

8. Productos químicos para el control de agua en pozos

DOI: [cc.443.08](https://doi.org/10.4438/08)

DIEGO JAVIER GUZMÁN LUCERO*

RAFAEL MARTÍNEZ PALOU**

Resumen

Uno de los principales desafíos asociados a la extracción de petróleo es la inundación de agua que ocurre con frecuencia en los pozos. La producción excesiva de agua genera numerosos problemas ecológicos, económicos y técnicos que, a menudo, resultan en el cierre prematuro de pozos que aún contienen considerables reservas de petróleo. Por esta razón, los investigadores del sector desarrollan o modifican productos químicos para mitigar las consecuencias de éste problema. En este capítulo se examinan los productos químicos empleados para controlar la inundación de agua en los pozos petroleros, con especial énfasis en los polímeros y los geles.

Palabras clave: *control de agua, geles, polímeros naturales, polímeros sintéticos.*

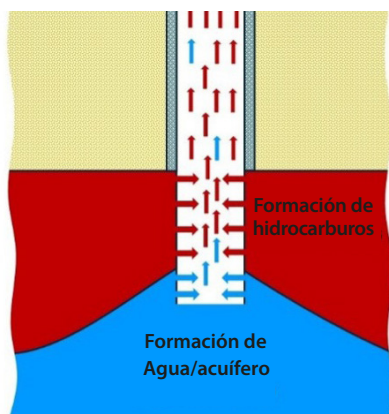
* Doctor en Ciencias. Investigador en el Instituto Mexicano del Petróleo, México. ORCID: 0000-0001-8113-7364; Scopus: 9640362100; correo electrónico: djguzman@imp.mx

** Doctor en Ciencias. Investigador y profesor en el Instituto Mexicano del Petróleo, México. ORCID: 0000-0003-3598-7207; Scopus: 9639930800; correo electrónico: rpalou@imp.mx

Introducción

Algunos pozos petroleros producen una cantidad excesiva de agua, especialmente los pozos maduros que pueden producir hasta tres veces más agua que crudo. Cuando un pozo produce una cantidad moderada de agua, ésta es beneficiosa para mantener la presión en el yacimiento, especialmente en campos maduros donde la presión natural disminuye constantemente. Esto permite continuar extrayendo petróleo de manera eficiente y sin requerir la aplicación de presión externa. Sin embargo, cuando la producción de agua es excesiva, o no se controla adecuadamente, se presentan desafíos técnicos, económicos y ambientales significativos (figura 8.1) (Seright y Wang, 2023).

Figura 8.1. Esquema de la invasión del agua (conificación) en un pozo productor (vertical)



Fuente: elaboración propia.

Un control efectivo del agua en exceso en los pozos petroleros resulta esencial para maximizar la producción de hidrocarburos, salvaguardar los equipos y asegurar la rentabilidad. Para gestionar el control del agua en dichos pozos, se emplea una variedad de productos químicos destinados a manejar la producción de agua, separar el petróleo del agua y tratar el agua producida, la cual puede eliminarse, reutilizarse o reinyectar (Seright et al., 2003).

Para abordar esta problemática, se han creado una amplia gama de productos químicos. Según sus funciones, estos pueden clasificarse de la siguiente manera:

- *Geles poliméricos para el control del agua:* los geles poliméricos se emplean ampliamente como agentes para regular el perfil de producción y realizar tratamientos de cierre hídrico en yacimientos petroleros. Estos geles comprenden sistemas reforzados con nano sílice, celulosa, grafito, lodo oleoso y espuma, y se inyectan al yacimiento con el propósito de tapar selectivamente los canales de agua de alta permeabilidad y, de esta forma, reducir la producción de agua y optimizar la recuperación de petróleo. Los avances más recientes se centran en mejorar la resistencia de los geles, especialmente en condiciones extremas de temperatura y salinidad, así como su estabilidad a largo plazo. Los geles se degradan progresivamente cuando la temperatura se eleva por encima de los 100 °C (con base en su estructura y composición química), y también, pueden presentar procesos de degradación en presencia de altas concentraciones de iones. Estos debilitan y alteran la estructura química del gel (Guzmán-Lucero et al., 2022; Lu et al., 2023).
- *Agentes impermeabilizantes:* estos productos químicos, generalmente en forma de geles funcionales, se inyectan en los pozos para optimizar la absorción de agua y minimizar la circulación ineficiente del agua debido a la heterogeneidad del yacimiento. Esta tecnología es efectiva para estabilizar la producción de petróleo y disminuir el corte de agua en los pozos (Zhao et al., 2022).
- *Productos químicos para la cementación de pozos:* los agentes cementantes tienen como función proporcionar aislamiento zonal, soportar la tubería de revestimiento y sellar el espacio anular entre la tubería de revestimiento y la formación. Para ello, se utiliza una lechada a base de cemento, las cuales son diseñadas para ofrecer resistencia y durabilidad. La cementación se realiza con cementos que presentan alta resistencia a la temperatura y la presión y, habitualmente, se les añaden aditivos como el polímero de hidroxipropilmetilcelulosa, el cual mejora las propiedades espesantes y previene la dispersión. La cementación se lleva a cabo durante las etapas de perforación y termina-

ción de un pozo, con el propósito de garantizar su integridad estructural y prevenir la migración de fluidos entre formaciones (Meek y Harris, 1993).

- *Inhibidores de corrosión y biocidas*: como se discutió en el capítulo 5, estos productos químicos protegen las superficies metálicas de la corrosión que a menudo se acelera cuando hay mayor presencia de oxígeno y sales. Los biocidas controlan la actividad microbiana, incluidas las bacterias reductoras de sulfato, que pueden provocar la acidificación y, por lo tanto, los sistemas acuosos resultan más corrosivos. En este caso, la protección con inhibidores de corrosión y biocidas se encamina a proteger los sistemas metálicos de inyección y producción de agua, así como las tuberías por las que se extrae y se traslada el crudo proveniente de los pozos.
- *Desemulsificantes*: tal como se explica en el capítulo 6, los desemulsificantes químicos son esenciales para separar el agua del petróleo durante su extracción y transporte. Estos agentes reducen los costos de procesamiento y previenen la corrosión de los equipos.
- *Inhibidores de incrustaciones*: los inhibidores de incrustaciones, incluidas las formulaciones sólidas de liberación lenta, se emplean para impedir la deposición de incrustaciones minerales, como calcita, siderita y halita, que pueden obstruir los pozos y los equipos de producción. Estudios recientes indican que los inhibidores encapsulados y de liberación lenta ofrecen protección prolongada contra la formación de incrustaciones, con tasas de liberación que se ajustan de acuerdo con las condiciones del pozo y a la eficacia comprobada en las aplicaciones de campo.

Entre los inhibidores de incrustaciones más utilizados se encuentran los compuestos orgánicos, como el ácido poliacrílico y el ácido etilendiaminotetraacético, así como polímeros naturales y sintéticos, y los compuestos inorgánicos, como sales y polifosfatos, algunos de los cuales pueden ser tóxicos.

La formación de incrustaciones es un desafío recurrente en diversas industrias, como la del petróleo y gas, el tratamiento de agua y la energía geotérmica. Las investigaciones actuales sobre inhibidores de incrustaciones se orientan al desarrollo de soluciones más eficaces, sostenibles y duraderas (Mazumder, 2020).

Un programa de control del agua en pozos petrolíferos combina productos químicos seleccionados según las características del yacimiento y la composición del agua. Una elección y dosificación correctas optimiza la recuperación de petróleo, reduce costos y protegen la infraestructura.

Este capítulo se centra en los geles y polímeros utilizados para el control de agua en pozos petroleros, debido a su impacto y a su amplia aplicación. El desarrollo de materiales estables, eficientes y ecológicos es un reto, especialmente en pozos petroleros mexicanos maduros y con temperaturas superiores a 100 °C, así como altos niveles de concentración de sales (más de 25 000 ppm).

El problema de producción de agua excesiva en pozos petroleros

La mayoría de los yacimientos de petróleo y gas producen agua junto con los hidrocarburos, ya que, a medida que se agotan las reservas de crudo, el agua tiende a reemplazarlo. Éste fenómeno es más notorio en yacimientos maduros, donde la producción de agua aumenta considerablemente y la de petróleo disminuye. De hecho, muchos pozos en etapas avanzadas de explotación se cierran debido a la elevada proporción de agua. A nivel global, se estima que la producción en estos pozos tiene una cantidad de agua tres veces mayor que la de petróleo (Dai *et al.*, 2023).

El agua que se produce en los pozos puede provenir de diversas fuentes, tales como el agua intrínseca del yacimiento, el agua infiltrada procedente de acuíferos subterráneos cercanos y el agua inyectada en el yacimiento con el propósito de aumentar la presión para facilitar la extracción (Abdelaziem *et al.*, 2023).

La producción excesiva de agua provoca una disminución de la producción de petróleo, ya que una parte significativa de la capacidad de explotación del pozo se destina a la extracción y el manejo del agua en lugar del petróleo. Además, esto incrementa los costos operativos, dado que extraer, separar, transportar y tratar grandes volúmenes de agua conlleva mayores gastos energéticos y operativos, así como problemas de emulsificación del petróleo y de corrosión derivados de la presencia de agua contaminada con sales (Barreau *et al.*, 1997).

Una de las principales causas de ésta problemática es la heterogeneidad de las formaciones, en particular las variaciones de permeabilidad en diferentes zonas del yacimiento, que favorecen el flujo preferencial del agua sobre el crudo petróleo.

Una gestión inadecuada del agua que se produce en los pozos puede ocasionar problemas ambientales, como la contaminación de suelos y acuíferos, así como desafíos asociados a la disposición final del agua contaminada. Como resultado de lo anterior, la producción excesiva de agua en pozos conduce a una reducción en la vida útil del pozo debido a la necesidad de cerrarlos anticipadamente, dejando importantes reservas de petróleo sin explotar (Moghaddam y Moghbeli, 2023).

Ante esta problemática, las empresas petroleras buscan continuamente soluciones innovadoras que permitan controlar la producción de agua de manera ambientalmente responsable y viable, tanto desde el punto de vista técnico como económico.

La problemática del control de agua puede abordarse básicamente de dos modos, por métodos mecánicos y por métodos químicos. Los estudios recientes demuestran que los métodos químicos son más efectivos y, técnica y económicamente, son más adecuados para la atención de esta problemática (Seifi *et al.*, 2024).

En México, el exceso de agua en pozos maduros, especialmente los ubicados en ambientes marinos, representa un desafío importante. Estos pozos, en general, producen crudos pesados y enfrentan condiciones extremas de salinidad y temperatura. Estas condiciones dificultan la eficacia del funcionamiento de geles y polímeros comerciales, ya que se degradan en estos entornos, lo que se traduce en un rendimiento pobre. Otros factores que limitan su eficiencia incluyen la alta viscosidad del crudo, que a menudo supera los 200 cP y, las permeabilidades elevadas, que pueden ser mayores a 30 mD (Ali *et al.*, 2023).

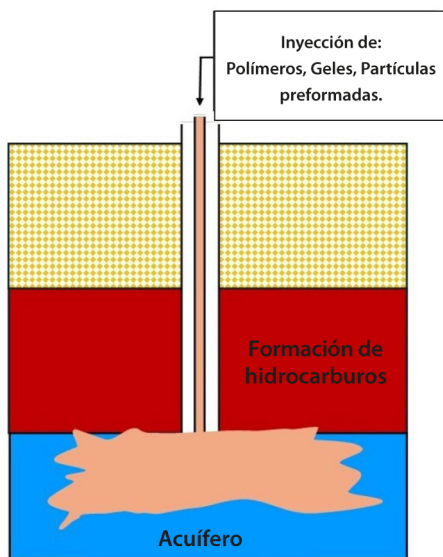
Polímeros para el control de agua en pozos petroleros

Entre las alternativas para el control de agua en pozos, la inyección de productos químicos, especialmente de polímeros y geles, destaca por

su eficacia y bajo costo, particularmente en condiciones de yacimiento convencionales. Esta técnica puede combinarse con otras estrategias y procesos mecánicos para maximizar el desempeño.

En la técnica de inyección de polímeros, se introduce una solución viscosa de polímeros hidrosolubles de alto peso molecular, con el propósito de reducir la movilidad del agua, incrementar el volumen de barrido, disminuir la permeabilidad relativa al agua y, de esta manera, optimizar la eficiencia de recuperación del petróleo (figura 8.2).

Figura 8.2. Esquema de inyección de polímeros, geles o partículas preformadas en un pozo petrolero para el control de agua



Fuente: elaboración propia.

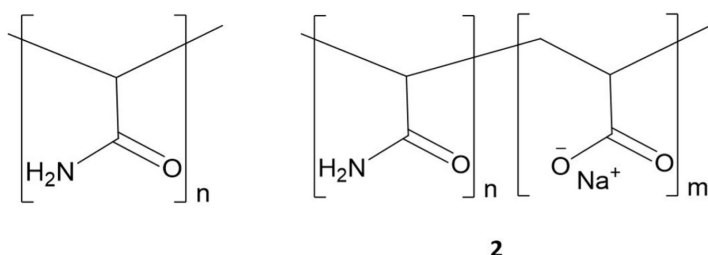
Estos aditivos se introducen mediante inyección con el propósito de disminuir la producción de agua, optimizar la recuperación de petróleo y remediar fugas en los pozos. A diferencia del cemento, los aditivos poliméricos están específicamente diseñados para disminuir de manera selectiva la permeabilidad al agua, sin cementar de forma permanente todo el espacio o anular la tubería revestimiento.

Polímeros sintéticos

Polímeros derivados de poliacrilamida

Los polímeros sintéticos derivados de la acrilamida se pueden dividir en: poliacrilamida (PAM) y poliacrilamida parcialmente hidrolizada (PHPAM) (figura 8.3).

Figura 8.3. Estructura química de la poliacrilamida (PAM) (1) y de la poliacrilamida parcialmente hidrolizada (PHPAM) (2)

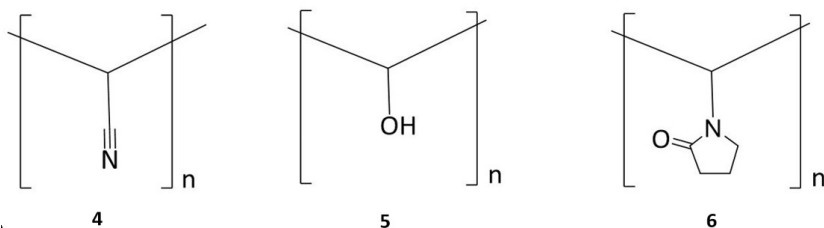


Fuente: elaboración propia.

Otros homopolímeros, copolímeros y terpolímeros

Se han investigado otros homopolímeros, como el poliacrilonitrilo (3), el polivinilalcohol (4) y la polivinilpirrolidona (5) (figura 8.4), que también están presentes en formulaciones comerciales.

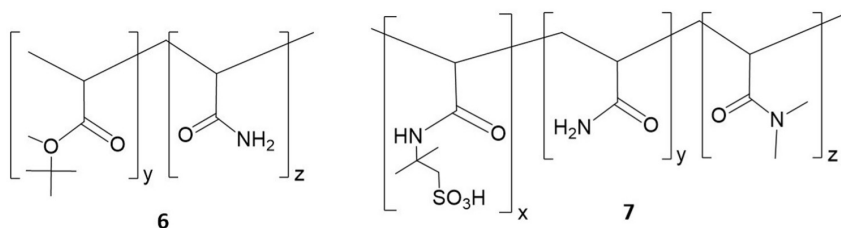
Figura 8.4. Estructuras químicas de los homopolímeros de poliacrilonitrilo (3), polivinilalcohol (4) y polivinilpirrolidona (5) empleados en formulaciones para el control de agua en pozos



Fuente: elaboración propia.

Los polímeros sintéticos, como la poliacrilamida hidrolizada (HPAM), siguen utilizándose ampliamente debido a su rentabilidad, accesibilidad y capacidad de reducción de la permeabilidad; sin embargo, presentan limitaciones en yacimientos de alta temperatura ($>75\text{ }^{\circ}\text{C}$) con cationes divalentes (por ejemplo, Ca^{2+} , Mg^{2+}), donde puede producirse inestabilidad. Para solucionar esto, se han desarrollado copolímeros (por ejemplo, acrilamida/AMPS) (Julio *et al.*, 2003) y poliacrilamida-*t*-butilacrilato (PatBa, 6) (Shamlooh, Hamza, *et al.*, 2020) y terpolímeros AMPSA con *N,N*-dimetil acrilamido (*N,N*-DMA, 7) (Vasquez *et al.*, 2005), para mejorar la resistencia a la salinidad (figura 8.5).

Figura 8.5. Estructura del copolímero poliacrilamida-*t*-butilacrilato (6) y del terpolímero de acrilamida/AMPS/*N,N*-dimetil acrilamida (7)



Fuente: elaboración propia.

Polímeros hidrofóbicamente asociados

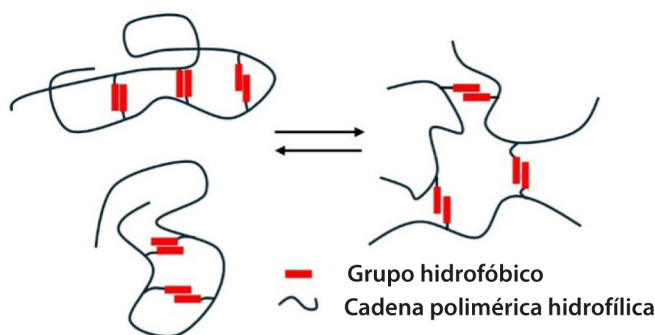
Los polímeros de asociación hidrofóbica (HAP, por sus siglas en inglés) están recibiendo una atención considerable en la gestión del agua en pozos petroleros, particularmente en condiciones de yacimiento desafiantes, como temperaturas elevadas y alta salinidad. Su capacidad distintiva para formar asociaciones reversibles en soluciones acuosas debido a que en su estructura química hay grupos hidrófobos que incrementan de manera significativa la viscosidad, por lo tanto, se optimiza la eficiencia del barrido y disminuye la producción de agua. Dichos polímeros aprovechan las interacciones hidrofóbicas para potenciar el rendimiento en condiciones de yacimiento de salinidad y temperatura altas.

Los HAP integran grupos hidrofóbicos en las estructuras principales de los polímeros hidrofílicos (por ejemplo, copolímeros de acrilamida). En concentraciones superiores a la concentración crítica de asociación, estos grupos establecen asociaciones intermoleculares, formando redes tridimensionales dinámicas. Este tipo de estructura confiere mayor viscosidad incluso a concentraciones menores en comparación con polímeros tradicionales, como HPAM (Zeynalli *et al.*, 2023).

Estos polímeros exhiben una notable tolerancia a la sal, atribuible a interacciones hidrofóbicas reforzadas en ambientes de alta salinidad, incluidos iones divalentes como $\text{Ca}^{2+}/\text{Mg}^{2+}$. Además, muestran una estabilidad térmica relativamente elevada, alcanzando hasta 120 °C. Esto se logra diseñando macromoléculas con relaciones adecuadas de los comonomeros (por ejemplo acrilamida/N-vinilpirrolidona) (Davoodi *et al.*, 2024).

Ou *et al.* estudiaron polímeros tipo esponja de melamina-formaldehído que los modificaron, incluyendo grupos hidrofóbicos. La naturaleza hidrófoba de estos polímeros permite el bloqueo selectivo del agua, lo que demuestra una mejora de la producción de petróleo y una reducción del corte de agua en experimentos de simulación. En este estudio, el polímero tipo esponja de melamina-formaldehído se modificó con una disolución de AlCl_3 , lo que produjo una transición del estado hidrófilo al hidrófobo y en la superficie del nuevo polímero se obtuvo un ángulo de contacto con el agua de 130°. Los resultados mostraron que el aceite mineral y el agua pueden separarse selectivamente. Los experimentos de simulación demostraron que la eficacia de bloqueo del agua fue un 30% superior a la del aceite, y la producción de aceite aumentó un 7.4% tras el bloqueo. Las pruebas de control demostraron que el canal de alta permeabilidad disminuía aproximadamente un 75%, acompañado de un aumento del 60% del factor de recuperación de petróleo (Ou *et al.*, s. f.).

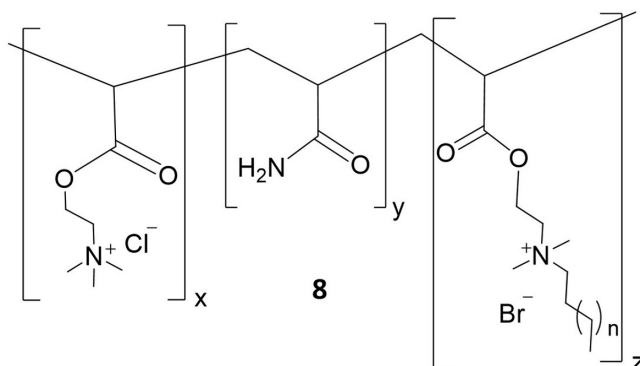
Ogunkunle *et al.* investigaron el uso de polímeros asociativos hidrofóbicamente para controlar el agua en pozos petrolíferos, afrontando desafíos como altas temperaturas, salinidad y yacimientos fracturados. Analizaron la síntesis, propiedades reológicas, gelificación e impacto de la HAPAM en la recuperación de petróleo (figura 8.6) (Ogunkunle *et al.*, 2022).

Figura 8.6. Esquema de polímeros con asociaciones hidrofóbicas

Fuente: elaboración propia.

La HAPAM (8) es un polímero soluble en agua con pocos grupos hidrofóbicos unidos a su cadena principal. Estos grupos se incorporan mediante un injerto o la copolimerización.

Al superar cierta concentración en disolución acuosa, estos grupos se asocian o se agrupan, formando una red que incrementa la viscosidad (figura 8.7).

Figura 8.7. Estructura química de la poliacrilamida de asociación hidrofóbica (HAPAM)

Fuente: elaboración propia.

Biopolímeros para el control de agua

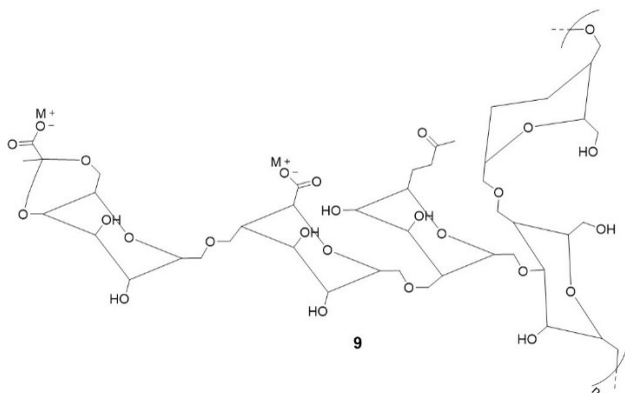
Los biopolímeros son polímeros obtenidos de fuentes naturales, como plantas y animales, y son muy valorados porque provienen de fuentes renovables, son amigables con el medio ambiente y tienen una alta disponibilidad a precios competitivos. Algunos biopolímeros aún se encuentran en etapa de investigación, mientras otros, como la goma de xantano y el escleroglucano, han sido evaluados a gran escala y ofrecen alternativas para entornos de temperatura moderada y alta salinidad, manteniendo la estabilidad hasta a 100 °C.

Las estructuras y características de algunos de los prototipos de biopolímeros más investigados se detallan a continuación.

Goma de xantano

Este biopolímero se utiliza ampliamente en yacimientos de petróleo debido a su notable estabilidad química (Sorbie, 1991) probablemente relacionada con su estructura rígida. Tiene un mejor desempeño que la HPAM en condiciones de alta salinidad y en presencia de elevadas concentraciones de iones divalentes, además, presenta un comportamiento característico de un fluido no newtoniano (Wei *et al.*, 2014). Sin embargo, su principal desventaja radica en la disminución de la viscosidad a medida que aumenta la temperatura debido a la hidrólisis de los enlaces glicosídicos y de los grupos acetal y piruvato (figura 8.8).

Figura 8.8. Estructura química de la goma de xantano (9, M = metales)



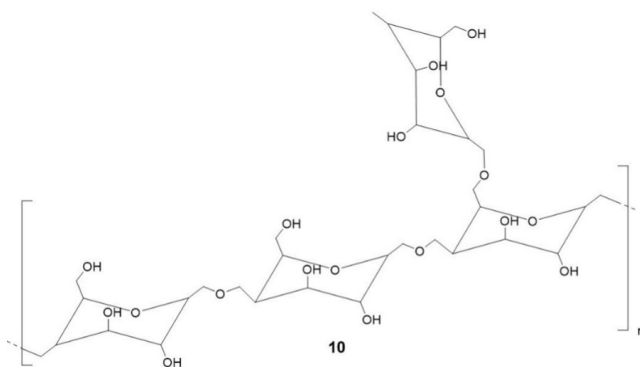
Fuente: elaboración propia.

Escleroglucano

El escleroglucano es un biopolímero no iónico con potencial para mejorar la recuperación en yacimientos de carbonatos que tienen alta heterogeneidad, la retención de polímeros aniónicos, la baja permeabilidad y el agua de formación con alta dureza. (Ferreira y Moreno, 2020).

El escleroglucano es un polisacárido que mantiene su estabilidad ante aumentos moderados de temperatura en una amplia gama de pH, desde valores muy ácidos hasta moderadamente alcalinos. Además, presenta una buena capacidad para incrementar la viscosidad incluso a bajas concentraciones. Las soluciones de escleroglucano (10) tienen un comportamiento pseudoplástico, mostrando una relación exponencial entre la viscosidad aparente y la concentración del polímero (figura 8.9).

Figura 8.9. Estructura química del polisacárido escleroglucano



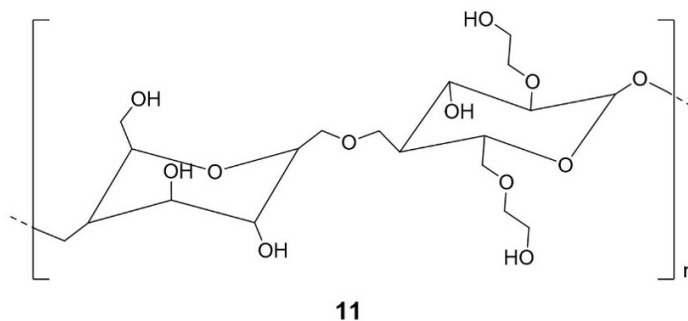
Fuente: elaboración propia.

Hidroxietilcelulosa (HEC)

La HEC se obtiene por la reacción entre la celulosa insoluble y el óxido de etileno, el HEC es un polímero de alta masa molecular, y sus soluciones suelen ser tolerantes a la temperatura y al cizallamiento mecánico. Además, el HEC es resistente a la salinidad y soluble en salmueras de alta salinidad (Kamal *et al.*, 2015).

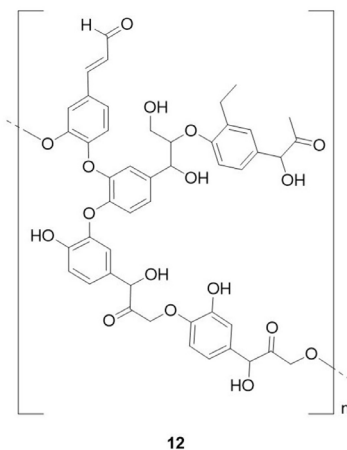
La HEC es un polímero de alta masa molecular que se obtiene al reaccionar celulosa insoluble con óxido de etileno. Son solubles en salmueras de alta salinidad y sus disoluciones son resistentes al incremento de temperatura, al cizallamiento (figura 8.10).

Figura 8.10. Estructura química de la hidroxietilcelulosa



Fuente: elaboración propia

Figura 8.11. Estructura química de la lignina



Fuente: elaboración propia.

Lignina

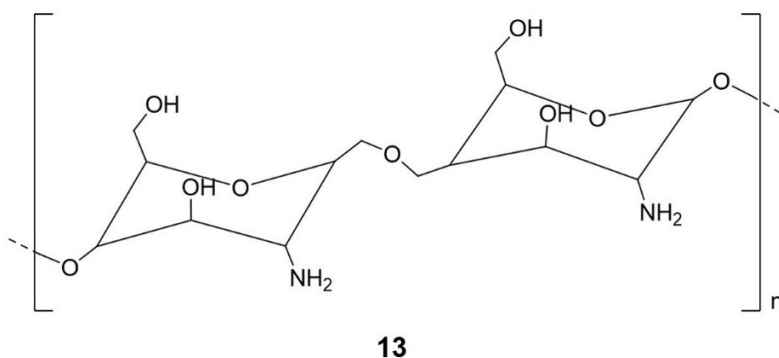
La lignina (12), segundo polímero natural más abundante tras la celulosa, está compuesta por unidades fenólicas y proporciona la firmeza y resistencia a los tallos vegetales.

Las propiedades reológicas de la lignina dependen de su concentración. A medida que aumenta la concentración, se comportan como fluidos pseudoplásticos. Es químicamente estable y abundante, pero su insolubilidad en agua y en disolventes orgánicos limita su uso, lo que puede provocar bloqueos. La estructura química varía según el origen de la biomasa (figura 8.11) (Wrw *et al.*, 2016).

Quitosano

El quitosano (13) es un biopolímero que pertenece al grupo de los polisacáridos, el cual se obtiene principalmente del caparazón de crustáceos. Se usa como entrecruzante con polímeros derivados de PAM. Sin embargo, debido a que precipita a pH = 6, se limita su uso a gran escala en pozos petroleros (figura 8.12) (Reddy *et al.*, 2003).

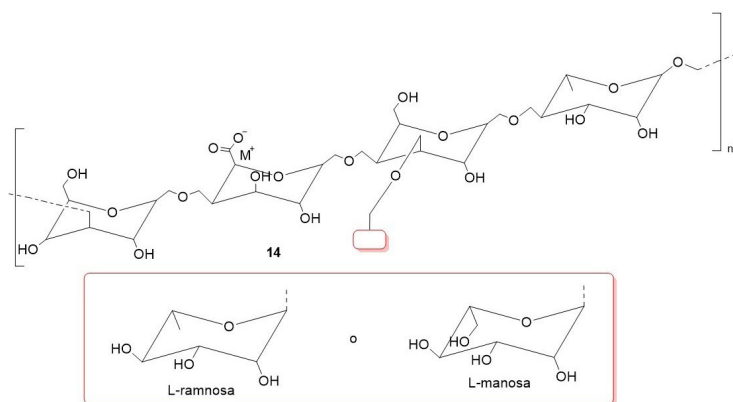
Figura 8.12. Estructura química del quitosano



Goma Welan

La goma Welan (14) es un exopolisacárido aniónico obtenido mediante la fermentación del azúcar por bacterias del género *Alcaligenes*. Se utiliza ampliamente en la industria del cemento como modificador reológico y en la industria petrolera también se emplea en la preparación de lodos de perforación de pozos para mantener la viscosidad de los fluidos. Se caracteriza porque mantiene altas viscosidades a altas temperaturas en un amplio intervalo de pH. La goma Welan está formada por unidades repetidas de tetrasacáridos con grupos laterales de tipo α -L-ramnopiranosilo y/o α -L-manopiranosilo (figura 8.13) (Xu *et al.*, 2014).

Figura 8.13. Estructura química de la goma Welan



Fuente: elaboración propia.

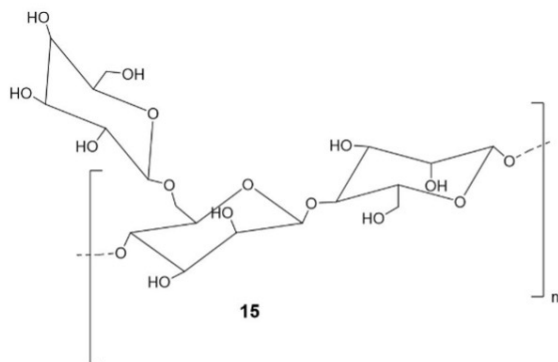
Goma Guar

La goma guar (15) es un polisacárido natural obtenido de las semillas de *Cyamopsis tetragonoloba*, una leguminosa. Está formada por una cadena de manosa con ramificaciones de galactosa y se utiliza como aditivo alimentario, similar a la goma xantana.

La goma guar es un espesante y estabilizante que absorbe más de 50 veces su peso en agua, formando disoluciones muy viscosas o geles a bajas temperaturas. También actúa como emulsionante, estabilizando mezclas de ingredientes inmiscibles.

En la industria petrolera, éste polímero se utiliza en fracturación hidráulica, en formulaciones de inhibidores de corrosión, como agente emulsificante y en procesos de recuperación mejorada cuando se requieren modificadores de viscosidad (figura 8.14) (Hasan y Abdel-Raouf, 2018).

Figura 8.14. Estructura química de la goma guar



Fuente: elaboración propia.

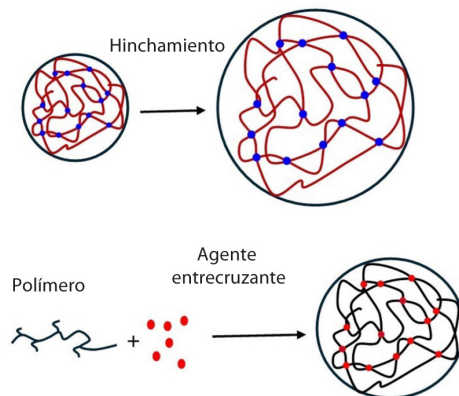
Geles para el control del agua en pozos petroleros

Los geles de control del agua en pozos petroleros son materiales poliméricos utilizados para disminuir o evitar la producción de agua en los yacimientos de petróleo y gas. Estos compuestos forman barreras impermeables en regiones de alta permeabilidad o en fracturas, lo que restringe el flujo de agua sin afectar significativamente la producción de hidrocarburos. Su fabricación implica la síntesis química de polímeros y la reticulación con agentes específicos para crear redes tridimensionales estables que puedan adaptarse a las condiciones del yacimiento.

Según el método de obtención, los geles poliméricos se clasifican en tres categorías: geles *in situ* a partir de monómeros, geles *in situ* a partir de polímeros y geles de polímeros preformados (figura 8.15). Los factores que determinan su rendimiento incluyen el tamaño de las partículas, la capacidad de hinchamiento, las propiedades reológicas y la eficacia de taponamiento.

Figura 8.15. Esquema de algunas clases de geles utilizadas para el control de agua en pozos

Geles poliméricos preformados



Fuente: elaboración propia.

Actualmente, los geles se emplean con mayor frecuencia como sistemas gelantes compuestos por un polímero, un agente entrecruzante y un aditivo. Los aditivos pueden incluir materiales reforzantes como nano-sílica, celulosa, grafito, lodo oleoso o espuma, cuya función es mejorar la estabilidad, la resistencia y la tolerancia del gel a altas temperaturas y salinidad. Además, los aditivos contribuyen a prolongar la vida útil del gel y su desempeño en el taponamiento en condiciones drásticas del yacimiento (Jia *et al.*, 2024).

Las nanopartículas, como la sílica, las arcillas o los nanotubos, se usan para mejorar sus propiedades mecánicas, térmicas y de hinchamiento. Estos nanocompuestos permiten un mejor control del perfil de inyección y una mayor durabilidad en las condiciones drásticas del reservorio (Chen *et al.*, 2018; Cui *et al.*, 2023; Rajabi *et al.*, 2023).

También se han desarrollado sistemas de gel mejorados con espuma, obtenidos mediante la combinación de polímeros, reticulantes, agentes espumantes y gas (por ejemplo, nitrógeno), que forman una red estable de gel-espuma.

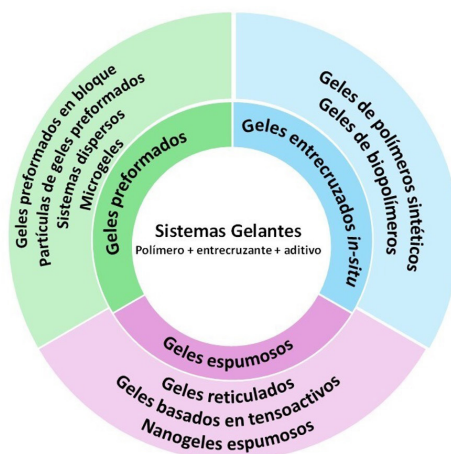
Asimismo, se han desarrollado sistemas avanzados de gel mejorados con espuma, que se obtienen mediante la combinación de polímeros, reticulantes, agentes espumantes y gases (como el nitrógeno), lo cual permite formar una red estable compuesta por gel-espuma.

En la figura 8.16 se presenta una clasificación de los sistemas gelantes.

Después de la inyección del sistema gelante, la disolución gelificante se desplaza hacia las zonas de mayor permeabilidad o aquellas con producción excesiva de agua. Posteriormente, el proceso de gelificación da lugar a una red tridimensional que sella estas áreas y disminuye el flujo de agua.

Estos sistemas resultan idóneos para la modificación de perfiles, el cierre de zonas con encauzamiento de agua y el control de conformación en yacimientos tanto de areniscas como fracturados.

Figura 8.16. Clasificación de los sistemas gelantes para el control del exceso de agua en pozos



Fuente: elaboración propia.

Geles entrecruzados con sales metálicas

Dentro de este grupo, uno de los sistemas más utilizados es el obtenido a partir de sales de Cr(VI) y HPAM. El ión Cr(VI) no participa en la reacción de reticulación, pero puede transformarse en Cr(III) mediante un agente redox, lo que permite que dicha reacción ocurra. Estos sistemas presentan tiempos de gelificación relativamente cortos, especialmente en yacimientos con temperaturas superiores a 120 °C, y son sensibles al H₂S.

Los geles de HPAM/acetato de Cr (III) son estables en un amplio intervalo de pH (pH entre 2 y 12,5) y son resistentes a las interferencias químicas, como los iones que se encuentran en el fluido de formación. Tienen cierta resistencia al H_2S y el CO_2 , por lo que se utilizan con frecuencia en el control de agua; sin embargo, en los últimos años, estos sistemas se utilizan cada vez menos debido a la elevada toxicidad y carcinogénesis que generan las especies que contiene Cromo (Cr(III) y Cr (VI)) (Vargas-Vasquez y Romero-Zerón, 2008).

Una alternativa a los geles basados en cromo son los geles formulados con aluminio debido a su menor toxicidad. El acetato de aluminio (AlAc) se presenta como un reticulante potencialmente superior, ya que muestra alta estabilidad química en un rango de pH de 3.5 a 8.5 y una compatibilidad aceptable en condiciones salinas. El sistema PAM/AlAc exhibe un tiempo de gelificación de aproximadamente 50 minutos a 75 °C, lo que lo hace adecuado para aplicaciones de taponamiento de agua cerca del pozo. Además, este sistema mantiene un desempeño óptimo incluso a salinidades superiores a 50 000 ppm (Shamlooh, Hussein, *et al.*, 2020).

También se han empleado geles entrecruzados de acetato de zirconia, con propiedades semejantes a las del cromo (Zhao *et al.*, 2013).

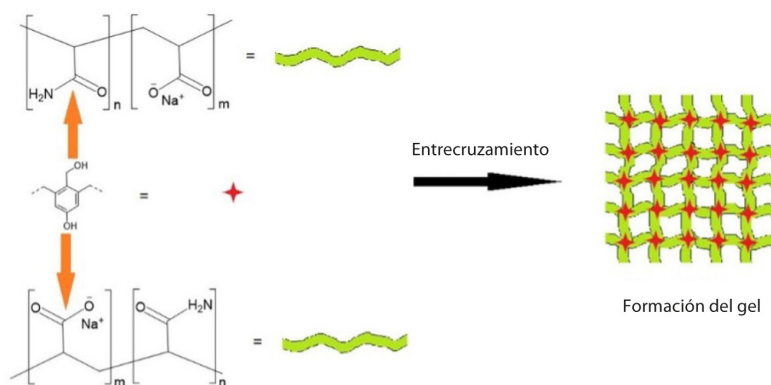
En general, los polímeros entrecruzados con metales presentan baja penetración, baja estabilidad térmica, alto costo y tienden a precipitarse en condiciones severas de acidez, temperatura y salinidad de los yacimientos (Al-Assi *et al.*, 2009; Zhang *et al.*, 2015).

Geles a partir de entrecruzantes orgánicos

Ante las limitaciones de los geles con entrecruzamientos metálicos, las nuevas investigaciones se han centrado en la obtención de geles poliméricos *in situ* mediante entrecruzantes orgánicos. Estos pueden ofrecer un mejor desempeño en condiciones extremas de temperatura y salinidad en los pozos (Amir *et al.*, 2019). Los agentes entrecruzantes orgánicos contienen grupos funcionales que reaccionan con los grupos funcionales de los polímeros y crean una red capaz de retener grandes cantidades de agua (figura 8.17).

Los geles poliméricos que se formulan con reticulantes orgánicos, como la polietilenimina y el fenol/formaldehído, se utilizan con frecuencia en yacimientos de alta temperatura debido a que forman enlaces térmicamente estables. Éste gel es capaz de mantener su estructura física durante el periodo que se requiere bloquear el agua (El-Karsani *et al.*, 2013). A continuación, se describen algunos de los geles más representativos de este grupo.

Figura 8.17. Formación de geles entre un polímero (HPAM) y un entrecruzante orgánico (fenol/formaldehído)



Fuente: elaboración propia.

Geles entrecruzados con fenol/formaldehído

Los geles basados en poliacrilamida y reticulados con resorcinol-formaldehído son de los más estudiados (Jia *et al.*, 2011). Los geles de HPAM-fenol-formaldehído presentan una gelificación lenta, que puede prolongarse hasta 10 días a 105 °C, y se caracterizan por tener baja viscosidad y propagarse adecuadamente a través del pozo. Son bastante sensibles a la salinidad (Zhuang *et al.*, 2000), pero resistentes a temperaturas superiores a los 100 °C (Bryant *et al.*, 1997). Otra desventaja importante es la toxicidad del fenol y el carácter cancerígeno del formaldehído (Moradi-Araghi, 1994).

Recientemente, Hu *et al.* realizaron un estudio sobre el efecto de la temperatura, la salinidad/clase de ión y la concentración de polímero a largo plazo en geles fenólicos. El estudio proporcionó una comprensión detallada del mecanismo responsable de la sinéresis de los geles bajo condiciones de alta temperatura y salinidad, además de ofrecer un enfoque más eficiente y rentable para el desarrollo de geles poliméricos estables en yacimientos con salinidades desde media hasta ultra alta (Hu *et al.*, 2023).

Geles a partir de hexametiléntetraamina (HTMA)

Una alternativa al entrecruzamiento con fenol/formaldehído es el uso de HTMA, que tiene muy baja toxicidad (se obtiene a partir del amoníaco y el formaldehído) y que, con pH ácidos, se descompone *in situ* en sus precursores para facilitar la formación del gel. Este proceso es considerado amigable con el medio ambiente. Zhu *et al.* (2017) analizaron cómo distintos compuestos fenólicos (fenol, catecol, resorcinol e hidroquinona) afectan el rendimiento de terpolímeros reticulados a 150 °C. Los sistemas gelificantes basados en fenol no lograron formar geles macroscópicos a esta temperatura debido a que los enlaces reticulados entre el fenol y la HMTA disponían de una cantidad limitada de grupos hidroxilo para las reacciones de reticulación. Por su parte, los gelantes a base de catecol e hidroquinona formaron geles relativamente fuertes, ya que la cantidad de grupos reticulados entre estos dos compuestos fenólicos y el HMTA tiene mayor disponibilidad. Esto contribuyó a la disminución de los tamaños reticulares de las estructuras de la red tridimensional del gel y a la aparición de estructuras dendríticas, con lo que se logró un aumento significativo de la viscosidad, el módulo de almacenamiento y la estabilidad térmica. Sin embargo, no fueron estables durante mucho tiempo; la sinéresis comenzó tan solo entre 3-12 días después de mantener los sistemas a 150 °C. Cuando se sustituyó el fenol por resorcinol, se obtuvieron geles a con una excelente resistencia y estabilidad térmica en el mismo lapso. Cuando se sustituyó el fenol por resorcinol se formaron geles estables a largo plazo y a 150 °C. Esto se atribuyó a que el número de grupos reticulados entre el resorcinol y el HMTA alcanzó el máximo respecto al resto de los compuestos fenólicos (Zhu, Hou, *et al.*, 2017).

Por su parte, Sun *et al.* (2017) estudiaron el comportamiento de la gelificación usando resorcinol-HTMA para el control de agua a baja temperatura y alta salinidad. Este estudio demostró que la formación del gel con fenol presentó buenas propiedades gelificantes a baja temperatura y alta salinidad en el sistema HPAM-HTMA-resorcinol, con ácido oxálico como acondicionador. Se observó que el tiempo de gelificación puede controlarse entre 13 y 40 h y que la fuerza del gel puede obtenerse entre 0,037 y 0,064 MPa a 50 °C. El proceso de gelificación se divide en tres periodos: periodo de inducción, periodo de reticulación rápida y periodo estable. El periodo de inducción determina la movilidad del sistema. Tras el periodo de inducción, la viscosidad aumenta y la movilidad del sistema disminuye drásticamente. Se observó también que, a pH bajos y a temperaturas altas, el periodo de inducción se acorta y el proceso de reticulación es más eficiente, lo que da como resultado una mayor estabilidad del gel y un mejor rendimiento de la resistencia del gel (Sun *et al.*, 2017).

Sengupta, Sharma y Udayabhanu estudiaron el control de agua a diferentes pH, salinidades y temperaturas en el sistema de gelificación compuesto de pam e hidroquinona (HQ) y HMTA como reticulantes orgánicos de baja toxicidad. El gel tuvo una gran resistencia mecánica y se obtuvo entre 85-120 °C. Este estudio concluyó que el gel de baja toxicidad podría emplearse en pozos de alta temperatura y salinidad (Sengupta *et al.*, 2012).

Geles a base de polietilenimina (PEI)

La PEI es un reticulante orgánico muy popular en la obtención de geles para diversas aplicaciones. La PEI es un polímero ramificado que se conforma por unidades de etiléndiamina con grupos terminales de aminas primarias, unidades lineales de aminas secundarias y unidades ramificadas de aminas terciarias. Se considera un polímero catiónico porque a ciertos pHs se pueden formar grupos amonios en la estructura (Zhu, Bai, *et al.*, 2017).

La cinética de gelación de PAM/PEI se estudia mediante calorimetría diferencial de barrido (DSC). El DSC mostró que la reticulación de PAM/PEI está asociada a procesos endotérmicos y exotérmicos. La endotermia se debió a la hidrólisis de PAM, mientras que la exotermia es el resultado de la

reacción de gelificación. La velocidad de gelificación de PAM/PEI en agua destilada a 120 °C fue casi 15 veces más rápida que la velocidad a 100 °C. Esto se explicó debido al probable aumento de la densidad de reticulación a temperaturas más elevadas (Al-Muntasheri *et al.*, 2008).

El mecanismo de control de agua con geles consiste en su desplazamiento hacia las zonas de alta permeabilidad del yacimiento, donde se mezcla con el agua y forma una barrera viscosa que bloquea temporalmente el agua. Esta barrera impide que el agua fluya hacia los pozos productores, lo que permite que el petróleo fluya en mayor proporción. El tiempo de gelificación debe ser lo suficientemente largo como para que el sistema gelante pueda bombearse desde las instalaciones de la superficie hasta el interior del pozo (Zhang *et al.*, 2013).

Existen geles comerciales con diferentes tamaños de partícula: milimétricos, micrométricos y nanométricos que son eficaces para el control del agua en pozos en condiciones suaves de salinidad y temperatura. Sin embargo, el rendimiento de estos es limitado en condiciones más agresivas, ya que se descomponen y pierden sus propiedades de bloqueo al frente de agua (Seidy Esfahlan *et al.*, 2021).

Clases de geles poliméricos

En los últimos años, debido a la necesidad a la necesidad de desarrollar sistemas gelificantes para condiciones de yacimiento severas, se han diseñado y sintetizado geles tolerantes a altas temperaturas y salinidades.

- *Microgeles*: son partículas de polímeros entrecruzados que se hinchan con agua y, al inyectarse en el reservorio, bloquean canales de alta permeabilidad, limitando el flujo de agua y permitiendo la producción de petróleo (Koochakzadeh *et al.*, 2023; Yuan *et al.*, 2021).
- *Hidrogeles*: consisten en redes tridimensionales de polímeros con una alta capacidad de absorción de agua, lo que les permite formar estructuras gelatinosas. Estos materiales se emplean para obturar zonas de elevada permeabilidad, lo que permite controlar la movilidad del agua en el yacimiento y optimizar la eficiencia de barrido (Krishnan *et al.*, 2024; Zhang *et al.*, 2020).

- *Geles de polímeros de asociación hidrofóbica*: estos geles se forman a partir de polímeros que contienen segmentos hidrofóbicos (que repelen el agua) y segmentos hidrofílicos (que atraen el agua). La asociación de las secciones poliméricas hidrofóbicas incrementa la viscosidad, mejora la resistencia mecánica y la estabilidad térmica del gel, proporcionando un mejor desempeño en ambientes de alta temperatura y salinidad (Afolabi *et al.*, 2019a, 2019b; Sun *et al.*, 2022).
- *Micropartículas térmicamente activas*: consisten en partículas poliméricas, son estables durante la inyección y se activan (expanden o gelifican) al alcanzar una temperatura específica dentro del yacimiento. Al activarse, estas partículas aumentan su volumen, dando como resultado el bloqueo de canales de alta permeabilidad del agua (Al Bahri *et al.*, 2020; Iuliano *et al.*, 2020; Mustoni *et al.*, 2010).
- *Geles de partículas preformadas*: estas partículas son geles antes de inyectarse (preformadas) y se hinchan en presencia de agua, por lo que pueden taponar zonas de alta permeabilidad. Su principal ventaja es que se pueden controlar el tamaño y la velocidad de hinchamiento, de modo que se pueden colocar con precisión y eficacia en el yacimiento (Salunkhe *et al.*, 2021; Sun *et al.*, 2020).
- *Geles de espuma para alta porosidad*: en este caso, los geles poliméricos se combinan con agentes espumantes para formar espuma en secciones de alta porosidad. Esta espuma reduce la permeabilidad al agua, mejora la eficiencia del barrido y puede adaptarse a heterogeneidades del yacimiento (Gu *et al.*, 2023).

Conclusiones

La producción de los pozos petroleros, que se acompaña de volúmenes excesivos de agua, ocasiona graves problemas que pueden llevar al cierre anticipado de la operación de los pozos. Por este motivo, ésta problemática es objeto de estudios profundos para el desarrollo de productos de alto desempeño y estabilidad bajo las condiciones de extracción en los pozos. Los polímeros y geles para el control de agua son efectivos para taponar selectivamente los caminos preferenciales y mitigar la producción de agua.

La búsqueda continua de nuevos productos o formulaciones que tengan alto desempeño en condiciones severas de salinidad y temperatura es un reto en cuanto a su desempeño y a los tiempos de degradación, así como en la necesidad de que sean amigables con el medio ambiente.

Referencias

- Abdelaziem, O. E., Gawish, A., y Farrag, S. F. (2023). Application of Computer Vision in Machine Learning-Based Diagnosis of Water Production Mechanisms in Oil Wells. *SPE Journal*, 28(05), 2365-2384. <https://doi.org/10.2118/211804-PA>
- Afolabi, R. O., Oluyemi, G. F., Officer, S., y Ugwu, J. O. (2019a). Hydrophobically associating polymers for enhanced oil recovery – Part A: A review on the effects of some key reservoir conditions. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 180, 681-698. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.06.016>
- Afolabi, R. O., Oluyemi, G. F., Officer, S., y Ugwu, J. O. (2019b). Hydrophobically associating polymers for enhanced oil recovery – Part B: A review of modelling approach to flow in porous media. *Journal of Molecular Liquids*, 293, 111495. <https://doi.org/10.1016/j.molliq.2019.111495>
- Al Bahri, M. S., Vazquez, O., Beteta, A., Al Kalbani, M. M., y Mackay, E. J. (2020, junio 24). *Modelling the Impact of Low Salinity Waterflooding, Polymer Flooding and Thermally Activated Polymer on Produced Water Composition*. SPE International Oilfield Scale Conference and Exhibition. <https://doi.org/10.2118/200667-MS>
- Al-Assi, A. A., Willhite, G. P., Green, D. W., y McCool, C. S. (2009). Formation and Propagation of Gel Aggregates Using Partially Hydrolyzed Polyacrylamide and Aluminum Citrate. *SPE Journal*, 14(03), 450-461. <https://doi.org/10.2118/100049-PA>
- Ali, A., Elaf, R., Saad, M., Hussein, I., y Bai, B. (2023). Impact of composition and salinity on swelling and gel strength of poly (acrylamide-co-acrylic acid) preformed particle gel. *Emergent Materials*. <https://doi.org/10.1007/s42247-023-00510-2>
- Al-Muntasheri, G. A., Nasr-El-Din, H. A., y Zitha, P. L. J. (2008). Gelation Kinetics and Performance Evaluation of an Organically Crosslinked Gel at High Temperature and Pressure. *SPE Journal*, 13(03), 337-345. <https://doi.org/10.2118/104071-PA>
- Amir, Z., Said, I. M., y Jan, B. M. (2019). In situ organically cross-linked polymer gel for high-temperature reservoir conformance control: A review. *Polymers for Advanced Technologies*, 30(1), 13-39. <https://doi.org/10.1002/pat.4455>
- Barreau, P., Bertin, H., Lasseux, D., Glénat, P., y Zaitoun, A. (1997). Water Control in Producing Wells: Influence of an Adsorbed-Polymer Layer on Relative Permeabilities and Capillary Pressure. *SPE Reservoir Engineering*, 12(04), 234-239. <https://doi.org/10.2118/35447-PA>
- Bryant, S. L., Bartosek, M., y Lockhart, T. P. (1997). Laboratory evaluation of phenol—Formaldehyde/polymer gelants for high-temperature applications. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 17(3), 197-209. [https://doi.org/10.1016/S0920-4105\(96\)00079-4](https://doi.org/10.1016/S0920-4105(96)00079-4)

- Chen, L., Wang, J., Yu, L., Zhang, Q., Fu, M., Zhao, Z., y Zuo, J. (2018). Experimental Investigation on the Nanosilica-Reinforcing Polyacrylamide/Polyethylenimine Hydrogel for Water Shutoff Treatment. *Energy & Fuels*, 32(6), 6650-6656. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.8b00840>
- Cui, X., Wang, C., Huang, W., Zhang, S., Chen, H., Wu, B., Qin, D., y Zheng, X. (2023). Multiple Hydrogen Bonding-Assisted High-Strength Hydrogel of Silica/Polyacrylamide Nanocomposite Cross-Linked with Polyethylenimine. *ACS Omega*, 8(42), 39401-39407. <https://doi.org/10.1021/acsomega.3c05025>
- Dai, C., You, Q., Zhao, M., Zhao, G., y Zhao, F. (2023). Water Shutoff in Oil Wells. En C. Dai, Q. You, M. Zhao, G. Zhao, & F. Zhao (Eds.), *Principles of Enhanced Oil Recovery* (pp. 79-100). Springer Nature. https://doi.org/10.1007/978-981-99-0193-7_4
- Davoodi, S., Al-Shargabi, M., Wood, D. A., Rukavishnikov, V. S., y Minaev, K. M. (2024). Synthetic polymers: A review of applications in drilling fluids. *Petroleum Science*, 21(1), 475-518. <https://doi.org/10.1016/j.petsci.2023.08.015>
- El-Karsani, K. S., Al-Muntasheri, G. A., y Hussein, I. A. (2013). Polymer Systems for Water Shutoff and Profile Modification: A Review Over the Last Decade. *SPE Journal*, 19(01), 135-149. <https://doi.org/10.2118/163100-PA>
- Ferreira, V., y Moreno, R. (2020). Experimental evaluation of low concentration scleroglucan biopolymer solution for enhanced oil recovery in carbonate. *Oil & Gas Science and Technology - Revue de l'IFP*, 75, 61. <https://doi.org/10.2516/ogst/2020056>
- Gu, X., Cai, G., Fan, X., He, Y., Huang, F., Gao, Z., y Kang, S. (2023). Evaluation of Foam Gel Compound Profile Control and Flooding Technology in Low-Permeability Reservoirs. *Processes*, 11(8), Article 8. <https://doi.org/10.3390/pr11082424>
- Guzmán-Lucero, D., Martínez-Palou, R., Palomeque-Santiago, J. F., Vega-Paz, A., Guzmán-Pantoja, J., López-Falcón, D. A., Guevara-Rodríguez, F. de J., García-Muñoz, N. A., Castillo-Acosta, S., y Likhonova, N. V. (2022). Water Control with Gels Based on Synthetic Polymers under Extreme Conditions in Oil Wells. *Chemical Engineering & Technology*, 45(6), 998-1016. <https://doi.org/10.1002/ceat.202100648>
- Hasan, A. M. A., y Abdel-Raouf, M. E. (2018). Applications of guar gum and its derivatives in petroleum industry: A review. *Egyptian Journal of Petroleum*, 27(4), 1043-1050. <https://doi.org/10.1016/j.ejpe.2018.03.005>
- Hu, S., Ding, M., Hu, Y., Wang, Y., y Dong, J. (2023). Optimization of the Methods to Develop Stable Polymer Gels for Water Management in Medium- and Ultra-High-Salinity Reservoirs. *Gels*, 9(7), Article 7. <https://doi.org/10.3390/gels9070540>
- Iuliano, A., Gómez, J. E., Martínez, C. R., Alonso, L. C., Kazempour, M., Kiani, M., Alzate, D., Singh, P., y Jerauld, G. (2020, agosto 30). *Thermally Activated Particles Injection for Deep Conformance Control to Improve Oil Recovery in an Argentina Mature Waterflooded Reservoir: Cerro Dragon Field. Design, Field Implementation and Results*. SPE Improved Oil Recovery Conference. <https://doi.org/10.2118/200464-MS>
- Jia, H., Li, P., y Zhang, Y. (2024). Polymer Gel for Water Shutoff in Complex Oil and Gas Reservoirs: Mechanisms, Simulation, and Decision-Making. *SPE Journal*, 29(01), 243-259. <https://doi.org/10.2118/217457-PA>
- Jia, H., Pu, W.-F., Zhao, J.-Z., y Liao, R. (2011). Experimental Investigation of the Novel

- Phenol–Formaldehyde Cross-Linking HPAM Gel System: Based on the Secondary Cross-Linking Method of Organic Cross-Linkers and Its Gelation Performance Study after Flowing through Porous Media. *Energy & Fuels*, 25(2), 727-736. <https://doi.org/10.1021/ef101334y>
- Julio, V., Faruk, C., Shaw, T., Dalrymple, E., Eoff, L., Reddy, B., y David, B. (2003). *Laboratory Evaluation of High-Temperature Conformance olymer Systems*. <https://doi.org/10.2118/80904-MS>
- Kamal, M. S., Sultan, A. S., Al-Mubaiyedh, U. A., y Hussein, I. A. (2015). Review on Polymer Flooding: Rheology, Adsorption, Stability, and Field Applications of Various Polymer Systems. *Polymer Reviews*, 55(3), 491-530. <https://doi.org/10.1080/15583724.2014.982821>
- Koochakzadeh, A., Teimouri, A., Tohidi, E., Ashrafizadeh, M., Enzmann, F., Kersten, M., y Sadeghnejad, S. (2023). Review on using pH-sensitive microgels as enhanced oil recovery and water shutoff agents: Concepts, recent developments, and future challenges. *Geoenergy Science and Engineering*, 223, 211477. <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2023.211477>
- Krishnan, M. R., Almohsin, A., y Alsharaeh, E. H. (2024). Mechanically robust and thermally enhanced sand-polyacrylamide-2D nanofiller composite hydrogels for water shutoff applications. *Journal of Applied Polymer Science*, 141(7), e54953. <https://doi.org/10.1002/app.54953>
- Lu, S., Bo, Q., Zhao, G., Shaikh, A., y Dai, C. (2023). Recent advances in enhanced polymer gels for profile control and water shutoff: A review. *Frontiers in Chemistry*, 11. <https://doi.org/10.3389/fchem.2023.1067094>
- Mazumder, M. A. J. (2020). A Review of Green Scale Inhibitors: Process, Types, Mechanism and Properties. *Coatings*, 10(10), Article 10. <https://doi.org/10.3390/coatings10100928>
- Meek, J. W., y Harris, K. (1993). Repairing Casing Leaks Using Small-Particle-Size Cement. *SPE Production & Facilities*, 8(01), 45-50. <https://doi.org/10.2118/21972-PA>
- Moghaddam, S., y Moghbeli, M. R. (2023). A Review of Recent Studies on Water Shut-off Methods in Oil Wells. *Iranian Chemical Engineering Journal*, 22(127), 18-38. <https://doi.org/10.22034/ijche.2022.326459.1174>
- Moradi-Araghi, A. (1994, abril 17). *Application of Low-Toxicity Crosslinking Systems in Production of Thermally Stable Gels*. SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium. <https://doi.org/10.2118/27826-MS>
- Mustoni, J. L., Norman, C. A., y Denyer, P. (2010, abril 24). *Deep Conformance Control by a Novel Thermally Activated Particle System to Improve Sweep Efficiency in Mature Waterfloods of the San Jorge Basin*. SPE Improved Oil Recovery Symposium. <https://doi.org/10.2118/129732-MS>
- Ogunkunle, T. F., Oni, B. A., Afolabi, R. O., Fadairo, A. S., Ojo, T., y Adesina, O. (2022). Comparative analysis of the performance of hydrophobically associating polymer, xanthan and guar gum as mobility control agent, in enhanced oil recovery application. *Journal of King Saud University - Engineering Sciences*, 34(7). <https://doi.org/10.1016/j.jksues.2022.01.003>
- Ou, W., Luo, X., y Feng, Y. (s. f.). Hydrophobically modified melamine-formaldehyde sponge

- used for conformance control and water shutoff during oil production. *ResearchGate*. <https://doi.org/10.1002/app.51416>
- Rajabi, M. S., Moradi, R., y Andrade, L. O. (2023). Chemically crosslinked polyvinyl alcohol for water shut-off and conformance control treatments during oil production: The effect of silica nanoparticles. *Journal of Applied Polymer Science*, 140(4), e53382. <https://doi.org/10.1002/app.53382>
- Reddy, B. R., Eoff, L., Dalrymple, E. D., Black, K., Brown, D., y Rietjens, M. (2003). A Natural Polymer-Based Cross-Linker System for Conformance Gel Systems. *SPE Journal*, 8(02), 99-106. <https://doi.org/10.2118/84937-PA>
- Salunkhe, B., Schuman, T., Al Brahim, A., y Bai, B. (2021). Ultra-high temperature resistant preformed particle gels for enhanced oil recovery. *Chemical Engineering Journal*, 426, 130712. <https://doi.org/10.1016/j.cej.2021.130712>
- Seifi, F., Haghighat, F., Nikraves, H., Kazemzadeh, Y., Azin, R., y Osfouri, S. (2024). Using new chemical methods to control water production in oil reservoirs: Comparison of mechanical and chemical methods. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 14(10), 2617-2655. <https://doi.org/10.1007/s13202-024-01844-1>
- Sengupta, B., Sharma, V. P., 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. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2011.12.016>
- Seright, R. S., Lane, R. H., y Sydansk, R. D. (2003). A Strategy for Attacking Excess Water Production. *SPE Production & Facilities*, 18(03), 158-169. <https://doi.org/10.2118/84966-PA>
- Seright, R. S., y Wang, D. (2023). Polymer flooding: Current status and future directions. *Petroleum Science*, 20(2), 910-921. <https://doi.org/10.1016/j.petsci.2023.02.002>
- Shamlooh, M., Hamza, A., A. Hussein, I., S. Nasser, M., y Salehi, S. (2020, febrero 12). Reinforcement of Polyacrylamide-Co-Tert-Butyl Acrylate Base Gel Using Nanosilica for Conformance Control at Low and High Reservoir Temperatures. SPE International Conference and Exhibition on Formation Damage Control. <https://doi.org/10.2118/199324-MS>
- Shamlooh, M., Hussein, I., Nasser, M., Magzoub, M., y Salehi, S. (2020). Development of pH-Controlled Aluminum-Based Polymeric Gel for Conformance Control in Sour Gas Reservoirs. *ACS Omega*, 5, 24504-24512. <https://doi.org/10.1021/acsomega.0c02967>
- Sorbie, K. S. (1991). *Polymer-Improved Oil Recovery*. CRC Press, Inc.
- Sun, J., Zhang, X., Lv, K., Liu, J., Xiu, Z., Wang, Z., Huang, X., Bai, Y., Wang, J., y Jin, J. (2022). Synthesis of hydrophobic associative polymers to improve the rheological and filtration performance of drilling fluids under high temperature and high salinity conditions. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 209, 109808. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109808>
- Sun, L., Li, D., Pu, W., Li, L., Bai, B., Han, Q., Zhang, Y., y Tang, X. (2020). Combining Preformed Particle Gel and Curable Resin-Coated Particles To Control Water Production from High-Temperature and High-Salinity Fractured Producers. *SPE Journal*, 25(02), 938-950. <https://doi.org/10.2118/198887-PA>
- 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), Article 7. <https://doi.org/10.3390/en10070913>
- Vargas-Vásquez, S. M., y Romero-Zerón, L. B. (2008). A Review of the Partly Hydrolyzed Polyacrylamide Cr(III) Acetate Polymer Gels. *Petroleum Science and Technology*, 26(4), 481-498. <https://doi.org/10.1080/10916460701204594>
- Vasquez, J., Dalrymple, E. D., Eoff, L., Reddy, B. R., y Civan, F. (2005, febrero 2). *Development and Evaluation of High-Temperature Conformance Polymer Systems*. SPE International Symposium on Oilfield Chemistry. <https://doi.org/10.2118/93156-MS>
- Wei, B., Romero-Zerón, L., y Rodrigue, D. (2014). Mechanical Properties and Flow Behavior of Polymers for Enhanced Oil Recovery. *Journal of Macromolecular Science, Part B*, 53(4), 625-644. <https://doi.org/10.1080/00222348.2013.857546>
- Wrw, S., Ah, A., Mz, J., y Ak, I. (2016). Lignin Black Liquor in Chemical Enhanced Oil Recovery: A Review for Sacrificial Agent. *Journal of Petroleum & Environmental Biotechnology*, 7(5). <https://doi.org/10.4172/2157-7463.1000298>
- Xu, L., Xu, G., Yu, L., Gong, H., Dong, M., y Li, Y. (2014). The displacement efficiency and rheology of welan gum for enhanced heavy oil recovery: THE DISPLACEMENT EFFICIENCY AND RHEOLOGY OF WELAN GUM. *Polymers for Advanced Technologies*, 25(10), 1122-1129. <https://doi.org/10.1002/pat.3364>
- Yuan, C., Pu, W., Varfolomeev, M. A., Wei, J., Zhao, S., y Cao, L.-N. (2021). Deformable Microgel for Enhanced Oil Recovery in High-Temperature and Ultrahigh-Salinity Reservoirs: How to Design the Particle Size of Microgel to Achieve Its Optimal Match with Pore Throat of Porous Media. *SPE Journal*, 26(04), 2053-2067. <https://doi.org/10.2118/197804-PA>
- Zeynalli, M., Mushtaq, M., Al-Shalabi, E. W., Alfazazi, U., Hassan, A. M., y AlAmeri, W. (2023). A comprehensive review of viscoelastic polymer flooding in sandstone and carbonate rocks. *Scientific Reports*, 13(1), 17679. <https://doi.org/10.1038/s41598-023-44896-9>
- Zhang, L., Abbaspourrad, A., Parsa, S., Tang, J., Cassiola, F., Zhang, M., Tian, S., Dai, C., Xiao, L., y Weitz, D. A. (2020). Core-Shell Nanohydrogels with Programmable Swelling for Conformance Control in Porous Media. *ACS Applied Materials & Interfaces*, 12(30), 34217-34225. <https://doi.org/10.1021/acsami.0c09958>
- Zhang, X., Zhang, S., Li, L., Wu, R., Liu, D., Wu, J., y Wu, W. (2015). High-temperature-resistant polymer gel system with metal-organic mixed cross-linking agents. *Journal of Applied Polymer Science*, 132(29). <https://doi.org/10.1002/app.42261>
- Zhao, G., Dai, C., You, Q., Zhao, M., y Zhao, J. (2013). Study on formation of gels formed by polymer and zirconium acetate. *Journal of Sol-Gel Science and Technology*, 65(3), 392-398. <https://doi.org/10.1007/s10971-012-2951-z>
- Zhao, X., Liu, M., Ma, C., Wang, C., Yang, J., Yang, C., y Sun, Z. (2022). Performance Evaluation of an Octadecyltrimethyl Ammonium Chloride-Dimethyl Silicone Oil as a Waterproof Locking Agent in Low-Permeability Reservoirs. *ACS Omega*, 7(36), 31954-31960. <https://doi.org/10.1021/acsomega.2c02878>
- Zhu, D., Bai, B., y Hou, J. (2017). Polymer Gel Systems for Water Management in High-Temperature Petroleum Reservoirs: A Chemical Review. *Energy & Fuels*, 31(12), 13063-13087. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.7b02897>

- Zhu, D., Hou, J., Meng, X., Zheng, Z., Wei, Q., Chen, Y., y Bai, B. (2017). Effect of Different Phenolic Compounds on Performance of Organically Cross-Linked Terpolymer Gel Systems at Extremely High Temperatures. *Energy & Fuels*, 31(8), 8120-8130. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.7b01386>
- Zhuang, Y., Pandey, S. N., McCool, C. S., y Willhite, G. P. (2000). Permeability Modification With Sulfomethylated Resorcinol-Formaldehyde Gel System. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 3(05), 386-393. <https://doi.org/10.2118/66045-PA>