

INFLUENCIA DE LAS PROPIEDADES DEL FLUIDO BRIGHT WATER EN
LA PRODUCCIÓN DE CRUDO EN CAMPOS MADUROS
SOMETIDOS AL PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA

CARLOS ALBERTO VARGAS PIMIENTO

Trabajo de grado presentado para obtener el título de ingeniero de petróleos

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

2024

INFLUENCIA DE LAS PROPIEDADES DEL FLUIDO BRIGHT WATER EN
LA PRODUCCIÓN DE CRUDO EN CAMPOS MADUROS
SOMETIDOS AL PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA

CARLOS ALBERTO VARGAS PIMIENTO

DIRECTOR

ADAN YOVANI LEÓN BERMÚDEZ, Ph.D

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

2024

Contenido

INTRODUCCIÓN	11
1. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO.....	13
1.1. Objetivo General.....	13
1.2. Objetivos Específicos.....	13
1.3. Justificación.....	14
1.4. Planteamiento del problema.....	14
1.5. Alcance.....	16
2. IMPORTANCIA DE LA INYECCION DE AGUA EN LA PROUCCION DE CRUDO EN LA INDUSTRA PETROLERA.....	17
2.1. Importancia de la inyección de agua en la producción de hidrocarburos en Colombia.....	19
2.2. TECNOLOGÍA BRIGHT WATER.....	23
3.1. Principios de aplicación y clasificación.....	23
3. METODOLOGÍA	27
4. RESULTADOS Y ANÁLISIS.....	29
4.1. Requisitos para su implementación.....	29
4.2. Ventajas y beneficios de su implementación.....	31
4.3. Criterios de diseño y rechazo de candidatos.....	33
4.4. Selección del polímero termo-activo (TAP).....	35

4.5 Las herramientas de vigilancia utilizadas para evaluar el tratamiento de Bright Water. ...	37
4.6 Ejemplo de estudio base en el campo el Borma Túnez.	41
4.7 Ejemplo llevados a cabo en la industria.....	46
4.8 Implementación de la tecnología Bright Water en Colombia.....	53
5. CONCLUSIONES	59
6. RECOMENDACIONES	61
7. BIBLIOGRAFÍA	62

Dedicatoria

Principalmente a Dios, por no permitirme desfallecer en los momentos más duros a lo largo de mi carrera universitaria.

A mi madre Mariela Pimiento Guaitero gran hacedora de este logro pues con sus valores y enseñanzas siempre estuvo conmigo, apoyándome, nunca dudó de mí y en momentos de flaqueza no me dejó caer. Gracias a su apoyo incondicional.

A mi hijo Valentino Vargas Mojica y a su madre Mayra Alejandra Mojica Cabra también profesional de esta prestigiosa Universidad, te convertiste en el motor e inspiración de mi vida para lograr este título y ojalá te sirva como inspiración a ser un gran profesional, pero primero una gran persona.

A Nena María Vargas Pimiento mi gran compañera y fiel amiga perruna que desde el cielo iluminas mi andar, tú me acompañaste en todo este largo camino y no pudiste estar en este gran momento. A ti en especial, gracias totales.

A mi padre, sobrina, toda mi familia y amigos que estuvieron presentes en esta experiencia tan gratificante y maravillosa, con mucho amor y cariño este logro obtenido es principalmente para ustedes.

Carlos Alberto Vargas Pimiento.

Agradecimientos

A mi madre hermosa Mariela Pimiento y su esposo José Castañeda por ayudarme a levantarme en los momentos que más lo necesitaba.

A la Universidad Industrial de Santander mi alma mater y segunda casa, es un orgullo de pertenecer a esta grandísima Institución.

A la Universidad Industrial de Santander por el apoyo recibido a través del proyecto 3914.

A mi gran amigo y director de tesis el Doctor Adan Yovani León Bermúdez por creer en mí y en este bonito proyecto, además de sus consejos de vida e invaluable aportes para la culminación de este proyecto, un gran profesional, excelente profesor y mejor aún como persona.

A la Escuela Ingeniería de Petróleos, profesores, administrativos y demás trabajadores que nos hacen sentir orgullosos de ser petroleros.

A mi familia y amigos presentes que de una u otra manera me brindaron su apoyo en este duro y largo camino hasta este título.

Carlos Alberto Vargas Pimiento.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Clasificación de las técnicas de recobro según el tipo de crudo.....	18
Figura 2. Proyectos de inyección de agua en Colombia.	20
Figura 3. Proyectos de inyección de agua en Colombia acumulado (blanco) y por año (azul).....	21
Figura 4. Espacio ocupado en superficie por el agua almacenada en el campo Caño Limón	22
Figura 5. Ejemplo de la expansión del fluido Brigh Water diez veces	24
Figura 6. Esquema del principio de aplicación de la tecnología Brigh Water.....	25
Figura 7. Mapa de pozo escogido para la prueba piloto en el campo El Borma ubicado en la parte norte del desierto del Sahara.....	34
Figura 8. Ejemplo de los diferentes tipos de polímeros utilizados en El Borma	36
Figura 9. Ejemplo de la presión de fractura antes y después de implementar la inyección del fluido Bright Water	39
Figura 10. Ejemplo de un diagrama de Hall.	40
Figura 11. Esquema del Borma campo maduro en Túnez	42
Figura 12. Simulación de la producción de petróleo caso base (línea azul), después de implementar Bright Water(línea roja) e incremental en la producción área verde.	45
Figura 13. Número de procesos TAP implementados en el campo Prudhoe Bay por año.	48
Figura 14. % de petróleo incremental en función de los meses.	49
Figura 15. Producción de petróleo, líquidos, inyección de agua y WOR en la zona no tratada (B), y zona tratada después de la activación del TAP (A)	52
Figura 16. Producción histórica de aceite y agua del campo la Cira Infantas antes y después de la inyección de agua.....	56

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Fases implementadas en la metodología.....	28
Tabla 2. Parámetros de calidad del agua para tratamientos TAP.....	30
Tabla 3. Propiedades petrofísicas correspondientes al reservorio A.....	43
Tabla 4. Parámetros del polímero utilizados en el área del piloto de inyección en El Borma.....	44
Tabla 5. Parámetros de la inyección utilizados en el área del piloto de inyección en El Borma.....	44
Tabla 6. Criterios básicos tenidos en cuenta para la selección e implementación de la tecnología Bright Water en el campo Yariguí-Cantagallo.....	54

RESUMEN

TITULO: INFLUENCIA DE LAS PROPIEDADES DEL FLUIDO BRIGHT WATER EN LA PRODUCCIÓN DE CRUDO EN CAMPOS MADUROS SOMETIDOS AL PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA.

AUTOR: CARLOS ALBERTO VARGAS PIMIENTO.

PALABRAS CLAVES: Inyección de agua, Bright Water, Canalización.

DESCRIPCIÓN

En los últimos años, la industria de los hidrocarburos ha observado una disminución en las reservas de crudo convencional, lo que ha generado un creciente interés en la producción de estos hidrocarburos a partir del uso de técnicas adecuadas en el recobro mejorado. Así mismo, para aumentar el factor de recobro o la producción de los crudos el método de inyección de agua con procesos híbridos ha venido jugando un papel importante. Sin embargo, en los campos maduros sometidos a la inyección de agua durante largos periodos de tiempo se generan problemas de canalización con el agua inyectada y altos cortes de agua. Con el propósito de disminuir la problemática anterior, este proyecto pretende comprender los principios de la aplicación de la tecnología Bright Water para el mejoramiento de la eficiencia de barrido durante el proceso de inyección de agua con partículas de polímeros térmicamente activas. Por lo tanto, con la técnica Bright Water es posible obstruir estos canales preferentes y barrer nuevas zonas del crudo remanente in situ en campos ya maduros, además de reducir significativamente el uso y la producción de agua. Es importante indicar que el factor de recobro con la implementación de la tecnología Bright Water puede variar dependiendo de diversos factores, como son las características del yacimiento, el tiempo de ruptura, la naturaleza del crudo y las condiciones operativas entre otras. Sin embargo, los resultados de las investigaciones reportadas en literatura muestran que las técnicas desarrolladas por varios autores, puede aumentar el factor de recobro en un rango del 5% al 15 % o más, en comparación con métodos de inyección de agua convencionales.

SUMMARY

TITLE: INFLUENCE OF THE PROPERTIES OF THE BRIGHT WATER FLUID ON THE PRODUCTION OF CRUDE OIL IN MATURE FIELDS SUBJECTED TO THE WATER INJECTION PROCESS.

AUTHOR: CARLOS ALBERTO VARGAS PIMIENTO.

KEYWORDS: Water Injection, Brigh Water, Canalization(channeling).

DESCRIPTION

In the last years, the hydrocarbon industry has observed a decrease in the conventional crude oil reserves, which has generated a growing interest in the production of these hydrocarbons through the use of appropriate techniques in improved recovery. Likewise, to increase the recovery factor or the production of crude oil, the water injection method with hybrid processes has been playing an important role. However, in mature fields and fields subjected to water injection for long periods of time, channeling problems with the injected water and high water-cuts are generated. In order to reduce the previous problem, this project aims to understand the principles of the application of Bright Water technology to improve sweeping efficiency during the water injection process with thermally active polymer particles. in addition to significantly reducing water use and production. It is important to indicate that the recovery factor with the implementation of Bright Water technology may vary depending on several factors such as the characteristics of the reservoir, the breakup time, the nature of the crude oil and the operating conditions among others. However, the results of research reported in literature show that the technique developed by several authors, can increase the recovery factor in a range of 5% to 15% or more, compared to conventional water injection methods.

INTRODUCCIÓN

La inyección de agua es una técnica de gran interés y ampliamente aplicada para la recuperación de crudo en los yacimientos, en Colombia existen aproximadamente 1400 pozos inyectoros de agua. (Gutiérrez et al., 2024) Esta técnica se emplea en la etapa secundaria del proceso de extracción de petróleo cuando la producción natural descende, razón por la cual se requieren métodos que permitan incrementar el factor de recobro.

El principio de la inyección de agua consiste en mantener la presión del yacimiento y desplazar el crudo hacia los pozos de producción. La técnica no solo permite recuperar mayores volúmenes de crudo, sino a su vez, prolonga la vida útil de los campos petroleros. Sin embargo, durante la extracción de crudo se pueden presentar pérdidas de presión, el cual es un fenómeno natural con el paso del tiempo en las formaciones petrolíferas, y estas caídas significan una reducción en las tasas de producción de crudo y pérdidas económicas para las empresas del sector Oil & Gas. Este es el mecanismo más utilizado en la industria para contrarrestar dichas pérdidas, esto debido principalmente a la propiedad de inmiscibilidad entre el agua y el crudo, lo cual aumenta la eficiencia de barrido, además de la “relativa disponibilidad” del agua a inyectar y su capacidad de mantener la presión, el principal desafío de estos proyectos son los canales preferenciales de flujo que el agua tiende a generar con el tiempo, este fenómeno se conoce como canalización del flujo e imposibilita contactar nuevas zonas del crudo remanente y esto tiende a generar grandes volúmenes de agua no potable en superficie la cual debe almacenarse, tratarse y/o verterse. (Delgadillo et al., 2018)

La tecnología Bright Water, desarrolló una metodología con el fin de obstruir y taponar los canales preferentes de flujo y poder contactar así una parte del crudo remanente. Esto consiste en la inyección de baches de una solución con polímero termo-activo alternados con el agua de inyección previamente establecida, desplazando más hidrocarburo a superficie, y de esta manera se generan mayores tasas de producción de crudo con reducciones de cortes de agua. Por tanto, la aplicación del método y la programación adecuada de la inyección de polímero termo-activo/ agua son cruciales para maximizar la eficiencia y al mismo tiempo minimizar los impactos ambientales.

La tecnología Bright Water es utilizada preferencialmente en campos maduros y en formaciones con medios porosos inundados previamente con agua. Además, la ventaja de estos campos es porque ofrecen una mayor información y su análisis previo permite seleccionar de una manera más eficiente las condiciones de la tecnología. A su vez, en los campos maduros y sus formaciones debido al tiempo de inyección, los canales preferentes son muy marcados, esto permitirá barrer zonas no contactadas, lo cual favorece la implementación de este tipo de proceso.

Este proyecto tiene por finalidad, profundizar sobre la tecnología Bright Water y sus principios de aplicación, metodologías utilizadas, ventajas, desventajas, beneficios técnico-ambientales y su nivel de desarrollo a nivel global. Además, con la información

bibliográfica se pretende establecer un rango de parámetros mínimos para su implementación. En la parte final del proyecto se citarán ejemplos publicados y avalados por la Sociedad de Ingenieros de Petróleos, como simulaciones, pruebas de laboratorio y/o pilotos en campo, llevados a cabo a nivel mundial de la tecnología Bright Water. Esto con el fin de, analizar el efecto en la producción de crudo y los cortes de agua en comparación con la inyección de agua tradicional que se venía realizando, sin cambiar la composición inicial del agua de inyección utilizada a lo largo de los años.

1. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO.

1.1. Objetivo General.

-Analizar la influencia de las propiedades del fluido Bright Water en la producción de crudo en campos maduros sometidos al proceso de inyección de agua.

1.2 Objetivos Específicos.

-Analizar el cambio en las propiedades del fluido Bright Water para diferentes condiciones de temperatura y presión en medios porosos canalizados por el agua, mediante una revisión bibliográfica.

-Explicar funcionamiento e incidencia de fluido Bright Water sobre el control de la canalización de flujo, los cortes de agua y la producción de crudo después de su implementación en casos de estudio reportados en la literatura.

-Estimar un rango de parámetros para la aplicación de la tecnología Bright Water en la recuperación de crudo en campos maduros sometidos al proceso de inyección de agua.

1.3. Justificación.

La pérdida de presión que sufren los yacimientos es un proceso natural y directamente proporcional con el tiempo de producción, lo cual conlleva a una disminución en el caudal de crudo en los pozos productores, esto sumado al constante aumento de la demanda energética mundial y la disminución de nuevos hallazgos deriva en la implementación de nuevos estudios, herramientas y métodos de recobro mejorado en campos ya existentes durante la etapa de producción.

La inyección de agua es el método de recobro mejorado más utilizado a nivel mundial, debido a su rentabilidad y viabilidad para contrarrestar las pérdidas de presión en los yacimientos, además de la relativa disponibilidad del agua. Sin embargo, los canales preferentes de flujo no permiten contactar nuevas zonas de crudo remanente al agua inyectada. Por tanto, para comprender esta problemática surge la motivación de esta investigación bibliográfica sobre la tecnología Bright Water, cuya finalidad es mitigar el efecto de canalización asociado a la inyección de agua y la producción de crudo, después de su implementación en casos de estudio reportados en literatura.

1.4. Planteamiento del problema.

La producción de agua es un gran problema mundial, pues genera problemas ambientales y ésta acorta la vida económica de los pozos, especialmente en campos petroleros maduros, pues con la inyección de agua a largo plazo se afecta la heterogeneidad vertical y horizontal de estos yacimientos, lo que resulta en una baja eficiencia de barrido y un alto corte de agua. Lo cual puede generar elevados costos en el tratamiento del agua producida (Qui et al., 2016).

Los grandes volúmenes de agua y baja eficiencia de barrido están asociados a los canales preferenciales de flujo que el agua forma cuando un yacimiento es inundado, esta canalización imposibilita el contacto y posterior barrido de ciertas zonas del crudo remanente en la roca almacén, siendo este fenómeno directamente proporcional con el tiempo de inyección (Youjun et al., 2021; 2.Salem et al., 2023).

La gran mayoría del agua utilizada proviene de los afluentes naturales más cercanos disponibles, esta agua recorre el pozo inyector atravesando la formación hasta el pozo productor. Este circuito produce un subproducto de agua con varios agentes contaminantes, estos efluentes superan el 90% de la producción total, y cuyo uso es muy limitado y en ocasiones nulo. Lo cual deriva en una constante problemática para los entes gubernamentales, además de las repercusiones legales y económicas para las compañías petroleras.

Las empresas petroleras han venido desarrollando e invirtiendo en tecnologías enfocadas a optimizar el uso del agua en la inyección, y al mismo tiempo poder

fortalecerse y suplir la demanda con el incremento en la producción de hidrocarburos. Según lo mencionado anteriormente, a partir del desarrollo y ejecución de este proyecto se busca dar respuesta a la siguiente pregunta *¿Qué tan eficiente es la tecnología Bright Water sobre el proceso de extracción de crudo en campos maduros sometidos al proceso de inyección de agua?*

A partir de esta premisa nace la necesidad de investigar y profundizar sobre la tecnología Bright Water, la cual permite tras su implementación el control de la canalización del flujo, disminuir los cortes de agua y aumentar la producción de crudo junto con el factor de recobro del crudo.

1.5. Alcance.

Comprender el efecto en las propiedades del fluido Bright Water cuando éste ingresa del pozo a un yacimiento o medio poroso inundado previamente, esto se da debido al cambio del medio por el aumento de presión y al cambio de la temperatura sobre las propiedades del polímero termo-activo. En el presente proyecto, se pretende explicar la incidencia del fluido Bright Water sobre la producción de crudo tras su implementación en campos ya maduros y sometidos al proceso de inyección de agua durante un tiempo prolongado. Así mismo, explicar el funcionamiento y la metodología enfocada sobre el control del fenómeno de canalización del flujo y el aumento en la producción de crudo, mediante una revisión bibliográfica, identificando los principios de aplicación, los beneficios de su implementación, basados en ejemplos de laboratorio y/o pilotos de campo citados y publicados en la literatura.

2. IMPORTANCIA DE LA INYECCIÓN DE AGUA EN LA PRODUCCIÓN DE CRUDO EN LA INDUSTRIA PETROLERA.

El factor de recobro de crudo promedio a nivel mundial suele oscilar entre el 30% y el 40% para la recuperación secundaria, dependiendo de las características del yacimiento y de las técnicas utilizadas. Entre tanto, en la etapa terciaria de Recuperación Mejorada de Petróleo (EOR), este factor puede aumentar entre el 5% y el 20% adicionales (Abidin et al., 2012; Gbadamosi et al., 2022). En Colombia, el factor de recobro promedio se encuentra en un rango similar comprendido entre 15 y 30 %, aunque puede variar según el tipo de yacimiento y las técnicas aplicadas. Sin embargo, en yacimientos específicos, especialmente aquellos que emplean métodos de EOR, se pueden alcanzar tasas más altas. Es importante tener en cuenta que estos números son promedios y pueden variar significativamente de un campo a otro (Gutiérrez et al., 2024). Sabiendo que el factor de recobro promedio final para los yacimientos petrolíferos es aproximadamente del 35%, se prevé que la demanda mundial de energía aumentará en más de un tercio desde el 2015 hasta 2035. Este aumento en la demanda centrará la atención en el desarrollo de yacimientos extremadamente complejos en entornos y ambientes desafiantes., incluidos los de aguas ultra profundas y el Ártico. Otra fuente de suministro para suplir dicha demanda provendrá de técnicas de Recuperación Mejorada de Petróleo (EOR) aplicadas a campos existentes. En la figura 2, se representa la clasificación general de las técnicas de recobro de acuerdo al tipo de crudo proveniente del yacimiento (Espinosa et al., 2015; Rotondi et al., 2015).

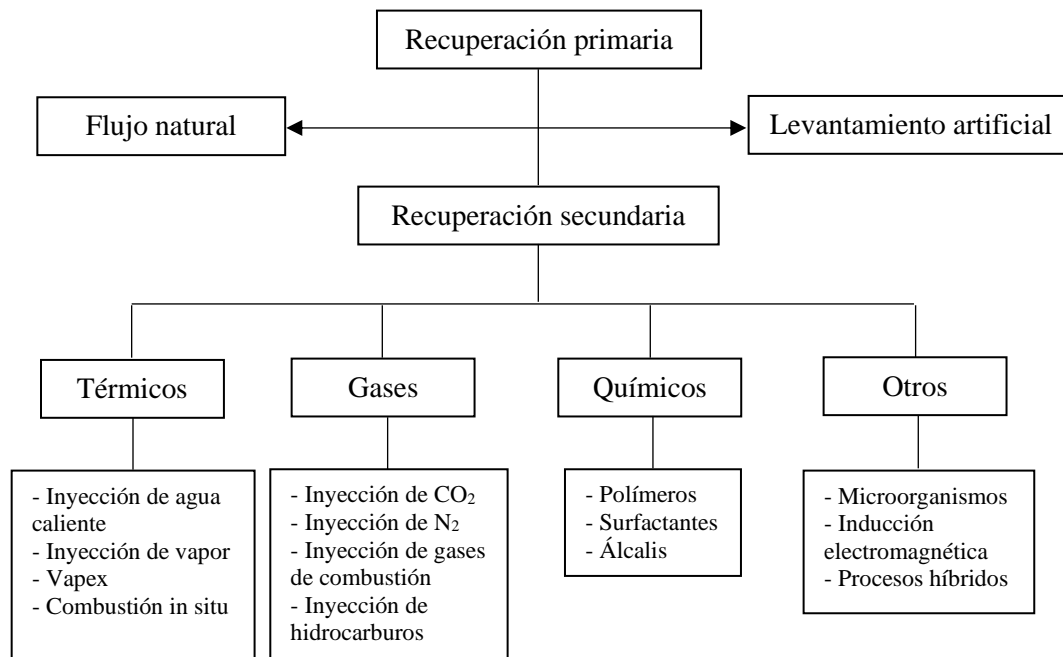


Figura 1. Clasificación de las técnicas de recobro según el tipo de crudo

Fuente: Espinosa et al., 2015. Técnicas de recobro y recobro mejorado en yacimientos con crudos livianos, pesados y extra-pesados. J. Pet. Sci. Eng, 19

Siendo utilizada con éxito durante más de un siglo, la inyección de agua es el mecanismo de recuperación mejorada más importante para la producción de petróleo. (Chappell, 2020). Con el tiempo, la irrupción del agua produce capas altamente permeables o canales preferentes, dejando atrás el petróleo en capas sin barrer y altos cortes de agua. Por lo tanto, la producción de agua impone una carga cada vez mayor a nuestra industria (Yossef et al., 2019).

En el desarrollo de campos maduros, el problema de los altos cortes de agua se presenta debido a los contrastes de permeabilidad, esto es un punto que se está volviendo

cada vez más crucial a medida que se endurecen las restricciones ambientales/económicas. De hecho, un alto volumen de agua producida genera costos adicionales (tratamiento de agua, almacenamiento y/o eliminación de agua) y, en última instancia, puede reducir el volumen de petróleo producido afectando la rentabilidad de los campos. (Fabbri et al., 2015).

Los grandes volúmenes de agua producidos durante la extracción de petróleo presentan un problema importante debido al alto costo de manipulación y eliminación de forma respetuosa con el medio ambiente. Se estima que en promedio se producen siete barriles de agua por cada barril de petróleo en los Estados Unidos y el costo asociado de tratamiento y eliminación se estima entre 5.000 y 10.000 millones de dólares anuales (Okeke et al., 2012), sin embargo, a nivel global se estima un aproximado de 3 a 5 barriles de agua en superficie por cada barril de agua producido. (Proaño, 2019).

2.1 Importancia de la inyección de agua en la producción de hidrocarburos en Colombia.

El factor de recobro promedio de Colombia es aproximadamente de 19%, y alrededor del 90% de los campos petrolíferos del país se encuentran todavía produciendo en su etapa primaria (aproximadamente el 88% de la producción proviene de producción primaria y el 11% de la producción secundaria y menos del 1% EOR) y muchos de ellos con alto grado de agotamiento de la energía del yacimiento (Castro, 2010). En Colombia

el método de recobro más utilizado es la inyección de agua, puesto que para el 2014 de los 31 proyectos de recobro mejorado instaurados en el país 19 de estos corresponden a inyección de agua y 4 de estos procesos fueron finalizados por diversos motivos operacionales (Castro et al., 2014) (ver figura 2).

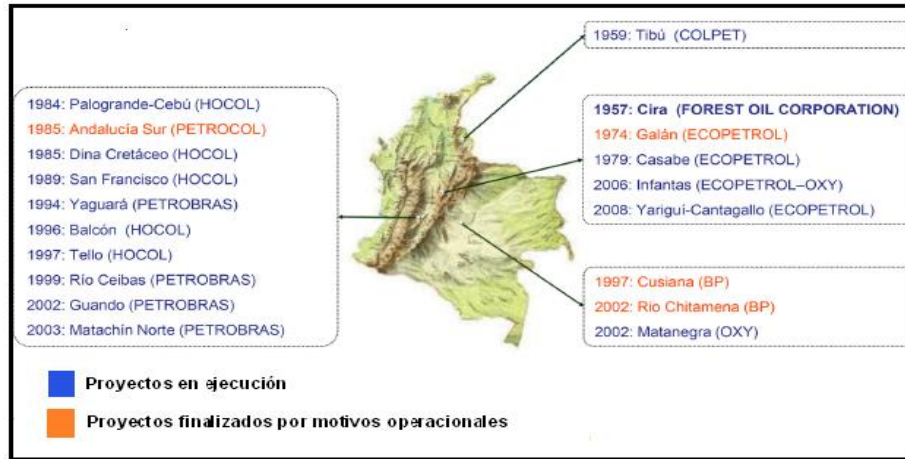


Figura 2. Proyectos de inyección de agua en Colombia.

Fuente: Castro, R. Maya, G. & Otros. (2014). SPE-169459-sp. Pág.4.

El proceso de inyección de agua se inició en 1957 en Colombia con la empresa Forest Oil en el área 3W del campo La Cira. El método ha presentado un aumento considerable en el país en los últimos 10 años siendo aplicado en 57 de los 370 campos que reportan producción de petróleo (41 en implementación, 11 en etapa piloto y 5 finalizados). Aproximadamente el 70% de estos procesos implementados en el país se encuentran en las Cuencas del Valle Superior del Magdalena y de los Llanos Orientales. (Gutiérrez et al., 2024)

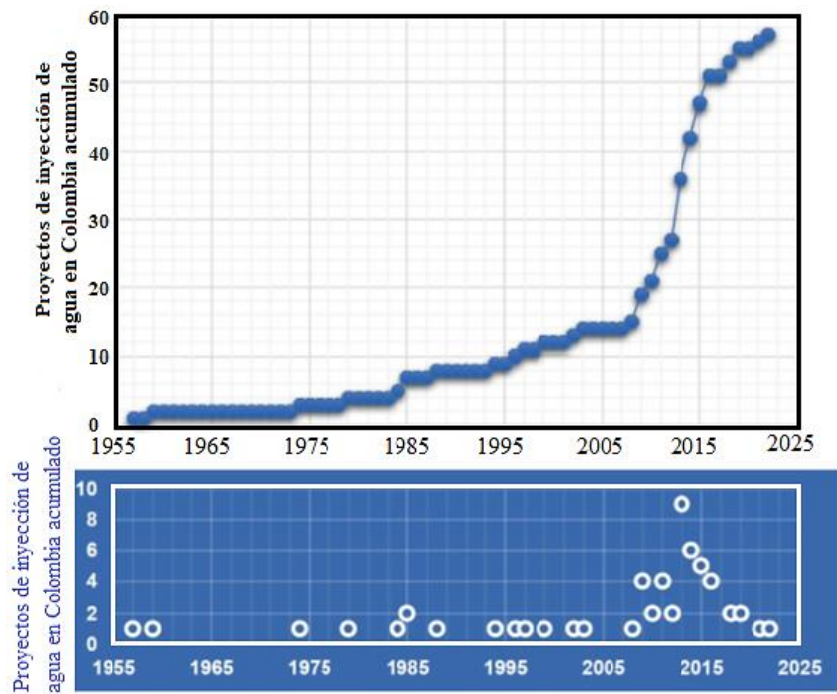


Figura 3. Proyectos de inyección de agua en Colombia acumulados (blanco) y por año (azul).

Fuente: Tomado y editado de: Channeling Control and Deep Chemical Conformance Technologies: Colombian and Global Treatments Review. SPE-218184-MS, Pag 3.

La mayoría de estos proyectos se han llevado a cabo cuando el precio del barril de petróleo crudo ha alcanzado sus máximos históricos por encima de los 100 dólares, entre los años 2011 y 2014 (Gutiérrez et al., 2024). Entre tanto, para el año 2016 Ecopetrol muestra una producción promedio de 11,6 Barriles de agua por cada barril de petróleo, es decir que para el sector del petróleo en Colombia la producción de agua es bastante elevada con respecto al promedio global y a la cantidad de petróleo extraído, situación que afecta de manera directa y negativamente la rentabilidad de los proyectos de inversión para la industria, debido a los altos costos, lo que a su vez también requiere altas

extensiones de áreas en superficie para su tratamiento como se muestra a manera de ejemplo en la figura 4 (Ortega et al., 2019).



Figura 4. Espacio ocupado en superficie por el agua almacenada en el campo Caño Limón

Fuente: <https://www.semana.com/contenidos-editoriales/hidrocarburos-son-el-futuro/articulo/cano-limon-cusiana-y-cupiagua-los-pozos-que-rescataron-a-colombia/590050/>

El agua de la industria del petróleo en Colombia se usa y/o se genera en las fases de exploración, producción, transporte y refinación; siendo más alto su consumo en la fase de producción, con 91,72% del total. En esta fase, se incluyen actividades como: vertimientos industriales, vertimientos domésticos, aguas de producción, reinyección para recobro mejorado, inyección como destino final y vertimiento a cuerpos de agua. El mal manejo del agua en la industria petrolera representa un riesgo para el medio ambiente por

el contenido de compuestos nocivos como metales pesados, sulfatos, carbonatos y bicarbonatos, entre otros (Orjuela et al., 2019).

2.2. Tecnología Bright Water.

El concepto Bright Water surge en 1997 como una idea original del BP (British Petroleum) la cual llevó a esta empresa a crear el consorcio denominado "MoBPTeCh" que estaba conformada por las empresas Mobil, BP, Texaco y Chevron. Posteriormente, Mobil y Texaco salen del consorcio y Nalco se une como fabricante de productos químicos y las tres empresas restantes crearon una partícula o polímero que se activa térmicamente (TAP) que denominaron "Bright Water". Esta tecnología fue patentada bajo la patente de Nalco (Frampton et al., 2004., Mustoni et al., 2010). El campo Minas en la isla de Sumatra en Indonesia fue el primero en ser sometido a esta tecnología en Noviembre del año 2001 por Chevron, llegando a tener un factor de recobro cerca del 50% para un OOIP de 8.7 millones de barriles con un corte de agua del 97% (Pritchett et al., 2003).

2.2.1 Principios de aplicación y clasificación.

Este método de recobro mejorado consiste en la inyección de agua con una suspensión de un surfactante con partículas BW estas partículas se expanden o "explotan como palomitas de maíz" (Liu et al., 2024) cómo se ilustra en la Figura 5. Durante la etapa de activación el polímero termo-activo incrementa la magnitud de su diámetro,

El fluido de inyección Bright Water son partículas diminutas de nivel micro que se inyectan a la formación en un bache en conjunto con el agua, este fluido actúa en su trayecto en el pozo con propiedades de viscosidad y densidad similares a las del agua de mar y justo al momento de penetrar en la formación actúa como un tipo especializado de polímero, aumentando su viscosidad y volumen hasta 10 veces su tamaño original. El aumento de la temperatura (ΔT), permite que la partícula se expanda rápidamente, se aglomere y se adhiera a la formación de roca, creando un bloque viscoso que bloquea el flujo de agua a áreas canalizadas previamente barridas y obliga al agua a barrer zonas con aceite no contactado en la roca, drenando el hidrocarburo desde el yacimiento hasta la superficie. (Gutiérrez et al., 2024) (Roussennac, 2010), como se muestra en la figura 6.

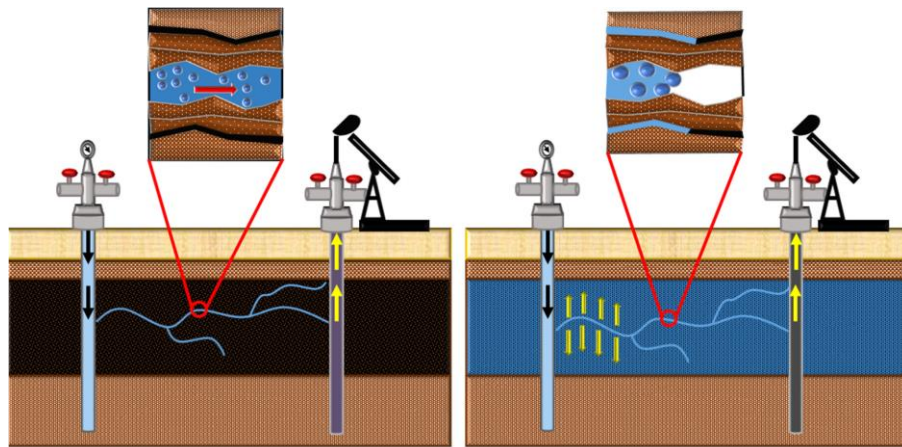


Figura 6. Esquema del principio de aplicación de la tecnología Bright Water

Fuente: (SPE 218394)

Esta tecnología cuenta con cuatro fases, en la primera fase se selecciona el pozo inyector y un pozo productor. En la segunda fase se realiza un programa de monitoreo para verificar la conexión entre el pozo inyector (se inyecta un trazador para determinar

el tiempo de llegada y se simula numéricamente) y el pozo productor. En la tercera fase se inyecta el fluido Bright Water y se monitorea constantemente. Y en la fase final si se tiene éxito en las fases anteriores se procede a aplicar en otras zonas del campo (Ghaddab et al., 2010).

Bright Water es una marca específica de polímeros térmicamente activos (TAP) desarrollada para mejorar la eficiencia de la inyección de agua en la recuperación mejorada de petróleo (EOR). Este polímero es un ejemplo comercial dentro de la categoría más amplia de TAP (Thermally Active Polymers), que son diseñados para activarse con la temperatura del subsuelo, mejorar la eficiencia de barrido, y aumentar la producción de petróleo en reservorios de alta heterogeneidad o con problemas de canalización. Bright Water es un tipo de TAP que ha sido optimizado para situaciones específicas, pero hay otros polímeros térmicamente activos que pueden tener diferentes propiedades para ajustarse a condiciones de yacimientos más particulares o exigentes.

La principal diferencia entre Bright Water y otros polímeros térmicamente activos radica en su formulación química y características de activación:

Composición y Activación: Bright Water está compuesto por partículas de tamaño micro que se mantienen en un estado inerte hasta que alcanzan una temperatura específica del reservorio, generalmente mayor a 90°C, lo que provoca una expansión significativa de las partículas, bloqueando las zonas de alta permeabilidad y dirigiendo el agua inyectada

hacia las zonas de baja permeabilidad. Este comportamiento lo diferencia de otros polímeros que pueden activarse a diferentes temperaturas o con diferentes composiciones químicas.

Tamaño y Propiedades: Los polímeros como Bright Water están diseñados para aumentar su tamaño una vez activados por el calor. Sin embargo, otros TAP pueden tener características ligeramente distintas, como tamaños de partículas o tiempos de retardo de activación variables, dependiendo del diseño específico para un tipo de reservorio o condición geológica particular.

Aplicaciones específicas: Bright Water se ha probado ampliamente en el campo y tiene un historial documentado de éxito en proyectos de recuperación secundaria y terciaria en reservorios de petróleo con desafíos de canalización. Otras versiones de TAP podrían estar en fases experimentales o en desarrollo para diferentes rangos de temperatura y salinidad.

Uno de los conceptos que permite el éxito de este proceso es el Movimiento Browniano que se refiere a los movimiento y choques de las partículas presentes en un fluido, esto evita que las partículas se asienten en el momento de la inyección antes de la expansión en la zona de interés (TIORCO A NALCO & STEPAN COMPANY, 2010).

3. METODOLOGÍA

La presente tesis se llevó a cabo utilizando una metodología teórica con enfoque cuantitativo basada en la búsqueda bibliográfica sobre el efecto de la tecnología Bright Water en el recobro de crudo en campos maduros. Este enfoque permitió recopilar y analizar información relevante de diversas fuentes académicas y científicas, facilitando una comprensión profunda del tema abordado, con base en los casos estudio. A través de esta metodología, se logró construir un marco teórico que sustenta los análisis y su posible implementación en futuros proyectos de recobro en el mundo y Colombia. En la Tabla 1 se presentan las fases para el desarrollo de este trabajo, delineando de manera clara y estructurada los pasos fundamentales que se llevaron a cabo a lo largo del proceso de investigación. Cada fase está diseñada para asegurar en cumplimiento de los objetivos propuestos.

Tabla 1. Fases implementadas en la metodología.

Objetivos específicos	Fases
Analizar el funcionamiento de la tecnología Bright Water en el control de la canalización de agua en las formaciones, mediante una revisión bibliográfica.	Fase 1: Describir el funcionamiento, ventajas y desventajas de la tecnología Bright Water, con base en estudios previos realizados y publicados en literatura.
Estimar un rango de parámetros que presenten mayor incidencia sobre los mecanismos e implementación de la tecnología Bright Water en medios porosos.	Fase 2: Determinar los rangos mínimos y/o máximos de los parámetros con mayor incidencia sobre la implementación de la tecnología Bright Water.

Analizar el comportamiento sobre la producción de campos sometidos al proceso de inyección de agua posterior al uso de la tecnología Bright Water, a través de soportes de la literatura.

Fase 3: Analizar los ejemplos o casos estudios en campos petroleros en el mundo y Colombia que han sido sometidos al proceso de recobro con la tecnología Bright Water, mostrando su ubicación, proceso implementado y resultados obtenidos, mediante revisión bibliográfica.

4. RESULTADOS Y ANÁLISIS

4.1 Requisitos para su implementación.

Es importante considerar que en la técnica el uso del polímero que se Activa Térmicamente (TAP) es la innovación en la recuperación mejorada de petróleo, y este responde según los cambios de temperatura en el yacimiento. A medida que se inyecta el polímero en el reservorio, este se activa térmicamente en respuesta a las condiciones del yacimiento, lo que mejora su viscosidad y permite un mejor desplazamiento del crudo. Por otra parte, el proceso está sujeto a campos ya maduros y que fueron sometidos a un proceso de inyección de agua, estos deben presentar altos cortes de agua y evidencia de un aumento significativo en la producción de crudo al momento de iniciada la inyección. Además, para una implementación exitosa esta tecnología deberá contar con los siguientes requisitos como mínimo:

- Ausencia de fracturas en la formación.

- Corte de agua de menos del 98%.
- Temperatura de yacimiento entre 35°C y 120°C.
- Depósitos de areniscas (preferiblemente).
- Evidencia de zonas de agua con fugas.
- Agua de inyección con pH > 6 (Ghaddab et al., 2010)

Con la selección de las mejores condiciones de campo se puede indicar que la técnica Bright Water no solo optimiza la movilidad del petróleo, sino que también ayuda a controlar la viscosidad del fluido inyectado, lo que reduce el riesgo de formación de incrustaciones y mejora la eficiencia del proceso de extracción. La implementación de TAP ha demostrado ser efectiva en yacimientos donde las condiciones de temperatura son variables, brindando una solución adaptable para maximizar la recuperación de crudo. Adicionalmente, a las condiciones indicadas anteriormente, se puede decir que para una mayor eficiencia el medio acuoso debe presentar los parámetros de calidad indicados en la tabla 2.

Tabla 2. Parámetros de calidad del agua para tratamientos TAP.

Parámetro	Requisito
pH	> 6
Sólidos en suspensión (ppm)	< 150,000
Alcalinidad (ppm)	< 1,000
Cl, (ppm)	< 100,000
O ₂ , (ppb)	< 50
Fe ⁺⁺ , (ppm)	< 20
H ₂ S, (ppm)	< 100
C _a ⁺⁺ , (ppm)	< 10,000 (at T > 75 °C)

$$\text{Mg}^{++}, (\text{ppm}) < 3,000 \text{ (at } T < 75 \text{ } ^\circ\text{C})$$

Fuente: Lessons Learned from the Implementation of Two Thermally Active Polymer Campaigns as an In-Depth Conformance Technology: Yariguí Field, Colombia (2024). SPE-218208-MS, Pag.16.

Existen una serie de ítems que pueden ser determinantes en la implementación o descarte de la tecnología de recobro Bright Water las cuales son:

- El aceite móvil remanente sea <10% OOIP.
- El inyector se completa en un acuífero, es decir el proceso de inyección de agua se realizó con el fin de mantener la presión y no con el fin de desplazar el petróleo in situ.
- Formaciones con permeabilidades muy bajas.
- Depósitos fracturados y/o carbonatos.
- Tiempo de irrupción de agua muy lento (años).
- Los sistemas altamente ácidos (pH <6).
- Salinidad del agua inyectada superior a 150.000 ppm.
- Aceites muy viscosos.
- Fracturas naturales mínimas. (TIORCO A NALCO & STEPAN COMPANY, 2010)

4.2 Ventajas y beneficios de su implementación

En la actualidad, se ha aplicado el tratamiento TAP en varios proyectos en el mundo, y se estima que la tecnología Bright Water podría mejorar la recuperación de petróleo hasta en un 20% durante la vida útil del campo. La empresa BP tiene varios casos de campo, como Milne Point y Prudhoe Bay en Alaska, con una tasa de éxito del 75 % en

la implementación de Bright Water. Sólo en Prudhoe Bay se realizaron más de 90 tratamientos TAP, los cuales mostraron resultados positivos en la mejora de la eficiencia del barrido por inyección de agua, lo que resultó en una recuperación incremental sustancial de petróleo, que fue más económica en comparación con otros proyectos de pozos (Al Bahri et al., 2020). A continuación, se mencionan algunas de las ventajas operativas complementarias en conjunto con el aumento del factor de recobro que tiene este tipo de proyectos:

- **Aplicación sencilla:** El fluido TAP se puede desplegar con el sistema de inyección existente y directamente en la corriente de inyección de agua convencional y no requiere cierre de pozos.
- **Aplicación versátil:** Se puede utilizar de manera eficaz en salmueras con una concentración de sólidos disueltos totales (TDS) de hasta 200.000 partes por millón (ppm) y no se daña por cizallamiento al momento de la inyección puesto que actúa común tipo de agua desde cabeza de pozo hasta el momento de ingreso al depósito.
- **Inyectividad mantenida y mejorada:** el tratamiento con TAP produce una pérdida mínima de inyectividad durante y después del proceso debido a su viscosidad muy similar a la del agua y a la penetración profunda de las moléculas de TAP activadas. En ocasiones, también se ha observado una mejora de la inyectividad debido principalmente a la inyección de dispersantes y sus efectos en la limpieza cercana al pozo.

- **Aplicación compacta:** La aplicación de TAP ocupa poco espacio, lo que la convierte en una opción que ahorra espacio en las facilidades de superficie.
- **Compatibilidad con las instalaciones de producción:** la tecnología TAP no tiene efectos adversos en las instalaciones de producción como pueden ser problemas de emulsiones, problemas en la calidad del agua y del aceite. Por el contrario, contribuye a reducir los costos asociados con el tratamiento y la manipulación del agua producida. (Kazempour et al., 2024).

4.3 Criterios de diseño y rechazo de candidatos.

La implementación de un piloto exitoso requiere varias etapas de planificación y ejecución como lo muestra el pozo escogido para la prueba piloto en el campo El Borma de la figura 7. En general, una vez que se conoce el objetivo principal, es necesario seleccionar las áreas piloto, determinar el tamaño del proyecto piloto, costos de diseño, comprender los requisitos químicos (datos químicos y reológicos de los fluidos inyectados y producidos), realizar una evaluación de simulación exhaustiva y, finalmente, realizar el proyecto piloto supervisado para garantizar que todas las actividades implementadas se realicen según lo diseñado y monitoreado para evaluar los resultados. (Alsane et al, 2023)

seguimiento y evaluación postratamiento buscando siempre la optimización del proceso. (Salehi et al., 2012; Wu et al., 2023).

4.4 Selección del polímero termo-activo (TAP).

Existen varios tipos de polímeros que proporcionan diferentes velocidades de hinchamiento a diferentes temperaturas, conocidas como grados de reacción, la selección del polímero con los grados de reacción adecuados para tiempo de viaje del fluido hasta la formación requiere de varios estudios especializados de simulación y laboratorio. Para el éxito en la selección también es necesario ejecutar pruebas de botellas, tubos delgados, inundaciones de núcleo en laboratorio simulando condiciones de yacimiento (salmuera, pH, temperatura, presión etc.) para confirmar la viscosidad / resistencia y los factores de resistencia que se puedan presentar en la formación. (Ghaddab et al., 2010)

Estos son otros de los factores para tener en cuenta en la selección:

- Características del agua de inyección.
- Obtener un diseño tiempo desde el inicio de la inyección.
- Tasas de inyección.
- Cortes de agua.
- Información geológica de la formación.
- Información reológica del agua de inyección.
- Profundidades y presiones registradas de la formación.

En la Figura 8, se presentan los distintos tipos de polímeros utilizados en El Borma, ilustrando la variedad de materiales que contribuyen a las propiedades y características específicas del producto. Esta representación permite visualizar las opciones disponibles y su aplicación en diferentes contextos dentro del proceso de fabricación.



Figura 8. Ejemplo de los diferentes tipos de polímeros utilizados en El Borma.

Fuente: Ghaddab, F. Kaddour, K. & Otros. (2010). SPE 136140, Pag.7.

La salinidad de la formación es uno de los grandes desafíos de esta tecnología, una baja salinidad representará una mayor viscosidad inicial en comparación con salmueras de alta salinidad a la misma temperatura, lo cual reducirá la movilidad del polímero en la formación. Por esto rigurosas pruebas de laboratorio son necesarias con varios polímeros (ver figura 8) para poder escoger el que posea los grados de reacción apropiados simulando las condiciones petrofísicas de la formación en el laboratorio (Ghaddab et al., 2010).

4.5 Las herramientas de vigilancia utilizadas para evaluar el tratamiento de Bright Water.

Se realizan una serie de pruebas con el fin de monitorear el desempeño del fluido Bright Water en la formaciones intervenidas que son: pruebas de trazadores químicos entre el pozo inyector y los productores, prueba de caudales en pozos productores, medición sistemática de los cortes de agua, pruebas de caídas de presión, monitoreo de inyectividad en el pozo inyector (con el fin de predecir el comportamiento de BW desde superficie hasta antes de irrumpir en la formación), pruebas para hallar la nueva presión de fractura y registros de producción vs inyección. Estas pruebas se pueden realizar antes, durante y/o después de la inyección BW con el fin de evaluar los efectos generado en la producción de hidrocarburos y cortes de agua (Gobran et al., 2013).

Detección de trazadores químicos:

La técnica de monitoreo de fluidos de inyección en yacimientos mediante trazadores se ha aplicado en numerosos campos en todo el mundo son utilizados para la caracterización y diagnóstico de los reservorios. El trazador químico es una sustancia natural que se encuentra presente en los fluidos o un elemento químico, estos pueden ser radioactivos naturales, radioactivos artificiales, activables e isótopos estables. Estos se agregan a los fluidos inyectados en pequeñas cantidades y se monitorea su presencia en la superficie de los pozos de productores adyacentes. Se utiliza para confirmar el tiempo de transición mínimo entre los pozos inyectores hasta los productores, lo que permite planificar el tratamiento y la operación posterior de los pozos para garantizar que el fluido

Bright Water permanezca en el suelo el tiempo suficiente para calentarse y activarse (Gobran et al., 2013).

Prueba de pozos productores:

Una de las principales medidas de vigilancia efectiva es la realización de pruebas de pozos por parte de los productores para monitorear el desempeño de los pozos antes y después del tratamiento principal de BW. Las pruebas de producción establecidas para los pozos productores que se espera que se vean afectados por el tratamiento BW deben realizarse periódicamente para detectar cualquier cambio en la producción. (Gobran et al., 2013)

Medición sistemática de los cortes de agua:

Dado que se busca una reducción del 5 al 10 % en el corte de agua, se debe monitorear cualquier cambio en la tendencia del corte de agua, se deben tomar muestras de agua producida directamente en cabeza de pozo de manera rutinaria. Se debe planificar un programa de toma de muestras que se tomen periódicamente para verificar la tendencia del corte de agua durante el proceso (Gobran et al., 2013).

Pruebas de caída de presión:

Se requirieron pruebas de caída de presión para pozos de inyección de agua que habían sido tratados con BW antes y después de su implementación para identificar cualquier cambio en las propiedades del yacimiento. (Gobran et al., 2013)

Prueba de frecuencia escalonada:

Esta es una tecnología antigua, pero sigue siendo un método confiable para detectar la presión de fractura de la formación (PFF). El tratamiento con Bright Water produce cambios en la permeabilidad del yacimiento y, en consecuencia, en la presión de fractura de la formación muestra los cambios en la PFF antes y después del tratamiento como se indica en la figura 9 (Gobran et al., 2013).

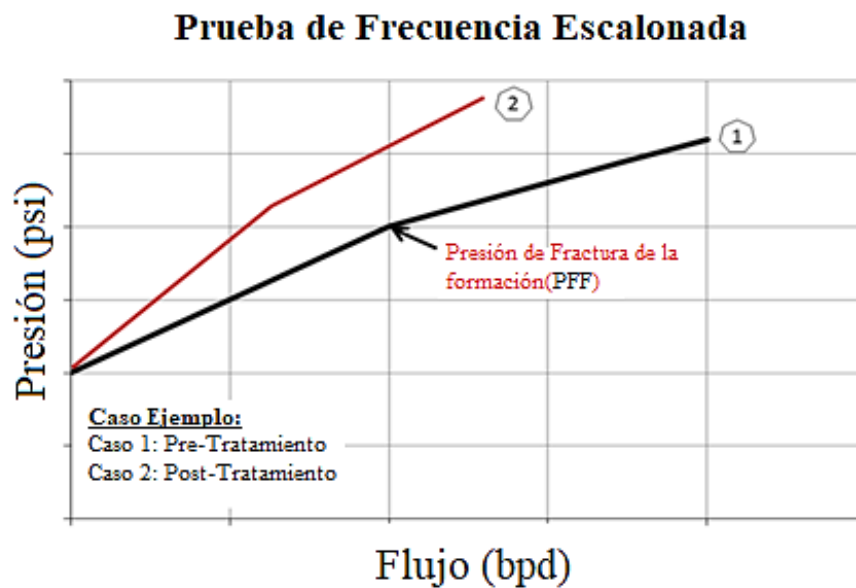


Figura 9. Ejemplo de la presión de fractura antes y después de implementar la inyección del fluido Bright Water.

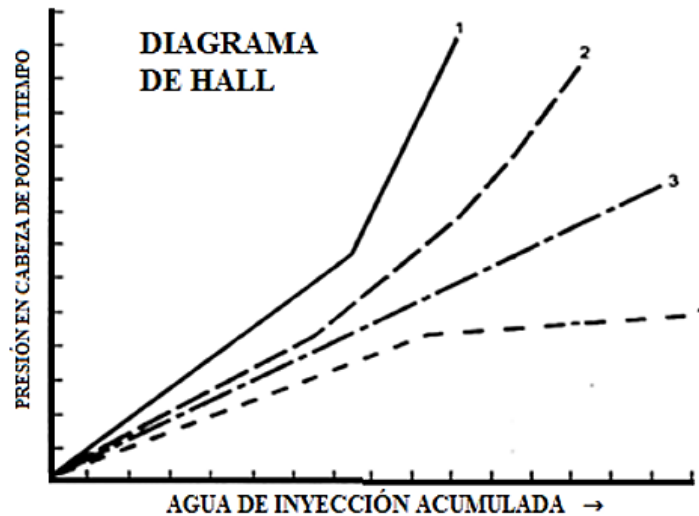
Fuente: Importance of Surveillance for Evaluating a New Reservoir Technology.

(2013). SPE 164759, Pag.4.

Monitoreo de inyektividad:

Se debe registrar la presión de inyección en la cabeza del pozo (WHIP) y las tasas de inyección con el tiempo para que los inyectores detecten el tiempo de expansión y lo

comparen con el tiempo de expansión de diseño. El diagrama de Hall es un método desarrollado originalmente para analizar el rendimiento de los pozos sometidos a la inyección de agua en yacimientos petrolíferos. El diagrama de Hall se genera al representar gráficamente la inyección de agua acumulada en función de la presión en la cabeza del pozo (Gobran et al., 2013).



1. Pozo con daño, 2. Pozo taponado gradualmente, 3. Sin cambio, sin taponamiento y sin daños repentinos, 4. Pozo estimulado o canalización repentina.

Figura 10. Ejemplo de un diagrama de Hall.

Fuente: Importance of Surveillance for Evaluating a New Reservoir Technology.

(2013). SPE 164759, Pag.5.

El diagrama de Hall permite monitorear la inyectividad del agua y la eficiencia de la inyección de manera continua y proporciona un medio para identificar las variaciones y/o cambios en algunas propiedades del yacimiento que generalmente ocurren durante el período extendido de una inyección.

Herramientas de registro de producción/inyección:

El monitoreo de los perfiles de producción e inyección en los pozos de producción e inyección es muy importante para evaluar el tratamiento de Brightwater. La herramienta de registro de producción/inyección (PLT/PLSS) se utiliza para detectar el perfil de contribución. PLT puede darnos una indicación de las capas que están compartiendo la producción y cuáles son las principales fuentes de producción,

PLSS es la herramienta equivalente a PLT en el pozo de inyección, que se utiliza para detectar la contribución de la inyección de agua contra las diferentes zonas a través de los inyectores. Por lo tanto, se recomienda ejecutar estas herramientas de registro en los pozos de producción/inyección de interés antes y después de inyectar el fluido Bright Water para monitorear cualquier cambio en la contribución de las capas. (Gobran et al., 2013)

4.6 Ejemplo de estudio base en el campo el Borma Túnez.

El Borma es un campo situado en el suroeste del Sahara, en la frontera entre Túnez y Argelia, con una extensión aproximada de 200 km², de los cuales alrededor de 160 km² corresponden a territorio tunecino. Este campo ha atravesado diversas fases de desarrollo y explotación, que se detallan a continuación:

- Producción natural: 1966 – 1975.
- Inicio de inyección de agua: 1976 – 1985.

- Pozos infill: 1986 – 1995.
- Perforación de pozos horizontales y optimización del estatus de los campos: 1996 – 2003

El Borma es el campo petrolero más grande de Túnez, este campo presenta un anticlinal triásico con areniscas de cuarzo e intercalaciones de arcilla. Es un crudo liviano de gran calidad de 41°API y sus características petrofísicas son relativamente buenas con una porosidad comprendida entre 16% - 18% y, su permeabilidad oscila en el intervalo entre 50mD a 150mD. Este campo descubierto en los años 60 tiene un corte de agua del 93% (Ghaddab et al., 2010). En la Figura 11, se presenta el esquema del campo maduro de El Borma en Túnez, ofreciendo una representación visual de su estructura y características clave. Este diagrama ilustra las distintas áreas de producción y las instalaciones asociadas, permitiendo una comprensión más clara de la organización y el funcionamiento del campo.

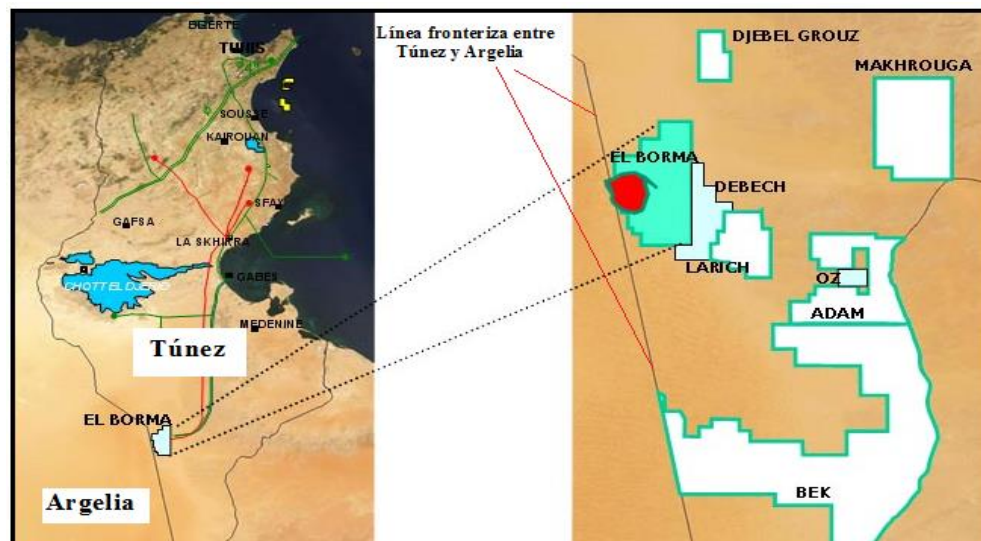


Figura 11. Esquema del Borma campo maduro en Túnez.

Fuente: Ghaddab, F. Kaddour, K. Tesconi, M. (2010). SPE 136140, Pág.1

Basándose en lo principios de aplicación del método, las características petrofísicas de los diferentes reservorios, el historial de producción e inyección, el reservorio A fue escogido para realizar el piloto, además que es el más importante en términos de reservas y producción, este se compone de dos capas, la capa superior A1 que cuenta con una baja permeabilidad y porosidad, y la capa A2 que posee mejores propiedades petrofísicas. En la tabla 3, se muestran las propiedades petrofísicas del reservorio A.

Tabla 3. Propiedades petrofísicas correspondientes al reservorio A.

Condiciones	Valor
Reservorio	A
Rango de porosidad, (%)	18-20
Rango de permeabilidad, (mD)	200-1500
Temperatura del reservorio, (°C)	75
Profundidad, (m SSL)	2400
Salinidad del agua de formación, ppm NaCl eq.	260000
Salinidad del agua inyectada, ppm NaCl eq.	4000
Salinidad del agua producida, ppm NaCl eq.	45000

Fuente: Ghaddab, F. Kaddour, K. & Otros. (2010). SPE 136140, Pag.3.

Por otra parte, en las tabas 4 y 5 se presentan los parámetros del polímero empleado en el área del piloto de inyección en El Borma y condiciones de inyección del fluido. En estas tablas se muestran las propiedades físicas y químicas del polímero, así como sus concentraciones y condiciones de uso, lo que permite evaluar su idoneidad y efectividad en el proceso de inyección. La información proporcionada es fundamental para comprender el impacto del polímero en la mejora de la producción en esta área específica.

Tabla 4 Parámetros del polímero utilizados en el área del piloto de inyección en El Borma

Variable	Valor
Temperatura, °C	75
pH	7
K, ppm	39
Na, ppm	1012
Ca, ppm	282
Mg, ppm	74
Cl, ppm	1641
SO ₄ , ppm	912

Fuente: Ghaddab, F. Kaddour, K. & Otros. (2010). SPE 136140, Pag.5.

Tabla 5. Parámetros de la inyección utilizados en el área del piloto de inyección en El Borma.

Variable	Valor
Tasa de inyección de agua, M ³ /h	15
Polímero de inyección, Lt/ Min	2,4
Concentración del polímero, % peso	1

Inyección dispersante, Lt/ Min	1,09
Concentración de la dispersión, % peso	0.45
Presión inicial en la cabeza de pozo, Bar	49

Fuente: Ghaddab, F. Kaddour, K. & Otros. (2010). SPE 136140, Pag.7.

En la figura 12, se reportan los resultados de la simulación de la producción de petróleo en el caso base, que incluye el análisis posterior a la implementación de Bright Water. Este gráfico destaca el incremento en la producción de petróleo logrado gracias a esta técnica, proporcionando una comparación visual entre los niveles de producción antes y después de su aplicación. Los datos reflejan la efectividad de Bright Water en la optimización del rendimiento del yacimiento.

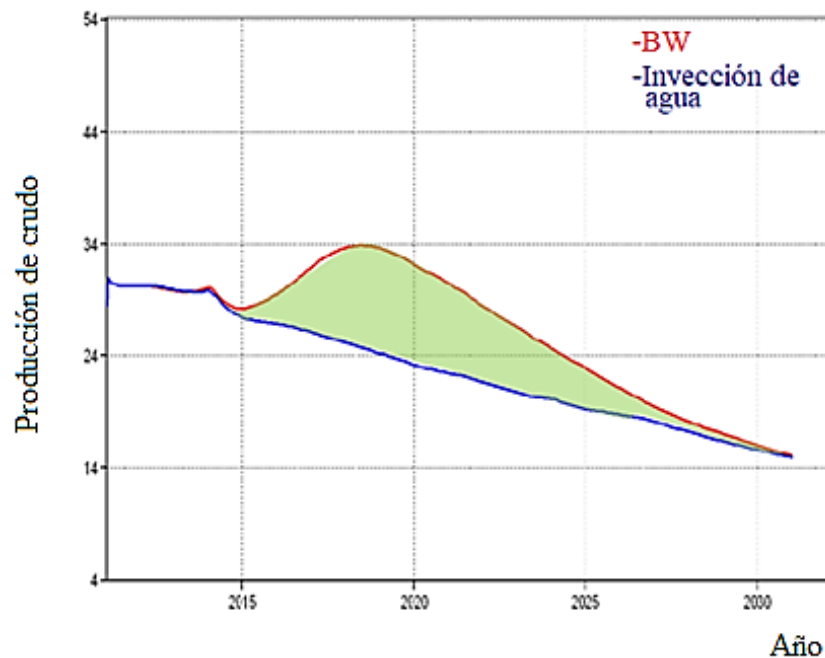


Figura 12. Simulación de la producción de petróleo caso base (línea azul), después de implementar Bright Water (línea roja) e incremental en la producción área verde.

Fuente: Thermally Activated Particle Treatment to Improve Sweep Efficiency: Pilot Test Results and Field Scale Application Design in El Borma Field (Tunisia). (2010).

SPE 154042, Pag.8.

De acuerdo con el análisis del área bajo la curva, se concluye que el método de recobro con la tecnología Bright Water superó la producción de crudo en el periodo de 2015 a 2030 al método de inyección de agua convencional, lo cual indica que la tecnología Bright presenta ventajas en términos de eficiencia y efectividad. Este resultado sugiere que la tecnología Bright Water logró un mejor desempeño en la recuperación de recursos, evidenciando su potencial para optimizar los procesos de producción. La comparación visual de las áreas resalta las ventajas de la tecnología, lo que puede influir en decisiones futuras sobre la implementación de técnicas de recobro.

4.7 Ejemplos llevados a cabo en la industria

Debido al éxito de la primera inyección en Indonesia, en el año 2002 esta tecnología se inyectó en uno de los campos del Mar del Norte del Reino Unido que es operado por BP. Desafortunadamente, el campo fue vendido antes de poder interpretar los resultados. (Frampton et al., Sweep Improvement from the Lab to the Field., 2009)

Después en 2004, BP seleccionó un campo en la vertiente norte de Alaska para inyectar aproximadamente 15.587 galones de Bright Water, el cual se dispersó utilizando 8.060 galones de surfactante. El incremental de petróleo esperado por la simulación estuvo en el intervalo de 50.000 a 250.000 bbl sobre los 10 años del proyecto. Así mismo, los

resultados fueron prometedores con un incremento de 60.000 barriles en los primeros cuatro años (Ohms et al., 2010).

En el proyecto del campo Morgan se suministraron 71 pozos inyectoros en total. Sin embargo, como solo se seleccionaron 5 pozos para el tratamiento fue necesario aislar todos los pozos inyectoros adyacentes a los pozos productores utilizados en los pilotos. El diseño del sitio se consideró cuidadosamente la geometría de la ubicación, se utilizaron 700 toneladas Bright Water y 233 toneladas de surfactante, El sistema de distribución de inyección y los altos contrastes de permeabilidad convirtieron a Morgan en un candidato ideal para el tratamiento y permitió una ejecución segura del tratamiento de Bright Water más grande registrada hasta la fecha (Towns et al., 2013).

El proyecto más importante costa afuera se realizó en El campo Ebano es un yacimiento ubicado frente a las costas de Guinea Ecuatorial en África. La producción de petróleo de este campo comenzó en mayo de 2009 y la inyección de agua comenzó en julio de 2009. Los estudios de ingeniería y de laboratorio para evaluar la viabilidad técnica del TAP comenzaron en septiembre de 2010 y la implementación piloto del TAP comenzó en abril de 2011. La inyección del tratamiento fue de 48000 bbl siendo la mayor implementación en alta mar y la segunda más grande en general que ha utilizado tecnología TAP (Choudhary et al., 2014). Otro ejemplo costa afuera, se realizó en el campo Salema en Brasil (Roussennac et al., 2010)

El primer proyecto Bright Water llevado a cabo en Rusia se realizó en el 2011 en la parte occidental de Siberia en un campo llamado Samotlor siendo este el sexto campo más grande del mundo y, el cual opera desde 1969 iniciando la inyección de agua en los años 70 (Thrasher et al., 2013). En el campo Prudhoe Bay ubicado en el norte de Alaska los primeros tratamientos piloto de TAP se bombearon a fines de 2004 y principios de 2005 (ver figura 13). (Husband et al., 2010). A partir de 2007, el número de pozos tratados ha crecido significativamente y en 2011, se inició una campaña de 5 años para lograr la implementación a escala, en donde esta implementación ha mostrado un alto grado de éxitos con la aplicación de un total de 1,6 millones de galones de productos BW. Como resultado, el proyecto mostró una recuperación incremental final total estimada de 3,4 millones de barriles, incluido un incremento histórico de 1,1 millones de barriles (TRASHER et al., 2016).

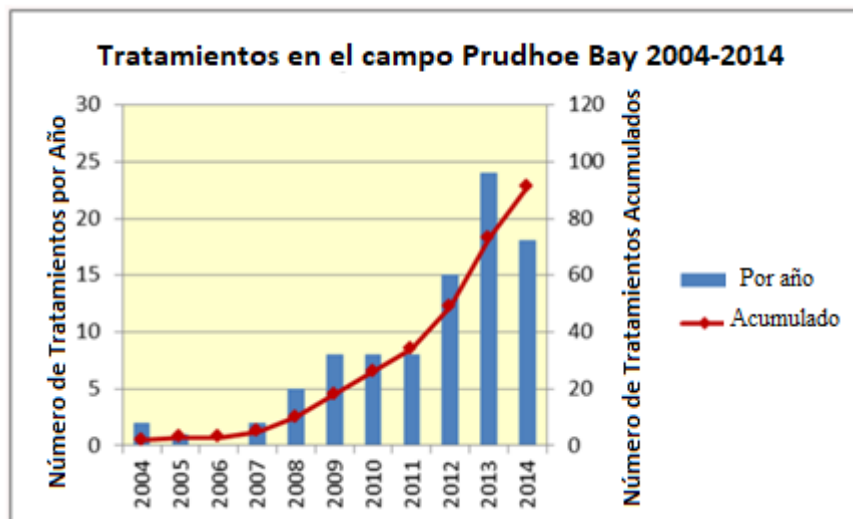


Figura 13 Número de procesos TAP implementados en el campo Prudhoe Bay por año.

Fuente: Waterflood Sweep Improvement at Prudhoe Bay, Alaska. (2016). SPE-179572-

El campo Belayim ubicado en el golfo del Suez en Egipto en producción desde 1952, produce gas y aceite, y con un sistema de inyección periférica de agua de mar. Y desde el 2014 se implementó el uso tecnología BW (Boccardi et al., 2017), logrando resultados satisfactorios en la producción de crudo y reducción en el corte de agua, demostrando ser extremadamente exitoso en términos de cronograma y en cuanto a la eficiencia de barrido de crudo remanente (Lazzarotti et al., 2017).

En Argentina fue implementado en el campo San Jorge Basin entre el 2006 y 2008, seis tratamientos en los yacimientos Piedra Clavada (PC) y Koluel Kaike (KK). Entre 4 y 6 meses después de las aplicaciones, se observó una respuesta clara y cuantificable del aceite, acompañada de una reducción en la producción de agua, en cuatro de los seis patrones tratados, mientras que la evaluación de los dos patrones restantes, el n° 2 y el n° 4, el recobro incremental no fue significativo (Mustoni et al., 2010).

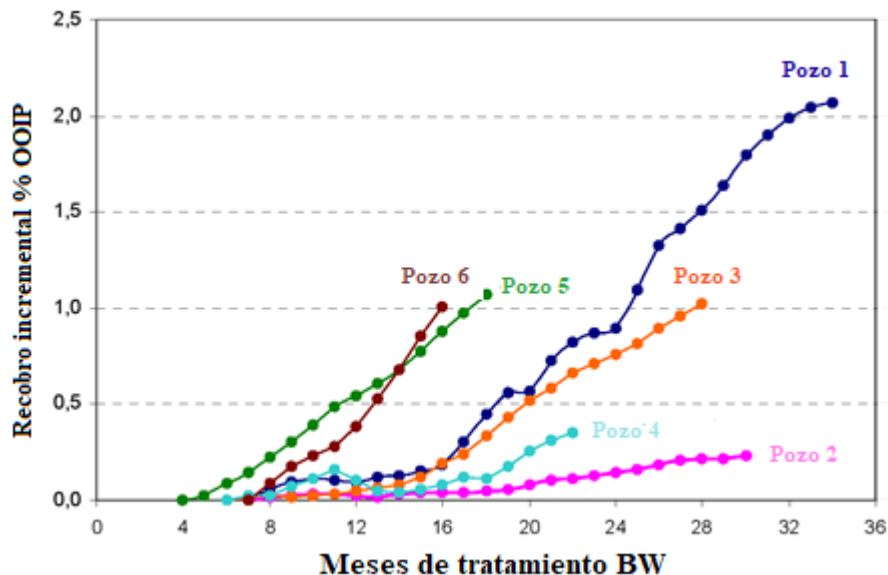


Figura 14. Porcentaje de petróleo incremental en función del tiempo (meses).

Fuente: Deep Conformance Control by a Novel Thermally Activated Particle System to Improve Sweep Efficiency in Mature Waterfloods of the San Jorge Basin. (2010). SPE-129732-MS, Pag.9.

Los resultados iniciales se produjeron en mayo de 2007, aproximadamente 7 meses después del primer tratamiento, y totaliza más de 60.000 barriles de petróleo incremental hasta mediados de 2009 (Mustoni et al., 2010). Los resultados permitieron deducir que la presencia de canales preferentes altamente conductivos y relaciones de movilidad desfavorables, estas condiciones afectan significativamente la eficiencia de barrido, lo que dio como resultado una baja recuperación de petróleo y una alta producción de agua.

El yacimiento Cerro Dragón (CD) se encuentra en el sur de Argentina, en la Cuenca del Golfo San Jorge (SJB), y se extiende con una cobertura de área de 170.000 km² y es el yacimiento de producción de petróleo más grande de Argentina, con tasas promedio de producción de petróleo y agua de 15.000 m³ /d y 214.000 m³ /d, respectivamente. Iniciando su producción primaria en 1965 e implementando la inyección de agua desde 1969 (Iuliano et al., 2020).

La evaluación, el diseño y la implementación del proyecto de inyección BW en el campo CD fue el resultado de la experiencia adquirida en aplicaciones anteriores en el país con proyectos piloto en los campos Piedra Clavada y Koluel Kaike. En comparación del volumen de los proyectos, se puede decir que el proyecto del campo CD representa

una aplicación a mayor escala de la tecnología BW en términos de número de pozos tratados, capas por pozo, reservas de petróleo y volúmenes de tratamiento (Mustoni et al., 2012). En la Figura 6, se muestran los registros de producción de petróleo, líquidos, inyección de agua y la relación agua-petróleo (WOR) en dos zonas distintas: la zona no tratada (B) y la zona tratada tras la activación del TAP (A). Esta representación permite comparar de manera clara el impacto de la activación del TAP en los parámetros de producción, destacando las diferencias en el rendimiento entre ambas áreas. Los datos reflejan la efectividad del tratamiento en la optimización de la producción de petróleo y la gestión de recursos en el campo.

Después de la inyección TAP, las curvas de declive del petróleo y WOR exhiben un efecto de suavizado, estabilizándose alrededor de sus niveles de tratamiento previos al TAP durante más de 4 años. Esta tendencia sugiere el potencial de reservas adicionales a través de la inyección TAP, lo que contribuye a una vida útil prolongada del yacimiento. Según el análisis de la curva de declive, la recuperación de petróleo adicional estimada del tratamiento TAP hasta el momento actual es de aproximadamente 85.000 barriles (Kazempour et al., 2024).

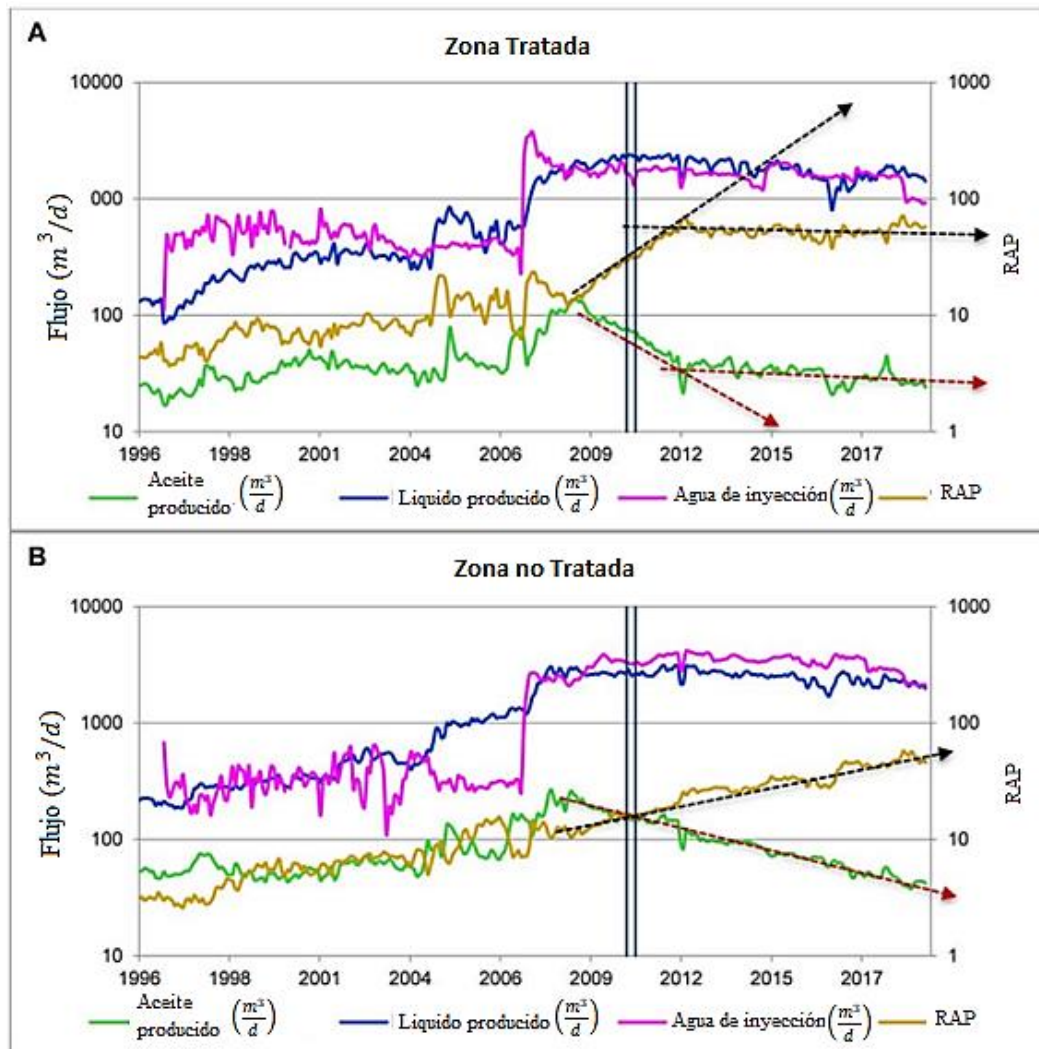


Figura 15 Producción de petróleo, líquidos, inyección de agua y WOR en la zona no tratada (B), y zona tratada después de la activación del TAP (A)

Fuente: 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 (2020). SPE-200464-MS, Pag.11.

4.8 Implementación de la tecnología Bright Water en Colombia.

En el ámbito nivel Nacional, este polímero termo activo fue empleado en el campo conocido como Yarigui Cantagallo. El campo petrolero se considera como un campo maduro, y este se encuentra ubicado en el flanco occidental de la cuenca del valle medio del Magdalena en Colombia. Aunque la producción de crudo inició en 1941, este ha sido apoyado con la inyección de agua desde 2008 con el objetivo de mantener la presión en el yacimiento y aumentar la producción de petróleo. Sin embargo, debido a la canalización del agua inyectada, el corte de agua en algunos pozos ha ido aumentando, alcanzando valores superiores al 90%. Por ello, ECOPETROL S.A. implementó el primer tratamiento de conformación profunda a través del diseño, ejecución, seguimiento y evaluación de la tecnología para mejorar la eficiencia de barrido del proceso de inyección de agua.

El diseño del tratamiento y la selección de la química se basaron en las características del yacimiento, especialmente el perfil de temperatura entre el inyector y los pozos productores secundarios en cada patrón. Por lo tanto, se llevaron a cabo pruebas de laboratorio con los fluidos representativos a varias temperaturas. (Gutierrez et al., 2022).

Tabla 6. Criterios básicos tenidos en cuenta para la selección e implementación de la tecnología Bright Water en el campo Yarigui-Cantagallo.

Fuente: Gutierrez, M. Garcia, J. & Otros. (2022). SPE 209472, Pag.6.

Factor	Características favorables para la tecnología TAP	Campo Yarigui-Cantagallo	
Tipo de formación	Formación de arenisca	Formación de arenisca	✓
Existencia de fracturas naturales en la formación	Formación sin fracturas naturales	Formación sin fracturas naturales	✓
Temperatura del reservorio	Entre 20°C y 150°C	59°C	✓
Temperatura de inyección vs Temperatura del reservorio	Mas de 20°C de diferencia	27°C	✓
PH de inyección/agua de formación	Mayor a 6	7	✓
Salinidad del agua de inyección	Menor de 150.000ppm	30000ppm	✓
Grandes contrastes de permeabilidad (K)	Permeabilidad en zonas canalizadas por lo menos tres veces mayor que las zonas de baja permeabilidad	✓	✓
Presencia de zonas sin barrer	Presencia de zonas sin barrer de mínimo el 10%	Mas de 10%	✓
Tiempo de transito	Tiempo esperado mayor a 30 días	Si	✓

En diciembre de 2020, para el cual 6344 barriles fueron inyectados a la formación a una tasa de inyección de 700 bpd, aumentando gradualmente la concentración de 3.500

ppm a 12.000 ppm (Gutierrez et al., 2022). Una vez completada la inyección en este patrón y utilizando la misma facilidad de superficie, se ejecutó el segundo patrón de inyección, el 23 de diciembre de 2020. En el segundo patrón se inyectó un acumulado de 9152 bbls de agua conteniendo TAP a una tasa de inyección de 700 bpd en una concentración de 3500 ppm hasta 8000 ppm. Los resultados de esta investigación, permitieron evidenciar que este proyecto fue la primera implementación piloto del TAP en Colombia. Así mismo, durante el monitoreo de un año, se logró evidenciar con base en los resultados a la fecha, luego de un año de monitoreo se determinó que el incremento en ambas campañas fue de 64,749 barriles con una reducción de corte de agua hasta en un 6% en los pozos productores. (Gutiérrez et al., 2024)

Considerando lo anterior, uno de los campos en Colombia que se acopla y donde se podría implementar la inyección Bright Water es el campo más antiguo del país conocido como la Cira Infantas, siendo el campo más maduro y que en 2005 después de que se implantara la inyección de agua llegó a niveles de producción que no registraba desde 1950, esto indica una buena permeabilidad efectiva entre pozos y cortes de agua muy elevados, principales requisitos para la implementación de esta tecnología como se ilustra en la figura 16.

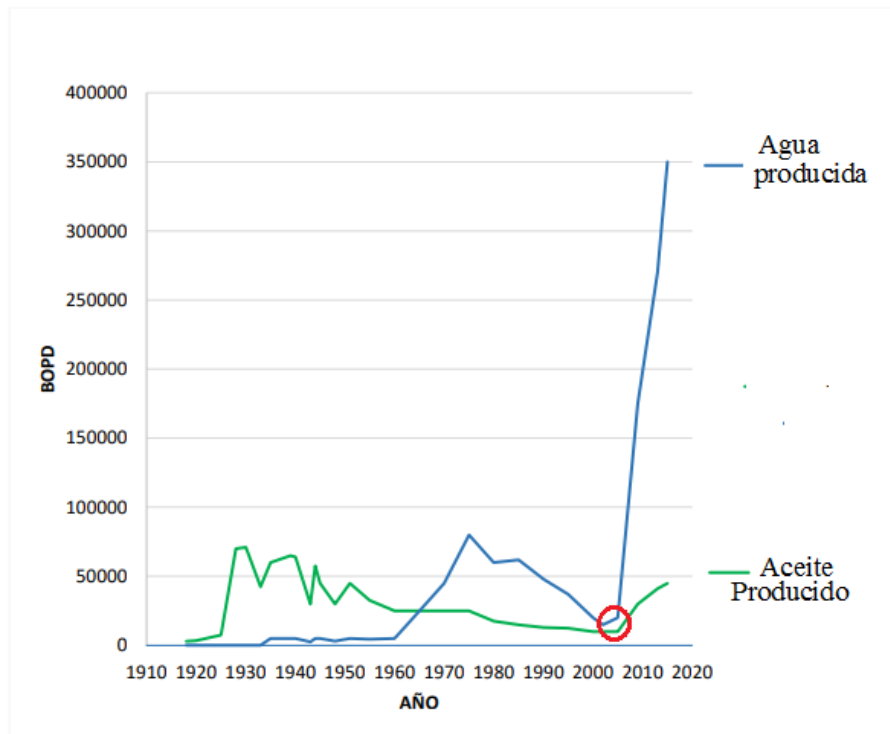


Figura 16. Producción histórica de aceite y agua del campo la Cira Infantas antes y después de la inyección de agua.

Fuente: Morros, L. Serrano, J.(2016). Evaluación técnico financiera de la implementación de una herramienta pulsante con la tecnología Powerwave para la estimulación en pozos inyectoras del campo la Cira Infantas. P,36.

Es posible que esta formación pueda tener contrastes de permeabilidad óptimos para la implementación de esta tecnología como ha ocurrido en ejemplos citados en este proyecto. Entre tanto, para la implementación de la tecnología se podría recopilar información del proceso ya implementado en el campo Yariguí Cantagallo donde el resultado ha sido exitoso, debido al incremento de la producción de crudo.

A partir de los casos de estudio mencionados en este trabajo se puede corroborar que la tecnología Bright Water (Polímero Térmicamente Activo, TAP) ha sido utilizada

con gran éxito como un agente de mejoramiento de la conformación en profundidad para yacimientos maduros y sometidos a inyección de agua durante largos periodos de tiempo, lo cual, estas técnicas convencionales han venido generando la presencia de zonas o canales de flujo preferencial.

Es importante desarrollar protocolos a nivel de laboratorio con pruebas de desplazamiento con muestras representativas de la formación en estudio, con el propósito de encontrar las mejores condiciones y formulaciones de partículas sub-micrónicas dispersas en agua de inyección como portador, y de esta manera mediante estudios de simulación lograr determinar la eficiencia del recobro de crudo cuando la tecnología Bright Water sea aplicada en fondo del pozo. En este contexto, es fundamental realizar una adecuada selección de los patrones de inyección y la estimación del volumen de tratamiento mediante el análisis de gráficos de diagnóstico y simulaciones analíticas de patrones. Por otra parte, para determinar la formulación y la selección química del producto se requieren de las características del yacimiento, especialmente el perfil de temperatura entre el pozo inyector y el pozo productor secundario en cada patrón. La información anterior es relevante para el planteamiento del diseño y pruebas experimentales con los fluidos representativos a varias temperaturas.

Finalmente, se puede indicar que la tecnología Bright Water es un método de recobro mejorado de gran interés y aplicabilidad para el mejoramiento de conformidad profunda, mediante el bloqueo de los canales de flujo preferencial, dando como resultado el barrido de nuevas áreas con alta saturación de petróleo. Con la tecnología se pueden

obtener algunos beneficios como producción incremental de petróleo, aumento potencial de las reservas y la reducción de OPEX debido a la menor producción de agua. A partir de los programas y la implementación de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) es posible obtener impactos positivos sobre la reducción de la huella de carbono y la gestión del recurso hídrico.

5. CONCLUSIONES

- La tecnología Bright Water presenta un comportamiento favorable para la extracción de crudo en campos maduros y sometidos en condiciones de inyección de agua durante largos periodos de tiempo. Esto se debe a que la adición de partículas suspendidas de polímeros térmicamente activas bajo condiciones adecuadas de presión y temperatura, genera taponamientos selectivos en la formación, dando como resultado un cambio en la canalización preferencial inicial.

- La tecnología fue diseñada para campos maduros con un proceso de inyección de agua prolongada. También se ha implementado en campos con menos de dos años de inyección pues el principal requisito son los contrastes de permeabilidad y una canalización preferencial o marcada. Sin embargo, es importante indicar que el factor de recobro con la implementación de la tecnología Bright Water puede variar dependiendo de varios factores, como son las características del yacimiento, la tecnología utilizada, la naturaleza del crudo y las condiciones operativas entre otras.

- Los resultados de las investigaciones presentadas en este trabajo permiten indicar que la tecnología Bright Water es un método de recobro mejorado de gran interés y aplicabilidad para el mejoramiento de conformidad profunda de las formaciones y al mismo tiempo puede ser usada como una alternativa para complementar los proyectos de inyección de agua. Así mismo, el éxito de los proyectos con la tecnología Bright Water se

debe posiblemente al bloqueo de los canales de flujo preferencial, dando como resultado el barrido de nuevas áreas con alta saturación de petróleo. Adicionalmente, con la tecnología se pueden obtener algunos beneficios como producción incremental de petróleo, aumento potencial de las reservas, reducción de OPEX debido a la menor producción de agua y, el aprovechamiento de la huella hídrica como alternativa para fortalecer los proyectos en el marco de los Objetivos Desarrollo Sostenible (ODS).

- Los resultados de la implementación de la tecnología Bright wáter en campo Yariquí - Cantagallo permitieron evidenciar incrementos en la recuperación de crudo y reducciones significativas en el corte del agua. Por tanto, los resultados de este proyecto piloto muestran la posibilidad de expandir la tecnología Bright Water a otros campos colombianos para obtener beneficios en el aumento del factor de recobro y reducciones en el corte de agua con valores superiores a 5% y 6 %, respectivamente.

- La disminución de agua en pozos improductivos extiende la vida útil de los campos de petróleo y gas, además de reducir los costos y la energía necesaria para el levantamiento, disminución en el uso de transporte por carro tanques y daños a la carretera, lo que se traduce en benéficos a las comunidades aledañas.

6. RECOMENDACIONES

Del presente trabajo de investigación surgen las siguientes recomendaciones a tener en cuenta:

- Para la implementación de la tecnología Bright Water en Colombia se requiere el desarrollo de protocolos, con base en una gran cantidad de pruebas rigurosas en el laboratorio y una gran logística de caracterización de los fluidos, polímeros y propiedades petrofísicas para una correcta implementación.

- Analizar el efecto de diferentes tipos de polímeros térmicamente activos que sean compatibles con los cambios de temperatura y evaluar el efecto que presentaría sobre la recuperación de crudo y reducción del corte de agua, a través de pruebas de desplazamiento empleando un adecuado diseño experimental bajo diferentes escenarios de condiciones de operación.

- Si bien, se muestran aplicaciones de casos estudio del uso de la tecnología Bright Water, se recomienda analizar bajo un sistema roca-fluido, los parámetros más influyentes encontrados en los mejores escenarios y observar el comportamiento usando técnicas complementarias con trazadores y tomografía.

- Analizar la incidencia de una combinación de métodos de recobro con la tecnología Bright Water, los cuales permitan aportar las ventajas sobre la disminución al problema de canalización preferencial, y al mismo tiempo aportar beneficios en el aumento de la recuperación de crudo.

- Realizar un estudio de la tecnología donde se incluyan aspectos económicos relacionados con el costo-beneficio de la implementación de esta tecnología, además de tener en cuenta las ventajas ambientales relacionadas con la disminución en los cortes de agua y como esto puede beneficiar a las comunidades aledañas a los campos.

7. BIBLIOGRAFÍA

1. Abidin, A. Z., Puspasari, T., & Nugroho, W. A. (2012). Polymers for enhanced oil recovery technology. *Procedia Chemistry*, 4, 11-16
2. Al Bahri, Mohammed Said, Vazquez, Oscar, Beteta, Alan, Al Kalbani, Munther Mohammed, and Eric James Mackay. "Modelling the Impact of Low Salinity Waterflooding, Polymer Flooding and Thermally Activated Polymer on Produced Water Composition." Paper presented at the SPE International Oilfield Scale Conference and Exhibition, Virtual, June 2020. doi: <https://doi.org/10.2118/200667-MS>
3. Alsane, A., Al-bahar, M. A., Thakuria, C., Dhote, P., Bora, A., Dharanidharan, B., ... & Koyassan Veedu, F. (2023, January). Identifying Additional Opportunities From a Mature Oil Reservoir Having Significant Production Challenges. In *SPE Reservoir Characterisation and Simulation Conference and Exhibition?* (p. D031S018R001). SPE
4. Boccardi, A., Burini, A., Giannone, S., Intrivici, N. A., Mawad, M., & Abd Elrahman, M. (2017, March). Belayim E Integrated Program. In *Offshore Mediterranean Conference and Exhibition* (pp. OMC-2017). OMC
5. Castro, R., Maya, G., Mantilla, J., Diaz, V., Amaya, R., Lobo, A., ... & Villar, A. (2014, May). Waterflooding in Colombia: Past, present, and future. In *SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference* (pp. SPE-169459). SPE

6. Castro, R., Maya, G., Mercado, D., Trujillo, M., Soto, C., Pérez, H., ... & Sandoval, J. E. (2010, December). Enhanced oil recovery (EOR) status-Colombia. In SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference (pp. SPE-139199). SPE
7. Chappell, D. (2020). Waterflooding: Design and Development. Society of Petroleum Engineers
8. Choudhary, M. , Parekh, B. , Solis, H. , Meyer, B. , Shepstone, K. , DeZabala, E. , Prostebby, C. , Manrique, E. , Izadi, M. , and D. Larsen. "Reservoir In-Depth Waterflood Conformance: An Offshore Pilot Implementation." Paper presented at the SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, USA, April 2014. doi: <https://doi.org/10.2118/169132-MS>
9. Delgadillo, C. Diaz, V. Maya, G. Catro, R. Metodología para la priorización de tecnologías emergentes de recobro mejorado químico. 2018, Revista Fuentes: El reventón Energético
10. Espinosa, C., & Torres, K. (2015). Técnicas de recobro y recobro mejorado en yacimientos con crudos livianos, pesados y extra-pesados. J. Pet. Sci. Eng, 19.
11. Fabbri, C. , Klimenko, A. , Jouenne, S. , Cordelier, Ph. , and D. Morel. "Laboratory and Simulation Investigation of the Effect of Thermally Activated Polymer on Permeability Reduction in Highly Permeable Unconsolidated Sand." Paper presented at the SPE Asia Pacific Enhanced Oil Recovery Conference, Kuala Lumpur, Malaysia, August 2015. doi: <https://doi.org/10.2118/174672-MS>
12. Frampton, H., Morgan, J. C., Cheung, S. K., Munson, L., Chang, K. T., and D. Williams. "Development of a novel waterflood conformance control system." Paper

presented at the SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, April 2004. doi: <https://doi.org/10.2118/89391-MS>

- 13.** Garmeh, R., Izadi, M., Salehi, M., Romero, J. L., Thomas, C. P., & Manrique, E. J. (2012). Thermally active polymer to improve sweep efficiency of waterfloods: simulation and pilot design approaches. SPE-144234 Reservoir Evaluation & Engineering
- 14.** Gbadamosi, A., Patil, S., Kamal, M. S., Adewunmi, A. A., Yusuff, A. S., Agi, A., & Oseh, J. (2022). Application of polymers for chemical enhanced oil recovery: a review. *Polymers*, 14(7), 1433
- 15.** Ghaddab, F., Kaddour, K., Tesconi, M., Brancolini, A., Carniani, C., and G. Galli. "El Borma - Bright Water®: A Tertiary Method for Enhanced Oil Recovery for a Mature Field." Paper presented at the SPE Production and Operations Conference and Exhibition, Tunis, Tunisia, June 2010. (pp. SPE-136140) doi: <https://doi.org/10.2118/136140-MS>
- 16.** Gobran, M. H., Kinawy, M. M., Bayoumi, R. S., & Shahin, E. S. (2013, April). Importance of Surveillance for Evaluating a New Reservoir Technology. In SPE North Africa Technical Conference and Exhibition (pp. SPE-164759). doi: <https://doi.org/10.2118/164759-MS>
- 17.** Griffiths, D. Gagea, B. Couves, J. & OTROS "The Advantages of the Application of Automated Work Flows to Coreflood Testing: Introducing the Next Generation of BP's Advanced EOR Testing Capability" SPE-177735-MS-2015

18. Gutierrez, M. Garcia, J. Zafra, T. "In-Depth Water Conformance Control: Design, Implementation and Surveillance of the First Thermally Active Polymers Treatment TAP in a Colombia Field" 2022 SPE-209472-MS
19. Gutiérrez, M., Castro, R. H., Corredor, L. M., Fernández, F. R., Zapata, J., Jimenez, J. A., ... & Garcia, H. A. (2024, April). Chemical Enhanced Oil Recovery Experiences in Colombia: Field Pilots Review. In SPE Improved Oil Recovery Conference? (p. D031S019R003). SPE
20. Gutiérrez, M., Castro, R. H., Corredor, L. M., Rojas, D. M., Jimenez, R., García, J. S., Reyes, J. D., Dueñas, D. E., Londoño, F. W., Llanos, S., Barbosa, C., Quintero, H. I., and J. Romero. "Channeling Control and Deep Chemical Conformance Technologies: Colombian and Global Treatments Review." Paper presented at the SPE Improved Oil Recovery Conference, Tulsa, Oklahoma, USA, April 2024. doi: <https://doi.org/10.2118/218184-MS>
21. Gutierrez, M., Corredor, L. M., Castro, R. H., Barbosa, C., Quintero, H. I., Garcia, J. S., Kazempour, M., Peñuela, G., Pachon, Y. F., Cabezas, A. J., Rojas, J., and E. J. Manrique. "Lessons Learned from the Implementation of Two Thermally Active Polymer Campaigns as an In-Depth Conformance Technology: Yariguí Field, Colombia." Paper presented at the SPE Improved Oil Recovery Conference, Tulsa, Oklahoma, USA, April 2024. doi: <https://doi.org/10.2118/218208-MS>
22. Husband, M., Ohms, D., Frampton, H., Carhart, S., Carlson, B., Morgan, J. C., & Chang, K. T. (2010, April). Results of a three-well waterflood sweep improvement trial in the Prudhoe Bay field using a thermally activated particle system. In SPE Improved Oil Recovery Conference. (pp. SPE-129967). SPE

23. Iuliano, A., Gómez, J. E., Martínez, C. R., Alonso, L. C., Kazempour, M., Kiani, M., ... & Jerauld, G. (2020, August). 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. In SPE Improved Oil Recovery Conference. (p. D031S040R002). SPE-200464. <https://doi.org/10.2118/200464-MS>
24. Kazempour, M., Santamaria, R., Lizarazo, L., Gomez, J., Iuliano, A., Martinez, C., & Fernandez, D. D. (2024, February). Assessing the Performance of Thermally Active Polymer as an In-Depth Conformance Technology in a Mature Waterflooded Reservoir: A Recent Field-Scale Case Study Utilizing Interwell Tracers in Argentina's Largest Oil Producing Field. In International Petroleum Technology Conference. IPTC- 23996-MS.<https://doi.org/10.2523/IPTC-23996-MS>
25. Khamees, T. Flori, R. Zafra, Missouri University Of Science & Technology. “Investigating BrightWater® as a Potential Method of Improving Sweep Efficiency in Heterogeneous Reservoirs by Numerical Modeling” 2019 SPE-198048-MS
26. Lazzarotti, M., Rimoldi, A., Clementi, A., Mawad, M., & Abd Elrahman, M. (2017, March). Belayim Land-Polymer Injection Pilot Project. In Offshore Mediterranean Conference and Exhibition (pp. OMC-2017). OMC
27. Liu, Yongsheng, Wei, Bei, Cao, Xulong, Song, Kaoping, Yuan, Fuqing, Xue, Yu, Wang, Jianyong, Tang, Lei, Liu, Yongge, Wei, Zhijie, Zhang, Jian, and Jian Hou. "Visualization Experimental Study on In-Situ Triggered Displacement Mechanism by Microencapsulated Polymer in Porous Media." SPE J. 29 (2024): 4305–4318. doi: <https://doi.org/10.2118/221460-PA>

28. Mustoni, J. Cabrera, F. Pan American Energy. Manrique, E. "Application of a Thermally Activated Particle System for Improved Sweep Efficiency in a Multilayer, Geologically Complex Waterflood" 2012, SPE-153331 <https://doi.org/10.2118/153331-MS>
29. Mustoni, J. Pan-American Energy. Tiorco. "Deep Conformance Control by a Novel Thermally Activated Particle System to Improve Sweep Efficiency in Mature Waterfloods of the San Jorge Basin 2010, SPE 129732
30. Ohms, D., McLeod, J., Graff, Craig J., Frampton, H., Morgan, J., Cheung, S., and.. Chang, K.T.(2010, agosto) "Incremental-Oil Success From Waterflood Sweep Improvement in Alaska."In SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, The Woodlands, Texas, USA, (SPE 121761)
31. Okeke, Tobenna, and Robert Lane. "Simulation and Economic Screening of Improved Oil Recovery Methods with Emphasis on Injection Profile Control Including Waterflooding, Polymer Flooding and a Thermally Activated Deep Diverting Gel." Paper presented at the SPE Western Regional Meeting, Bakersfield, California, USA, March 2012. doi: <https://doi.org/10.2118/153740-MS>
32. Orjuela, J. M., Mesa, S. L., Ortega, A. T., & Sandoval, J. A. (2019). Revisión del panorama actual del manejo de agua de producción en la industria petrolera colombiana. Universidad Nacional de Colombia. <https://www.virtualpro.co/biblioteca/revision-del-panorama-actual-del-manejo-de-agua-de-produccion-en-la-industria-petrolera-colombiana>
33. Ortega Ramírez, A. T., Marín Maldonado, D. F., & Ochoa Rodríguez, E. D. (2019). "Revisión general de la producción elevada de agua en la industria del petróleo. Fuentes, El reventón energético.", 17 (2), 39–50
34. Pritchett, J. Frampton, H. Brinkman, J. Cheung, S. "Field Application of a New In-Depth Waterflood Conformance Improvement Tool" SPE-84897-MS-2003

35. Proñao Lopez Williams Fredy “Water In The Petroleum and Petrochemical Sector: Uses And Treatments” La Universidad De Alcala y La Universidad Rey Juan Carlos; Alcala de Henares 2019
36. Qiu, Y., Wei, M., Geng, J., & Wu, F. (2016, April). Successful field application of microgel treatment in high temperature high salinity reservoir in China. In SPE-179693 Improved Oil Recovery Conference. OnePetro
37. Rotondi, M., Lamberti, A., Masserano, F., and K. Mogensen. "Building an Enhanced Oil Recovery Culture to Maximise Asset Values." Paper presented at the SPE Asia Pacific Enhanced Oil Recovery Conference, Kuala Lumpur, Malaysia, August 2015. doi: <https://doi.org/10.2118/174694-MS>
38. Roussenac, B. Shell Brasil Ltda & Celso Tochi.” Brigh water Trial in Salema Field (Campos Basin, Brazil)”2010, SPE 131299
39. Saad, K. Ghaithan, A. King Fahd University of Petroleum and Minerals & OTROS.” Polymer Systems for Water Shutoff and Profile Modification: A Review Over the Last Decade”2014, SPE 163100
40. Salehi, M., Thomas, C. P., Kevwitch, R. M., Manrique, E., Garmeh, R., and M. Izadi. "Performance Evaluation of Thermally-Activated Polymers for Conformance Correction Applications." Paper presented at the SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, USA, April 2012. SPE-154022-MS doi: <https://doi.org/10.2118/154022-MS>
41. Salem, A. M., Khalil, S., Abdel-Aleim, G., & Roushdi, M. (2023). A Review of Recent Developments in Enhanced Oil Recovery: The Integration of Steam Injection with Chemical Additives and their Effect on Heavy Oil Recovery. *Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 25(1), 19-34
42. Thrasher, D. Nottingham, D. Stechauner, B. Ohms, D. Bp Exploration. “Waterflood Sweep Improvement at Prudhoe Bay, Alaska” 2016, SPE-179672-MS

43. Thrasher, D. R., Denyer, P., Timchuk, A. S., Zemtsov Y. V., Akinin, D. V. (2013). First Application in Russia of BrightWater Chemical for Waterflood Sweep Improvement in the Samotlor Field (Paper B12). EAGE 17th European Symposium on Improved Oil Recovery, St. Petersburg, Russia, April 16 - 18
44. Tiorco A Nalco & Stepan Company. How to maximize the value of the mature HC fields. Society of Petroleum Engineers. Budapest, 2010.URL: <https://connect.spe.org/HigherLogic/System/DownloadDocumentFile.ashx?DocumentFileKey=1fd688da-26fa-4863-b377-4ba1ca5c8fb9&forceDialog=0>
45. Towns, M. Lara, M. Thrasher, Denyer, P. Enhancing Oil Recovery in Gulf of Suez by Deep Conformance Control using a Thermally Activated Particle System 2013, SPE 164650
46. Wu, Yining, Zhang, Haiqing, Zhang, Liyuan, Huang, Yongping, Zhao, Mingwei, and Caili Dai. "Development of Novel Delayed Swelling Polymer Gel Particles with Salt Resistance for Enhanced In-Depth Permeability Control." SPE J. 29 (2024): 2060–2075. doi: <https://doi.org/10.2118/218394-PA>
47. Yossef, M.A. Mustafa, M. Salem, M. "The Effectiveness of Bright Water Treatment As a Water Shut-Off Technique In Petrobel- Egypt." Offshore Mediterranean Conference (OMC). Ravenna, Italy, 2019.1-9pp
48. Youjun, J., Vafai, K., Xu, H., & Jianjun, L. (2021). Analysis of the channeling of water injection in low permeability reservoirs with interlayer considering the seepage–stress coupling. International Journal of Numerical Methods for Heat & Fluid Flow, 31(8), 2599-2622