

Evaluación técnica de un piloto de inyección de geles mediante simulación numérica, para un sector de un campo maduro bajo inyección de agua en la cuenca del valle Medio del Magdalena

Rocio Del Rosario Escamilla Rosales

Monografía de Grado presentada como requisito para optar el título de Especialista en Ingeniería
de Yacimientos

Director

Victor Alfonso Morales Santana

Master en Administración

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físico-Químicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Especialización en Ingeniería de Yacimientos

Bucaramanga

2019

**“If you want something you've never had
You must be willing to do something you've never done.”**

— Thomas Jefferson

Dedicatoria

A Dios quien en contra de todos los pronósticos me inspira siempre a seguir el camino.

A mi padre Tomás, mi hermana Irma y mi sobrino Marcos David - mi maravillosa familia, por regalarme lo mejor de ustedes, por su infinito amor y apoyo incondicional en cada uno de los momentos de mi vida, por ser mis mejores amigos e impulsarme a alcanzar mis metas como persona y profesional, por siempre creer en mí... son mi bendición más grande. Los Amo.

Roci

Agradecimientos

A través de estas líneas quiero expresar mi más sincero agradecimiento a todas las personas que con su soporte técnico y humano han colaborado en la realización de este trabajo de monografía:

A la compañía Occidental de Colombia, por hacer posible la realización de este trabajo y facilitar el tiempo para desarrollar mis estudios como especialista.

Un agradecimiento y reconocimiento especial a los equipos de yacimiento de LCI, en especial al equipo RMT por la excelente aplicación técnica realizada en el campo estudio, por compartir la experiencia e información, el soporte y guía para el desarrollo de esta evaluación.

A mi director de monografía, ingeniero Victor Morales, por sus sugerencias, apoyo incondicional y confianza durante el proceso.

Al ingeniero Juan Pablo Falla, por compartir de manera generosa sus conocimientos, experiencia, tiempo y apoyo incondicional para el desarrollo de este trabajo.

A la Universidad Industrial de Santander, por abrir sus puertas una vez más y darme la oportunidad de volver a la academia, por los retos técnicos propuestos y por seguir siendo parte de mi formación profesional, agradecida eternamente con mi alma mater.

A mis compañeros de especialización, ahora amigos de la vida, por regalar lo mejor de cada uno, por compartir sus conocimientos y experiencia, por hacer más fácil esta etapa.

Rocio Del Rosario Escamilla Rosales

Contenido

	Pág.
Introducción	15
1. Generalidades del campo de estudio	17
1.1 Geología general	18
1.1.1 Columna estratigráfica.	19
1.1.2 Geología estructural.	21
1.1.3 Roca Reservorio.	22
1.1.4 Migración.	23
1.1.5 Roca Sello.	23
1.1.6 Trampa.	23
1.2 Historia de Producción del Campo	24
1.2.1 Mecanismo/Proceso de Producción.	25
1.3 Características del yacimiento	27
2. Inyección de geles para conformance areal	30
2.1 Relación de Movilidad (M).....	31
2.2 Arreglos de pozos o inyección dispersa.....	32
2.3 Eficiencia	34
2.3.1 Eficiencia Vertical.	34
2.3.2 Eficiencia Areal.	35

2.4 Conformance en el proceso de Inyección de agua.....	36
2.5 Inyección de geles poliméricos	37
2.5.1 Descripción de los químicos.	38
2.5.2 Formación de Geles.	40
2.6 Marco histórico de la aplicación de geles en el campo estudio	41
2.7 Aspectos técnicos del piloto de inyección de gel campo estudio	42
2.7.1 Geles Marcit o Bulk Gels.....	44
2.8 Evaluación de candidatos.....	46
2.8.1 Metodología de Pesos por Parámetros.....	46
2.8.2 Metodología de Eficiencias versus Perdidas.....	48
2.8.3 Proyecto Trazadores Químicos.	52
3. Simulación numérica del piloto de inyección de geles en el campo estudio	54
3.1 Construcción del modelo (Sector model)	55
3.2 Propiedades petrofísicas.....	55
3.2.1 Permeabilidad.	55
3.2.2 Permeabilidades Relativas.	56
3.2.3 Tipos de Roca.	57
3.2.4 Unidades Estratigráficas.	58
3.3 Facies	58
3.4 Propiedades de Fluidos.	59
3.4.1 Propiedades de Petróleo.....	59
3.4.2 Propiedades Agua de Formación	60
3.4.3 Propiedades del Agua Fresca y de Inyección.	61

3.5 Simulación Numérica de Inyección de Geles en el Campo Estudio (Predicción).....	62
3.5.1 Inicialización.....	62
3.5.2 Ajuste histórico.	64
3.5.3 Predicción inyección de gel.	67
3.6 Resultados comparativos piloto de campo versus simulación numérica.....	69
4. Conclusiones.....	72
5. Recomendaciones	74
Referencias Bibliográficas	75

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. Propiedades petrofísicas promedio del Campo Estudio.	28
Tabla 2. Presión y temperatura del Campo Estudio.....	28
Tabla 3. Características del crudo del Campo Estudio.	29
Tabla 4. Eficiencia areal a la ruptura dependiendo de la relación d/a.	36
Tabla 5. Esquema general de inyección de geles realizado para los pozos del piloto.....	44
Tabla 6. Tabla comparativa de geles Bulk Gel-CDG-BrightWater.....	45
Tabla 7. Metodología de Pesos por Parámetros.....	47
Tabla 8. Propiedades de Permeabilidades Relativas Agua-Petróleo	57
Tabla 9. Propiedades del petróleo campo estudio.....	60
Tabla 10. Propiedades Fisicoquímicas del Agua de Formación.	60
Tabla 11. Propiedades Fisicoquímicas del Agua Fresca y de Inyección.	62
Tabla 12. Incrementales comparados de escenarios de inyección de gel	69

Lista de Figuras

	Pág.
<i>Figura 1.</i> Localización del Campo Estudio. Modificado de Morales, V. A., & Ramirez.	19
<i>Figura 2.</i> Columna estratigráfica generalizada Cuenca del Valle Medio del Magdalena.	21
<i>Figura 3.</i> Producción e Inyección histórica del Campo estudio.	27
<i>Figura 4.</i> Esquema comparativo de barrido ideal versus caso de baja eficiencia.	30
<i>Figura 5.</i> Estabilidad del frente de desplazamiento (según Habermann).	32
<i>Figura 6.</i> Principales arreglos de inyección	33
<i>Figura 7.</i> Eficiencia de barrido vertical según Lake.	34
<i>Figura 8.</i> Eficiencia de barrido areal al tiempo de ruptura, arreglo de siete pozos invertido.	35
<i>Figura 9.</i> Geles de polímeros entrecruzados.	39
<i>Figura 10.</i> Formación de un gel.	40
<i>Figura 11.</i> Factor de Recobro secundario versus agua acumulada adimensional	43
<i>Figura 12.</i> Metodología - gráfico de eficiencia versus pérdidas	48
<i>Figura 13.</i> Candidatos identificados para conformance y mapa del piloto (sector model)	51
<i>Figura 14.</i> Irrupción de los trazadores químicos en el área piloto	53
<i>Figura 15.</i> Histograma permeabilidad en el campo estudio.	56
<i>Figura 16.</i> Curva de permeabilidad relativa RT1 (Sector Model).	57
<i>Figura 17.</i> Unidades Geológicas definidas (Sector Model)	58

<i>Figura 18.</i> Análisis datos de porosidad y permeabilidad para la facie point bar (Metodología tomada de Scribner, 1984).	59
<i>Figura 19.</i> Vista de planta y 3D del modelo sectorial, piloto conformance	63
<i>Figura 20.</i> Curvas de permeabilidad relativa usadas por tipo de roca.....	64
<i>Figura 21.</i> Parametrización de KRWIRO y el KROCW, usando CMOST, para variar la curva de permeabilidad relativa.....	65
<i>Figura 22.</i> Ajuste histórico parámetros producción (modelo sectorial).	66
<i>Figura 23.</i> Ajustes de Presión a nivel de Sector.	66
<i>Figura 23.</i> Ajustes para simulación de las reacciones químicas y fenómeno de absorción.	68
<i>Figura 25.</i> Predicción de la producción incremental del piloto conformance (sector model).	68
<i>Figura 26.</i> Comparativo comportamiento de producción en el área piloto de conformance – Simulación numérica, comparación de casos y producción real en Results-CMG.	70
<i>Figura 27.</i> Comparativo comportamiento de producción en el área piloto de conformance – Simulación numérica, esquematizado (Excel).	70
<i>Figura 28.</i> Producción incremental en el área piloto de conformance	71

Resumen

TITULO: EVALUACIÓN TÉCNICA DE UN PILOTO DE INYECCIÓN DE GELES MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA PARA UN SECTOR DE UN CAMPO MADURO BAJO INYECCIÓN DE AGUA EN LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA*

AUTOR: ROCIO DEL ROSARIO ESCAMILLA ROSALES**

PALABRAS CLAVES: Campo maduro, Inyección de agua, Eficiencia areal, Conformance químico, simulación numérica.

El campo de estudio es el campo petrolífero más antiguo de Colombia con aproximadamente 100 años de historia de producción, ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. La producción proviene del reservorio zona C, Formación Mugrosa, donde el entorno de depositación es un sistema de meandro-fluvial de gran heterogeneidad. El campo ha estado en recuperación secundaria desde la década de 1960, y, en 2005 se inició un nuevo desarrollo del proceso de inyección de agua con aproximadamente 400 patrones y 1.000 pozos productores activos. Actualmente, hay patrones con una baja eficiencia areal y un menor factor de recobro. Se ejecutó un piloto de inyección de geles en cuatro patrones, para mejorar las condiciones de inyección; se emplearon métodos analíticos para las estimaciones de la tasa de producción de petróleo incremental.

El flujo de trabajo comienza con la creación de una malla de simulación para un sector a partir del modelo geológico actualizado, se realizó un ajuste de producción histórico para las fases de producción primaria y secundaria, usando un simulador de crudo negro. Un simulador más robusto se usó para predecir el comportamiento de los componentes de inyección de gel (polímero + entrelazador), para estimar tasas de producción de petróleo incrementales derivadas del tratamiento. Por último, se comparan los resultados de la simulación numérica con los datos de campo disponibles del piloto, para respaldar la simulación numérica como una metodología adicional a utilizar para la evaluación de patrones futuros, y, calcular el volumen de gel necesario para obtener la producción incremental ideal.

La aplicación de tratamientos de conformance, es una novedad para los campos maduros multicapa en Colombia, y, la predicción del comportamiento esperado por simulación de yacimientos no sólo es un desafío, sino también una herramienta clave para evaluar técnicamente el éxito de esta tecnología IOR.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingeniería Fisicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Director, Ing. Petróleos MBA Victor Morales.

Abstract

TITLE: GELS INJECTION PILOT TECHNICAL EVALUATION BY USING A SECTOR MODEL NUMERICAL SIMULATION FOR A MATURE FIELD UNDER WATER INJECTION IN THE MIDDLE MAGDALENA VALLEY BASIN*

AUTHOR: ROCIO DEL ROSARIO ESCAMILLA ROSALES**

KEYWORDS: Mature field, waterflooding, areal efficiency, chemical conformance, numerical simulation.

The study field is the oldest oil field in Colombia with approximately 100 years of production history, located in the Middle Magdalena Valley Basin. The field production comes from the C zone reservoir of Mugrosa Formation where the depositional environment is a fluvial meandering system with high heterogeneity. The field has been under secondary recovery since the 1960's and in 2005 a redevelopment of the water flooding process began with approximately 400 patterns and 1,000 active producer wells. Currently, there are patterns with low areal efficiency and consequently lower than expected recovery factor. A gels injection pilot for areal conformance control was executed in a four-pattern pilot in one of the operational sub-area, to improve current injection conditions; analytic methods were derived for the incremental oil production rate estimates.

The workflow followed starts by creating a simulation grid for a sector from the updated geological model available. A history match for the primary and secondary phases was carried by using a black oil simulator and a more robust tool was used to predict the behavior of the gel injection components (polymer + X-linker), to estimate the incremental oil production rates derived from treating the thief zone. The last step compares simulation results with the available field data from the pilot to support the numerical simulation as an additional methodology to use for future patterns evaluation, to calculate the fraction of gel volume needed to get the ideal incremental oil production rate.

The application of conformance treatments is a novelty in multilayer mature oil fields under water flooding process in Colombia, and the prediction of the expected behavior by reservoir simulation is not only a challenge but also a key tool for technically evaluate the success of this IOR technology.

* Graduation Project

** Faculty of Physical-Chemical Engineering, Petroleum Engineering School, Director. Petroleum Engineer – MBA Victor Morales

Introducción

La inyección ineficiente de agua en procesos de waterflooding, que incrementa los costos operativos y disminuye el recobro de aceite del proceso, se ha convertido en una de las principales preocupaciones de este tipo de proyectos; con el objetivo de disminuir excesos de agua producida y mejorar el beneficio económico de la inversión, un mecanismo comúnmente empleado para conformance control, es alterar los patrones de flujo de los fluidos inyectados en el yacimiento, por medio de la inyección de geles, que demoren el tiempo de irrupción del agua en arenas con inyección preferencial o bloquear las zonas ladronas de agua, para lograr un barrido más uniforme y una mejor divergencia en los perfiles de inyección y la distribución areal del flujo, mostrando importantes beneficios técnicos y económicos al igual que mejoras en la respuesta de producción.

Mediante la simulación numérica de yacimientos, se puede predecir el comportamiento de producción esperado para la inyección de los volúmenes utilizados en el piloto ejecutado, para un grupo de patrones de un sector del campo estudio, donde se determinó que el comportamiento de bajo factor de recobro, se debía a baja eficiencia areal del proceso de inyección, utilizando metodologías o herramientas aceptadas en la industria, que integren variables estáticas y dinámicas del yacimiento y permita estimar en el tiempo, la producción incremental asociada a este tipo de aplicaciones para el área ya probada, como soporte a la expansión del proceso a otras áreas del campo, dada la inversión que se requeriría para este fin.

Esta monografía plantea el desarrollo de un modelo sectorial de simulación numérica, para un área específica del campo estudio, donde se ejecutó un piloto de inyección de geles para

conformance areal, y así mejorar el entendimiento de los resultados obtenidos en el piloto, a partir de una metodología diferente a la analítica que fue usada originalmente, lo que permitirá ampliar el entendimiento actual del proceso y mejorar el soporte técnico de la inversión realizada versus pronósticos para potenciar la inversión y aplicación a gran escala de estas tecnologías, para mejora del factor de recobro final esperado en campos maduros.

1. Generalidades del campo de estudio

El Campo estudio, es un campo maduro actualmente en explotación, bajo un proceso secundario de inyección de agua, ubicado en el Valle Medio de Magdalena al norte de Colombia. El campo tiene cerca de 100 años de historia de producción, comenzando su producción primaria en 1917 hasta 1959, cuando el primer proceso de inyección inició. En 2005, las compañía operadora inicia bajo un contrato de colaboración con un nuevo socio, un proyecto conjunto en donde se redefine el proceso de inyección de agua y se cambia de líneas de inyección laterales con sartas sencillas de inyección, a patrones de 20 acres a 25 acres y configuraciones de 5 y 7 puntos invertidos, con un completamiento de sarta selectiva con mandriles y empaques, los cuales permiten tener control en la distribución vertical y volúmenes a inyectar por un grupo de arenas. El campo actualmente cuenta con 400 patrones y 1,000 productores activos, de los cuales el 95% se encuentra bajo el proceso de inyección de agua mencionado. Los perfiles de inyección son frecuentemente tomados en los pozos inyectoros, con el propósito de monitorear la eficiencia vertical del yacimiento, y, un detallado proceso de seguimiento al yacimiento, es realizado por medio de variables adimensionales que permiten identificar patrones cuyo desempeño sea inferior al esperado en el tiempo.

1.1 Geología general

El campo estudio se encuentra ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM), está caracterizado por una serie de heterogeneidades estructurales asociadas con los eventos tectónicos del Terciario temprano y tardío. La evolución geológica de la cuenca VMM ha involucrado diferentes eventos tectono-sedimentarios que le han impreso su morfología actual. Durante el Triásico y hasta comienzos del Cretáceo, el área de la cuenca actuó como una zona de "Rift" con depositación principalmente molásica; continuando en el Cretáceo como "backarc" detrás de la zona de subducción Andina, con una depositación principalmente de tipo marino. Durante el Cretáceo tardío-Paleoceno, comenzó en la cuenca un proceso de deformación compresional debido a la acreción de la Cordillera Occidental al cratón suramericano, lo cual causó plegamiento y erosión de la secuencia Cretácea del campo.

Posteriormente, en el Oligoceno, comenzó el levantamiento de la Cordillera Central, al tiempo que la cuenca del Magdalena y la actual cordillera Oriental formaban parte de una gran cuenca de "foreland", pasando la sedimentación a ser de tipo continental (fluvial y transicional), depositándose discordantemente sobre la secuencia Cretácea. Y finalmente, en el Mioceno tardío-Plioceno, ocurrió un período de plegamiento y cabalgamiento en la cordillera Oriental, seguido por el levantamiento regional de dicha cadena montañosa, delimitando la parte oriental de la cuenca del Valle Medio del Magdalena e imprimiéndole las características estructurales presentes en dicha cuenca (Dengo, C. and Covey, 1993, 1315-1337).

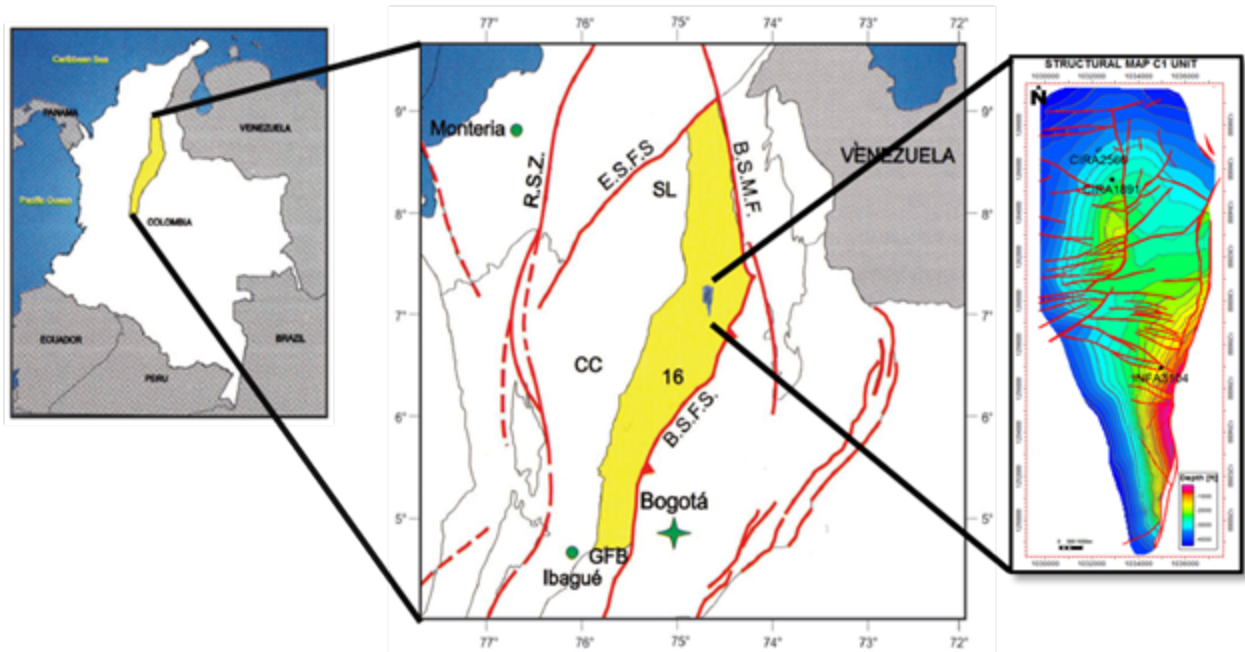
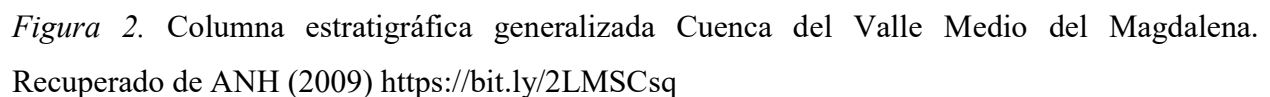


Figura 1. Localización del Campo Estudio. Modificado de Morales, V. A., & Ramirez.

1.1.1 Columna estratigráfica. El campo estudio está ubicado en la sección central de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, en la cual se depositaron sedimentos no marinos y de agua salobre durante el Terciario; estos sedimentos descansan discordantemente sobre los sedimentos marinos del Cretáceo, y, en algunas zonas, sobre rocas del basamento pre-Cretáceo. La columna estratigráfica atravesada por los pozos perforados en el campo, abarca rocas desde el pre-Cretáceo hasta el Oligoceno; el Mioceno está presente en algunos campos vecinos, y los depósitos del Pleistoceno descansan discordantemente sobre el Oligoceno hacia el Occidente de la estructura la Cira (Sanderson, 1951). La Figura 2, presenta la columna estratigráfica generalizada para la cuenca del Valle Medio del Magdalena.

La Formación Mugrosa, yacimiento estudio, fue depositada del Eoceno Superior al Oligoceno, es una unidad predominantemente lodosa. La parte inferior consta de areniscas de grano medio a fino, raramente grueso o con cantos, con intercalaciones de lodolitas grises o

verdosas. La parte media consta de lodolitas masivas moteadas con algunas intercalaciones de areniscas de grano fino. La parte superior consta de areniscas de grano fino a grueso, a veces con conglomerados e intercalaciones de lodolitas. Las áreas productivas de la Concesión de Mares corresponden a la Zona C, parte inferior de la Zona B y parte superior de la Zona B, las cuales hacen parte de la Formación Mugrosa. El espesor de esta formación varía desde 2.300 pies en el Campo Colorado a 1.640 pies en el Campo de Llanito. El ambiente de depositación para la Formación Mugrosa es de tipo continental de ríos meandricos. La Formación Mugrosa se encuentra en contacto discordante con la Formación Esmeraldas que la infrayace, y, en contacto concordante con la Formación Colorado que la suprayace.



1.1.2 Geología estructural. En la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) los pliegues y fallas son predominantemente NNE-SSW, y, su origen es asociado con la evolución tectónica de las características que limitan la cuenca regionalmente, es decir, las Cordilleras Central y Oriental. Estos rasgos son principalmente caracterizados por la vergencia este u oeste de los cabalgamientos y la trans-presión a lo largo de las principales zonas de fallas de rumbo de

Palestina y Bucaramanga-Santa Marta. Para el caso del Campo estudio, las estructuras más relevantes corresponden a los anticlinales de La Cira e Infantas.

El Anticlinal de La Cira es un pliegue asimétrico, que presenta un cabeceo en dirección N-S, paralelo a la falla de La Cira, esta falla rompe el pliegue en el flanco Este y forma una flexión negativa suave en el medio, con el sistema de fallas de Infantas. Este anticlinal está compartimentalizado por varias fallas normales; la estructura tiene una longitud aproximada de 9 km y un ancho de 6 km; los buzamientos de las capas son al WNW aproximadamente 10° a 15°.

El Anticlinal de Infantas es asimétrico y elongado, cortado a lo largo de su cresta por el sistema de fallas de Infantas, se encuentra dividido en bloques por fallas normales de dirección aproximada E-W y buzamientos entre 70° y 90°, y, desplazamiento promedio entre 50 y 150 pies; algunas de estas fallas tienden a desplazar la Falla de Infantas. El desplazamiento a lo largo de la zona de la falla es de aproximadamente 1.000 a 1.200 pies, pero disminuye hacia el Norte. En términos generales se puede considerar que el flanco occidental del anticlinal presenta mayores buzamientos que el flanco oriental (Informes técnicos Ecopetrol, 1997-2008).

1.1.3 Roca Reservorio. Según la ANH (2009), el 97% del aceite probado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, proviene de areniscas continentales del Paleógeno (Paleoceno-Mioceno), de las formaciones Lisama, Esmeraldas, La Paz, Colorado y Mugrosa, con porosidades promedio de 15 - 20% y permeabilidades medias 20 - 600 mD.

En el Campo estudio, las areniscas de la Formación Mugrosa (Zona B y Zona C), y las areniscas de las Formaciones Colorado (Zona A) y Formación Esmeraldas (Zona D), son las rocas reservorio del campo, siendo la Zona C la más importante del mismo y sobre las cual se evaluará este proyecto.

1.1.4 Migración. En la cuenca, la discordancia del Eoceno separa el reservorio primario de las rocas generadoras activas subyacentes, formando un sistema ideal para la migración de petróleo (Informes técnicos Ecopetrol, 1997-2008). A nivel del campo, se han detectado tres tipos de migración que a continuación se relacionan:

- Migración de tipo vertical se dio de manera directa, moviéndose los hidrocarburos generados de la Formación La Luna hacia la discordancia del VMM.
- Migración de tipo lateral en las areniscas pertenecientes al Eoceno.
- Migración de tipo vertical a lo largo de las superficies de fallas en sitios donde la Formación La Luna no está en contacto con la discordancia del Valle Medio del Magdalena.

1.1.5 Roca Sello. Los sellos para los yacimientos de areniscas del Paleógeno consisten en arcillas intercaladas no dúctiles, principalmente de las formaciones de Esmeraldas y Colorado. Los sellos para los potenciales reservorios de piedra caliza del Cretácico son lutitas marinas, de las formaciones de Simití y Umir. En el caso del campo, la Formación Mugrosa, es la de interés, su sello consiste en arcillas intercaladas (Informes técnicos Ecopetrol, 1997-2008).

1.1.6 Trampa. En la cuenca del VMM, las trampas se caracterizan por ser:

- Pliegues ocultos relacionados a fallas de cabalgamiento.
- Estructuras dúplex con cierre de fallas independientes.
- Cierres dependientes de la falla en la que los estratos buzcan en sentido contrario a la misma.
- Trampas en la parte baja de fallas sellantes.

Adicional a lo anterior, la estructura del campo se caracteriza por ser un anticlinal fallado. Tanto la Falla La Cira, como el Sistema de Fallas de Infantas, que cortan estas dos estructuras, tienen carácter sellante. Debido a esto, el entrapamiento de aceite en el área ocurre por tipo estructural. La trampa comenzó a formarse a finales del Cretácico y terminó a finales de Neógeno (Informes técnicos Ecopetrol, 1997-2004).

1.2 Historia de Producción del Campo

El Campo La Cira-Infantas, fue descubierto en 1918, con la perforación del Pozo Infantas 2, en la Zona C de la Formación Mugrosa, a una profundidad de 1.580 pies, con una producción de 800 a 1,000 BPD de 25 °API. El primer pozo productor de la Zona B de la Formación Mugrosa fue el pozo LC125, también completado en la Zona C de la misma formación en la estructura de La Cira. Este pozo fue completado en julio de 1926, con una producción inicial de 2.350 BPD, alcanzando su producción más alta en 1939, con aproximadamente 65,000 BPD.

Durante el año 2003, el campo alcanzó la producción más baja en su historia, razón por la cual Ecopetrol S. A., buscó un socio para incrementar la producción de petróleo. El 6 de septiembre de 2005, Occidental de Colombia (Oxy), firmó un contrato de Colaboración Empresarial con la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), para participar como socio con Ecopetrol en el redesarrollo del campo, mediante la implementación de nuevas tecnologías de inyección de agua; para esta fecha, el campo producía 5,000 BPD.

El 31 de mayo de 2008, se culminó la fase III del contrato con Oxy y el campo producía 9,000 BPD, se habían perforado 60 pozos y se habían realizado 181 trabajos de reacondicionamiento. El 1° de junio de 2008, comenzó la última y actual fase de desarrollo del

campo. A continuación, se explican brevemente aspectos asociados a su método de producción, tiempo de producción, número de pozos, producción acumulada y propiedades de los fluidos (Informes técnicos Ecopetrol, 1997-2008).

1.2.1 Mecanismo/Proceso de Producción. Inicialmente, durante la etapa primaria el campo producía por flujo natural, mediante el mecanismo de empuje por gas en solución. Posteriormente se implementó un sistema de levantamiento por gas (Gas Lift), que fue desmontado en 1935, para dar paso al sistema de bombeo mecánico, siendo éste el más utilizado actualmente. Otros sistemas de levantamiento artificial como cavidades progresivas (PCP), y, electro-sumergible (ESP) también son utilizados.

En 1957, Forest Oil Corporation (Forest), inició la ejecución de un proyecto de recuperación secundaria por inyección de agua, en un área de 280 acres, formada por 17 patrones de cinco puntos (24 inyectores y 18 productores), y, una tasa de inyección de 1,000 BWPD/pozo, denominado “Primer Desarrollo”. A finales de 1958, se inicia el segundo desarrollo conformado por 30 pozos productores y 45 pozos inyectores, en una extensión de 530 acres adicionales, formado por patrones que rodeaban el área del primer programa de inyección. A mediados de los años sesenta, se inició el programa de inyección de agua masivo en todo el campo que se mantiene hasta hoy. Para diciembre de 1998, había en el campo un total de 669 pozos productores activos y 107 pozos inyectores activos (Informes técnicos Ecopetrol, 1997-2008).

Actualmente, en el campo La Cira-Infantas, se han perforado un total de 3,929 pozos, de los cuales 1,420 pozos se encuentran activos (986 Productores y 434 inyectores), y, 2,509 pozos se encuentran abandonados o cerrados. Desde 2005 hasta diciembre de 2018, dentro de la ejecución

del Contrato de Colaboración Empresarial con Ecopetrol, se han perforado 1,185 pozos (802 productores y 383 inyectoros).

La **Figura 3**, presenta la producción acumulada de petróleo del Campo La Cira-Infantas desde su inicio hasta la actualidad, bien importante tener en cuenta que el campo La Cira-Infantas, tuvo su producción de petróleo más alta en 1939, con 65,000 BPD aproximadamente, de los yacimientos de Arenas C, A&B. Para el año 2003 su producción tenía la tasa de declinación más alta en su historia, hasta alcanzar los 5,000 BPD en el año 2005, cuando Oxy, se asoció con Ecopetrol S. A. para continuar con el plan de recuperación del campo. El 31 de diciembre de 2018, se obtuvo la cifra histórica en años de 45,000 BPD.

Es importante resaltar, que durante el primer periodo del proceso de inyección de agua entre 1.957 y 2005 (48 años), Ecopetrol logró incrementar el FR en un 3.8%. Entre el 2005 y 2018, OXY conjuntamente con Ecopetrol, han logrado incrementar el factor de recobro en un periodo de cerca de 13 años, en más del 4%, debido principalmente al uso de sartas selectivas de inyección, tecnología traída por OXY desde Operaciones a nivel mundial.

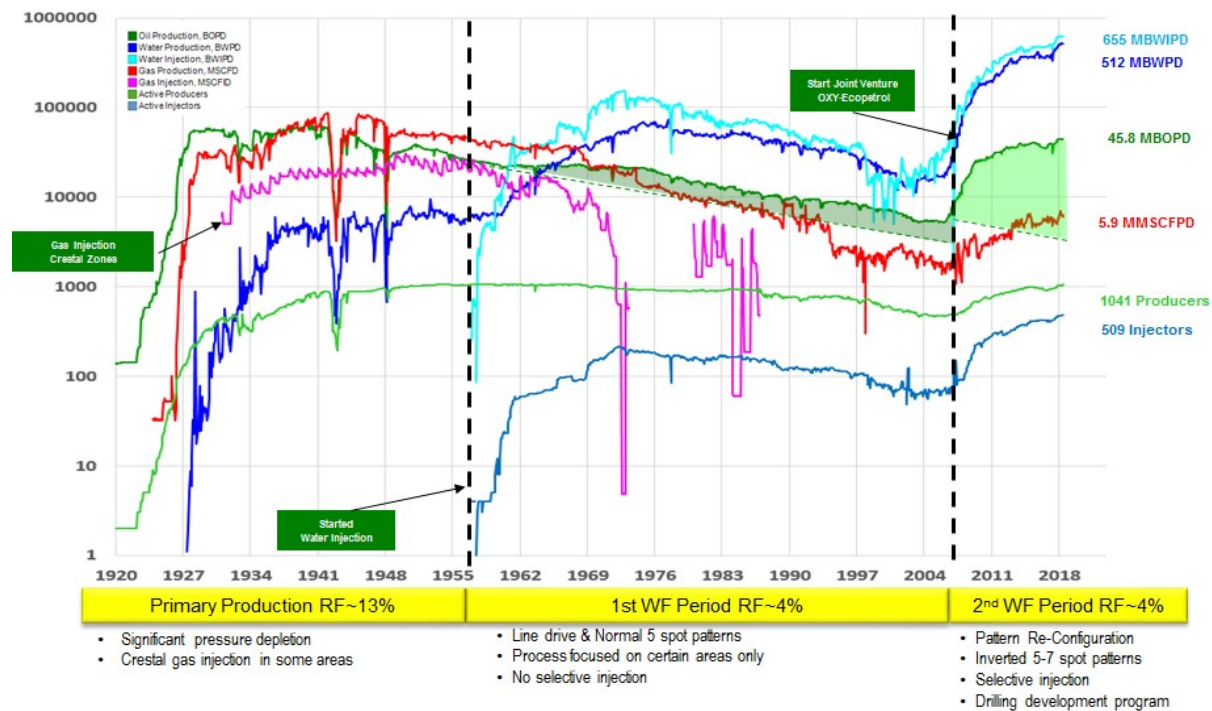


Figura 3. Producción e Inyección histórica del Campo estudio. Tomado de presentación anual de reservas del campo estudio (Oxy, 2018).

1.3 Características del yacimiento

A continuación, se presentan las características del yacimiento más relevantes para el desarrollo de este proyecto (Informes técnicos Ecopetrol, 1997-2008). Estas propiedades corresponden a la Formación Mugrosa, Zona C, y al crudo que de allí se produce.

La **Tabla 1**, presenta los valores de las propiedades petrofísicas promedio del Campo La Cira-Infantas.

Tabla 1.

Propiedades petrofísicas promedio del Campo Estudio.

Propiedad	Símbolo	Valor Promedio
Porosidad	$\emptyset$	16%
Permeabilidad	K	300 mD
Salinidad agua de formación	TDS	50,000 ppm
Saturación irreducible de agua	Swir	30%
Saturación residual de petróleo al agua	Sorw	35%

Tomado de reportes técnicos Oxy-Ecopetrol (2005-2018).

La **Tabla 2**, muestra los rangos de presiones de yacimiento inicial y actual del campo, y temperatura de yacimiento.

Tabla 2.

Presión y temperatura del Campo Estudio.

Presión	Símbolo	Rango
Presión inicial de yacimiento	P _i	1,100 – 1,500 psi
Presión actual de yacimiento	P*	200 – 700 psi
Temperatura	T	105 – 125 °F

Tomado de reportes técnicos Oxy-Ecopetrol (2005-2018).

Las propiedades del petróleo se presentan en la **Tabla 3**. La viscosidad del crudo que se presenta es a condiciones ambiente; sin embargo, la viscosidad del petróleo con gas disuelto y a condiciones de yacimiento, no cambia significativamente, considerando que el gas disuelto actual en las zonas bajo inyección de agua, puede estar del orden de 30 – 80 scf/stb y la temperatura de yacimiento no es alta.

Tabla 3.

Características del crudo del Campo Estudio.

Propiedad	Símbolo	Rango
Gravedad API	°API	22 – 25 °API
Viscosidad de crudo muerto	μ	15 – 25 cP

Tomado de reportes técnicos Oxy-Ecopetrol (2005-2018).

2. Inyección de geles para conformance areal

Durante los procesos de inyección de agua se espera que la distribución de ésta en el yacimiento sea uniforme, sin embargo, debido a la homogeneidad del yacimiento y los fluidos contenidos, el agua no se distribuye homogéneamente en el yacimiento, formando canales preferenciales y la irrupción del frente de agua ocurre antes de lo esperado, generando recirculación, altos cortes de agua y producción excesiva de la misma, causando baja eficiencia volumétrica en el proceso de inyección y como consecuencia recobros finales de aceites inferiores (Duran, A., 2015).

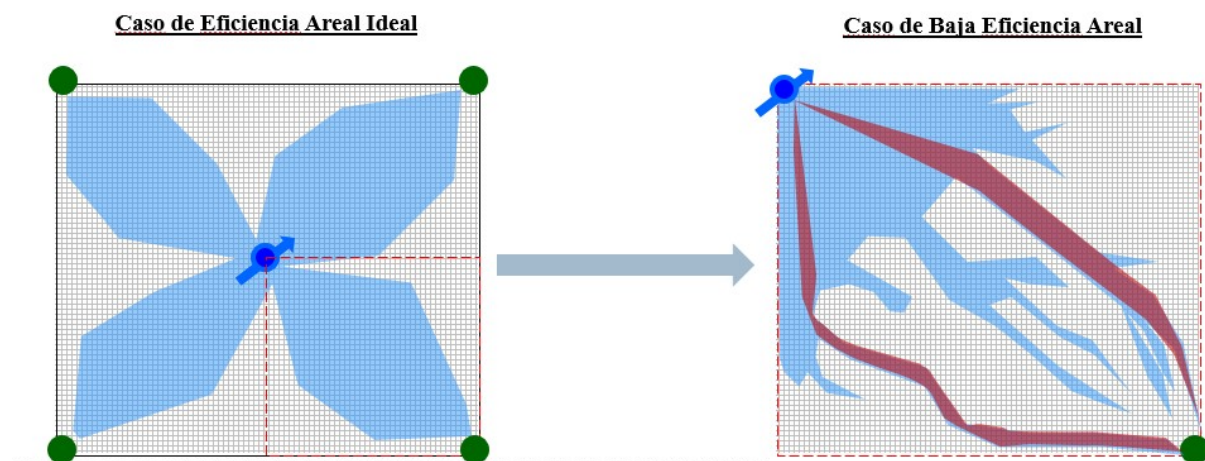


Figura 4. Esquema comparativo de barrido ideal versus caso de baja eficiencia. Modificado de presentación OxyTech equipo RMT (Oxy, 2018).

Para poder remediar el problema de la producción excesiva de agua, es fundamental conocer el origen de ésta, dado que hay diferentes factores que pueden estar asociados al yacimiento o al

pozo, geometría de los patrones de inyección o por variaciones en las propiedades de los yacimientos, entre otros. Conociendo el origen del agua podemos determinar el tipo de solución que se necesita para controlar la producción de la misma.

2.1 Relación de Movilidad (M)

La relación de Movilidad, es la relación entre la movilidad de la fase desplazante y la desplazada; cuando se están desplazando fluidos con movilidades diferentes ocurren dos efectos (De Ferrer, 2001) tal como a continuación se exponen:

$$M_{D,d} = \frac{\lambda_{Desplazante}}{\lambda_{desplazado}} = \frac{\left(\frac{k}{\mu}\right)_{Desplazante}}{\left(\frac{k}{\mu}\right)_{desplazado}} = \frac{\left(\frac{k}{\mu}\right)_D}{\left(\frac{k}{\mu}\right)_d} \quad (1)$$

1. La resistividad global al flujo de fluido, depende de la ubicación de la interfaz de desplazamiento. Esto implica que, para un desplazamiento caudal constante, la caída de presión entre un pozo de inyección y un pozo de producción varía continuamente, a medida que el frente de desplazamiento avanza hacia el pozo de producción. Para una relación de movilidad favorable ($M < 1$), aumenta la caída de presión, mientras que, para una relación de movilidad desfavorable ($M > 1$) disminuye.

2. Las distribuciones potenciales en la región desplazada y la zona no invadida cambian continuamente con el movimiento de la parte delantera de desplazamiento. Como resultado de estos campos de presión variables, agiliza y se desvían de los de un solo flujo de fluido. La cantidad y la naturaleza de la desviación dependen de la localización de la interfaz.

En la figura 5, se muestra como la relación de movilidad afecta el tiempo de ruptura y la distribución de los fluidos en el yacimiento, y, sobre todo la eficiencia del proceso de inyección. En el campo estudio, las características del crudo presente en el yacimiento, correlaciona con los detallados en los casos 4 y 5 de la figura.

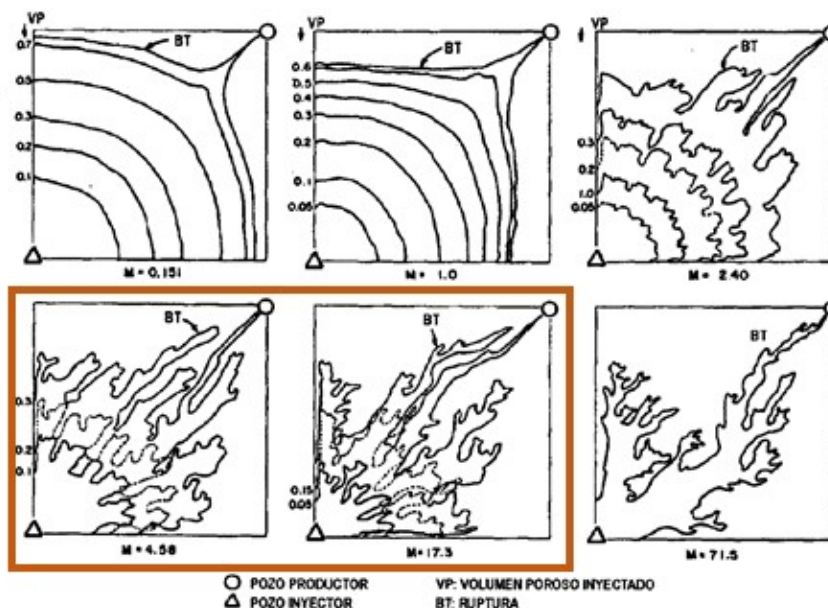


Figura 5. Estabilidad del frente de desplazamiento (según Habermann). Modificado de Habermann B. (1960).

Debido a estas características, la eficiencia areal del proceso de recobro de aceite con agua, se convierte en un factor crítico, ya que la irrupción del agua de inyección se presentará antes de lo esperado.

2.2 Arreglos de pozos o inyección dispersa

Consiste en inyectar el agua dentro de la zona de petróleo a través de un número apreciable de pozos inyectores que forman un arreglo geométrico con los pozos productores. En la Figura 6, se

logran apreciar los principales arreglos de inyección. Dentro de sus principales ventajas se encuentra que se obtiene una rápida respuesta del yacimiento, elevadas eficiencias areales de barrido, entre otras. Sin embargo, entre sus desventajas se encuentra que se requiere una mayor inversión, debido al alto número de pozos inyector, toda vez que exige un mayor seguimiento y control de la inyección.

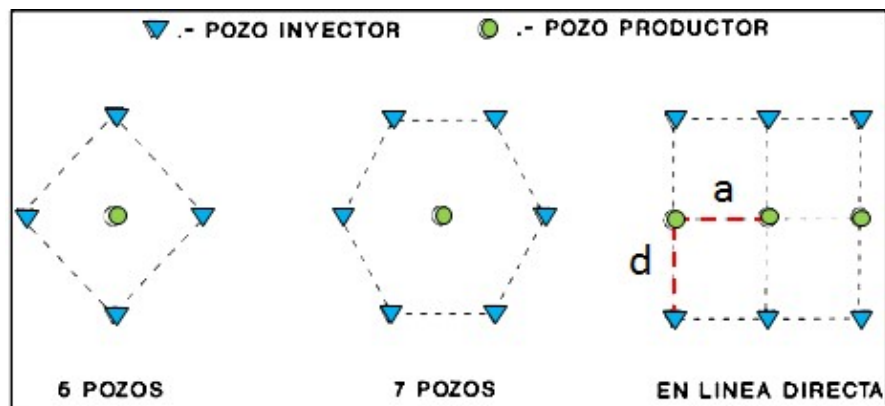


Figura 6. Principales arreglos de inyección. Modificado de De Ferrer, M. (2001).

Uno de los principales parámetros que afectan el desplazamiento del frente de inyección en el arreglo de pozos es la relación d/a , donde:

- **d**: distancia más corta entre líneas de pozos distintos, situadas una a continuación de la otra en una misma columna.
- **a**: distancia más corta entre pozos del mismo tipo que se encuentran en una misma fila, uno a continuación del otro.

2.3 Eficiencia

En este caso se podría definir como la capacidad del agua de empujar el hidrocarburo en el yacimiento de manera uniforme. En el proceso de inyección de agua, debido a la naturaleza del medio, se definen tres tipos de eficiencias: a) De barrido areal, b) De barrido vertical y c) De barrido volumétrico. A continuación, se describen los dos tipos de eficiencias que más impactan en el desarrollo en este proyecto:

2.3.1 Eficiencia Vertical. Es la relación del espesor de la porción de roca que entra en contacto con el fluido de inyección en la zona productiva con respecto al espesor vertical total de la misma. Depende principalmente de la permeabilidad diferencial de la zona productiva, la relación de movilidad y el volumen total del fluido inyectado. Las diferencias de permeabilidad causan un frente irregular que afecta la eficiencia de desplazamiento vertical, debido a que el fluido inyectado circula más rápido en zonas de alta permeabilidad, que en zonas de baja permeabilidad. De Ferrer (1982, 151-153).

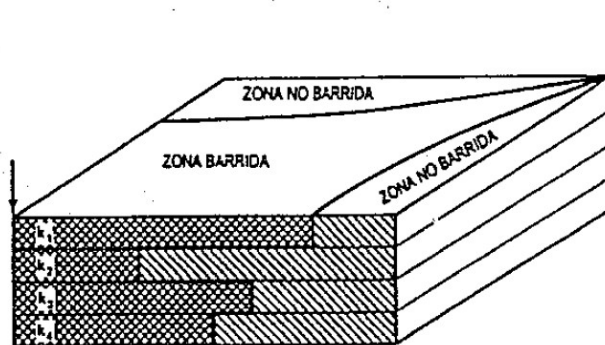


Figura 7. Eficiencia de barrido vertical según Lake. Fuente: De Ferrer, 2001.

2.3.2 Eficiencia Areal. En los proyectos de inyección de agua, desarrollado mediante arreglo de patrones, Craig (1982), define la eficiencia areal del proceso como la fracción del área del patrón que efectivamente se satura. Es importante conocerla en el momento de la irrupción, ya que esta nos define que tanta porción del patrón ha sido despojada del crudo. Los principales parámetros que afectan la eficiencia areal son el ángulo y el azimut (buzamiento) de la formación, la presencia de fracturas (flujo preferencial), la relación de movilidad, la geometría del patrón de inyección y la permeabilidad direccional.

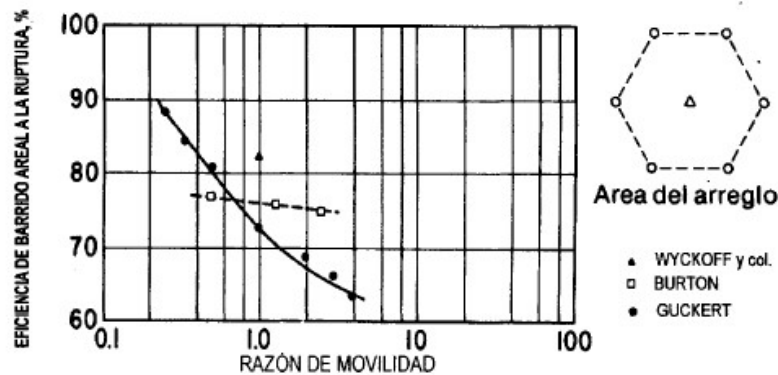


Figura 8. Eficiencia de barrido areal al tiempo de ruptura, arreglo de siete pozos invertido
Fuente: Craig, 1982

Para conocer la EA de los patrones de 7 puntos invertidos al momento de la ruptura, se hizo una regresión de los puntos encontrados experimentalmente por Craig. La expresión que resultó es:

$$E_{abt} = 74.63M^{-0.115}$$

(2)

Varios autores buscaron determinar valores para este parámetro, dependiendo de la geometría del patrón y la relación de movilidad, determinaron que, en arreglos de inyección por

líneas directas y alternas la eficiencia areal, depende de la relación d/a de los pozos (relación distancia del arreglo de pozos versus distancia entre pozos), mientras que, en los patrones de 4, 5, 7 y 9 puntos, la eficacia no depende de la relación d/a , los principales resultados de esos estudios con una relación de Movilidad ($M=1$).

La **Tabla 4**, compara la eficiencia areal al tiempo de ruptura para diferentes tipos de arreglos de pozos. Se observa que para los de empuje en línea dicho factor es mayor con el aumento de la relación d/a .

Tabla 4.

Eficiencia areal al tiempo de ruptura dependiendo de la relación d/a .

Arreglo	Autor	Ea			
		$d/a = 0.5$	$d/a = 1$	$d/a = 2$	$d/a = 3$
Línea Directa	Muskat	0.37	0.57	0.78	0.86
Línea Alterna	Prats	0.72	0.79	0.88	0.93
4 puntos	Muskat	0.74			
5 puntos	Craig / Muskat	0.715-0.723			
7 puntos	Craig/Muskat	0.74			
9 Puntos	Kimbler y col	0.52 pozos de los lados		0.79 pozos de los vértices	

Modificado de PARIS, D. F. (2001). Magdalena. Capítulo, 5. Pág. 144.

2.4 Conformance en el proceso de Inyección de agua

Borling, D. et al (1994), define conformance control, como cualquier técnica que permita mejorar el barrido de un yacimiento producido bajo empuje de algún fluido, de manera que el barrido surja de la manera más uniforme posible, en vez de evitar las zonas difíciles de barrer dejando hidrocarburos no drenados (bypassed oil). Los retos principales para estas aplicaciones

varían desde la química de los polímeros empleados, hasta la necesidad de un conocimiento detallado del comportamiento del yacimiento.

2.5 Inyección de geles poliméricos

La inyección de geles poliméricos en pozos inyectoros, es un tratamiento químico que busca aumentar la eficiencia de barrido en un proceso de inyección en formaciones altamente heterogéneas, bloqueando o aislando, los caminos preferenciales del flujo, por donde se canaliza el fluido inyectado, produciendo un re-direccionamiento de éste, hacia las zonas que tienen hidrocarburos sin contactar, permitiendo una mayor recuperación.

Los polímeros, una vez mezclados con un gelificante, pasan a denominarse geles. Estos pueden ser inyectados a formación con dos objetivos y características diferentes (Wouterlood, C., Falcigno, E., & Norman, C. (2002):

- Geles de alta viscosidad u obturantes, principalmente aplicados para mitigar los efectos de las heterogeneidades en proyectos de recuperación secundaria maduros, que muestran fuerte canalización de agua.
- Geles de baja viscosidad, comúnmente utilizados para mejorar la eficiencia volumétrica en la matriz heterogénea de la roca, antes de la irrupción del agua o, como complemento, después de los tratamientos con geles obturantes.

Las poliacrilamidas con acetato de cromo, utilizado como agente gelificante, ofrecen varias ventajas, entre las que podemos mencionar: Primero: Las tecnologías de polímeros son únicas respecto de mejorar el barrido del reservorio, si es posible inyectar grandes volúmenes.

Segunda: No se requiere equipo de reparación, y, esto permite destinar más recursos en tratamientos propiamente dichos.

Los geles obturantes se destacan por su característica de selectividad, tanto de las zonas de mayores permeabilidades como de los niveles con mayores saturaciones de agua. Esta es la diferencia fundamental con otras técnicas, tanto químicas como mecánicas. Además, el hecho de que sea posible inyectarlos en volúmenes de cientos o miles de barriles, incrementa las posibilidades de que, a posteriori, la inyección contacte partes no barridas del reservorio y aumente la recuperación de hidrocarburos (Wouterlood, C., Falcigno, E., & Norman, C. (2002).

2.5.1 Descripción de los químicos. Buzás, Z., & Chrambach, A. (1982), describen el proceso de formación de geles que se inyectan como una mezcla de solución polimérica, agente entrecruzador y agua.

- Solución polimérica

Las soluciones poliméricas son mezclas líquidas, de largas cadenas de polímeros y pequeñas moléculas de disolvente. El polímero, es una molécula constituida por la repetición de unidades estructurales (monómeros), conectadas por enlaces covalentes: Pueden ser homo-polímeros, cuando todos los monómeros son idénticos o co-polímeros, es decir, hay dos o más monómeros diferentes formando la cadena polimérica. Las propiedades de los polímeros en solución están determinadas por las características estructurales de la cadena macromolecular, ésta depende de la naturaleza de la unidad repetitiva, y, en el caso de los co-polímeros, de la composición y la distribución de los monómeros en la cadena (Pinilla, 2011).

- Agente entrecruzador

El agente entrecruzador, es una sustancia química que hace que las cadenas poliméricas se unan y entrecrucen hasta formar una red tridimensional conocida como gel, éste puede ser de naturaleza metálica u orgánica: Los entrecruzadores metálicos son el tipo más común, la mayoría de aplicaciones en campo se han hecho con entrecruzadores derivados del cromo, aluminio, titanio y zirconio; de todos, el citrato de aluminio y el dicromato de sodio, han arrojado los mejores resultados. Los entecruzadores orgánicos han tenido éxito en procesos de gelificación, cuando se han mezclado con poliacrilamidas como el formaldehido y el metil-p-didroxibenzonato (Pinilla, 2011).

- Agua

El agua que se emplea comúnmente es la de producción, en el caso de que ésta tenga presencia de contaminantes o bacterias, se recomienda utilizar agua potable, ya que estos pueden afectar la estabilidad del gel o promover su degradación (Pinilla, 2011).

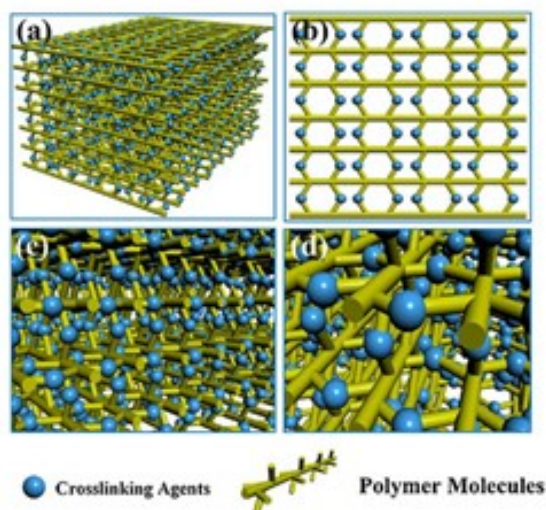


Figura 9. Geles de polímeros entrecruzados. Fuente: Presentación OxyTech equipo RMT (Oxy, 2018).

2.5.2 Formación de Geles. Para que el gel se forme, el polímero, el agente entrecruzador y el agua, deben mezclarse a condiciones de presión y temperaturas propias del sistema químico, y, debe esperarse un lapso denominado “tiempo de gel”, durante el cual la mezcla pasa de consistencia líquida a sólida. Esta mezcla puede hacerse en superficie, y, posteriormente inyectarse, o puede hacerse en el yacimiento inyectando baches secuenciales de polímero y baches de agente entrecruzador (Buzás, Z., & Chrambach, A., 1982).

El gel se forma por la interacción química de los tres componentes; inicialmente las cadenas poliméricas están protegidas por vainas de moléculas de agua, que solvatan sus grupos funcionales; estas moléculas de agua de hidratación impiden que los segmentos de las cadenas se toquen, sin embargo, al inyectar el entrecruzador, debido a una reacción química, se reduce la vaina de hidratación que separa a las cadenas poliméricas, haciendo que éstas se entrecrucen y entrelacen, llegando finalmente a formar un red tridimensional en estado semisólido o semirrígido de consistencia gelatinosa (Figura 10):

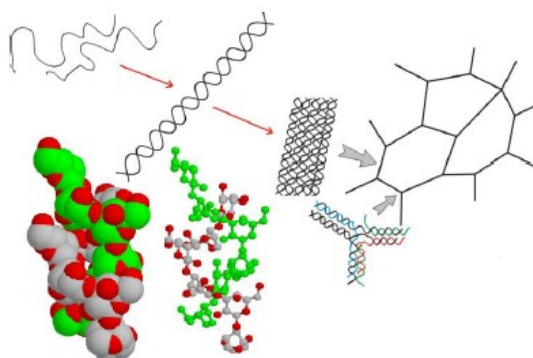


Figura 10. Formación de un gel. Fuente: Buzás, Z., & Chrambach, A. (1982).

La reacción que permite el inicio del proceso puede ser de dos tipos, reacciones **Redox** (oxidación-reducción) o reacciones de **condensación de fenoles con aldehídos**: que se produzca una u otra depende de la naturaleza del entrecruzador.

2.6 Marco histórico de la aplicación de geles en el campo estudio

Morales et al (2018), plantea que el proyecto de Conformance en el campo estudio, surge como propuesta para el mejoramiento del barrido volumétrico en el año 2010, pero dada la respuesta positiva de la nueva estrategia de desarrollo del campo estudio en ese momento, las compañías deciden no realizar trabajos con geles, ya que podría inhibir o interrumpir los resultados de crudo incremental a la fecha. Sin embargo, como un primer acercamiento a este tipo de aplicaciones, se decidió realizar un piloto de trazadores químicos entre pozos, en la parte alta de la estructura Infantas, con el objetivo principal de validar transmisibilidad a través de la falla estructural. El estudio contempló realizar la evaluación de conectividades en 23 pozos productores y 5 inyectores, y, se realizó el estudio con CoreLab Laboratories, durante un periodo de seis meses, y, previo a la inyección de trazador, se realizó un estudio de simulación para predecir tiempos de irrupción y heterogeneidades entre los pozos (factor Dykstra Parson), concluyendo transmisibilidad a través de la falla y obteniendo tiempos de irrupción que variaron desde 11 días hasta 138 días.

En el 2014, se trabajó en un proyecto enfocado en evaluar la factibilidad del mejoramiento del recobro de reservas, en un proyecto de inyección de agua mediante la aplicación de métodos de recobro químico. El área de estudio que se seleccionó fue un sector del Bloque 3 de la estructura Cira, denominado CE, donde se realizó un ajuste histórico de producción, para

determinar el petróleo original in situ por capa, y, potencial de reservas remanentes a recuperar, con el tratamiento por medio de métodos analíticos. El estudio del proyecto se enfocó en la tecnología de Brightwater y CDG, obteniendo como resultado que ambas tecnologías son aplicables para el sector de estudio. En el 2016, siguiendo la metodología y ecuaciones de Shook et al. (2009) y Shook et al. (2017), se estimaron analíticamente los volúmenes de geles a bombear, y, los incrementales de aceite esperados para la aplicación en un área piloto del campo estudio, el cual fue ejecutado durante el año 2017.

El proyecto que se desarrolla en este trabajo de monografía, busca validar por medio de un modelo sector de simulación de yacimientos, los resultados obtenidos contra la respuesta real de campo, por medio de un proceso de modificación de la permeabilidad efectiva al agua en el yacimiento, como una herramienta adicional para la evaluación de la producción incremental de este tipo de aplicaciones.

2.7 Aspectos técnicos del piloto de inyección de gel campo estudio

El campo estudio, tiene pozos inyectoros con baja eficiencia vertical y patrones con baja eficiencia areal, contribuyendo a una baja eficiencia volumétrica y un factor de recobro inferior al esperado. La tecnología de Conformance, se enfoca principalmente en la mejora del barrido volumétrico, mejoramiento en el factor de recobro y control en la recirculación de agua

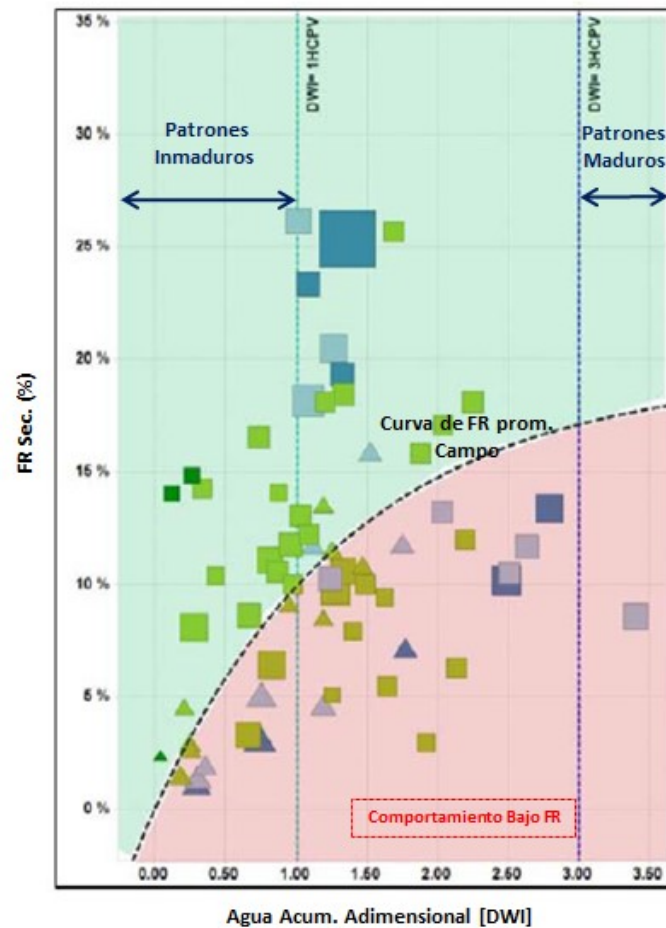


Figura 11. Factor de Recobro secundario versus agua acumulada adimensional. Modificado de Morales (2018).

Con el objeto de probar la tecnología de inyección de geles poliméricos en el campo estudio y evaluar el éxito de la tecnología mediante la cuantificación de producción de petróleo incremental, se seleccionó un gel de poliacrilamida acuoso y polímero de peso molecular medio, reticulado con carboxilato de cromo (III), para realizar un tratamiento de conformance medio a profundo. Estos geles tienen una química robusta y rara vez son sensibles a los ambientes de los reservorios. El proveedor y el producto seleccionado, fueron los geles Tiorco y Marcit, respectivamente. Se realizaron análisis de laboratorio de prueba de botella antes de la ejecución y en el campo para validar la compatibilidad, estabilidad y resistencia del gel a lo largo del tiempo.

Las concentraciones finales de gel de polímero variaron de 2,000 ppm a 5,000 ppm y una relación 40:1 para la mezcla con el entrecruzador. El polímero usado, fue una poliacrilamida de medio peso molecular HPAM- EOR904 y un entrecruzador inorgánico EOR684 (acetato de cromo). Se realizaron mezclas en superficie y se bombeo al yacimiento. La ejecución del piloto se llevó a cabo desde septiembre de 2017 hasta diciembre de 2017. (Informe técnico conformance en LCI, Oxy, 2017).

Tabla 5

Esquema general de inyección de geles realizado para los pozos del piloto.

Treatment Schedule				
Step	Vol (bbls)	Polymer Concentration (ppm)	Polymer Crosslinker Ratio	% Treatment Vol
1	1000	2000	40:1	10%
2	4500	3000	40:1	45%
3	3800	4000	40:1	38%
4	700	5000	40:1	7%
Total	10000	14000	-	100%

Tomado de presentación OxyTech equipo RMT (Oxy, 2018).

2.7.1 Geles Marcit o Bulk Gels. La tecnología Marcit, consiste en un gel formulado con un polímero aniónico de peso molecular medio, diseñado para reducir el flujo de agua en formaciones fracturadas o con permeabilidades elevadas (>750 mD). Marcit, reduce la permeabilidad en casos de conificación de agua, fracturas y canales de alta permeabilidad, conectadas a un acuífero activo o zonas ladronas de inyección de agua, en condiciones extremas de yacimiento como lo son H₂S, CO₂, solidos disueltos y temperaturas moderadas (<220 F).

El siguiente cuadro, muestra un comparativo de los diferentes tipos de tecnologías de geles más empleados a modo de comparación, que fueron contemplados para la aplicación del piloto del campo estudio:

Tabla 6.

Tabla comparativa de geles Bulk Gel-CDG-BrightWater

Asunto	Bulk Gel -- Marcit	Gel de dispersión Coloidal - CDG	BrightWater - BW
Principal función del producto	Reducir la permeabilidad de las zonas con anomalías de alta permeabilidad, incluidas las fracturas y la matriz de permeabilidad alta, para mejorar la divergencia del agua inyectada posteriormente, o eliminar el agua de los acuíferos subyacentes.	Corregir la heterogeneidad de permeabilidad de la matriz, para mejorar el barrido volumétrico. También viscosifica el agua y por lo tanto mejora la relación de movilidad. Se ha conceptualizado como útil para bloquear micro fracturas con una apertura de alrededor de 0,1 mm.	Proceso de hinchamiento controlado. Incrementa viscosidad y tapona cuando el producto se transforma. La temperatura mínima a la que el producto funciona es ~110°F. El objetivo es posicionar el producto muy profundo en el yacimiento, antes de que la transformación ocurra. Corregir heterogeneidades de permeabilidad de matrix para mejorar eficiencia de barrido volumétrica y vertical.
Costo / Bbl Puede ser	Aproximadamente – 10X\$/bbl	X\$/bbl	Muy dependiente – 20X-50X\$/bbl

Asunto	Bulk Gel -- Marcit	Gel de dispersión Coloidal - CDG	BrightWater - BW
unitarizado			
Referencias	SPE # - 75161, 99379,	SPE # - 89460, 27780,	SPE # - 84897, 89391,
Recomendadas	101781, 103044, 113334	62610, 113320, 113334	107923, 129732, 129967

Modificado de archivos equipo RMT (Oxy, 2015).

2.8 Evaluación de candidatos

Con el propósito de eficientemente analizar los patrones del campo estudio, se emplearon dos metodologías, la metodología de pesos por parámetros descrita por Simmons, J.F. and Falls A.H. (2005), y, un total de siete parámetros del monitoreo del proceso secundario fueron seleccionados y ponderados. Los resultados de todos los parámetros para todos los patrones fueron sumados y los patrones con mayor puntaje fueron seleccionados.

2.8.1 Metodología de Pesos por Parámetros Siete parámetros de monitoreo del proceso secundario con criterios específicos, fueron seleccionados. Los resultados de todos los parámetros para todos los patrones fueron sumados y los patrones con mayor puntaje fueron seleccionados (Simmons, 2005):

Tabla 7.

Metodología de Pesos por Parámetros

Criterio	Parámetro Proceso	Puntaje
Considerado	Secundario	
1	Utilización Promedio	1
2	Utilización Acumulada	1
3	Relación Agua-Aceite	1
4	Alto WOR	1
5	Alto Corte de Agua	1
6	Alto DWI (Inyección Adimensional)	1
7	Baja Eficiencia Vertical	1

Modificado de Morales (2018).

Para la aplicación de esta metodología se siguieron los siguientes pasos:

1. Realizar un análisis estadístico con las siete variables por área.
2. Selecciona la mediana de cada variable por área.
3. Para las primeras seis variables, filtrar patrones si tienen valores por encima o por debajo de la mediana. Si el valor del patrón está por encima de la mediana, se asigna el número 1, caso contrario, se asigna el número 0.
4. Para la variable de eficiencia vertical, si el valor del patrón es inferior o igual a la mediana, se asigna el número 1, por el contrario, se asigna el número 0.
5. Agregar los valores asignados a cada variable en una columna. La puntuación máxima obtenida con la suma de todas las variables es de 7 puntos.
6. Los patrones que obtuvieron una puntuación entre 6 puntos y 7 puntos se consideran prioridad 1, los patrones que obtuvieron una puntuación entre 4 puntos y 5 puntos se

consideran prioridad 2, y, los patrones que obtuvieron una puntuación inferior a 4 puntos, no se consideran críticos.

7. Este proceso se repite en cada área del campo. Es importante mencionar que también se puede extender a un sector específico de un área para obtener resultados más detallados del rendimiento de la inyección de agua para un número específico de patrones seleccionados.

Los resultados de cada variable para todos los patrones de un área se agregaron, y, los patrones con la puntuación más alta se seleccionaron para el análisis.

2.8.2 Metodología de Eficiencias versus Perdidas La metodología de eficiencias versus perdidas, considera un gráfico con cuatro cuadrantes como se muestra en la figura:

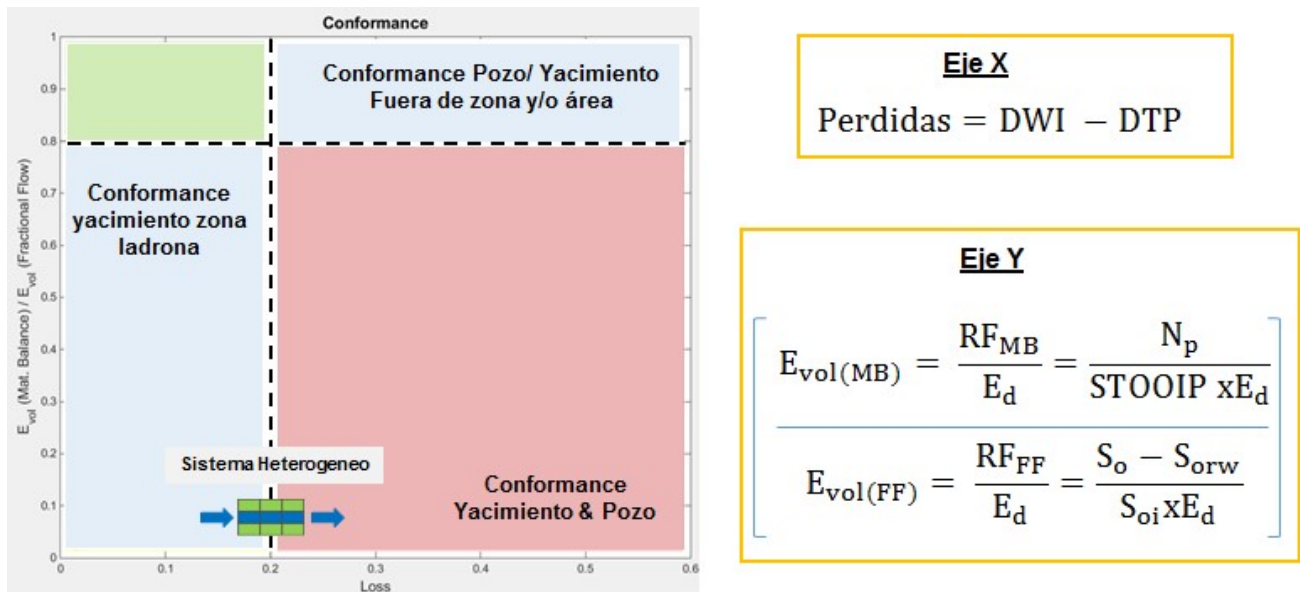


Figura 12. Metodología - gráfico de eficiencia versus perdidas Modificado de Morales (2018).

El eje vertical es representado por la división entre la eficiencia volumétrica de acuerdo al balance de materia y la eficiencia volumétrica de acuerdo al flujo fraccional.

▪ **Eficiencia volumétrica de acuerdo al balance de materia**

Se representa con la siguiente ecuación:

$$E_{vol}(MB) = \frac{RF_{MB}}{E_d} = \frac{N_p}{STOOIP \times E_d} \quad (3)$$

Donde:

- **N_p** : Aceite acumulado. Información adquirida de la data de producción oficial
- **$STOOIP$** : Volumen de aceite original. Información volumétrica recopilada de los modelos oficiales del software PETREL
- **E_d** : El valor de la eficiencia de desplazamiento usado es de 60%.

$$E_d = \frac{\text{decrease in oil saturation in water swept zone}}{\text{oil saturation @ start of WF}} = \frac{\Delta S_o}{S_o} \quad (4)$$

$$E_d = \frac{(1 - S_w) - (1 - \overline{S_{wbtc}})}{(1 - S_{wc})} = \frac{\overline{S_{wbtc}} - S_{wc}}{1 - S_{wc}} \quad (5)$$

▪ **Eficiencia volumétrica de acuerdo a flujo fraccional**

Se representa con la siguiente ecuación:

$$E_{vol}(FF) = \frac{RF_{FF}}{E_d} = \frac{S_o - S_{orw}}{S_{oi} \times E_d} \quad (6)$$

Donde:

- **S_o** : Saturación de aceite actual. Este valor es obtenido usando la curva de flujo fraccional y buscando el valor de saturación correspondiente al corte del agua del patrón. El valor varía de acuerdo a la madurez del patrón.
- **S_{orw}** : Saturación de aceite residual. Este valor es obtenido de los análisis de corazones y pruebas de imbibición. El valor aplicable para el campo es 30%.

- S_{oi} : Saturación de aceite inicial. Este valor es obtenido de los análisis de corazones y calculado con el método de Archie's. El valor aplicable para el campo es 70%.
- E_d : El valor de la eficiencia de desplazamiento usado es de 60%.

El eje horizontal representa la resta del agua inyectada adimensional (DWI), con el agua producida adimensional (DTP).

$$DWI = \frac{\text{Cumulative Water Injected}}{\text{Hydrocarbon Pore Volume}} \quad (7)$$

$$DTI = \frac{\text{Cumulative Total Water Produced}}{\text{Hydrocarbon Pore Volume}} \quad (8)$$

Interpretación de los cuadrantes:

Cuadrante superior izquierdo: El cuadrante superior izquierdo, en el eje vertical, representa buen conformance, es decir, un desplazamiento homogéneo de hidrocarburo. Patrones que tienen eficiencias volumétricas similares con flujo fraccional y con balance de materia, se encuentran posicionados en este cuadrante. El eje horizontal representa patrones que tienen un balance cerca de 1, ya que el volumen del agua inyectada se asemeja al volumen del agua producida.

Cuadrante superior derecho: El cuadrante superior derecho, representa patrones con inyección fuera de zona. El eje horizontal es mayor a 0.2, indicando que un mayor volumen de agua está siendo inyectada, comparado con el volumen del agua producida. Se tiene un proceso ineficiente del agua inyectada.

Cuadrante inferior izquierdo: El cuadrante inferior representa patrones con evidencia de zonas ladronas. La eficiencia volumétrica calculada con el método de flujo fraccional, es menor a la eficiencia volumétrica calculada con el método de balance de materias. En el eje horizontal la pérdida del volumen inyectado no es mayor, indicando que el volumen del agua inyectada se

asemeja al volumen del agua producida. Sin embargo, se debe tener en cuenta que esto puede ser por una arena específica.

Cuadrante inferior derecho: El cuadrante inferior derecho representa patrones con problemas de conformance. La eficiencia volumétrica es baja y las pérdidas son altas, indicando que el proceso está siendo ineficiente.

La implementación de ambas metodologías, permitió la identificación de 80 patrones en diferentes áreas del campo estudio.

A continuación, se resaltan los candidatos identificados en las diferentes áreas del campo:

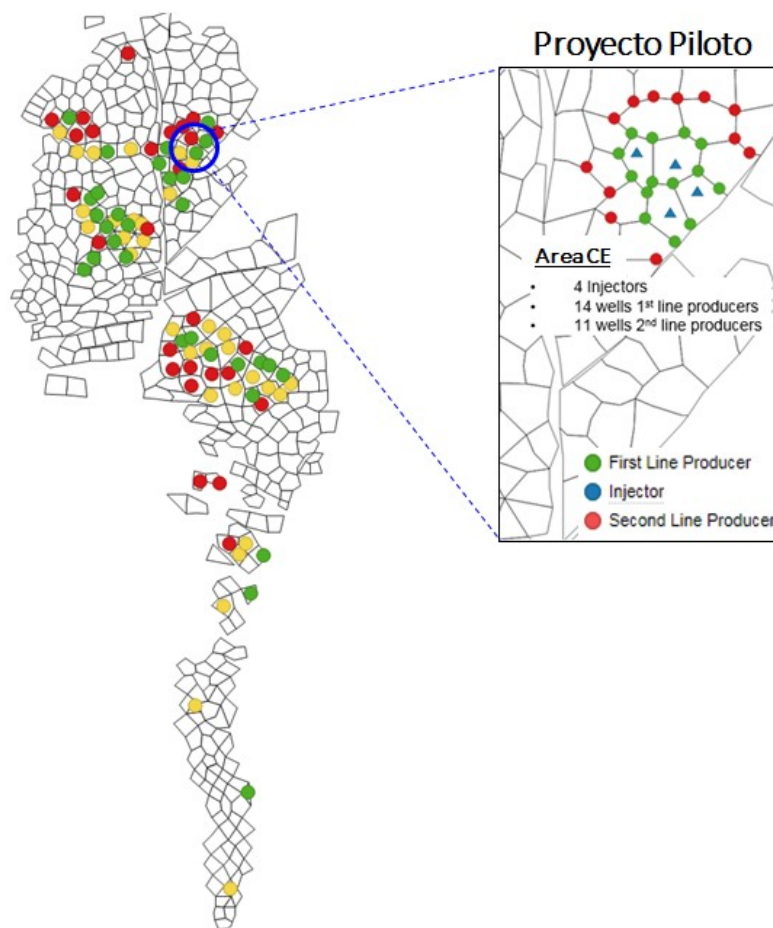


Figura 13. Candidatos identificados para conformance y mapa del piloto (sector model)
Modificado de workshop conformance (Oxy, 2017) y Morales, 2018.

Después de la evaluación de los patrones candidatos del campo estudio, cuatro (4) patrones en el área CE, fueron seleccionados (equivalente al sector model objeto de esta monografía), como se muestra en la figura 13, modificada de Morales et al (2018).

2.8.3 Proyecto Trazadores Químicos. El proyecto de trazadores químicos, tuvo como objetivo la identificación de zonas ladronas mediante el análisis del comportamiento dinámico de la inyección y su dirección de flujo hacia pozos productores de primera y segunda línea, calcular el volumen de tratamiento requerido para obstruir las zonas ladronas en los pozos inyectoros muestreados y analizados, validar el entendimiento actual de las conectividades entre pozos, evaluar el comportamiento dinámico de la inyección de fluidos, determinar pozos inyectoros con problemas de canalización e identificar la dirección del flujo.

Se seleccionaron 6 patrones, 4 patrones del área CE (sector model a evaluar), y, 2 patrones del área de CS, los cuales conforman el sector piloto para probar la tecnología de inyección de geles. Uno de los patrones seleccionados, corresponde al proyecto de inyección de polímeros. Los patrones seleccionados, fueron el resultado de la aplicación de las 2 metodologías descritas anteriormente. Todos los patrones tienen una variación en cuanto a su madurez y factor de recobro a la fecha, fueron seleccionados con el propósito de validar la aplicabilidad de la tecnología de inyección de geles en patrones con oportunidad de conformance pero variación en cuanto a su madurez.

Los patrones de inyección que son objeto de estudio de este trabajo de monografía del área CE, se resumen en la figura 14, donde se pueden evidenciar las conectividades más fuertes que se presentan entre productores e inyectoros. Los resultados obtenidos de la aplicación de los trazadores químicos. Estos resultados, fueron la base de los cálculos de volúmenes y

estimaciones de aceite incremental, base del piloto ejecutado en el campo estudio; el detalle de la metodología seguida, puede ser revisada en más detalle es las interpretaciones analíticas descritas por Shook et al. (2009) and Shook et al. (2016) y Morales et al. (2018, April).

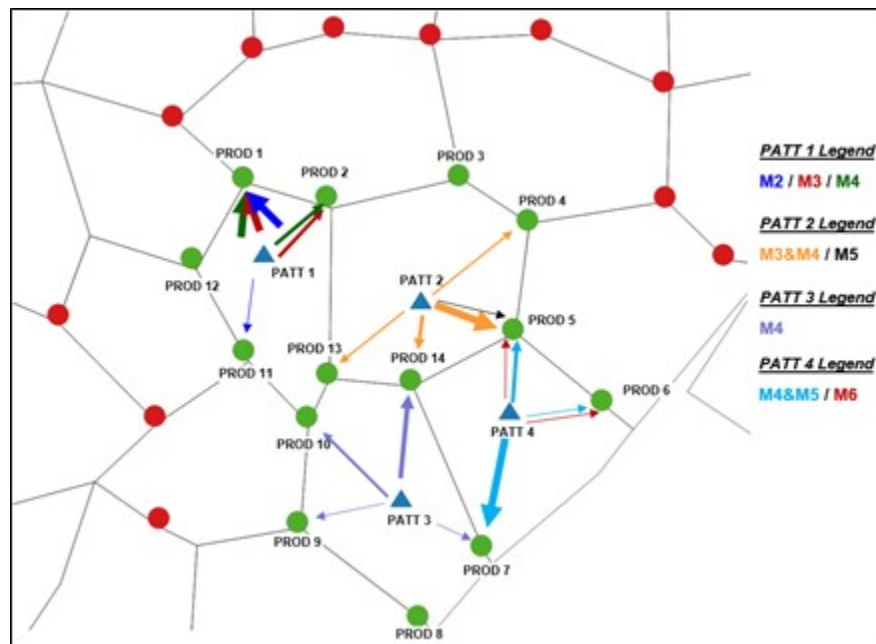


Figura 14. Irrupción de los trazadores químicos en el área piloto Tomado de Morales, 2018.

3. Simulación numérica del piloto de inyección de geles en el campo estudio

La inyección de geles en el campo estudio para la zona C de la Formación Mugrosa, surge como un proyecto de recuperación mejorada, buscando aumentar el factor de recobro del campo, contemplando una fase inicial a nivel de pilotos. Se busca aumentar la eficiencia de barrido en un proceso de inyección de agua, en formaciones altamente heterogéneas, bloqueando o aislando los caminos preferenciales del flujo, por donde se canaliza el fluido inyectado, produciendo un redireccionamiento de éste, hacia las zonas que tienen hidrocarburos sin contactar.

Para iniciar la evaluación del proyecto, se hizo un análisis de datos petrofísicos, fluidos, yacimiento, variables adimensionales de monitoreo del proceso de inyección, para estimar de manera analítica-matemática, los volúmenes necesarios de gel, para lograr taponar las zonas ladronas del yacimiento, con base en los resultados de una prueba de inyección de trazadores químicos ejecutada de manera previa.

La simulación numérica no fue usada como herramienta de evaluación para determinar la viabilidad y condiciones a tener en cuenta para la implementación de este tipo de aplicaciones en campo para el piloto en mención, por lo cual, un estudio de simulación numérica de yacimientos fue realizado para este proyecto de monografía, usando STARS, un simulador composicional con capacidad para modelar los efectos de este proceso, con el objetivo de modelar el piloto de inyección de geles realizado en el campo estudio, como una herramienta predictiva adicional, que sirva de soporte técnico en la evaluación, planeación y diseño de futuros tratamientos de inyección de geles en el campo estudio o proyectos análogos.

3.1 Construcción del modelo (Sector model)

Con el objetivo de construir un modelo de simulación sectorial, que permita reproducir los resultados obtenidos en el campo de estudio para el piloto de inyección de geles implementado en la formación mugrosa arenas C, se utilizó la herramienta Builder de la compañía CMG. A continuación, se describirá el paso a paso de los apartes más importantes de la construcción, y, se describen igualmente, las propiedades que más influyen en el diseño del modelo creado, para la simulación del proceso de inyección de geles.

3.2 Propiedades petrofísicas

Dentro de las propiedades petrofísicas que impactan el diseño y desempeño de la inyección de geles están:

3.2.1 Permeabilidad. Este parámetro definirá el Peso Molecular del polímero a inyectar, dado que, si el tamaño de las moléculas de polímero resulta ser mayor que las gargantas de poro, el recobro incremental será fuertemente disminuido debido al Volumen Poroso Inaccesible.

El yacimiento de estudio es altamente heterogéneo, con un factor de Dykstra-Parson (V) de ~ 0.77 ; de igual forma el rango de permeabilidades es bastante amplio, encontrando rocas con permeabilidades desde 10 mD hasta 3D, tal como se ve en la **Figura 15**. Para este proyecto se consideran rocas objetivo, aquellas con permeabilidades mayores a 70 mD, por lo tanto, el

polímero seleccionado debe tener un peso molecular medio-bajo, que pueda fluir sin dificultad a través de los poros de esta permeabilidad.

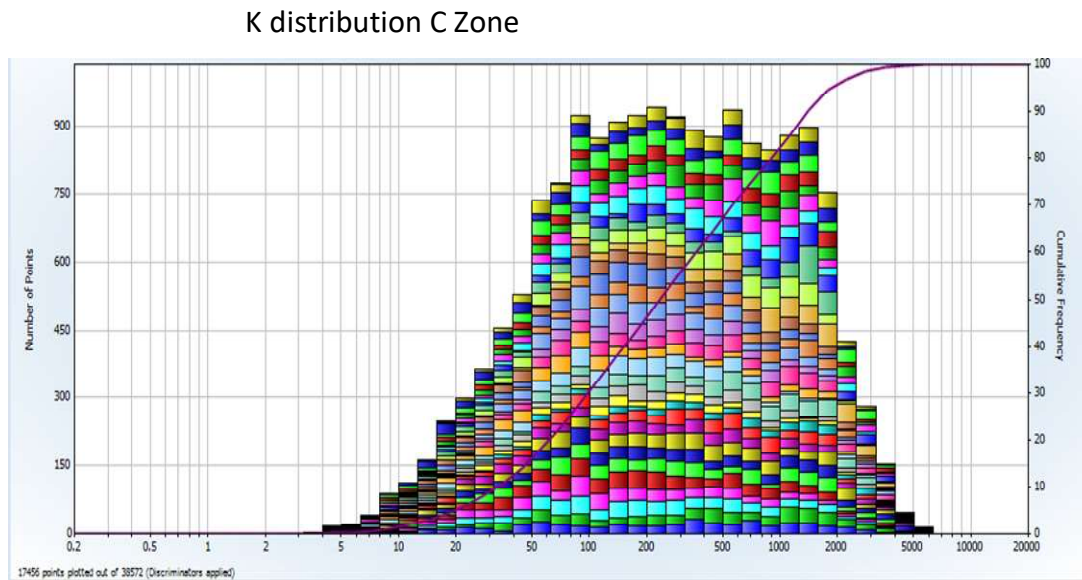


Figura 15. Histograma permeabilidad en el campo estudio. Tomado de reportes técnicos Oxy, 2019.

3.2.2 Permeabilidades Relativas. Se cuenta con varias pruebas de desplazamiento agua-petróleo, que permite caracterizar las propiedades de este flujo inmisible en el medio poroso. Estas pruebas sugieren una roca mojada al agua, con exponentes de Corey entre 1.5 y 3.0, tanto para el agua como para el petróleo. Debido a que no es objeto de este estudio, no se profundizará en este parámetro, pero, en el modelo de simulación, se consideró la información disponible de corazones y en la **Tabla 8**, se presentan rangos para la construcción de las curvas para el campo estudio.

Tabla 8.

Propiedades de Permeabilidades Relativas Agua-Petróleo

Propiedad	Símbolo	Rango
Exponente de Corey al petróleo	η_o	1.5 – 3.0
Exponente de Corey al agua	η_w	1.0 – 2.0
Saturación Irreducible de agua	S_{wir}	15% - 40%
Saturación Residual de petróleo al agua	S_{orw}	20% - 40%
End-point al agua	$K_{rw@Sor}$	0.1 – 0.25
End-point al petróleo	$K_{ro@Swir}$	0.6 – 0.9

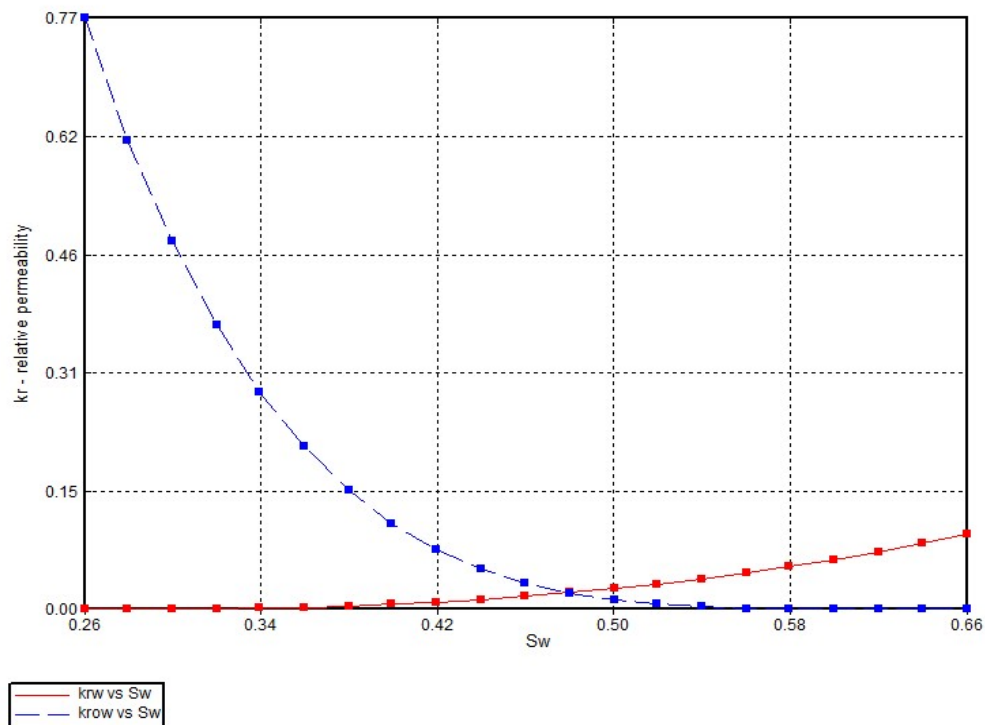
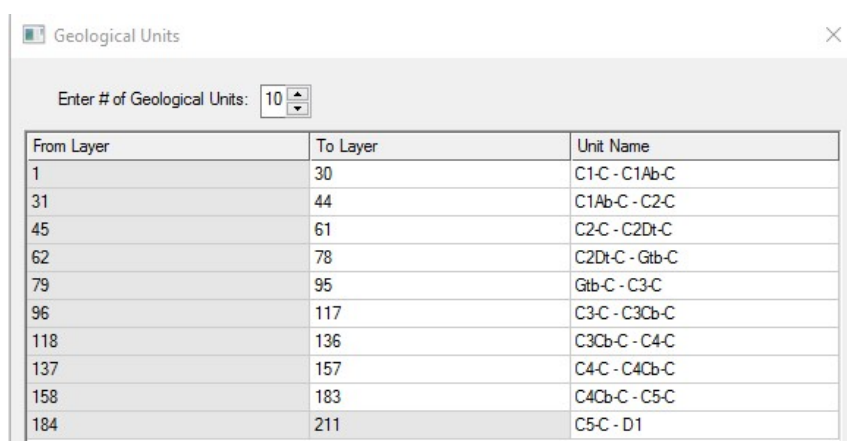


Figura 16. Curva de permeabilidad relativa RT1 (Sector Model).

3.2.3 Tipos de Roca. Se definieron cuatro tipos de roca, con base en rangos de permeabilidad, siendo la roca tipo 1, la que representa el rango alto (>800 mD); roca tipo 2 (300-

800 mD); roca tipo 3 (300 – 150 mD); y, la roca tipo 4, la que representa el menor rango (< 150 mD).

3.2.4 Unidades Estratigráficas. Para el modelamiento se definieron 10 unidades estratigráficas, formación mugrosa arenas C, unidades C1 a C5. En la figura 16, se observa la distribución de cada una de éstas por capa dentro de la malla de simulación.



From Layer	To Layer	Unit Name
1	30	C1-C - C1Ab-C
31	44	C1Ab-C - C2-C
45	61	C2-C - C2Dt-C
62	78	C2Dt-C - Gtb-C
79	95	Gtb-C - C3-C
96	117	C3-C - C3Cb-C
118	136	C3Cb-C - C4-C
137	157	C4-C - C4Cb-C
158	183	C4Cb-C - C5-C
184	211	C5-C - D1

Figura 17. Unidades Geológicas definidas (Sector Model) Imágenes herramienta Builder-CMG, 2019.

3.3 Facies

Se incorporó el resultado de un estudio de estratigrafía de secuencias, realizado por Noel Tyler and Roger Tyler de ARC Group, que permitió caracterizar 4 tipos de facies en el yacimiento (Point Bar - 0, Central Channel - 1, Crevasse splay – 2, Mud - 3), las cuales se usaron como parámetro base para la definición de las celdas nulas (null blocks), del grid de simulación creado. La facie lodo numerada como 3, se consideró como celdas nulas para el grid, y por medio de la definición de cut off de porosidad y permeabilidad, se definieron las restantes, siguiendo la

metodología explicada por Scribner, 1984, a partir del análisis de datos de porosidad y permeabilidad para cada facie, en términos de capacidad de flujo acumulada. En la **Figura 18**, se observa un ejemplo de la metodología para la facie point bar.

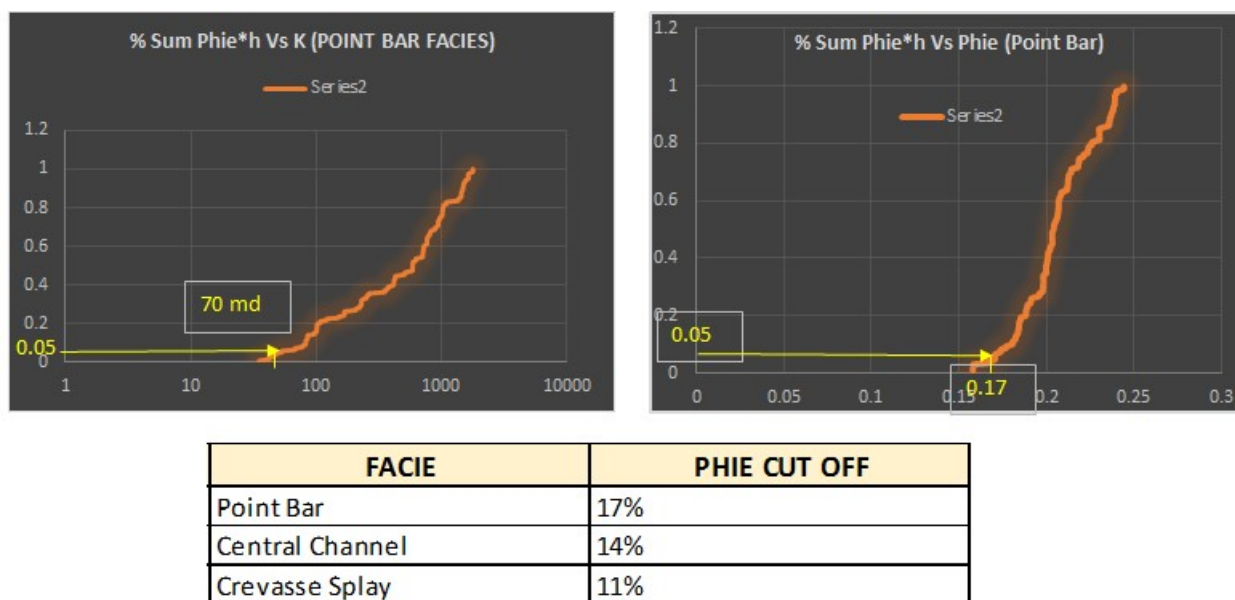


Figura 18. Análisis datos de porosidad y permeabilidad para la facie point bar (Metodología tomada de Scribner, 1984). Tomado de presentación modelamiento LCI (RDT Oxy, 2019).

3.4 Propiedades de Fluidos.

A continuación, se incluyen las propiedades de los fluidos en yacimiento (petróleo y agua de formación), y, en campo (agua de inyección y de captación):

3.4.1 Propiedades de Petróleo. En el año 2016, el Equipo Integrado OXY-Ecopetrol de LCI, realizó la caracterización del petróleo en el área La Cira, y, está aún bajo análisis el del área Infantas. Los resultados sugieren que las propiedades del crudo de Infantas, es de mejor calidad que La Cira, con gravedad API un poco más alta y menor viscosidad. En la **Tabla 9**, se muestran las propiedades principales para la caracterización del crudo del área La Cira.

Tabla 9.

Propiedades del petróleo campo estudio.

Propiedad	Símbolo	Rango
Presión de saturación inicial	P_{sati}	900 – 1,000 psi
Gas Disuelto Inicial	R_{si}	100 – 200 cf/bl
Gravedad API	$^{\circ}\text{API}$	23° - 27°
Presión de saturación actual	P_{sat}	100 – 600 psi
Gas Disuelto Actual	R_{s}	30 – 80 cf/bl
Viscosidad de petróleo actual a condiciones estándar	μ_{o}	25 – 35 cP

Fuente: Reportes técnicos Oxy-Ecopetrol, 2016.

3.4.2 Propiedades Agua de Formación El agua de formación del campo estudio, es de influencia marina con alto TDS y dureza. En la **Tabla 10**, se presentan las propiedades fisicoquímicas del agua:

Tabla 10.

Propiedades Fisicoquímicas del Agua de Formación.

Ion	Símbolo	Valor (mg/L)
Calcio	Ca	1,670
Magnesio	Mg	499
Sodio	Na	12,770
Potasio	K	123
Hierro	Fe^{++}	<1
Bario	Ba	528
Estroncio	Sr	172

Ion	Símbolo	Valor (mg/L)
Carbonato	CO ₃	<5
Bicarbonato	HCO ₃	610
Sulfato	SO ₄	<5
Cloro	Cl	22,600
Total Sólidos Disueltos	TDS	40,500
pH	pH	7.6

Fuente: Reportes técnicos Oxy-Ecopetrol, 2016.

3.4.3 Propiedades del Agua Fresca y de Inyección. El agua inyectada, es una mezcla del agua de producción y agua de captación, del río La Colorada. En la **Tabla 11**, se presentan las propiedades fisicoquímicas del agua de captación (Agua Fresca) y el agua de inyección.

Teniendo en cuenta estas propiedades de las aguas disponibles en campo, se decide utilizar Agua Fresca como solvente, para mezclar el polímero por los siguientes motivos:

- Menor dureza. El bajo contenido de Calcio y Magnesio del agua fresca, permite usar menor concentración de polímero para obtener la misma viscosidad.
- Menor contenido de hierro. El hierro junto con el oxígeno, degrada químicamente el polímero, generando precipitaciones y una solución inestable.
- Menor TDS. A mayor TDS, mayor cantidad de polímero requerido para alcanzar una viscosidad determinada. Además, un solvente salino vuelve la solución polimérica más sensible a degradación mecánica por cizallamiento.

Tabla 11.

Propiedades Fisicoquímicas del Agua Fresca y de Inyección.

Ion	Símbolo	Agua Fresca (mg/L)	Agua de Inyección (mg/L)
Calcio	Ca	28	856
Magnesio	Mg	<5	220
Sodio	Na	<5	4,690
Potasio	K	<5	48
Hierro	Fe ⁺⁺	<1	12
Bario	Ba	<5	431
Estroncio	Sr	<5	83
Carbonato	CO ₃	<5	<5
Bicarbonato	HCO ₃	49	325
Sulfato	SO ₄	40	<5
Cloro	Cl	0	9,360
Total Sólidos Disueltos	TDS	142	17,300
pH	pH	8.0	7.7

3.5 Simulación Numérica de Inyección de Geles en el Campo Estudio (Predicción)

Con el objetivo de pronosticar la producción de aceite incremental, asociada a la inyección de geles del piloto implementado en un sector del campo estudio, como soporte adicional a la factibilidad técnica del uso de conformance químico a gran escala, se construyó un modelo de simulación sectorial para 4 patrones del área CE del campo estudio, a continuación, se presentan los resultados principales de los escenarios evaluados.

3.5.1 Inicialización. Como se muestra en la **Figura 19**, se representaron 4 patrones activos con una configuración de 5 puntos invertido; el modelo fue inicializado en el 2008, año en el

cual la mayoría de pozos fueron perforados. Se modelaron todas las unidades de la Zona C de la Formación Mugrosa, siendo C1 la Unidad más somera y C4Cb la más profunda. Las propiedades estáticas fueron tomadas del modelo geológico 3D del campo. La saturación de agua se determinó a partir de la interpretación petrofísica de los registros eléctricos, obtenidos tras la perforación de los pozos. De igual forma, la presión de yacimiento fue medida, una vez se perforaron los pozos, obteniendo una presión promedio de 600 psi para todo el modelo. La saturación de gas se definió entre 4% y 6%.

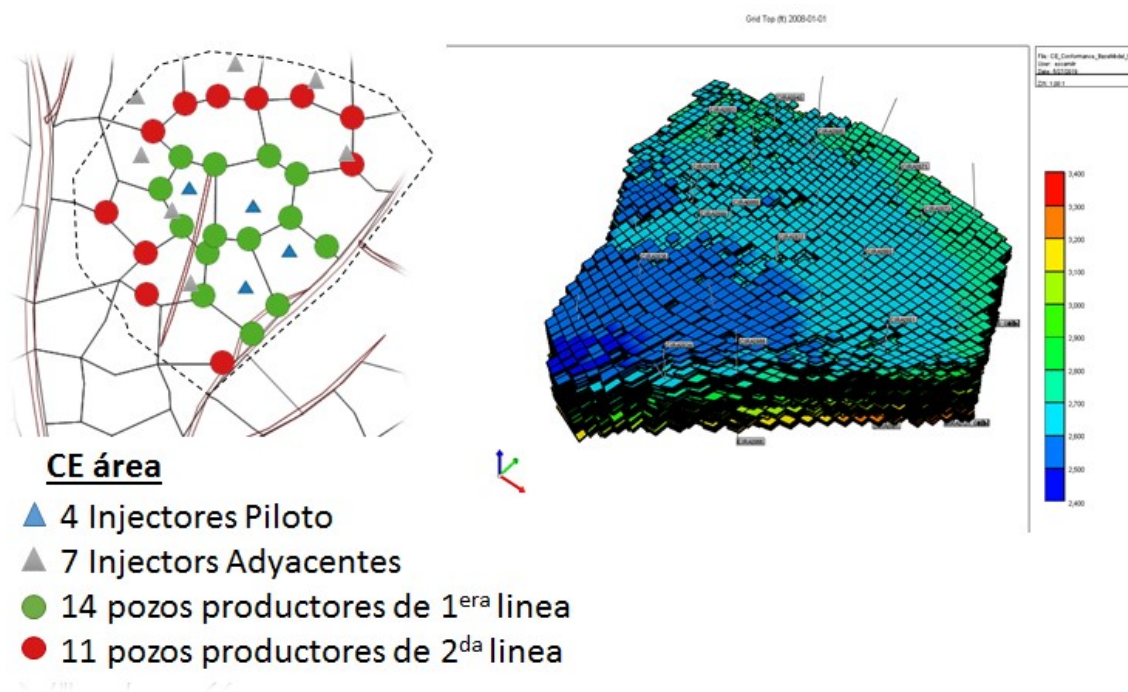


Figura 19. Vista de planta y 3D del modelo sectorial, piloto conformance

Para el modelamiento roca-fluido, se consideraron los siguientes parámetros:

- Exponentes de Corey ($n_g=1.5$, $n_{og}=2.7$, $n_{ow}=2.6$, $n_w=1.9$)
- End-points en función de la permeabilidad.

- Correlación de un modelo tipo Petróleo-Negro con gravedad API de 23°, $R_s=170$ cf/bl y con ajuste a una viscosidad de petróleo, a condiciones actuales de yacimiento de 22 cP.
- Temperatura de Yacimiento de 115°F.

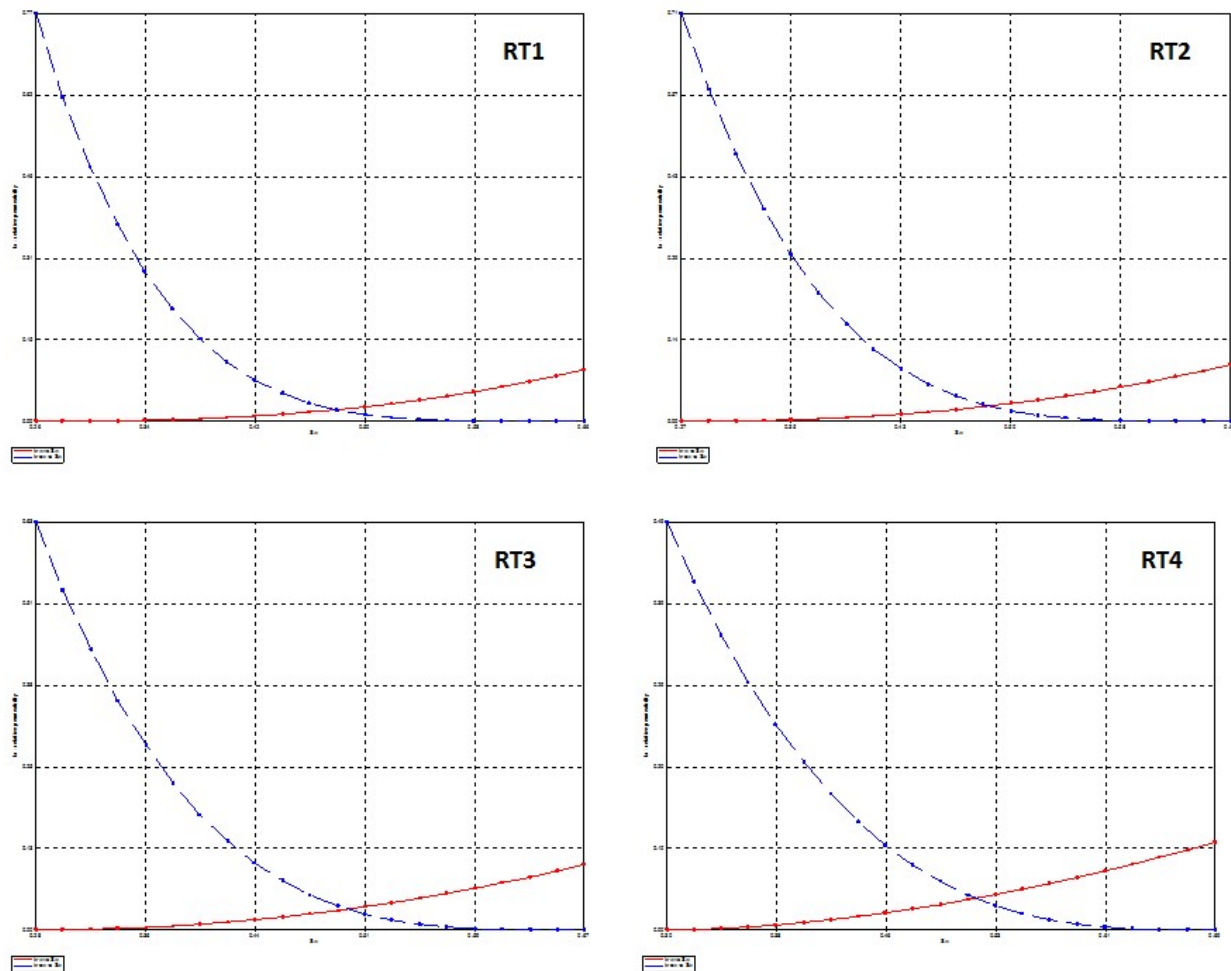


Figura 20. Curvas de permeabilidad relativa usadas por tipo de roca.

3.5.2 Ajuste histórico. Se realizó el ajuste histórico utilizando CMOST, controlando por caudal de líquido, con los datos de producción hasta la fecha 2019-05-01. Una vez realizado el ajuste, se realizaron las predicciones para los escenarios de producción. Se parametrizaron las variables a ajustar en el modelo de simulación KRWIRO y el KROCW, respectivamente

ajustándolos como una variable discreta dividida en incrementos de un 5% aproximadamente, para aumentar la movilidad de petróleo, y obtener así el ajuste histórico global del campo. Se utilizó una Saturación de Gas Inicial de 3%. El volumen de inyección de los pozos frontera se asignó por distribución geométrica inicialmente; este volumen se aumentó en 10% durante el ajuste histórico, para ajustar el corte de agua.

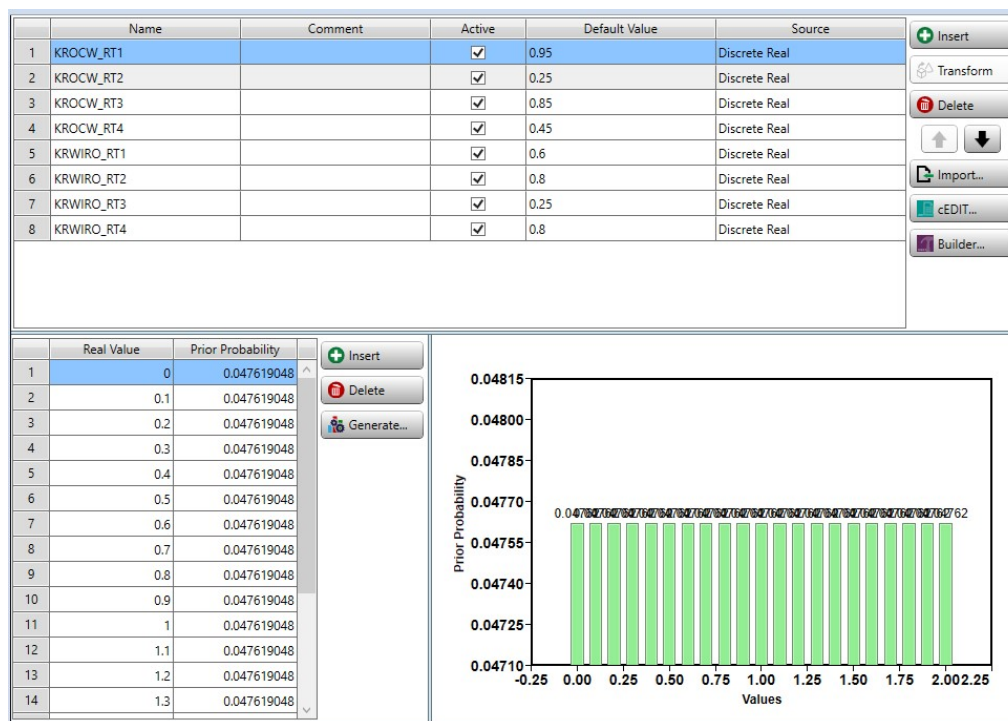


Figura 21. Parametrización de KRWIRO y el KROCW, usando CMOST, para variar la curva de permeabilidad relativa.

En la figura 22, se muestra el ajuste histórico de producción de líquido (superior izquierdo), producción de petróleo (superior derecho), corte de agua (inferior izquierda) y aceite acumulado (inferior derecha). El ajuste de Presión a nivel de sector, se presenta en la figura 25. La historia empieza en enero-2008 y finaliza en mayo-2019. En general el ajuste histórico global es aceptable y apto para generar predicciones.

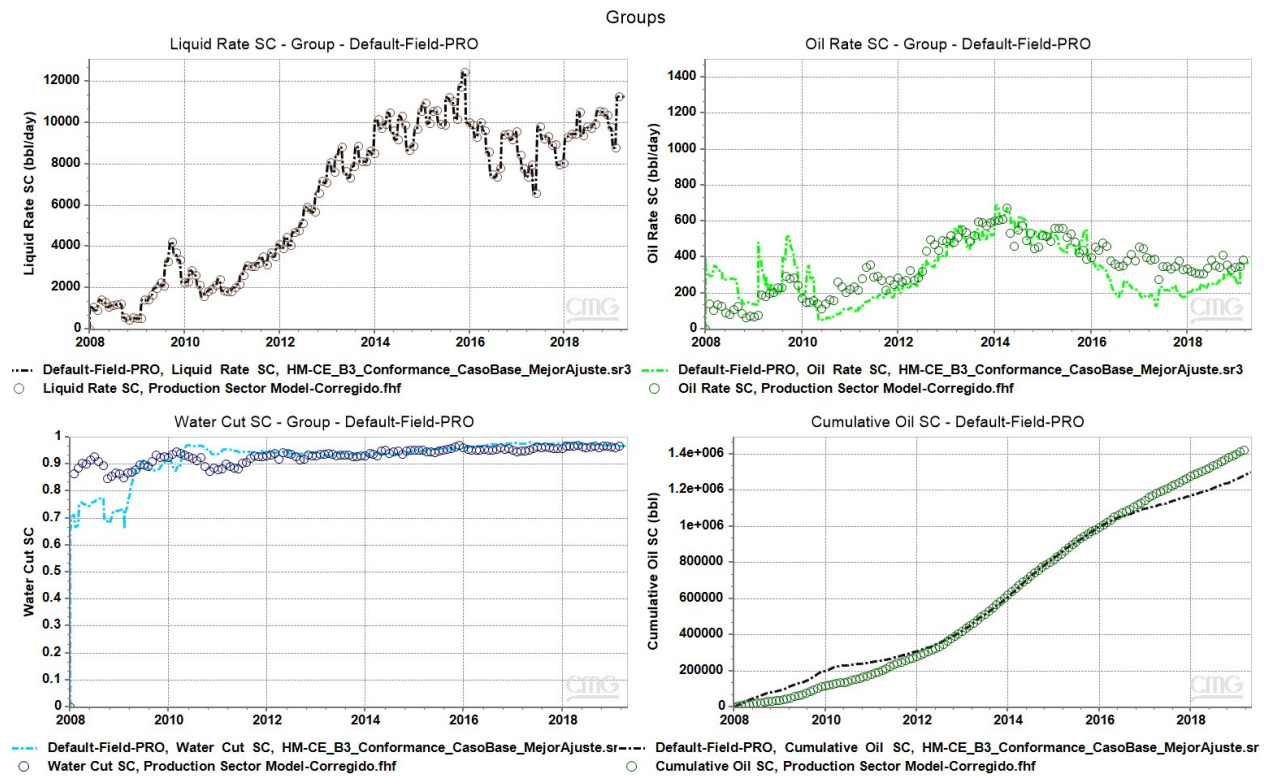


Figura 22. Ajuste histórico parámetros producción (modelo sectorial).

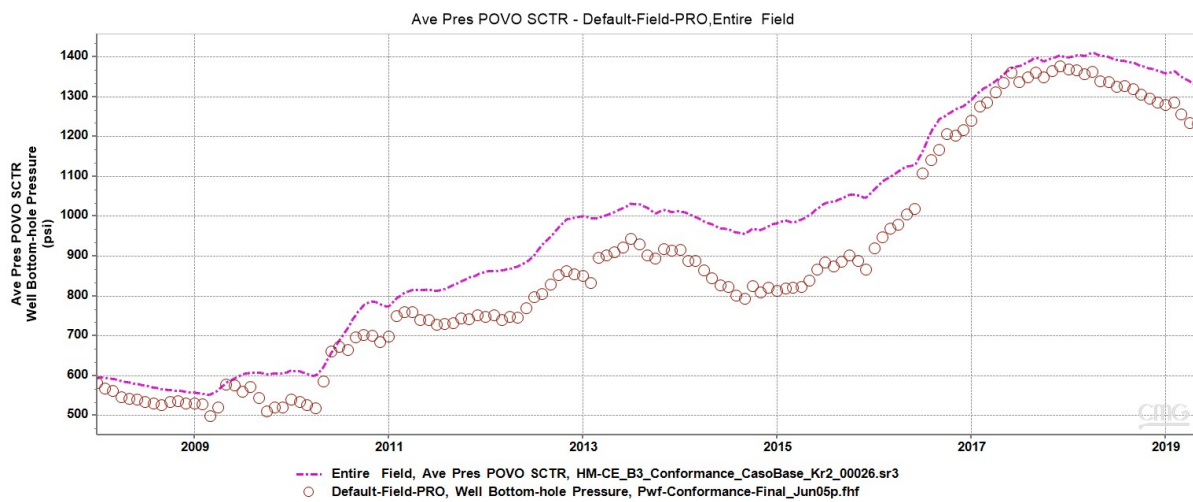


Figura 23. Ajustes de Presión a nivel de Sector.

3.5.3 Predicción inyección de gel. Teniendo el ajuste histórico del sector, se definieron algunos parámetros para realizar las predicciones y cuantificar el incremental de petróleo asociado a la inyección de polímero. El control de pozos definido para las predicciones de pozos fue:

- Productores: Última tasa de producción estable de fluido observado en la historia. Corte de agua máximo 99%.
- Inyectores: Se fijó para mantener un Factor de Reemplazamiento igual a 1.

Se definió el inicio de la inyección de gel en agosto-2017 y las características de los componentes inyectados fueron:

- Concentración de la solución polimérica de 3000 ppm y un segundo escenario de 5000 ppm, con una carga de entrecruzador, en una relación 40:1.
- Volumen a bombear de 10000 – 15000 BWIPD por pozo, equivalente al 15% del volumen del canal, estimado por medio de la prueba de inyección de trazadores químicos.
- Capacidad de adsorción máxima de 4.5918×10^{-6} lbmole/ft³.
- Factor de Resistencia Residual de 80.
- Factor de frecuencia de reacción (o tasa de reacción) de 32300 lbmole/ft³-dia.

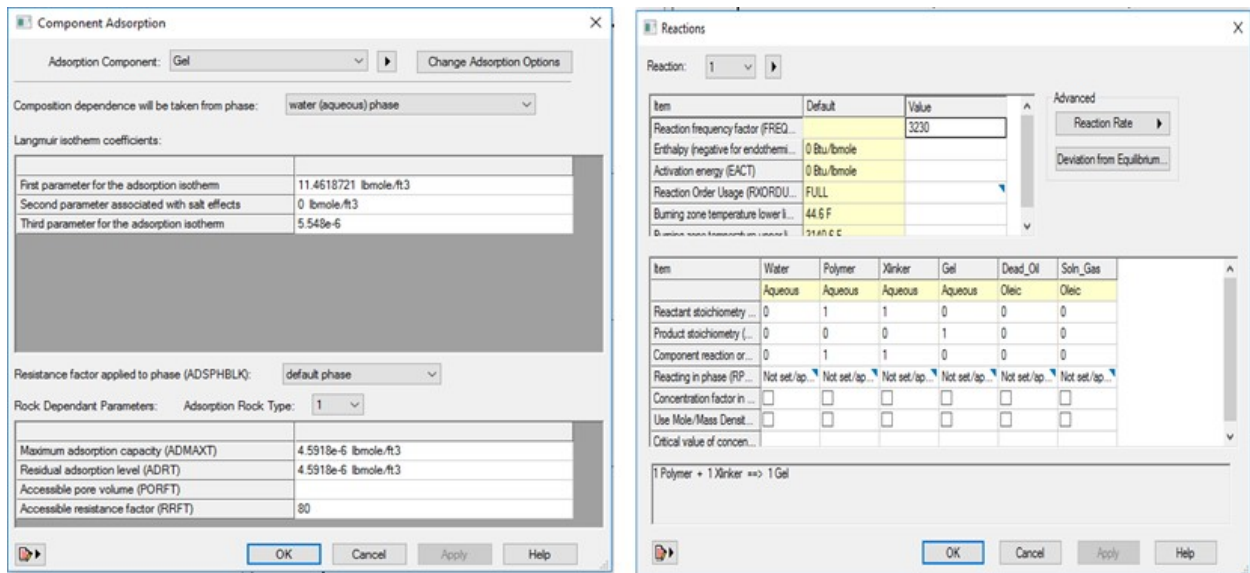


Figura 24. Ajustes para simulación de las reacciones químicas y fenómeno de adsorción.

En la **Figura 25**, se muestra el ganancial de petróleo (izquierda), y el corte de agua (derecha), inyectando gel durante 1 mes. El incremental de recobro sobre el Petróleo Original en Sitio (POES), es de 5% y 7%, para un tamaño de bache de gel de 12.000 Bbls promedio, de concentración 3000 ppm y 5000 ppm, respectivamente, y, en una concentración 40:1, con el entrecruzador. Se observa el beneficio del gel como control de la eficiencia areal.

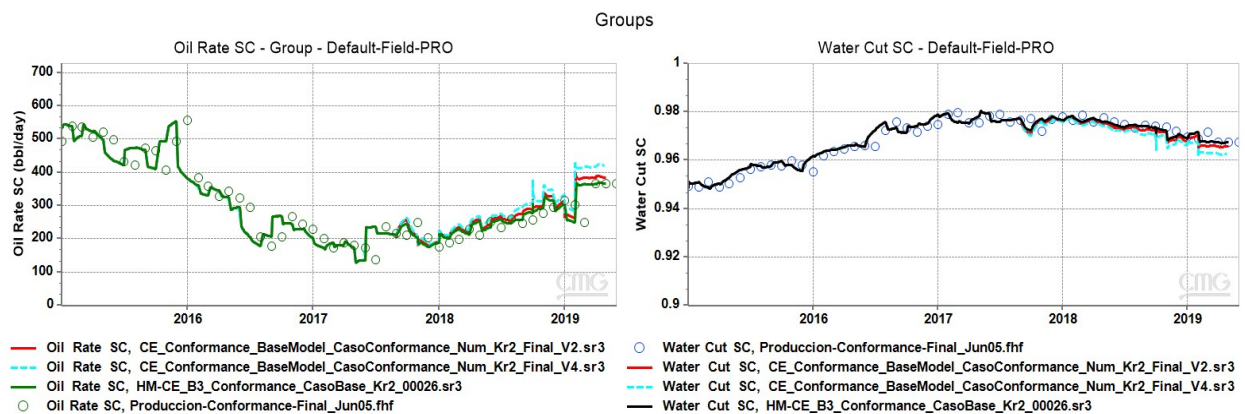


Figura 25. Predicción de la producción incremental del piloto conformance (sector model).

Los resultados de los dos escenarios evaluados, se resumen en la **Tabla 12**, para un mismo volumen de gel bombeado, cuanto mayor sea la concentración de polímero, para la concentración 40:1 usada en campo, mayor será el incremental de petróleo; sin embargo, el costo de química por barril de petróleo incremental podría aumentar, y, los problemas operacionales asociados a problemas de inyectividad también.

Tabla 12.

Incrementales comparados de escenarios de inyección de gel

	Caso Base	Conformance	Conformance
	(Sin gel)	(3000 ppm)	(5000 ppm)
Acum. Aceite [BBL]	204,493	214,971	219,221
Incremental Acum		10,542	14,773
[BBL]			
% Incremental		5%	7%

3.6 Resultados comparativos piloto de campo versus simulación numérica

Con el objetivo de evaluar comparativamente los resultados reales del piloto de inyección de geles, con los resultados pronosticados por medio de simulación numérica, se presentan los resultados del piloto ejecutado versus el proceso modelado.

El modelo construido reproduce de manera razonable el comportamiento observado en la prueba piloto del campo, como se observa en las figuras 26 y 27, al comparar contra el comportamiento real de producción del área piloto, en la figura 17. El sector model se evaluó para aun caso de inyección de polímero de concentración 3000 ppm (línea roja), y, otro escenario

donde la concentración es de 5000 ppm (línea azul), y, relación de concentración polímero – entrecruzador de 40:1, imitando las proporciones reales inyectadas al piloto de campo.

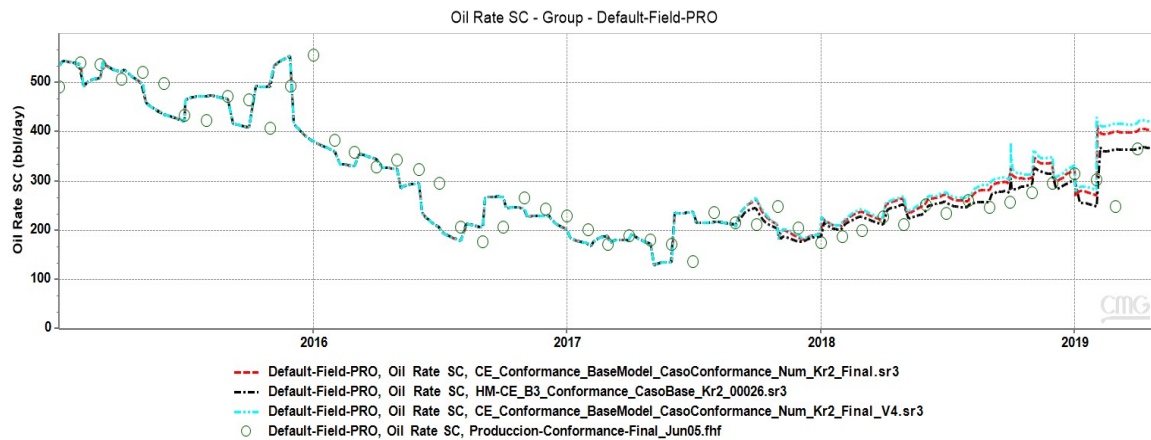


Figura 26. Comparativo comportamiento de producción en el área piloto de conformance – Simulación numérica, comparación de casos y producción real en Results-CMG.

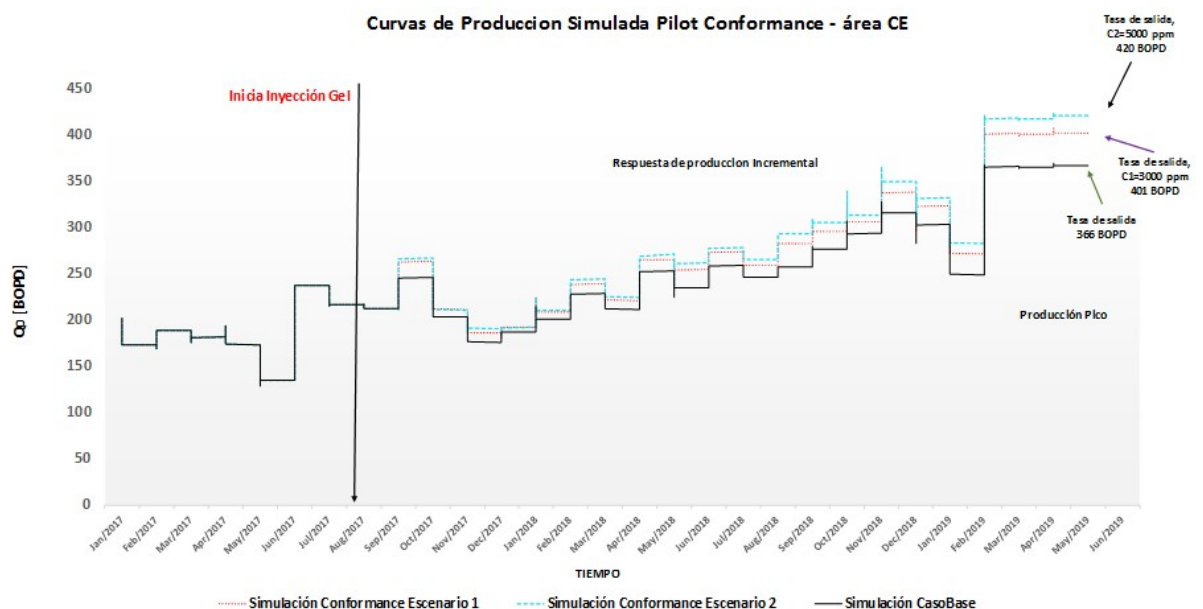


Figura 27. Comparativo comportamiento de producción en el área piloto de conformance – Simulación numérica, esquematizado (Excel).

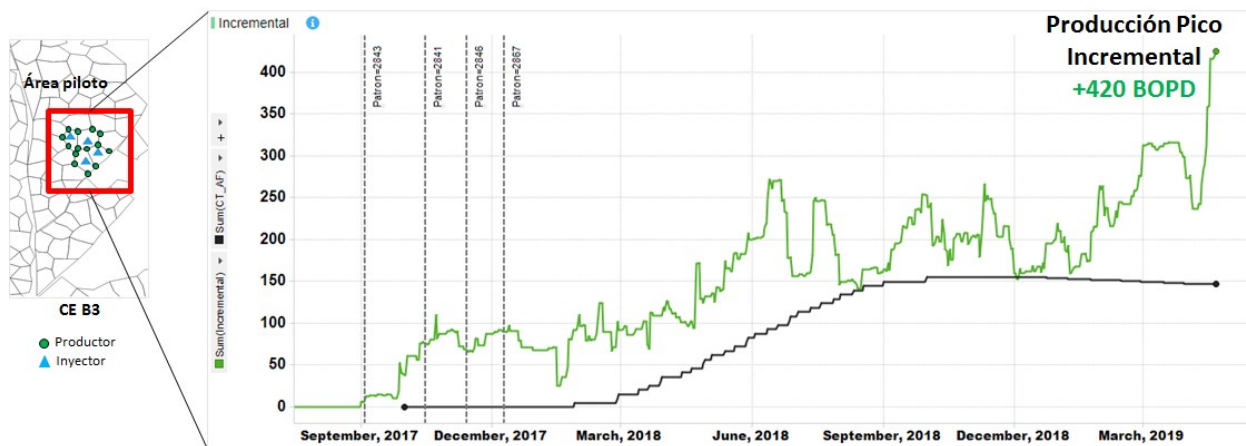


Figura 28. Producción incremental en el área piloto de conformance. Tomado de surveillance RMT-Oxy, 2019.

4. Conclusiones

Un modelo de simulación prototipo fue construido y reproduce de manera razonable el comportamiento observado en la prueba piloto de inyección de geles en campo, validando la posibilidad de usar la simulación numérica como una herramienta predictiva complementaria en el análisis de este tipo de procesos.

El modelo es capaz de capturar los resultados de campo, los incrementales de aceite reportados, son comparables con los reportados en el seguimiento actual, alrededor de 400 BOPD de aceite incremental.

El recobro incremental estimado a partir de la simulación realizada, se encuentra dentro de los rangos promedios de incrementales de aceite esperado para este tipo de aplicaciones. El incremental de recobro sobre el Petróleo Original en Sitio (POES), es de 5% y 7%, para un tamaño de bache de gel de 12.000 Bbls promedio, de concentración 3000 ppm y 5000 ppm, respectivamente y en una concentración 40:1 con el entrecruzador. Se observa el beneficio del gel como control de la eficiencia areal.

La definición del factor de resistencia residual y el factor de frecuencia de reacción (o tasa de reacción), son críticos durante el modelamiento de un proceso de inyección de geles, dado que pueden conllevar a que se forme el gel, pero no se dé la absorción del mismo en la fase acuosa y pobres escenario de aceite incremental. Un modelo de simulación prototipo conceptual, fue construido y puede reproducir el comportamiento de la tendencia de producción de piloto de

inyección de geles del campo estudio. El valor usado se encuentra en los rangos obtenidos, en pruebas de laboratorio en corazones fracturados reportados en la literatura (70 – 120 aproximadamente).

La respuesta de producción incremental de aceite es fuertemente dependiente de la concentración usada en el bache de gel, a mayor concentración de gel, la respuesta incremental para el volumen inyectado se incrementó en un 2% adicional, sin embargo, se deberán evaluar factores, como costo por barril y posibles problemas de inyektividad que pudieran presentarse antes de considerar usar concentraciones mayores.

5. Recomendaciones

Sensibilizar el estudio de simulación de yacimientos realizado con variables del proceso de monitoreo del proceso de inyección de agua como la madurez, con el objetivo de verificar el efecto del inicio de la inyección con los incrementales.

Hacer un análisis de sensibilidad para factores del proceso de modelamiento de geles como la concentración de la solución polimérica, volumen del bache de gel, capacidad de adsorción máxima, factor de Resistencia Residual y factor de frecuencia de reacción (o tasa de reacción).

Evaluar el efecto de la inyección de geles de bajo peso molecular por medio de simulación de yacimientos para el campo estudio, teniendo en cuenta, la incertidumbre existente sobre su aplicabilidad en la actualidad.

Referencias Bibliográficas

- ANH (2009), Información geológica y geofísica, Recuperado de <https://bit.ly/2LMSCsq>
- Borling, D., Chan, K., Hughes, T., & Sydansk, R. (1994). Pushing out the oil with conformance control. *Oilfield Review*, 6(2), 44-58.
- Buzás, Z., & Chrambach, A. (1982). Un-supercoiled agarose with a degree of molecular sieving similar to that of crosslinked polyacrylamide. *Electrophoresis*, 3(3), 130-134.
- Craig, F. F. (1971). *The reservoir engineering aspects of waterflooding* (Vol. 3, pp. 45-47). New York: HL Doherty Memorial Fund of AIME.
- Craig, F. F. (1982). *Aspectos de Ingeniería de la Inyección de Agua (traducción)*. Soc Of Petroleum Engineer.
- De Ferrer, M. P. (2001). *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos*. Maracaibo, Venezuela: Ediciones astro data SA.
- Dengo, C. A., & Covey, M. C. (1993). Structure of the Eastern Cordillera of Colombia: implications for trap styles and regional tectonics. *AAPG bulletin*, 77(8), 1315-1337.
- Duran, A. C. (2015). Metodología para la identificación, evaluación, diagnóstico y seguimiento de patrones con baja eficiencia de recobro para la optimización del proceso de inyección, mediante conformance en el campo LCI. *Oxy Colombia*. 2015.
- Garmeh, G., Izadi, M., Salehi, M., Romero, J. L., Thomas, C., & Manrique, E. J. (2012). Thermally active polymer to improve sweep efficiency of waterfloods: simulation and pilot design approaches. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 15(01), 86-97.

- Habermann B. (1960). The efficiencies of miscible displacement as a function of mobility ratio. *Petroleum Transactions, AIME*, 219, 264–272; Miscible processes, reprint series, SPE Dallas, (1965) 8, 106–114.
- Herbas, J., Moreno, R., Marin, T., Romero, M. F., & Coombe, D. (2004, January). Reservoir simulation of non-selective placement of a polymer gel treatment to improve water injection profiles and sweep efficiency in the Lagomar Field Western Venezuela. In *SPE International Petroleum Conference in Mexico*. Society of Petroleum Engineers.
- Izgec, O., & Shook, G. M. (2012). Design considerations of waterflood conformance control with temperature-triggered, low-viscosity submicron polymer. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 15(05), 533-540.
- Morales, V. A., & Ramirez, L. K. (2018, April). Surveillance Using Dimensionless Variables in the Mature Oil Field La Cira Infantas. In *SPE Improved Oil Recovery Conference*. Society of Petroleum Engineers.
- Morales, V. A., Ramirez, L. K., Garnica, S. V., Rueda, L. A., Gomez, V., Gomez, A., & Shook, G. M. (2018, April). Inter Well Tracer Test Results in the Mature Oil Field La Cira Infantas. In *SPE Improved Oil Recovery Conference*. Society of Petroleum Engineers.
- Pinilla, J. F. (2011). *Metodología implementación de la tecnología de geles poliméricos para el control de agua en pozos productores: caso de campo* (Tesis Pregrado UIS).
- Sanderson, W. J. (1951). Geological report on the La Cira and Infantas oil Fields. *Tropical Oil Company*. 1951.
- Scribner, M. K., & Engineer, R. (1984). HP-41CV Analyzes Porosity, Permeability data. *Petroleum Engineer International*, 56(8), 72.
- Simmons, J. F., & Falls, A. H. (2005, January 1). The Use of Dimensionless Scaling Methods To Predict Field-Scale Tertiary EOR Project Performance. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/96469-MS

- Shook, G. M., Pope, G. A., & Asakawa, K. (2009, January). Determining reservoir properties and flood performance from tracer test analysis. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.
- Shook, G. M., Sharma, A., & Pope, G. A. (2017). Early-Time Analysis of Tracers for Use in Enhanced-Oil-Recovery Flood Optimization. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 20(01), 30-41.
- Wouterlood, C., Falcigno, E., & Norman, C. (2002). *Metodología y resultados de proyectos de inyección de geles para incrementar la recuperación en un reservorio heterogéneo y multicapa de la cuenca Neuquina de Argentina* (Vol. 4). INGEPET-EXPL-3-CW.