



# Diseño, ejecución, monitoreo y expansión de un proceso EOR mediante la inyección de geles de dispersión coloidal

Por *Gustavo Maya* y *Rubén Hernán Castro García* (Ecopetrol S.A.)

**El presente trabajo describe la implementación del considerado primer proyecto de recuperación química realizada en Colombia a través de la inyección de Geles de Dispersión Coloidal (GDC).**

La inyección de agua es uno de los procesos de recuperación de petróleo más conocidos y ejecutados a nivel mundial. Sin embargo, la aplicación de esta técnica no es totalmente eficiente en el barrido. Por tal motivo, se hace necesaria la implementación de métodos de recobro mejorado (*EOR*, por las siglas en inglés de *Enhanced Oil Recovery*), con el objetivo de incrementar la eficiencia volumétrica, eficiencia de desplazamiento, y aumentar de esta manera el factor de recobro o recuperación.

Desde 1957, en Colombia se han llevado a cabo 19 proyectos comerciales de inyección de agua, junto con seis pilotos que se ejecutan actualmente; la recuperación mejorada ha tenido un desarrollo incipiente. Por ello, se encuentra abierta la oportunidad para la implementación de procesos *EOR* con el fin de incrementar el factor de recobro, que se halla en promedio en 18% en los campos del país, y así contribuir a alcanzar las metas del Grupo

Empresarial Ecopetrol, de 1,3 MMBO/d (millones de barriles de petróleo por día) en el año 2020.

Los Geles de Dispersión Coloidal (GDC) son una mezcla de polímero de alto peso molecular con un agente entrecruzador. Esta tecnología se ha convertido en una alternativa a los procesos de inyección de polímero, y tiene la ventaja de lograr mayores viscosidades con menores concentraciones de polímero, debido a la generación de microgeles, alcanzando una mayor eficiencia volumétrica.

El proyecto de recobro químico de Ecopetrol S.A. invirtió un año y medio desde el *screening* hasta la instrumentación en el campo Dina-Cretáceo de un piloto de recobro mejorado mediante inyección de GDC. El piloto se inició el 9 de junio de 2011 con una inyección de 1.500 BPD, con una concentración de 400 ppm de polímero y relación polímero/entrecruzador 40:1 en el pozo DK-3. Durante el primer año de inyección, se asimilaron lecciones aprendidas y buenas prácticas para el mejoramiento continuo en la operación de este tipo de proyectos.

En particular, la infraestructura montada en el sur del país tiene como principal objetivo incrementar el factor de recuperación en un 5%. Los resultados del piloto muestran un aumento en la eficiencia de barrido volumétrica, debido principalmente a la mejora en la relación de movilidad, dando lugar a un incremento en la producción de petróleo de un 300%, y la disminución de los cortes de producción de agua en los pozos de primera línea del 10%. Basado en los resultados de este piloto, se inició la etapa de expansión del mismo, que contempla la aplicación de la tecnología en tres pozos adicionales del campo. Se estima que en un corto plazo se pueda expandir el uso de esta tecnología en otros campos de Colombia.

Este trabajo presenta el procedimiento implementado durante el diseño, ejecución, monitoreo y expansión de un proceso de inyección de Geles de Dispersión Coloidal en el campo Dina Cretáceo, que se puede considerar como el primer proyecto de recobro químico realizado en Colombia.

El Campo Dina Cretáceo, localizado en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena (figura 1), fue descubierto en

1969. Es operado por Ecopetrol S.A., a una profundidad de entre 5.000 y 7.000 pies (1.524 a 2.133,6 m) con una presión inicial de 2.800 psi y una temperatura de 152 °F (66,6 °C); posee un área productiva de 790 acres y un petróleo original in situ (OOIP) de 154.4 MMBO.

La principal formación productora del campo es la Formación Monserrate, Arenas del Cretáceo Superior (Maestrichtiano–Campaniano), de un ambiente de deposición marino, subdividida en cuatro unidades de flujo A, B1, B2 y B3, cuya contribución a la producción general del campo es del 94%. Los espesores de las unidades son continuos en todo el campo, aunque las unidades A, B1 y B2 presentan una tendencia de engrosamiento hacia el norte y un aumento de las facies costa afuera de menor calidad de roca (lodolitas).

Estas unidades de flujo son muy heterogéneas, pues son arenas de grano muy fino a medio, algunas con lodolitas intercaladas o parches de cemento calcáreo; sus permeabilidades promedio se encuentran entre los 50 y 200 md y las porosidades están en el rango de 14 a 18%. La roca tiene mojabilidad mixta, pero existe una leve preferencia hacia el petróleo.

El proceso de inyección de agua del campo se ve afectado por altos cortes de agua (alrededor del 96%, figura 2), contrastes de permeabilidad y relaciones de movilidad desfavorables ( $M > 4$ ). Por lo anterior, y como una opción ante la situación del campo, se hizo una búsqueda de nuevas estrategias de explotación que permitieran optimizar la recuperación de petróleo.

La opción seleccionada es la implementación de métodos de recobro mejorado (EOR), como la inyección de Geles de Dispersión Coloidal (GDC), el cual se constituye como una alternativa a los procesos de inyección de soluciones poliméricas que permiten el incremento de la eficiencia de barrido volumétrico.

La selección de esta tecnología es producto del análisis geológico (correlaciones estratigráficas, mapeo de propiedades petrofísicas, determinación del coeficiente de variación de permeabilidad), análisis de ingeniería (mapas

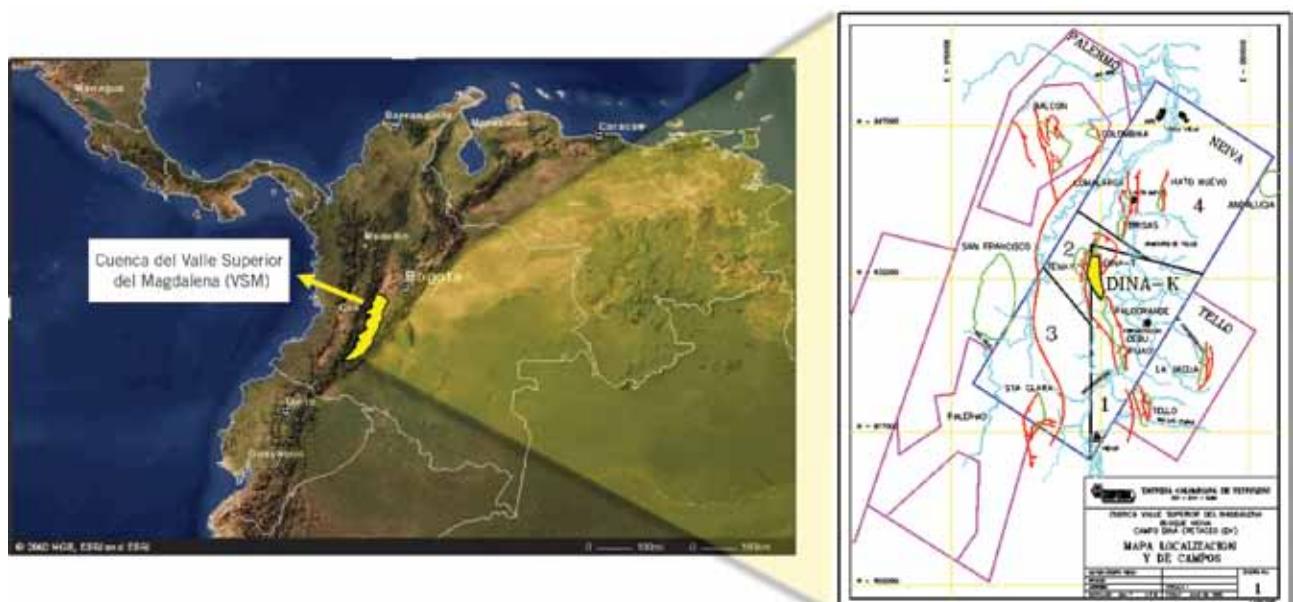


Figura 1. Localización del Campo Dina Cretáceo.

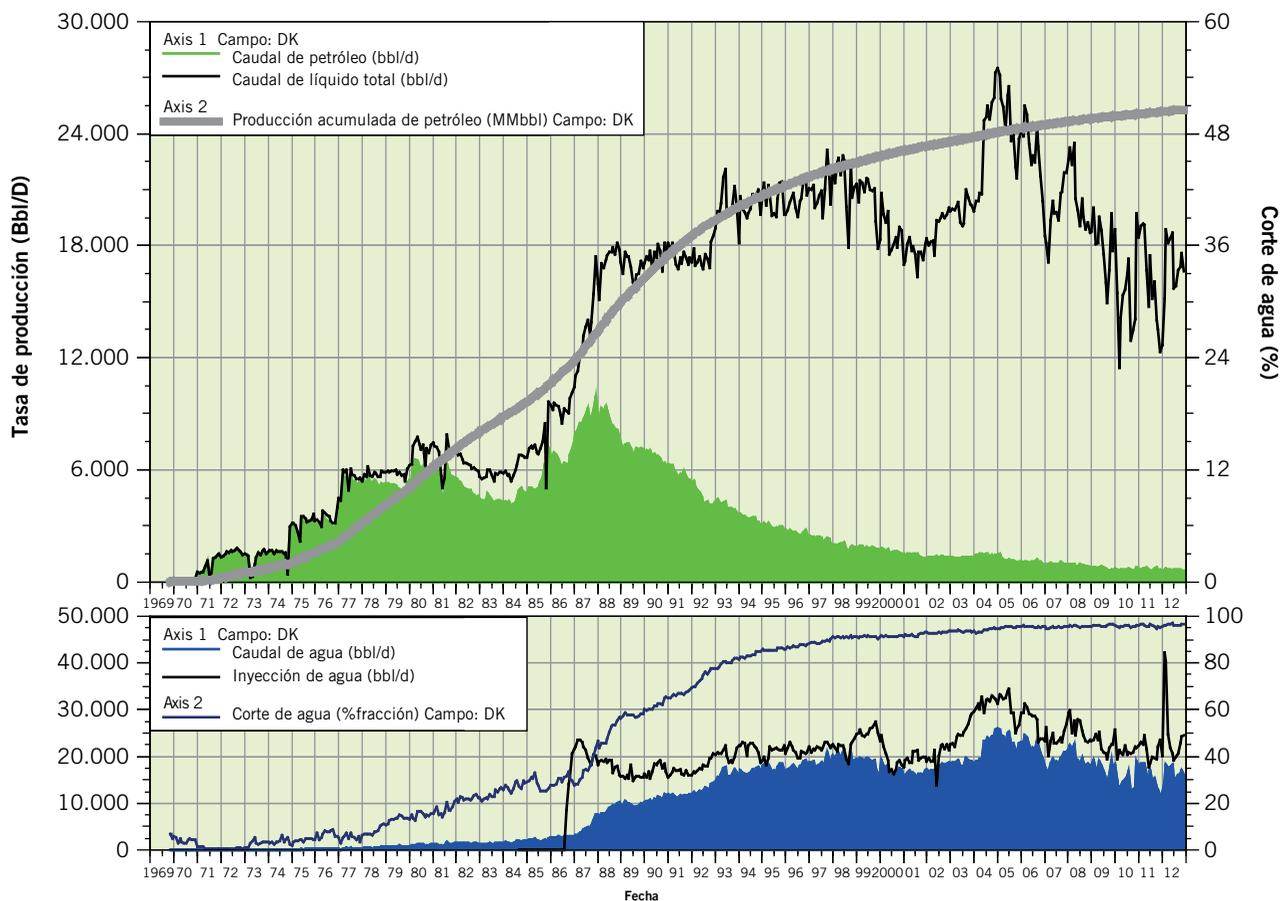


Figura 2. Historia de producción de Campo Dina Cretáceo.

tipo, análisis de historia inyección/producción, pruebas ILT, arenas abiertas, presión de fractura), análisis de eventos de pozo (estados mecánicos, influjos), *screening*, simulación conceptual y análisis de laboratorio, con los cuales se pudo concluir la factibilidad técnico-económica de la inyección de GDC mediante un estudio realizado en el año 2010 por parte de la compañía.

La selección de la formulación GDC óptima se realizó a partir de pruebas de laboratorio y, a su vez, la determinación de los parámetros que influyen en los mecanismos que operan en el proceso, como factores de resistencia residual (FRR), entrapamiento mecánico, retención y adsorción del fluido (ensayos de tiempo de gelificación, viscosidades dinámicas versus tiempo de maduración del gel, desplazamientos en *coreflooding* y *slim tube*); con estos se evaluó, mediante simulación numérica, el desempeño de esta tecnología en laboratorio, que tiene como objetivo bloquear las gargantas de poro acuatizadas en la roca matriz con los microgeles y, a su vez, mejorar la relación de movilidad con la ayuda del polímero que los transporta, incrementando así el factor de recobro.

En forma paralela a la selección de la formulación óptima se construyó un modelo de simulación numérica, que permitió predecir el comportamiento del piloto bajo la inyección de GDC. Esta fase incluyó un análisis de sensibilidad para la identificación de las variables que tienen mayor impacto sobre la eficiencia del proceso, tomando como base los datos obtenidos en el laboratorio para el modelamiento fluido / fluido y fluido / roca, los cuales

son una parte fundamental para representar el comportamiento del GDC en el yacimiento.

Con el modelamiento numérico *full field model* se corroboró que esta tecnología es la más eficiente para el campo, desde el punto de vista técnico-económico, puesto que con ella se obtienen factores de recobro incrementales de alrededor del 5%, con tiempos de respuesta inicial que oscilan entre 6 y 9 meses. Finalmente, inició la ejecución del piloto en junio del año 2011; los indicadores operacionales, como calidad de agua de inyección, generación eléctrica, paradas no programadas, etcétera, mejoraron constantemente, logrando la inyección continua a la fecha de 437.000 barriles de GDC sin mayores inconvenientes operacionales ni de seguridad, higiene o ambiente; y a la fecha se ha obtenido un incremento del factor del recobro de 1% en el primer año de tratamiento.

## Ensayos experimentales

La selección de la formulación GDC óptima se realizó con pruebas estáticas y dinámicas a nivel de laboratorio fluido/fluido y fluido/roca. A continuación se describen los procedimientos principales que se implementaron después de un control de calidad de los productos químicos:

**Pruebas Fluido/Fluido:** Se desarrollaron ensayos de tiempo de gelificación y viscosidades dinámicas versus tiempo de maduración del gel para diferentes concen-

traciones de polímero y entrecruzador. Los resultados de estas pruebas permitieron seleccionar la formulación GDC con mejores características en consistencia y compatibilidad con las propiedades del yacimiento.

**Ensayos de tiempo de gelificación:** También conocidos como pruebas de Velocidad de Flujo del Gel, se realizan en el equipo de TGU, que consta de un tubo, un empaquetamiento que está compuesto por cinco tamices de 100 mesh (N. de la R: la escala mesh es la cantidad de orificios que tiene una unidad de superficie), ubicados en la parte inferior del cuerpo cilíndrico, y un sistema para controlar la presión a la cual se hace fluir la solución de trabajo. Estas pruebas permiten analizar la consistencia del GDC después de 24 horas, una o dos semanas y un mes después de la preparación, para unas condiciones específicas.

La prueba consiste en aplicar presión al líquido para forzarlo a pasar a través del arreglo de mallas; de este ensayo se obtienen y grafican los datos de velocidad de flujo del gel versus presión, y la intersección entre las dos curvas determina la presión de transición. Esta presión es proporcional a la fuerza del gel y se utiliza para calificar la formación de los microgeles. Aquellos geles cuya presión de transición sea mayor a cinco psi son considerados como geles capaces de desviar el flujo del fluido de inyección para mejorar la eficiencia de barrido.

Los resultados del TGU observados a lo largo del tiempo para los GDC preparados a partir de poliacrilamidas

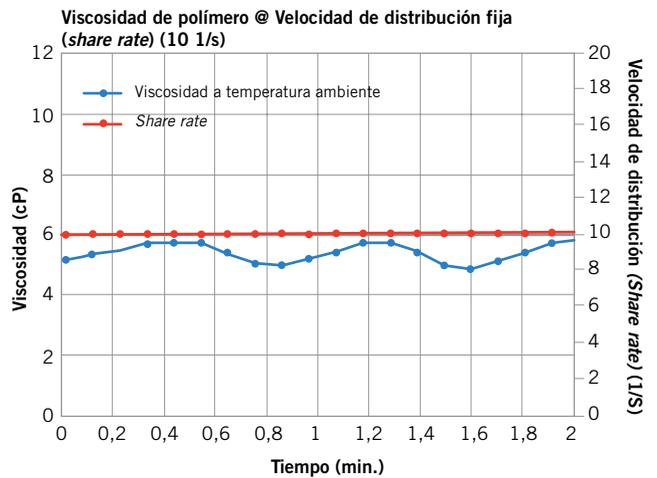


Figura 3. Reología Polímero a 600 ppm.

parcialmente hidrolizadas y citrato de aluminio en agua sintética del campo a temperatura ambiente, indican formación de microgeles estables en concentraciones comprendidas entre 400 ppm y 600 ppm y en relaciones polímero/entrecruzador 20:1 - 60:1, con presiones de transición que oscilan entre 6.9 y 8.6 psi. Los resultados del TGU a condiciones de yacimiento y a las mismas concentraciones y relaciones polímero-entrecruzador, también en salmuera, indican también formación de microgeles, pero con la diferencia de que estos geles son ligera-

mente más débiles que los geles evaluados a temperatura ambiente; la presión de transición varía de 5.3 a 5.9 psi.

De acuerdo a los resultados, se puede afirmar que los GDC preparados en salmuera sintética del campo son estables y generan una presión de transición superior a 5 psi, suficiente para desviar el flujo del fluido de inyección para mejorar la eficiencia de barrido volumétrica; por lo tanto, los GDC preparados son buenos candidatos para su implementación en yacimiento.

### Pruebas Reológicas para los GDC (preparados).

Posterior a la preparación de los GDC, se realizaron pruebas reológicas para evaluar el comportamiento de la viscosidad de estos geles en comparación con una solución de polímero de 600 ppm a *share rate* constante de  $10s^{-1}$ . Las curvas reológicas (figura 3 y figura 4) evidencian un claro incremento de la viscosidad de los GDC versus la solución de polímero, debido a diferentes variables experimentales, dentro de las cuales se puede nombrar el aumento de la concentración del polímero en las soluciones de GDC, el tiempo de "maduración" del GDC y la temperatura de la solución, la cual simula la temperatura de yacimiento.

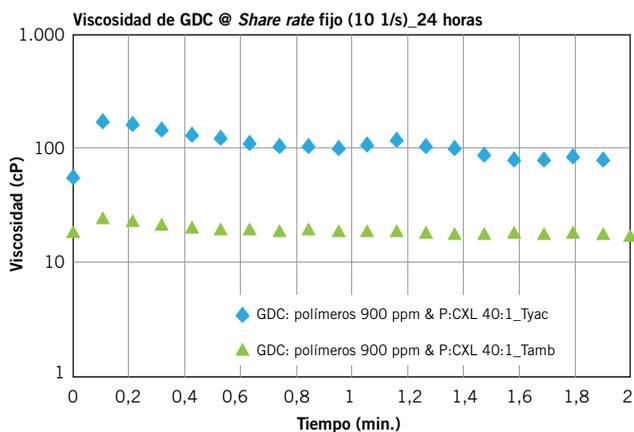


Figura 4. Reología GDC a 600 ppm.

**Ensayos de Compatibilidad Fluido - Fluido.** Se llevaron a cabo ensayos de compatibilidad de los fluidos involucrados en la inyección de GDC del piloto (agua de inyección, producción y crudo) para evaluar la compatibilidad del agua de inyección disponible. Los resultados obtenidos indican que no hay presencia de sólidos y la solubilidad es buena, en presencia del inhibidor de corrosión al 0.05% y el biocida al 0.1% en la solubilidad de las soluciones también es satisfactoria (condiciones normales de tratamiento).

Por otra parte, para concentraciones de inhibidor de corrosión de 0.5% y biocida al 1% (10 veces más concentrados) en las soluciones de los geles, la solubilidad es deficiente. Se observa presencia de sólidos y una alta turbidez en las soluciones. Sin embargo, concentraciones tan altas de inhibidor de corrosión y biocida solo serían posibles en casos extremos de baches aplicados desde la batería del campo.

La compatibilidad de las soluciones GDC (400 a 600 ppm) con una relación (20:1) polímero-entrecruzador frente al crudo del yacimiento no presenta una buena se-

paración de fases; por consiguiente, no se puede apreciar una interface bien definida, indicando la formación de una emulsión. Por el contrario, las soluciones GDC (400 a 600 ppm) con una relación (40:1) polímero-entrecruzador frente al crudo del yacimiento mostró una interfase bien definida e indicio de que no habrá formación de ningún tipo de emulsión. Con los resultados anteriormente expuestos se decide seleccionar como solución óptima los GDC preparados a concentración entre 400 y 600 ppm y relación polímero-entrecruzador de 40:1.

**Pruebas Roca-Fluido.** Una vez formulado el fluido se procedió a iniciar con las pruebas preliminares de desplazamiento, las cuales tienen como objetivo determinar el Factor de Resistencia (FR) y el Factor de Resistencia Residual (FRR) de la solución de GDC.

**Prueba Estática Adsorción.** Uno de los factores relevantes para el modelamiento y evaluación de este tipo de proceso es la adsorción, la cual es un indicativo cuantitativo de la cantidad de polímero que puede quedar adsorbida y/o retenida por la roca durante la inyección, por los diferentes mecanismos, principalmente adsorción, entrapamiento mecánico y/o retención hidrodinámica, como se observa en la figura 5.

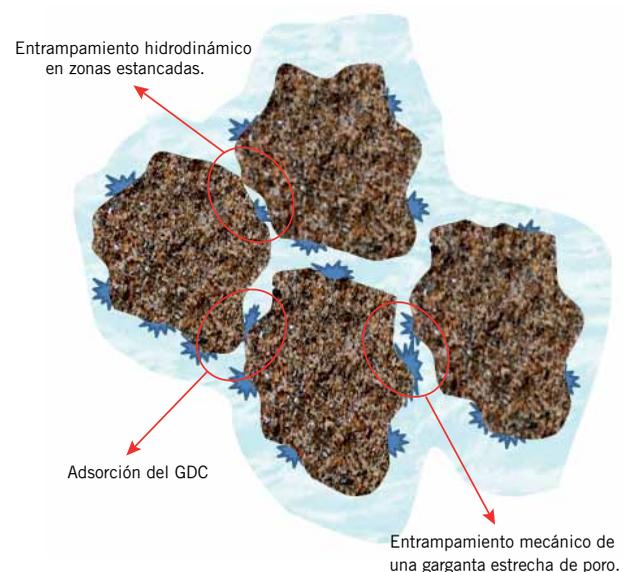


Figura 5. Mecanismos de Retención Geles de Dispersión Coloidal.

Para el desarrollo de esta prueba se tomaron cinco gramos de material sólido de roca del pozo inyector a profundidades de interés. Los resultados de la prueba se presentan en la tabla 1.

Muestra	Masa roca (gr)	Total solución (gr.)	Masa solución	Concentración residual (ppm)	Ads (MG/G)
6408-1	5,05	25,07	20,02	6,66	0,014
6408-2	5,02	25,34	20,32	7,14	0,012
6499-1	5,02	25,13	20,11	5,18	0,020
6499-2	5,02	25,10	20,08	4,91	0,021

Tabla 1. Resultados Adsorción Estática.

**Pruebas Dinámicas.** Inicialmente se realiza un diseño de las pruebas experimentales en muestras consolidadas y no consolidadas, posteriormente se procede al desarrollo de los experimentos, donde se establecen las condiciones específicas y mejores formulaciones de sistemas GDC para una aplicación dada, y mediante desplazamientos en *Coreflooding* (berea sintética, longitud 1 ft) y *Slim Tube* (arena ottawa mesh 80/100, longitud de 20 in y 40 ft) se genera el análisis del comportamiento del sistema GDC. Su objetivo fue evaluar el mecanismo de desplazamiento, determinar factor de resistencia (FR), factor de resistencia residual (FRR), eficiencia de desplazamiento y verificar retención del polímero en *Slim Tube* y *Coreflooding* para alimentar el modelo de simulación numérica.

En los diferentes ensayos la solución GDC fue pasada a través de filtros de 45 y 20 micras para retirar el polímero que no se hidrolizó completamente. Después de pasar las soluciones por el filtro de 20 micras no se observaron grumos. La figura 6 presenta un ejemplo del procedimiento realizado en un *coreflooding*, donde se realizó medición de la permeabilidad absoluta a la salmuera de yacimiento; posteriormente se realizó inyección de polímero (se inyectaron 5 volúmenes porosos de GDC madurado a caudal de 1.0 cm<sup>3</sup>/min, recolectando los efluentes cada 0.56 volúmenes porosos inyectados, obteniendo un aumento en la presión de inyección en 450 psi en promedio) y finalmente, se realizó la inyección de salmuera sintética equivalente al agua de yacimiento hasta obtener estabilidad y así calcular FR y FRR (tabla 2).

En los desplazamientos de *coreflooding* se realizó la medición de diferencial de presión en dos puntos de la muestra y en los desplazamientos de *slim tube* se realizó la medición de diferencial de presión en cinco puntos de la muestra.

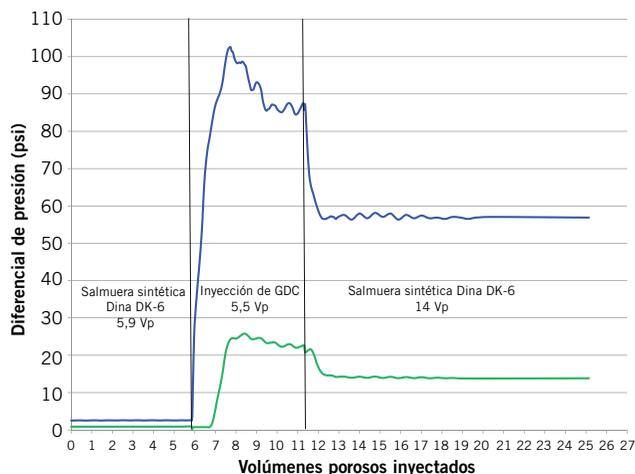


Figura 6. Diferencial de presión durante los desplazamientos GDC.

**Cálculos FR y FRR**

Punto de medición (cm)	30,8	13,8
Factor de Resistencia (FR)	33,0	22,0
Factor de Resistencia Residual (FRR)	12,0	16,0

Tabla 2. Cálculos de FR y FRR después de inyectar el polímero.

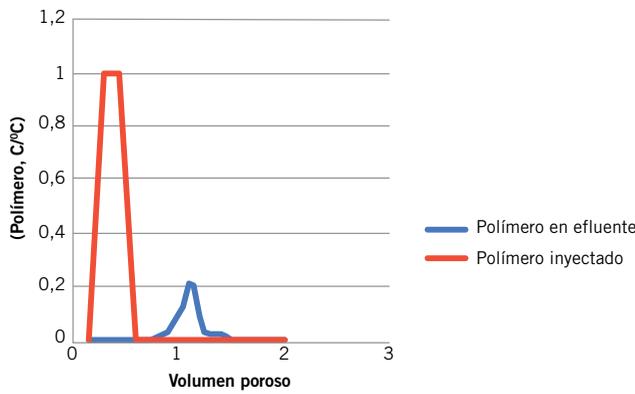


Figura 7. Adsorción/retención dinámica durante los desplazamientos GDC.

En todos los ensayos se realizó medición de la concentración del polímero inyectado y la concentración de los efluentes para inferir la adsorción/retención dinámica del proceso. La figura 7 presenta el resultado de la medición, donde se observa que la mayor cantidad de polímero inyectado es adsorbido/retenido por el medio poroso.

Finalmente, se realizó inyección de trazadores con 0.2 VP de cloruro de amonio ( $\text{NH}_4\text{Cl}$  al 3%), y se analizó el comportamiento del trazador inyectado para determinar la dispersión del medio. La figura 8 presenta el resultado de una medición donde se observa un cambio importante en el medio poroso.

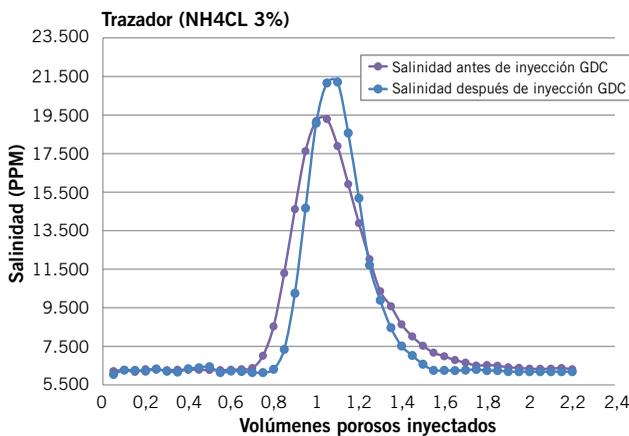


Figura 8. Salinidad antes y después de la inyección del GDC.

## Modelación numérica

Posteriormente a la selección de la formulación óptima, se realizó la construcción de un modelo numérico que permitió predecir el comportamiento del piloto bajo la inyección de GDC. Esta fase incluyó análisis de sensibilidad con las variables que tienen mayor impacto sobre la eficiencia del proceso, tomando como base los datos obtenidos en el laboratorio para el modelamiento, los cuales son una parte fundamental para representar el comportamiento del proceso en el yacimiento.

**Modelamiento del proceso inyección GDC.** La simulación numérica fue desarrollada usando simulador comercial. El modelo numérico fue construido bajo una formulación completamente implícita, dadas las condiciones del yacimiento del campo Dina Cretáceo, el cual es

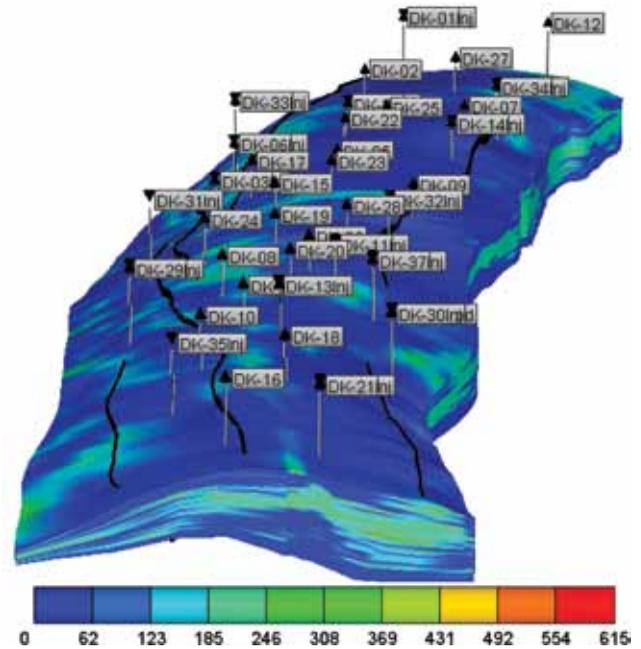


Figura 9. Permeabilidad (mD).

un yacimiento subsaturado, de aceite negro de 23.7 °API. Cuenta con un grid tipo *Corner Point* y un modelo geostatístico para las distribuciones de las propiedades petrofísicas. Las fases presentes son petróleo, agua y gas. El modelo está dividido en diferentes regiones: una región PVT, seis regiones de saturación, las cuales se encuentran caracterizadas con una curva de permeabilidad relativa para cada unidad de flujo, una región de equilibrio y ocho sectores, cada una de las cuales presenta un grupo de propiedades específicas con el fin de garantizar la mejor representación del yacimiento (figura 9).

El modelo cuenta con un total de 37 pozos, de los cuales se encuentran 13 productores y 11 inyectores activos. La temperatura del yacimiento es 152 °F. El sector piloto se denominó DK-03 y cuenta con un pozo inyector y 3 productores. El volumen de tratamiento a inyectar representa el 5% del volumen poroso del sector a concentración 400 ppm, relación polímero entrecruzador 40:1 y tasa de inyección de 1.000 a 1.500 Bbl/d. Actualmente la malla presenta un refinamiento de 2 x 3 en dirección i, j, en las cuales se encuentran ubicados los pozos pertenecientes al piloto DK-03; dicho refinamiento equivale a 13.230 celdas para un total de 83.230 celdas.

El refinamiento fue construido con el objetivo de representar con mayor exactitud el comportamiento del frente de desplazamiento del fluido entre el pozo inyector y los productores del piloto DK-03. El proceso de inyección de GDC se simula a partir de mayo de 2011, a tasa de 1.000 Bbl/día y concentración de 400 ppm; posterior al año de inyección del gel se continúa con la inyección de agua a tasa de 2.500 Bbl/día, para hacer finalmente predicción del proceso hasta mayo de 2021 (10 años).

El modelamiento de la viscosidad del GDC se realizó con dos metodologías. En la primera, la viscosidad en la cara del pozo inyector es cercana a la viscosidad del agua, y en el resto de yacimiento es de 30 cP de acuerdo

a la concentración del GDC y su naturaleza de fluido viscoelástico. En la segunda, se integraron y desarrollaron estrategias de simulación numérica que combinan esquemas de inyección de dos o más componentes (reactivos) que generan el GDC (producto), incorporando cinética de gelificación y el ajuste numérico de los ensayos de laboratorio obtenidos en las fases previas.

Como resultado al tratamiento, se espera un incremento en la presión de inyección, incluso usando la misma tasa de inyección de agua que se inyectaba antes del tratamiento (debido al mejoramiento de la eficiencia volumétrica), lo cual en la mayoría de los casos es indicativo de la divergencia generada en el proceso de desplazamiento. Finalmente, el banco de petróleo que va a ser desplazado por la redistribución de la inyección de agua, se verá reflejado con mayor impacto en los pozos productores que han sido confinados, presentando un aumento en la producción de petróleo. La figura 10 presenta el FRR generado por la inyección de GDC y la ubicación de los pozos pertenecientes al piloto para la inyección del tratamiento (distancia promedio de 1.000 ft entre el pozo inyector y los productores).

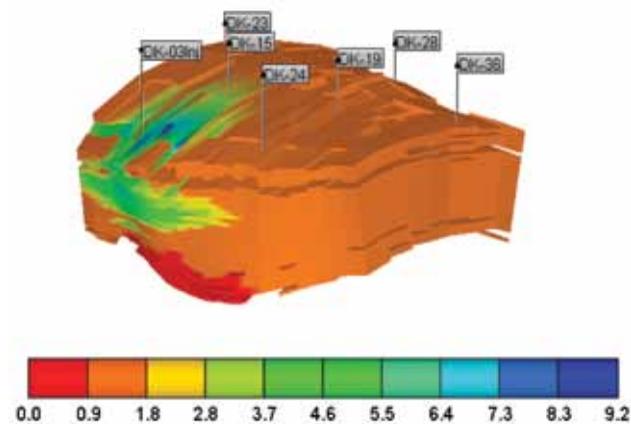


Figura 10. Sector Piloto DK-3.

**Análisis de Sensibilidad para un proceso inyección GDC:** Dentro del análisis realizado al modelo se tuvieron en cuenta las variables principales que inciden

en la cantidad de petróleo recuperable. Sin embargo, otras variables como la BHP traen, junto con su disminución, un incremento en las tasas de producción de petróleo, teniendo en cuenta las restricciones operacionales reales de los pozos y el comportamiento del proceso de inyección de GDC.

Las variables seleccionadas para realizar el análisis de sensibilidad son producto de la evaluación de los resultados experimentales y del trabajo realizado durante el modelamiento numérico, de lo cual se pudo deducir que los parámetros claves que mayor impacto tienen sobre el comportamiento de la producción con el tratamiento son principalmente: la adsorción máxima, el factor de resistencia residual, el volumen poroso accesible y la tasa de inyección. El comportamiento de la tasa de inyección indica que a una mayor tasa de inyección se obtendrán mayores tasas de recuperación de petróleo (figura 11).

El comportamiento de la adsorción indica que a una mayor proporción de adsorción se obtendrán menores tasas de recuperación de petróleo. Este comportamiento se atribuye a que el GDC está siendo en gran parte retenido por la superficie de la roca y no alcanza a moverse dentro del yacimiento para obtener un frente de barrido más homogéneo para el desplazamiento del crudo (figura 12).

Con el volumen de poro accesible se pudo observar

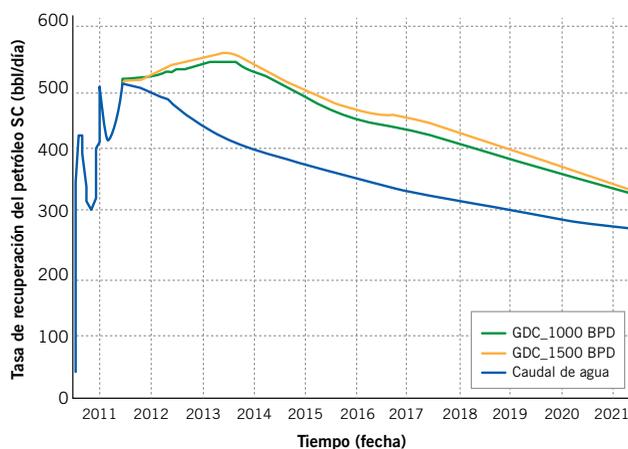


Figura 11. Sensibilidad Tasa de Inyección.

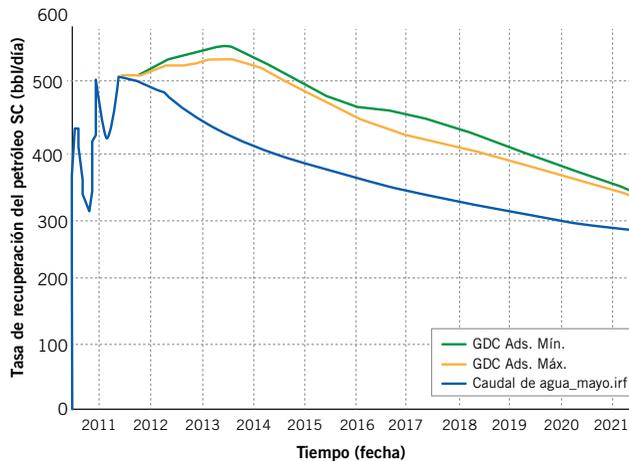


Figura 12. Sensibilidad Adsorción GDC.

que la disminución de este parámetro originó en los pozos que se encuentran cerca del pozo inyector DK-03 tiempos de respuestas más cortos, con un aumento significativo en la tasa de recuperación de petróleo; la respuesta a esta sensibilidad está gobernada bajo la ley de Darcy, principalmente por la longitud y el diferencial de presión, ya que el GDC se desplaza hacia las zonas en donde se encuentran mayores diferenciales de presiones y altas permeabilidades.

En cuanto al comportamiento del factor de resistencia residual, se ha podido observar que el incremento de este valor está directamente relacionado con el aumento de la tasa de recuperación de petróleo; sin embargo, dicho incremento es inversamente proporcional al tiempo de respuesta del proceso de inyección, como se observa en la figura 13, por lo cual, es recomendable realizar las pruebas de laboratorio necesarias que permitan establecer los rangos más reales posibles del factor de resistencia residual de la roca, para modelar en forma más precisa el proceso de inyección de GDC.

El factor de resistencia residual se modeló entre un rango de 1.5 a 10, donde con un alto FRR se obtienen incrementales de petróleo más altos pero con tiempos de respuestas mayores; esto se debe a que la inyección de GDC ocasiona cambios en la relación de la movilidad del

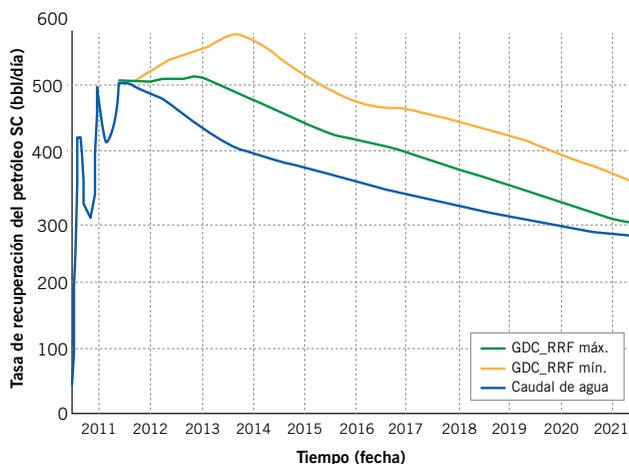


Figura 13. Sensibilidad Factor de Resistencia Residual (FRR).

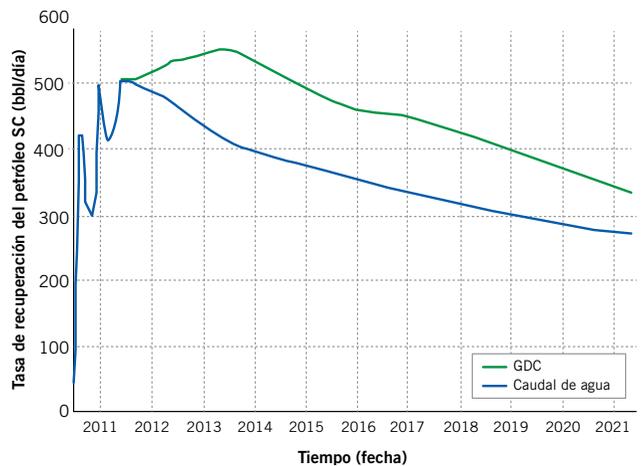


Figura 14. Resultados Modelamiento numérico piloto DK-3.

agua antes y después de la inyección de los geles de polímero, por el incremento de la viscosidad del agua atribuida al alto peso molecular del polímero y la reacción con el entrecruzador, que ayuda a mejorar el frente de desplazamiento y la eficiencia de barrido volumétrica.

Los resultados de sensibilidad indican que entre menor sea la adsorción y mayor sea el factor de resistencia residual mayor será la eficiencia del proceso para garantizar un perfil de desplazamiento más homogéneo, que permita barrer aquellas zonas de baja permeabilidad que inicialmente no lograron ser alcanzadas con el proceso de inyección de agua convencional, lo cual se constituye en un incremento de la eficiencia de barrido volumétrico y por tanto del factor de recobro.

**Resultados de Modelación numérica:** los resultados del piloto DK-03 de inyección de geles de dispersión coloidal del Campo Dina Cretáceo con corte a mayo de 2021 indican un incremento de 5.35% del factor de recobro, equivalente a un volumen de producción incremental de petróleo de 350,000 Bbl (figura 14), y una disminución en el corte de agua del 1% equivalente a 440,000 Bbl (figura 15).

Finalmente, con el modelamiento numérico y un análisis financiero se corroboró que esta tecnología es la más

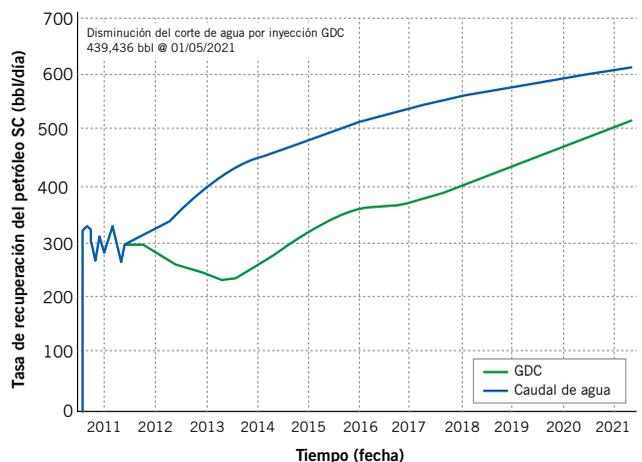


Figura 15. Corte de agua piloto GDC DK-03.

factible para el campo, puesto que con ella se obtienen factores de recobro incrementales de alrededor del 5.35% con tiempos de respuesta que oscilan entre 6 y 9 meses y baja inversión, lo cual lo define como un proceso técnica y económicamente viable.

## Ejecución del piloto en campo

El 9 de junio de 2011 se inició la inyección de GDC; primer piloto de Recobro Mejorado *CEOR* de ECOPETROL S.A., a una tasa de inyección de 1.500 BPD, concentración de 400 ppm y relación polímero-entrecruzador 40:1 en el pozo DK-3.

La ejecución en campo se está llevando a cabo por parte de una empresa especializada en la aplicación de esta tecnología. La tabla 3 presenta el diseño inicial del proceso.

### Diseño inyección piloto DK-03 (5% vp)

# Etapa	Vol. [Bbls]	Conc. Polímero [ppm]	% Vol. del tratamiento
1	120,000	400	30
2	180,000	550	45
3	100,000	650	25
<b>Total</b>	<b>400,000</b>		<b>100</b>

Tabla 3. Diseño inicial inyección GDC piloto DK-03.

Durante la ejecución del piloto de inyección de GDC se han modificado parámetros operacionales para el control del límite de presión y la eficiencia del proceso. Si bien es cierto que se cuenta con un estudio experimental y numérico para la implementación de esta tecnología (que brinda un panorama del posible comportamiento del yacimiento con la inyección), también lo es que es un proceso en el que influyen gran cantidad de variables estáticas y dinámicas. Por lo anterior, se puede afirmar que el diseño de esta clase de procesos se debe variar durante la ejecución, dependiendo del comportamiento del mismo.

Como se observa en la figura 16, los cambios operacionales que se han realizado durante el desarrollo del proyecto se resumen principalmente en la disminución de la tasa de inyección de GDC, variación en la relación polímero-entrecruzador y tratamientos de hipoclorito para evitar taponamiento de la cara de la formación en el pozo inyector y mantenerse por debajo del límite ope-

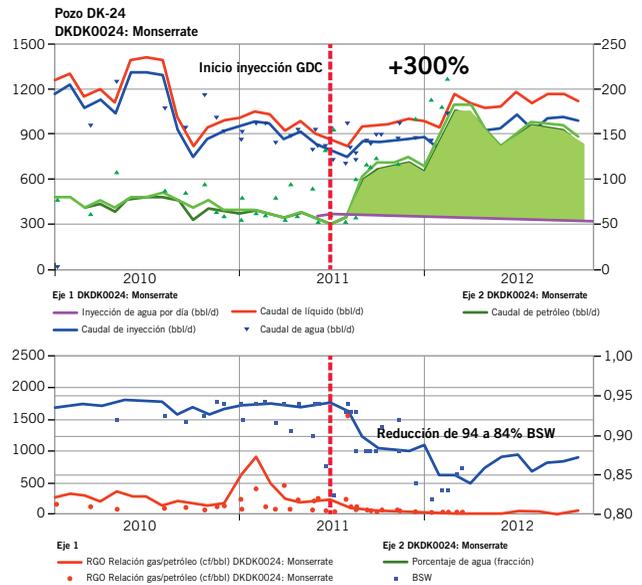


Figura 17. Resultados de producción obtenidos en el piloto DK-3.

racional de presión. Después de inyectar 60,000 Bbl de GDC, se realizó mejoramiento de la calidad del agua de inyección, el contenido de grasas y aceites bajó de 150 ppm a 5 ppm generando estabilidad del proceso.

## Resultados

El objetivo principal de la infraestructura instalada en el sur del país es incrementar en un 5% el factor de recobro del área intervenida, de acuerdo con los resultados de la fase piloto que ha generado aumentos de producción en un 300% y disminución del corte de agua en un 10%. La figura 17 presenta la curva base y la curva incremental obtenida de uno de los pozos influenciados por el proceso.

A la fecha se han inyectado 436.000 Bbl de GDC y se han producido 43,000 Bbl de petróleo incremental de los 350,000 esperados (incremento de 5.35% del factor de recobro). Debido a los buenos resultados se tomó la decisión de inyectar un 5% adicional del volumen poroso en el sector piloto DK-3; adicionalmente se diseñó la expansión del proceso en los pozos DK-4, DK-6 y DK-32 de este

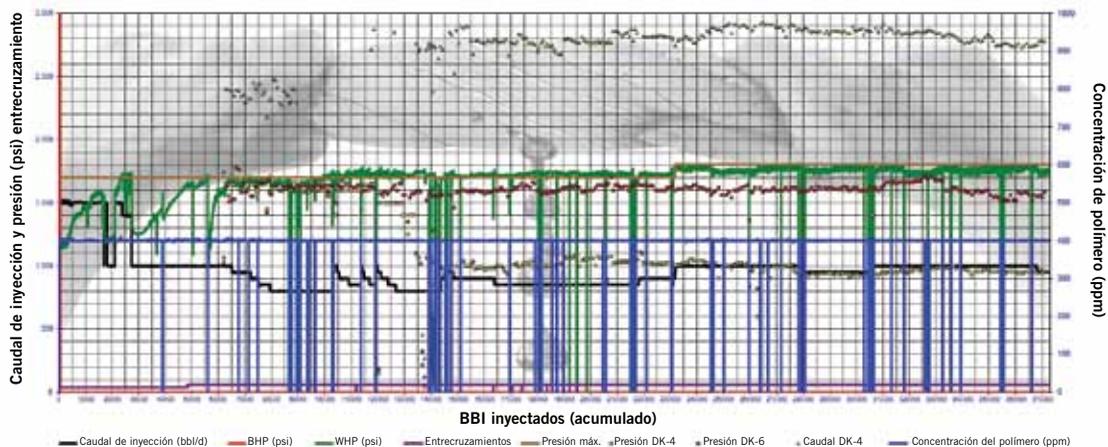


Figura 16. Proceso inyección GDC piloto DK-03.

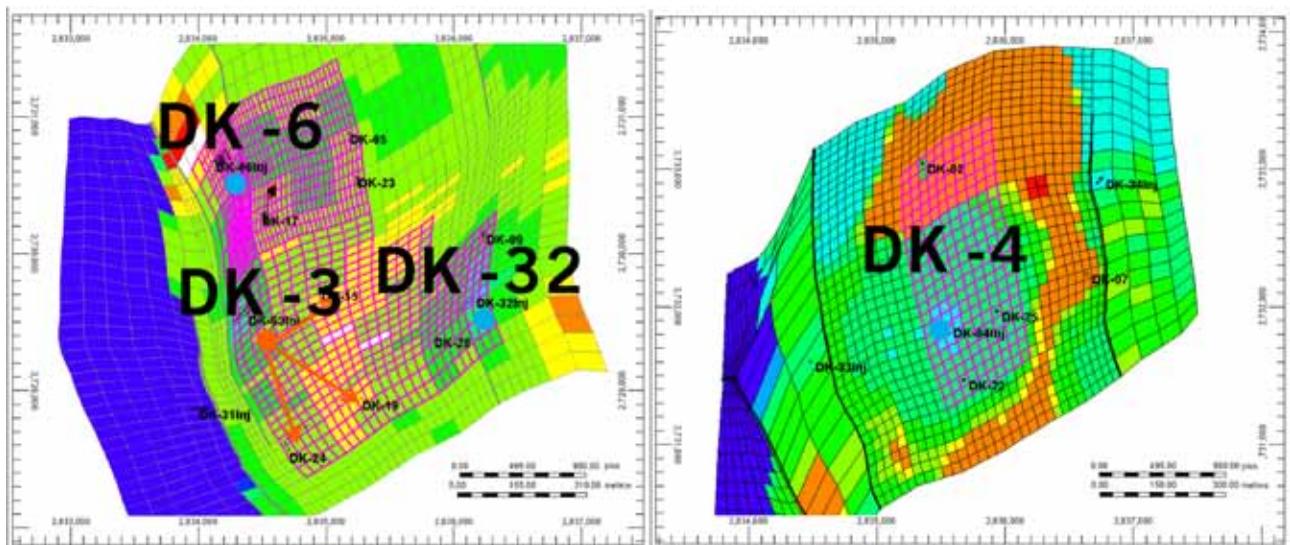


Figura 18. Diseño de expansión GDC.

campo (figura 18) y también en otros campos del país.

A partir de los resultados de producción obtenidos, utilizando los costos totales y un análisis financiero, se evidencian los beneficios económicos del piloto ejecutado. En términos de valor presente neto y de eficiencia de la inversión los valores resultantes son de 4.35 millones de dólares estadounidenses y 2.9 respectivamente (4.6 dólares por barril incremental de petróleo). La iniciativa le brinda a Colombia nuevas herramientas para la búsqueda, selección, adaptación, desarrollo y aplicación de tecnologías EOR.

## Conclusiones

La factibilidad técnica de un proceso de inyección GDC se debe realizar incorporando ensayos de laboratorio que incluyan pruebas de compatibilidad fluido- fluido y roca- fluido en condiciones similares a las del yacimiento. Desarrollar un análisis completo de las propiedades estáticas y dinámicas del proceso de inyección GDC contribuye a disminuir la incertidumbre asociada durante la implementación del proceso en campo.

Desde el punto de vista de simulación numérica, la implementación de procesos de inyección GDC es una solución técnica y económicamente viable en campos sometidos a proceso de inyección de agua con alto grado de heterogeneidad, saturaciones de petróleo considerables y altos cortes de agua.

La función principal de un proceso de inyección GDC es mejorar la eficiencia de barrido volumétrica al bloquear las gargantas de poro acuatizadas en la roca matriz con los microgeles y, a su vez, mejorar la relación de movilidad con la ayuda del polímero que los transporta.

Basados en las condiciones actuales en el Campo Dina Cretáceo, se identificó, diseño (ensayos de laboratorio y simulación numérica) y se ejecuta actualmente el primer proceso EOR mediante inyección de GDC de Ecopetrol S.A., con el objetivo de mejorar la eficiencia de barrido volumétrica debido a la adsorción en el medio poroso y al mejoramiento de la eficiencia de desplazamiento, producto de una disminución en la relación de movilidad causada por polímero que transporta los microgeles. ■

## Agradecimientos

Los autores agradecen a Ecopetrol S.A. por permitir la publicación de estos resultados y por su generoso apoyo durante todo el proyecto, especialmente a la Gerencia de Yacimientos (GDY), Superintendencia Huila – Tolima (SOH) y al Instituto Colombiano del Petróleo (ICP). Se expresa también gratitud a la Compañía Tiorco, por el acompañamiento, seguimiento y soporte en el diseño y ejecución en campo.

## Bibliografía

- Smith, J.E. et al., "Laboratory Studies of In-Depth Colloidal Dispersion Gel Technology for Daqing Oil Field". SPE 62610. 2000.
- Sandoval, J.R., et al., "Dina Cretáceos Field Chemical EOR: From Screening to Pilot Design", SPE-139200-MS. 2010.
- Castro R., et al., Ecopetrol S.A. UIS "Análisis de un Proceso de Inyección de Geles de Dispersión Coloidal (GDC) Usando Ensayos de Laboratorio y Simulación Numérica". 2011.
- Smith, J.E., "The Transition Pressure: A Quick Method for Quantifying Polyacrylamide Gel Strength". SPE-18739. 1989.
- Spildo, K., "Propagation of Colloidal Dispersion Gels (CDG) in Laboratory Corefloods" SPE 129927. 2010.
- Denney, D. et al., "Nanosized particle for EOR" SPE 129933. 2010.
- Diaz, D. et al., "Colloidal Dispersion Gels improve oil recovery in a heterogeneous Argentina Waterflood". SPE 113320. 2008.
- Norman, C. et al., "Condiciones técnicas para el Diseño de los Proyectos de polímero y Microgeles". Notas Técnicas Tiorco, 2007.
- Ranganathan, R. et al., "An experimental study of the In situ Gelation Behavior of a Polyacrylamide/Aluminum Citrate Colloidal Dispersion Gel in a Porous Medium and its aggregate growth during gelation reaction" (SPE 37220-MS 1997)
- Seright, R.S., "Propagation of an Aluminum-Citrate-HPAM Colloidal-Dispersion Gel Through Berea Sandstone", second annual report (DOE/BC/14880-10), 1995.
- Walsh, M.P., et al., "Chemical Interactions of Aluminum-Citrate Solutions with Formation Minerals." SPE- 11799. 1983.