

Estudio de la viabilidad técnica para la implementación de la inyección alternada agua-gas combinada con la inyección de químicos en un campo de crudo mediano en Colombia

págs. 137-161

Grupo de investigación en Simulación de Yacimientos y Recobro Mejorado

Línea de investigación: Recobro mejorado

Jorge Luis Ramos Ramos• Cesar Augusto Duarte Prada•• Ivan Rodrigo Astros Fonseca•••

Ángela del Pilar Trujillo Montes•••

Recibido: 2 de mayo de 2013 Aceptado: 16 de octubre de 2013

RESUMEN

El presente trabajo muestra la viabilidad técnica de la tecnología CWAG (inyección alternada de agua-gas-químicos) para ser implementada en un campo de crudo mediano en Colombia, generando un modelo de simulación numérica en el software CMG-STARs. El proceso inicia con la validación del modelo estático del campo siguiendo el esquema de producción actual (inyección de agua y prueba piloto de la inyección alternada de agua-gas), luego se realiza el cotejo histórico de los fluidos de producción (agua y aceite) para poder proyectar diferentes escenarios con el uso de químicos (surfactantes, polímeros y alcalinos), y con la tecnología CWAG; desarrollando un serie de sensibilidades que ayudan a determinar cuál sería el mejor escenario para implementar según el incremento del factor de recobro, teniendo en cuenta variables como las tasas de inyección de gas, número de pozos inyectoros, frecuencia de inyección, orden de los baches, concentraciones de químicos y relación de los baches inyectados.

Palabras claves: Inyección alternada de agua-gas-químicos, Inyección alternada agua-gas, Inyección polímeros, Inyección surfactantes, Crudo mediano, Simulación yacimientos.

ABSTRACT

This study demonstrates the technical viability of the technology CWAG (Chemically Enhanced Water Alternating Gas) to be implemented in a Colombia oil field, generating a numerical simulation model with CMG-STARs software.

The process begins with the validation of the static model following the current production scheme (water injection and pilot injection water alternating gas), then makes the history matching production fluids (water and oil) to project different scenarios with the use of chemicals (surfactants, polymers and alkaline), and CWAG technology, developing a number of sensitivities that help to determine how best to implement scenario as increasing the recovery factor, taking into account variables such as gas in-

• Docente investigador Universidad de América. Director del grupo de simulación de yacimientos.

•• Ingeniero Departamento de Yacimientos Empresa Colombiana de Petróleos. Proyecto desarrollado en Convenio con Ecopetrol.

••• Estudiantes coinvestigadores del programa de Ingeniería de petróleo.

jection rates, number of injection wells, injection frequency, order of potholes, chemical concentrations and injected potholes relationship.

Key words: Water-alternating gas injection, Polymer injection, Chemically enhanced water alternating gas, Surfactants injection, Medium crude oil, Reservoir Simulation.

1. INTRODUCCIÓN

La demanda creciente de hidrocarburos, crea la necesidad de aumentar la producción de petróleo de los campos, es por esto que se utiliza los métodos de recobro mejorado que ayudan a mantener las presiones del yacimiento, mejorar la movilidad de los fluidos, reducir la tensión interfacial, estabilizar los frentes de inyección y mejorar la eficiencia de barrido, por esto se han desarrollado diferentes mecanismos de recobro que alteran directamente las propiedades del sistema roca-fluido.

En el trabajo se analizará el efecto que tendrá la inyección alternada agua-gas-químico, este estudio se realizará mediante una simulación numérica la cual necesita de una caracterización del yacimiento describiendo los parámetros de selección del método como la permeabilidad, porosidad, saturación de petróleo, mojabilidad, presión, temperatura, geología, profundidad, viscosidad del crudo, gravedad API, espesor neto y otras variables petrofísicas; para generar un pronóstico de producción del campo bajo el escenario CWAG, se desarrollan una serie de sensibilidades para determinar las mejores condiciones de operación del proceso y con base en lo anterior recomendar un escenario para su posible implementación.

Se presenta la posibilidad de usar una nueva tecnología que no ha sido aplicada en Colombia con base al análisis de la simulación numérica realizada en software CMG módulo STARS y al análisis de los resultados obtenidos para evaluar todos los fenómenos relacionados con este proceso.

2. MATERIALES Y MÉTODO

Inyección alternada de agua y gas

El método de inyección alternado agua-gas (WAG) utiliza baches alternados de agua y gas como se muestra en la Figura 1, para obtener una mayor eficiencia barrido de la zona de interés Este método controla la movilidad y estabiliza el frente de desplazamiento ayudando a la disminución de la digitación por efectos de viscosidad del gas.

Paris de Ferrer (2001) relaciona la ventana de aplicación para este proceso con respecto a la formación, y viene dada por requerimientos de presión y temperatura.

- La inyección se limita a la presión de fractura y a los costos de bombeo según la profundidad del yacimiento.
- Este método se aplica a temperaturas mayores de 100°F.
- El petróleo a producir es mediano (>25 °API) y de viscosidades menores a 20 cP. Debido a que la diferencia de viscosidades entre el gas y el petróleo determina la eficiencia el mecanismo.

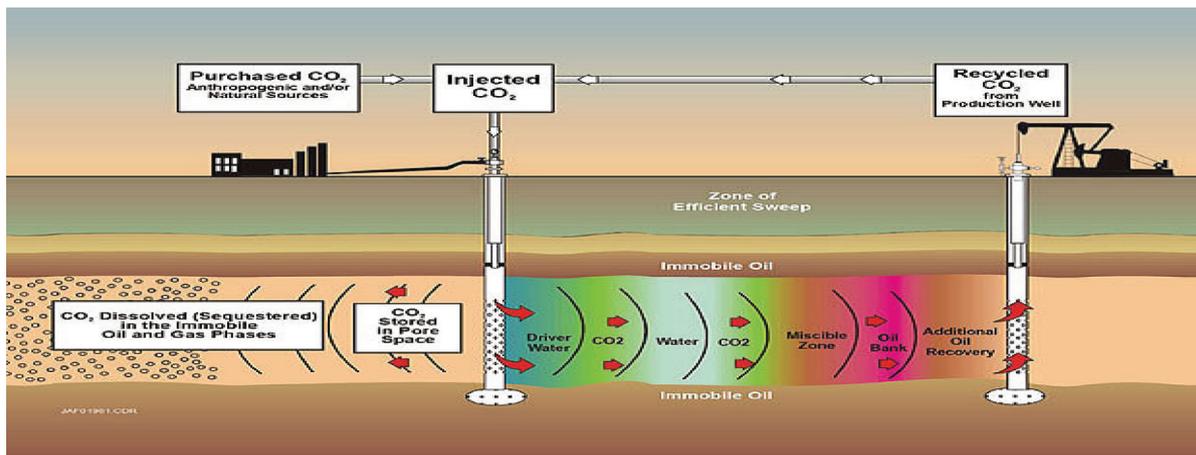
Según Robinson Jiménez (2007), el agua inyectada comienza a adherirse a las esquinas de los poros (sistema mojado por agua) removiendo el petróleo de esta zona, debido a que el mecanismo utilizado por parte del agua es el flujo por presión capilar y no por efecto pistón (mecanismo que actúa cuando la fase humidificante es el petróleo). El agua en un principio rodea el gas hasta que la presión hace que este se vuelva inestable y comience a moverse en el medio poroso, ocupando el espacio que antes ocupaba el petróleo, produciendo el desplazamiento del mismo.

Inyección de polímeros

Consiste en aumentar la viscosidad del agua a partir de la adición de un polímero soluble, lo

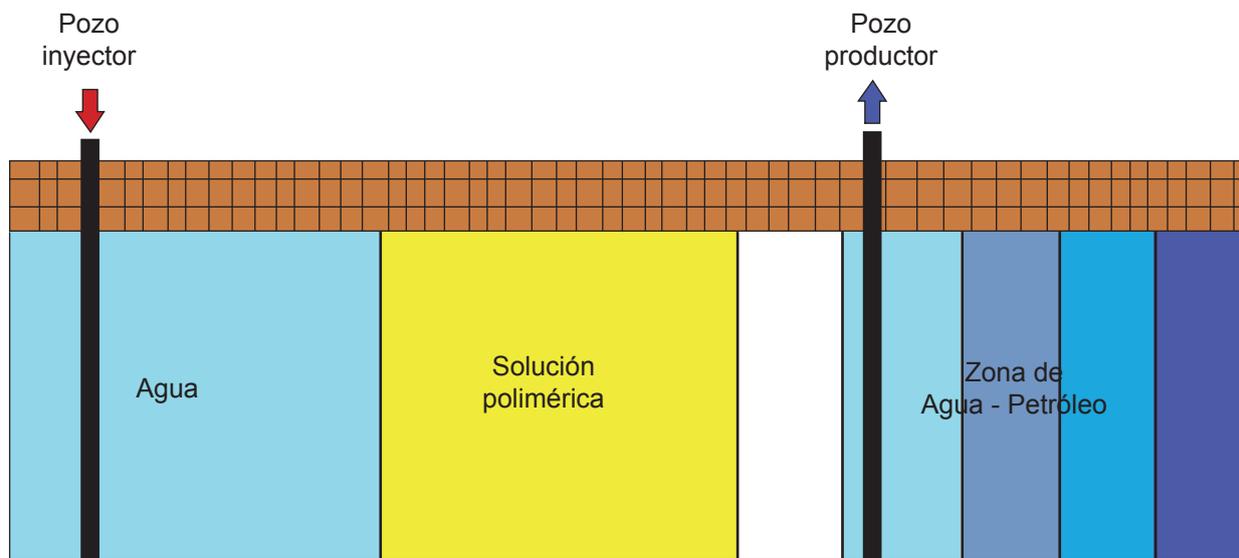
cual conduce a una mejora en la relación de movilidad agua/petróleo mejorado la eficiencia de barrido y aumentado así la producción de petróleo. (Véase la **Figura 2**).

Figura 1.Proceso de inyección alternada de agua y gas



Fuente: Global Carbon Capture and Storage Institute.

Figura 2.Esquema del proceso de inyección de polímeros



Fuente: Autores

Los polímeros más utilizados son los poliacrílicos y las poliácridamidas (PAA). A bajas salinidades, las PAA presentan una mayor relación de movilidad por medio del incremento de la viscosidad del agua y de la disminución de la

permeabilidad al agua de la formación. Los biopolímeros son menos sensibles a los efectos de salinidad, sin embargo son más costosos en virtud de los procesos de pre tratamiento que requieren. En definitiva, se deben escoger po-

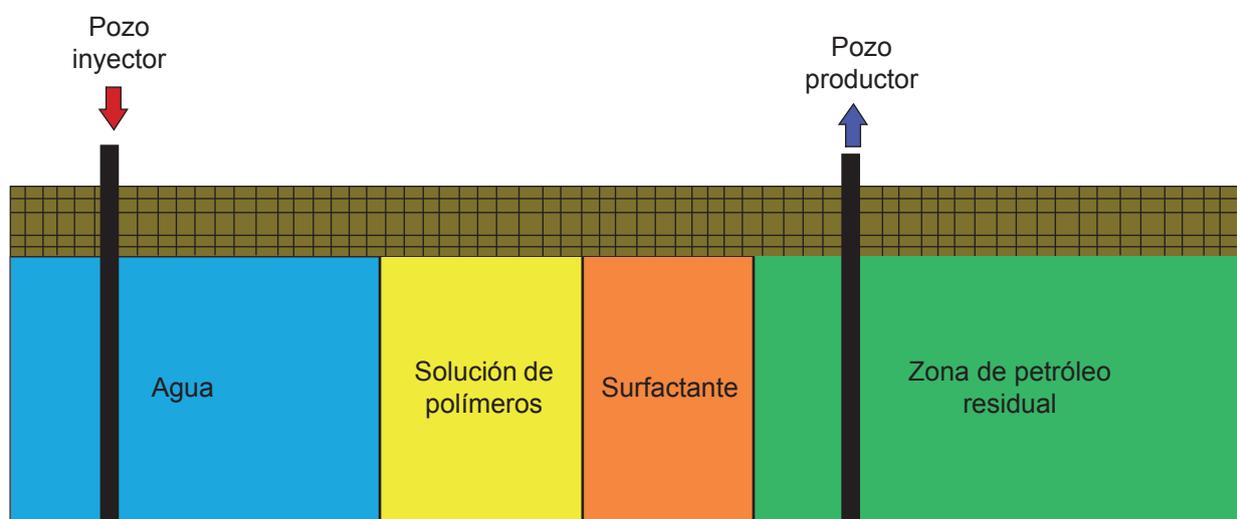
límeros que a bajas concentraciones y a condiciones de yacimiento que mantengan una alta viscosidad, y no sean susceptibles a degradación siendo estables térmicamente.

Inyección de surfatantes

El principal objetivo de este proceso es recuperar el petróleo residual, 20 a 40% del volumen poroso, que permanece después de la recuperación primaria o de una inyección de agua.

Como beneficio secundario puede también mejorar la eficiencia de barrido volumétrico. Las invasiones con surfactantes se llevan a cabo para reducir la tensión interfacial entre el petróleo y el agua a valores muy pequeños (menos que 0,001 dinas/cm), de modo que el petróleo atrapado se haga móvil y sea desplazado por el fluido inyectado. Es necesario reducir y mantener la tensión interfacial en el orden de 0,01 a 0,001 dinas/cm durante el desplazamiento. (Véase Figura 3)

Figura 3. Esquematización de la inyección de surfactantes



Fuente: Autores

Inyección de alcalinos

Según Sheng (2011), este método consiste en la inyección de soluciones cáusticas o alcalinas en la formación (véase la Figura 4.). Estos reactivos químicos reaccionan con los ácidos orgánicos presentes naturalmente en los crudos con lo cual se logra generar o activar surfactantes naturales que traen como consecuencia directa mejoras en la movilidad del crudo, bien sea por reducción de la tensión interfacial, por un mecanismo de emulsificación espontánea o por cambios en la humidificabilidad.

La inyección de alcalinos se basa en una reacción química entre el carbonato de sodio y

el hidróxido de sodio con ácidos orgánicos del petróleo que produce surfactantes.

Inyección cwag

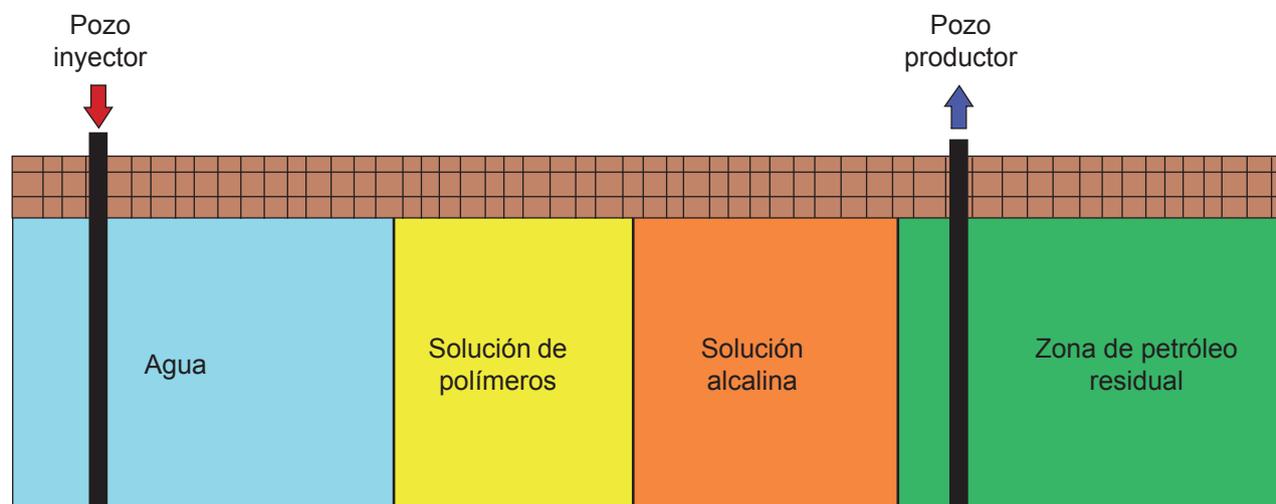
Este método combina las características de la inyección miscible con la inyección de químicos (alcalinos, surfactantes y polímeros) para aumentar la eficiencia de la técnica WAG, con la combinación de estos dos métodos se espera aumentar el factor de recobro de un campo petrolífero que presente las condiciones óptimas para su implantación.

Según Majidaie (2012) los alcalinos y los surfactantes son los aditivos químicos que reducen la tensión interfacial de forma significativa,

los surfactantes son compuestos orgánicos que nacen de un grupo molecular tanto hidrofóbicos como hidrófilos gracias a esta única habilidad por tener estos dos fenómenos presentes en la misma molécula los surfactantes actúan en la interfase de dos fases inmiscibles bajando la tensión

interfacial que se presentan entre estas. Los alcalinos pueden reaccionar con los componentes ácidos del crudo para generar surfactantes in situ o espumas. La combinación de la espuma y los surfactantes pueden reducir la tensión interfacial a valores ultra bajos de 10^{-3} ó 10^{-4} mN/m.

Figura 4. Esquema del proceso de inyección de soluciones alcalinas



Fuente: Autores

Ventajas de la inyección CWAG

Las ventajas principales de la implementación de este método son:

- Mejor eficiencia de barrido en comparación con la inyección ASP y la inyección de gas de forma individual.
- Menor inestabilidad de viscosidad.
- Disminución de la tensión interfacial e incremento del número capilar por el uso de los baches ASP.
- La fase continua de aceite es más favorable por ASP debido al barrido de aceite.

Flujo en el modelamiento CWAG. La inyección inamisible es más favorable que la inyección miscible debido a las facilidades técnicas y eco-

nómicas que posee al momento de implementar esta tecnología.

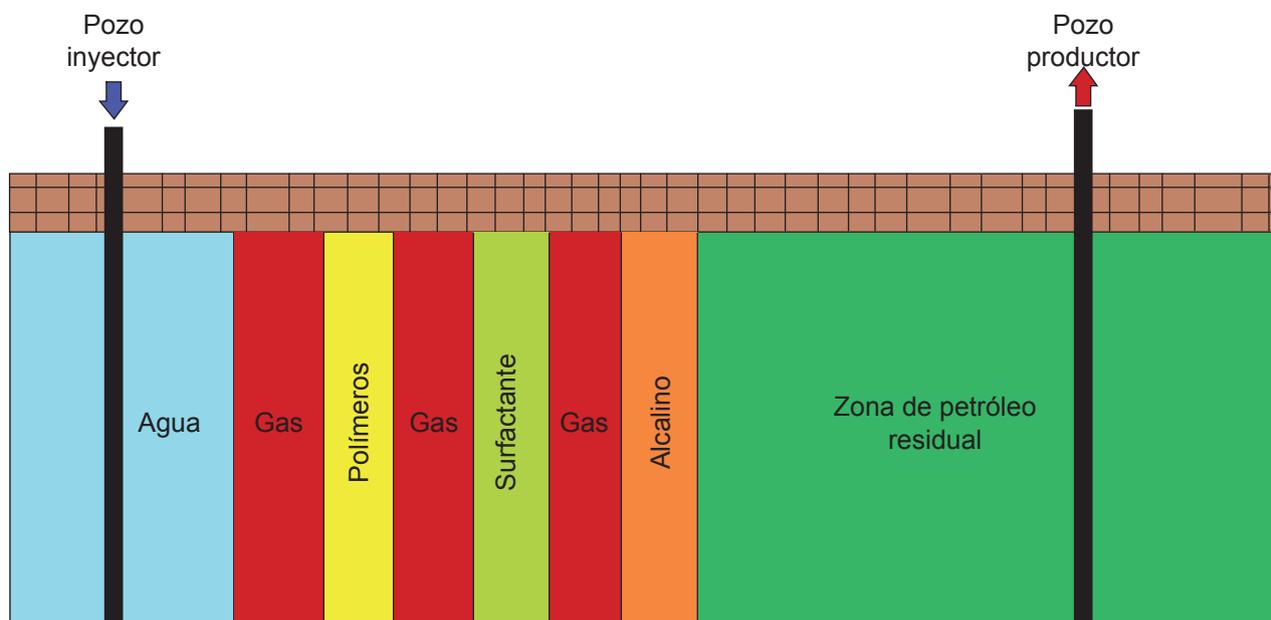
Los factores más importantes que se deben tener en cuenta al momento de implementar este nuevo método de factor de recobro son:

- Reducción de la tensión interfacial por la presencia de surfactante y alcalinos.
- Modificación de las curvas de permeabilidad relativa por los cambios del número de presión capilar.
- Incremento de la viscosidad del agua por la adición de polímeros.
- Adsorción de los componentes químicos.
- Factor de resistencia residual debido a la adsorción química.

Esta tecnología se puede implementar de dos formas diferentes, una es con la inyección alternada de baches continuos de un solo químico combinada con baches de gas. (Véase

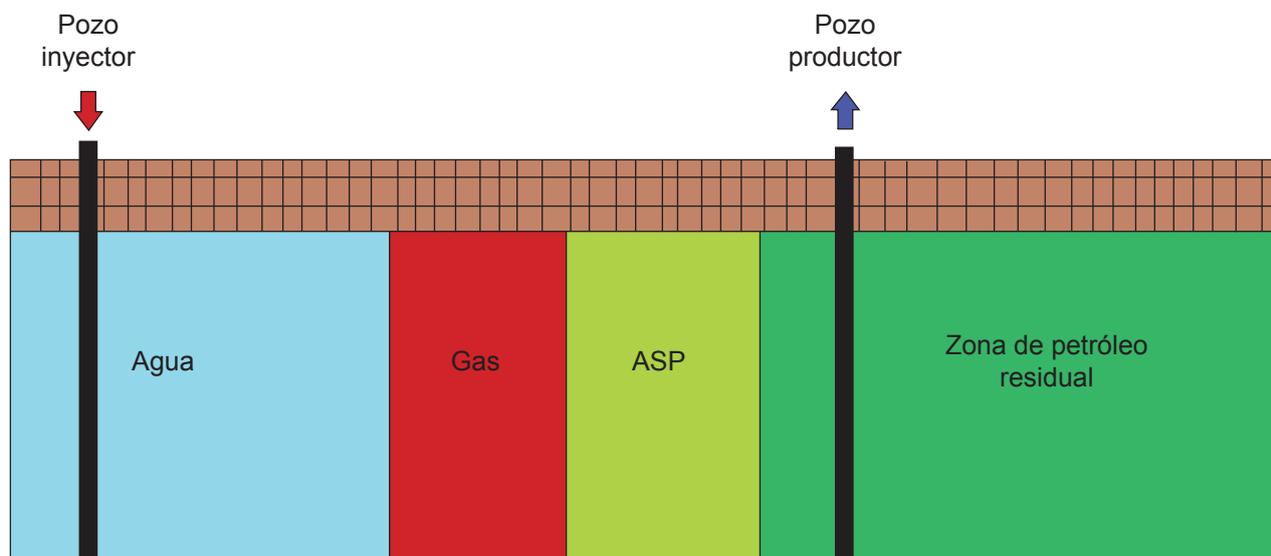
Figura 5). El otro esquema de inyección es el uso de un bache de ASP en combinación con la inyección del gas como se muestra en la Figura 6.

Figura 5. Esquematación de la inyección CWAG con baches individuales de químico.



Fuente: Autores

Figura 6. Esquematación de la inyección de CWAG con un bache continuo de ASP.



Fuente: Autores

Fenómenos fisicoquímicos

La inyección de agua, gases y químicos en el yacimiento implica cambios de las propiedades fisicoquímicas de los fluidos y de la roca, por lo cual es de gran importancia entender estos procesos, los mecanismos que los rigen y los factores que los afectan para poder realizar un análisis más profundo de la inyección CWAG y así poder identificar posibles limitaciones o problemas que se puedan presentar durante su implementación. Sheng (2011) describe a profundidad cada uno de estos fenómenos, pero a continuación se resaltan los aspectos más importantes de cada uno.

Adsorción y Penetración temprana del polímero. La retención del polímero incluye la adsorción de este, el entrapamiento mecánico y la retención hidrodinámica, estos dos últimos están mutuamente relacionados y solo se dan en el flujo a través de un medio poroso. El entrapamiento mecánico se da cuando moléculas grandes del polímero se alojan en canales de flujo estrecho. La importancia de este entrapamiento depende de la distribución del tamaño de los poros, debido a que podría presentarse una acumulación de material cerca al pozo inyector, lo cual reducirá el perfil de penetración del polímero y producirá un posterior bloqueo de los poros, por lo que el uso de polímeros es solo viable en yacimientos con altas permeabilidades. Experimentos han demostrado que la retención mecánica no depende de la concentración de polímero, mientras que la retención hidrodinámica sí. Esta dependencia de la concentración se da cuando múltiples partículas o moléculas llegan simultáneamente a una garganta de poro muy pequeña, que solo permite el paso de una molécula de polímero a la vez, generando un entrapamiento. El nivel de entrapamiento hidrodinámico se incrementa cuando el caudal aumenta. Por otro lado, la adsorción se refiere a la interacción entre moléculas de polímero y la superficie de la roca. Esta interacción provoca que las moléculas de polímero se unan a la superficie de la roca, principalmente por adsorción física, fuerzas de Van

der Waals y enlaces de hidrógeno. Esencialmente, el polímero ocupa los sitios de adsorción en superficie, por lo que esta depende del área de superficie expuesta a la solución de polímero. La adsorción es una propiedad fundamental del sistema roca-polímero, y es el mecanismo más importante, por lo que en general se hace referencia a la pérdida del polímero como “adsorción del polímero”. En comparación con las soluciones alcalinas o los surfactantes, la retención del polímero es más significativa debido al mayor tamaño de las moléculas.

Absorción del surfactante. La adsorción de los surfactantes se determina experimentalmente por ensayos estáticos y pruebas dinámicas. Las unidades de la adsorción se dan en masa de surfactante adsorbida por unidad de masa de roca (mg/g roca) o masa por unidad de volumen de poro (mg/mL PV). El área superficial del medio poroso tiene un efecto notable sobre la adsorción, debido a esto en las aplicaciones en campo se usa la medida de masa por unidad de volumen de poro, lo que proporciona una idea del surfactante mínimo a inyectar. Esta adsorción depende del tipo de surfactantes, el peso equivalente, la concentración, los minerales de la roca, el contenido de arcilla, pH, temperatura, estado redox, la tasa de flujo de la solución, entre otros.

Difusión. Es un mecanismo importante en el transporte de productos químicos, debido a que permite estimar una aproximación de la inundación del medio poroso. El concepto básico de difusión se refiere al transporte de material en una sola fase en la ausencia de mezcla (por medios mecánicos o por convección). Tanto los experimentos y la teoría han demostrado que la difusión puede ser consecuencia de los gradientes de presión (presión de difusión), gradientes de temperatura (difusión térmica), campos de fuerza externos (difusión forzada), y los gradientes de concentración. Sólo el último tipo se considera en los procesos de recobro mejorados, es decir, la difusión causada por la diferencia de concentración entre dos puntos en una solución estancada. Este proceso, llamado difusión molecular,

es descrito por las leyes de Fick. Su primera ley relaciona el flujo de una sustancia química en función del gradiente de concentración.

Dispersión. La dispersión es un factor importante en los procesos químicos en medios porosos, pero depende de la escala a la cual se aplique. La dispersión a diferencia de la difusión tiene en cuenta el mezclado que se puede generar durante el flujo de fluidos en el medio poroso causado por el flujo desigual o los gradientes de concentración. En otras palabras, la dispersión se da por variaciones en la velocidad mientras que la difusión se da por el gradiente de concentración.

Cambios de viscosidad. La visco-elasticidad es la propiedad de los materiales que presentan características tanto de viscosidad y elasticidad cuando se someten a deformación. Las mediciones de viscosidad se usan para caracterizar reológicamente un fluido, para los polímeros usados en los procesos de recobro mejorado se usan pruebas dinámicas, debido a que las medidas de viscosidad de estos fluidos tienen un comportamiento sinusoidal en función del movimiento y la dirección de flujo, porque en los medios porosos los diámetros y la dirección de las gargantas de poro cambian drásticamente, por lo cual las cadenas poliméricas se estiran o contraen exhibiendo un comportamiento elástico y presentando una mayor viscosidad aparente. Estos cambios de viscosidad también se ven afectados por otros factores como la concentración de polímero (El modulo elástico y el tiempo de relajación de la solución aumentan a medida que se incrementa la concentración de polímero, debido a que la distancia entre las moléculas del polímero disminuye), la salinidad (El modulo elástico y el tiempo de relajación decrecen al incrementarse la concentración de sales en la solución. Este resultado es generado por el efecto de escudo iónico) y la temperatura (las altas temperaturas generan desestabilización de las cadenas de polímeros).

Intercambio iónico. Las rocas contienen minerales de arcilla, materia orgánica e hidróxidos

u óxidos de metales que pueden absorber las soluciones químicas. El término de sorción es usado para describir los procesos de adsorción, absorción e intercambio iónico. La adsorción se refiere a la adherencia de un producto químico a una superficie sólida, la absorción a que el producto químico es absorbido por el sólido y el intercambio iónico implica el remplazo de un producto químico por otro en la superficie de un sólido. En los procesos químicos de recobro mejorado el intercambio iónico consiste en el intercambio de cationes. Entender el comportamiento del intercambio iónico es importante en cuanto a la reducción de permeabilidades efectivas por acción del hinchamiento de las arcillas, que se ven afectadas por la incorporación de cationes en su estructura molecular, lo cuales vienen en las soluciones químicas que se usan en los procesos de recobro mejorado.

Precipitación y retención del surfactante. El control de la retención del surfactante es un factor importante debido a los costos que esto acarrea. Esta retención se puede dividir en varios mecanismos como son la precipitación, adsorción y atrapamiento, aunque el que tiene mayor relevancia es la precipitación, por lo cual se realizan ensayos de estabilidad de la fase acuosa, debido a que la solubilidad del surfactante disminuye con la salinidad. Se ha observado que el mecanismo de precipitación del surfactante es un proceso reversible, es decir que luego de la precipitación de los sólidos, estos se vuelven a disolver en la solución por cambio de algún factor como temperatura, concentración de surfactante, volumen de agua o presencia de sulfonatos de petróleo.

Precipitación de la solución alcalina. La precipitación de la solución alcalina se da por la existencia de moléculas divalentes. En los yacimientos donde predominan la anhidrita o el yeso, se produce precipitación de carbonato de calcio o hidróxido de calcio cuando se añade hidróxido de sodio o carbonato de sodio. También se produce precipitación en aquellos yacimientos que contienen aguas de formación con alto contenido de sales, por lo cual se recomienda

usar bicarbonato de sodio y una solución de bicarbonato en ácido sulfúrico, lo cual reduce la concentración de iones calcio en la solución alcalina y con esto la precipitación de sólidos. Por otro lado para minimizar los problemas de corrosión y escamas generados por los compuestos alcalinos inorgánicos tales como hidróxido de sodio y carbonato de sodio, se han propuestos alcalinos orgánicos derivados de las sales de sodio de ciertos ácidos poliméricos débiles. También se debe tener en cuenta que las soluciones alcalinas reaccionan con las rocas (disolución e intercambio iónico) lo cual genera precipitados,

Transmisibilidad de la roca. La transmisibilidad se define como el caudal que puede dejar fluir la roca a través de en un área determinada, concepto muy similar al de permeabilidad, y dado que no es posible el cálculo de la viscosidad in situ en medios porosos de las soluciones acuosas, esta se calcula siguiendo la ecuación de Darcy, obteniendo una viscosidad calculada denominada aparente. Esta propiedad de la roca está directamente relacionada con los cambio de viscosidad tanto de las soluciones de polímeros como de los otros fluidos inyectados.

Cambio de la tensión interfacial y permeabilidad relativa. Los cambios de estas propiedades se deben tener presentes, debido a que las curvas clásicas de permeabilidad están en función de las fuerzas capilares, y cuando estas se vuelven pequeñas en comparación a las fuerzas viscosas, el concepto de permeabilidad relativa cambia. En los procesos donde se inyectan surfactantes, la tensión interfacial se reduce, por lo que el número capilar se incrementan, lo cual lleva a la reducción de las saturaciones residuales y al cambio de las permeabilidades relativas.

Humectabilidad de la roca. La inyección de surfactantes cambia la humectabilidad de la roca por contacto de la solución acuosa con la superficie sólida, de tal forma que una de las fases es transportada en forma de gotas a través del medio poroso. En los yacimientos que son mojados al agua, el contacto del surfactante con las gotas de petróleo residual las emulsiona,

arrastrándolas en una solución acuosa. En los yacimientos mojados al petróleo, la adsorción del surfactante cambia la humectabilidad de la roca, haciendo que el petróleo adherido a los poros forme gotas, lo cual permite que estas gotas de petróleo se emulsionen con la solución acuosa y sean transportadas.

Formación de espuma. La formación de espuma se da por la reacción de la solución alcalina con el petróleo. Los componentes saponificables que permiten la formación de la espuma son los ácidos del petróleo (ácidos nafténicos), que son una mezcla inespecífica de diferentes ácidos carboxílicos. La reacción en general consiste en la partición de ácidos del petróleo, lo cual forma un componente oleico y una fase acuosa que posteriormente se hidroliza, una porción de los ácidos orgánicos se ionizan con la adición de un álcali, y esta interacción entre enlaces de hidrogeno conduce a la formación de la espuma. La estabilidad de esta reacción depende del pH de la solución acuosa.

Formación de emulsiones. La formación de emulsión depende principalmente tensión interfacial que se tenga entre el agua y el petróleo. La estabilidad de la emulsión depende de la interface agua-petróleo. La presencia de componentes ácidos en el petróleo reduce drásticamente la tensión interfacial favoreciendo la formación de emulsiones, mientras que la adsorción de surfactante en la interface incrementa la estabilidad de la emulsión. Durante la inyección de las soluciones alcalinas, la formación de emulsiones es casi instantánea, lo cual incrementa la viscosidad de la fase oleica, porque las gotas del petróleo residual no tienen el tiempo suficiente para formar gotas más grandes. Es importante entender la formación de las emulsiones al ser un factor muy importante en el proceso de recobro mejorado.

Coalescencia de la emulsión y la espuma. La emulsificación y la coalescencia se relacionan en la formación espontanea de emulsiones agua-petróleo inestables. Las gotas de petróleo se emulsionan luego de entrar en contacto con

la solución alcalina, estas gotas emulsionadas se unen entre sí para convertirse en gotas más grandes mientras se mueven por los poros, lo cual produce películas de emulsión que no son rígidas y se pueden romper o fusionar para ser más grandes. Esto aumenta la eficiencia de barrido del mecanismo debido a que en la interface de la emulsión se forma espuma que incrementa la recuperación de petróleo.

Construcción del modelo de simulación numérica

Propiedades de los fluidos Debido a que no se tiene un PVT real del fluido del campo, se gene-

ró un PVT sintético a partir de las propiedades del fluido (véase la Tabla 1).

A continuación se muestran las correlaciones que presentan un mayor ajuste estadístico para hallar las propiedades PVT. Estas correlaciones se seleccionaron de acuerdo al error que genera el cálculo de las propiedades

Tabla 1. Información para el cálculo de las propiedades PVT.

Propiedad	Valor	Característica	Unidades
Rs	160,00	Razón de gas en solución	SCF/STB
API	25,5	Gravedad del petróleo	Adimensional
θ_g	0,7	Densidad relativa del gas	Adimensional
P	1.050	Presión	Psi
T	125	Temperatura	°F

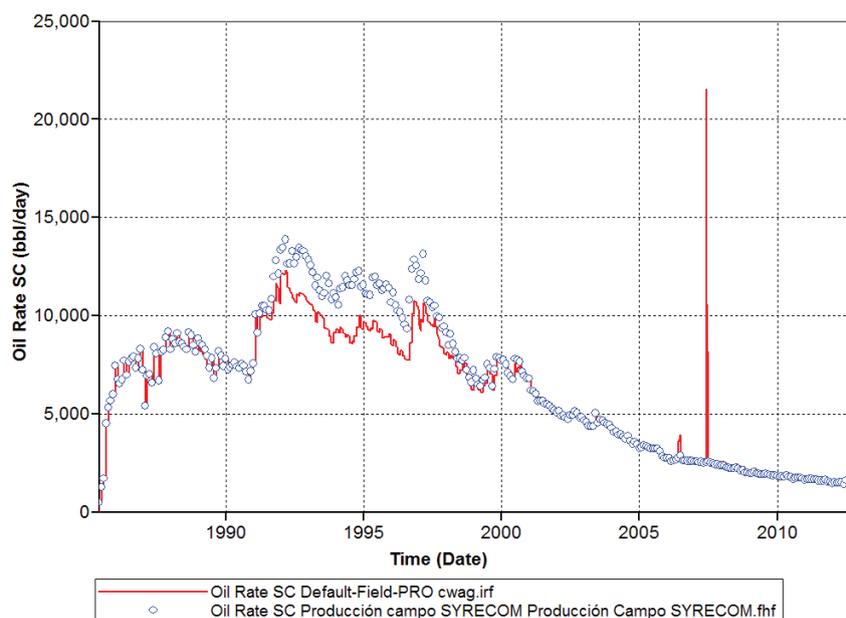
Fuente: Autores

Figura 7. Correlaciones PVT.

Presión de burbuja	• Correlación de Kartoatmodjo, T y Schmid, Z
Razón de gas disuelto	• Correlación de Kartoatmodjo, T y Schmid, Z
Factor volumétrico	• Correlación de Standing M.B.
Viscosidad del petróleo	• Correlación de Kartoatmodjo, T y Schmid, Z
Factor de compresibilidad del gas (Z)	• Método de Brill, J. P. y Beggs, H. D.
Viscosidad del gas	• Correlación de Carr, N.L., Kobayashi, R. y Burrows, D.B.
Viscosidad del agua	• Correlación de Van Wingen, N.

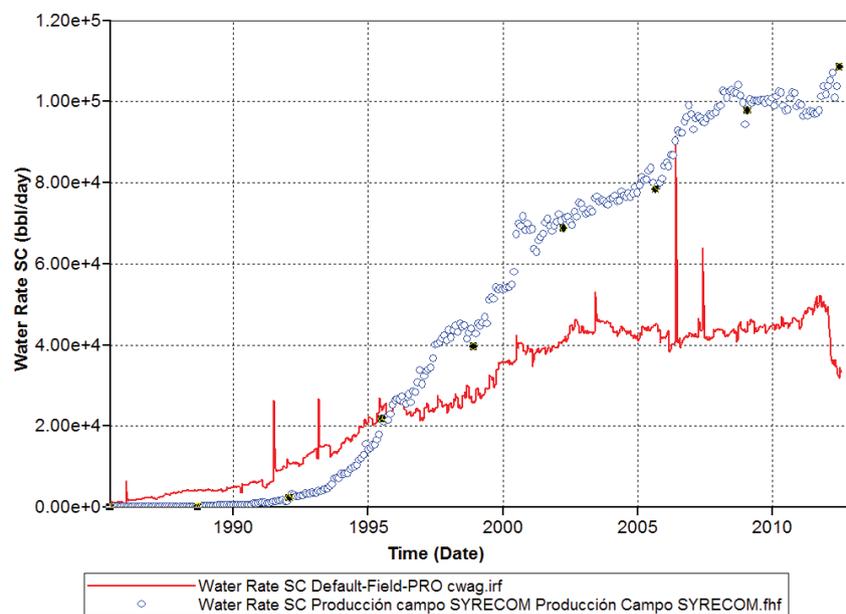
Fuente: Autores

Gráfica 1. Ajuste histórico de la producción de aceite.



Fuente: Autores

Gráfica 2. Ajuste histórico de la producción de agua.



Fuente: Autores

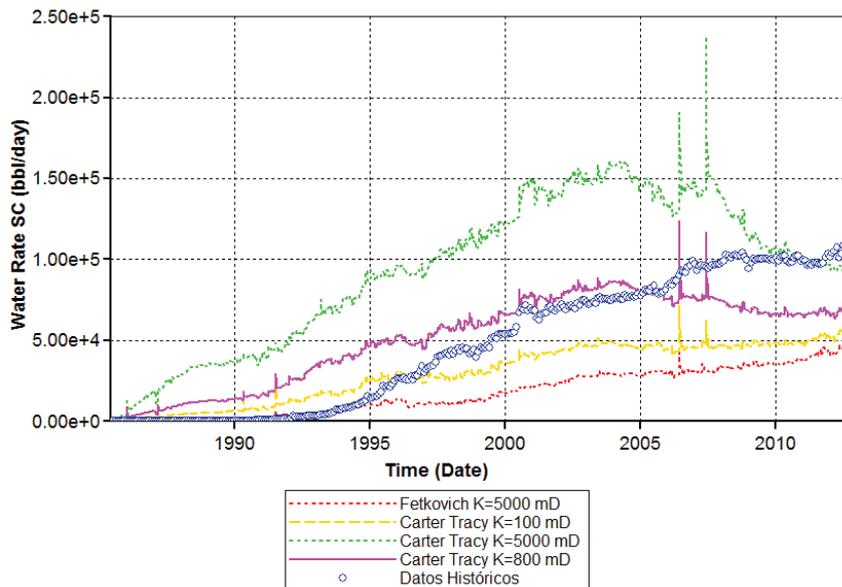
Creación de sectores y multiplicadores. Se crean sectores que permiten modificar los multiplicadores de trasmisibilidad de una pequeña

zona y lograr un ajuste aceptable de la producción de agua, como se muestra en la Figura 9. Se asignaron valores reales positivos, el rango

LÍNEA DE INVESTIGACIÓN: RECOBRO MEJORADO

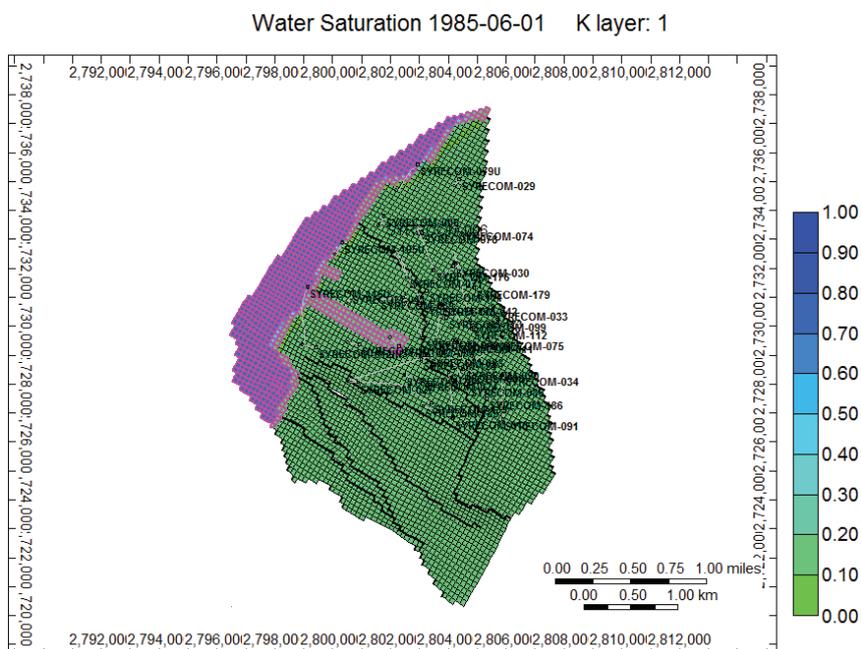
de valores que se seleccionó fue de 0,2 – 5, de tal forma que la permeabilidad máxima y mínima de los sectores de cada pozo no fuera mayor a 5.000 mD ni menor a 0,1mD.

Gráfica 3. Resultados de las sensibilidades para el acuífero.



Fuente: Autores

Figura 9. Sector del acuífero.

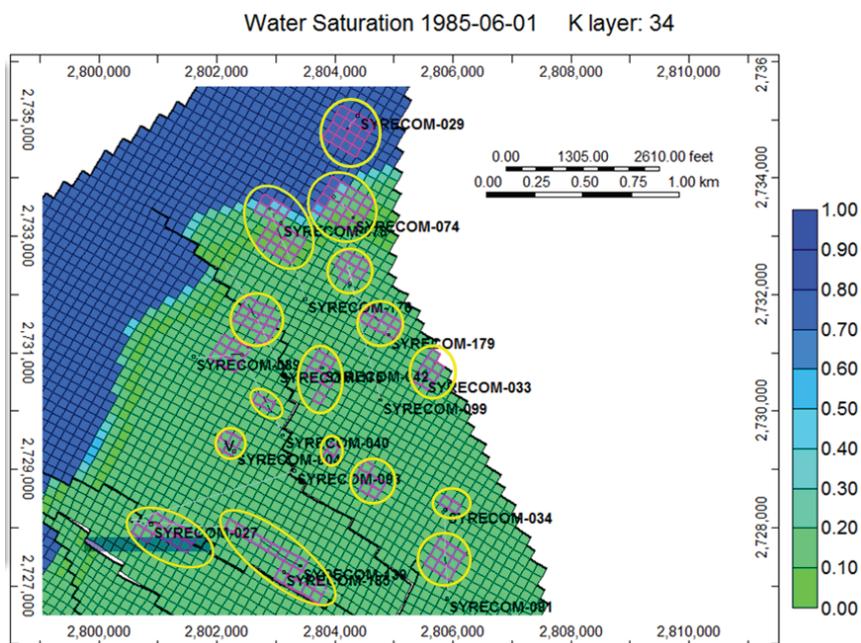


Fuente: Autores

Realizando esta serie de ajustes se pudo lograr que el modelo de simulación representara un comportamiento similar al que el campo presenta en la realidad. A pesar de tener errores con un porcentaje mayor al 5% en el ajuste del total de fluidos producidos por el campo, el ajuste histórico de la producción de petróleo (véase la **Gráfica 4**) presenta un error del 5,1% y la tendencia de la producción de agua simulada es

similar a la histórica (véase la **Gráfica 5**), por lo que las predicciones que se realicen con base al modelo generado tienen un alto porcentaje de representar lo que podría suceder en la realidad al implementarse los diferentes escenarios planteados para la tecnología CWAG teniendo en cuenta las diferencias en las tasas de producción de los fluidos.

Figura 10. Sectores Acuífero de fondo



Fuente: Autores

Caso base de producción de fluidos. El caso base de producción corresponde a la producción histórica, desde el inicio del campo en 1985 hasta Agosto de 2012, y a 20 años de proyección del modelo bajo el esquema de recobro con inyec-

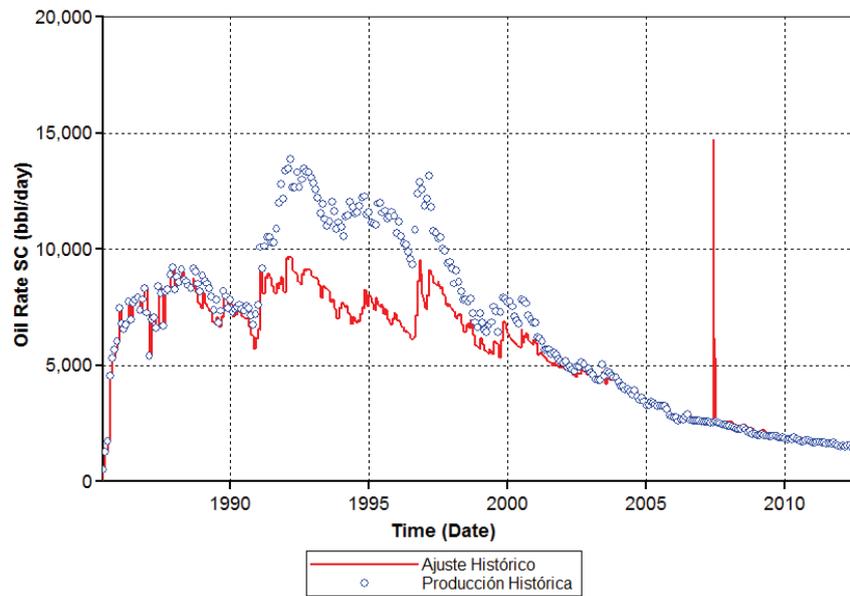
ción de agua en los pozos inyectoros y productores activos en el año 2012. En la Gráficas 6 se ve la producción de aceite del pronóstico de este caso y en la Tabla 2 se encuentran los valores del volumen total producido y el factor de recobro.

Tabla 2. Resumen de los resultados del ajuste histórico

Fecha	Producción acumulada de aceite (BO)	Factor de recobro
01 de Agosto de 2012	54.704.912	16,19%
01 de Agosto de 2032	61.637.988	18,24%
Incremental	6.933.076	2,05%

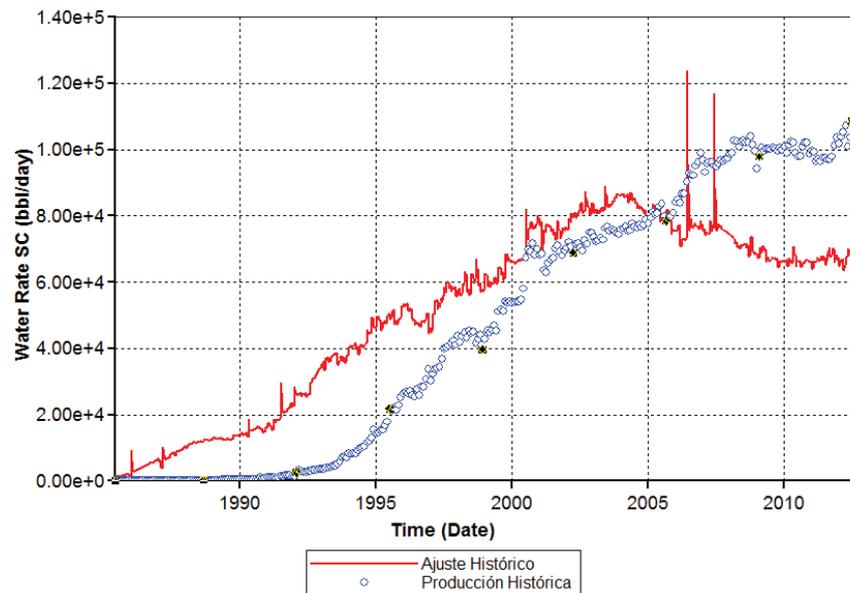
Fuente: Autores

Gráfica 4. Ajuste histórico final de la producción de aceite.



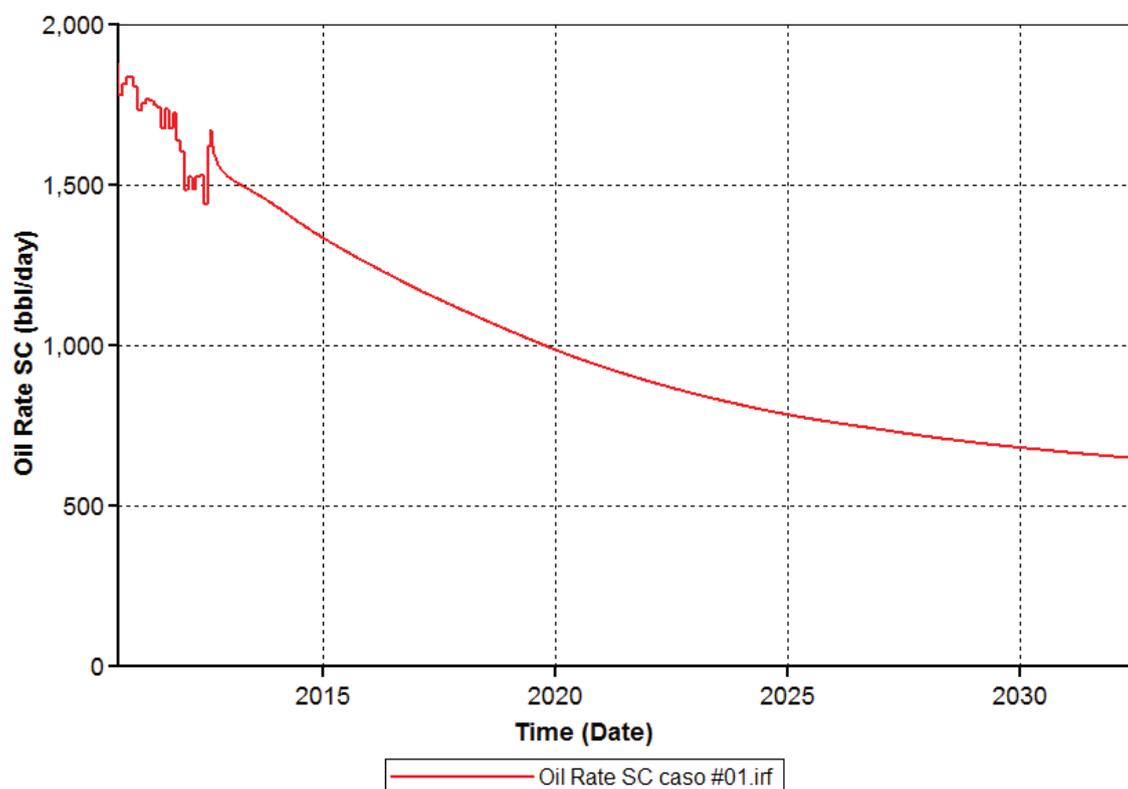
Fuente: Autores

Gráfica 5. Ajuste histórico final de la producción de agua.



Fuente: Autores

Gráfica 6. Pronóstico de producción de aceite en el Caso Base.



Fuente: Autores

Para realizar los pronósticos de producción del caso base y los diferentes escenarios, se usó como variable de control la producción total de fluido de cada pozo, de tal forma que se pueda apreciar un cambio sobre la producción de aceite y agua si las condiciones actuales de operación de cada pozo no se modificaran

Comportamiento de la producción bajo la tecnología de WAG y la inyección de químicos. Para establecer los parámetros operacionales con los cuales se determina un escenario de implementación deben tenerse en cuenta la relación de baches (relación que se tiene entre el tiempo de inyección de un bache de agua y un bache de gas), la frecuencia de inyección de los baches (hace referencia a la cantidad de ciclos que se realizan en un determinado tiempo de inyección), el orden de inyección de las soluciones químicas y las tasas de inyección. Se realizaron sensibi-

lidades planteando diferentes escenarios. Los escenarios propuestos para la medición de la relación de baches usaron las relaciones de bache 1:1 y 1:3 y para los escenarios propuestos para la medición del efecto de la tasa de inyección utilizaron las tasas de inyección de gas del pozo SYRECOM-089 entre 1 y 1.8 MSCFD. En la Tabla 3 se muestran los casos para medir las sensibilidades WAG.

La medición del efecto de la inyección de químicos se planteó dos inyecciones ASP y cuatro inyecciones polímero-surfactante, de igual forma se realizaron simulaciones del comportamiento de cada uno de los químicos como un método de recobro por individual y se siguió el esquema de inyección del proceso WAG para una relación de bache 1:1. Las sensibilidades realizadas para la inyección de químicos se muestran en la **Tabla 4**.

Tabla 3. Configuración de los escenarios de simulación para medir sensibilidades para el WAG.

Caso	No. de pozos	Relación G-W	Tasa de inyección de gas (MSCFD)		
			SYRECOM-071	SYRECOM-089	SYRECOM-105
#2	2	1:1	1.000	1.300	-
#3	2	1:1	1.000	1.800	-
#4	2	1:3	1.000	1.300	-
#5	2	1:3	1.000	1.800	-
#6	3	1:1	1.000	1.300	1.800
#7	3	1:3	1.000	1.300	1.800

Fuentes: Autores

Tabla 4. Configuración de los escenarios de simulación para medir sensibilidades para la inyección ASP.

Caso	No. de pozos	Baches por ciclo
#9	2	1 Alcalino-1 Gas-1 Surf-1 Gas- 1 Poli-1 Gas
#10	2	1 Poli-1 Gas-1 Surf-1 Gas-3 Alcalino
#11	2	1 Gas -1,5 Surf.1,5 Poli
#12	2	1 Gas-1,5 Surf-1,5 Poli-1 Gas-3 Agua
#13	2	1 Gas-3 Surf+Poli
#14	2	1 Gas-3 Surf+Poli-1 Gas-3 Agua
#15	3	1 Alcalino-1 Gas-1 Surf-1 Gas-1 Poli-1 Gas
#16	3	1 Poli-1 Gas-1 Surf-1 Gas-3 Alcalino
#17	3	1 Gas-1,5 Surf-1,5 Poli
#18	3	1 Gas-1,5 Surf-1,5 Poli-1 Gas-3 Agua
#19	3	1 Gas-3 Surf+Poli
#20	3	1 Gas-3 Surf+Poli-1 Gas-3 Agua

Fuente: Autores

La variación de la relación de baches generó un comportamiento de producción diferente para cada escenario, lo cual permite demostrar su influencia en el proceso, los casos con la relación 1:1 presentaron mejores incrementos en el factor de recobro. Una relación igual de los baches (1:1) permitió incrementar la tasa de producción de aceite con respecto al caso base, debido a que al tenerse tiempos iguales de inyección de agua se tiene una mayor estabilización en la producción de aceite. Esta estabilización se debe a que baches de igual tamaño de agua se comportan como una inyección continua durante este periodo lo cual estabiliza la tasa de producción, además que al

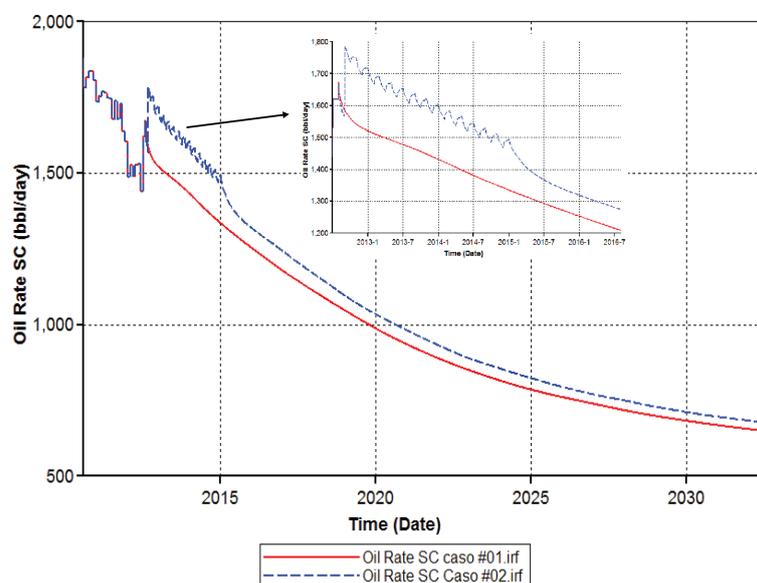
tenerse la inyección de gas, el efecto de barrido es mejor debido a las altas tasas y presiones de inyección del gas. En la **Gráfica 7** se puede apreciar el efecto “escalera” que genera la inyección WAG, este efecto se genera cuando el bache de gas que es inyectado alcanza el pozo productor, y al ser un gas compresible, el bache de agua que se inyecta posteriormente aumenta la presión, comprimiendo el gas y generando el efecto de disminución de la producción.

La variación de la tasa de inyección generó cambios en la producción, los casos con los menores caudales aumentaron en mayor proporción el factor de recobro. Un caudal de

inyección de 1.300 MSCFD para el pozo SYRE-COM-089INYG tiene mejores resultados que un caudal de 1.800 MSCFD, esto se debe a lo mencionado anteriormente con respecto al efecto que tiene la compresibilidad del gas, si

se tiene un bache con un mayor tamaño (el tamaño se relaciona al tiempo de inyección y a la tasa), mayor será la cantidad de gas que afecte los pozos productores.

Gráfica 7. Producción de aceite para el escenario a seguir en el proceso WAG.



Fuente: Autores

Para la inyección de químicos, los resultados de los casos, muestran que la inyección clásica ASP (es decir la inyección de un bache de solución alcalina seguido por baches de surfactante y polímero), incrementa el factor de recobro del campo en un porcentaje mayor que los procesos que solo usan surfactantes y polímeros. Los casos #9 y #15 que usan este tipo de inyección tienen los mayores incrementales, y se puede ver que el caso #9, que solo usa dos pozos inyectoros, tiene mayores tasas de producción.

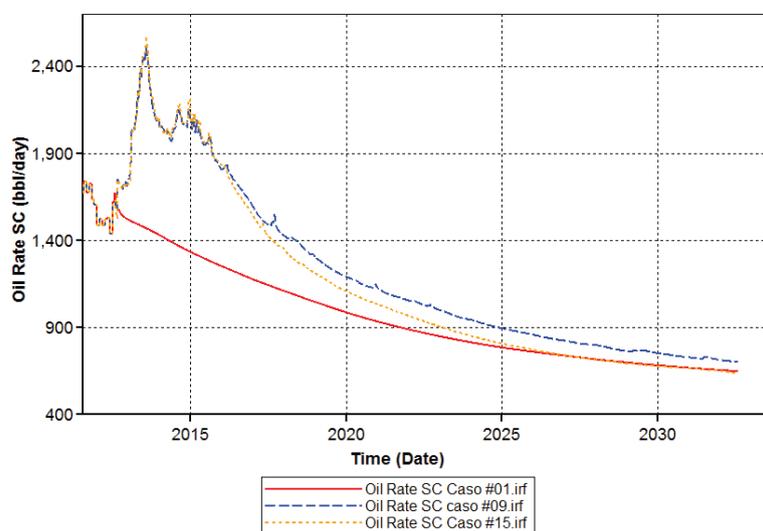
Los casos que no usan baches de agua para logran un mayor incremento de la producción acumulada debido a que se tendrá una frecuencia de inyección de químicos mayor. De estos casos se puede determinar que la inyección más adecuada es iniciar con un bache de solución alcalina, la cual reduce la tensión interfacial en una proporción menor que el surfactante,

pero el costo de este producto es menor, y evita la adsorción del surfactante por parte de la roca.

El último bache que se debe inyectar es el de polímeros, que por incrementar la viscosidad del agua mejorara la movilidad incrementando la eficiencia de barrido.

En la **Gráfica 8** se puede apreciar la producción para los casos #1, #9 y # 15.

Por otro lado el comportamiento de producción de la inyección de químicos como métodos de recobro muestra cómo afecta cada uno la producción de aceite. El surfactante es el que mayor incremental de producción logra por los cambios de tensión interfacial, además de requerirse una menor cantidad de surfactante para lograr cambios considerables en comparación al uso de las soluciones alcalinas.

Gráfica 8. Producción de aceite para los escenarios de inyección de químicos.

Fuente: Autores

También se evaluó el efecto de la concentración del químico inyectado, para el surfactante y la solución alcalina, una mayor concentración de químico logra un mayor incremento de la producción de aceite debido a la reducción de la tensión interfacial y al aumento de la movilidad del aceite, contrariamente es para el polímero, una mayor concentración de polímero, tiene un efecto negativo en el incremento de la producción debido a que el agua y los fluidos del yacimiento se hacen más viscosos y se requiere una mayor energía para producirlos.

Los métodos de recobro con inyección de químicos individuales, no tienen el mismo efecto que la combinación de estos (ASP), porque se logra un efecto sinérgico de las diferentes propiedades de los químicos aumentando la producción, ahorrando costos y haciendo una tecnología más rentable.

Comportamiento de la producción bajo la tecnología de CWAG. De los resultados anteriores se seleccionaron los parámetros que más influencia tienen en el proceso de inyección de químicos, es decir una relación de los baches de 1:1 y la inyección de químicos en el orden alcalino-surfactante-polímero (ASP). Se tienen tasas de inyección de agua de 5.000 BWPD, y

de gas de 1.300 MSCF para los pozos SYRECOM-071 y SYRECOM-089.

También se variaron las concentraciones de los químicos que se inyectan entre un valor mínimo y un máximo. Se determinó que una relación de baches igual, aumenta el recobro, para los escenarios de WAG e inyección de químicos, por lo cual se usó la misma relación para todos los casos CWAG (1:1) y se incluyó un bache de agua de mayor tamaño al final de cada ciclo con el fin de tener un efecto residual de los químicos y reducir los costos de operación.

Al usarse la misma relación para todos los casos, no es posible apreciar el cambio de la producción con base a esta variable, pero es lógico afirmar que al plantear un escenario con una relación 1:3 se obtendrá un menor recobro, las sensibilidades realizadas para determinar cual escenario es más viable para su implementación se muestra a continuación en la **Tabla 5**. En la **Gráfica 9** se pueden observar un incremento de la producción de aceite como consecuencia del avance de los baches de químicos y gas a través del yacimiento desde los pozos inyectoros hasta los pozos productores, este incremento coincide con el periodo de inyección de agua del

primer ciclo, y podría considerarse que el incremento se debe a una alta eficiencia de barrido del proceso y a la existencia de un volumen considerable de petróleo residual que fue desplazado por acción de los químicos inyectados, pues luego del segundo ciclo de inyección, la tasa de producción de aceite inicia a decrecer debido a la reducción de la saturación de petróleo de la zona.

También es posible apreciar el efecto “escalonado” en la producción generado por la inyección de gas, este efecto es igual al que se presenta en el proceso WAG.

No se percibe una estabilización de las tasas de producción, todos los escenarios presentan una tendencia similar con un incremento de la producción al inicio del proceso, un efecto residual luego de terminarse la inyección y finalmente la caída de la tasa de producción.

El efecto residual del proceso CWAG es de aproximadamente 2 años, que en comparación al proceso WAG, de apenas 2 meses, es mucho mayor y mantiene una producción de aceite mayor a lo largo del tiempo. El efecto residual más prolongado es consecuencia de la retención del surfactante dentro de la roca, pues luego de finalizado el proceso CWAG, el volumen de surfactante que fue adsorbido sigue afectando la tensión interfacial entre los fluidos.

El orden de inyección de los baches de solución alcalina y surfactante fue el mismo para todos los casos, debido a que la solución alcalina evita la adsorción in situ del surfactante, que tiene un mayor costo.

Se varió el orden de inyección de los baches de agua y polímero, con el objetivo de ver como esto afecta la eficiencia de barrido del proceso, pero de acuerdo a los resultados obtenidos del incremental de producción es mejor inyectar el bache de polímero al final para controlar la movilidad de todo el ciclo, aunque el efecto del orden de inyección no es muy significativo, se tiene solamente una diferencia de 464 BO en la producción acumulada total.

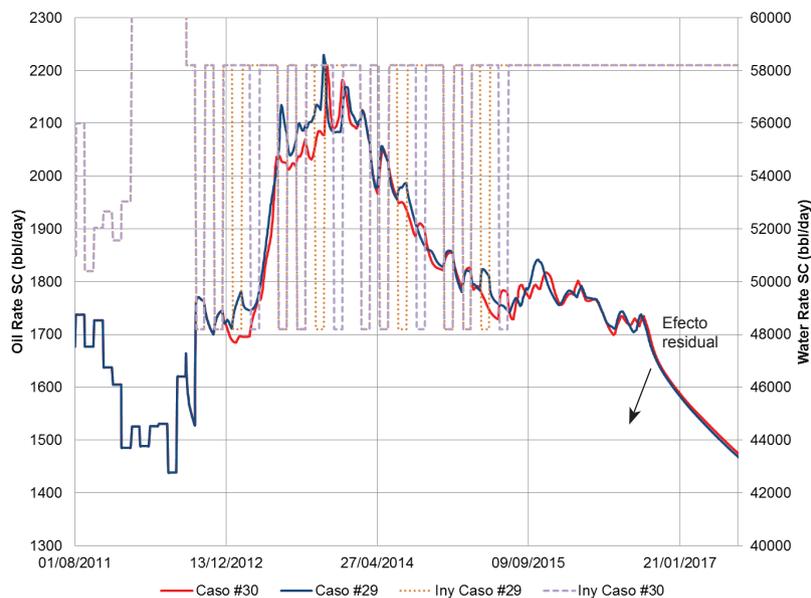
El uso del CWAG incrementa la producción de aceite a lo largo del tiempo en comparación al caso base (véase la **Gráfica 10**), debido a que el primer proceso modifica propiedades de las rocas y los fluidos, incrementando así la movilidad (cambios de humectabilidad, viscosidad y tensión interfacial) y el volumen de aceite que se puede producir (reducción de saturaciones residuales), mientras que la inyección de agua, solo es un método de mantenimiento de presión del yacimiento, por lo cual al terminar los pronósticos, se ha obtenido un mayor recobro del campo con la tecnología CWAG.

Tabla 5. Configuración de los escenarios de simulación para el CWAG

Caso	Orden de los baches	Fracción molar
#27	1 Alkali+1 Gas+1 Surf+1 Gas+1 Poli+1 Gas+3 Agua	S: 0,003 A: 0,005 P: 0,010
#28	1 Alkali+1 Gas+1 Surf+1 Gas+3 Agua+1 Gas+1 Poli	S: 0,003 A: 0,005 P: 0,010
#29	1 Alkali+1 Gas+1 Surf+1 Gas+1 Poli+1 Gas+3 Agua	S: 0,010 A: 0,015 P: 0,050
#30	1 Alkali+1 Gas+1 Surf+1 Gas+3 Agua+1 Gas+1 Poli	S: 0,010 A: 0,015 P: 0,050

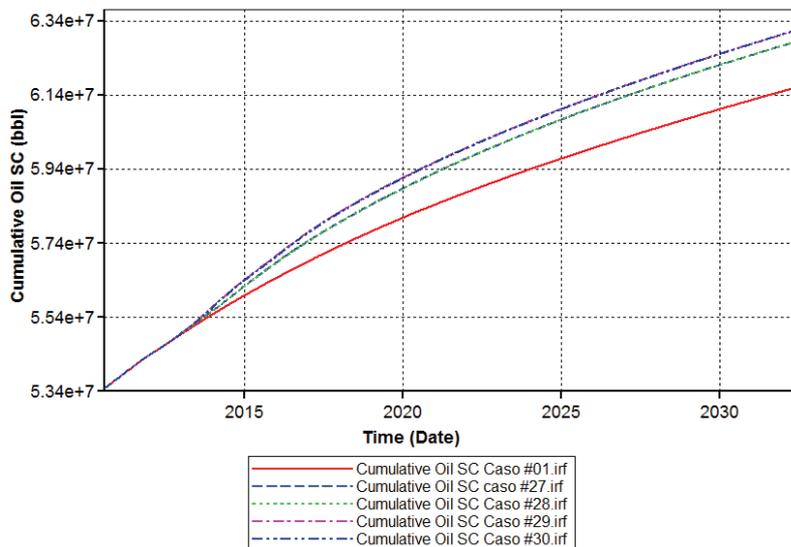
Fuente: Autores

Gráfica 9. Producción de aceite y ciclos de inyección CWAG.



Fuente: Autores

Gráfica 10. Producción acumulada de aceite para los escenarios CWAG.



Fuente: Autores

La concentración de químicos afecta de forma significativa la producción de aceite del campo, en general se observa que para las mismas condiciones de operación (relación de bache y orden de inyección), el uso de una mayor concentración de solución alcalina, surfactante y

polímero, hace que la tasa de producción sea mayor y el acumulado de aceite se incremente (véase la **Gráfica 11**).

El pico de producción de los procesos con menor concentración de químicos se alcanza

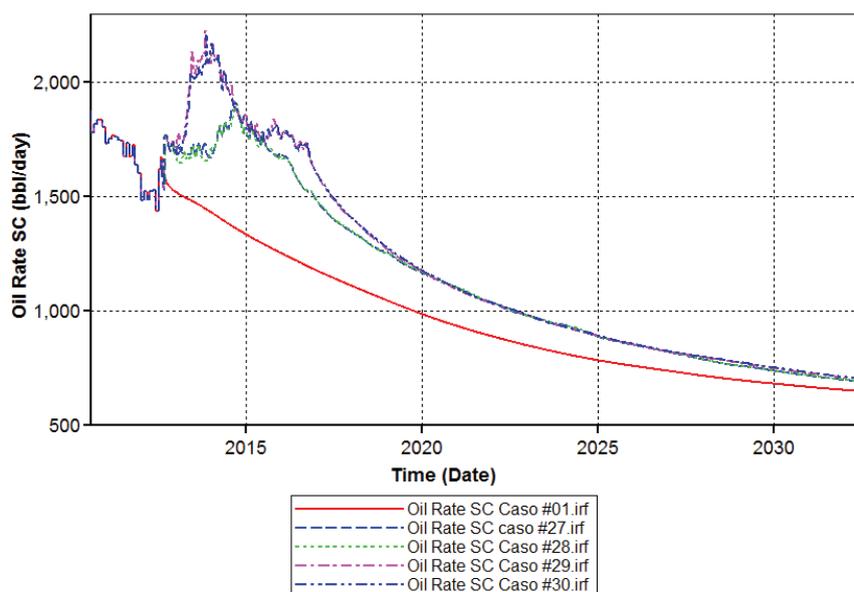
luego de tres ciclos CWAG y la tasa de producción es menor, esto es consecuencia de tener un menor efecto en la reducción de la tensión interfacial por acción de la solución alcalina y el surfactante, y una menor eficiencia de barrido al tenerse una concentración de polímero menor.

La concentración de químicos también influye en el efecto residual del proceso, porque al tenerse una menor concentración de inyección, menor será la cantidad de solución alcalina o surfactante que absorbe la roca, por lo cual la

tensión interfacial se reducirá en menor proporción y el tiempo del efecto residual será menor. Aunque la concentración puede influir en los costos de operación, el incremental de producción justificaría un gasto extra, debido a que la diferencia entre el acumulado de los procesos es de 310.000 BO.

Con los resultados obtenidos se seleccionan los mejores parámetros de operación para el proceso CWAG, que se muestran a continuación en la **Tabla 6**.

Gráfica 11. Producción de aceite para los escenarios CWAG.



Fuente: Autores

Tabla 6. Valor de los parámetros para el mejor escenario CWAG

Parámetro	Valor seleccionado		
Caso	1 Alcali+1 Gas+1 Surf+1 Gas+3 Agua+1 Gas+1 Poli		
Concentración de químicos	Alcalino	Surfactante	Polímero
	1,5%	1,0%	5,0%
Δ Producción acumulada (BO)	1.550.368		
Δ Factor de recobro	0,4589%		

Fuente: Autores

CONCLUSIONES

La evaluación de la viabilidad técnica del proceso CWAG muestra que este es aplicable al campo de crudo mediano objeto de estudio, lográndose un incremento en el factor recobro de aceite del 2,40% que corresponde a 1.550.368 BO.

La descripción de los conceptos básicos de las tecnologías de inyección de químicos y WAG, considerando los rangos de aplicación, las ventajas y desventajas, permite determinar la viabilidad del proceso CWAG en el campo de crudo mediano, cuyas propiedades petrofísicas se encuentran dentro de los rangos de aplicabilidad de las tecnologías.

La descripción de los procesos físico-químicos que se pueden presentar durante el proceso de inyección de químicos (adsorción, penetración, difusión, dispersión, intercambio iónico, precipitación, retención, transmisibilidad, cambios de viscosidad, tensión interfacial permeabilidad y humectabilidad, formación de espumas y emulsiones) permite entender y tener en cuenta los efectos de cada uno de estos en el proceso de inyección CWAG y cómo pueden afectar la implementación de la tecnología en una prueba piloto en el campo.

La construcción y validación del modelo de simulación conceptual usando la información entregada por Ecopetrol S.A, permitió realizar los pronósticos de producción del campo usando la tecnología CWAG como método de recobro y demostrando así la viabilidad técnica de esta.

Con el modelo de simulación conceptual se realizó el cotejo histórico de la producción del campo determinando la validez de las propiedades y variables usadas, a pesar de tener un porcentaje alto de error en la producción total de fluidos, se considera que el modelo puede realizar predicciones de la producción de aceite que se ajusten a la realidad y una aproximación a la tendencia en la producción de agua. Se generó el pronóstico del caso base de producción siguiendo el esquema de inyección de agua,

obteniendo los valores de la producción diaria de aceite y agua, la producción acumulada de aceite (54.656.300 BO) y el factor de recobro del campo con un valor de 18,24%.

Con el modelo de simulación conceptual se realizaron los pronósticos de los diferentes escenarios de inyección gas-químicos y WAG para tener un análisis de sensibilidad que demostró la influencia de la relación de baches y el orden de inyección sobre el incremento de la producción del campo. Los resultados muestran que el uso de la tecnología WAG e inyección de químicos, incrementan las tasas de producción del campo, pero la inyección de químicos mejora la producción porque modifican propiedades de la roca o los fluidos, cambiando saturaciones, humectabilidad y tensiones interfacial. Se estableció que la inyección de un bache de solución alcalina al inicio de cada ciclo seguido por un bache de surfactante y polímeros, y el uso de una relación de baches 1:1, asegura un mayor recobro en la producción de aceite frente a los resultados obtenidos en el caso base. Se debe resaltar que se evaluaron escenarios teniendo al pozo SYRECOM-105INY como pozo inyector de químicos, y se determinó que el efecto de este en los pozos productores es contraproducente, ya que reduce la producción de aceite.

Los pronósticos de la implementación de la tecnología CWAG muestran incrementos significativos sobre el factor de recobro frente al caso base y a la inyección de químicos, siendo el caso #30 el que mayor incremento logra. Los resultados de los casos muestran que la variable con mayor influencia es la concentración de químicos usados durante el proceso.

Los procesos de inyección de químicos incrementan el factor de recobro del campo y la producción de aceite a lo largo del tiempo, mientras que algunos casos WAG, alcanzan una fecha en que inician a producir una tasa menor a la del caso base, por lo que se considera que para maximizar el factor de recobro del campo, se debe tener en cuenta el efecto sinérgico de la inyección de químicos combinada con la inyec-

ción de gas, pues como muestran los resultados de la inyección ASP y CWAG, se logran incrementos de hasta 1.783.136 BO (0,5287 %) en la producción acumulada de aceite.

Las mejores condiciones de operación del proceso CWAG se determinaron comparando los casos #27, #28, #29 y #30, los cuales permitieron realizar sensibilidad del efecto del orden de inyección de los baches y la concentración de inyección de los químicos, concluyendo así, que se debe iniciar el ciclo CWAG con un bache de solución alcalina al 1,5%, que evitara la adsorción del surfactante y reducirá la tensión interfacial; el siguiente bache debe ser un bache de solución de surfactante al 1,0%, que reduce

en una mayor proporción la tensión interfacial; el tercer bache debe ser el de agua, que tiene un mayor tamaño y hará un mayor barrido; por último, se inyecta el bache de solución de polímeros al 5,0%, que controlara la movilidad de los baches de solución alcalina, surfactante y agua, incrementando la eficiencia de barrido y la producción de aceite. Se determinó que la relación de baches de químicos-gas de 1:1 da mejores resultados y que se debe implementar la tecnología en los pozos SYRECOM-071 Y SYRECOM-089 con tasas de inyección de 1.300 MSCF, debido a que esto logra el mayor incremental del factor de recobro, correspondiente al 0,4689% o 1.550.368 BO con respecto al caso base de producción.

REFERENCIAS

- Abdou, Medhat. "Valor del agua de formación en: oil field review. Marzo, 2011. Vol 23, no 1. 26-39 p.
- Ahmed, T. Reservoir engineering handbook 4ed. oxford: elsevier, 2012. 1454 p.
- Arriaga, E. y Cordova, R. Recuperación mejorada en yacimientos naturalmente fracturados. [en línea] [Citado abril 03, 2012]. Disponible de worldwideweb: <http://es.scribd.com/doc/62678729/64/v-3-inyección-de-agua-y-gas-alternada-wag-en-ynf>
- Banzer, C. Correlaciones numéricas p.v.t. maracaibo: universidad del zulia, 1996. 150 p.
- Bunge, A. y Adke, C. Migration of alkaline pulses in reservoir sands. Spej (december) 998-1012. En: society of petroleum engineers. Diciembre, 1982.vol 2, no. 6.spe 10288-pa. 998-1012 p.
- Canache, M. Estudio de la aplicabilidad de la inyección asp (alcalino-surfactante-polímero) para el mejoramiento de la producción en crudos pesados. Trabajo de grado ingeniería de petróleos. Maturín: universidad de oriente. Escuela de ingeniería de petróleo, 2006.162 p.
- Chen, Y. y Tointiwachwuthikul, P. optimal parametric design for water alternating-gas (wag) process in a co2-miscible flooding reservoir. En: journal of canadian petroleum technology. 2010. vol. 49, no.10. p. 78.
- Christensen, J.R. y Stenby, e.h. Review of wag field experience. México: spe, 2001. Spe 71203. p. 359.
- Computer Modelling Group Ltd. Guía para el usuario stars, simulador de procesos avanzados y aplicaciones térmicas para yacimientos, versión 2010. Calgary: computer modelling group ltd, 2010, 1404 p.
- Duarte, Cesar. Evaluación mediante simulación numérica de las condiciones óptimas para la inyección de un proceso de gas alternado con agua – wag. En: revista fuentes: el reventón energético. Vol. 7 n° 2 de 2009 - jul/dic - 63-72.
- Firoozabadi, Abbas, et al. Analysis and correlation of nitrogen and lean-gas miscibility. Stanford: spe, 1986, spe 13669, p.577.
- Fogler, S. Elementos de ingeniería de las reacciones químicas. Tercera edición. México: prentice hall, 1999. 1004 p.

Fuquen, J., y Osorno, J. Geología de la plancha 303 Colombia, departamentos de Huila, Tolima y Meta. Memorias. Bogotá: Ingeominas, 2002. 90 p.

Green, D. y Willhite, P. Enhanced oil recovery. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 1998. 545 p.

Heinemann, Z. Petroleum recovery. Leoben: textbook series, 2003. 16 p.

Hong, K. Water-alternating-steam process improves project economics at West Coalinga field. Estados Unidos: Petroleum Society of CIM/Society of Petroleum Engineers, 1992. CIM/SPE 90-84. p. 84-2.

Jiménez, R. Inyección alternada de agua y gas (wag): generalidades teóricas, casos históricos, problemas operacionales comunes y screening estadístico para su aplicación. En: revista Fuentes. 2007, vol. 5, no. 1.

Majidaie, S. et al. Simulation study of chemically enhanced water alternating gas (cwag) injection. En: Society of Petroleum Engineers. Abril, 2012. SPE 154152.

Malik, S. et al. Field-scale compositional simulation of a

CO₂ flood in the fractured middle field. Alberta: Petrosoc, 2006. Petrosoc - 2004 200. p. 5.

Paris, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Segunda edición. Maracaibo: Ediciones Astro Data S.A., 2001, 418 p.

PDVSA. Métodos de recuperación mejorada con aditivos químicos. Caracas, Instituto de Desarrollo Profesional y Técnico, 1998.

_____. Recobro adicional de petróleo por métodos convencionales. Venezuela: Instituto de Desarrollo Profesional Técnico, 1997. 220 p.

Peaceman, D. Fundamentals of numerical reservoir simulation. New York: Elsevier, 1977. 176 p.

Perry, Robert H., Green, Don W. Manual del Ingeniero Químico vol. 1. Séptima edición. Madrid: McGraw-Hill, 2001, 390 p.

Prausnitz, J. Termodinámica molecular de los equilibrios de fases. Tercera edición. Bogotá: Prentice Hall, 2000, 711 p.

Ramachandran, K. et al. Immiscible hydrocarbon wag: laboratory to field. En: Society

of Petroleum Engineers. Enero, 2010. SPE 128848.

Rivera, J. Prácticas de Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos. [en línea] [Citado abril 03, 2012]. Disponible de World Wide Web: <http://udoanz.spe.org/images/udoanz/articles/30/indice%20del%20libro%20de%20jos%e9%20rivera.pdf>

Roshanaei Z. et al. Comprehensive study of asphaltene precipitation due to gas injection: experimental investigation and modeling. En: Society of Petroleum Engineers. Julio, 2011. SPE 143454.

Schlageter, J. Finanzas operativas – un coloquio. Primera edición. México: IPADE, 2005. 128 p.

Sheng, J. Modern chemical enhanced oil recovery, theory and practice. Burlington: Elsevier, 2011. 617 p.

Smith, J. Introducción a la termodinámica en Ingeniería Química. Séptima edición. México: McGraw-Hill, 2007. 816 p.

Surguchev, I. et al. Screening of wag injection strategies for heterogeneous reservoirs. Francia: SPE, 1992. SPE 25075. p. 566.