, donde las zonas de baja permeabilidad se encuentran aisladas mecánicamente.

¹ ASUNGAN Junior, F. W. Smith, J. L. Thompson. Some aspects of polymer floods. SPE 1628.

² SERIGHT, R.S. Placement of Gels to Modify Injection Profiles. SPE 17332.



(a) Inyección de la solución gelante al yacimiento



(b) Formación del gel



(c) Reanudación de la inyección de agua

Figura 1. Inyección de gel en un pozo inyector.

Según lo mostrado en la figura, una vez se ha inyectado y ubicado la solución en el yacimiento, el proceso de gelación es llevado a cabo formando un gel que es inmóvil en el yacimiento. Posteriormente, la inyección de agua o la producción son reactivadas según sea el caso.

La solución inyectada al yacimiento puede prepararse de diferentes maneras dependiendo del sistema que se tenga. En algunas aplicaciones, los reactivos, se mezclan en superficie. Las soluciones que los contienen, se hacen pasar a través de un mezclador en línea antes de llegar al pozo. En este tipo de proceso, la reacción entre el entrecruzador y la solución polimérica se lleva a cabo en el yacimiento³.

Otro procedimiento, usado con biopolímeros, consiste en mezclar las soluciones en tanques en la superficie antes de la inyección. En este caso la reacción comienza en superficie y se desarrolla completamente en el yacimiento. El tercer y último procedimiento consiste en inyectar al yacimiento las soluciones en forma de baches, con el fin de que la mezcla y la reacción se lleven a cabo en el yacimiento⁴.

En resumen, la inyección de geles en yacimientos sometidos a proyectos de recuperación secundaria con agua, ayuda principalmente a:

- Sellar completamente zonas ladronas y fracturas.
- Reducir la producción de agua (RAP).
- Corregir o prevenir las ineficiencias de barrido, construyendo nuevos caminos de flujo en zonas no drenadas.
- Aumentar el factor de recobro de aceite.
- Mejorar de forma eficiente los perfiles de inyección.

FORMACIÓN DEL GEL

En un proceso de gelificación de una solución polimérica, las moléculas de polímeros son entrecruzadas en una estructura de gel a través del uso de un agente químico como un catión trivalente (Cr^{+++} o Al^{+++}) o un agente orgánico. En este proceso se forman redes tridimensionales de fase continua sólida y fase dispersa líquida. Es decir, son una mezcla de polímero de alto peso molecular soluble en agua, un agente entrecruzador y Agua. Un gel típico contiene alrededor de 0,5% de polímero, 0,01% de entrecruzador y 99,49% de agua⁵.

En un tratamiento de gel, la formación de éste normalmente se lleva a cabo dentro del yacimiento. En superficie es preparada e inyectada la solución polimérica, luego, es inyectado el entrecruzador y ya en el yacimiento, se genera la reacción que dará lugar

³ SMITH, F. W., "The Behavior of Partially Hydrolyzed Polyacrylamide Solutions in Porous Media" JPT 917-922

⁴ SORBIE k, Parker, Clifford. Experimental and Theoretical Study of Polymer Flow in Porous Media. SPE 14231

⁵ G. A. Stahl and D. N. Schulz, Water-soluble polymers for petroleum recovery, Plenum Publishing Corporation.

a la formación del gel. Un esquema representativo del proceso ocurrido en la formación de un gel se muestra en la figura 2.

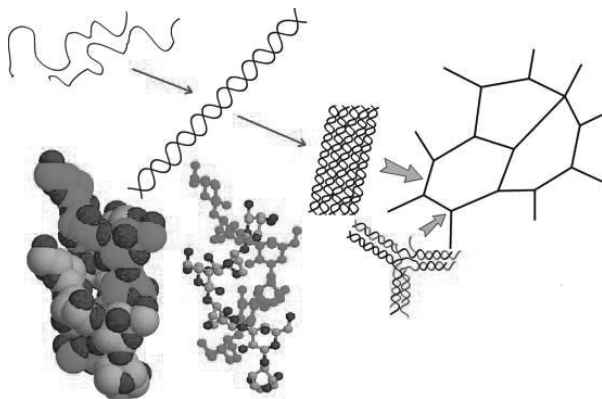


Figura 2. Formación de un gel⁶

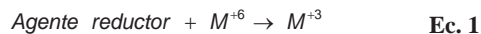
Resumiendo, la formación del gel se puede explicar de la siguiente manera: inicialmente se cuenta con cadenas poliméricas protegidas por vainas de moléculas de agua, las cuales solvatan sus grupos funcionales y se unen por puentes de hidrógeno a los grupos hidroxilos. Entonces, la envoltura de agua impide que los segmentos de las cadenas se toquen. Al inyectar el entrecruzador, se reducen la vaina de hidratación que separa a las cadenas poliméricas, las cadenas contiguas tienden a atraerse mutuamente por fuerzas de Van der Waals y las moléculas se unen gradualmente para formar cadenas cortas y filamentosas. Por tanto, en un proceso dinámico, las cadenas poliméricas se entrecruzan y entrelazan, de modo que la viscosidad del sistema aumenta, llegando a un estado semisólido, semirrígido y gelatinoso⁷.

En el caso de las reacciones con entrecruzadores metálicos, las más comunes en la industria del petróleo, en el proceso de formación del gel ocurren reacciones tipo redox (reducción-oxidación). Éstas pueden ser divididas en tres etapas básicas: producción del entrecruzador activo, unión del entrecruzador activo al polímero y entrecruzamiento de dos segmentos de polímero.

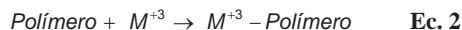
En la primera etapa, por medio de una reacción redox (transferencia de electrones) se modifica la estructura electrónica del entrecruzador con el objetivo de activarlo. Para ello, en el sistema debe haber un elemento que ceda electrones (agente reductor) y otro que los acepte

(agente oxidante). Por esta razón, cuando se utilizan este tipo de entrecruzadores el sistema se amplía a polímero/ entrecruzador/agente reductor.

Los metales en el agente entrecruzador tiene una valencia de +6, lo que los hace inactivos; el agente reductor reacciona con la solución de entrecruzador cediendo tres electrones al metal, quedando éste convertido en un ion metálico +3. De esta forma el agente reductor se convierte en un elemento oxidado y el metal en un elemento reductor con una configuración electrónica activa para formar enlaces.



La segunda etapa corresponde a la unión del agente entrecruzador y el polímero por medio de enlaces iónicos. Los polímeros tienen zonas electrónicamente negativas que corresponden a grupos funcionales como los carboxilatos (presentes tanto en las poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas como en muchos Biopolímeros) y ya que después de la reacción redox los iones metálicos quedaron cargados positivamente, el enlace entre estas dos partes se hace inevitable.



El mecanismo químico exacto de la tercera etapa en la que el ion metálico entrecruza dos moléculas de polímero, no se conoce con exactitud. Sin embargo, se ha encontrado que los esfuerzos de cizalla sobre la solución incrementan la tasa de gelación en esta etapa, lo que indica que un proceso de difusión controlada se encuentra asociado. Además, dada la no polaridad de los polímeros, es posible que las cadenas poliméricas sean atraídas entre sí por fuerzas de Van der Waals hasta formar una red tridimensional que corresponde al gel⁸.



Los ejemplos más comunes, dentro de la industria del petróleo, de los conceptos nombrados con anterioridad se describen a continuación:

Poliacrilamida/citrato de aluminio/ agente reductor.

Este sistema requiere de una solución de poliacrilamida parcialmente hidrolizada, citrato de aluminio y agua. Los iones citrato protegen al Al(III) de la hidrólisis que produciría una precipitación de hidróxido de aluminio, haciendo no disponibles los iones metálicos para entrecruzarse con la poliacrilamida. Una aplicación diferente puede hacerse a este sistema involucrando

⁶ Fuente: Buzás, Z., y Chrambach, A. Un-supercoiled agarose with a degree of molecular sieving similar to that of crosslinked polyacrylamide

⁷ AM. Sarem; "On the theory of Polymer Solution Flooding Process", SPE 3002.

⁸ The University of Kansas, Tertiary oil recovery project: Gelled polymers.

dos tipos de poliacrilamida: poliacrilamida catódica y anódica. Primero, la poliacrilamida catódica es inyectada para ser adsorbida por el medio poroso. Después, se inyecta un bache de poliacrilamida anódica la cual sufre una adsorción adicional. A continuación, se inyecta el bache de citrato de aluminio, en éste el Al(III) formado a partir de la reacción redox con el agente reductor, reacciona con el polímero retenido para formar la primera etapa del proceso de entrecruzamiento. Finalmente, se inyecta poliacrilamida aniónica que reacciona con el entrecruzador y el anterior polímero retenido, formando el gel⁹.

Poliacrilamida/dicromato de sodio/agente reductor.

El dicromato de sodio por acción del agente reductor es convertido en Cr(III). Sin embargo, ya que el Cr(VI) presente en el dicromato de sodio es cancerígeno, el sistema poliacrilamida/dicromato/agente reductor ha comenzado a ser menos atractivo, y los recientes esfuerzos de búsquedas fueron orientados a desarrollar Cr(III) basados en agentes entrecruzadores menos tóxicos. El acetato, malonato, y propionato protegen la alta actividad de la especie Cr(III) formando un enlace covalente coordinado entre el Cr(III) y el carboxilo presente en estos compuestos, de esta forma se proporciona un retraso en la formación del gel.

PROPIEDADES DETERMINANTES EN LA INYECCIÓN DE GELES

La inyección de geles se puede ver afectada por factores propios del proceso, de los fluidos o de la roca. Por ello, es importante establecer eficazmente la zona de aplicación, el químico a inyectar y las condiciones del proceso, entre otras propiedades que se convierten en determinantes en el proceso de inyección de geles.

Propiedades de yacimiento. Dentro de las características del yacimiento que son importantes al momento de implementar un proceso de inyección de geles se encuentran las siguientes¹⁰:

- **Heterogeneidad.** Una formación se considera heterogénea si sus propiedades características son

diversas entre ellas. Para el caso de la inyección de geles, la variación de permeabilidad, en especial en dirección vertical, genera problemas operacionales en procesos de recobro de hidrocarburos como la inyección de agua. Esto se debe a la distribución desbalanceada de los fluidos inyectados en la formación, ya que tienden a desplazarse por los estratos que presentan mejores propiedades petrofísicas, en especial altas permeabilidades. Entonces, la variación de la permeabilidad vertical es una propiedad determinante y es la causante de una posible implementación de procesos de inyección de geles, realizado con el objetivo de modificar los caminos de flujo de fluidos inyectados.

- **Continuidad del yacimiento.** Los procesos de inyección de geles son realizados con el objetivo de realizar modificaciones a la permeabilidad en sitios específicos del yacimiento, para posteriormente, continuar la inyección de agua o implementar un proceso de recobro adicional. Por tanto, garantizar que la zona tratada tenga buenas características para procesos de desplazamiento, es básico al momento de evaluar una posible inyección de geles. Esto debe ser realizado por medio de un análisis riguroso de las condiciones geológicas y estratigráficas, realizado por expertos y conocedores del campo en estudio.
- **Reservas remanentes de aceite.** Es necesario estimar la cantidad de aceite que se encuentra en el yacimiento al momento de iniciar la implementación de un proceso de inyección de químicos, como los geles. Las razones son netamente económicas y de perspectivas de la aplicación. En el caso de contar con una cantidad de aceite móvil despreciable, no importa cuán exitoso sea el tratamiento, no se conseguirá recuperar una cantidad de aceite representativa y el proyecto no será viable. Por tanto, establecer este valor de forma correcta es la base de la evaluación técnico-económica y principalmente, de la proyección de sus resultados.

Luego de revisar aquellas propiedades que afectan directamente la aplicación de un proceso de inyección de geles, es importante analizar el screening técnico para este proceso. El criterio de selección, o criterio screening, ha sido propuesto para todos los métodos de recuperación de petróleo. Esto se ha realizado con datos de proyectos implementados alrededor del mundo, examinando esta información y seleccionando las mejores características del sistema roca-fluido, para de esta forma permitir la escogencia del mejor método de recuperación para un determinado campo.

⁹ MAERKER, J. M. Mechanical degradation of partially hydrolyzed polyacrylamide solutions in unconsolidated porous media. SPE. 1976.

¹⁰ PDVSA-Intevep. Polímeros en solución y aplicación de los polímeros en la industria petrolera. 1999.

A continuación, en la tabla 1, se presenta el screening técnico para un proceso de inyección de geles.

Tabla 1. Screening técnico inyección de geles¹¹

PROPIEDAD	RANGO DE VIABILIDAD
Gravedad API	> 18 °API
Viscosidad del crudo	< 200 cP
Saturación de aceite	> 10% de aceite móvil
Permeabilidad	> 20 mD
Profundidad	< 8000 ft
Temperatura	< 220 °F
Tipo de formación	Arenisca/Carbonato

Como se observa en la tabla, las propiedades que se consideran importantes para verificar la posible aplicación de un proceso de inyección de geles son: la gravedad API y la viscosidad del crudo, determinantes al permitir establecer la relación de movilidades que causa ineficiencias en la inyección de agua y demás procesos de desplazamiento. La permeabilidad, tipo de formación, temperatura y profundidad, están directamente relacionadas con la facilidad de inyección de productos químicos, su estabilidad y buen funcionamiento. Finalmente, el más importante de todos, la saturación de aceite actual, esta es la base del establecimiento de la viabilidad técnico-económica del proyecto, ya que debe existir la garantía de una cantidad considerable de fluidos producibles¹².

SISTEMAS FRACTURADOS Y NO FRACTURADOS SIN FLUJO CRUZADO

La inyección de geles es aplicable a sistemas fracturados y no fracturados. La importancia de un tratamiento de este tipo en sistemas no fracturados tiene que ver con la facilidad con que el gel puede sellar completamente las zonas por donde fácilmente se canaliza el agua (zonas de permeabilidad alta), disminuyendo de esta manera la producción de agua, aumentando el factor de recobro de aceite y mejorando los perfiles de inyección.

La aplicación de los tratamientos con gel en sistemas fracturados es mucho más amplia, ya que según datos de campo más de 1 millón de pozos han sido fracturados intencionalmente, con el fin de estimular la producción

¹¹ Fuente: Presentación Inyección de Geles en el Yacimiento Loma Alta Sur. YPF.

¹² NORMAN, C. A review of over 100 polymer gel injection well conformance treatments in Argentina y Venezuela: Design, field implementation and evaluation. SPE 101781, 2006.

de gas y aceite. Además, un 35% a un 40% de los pozos perforados recientemente son hidráulicamente fracturados. Muchos otros pozos han sido fracturados sin intención durante la aplicación de proyectos de inyección de agua¹³. Es por ello, que la inyección de geles se lleva a cabo con más frecuencia en sistemas de este tipo.

Las fracturas constituyen un serio problema en yacimientos con mecanismos de empuje por agua o por capa de gas, ya que estos fluidos tienden a moverse más rápidamente que el aceite por estas zonas, disminuyendo con esto la producción de aceite. En proyectos de recuperación secundaria y terciaria, las fracturas pueden permitir que los fluidos inyectados se canalicen y la eficiencia de barrido sea baja. A partir de esto, la eficiencia de un proceso de inyección de geles en sistemas fracturados se mide en términos de qué tanto se reduce la conductividad de la fractura sin afectar la producción de aceite.

La figura 3 presenta algunos casos en donde la ubicación de un gel en una fractura resulta eficiente e ineficiente. La parte (A) muestra una fractura vertical que atraviesa una zona saturada con agua y una zona saturada con aceite. En esta situación lo más recomendable es ubicar el gel en la parte inferior de la fractura para impedir el flujo de agua mientras se aprovecha el flujo de aceite en la parte superior de la fractura. En caso contrario, si la fractura es sellada en la parte superior, se presentará una disminución en la productividad.

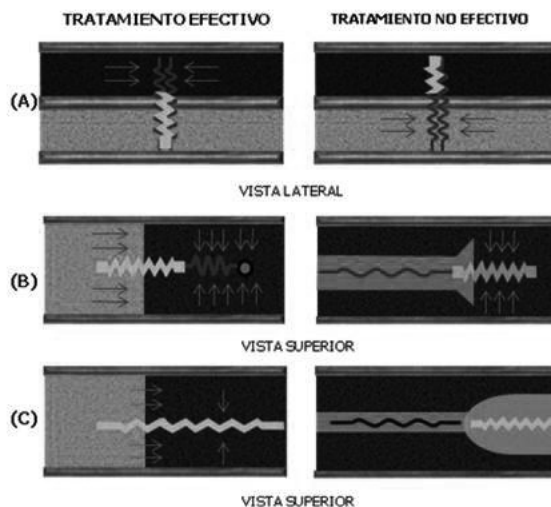


Figura 3. Localización de geles en fracturas¹⁴.

¹³ SERIGHT, R.S. Gel Placement in Fractured Systems. SPE21140.

¹⁴ Documento de internet: A Review of Gel Placement.

En la parte (B) de la figura 3 se considera un pozo productor donde el agua se canaliza a través de una fractura. La mejor ubicación del gel es lograda en la parte de la fractura más lejana al pozo, ya que de esta manera se reduce la canalización del agua y se aumenta la productividad del pozo al permitir que el aceite fluya más rápidamente a través de la parte de la fractura ubicada en las cercanías al pozo. Por otro lado, la fractura podría ser sellada completamente, sin embargo la productividad del pozo podría disminuir.

La parte (C) de la figura (inferior derecha) muestra una situación que a menudo ocurre cuando se utilizan geles de viscosidad muy alta (altos factores de resistencia). Gran parte del gel inyectado en la fractura es filtrado a la formación, causando pérdidas de producción importantes, ya que restringe el flujo de aceite.

Tomando en cuenta que la eficiencia de un proyecto de inyección de geles se mide en términos del daño causado a las zonas saturadas por aceite, a continuación se estudiará de qué manera el régimen de flujo presente en un pozo (lineal y radial) afecta la eficiencia del proceso.

Efecto del régimen de flujo. Para verificar la forma en que el régimen de flujo afecta la eficiencia de un proceso de inyección de geles, se llevaron a cabo una serie de desplazamientos en corazones¹⁵. La geometría de flujo utilizada para simular un sistema no fracturado fue radial (semejante a las cercanías del pozo) y la geometría de flujo empleada para simular un pozo fracturado fue lineal (como ocurre dentro de las fracturas). El esquema de las pruebas fue similar al mostrado en la figura 4.

Como se observa en la figura, dos corazones de igual porosidad y longitud fueron conectados en paralelo. Estos corazones comparten el mismo puerto de inyección y uno de ellos es 10 veces más permeable que el otro. Al inicio de la pruebas, los corazones fueron saturados con agua; posteriormente, una solución gelante de factor de resistencia igual a 1 (solución con igual movilidad que el agua) fue inyectada simultáneamente en los dos corazones hasta que el gel alcanzó la salida del corazón más permeable. Finalmente la distancia de penetración del gel en el corazón menos permeable (para la prueba con geometría radial y lineal) es encontrada utilizando correlaciones¹⁶.

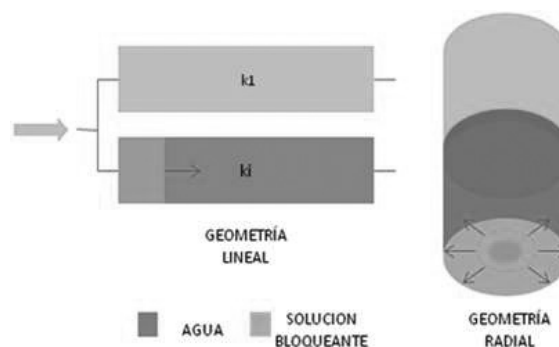


Figura 4. Prueba de laboratorio: sistema fracturado (geometría lineal) y no fracturado (geometría radial).

Los resultados obtenidos de la prueba descrita para diferentes relaciones de permeabilidad son reportados en la figura 5. Puede observarse que para pozos no fracturados (sistema simulado con geometría de flujo radial) la eficiencia del proceso es menor, ya que se presenta un daño mayor a las zonas menos permeables saturadas con aceite. Por esto, lo recomendable cuando se lleve a cabo un tratamiento con gel en pozos no fracturados es aislar mecánicamente las zonas de menor permeabilidad.

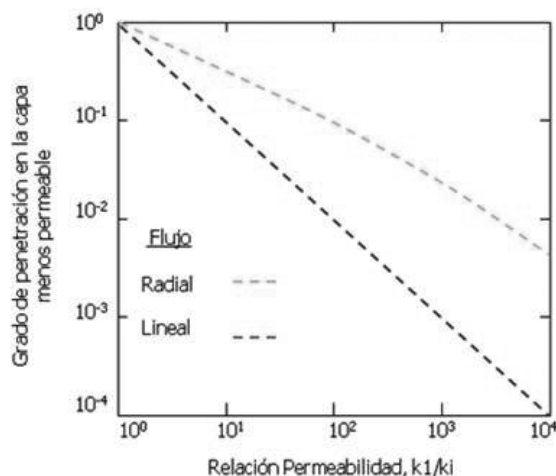


Figura 5. Efecto del régimen de flujo.

Por otra parte, para pozos fracturados, la eficiencia del proceso es más alta, ya que la mayor parte de la solución inyectada tenderá a irse por la fractura y una cantidad muy pequeña se filtrará al medio poroso. Otro aspecto que puede rescatarse de la figura 5 es que la distancia de penetración del agente bloqueante en las zonas menos permeables disminuye conforme la relación de permeabilidades aumenta¹⁷.

¹⁵ SERIGHT, R.S. Placement of Gels to Modify Injection Profiles

¹⁶ Se usaron las correlaciones encontradas en el artículo: Gel Placement in Fractured Systems. SPE21140.

¹⁷ PORTWOOD, J.T. Lessons Learned from Over 300 Producing Well Water Shut-off Gel Treatments. SPE Mid-Continent Operations Symposium, 28-31 March 1999, Oklahoma City, Oklahoma. SPE 52127-MS

Otros resultados de las pruebas se pueden ver en la figura 6. En ella, se muestran algunas curvas para regímenes de flujo radial y lineal a diferentes factores de resistencia de las soluciones gelantes inyectadas. Puede observarse, que independientemente del régimen de flujo que se tenga, la eficiencia del proceso disminuye cuando se inyectan soluciones con factores de resistencia altos (viscosidades altas). Sin embargo, los daños realizados a las zonas menos permeables son mayores cuando se tienen pozos no fracturados. En estos casos el aislamiento de las zonas menos permeables se hace indispensable¹⁸.

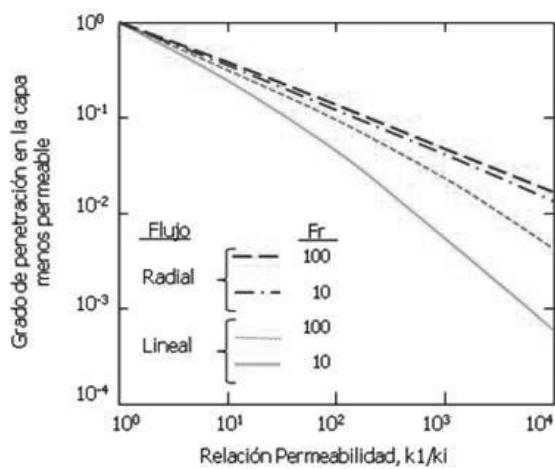


Figura 6. Efecto del factor de resistencia para un régimen de flujo radial y lineal.

Efectos sobre la inyectividad. En un tratamiento con geles el objetivo es disminuir la inyectividad en las zonas ladronas y en las zonas fracturadas, aumentando la entrada de agua a las zonas de permeabilidad más baja¹⁹. Partiendo de las pruebas de laboratorio descritas anteriormente, se estudiaron las pérdidas de inyectividad en sistemas fracturados y no fracturados y como esto modifica los perfiles de inyección²⁰.

Con base en las pruebas desarrolladas es posible realizar algunos análisis adicionales, las siguientes figuras muestran la fracción de inyectividad original en la capa menos permeable en función de la disminución de la permeabilidad después de la gelación (F_{rr}, Factor de resistencia residual) y el grado de penetración del gel en la zona menos permeable para un pozo no fracturado y fracturado respectivamente.

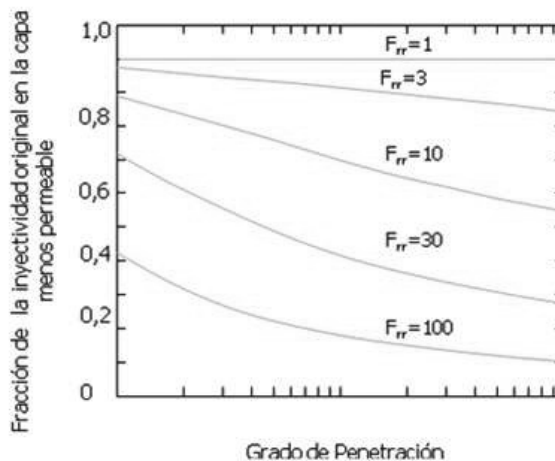


Figura 7. Efecto del grado de penetración y del F_{rr} en las pérdidas de inyectividad para flujo radial.

En la figura 7 se observan los resultados de las pruebas para el caso del flujo radial, el cual simula el comportamiento en las cercanías del pozo no fracturado y en la figura 8 se pueden ver los resultados para el caso del pozo fracturado, simulado por el desplazamiento lineal²¹.

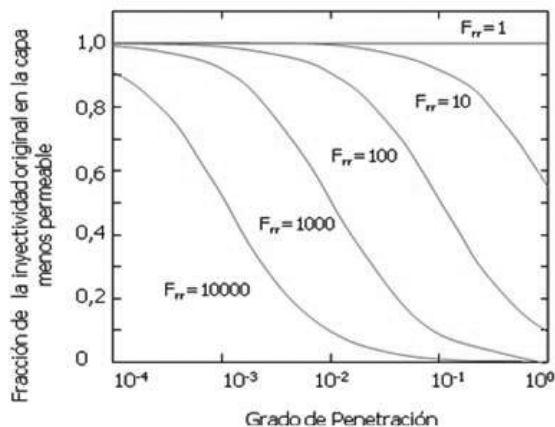


Figura 8. Efecto del grado de penetración y del F_{rr} en las pérdidas de inyectividad en zonas fracturadas verticalmente.

Puede observarse que a pesar de que las mayores pérdidas de inyectividad se llevan a cabo en las zonas ladronas, las zonas menos permeables también experimentan pérdidas de inyectividad a causa del taponamiento del gel en las zonas de baja permeabilidad, esto en el caso de que el aislamiento mecánico no sea llevado a cabo.

¹⁸ PYE, David J., "Improved Secondary Recovery by Control of Water Mobility", 1931.

¹⁹ SERIGHT, R. S. "The Effects of Mechanical Degradation and Viscoelastic Behavior on Injectivity of Polyacrylamide Solutions", SPE 9297.

²⁰ MAERKER, J. M., "Shear Degradation of Polyacrylamide Solutions", SPEJ (Agosto, 1975), 311-322; Trans. AIME, 259.

²¹ LANE, R.H. y Seright, R.S. Gel Water Shutoff in Fractured or Faulted Horizontal Wells. SPE/CIM International Conference on Horizontal Well Technology, 6-8 November 2000, Calgary, Alberta, Canada. SPE 65527-MS.

Analizando las figuras, si se toma una distancia de penetración del gel de 0,1 y un factor de resistencia residual de 10, se presentaran mayores pérdidas de inyectividad en las capas menos permeables para pozos no fracturados (30% de pérdidas) que para pozos fracturados (10% de pérdidas). Esto tiene sentido, ya que, cuando se tiene un régimen de flujo radial, el gel se distribuye más fácilmente en las zonas menos permeables saturadas por aceite²².

Por lo anterior, es posible concluir que cuando el aislamiento mecánico no es posible, se debe recurrir a la manipulación de las propiedades de la solución gelante de tal manera que su factor de resistencia no sea tan alto como para causar un daño severo a las zonas de baja permeabilidad pero tampoco sea tan bajo como para no sellar efectivamente las fracturas y las zonas ladronas. Sin embargo, así el daño sea minimizado utilizando gelantes menos viscosos, la producción de aceite se ve afectada si no se aíslan las zonas.

Efecto de la reología. Para verificar el efecto del comportamiento reológico de algunas soluciones, se llevaron a cabo una serie de pruebas de laboratorio. En estas pruebas, dos corazones de diferente permeabilidad fueron conectados en paralelo. Los corazones tienen la misma longitud, porosidad y comparten el mismo puerto de inyección. Inicialmente los corazones fueron saturados con agua y posteriormente se realizaron una serie de desplazamientos con soluciones gelantes de diferentes características²³.

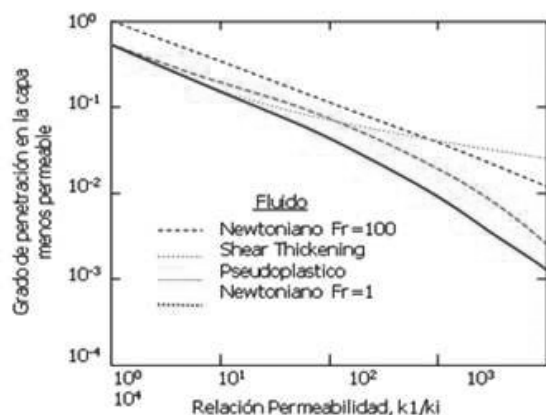


Figura 9. Efecto de la reología.

²² MCDANIEL, B.W. N.A., STEGENT y ELLIS, R. How Proppant Slugs and Viscous Gel Slugs Have Influenced the Success of Hydraulic Fracturing Applications. SPE Rocky Mountain Petroleum Technology Conference, 21-23 May 2001, Keystone, Colorado. SPE 71073-MS.

²³ KAVANAGH, Gaynor M. y ROSS-MURPHY, Simon B. Rheological Characterization of Polymer Gels.

Los resultados son reportados en la figura 9. De allí puede inferirse que los fluidos no-newtonianos junto con los fluidos newtonianos de alta viscosidad causan los mayores daños a las zonas de menor permeabilidad. Por ello es recomendable aislar estas zonas cuando se utilicen soluciones de este tipo²⁴.

Efecto de la retención química. Como se observa en la figura 10, la retención química aumenta conforme la permeabilidad de la zona disminuye, ya que entre menor sea la permeabilidad, las moléculas de los polímeros que son de gran tamaño van quedando atrapadas en el medio poroso. Debido a este comportamiento, podría esperarse que la penetración de la solución gelante en las zonas menos permeables sea menor. Esto ha sido comprobado a través de estudios de laboratorio. Sin embargo, a pesar de que el grado de penetración del gel sea menor en las zonas de baja permeabilidad, el Factor de resistencia y el Factor de resistencia residual también aumentan conforme la permeabilidad de la zona disminuye, lo que hace que las pérdidas de inyectividad en dicha zona también aumenten. Por ello, puede afirmarse que la retención química posiblemente no mitigará los daños causados por los geles a las zonas de baja permeabilidad²⁵.

Del estudio realizado a sistemas fracturados y no fracturados sin flujo cruzado, puede finalmente concluirse que los geles pueden entrar libremente en todas las zonas abiertas; que el tratamiento es más efectivo en yacimientos donde las fracturas constituyen la fuente de un severo problema de canalización; que si el régimen de flujo es radial, las zonas de baja permeabilidad deben aislarse para evitar pérdidas de inyectividad y que las zonas menos permeables se ven más afectadas conforme el Factor de resistencia del agente utilizado incrementa.

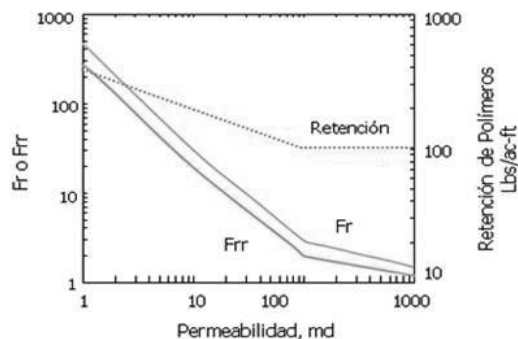


Figura 10. Efecto de la retención química, el factor de resistencia y el factor de resistencia residual.

²⁴ GAYNOR M. Kavanagh, Simon B. Ross-Murphy. Rheological characterization of polymer gels.

²⁵ MAERKER, J. M., "Dependence of Polymer Retention on Flow Rate", SPEJ (Noviembre, 1973), 1307-1308.

INYECCIÓN DE GELES EN SISTEMAS CON FLUJO CRUZADO

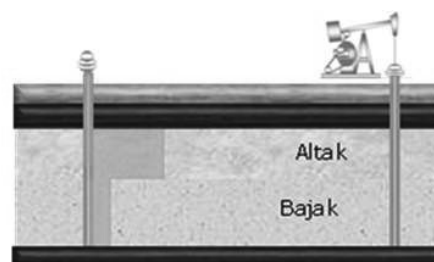
La segunda parte del análisis va encaminada a estudiar el comportamiento de un tratamiento con geles en yacimientos en los cuales la comunicación entre capas es común. Esta situación puede ocurrir en algún grado en la mayoría de yacimientos, por lo que es importante estudiar y caracterizar su efecto en los proyectos de inyección de geles²⁶. A continuación se explicará el proceso de un tratamiento con gel en yacimientos donde el flujo cruzado ocurre y es necesario acudir al “postflush”.

El proceso de un tratamiento de inyección de geles en yacimientos con flujo cruzado (ver esquema figura 11) es similar al explicado para yacimientos en los que la comunicación entre capas no ocurre. La única variante consiste en realizar una inyección de agua posterior (postflush) a la ubicación del gel en el yacimiento y antes de que la etapa de gelación se lleve a cabo, con el fin de desplazar la solución lo más lejos que sea posible del pozo (figura 11b).

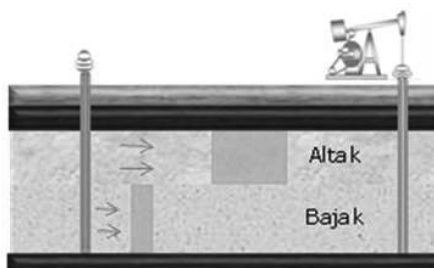
Como se observa en la figura 11, las zonas de baja permeabilidad no son aisladas durante el tratamiento, debido a que en yacimientos con flujo cruzado esto no trae beneficio alguno, por lo que el gel entra libremente en todas las zonas abiertas. Una vez las soluciones gelantes se han desplazado lejos del pozo en cada una de las capas, la gelación tiene lugar (figura 11c). Finalmente, la inyección de agua es reanudada. Es importante resaltar que entre las capas queda un camino disponible por donde el agua que entra a la zona de alta permeabilidad puede moverse hacia la zona de menor permeabilidad, contactando rápidamente el aceite y barriéndolo eficientemente. Adicional a esto, el aceite desplazado desde la zona de menor permeabilidad puede cruzarse en la zona más permeable, alcanzando al pozo productor más rápidamente (figura 11d).

El esquema del proceso descrito anteriormente es ideal y en aplicaciones de campo puede verse limitado, ya que es difícil desplazar la solución gelante a grandes distancias. Esta profundidad de desplazamiento dependerá del tiempo de gelación de la solución inyectada. Si la zona contiene una fractura de conductividad alta, la solución penetrará distancias grandes en el yacimiento antes de la gelación. Sin embargo, si el canal es una capa de permeabilidad alta, se necesitarán tiempos de gelación muy grandes (algunos meses) antes de que la solución pueda desplazarse una distancia significativa.

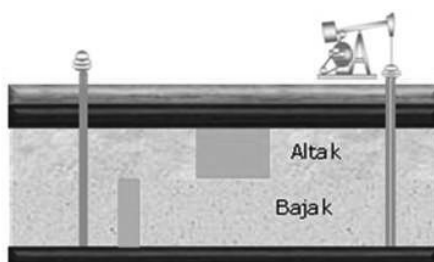
²⁶ LEVITT David, Pope Gary. Selection and Screening of Polymers for Enhanced-Oil Recovery. SPE 113845



(a) Inyección de la solución gelante al yacimiento



(b) Inyección de agua antes de la gelación.



(c) Formación del gel.



(c) Inyección de agua después de la gelación.

Figura 11. Inyección de geles en yacimientos con flujo cruzado.

Los tiempos de gelación típicos para gelantes de campo comunes son de 0 a 10 días, de allí que la aplicación del proceso sea un poco limitada. Para realizar el análisis del comportamiento de la inyección de geles en yacimientos con flujo cruzado se realizaron una serie de pruebas de laboratorio como las que se describen a continuación²⁷.

²⁷ SORBIE, K.S y SERIGHT, R.S. Gel Placement in Heterogeneous Systems with Crossflow.

La figura 12 muestra un paquete de roca compuesto por dos capas, cuya relación de permeabilidades es 5:1. Dos desplazamientos fueron realizados durante la prueba de laboratorio, el primero de ellos con una solución de factor de resistencia igual a 8 y el segundo con una solución de factor de resistencia igual a 1.

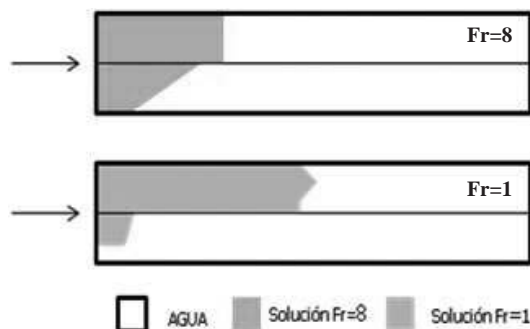


Figura 12. Efecto de la viscosidad de la solución gelante en el flujo cruzado entre capas.

Los resultados muestran un mayor flujo cruzado para el sistema en donde se inyectó el fluido más viscoso. Esta situación indica que el proceso es más eficiente cuando se utilizan fluidos de viscosidad baja a moderada, ya que se observa un menor efecto del flujo cruzado y como tal un menor daño a las zonas menos permeables.

Por otra parte en la figura 13 se muestran los resultados obtenidos al inyectar soluciones Xanthan de diferentes concentraciones en un paquete de roca compuesto por dos capas (una de las capas es más permeable que la otra).

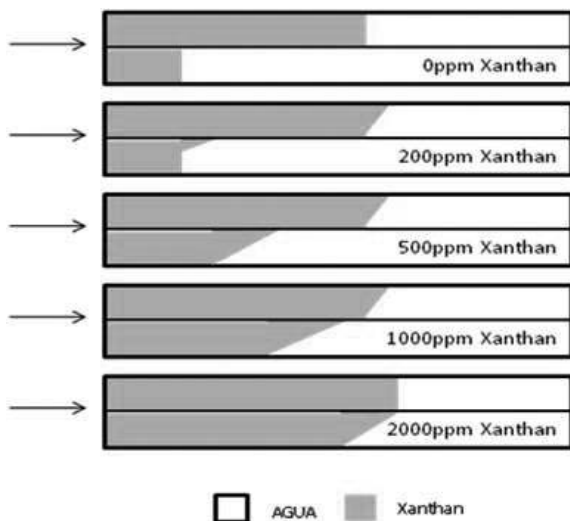


Figura 13. Efecto de las viscosidades de diferentes soluciones de Xanthan en el flujo cruzado entre capas.

Los resultados de este experimento, reiteran que el flujo cruzado aumenta conforme la viscosidad de la solución inyectada aumenta. Es importante mencionar que cuando la relación de viscosidad solución gelante/ agua es mayor que la relación de permeabilidades, la velocidad a la cual se propaga la solución es igual en las dos capas. Éste último efecto es lo que siempre se quiere en los proyectos de control de movilidad, sin embargo en proyectos de inyección de geles esto genera daños graves a las zonas menos permeables.

Como se mencionó, un flujo de agua posterior a la ubicación del gel en el yacimiento se hace necesario para desplazar la solución gelante lejos del pozo y de esta manera aprovechar el flujo cruzado del agua inyectada desde la zona más permeable hasta la zona menos permeable para barrer más rápidamente el aceite.

Este esquema se explicó utilizando una solución gelante de $Fr=1$. Sin embargo, cuando se inyectan soluciones de factores de resistencia altos, un flujo de agua posterior a la ubicación del gel en el yacimiento puede no ser muy efectivo. Esta situación es mostrada en la figura 14, en donde se observa un efecto de digitación del agua.



Figura 14. Digitación viscosa a través del banco de gel.

CONCLUSIONES

- La inyección de geles representa una herramienta importante en la prevención de la canalización del agua durante la etapa de producción y durante la aplicación de procesos de recuperación secundaria en yacimientos fracturados y con zonas de permeabilidad alta. Sin embargo, algunas propiedades de los geles deben ser evaluadas con anterioridad para evitar el daño a las zonas productoras.

- Una localización adecuada del gel en las zonas de interés, ya sean fracturas o zonas de alta permeabilidad, es importante para evitar disminuir la eficiencia de barrido. Para ello, recurrir a la inyección selectiva se convierte en la opción más adecuada en sistemas de flujo radial.
- Soluciones gelantes de viscosidad alta contribuyen a que el flujo entre capas aumente, causando un mayor daño a las zonas de baja permeabilidad que el que causa un fluido de viscosidad baja a moderada. Esto ocurre debido a que durante la inyección de agentes gelantes no-newtonianos, las zonas ladronas toman la mayor cantidad de fluido, pero las demás zonas pueden sufrir daños por disminución de la permeabilidad causada por pequeños volúmenes de geles filtrados.
- Estudios de laboratorio han comprobado que la inyección de geles puede emplearse en yacimientos que presentan flujo cruzado. Sin embargo, el efecto “postflush” no es muy eficiente ya que el agua no logra desplazar la solución, sino que se digita a través de ella.

BIBLIOGRAFÍA

1. A. M. Sarem; “On the theory of Polymer Solution Flooding Process”, SPE 3002.
2. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Recommended Practices for Evaluation of Polymers Used in Enhanced Oil Recovery Operations. API Recommended Practice 63 (RP 63). 1a Edición, 1990.
3. AMRO, Mohammed M. SPE, King Saud University, “Investigation of Polymer Adsorption on Rock Surface of High Saline Reservoirs” SPE 120807.
4. ASUNGAN Junior, F. W. Smith, J. L. Thompson. Some aspects of polymer floods. SPE 1628.
5. BUZÁS, Z., y CHRAMBACH, A. Un-supercoiled agarose with a degree of molecular sieving similar to that of crosslinked polyacrylamide
6. CHANG. Polymers Flooding Technology Yesterday, Today, and Tomorrow.
7. CIPOLLA, C.L. y WARPINSKI, N.R. Hydraulic Fracture Complexity: Diagnosis, Remediation, and Exploitation. SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, 20-22 October 2008, Perth, Australia. SPE 115771-MS
8. CRAFT, B. C. Applied Petroleum Reservoir Engineering. Prentice Hall. USA, 1991.
9. DONALDSON, Erle y CHILINGARIAN, George. Enhanced oil recovery, fundamentals and analyses. ELSEVIER, New York. 1985.
10. ELMKIES, D., LASSEUX, H. Polymer Effect on Gas/Water Flow in Porous Media. SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, 13-17 April 2002, Tulsa, Oklahoma. SPE 75160-MS
11. FALK, David and NORTHON, Tertiary oil recovery with cellulose derivatives as water thickeners. SPE 6205
12. FLORY, P. L. Principles of polymer chemistry. 15 ed. Cornell Uni. Press. Ithaca, 1992.
13. G. A. Stahl and D. N. Schulz. Water-soluble polymers for petroleum recovery. Plenum Publishing Corporation.
14. GANDAWIDJAJA Purbaya, PERTAMINA Job. “Acrylamide-copolymer Gel for Profile Modification: A Case Study in Central Sumatra Basin, Indonesia”. SPE 35384.
15. Gaynor M. Kavanagh, Simon B. Ross-Murphy. Rheological characterization of polymer gels.
16. GOGARTY, W. B. Mobility control with polymer solutions. SPE. 1967.
17. GREEN, Don y WILLHITE, Paul. Enhanced Oil Recovery. Texas: Society of Petroleum Engineers, 1998.
18. Interstate Oil Compact Commission, “Improved Oil Recovery”, Oklahoma City, Oklahoma. 1983.
19. KAVANAGH, Gaynor M. y ROSS-MURPHY, Simon B. Rheological Characterization of Polymer Gels.

20. LANE, R.H. y Seright, R.S. Gel Water Shutoff in Fractured or Faulted Horizontal Wells. SPE/CIM International Conference on Horizontal Well Technology, 6-8 November 2000, Calgary, Alberta, Canada. SPE 65527-MS.
21. LEVITT David, Pope Gary. Selction and Screening of Polymers for Enhanced-Oil Recovery. SPE 113845
22. MAERKER, J. M. Mechanical degradation of partially hydrolyzed polyacrylamide solutions in unconsolidated porous media. SPE. 1976.
23. MAERKER, J. M., "Dependence of Polymer Retention on Flow Rate", SPEJ (Noviembre, 1973), 1307-1308.
24. MAERKER, J. M., "Shear Degradation of Polyacrylamide Solutions", SPEJ (Agosto, 1975), 311-322; Trans. AIME, 259.
25. MCDANIEL, B.W. N.A., STEGENT y ELLIS, R. How Proppant Slugs and Viscous Gel Slugs Have Influenced the Success of Hydraulic Fracturing Applications. SPE Rocky Mountain Petroleum Technology Conference, 21-23 May 2001, Keystone, Colorado. SPE 71073-MS.
26. MODY, B.G., MCKITRICK, R.S., SHAHSAVARI, D. Proper Application of Crosslinked Polymer Decreases Operating Costs. Society of Petroleum Engineers. SPE 17288-MS.
27. NEEDHAM Riley, Doe Peter H. Polymer Flooding Review. SPE 1714
28. NORMAN C. DE LUCIA J."Improving Volumetric Sweep Efficiency With Polymer Gels in the Cuyo Basin of Argentina". SPE 99379
29. NORMAN, C. A review of over 100 polymer gel injection well conformance treatments in Argentina y Venezuela: Design, field implementation and evaluation. SPE 101781, 2006.
30. NORMAN, Chuck y ROMERO, Jorge. Taller de Recuperación Mejorada. TIORCO - ICP. 2009.
31. PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Astro Data S. A. Segunda Edición. 2001
32. PDVSA-Intevep. Polímeros en solución y aplicación de los polímeros en la industria petrolera. 1999.
33. PHILIPS, Miller, Wemau, Tate, Auerbach. A High-Pyruvate Xanthan for EOR.
34. PORTWOOD, J.T. Lessons Learned from Over 300 Producing Well Water Shut-off Gel Treatments. SPE Mid-Continent Operations Symposium, 28-31 March 1999, Oklahoma City, Oklahoma. SPE 52127-MS.
35. PYE, David J., "Improved Secondary Recovery by Control of Water Mobility", 1931.
36. SALOMONE, Joseph C. Concise Polymeric Materials Encyclopedia, Editor-in-Chief.
37. Schlumberger Oilfield Services. Water Control, 1998.
38. SERIGHT, R. S. "The Effects of Mechanical Degradation and Viscoelastic Behavior on Injectivity of Polyacrylamide Solutions", SPE 9297.
39. SERIGHT, R.S. Gel Placement in Fractured Systems. SPE 21140.
40. SERIGHT, R.S. Placement of Gels to Modify Injection Profiles. SPE 17332.
41. SHUPE Russell. Chemical Stability of Polyacrylamide Polymers. SPE 9299
42. SMITH, F. W., "The Behavior of Partially Hydrolyzed Polyacrylamide Solutions in Porous Media" JPT 917-922
43. SMITH, J.E. The Transition Pressure: A Quick Method for Quantifying polyacrylamide Gel Strength. TIORCO Inc
44. SORBIE k, Parker, Clifford. Experimental and Theoretical Study of Polymer Flow in Porous Media. SPE 14231
45. SORBIE, K.S y SERIGHT, R.S. Gel Placement in Heterogeneous Systems with Crossflow. SPE/DOE 24192.
46. SORBIE, Kenneth. Polymer-Improved Oil Recovery. Blackie, USA. 1991.

47. STAHL, A. D. y SCHULZ, N. Water-soluble polymers for petroleum recovery, Plenum Publishing Corporation.
48. SYDANSK, R.D. Field Testing of a New Conformance-Improvement-Treatment Chromium (III) Gel Technology. Tulsa. SPE Enhanced Oil Recovery Symposium. SPE 17383-MS. Tulsa, 1988.
49. SZABO Miklos T. An Evaluation of Water-Soluble Polymers For Secondary Oil Recovery -Part 1 SPE 6601
50. SZABO Miklos T. An Evaluation of Water-Soluble Polymers For Secondary Oil Recovery -Part 2 SPE 6601
51. TABEADA, CONDAL, CORSINI, entre otros. El Tordillo reservoir static characterization study: El Tordillo field, Argentina. SPE 69660.
52. TIORCO, INC. tecnología para la recuperación mejorada de petróleo. The improved oil recovery company.
53. WASSMUTH, F.R., GREEN, K. and HODGINS, L. Water Shutoff in Gas Wells: Proper Gel Placement Is the Key to Success. Society of Petroleum Engineers. 2004.

Fecha de recepción: Agosto de 2009

Fecha de aceptación: Noviembre de 2009