

COMPOSICIÓN GEL NANOPOLIMÉRICA QUE MEJORA LA OBTENCIÓN DE PETRÓLEO

CAMPO DE LA INVENCION

La presente tecnología se desarrolla en el sector de la industria energética de la producción de petróleo, en particular, en proporcionar una composición gel nanopolimérica que reduce el volumen de agua que llega a la superficie en la producción de petróleo.

ESTADO DE LA TÉCNICA

La producción primaria y secundaria del petróleo supone la recuperación de aproximadamente el 30% del petróleo inicialmente encontrado en el yacimiento. En este sentido, la producción terciaria se utiliza para recuperar el petróleo residual del yacimiento. Dicha producción terciaria del petróleo también es conocida como recuperación mejorada de petróleo (RMP) y puede producir aproximadamente hasta un 60% adicional del petróleo del yacimiento (véase *Al-Hajri, S.; Mahmood, S.M.; Abdulelah, H.; Akbari, S. An Overview on Polymer Retention in Porous Media. Energies 2018, 11, 2751.*).

La RMP se clasifica generalmente en métodos térmicos y métodos no térmicos. En los métodos térmicos se aplica calor mediante agua caliente, vapor o combustión *in situ* para reducir la viscosidad del petróleo y facilitar su movilidad (Véase *Hongfu, F.; Yongjian, L.; Liying, Z.; Xiaofei, Z. The study on composition changes of heavy oils during steam stimulation processes. Fuel 2002, 81, 1733–1738*). Si bien los métodos térmicos suelen ser útiles en la producción de petróleos pesados, su aplicabilidad se encuentra restringida por la profundidad, las propiedades petrofísicas del yacimiento y los costes energéticos adicionales que conllevan. En cambio, los métodos no térmicos mejoran la eficacia de la producción de petróleo mediante el desplazamiento miscible o inmisible por inyección de gas o de productos químicos (véase *Sheng, J.; Leonhardt, B.; Al Azri, N.S. Status of Polymer-Flooding Technology. J. Can. Pet. Technol. 2015, 54, 116–126*).

Un problema muy frecuente que inhibe la recuperación de petróleo es la elevada producción de agua, ya que tienen efectos técnicos, económicos y medioambientales perjudiciales al reducir la tasa de producción de petróleo,

acelerar la formación de incrustaciones y corrosión, y aumentar el costo de la manipulación y eliminación del agua producida. Por ejemplo, según estadísticas de Ecopetrol S. A. de 2020, la producción de petróleo trae asociado un volumen de agua en una relación de 1:16, lo que conlleva a una inversión en equipos de superficie para tratar el agua que llega a la superficie y poder hacer una disposición adecuada del agua producida del yacimiento en los ríos o usarla en pozos inyectores. Por lo tanto, el manejo y disposición del agua proveniente del yacimiento petrolífero es considerado un gasto el cual se busca minimizar.

En este sentido, entre los métodos no térmicos, se han aplicado varios de ellos, como la cementación por compresión y la inyección de productos químicos con polímeros, resinas y tensioactivos, para solucionar los problemas de la producción de agua en los yacimientos. Los polímeros son los más utilizados y se aplican mediante la inundación con polímeros o el tratamiento con gel. Los dos difieren en su mecanismo de mejora de la recuperación, según el cual la inundación con polímeros maximiza la penetración en las zonas de baja permeabilidad que están saturadas de petróleo, mientras que el tratamiento con gel maximiza la entrada en las vetas de alta permeabilidad para cerrar el paso del agua.

Los tratamientos con gel se pueden clasificar en tres categorías, basándose en el problema de conformidad que se aborda, es decir, (i) el cierre del paso de agua, (ii) la modificación del perfil y (iii) la desviación del flujo en profundidad (véase *Han, M.; Alshehri, A.J.; Krinis, D.; Lyngra, S. State-of-the-art of in-depth fluid diversion technology: Enhancing reservoir oil recovery by gel treatments. In Society of Petroleum Engineers-SPE Saudi Arabia Section Technical Symposium and Exhibition; Onepetro: Al-Khobar, Saudi Arabia, 2014; pp. 1–10*).

El tratamiento con gel de polímero es una técnica que mejora la obtención del petróleo debido a su rentabilidad y eficacia demostrada. No obstante, se sabe que el rendimiento óptimo de los hidrogeles poliméricos se ve afectado por la excesiva agregación, la dificultad para controlar la gelificación y su inestabilidad en condiciones adversas como las que ocurren en los yacimientos petrolíferos de alta temperatura y salinidad. Además, es sabido que los polímeros orgánicos tienen viscosidades muy altas y presiones de inyección que no permiten una invasión profunda en el yacimiento petrolífero.

Para subsanar estas limitaciones, la invención proporciona una composición gel nanopolimérica que comprende nanopartículas de elementos inorgánicos que permiten lidiar con la inestabilidad térmica y la sensibilidad a la salinidad. La presencia de nanopartículas de elementos inorgánicos permite mejorar la resistencia del gel, la tolerancia a la salinidad y la estabilidad térmica. Asimismo, la composición gel nanopolimérica de la invención presenta un comportamiento de fluido newtoniano a temperatura ambiente y a temperatura de fondo de pozo, lo cual demuestra una ventaja frente a otras composiciones poliméricas.

DESCRIPCIÓN DE LAS FIGURAS

Las Figuras 1 a 5 que se describen a continuación no deben interpretarse de manera limitativa por cuanto solo muestran una modalidad preferida de la invención.

La **Figura 1** muestra la capacidad de mezcla (mezclabilidad) de la composición gel nanopolimérica como fluido newtoniano con una viscosidad de 1 a 5 centipoise (cp) (equivalente a 1 a 5 mPa·s).

La **Figura 2** muestra una prueba en un Filtro Prensa API con medio permeable y la composición gel nanopolimérica a una temperatura inicial de 210°F (equivalente a 98,89 °C) y a una temperatura final de 230°F (equivalente a 110 °C) aplicados por 24 horas, donde posteriormente se aplica una presión de 1000 psi (equivalente a 6894,76 KPa) por 30 minutos con filtrado igual a 0,0 mL.

La **Figura 3: A)** Muestra una prueba de bombeabilidad, donde se mide el tiempo de bombeabilidad de la composición gel nanopolimérica a condiciones de presión y temperatura de fondo de pozo en un consistómetro presurizado API. **B)** Muestra los resultados de la prueba en consistómetro presurizado, a condiciones de fondo de pozo ($T_0 = 230^\circ\text{F}$ (equivalente a 110°C) y Presión = 4000 psi (equivalente a 27579,03 KPa)).

La **Figura 4** presenta una muestra de la composición gel nanopolimérica de después de 24 horas en un consistómetro.

La **Figura 5** muestra el comportamiento de la composición gel nanopolimérica durante su aplicación en el pozo.

DESCRIPCIÓN DETALLADA DE LA INVENCION

En la presente descripción se debe entender como fluido newtoniano a aquel fluido que obedece la ley de viscosidad de Newton, donde la viscosidad es independiente de la velocidad de corte o cizallamiento.

El tratamiento con geles es una técnica muy utilizada que mejora la conformidad debido a su rentabilidad y a su probada eficacia de recuperación. Los polímeros son fáciles de inyectar y tienen una penetración más profunda en el yacimiento petrolífero para mejorar el barrido del área y barrido vertical del petróleo. Estos aumentan la viscosidad del agua inyectada y mejoran la recuperación a través de varios mecanismos, como la reducción de la tensión interfacial, la alteración de la humectabilidad de la roca, el control de la permeabilidad de varias zonas del yacimiento y la reducción de la viscosidad del petróleo para aumentar su movilidad. El tratamiento con gel implica la inyección de una solución de polímeros que contiene un agente gelificante en una zona objetivo para sellarla.

Los geles suelen estar compuestos por polímeros, agentes gelificantes, activadores y agua, y son diseñados de manera tal que, tras un periodo de tiempo específico y en unas condiciones térmicas determinadas, se forme una matriz polimérica 3D por reticulación de los agentes gelificantes y las cadenas macromoleculares del polímero.

La invención consiste en una composición gel nanopolimérica que comprende un nanopolímero de origen inorgánico que se mezcla en agua y que además comprende agentes activadores, donde la cantidad del activador varía en función de la temperatura y presión del yacimiento petrolífero. El objetivo de la composición gel nanopolimérica es principalmente bloquear los canales productores de agua y mejorar la movilidad del petróleo.

El nanopolímero usado en la composición de la presente invención puede ser cualquiera que sea soluble en agua y que tenga en su composición elementos como boro, aluminio, sodio y estaño, los cuales se pueden usar combinados o independientes según sean las características del pozo. Muy preferentemente el nanopolímero de la composición es un nanopolímero de una sal de cloruro de estaño, borato de sodio (bórax), cloruro de aluminio, metasilicato de sodio o una combinación de los mismos.

El peso molecular promedio de los polímeros puede variar de 110 a 200 g/mol y preferentemente de 150 a 180 g/mol.

Los agentes gelificantes en la composición nanopolimérica pueden ser metálicos. Preferentemente, pueden ser obtenidos de sales de boro, aluminio, sodio y/o estaño.

Los agentes activadores en la composición nanopolimérica se seleccionan del grupo que consiste en cloruro de calcio, cloruro de potasio, ácido cítrico, ácido acético o una combinación de los mismos, donde la elección del agente activador depende de las condiciones del pozo.

En una forma de realización preferida de la invención, la composición gel nanopolimérica comprende un nanopolímero de origen inorgánico que se mezcla en agua, donde el elemento inorgánico se selecciona de boro, aluminio, sodio, estaño o alguna de sus sales, y agentes activadores seleccionados del grupo que consiste en cloruro de calcio, cloruro de potasio, ácido cítrico y ácido acético. De forma aún más preferida, el nanopolímero se mezcla en agua en un rango del 30% al 70% en peso y los agentes activadores se encuentran en un rango del 3% al 20% en peso, los porcentajes en peso son basados en la cantidad total de la composición.

La composición gel nanopolimérica de la invención tiene una viscosidad que varía entre 1 a 5 centipoise (cp) (equivalente a 1 a 5 mPa·s) y soporta altas temperaturas de hasta 233°C).

La composición gel nanopolimérica permite una alta penetración en el yacimiento, por tener una viscosidad de 1 a 5 cp, muy similar a la del agua siendo que penetra y gelifica dentro de la garganta poral, debido a que comprende un nanopolímero de un tamaño de 40 a 800 nm que permite invadir la formación saturada de agua. La composición reduce el volumen de agua que llega a superficie hasta en un 70% y a la vez mejora los volúmenes de producción de petróleo hasta en un 50%, siendo una ganancia no esperada para las compañías petrolíferas. Además, la composición no es explosiva, ni combustible, ni genera vapores tóxicos, por lo que es amigable con el medio ambiente. Asimismo, para que la aplicación de la composición gel nanopolimérica de la invención sea exitosa es necesario garantizar previamente que el pozo tenga reservas probadas de petróleo, es decir, que tenga potencial.

EJEMPLO 1: Obtención de la composición gel nanopolimérica.

El nanopolímero se obtiene del procesamiento con presión y temperatura en reactores de procesos químicos de sales de boro, aluminio, sodio y estaño. Dicho procesamiento comprende (i) colocar en un recipiente, a presión y con agitación constante, las sales de cloruro de estaño, borato de sodio (bórax), cloruro de aluminio, metasilicato de sodio en las proporciones adecuadas de un diseño según el pozo petrolífero más un catalizador alcalino tal como hidróxido de sodio, hidróxido de calcio o hidróxido de magnesio; (ii) posteriormente, inyectar vapor de agua a una presión entre 3 y 4 atmósferas (equivalente a entre 303,975 KPa y 405,3 KPa); (iii) elevar la temperatura del recipiente y su contenido hasta los 1500°C; (iv) mantener el sistema en esas condiciones por un periodo de 3 a 4 horas; (v) posteriormente, llevar el sistema a condiciones de temperatura ambiente y presión atmosférica; y (vi) disponer el producto resultante (nanopolímero) en recipientes con tapa selladora y se almacena en zonas ventiladas y sin exposición a la luz solar.

El fluido final para la aplicación en los pozos es una mezcla del nanopolímero con agua y agentes activadores seleccionados según sean las condiciones de cada pozo, como: cloruro de calcio, cloruro de potasio, ácido cítrico y ácido acético. La mezcla resultante lleva nanopolímero inorgánico en un rango del 30% al 70% en peso y agentes activadores en un rango del 3% al 20% en peso. El peso faltante es agua fresca.

EJEMPLO 2: Caracterización de la composición.Prueba de Capacidad de Mezcla (Mezclabilidad)

Como se muestra en la Figura 1, para la prueba se emplea un vaso de mezcla en un laboratorio de cementación API. La capacidad de mezcla es una característica importante para lograr una invasión profunda en la matriz productora de agua.

Después de la prueba se obtiene que la composición gel nanopolimérica posee una capacidad de mezcla de un fluido newtoniano con una viscosidad de 1 a 5 cp (equivalente a 1 a 5 mPa·s).

Prueba reológica de la composición gel nanopolimérica

La reología de la composición gel nanopolimérica se evalúa mediante la viscosidad a temperatura ambiente y a temperatura de fondo de pozo en circulación (BHCT).

Mediante la prueba se determina que la composición gel nanopolimérica se comporta como un fluido newtoniano a temperatura ambiente y a BHCT.

Los resultados se muestran en la Tabla 1 a continuación:

Tabla 1:

RPM	LECTURA ASCENDENTE A TEMP. AMBIENTE	LECTURA DESCENDENTE A TEMP. AMBIENTE	LECTURA ASCENDENTE A T = 180°F	LECTURA DESCENDENTE A T = 180°F
3	0	0	0	0
6	0	0	0	0
30	0	0	0	0
60	0	0	0	0
100	0	0	0	0
200	0	0	0	0

REOLOGIA A TEMPERATURA AMBIENTE
VISCOSIDAD PLASTICA= 1.0 cp
PUNTO CEDENTE= 0 LBF/100F2

REOLOGIA A 180°F
VISCOSIDAD PLASTICA= 1.0 cp
PUNTO CEDENTE= 0 LBF/100F2

EJEMPLO 3: Ensayo en laboratorio.

Prueba en Filtro Presa API

Para la prueba se utiliza un Filtro Prensa API de un laboratorio de cementación de pozos.

La prueba en Filtro Prensa API se realiza con un medio permeable y la composición gel nanopolimérica a una temperatura inicial de 210°F (equivalente a 98,89 °C) y a una temperatura final de 230°F (equivalente a 110 °C) aplicados por 24 horas. Posteriormente, se aplica una presión de 1000 psi (equivalente a 6894,76 KPa) por 30 minutos con filtrado igual a 0,0 mL.

Se confirmo el sellado del medio permeable (arena silica malla 200) al agua.

Prueba de bombeabilidad

El equipo utilizado para la prueba es un consistómetro presurizado API, de un laboratorio de cementación de pozos.

La prueba de bombeabilidad mide el tiempo de bombeabilidad de la composición gel nanopolimérica a condiciones de presión y temperatura de fondo de pozo en un consistómetro presurizado API.

En la Figura 4B se muestra los resultados de la prueba en consistómetro presurizado, a condiciones de fondo de pozo ($T_0 = 230^\circ\text{F}$ (equivalente a 110°C) y Presión = 4000 psi (equivalente a 27579,03 KPa)).

Después de la prueba se evidencia que la composición gel nanopolimérica tiene una gelificación menor a 20 Bc (unidades Bearden de consistencia), lo que permite su bombeo y la ejecución de la operación.

La composición gel nanopolimérica después de 24 horas en un consistómetro se convierte en un gel rígido en formación permeable después de un (1) día de aplicación.

EJEMPLO 4: Ensayo en campo de la composición gel nanopolimérica.

Se realizó una prueba en campo de la composición gel nanopolimérica en un pozo ubicado en México, donde la producción inicial sin tratamiento de la composición gel nanopolimérica de la invención presenta los siguientes resultados de producción mostrados en la Tabla 2.

Tabla 2: Condiciones de producción del pozo antes de la aplicación de la composición gel nanopolimérica.

Producción Inicial sin tratamiento	
Total	198 BFPD
Petróleo	10 BOPD
Agua	188 BWPD
Corte de agua	95%

1 BFPD/BOPD/BWPD = 42 galones estadounidenses = 158,98 L.

BFPD: Barriles de fluido por día, por sus siglas en inglés.

BOPD: Barriles de petróleo por día, por sus siglas en inglés.

BWPD: Barriles de agua por día, por sus siglas en inglés.

En la Tabla 3 se muestra la información técnica para la intervención en el pozo.

Tabla 3: Información técnica para la intervención del pozo

POZO MÉXICO 1	
Prof. Arenas	5766' – 5786' 5818' – 5858'
BSHT	157 °F
Porosidad/Permeabilidad	23% / 90 md
Ancho arenas	20' / 40'
Radio invasión	10'
Volumen propuesto	530 BLS
Volumen inyectado	530 BLS

En la Figura 5 se aprecia el comportamiento de la composición gel nanopolimérica durante su aplicación en el pozo, donde se aprecia que todos los fluidos muestran un comportamiento newtoniano lo que permite un gran radio de penetración en la formación. Los resultados de la producción después del tratamiento con la composición de la invención se muestran en la Tabla 4.

Tabla 4: Condiciones de producción del pozo después de la aplicación de la composición gel nanopolimérica.

Producción Inicial sin tratamiento	
Total	70 BFPD
Petróleo	35 BOPD
Agua	35 BWPD
Corte de agua	50%

1 BFPD/BOPD/BWPD = 42 galones estadounidenses = 158,98 L.

BFPD: Barriles de fluido por día, por sus siglas en inglés.

BOPD: Barriles de petróleo por día, por sus siglas en inglés.

BWPD: Barriles de agua por día, por sus siglas en inglés.

A partir de los resultados obtenidos de la Tabla 4 se concluye que hay una reducción real del corte de agua en un 81% y un incremento de la producción de petróleo en

un 250% cuando el yacimiento petrolífero es tratado con la composición gel nanopolimérica de la invención.