

REVISIÓN DEL USO DE SELLOS QUÍMICOS PARA EL CONTROL DE AGUA DE PRODUCCIÓN EN POZOS PETROLEROS

REVIEW ABOUT THE USE OF CHEMICAL SEALS AS A TREATMENT FOR WATER CONTROL IN PRODUCTION WELLS

Juan Sandoval Herrera*
Angie Ortega Ramírez**
Estefanie Luque Castro***
Catherin Moreno León****

Recibido: 6 de junio de 2018

Aceptado: 17 de septiembre de 2018

Resumen

El agua de producción en la industria del petróleo es el fluido que acompaña al crudo y al gas. Este fluido presenta altas concentraciones de sales, metales y compuestos orgánicos que por su volumen y toxicidad generan problemas de manejo. Se estima que en Colombia se producen cerca de 11.6 barriles de agua por cada barril de crudo que se obtiene. Esta excesiva producción de agua sobrecarga los sistemas de tratamiento de superficie y afecta la productividad. Debido a estos problemas, que se presentan cada vez con mayor frecuencia, se están llevando a cabo tratamientos con polímeros para aumentar la tasa de producción de hidrocarburos. Este trabajo realiza una breve revisión de la teoría y práctica alrededor de este tema.

Palabras clave: agua de producción, crudo, gas, polímeros, sellos químicos.

Abstract

Production water is known in the oil industry as the fluid that accompanies oil and gas. It contains high concentrations of salts, metals and organic compounds, generating management problems due to its volume and toxicity. In Colombia, it is estimated that about 11.6 barrels of water are

* Docente investigador. Director grupo de investigación Ambiente y Hábitat, Fundación Universidad de América, Bogotá Colombia. juan.sandoval@profesores.uamerica.edu.co

** Docente investigador. Grupo de investigación Ambiente y Hábitat, Fundación Universidad de América, Bogotá, Colombia. angie.ortega@profesores.uamerica.edu.co

*** Estudiante de Ingeniería Química. Grupo de investigación Ambiente y Hábitat, Fundación Universidad de América, Bogotá, Colombia. estefanie.luque@estudiantes.uamerica.edu.co

**** Estudiante de Ingeniería Química. Grupo de investigación Ambiente y Hábitat, Fundación Universidad de América, Bogotá, Colombia. catherin.moreno@estudiantes.uamerica.edu.co

produced for each barrel of crude obtained. This excessive water production overloads the surface treatment systems, affecting productivity. Due to these problems that occur with greater intensity, polymer treatments that increase the rate of hydrocarbon production are being carried out. Here is a brief review of the theory and practice around this topic.

Keywords: oil, gas, production water, polymer, chemical seals.

INTRODUCCIÓN

Colombia produce cerca de 11.6 barriles de agua por cada barril de crudo (Ecopetrol, 2016). La producción de crudo en Colombia llega aproximadamente a 863 538 barriles por día (Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2018), lo que implica que el volumen de las aguas de producción en la superficie es muy alto y que existe un grave problema medioambiental y social. Igualmente, este volumen hace más complejo su tratamiento, ya sea para su eliminación por métodos convencionales o su reutilización, pues sobrecarga los sistemas de tratamiento de superficie y afecta en gran medida la eficacia, productividad y rentabilidad del campo (Mesa, Orjuela, Ramírez y Sandoval, 2018).

La selección de las soluciones de manejo de producción de agua depende directamente de los costos requeridos para su implementación. En otras palabras, la rentabilidad del campo se basa en el límite económico de la relación agua/petróleo (Arnold et ál., 2004; Nabzar y Duplan, 2011). Por lo cual, cuando el volumen de agua supera el volumen de petróleo producido, la mejor opción es abandonar el pozo, con la consiguiente pérdida de reservas.

Para reducir los costos de manejo de agua y aumentar la producción de petróleo en campos petroleros es esencial maximizar el desempeño del campo. Como lo expresan Bailey et ál. (2000): “Si bien el ahorro potencial derivado del control del agua es importante en sí mismo, tiene más valor el potencial aumento de la producción y de la recuperación del crudo” (p. 33).

Una de las alternativas que se utilizan hoy en día es el uso de sellos químicos, los cuales reducen la incorporación de agua de yacimiento en el crudo extraído y, por lo tanto, aumentan la producción de hidrocarburos y minimizan los costos operativos (Fakhru’l-Razi et ál., 2009). Sin embargo, la utilización de estas técnicas depende de las características y condiciones del pozo, por lo que la selección de la mejor alternativa favorecerá dos factores esenciales en la exploración y perforación de los yacimientos: tiempo y costo (Seright, Lane y Sydansk, 2001).

Esta revisión plantea la descripción de las causas, el diagnóstico de los problemas, las alternativas de solución (que varían según cada tipo de problemas), el uso de polímeros en la industria petrolera, los factores que afectan el uso de estas sustancias y el estudio de algunos casos que sirven, a manera de ejemplo, para evaluar los resultados de la aplicación de los polímeros en el control de la producción de agua en la industria petrolera a nivel mundial.

CAUSAS POTENCIALES DE LA PRESENCIA DE AGUA

Uno de los factores que contribuyen a la producción de agua en campos petroleros es la alta capacidad de almacenamiento de agua y crudo que tienen las rocas reservorio, pues su porosidad y permeabilidad permite que agua y crudo fluyan libremente a través de sus poros interconectados y se garantice la producción. Por otro lado, se habla del agua producida debido a los procesos de optimización de campos maduros, cuya finalidad es maximizar la producción aumentando el factor de recobro e incrementar la producción de la reserva a partir de la inyección de fuentes externas (la inyección de agua, por ejemplo).

El corte elevado de agua se conoce en la industria del petróleo como agua “mala”, lo que alude a que la producción de petróleo no es suficiente para compensar el costo que requiere el manejo del agua en superficie. Por lo tanto, una tasa alta de producción de agua reduce la obtención de hidrocarburos y amenaza la rentabilidad del campo.

Algunas causas del corte elevado de agua son: a) fugas en la tubería de producción, la tubería de revestimiento o el empacador; b) terminación en zona de agua; c) flujo en zonas posteriores a la tubería de revestimiento; d) desplazamiento del contacto agua/aceite; e) presencia de capa de muy permeable con empuje natural; f) presencia de una capa muy permeable en pozo inyector; g) formación fracturada naturalmente; h) fracturas inducidas en acuíferos o en operaciones de inyección; i) fenómenos de conificación y segregación de capa por gravedad.

Estos factores se pueden determinar gracias a los diferentes estudios del yacimiento de producción y su respectiva caracterización, el tipo de formación, la relación agua/petróleo (RAP), los datos de producción, las mediciones de los registros (Chan, 1995), entre otros diagnósticos que se describen a continuación.

Gráfico de recuperación

Es un gráfico semilogarítmico de la RAP con respecto a la producción acumulada de petróleo (Bailey et ál., 2000). Se extrapola la tendencia de producción de crudo, así: si la producción iguala a las reservas esperadas para ese pozo, el agua se está produciendo en un nivel aceptable; de lo contrario, el pozo está produciendo agua no aceptable y se deben tomar medidas de control.

Gráfico de la historia de producción

Gráfico en escala doblemente logarítmica de los flujos en barriles de petróleo y el flujo de producción de agua con respecto al tiempo. El análisis es el siguiente: si se percibe un incremento de la producción de agua y una disminución en la generación de petróleo de manera casi simultánea, se requerirá un tratamiento de control; por el contrario, si disminuye la tasa de producción de agua y aumenta la formación de hidrocarburos, se concluye que el pozo está comportándose de manera ideal (Cheng y Li, 2014).

Gráfico de diagnóstico

Gráfica doblemente logarítmica de petróleo acumulado contra el tiempo. Se conoce también como “curva de declinación”. Se usa para identificar el límite económico por medio de la extrapolación de la curva y, a su vez, determinar el tiempo en el cual se logra el pico de la producción de petróleo y el tiempo en el que hay respuesta a la inyección de agua (Yortsos, Choi, Yang y Shah, 1999).

Registros de producción

Registros que muestran cómo se comportan los fluidos en el pozo o alrededor de este en la producción o inyección. Son eficaces para analizar el desempeño dinámico del pozo y su productividad en varias zonas (Bailey et ál., 2000).

Es de vital importancia conocer los factores que contribuyen a la producción de agua en superficie, las diferentes técnicas o tratamientos a emplear y los resultados de los análisis de rentabilidad económica. Cada tipo de problema tiene una amplia gama de soluciones mecánicas, químicas o la combinación de ambas.

USO DE POLÍMEROS EN LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO

Los polímeros se emplean en la industria de petróleo para controlar las propiedades reológicas y la estabilidad de diversos productos comerciales derivados. Estos son usados en diferentes etapas de la producción de petróleo: perforación, producción, transporte y procesamiento de crudo (Yadav y Mahto, 2013). Específicamente, durante el proceso de producción se puede controlar la formación excesiva de agua usando polímeros en mezclas para el arrastre de crudo, que también son utilizados como geles para controlar el perfil de inyección. A continuación se describen los principales usos de los polímeros en la industria petrolera.

Fluidos de yacimientos

Desde la formación hasta las instalaciones de producción en superficie, los fluidos de yacimiento siguen un trayecto específico de PVT (relación presión-volumen-temperatura) y tienen cambios en sus propiedades físicas y químicas. El monitoreo de estas condiciones es esencial para la toma de decisiones sobre la planeación de métodos de recobro y las operaciones de construcción, producción y monitoreo de pozos.

Fluidos de perforación

Permiten la perforación del área prospectiva, produciendo el menor daño a la formación y a los instrumentos. Las funciones de los polímeros en los lodos de perforación se indican a continuación:

- *Viscosificantes*. Inicialmente, en la operación de perforación, las soluciones son poco viscosas para facilitar su bombeo; pero su viscosidad se incrementa al finalizar la operación para mantener los sólidos en suspensión (Sydansk, Al-Dhafeeri, Xiong y Seright, 2004).
- *Defloculantes de arcilla*. Diluyente formado por polímeros con cargas aniónicas de bajo peso molecular que es utilizado para reducir la viscosidad o evitar la floculación.
- *Floculante de arcilla*. Sustancia formada por polímeros de cargas aniónicas con alto peso molecular que permite la generación de flóculos.
- *Aditivos*. Se usan para regular la pérdida de crudo, agua o gas hacia las rocas permeables que han sido perforadas, gracias a que forman una pasta sobre las paredes de la formación durante la perforación.

Fluidos para recuperación mejorada de crudo

Al culminar el proceso exploratorio, se lleva a cabo la perforación del área prospectiva, es decir, aquella en la cual se predijo la presencia de hidrocarburos. Las presiones naturales generadas por los pozos al perforar proporcionan una fuerza suficiente para extraer cierta cantidad de crudo (no su totalidad). Con el fin de arrastrar la mayor cantidad de hidrocarburos posible a la superficie se utilizan los métodos de recuperación secundaria o terciaria de crudo, lo que implica la inyección de soluciones de polímeros en el pozo (Raffa, Broekhuis y Picchioni, 2016). Esta técnica es capaz de proporcionar una extracción del 70 % del crudo en la formación (Abidin, Puspasari y Nugroho, 2012; Hatzignatiou, Giske y Stavland, 2018).

SOLUCIONES PARA EL CONTROL DEL AGUA

Las soluciones para el control de agua de producción se rigen por una operación denominada “corte de agua” (*water shut-off*), la cual actúa como obstáculo para el paso del agua hacia los pozos de producción. Estas soluciones son variadas, incluyen sellos químicos, mecánicos, entre otros (Arnold et ál., 2004).

Soluciones mecánicas

Este tipo de tratamiento consiste en un tapón mecánico que se puede transportar con tubería flexible, lo que garantiza el cegado del hueco, ya sea revestido o abierto (Qin y Wojtanowicz, 2009; Jia y Ren, 2016; Muktadir, Amro y Schramn, 2016; Wang, Li, Wang y Ye, 2012).

Soluciones químicas

Se basan en compuestos poliméricos resultantes de la unión de una o más unidades (denominadas monómeros). Las propiedades de estos polímeros en solución están determinadas por las características estructurales de la cadena de macromoléculas que lo conforman. Estas estructuras dependen en sí de la naturaleza de la unidad repetitiva; en otros casos (como el de los copolímeros), estos dependen de la composición y la distribución de los monómeros en la cadena (ver figura 1).




Estructura	Tipos de monómeros que lo forman
<p>Lineal</p> 	<p>Homopolímeros A-A-A-A-A-A-A</p>
<p>Ramificado</p> 	<p>Copolímeros A-B al azar A-A-A-B-B-A-B-A Alternado A-B-A-B-A-B-A-B</p>
<p>Entrecruzado</p> 	<p>En bloque A-A-A-A-B-B-B-B Injerto B B B A-A-A-A-A-A-A-A</p>

Figura 1. Clasificación de los polímeros de acuerdo con su estructura y al tipo de monómeros que lo forman.

Fuente: Fernández (s.f.).

Estas soluciones cuentan con una tubería que permite colocar los fluidos necesarios para llevar a cabo el tratamiento sin riesgo de afectar la zona de hidrocarburos. Constituyen la técnica más usada para cortar el flujo de agua y controlar la conformación por su eficiencia y relación beneficio/costo.

Factores que afectan el comportamiento de las soluciones poliméricas en medio acuoso

Cuando se emplean polímeros en operaciones relacionadas con yacimientos petroleros es necesario garantizar que las propiedades de la solución polimérica se mantengan por un tiempo determinado para evitar la degradación estructural del polímero dentro del reservorio. Los factores que afectan la estabilidad del polímero pueden ser de tipo mecánico, químico y biológico (Fernández, s.f.). A continuación se enuncian los efectos más relevantes que interfieren en la estabilidad de la solución polimérica.

- *Influencia de las sales.* Por lo general, la viscosidad de los polímeros disminuye al aumentar la concentración salina (Rodríguez, 1998; Qamar, Pervez, Al-Kharusi y Akhtar, 2011). El efecto de iones divalentes es aún más pronunciado que el de iones monovalentes; su presencia en pequeñas cantidades puede ocasionar, incluso, el fenómeno de floculación del polímero.
- *Influencia de la temperatura.* En este aspecto se deben tener en cuenta dos factores: la temperatura a la que se somete el polímero y el periodo de tiempo que se mantenga esta condición. Por lo general, las soluciones poliméricas pierden viscosidad con el incremento de la temperatura. Por su parte, cuando las soluciones de polímeros pasan periodos de tiempo prolongados a elevadas temperaturas, las cadenas poliméricas se degradan, lo que también afecta la viscosidad de la solución. Por ello se han estudiado diversos aditivos para mejorar la estabilidad y viscosidad del gel obtenido; por ejemplo, el uso de taninos modificados para agregar a poliacrilamida modificada con el fin de usar en reservorios de altas temperaturas (Wang, Li, Wang y Ye, 2012). Otros autores han estudiado diversas mezclas para ser usadas en reservorios a muy bajas temperaturas (Reddy, Crespo y Eoff, 2012; Jia, Ren, Li y Ma, 2016).
- *Degradación mecánica.* La degradación por corte se debe generalmente a efectos mecánicos del bombeo de la solución a la formación en la entrada de las perforaciones, que llega a ser lo suficientemente fuerte como para romper las cadenas moleculares del polímero. Los biopolímeros presentan buena resistencia a la degradación mecánica, mientras que las poliacrilamidas son susceptibles a ese tipo de degradación debido al tipo de molécula. Esta degradación ocurre por ruptura de las cadenas grandes de polímero en varias más pequeñas (Jiménez, Castro y Maya, 2017).
- *Degradación química.* Provoca una disminución en la viscosidad de las soluciones poliméricas debido al rompimiento de las moléculas que conforman el polímero; esto se puede dar por el efecto del oxígeno, iones metálicos (como el hierro) o procesos relacionados con la hidrólisis. Cuando el agua empleada para disolver el polímero contiene oxígeno libre bajo condiciones alcalinas, se reduce la viscosidad y se limita la estabilidad de la solución (Kabir, 2001). Por lo anterior, usualmente se adicionan inhibidores de oxígeno al agua de mezcla para prevenir la degradación.
- *Degradación biológica.* Descomposición microbiana de las moléculas de polímeros por bacterias durante el almacenamiento en el yacimiento. Los productos poliméricos sintéticos son más resistentes al ataque biológico que los biopolímeros. Como consecuencia del ataque, la viscosidad de la solución disminuye. Para evitar esta degradación se usan biocidas, que actúan efectivamente contra un ataque bacterial (Floerger, 2016).

Clasificación de las soluciones químicas para control de agua

De acuerdo con la naturaleza de los polímeros, hay dos categorías básicas usadas en las aplicaciones de campos petroleros: los biopolímeros y los polímeros sintéticos. Los biopolímeros incluyen la goma xantana, hidroxietilcelulosa, goma guar, entre otras sustancias, las cuales se caracterizan por tener altos pesos moleculares y ser sintetizadas a partir de reacciones de fermentación de sustancias ricas en hidratos de carbono. Por su naturaleza, estos biopolímeros son susceptibles de degradación biológica y térmica. Los polímeros sintéticos se obtienen químicamente partiendo de un derivado del petróleo como materia prima. Dentro de esta categoría se encuentra uno de los polímeros más importantes para la industria petrolera por sus propiedades y aplicaciones en campo, la poliacrilamida. Esta molécula puede ser reticulada orgánicamente con compuestos como la polietilamina, e inorgánicamente con elementos metálicos (el cromo, por ejemplo) para mejorar su estabilidad. También se encuentran las resinas, terpolímeros, microgeles, entre otros (Dalrymple, Eoff, Vasquez y van Eijden, 2008; Mercado, Acuna, Najera, Caballero y Soriano, 2009; Joseph y Ajenka, 2010; Ghosh et ál., 2012; Sengupta, Sharma y Udayabhanu, 2012; Dai, Zhao, You y

Zhao, 2014; Zhao, Dai, Chen, Yan y Zhao, 2015; Liu et ál., 2016; Sun et ál., 2017; Zhu, Hou, Wei, Chen y Peng, 2017).

Actualmente, los polímeros más usados para control de producción de agua son de base poliacrilamida parcialmente hidrolizada (ver figura 2), entrecruzada con sales inorgánicas o algunas sustancias orgánicas, lo que genera una estabilidad térmica que permite que el polímero soporte temperaturas por encima de los 250 °F (Reddy, Crespo y Eoff, 2012). Una revisión detallada sobre los geles poliméricos de poliacrilamida, clasificados según composición y condiciones de operación, se encuentra en Bai, Zhou y Yin (2015).

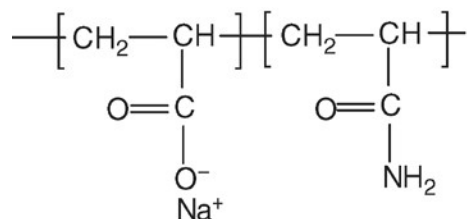


Figura 2. Poliacrilamida parcialmente hidrolizada.

Fuente: Kurenkov et ál. (2001).

Otra clasificación se basa en la funcionalidad en términos de selectividad:

- *Los agentes selectivos o sellantes.* Se caracterizan porque interactúan de preferencia con el agua, de manera que bloquean solo esta zona, permitiendo así el paso de petróleo. Entre estos se encuentran los bloqueadores de permeabilidad selectiva, los reductores desproporcionados de permeabilidad y los modificadores de permeabilidad relativa. Los agentes selectivos son la mezcla de soluciones acuosas con un polímero reticulado que actúa como modificador de la permeabilidad relativa del agua (RPM). Estos agentes se inyectan en pequeñas fracturas, penetrando únicamente en aquellas formaciones que tengan una permeabilidad superior a 5 darcies.
- *Los agentes no selectivos o no sellantes.* No distinguen entre el agua y el petróleo por lo que pueden taponar ambas zonas a la vez. Son también llamados “gelificantes”. Dentro de los agentes no selectivos se pueden encontrar desde el cemento hasta geles activados. La mayoría de estos geles requieren un tiempo de activación.

CASOS REALES EN CAMPO

Kohler y Zaitoun propusieron en 1991 un tratamiento basado en el uso de polímeros, específicamente, los polisacáridos no iónicos de alto peso molecular, para el control del agua en pozos de producción con elevadas temperaturas. Este polímero tiene un excelente poder viscosificante en todos los tipos de salmueras de yacimiento, alta resistencia al cizallamiento, buena estabilidad térmica, alta capacidad para disminuir la permeabilidad relativa de la salmuera (sin afectar la permeabilidad relativa de los hidrocarburos) y gran eficacia en reservorios de arenisca y piedra caliza. También muestra excelentes resultados aplicar el tratamiento a yacimientos de temperaturas superiores a los 70-75 °C, de manera que con ayuda de aditivos especialmente diseñados se pueden proponer tratamientos a temperaturas de hasta 120-130°C, manteniendo la estabilidad y la función correcta del polisacárido. Kohler y Zaitoun (1991) determinaron, de igual manera, la facilidad de bombear el polisacárido a altas velocidades de inyección aplicando un ligero aumento de presión en el cabezal del pozo.

Por otro lado, El-Karsani, Al-Muntasheri y Hussein (2014) estudiaron otros problemas relacionados con la producción de agua no deseada en los pozos productores de petróleo y gas, como la generación de corrosión, incrustaciones y pérdida de productividad. Los autores evaluaron un método para tratar este problema reduciendo químicamente el agua no deseada por medio del uso de sistemas de polímeros. Igualmente, presentaron una revisión exhaustiva de la literatura disponible en la última década. En esta investigación, los datos de aplicaciones de campo para varios sistemas de polímeros se aplican a temperaturas de 40 a 150 °C y permeabilidades de 20 a 2.720 milidarcies para reservorios de areniscas y carbonatos en todo el mundo. La revisión reveló, además, que la última década de desarrollos se puede categorizar en dos tipos: el primero corresponde a geles poliméricos para el cierre total de agua en la región próxima al pozo; el segundo se relaciona con la alteración de la permeabilidad de zonas canalizadas, lo que provoca que el fluido de inyección se desvíe hacia secciones menos permeables del yacimiento con alta saturación de aceite. Este tipo de modificación de la permeabilidad en el yacimiento se logra a partir de procesos de inyección de sistemas de geles, tales como resinas de poliuretano, terpolímeros de reticulación de cromo (Cr^{3+}), poliacrilamida parcialmente hidrolizada (PHPA) de polimerización cruzada Cr^{3+} (Xu, 2017) o, incluso, microgeles (Feng et ál., 2003). Además, Al-Muntasheri, Nasr-El-Din, Al-Noaimi y Zitha (2009) identificaron la polietilenimina (PEI) como un buen agente para reticular diversos polímeros basados en poliacrilamida (PAM), con miras a usarla en control de conformación y de producción de agua. Otros estudios posteriores revelan las bondades de su uso, específicamente por poliacrilamida parcialmente hidrolizada (Jia et ál., 2012). Finalmente, la tendencia es el uso de geles poliméricos diseñados específicamente para un solo uso, por ejemplo, con una distribución de tamaño de partícula muy homogéneo (ver Elsharafi y Bai, 2016).

CONCLUSIONES

Es necesario identificar la causa principal del problema de la producción excesiva de agua con el fin de buscar la alternativa y/o tratamiento más eficiente y que se adecúe a las condiciones del pozo productor. Estas causas se pueden determinar gracias al tipo de formación, la historia de producción, las mediciones de los registros y la relación agua/petróleo del yacimiento. La selección del tratamiento para controlar la producción de agua debe tener en cuenta el resultado del análisis de rentabilidad económica y considerar que cada causa conlleva varias soluciones, ya sean mecánicas, químicas o la combinación de ambas.

Los polímeros, cuya estructura química está fuertemente relacionada con sus propiedades, son esenciales en la industria del petróleo para tratar problemas de producción de agua en yacimientos, específicamente, por su actividad como sellantes químicos.

REFERENCIAS

- Abidin, A., Puspasari, T., y Nugroho, W. (2012). Polymers for enhanced oil recovery technology. *Procedia Chemistry*, 4, 11-16.
- Al-Muntasheri, G., Nasr-El-Din, H., Al-Noaimi, K., y Zitha, P. (2009). A study of polyacrylamide-based gels crosslinked with polyethyleneimine. *SPE Journal*, 14(2), 245-251.
- Agencia Nacional de Hidrocarburos (2018). *Estadísticas de producción*. Recuperado de <http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Sistema-Integrado-de-Operaciones/Paginas/Estadisticas-de-Produccion.aspx>
- Arnold, R., Burnett, D., Elphick, J., Feeley III, T., Galbrum, M., y Hightower, M. (2004). Manejo de la producción de agua: de residuo a recurso. *Oilfield Review*, 16(12), 30 -45.

- Bai, B., Zhou, J., y Yin, M. (2015). A comprehensive review of polyacrylamide polymer gels for conformance control. *Petroleum Exploration and Development*, 42(4), 525-532.
- Bailey, B., Crabtree, M., Tyrie, J., Elphick, J., Kuchuk, F., Romano, C., y Roodhart, L. (2000). Control del agua. *Oilfield Review*, 12(1), 32-53.
- Chan, K. (1995, enero). Water control diagnostic plots. En Society of Petroleum Engineers, *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Ponencia presentada en Dallas, Texas, EE. UU.
- Cheng, C., y Li, K. (2014). Comparison of models correlating cumulative oil production and water cut. *Journal of Energy Resources Technology*, 136(3), 032901.
- Dai, C., Zhao, G., You, Q., y Zhao, M. (2014). A study on environment-friendly polymer gel for water shut-off treatments in low-temperature reservoirs. *Journal of Applied Polymer Science*, 131(8), 1-7
- Dalrymple, D., Eoff, L., Vasquez, J., y van Eijden, J. (2008, septiembre). Shallow penetration particle-gel system for water and gas shut-off applications (Russian). En Society of Petroleum Engineers, *SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition*. Ponencia presentada en Denver, Colorado, EE. UU.
- Ecopetrol. (2016). *Reporte integrado de gestión sostenible*. Recuperado de <https://www.ecopetrol.com.co/documentos/reporte-integrado-gestion-sostenible-2016.pdf>
- El-Karsani, K., Al-Muntasheri, G., y Hussein, I. (2014). Polymer systems for water shutoff and profile modification: a review over the last decade. *SPE Journal*, 19(01), 135-149.
- Elsharafi, M., y Bai, B. (2016). Influence of strong preformed particle gels on low permeable formations in mature reservoirs. *Petroleum Science*, 13(1), 77-90.
- Fakhru'l-Razi, A., Pendashteh, A., Abdullah, L., Biak, D., Madaeni, S., y Abidin, Z. (2009). Review of technologies for oil and gas produced water treatment. *Journal of Hazardous Materials*, 170 (2-3), 530-551.
- Feng, Y., Tabary, R., Renard, M., Le Bon, C., Omari, A., y Chauveteau, G. (2003, febrero). Characteristics of microgels designed for water shutoff and profile control. En Society of Petroleum Engineers, *International Symposium on Oilfield Chemistry*. Ponencia presentada en Houston, Texas, EE. UU.
- Fernández, I. (s. f.). Polímeros en solución y aplicación de los polímeros en la industria petrolera. *Revista Iberoamericana de Polímeros*. Recuperado de <http://www.reviberpol.iibcaudo.com.ve/pdf/publicados/fernandez.pdf>
- Ghosh, B., Bemani, A., Wahaibi, Y., Hadrami, H., y Boukadi, F. (2012). Development of a novel chemical water shut-off method for fractured reservoirs: laboratory development and verification through core flow experiments. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 96-97, 176-184.
- Hatzignatiou, D., Giske, N., y Stavland, A. (2018). Polymers and polymer-based gelants for improved oil recovery and water control in naturally fractured chalk formations. *Chemical Engineering Science*, 187, 302-317.
- Jia, H., Ren, Q., Li, Y., y Ma, X. (2016). Evaluation of polyacrylamide gels with accelerator ammonium salts for water shutoff in ultralow temperature reservoirs: Gelation performance and application recommendations. *Petroleum*, 2(1), 90-97.

- Jia, H., y Ren, Q. (2016). Evidence of the gelation acceleration mechanism of HPAM Gel with ammonium salt at ultralow temperature by SEM study. *SPE Production & Operations*, 31(03), 238-246.
- Jia, H., Zhao, J., Jin, F., Pu, W., Li, Y., Li, K., y Li, J. (2012). New insights into the gelation behavior of polyethyleneimine cross-linking partially hydrolyzed polyacrylamide gels. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 51(38), 12155-12166.
- Jiménez, R., Castro, R., y Maya, R. (2017). Análisis comparativo de procesos de inyección de polímeros ejecutado en Colombia. Recuperado de <http://oilproduction.net/files/ACIPET%20-%20TEC-452-EOR%20-%20OilProduction.pdf>
- Joseph, A., y Ajiienka, J. (2010, agosto). A review of water shutoff treatment strategies in oil fields. En Society of Petroleum Engineers, *Nigeria Annual International Conference and Exhibition*. Ponencia presentada en Tinapa-Calabar, Nigeria.
- Kabir, A. (2001, octubre). Chemical water y gas shutoff technology. An overview. En Society of Petroleum Engineers, *SPE Asia Pacific Improved Oil Recovery Conference*. Ponencia presentada en Kuala Lumpur, Malasia.
- Kohler, N., y Zaitoun, A. (1991, febrero). Polymer treatment for water control in high-temperature production wells. En Society of Petroleum Engineers, *SPE International Symposium on Oilfield Chemistry*. Ponencia presentada en Anaheim, California, EE. UU.
- Kurenkov, V., Hartan, H., y Lobanov, F. (2001). Alkaline Hydrolysis of Polyacrylamide. *Russian Journal of Applied Chemistry*, 74(04), 543-554.
- Liu, Y., Dai, C., Wang, K., Zhao, M., Zhao, G., Yang, S., y You, Q. (2016). New insights into the hydroquinone (HQ)-hexamethylenetetramine (HMTA) gel system for water shut-off treatment in high temperature reservoirs. *Journal of Industrial and Engineering Chemistry*, 35, 20-28.
- Mercado, M., Acuna, J., Najera, D., Caballero, C., y Soriano, J. (2009, mayo-junio). High-temperature water control with an organically crosslinked polymer-case histories from Mexico. En Society of Petroleum Engineers, *Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*. Ponencia presentada en Cartagena de Indias, Colombia.
- Mesa, S., Orjuela, J., Ramírez, A., y Sandoval, J. (2018). Revisión del panorama actual del manejo de agua de producción en la industria petrolera colombiana. *Gestión y Ambiente*, 21(1), 87-98.
- Muktadir, G., Amro, M., y Schramm, A. (2016, noviembre). Review and applicability of downhole separation technology. En Society of Petroleum Engineers, *SPE Middle East Artificial Lift Conference and Exhibition*. Ponencia presentada en Manama, Baréin.
- Nabzar, L., y Duplan, J. (2011). Water in fuel production. Oil production and refining. *Panorama*, 9. Recuperado de https://www.researchgate.net/publication/276292861_Water_in_fuel_production_Oil_production_and_refining
- Qamar, S., Pervez, T., Al-Kharusi, M., y Akhtar, M. (2011, diciembre). Material characterization of water-swelling and oil-swelling elastomers. En *15th International Research/Expert Conference on Trends in the Development of Machinery and Associated Technology*. Ponencia presentada en Praga, República Checa.
- Qin, W., y Wojtanowicz, A. K. (2009, marzo). Water problems and control techniques in heavy oils with bottom Aquifers. En Society of Petroleum Engineers, *SPE Americas E&P Environmental and Safety Conference*. Ponencia presentada en San Antonio, Texas, EE. UU.

- Raffa, P., Broekhuis, A., y Picchioni, F. (2016). Polymeric surfactants for enhanced oil recovery: a review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 145, 723-733.
- Reddy, B., Crespo, F., y Eoff, L. (2012, abril). Water shutoff at ultralow temperatures using organically crosslinked polymer gels. En Society of Petroleum Engineers, *SPE Improved Oil Recovery Symposium*. Ponencia presentada en Tulsa, Oklahoma, EE. UU.
- Rodríguez, S. (1998). *Disoluciones de polímeros: efecto de los enlaces de hidrógeno sobre sus propiedades termofísicas* (disertación doctoral). Universidad Complutense de Madrid, Madrid, España.
- Sengupta, B., Sharma, V., y Udayabhanu, G. (2012). Gelation studies of an organically cross-linked polyacrylamide water shut-off gel system at different temperatures and pH. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 81, 145-150.
- Seright, R., Lane, R., y Sydansk, R. (2001, diciembre). A strategy for attacking excess water production. En Society of Petroleum Engineers, *SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference*. Ponencia presentada en Midland, Texas, EE. UU.
- SNF Floerger. (2016). *Geología del petróleo. Sistemas petrolíferos*. [s. f.]: SNF Floerger.
- Sun, Y., Fang, Y., Chen, A., You, Q., Dai, C., Cheng, R., y Liu, Y. (2017). Gelation behavior study of a resorcinol-hexamethyleneteramine crosslinked polymer gel for water shut-off treatment in low temperature and high salinity reservoirs. *Energies*, 10(7), 913.
- Sydansk, R., Al-Dhafeeri, A., Xiong, Y., y Seright, R. (2004, abril). Polymer gels formulated with a combination of high and low molecular-weight polymers provide improved performance for water-shutoff treatments of fractured production Wells. En Society of Petroleum Engineers *SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery*. Ponencia presentada en Tulsa, Oklahoma, EE. UU.
- Wang, J., Li, C., Wang, W., y Ye, Y. (2012). Preparation and evaluation of novel high temperature resistance water shutoff agent. *Physics Procedia*, 24, 354-361.
- Wang, X., Zeng, Q., Wang, Z., Guo, X., y Zhao, Y. (2016, marzo). A novel oil-water separator design based on the combination of two flow resistance mechanisms. En *Offshore Technology Conference Asia*. Ponencia presentada en Kuala Lumpur, Malasia.
- Xu, L. (2017). Chemical water shutoff profile research status and development trends. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 82(1), 012061.
- Yadav, U., y Mahto, V. (2013). Rheological study of partially hydrolyzed polyacrylamide-hexamine-pyrocatechol gel system. *International Journal of Industrial Chemistry*, 4(1), 8.
- Yortsos, Y., Choi, Y., Yang, Z., y Shah, P. (1999). Analysis and interpretation of water/oil ratio in waterfloods. *SPE Journal*, 4(04), 413-424.
- Zhao, G., Dai, C., Chen, A., Yan, Z., y Zhao, M. (2015). Experimental study and application of gels formed by nonionic polyacrylamide and phenolic resin for in-depth profile control. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 135, 552-560.
- Zhu, D., Hou, J., Wei, Q., Chen, Y., y Peng, K. (2017, julio). Development of a high-temperature resistant polymer gel system for conformance control in Jidong Oilfield. En Society of Petroleum Engineers, *SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition*. Ponencia presentada en Jakarta, Indonesia.

