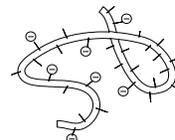


TECNOLOGÍAS DE INYECCIÓN DE POLÍMERO HPAM: REVIEW COLOMBIA

Rubén Hernán Castro García¹, Jaime Alexander Daza Ibagué²

¹Grupo de Investigación en Fenómenos de Superficie – Michael Polanyi, Facultad de Minas, Universidad Nacional de Colombia Sede Medellín, Colombia, e-mail: rhcastroga@unal.edu.co

²Facultad de Ingeniería, Diseño e Innovación, Ingeniería Industrial, Politécnico Gran Colombiano; Colombia, e-mail: alexanderdaza81@hotmail.com



RESUMEN

La inyección de polímero es una técnica ampliamente ejecutada a nivel mundial, que tiene el objetivo de mejorar la eficiencia de barrido volumétrica del yacimiento para aumentar el factor de recuperación de petróleo.

En la última década se han ejecutado en campos de Colombia diferentes aplicaciones de recobro a nivel piloto, las cuales involucraron la inyección de polímero sintético de poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas (HPAM, de sus siglas en inglés).

Con la implementación de los pilotos se evaluaron diferentes tecnologías mediante la evaluación del incremento del factor de recobro en el sector influenciado, los retos técnicos y operativos de cada tecnología, y su costo-eficiencia, entre otros.

Este artículo es una revisión de los artículos publicados en Colombia y de nuestra experiencia en el análisis de criterios de selección (screening) de las tecnologías, selección de patrones candidatos, diseño del proceso, ejecución, operación diaria de la facilidad de inyección de polímero, seguimiento y evaluación de los resultados de las primeras aplicaciones de inyección de polímero HPAM ejecutadas en diferentes campos del país.

A partir de la revisión, se estructuró un corto estado del arte y descripción de las características de cada tecnología, junto al objetivo y resultado reportado de cada piloto implementado en campos del país. Se incluyeron factores como el diseño del proceso, condiciones operativas durante su ejecución y eficiencia de recobro. Finalmente, se plantea una discusión sobre los principales desafíos presentes en las tecnologías implementadas y los esfuerzos realizados en nuevas tecnologías de polímero con potencial de aplicación en campos colombianos.

INTRODUCCIÓN

En las últimas décadas se plantearon varias iniciativas para la implementación de tecnologías en campos colombianos sometidos a recobro secundario, como por ejemplo, la inyección selectiva de agua mediante válvulas reguladoras de flujo (VRF, de sus siglas en inglés) para mejorar el perfil de inyección vertical, la inyección de trazadores interwell (IWTT, de sus siglas en inglés) para mejorar el monitoreo del proceso secundario, y la ejecución de pilotos de inyección de polímero para incrementar el factor de recobro o corregir problemas de canalización del fluido inyectado en yacimientos con alta heterogeneidad y/o alta relación de movilidad agua-aceite.

Los pilotos reportados de las diferentes tecnologías de polímero implementadas en el país se resumen a continuación: Geles de dispersión coloidal (CDG, de sus siglas en inglés) para control de movilidad y divergencia profunda (ejecutado en 2 campos), inyección de soluciones poliméricas (polymer flooding) para el control de movilidad (ejecutado en 5 campos), inyección de álcali-surfactante-polímero (ASP) para aumentar recobro (ejecutado en 2 campos), lo anterior, en sinergia con aproximadamente 40 tratamientos de mejoramiento del perfil de inyección (conformance químico) y conformance químico profundo para control de canalización ejecutados en 9 campos, con tecnología de geles rígidos y polímero térmicamente activo (TAP, de sus siglas en inglés).

Los resultados obtenidos en los pilotos ejecutados han generado un impacto positivo en el incremento de la producción de petróleo, disminución en la producción de agua y aumento en el factor de recobro en los sectores influenciados. A pesar de los retos en el diseño, ejecución y monitoreo de cada piloto, y los límites inherentes de cada tecnología, los avances obtenidos en la última década amplían las expectativas de masificación de tecnologías de inyección de polímero en diferentes campos en Colombia.

1. POTENCIAL DE TECNOLOGÍAS DE INYECCIÓN DE POLÍMERO

Colombia cuenta con aproximadamente 280 campos petrolíferos. El factor de recobro promedio del país es cercano al 19% y aproximadamente el 90% de los campos se encuentran en su etapa primaria de producción ([Castro et al. 2010](#); [Maya et al. 2010](#)). Debido a lo anterior y al grado de agotamiento de la energía de los yacimientos, alrededor de 30 campos han implementado procesos de inyección de agua como método de recobro secundario. De acuerdo con las condiciones estáticas y dinámicas de los yacimientos se ha obtenido factores de recobro incremental de todo el campo que varían entre el 1% y el 9% ([Castro et al. 2014](#)).

1.1. SCREENING

El 89% del petróleo original en sitio (OOIP, de sus siglas en inglés) de Colombia se encuentra en tan solo 54 campos ([Castro et al. 2010](#); [Maya et al. 2010](#)). En ese sentido, en 2010 (cuando la aplicación de métodos EOR en el país era incipiente) se desarrolló una metodología para la preselección de procesos de recobro mejorado (EOR, de sus siglas en inglés) mediante criterios de screening y se aplicó en esos yacimientos con alto potencial ([Trujillo et al. 2010](#)). El objetivo fue realizar una primera aproximación de los métodos de recobro que podrían ser aplicables a los yacimientos del país y compararlos con los métodos EOR ejecutados en el mundo ([Manrique et al. 2010](#)).

Como lo describen [Castro et al. \(2010\)](#) la inyección de polímero se identificó como una de las tecnologías EOR con el mayor potencial técnico de aplicabilidad, como se puede observar en la [Figura 1](#).

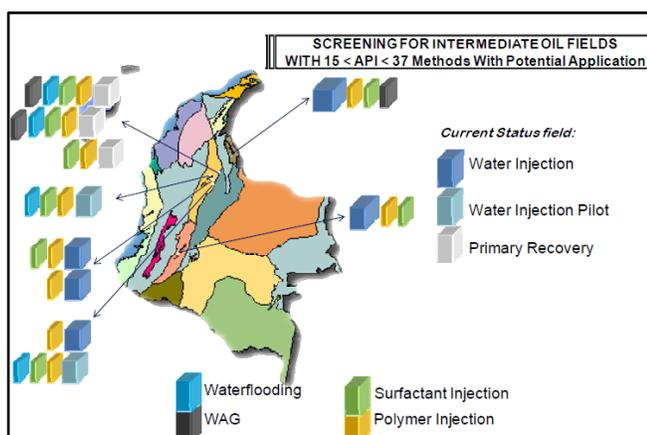


Figura 1. Resultado screening EOR para campos con crudo intermedio (figura 4. en [Castro et al. 2010](#))

1.2. METODOLOGÍA

La ejecución de los pilotos de inyección de polímero generalmente contienen las siguientes etapas: Screening, evaluación experimental, análisis geológico y de ingeniería para identificar continuidad y conectividad de cada yacimiento, simulación analítica y numérica, selección de tecnología, selección de áreas potenciales para aplicación, diseño del proceso, diseño de facilidades de superficie y subsuelo, gestión contractual, ambiental, regulatoria e inmobiliaria, conexión electro-mecánica de la facilidad de inyección, ejecución, operación diaria, monitoreo, seguimiento y evaluación técnico-económica para diseñar masificación de la tecnología.

Desde el punto de vista metodológico, es fundamental identificar el problema a solucionar en el proceso de inyección de agua, con el objetivo de seleccionar la tecnología más apropiada para el comportamiento particular de cada yacimiento. Mediante criterios básicos de ingeniería se pueden diferenciar entre cinco problemas principales: Fuente y calidad del agua inyectada, canalización, heterogeneidad del yacimiento, control de movilidad y banco de petróleo.

En el [Anexo 1](#) se presenta una metodología integrada para inyección de geles rígidos para tratamientos de conformance químico ([Maya et al. 2012](#)), en el [Anexo 2](#) se puede observar una metodología para inyección de CDG ([Castro et al. 2013](#)) y el [Anexo 3](#) contiene una metodología para procesos polymer flooding ([Castro et al. 2016](#)). Aunque en todas las tecnologías se utilizan polímeros sintéticos, la metodología planteada en cada una de ellas es diferente, lo anterior obedece a que los polímeros HPAM usados son adaptados dependiendo el objetivo de cada proceso y características específicas en cada campo.

Por otro lado, [Manrique & Alvarado \(2010\)](#) presentan estrategias de planeación y diseño para la ejecución de los procesos de recobro incluyendo las tecnologías de inyección de polímero. Mientras que [Díaz et al. \(2010\)](#) plantean una metodología para el análisis de riesgo e incertidumbre en evaluaciones financieras de procesos de recobro.

2. EXPERIENCIAS EN APLICACIONES DE INYECCIÓN DE POLÍMERO EN COLOMBIA

La efectividad de un proceso de inyección de agua puede ser evaluada a través de su eficiencia de barrido volumétrica. Si la eficiencia volumétrica es alta, el proceso de inyección será técnicamente exitoso.

Sin embargo, la eficiencia volumétrica se ve afectada negativamente por factores como la heterogeneidad del yacimiento, relación de movilidad agua-aceite desfavorable ($M > 1$) y patronamiento irregular de inyección, entre otros. Con el objetivo de mitigar dichos efectos negativos, surge la implementación de tecnologías de inyección de polímero, que fueron desarrolladas para mejorar el perfil de inyección de agua, mejorar la eficiencia volumétrica y por ende el factor de recobro.

En la última década se han ejecutado diferentes pilotos de recobro que involucran la implementación de inyección de polímero HPAM. De acuerdo con los resultados de los pilotos se diseña actualmente la masificación de las tecnologías en algunos campos de Colombia.

A continuación, se presenta un resumen de las diferentes tecnologías y de los pilotos implementados en el país:

2.1 CONFORMANCE QUÍMICO PARA CONTROL DE CANALIZACIÓN

La canalización generalmente es consecuencia de la alta heterogeneidad del yacimiento, especialmente por grandes variaciones de permeabilidad, ocasionando reducción en la eficiencia volumétrica del proceso como producto de la recirculación del fluido inyectado (Portwood & Romero, 2018). En ese sentido, desde los años 80's se inició la implementación de tratamientos de conformance químico con geles rígidos (bulk gel) en procesos de inyección de agua y gas que evidenciaban la canalización del fluido de inyección hacia los pozos productores (Sydansk & Moore, 1990). Sydansk (2000) presenta los primeros 12 años de aplicaciones exitosas de la tecnología, mientras que Aldhaeri et al. (2016) presentan una revisión a nivel mundial de la tecnología con más de 55 tratamientos de geles rígidos ejecutados desde 1978 hasta 2015.

Desde el punto de vista metodológico, para identificar la canalización del fluido de inyección se utiliza el análisis integrado de geología e ingeniería del proceso de inyección de agua (para cada uno de los patrones y yacimientos evaluados). Adicionalmente, se emplean IWTT y/o algunos gráficos diagnósticos, por ejemplo, el gráfico de comportamiento de la relación agua-petróleo y producción acumulada de petróleo (WOR vs. N_p) que permite identificar el momento en el que se presenta la irrupción del agua inyectada canalizada (Smith, 1999). La fecha de irrupción junto al inicio del proceso secundario permite identificar el volumen de canal, como se presenta en la línea punteada roja de la Figura 2.

El volumen de gel rígido a inyectar varía generalmente entre el 5% y el 50% del volumen del canal identificado (Smith, 1999), sin embargo, Aldhaeri et al. (2021) proponen un nuevo enfoque para el diseño de tratamientos de gel rígido, basado en el análisis de los diseños de 62 proyectos de campo en todo el mundo entre 1985 y 2018.

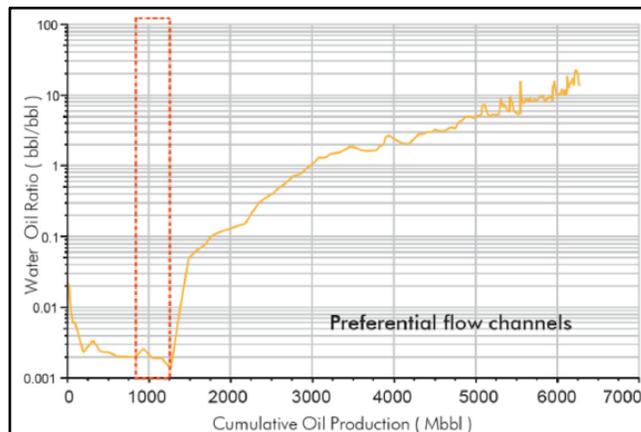


Figura 2. Gráfico diagnóstico WOR vs N_p representativo de un yacimiento canalizado (figura 5. en Maya et al. 2014)

El posicionamiento y volumen adecuado del gel rígido dentro de la zona del yacimiento previamente barrida (zona canalizada), creará una resistencia en el agua que será inyectada después del tratamiento bulk gel, como se presenta en la Figura 3. El tratamiento de conformance permite que el proceso de inyección de agua contacte zonas no barridas generando una mejor extracción del yacimiento, obteniendo menor producción de agua y mayor producción de petróleo en superficie.

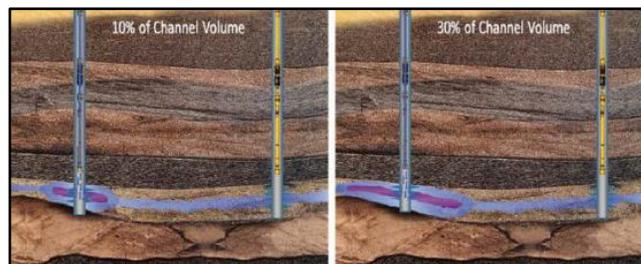


Figura 3. Posicionamiento y volumen adecuado de gel rígido a inyectar (figura 9. en Portwood & Romero, 2018)

Con respecto a la tecnología, en 1987 fue otorgada la patente de aplicación de geles poliméricos en yacimientos de hidrocarburos (Sydansk & Argabright, 1987). La tecnología de conformance químico con geles rígidos consiste en una mezcla de alta concentración de polímero HPAM (mayor que la concentración crítica de polímero C^*) de alto peso molecular (> 22 millones Dalton) en presencia de iones metálicos trivalentes como agente entrecruzador (generalmente triacetato de cromo, pero hay evidencias de que se pueden generar con otros entrecruzadores).

El polímero y el entrecruzador son mezclados desde superficie para que dentro del yacimiento dos o tres grupos carboxílicos puedan unirse a un solo catión, generando inicialmente un entrecruzamiento intramolecular y posteriormente intermolecular. Con tiempo y/o temperatura se genera una red continua de enlaces entrecruzados que forman los geles rígidos que controlan la canalización del fluido inyectado, como presenta en la [Figura 4](#).

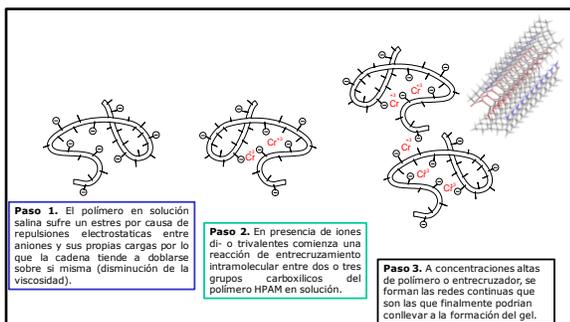


Figura 4. Mecanismo del proceso de gelación para geles rígidos (figura 6. en [Maya et al. 2011](#))

Con respecto al diseño, los geles rígidos se evalúan realizando una prueba de botella utilizando un código de medidas semicuantitativas que permite determinar y evaluar visualmente en el tiempo la fuerza, cinética de gelificación y estabilidad térmica de los geles a diferentes concentraciones de polímero HPAM y entrecruzador ([Sydansk 2007](#); [Sydansk & Romero-Zerón, 2011](#); [Maya, 2014](#)). La [Figura 5](#) presenta el código de Sydansk, el cual es ampliamente utilizado y conocido a nivel mundial para evaluación experimental de geles rígidos (la consistencia del gel es evaluada por medio de números que van del 1 al 10 y su elasticidad por medio de las letras “n”, “s”, “g” y “e”).

SIMBOLOS USADOS EN EVALUACIÓN DE GELES	
1.	Los números del 1 al 10 representan una escala arbitraria de gelificación. Los geles más sólidos reciben un puntaje de 10.
2.	Las letras pequeñas (n, s, g, e) en el área superior derecha representan una escala arbitraria de la elasticidad del gel.
n	Sin signo de gelificación (no sign).
s	Ligera tendencia a gelificar (slight tendency).
e	Buena elasticidad - El gel colapsa sin disminuirse de un tubo de ensayo cuando este se invierte.
g	Excelente elasticidad - El gel se moverá muy poco o nada cuando el tubo de ensayo se invierte.
3.	Observaciones que aparecen en la parte superior y/o inferior derecha respecto a la comparabilidad de los cuestionos.
ppt	Un precipitado se ha formado
20%	Un precipitado se ha formado y caído al fondo del tubo de ensayo
1:5	Muestra signos de sobre-reacción pero muestra forma de gel
S	El gel ha sobre-reaccionado (overreact)
Lumpy	Lumpy (grumos): solución acuosa con grumos
inc.	La incompatibilidad es evidente
Clay	Clay (arcilla)
TA	Gel desechado
DAG	Gel no se adhiere a las paredes del tubo de ensayo

NÚMEROS USADOS EN EVALUACIÓN DE GELES	
1	El gel fluye del tubo como polímero.
2	El gel fluye ligeramente más lento que el polímero.
3	El gel fluye muy lentamente y no abandona completamente el tubo.
4	Cuando se invierte el tubo la burbuja difícilmente alcanza el tope.
5	Cuando se invierte el tubo la burbuja difícilmente alcanza el tope y lo hace muy lentamente.
6	Cuando se invierte el tubo la burbuja no alcanza el tope.
7	Cuando se invierte el tubo la burbuja llega a menos de la mitad de camino del tope.
8	Cuando se invierte el tubo la burbuja difícilmente se alza del fondo.
9	Cuando se invierte el tubo la superficie del gel difícilmente se deforma.
10	Cuando se invierte el tubo la superficie del gel permanece plana.

Figura 5. Código de Sydansk para geles rígidos (figura 5. en [Maya, 2014](#))

En Colombia se han diseñado y ejecutado alrededor de 40 tratamientos con geles rígidos para control de canalización. El primer tratamiento implementado en el país para conformance químico vertical fue ejecutado en septiembre de 2008 por PETROBRAS. El tratamiento se ejecutó en pozos inyectoros canalizados debido a yacimientos naturalmente fracturados presentes en el campo Guando.

De acuerdo con [Montoya et al. \(2014\)](#) el objetivo de los dos tratamientos fue reducir la permeabilidad en las fracturas naturales más conductivas. Por tratarse de la primera ejecución en el país, la hidratación e inyección de la solución polimérica y entrecruzador se realizó adaptando facilidades de superficie usadas en procesos de estimulación. El resultado generó incremento de la producción de petróleo (172,600 BO acumulados al momento de la publicación), reducción del corte de agua hasta del 7% y un costo por barril incremental aproximado de \$US 4.46. Debido a los buenos resultados realizaron dos tratamientos adicionales entre 2013 y 2014 en el mismo campo.

Como presentan [Pérez et al. \(2012\)](#) HOCOL ejecutó en 2010 dos tratamientos de conformance en pozos inyectoros altamente canalizados del campo Balcón, incorporando en el país unidades móviles de inyección de geles semiautomáticas (MGU, de sus siglas en inglés), estas unidades realizan la hidratación y homogenización del polímero y fueron diseñadas especialmente para dichos tratamientos. El resultado generó incremento de la producción de petróleo (212,000 BO acumulados al momento de la publicación), estabilización del corte de agua y un costo por barril incremental aproximado de \$US 3.52, debido a los buenos resultados se realizó un tratamiento adicional en 2011 en el mismo campo.

De acuerdo con [Cáceres & García \(2018\)](#) las facilidades de inyección tipo MGU incorporan los siguientes sistemas:

- Tolvas de disposición del polímero seco.
- Un sistema de tornillo sinfín, activado mediante variador de velocidad que genera el desplazamiento y dosificación adecuada del polímero según las concentraciones estimadas mediante los diseños estipulados.
- Eductor ventury diseñado para el paso de agua y polímero seco.
- Tanques con agitadores para hidratación y homogenización de la mezcla de polímero y agua de producción.
- Tanque de disposición para el agente entrecruzador.
- Conjunto de bombas centrifugas para la alimentación de agua a los sistemas.
- Filtros de manga o cartucho para la fuente de agua (10 micras) y la solución polimérica (25 micras).
- Conjunto de bombas de cavidades progresivas para el desplazamiento de la solución polimérica ya hidratada y homogenizada.
- Bomba recíproca de desplazamiento positivo para el despacho de la solución polimérica (en este caso entrecruzada) dirigida a cabeza de pozo.

Por otro lado, [Maya et al. \(2011, 2012 & 2014\)](#) presentan que, en 2010 ECOPETROL ejecutó uno de los tratamientos de conformance más grande del mundo en un pozo inyector periférico para controlar zonas altamente canalizadas en el campo Tello. El resultado generó incremento de la producción de petróleo (340,000 BO acumulados al momento de la publicación), reducción del corte de agua hasta del 3%, cambio en el perfil vertical de inyección y un costo por barril incremental aproximado de \$US 2.58.

Debido a los buenos resultados se realizaron seis tratamientos adicionales entre 2010 y 2013 en el mismo campo, adicionalmente, se implementó la tecnología en los campos San Francisco (seis tratamientos), Yaguará (dos tratamientos) y Palogrande- Cebú (dos tratamientos) entre 2013 y 2014 ([Maya et al. 2014](#)), todos ejecutados con facilidad de inyección tipo MGU. El costo por barril incremental promedio de los tratamientos es inferior de \$US 5 y es comparable con los costos reportados por [Norman et al. \(2006\)](#) en tratamientos de bulk gel ejecutados en Argentina y Venezuela.

[Riaño et al. \(2017\)](#) presentan un comportamiento estadístico de los tratamientos mencionados anteriormente. La respuesta en producción incremental asociada a los tratamientos se observó entre los 6 y 12 meses después de ejecutar el conformance químico. En la [Figura 6](#) se indica el nombre del campo, el porcentaje de canal inyectado y el incremental de petróleo asociado a dicho porcentaje. Se puede inferir que el porcentaje de canal inyectado varía entre el 4% y 20%, siendo en promedio un 11% y el incremental de petróleo asociado a dicho porcentaje es 300%. En términos prácticos, se producen 3 barriles de petróleo incremental por cada barril de gel rígido inyectado, comparado con 1.66 barriles de petróleo incremental por cada barril de gel rígido inyectado reportado por [Smith \(1999\)](#).

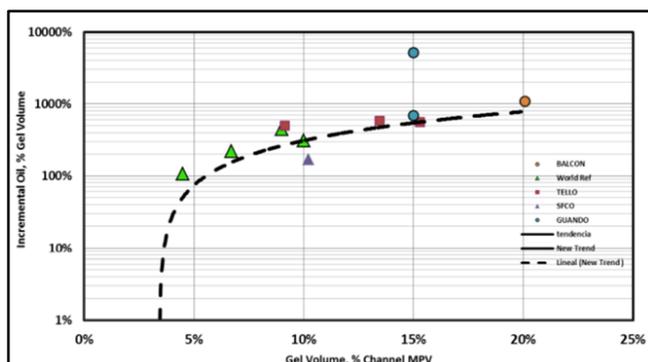


Figura 6. Estadística de los tratamientos de conformance Colombia (figura 6. en [Riaño et al. 2017](#))

En 2017 la ALIANZA OXY-ECOPETROL diseñó y ejecutó cinco tratamientos de conformance en el campo La Cira- Infantas. Por otro lado, la ALIANZA

SCHLUMBERGER-ECOPETROL diseñó y ejecutó en 2019 dos tratamientos de conformance en patrones de inyección canalizados del campo Casabe ([Padilla et al. 2019](#)). Los resultados aún no han sido publicados en la literatura, sin embargo, se ejecutan actualmente varios tratamientos adicionales en el campo Casabe y por otro lado, se han reportado estudios técnico-financieros para 16 patrones candidatos en el campo La Cira- Infantas ([Beltrán & Marín, 2018](#)).

2.2 GELES DE DISPERSIÓN COLOIDAL - CDG PARA CONTROL DE MOVILIDAD Y DIVERGENCIA PROFUNDA

De acuerdo con [Spildo et al. \(2010\)](#) la inyección CDG representa un proceso de recobro mejorado evaluado a escala de campo desde 1980, como una alternativa a los procesos de inyección de soluciones poliméricas que permiten el incremento de la eficiencia de barrido volumétrica. [Manrique et al. \(2014\)](#) realizan una revisión a nivel mundial de los procesos de inyección CDG ejecutados hasta 2014, por otro parte, [Aldhaferi et al. \(2016\)](#) analizan más de 40 procesos CDG ejecutados hasta 2015.

Los sistemas CDG tienen la ventaja respecto a los procesos polymer flooding de lograr viscosidades mucho mayores con menores concentraciones de HPAM, debido a la generación de microgeles entre el polímero y el entrecruzador necesario para la generación de los sistemas (generalmente citrato de aluminio). La [Figura 7](#) presenta de manera esquemática el funcionamiento del proceso de recuperación mejorada CDG haciendo analogía con el esquema polymer flooding ([Castro, 2011](#)).

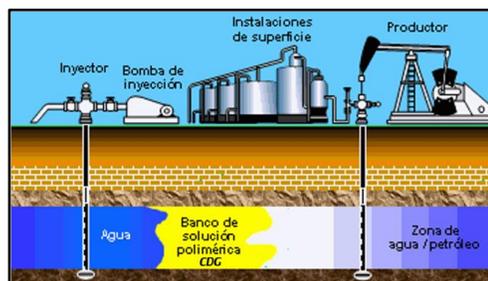


Figura 7. Esquema del proceso de inyección CDG (figura 9. en [Castro, 2011](#))

Desde el punto de vista metodológico, la factibilidad técnica de la tecnología CDG también inicia con el análisis integrado de geología e ingeniería del proceso de inyección de agua (en cada uno de los patrones y yacimientos sometidos a secundaria). La [Figura 8](#) presenta el gráfico diagnóstico WOR vs Np que permite descartar en este caso la presencia de canalización fuerte del agua inyectada debido al comportamiento de la pendiente del WOR.

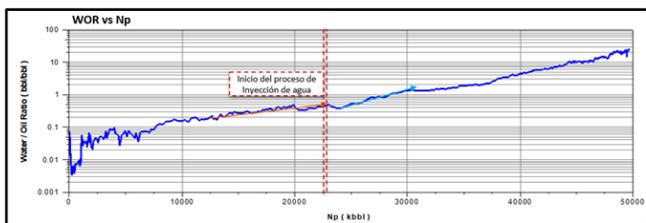


Figura 8. Gráfico diagnóstico WOR vs Np representativa de un yacimiento sin canalización (figura 4. en [Sandoval et al. 2010](#))

Una vez descartada la necesidad de realizar tratamientos de conformance químico con geles rígidos, se realiza un screening técnico y la identificación de campos con características estáticas y dinámicas similares (análogos) al campo evaluado para verificar el potencial de la tecnología.

El diseño del proceso inicia con la evaluación experimental fluido- fluido y roca- fluido de los CDG, la cual es similar a la de una solución polimérica (aunque un poco más compleja y/o controversial debido a la correcta preparación del gel y/o el uso de los polímeros HPAM con la síntesis adecuada). A la evaluación experimental solo se agrega el ensayo de la unidad de tiempo de gelificación (TGU, de sus siglas en inglés) propuesta por [Smith \(1989\)](#) que contribuye en la selección de la formulación con mejores características en consistencia y velocidad de flujo del CDG con respecto al tiempo de maduración. Por otro lado, la simulación numérica de yacimientos del proceso CDG también puede ser similar a la del proceso polymer flooding, aunque un poco más compleja si se decide incluir reacción química de los componentes como lo reporta [Castro \(2011\)](#).

Con respecto a la tecnología, la inyección de CDG genera en el yacimiento altos factores de resistencia residual (RRF, de sus siglas en inglés), que permiten el incremento de la eficiencia de barrido volumétrica y por ende el aumento del factor de recobro, como se presenta en la [Figura 9](#). Adicionalmente, la tecnología permite alta inyectividad debido a la baja concentración de HPAM y la flexibilidad operacional de poder modificar las relaciones polímero-entrecruzador en la facilidad de inyección, con menores impactos en la reducción de viscosidad a condiciones de yacimiento comparado con los procesos polymer flooding.

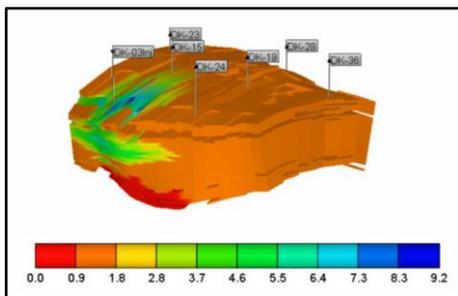


Figura 9. Simulación numérica del proceso de inyección CDG/ Distribución RRF (figura 7 en [Castro et al. 2013](#))

En 1997 fue otorgada la patente de la tecnología de aplicación CDG ([Smith, 1997](#)). Los geles de dispersión coloidal -CDG consisten en una mezcla de baja concentración de polímero HPAM (menor que la concentración crítica de polímero C^*) de alto peso molecular (>22 millones Dalton) en presencia de iones metálicos trivalentes como agente entrecruzador (generalmente citrato de aluminio).

Los CDG son partículas aproximadamente esféricas con tamaños en el rango nanométrico entre 50 y 150 nm. Las investigaciones han demostrado que las propiedades fisicoquímicas de las soluciones de CDG son similares a las de las soluciones acuosas de coloides ([Spildo et al. 2010](#)). Como se presenta en la [Figura 10](#) se generan dos o tres grupos de polímero (carboxilos) que pueden unirse a un solo catión generando el entrecruzamiento intramolecular, dando lugar con tiempo y/o temperatura, a enlaces entrecruzados entre las mismas moléculas de polímero que forman los microgeles que pueden contribuir a EOR, proporcionando tanto una desviación microscópica del flujo como un incremento del barrido macroscópico. [Díaz et al. \(2008\)](#) resaltan la diferencia en la reacción de gelación de los CDG y de los bulk gel revisados anteriormente.

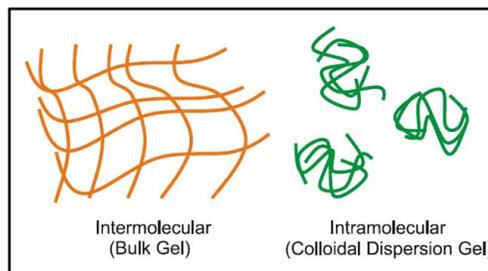


Figura 10. Mecanismo del proceso de gelación para geles de dispersión coloidal -CDG (figura 12. en [Díaz et al. 2008](#))

En Colombia la ejecución del primer tratamiento de geles de dispersión coloidal -CDG fue realizada en junio de 2011 por ECOPEPETROL en un patrón de inyección periférico del campo Dina Cretáceo ([Castro et al. 2011, 2012 & 2013](#)). El objetivo del piloto CDG fue incorporar la tecnología implementando el primer proceso de recobro mejorado químico del país, incrementar el factor de recobro, reducir la producción de agua y evaluar alternativas para poder revitalizar un campo maduro cercano a su límite económico. Se utilizó una facilidad de inyección tipo MGU y la respuesta en producción incremental se observó un mes después de iniciar la ejecución del piloto CDG.

El resultado generó incremento de la producción de petróleo (50,000 BO acumulados de 350,000 BO proyectados al momento de la publicación), reducción del corte de agua hasta del 10%, cambio en el perfil vertical de inyección y un costo por barril incremental aproximado de \$US 4.6. El costo por barril incremental promedio del piloto es

comparable con los costos reportados por [Muruaga et al. \(2008\)](#) y [Díaz et al. \(2008\)](#) en tratamientos de CDG ejecutados en Argentina.

Debido a los buenos resultados en 2013 se inyectó CDG en 4 patrones en el mismo campo (incluyendo el piloto original). [León, et al. \(2018\)](#) reportan un resumen del piloto CDG del campo Dina Cretáceo. En la [Tabla 1](#) se indica el nombre, volumen poroso y OOIP de cada patrón, la concentración de HPAM, la relación polímero-entrecruzador, periodo de inyección, volumen de gel inyectado y el porcentaje del volumen poroso de CDG.

Tabla 1. Resumen del proceso CDG del campo Dina Cretáceo (tabla 2 en [León, et al. 2018](#))

Pattern	PV Pílot, MMbbls	OOIP, MMbbls	Polymer Concentration, ppm	Polymer Cross linker ratio P:CLX	Start Date	Finish Date	Volume of Injected CDG, MMbbls	%PV Injected CDG
DK-03 (Phases I, II)	6.47	4.41	400	40:1	09/Jun/2011	31/Jun/2015	0.949	14.7
DK-06	4.75	3.43	400	40:1	27/Jun/2013	15/Feb/2015	0.939	19.8
DK-32ST	4.81	3.31	400	40:1	01/Dec/2013	31/May/2015	0.354	7.4
DK-04	9.43	6.58	500	40:1	26/Nov/2013	15/Feb/2015	1.25	13.3
Total	25.46	17.73			09/Jun/2011	31/May/2015	3.492	13.7

Es de resaltar que el volumen poroso inyectado varió entre el 7% y el 20% (14% en promedio) y se logró inyectar 1.25 millones de barriles de CDG en un solo pozo sin perder inyectividad, acorde con lo reportado por [Manrique et al. \(2014\)](#). Como resultado, en promedio se produjo 1 barril de petróleo incremental por cada 3 barril de CDG inyectado, lo que equivale a 5 barriles de petróleo incremental por cada kilogramo de CDG inyectado.

Por otro lado, en 2013 ECOPEPETROL ejecutó la tecnología CDG en 1 patrón de inyección del campo Tello, en el cual se evaluó un sistema CDG con entrecruzador de triacetato de cromo ([Alzate et al. 2017](#) realizaron la evaluación experimental fluido- fluido y roca-fluido de este sistema), similar al proceso CDG ejecutado en un yacimiento heterogéneo de Argentina ([Díaz et al. 2008](#)). Después de unos meses de prueba se evidenció pérdida de inyectividad, por lo tanto, se continuó la inyección CDG, pero utilizando el entrecruzador convencional asociado a la tecnología (citrato de aluminio).

2.3 POLYMER FLOODING PARA EL CONTROL DE MOVILIDAD

La inyección de polímero es un proceso comercial de recobro mejorado de la familia de recobro no térmico que busca mejorar la relación de movilidad agua-aceite mediante el incremento de viscosidad de la fase acuosa y la reducción de su permeabilidad efectiva, logrando así un modelo de flujo más uniforme y el incremento en la eficiencia de barrido volumétrica como se presenta en la [Figura 11](#).

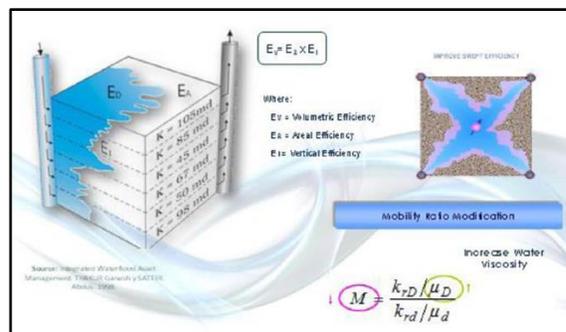


Figura 11. Relación de movilidad agua-aceite (figura 5 en [Gheneim et al. 2017](#))

Con respecto a la tecnología, en 1958 fue otorgada la patente de inyección de soluciones poliméricas a [Sandiford & Keller \(1958\)](#), los inventores agregan, entre otros polímeros, poliácridamidas parcialmente hidrolizadas - HPAM solubles en agua, como agentes para incrementar la viscosidad al mismo orden o mayor que la del petróleo a recuperar, logrando que el frente de inyección avance a través de la formación de forma homogénea para incrementar el factor de recobro. Posteriormente, [Rhudy & Haws \(1973\)](#) patentan el método polymer flooding y resaltan el concepto de degradación de solución polimérica.

De acuerdo con [Sorbie \(1991\)](#) una solución de HPAM se compone de cadenas de polímeros con un radio hidrodinámico que en gran medida depende de la salinidad de la fuente de agua de la solución. En agua destilada los grupos de polímero (cargados negativamente) se repelen entre sí, y las moléculas del polímero se extienden obteniendo el mayor volumen posible de solución, sin embargo, cuando hay presencia de sal, las moléculas de polímero se enrollan generando una reducción de la viscosidad de la solución.

El uso de polímeros en procesos de recuperación mejorada de petróleo se remonta a principios de los 60's, desde entonces un gran número de pruebas en campo con polímeros fueron reportadas en la literatura, con un mayor número de casos exitosos alrededor del mundo a partir de la década de los 80's, especialmente en China donde la producción de petróleo debido a procesos de recobro químico es significativa.

En las aplicaciones de campo se han usado dos tipos de polímeros; polímeros sintéticos y biopolímeros. En general, más del 90% de las aplicaciones de campo han sido HPAM ([Sheng, 2011](#)). La experiencia adquirida desde estudios de laboratorio hasta el diseño e implementación de campo ha sido bien documentada en la literatura. [Manrique et al. \(2017\)](#) realizan una revisión a nivel mundial de la tecnología y presenta breves discusiones de revisiones históricas a nivel mundial sobre proyectos polymer flooding.

Desde el punto de vista metodológico, la factibilidad técnica de un proyecto polymer flooding, también utiliza el análisis integrado del proceso secundario, posteriormente se realiza un screening y la identificación de campos análogos donde se haya ejecutado el proceso. Como parte del diseño del proceso se realiza el estudio experimental fluido-fluido y roca-fluido, el cual se basa principalmente en las prácticas recomendadas para la evaluación de polímeros usados en operaciones de recobro mejorado de petróleo ([API RP63, 1990](#)) y/o mejoras realizadas por referentes mundiales en este tipo de evaluaciones experimentales.

De acuerdo con [Castro et al. \(2016\)](#), las soluciones poliméricas son evaluadas experimentalmente en diferentes condiciones, principalmente para obtener el grupo de parámetros de entrada para la simulación numérica de la inyección de polímero, como se muestra en la [Figura 12](#).

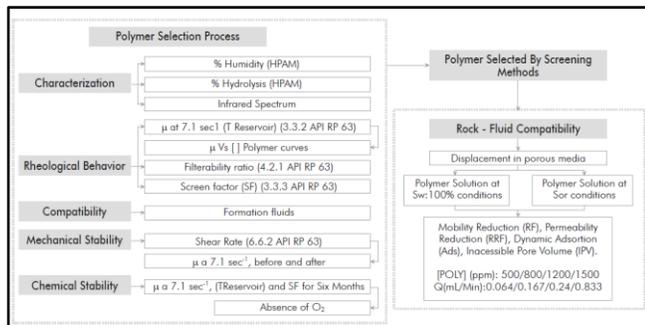


Figura 12. Metodología evaluación experimental Polymer flooding (figura 1 en [Castro et al. 2016](#))

Posteriormente, se realiza la simulación numérica de yacimientos. En esta etapa se requiere que el simulador represente las siguientes características: Control de movilidad, retención de polímero, dispersión física, volumen poroso inaccesible, viscosidad aparente y factor de resistencia, entre otros ([Ramos et al. 2014](#)). Una vez ha sido seleccionada el software adecuado, se procede a la construcción del modelo de simulación y a cargar la información estática y dinámica del yacimiento.

La simulación numérica permite representar de forma aproximada el comportamiento de los fenómenos y procesos que pueden ocurrir en el yacimiento, permitiendo realizar ajuste histórico y pronósticos del comportamiento de la solución polimérica mediante cuatro parámetros (obtenidos en el estudio experimental). El primer parámetro es la adsorción de polímero que ayuda a determinar de manera conjunta la retención, adsorción, y entrapamiento del polímero en la roca y su velocidad de propagación en el yacimiento. El segundo corresponde al volumen poroso inaccesible (IPV) importante para modelar la fracción porosa de la roca en la cual la solución polimérica no penetraría, el tercero corresponde a la viscosidad de la solución polimérica en función de la concentración de

polímero y las tasas de corte que están directamente relacionadas con la reducción de movilidad (RF), y el cuarto es la reducción de permeabilidad en el yacimiento después del proceso de inyección de polímero (RRF).

El modelamiento numérico del proceso polymer flooding soporta el diseño operativo del proceso de inyección ya que ayuda a definir el porcentaje del volumen poroso a inyectar, condiciones iniciales, condiciones operativas, estimados de capacidad de las facilidades de superficie y evaluación técnica y económica de diferentes escenarios.

La ejecución del primer proceso polymer flooding en Colombia fue realizada en marzo de 2014 por ECOPETROL en dos patrones de inyección adyacentes del campo Yariguí- Cantagallo ([Maya et al. 2015](#)). El objetivo del proceso fue incorporar la tecnología en el país, incrementar la producción de petróleo y el factor de recobro. La estrategia utilizada en la ejecución fue involucrar a dos empresas de servicio reconocidas a nivel mundial, cada una realizó el suministro de polímero, la operación, el mantenimiento y el alquiler de la facilidad de inyección para un patrón de inyección. Ambas compañías iniciaron la inyección de polímero con facilidades tipo MGU y posteriormente una de ellas incorporó una facilidad MGU que incorporaba tecnología de blanketing de nitrógeno, el cual tiene el objetivo de desplazar la presencia de oxígeno evitando degradación química del polímero en su etapa de preparación, hidratación y homogenización.

De acuerdo con [Maya et al. \(2015\)](#) el resultado generó incremento de la producción de petróleo (60,000 BO acumulados de 1,200,000 BO proyectados al momento de la publicación), estabilización del corte de agua, cambio en el perfil vertical de inyección y un costo por barril incremental aproximado de \$US 4.6. Debido a los buenos resultados en 2016 se inició el proceso en otros dos pozos inyectores adyacentes en el mismo campo conformando, junto a los dos pozos que iniciaron en 2014, un patrón de inyección irregular normal.

En 2014 la ALIANZA SCHLUMBERGER-ECOPETROL diseñó ([Chaparro et al. 2013](#)) y ejecutó un proceso de inyección de polímero sulfonado, confinado a dos yacimientos principales, en cuatro pozos inyectores que conformaron un patrón de inyección irregular normal en el campo Casabe ([Gheneim et al. 2017](#); [Acosta et al. 2017](#)). Se utilizó una unidad de inyección de polímero (PIU, de sus siglas en inglés) que es más avanzada que la MGU, con automatización completa, también con blanketing de nitrógeno y con una unidad laminadora de polímero (PSU, de sus siglas en inglés) que promueve una mejor disolución del polímero a comparación del sistema eductor-ventury. El resultado generó incremento del factor de recobro del 2% y una reducción del corte de agua hasta del 6%.

Por otro lado, en 2015 ECOPEPETROL ejecutó un proceso de inyección de polímero en dos patrones de inyección del campo Palogrande- Cebú ([Castro et al. 2016](#); [Pérez et al. 2017](#)). La estrategia utilizada fue iniciar la inyección de polímero con facilidad tipo MGU y posteriormente reemplazar la facilidad de inyección por una unidad de inyección móvil (MIU, de sus siglas en inglés) tipo tráiler que posee los mismos sistemas de la PIU, pero de menor capacidad. Se utilizó la misma facilidad de inyección para inyectar en los dos patrones separados por 3 km de distancia, se evaluaron dos fuentes de agua, tres polímeros de diferente peso molecular y diferentes biocidas en la química del sistema de inyección de agua del campo.

El resultado generó incremento de la producción de petróleo (85,000 BO acumulados al momento de la publicación), reducción del corte de agua de hasta del 10%, cambio en el perfil vertical de inyección y un costo por barril incremental aproximado entre \$US 5 y \$US 8. De acuerdo con [León et al. \(2018\)](#) el incremento de la producción ascendió a 158,885 BO acumulados al momento de la publicación de 643,600 BO proyectados, adicionalmente, los autores relacionan expectativa de incremento del factor de recobro hasta del 8.8% en uno de los patrones.

Por otro lado, ECOPEPETROL inició en 2015 un proceso de inyección de polímero sulfonado en un patrón de inyección irregular del campo Chichimene ([Jiménez et al. 2017](#)), el objetivo del proceso fue evaluar la tecnología para incrementar la producción de petróleo y el factor de recobro del sector piloto. Se utilizó una facilidad tipo MIU. Adicional al desafío que implica la alta viscosidad y temperatura del yacimiento, se sumó el gran reto de mantener la calidad de agua en condiciones favorables para el proceso de disolución, hidratación e inyección de polímero. El resultado generó incremento de la producción de petróleo (17,000 BO acumulados al momento de la publicación) y reducción del corte de agua, debido al potencial de la tecnología y su posible impacto en reservas se implementaron cuatro patrones adicionales en 2019 en el mismo campo (usando facilidades tipo MIU y PIU).

Finalmente, en 2016 la ALIANZA OXY-ECOPEPETROL implementó un proceso polymer flooding en dos patrones de inyección del campo La Cira- Infantas con unidades de inyección tipo PIU y MGU. De acuerdo con [Beltrán & Marín \(2018\)](#) el resultado generó producción incremental de petróleo.

En la [Tabla 2](#) se presenta el comportamiento estadístico reportado por [Jiménez et al. \(2017\)](#) de la mayoría de los procesos polymer flooding mencionados anteriormente. En la tabla se relacionan parámetros como temperatura y permeabilidad de yacimiento, viscosidad del petróleo y de la solución polimérica, especificaciones de la fuente de

agua, relación de movilidad, fechas de inicio y respuesta del piloto, inyección acumulada de polímero y producción incremental acumulada de petróleo.

Tabla 2. Resumen de los pilotos polymer flooding de Colombia (tabla 5. en [Jiménez et al. 2017](#))

PARÁMETRO	PILOTO			
	YARIGUÍ	CASABE	PALOGRANDE	CHICHIMENE
Litolología	Arenisca	Arenisca	Arenisca	Arenisca
Temperatura yac. (°F)	138	116	143	185 – 210
Permeabilidad, mD	50 – 350 (prom. 105)	5 – 1000 (prom. 150)	6 – 150 (prom. 78)	100 – 5000
Viscosidad aceite, cP	24 (a Pb y Ty)	37 (a Pb y Ty)	9.4 (a Pb y Ty)	350 – 700 (a Pb y Ty)
Agua de preparación	Fresca	Fresca	Producción / Fresca	Producción
Cloruros, mg/L	< 10	< 10	4500 / < 100	2000
Presencia de hierro	NO	NO	SI (agua de producción)	SI
Presencia de grasas y aceites	NO	NO	SI (agua de producción)	SI
Polímero empleado	HPAM	HPAM	HPAM	HPAM
Visc. pol. superficie, cP	20	11	3.3	30
Rel. movilidades WF	12	6	7.5	50 – 90
Rel. movilidades PF	1	1	1	5 – 10
Inicio piloto	Marzo 2014	Octubre 2014	Mayo 2015	Septiembre 2015
Inicio respuesta	Octubre 2014	Febrero 2015	Febrero 2016	Mayo 2016
Inyección acum ⁽¹⁾ , MBbls	3.03	1.28	2	3.17
Inyección acum ⁽¹⁾ , ton. pol	278.64	72.72	319.50	972.27
Producción acum ⁽¹⁾ , KBO incrementales	202.42	109.99	130	17

⁽¹⁾ Con corte a 31 de mayo de 2017.

El tiempo de respuesta del proceso polymer flooding fue de 7 meses (en promedio), presentando una respuesta de producción incremental más rápida que el periodo de respuesta inicial (fill up) de los procesos de inyección de agua en Colombia que corresponde 10 meses (en promedio), de acuerdo con las estadísticas reportadas de los procesos secundarios ejecutados en las diferentes cuencas del país ([Sanabria et al. 2012](#); [Forero et al. 2012](#); [Castro & Gordillo 2014](#)). Por otro lado, se resalta que en 2017 ya se habían inyectado más de 1,643 toneladas de polímero HPAM en los pilotos polymer flooding, este valor podría ser equivalente a 1/5 de las toneladas de polímero inyectadas por todos los pilotos hasta diciembre de 2021.

En la [Tabla 3](#) se presenta la producción incremental acumulada, que de acuerdo a [Jiménez et al. \(2017\)](#) estuvo en promedio entre 17 y 202 KBO, lo que generó (con corte a esa fecha) una eficiencia del proceso de inyección de polímero (PEF, de sus siglas en inglés) entre 0.02 y 1.51 barriles de petróleo incremental por cada kilogramo de HPAM inyectado, comparado con el valor convencional de 1 barril de petróleo incremental por cada kilogramo de polímero inyectado (al finalizar el proceso de inyección de polímero) reportado por [Kuuskraa et al. \(1983\)](#).

Tabla 3. Eficiencia de los pilotos polymer flooding implementados en Colombia (tabla 6. en [Jiménez et al. 2017](#))

PARÁMETRO	PILOTO			
	YARIGUÍ	CASABE	PALOGRANDE	CHICHIMENE
Inyección acum., MBbls	3.03	1.28	2.00	3.17
Inyección acum., ton. pol	278.64	72.72	319.50	972.27
Producción acum., KBO incrementales	202.42	109.99	130	17
Factor PEF, BO incr / Kg pol	0.73	1.51	0.41	0.02
BO incr / Bbls sol. pol. iny.	0.07	0.09	0.07	0.01

⁽¹⁾ Con corte a 31 de mayo de 2017.

Por otro lado, en la revisión realizada por [Standnes & Skjevrvak \(2014\)](#) para 37 proyectos polymer flooding exitosos, la mediana de PEF (eje Y en la [Figura 13](#)) corresponde a 2.5 barriles de petróleo incremental por cada kilogramo de polímero inyectado.

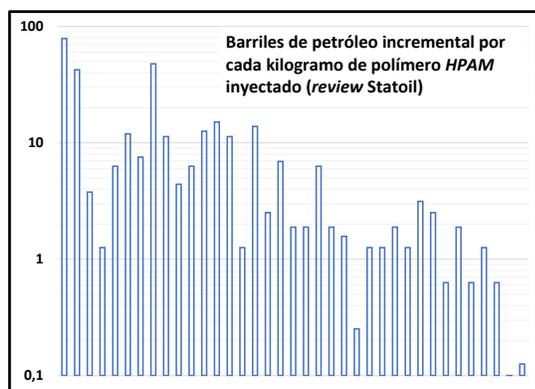


Figura 13. Eficiencia Polymer flooding (adaptada de figura 8. en [Standnes & Skjevrak, 2014](#))

Los procesos polymer flooding resumidos hasta este punto mejoran la eficiencia de barrido volumétrica. Sin embargo, la inyección de polímero HPAM en combinación con álcali y surfactante (en el mismo bache) generan las formulaciones ASP que pueden maximizar el recobro en yacimientos de arenisca.

Proceso de inyección de formulaciones ASP: Es diseñado para ser implementado después de un proceso de inyección de agua eficiente (saturación de petróleo remanente cercana a la saturación de aceite residual), el objetivo es disminuir la tensión interfacial agua-petróleo y al mismo tiempo mejorar su relación de movilidad.

Con respecto a la tecnología, las formulaciones ASP deben generar un proceso miscible a través de una microemulsión ajustada, por lo tanto, las etapas experimentales son fundamentales para la selección y optimización de formulaciones para lograr la mayor eficiencia posible en este proceso de recobro ([Wyatt et al. 2004](#)). En general, el primer bache inyectado es un preflujo de agua, utilizado para acondicionar el yacimiento (ajustar la salinidad). Luego se inyecta el bache de formulación de álcali, surfactante y polímero, seguido por un bache de solución de polímero, para conducir el petróleo y controlar la movilidad. Finalmente, se reactiva el proceso de inyección de agua que conduce los baches previos y el petróleo incremental (remante y residual) hacia pozos productores. En la [Figura 14](#), se muestra un esquema del proceso.



Figura 14. Esquema inyección de formulaciones ASP (figura 5. en [Castro, 2011](#))

El mecanismo del proceso ASP consiste en que el agente alcalino reacciona con los ácidos orgánicos presentes naturalmente en los crudos para eventualmente formar surfactantes naturales in situ (siempre y cuando los crudos sean reactivos y tengan número ácido alto), los cuales interactúan con los surfactantes inyectados para generar reducciones de las tensiones interfaciales a valores ultrabajos ($\sigma < 10^{-3}$ dinas/cm), que aumentan significativamente el número capilar logrando disminuir la saturación de aceite residual (Sor, de sus sigla en inglés).

Una ventaja del uso de álcali en este tipo de formulaciones es la contribución para minimizar la adsorción fisicoquímica excesiva del surfactante y polímero en la superficie de la roca. Sin embargo, en yacimientos y/o aguas de inyección con alto contenido de cationes divalentes el uso de álcali no es recomendable por altos riesgos de precipitación y altos costos de tratamiento de agua, adicionalmente, por el riesgo de daño de tubería por alto pH.

Por otro lado, es importante recordar que la salinidad de la formulación es directamente proporcional a la concentración de álcali presente, y que a mayor salinidad de la formulación se requiere mayor concentración de polímero HPAM para alcanzar la misma viscosidad objetivo.

Finalmente, las soluciones alcalinas pueden inyectarse como agente de sacrificio, usadas como flujo previo a la inyección del bache micelar y/o agregadas directamente en la formulación con el único objetivo de disminuir la adsorción del surfactante y polímero en el medio poroso (como es el caso de los pilotos ejecutados en el país).

Desde el punto de vista metodológico, [Sheng \(2013\)](#) realizó una revisión integral a nivel mundial de los procesos ASP incluyendo mecanismos, screening, laboratorio, simulación numérica, revisión de pilotos y aplicaciones a gran escala, economía, productos químicos utilizados, calidad del agua, gradiente de salinidad, requisito de control de movilidad, problemas asociados con la inundación ASP y desarrollos futuros.

En Colombia, HOCOL realizó el diseño ([Suárez et al. 2010](#); [Wilson, 2010](#)) y ECOPETROL (después de asumir la operación del campo) ejecutó en diciembre de 2013 el primer proceso ASP del país, en tres patrones de inyección del campo San Francisco ([Dueñas et al. 2018](#)).

El objetivo del proceso fue iniciar el entendimiento de las formulaciones ASP, incorporar la tecnología en el país, disminuir el Sor y aumentar el factor de recobro.

La estrategia utilizada fue realizar un diseño riguroso, adquirir e interpretar trazadores interwell (IWTT), corregir el perfil de inyección con tratamientos de conformance químico, acondicionar los pozos inyectoros, adquirir una planta de suavizado de la fuente de agua de inyección (para disminuir la concentración de iones calcio y magnesio) e incorporar una empresa de servicio para que suministrara el álcali (carbonato de sodio), el surfactante (sulfonato de olefina interna -IOS) y el polímero, así mismo, que realizaran la operación y mantenimiento de la facilidad de inyección ASP adquirida directamente para el proyecto (Dueñas et al. 2018). La facilidad de inyección de polímero HPAM fue de tipo PIU (incorporada por primera vez en el país) a la que posteriormente se unía en línea la corriente de surfactante y álcali para homogeneizar la formulación ASP a través de mezcladores estáticos.

De acuerdo con Dueñas (2014) en el piloto se suavizó la fuente de agua, se inyectó un bache de formulación ASP (35% VP), seguido de un bache de polímero HPAM (35% VP) y finalmente un bache de agua suavizada (chase water). El resultado generó un incremento significativo de la producción de petróleo y una disminución importante del corte de agua hasta del 30%, contrabalanceado por pérdida de inyectividad, algunos daños en sistemas de levantamiento por precipitación inorgánica, algunos cierres de pozos por irrupción de la formulación ASP y problemas de emulsiones en el sistema de tratamiento de fluidos de producción debido a elución de polímero y surfactante en el crudo (Sánchez et al. 2015; Dueñas et al. 2018). Los autores no relacionan un costo por barril incremental aproximado.

Por otro lado, CEPSA diseñó (Cubillos et al. 2013 & 2015; Prieto et al. 2016) y ejecutó en 2014 un piloto one-spot con el primer single well tracer test (SWTT) ejecutado en Colombia con el objetivo de medir el Sor antes y después de inyectar la formulación ASP para confirmar su eficiencia (Cubillos et al., 2015).

Posteriormente, en mayo de 2015 ejecutó el proceso ASP en un patrón de inyección y confinado en una arena del campo Caracara Sur. De acuerdo con Mayorga et al. (2017) la estrategia utilizada fue realizar un diseño riguroso, adquirir e interpretar trazadores interwell (IWTT), de partición (SWTT) y de inyección (ILT), adquirir el álcali (metaborato de sodio) y producir directamente en CEPSA los surfactantes a inyectar (78% alquil-benceno-sulfonato -ABS y 22% disulfonato sódico de hexadecil defénil éter).

Así mismo, incorporar una empresa de servicio para realizar el suministro de polímero, operación, mantenimiento y alquiler de la facilidad de inyección ASP. Se utilizó una unidad de inyección tipo PIU para bombear el polímero que posteriormente se une a la corriente principal bombeada de

álcali- surfactante, la formulación ASP es homogenizada con mezcladores estáticos. La inyectividad de la formulación tuvo comportamiento estable en el tiempo.

En el piloto se inyectó un preflujó de AP (11.1% VP), posteriormente el bache de formulación ASP (31.4% VP), seguido por un bache de polímero HPAM (33% VP) y finalmente otro bache (26.5% VP) reduciendo gradualmente la concentración de polímero hasta inyectar solo agua y completar una inundación del 102% VP. El resultado generó un incremento significativo de la producción de petróleo (71,053 BO acumulados, lo que representa un factor de recobro incremental de 16.5%) y una disminución importante del corte de agua hasta del 9% (Mayorga et al., 2017). Los autores no relacionan un costo por barril incremental aproximado, sin embargo, precisan que los resultados del piloto son analizados para definir la viabilidad de implementación en otras áreas del campo.

3. ESFUERZOS ACTUALES

La implementación de métodos de recobro secundario en sinergia con tecnologías de inyección de polímero tiene un papel fundamental tanto para incrementar el factor de recobro de los campos colombianos como para repotenciar los mismos para la aplicación de otras tecnologías tendientes al incremento de productividad de los pozos.

En esta sección se discutirán los procesos que se ejecutan actualmente en Colombia, los retos inherentes a cada proceso y el estudio de nuevas tecnologías más resistentes a condiciones adversas con alta salinidad y alta temperatura (HTHS, de sus siglas en inglés).

3.1 PROYECTOS EN CURSO

3.1.1 Conformance químico para control de canalización

Actualmente se ejecutan en campo varios tratamientos de inyección de bulk gel que, desde nuestro punto de vista, servirán para que los profesionales operativos de los diferentes campos del país apropien e inicien la implementación masiva de conformance químico como una tecnología “tipo work over”. La tecnología de conformance químico fue patentada y evaluada hace 34 años. En el país ha sido probada con éxito por diferentes empresas operadoras desde hace 13 años, sin embargo, de acuerdo con nuestra experiencia, no se ha aprovechado aún el potencial de la tecnología.

En el mismo periodo de evaluación (13 años), Argentina había ejecutado más del doble de los tratamientos de gel rígido (Norman et al. 2006) de los que se han ejecutado hasta la fecha en Colombia.

3.1.2 Geles de dispersión coloidal -CDG para control de movilidad y divergencia profunda

En diciembre de 2019 ECOPETROL inició la ejecución de la primera expansión de tecnologías de recobro mejorado químico en Colombia. De acuerdo con los resultados satisfactorios de los pilotos de inyección de geles de dispersión coloidal -CDG reportados por León et al. (2015), se diseñó la expansión del proceso para control de movilidad y divergencia profunda a todo el campo Dina Cretáceo, con once patrones de inyección CDG (Figura 15).

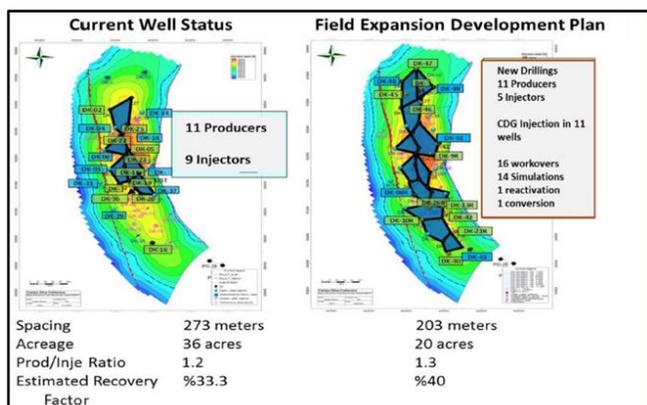


Figura 15. Diseño de expansión del proceso CDG del campo Dina Cretáceo (figura 11. en León et al. 2018)

El proceso de expansión inició 8.5 años después del inicio de la primera prueba piloto, se encuentra actualmente en ejecución y los resultados aún no han sido publicados en la literatura.

3.1.3 Polymer flooding para control de movilidad

Los pilotos ejecutados en Colombia en los campos Yariguí-Cantagallo, Casabe, Palogrande- Cebú, Chichimene, La Cira- Infantas y por otro lado, los pilotos de inyección de formulaciones ASP en los campos San Francisco y Caracara Sur (todos finalizados); permitieron recolectar información que sirve como punto de partida para plantear estrategias de desarrollo, en la que se define si se continúa (o no) con una fase de masificación en los campos sometidos a prueba piloto y/o en campos análogos candidatos a la inyección de polímero.

3.2 DESAFÍOS

Los actuales desafíos son inherentes a los límites técnicos actuales de tecnologías HPAM comerciales, a continuación, se relacionan los principales retos que impactan en mayor medida la eficiencia de los procesos:

3.2.1 Fuente de agua de inyección

La eficiencia de los procesos de recobro secundario y recobro mejorado químico está fuertemente relacionada con la fuente del agua de inyección. En general, usar una fuente de agua de inyección con buena especificación contribuye a un proceso de recobro más eficiente.

En términos generales, en Colombia la calidad de agua de inyección en varios campos que cuentan con reinyección de agua producida no presenta las mejores condiciones para asegurar el proceso secundario sin generar afectación a la integridad de las facilidades de inyección, daño a la formación y por ende, reducción de la inyectividad (a pesar de los grandes esfuerzos y tratamientos aplicados en los pozos inyectoros, las estaciones y plantas de inyección).

De acuerdo con Castro et al. (2014) la disminución de la calidad del agua está asociada principalmente a la presencia de ácido sulfhídrico, bacterias (especialmente las bacterias sulfato reductoras -BSR), dióxido de carbono, hierro disuelto, tendencia incrustante, altos contenidos de sólidos suspendidos y alto contenido de grasas y aceites que provienen principalmente del agua de producción o se originan en las unidades de tratamiento debido a los cambios de presión, temperatura y pH.

En línea con lo anterior, las propiedades físicas y químicas de las soluciones poliméricas HPAM se ven afectadas negativamente por factores tales como la temperatura, calidad y fuente de agua, salinidad, dureza, hierro, bacterias, esfuerzos de cizalla, entre otros, que disminuyen la eficiencia del proceso (Sheng, 2011).

De acuerdo con Jiménez et al. (2017) los pilotos ejecutados en el país con calidad de agua óptima (agua de captación) requieren menos consumo de polímero para lograr la viscosidad objetivo, sin embargo, los pilotos ejecutados con agua de reinyección fuera de especificación (con mayores contenidos de iones monovalentes y divalentes, sólidos suspendidos, grasas y aceites, óxidos y sulfuros de hierro, bacterias y/o tipo de biocida para controlarlas) disminuyen el desempeño de la solución polimérica, presentan problemas de inyectividad y a su vez incrementan el consumo de polímero para alcanzar la viscosidad objetivo.

3.2.2 Residuales de polímero

La presencia de polímero HPAM puede afectar los tratamientos de fluidos producidos, que involucran la separación primaria (deshidratación) y el manejo del agua de producción e inyección (clarificación). [Barbosa et al. \(2020\)](#) evidenciaron un incremento en la eficiencia del proceso de deshidratación en presencia de altas concentraciones de residuales de polímero, mientras que en la etapa de tratamiento de agua encontraron un impacto negativo en la calidad del agua separada, con el incremento del contenido de polímero remanente, dando como resultado parámetros fisicoquímicos fuera de especificaciones.

En la información reportada de los pilotos de inyección de polímero ejecutados en Colombia, se ha detectado producción de polímero a muy bajas concentraciones (<50 ppm) en muy pocos pozos productores asociados a los pilotos y no se han reportado problemas en los procesos de tratamiento de crudo y agua. Al ser pocos los pozos influenciados por polímero residual con relación a la cantidad de pozos alineados a las estaciones de tratamiento, el efecto de dilución con aguas de formación y fenómenos de adsorción, entre otros, da lugar a concentraciones insignificantes de polímero hacia las facilidades de superficie. Sin embargo, este es un punto de especial atención para la posible expansión de proyectos de inyección de polímero.

De acuerdo con [Manrique et al. \(2017\)](#) la alta producción de polímero que se reportan en proyectos a escala comercial (por razones diferentes a canalización) puede estar influenciada por la formación de emulsiones estables agua-petróleo-polímero, dicha formación de emulsiones in-situ explicaría la disminución de la inyectividad y/o productividad reportada en proyectos de campo.

En la información reportada de los pilotos de inyección de polímero ejecutados en el país no se ha referenciado aún la pérdida de productividad o identificación de emulsiones influenciadas por la presencia de polímero (con excepción de los pilotos ASP), sin embargo, si se han reportado pérdidas de inyectividad que son debidas a la viscosidad de la solución polimérica (leves) y especialmente al efecto de la calidad de agua de inyección (importantes).

Como estrategia para aumentar la inyectividad en diferentes pilotos, se inyectó de manera exitosa algunos tratamientos de hipoclorito de sodio en la cara de la formación de los patrones de inyección (que actúa como oxidante), por otro lado, cuando hubo alguna evidencia de pérdida de inyectividad se mejoró la calidad de agua de inyección, se ajustó la presión de operación (siempre por debajo de la presión de fractura) y las tasas de inyección ([Castro et al. 2013](#); [Pérez et al. 2017](#); [León et al. 2018](#)).

3.2.3 Degradación de polímero

El rompimiento de las macromoléculas de polímero debido a la degradación mecánica, química, biológica y térmica de los polímeros HPAM generan pérdidas de viscosidad de la solución polimérica y afecta negativamente la eficiencia en el barrido de petróleo ([Sorbie \(1991\)](#)).

De acuerdo con la literatura, los pilotos ejecutados en Colombia se han visto afectados por los diferentes efectos degradativos, sin embargo, se han adaptado las facilidades de superficie para reducir la degradación mecánica de las soluciones poliméricas usando bombas tríples (bombas recomendadas para soluciones poliméricas), líneas de inyección sin restricciones con ángulos suavizados (inferiores a 30°) y VRF de circulación (o full open) en los pozos inyectores con completamiento selectivo.

Con el objetivo de reducir la degradación química, se ha utilizado agua de captación (o mezclas con agua de captación) para mitigar efectos asociados a la calidad de agua y alta salinidad-dureza, se ha verificado que el tratamiento químico de la fuente de agua no impacte negativamente el polímero. Por otro lado, se ha implementado unidades con blanketing para mitigar la óxido-reducción (por la presencia de hierro y oxígeno).

La degradación biológica (especialmente por la presencia de bacterias sulfato reductoras) se ha controlado con el uso de biocidas, sin embargo, en algunos casos, el biocida utilizado en el proceso secundario del campo impactó directamente en la eficiencia de la solución polimérica usada en el piloto y se tuvo que reemplazar ([León et al., 2018](#)).

Finalmente, para controlar la estabilidad térmica en yacimientos de alta temperatura (212 °F) se han utilizado polímeros sulfonados.

3.2.4 Factibilidad económica

Un proceso de inyección de polímero implica inversiones importantes asociadas al diseño (especialmente el estudio de laboratorio y de simulación numérica), ejecución y monitoreo de las tecnologías de inyección de polímero. De acuerdo con [Jiménez et al. \(2017\)](#) el principal reto es adoptar estrategias que permitan disminuir los costos operacionales (alquiler, operación y mantenimiento de facilidad de inyección) y el valor de los polímeros sintéticos tipo HPAM, de modo que se puedan viabilizar eventuales masificaciones en Colombia. La economía a escala, la fuente de agua y la cantidad de patrones de inyección influenciados desde la misma facilidad de inyección son fundamentales para reducir costos e impactar en el

desempeño técnico-económico del proceso de inyección de polímero.

3.2.5 Facilidades de inyección

El proceso de disolución e hidratación del polímero HPAM es fundamental para la eficiencia del proceso. Los tanques de mezcla y maduración tienen como objetivo dentro del proceso de inyección dar a la solución madre concentrada, el tiempo de hidratación suficiente para alcanzar la disolución completa y la viscosidad requerida ([Cáceres & García, 2018](#)). Las facilidades de inyección de polímero utilizadas en el país generalmente son alquiladas y dependiendo de la tecnología a implementar incluye sistema eductor o unidad PSU.

La hidratación de los polímeros de HPAM generalmente se realiza mediante un proceso discontinuo en el que el tanque de hidratación está separado de los tanques de almacenamiento y envejecimiento del polímero. El tiempo de hidratación de una solución polimérica tienen en cuenta el volumen del tanque de hidratación, la concentración a dosificar y el caudal a tratar. En los pilotos ejecutados en el país dichos tiempos de hidratación han oscilado entre 30 a 60 minutos y la dosificación entre 2 a 40 Kg/hr de polímero seco en una solución concentrada en tanque de hidratación.

En ese sentido, para una eventual expansión se requieren plantas adicionales con mayor capacidad, adicionalmente, incorporar nuevas tecnologías de hidratación continua de polímero que incorporen sistemas de dosificación de polímero seco tipo Aerowet, que podrían permitir aumentar la dosificación de polímero y reducir el espacio de la facilidad de inyección ([Muhor, et al. 2017](#)).

3.2.6 Monitoreo

El monitoreo del proceso de recobro es igual o más importante que la etapa de diseño. En las referencias estudiadas se evidencia un gran esfuerzo en la etapa de monitoreo, sin embargo, consideramos que es importante incluir mayor instrumentación básica (caudalímetros, manómetros, etc.) y equipos para el monitoreo en línea (niveles de pozo, frecuencia de bomba y viscosidad de polímero como reportan [Báez et al. \(2020\)](#), entre otros). Por otro lado, es necesario buscar estrategias para aumentar la frecuencia de medición en equipos de prueba a pozo (well testing) para tener mayor y mejor conocimiento de la producción de petróleo incremental en los pozos influenciados por los procesos de recobro.

En la misma línea, es fundamental apalancar la implementación de trazadores químicos en los procesos de inyección de agua y de inyección agua mejorada para

identificar acumulaciones remanentes de crudo, evaluar eficiencia volumétrica de barrido, definir heterogeneidades del yacimiento, identificar problemas de canalización en inyectoros y en el caso de los SWTT determinar el Sor para mejorar el diseño de los procesos de recobro. De acuerdo con [Pérez, et al. \(2020\)](#) en Colombia se han desarrollado diferentes estudios de trazadores para la caracterización de yacimientos, sin embargo, su aplicación en procesos de recobro es limitada debido al costo que representa implementar este tipo de pruebas y al conocimiento de la tecnología en el país. En ese sentido, proponen una metodología relacionada con el diseño, implementación e interpretación de las pruebas de trazadores.

3.3 NUEVAS TECNOLOGÍAS PARA CONTROL DE CANALIZACIÓN, CONTROL DE MOVILIDAD Y DIVERGENCIA PROFUNDA

De acuerdo con [Sheng \(2011\)](#) existen diferentes tipos de sistemas relacionados con polímeros que incluyen control de canalización, control de movilidad y divergencia profunda, utilizados en la recuperación mejorada de petróleo como tecnologías de polímeros entrecruzados tipo bulk gel, geles móviles tipo CDG, polímeros térmicamente activos -TAP, microgeles tipo SMG, partículas de gel preformadas -PPG, microesferas, emulsión inversa de polímero, entre otros.

De los sistemas mencionados, actualmente en Colombia se realizan esfuerzos para incorporar tecnologías adicionales de conformance químico (geles rígidos) y conformance químico profundo para control de canalización (tipo TAP, SMG, PPG, etc.), para ampliar el mercado de las tecnologías y proveedores disponibles con el objetivo de mejorar la relación costo-beneficio de los tratamientos.

A continuación, se discutirá una tecnología, que, a pesar de tener dos décadas, se incluye en esta sección por ser incorporada recientemente en el país.

Tecnología de polímero térmicamente activo -TAP: El primer piloto de conformance profundo para control de canalización con tecnología TAP se desarrolló en 2001 en el campo Minas, ubicado en Indonesia ([Pritchett et al. 2003](#)).

La tecnología cuenta con una amplia ventana operativa respecto a temperatura y salinidad y no sufre degradación mecánica. De acuerdo con [Gómez et al. \(2020\)](#) la tecnología se utiliza en yacimientos con procesos maduros de inyección de agua donde se haya detectado presencia de zonas ladronas o canales preferenciales de flujo.

Con respecto a la tecnología, TAP es un polímero de activación térmica con partículas submicrónicas expandibles que se inyectan en fondo de pozo en conjunto con un surfactante dispersivo como bache utilizando el agua de inyección como fluido de acarreo. Cuando el producto está sin activar, el tamaño de sus partículas oscila entre 0.1 y 1 micras y su viscosidad es similar a la del agua (Luliano et al. 2020). A medida que la microemulsión se propaga a través del yacimiento, con tiempo y temperatura, las partículas se expanden a su tamaño natural (hasta diez veces el tamaño de las partículas sin activar), provocando un aumento en la viscosidad del producto y resistencia al flujo en las gargantas de poros de la zona ladrona, desviando el agua inyectada a zonas de petróleo no contactado para aumentar la eficiencia de barrido volumétrica (Figura 16).

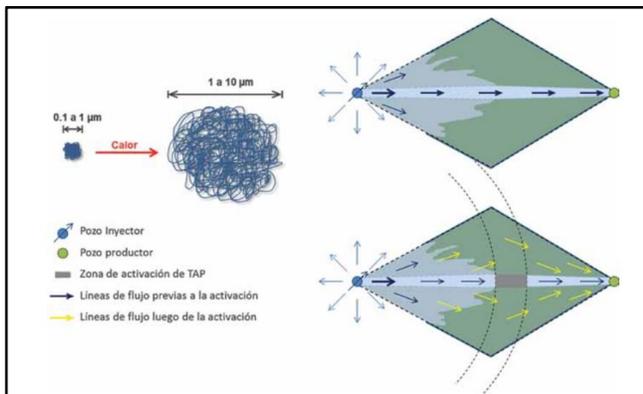


Figura 16. Principio de funcionamiento de la tecnología TAP (figura 5. en Gómez et al. 2020)

ECOPETROL ejecutó en diciembre de 2020 el primer tratamiento en el país de conformance profundo para inyección de agua, usando la tecnología TAP en dos patrones de inyección irregulares y adyacentes del campo Yarigüí- Cantagallo donde se identificó canalización.

El objetivo del proceso fue incorporar la tecnología, incrementar la producción de petróleo y reducir la producción de agua. La operación de esta clase de tratamientos es más sencilla que la de los tratamientos de conformance descritos anteriormente en este artículo. La metodología, diseño, estrategia utilizada y los resultados del piloto son presentados por Gutiérrez et al. (2022).

3.4 NUEVAS TECNOLOGÍAS POLYMER FLOODING PARA CONTROL DE MOVILIDAD

Incorporar nuevas tecnologías y optimizar el desempeño de los procesos polymer flooding es una necesidad de la industria petrolera actual. En ese sentido, se investigan, desarrollan y evalúan polímeros que sean cada vez más

resistentes a alta temperatura de yacimiento, alta salinidad/dureza y con mayor resistencia a degradación mecánica.

Sheng (2011) presenta diferentes tipos de polímeros y polímeros modificados utilizados en la recuperación mejorada de petróleo como HPAM, copolímero de 2-acrilamida-2-metilpropano-sulfonato (AMPS, de sus siglas en inglés), biopolímeros, poliácridamidas tolerantes a la salinidad, polímeros de asociación hidrófoba, entre otros.

Actualmente en Colombia se realizan esfuerzos para incorporar nuevas tecnologías de recobro, el objetivo es ampliar la frontera técnica de las tecnologías convencionales a yacimientos HTHS. En ese sentido, Delgadillo et al. (2020) diseñaron una metodología que permite priorizar tecnologías emergentes de recobro químico que incluyen: inyección de polímeros modificados y con diferentes funcionalidades, nanotecnología para recobro mejorado, nuevos biopolímeros, nuevos surfactantes, inyección de agua modificada y disociaciones fuertes de sustancias químicas.

La valoración de cada tecnología en términos de viabilidad de aplicación fue definida con los siguientes parámetros: Grado de madurez del proceso utilizando el concepto de niveles de disponibilidad tecnológica (TRL, de sus siglas en inglés), eficiencia de recobro estimada, reservas disponibles empleando el concepto de analogías de Comisión de Seguridad de Energía (SEC, de sus siglas en inglés), costos aproximados, comercialidad y producción a gran escala de productos a mediano plazo, alineación estratégica con las necesidades de la industria petrolera colombiana y por último, el potencial impacto ambiental. De acuerdo con Delgadillo et al. (2020), las tecnologías con mayor potencial de implementación en campo a mediano plazo ajustada a las necesidades de los yacimientos colombianos son las que se resumirán a continuación con algunas referencias:

3.4.1 Polímeros modificados y con diferentes funcionalidades

Se enfoca en el aumento de la rigidez molecular del polímero sintetizándolo con grupos laterales, grupos sulfonados, grupos tolerantes a la sal, grupos resistentes a la hidrólisis, grupos que pueden inhibir la hidrólisis de amida, grupos hidrófobos, asociativos, entre otros.

Esta tecnología ha sido ampliamente estudiada en el país a nivel de laboratorio y simulación numérica (polímeros adaptados a yacimientos de alta temperatura fabricados por diferentes proveedores). Adicionalmente, se evaluó en campo un polímero sulfonado adaptado a yacimientos de alta temperatura (212°F).

De acuerdo con [Jiménez et al. \(2017\)](#) el piloto de inyección de polímero ejecutado en el campo Chichimene corresponde al único en el mundo que está probando tecnología de inyección de polímero en yacimientos profundos (8,000 ft) de crudo extrapesado de 8°API (390 cP @212 °F) a alta temperatura (212 °F). Este piloto con tecnología polymer flooding se finalizó en diciembre del 2021 y los resultados actualizados no han sido publicados en la literatura.

3.4.2 Nanotecnología para potenciar las soluciones poliméricas HPAM

Las nanopartículas son todas aquellas partículas que tiene una dimensión en el rango de 1 nm a 100 nm. El uso de nanopartículas de óxidos metálicos (por ejemplo, óxidos de silicio, aluminio, zinc, magnesio, hierro, zirconio, níquel, estaño, titanio, cerio, cobre, carbonato de calcio, entre otros, estables térmica y químicamente) funcionalizadas con el polímero o dispersas en la solución polimérica permiten disminuir la degradación térmica, química, mecánica y/o biológica que sufren los polímeros al permanecer por un largo período a condiciones de yacimiento. Esta tecnología ha sido ampliamente estudiada en el país y reportada a nivel de laboratorio y simulación numérica.

[Ruiz et al. \(2020\)](#) realizaron una revisión a nivel mundial enfocada en evaluaciones experimentales de nanomateriales y polímeros sintéticos, analizando y revisando los procesos de síntesis, caracterización y las principales propiedades para su aplicación en procesos EOR.

En Colombia, [Giraldo et al. \(2017\)](#) y [Zabala et al. \(2017\)](#) reportaron estudios experimentales con un comportamiento estable, un mejoramiento en las propiedades viscoelásticas y una reducción de hasta 60% en la degradación térmica y química de un polímero comercial con la adición de nanopartículas de óxidos de sílice y [Taborda et al. \(2020\)](#) reportaron una mejora al desempeño del sistema al funcionalizar en medio básico las nanopartículas de óxidos de sílice.

[Llanos et al. \(2020\)](#) resaltan la importancia de un estudio experimental (tasa de inyección, concentración de nanopartículas, naturaleza de los fluidos, afinidad entre las nanopartículas y la solución polimérica, volúmenes inyectados, entre otros) para poder contar con inyectividad estable de la solución polimérica potencializada con nanopartículas en el medio poroso. Por otro lado, [Corredor et al. \(2021\)](#) realizaron desplazamientos roca- fluido usando HPAM y un nanohíbrido compuesto por HPAM funcionalizadas con nanopartículas de óxidos de sílice, los desplazamientos evidencian que el nanohíbrido de polímero reduce las fuerzas capilares y aumenta las fuerzas viscosas en comparación con la solución HPAM.

Finalmente, [Franco, et al. \(2021\)](#), quienes son referentes y pioneros en materia de nanotecnología aplicada en la industria del petróleo y el gas en el país, realizaron una revisión a nivel mundial de avances recientes de las aplicaciones ejecutadas en campo de nanofluidos y nanopartículas para optimizar procesos de perforación, remediación de daño a la formación, procesos secundarios, IOR y EOR ([Figura 17](#)).

Los autores incluyen las aplicaciones en campo junto a los desafíos y perspectivas del papel de la nanotecnología en la industria, el cual ha cobrado mucha importancia en la última década. La aplicación de nanotecnología en procesos de inyección de polímero no ha sido reportada aún a escala de campo, sin embargo, podría llevarse a cabo a mediano plazo teniendo en cuenta el ritmo actual de implementación de la nanotecnología en campos de Colombia y el mundo.

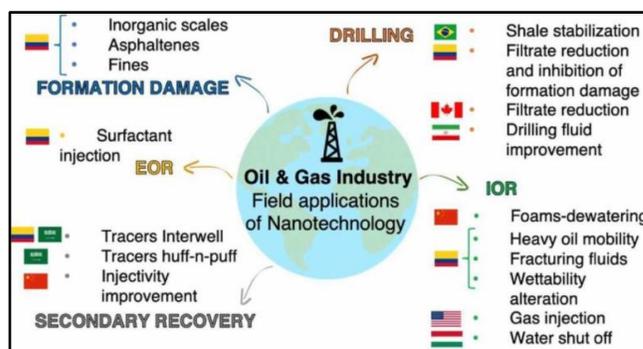


Figura 17. Panorama mundial de la inyección de nanofluidos en la industria oil&gas (figura en [Franco et al. 2021](#))

3.4.3 Nuevos biopolímeros

Los nuevos biopolímeros surgen como una alternativa prometedora a la inyección de polímero HPAM, debido a que tienen características estructurales especiales que les permiten exhibir una excelente estabilidad en ambientes hostiles con altas temperaturas, salinidad/ dureza y esfuerzos de corte. Esta tecnología ha sido ampliamente estudiada en el país y reportada a nivel de laboratorio.

[Castro et al. \(2020\)](#) reportaron una evaluación experimental fluido- fluido de biopolímero escleroglucano (SG) y una poliácridamida sulfonada comercial (ATBS) en salmuera sintética representativa de un campo de petróleo pesado colombiano.

Los resultados del biopolímero reflejan tolerancia a altas salinidades (evaluado hasta 50000 ppm), fuerzas iónicas (Na^+ , K^+ , Ca^{2+} y Mg^{2+}), velocidades de corte (hasta 275,000 s^{-1} como se observa en la [Figura 18](#)), temperaturas (30, 50, 80 y 100 °C) y variación de pH (3-10).

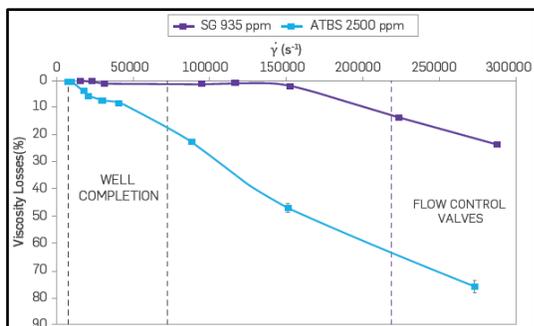


Figura 18. Degradación mecánica polímero ATBS/ Biopolímero SG (figura 12. en [Castro et al. \(2020\)](#))

El biopolímero preserva sus propiedades viscosas y estabilidad después de la afectación de efectos degradativos extremos. Por otro lado, [Rodríguez et al. \(2022\)](#) encontraron que el biopolímero escleroglucano es también resistente a la biodegradación, siempre y cuando el biocida del proceso de recobro secundario realice correctamente su rol de eliminar/ reducir la presencia de bacterias.

En otro estudio, [Castro et al. \(2020\)](#) reportaron una evaluación experimental roca- fluido de biopolímero escleroglucano y una poliácridamida sulfonada comercial (ATBS) en muestras de rocas sintéticas y representativas del campo colombiano.

La evaluación dinámica en condiciones de yacimiento (212°F) presenta un escenario con inyectividad estable después de 53,6 PV con un diferencial de presión mínimo (menos de 20 psi), volumen poroso inaccesible (IPV) del 18%, adsorción dinámica de 49 ug/g y factores de resistencia y resistencia residual de 6.17 y 2.84, respectivamente. Se reporta una mayor eficiencia de desplazamiento de aceite (hasta un 10% adicional) con menor concentración de polímero (2,7 veces menos) en comparación con un polímero de poliácridamida sulfonada como se presenta en la [Figura 19](#).

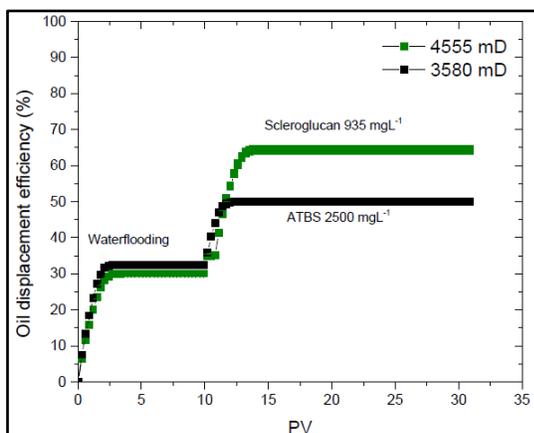


Figura 19. Eficiencia de desplazamiento polímero ATBS/ Biopolímero SG (figura 5. en [Castro et al. \(2020\)](#))

Dispositivos reguladores de flujo especiales para inyección de polímero:

Debido a que las soluciones poliméricas HPAM comerciales sufren alta degradación mecánica cuando son sometidas a altos esfuerzos de corte (o cambios importantes de velocidad en su flujo) a lo largo de las facilidades de superficie y yacimiento (ver [Figura 18](#)), se realizan estudios enfocados en disminuir la pérdida de viscosidad de las soluciones poliméricas HPAM. En ese sentido, la degradación mecánica ha sido ampliamente estudiada en el país y reportada a nivel de laboratorio y simulación numérica. [Herrera et al. \(2020\)](#) reportaron la influencia de las variables físicas (diámetro de capilar y caída de presión) y químicas (salinidad, concentración de polímero y peso molecular), en la degradación mecánica de soluciones poliméricas HPAM encontrando que los factores que influyen estadísticamente en la degradación mecánica son el peso molecular de HPAM, el diámetro del capilar y el diferencial de presión, siendo este último el factor más influyente.

Adicionalmente, en una evaluación complementaria [Herrera et al. \(2020\)](#) reportaron resultados experimentales y simulaciones numéricas usando dinámica de fluidos computacional (CFD, de sus siglas en inglés) para estimar gradientes de velocidad, caídas de presión y la degradación mecánica que se presenta debido al flujo de soluciones poliméricas a través de geometrías de equipos que presentan restricciones al flujo (donde hay cambios abruptos de diámetro como en válvulas y sistemas de control) encontrando que a mayores flujos volumétricos y menores diámetros efectivos de restricción se producen mayores degradaciones mecánicas por cizallamiento de cada polímero en cada solución acuosa, los resultados obtenidos fueron utilizados en el diseño de nuevos dispositivos reguladores de flujo especiales para inyección de polímero y con menor degradación mecánica.

[Díaz, et al. \(2020\)](#) realizaron estudios de la degradación de las soluciones HPAM inducida por el uso de prototipos reguladores de flujo diseñados y fabricados para inyección de polímero y compararon los resultados de pruebas experimentales con simulación CFD, obteniendo un modelo de degradación por cizallamiento ajustado que pueden utilizar para optimizar el diseño del dispositivo construido. Finalmente, [Paiva et al. \(2022\)](#) también realizaron estudios experimentales y computacionales CFD para evaluar el desempeño de diseños de dispositivos reguladores de presión para inyectar soluciones poliméricas mediante flujo intermitente.

El interés creciente en el país es poder operar el proceso de inyección de polímero igual que un proceso de inyección de agua, es decir, poder utilizar VRF que no degraden la solución polimérica y/o utilizar soluciones poliméricas que no presenten alta degradación mecánica.

CONCLUSIONES

En Colombia se han implementado los primeros pilotos de tecnologías de inyección de polímero, materializando aplicaciones en campo y desarrollando el conocimiento crítico. En el proceso ha sido fundamental la sinergia academia, instituciones, empresas operadoras, empresas de servicio, gobierno, comunidades, entre muchos otros.

Los pilotos de inyección de polímero HPAM, además de evaluar la tecnología en condiciones relevantes en campo, se enfocaron en el incremento costo-eficiente de la producción de petróleo mediante el mejoramiento del perfil de inyección de agua y/o mejoramiento de la eficiencia volumétrica. A continuación, se resumen los principales resultados reportados en las tecnologías evaluadas:

- Los tratamientos con geles rígidos para control de canalización y conformance químico vertical iniciaron en 2008, se han ejecutado tratamientos en alrededor de 40 pozos inyectoros en 8 campos (2008: Guando 4 tratamientos; 2010: Balcón 3 tratamientos; 2010: Tello 7 tratamientos; 2013: San Francisco 6 tratamientos; 2013: Yaguará 2 tratamientos; 2014: Palogrande- Cebú 2 tratamientos; 2018: La Cira- Infantas 5 tratamientos; 2019: Casabe 2+ tratamientos). En promedio se producen 3 barriles de petróleo incremental por cada barril de gel rígido inyectado. El costo por barril incremental promedio de los tratamientos reportados es inferior de \$US 5. Estos tratamientos mejoran la eficiencia areal y vertical del proceso de inyección de agua, disminuyen la canalización y por ende la producción excesiva de agua en pozos productores, y también pueden mejorar la eficiencia de procesos de recobro mejorado químico.
- Los tratamientos con polímero térmicamente activo (TAP) para control de canalización y conformance profundo iniciaron en 2020, se han ejecutado 2 tratamientos en el campo Yariguí- Cantagallo.
- Los pilotos de inyección de geles de dispersión coloidal (CDG) para control de movilidad y divergencia profunda iniciaron en 2011, se han ejecutado en 2 campos (2011: Dina Cretáceo 4 patrones; 2013: Tello 1 patrón). En promedio se produce 1 barril de petróleo incremental por cada 3 barril de CDG inyectados. El costo por barril incremental aproximado del piloto fue de \$US 4.6. En 2019 se inició la ejecución de la primera expansión de tecnologías de recobro mejorado químico en Colombia, aplicada a todo el campo Dina Cretáceo con once patrones de inyección CDG.

- Los pilotos de inyección de polímero para control de movilidad iniciaron en 2014, se han ejecutado en 5 campos (2014: Yariguí- Cantagallo 4 patrones; 2014: Casabe 4 patrones; 2015: Palogrande- Cebú 2 patrones; 2015: Chichimene 5 patrones; 2016: La Cira- Infantas 2 patrones). En promedio se produjo 0.7 barriles de petróleo incremental por cada kilogramo de HPAM inyectado (a la fecha de las publicaciones). El costo por barril incremental aproximado de los pilotos reportados es inferior de \$US 8.
- Los pilotos de inyección de formulaciones ASP para disminuir el Sor y aumentar el factor de recobro iniciaron en 2013, se han ejecutado en 2 campos (2013: San Francisco 3 patrones y 2015: Caracara Sur 1 patrón, donde adicionalmente se implementó por primera vez un SWTT para verificar eficiencia de la formulación). Los resultados evidenciaron incremento significativo de la producción de petróleo y una disminución importante del corte de agua, estos resultados están contrabalanceados por retos operativos inherentes a la tecnología ASP. Los autores no relacionan un costo por barril incremental aproximado.

La implementación de métodos de recobro secundario en sinergia con tecnologías de inyección de polímero tiene un papel fundamental tanto para incrementar el factor de recobro de los campos colombianos como para repotenciar los mismos para la aplicación de otras tecnologías tendientes al incremento de productividad de los pozos. Los pilotos de las tecnologías de inyección de polímero permitieron recolectar información que sirve como punto de partida para plantear estrategias de desarrollo, en la que se define si se continúa (o no) con una fase de masificación en los campos sometidos a prueba piloto y/o en campos análogos candidatos a la inyección de polímero.

Los desafíos son inherentes a los límites técnicos actuales de tecnologías HPAM convencionales, a saber: Fuente de agua de inyección, tratamientos de fluidos producidos, degradación mecánica, química, biológica y térmica de los polímeros, altas inversiones asociadas al diseño y ejecución de las tecnologías (operación, mantenimiento, facilidad de inyección y costo del polímero), disolución, hidratación y capacidad de bombeo de polímero en las facilidades de inyección y el monitoreo en los procesos de recobro.

Actualmente, se realizan esfuerzos para incorporar tecnologías de conformance químico profundo para control de canalización, adicionalmente, en investigar e incorporar a mediano plazo tecnologías de polímeros modificados y con diferentes funcionalidades, nanotecnología para potencializar las soluciones poliméricas, nuevos biopolímeros y dispositivos reguladores de flujo (tipo VRF) especiales para inyección de polímero.

En la última década el país avanzó de manera importante, al pasar de realizar únicamente estudios de laboratorio y simulación numérica, a la evaluación de las tecnologías de inyección de polímero HPAM a escala de campo. De esta manera se alcanzará una madurez tecnológica para poder convertirlos en una práctica común de amplia prospección.

La producción de petróleo y el factor de recobro incremental por recuperación secundaria y terciaria está muy por debajo de los niveles internacionales y aún existen pocos proyectos EOR en comparación con el número de campos. Esto presenta una oportunidad para la masificación de procesos de inyección de polímero en el país.

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos a todos los autores/ coautores referenciados y a PETROBRAS, HOCOL, ECOPELROL, OXY, SCHLUMBERGER, CEPESA por haber generado las publicaciones con toda la información en la cual basamos el resumen de esta década de incorporación de tecnología de inyección de polímero en Colombia, deseamos haber representado de manera adecuada el esfuerzo que realizaron desde el screening hasta la ejecución y el análisis técnico-económico de los pilotos, especialmente en los aspectos tecnológicos, de diseño, operativos y de eficiencia.

Así mismo, deseamos agradecer a oilproduction.net por permitirnos publicar este análisis que hace parte del estado del arte de nuestras investigaciones de doctorado y de ingeniería. Finalmente, agradecemos a los colegas que también estuvieron involucrados en los pilotos y que se tomaron el tiempo de revisar y mejorar este artículo, el cual esperamos sea una referencia para futuros estudios de inyección de polímero en Colombia y Latinoamérica.

En el [Anexo 4](#) desarrollamos un resumen tipo poster del estatus reportado por [Castro \(2021\)](#) de la implementación de inyección de polímero HPAM en Colombia, junto con los principales resultados de las tecnologías de conformance, CDG y polymer flooding referenciados en este artículo.

REFERENCIAS

1. Acosta, T., Rojas, D., Zapata, J., Caldera, G., Jimenez, R., Manrique, G., Gheneim, T., Azancot, A., **Recuperación mejorada en un yacimiento de alta complejidad estratigráfica: Campo Casabe (Caso de estudio)**. Acipet, Bogotá, Colombia, 2017. [[CrossRef](#)]
2. Aldhaferi, M., Wei, M., Bai, B., Alsaba, M., **A Roadmap to Successfully Select a Proper Gel Treatment Technology**. Paper SPE-182795-MS. SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition, Dammam, Saudi Arabia, April 2016. [[CrossRef](#)]
3. Aldhaferi, M., Wei, M., Bai, B., **A Systematic Design Approach for Bulk Gel Treatments Based on Average Gel Volume-Concentration Ratio**. Paper SPE-200831-MS. SPE Western Regional Meeting, Virtual, April 2021. [[CrossRef](#)]
4. Alzate, D., León, J.M., Cabrera, F. y Manrique, E. (2017). **Evidences of CDG formation and possible interpretations of core flood studies**. Revista Fuentes: El reventón energético, 15(2), 31-47. [[CrossRef](#)]
5. American Petroleum Institute (API). **Recommended Practices for Evaluation of Polymers Used in Enhanced Oil Recovery Operations**. RP63. 1 Ed. Washington, USA. 1990.
6. Báez B., Montealegre D., Castro R., Ardila M., Suárez A. (2020). **Alternativas para el monitoreo en línea de soluciones poliméricas en procesos EOR**. Revista Fuentes: El reventón energético, 18(2), 45-56. [[CrossRef](#)]
7. Barbosa, D., Quintero, H., Villar, A., Cifuentes, J., Colmenares, K. (2020). **Efectos de la irrupción polímero HPAM en procesos deshidratación y clarificación en tecnologías de cEOR en Ecopetrol S.A.** Revista ION, 33(2):7-24. [[CrossRef](#)]
8. Beltrán, D., Marín, K., **Evaluación técnico-financiera de aplicabilidad de la tecnología “conformance” para 16 patrones candidatos, mediante el modelo de capacidad resistiva (CRM) en el campo La Cira Infantas**. Universidad de América, Colombia, 2018. [[CrossRef](#)]
9. Cáceres, G., Gercía, M., **Diseño Optimizado a Escala Piloto de Facilidades para la Inyección de Polímero como Método de Recobro Mejorado en Ecopetrol S.A.** Universidad Industrial de Santander, Colombia, 2018.
10. Castro, R., Maya, G., Mercado, D., Trujillo, M., Soto, C., Pérez, H., Lobo, A., Ordonez, A., Sandoval, J. E., **Enhanced Oil Recovery (EOR) status - Colombia**. Paper SPE-139199-MS, SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Lima, Peru, December 2010. [[CrossRef](#)]
11. Castro R., Silva, M., Colmenares, K., Maya, G., Sandoval J.E., León, J., Sánchez, F., Villadiego, D., Zapata, J., Castañeda, J., **Diseño y Ejecución de un Proceso de Inyección de Geles de Dispersión Coloidal en el Campo Dina Cretáceo**. Acipet, Bogotá, Colombia, 2011.
12. Castro, R., **Análisis de un proceso de inyección de geles de dispersión coloidal (CDG) usando ensayos de laboratorio y simulación numérica**. Universidad Industrial de Santander, Colombia, 2011. [[CrossRef](#)]
13. Castro, R., Maya, G., León, J., Zapata, J., Pérez, G., Manrique, E. (2012). **Primer Piloto CEOR en Colombia: Desde el Screening Hasta la Implementación y Monitoreo en Campo**. Oilproduction.Net. [[CrossRef](#)]
14. Castro, R., Maya, G., Sandoval, J., Cohen, L. (2013). **Colloidal Dispersion Gels (CDG) to improve volumetric sweep efficiency in waterflooding processes**. CT&F - Ciencia, Tecnología y Futuro, 5(3), 61-78. [[CrossRef](#)]

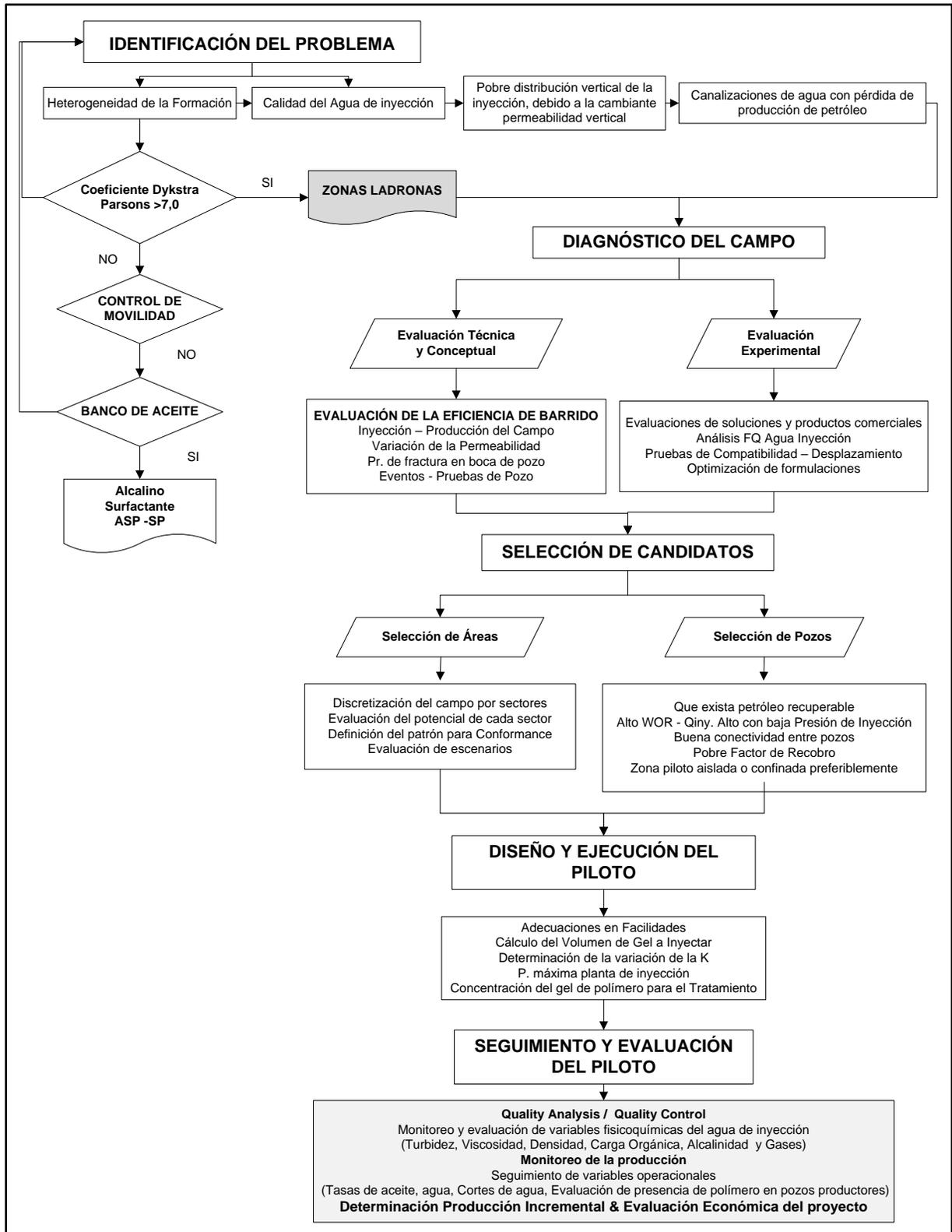
15. Castro, R., Maya, G., Sandoval, J., Leon, J., Zapata, J., Lobo, A., Villadiego, D., Perdomo, L., Cabrera, F., Izadi, M., Romero, J., Norman, C., Manrique, E., **Colloidal Dispersion Gels (CDG) in Dina Cretáceos Field: From Pilot Design to Field Implementation and Performance.** Paper SPE-165273-MS. SPE Enhanced Oil Recovery Conference, July 2013. [[CrossRef](#)]
16. Castro, R., Gordillo, G. (2014). **Historia y Criterios Empíricos en la Aplicación de Inyección de Agua en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.** Oilproduction.Net. [[CrossRef](#)]
17. Castro, R., Maya, G., Mantilla, J., Diaz, V., Amaya, R., Lobo, A., Ordoñez, A., Villar, A., **Waterflooding in Colombia: Past, Present, and Future.** Paper SPE-169459-MS. SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Maracaibo, Venezuela, May 2014. [[CrossRef](#)]
18. Castro, R., Maya, G., Jimenez, R., Quintero, H., Díaz, V., Colmenares, K., Palma, J., Delgadillo, C., Pérez, R. (2016). **Polymer flooding to improve volumetric sweep efficiency in waterflooding processes.** CT&F - Ciencia, Tecnología y Futuro, 6(3), 71-90. [[CrossRef](#)]
19. Castro, R., Pérez, R., Maya, G., Quintero, H., Jiménez, R., García, H., Quintero, L. (2016). **Polymer Flooding Process to Increase Recovery Factor.** Georesources, 18(4), 271-280. [[CrossRef](#)]
20. Castro, R., Llanos, S., Rodriguez, J., Quintero, H., Zapata, J., Manrique, E. (2020). **Heavy Oil and High-Temperature Polymer EOR Applications.** CT&F - Ciencia, Tecnología y Futuro, 10(2), 73-83. [[CrossRef](#)]
21. Castro, R., Llanos, S., Rodriguez, J., Quintero, H., Manrique, E. (2020). **Polymers for EOR Application in High Temperature, High Viscosity Oils and Low Salinity conditions: Rock-Fluid Behavior.** Energies, 13(22), 1-11. [[CrossRef](#)]
22. Castro, R., **Status of Polymer EOR technologies in Colombia.** VIII Escuela de Verano, Universidad Nacional de Colombia Sede Medellín, Colombia, 2021. [[CrossRef](#)]
23. Chaparro, C., Casas, J., Gheneim, T., Chernikoff, A., Castro, R., Artola, R., Melo, O., **Enhanced Oil Recovery, the next big step in Casabe development.** Acipet, Bogotá, Colombia, 2013.
24. Corredor L., Ruiz M., Rojas J., Llanos S., Castro R., Quintero H., Manrique E., Romero A. (2021). **Oil Displacement Efficiency of a Silica/HPAM Nanohybrid.** Energy & Fuels, 35, 13077-13085. [[CrossRef](#)]
25. Cubillos, H., Stofferis, M., Vanegas, G., Lager, A., Rolf, A., **Strategy and Planning EOR for Caracara Sur Field, Colombia.** Paper SPE-164930. EAGE Annual Conference & Exhibition incorporating SPE Europec, June 2013. [[CrossRef](#)]
26. Cubillos, H., Yuste, E., Bozorgzadeh, M., Montes, J., Mayorga, H., Bonilla, S., Quintanilla, G., Lezana, P., Panadero, A., Romero, P., **The Value of Inter-well and Single Well Tracer Technology for De-Risking and Optimizing a CEOR Process - Caracara Field Case.** Paper SPE-174397-MS. SPE EUROPEC 2015, Madrid, Spain, June 2015. [[CrossRef](#)]
27. Cubillos, H., Stofferis, M., Montes, J., Rodriguez, R., Prieto, C., Romero, P., Blin, N., Panadero, A., **An Innovative Solution to Make HPAM an Effective Solution to Optimize the Low Salinity ASP Application in Caracara Sur Field.** Paper SPE-174653-MS. SPE Asia Pacific Enhanced Oil Recovery Conference, August 2015. [[CrossRef](#)]
28. Delgadillo C., Díaz V., Maya G., Castro R., Quintero H. (2018). **Metodología para la priorización de tecnologías emergentes de recobro mejorado químico.** Revista Fuentes: El reventón energético, 16(2), 41-53. [[CrossRef](#)]
29. Díaz, D., Somaruga c., Norman C., Romero J., **Colloidal Dispersion Gels Improve Oil Recovery in a Heterogeneous Argentina Waterflood.** Paper SPE-113320-MS. SPE Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, USA, April 2008. [[CrossRef](#)]
30. Díaz, F., Torné, J., Prada, A., Pérez, G. (2020). **Shear degradation model of HPAM solutions for the design of regulator valves in polymer flooding EOR.** Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 10(6), 2587-2599. [[CrossRef](#)]
31. Díaz, V., Castillo, M., Vecino, C., Castro, R., Maya, G., Bravo, O. (2010). **Análisis de Riesgo y Simulación de Monte Carlo en la Valoración de Proyectos Bajo Condiciones de Incertidumbre - Aplicación en la Industria de los Hidrocarburos.** Revista Fuentes: El reventón energético, 9(2), 33-41. [[CrossRef](#)]
32. Dueñas, D., **Inyección ASP en el Campo San Francisco.** Arpel, Buenos Aires, Argentina, 2014. [[CrossRef](#)]
33. Dueñas, D., Jimenez, J., Zapata, J., Bertel, C., Leon, J., **A Multi-Well ASP Pilot in San Francisco: Design, Results and Challenges.** Paper SPE- 190213-MS. SPE Improved Oil Recovery Conference, April 2018. [[CrossRef](#)]
34. Forero, A., Castro, R., Vivas, C. (2012). **Modelamiento Estadístico para la Predicción Analógica del Proceso de Inyección de Agua en yacimientos de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena.** Revista de investigación Universidad América, 5 (2), 74-92. [[CrossRef](#)]
35. Franco, C., Franco, C.A., Zabala, R., Bahamón, I., Forero, A., Cortés, F. (2021). **Field Applications of Nanotechnology in the Oil and Gas Industry: Recent Advances and Perspectives.** Energy Fuels, 35(23), 19266-19287. [[CrossRef](#)]
36. Gheneim T., Azancot, A., Acosta, T., Zapata, J., Chaparro, C., Lobo, A., Jimenez, A., Perez, G., **Enhanced Oil Recovery in a High Stratigraphic Complex Reservoir: Casabe Project Case Study.** Paper SPE-188555-MS. SPE Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, Abu Dhabi, UAE, November 2017. [[CrossRef](#)]
37. Giraldo, L., Giraldo, M., Llanos, S., Maya, G., Zabala, R., Nassar, N., Franco, C., Alvarado V., Cortés, F. (2017). **The effects of SiO₂ nanoparticles on the thermal stability and rheological behavior of hydrolyzed polyacrylamide based polymeric solutions.** Journal of Petroleum Science and Engineering, 159, 841-852. [[CrossRef](#)]

38. Gómez, J., Luliano, A., Martínez, C., Kazempour, M., Kiani, M., Alzate, D., Singh, P., Thrasher, D., Jerauld, G., Boccardo, G. (2020). **Inyección de partículas activadas térmicamente en fondo para el control de conformance en profundidad para mejorar la recuperación de petróleo en un campo maduro de explotación secundaria: Cerro Dragón.** *Revista Petrotecnia*, 1, 80-91. [[CrossRef](#)]
39. Gutiérrez, M., García, J., Castro, R., Zafra, T., Rojas, J., Ortiz, R., Quintero, H., García, H., Niño, L., Amado, J., Quintero, D., Kiani, M., **In-Depth Water Conformance Control: Design, Implementation and Surveillance of the First Termally Active Polymers Treatment (TAP) in a Colombian Field.** *Paper SPE-209472-MS. SPE Improved Oil Recovery Conference, Virtual, April 2022.*
40. Herrera J, Maya G., Prada L., Maldonado L., Castro R., Quintero H., Barbosa D., Pérez E. (2020). **Experimental evaluation of the mechanical degradation of HPAM polymeric solutions used in Enhanced Oil Recovery.** *CT&F - Ciencia, Tecnología y Futuro*, 10(2), 131-141. [[CrossRef](#)]
41. Herrera J., Prada L., Maya G., Gomez J., Castro R., Quintero H., Jimenez R., Pérez E. (2020). **CFD simulation of HPAM EOR solutions mechanical degradation by restrictions in turbulent Flow.** *CT&F - Ciencia, Tecnología y Futuro*, 10(2), 115-129. [[CrossRef](#)]
42. Kuuskraa, V., Hammershaimb, E., Stosur, G. **The Efficiency of Enhanced Oil Recovery Techniques: A Review of Significant Field Tests.** *Paper WPC-20239. 11th World Petroleum Congress, London, UK, August 1983.* [[CrossRef](#)]
43. Jiménez R., Castro R., Maya G., Pérez R., Delgadillo C., García H., León J., Cárdenas F., **Análisis comparativo de procesos de inyección de polímeros ejecutados en Colombia.** *Acipet, Bogotá, Colombia, 2017.* [[CrossRef](#)]
44. León, J., Zapata, J., Castro R., Reyes, J., Cabrera, F., Manrique, E. **Inyección de Geles de Dispersión Coloidal para el Mejoramiento de la Eficiencia de Barrido Volumétrica en Procesos de Inyección de Agua: Del Piloto a la Expansión.** *Acipet, Bogotá, Colombia, 2015.*
45. Leon, L., Castillo, A., Perez, R., Jimenez, J., Izadi, M., Mendez, A., Castillo, O., Londoño, F., Zapata, J., Chaparro, C., **A Successful Polymer Flood Pilot at Palogrande-Cebu, a Low Permeability Reservoir in the Upper Magdalena Valley, Colombia.** *Paper SPE-190165-MS. SPE Improved Oil Recovery Conference, April 2018.* [[CrossRef](#)]
46. Leon, J., Izadi, M., Castillo, A., Zapata, J., Chaparro, C., Jimenez, J., Vicente, S., Castro, R., **Use of Cross-Linked Polymer Systems to Improve Volumetric Sweep Efficiency and Alternative Full Field Development Strategy for a Mature Waterflooding Optimization Processes - Dina Cretaceous Field Case.** *Paper SPE-190313-MS. SPE Improved Oil Recovery Conference, April 2018.* [[CrossRef](#)]
47. Llanos S., Manrique E., Quintero H., Castro R. (2020). **¿Es la nanotecnología escalable a un proceso convencional de inyección de polímero?.** *Revista Petrotecnia*, 2, 66-85. [[CrossRef](#)]
48. Luliano, A., Gómez, J., Martínez, C., Alonso, L., Kazempour, M., Kiani, M., Alzate, D., Singh, P., Jerauld, G., **Thermally Activated Particles Injection for Deep Conformance Control to Improve Oil Recovery in an Argentina Mature Waterflooded Reservoir: Cerro Dragon Field.** *Design. Paper SPE-200464-MS. SPE Improved Oil Recovery Conference, Virtual, August 2020.* [[CrossRef](#)]
49. Manrique, E., Alvarado, V., **Enhanced Oil Recovery Field Planning and Development Strategies.** *Gulf Professional Publishing, Elsevier. 2010.* [[CrossRef](#)]
50. Manrique, E., Thomas, C., Ravikiran, R., Izadi, M., Lantz, M., Romero, J., Alvarado, V., **EOR: Current Status and Opportunities.** *Paper SPE-130113-MS. SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, USA, April 2010.* [[CrossRef](#)]
51. Manrique, E., Reyes, S., Romero, J., Aye, N., Kiani, M., North, W., Thomas, C., Kazempour, M., Izadi, M., Roostapour, A., Muniz, G., Cabrera, F., Lantz, M., Norman, C., **Colloidal Dispersion Gels (CDG): Field Projects Review.** *Paper SPE-169705-MS. SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia, March 2014.* [[CrossRef](#)]
52. Manrique, E., Ahmadi, M., Samani, S. (2017). **Historical and recent observations in Polymer Floods: An Update Review.** *CT&F - Ciencia, Tecnología y Futuro*, 6(5), 17-48. [[CrossRef](#)]
53. Mayorga, H., Montes, J., Del Rio J., Quintanilla, G., **Implementación exitosa de un piloto de recobro mejorado con inyección de químicos (ASP) en el campo caracara Sur.** *Acipet, Bogotá, Colombia, 2017.* [[CrossRef](#)]
54. Maya, G., Castro, R., Lobo, A., Ordóñez, A., Sandoval, J., Mercado, D., Trujillo, M., Soto, C., Pérez H., (2010). **Estatus de la Recuperación Mejorada de Petróleo en Colombia.** *Oilproduction.Net.* [[CrossRef](#)]
55. Maya, G., Colmenares, K., Silva, M., Castro R., Sandoval J.E., León, J., Sánchez, F., Duarte, C., Castañeda, J., **Metodología, diseño y ejecución del proyecto de inyección de geles para control de canalización en el Campo Tello.** *Acipet, Bogotá, Colombia, 2011.*
56. Maya-Toro, G. A., Castro-García, R. H., Pachón-Contreras, Z. & Zapata-Arango, J. F. (2012). **Polymer gels for controlling water thief zones in injection wells.** *CT&F - Ciencia, Tecnología y Futuro*, 5(1), 37-44. [[CrossRef](#)]
57. Maya, G., Castro, R., Sandoval, J., Pachón, Z., Jiménez, R., Pinto, K., Diaz, V., Zapata, J., Perdomo, L., Muñoz, S., **Successful polymer gels application in a highly channeled peripheral injection well: Tello Field pilot.** *Paper 169478-MS. SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Maracaibo, Venezuela, May 2014.* [[CrossRef](#)]
58. Maya, G., **Análisis de los Mecanismos de Funcionamiento de los Geles Poliméricos en Procesos de Inyección de Agua.** *Universidad Industrial de Santander, Colombia, 2014.*

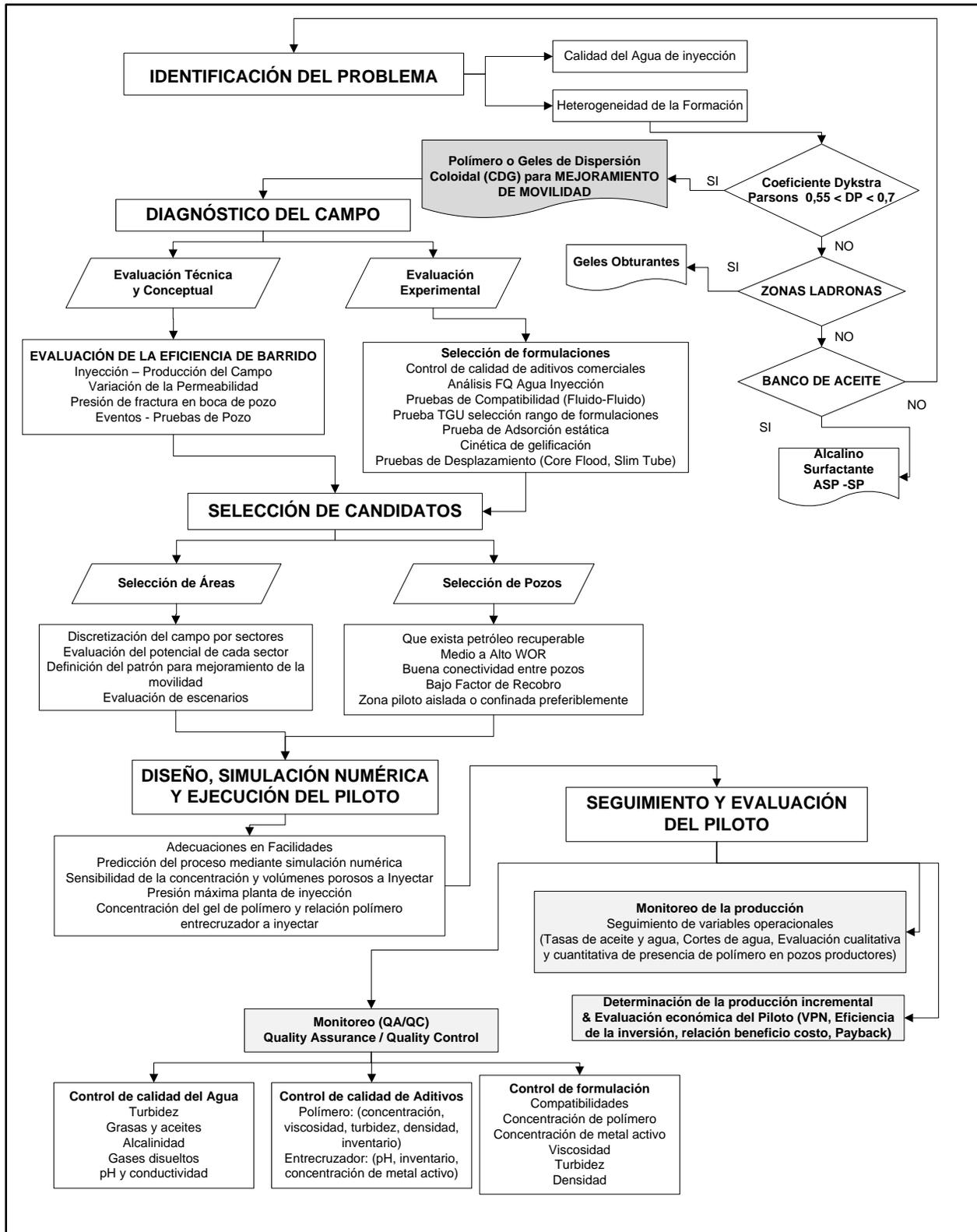
59. Maya, G., Jimenez, R., Castro, R., Mantilla, J., Vargas, J., Cardenas, F., Fernandez, F., Quintero, H., Zaitoun, A., Manrique, E., Romero, J., Putnam, J., **Design and Implementation of the First Polymer Flooding Project in Colombia: Yariguí-Cantagallo Field**. Paper SPE-177245-MS. SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, November 2015. [[CrossRef](#)]
60. Montoya, J., Sandoval, R., Vargas, A., Cabrera, F., Romero, J., Muniz, G., **Improving sweep efficiency in an underpressured naturally fractured reservoir**. Paper SPE-169091-MS, SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, USA, April 2014. [[CrossRef](#)]
61. Muhor, J., Utting, L., Michalczyk, R., Marcus, M., Marcus, T. (2017). **A novel approach to polymer dissolution – modular CPS**. In A Wu & R Jewell (eds), *Paste 2017: Proceedings of the 20th International Seminar on Paste and Thickened Tailings*. University of Science and Technology Beijing, Beijing, 170-179. [[CrossRef](#)]
62. Muruaga E., Flores M., Norman C., Romero J., **Combining Bulk Gels and Colloidal Dispersion Gels for Improved Volumetric Sweep Efficiency in a Mature Waterflood**. Paper SPE-113334-MS. SPE Symposium on Improved Oil Recovery, April 2008. [[CrossRef](#)]
63. Norman, C., Turner, B., Romero, J., Centeno, G., Muruaga, E., **A review of over 100 polymer gel injection well conformance treatments in Argentina and Venezuela: design, field implementation and evaluation**. Paper SPE 101781-MS, SPE First International Oil Conference and Exhibition in Mexico, Cancun, Mexico, August 2006. [[CrossRef](#)]
64. Padilla, J., Navas, E., Jiménez, R., Gutiérrez M., Rojas, D., Parra, M., Mora, G., **Tecnologías de conformance químico para mejorar la eficiencia de barrido vertical en el proceso de inyección de agua en el campo Casabe: Metodología para selección de pozos candidatos y factibilidad experimental para selección de productos**. Acipet, Bogotá, Colombia, 2019.
65. Paiva, M., Zanetti, J., Zanetti, S., Stieben, A., Tidball, E. (2022). **Fluid dynamics analysis and performance of polymer flow regulators for polymer flooding in multilayered reservoirs**. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 208, 1-10. [[CrossRef](#)]
66. Pérez, D., Munoz, L., Acosta, W., Falla, J., Martinez, J., Vidal, G., Norman, C., **Improving Sweep Efficiency In A Mature Waterflood; Balcon Field, Colombia**. Paper SPE-150955-MS, SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Mexico City, Mexico, April 2012. [[CrossRef](#)]
67. Pérez R., Castro R., Jimenez R., Maya G., Leon J., Quintero H., Reyes J., Perez L., Mendez A., Duque J., Castillo A., Romero M., Fernandez F., Quintero L., **Inyección de Polímero en Palogrande- Cebú, un Campo Maduro con Inyección de Agua y Potencial por Desarrollar**. Workshop SPE "Campos Maduros Talara 2017", Perú, 2017.
68. Pérez, R., Castro, R., Jimenez, R., Maya, G., Leon, J., Reyes, J., Mendez, A., Castillo, Romero, M., Fernandez F., Quintero L., Quintero, H., **Mature Field Revitalization Using Polymer Flooding: Palogrande - Cebú Field Case**. Paper SPE-185552-MS. SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires, Argentina, May 2017. [[CrossRef](#)]
69. Pérez, R., Espinosa, C., Pinto, K., Gutierrez, M. (2020). **Practical Methodology for Interwell Tracer Applications**. *CT&F - Ciencia, Tecnología y Futuro*, 10(2), 27-38. [[CrossRef](#)]
70. Portwood, J., Romero, J., **Waterflood Conformance Improvement – Practical Considerations & Lessons Learned**. *Revista Fuentes: El reventón energético*, 16(2), 7-21. [[CrossRef](#)]
71. Prieto, C. Rodriguez, R., Romero, P., Blin, N., Panadero, A., Escudero, M., Barrio, I., Alvarez, E., Montes, J., Angulo, R., Cubillos, H., **Design of an ASP Pilot for Caracas Sur Oilfield: Selection of Chemicals and Laboratory Assessment**. Paper SPE- 179595-MS. SPE Improved Oil Recovery Conference, Tulsa, Oklahoma, USA, April 2016. [[CrossRef](#)]
72. Pritchett, J., Frampton, H., Brinkman, J., Cheung, S., Morgan, J., Chang, K., Williams, D., Goodgame, J., **Field Application of a New In-Depth Waterflood Conformance Improvement Tool**. Paper SPE-84897-MS. SPE International Improved Oil Recovery Conference in Asia Pacific, October 2003. [[CrossRef](#)]
73. Ramos, J., Castro, R., Barreneche, C., Diazgranados, E. (2014). **Evaluación de la viabilidad técnica de la inyección de polímero y su impacto en las propiedades de rocas**. *Revista de investigación Universidad América*, 7(2), 70-105. [[CrossRef](#)]
74. Rhudy, J., Haws, G. (1973). **Method of polymer flooding**. US Patent US3726342A. United States Patent Office. [[CrossRef](#)]
75. Riaño, J., Navas E., Morales J., **Aplicación de la divergencia (conformance) mecánico y/o químico en un campo de inyección maduro**. Universidad de los Andes. Colombia, 2017. [[CrossRef](#)]
76. Rodríguez Z., Angarita C., Niño J., Llanos S., Quintero H., Corredor L., Castro R. (2022). **Biodegradation and toxicity of scleroglucan for Enhanced Oil Recovery**. *CT&F - Ciencia, Tecnología y Futuro*.
77. Ruiz M., Quintero H., Castro R., Romero A. (2020). **Use of nanoparticles to improve thermochemical resistance of synthetic Polymer to enhanced oil recovery applications: a review**. *CT&F - Ciencia, Tecnología y Futuro*, 10(2), 85-97. [[CrossRef](#)]
78. Sanabria, J., Poveda, P., Castro, R., Arango, M. (2012). **Modelamiento Estadístico para la Predicción Analógica de Reservas en los Bloques Sometidos al Proceso de Inyección de Agua en las Cuencas Valle Medio del Magdalena, Catatumbo y Llanos Orientales**. *Revista de investigación Universidad América*, 5 (2), 64-73. [[CrossRef](#)]

79. Sánchez, I., Barrera, E., Quijano, M. (2015). **Impact Evaluation of the pilot treatment of ASP (alkali-surfactant-polymer) injection fluids in the San Francisco field reservoir fluids from The Superintendence of Operation Huila- Tolima, Ecopetrol S.A.** Universidad Surcolombiana, 1-12. [[CrossRef](#)]
80. Sandiford, B., Keller, H. (1958). **Secondary recovery of petroleum.** (1958). US Patent US2827964A. United States Patent Office. [[CrossRef](#)]
81. Sandoval, J., Pérez, H., Maya, G., Castro, R., Muñoz, E., Colmenares, K., León, J., Sánchez, F., Villadiego, D., Manrique, E., Romero, J., Izadi, M. **Dina Cretaceo Field Chemical EOR: From Screening to Pilot Design.** Paper SPE-139200-MS. SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, December 2010. [[CrossRef](#)]
82. Sheng, J., **Modern Chemical Enhanced Oil Recovery: Theory and Practice.** Gulf Professional Publishing, Elsevier. 2011. [[CrossRef](#)]
83. Sheng, J., **A Comprehensive Review of Alkaline-Surfactant-Polymer (ASP) Flooding.** Paper SPE-165358-MS. SPE Western Regional & AAPG Pacific Section Meeting 2013 Joint Technical Conference, Monterey, California, USA, April 2013. [[CrossRef](#)]
84. Smith, J., **The Transition Pressure: A Quick Method for Quantifying Polyacrylamide Gel Strength.** Paper SPE-18739-MS. SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, Houston, Texas, February 1989. [[CrossRef](#)]
85. Smith, J. (1997). **Process for Modifying the Water Permeability of a Subterranean Formation.** US Patent US5662168A. United States Patent Office. [[CrossRef](#)]
86. Smith, J., **Practical Issues With Field Injection Well Gel Treatments.** Paper SPE-55631-MS. SPE Rocky Mountain Regional Meeting, Gillette, Wyoming, May 1999. [[CrossRef](#)]
87. Sorbie, K., **Polymer-improved oil recovery.** Springer Science & Business Media, 1991. [[CrossRef](#)]
88. Spildo, K., Skauge, A., Skauge, T., **Propagation of Colloidal Dispersion Gels (CDG) in Laboratory Corefloods.** Paper SPE-129927-MS, SPE Improved Oil Recovery Symposium, April 2010. [[CrossRef](#)]
89. Standnes, D., Skjevrak, I. (2014). **Literature review of implemented polymer field projects.** Journal of Petroleum Science and Engineering, 122, 761-775. [[CrossRef](#)]
90. Suárez, A., Soto, D., Borja, H., Daudin, R., **Massive Optimization Technique Improves Production of Mature Fields: San Francisco, Colombia.** Paper SPE 138979-MS. SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, December 2010. [[CrossRef](#)]
91. Sydansk R., Argabright, P. (1987). **Conformance Improvement in a Subterranean Hydrocarbon-Bearing Formation Using Polymer Gel.** US Patent US4683949A. United States Patent Office. [[CrossRef](#)]
92. Sydansk, R., Moore P., **Production Responses in Wyoming's Big Horn Basin Resulting From Application of Acrylamide-Polymer/Cr(III)-Carboxilate Gels.** Paper SPE-21894-MS. SPE, Richardson, Texas, 1990.
93. Sydansk, R., Southwell, G., **More Than 12 Years of Experience with a Successful Conformance-Control Polymer Gel Technology.** Paper SPE-66558-MS. SPE/AAPG Western Regional Meeting, June 19–22, 2000. [[CrossRef](#)]
94. Sydansk, R., **Polymers, Gels, Foams, and Resins – Chapter 13 Petroleum Engineering Handbook.** Society of Petroleum Engineers. 2007. [[CrossRef](#)]
95. Sydansk, R., Romero-Zeron, L. **Reservoir Conformance Improvement.** Society of Petroleum Engineers. 2011. [[CrossRef](#)]
96. Taborda E., Franco C., Lopera S., Castro R., Maya G., Idrobo A., Cortés F. (2020). **Effect of Surface Acidity of SiO₂ Nanoparticles on Thermal Stability of Polymer Solutions for Application in EOR Processes.** Journal of Petroleum Science and Engineering, 196, 1-13. [[CrossRef](#)]
97. Trujillo, M., Mercado, D., Maya, G., Castro, R., Soto, C., Perez, H., Gomez, V., **Selection Methodology for Screening Evaluation of Enhanced-Oil-Recovery Methods.** Paper SPE-139222-MS, SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Lima, Peru, December 2010. [[CrossRef](#)]
98. Wilson, D. (2010). **Laboratorio de diseño de un sistema Álcali-Surfactante-Polímero disuelto en agua fresca suavizada para el campo San Francisco.** Surtek, Golden, Washington.
99. Wyatt, K., Pitts, M., Surkalo, H., **Field Chemical Flood Performance Comparison with Laboratory Displacement in Reservoir Core.** Paper SPE-89385-MS. SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, April 2004. [[CrossRef](#)]
100. Zabala R., Giraldo L., Giraldo M., Llanos S., Maya G., Castro R., Franco C., Cortés F., Castillo C., Jimenez J., Patiño C. **Improving the Polymer Injection Technique an Enhanced Oil Recovery Process due to Synergy between Nanoparticles (Np) and Polymers.** Acipet, Bogotá, Colombia, 2017.

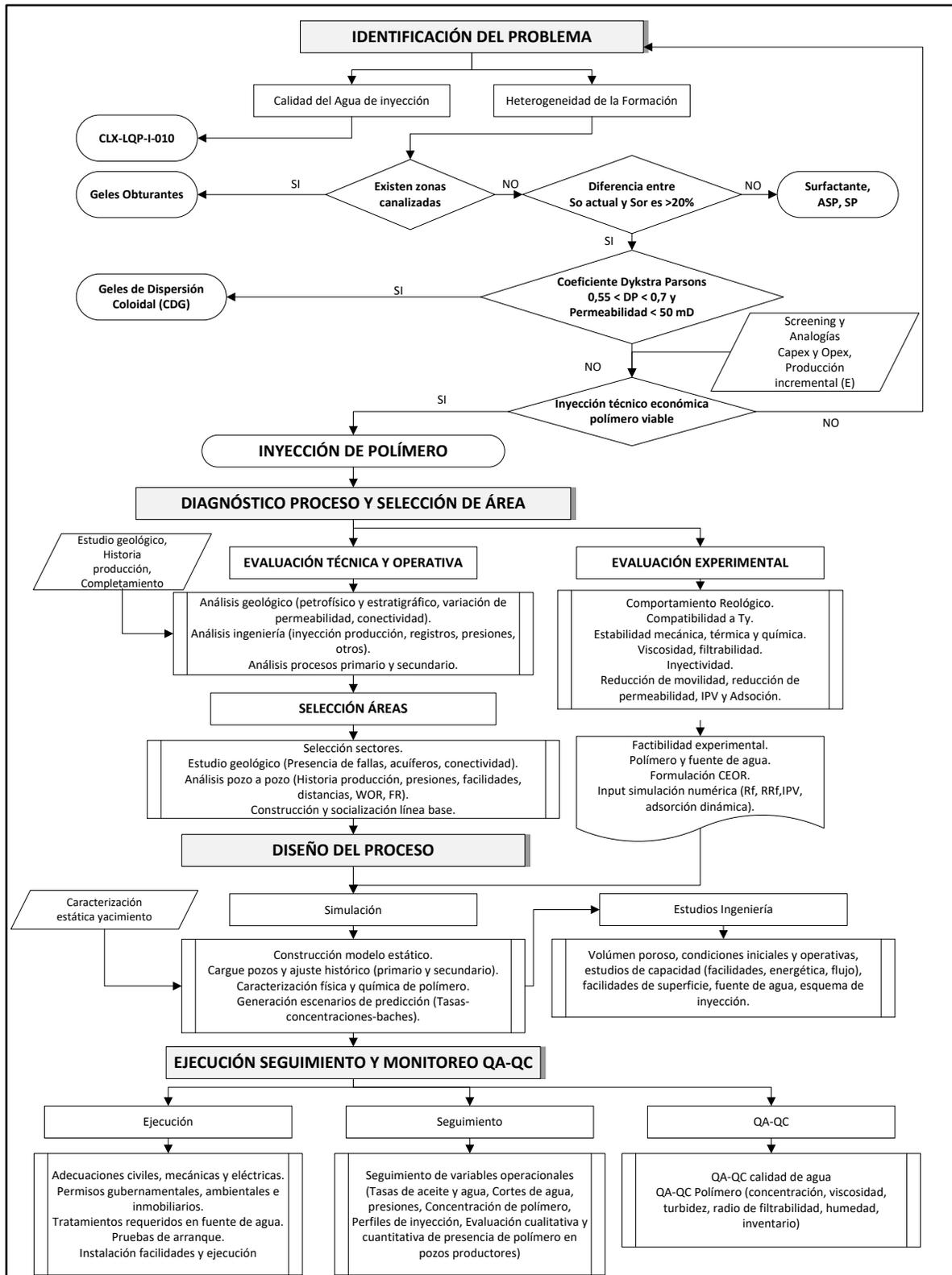
Anexo 1. Metodología para inyección de gels para control de zonas canalizadas (figura 1. en [Maya et al. 2012](#))



Anexo 2. Metodología para inyección de geles de dispersión coloidal -CDG (figura 10 en [Castro et al. 2013](#))

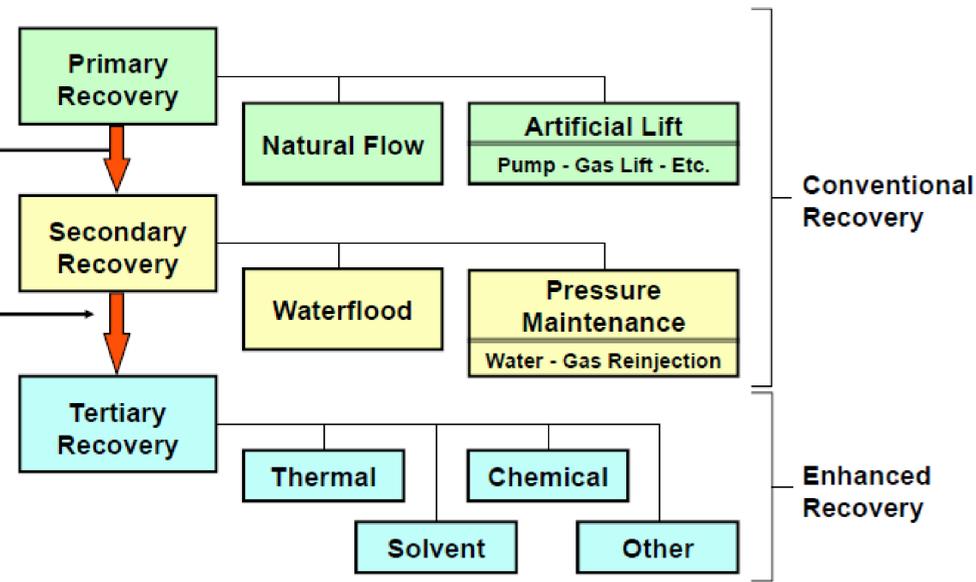


Anexo 3. Metodología proceso Polymer flooding (Castro et al. 2016)



Anexo 4. Estatus de la inyección de polímero HPAM en Colombia y principales resultados de las tecnologías de conformance químico, CDG y polymer flooding.

Status of polymer EOR technologies in Colombia



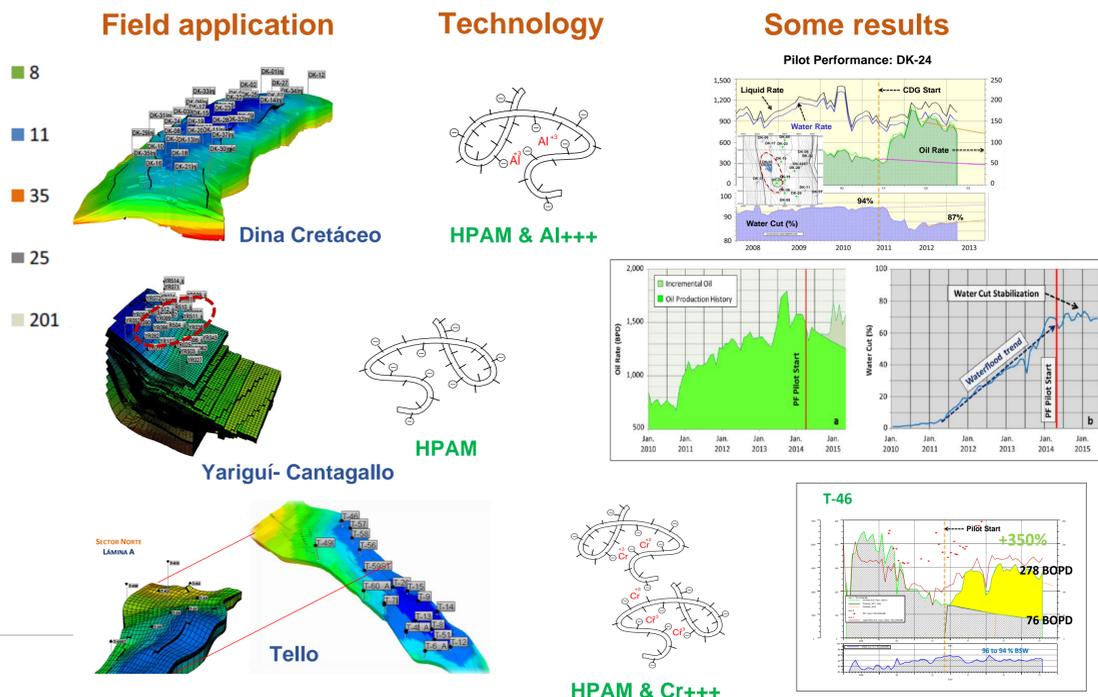
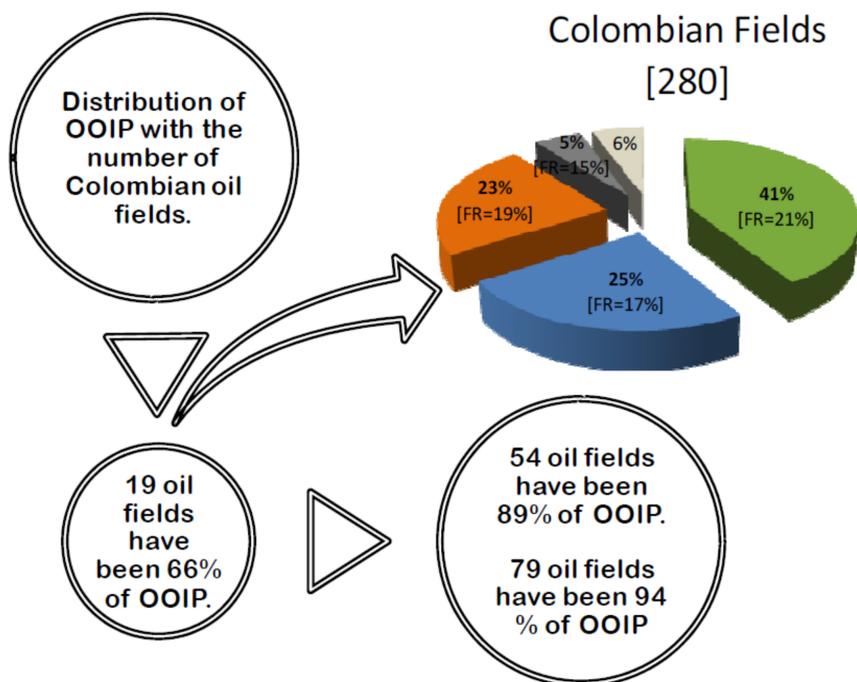
Source: Adapted from the Oil & Gas Journal, Apr. 23, 1990

EOR: Oil recovery by the injection of materials (pore volume fraction $\approx 0,3$) not normally present in the reservoir, deep-formation reservoirs processes, excludes conventional Waterflooding, not necessarily "tertiary" recovery (**Larry W. Lake**).

In the last decade, different EOR processes have been carried out in Colombia, most of them including HPAM Polymers (partially hydrolyzed polyacrylamides) evaluated as CDG, ASP or polymer injection technologies to increase their recovery factor in Colombian fields:

- **Colloidal dispersion gels -CDG** for mobility control and deep divergence performed in Dina Cretaceo and Tello fields). [SPE-139200, SPE-165273, SPE-190313]
- **Polymer flooding** for mobility control applied in Yarigui- Cantagallo, Casabe, La Cira, Palogrande- Cebu and Chichimene fields. [SPE-177245, SPE-185552, SPE-190165, SPE-188555]
- **ASP** to increase oil recovery applied in Caracara Sur y San Francisco fields. [SPE-179595, SPE-190213]
- In synergy with around 40 channeling control (**bulk gels**) and deep chemical conformance (**Thermally Active Polymer- TAP**) treatments developed in Guando, Balcón, Tello, San Francisco, Yaguara, Palogrande- Cebu, La Cira- Infantas, Casabe and Yarigui- Cantagallo fields. [SPE-150955, SPE-169478, SPE-169091, SPE-209472]

The results of the pilots increased the interest in massive application of polymer injection technologies in different Colombian fields to increase the oil recovery factor.



Status EOR Colombia 2010 [SPE-139199, SPE-139222]



Adapted from: Castro, R., *Status of Polymer EOR technologies in Colombia*. VIII Escuela de Verano, Universidad Nacional de Colombia Sede Medellín, Colombia, 2021. [CrossRef]

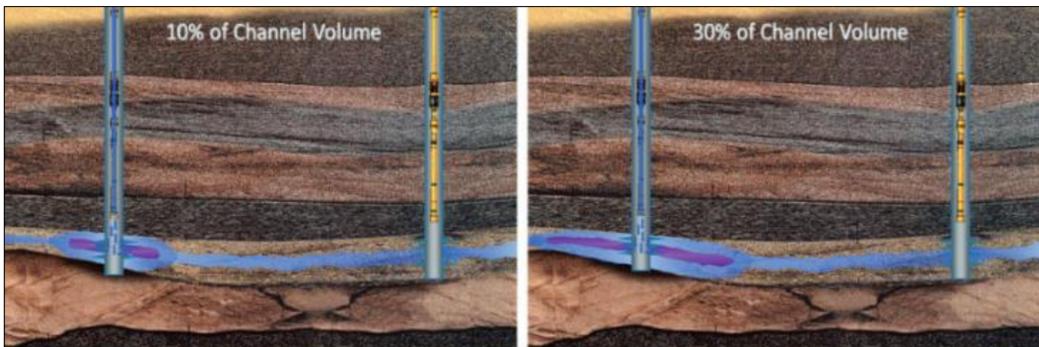
For more information, please email rhcastroga@unal.edu.co



Conformance treatments in Colombia

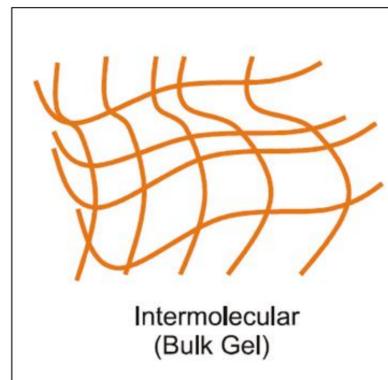
The use of Bulk Gels to redistribute drive fluids can be a good strategy to improve sweep efficiency and increase oil recovery by reducing water channeling between the injectors and one or more of the offset producers in heterogeneous reservoirs. Bulk Gels has been widely applied to improve and/or modify near and/or far-wellbore injection profiles with consistently successful results in the U.S and abroad.

In Colombia, the bulk gels treatments for water channeling control and vertical chemical conformance began in 2008. These treatments have been carried out in around 40 injection wells of 8 oil fields.



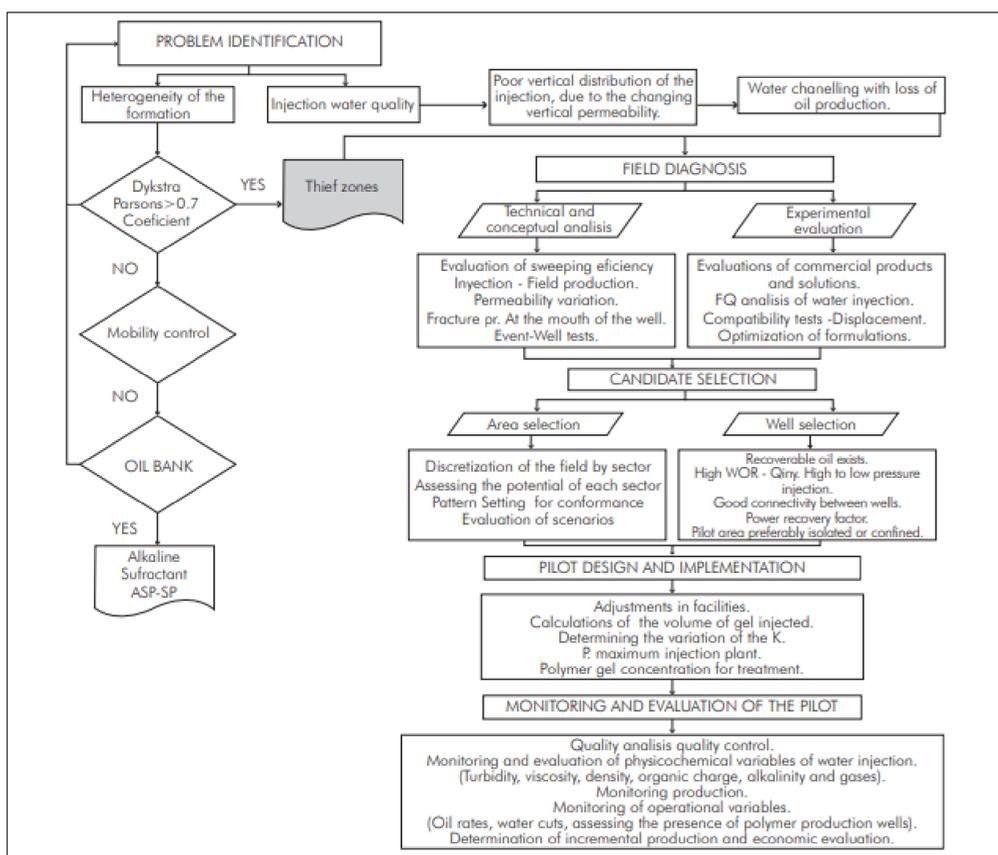
Volume and positioning of Bulk Gel treatments (figure 9. in Portwood & Romero, 2018 [CrossRef])

Year	Field	Treatments
2008	Guando	4
2010	Balcon	3
2010	Tello	7
2013	San Francisco	6
2013	Yaguara	2
2014	Palogrande- Cebu	2
2018	La Cira Infantas	5
2019	Casabe	2+

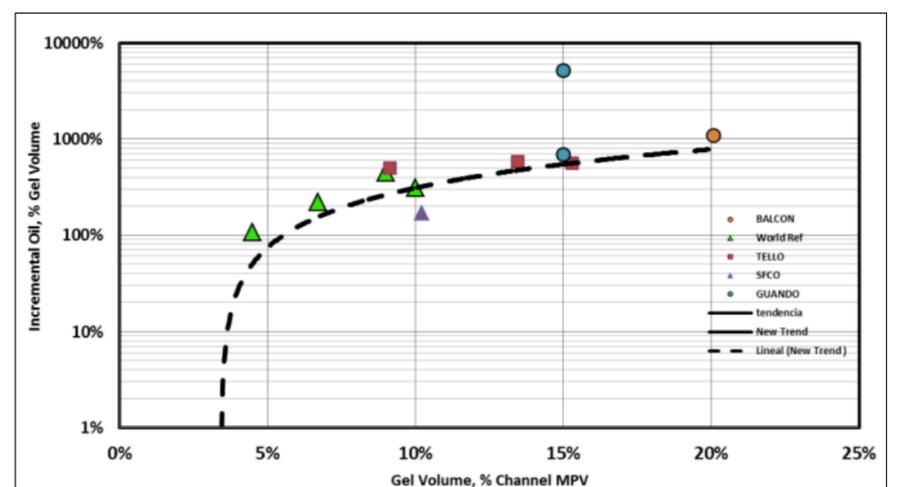


Gelation mechanism (figure 12. in Diaz et al. 2008 [CrossRef])

Methodology:



Methodology for the control of water thief zones in injection wells.(figure 1. in Maya et al. 2012 [CrossRef])



Relationship between gel volume injected and improved oil recovery in Colombia (figure 6. in Riaño et al. 2017 [CrossRef])

Results according to the Colombian references:

- Approximately 3 barrels of incremental oil are produced for every barrel of bulk gel injected.
- The average cost per incremental oil barrel of the reported treatments is less than US \$ 5.

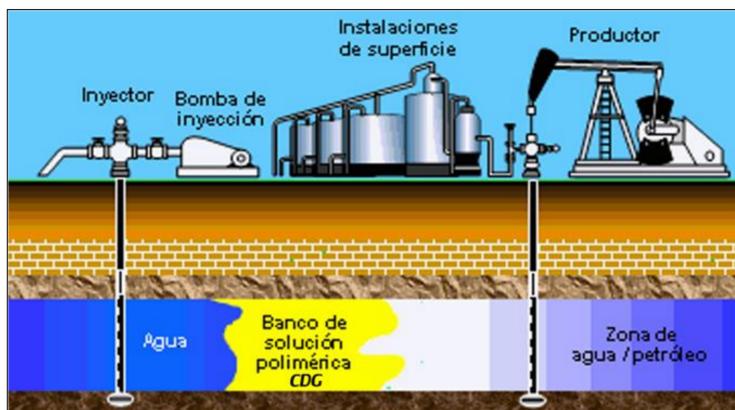
Some World references: Sydansk & Argabright (1987) [CrossRef]; Smith (1999) [CrossRef]; Sydansk & Southwell (2000) [CrossRef]; Norman et al. (2006) [CrossRef]; Aldhaferi et al. (2016) [CrossRef].

Some Colombian references:

1. Beltrán, D., Marín, K., *Evaluación técnico-financiera de aplicabilidad de la tecnología "conformance" para 16 patrones candidatos, mediante el modelo de capacidad resistiva (CRM) en el campo La Cira Infantas.* Universidad de América, Colombia, 2018. [CrossRef]
2. Maya, G., Castro, R., Sandoval, J., Pachón, Z., Jiménez, R., Pinto, K., Diaz, V., Zapata, J., Perdomo, L., Muñoz, S., *Successful polymer gels application in a highly channeled peripheral injection well: Tello Field pilot.* Paper 169478-MS. SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Maracaibo, Venezuela, May 2014. [CrossRef]
3. Montoya, J., Sandoval, R., Vargas, A., Cabrera, F., Romero, J., Muniz, G., *Improving sweep efficiency in an underpressured naturally fractured reservoir.* Paper SPE-169091-MS, SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, USA, April 2014. [CrossRef]
4. Padilla, J., Navas, E., Jiménez, R., Gutiérrez M., Rojas, D., Parra, M., Mora, G., *Tecnologías de conformance químico para mejorar la eficiencia de barrido vertical en el proceso de inyección de agua en el campo Casabe: Metodología para selección de pozos candidatos y factibilidad experimental para selección de productos.* Acipet, Bogotá, Colombia, 2019.
5. Perez, D., Munoz, L., Acosta, W., Falla, J., Martinez, J., Vidal, G., Norman, C., *Improving Sweep Efficiency In A Mature Waterflood; Balcon Field, Colombia.* Paper SPE-150955-MS, SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Mexico City, Mexico, April 2012. [CrossRef]
6. Riaño, J., Navas E., Morales J., *Aplicación de la divergencia (conformance) mecánico y/o químico en un campo de inyección maduro.* Universidad de los Andes. Colombia, 2017. [CrossRef]

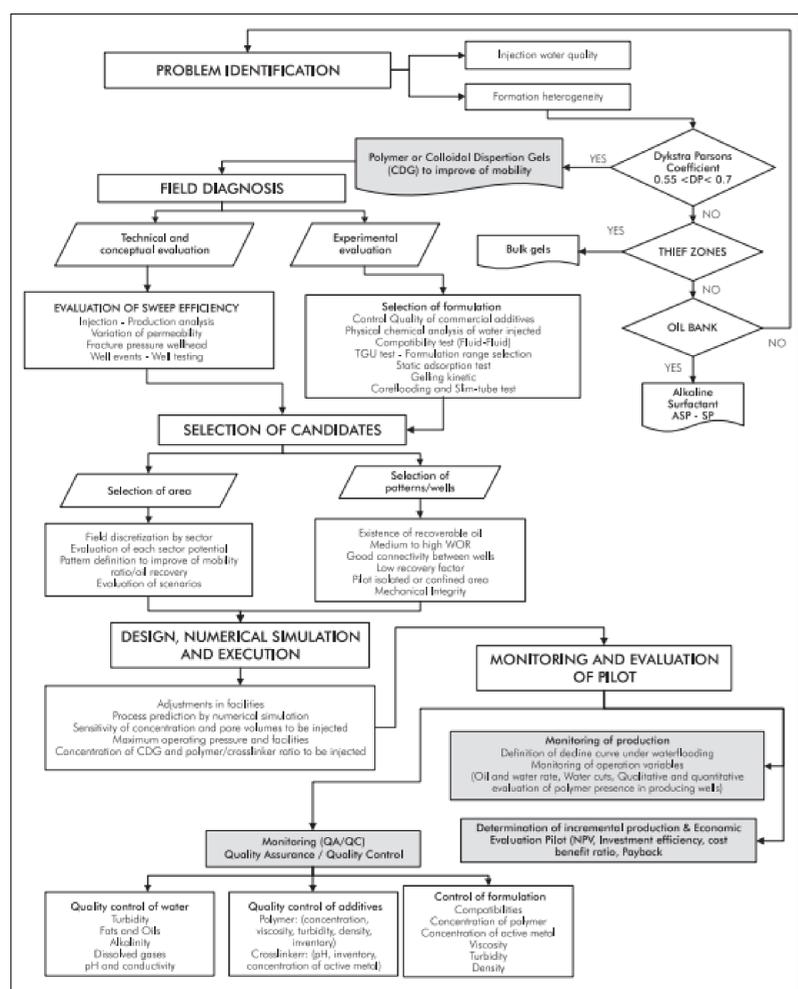
Colloidal Dispersion Gels - CDG process in Colombia

Colloidal Dispersion Gels (CDG) have been applied as an alternative to polymer flooding, leading to better sweep efficiency in reservoirs with unfavourable mobility ratio. CDG solutions achieved high viscosities with low concentrations of HPAM.

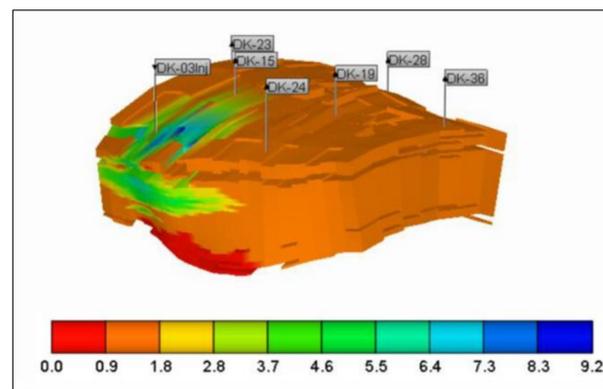


CDG process for Enhanced Oil Recovery (figure 9. in Castro, 2011 [CrossRef])

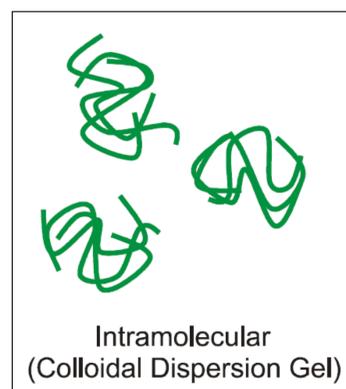
Methodology:



Methodology for the design, execution and monitoring of CDG injection. (figure 10. in Castro et al. 2013 [CrossRef])



CDG numerical simulation - RRF distribution (figure 7. in Castro et al. 2013 [CrossRef])



Intramolecular (Colloidal Dispersion Gel)

Gelation mechanism (figure 12. in Diaz et al. 2008 [CrossRef])

In Colombia, the Colloidal Dispersion Gels - CDG process for mobility control and deep divergence began in 2011. These processes have been carried out in Dina Cretaceo and Tello fields.

The injection of 1.25 million barrels of CDG in just one pattern without losing injectivity, the low HPAM concentration (400 ppm) and the percentage of the injected pore volume (14% on average) are highlighted.

Pattern	PV Pilot, MMbbls	OOIP, MMbbls	Polymer Concentration, ppm	Polymer Cross linker ratio P:CLX	Start Date	Finish Date	Volume of Injected CDG, MMbbls	%PV Injected CDG
DK-03 (Phases I, II)	6.47	4.41	400	40:1	09/Jun/2011	31/Jan/2015	0.949	14.7
DK-06	4.75	3.43	400	40:1	27/Jun/2013	15/Feb/2015	0.939	19.8
DK-32ST	4.81	3.31	400	40:1	01/Dec/2013	31/May/2015	0.354	7.4
Dk-04	9.43	6.58	500	40:1	26/Nov/2013	15/Feb/2015	1.25	13.3
Total	25.46	17.73			09/Jun/2011	31/May/2015	3.492	13.7

Summary of the CDG pilot in Dina Cretaceo field (table 2 in León, et al. 2018 [CrossRef])

Results according to the Colombian references:

- Approximately 1 barrels of incremental oil are produced for every 3 barrels of CDG injected.
- The average cost per incremental oil barrel of the reported treatments is US \$ 4,6.
- In 2019 expansion of CDG process began in all Dina Cretaceo field.

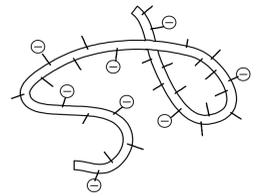
Some World references: Smith, J. (1997) [CrossRef]; Muruaga et al. (2008) [CrossRef]; Spildo et al. (2010) [CrossRef]; Manrique et al. (2014) [CrossRef]; Aldaheri et al. (2016) [CrossRef].

Some Colombian references:

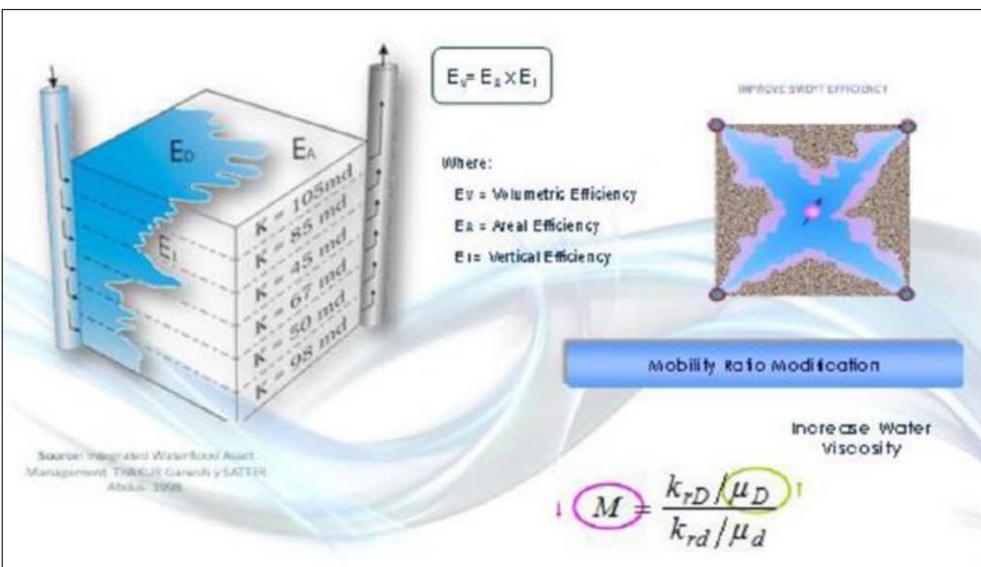
- Alzate, D., León, J.M., Cabrera, F. y Manrique, E. (2017). Evidences of CDG formation and possible interpretations of core flood studies. Revista Fuentes: El reventón energético, 15(2), 31-47. [CrossRef]
- Castro, R., Análisis de un proceso de inyección de geles de dispersión coloidal (CDG) usando ensayos de laboratorio y simulación numérica. Universidad Industrial de Santander, Colombia, 2011. [CrossRef]
- Castro, R., Maya, G., León, J., Zapata, J., Pérez, G., Manrique, E. (2012). Primer Piloto CEOR en Colombia: Desde el Screening Hasta la Implementación y Monitoreo en Campo. Oilproduction.Net. [CrossRef]
- Castro, R., Maya, G., Sandoval, J., Leon, J., Zapata, J., Lobo, A., Villadiego, D., Perdomo, L., Cabrera, F., Izadi, M., Romero, J., Norman, C., Manrique, E., Colloidal Dispersion Gels (CDG) in Dina Cretáceos Field: From Pilot Design to Field Implementation and Performance. Paper SPE-165273-MS. SPE Enhanced Oil Recovery Conference, July 2013. [CrossRef]
- Leon, J., Izadi, M., Castillo, A., Zapata, J., Chaparro, C., Jimenez, J., Vicente, S., Castro, R., Use of Cross-Linked Polymer Systems to Improve Volumetric Sweep Efficiency and Alternative Full Field Development Strategy for a Mature Waterflooding Optimization Processes - Dina Cretaceous Field Case. Paper SPE-190313-MS. SPE Improved Oil Recovery Conference, April 2018. [CrossRef]
- Sandoval, J., Pérez, H., Maya, G., Castro, R., Muñoz, E., Colmenares, K., León, J., Sánchez, F., Villadiego, D., Manrique, E., Romero, J., Izadi, M. Dina Cretaceo Field Chemical EOR: From Screening to Pilot Design. Paper SPE-139200-MS. SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, December 2010. [CrossRef]



Polymer flooding in Colombia

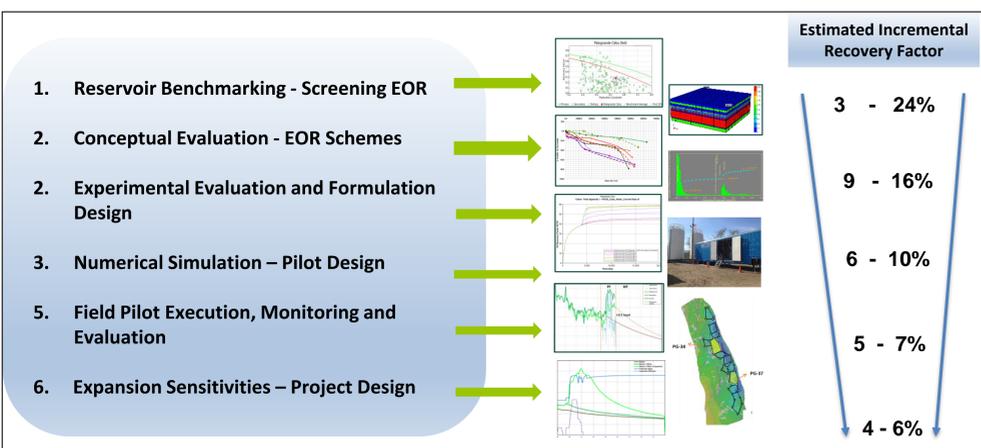


Polymer flooding is a commercial Enhanced Oil Recovery Process (EOR). Its main objective is to improve volumetric sweep efficiency of a reservoir by increasing the viscosity of the aqueous phase (in mature and recent waterfloods processes).



Improved volumetric sweep efficiency by Mobility ratio modification (figure 5 in Gheneim et al. 2017 [CrossRef])

Castro et al. 2016 [CrossRef] developed an integrated methodology to provide the guidelines for the design, execution, and optimization of polymer flooding processes. The incremental recovery factor and oil production response in each stage allow demonstrating the applicability of this process.



Predictable results & uncertainty reduction for injection of polymeric solutions (figure 10. in León et al. 2018 [CrossRef])

Polymer flooding projects for mobility control began in Colombia in 2014. These projects have been carried out in 5 fields: Yarigui- Cantagallo (4 patterns), Casabe (4 patterns), Palogrande- Cebu (2 patterns), Chichimene (5 patterns), and La Cira- Infantas (2 patterns in 2016).

PARAMETER	PILOT			
	YARIGUI	CASABE	PALOGRANDE	CHICHIMENE
Lithology	Sandstone	Sandstone	Sandstone	Sandstone
T° reservoir (°F)	138	116	143	185 – 210
Permeability, mD	50 – 350 (105 average)	5 – 1000 (150 average)	6 – 150 (78 average)	100 – 5000
Oil viscosity, cP	24 (@ Pb & T° reservoir)	37 (@ Pb & T° reservoir)	9.4 (@ Pb & T° reservoir)	350 – 700 (@ Pb & T° r.)
Water source	Aquifer	Aquifer	Production / aquifer	Production
Chlorides, ppm	< 10	< 10	4500 / < 100	2000
Presence of iron	No	No	Yes (Production water)	Yes
Presence of fats and oil	No	No	Yes (Production water)	Yes
Polymer type	HPAM	HPAM	HPAM	HPAM
Surface polymer viscosity, cP	20	11	3.3	30
Polymer concentration, ppm	550	312	1100 (Production water) 300 (Aquifer water)	2000 - 2500
Mobility ratio, waterflood	12	6	7.5	50 – 90
Mobility ratio, polymer flooding	1	1	1	5 – 10
Pilot start	March 2014	October 2014	May 2015	September 2015
Start of incremental oil production	October 2014	February 2015	February 2016	May 2016

(1) On May 31, 2017.

Summary of the polymer flooding pilots in Colombia (table 5. in Jimenez et al. 2017 [CrossRef])

PARAMETER	PILOT			
	YARIGUI	CASABE	PALOGRANDE	CHICHIMENE
Cumulative injection, MBbls of polymer	3.03	1.28	2.00	3.17
Cumulative injection, tons of polymer	278.64	72.72	319.50	972.27
Cumulative incremental oil production, KBO	202.42	109.99	130	17
Efficiency, BO incremental / Kg polymer	0.73	1.51	0.41	0.02
BO incremental / Bbls of polymer injected	0.07	0.09	0.07	0.01

(1) On May 31, 2017.

Efficiency of the polymer flooding pilots in Colombia (table 6. in Jimenez et al. 2017 [CrossRef])

Reported results in Colombian references:

- Approximately 0,7 barrels of incremental oil are produced for every kilogram of polymer injected (1).
- The average cost per incremental oil barrel of the reported treatments is between US \$ 4,6 and US \$ 8.
- Water source and water quality directly impact the efficiency and cost of the polymer flooding process.

Some World references: Sandiford & Keller (1958) [CrossRef]; Sorbie (1991) [CrossRef]; Sheng, (2011) [CrossRef]; Standnes & Skjevraak (2014) [CrossRef]; Manrique et al. (2017) [CrossRef].

Some Colombian references:

- Acosta, T., Rojas, D., Zapata, J., Caldera, G., Jimenez, R., Manrique, G., Gheneim, T., Azancot, A., **Recuperación mejorada en un yacimiento de alta complejidad estratigráfica: Campo Casabe (Caso de estudio)**. Acipet, Bogotá, Colombia, 2017. [CrossRef]
- Castro, R., Pérez, R., Maya, G., Quintero, H., Jiménez, R., García, H., Quintero, L. (2016). **Polymer Flooding Process to Increase Recovery Factor**. Georesources, 18(4), 271-280. [CrossRef]
- Gheneim T., Azancot, A., Acosta, T., Zapata, J., Chaparro, C., Lobo, A., Jimenez, A., Perez, G., **Enhanced Oil Recovery in a High Stratigraphic Complex Reservoir: Casabe Project Case Study**. Paper SPE-188555-MS. SPE Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, Abu Dhabi, UAE, November 2017. [CrossRef]
- Jiménez R., Castro R., Maya G., Pérez R., Delgadillo C., García H., León J., Cárdenas F., **Análisis comparativo de procesos de inyección de polímeros ejecutados en Colombia**. Acipet, Bogotá, Colombia, 2017. [CrossRef]
- Leon, L., Castillo, A., Perez, R., Jimenez, J., Izadi, M., Mendez, A., Castillo, O., Londoño, F., Zapata, J., Chaparro, C., **A Successful Polymer Flood Pilot at Palogrande-Cebu, a Low Permeability Reservoir in the Upper Magdalena Valley, Colombia**. Paper SPE-190165-MS. SPE Improved Oil Recovery Conference, April 2018. [CrossRef]
- Maya, G., Jimenez, R., Castro, R., Mantilla, J., Vargas, J., Cardenas, F., Fernandez, F., Quintero, H., Zaitoun, A., Manrique, E., Romero, J., Putnam, J., **Design and Implementation of the First Polymer Flooding Project in Colombia: Yarigui-Cantagallo Field**. Paper SPE-177245-MS. SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, November 2015. [CrossRef]
- Pérez, R., Castro, R., Jimenez, R., Maya, G., Leon, J., Reyes, J., Mendez, A., Castillo, Romero, M., Fernandez F., Quintero L., Quintero, H., **Mature Field Revitalization Using Polymer Flooding: Palogrande - Cebú Field Case**. Paper SPE-185552-MS. SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires, Argentina, May 2017. [CrossRef]

