

**DESCRIPCIÓN DE METODOLOGÍAS Y HERRAMIENTAS DE SIMULACIÓN
STREAMLINE APLICADAS A PROCESOS DE INYECCIÓN DE POLÍMEROS E
INYECCIÓN DE AGUA**

**ASTRID YOHANA CARVAJAL MOGOLLÓN
ANGIE KATHERINNE DÍAZ GARCÍA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2018

**DESCRIPCIÓN DE METODOLOGÍAS Y HERRAMIENTAS DE SIMULACIÓN
STREAMLINE APLICADAS A PROCESOS DE INYECCIÓN DE POLÍMEROS E
INYECCIÓN DE AGUA**

**ASTRID YOHANA CARVAJAL MOGOLLÓN
ANGIE KATHERINNE DÍAZ GARCÍA**

Trabajo de Grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos

Director:

**HUGO ALEJANDRO GARCÍA DUARTE
Magíster en Ingeniería Química y de Petróleos**

Codirector:

**ROMEL ANTONIO PÉREZ ROMERO
Magíster en Ingeniería de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2018

DEDICATORIA

A Dios por ser quien guio e iluminó este camino y permitió que culminara satisfactoriamente

A mamá, quien estuvo en este proceso, por su amor y apoyo incondicional, por su dedicación, esfuerzos y por darme ánimos cuando las cosas no iban bien.

A papá por ser paciente, por ser el sostén que siempre necesite para no rendirme, por todo el amor que me ha brindado, y todos los sacrificios hechos por mí.

A Tato, mi hermano, mi compañero de vida y mi ejemplo a seguir.

Los amo familia, sin ustedes nada de esto hubiese sido posible

Por último a mi compañera de tesis por su perseverancia y apoyo para que este proyecto se realizará.

ASTRID YOHANA CARVAJAL MOGOLLÓN

DEDICATORIA

A Dios primero que todo, por llenarme de bendiciones, sabiduría, paciencia y por iluminar mi camino en los momentos difíciles.

A mis padres Lina María García y José Heriberto Díaz, por su total apoyo, sus consejos y sacrificios realizados para poder culminar mi proceso de formación. Gracias por el amor y confianza incondicional que me han brindado, por estar ahí en cada momento, me siento bendecida por tener el privilegio de tener unos padres tan maravillosos como ustedes.

A mi nonita María Esther Morantes quien desde el cielo guía mi caminar. Gracias por cada abrazo, por cada palabra, por ser mi ejemplo a seguir, gracias a ti comprendí el valor de luchar por lo que quieres, me siento triste de que no hayas alcanzado a compartir conmigo esta alegría, pero este triunfo es por ti. Te extraño.

A mi madrina Ligia Amparo García y mi tío Jairo Alirio García por ser ese apoyo incondicional, porque fueron ese ejemplo de perseverancia, gracias por estar a mi lado de modo presencial o vía telefónica. A toda mi familia que es bastante grande pero cada uno es una parte importante en mi vida.

A mi hermana Paola Andrea Díaz, mi mejor amiga confidente y compañera, gracias por el tiempo compartido, por cada sonrisa, llanto, rabia y malgenio que me has originado. A mi sobrina Sara Sofía Carrillo que es el motor de vida. No imagino la vida sin ustedes. Las quiero con toda mi alma.

A mis amigos Deysi, Andrea, Eliana, Astrid, Marlon, Jaime, Camilo, Ángel, Jhon Edward, Juan David, Janeth Romero y todos los que se escapan, porque estando lejos de casa su compañía fue fundamental e hicieron más fácil mi estadía en esta ciudad, ustedes se volvieron mi segunda familia.

ANGIE KATHERINNE DIAZ GARCIA

AGRADECIMIENTOS

Agradecimientos a la alianza ECOPETROL- UIS la cual nos ofreció los medios para la realización de este proyecto de grado. A la compañía Schlumberger por la capacitación y licenciamiento del simulador *Frontsim*, dejando como constancia que la escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander no tiene la licencia para trabajar con este simulador. A los ingenieros Giovanni Cuadrado y Edwin González, por la capacitación y apoyo en el manejo del simulador. Al Dr. Eider Niz Velásquez, quien en la etapa inicial del proyecto estuvo presente dirigiéndolo, al MSc. Hugo Alejandro García Duarte y al MSc. Romel Antonio Pérez por su valiosa colaboración y orientación para la finalización de este proyecto de grado.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	17
1. PROBLEMA DE LA INVESTIGACIÓN.....	18
1.1 OBJETIVOS.....	18
1.1.1 Objetivo general.....	18
1.1.2 Objetivos específicos	18
1.2 ALCANCE	18
2. GENERALIDADES	20
2.1 INYECCIÓN DE AGUA.....	20
2.1.1. Historia y desarrollo de la inyección.....	20
2.1.2. Panorama mundial de la inyección de agua	24
2.1.3. Panorama nacional de inyección de agua	24
2.1.4. Variables presentes	26
2.2 INYECCIÓN DE POLÍMEROS.....	30
2.2.1 Historia y desarrollo de la inyección.....	30
2.2.2. Panorama mundial de la inyección de polímeros.....	32
2.2.3. Panorama nacional de inyección de polímeros.....	33
2.2.4. Características del polímero	36
2.2.5. Propiedades que influyen en un proceso de inyección de polímeros	37
2.3 SIMULACIÓN STREAMLINE.....	39
2.3.1. Contexto histórico	39
2.3.2. Conceptos básicos.....	43
2.2.3. Generalidades streamline	44
2.2.4. Formulación <i>streamline</i>	46
2.2.5. Aplicaciones de la simulación streamline.....	52

3. SIMULACIÓN STREAMLINE VS SIMULACION DE DIFERENCIAS FINITAS ..	56
3.1 SIMULACIÓN DE DIFERENCIAS FINITAS (FD).....	56
3.1.1 Simulación de diferencias finitas mediante CMG.....	58
3.1.2 Parámetros <i>Streamline</i> proporcionados por CMG para visualizar la trayectoria de los fluidos	59
3.2 SIMULACIÓN STREAMLINE.....	62
3.2.1 Simulación <i>streamline</i> en procesos de inyección de agua.....	63
3.2.2 Simulación <i>streamline</i> en procesos de inyección de polímeros.....	69
3.2.3 Simulación <i>streamline</i> utilizando <i>Frontsim</i>	75
3.2.4 Parámetros <i>Streamline</i> proporcionados por <i>Frontsim</i> para visualizar la trayectoria de los fluidos	79
4. REALIZAR LA VALIDACIÓN DE AL MENOS UNA HERRAMIENTA DE SIMULACIÓN STREAMLINE PARA PROCESOS DE INYECCIÓN DE POLÍMEROS E INYECCIÓN DE AGUA	81
4.1 CASO DE ESTUDIO: CAMPO PALOGRANDE CEBÚ	81
4.2 HISTORIA DEL CAMPO PALOGRANDE CEBU	82
4.3 ESCENARIOS APLICADOS A UN PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA....	83
4.3.1 Construcción del modelo.....	83
4.4 ESCENARIOS APLICADOS A UN PROCESO DE INYECCIÓN DE POLÍMEROS.....	111
4.4.1 Resultados.....	118
5. CONCLUSIONES	121
6. RECOMENDACIONES.....	122
BIBLIOGRAFÍA.....	123

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Esquema de inyección de agua.....	23
Figura 2. Panorama nacional de la inyección de agua	26
Figura 3. Esquema proceso de inyección de polímeros	31
Figura 4. Panorama nacional de la inyección de polímeros.....	35
Figura 5. <i>Streamline</i> : trazado y mapa vectorial de velocidad en una malla de saturación	44
Figura 6. Visualización de las <i>streamline</i> en un yacimiento.....	45
Figura 7. Volumen de drenaje de un productor e inyector	55
Figura 8. Movimiento de los fluidos en modelo de diferencias finitas	57
Figura 9. <i>Software</i> Cmg	58
Figura 10. Generación de <i>streamlines</i>	60
Figura 11. Propiedades de visualización mediante CMG	61
Figura 12. Movimiento de los fluidos en un modelo <i>streamline</i>	63
Figura 13. Visualización del proceso de inyección de agua.....	68
Figura 14. Campo Omán, inyección de polímeros	73
Figura 15. Mapa de ruta de flujo de los inyectores de polímero	74
Figura 16. Seguimiento de las líneas de corriente a través de la malla	76
Figura 17. Modelo sencillo en <i>frontsim</i>	77
Figura 18. Modelo 1D ejecutado por <i>Frontsim</i>	78
Figura 19. Modelo 2D trazado por <i>Frontsim</i>	78
Figura 20. Ubicación del campo.....	81
Figura 21. Ubicación de los pozos en una vista 2D	84
Figura 22. Ubicación de los pozos vista 3D	84
Figura 23. <i>Streamlines</i> generadas para caso base.....	90

Figura 24. <i>Streamlines</i> generadas para el caso 2.....	90
Figura 25. <i>Streamlines</i> generadas para el caso base.....	92
Figura 26. <i>Streamlines</i> generadas para el caso 3.....	92
Figura 27. <i>Streamlines</i> generadas para el caso base.....	94
Figura 28. <i>Streamlines</i> generadas para el caso 1.....	95
Figura 29. <i>Streamlines</i> generadas para la herramienta par inyector- productor, caso base, 1, 2 y 3 respectivamente.....	96
Figura 30. <i>Streamlines</i> generadas para la herramienta velocidad de fases, caso base, 1, 2 y 3 respectivamente	99
Figura 31. <i>Streamlines</i> generadas por el parámetro PFRACRES	101
Figura 32. <i>Streamlines</i> generadas por el parámetro PFRACOIL.....	102
Figura 33. <i>Streamlines</i> generadas por el parámetro PFRACWAT.....	103
Figura 34. <i>Streamlines</i> generadas por el parámetro SWAT	104
Figura 35. <i>Streamlines</i> generadas por el parámetro SOIL.....	105
Figura 36. Producción de petróleo mediante CMG	107
Figura 37. Producción de petróleo mediante <i>Frontsim</i>	108
Figura 38. Corte de agua generada por simulador CMG	109
Figura 39. Producción de petróleo generada por <i>Frontsim</i>	110
Figura 40. <i>Streamline</i> generadas por los pozos inyectores	113
Figura 41. <i>Streamline</i> generadas por los pozos productores.....	115
Figura 42. <i>Streamline</i> generadas por el tiempo de vuelo.....	116
Figura 43. <i>Streamlines</i> generadas por velocidad de fases	117
Figura 44. Producción de petróleo	119
Figura 45. Corte de agua	120

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Campos a nivel mundial en los que se ha implementado inyección de polímeros	33
Tabla 2. Screening de aplicabilidad de los parámetros requeridos para un proceso de inyección de polímero	39
Tabla 3. Propiedades del campo Palogrande Cebu.....	82
Tabla 4. Ubicación de los pozos	83
Tabla 5. Propiedades del modelo	85
Tabla 6. Propiedades incluidas en el simulador Frontsim.....	85
Tabla 7. Propiedades de los fluidos del modelo.....	86
Tabla 8. Curva de permeabilidad agua- aceite	86
Tabla 9. Curva de permeabilidad liquido- gas.....	87
Tabla 10. Tasas de inyección de los pozos inyectores para el caso 3.....	89
Tabla 11. Asignación de colores de los pozos inyectores en el caso base y caso 2	91
Tabla 12. Asignación de colores de los pozos productores en el caso base y caso 3	93
Tabla 13. Asignación de colores del tiempo de vuelo en el caso base	94
Tabla 14. Asignación de colores del tiempo de vuelo en el caso 1	95
Tabla 15. Asignación de colores par inyector- productor caso base, 1, 2 y 3	97
Tabla 16. Fecha a la que se observan las líneas de corriente en fase agua.	100
Tabla 17. Datos de producción de petróleo generada por CMG.....	106
Tabla 18. Datos de producción de petróleo generada por Frontsim	106
Tabla 19. Corte de agua generada por el simulador CMG	108
Tabla 20. Corte de agua generada por el simulador Frontsim	109

Tabla 21. Tiempos de simulación obtenidos por ambos simuladores.....	111
Tabla 22. Fluidos presentes en el proceso de simulación	112
Tabla 23. Tabla de adsorción vs composición	112
Tabla 24. Propiedades dependientes de la roca.....	113
Tabla 25. Asignación de colores de los pozos inyectoros en los escenarios planteados.	114
Tabla 26. Asignación de colores del tiempo de vuelo en los escenarios planteados.	116
Tabla 27. Producción de petróleo generada por CMG.....	118
Tabla 28. Corte de agua generada por el simulador CMG	119

RESUMEN

TÍTULO: DESCRIPCIÓN DE METODOLOGÍAS Y HERRAMIENTAS DE SIMULACIÓN *STREAMLINE* APLICADAS A PROCESOS DE INYECCIÓN DE POLÍMEROS E INYECCIÓN DE AGUA*

AUTORES: ASTRID YOHANA CARVAJAL MOGOLLÓN**
ANGIE KATHERINNE DÍAZ GARCÍA

PALABRAS CLAVES: SIMULACIÓN *STREAMLINE*, INYECCIÓN DE AGUA, INYECCIÓN DE POLÍMEROS, VELOCIDAD COMPUTACIONAL

DESCRIPCIÓN

El objetivo de este trabajo de grado es describir las herramientas ofrecidas por la simulación *streamline* en procesos de recobro mejorado, haciendo énfasis en procesos de inyección de agua y de polímeros.

En vista de la complejidad que presentan algunos modelos geológicos, se hace necesario el estudio de técnicas computacionalmente avanzadas, como es el caso de la simulación de líneas de corriente, para la simulación dinámica de procesos de desplazamiento en yacimientos. Entre las ventajas de la simulación *streamline* se encuentran: el manejo de modelos tridimensionales completos de alta resolución, la determinación directa de parámetros relacionados con la eficiencia de barrido y las variables de patrón de inyección, la visualización de la trayectoria de flujo de los fluidos en el yacimiento, el cálculo de factores de asignación de velocidad, la fácil representación de los factores de ubicación de áreas de drenaje y direcciones de flujo instantáneo, y la eficiencia y velocidad computacional mejoradas. Esto último debido a que las ecuaciones de flujo no requieren ecuaciones de flujo detalladas

Se mencionan también los parámetros y factores influyentes tanto en la simulación de líneas de corriente aplicada a procesos de inyección de agua como a procesos de inyección de polímeros, y mediante un ejemplo de aplicación estudiando tres casos de estudio se analizó el comportamiento de la trayectoria de las *streamlines*.

* Proyecto de grado

** Facultad de ingeniería Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Hugo Alejandro García Duarte M. Sc. Codirector: Romel Antonio Pérez Romero M. Sc.

ABSTRACT

TITLE: DESCRIPTION OF STREAMLINE SIMULATION METHODOLOGIES AND TOOLS APPLIED TO POLYMER INJECTION AND WATER INJECTION PROCESSES*

AUTHORS: ASTRID YOHANA CARVAJAL MOGOLLÓN**
ANGIE KATHERINNE DIAZ GARCÍA

KEYWORDS: STREAMLINE SIMULATION, WATER INJECTION, INJECTION OF POLYMERS, COMPUTATIONAL SPEED

DESCRIPTION

The objective of this degree work is to describe the tools offered for online simulation in the processes of improved recovery, as well as in the processes of water injection and polymer.

In view of the complexity that we present some geological models, it is a study of computationally advanced techniques, such as the simulation of current lines, for the dynamic simulation of displacement processes in reservoirs. Among the advantages of the simulation can be found: the management of full-resolution high-resolution three-dimensional models, the direct determination of the parameters related to the efficiency of the sweep and the variables of the injection pattern, the visualization of the flow path of the fluids in the reservoir, the calculation of the speed allocation factors, the easy representation of the factors of the location of the drainage and the directions of instantaneous flow, and the improved efficiency and speed. This is because the flow equations do not require flow equations.

The parameters and factors that influence both the simulation of the current lines and the water injection processes as well as the polymer injection processes are also mentioned, and by means of an application example, studying the case studies are analyzed. The behavior of the path of the current lines.

* Draft grade

** Physicochemical Faculty of Engineering. School of Petroleum Engineering. Director: Hugo Alejandro García Duarte M. Sc. Codirector: Romel Antonio Pérez Romero M. Sc

INTRODUCCIÓN

Al igual que en la inyección de agua, la solución polimérica tiende a desplazarse por zonas de flujo preferencial y de mayor permeabilidad, lo cual permite lograr un mejor barrido del yacimiento generando así una mejora en el control de movilidad por medio del incremento de la eficiencia.

El proceso de inyección de polímeros se fundamenta en el aprovechamiento de la mejora de la viscosidad de soluciones para controlar la movilidad de los fluidos en el yacimiento y su fin es realizar modificaciones a procesos de inyección de agua que se estén llevando a cabo, por lo que la eficiencia de barrido se incrementa. Lo anterior expuesto, viste la necesidad de encontrar una herramienta que permita simular un modelo de inyección de polímeros involucrando el comportamiento de los fluidos para que pueda ser analizado y evaluado, comprobando su efectividad en el medio poroso.

La simulación *streamline* ha sido una herramienta muy útil para evaluar procesos de inyección de agua, sin embargo, se requiere conocer su uso y aplicación en procesos de inyección de polímeros; debido a que la simulación *streamline* puede ser mucho más eficiente y rápida en comparación con los modelos convencionales de diferencias finitas, de igual forma es una alternativa para superar las limitaciones presentadas por simuladores convencionales.

1. PROBLEMA DE LA INVESTIGACIÓN

La dificultad para simular ciertos modelos geológicos extensos y complejos, ha promovido el estudio de nuevas técnicas computacionalmente avanzadas como lo es la simulación *streamline*, con el objetivo de representar procesos de recobro mejorado. La simulación de líneas de corriente ofrece un medio para capturar los movimientos de fluidos detallados de manera oportuna permitiendo la comprensión del comportamiento real del yacimiento. La visualización del flujo, la relación entre inyectores y productores y el ajuste histórico rápido ofrecidos por la simulación *streamline* hacen que esta herramienta sea útil en la toma de decisiones que involucren zonas óptimas de perforación, costos de operación, entre otras.

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 Objetivo general. Describir las metodologías y herramientas de simulación *streamline* aplicadas a procesos de inyección de polímeros e inyección de agua.

1.1.2 Objetivos específicos

- Estudiar el estado del arte de la simulación *streamline* en procesos de inyección de polímeros y procesos de inyección de agua.
- Identificar las fortalezas y limitaciones existentes entre la simulación *streamline* en procesos de inyección de agua y en procesos de inyección de polímeros.
- Realizar la validación de al menos una herramienta de simulación *streamline* para procesos de inyección de polímeros e inyección de agua.

1.2 ALCANCE

Mediante el presente proyecto se estudiará la aplicación de la simulación *streamline* en procesos de inyección de polímeros y procesos de inyección de agua, a través de la descripción de metodologías existente para identificar limitaciones y fortalezas.

2. GENERALIDADES

2.1 INYECCIÓN DE AGUA

2.1.1. Historia y desarrollo de la inyección. Las operaciones de recobro de petróleo se clasifican en tres etapas: primaria, secundaria y terciaria. La etapa primaria es la de producción inicial producto del desplazamiento por la energía natural del yacimiento. La etapa secundaria, en la cual está incluida la inyección de agua; se lleva a cabo después de la declinación del yacimiento; esta recuperación se deriva del aumento de la energía natural al inyectar agua con la finalidad de desplazar petróleo a los pozos productores. La eficiencia del desplazamiento en general depende de factores como la viscosidad del aceite y la estructura del medio poroso y su interacción con los fluidos, evidenciado a través de las curvas de permeabilidad relativa¹.

La inyección de agua es el método dominante entre los procesos de inyección de fluidos e indudablemente a este método se debió el elevado nivel de los ritmos de producción y de reservas en Estados Unidos y Canadá a principios de la década del 1980.² Su popularidad se explica por: (1) la disponibilidad general de agua; (2) la relativa facilidad con la que se inyecta, debido a la carga hidrostática que se logra en el pozo de inyección; (3) la facilidad con que el agua se extiende a través de la información de una formación petrolífera y (4) la eficiencia de agua para el desplazamiento del aceite.

¹ GUATAVITA SALGADO, O. and TRUJILLO CARDONA, Y. (2012). Generalidades de inyección de agua en campos petrolíferos. Villavicencio: Corporación internacional del petróleo, LTDA, p.13.

² CRAIG, F. (1982). Aspectos de ingeniería de la inyección de agua. Society Of Petroleum Engineers.(SPE)

En el año de 1865 ocurrió la primera inyección de agua en la Ciudad de Pithole, al oeste de Pennsylvania. En 1880 John F. Carll llegó a la conclusión de que el agua, al abrirse camino en el pozo desde arenas poco profundas, se movería a través de las arenas petrolíferas e incrementa la recuperación de aceite³. Las primeras inyecciones ocurrieron accidentalmente por causa de escurrimientos de arenas acuíferas poco profundas o de acumulaciones de agua superficiales, que penetraban en los pozos perforados. En esa época, se pensó que la función principal de la inyección de agua era la de mantener la presión del yacimiento, lo que permitía a los pozos tener una vida productiva más prolongada que por el agotamiento de la presión.

En 1924 se dio la primera inyección de agua en el campo Bradford utilizando un patrón de 5 puntos. Este campo tenía una gran área productora, poco gas en solución y no tenía empuje de agua. Estos factores contribuyeron al rápido desarrollo de la inyección de agua en áreas fuera de Pennsylvania⁴.

En 1970, la mayoría de los yacimientos en el mundo, por ejemplo, en Estados Unidos, Rusia y China, para los cuales era el proceso de recuperación más viable, se producían mediante el uso de esta técnica en varios arreglos de patrones de pozo⁵. Desde entonces, muchos proyectos de inyección de agua a gran escala se han aplicado a yacimientos de petróleo en lugares que van desde la alta mar lejana, por ejemplo, en el Mar del Norte, hasta las regiones árticas y las áreas desérticas.

En 1955 en Estados Unidos había 2880 proyectos de inyección de agua con 750.000BOPD⁶. En Colombia los procesos de inyección de agua comenzaron en 1946 en el campo La Cira con el objetivo de mantener la presión; este proceso se

³ CRAIG, Op. cit.

⁴ Ibid

⁵ Petrowiki. Waterflooding. [online] Available at: <http://petrowiki.org/Waterflooding> [Accessed 22 Feb. 2018].

⁶ CASTRO, R., MAYA, G., MANTILLA, J., DIAZ, V., AMAYA, R., LOBO, A., ORDOÑEZ, A. and VILLAR, A. (2014). Waterflooding in Colombia: Past, Present, and Future Maracaibo, Venezuela: Society of Petroleum Engineers. Ecopetrol.

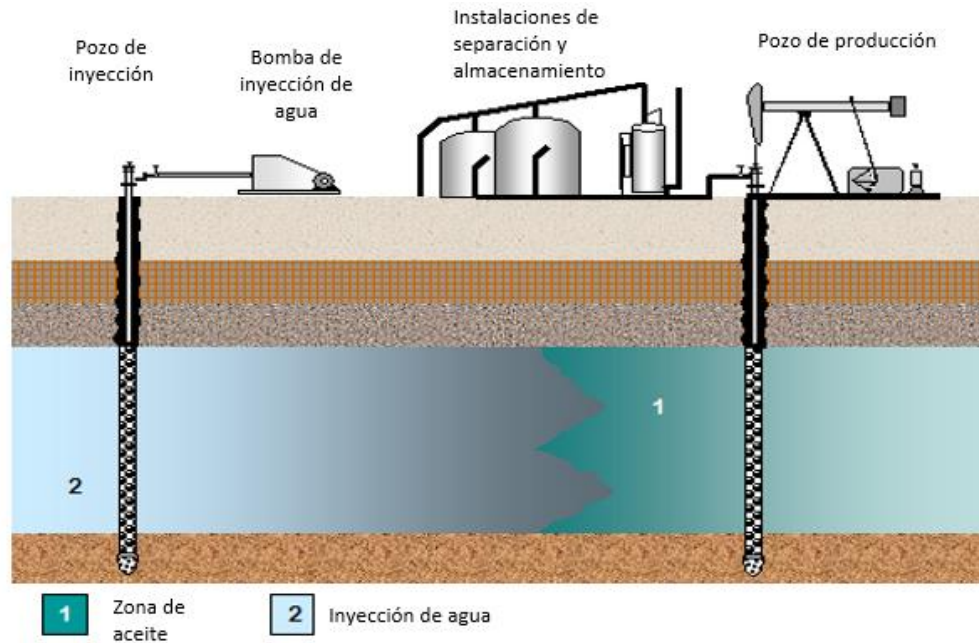
suspendió en 1949. En 1957 comenzó, en la misma área, el proceso de inyección de agua se aplicó en 19 campos petrolíferos a nivel comercial. Los procesos implementaron patrones normales e invertidos de 5, 7 y 9 puntos; algunos otros fueron diseñados inicialmente para el mantenimiento de la presión.

La inyección de agua es aplicada para mantener la presión del yacimiento y/o para desplazar el petróleo remanente de la formación⁷. Es usualmente aplicada en yacimientos agotados en presión y también en yacimientos con empuje de capa de gas en solución, que generan una saturación de gas libre por el agotamiento de la presión. Inicialmente la presión del yacimiento es restaurada con una compresión del gas por el empuje del agua inyectada. La respuesta en la producción de aceite ocurre después del llenado (*fillup*), en el cual el aceite ocupa el espacio anteriormente ocupado por el gas y es desplazado más fácilmente por el agua.

En la figura 1 se presenta el esquema de un proceso de inyección de agua. El agua es el fluido que se bombea a través de un pozo de inyección y a una formación permeable de aceite que ha invadido mediante pozos productores que se han agotado mediante métodos de recuperación primaria.

⁷ GUATAVITA, y TRUJILLO, Op. cit, p.13.

Figura 1. Esquema de inyección de agua



Fuente: Waterflood. Petropedia. [Online] Available at: <https://www.petropedia.com/definicion/4241/waterflood> [Accessed 24 Feb. 2018].

Los procesos de inyección de agua nunca logran desplazar la totalidad del aceite que se encuentra presente en el yacimiento. Aun así, sigue siendo el método de recobro secundario que predomina entre los procesos de inyección de fluidos, preferencia que se da principalmente porque:

- No tiene límite de profundidad
- Se puede inyectar a presión relativamente baja en la cabeza de pozo, gracias a la columna hidrostática.
- Tiene bajo costo comparado con otros fluidos de inyección.
- Posee gran capacidad para fluir a través de una formación petrolífera.⁸

⁸ PARIS DE FERRER, M. (2001). Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 2nd Ed.

2.1.2. Panorama mundial de la inyección de agua. La inyección de agua ha sido establecida como método de recobro en campos petroleros del Mar del Norte observándose que este método resultó ser muy efectivo debido a la relación de movilidades agua-aceite (w-o). El promedio del factor de recobro de estos métodos es de 45% y se prevé que puede aumentar hasta un 50%⁹.

El campo Daqing es el yacimiento más grande de la República Popular de China, y fue descubierto en el año 1959. En 1976, la producción anual había alcanzado 366×10^6 bbl, la producción por pozo fue de 256 bbl/día. El aumento promedio en el corte de agua en esos momentos llegó a ser de 2 a 3%.

Dado que la inyección de agua es el principal método de recobro empleado en pozos costa fuera en Brasil, este se ha convertido en un problema. En 2002, doce campos estaban bajo inyección de agua, principalmente para mantenimiento de presión, mientras que, para otros siete, los planes de inyección de agua estaban en marcha. De los 888,000 bwpd inyectados en 2005, y 330,000 bwpd producidos, se esperaba que aproximadamente 3.145,000 bwpd fueran inyectados para 2006. Varios problemas están asociados con la inyección de agua. La pérdida de inyectividad es un problema frecuente debido a las terminaciones de pozos submarinos que tienden a dominar los esquemas de producción en el *offshore* brasileño¹⁰.

2.1.3. Panorama nacional de inyección de agua. El factor promedio de recuperación de petróleo en Colombia es aproximadamente del 18%; alrededor del 90% de los campos petrolíferos colombianos aún se encuentran en producción primaria y muchos de ellos tienen una gran pérdida de la energía del yacimiento¹¹.

⁹ ALCUDIA Yániz, R. and DE LA FUENTE PÉREZ, R. Recuperación avanzada de hidrocarburos (IOR). Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de ingeniería

¹⁰ ALVARADO, V. and MANRIQUE, E. (2010). Enhanced Oil Recovery: An Update Review. Energies. [online] Available at: <http://www.mdpi.com/1996-1073/3/9/1529/pdf> [Accessed 27 Feb. 2018].

¹¹ CASTRO, MAYA, MANTILLA, DIAZ, AMAYA, LOBO, ORDOÑEZ, and VILLAR, Op. cit.

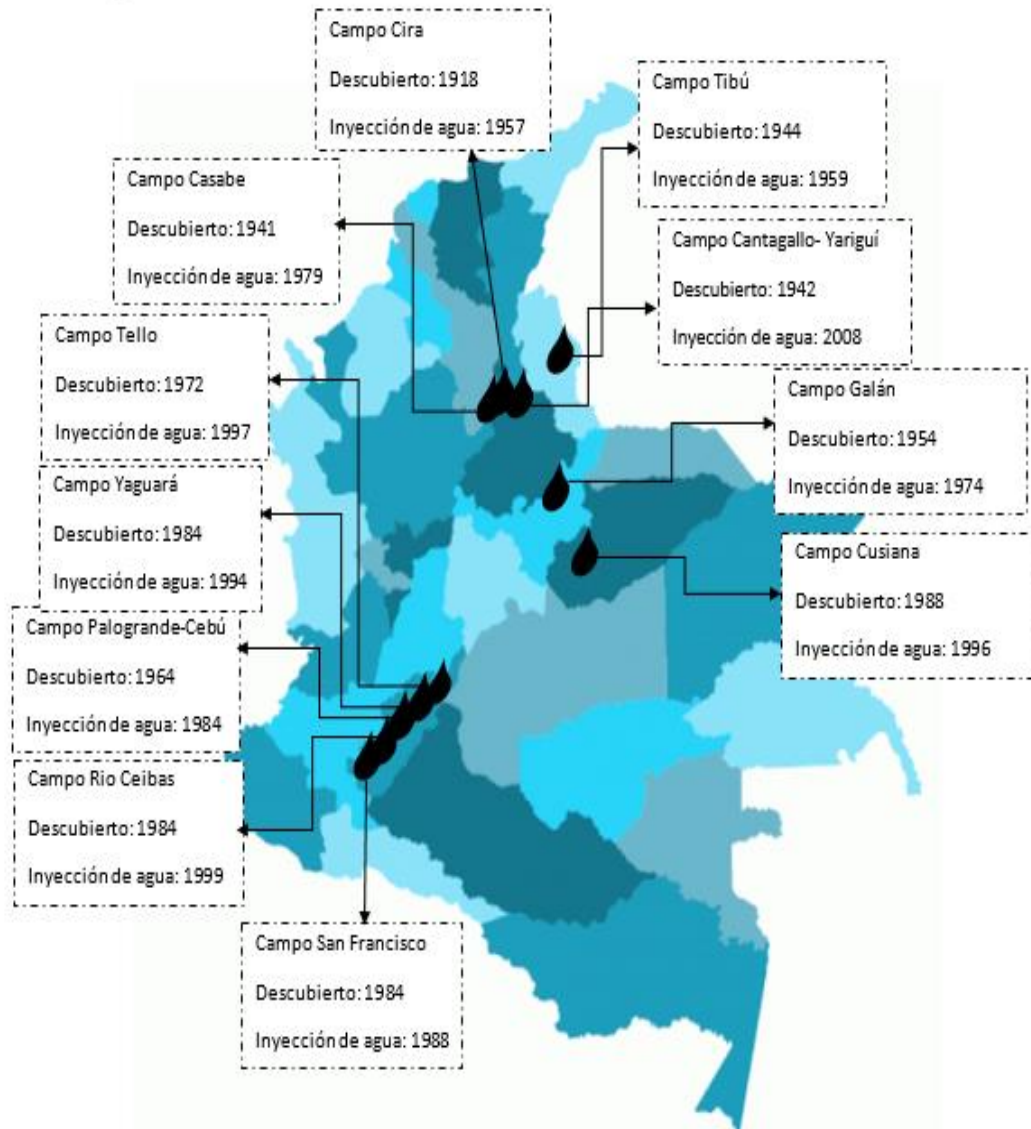
Un porcentaje significativo del objetivo de producción de Ecopetrol en 2015-2020 depende de la implementación masiva del proceso de inyección de agua, por tal motivo se han establecido 27 nuevos procesos de inyección de agua como una estrategia para incorporar reservas, rompiendo ritmos históricos de implementación.¹²

El proceso de inyección de agua se ha aplicado en 19 campos petroleros a nivel comercial, 5 en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM): La Cira, Galán, Casabe, Infantas y Yariguí-Cantagallo; 1 en la cuenca del Catatumbo: Tibú; 10 en la cuenca del Valle Superior de Magdalena (VSM): Palogrande-Cebú, Andalucía Sur, Dina Cretáceo, San Francisco, Yaguará, Balcón, Tello, Río Ceibas, Guando y Matachín Norte y 3 en la cuenca del Piedemonte Casanareño: Cusiana, Río Chitamena y Matanegra¹³. En la figura 2 se listan los procesos de inyección de agua implementados en Colombia.

¹² Ibid

¹³ Ibid

Figura 2. Panorama nacional de la inyección de agua



Fuente: CASTRO, R., MAYA, G., MANTILLA, J., DIAZ, V., AMAYA, R., LOBO, A., ORDOÑEZ, A. and VILLAR, A. (2014). Maracaibo, Venezuela: Society of Petroleum Engineers. Ecopetrol.

2.1.4. Variables presentes

- **Presión capilar:** La presión capilar agua- aceite se define la ecuación en la fase del aceite menos la presión en la fase acuosa, de la forma:

$$P_C = P_O - P_W \quad (1)$$

Donde:

P_C : Presión capilar

P_O : Presión capilar de la fase aceite

P_W : Presión capilar en la fase agua

La presión capilar puede tener un valor positivo o negativo, dependiendo de la preferencia de mojabilidad de la roca.¹⁴

- **Permeabilidad relativa:** Las características de la permeabilidad relativa son una medida directa de la capacidad de un sistema poroso para conducir un fluido en la presencia de uno o varios fluidos. Estas propiedades de flujo son el efecto combinado de la geometría de los poros, la mojabilidad, la distribución de los fluidos y la historia de saturación¹⁵.
- **Eficiencia o factor de recobro:** Es la fracción de aceite inicialmente in situ que el agua desplaza de un volumen unitario del yacimiento. La eficiencia de recobro total de cualquier proceso de desplazamiento de recuperación de aceite puede considerarse convenientemente como el producto de las eficiencias de desplazamiento microscópicas y macroscópicas.¹⁶ Como se muestra en la ecuación 2

$$E = E_D \cdot E_V \quad (2)$$

¹⁴ CRAIG, Op. cit

¹⁵ Ibid

¹⁶ GREEN, D. and WILLHITE, G. (1997). Enhanced Oil Recovery. Society of Petroleum Engineers, 6.

Donde:

E : Eficiencia de recobro global (aceite recuperado por proceso / aceite en el lugar al inicio del proceso).

E_D : Eficiencia de desplazamiento microscópico expresada como una fracción.

E_V : Eficiencia de desplazamiento macroscópico (volumétrico) expresada como una fracción.

El desplazamiento microscópico se relaciona con el desplazamiento o la movilización del petróleo en la escala de poros. Es decir E_D es una medida de la efectividad del fluido de desplazamiento al mover el aceite en aquellos lugares de la roca donde el fluido de desplazamiento entra en contacto con el aceite.¹⁷

La eficiencia de desplazamiento macroscópico se relaciona con la efectividad del líquido(s) de desplazamiento en el contacto del yacimiento en su sentido volumétrico. Los términos alternativos que transmiten el mismo concepto general son la eficiencia de barrido. E_V Es una medida de como efectivamente, el fluido desplazable barre el volumen de un yacimiento, así como también la efectividad con que el fluido desplazado hacia los pozos de producción.

- **Flujo fraccional:** La forma en que una sección del yacimiento se aproxima a su (ER) final es una función de las relaciones de permeabilidad relativa y de las viscosidades de las fases de aceite y agua. Estos se combinan en el concepto de flujo fraccional. Al aplicar la ley de Darcy a las fases de aceite y agua que fluyen simultáneamente a través de un segmento de un medio poroso de orientación horizontal, el flujo fraccional de petróleo puede derivarse como:

$$f_o = \frac{1}{1 + \frac{\mu_o k_w}{\mu_w k_o}} \quad (3)$$

¹⁷ CASTRO, MAYA, MANTILLA, DIAZ, AMAYA, LOBO, ORDOÑEZ, and VILLAR, Op. cit.

Donde:

f_o : Flujo fraccional

μ_o : Viscosidad del crudo

μ_w : Viscosidad del agua

k_w : Permeabilidad efectiva al agua

k_o : Permeabilidad efectiva al aceite

- **Relación de movilidades:** Los yacimientos reales no se pueden barrer uniformemente. Incluso un yacimiento homogéneo sufre menos del 100% de barrido de área en inyección de agua y en proporciones de agua/ petróleo económicamente alcanzable (WOR). El principal determinante del barrido de área para un patrón de pozo dado y el espaciamiento es la relación de movilidades de la inyección¹⁸, definida por la ecuación 4 para la inyección de agua:

$$M = \frac{\mu_o k_w}{\mu_w k_o} \quad (4)$$

Donde:

M : Relación de movilidades

μ_o : Viscosidad del crudo

μ_w : Viscosidad del agua

k_w : Permeabilidad efectiva al agua

k_o : Permeabilidad efectiva al aceite

¹⁸ NEEDHAM, R. and DOE, P. (1987). Revisión de inyecciones poliméricas. SPE, Phillips Petroleum Co.

2.2 INYECCIÓN DE POLÍMEROS

2.2.1 Historia y desarrollo de la inyección. Una vez que los canales de agua se forman a través de zonas de alta permeabilidad, el agua posteriormente inyectada simplemente evita el aceite que se encuentra en las zonas de baja permeabilidad. Para recuperar el aceite no contactado, se inyecta una solución de polímero, estas unidades se encuentran entrelazadas covalentemente entre sí, formando una molécula de gran tamaño¹⁹ de concentración que viscosifica el agua para mejorar la eficiencia de barrido volumétrico del yacimiento.

Las inyecciones de polímero son un proceso de recobro mejorado que se ha implementado a nivel mundial, especialmente desde su aplicación a gran escala en el campo Daqing en el norte de China, donde se atribuyen aproximadamente 300,000 barriles de petróleo incremental por día a las inyecciones de polímeros (Wang et al. 2001).²⁰

Muskat fue el primero que señaló que las movilidades de fluidos afectarían el rendimiento de la inyección de agua. En 1944 Detling obtuvo una patente para el uso de varios aditivos para la inyección de agua viscosa a un yacimiento. Su objetivo era incrementar la viscosidad del agua de inyección y con esto mejorar la relación de movilidad entre el agua y el aceite.²¹ Con el paso de los años la inyección de polímeros como método de recuperación mejorada de aceite ha tenido una buena aceptación no solo en el laboratorio sino a nivel de campo, siendo un buen método de control de la movilidad del fluido desplazante.

¹⁹ VELÁZQUEZ BUENO, L. N. 2008. Inyección de polímeros en yacimientos petroleros como método de recuperación mejorada, Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de ingeniería

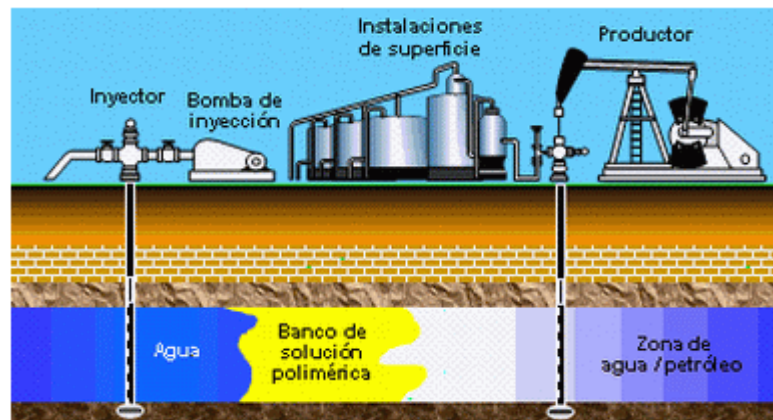
²⁰ CHANG, H. L. 1978. Polymer Flooding Technology Yesterday, Today, and Tomorrow. Society of Petroleum Engineers

²¹ PARIS DE FERRER, Op. cit.

El objetivo principal de la inyección de polímeros es incrementar la eficiencia de barrido volumétrica de los procesos de inyección de agua tanto maduros como nuevos, mediante la mejora de la relación de movilidades²². Las soluciones poliméricas tienen la ventaja de que son muy viscosas; esta propiedad permite mejorar la razón de movilidad agua-petróleo, lo que da como resultado un mejor desplazamiento y un barrido más completo del yacimiento comparado con una inyección de agua convencional.²³

La inyección de una solución polimérica durante un cierto periodo genera un bache, que es seguido por una continua inyección de agua para desplazar al polímero y al aceite hacia los pozos productores. El esquema de la figura 3 representa el proceso de inyección de polímeros.

Figura 3. Esquema proceso de inyección de polímeros



Fuente: <http://www.monografias.com/trabajos39/recuperacion-petróleo/recuperacion-petroleo.shtm>

²² VELÁZQUEZ, Op. cit.

²³ MORENO, D. (2017). Adsorción: un desafío para la viabilidad del proceso de inyección de polímeros. Acipet. Grupo de Investigación Recobro Mejorador – GRM-UIS, S. F. Muñoz, Universidad Industrial de Santander. [online] Available at: <https://congresoacipet.com/wp-content/uploads/2017/Tec/TEC-302.pdf> [Accessed 28 Feb. 2018].

Relación de movilidades(M): El agua al ser menos viscosa que el aceite, con valor mayor que uno, lo cual hará que esta tienda a desplazarse dejando atrás bancos de aceite sin contactar, lo que redundará en una baja eficiencia de área y, en consecuencia, un menor factor de recobro. Al adicionar al agua de inyección un polímero con características viscosificantes, aumenta la viscosidad de la fase desplazante, reduciendo la relación de movilidades, lo que conlleva a una mejora de la eficiencia del barrido volumétrico y del factor de recobro.

2.2.2. Panorama mundial de la inyección de polímeros. A nivel mundial se han implementado más de 50 inyecciones de polímero con más de 170 proyectos como por ejemplo China con en campo Daqing Omán PDO (Marmul), Surinam, Indonesia, Canadá con más de 30 inyecciones de polímero, Rusia, Kazajistán, Europa, América Latina e India.

Daqing es el campo más grande de China y uno de los más destacados donde se implementó inyección de polímeros; durante la prueba piloto con polímeros se obtuvo información referente a presiones de inyecciones, perfiles de inyección, salinidad de fluido, además de concentración y viscosidad de las soluciones poliméricas en los fluidos inyectados y producidos. El incremento de la producción de crudo es más de 200 toneladas por tonelada de polímero inyectado. La recuperación aumentó en un 12% del OOIP.²⁴ En la tabla 1 se describen ocho campos representativos en donde se ha implementado el proceso de inyección de polímeros.

²⁴ HERNÁNDEZ SERRANO, A. 2014. Recuperación mejorada de hidrocarburos a partir de un tratamiento con polímeros y surfactantes. Instituto Politécnico Nacional. Escuela Superior de Ingeniería química e industrias extractivas.

Tabla 1. Campos a nivel mundial en los que se ha implementado inyección de polímeros

Campo	País	Generalidades			Inicio inyección de polímero	Empresa operadora
		∅ (%)	K(mD)	μ(cP)		
Taber South	Canadá	26.6	2101	58	1967	Empire State Oil Co.
Brelum Unit	EE.UU	29.3	399	9.8	1969	Texaco Inc
North Burbank	EE.UU	10-32	1-2000	3	1970	Phillips Petroleum Co.
Taber Mannville D Pool	Canadá	10-23	1920	54	1971	Chevron Standard Ltd
West Semlek	EE.UU	20	647	12.3	1973	Terra Resources Inc.
North Stanley Stringer	EE.UU	18	300	2.2	1977	Kewanee Oil Co.
West Yellow Creek	EE.UU	26.7	167	18-20	1976	Exxon Co
East Coalinga	EE.UU	26.5	50-480	18-24	1978	Shell Oil Co.

Fuente: CHANG, H. L. 1978. Polymer Flooding Technology Yesterday, Today, and Tomorrow. Society of Petroleum Engineers.

2.2.3. Panorama nacional de inyección de polímeros. La implementación de tecnologías de recobro mejorado es fundamental para incrementar el factor de recobro en los campos colombianos. Con el fin de obtener un aumento en la producción y reservas, Ecopetrol inició un plan agresivo de ejecución de proyectos de inyección de agua mejorada.²⁵

²⁵ JIMÉNEZ, R., CASTRO, R., MAYA, G., PÉREZ, R., DELGADILLO, C., GARCÍA, H., LEÓN, J. and CÁRDENAS, F. (2017). Análisis comparativo de procesos de inyección de polímeros ejecutados en Colombia. Acipet, Ecopetrol. [online] Available at: <https://congresoacipet.com/wp-content/uploads/2017/Tec/TEC-452.pdf> [Accessed 28 Feb. 2018].

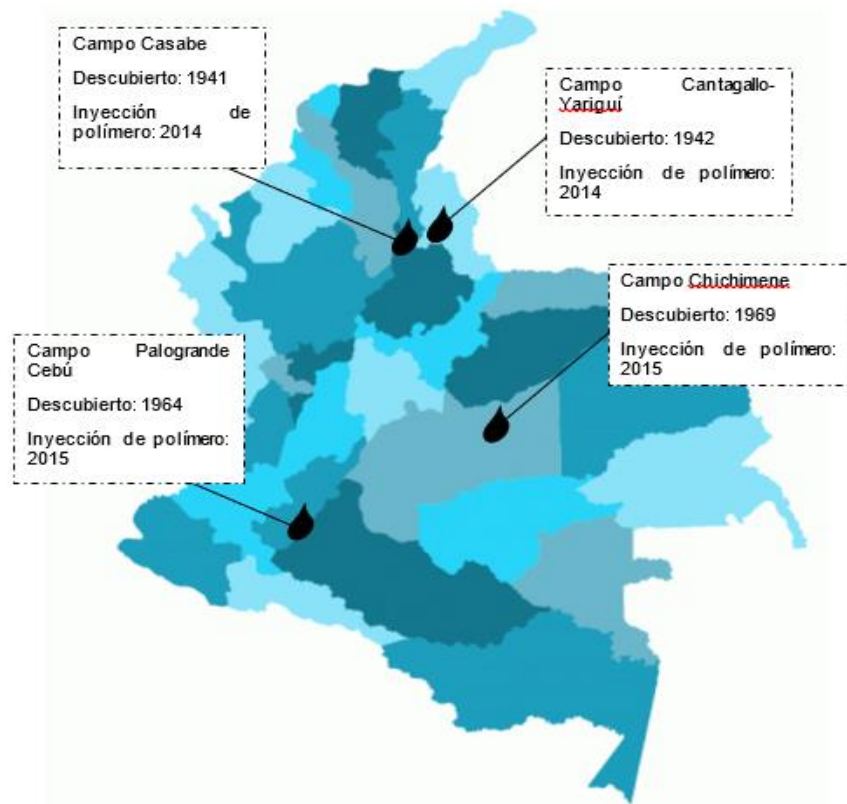
Con el objetivo de mejorar la eficiencia de barrido y aumentar el factor de recobro en Colombia se han ejecutado pilotos de inyección de polímeros y posterior implementación en campo. Entre ellos están:

- **Yariguí – Cantagallo:** Descubierta en 1942, operado actualmente por Ecopetrol; inició su ejecución el 17 de marzo de 2014. Ubicación: Cuenca del Valle Medio del Magdalena. A 31 de mayo de 2017 se han inyectado 3.03 millones de barriles de solución polimérica, 278.64 toneladas de polímero y se han producido 202.42 KBO incrementales.
- **Casabe:** Descubierta en 1941, actualmente es operado por Ecopetrol. S.A. y Schlumberger; inició su ejecución el 31 de octubre de 2014. Ubicación: Cuenca del Valle Medio del Magdalena. A 31 de mayo de 2017 se han inyectado 1.28 millones de barriles de solución polimérica, 72.72 toneladas de polímero y se han producido 109.99 KBO incrementales
- **Palogrande-Cebú:** Descubierta en 1964, actualmente es operado por Ecopetrol S.A.; se realizó una prueba inicial inyección de solución polimérica el 30 de diciembre de 2014 e inició su ejecución el 19 de mayo de 2015. Ubicación: Cuenca del Valle Superior del Magdalena. A 31 de mayo de 2017 se han inyectado 2 millones de barriles de solución polimérica, 319.50 toneladas de polímero y se han producido 130 KBO incrementales.
- **Chichimene:** descubierta en 1969, actualmente es operado por Ecopetrol S.A; inició su ejecución el 21 de septiembre de 2015. Ubicación: Cuenca Llanos y es considerado el primer proceso de inyección de polímeros en el mundo ejecutado en un yacimiento de crudo pesado y alta temperatura (220° F). A 31 de mayo de 2017 se han inyectado 3.17 millones de barriles de solución polimérica, 972.27 toneladas de polímero y se han producido 0.17 KBO incrementales.²⁶

²⁶ CHANG, Op. cit.

Con corte a 31 de mayo de 2017, estos pilotos han reportado 0,45 MBO de aceite incremental producido, con 9,5 millones de barriles de solución polimérica inyectada y 1600 toneladas de polímero inyectado. El desafío planteado consiste en viabilizar de manera costo-efectiva las expansiones a escala de campo de estos procesos¹³. En la figura 4 se presentan la ubicación de los pilotos anteriormente descritos.

Figura 4. Panorama nacional de la inyección de polímeros



Fuente: JIMÉNEZ, R., CASTRO, R., MAYA, G., PÉREZ, R., DELGADILLO, C., GARCÍA, H., LEÓN, J. and CÁRDENAS, F. 2017. Análisis comparativo de procesos de inyección de polímeros ejecutados en Colombia. Bogotá, D. C: Asociación Colombiana de Ingeniería de Petróleos (ACEIP).

Factor PEF: es una forma de evaluar el desempeño de los procesos de inyección de polímero y se define como la relación entre los barriles de aceite incremental producidos por cada kilogramo de polímero inyectado²⁷. Es decir, un PEF de 1 indica que, para producir un barril de aceite adicional, se requiere un kilogramo de polímero inyectado. Matemáticamente, se expresa mediante la ecuación 5.

$$PEF = \frac{\text{Vol. aceite incremental (BO)}}{\text{Masa polímero inyectado (kg)}} \quad (5)$$

2.2.4. Características del polímero. Dos tipos de polímeros han sido utilizados para aplicaciones en campo.

- **Biopolímeros:** También conocidos como polisacáridos, estos pueden incluirse dentro del grupo de los hidratos de carbono. El biopolímero es un limo extracelular, un ejemplo de este es la goma xántica, que es de origen natural por lo que se denomina biopolímero. La goma xántica es conocida por tener excelente rendimiento en salmuera de alta salinidad. Es relativamente compatible con la mayoría de tensioactivos y otros aditivos de fluido de inyección usados en formulaciones terciarias de recuperación de aceite.²⁸
- **Poliacrilamida:** La poliacrilamida parcialmente hidrolizada (HPMA) o polímero sintético es un copolímero de acrilamida y ácido acrílico. Es el polímero más utilizado en aplicaciones EOR, ya que exhibe significativamente mayores viscosidades que los polisacáridos²⁹; de igual manera, debido a su precio relativamente bajo, con buenas propiedades de viscosidad y características fisicoquímicas bien conocidas. La implementación de la HPAM es relativamente

²⁷ Ibid

²⁸ ABIDIN, A.Z., PUSPASARIA, T. and NUGROHO. W.A. (2012) Polymers for Enhanced Oil Recovery Technology

²⁹ CHANG, Op. cit

fácil y puede mejorar significativamente la tasa de recuperación de petróleo bajo condiciones estándar del yacimiento.

2.2.5. Propiedades que influyen en un proceso de inyección de polímeros

- **Retención del polímero:** Los mecanismos que retienen el polímero de la fase acuosa son mecanismos individuales, los cuales incluyen la adsorción del polímero, el entrapamiento mecánico y la retención hidrodinámica.
- **Entrampamiento mecánico:** Se define como un mecanismo de filtración en el cual las especies largas de polímeros son atrapadas en los canales de flujo estrechos. Este problema puede ser resuelto con una prefiltración del polímero ya que con esto se reduce el tamaño molecular del polímero.
- **Adsorción del polímero:** Es el enriquecimiento de un componente en particular a una interfaz. Dicho enriquecimiento causa pérdida del componente en su fase continua, la cual en este caso es entre un líquido (polímero) y un sólido (superficie de la roca)³⁰.

La adsorción es un fenómeno permanente en la inyección de polímeros que desempeña un papel clave en la viabilidad del proceso¹⁶. Dentro de las múltiples clasificaciones de la adsorción, se distinguen fundamentalmente dos tipos: adsorción multicapa, donde varias capas son adsorbidas a la superficie, y adsorción monocapa, donde todo el adsorbato se une muy próximamente al sólido; esta última es la que se acepta como la que sucede entre el polímero y la roca³¹. La adsorción es un proceso irreversible, es decir no disminuye al reducirse la concentración del polímero.

³⁰ HITTMAN, W. 1968. Polymer flooding. Amsterdam: G.V Chilingarian

³¹ LAKATOS, SZABO, J. and TOTH, J. 1979. "Factors influencing polyacrylamide adsorption in porous media and their effect on flow behavior" Presented at the Symposium on Surface Phenomena in EOR, Stockholm, Sweden.

- **Viscosidad del polímero:** Los polímeros presentan un comportamiento no Newtoniano, es decir que la viscosidad no es constante y suele denominarse coeficiente de viscosidad representándose por la letra griega η en lugar de μ ³². La viscosidad es una de las propiedades más importantes de las soluciones poliméricas. La viscosidad depende de la estructura química del polímero, de las interacciones con el disolvente y del peso molecular³³. La viscosidad de la solución polimérica es la que determina la mejora en la relación de movilidades.
- **Degradación del polímero:** A medida que la solución polimérica avanza en el sistema de inyección y el yacimiento, se ve sometida a la degradación de diferentes tipos como lo son la mecánica y la química. La degradación mecánica causada por caídas de presión puntuales, a través de dispositivos que generan cizallamiento que puede conducir a la reducción significativa de la viscosidad. La degradación química ocurre cuando la solución se expone a oxígeno o a agentes oxidantes; La degradación química puede verse agravada por la temperatura, y la exposición a ciertos rangos de espectro de luz.³⁴

En la tabla 2 se presentan los parámetros a tener en cuenta en un proceso de inyección de polímeros.

³² ESTRUCTURA Y PROPIEDADES DE LOS POLÍMEROS. [online] Available at: https://rua.ua.es/dspace/bitstream/10045/16883/1/Tema_1._Estructura_y_propiedades_de_los_polimeros.pdf [Accessed 28 Feb. 2018].

³³ FERNÁNDEZ, I. POLÍMEROS EN SOLUCIÓN Y APLICACIÓN DE LOS POLÍMEROS EN LA INDUSTRIA PETROLERA. [online] Available at: <http://www.reviberpol.iibcaudo.com.ve/pdf/publicados/fernandez.pdf> [Accessed 28 Feb. 2018].

³⁴ NEEDHAM, Op. cit.

Tabla 2. Screening de aplicabilidad de los parámetros requeridos para un proceso de inyección de polímero

PROPIEDAD	RANGO APLICABLE
Temperatura de yacimiento (°F)	<200
Viscosidad del crudo (cP)	<200
Relación de movilidad agua/aceite	>1
Saturación de aceite móvil(%PV)	>10
WOR	< 15
Permeabilidad promedio de yacimiento (md)	>20
Litología	Preferiblemente yacimientos de arenisca. No apto para yacimientos con fuerte impulsión de agua, tapones grandes de gas y canales gruesos o fracturas naturales importantes

Fuente: CHANG, H. L. 1978. Polymer Flooding Technology Yesterday, Today, and Tomorrow. Society of Petroleum Engineers (SPE).

2.3 SIMULACIÓN STREAMLINE

2.3.1. Contexto histórico. La simulación *streamline* (SL) es de tipo IMPES que resuelve la ecuación de presión implícitamente y luego las ecuaciones de saturación / conservación explícitamente. Por lo tanto, los simuladores *streamline* operan sobre el principio de desacoplamiento de la ecuación de presión de la ecuación de saturación. Esta simplificación ayuda a descomponer un dominio 3D heterogéneo en una serie de líneas de corriente 1D donde se realizan todos los cálculos de fluidos³⁵.

³⁵ AL-NAJEM, A., SIDDIQUI, S., SOLIMAN, M. (2012). Streamline Simulation Technology: Evolution and Recent Trends. Texas Tech University. Society of Petroleum Engineers

El uso de las líneas de corriente para modelar el flujo subsuperficial ha estado en la literatura desde los años 1950³⁶. En la década de 1990, hubo una serie de nuevos desarrollos para la simulación *streamline* que la trajo de nuevo al centro de atención.

Los modernos simuladores de línea de flujo ahora incluyen mallas tridimensionales irregulares y con fallas, cambios en los controles de pozos, compresibilidad y segregación por gravedad, así como flujo multifásico y multicomponente.

Muchos han sido los aportes de algunos autores a la investigación de la simulación *streamline*, entre los que se destacan:

Lake en el año de 1981 realizó la primera aproximación usando *streamlines* 2D para simular el desplazamiento de aceite viscoso por polímeros e introdujo un enfoque de líneas de flujo para modelar inyecciones químicas a gran escala³⁷.

En el año 2000 Chakravarty realizaron un estudio sobre el yacimiento de Saladin (Barrow Group) de alta permeabilidad y alta recuperación (más del 70%) utilizando simulación *streamline* 3D para investigar cualquier potencial remanente antes del abandono. Se logró un ajuste histórico exitoso en un tiempo corto. Grinestaff y Caffrey utilizaron un modelo 3D de alta resolución para estudiar el desempeño regional e individual de los pozos del área del bloque de fallas del noroeste de la bahía de Prudhoe, Alaska. El modelado de líneas de corriente proporcionó resultados precisos de eficiencias de barrido vertical y de área y ciclos de agua. Por lo tanto, la inyección se redujo en un 30-40%, dando como resultado un aumento de la producción y un ahorro de los costos³⁸.

³⁶ THIELE, M., BATYCKY, R., PÖLLITZER, S. and CLEMENS, T. 2010. Polymer-Flood Modeling Using Streamlines.

³⁷ Ibid

³⁸ GRINESTAFF, G.H. and CAFFREY, D. J. 2000. Waterflood Management: A Case Study of the Northwest Fault Block Area of Prudhoe Bay, Alaska, Using Streamline Simulation and Traditional Waterflood Analysis. Paper SPE 63152 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, 1-4.

Sharif y MacDonald en el año 2001 utilizaron la simulación *streamline* para evaluar el comportamiento del flujo y el rendimiento de la producción de 105 escenarios de un modelo geológico de 4,2 millones de bloques³⁹.

En el año 2003 Thiele y Batycky describieron un enfoque para optimizar la eficiencia de los pozos de inyección y producción en un proceso de inyección de agua mediante la simulación *streamline*⁴⁰.

Maschio y Schiozer en 2004 utilizaron la simulación de líneas de corriente para determinar las rutas de flujo entre productores e inyectores o entre un acuífero y un productor. El enfoque propuesto se aplicó a un campo costa afuera con 22 años de historia de producción⁴¹.

Thiele y Batycky en 2006 emplearon la información *streamline* para desarrollar el concepto de Eficiencia del Inyector (IE)⁴². En el año 2007 Devegowda examinaron dos técnicas para la localización usando información específica de las líneas de flujo para mitigar tamaños pequeños de la muestra⁴³.

³⁹ SHARIF, A. and MACDONALD, A. 2001. Evaluating the Uncertainty of 3D Geologic Reservoir Models. *World Oil* 222(5):44-48.

⁴⁰ THIELE, M.R., BATYCKY, R.P., Iding, M. and Blunt, M. 2004. Extension of Streamline – Based Dual Porosity Flow Simulation to Realistic Geology. 9th European Conference on the Mathematics of Oil Recovery - Cannes, France, 30 August - 2 September.

⁴¹ MASCHIO, C. and SCHIOZER, D. J. 2004. Integration of Streamline Simulation and Automatic History Matching. Paper SPE 89850 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, 26-29 September.

⁴² THIELE, M.R. and BATYCKY, R.P. 2006. Using streamline-derived injection efficiencies for improved waterflood management. *SPE Res Eval & Eng* 9 (2): 187-196. SPE 84080.

⁴³ DEVEGOWDA, D. ARROYO-NEGRETE, E., DATTA-GUPTA, A. and DOUMA, S.G. 2007. Efficient and Robust Reservoir Model Updating Using Ensemble Kalman Filter with Sensitivity-Based Covariance Localization. Paper SPE 106144 presented at the SPE Reservoir Simulation Symposium, Houston, Texas, U.S.A. 26-28 February.

Thiele y Batycky en 2008 extendieron un simulador de líneas de corriente para modelar la inyección de polímero a escala de campo. Este fue probado usando casos de desplazamiento 1D, 2D y 3D y se comparó favorablemente con el simulador de diferencias finitas, pero corriendo diez veces más rápido⁴⁴.

Alsofi et al en 2009 extendieron un simulador *streamline* para manejar inyecciones de polímeros con comportamiento newtoniano y no-newtoniano⁴⁵. Thiele et al. En el 2010 extendieron la inyección de polímero basado en *streamline* a tratamiento 3D dentro de una infraestructura de simulación más moderna⁴⁶.

En la actualidad la simulación de líneas de corriente ha sido precedida por varios métodos para el modelamiento del flujo dominado por convección en el yacimiento.

Los desplazamientos dominados por convección se refieren a desplazamientos que tienen una dependencia de primer orden de la permeabilidad y de la movilidad total, y en un segundo orden o pequeña dependencia de la presión (compresibilidad), difusión, dispersión y presión capilar. Ejemplos de desplazamientos dominados por convección son los mecanismos de recobro secundario y terciario tales como inyección de agua o desplazamientos tipo WAG⁴⁷.

La Simulación *streamline* ha experimentado varias fases dentro de su corto tiempo en la industria del petróleo. Inicialmente, el foco principal estaba en la ventaja de la velocidad, luego el enfoque se desplazó para extender su aplicabilidad a problemas

⁴⁴ THIELE, M.R., BATYCKY, R.P., PÖLLITZER, S. and CLEMENS, T. 2008. Polymer-Flood Modeling Using Streamlines. Paper SPE 22 SPE 160894 115545 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, USA, 21-24 September.

⁴⁵ ALSOFI, A.M., LAFORCE, T.C., and BLUNT, M.J. 2009. Sweep Impairment Due to Polymers Shear Thinning. Paper SPE 120321 presented at the SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, Bahrain, Bahrain, 15-18 March.

⁴⁶ THIELE, M.R., BATYCKY, R.P. and FENWICK, D.H. 2010. Streamline simulation for modern reservoir-engineering workflows. J. Pet Tech 62 (1): 64-70. SPE 118608.

⁴⁷ MÉNDEZ, M., y ABRIL, H. 2005. Simulación streamline: estado del arte y aplicaciones fundamentales en el modelamiento y estudio de yacimientos altamente heterogéneos. Universidad Industrial de Santander

más complejos, como las simulaciones térmicas y composicionales, que requieren la inclusión de más física y la posibilidad de reducir la ventaja del tiempo computacional. Recientemente, el enfoque se ha desplazado hacia la aplicación de tecnologías a áreas donde puede complementar la simulación de diferencias finitas (FD).

2.3.2. Conceptos básicos

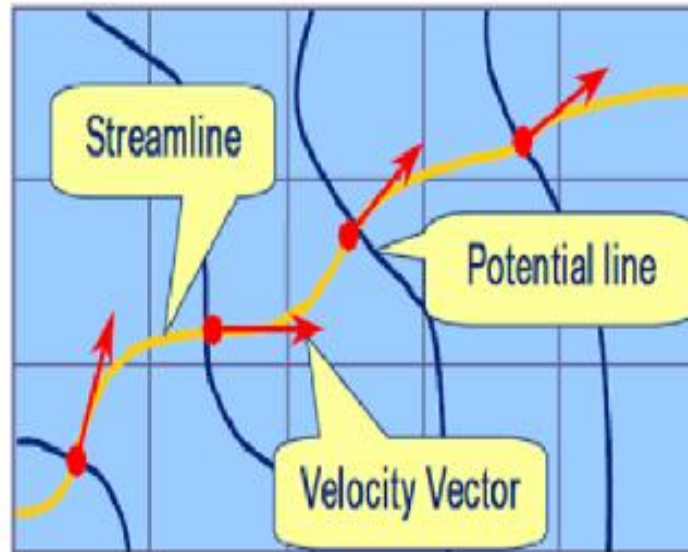
- **Tiempo de vuelo:** El tiempo de vuelo (TOF) es la coordenada construida especialmente para el dominio de *streamlines*, permitiendo descomponer una formulación tridimensional en conjuntos de formulaciones unidimensionales. Esta formulación dependiendo de su complejidad, (queriendo decir por complejidad el caso en que no haya condiciones iniciales no uniformes), se debe desarrollar un alcance tanto numérico como analítico. Por definición, el tiempo de vuelo, es el tiempo empleado en alcanzar una distancia, s , a lo largo de la *streamline*, la cual se basa en el campo de velocidades a lo largo de ella⁴⁸.
- **Línea de corriente:** Una línea de corriente es la ruta de las partículas de fluido que se dirigen desde el pozo de inyección al pozo de producción. Las líneas de corriente están compuestas de puntos con valores de flujo iguales. En cualquier momento, la dirección tangencial de cada punto de línea de flujo es idéntica al vector velocidad, la forma geométrica de la línea de flujo está cambiando y es un canal de flujo unidimensional entre el pozo de inyección y el pozo de producción⁴⁹.

⁴⁸ CAMACHO, O. and BERNAL MORA, M. (2009). Desarrollo de una metodología para la ubicación de nuevos pozos productores a partir de modelamiento computacional basado en simulación streamline. Revista Fuentes: El reventón energético, 7

⁴⁹ ESTRUCTURA Y PROPIEDADES DE LOS POLÍMEROS. [online] Available at: https://rua.ua.es/dspace/bitstream/10045/16883/1/Tema_1._Estructura_y_propiedades_de_los_polimeros.pdf [Accessed 28 Feb. 2018].

Las *streamlines* son curvas integradas que son localmente tangenciales a un campo de velocidad definido en un instante dado en el tiempo (Datta-Gupta 2007 y Thiele et al., 2010) como se ilustra en la figura 5.

Figura 5. *Streamline*: trazado y mapa vectorial de velocidad en una malla de saturación

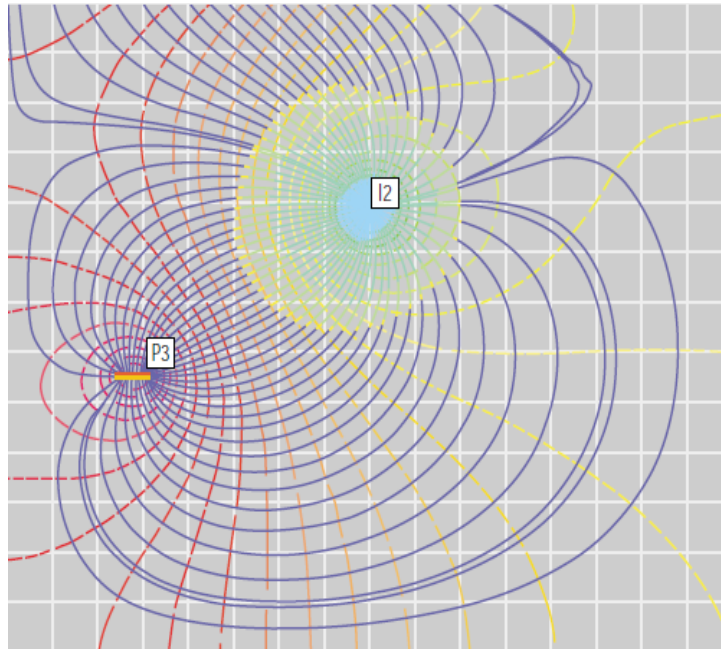


Fuente: AL-NAJEM, A., SIDDIQUI, S., SOLIMAN, M. 2012. Streamline Simulation Technology: Evolution and Recent Trends. Texas Tech University. Society of Petroleum Engineers.

2.2.3. Generalidades streamline. Las *streamline* son trayectos de flujo unidimensionales en el yacimiento. Tienen caudales constantes con origen y destino distintos; representan mecanismos de accionamiento para un productor o, inversamente, flujo de un inyector. Cuando tienen el mismo origen pueden agruparse en paquetes.

Algunos de los paquetes serán parejas de pozos y, por lo tanto, la relación entre inyector y productor se captura en términos de caudal, los haces de corriente pueden provenir o ir a fuentes distintas de los pozos de tres maneras: 1) afluencia a un productor, 2) inyección que sale del área de agua, y 3) fluidos que se mueve a través del agua que no está asociado con ningún pozo. En la figura 6 se presenta la visualización de las *streamlines* de un yacimiento.

Figura 6. Visualización de las *streamline* en un yacimiento



Fuente: AFILAKA, J., BAHAMAISH, J., BOWEN, G., BRATVEDT, K., HOLMES, J., MILLER, T., FJERSTAD, P., GRINESTAFF, G., JALALI, Y., LUCAS, C., JIMÉNEZ, Z., LOLOMARI, T., MAY, E. Y RANDALL, E. 2001. Mejoramiento de yacimientos virtuales.

La simulación moderna por líneas de corriente se basa en seis principios:

- El trazado de líneas de corriente en términos de tiempo de vuelo
- Definición de las ecuaciones de conservación a lo largo de las líneas de corriente en términos de tiempo de vuelo

- Actualización periódica de las líneas de corriente
- Soluciones numéricas unidimensionales a lo largo de las líneas de corriente
- Uso de los operadores para el manejo de los efectos gravitacionales
- Mejoras para la inclusión de fluidos compresibles⁵⁰.

2.2.4. Formulación *streamline*. La simulación por líneas de corriente comprende dos pasos generales:

- a) El trazado de las trayectorias de líneas de corriente
- b) La distribución de las soluciones a lo largo del dominio unidimensional definido por las líneas de corriente.

La idea preliminar es comprender los pasos requeridos para trazar las trayectorias de las líneas de corriente en un sistema tridimensional a partir de un número arbitrario de pozos productores e inyectores.

En primera instancia el simulador basado en líneas de corriente resuelve el campo de presiones y más adelante la distribución de saturaciones. Esto se da a través de la formulación “IMPES” (presión implícita, saturación explícita)⁵¹. El campo de presión se usa para generar las líneas de corriente que son tangentes a los vectores de velocidad en cualquier instante en el tiempo. La formulación que se presenta a en la ecuación 9 no incluye fuerzas de gravedad, capilares y difusivas⁵².

$$\nabla \cdot (\bar{\mathbf{K}} \cdot \lambda_t \nabla P) = 0 \quad (6)$$

⁵⁰ ALSOFI, Op. cit.

⁵¹ BERNAL MORA, M. and RUEDA CAMACHO, O. (2010). Desarrollo de una metodología para la ubicación de nuevos pozos productores a partir del modelamiento COMPUTACIONAL BASADO EN SIMULACIÓN STREAMLINE. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.

⁵² YAN, W., MICHELSEN, M. L., STENBY, E. H., BERENBLYUM, R. A., & SHAPIRO, A. A. 2004. Three-phase Compositional Streamline Simulation and Its Application to WAG. Society of Petroleum Engineers

Donde,

\bar{K} : Tensor de permeabilidad

λ_t : Movilidad total.

La ecuación de conservación de masa para flujo multicomponente y multifásico a lo largo de una línea de corriente se puede describir por la ecuación 7:

$$\frac{\partial C_i}{\partial t} + \frac{\partial F_i}{\partial \tau} = 0 \quad i = 1, n_c \quad (7)$$

Donde,

C_i : Concentración molar total, expresada en el componente i así:

$$C_i = \sum_{j=1}^{n_p} x_{ij} \rho_j s_j \quad (8)$$

x_{ij} : Fracción molar del componente i en la fase j

ρ_j : Densidad molar de la fase j

s_j : Saturación de la fase j

F_i : Flujo molar total, expresado en el componente i así:

$$F_i = v_D \sum_{j=1}^{n_p} x_{ij} \rho_j f_j \quad (9)$$

v_D : Velocidad adimensional y representa el efecto de la compresibilidad a lo largo de la línea de corriente

f_j : Flujo fraccional en función del componente i

$$v_D = \frac{v}{v_{inj}} \quad (10)$$

Donde,

v : Velocidad de flujo a lo largo de la línea de corriente

v_{inj} : Velocidad de inyección.

Transformación de coordenadas: en el método de simulación *streamline*, se transforma la ecuación 3D en múltiples ecuaciones 1D que se resuelven a lo largo de las líneas de corriente; estas se lanzan desde las caras del bloque de malla que contienen inyectores. A medida que las líneas de corriente se trazan de inyectores a productores⁵³, se determina el tiempo de vuelo a lo largo de la línea de flujo y se define en la ecuación 11:

$$\tau = \int_0^s \frac{\phi}{\left| \vec{u}_t(\sigma) \right|} d\sigma \quad (11)$$

Donde,

τ : Tiempo de vuelo

ϕ : Porosidad

$\vec{u}_t(\sigma)$: Velocidad total a lo largo de la línea de corriente.

Para determinar la transformación de coordenadas, se reescribe la ecuación 11 como:

⁵³ BATYCKY, R. P., BLUNT, M. J., & THIELE, M. R. 1997. A 3D Field-Scale Streamline-Based Reservoir Simulator. Society of Petroleum Engineers

$$\frac{\partial \tau}{\partial \sigma} = \frac{\phi}{\left| \vec{u}_t \right|} \quad (12)$$

La ecuacion 12 tambien puede ser reescrita como:

$$\left| \vec{u}_t \right| \frac{\partial}{\partial \sigma} \equiv \vec{u}_t \cdot \nabla = \phi \frac{\partial}{\partial \tau} \quad (13)$$

La trayectoria de las líneas de corriente se describe analíticamente a través de cada celda mediante el método de Pollock (1988). La principal suposicion está sujeta a que cada campo de velocidades en cada dirección coordenada varía de forma lineal⁵⁴. La ecuación 14 describe la posición de entrada de la línea de corriente y la posición de salida. Esta misma se puede utilizar para los otros ejes de coordenadas.

$$\Delta t_{e,x} = In \left\{ \frac{\mathbf{u}_{x,0} + \mathbf{m}_x(x_e - x_0)}{\mathbf{u}_{x,0} + \mathbf{m}_x(x_i - x_0)} \right\} \quad (14)$$

Donde,

x_i : Posición de entrada de la línea de corriente

x_e : Posición de la salida

x_0 : Posición de origen

Data Gupta y King describen el flujo multicomponente y multifásico en un medio permeable como el transporte de múltiples especies químicas en fases homogéneas bajo fuerzas viscosas, fuerzas gravitacionales y capilares. En cada punto del medio, la ecuación de conservación de masa es aplicable para cada componente. La ecuación general de conservación de masa por componente puede ser expresada como lo muestra la ecuación 15:

⁵⁴ POLLOCK, D.W. 1988. Semi-analytical Computation of Path Lines for Finite Difference Models

$$\frac{\partial w_i}{\partial t} + \nabla \cdot j_i = R_i \quad (15)$$

Donde,

∂w_i , j_i y R_i : Son los términos de acumulación, flujo y fuentes o sumideros, respectivamente. Cada término tiene unidades de tasa de flujo molar por unidad de volumen total del yacimiento.

La ecuación de presión está dada por la ecuación 16⁵⁵:

$$\nabla \cdot [(\lambda_o + \lambda_w)K \cdot \nabla P] = q_t \quad (16)$$

K : Tensor de permeabilidad

q_t : Velocidad de flujo volumétrico

λ_o : Movilidad del aceite

λ_w : Movilidad del agua

El proceso de transporte se describe así mediante la ecuación 17 y 18:

$$\phi \frac{\partial s}{\partial t} + u \cdot \nabla f = 0 \quad (17)$$

$$\phi \frac{\partial(cs + a)}{\partial t} + u \cdot \nabla(cf) = 0 \quad (18)$$

Donde,

s : Saturación del agua

⁵⁵ VICENTE, B. J., PRIIMENKO, V. I., & PIRES, A. P. 2012. Streamlines Simulation of Polymer Slugs Injection in Petroleum Reservoirs. Society of Petroleum Engineers

c : Concentración del polímero

ϕ : Porosidad

a : Concentración de adsorción del polímero en fase sólida

El flujo fraccional del agua se calcula mediante la ecuación 19:

$$f(s, c) = \lambda_w(\lambda_w + \lambda_o)^{-1} \quad (19)$$

λ_o : Movilidad del aceite

λ_w : Movilidad del agua

La velocidad total (\mathbf{u}) se calcula usando la ley de Darcy, así como se observa en la ecuación 20:

$$\mathbf{u} = -(\lambda_o + \lambda_w)\mathbf{K}\nabla \cdot \quad (20)$$

λ_o : Movilidad del aceite

λ_w : Movilidad del agua

\mathbf{K} : Tensor de permeabilidad

La base de cualquier método de simulación *streamline* es una división secuencial de las ecuaciones de presión y saturación acopladas. Los campos de presión y velocidad se utilizan entonces como parámetros mientras se avanza en las ecuaciones de transporte un paso de tiempo dado. Finalmente, el nuevo campo de saturación se usa como parámetro de entrada para un nuevo paso de la solución a presión, y así sucesivamente⁵⁶.

⁵⁶ MALLISON, B., GERRITSEN, M. and MATRINGE, S. Improved Mappings for Streamline-Based Simulation. SPE, Stanford U.

La isoterma de adsorción lineal puede ser representada por la ecuación 21 por la ley de Henry:

$$a(c) = \Gamma c \quad (21)$$

Γ : Constante de Henry

2.2.5. Aplicaciones de la simulación streamline

2.2.5.1. Velocidad computacional: Debido a la naturaleza 1D, los cálculos de transporte no están restringidos por la inestabilidad de la malla, lo que lleva pasos de tiempo mayores.

Con velocidad y eficiencia, existe la posibilidad de modelos más finos con descripciones geológicas mejoradas. A su vez, esto conduce a una mayor resolución de las distribuciones de fluidos in situ, lo cual es crítico cuando se trata de encontrar lugares de relleno para drenar el petróleo pasado por alto o evaluar la viabilidad de las estrategias de recuperación mejorada. La velocidad también permite análisis de sensibilidad más exhaustivos a través de los parámetros de entrada tradicionales.

Obtener una comprensión de la respuesta dinámica del modelo desde el principio puede proporcionar una ayuda significativa más adelante, cuando el modelo se compare con la historia y se usa para fines de pronóstico⁵⁷.

⁵⁷ THIELE, M., BATYCKY, R., PÖLLITZER, S. and CLEMENS, T. (2010). Polymer-Flood Modeling Using Streamlines.

2.2.5.2. Cuantificación de la eficiencia de desplazamiento: El enfoque que se dio a la simulación de líneas de corriente fue determinar la eficiencia de desplazamiento para los diferentes tiempos de ejecución, aumentando progresivamente la complejidad física; debido a que esta tiende a incrementar el número de *streamlines* que necesitan ser actualizadas, y con ello el tiempo requerido para resolver el problema de transporte a lo largo de cada línea de corriente. Esta metodología favorece la investigación de problemas, agregando progresivamente la física de flujo llegándose a considerar la compresibilidad y comportamientos de fase complejos.⁵⁸

2.2.5.3. Visualización cuantitativa del flujo: Una clara ventaja de la simulación *streamline* es que permite una fácil visualización de los factores de ubicación de las áreas de drenaje y las relaciones entre inyectores y productores. Esta visualización es extremadamente útil en la optimización de desplazamientos con agua o gas, debido a que los beneficios de la inyección pueden ser fácilmente cuantificados. También es útil, para determinar cómo sería el comportamiento del yacimiento si se perforaran más pozos o se cerraran algunos de ellos. En cuanto al modelamiento geológico, la simulación *streamline* es exitosa ya que permite una mejor resolución areal/vertical del yacimiento, debido al gran número de celdas empleadas⁵⁹

La visualización de las relaciones fuente-sumidero basadas en la densidad, ayuda a obtener un indicador de flujo cuantitativo. Muestra claramente los pozos, la geometría del yacimiento y las heterogeneidades que interactúan para representar el movimiento de fluido de inyectores a productores o viceversa.⁶⁰

⁵⁸ THIELE, BATYCKY, and FENWICK. Op. cit.

⁵⁹ ALSOFI, LAFORCE, and BLUNT, Op. cit.

⁶⁰ THIELE, BATYCKY, PÖLLITZER, and CLEMENS. Op. cit.

2.2.5.4. Ajuste histórico rápido: Otra aplicación particularmente prometedora en la simulación *streamline* se encuentra en el área del ajuste histórico. Existen tres enfoques principales para usar líneas de corriente para el ajuste histórico:

1. Definir las regiones del yacimiento promedio asociadas con los pozos y luego cambiar las propiedades de la malla directamente en estas regiones para que coincida con la respuesta de producción (Emanuel y Milliken 1997,1998)
2. Derivación de los coeficientes de sensibilidad analítica que luego se utilizan para establecer un problema inverso (Wen et al., 1998, Vasco et al., 1999)
3. Modificar las propiedades de la malla atravesadas por las líneas de corriente para reducir / aumentar los tiempos de penetración a lo largo de estas líneas de corriente (Wang y Kavscek 2000, Caers y otros 2002, Agarwal y Blunt, 2001,2004).

Los tres métodos han demostrado ser útiles en una amplia variedad de configuraciones bajo diferentes condiciones de operación. De la manera habitual, el modelo *streamline* se ejecuta y se compara con el rendimiento del campo. El proceso continúa hasta que se logra un ajuste histórico aceptable. Derivar el coeficiente de sensibilidad analítica a partir de líneas de corriente es también un enfoque particularmente eficiente; se basa en trayectos de línea fija.

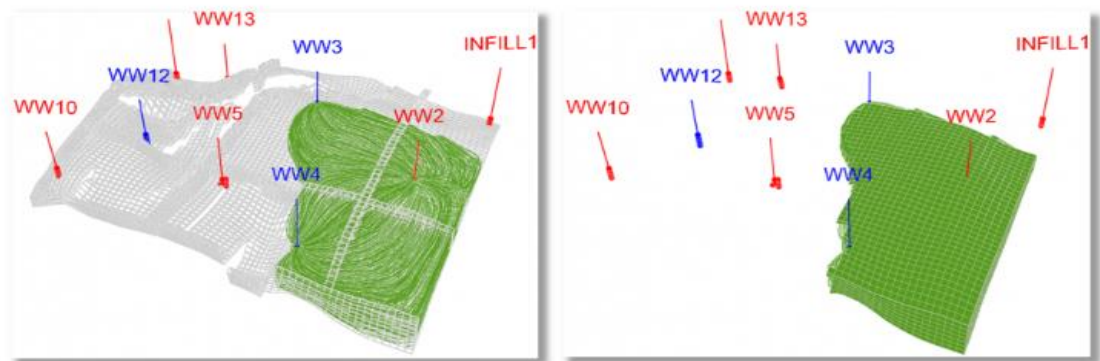
En el ajuste histórico a nivel de campo, el punto de partida es ejecutar una simulación en donde se tenga en cuenta el historial del campo. El siguiente paso es cuantificar el ajuste histórico de pozos individuales en un solo gráfico, luego aplicar un criterio de selección. En seguida se seleccionan intervalos de tiempo iguales para evitar errores en el ajuste histórico. Con los pozos, las propiedades estáticas y los intervalos de tiempo seleccionados, se iniciará el flujo de trabajo del ajuste histórico.

2.2.5.5. Mejor identificación de zonas de drenaje: Las *streamlines* son únicas, ya que permiten determinar los volúmenes de drenaje asociados con

los productores o los volúmenes asociados con los inyectores. Además, dado que las líneas de corriente cambian con el tiempo, es posible visualizar y cuantificar los volúmenes cambiantes asociados con cada pozo, así como las tasas de cambio y / o los nuevos pozos que entran en línea.⁶¹

En la figura 7 se observa este parámetro, las *streamlines* conectadas al productor WW2 definen el volumen de drenaje asociado con el productor en un momento en particular en el tiempo. El volumen de drenaje se encuentra al encontrar todos los bloques de la malla que están siendo intersectados por todas las líneas de corriente asociadas con el productor WW2.

Figura 7. Volumen de drenaje de un productor e inyector



Fuente: 3DSTREAMLINE Simulator. StreamSim Technologies. [online] Available at: <https://www.streamsim.com/technology/streamlines/3dstreamline-simulator> [Accessed 16 Feb. 2018].

⁶¹ THIELE., BATYCKY and FENWICK. Op. cit.

3. SIMULACIÓN *STREAMLINE* VS SIMULACION DE DIFERENCIAS FINITAS

La simulación *streamline* es una de las técnicas en ingeniería de petroleros que proporciona una herramienta para la simulación de flujo rápido, *screening* y *ranking* de modelos 3D de yacimientos. La evaluación de los frentes de inyección y su interacción con la heterogeneidad puede ser visualizada fácilmente utilizando herramientas *streamline*, suministran un medio para la caracterización del yacimiento, también es atractiva porque la velocidad y la precisión de este tipo de simulación muestra parámetros tales como: tasas de inyecciones de los fluidos presentes en el modelo, las gráficas de corte de agua, graficas de producción entre otras.

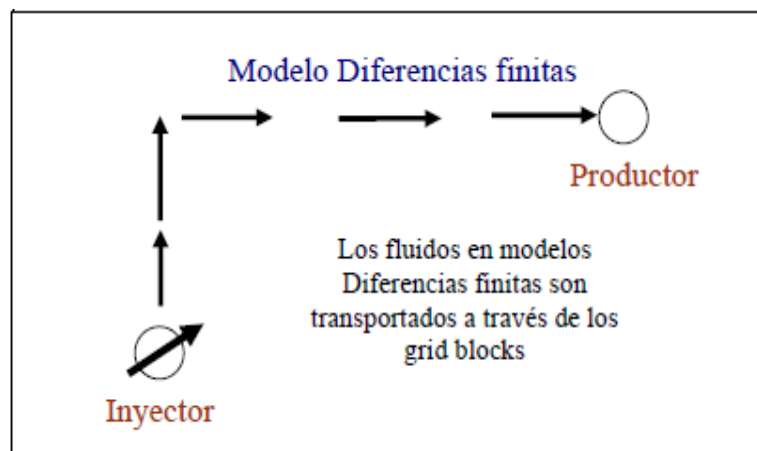
En este capítulo se presentarán un panorama actual de la tecnología *streamline* comparada con métodos tradicionales (diferencias finitas), se enumerarán los parámetros empleados por un simulador de diferencias finitas en este caso CMG y un simulador de líneas de corriente como lo es *FrontSim*.

3.1 SIMULACIÓN DE DIFERENCIAS FINITAS (FD)

En la simulación de diferencias finitas los modelos más utilizados son los de flujo convencional, en estos modelos, el yacimiento es discretizado en las celdas de la malla, en la cual las propiedades como la permeabilidad, porosidad, espesor neto, presión y saturación se promedian. La presión en cada celda de la malla se calcula, teniendo en cuenta fuentes y sumideros, como pozos y acuíferos. A continuación, el caudal volumétrico de cada fase entre las celdas es calculado, seguido por el cálculo de la saturación en cada celda; la presión depende de la saturación, por lo que el proceso es iterativo.

La simulación convencional ayudará a proporcionar respuestas generales, sin embargo, las limitaciones de tiempo prohíben desarrollar y usar un modelo detallado para captar las complejidades de cada pozo⁶². En la simulación de diferencias finitas hay un segmento tanto de presión como de saturaciones a resolver, es por ello que permite un mejor manejo de la no linealidad de las ecuaciones diferenciales parciales, se resuelve para la presión y entonces se calcula el flujo basado en la distribución de presión determinada (*IMPES*), pero el transporte de flujo se hace bloque por bloque, como se observa en la figura 8, en donde los fluidos están confinados a las celdas de la malla y se mueven en una dirección ortogonal a las caras de las celdas.

Figura 8. Movimiento de los fluidos en modelo de diferencias finitas



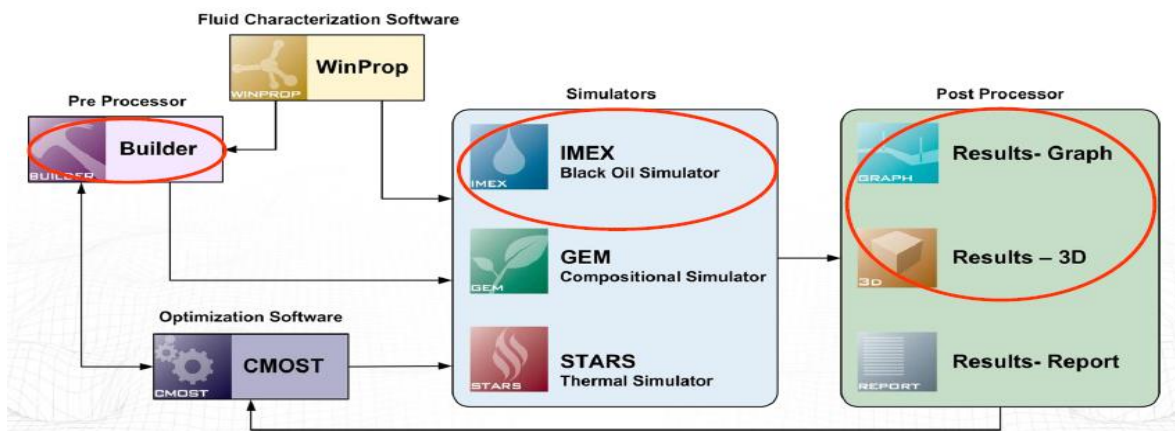
Fuente: GRINESTAFF, G. (1999). Waterflood Pattern Allocations: Quantifying the Injector to Producer Relationship with Streamline Simulation

Debido a que el problema de transporte tiene un comportamiento altamente no lineal, el método de solución en diferencias finitas puede ser muy sensible al tamaño y a la orientación de las celdas, afectando la simulación.

⁶² G. H. GRINESTAFF: Waterflood Pattern Allocations: Quantifying the Injector to Producer Relationship with Streamline Simulation, BP Exploration (Alaska) Inc, 1999, Society of Petroleum Engineers Inc.

3.1.1 Simulación de diferencias finitas mediante CMG. CMG, es una compañía que desarrolla un software de simulación de yacimientos para los procesos de recuperación utilizados en la industria del petróleo. Como se muestra en la figura 9, CMG es la unión de varias herramientas que permite que se lleven a cabo procesos de recuperación simples hasta procesos de recuperación avanzados.

Figura 9. Software CMG



Fuente: CMG, C. Introduction CMG's Modelling Workflows. p.3.

Algunas herramientas del *software* son:

- **WinProp:** Herramienta de caracterización de propiedades de fluido, es un componente integral en el modelado avanzado de simulación de yacimientos y es invaluable para procesos especiales y de múltiples fases donde existen variaciones de composición.⁶³
- **Builder:** Pre-procesador que ayuda a la construcción de modelos de simulación integrando datos y la gestión del flujo de trabajo entre IMEX, GEM, STARS y fuentes de datos externas.

⁶³ Computer Modelling Group Ltd. (2018). Software. [online] Available at: <https://www.cmgl.ca/software> [Accessed 17 Sep. 2018].

- **CMOST:** Herramienta de optimización y análisis, combina análisis estadísticos avanzados, aprendizaje automático e integración de datos.
- **IMEX:** Simulador de aceite negro, modela procesos de recuperación primaria y secundaria en yacimientos convencionales y no convencionales.
- **GEM:** simulador de aceite negro, también conocido como simulador de ecuaciones de estado (EOS), modela yacimientos composicionales, químicos y no convencionales.
- **STARS:** Simulador de procesos térmicos, procesos de recuperación que involucran vapor, solventes, aire y químicos.
- **Results:** post- procesador, permite la visualización y el análisis de resultados obtenidos en la simulación⁶⁴

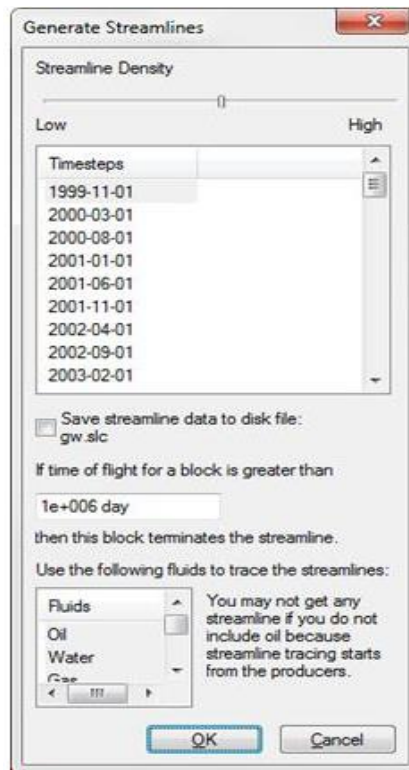
3.1.2 Parámetros *Streamline* proporcionados por CMG para visualizar la trayectoria de los fluidos. CMG posee una herramienta mediante la cual se observan las líneas de corriente obtenidas al simular cualquier proceso de recuperación, para generar las *streamlines* es necesario tener finalizado el proceso y ejecutarlo por alguna de las herramientas (*IMEX*, *GEM* o *STAR*), en seguida por medio de *results 3D* se ejecuta para obtener la visualización de la trayectoria. Las *streamline* se generan y muestran en *results 3D* si el archivo es *.irf* y contiene las velocidades de fase basadas en la superficie del bloque calculadas por CMG. En la actualidad no están disponibles para simulaciones que usa malla radial, pero si lo están para mallas cartesianas o de punto de esquina⁶⁵.

Las *streamline* deben calcularse y luego se muestran, para ello se accede al ítem herramientas y aparecerá una opción que permitirá generarlas, seleccionando el tiempo en el cual desea observar, tal como se muestran en la figura 10.

⁶⁴ Ibid

⁶⁵ CMG, C. Manual Result 3D, Advanced Features and Operations, Streamlines (2D view only).

Figura 10. Generación de *streamlines*

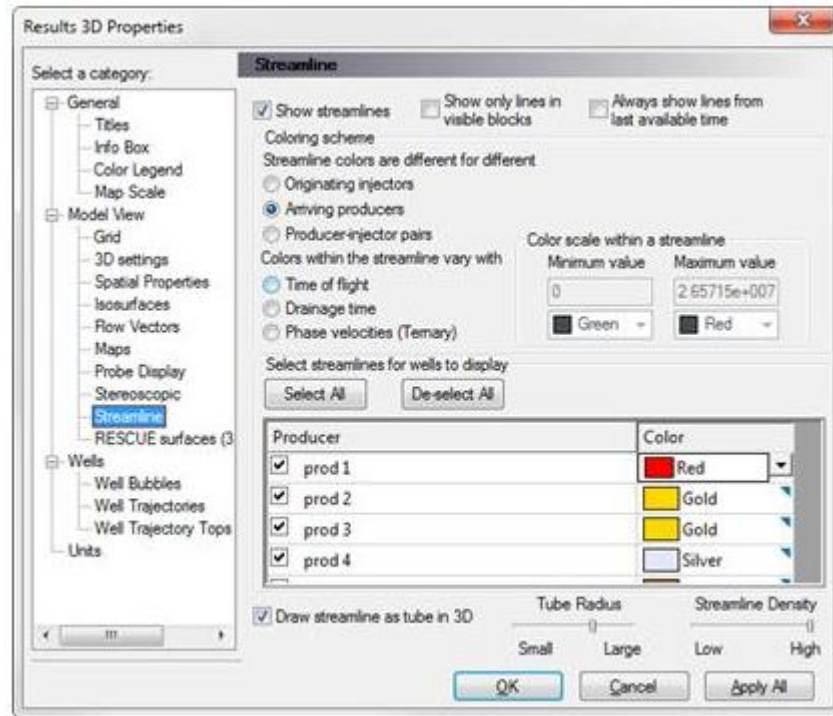


Fuente: CMG, C. Manual Result 3D, Advanced Features and Operations, Streamlines (2D view only).

El *density streamline* controla el número de líneas de corriente que se generaran. El número de *streamlines* alrededor de un pozo es proporcional al flujo de fluido total hacia y desde los pozos. Es posible seleccionar varios *timesteps* (pasos de tiempo) en los que se desee hacer el cálculo de líneas de corriente, estas pueden consumir mucho tiempo, por lo que se recomienda guardar los datos de las *streamlines* en el archivo del disco; ya almacenados los datos estos podrán ser vistos en sesiones posteriores sin tener que generarlos, de esta forma las *streamlines* se mostraran en pantalla automáticamente.

Las propiedades de visualización de las líneas de flujo pueden cambiarse, seleccionando la opción propiedades y luego vista del modelo como se ilustra en la figura 11.

Figura 11. Propiedades de visualización mediante CMG



Fuente: CMG, C. Manual Result 3D, Advanced Features and Operations, Streamlines (2D view only).

Los parámetros *streamline* contenidos en CMG son:

- Inyectores de origen (*originating injectors*)
- Influencia de productores (*arriving producer*)
- Par inyector-productor (*producer-injector pair*)
- Tiempo de vuelo (*time of flight*)
- Tiempo de drenaje (*drainage time*)
- Velocidades de fase (*phase velocities*)

Las selecciones en la escala de colores dentro de un área *streamline* controlan la variación de color a lo largo de la línea de flujo ingresando los valores mínimo y máximo, y los colores para los valores. Es posible seleccionar todas o tomar algunas de las líneas de corriente. Los colores para los pozos seleccionados también

pueden cambiar, se pueden observar las *streamline* en vista 3D, como un tubo 3D o como un simple dibujo lineal.⁶⁶

3.2 SIMULACIÓN *STREAMLINE*

El esquema computacional de la simulación *streamline* contiene dos mallas separadas; una malla física subyacente en la que se calculan las presiones y las velocidades y una malla que contiene el tiempo de vuelo en la que se calcula el transporte de fluido.⁶⁷

El grado en que la presión depende de los cambios de saturación puede limitar el tamaño del paso de tiempo *streamline* requerido para soluciones convergentes. Cambiar las tasas de los pozos requiere de pasos de tiempo pequeños. En general, para aquellos problemas donde se pueden tomar pasos de tiempos grandes y convergentes, la simulación *streamline* comienza a mostrar una ventaja de velocidad; esta ventaja crece exponencialmente a medida que crecen los tamaños de modelo, por ejemplo, de un millón de celdas a decenas de millones a cientos de millones de celdas⁶⁸.

En la figura 12 se muestra la característica distintiva de la simulación *streamline* en la que los fluidos son transportados a lo largo de una línea de tiempo (t a $t+\Delta t$).⁶⁹

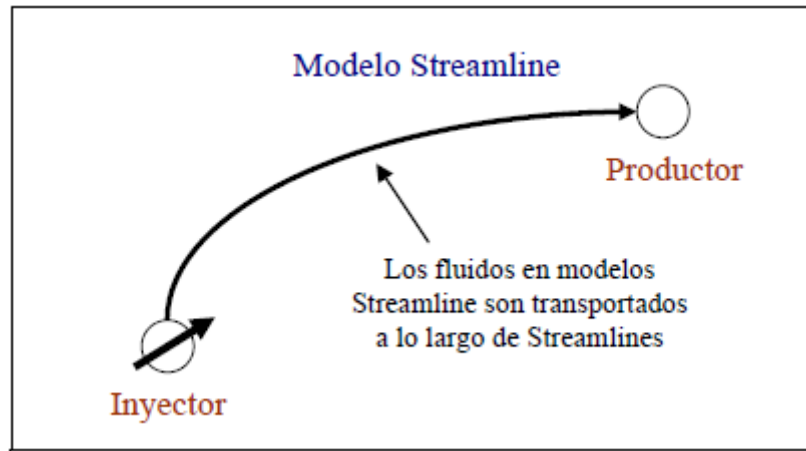
⁶⁶ Ibid

⁶⁷ AL-NAJEM, SIDDIQUI and SOLIMAN, Op. cit.

⁶⁸ Frontsim User Guide. Eclipse, Version 2015.2.

⁶⁹ M. MÉNDEZ y H. ABRIL. Simulación streamline: estado del arte y aplicaciones fundamentales en el modelamiento y estudio de yacimientos altamente heterogéneos. Bucaramanga 2005. Trabajo de grado (ingenieros de petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

Figura 12. Movimiento de los fluidos en un modelo *streamline*



Fuente: GRINESTAFF, G. (1999). Waterflood Pattern Allocations: Quantifying the Injector to Producer Relationship with Streamline Simulation.

3.2.1 Simulación *streamline* en procesos de inyección de agua

3.2.1.1 Metodologías *streamline* para un proceso de inyección de agua: A medida que se inicia la inyección de agua, la incertidumbre del movimiento del fluido aumenta a medida que los frentes de inyección se alejan de los inyectores generando expectativas sobre cómo se moverá el agua a través del yacimiento⁷⁰ Para realizar un proceso de inyección de agua utilizando un simulador *streamline* se hace necesario dar a conocer algunas recomendaciones para ejecutar el modelo. En primer lugar, los modelos *streamline* deben representar características estructurales, geológicas y petrofísicas⁷¹ presentes en un yacimiento y reproducir estas propiedades en un modelo de simulación en donde se representen cambios en la perforación, tasas de inyección, entre otras.

⁷⁰ GRINESTAFF, G. H. (1999). Waterflood Pattern Allocations: Quantifying the Injector to Producer Relationship with Streamline Simulation. Society of Petroleum Engineers.

⁷¹ Ibid

Antes de predecir el desempeño futuro de yacimiento, es necesario tener los datos de producción o ajuste historio de este. Las *streamlines* proporcionan una visualización del flujo en medios porosos, y por ende permite comparaciones entre los datos de producción y los datos obtenidos por la simulación⁷².

El desempeño de cada pozo se puede verificar por medio de la simulación *streamline*. El propósito es predecir cuáles deben ser las tasas de inyección para un escenario de producción dado. La idea es descartar las *streamline* no asociadas con otro pozo. Esto incluye la afluencia de agua y los flujos fronterizos. Evaluar las *streamlines* de acuerdo con la tasa de petróleo prevista durante un período de tiempo dado busca reducir áreas de alto corte de agua moviendo los frentes de inyección a áreas de mayor saturación de petróleo⁷³.

Un factor de asignación de pozos es un número que indica el porcentaje de flujo en un pozo dado debido a pozos de apoyo. Para un productor apoyado por inyectores múltiples, los factores de asignación de pozos indican el porcentaje de flujo en el productor debido a cada inyector de soporte. De manera similar, para un inyector que apoya a múltiples productores, los factores de asignación de pozos indican el porcentaje de inyección para cada productor. En general, los factores de asignación de pozos pueden proporcionar la siguiente información:

- Distribución del agua inyectada a productores asociados
- Pérdida de agua al acuífero
- Porcentaje de aceite producido por cada inyector de apoyo
- Cantidad de corte de agua atribuible a cada inyector de apoyo.

⁷² GHORI, S. G., SYED, Z. J., VOHRA, I. R., & LIN, C. (2006). Improving Injector Efficiency Using Streamline Simulation: A Case Study of Waterflooding in Saudi Arabia. Society of Petroleum Engineers

⁷³ Ibid

La utilidad de un inyector puede evaluarse analizando el número de productores que reciben apoyo. Generalmente, un buen inyector apoyará a muchos productores, distribuyendo el líquido inyectado uniformemente⁷⁴, es posible observar este parámetro con la herramienta *FrontSim* para fracciones de líquido, gas y petróleo en el yacimiento.

De igual manera se puede evaluar las líneas de corriente de acuerdo con el volumen de poros en contacto o el comportamiento frente a la inyección. Esta metodología busca promover el movimiento de fluidos hacia los productores de la manera más eficiente. Los frentes de inyección avanzan según el volumen de poros conectado entre el inyector y el productor lo cual busca eliminar el flujo entre los patrones⁷⁵.

Durante la operación de inyección de agua, es muy importante conocer la cantidad de agua inyectada perdida en el acuífero. La intención es utilizar tanta agua inyectada como sea posible hacia los productores. La efectividad de un acuífero, puede cuantificarse observando la distribución de la producción de petróleo en un pozo de producción. Mediante la simulación *streamline* se pueden obtener información acerca de la distribución del corte de agua de un número de inyectores hacia cada productor⁷⁶.

Una de las ventajas que presenta los modelos es simulación *streamline* es mejorar la eficiencia de los inyectores. Para esto, se utilizan los factores de asignación de pozos. La eficiencia del inyector se calcula como se muestra en la ecuación 23:

$$IE = \frac{\textit{liquido producido}}{\textit{agua total inyectada por el inyector}} \quad (23)$$

⁷⁴ GHORI, SYED, VOHRA AND LIN, Op. Cit

⁷⁵ GRINESTAFF, Op. Cit

⁷⁶ GHORI, SYED, VOHRA AND LIN, Op. Cit

Donde

IE: Eficiencia del inyector

La idea es trazar la tasa de inyección para cada inyector frente a la tasa de producción de aceite / líquido debido a ese inyector. A continuación, se describe el procedimiento paso a paso:

1. Seleccione un inyector.
2. Obtenga la tasa de inyección total.
3. Seleccione cada uno de los productores correspondientes para el inyector.
4. Repetir este pasó para todos los productores involucrados en el modelo.
5. Añada las tasas de producción de todos los productores correspondientes (obtenidos en 4).
6. Repita 1-6 para cada inyector en el yacimiento.

La inyección ineficiente de agua se localiza fácilmente para cada pozo y zona en la simulación. Los patrones de flujo de agua con capas de alto corte de agua se pueden optimizar para la tasa de aceite mientras se fijan objetivos de inyección⁷⁷. Al comparar los resultados de la simulación *streamline* con los datos de producción, permite a los ingenieros ver el comportamiento real de los pozos.

La simulación *streamline* ofrece un medio para capturar los movimientos detallados de fluidos de manera oportuna. La capacidad de modelar muy rápidamente los cambios ocurridos en el proceso (cambios en el estado de los pozos de producción / inyección, cambios en las instalaciones, entre otros) permite predecir el comportamiento del proceso de inyección.

⁷⁷ GRINESTAFF, Op.cit

La simulación *streamline* debe ser utilizada para establecer las tasas de inyección sólo después obtener el ajuste histórico para cada pozo. Las tendencias de la tasa de aceite y del corte de agua deben seguir la producción real dentro de la desviación del 20%. La razón de este requisito es que las líneas de corriente cambian drásticamente cuando los cambios de producción o la geología se ajustan.⁷⁸ Una vez que el modelo de simulación ha sido verificado por el comportamiento histórico de cada pozo, los objetivos de inyección pueden ser evaluados utilizando la simulación *streamline*. El propósito es predecir cuáles deben ser las tasas de inyección para un escenario de producción dado. A medida que las tasas de inyección cambian para un conjunto constante de tasas de producción, las líneas de corriente cambian.

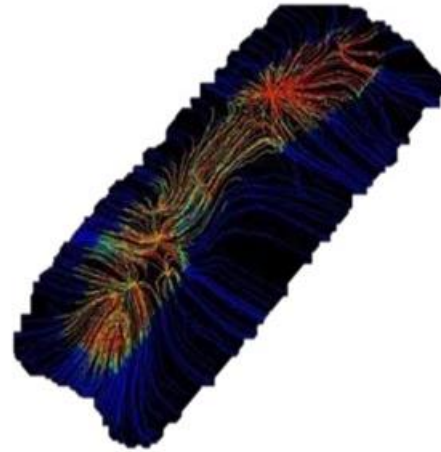
A continuación, se presenta un ejemplo de un caso de estudio llevado a cabo por un simulador *streamline*. El yacimiento está ubicado en Arabia Saudita. Se trata de un yacimiento carbonatado, insuficientemente saturado, de unos 50 km de largo y 7 km de ancho. El yacimiento fue producido intermitentemente durante 35 años, pero fue cerrado durante los últimos 25 años. El yacimiento se produjo bajo agotamiento primario, después fue incorporado un proceso de inyección de agua⁷⁹.

La simulación *streamline* proporciona una vista de la dirección del flujo en medios porosos. Las figuras 13 (a) ilustra la saturación de aceite obtenida por un simulador convencional y la figura 13 (b) ilustra la saturación obtenida por un simulador *streamline* para este yacimiento, es fácil observar la dirección del flujo desde el acuífero hasta el reservorio con las líneas de corriente (a), mientras que no está claro con sólo una imagen de saturación (b).

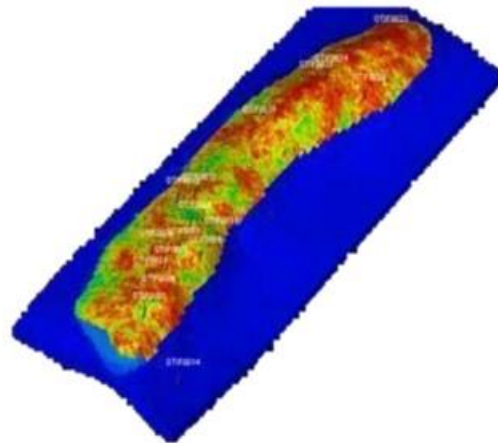
⁷⁸ GRINESTAFF and CAFFREY, Op. cit.

⁷⁹ GHORI, S.G, AND JILANI, S.Z., KING FAHD U. Improving Injector Efficiency Using Streamline Simulation: A Case Study of Waterflooding in Saudi Arabia, of Petroleum and Minerals, and I.R. Vohra and C. Lin, Saudi Aramco

Figura 13. Visualización del proceso de inyección de agua



(a) Modelo generado por simulador *streamline*



(b) Modelo generado por simulador de diferencias finitas.

Fuente: GHORI, S.G, AND JILANI, S.Z., KING FAHD U. Improving Injector Efficiency Using Streamline Simulation: A Case Study of Waterflooding in Saudi Arabia, of Petroleum and Minerals, and I.R. Vohra and C. Lin, Saudi Aramco.

El proceso de inyección de agua mostrado anteriormente y ejecutado por un simulador *streamline* demuestra que este tipo de simulación es de vital importancia a la hora de analizar parámetros tales como corte de agua, producción de petróleo y eficiencia de los pozos. Durante la operación de inyección de agua es muy importante conocer la cantidad de agua inyectada. La intención es utilizar tanta agua inyectada como sea posible hacia los productores. De manera similar, la efectividad de un acuífero puede cuantificarse observando la distribución de la producción de petróleo en un pozo de producción⁸⁰.

3.2.2 Simulación *streamline* en procesos de inyección de polímeros

3.2.2.1 Metodologías *streamline* para un proceso de inyección de polímeros:

En la inyección de polímero, el efecto clave es aumentar la viscosidad del agua inyectada añadiendo un polímero. Esto puede conducir a una reducción drástica de la relación de movilidad entre el agua de desplazamiento y el petróleo y, de este modo, poder mejorar significativamente el barrido. El diseño de una inyección de polímero generalmente tiene en cuenta los siguientes cinco fenómenos físicos⁸¹.

1. Aumento de la viscosidad del agua en función de la concentración del polímero.
2. Pérdida de polímero debido a la adsorción sobre la superficie de la roca
3. La dependencia de la velocidad de cizallamiento del polímero que provoca un efecto decreciente de la concentración de polímero sobre la viscosidad del agua con una velocidad de fase creciente. Esto suele ser un efecto cercano al pozo.
4. La inaccesibilidad de una fracción del volumen de poro al polímero debido al tamaño de las moléculas de polímero (volumen de poro inaccesible).
5. La reducción de la permeabilidad de la fase acuosa debido a la adsorción.

⁸⁰ Ibid

⁸¹ Clemens, T., Abdev, J., & Thiele, M. (2011). Improved Polymer-Flood Management Using Streamlines. Society of Petroleum Engineers

En un proceso de inyección de polímero, el efecto clave es aumentar la viscosidad del agua inyectada añadiendo un polímero. Esto puede conducir a una reducción de la relación de movilidad entre el agua de desplazamiento y el petróleo residente y, de este modo, puede mejorar significativamente el barrido local. Para el modelado a escala de campo, los dos aspectos más difíciles de diseñar apropiadamente para una inyección de polímero son la determinación de la concentración del bache y la determinación del tamaño del bache, para asegurar que la mezcla con agua residente y adsorción, no reduzca excesivamente la concentración de polímero *in situ* a niveles que conducen a agua, la viscosidad cambia y consecuentemente conduce a una recuperación de aceite insignificante o nula; en comparación con el caso de agua. Por otra parte, el diseño excesivo de una inyección de polímero puede ser costoso⁸².

Para optimizar la inyección del polímero, el objetivo está en la cantidad de polímero requerida por cada volumen incremental de aceite producido. Esta relación se denomina UF y se define en la ecuación 22.

El modelo de polímero a lo largo de las líneas de corriente es capaz de capturar la reducción de la movilidad y la mejora de la eficiencia de barrido, así como el cambio volumétrico de patrones resultantes de la interacción de pozo, las tasas y la geología del yacimiento⁸³.

Para realizar un proceso de inyección de polímero utilizando un simulador *streamline* se hace necesario dar a conocer algunas recomendaciones para ejecutar el modelo.

⁸²AL-NAJEM, SIDDIQUI and SOLIMAN. Op. cit.

⁸³ Thiele, M. R., Batycky, R. P., Poellitzer, S., & Clemens, T. (2008). Polymer Flood Modeling Using Streamlines-Part 1. Society of Petroleum Engineers

En primer lugar, mejorar las tasas de inyección y producción obtenidas en un proceso de inyección de agua; luego encontrar valores de tamaño y concentración del bache usando las tasas de inyección como hipótesis inicial. Además, una asignación óptima de agua es necesariamente un buen punto de partida, para una inyección de polímero porque el polímero reside completamente en la fase de agua inyectada⁸⁴.

El siguiente paso, es realizar una simulación de polímeros para buscar las tasas óptimas de inyección / producción utilizadas para la inyección de agua; usando el mismo tamaño y la concentración de bache de polímero para todos los patrones. Los patrones que caen por debajo de un cierto umbral son ignorados y no se consideran para inyección de polímero⁸⁵.

A continuación, se realiza un análisis de sensibilidad de los patrones restantes modificando parámetros operativos tales como: el tamaño y la concentración del bache de polímero. Aquí, la velocidad de las líneas de corriente es útil para poder abarcar una gama de combinaciones de parámetros de manera eficiente⁸⁶.

Usando los UFs por patrón, se registra el mejor conjunto de parámetros (tamaño de bache y concentración de inyección), para cada patrón logrando el UF deseado y la recuperación incremental de aceite. Este análisis por patrón es la singularidad que ofrecen las *streamline*⁸⁷.

Una vez que los patrones ineficientes se descartan para la inyección de polímero y los patrones prometedores (inyectores), se investigan los patrones individuales para encontrar la mejor concentración de polímero y tamaño del bache⁸⁸.

⁸⁴ CLEMENS, ABDEV, AND THIELE. Op. cit

⁸⁵ Ibid

⁸⁶ Ibid

⁸⁷ Ibid

⁸⁸ Ibid

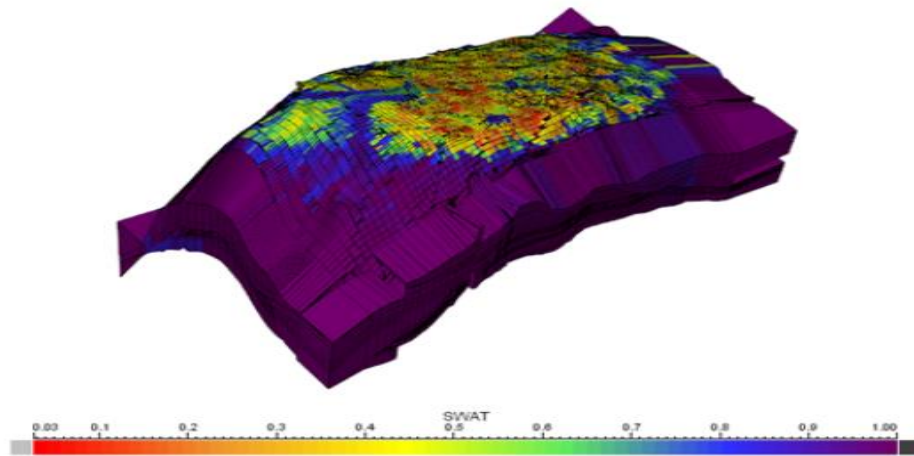
Finalmente, se simula el campo completo utilizando los mejores parámetros de tamaño y concentración del bache para los patrones individuales. Para mejorar aún más la recuperación del campo, los pasos anteriores deben repetirse porque el sistema es no lineal.⁸⁹

A continuación, se presenta un ejemplo de un campo donde se implementó un proceso de inyección de polímero y se ejecutó con un simulador *streamline*. El campo está ubicado en Omán, ha estado en la producción desde 1980. El proceso de inyección de agua de campo se inició en 2005. Las inyecciones de polímeros se iniciaron en 2010 y el 50% de los inyectores de agua pre-existentes se convirtieron en inyectores de polímero. Un modelo de *streamline* de campo se utilizó para la inyección de agua y luego este se modificó para el proceso de inyección de polímero. El propósito principal del modelo es optimizar la inyección de polímero a un nivel de patrón y utilizarlo para fines rutinarios de manejo de pozos⁹⁰. En la figura 14 se observa el campo anteriormente descrito.

⁸⁹ Ibid

⁹⁰ CHOUDHURI, B., THAKURIA, C., BELUSHI, A. A., NURZAMAN, Z., AL HASHMI, K., & BATYCKY, R. 2015. Optimization of a Large Polymer Flood With Full-Field Streamline Simulation. Society of Petroleum Engineers.

Figura 14. Campo Omán, inyección de polímeros



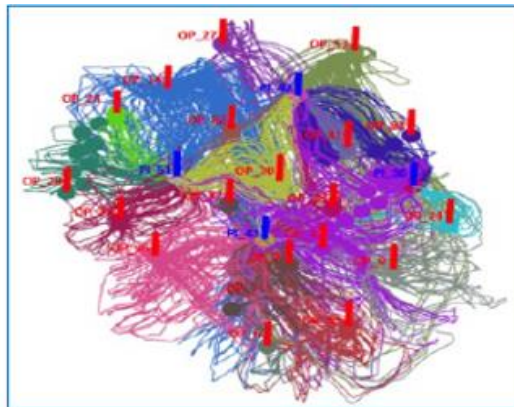
Fuente: CHOUDHURI, B., THAKURIA, C., BELUSHI, A. A., NURZAMAN, Z., AL HASHMI, K., & BATYCKY, R. 2015. Optimization of a Large Polymer Flood With Full-Field Streamline Simulation. Society of Petroleum Engineers.

El modelo se ejecuta en modo de flujo incompresible a medida que el campo se está produciendo. El diseño exitoso de una inyección de polímero se basa en la capacidad de modelar adecuadamente la distribución in situ de la concentración de polímero mientras que explica sus efectos sobre las propiedades de los fluidos (Thiele et al, 2010). Los parámetros del modelo incluyen la descripción de la inyección del polímero, como la viscosidad del agua en función de la concentración del polímero, pérdida de la concentración del polímero debido a la adsorción del polímero en la roca del yacimiento, volumen de poro inaccesible debido al tamaño de las moléculas del polímero.⁹¹

La Figura 15 muestra el mapa de ruta de flujo de inyectores de polímero con sus conexiones a pozos productores. Este mapa ayuda a entender la respuesta de inyección del polímero a nivel de patrón y las acciones posteriores que se deben tomar para aumentar el valor del proyecto.

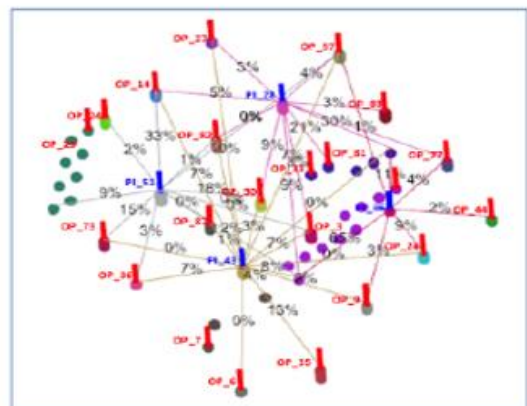
⁹¹ Ibid

Figura 15. Mapa de ruta de flujo de los inyectores de polímero



Mapa de líneas que muestra cómo los productores se conectaron a los inyectores (4 patrones consecutivos)

Mapa de flujo con factores de asignación derivados del modelo



Fuente: CHOUDHURI, B., THAKURIA, C., BELUSHI, A. A., NURZAMAN, Z., AL HASHMI, K., & BATYCKY, R. 2015. Optimization of a Large Polymer Flood With Full-Field Streamline Simulation. Society of Petroleum Engineers.

Las inyecciones de polímero requieren una optimización en el patrón y en el nivel del pozo. Esto sólo puede lograrse si se puede establecer la relación inyección – producción, con factores de asignación apropiados mediante el análisis de datos de inyección y producción, datos geológicos y pruebas de trazadores, la capacidad de las *streamlines* para identificar y cuantificar los pares inyector / productor se pueden usar para identificar patrones que podrían beneficiarse (o no) de la inyección de polímeros.⁹²

⁹² CHOUDHURI, THAKURIA, BELUSHI, NURZAMAN, AL HASHMI, & BATYCKY, Op. cit.

3.2.3 Simulación *streamline* utilizando *Frontsim*. El conjunto de simuladores Eclipse consta de tres simuladores separados: Eclipse 100 especializado en modelado de aceite negro, Eclipse 300 especializado en modelos composicionales y FrontSim encargado del seguimiento *streamline*.

El trazado de las líneas de corriente es el proceso por el cual se crea la *streamline* que pasa a través del espacio 3D, a partir de este punto, la línea de corriente se rastrea hacia atrás y hacia adelante para crear la *streamline* completa; el proceso es iterativo y se basa en calcular el punto de salida en una celda de malla dado un punto de entrada, repitiéndose hasta alcanzar un criterio de detención⁹³.

Desde la perspectiva del solucionador de saturación, tres propiedades son necesarias para definir las líneas de corriente: el tiempo de vuelo (TOF), velocidad de flujo y un segmento en una celda de malla. El tiempo de vuelo y la velocidad de flujo se definen a lo largo de la línea de flujo, y el segmento de la celda de la malla se define para cada línea entre los puntos que definen la *streamline*; para que el segmento de la celda de la malla sea único, deben ser puntos definidos para cada cara de celda de malla por la que pasa la línea de corriente. El segmento de la celda de la malla es utilizado para recolectar información relevante definida en la celda y para asignar variables de solución entre la *streamline* y la celda numérica. La ilustración 16 muestra la manera como se definen puntos y segmentos con respecto a la malla.

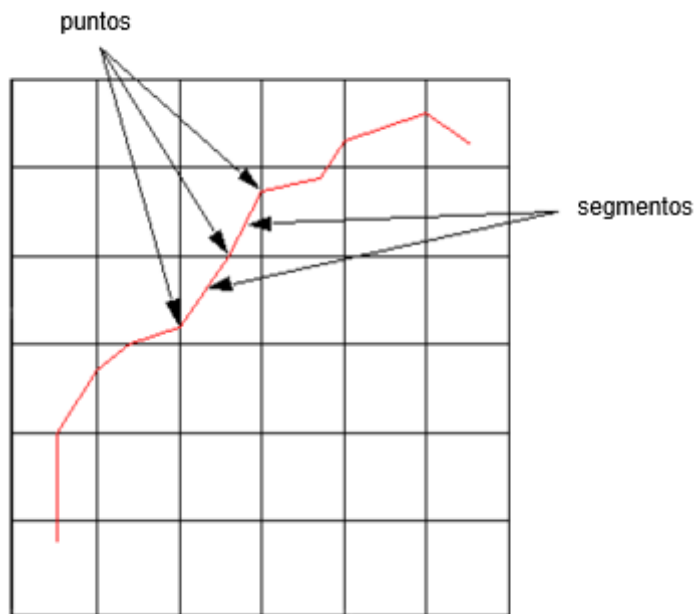
Criterio de detención: El seguimiento de la *streamline* continúa hasta que se alcanza uno de los siguientes criterios de detención:

⁹³ Technical Description. Frontsim. Eclipse, Version 2015.2. pag. 97

- Un pozo activo está posicionado en la celda actual. La *streamline* se remonta al centro de la celda y el proceso finaliza
- La línea de corriente sale por un límite, puede ser un límite abierto definido por presión/flujo o un acuífero conectado a esta cara de la celda.

Para flujo compresible, se tienen dos criterios más a tener en cuenta:

Figura 16. Seguimiento de las líneas de corriente a través de la malla



Fuente: Technical Description. Frontsim. Eclipse, Version 2015.2.

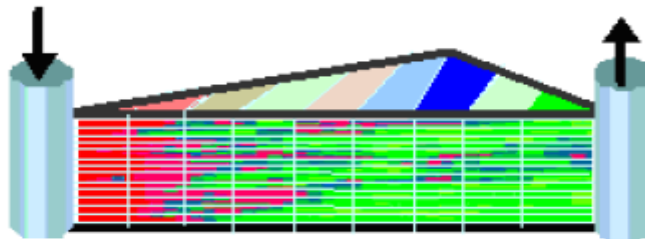
- Sumidero/ fuente en celdas de malla que no contienen pozos. En este caso, todas las caras en una celda de la malla tienen flujo que ingresa en una celda (receptor) o solo tienen tasas de flujo desde la celda (fuente). Cualquier celda en la malla puede actuar como un sumidero / fuente en casos compresibles, pero es más probable que estén cerca del cerrado límites de la malla. Si la diferencia entre el flujo de entrada y salida total en el modelo es grande, es probable que muchas líneas de corriente tengan un punto final en este tipo de celda.

- Flujo bajo es similar al caso de las celdas sumidero/ fuente. El caudal calculado a lo largo de la línea de flujo alcanza un mínimo predefinido cercano a cero, y el seguimiento de la línea de corriente finaliza.

Caudal y compresibilidad: El punto de inicio para el seguimiento *streamline* se asigna a un índice de flujo total en las condiciones del yacimiento. El caudal necesita ser definido en todos los puntos en la línea de corriente. Si el modelo tiene datos incompresibles (PVT + Roca), las tasas de flujo son constantes para la línea de corriente. Si el modelo tiene datos compresibles, la velocidad de flujo probablemente cambie a lo largo de la línea de corriente. FrontSim calcula el cambio de este índice de flujo de acuerdo con el cambio de velocidad de flujo en la malla subyacente.⁹⁴

3.2.3.1 Construcción del modelo en Frontsim: El modelo debe tener una malla que represente el proceso de simulación. Se debe tener en cuenta la comunicación entre inyectores/productores. En la figura 17 se muestra la construcción de un modelo sencillo.

Figura 17. Modelo sencillo en *FrontSim*

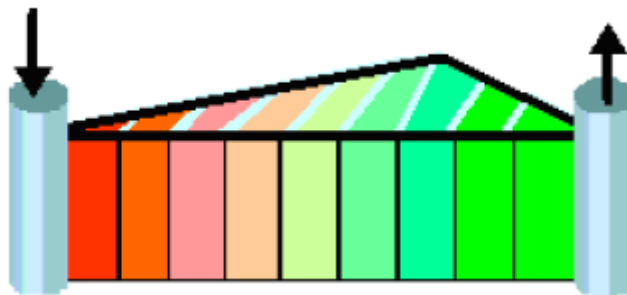


Fuente: Technical Description. Frontsim. Eclipse, Version 2015.2.

⁹⁴ Ibid

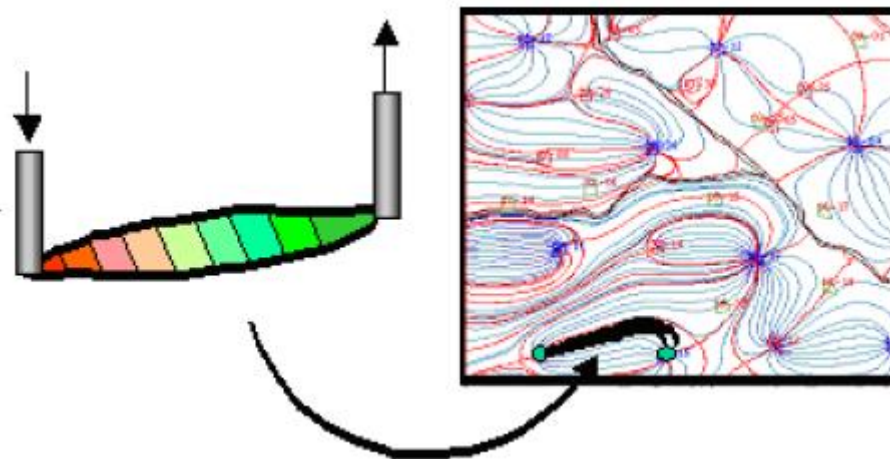
En seguida se promedia verticalmente las propiedades del yacimiento y se ejecuta un modelo *FrontSim*. En la figura 18 se muestra el modelo 1D *FrontSim* correspondiente. Luego de ejecutar el modelo se pueden observar las *streamlines* generadas; en la figura 19 se muestra el modelo 2D trazado por *FrontSim*.

Figura 18. Modelo 1D ejecutado por *Frontsim*



Fuente: Technical Description. Frontsim. Eclipse, Version 2015.2.

Figura 19. Modelo 2D trazado por *Frontsim*



Fuente: Technical Description. Frontsim. Eclipse, Version 2015.2.

3.2.4 Parámetros *Streamline* proporcionados por *Frontsim* para visualizar la trayectoria de los fluidos. Los parámetros *streamline* utilizados por *Frontsim* son:

3.2.4.1 Identificador *streamline* inicio y final: Un punto de inicio es un punto en la *streamline* a la que se le asigna el índice de flujo representado por la línea de flujo, este punto puede estar en cualquier posición de la malla; por lo general, se trata de un punto en una fuente o sumidero, o en una celda que no fue visitada por ninguna de las líneas de corriente originalmente calculadas. La precisión de la simulación depende en parte de las *streamlines* que se acumulan correctamente a la velocidad en los pozos. La operación para generar los puntos de inicio buscará fuentes y sumideros en la malla y asignará puntos de inicio a las caras de las celdas de la malla que están conectadas a ellas.

3.2.4.2 P_{fracre} : Fracción de producción de fluido de yacimiento por punto de inicio *streamline*

3.2.4.3 $P_{fracoil}$: Fracción de producción de petróleo por punto de inicio *streamline*.

3.2.4.4 $P_{fracwat}$: Fracción de producción de agua por punto de inicio línea de corriente.

3.2.4.5 $P_{fracgas}$: Fracción de producción de gas por punto de inicio *streamline*.

3.2.4.6 $I_{fracwat}$: Fracción de inyección de agua por punto final *streamline*.

3.2.4.7 $I_{fracgas}$: Fracción de inyección de gas por punto final *streamline*.

3.2.4.8 $Fracres$: Fracción de inyección de fluido por punto final *streamline*.

3.2.4.9 Ifracoil: Fracción de inyección de aceite por punto final *streamline* representa el tiempo de vuelo al finalizar la línea de corriente

3.2.4.10 Flores: Tasa de producción del yacimiento en RB/d

3.2.4.11 Flowat: Tasa de producción de agua en STB/d

3.2.4.12 Flooil: Tasa de producción de agua en MSCF/d

3.2.4.13 Swat: Saturación de aceite obtenida durante la simulación

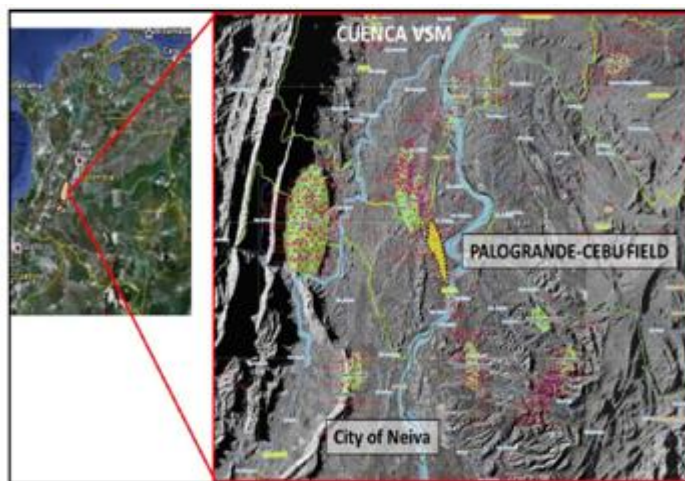
3.2.4.14 Soil: Saturación del aceite obtenida durante la simulación

4. REALIZAR LA VALIDACIÓN DE AL MENOS UNA HERRAMIENTA DE SIMULACIÓN *STREAMLINE* PARA PROCESOS DE INYECCIÓN DE POLÍMEROS E INYECCIÓN DE AGUA

4.1 CASO DE ESTUDIO: CAMPO PALOGRANDE CEBÚ

El campo Palogrande Cebu está ubicado en la Cuenca del Valle Superior de Magdalena (UVM), al norte del departamento del Huila. Fue descubierto en 1964 y es operado por Ecopetrol S.A, en la figura 20 se puede observar la localización de campo⁹⁵. Las propiedades del campo se muestran en la tabla 3.

Figura 20. Ubicación del campo



Fuente: PÉREZ, R., CASTRO GARCIA, R. H., JIMENEZ, R., MAYA, G. A., LEON HINESTROSA, J. M., REYES, J. D., QUINTERO, H. (2017, May 17). Mature Field Revitalization Using Polymer Flooding: Palogrande - Cebú Field Case. Society of Petroleum Engineers

⁹⁵ PÉREZ, R., CASTRO GARCIA, R. H., JIMENEZ, R., MAYA, G. A., LEON HINESTROSA, J. M., REYES, J. D., QUINTERO, H. (2017, May 17). Mature Field Revitalization Using Polymer Flooding: Palogrande - Cebú Field Case. Society of Petroleum Engineers.

Tabla 3. Propiedades del campo Palogrande Cebú

CARACTERÍSTICA	PARÁMETRO
Profundidad	4700 FTS
Área	1140 ACRES
OOIP	184,6 MMB
Presión inicial	2600 psi
Temperatura inicial	143° F
Permeabilidad	6-150 mD
Porosidad	0,15- 0,22
Gravedad api	21
Viscosidad	9,4 cP
Saturación de aceite	55%

4.2 HISTORIA DEL CAMPO PALOGRANDE CEBÚ

La producción de petróleo en el campo comenzó en 1971 y la inyección de agua comenzó en 1984. El factor de recuperación actual para el campo se estima en un 27.9% del OOIP.

El campo se somete a la inyección de agua periférica en 1984, el proceso de inyección de agua ha aumentado los cortes de agua (BSW) en más del 90%. Los altos cortes de agua combinados con los altos contrastes de permeabilidad y los índices de movilidad desfavorables han llevado a una inyección de agua ineficiente.⁵⁰

La relación de movilidad del campo durante el proceso de inyección de agua tiene un valor aproximado de $M = 7.5$, lo que indica una baja eficiencia del proceso de recuperación secundaria.

El piloto de inyección de polímero comenzó en mayo de 2015, después de 19 meses y más de 1.6 millones de barriles de solución de polímero inyectados en ambos patrones, ha sido posible aumentar el factor de recuperación en el área influenciado⁵⁰.

4.3 ESCENARIOS APLICADOS A UN PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA

4.3.1 Construcción del modelo. Se plantea un modelo inicial de un proceso de inyección de agua el cual es ejecutado con el simulador CMG y simulado con la herramienta *Stars*, este mismo modelo es planteado en Petrel y ejecutado por el simulador *Frontsim*. En la tabla 4 se muestra la ubicación de los pozos en el modelo planteado.

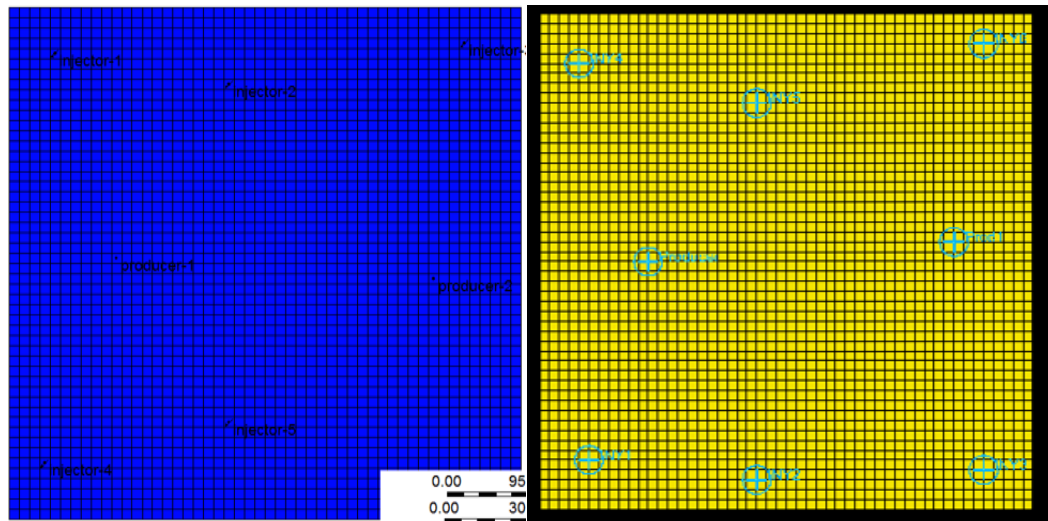
Tabla 4. Ubicación de los pozos

POZO	UBICACIÓN X (ft)	UBICACIÓN Y (ft)	UBICACIÓN Z (ft)
Inyector 1	250	250	1
Inyector 2	1100	400	1
Inyector 3	2250	200	1
Inyector 4	200	2250	1
Inyector 5	1100	2050	1
Inyector 6	2250	2350	1
Productor 1	550	1250	1
Productor 2	2100	1350	1

En la figura 21 se aprecia la ubicación de los pozos en una vista 2D, figura localizada a la izquierda corresponde la imagen obtenida por el simulador CMG, figura localizada a la derecha corresponde a la imagen obtenida por el simulador *Frontsim*,

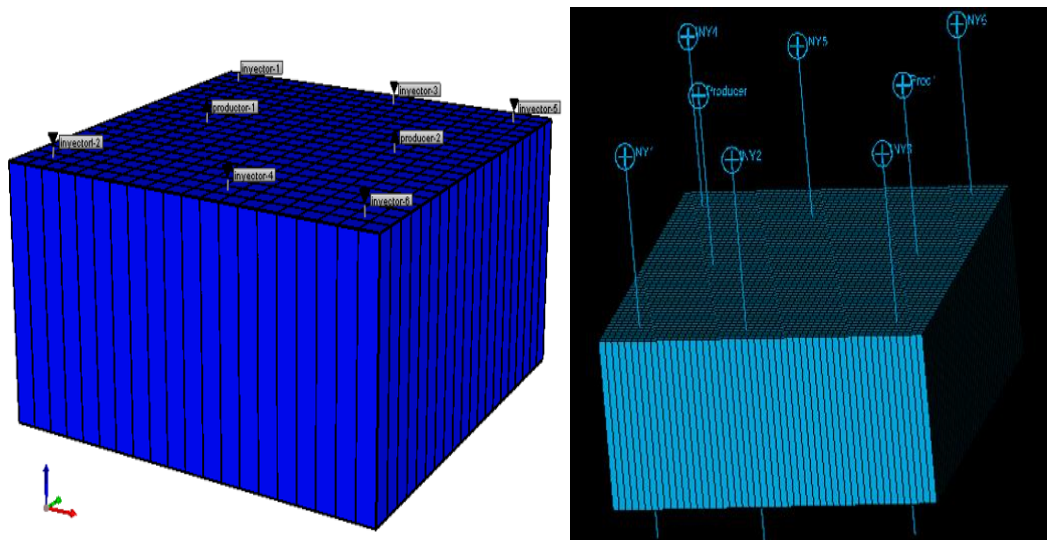
de manera similar ocurre en la figura 22 se presenta en vista 3D obtenidas por los simuladores descritos anteriormente.

Figura 21. Ubicación de los pozos en una vista 2D



Fuente: Herramienta CMG y Frontsim respectivamente

Figura 22. Ubicación de los pozos vista 3D



Fuente: Herramienta CMG y Frontsim respectivamente

Las propiedades necesarias para ejecutar el modelo en los dos simuladores se presentan en la tabla 5. Para el modelo planteado en *FrontSim* fue necesario incluir datos adicionales, los cuales fueron presentados en la tabla 6.

Tabla 5. Propiedades del modelo

PROPIEDAD	CANTIDAD
Permeabilidad tanto en X,Y, Z (Md)	200
Porosidad (%)	0,15231
Presión (psi)	2600
Tope (ft)	4700
Espesor (ft)	20
Tasa de inyección (bbl/d)	709
Tiempo de simulación	21 años

Tabla 6. Propiedades incluidas en el simulador Frontsim

PROPIEDAD	VALOR
Densidad del gas (lbm/ft3)	0,0534
Densidad del aceite (lbm/ft3)	56,03130
Densidad del agua (lbm/ft3)	62,016
Viscosidad del agua (cP)	0,5001
Presión de punto de burbuja (Psi)	54,086
Temperatura(°F)	100
Referencia de presión (Psi)	2600

En el modelo están presente tres fluidos: agua, petróleo muerto y solución de gas, las propiedades de los fluidos se presentan en la tabla 7.

Tabla 7. Propiedades de los fluidos del modelo

Componente	Pcrit (psi)	Tcrit (F)	MW (lb/lbmole)	Densidad (lb/ft3)	Viscosidad (cP)
Agua	0	0	0	62,0168	0,5001
Dead_Oil	0	0	277,154	56,0313	19
Soln_Gas	662,32	-86,1003	37	22,2512	0,208573

Los valores de las curvas de permeabilidad del agua-aceite y liquido-gas están contenidos en la tabla 8 y 9; estos valores se emplearon en CMG, al realizar el modelo en FrontSim se realizó un cambio en los valores correspondientes a la tabla 7, debido a que en este simulador se deben ingresar valores de la curva de permeabilidad del gas; según la definición de la ecuación 19 se pueden obtener los valores de saturación de gas.

Tabla 8. Curva de permeabilidad agua- aceite

sw	krw	krow
0.1	0	1
0.2	0	1
0.25	0.005	0.706
0.3	0.019	0.478
0.33	0.030	0.370
0.35	0.038	0.308
0.4	0.063	0.185
0.45	0.092	0.101
0.5	0.125	0.048
0.55	0.163	0.018
0.6	0.205	0.004
0.65	0.250	0.0005
0.68	0.279	0.0005
0.7	0.3	0
0.75	0.352	0

sw	krw	krow
0.77	0.374	0
0.8	0.409	0
0.85	0.468	0
0.9	0.531	0
0.92	0.557	0
0.99	0.652	0
1	0.667	0

La ecuación 24 define la saturación

$$S_g + S_l + S_w = 1 \tag{24}$$

Donde

S_g : Saturación de gas

S_l : Saturación de líquido

S_w : Saturación de agua

Tabla 9. Curva de permeabilidad liquido- gas

Sl	krg	krog
0.488	0.048	0
0.497	0.046	0.0005
0.498	0.0463	0.0005
0.518	0.0429	0.0016
0.539	0.0394	0.0027
0.559	0.0361	0.0037
0.580	0.0328	0.0048
0.600	0.0299	0.0065
0.621	0.0272	0.0086
0.641	0.0246	0.0107

Sl	krq	krog
0.662	0.0221	0.0129
0.682	0.0195	0.0150
0.703	0.0172	0.0188
0.723	0.0150	0.0243
0.744	0.0128	0.0298
0.764	0.0110	0.0363
0.784	0.0092	0.0428
0.805	0.0076	0.0526
0.8259	0.0060	0.0656
0.8464	0.0046	0.0788
0.8668	0.0037	0.1012
0.8873	0.0030	0.1236
0.9078	0.0021	0.1613
0.9283	0.0010	0.2156
0.9488	0.0001	0.269
0.97	0	0.392
0.979	0	0.578
1	0	1

Los escenarios que se plantearon para realizar la simulación en los dos simuladores, con la finalidad de observar la trayectoria de las *streamlines* fueron:

CASO BASE: 6 pozos inyectores y 2 pozos productores

CASO 1: 4 inyectores con comunicación directa con los productores

CASO 2: se elimina un pozo inyector

CASO 3: Cambio de tasas de inyección en pozos inyectores, la tasa de inyección en los anteriores casos es constante y su valor es 709 bbl/d. los valores para cada inyector se muestran en la tabla 10.

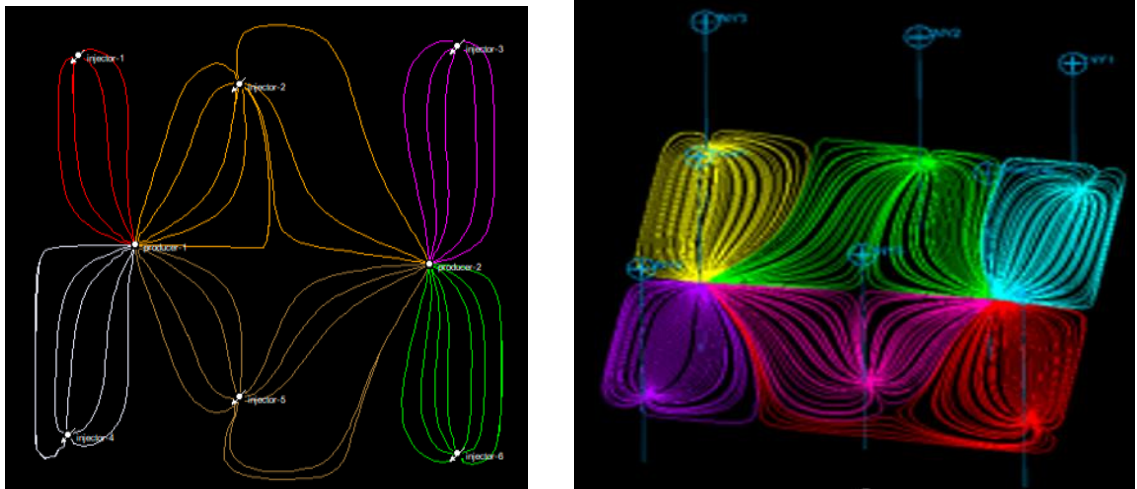
Tabla 10. Tasas de inyección de los pozos inyectoros para el caso 3

INYECTOR	TASA DE INYECCIÓN (Bbl/d)
Inyector 1	1200
Inyector 2	709
Inyector 3	200
Inyector 4	1000
Inyector 5	400
Inyector 6	500

4.3.1.1 Streamline generadas por la visualización los pozos inyectoros:

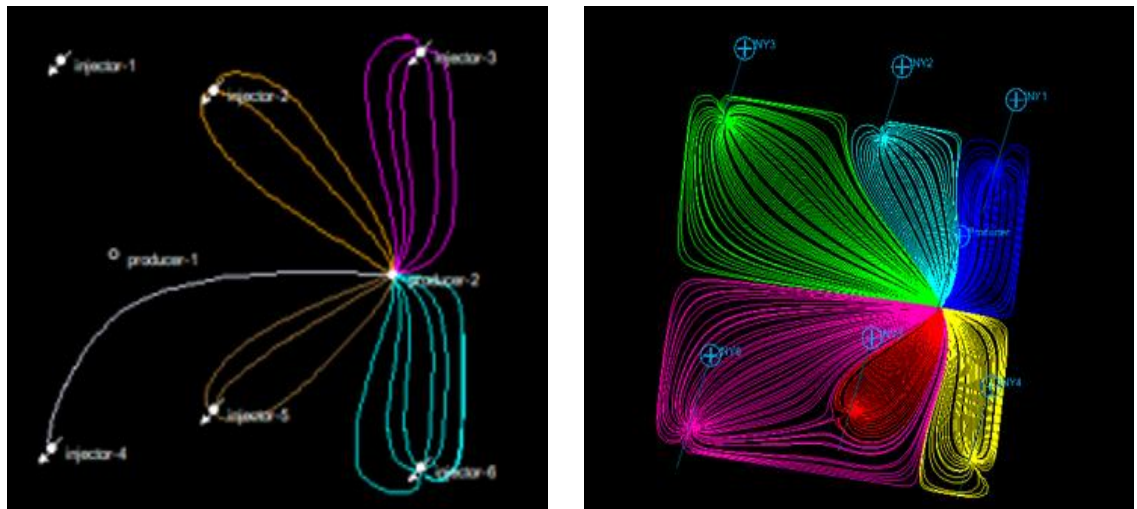
Las *streamline* generadas por los inyectoros es un factor semejante en los dos simuladores, solo que se nombran de diferente en CMG se llama origen de inyectoros (*originating injectors*), mientras que en FrontSim (*streamline start identifier*). Una ventaja del simulador CMG es que permite observar las *streamline* en una vista 3D. En la figura 23 y 24 se muestra como son generadas las *streamline* por CMG y *FrontSim* en el caso base y en caso 2 respectivamente.

Figura 23. Streamlines generadas para caso base















Fuente: Herramienta CMG y *Frontsim* respectivamente

Figura 24. Streamlines generadas para el caso 2



Fuente: Herramienta CMG y *Frontsim* respectivamente

Tabla 11. Asignación de colores de los pozos inyectoros en el caso base y caso 2

CASO BASE		Y CASO 2	
Simulador CMG		Simulador FRONTSIM	
	inyector 1		inyector 1
	inyector 2		inyector 2
	inyector 3		inyector 3
	inyector 4		inyector 4
	inyector 5		inyector 5
	inyector 6		inyector 6

Fuente: Herramienta CMG y *Frontsim* respectivamente

En la tabla 11 se muestra la asignación de colores de los pozos inyectoros en los modelos de simulación anteriormente descritos. Cabe mencionar que las imágenes fueron tomadas durante la ejecución de los modelos y en un tiempo determinado.

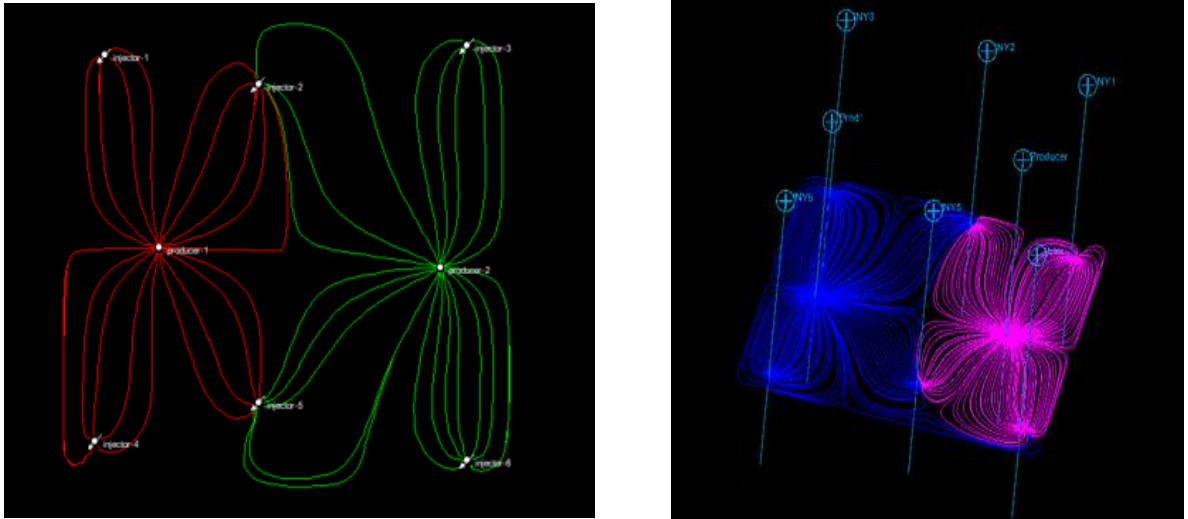
Haciendo la comparación entre los dos casos presentados anteriormente se observa cómo se asocian las *streamlines* de los pozos inyectoros con los productores, en ambos casos se evidencia una trayectoria radial siguiendo un mismo patrón de flujo.

La trayectoria de las líneas de corriente es afectada por los productores presentes en el modelo, es decir, si existen más productores, las *streamline* que van de inyector a productor se reparten de manera uniforme de acuerdo con su productor más cercano.

4.3.1.2 *Streamlines* generadas por los pozos productores: La generación de *streamlines* por los pozos productores es un factor semejante en ambos simuladores, solo que llevan nombres diferentes, en el simulador de diferencias finitas CMG este parámetro lleva por nombre *Arriving producers* y en simulador

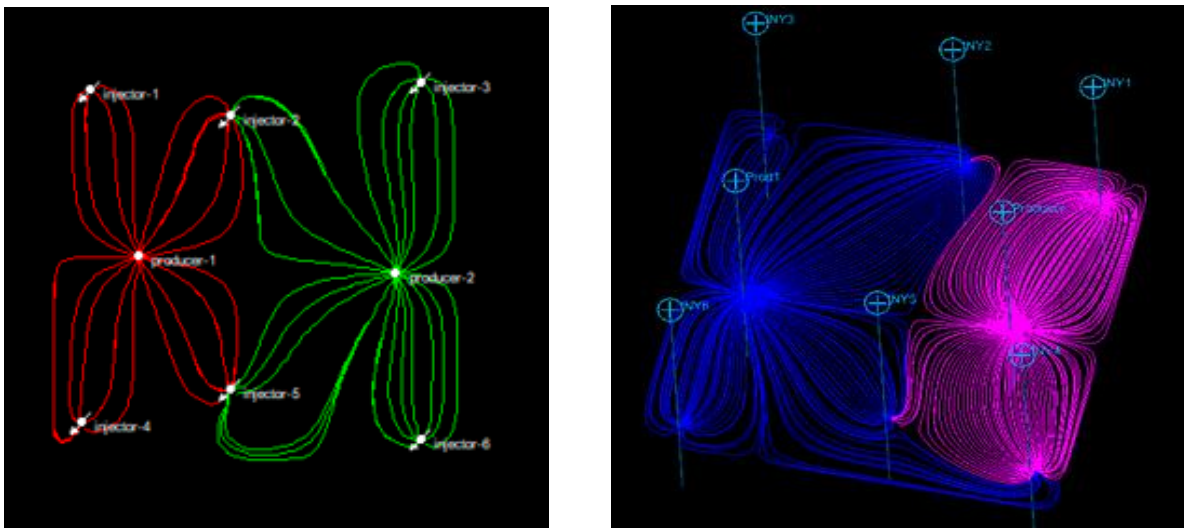
streamline Frontsim este parámetro se llama *Streamline end identifier*. En la figura 25 y 26 se muestra como son generadas las *streamline* por CMG y FrontSim en el caso base y en caso 3 respectivamente.

Figura 25. Streamlines generadas para el caso base



Fuente: Herramienta CMG y *Frontsim* respectivamente

Figura 26. Streamlines generadas para el caso 3



Fuente: Herramienta CMG y *Frontsim* respectivamente

En la tabla 12 se muestra la asignación de colores de los pozos productores en los modelos de simulación anteriormente descritos.

Tabla 12. Asignación de colores de los pozos productores en el caso base y caso 3

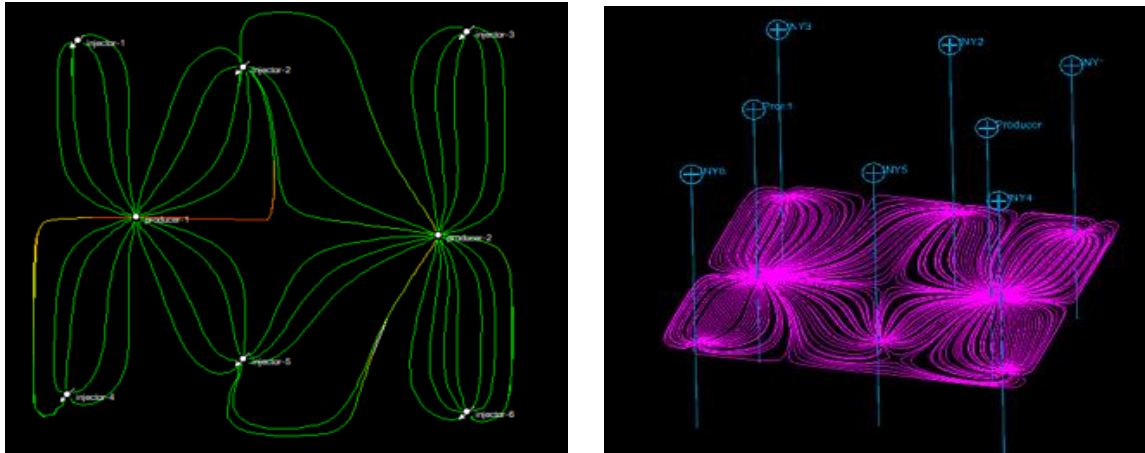
CASO BASE Y CASO 3			
CMG		FRONTSIM	
	productor 1		productor 1
	productor 2		productor 2

Fuente: Herramienta CMG y *Frontsim* respectivamente

La influencia del cambio de las tasas de inyección se hace evidente en este parámetro de visualización, ya que en el caso base la tasa de inyección es de 709 bbl/d, se evidencia que al pozo productor 2 se le asocian mayor cantidad de *streamline*, de lo cual se deduce a cuál pozo productor se le atribuye mayor cantidad de fluido.

4.3.1.3 *Streamline* generadas por el tiempo de vuelo: *Streamlines* generadas por el tiempo de vuelo en el simulador CMG se encuentra como *time of flight* y en Frontsim se llama *time of flight start* y *time of flight end* al inicio y el final del proceso respectivamente. En las figuras 27 y 28 se muestra la visualización de este ítem para el caso base comparada con el caso 1. El simulador de diferencias finitas atribuye colores para calificar este parámetro, es decir, el color verde indica un valor de cero y el color rojo indica el máximo valor que puede tomar el tiempo de vuelo en una *streamline* al finalizar el proceso de simulación.

Figura 27. Streamlines generadas para el caso base



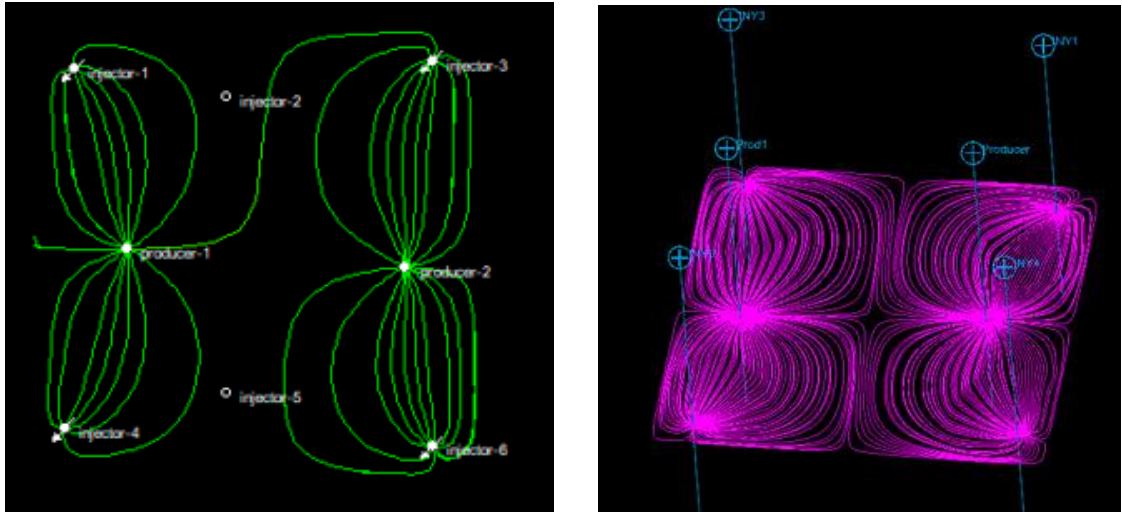
Fuente: Herramienta CMG y Frontsim respectivamente

Tabla 13. Asignación de colores del tiempo de vuelo en el caso base

CASO BASE			
CMG		FRONTSIM	
	valor numérico		valor numérico
	4198,77		0
	0		

Fuente: Herramienta CMG y *Frontsim* respectivamente

Figura 28. Streamlines generadas para el caso 1



Fuente: Herramienta CMG y *Frontsim* respectivamente

Tabla 14. Asignación de colores del tiempo de vuelo en el caso 1

CASO 1			
CMG		FRONTSIM	
	valor numérico		valor numérico
	20533,8		0
	0		

Fuente: Herramienta CMG y *Frontsim* respectivamente

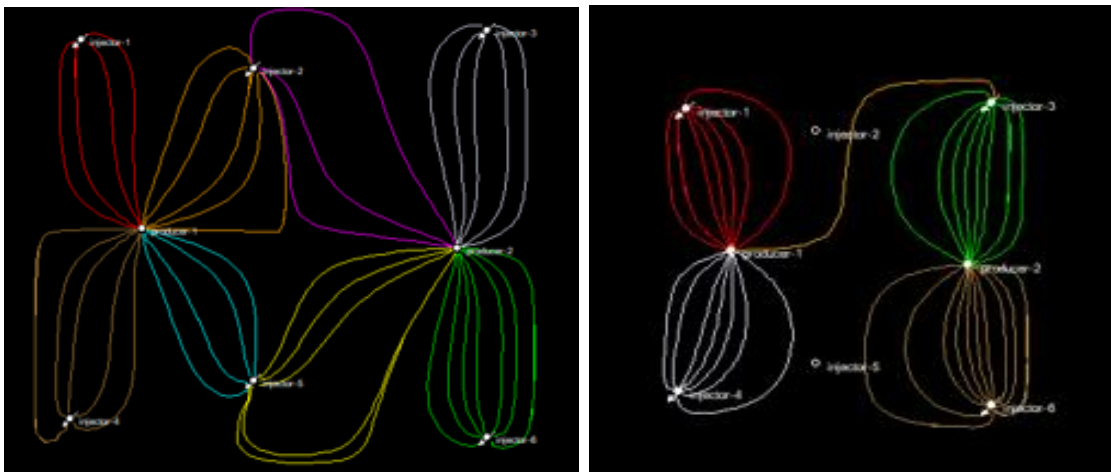
En las tablas 13 y 14 se muestran los valores numéricos asignados a cada caso de estudios descritos anteriormente. En simulador *Frontsim* este parámetro se mantuvo constante durante el proceso, esto debido a que es el ítem más importante en este simulador. Por otra parte, en el simulador de diferencias finitas se observa que esta herramienta es susceptible a cambios que se realicen en el modelo, es decir la presencia o ausencia de pozos productores e inyectores aumenta de manera significativa el valor número arrojado por el simulador.

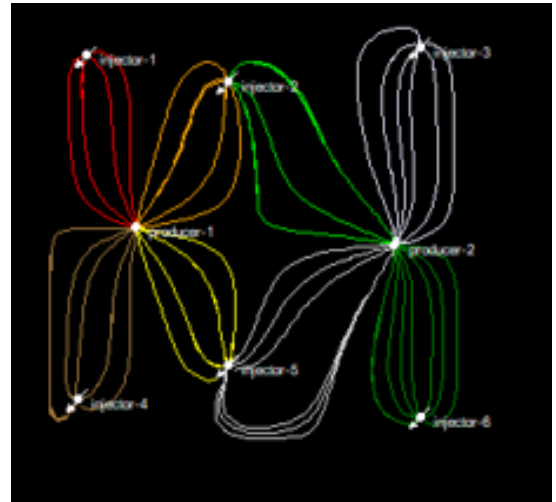
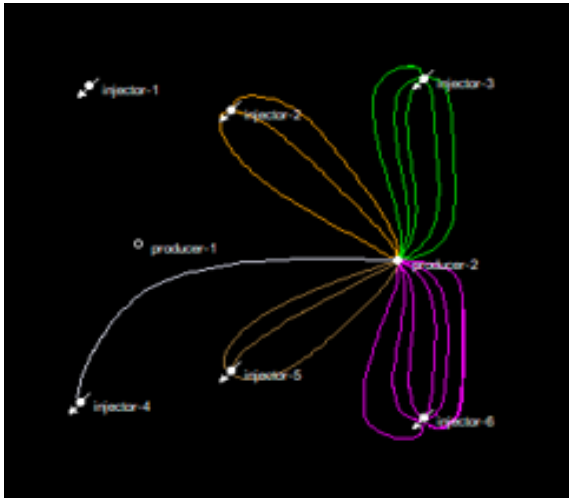
4.3.1.4 Herramientas *streamlines* ofrecidas únicamente por CMG: Los parámetros ofrecidos por el simulador de diferencias finitas CMG son: par productor-inyector y velocidad de fases.

- **Par productor-inyector**

Se observa las parejas entre inyectores y productores que se forman durante el proceso de simulación. En la figura 29 se muestra el uso de esta herramienta en el caso base y los casos 1, 2 y 3, en la tabla 15 se observa la relación existente entre los inyectores y productores presentes en el modelo.

















Figura 29. *Streamlines* generadas para la herramienta par inyector-productor, caso base, 1, 2 y 3 respectivamente





Fuente: Herramienta CMG

Tabla 15. Asignación de colores par inyector- productor caso base, 1, 2 y 3

CASO BASE		CASO 3	
	inyector 1- productor 1		inyector 1- productor 1
	inyector 2- productor 1		inyector 2- productor 1
	inyector 2- productor 2		inyector 2- productor 2
	inyector 3- productor 2		inyector 3- productor 2
	inyector 4- productor 1		inyector 4- productor 2
	inyector 5- productor 1		inyector 5- productor 1
	inyector 5- productor 2		inyector 5- productor 2
	inyector 6- productor 2		inyector 6- productor 2

CASO 2		CASO 1	
	inyector 1 - productor 2		inyector 1 - productor 1
	inyector 2 - productor 2		inyector 3- productor 1
	inyector 3 - productor 2		inyector 3- productor 2
	inyector 4 - productor 2		inyector 4- productor 1
	inyector 5- productor 2		inyector 4- productor 1
	inyector 6- productor 2		

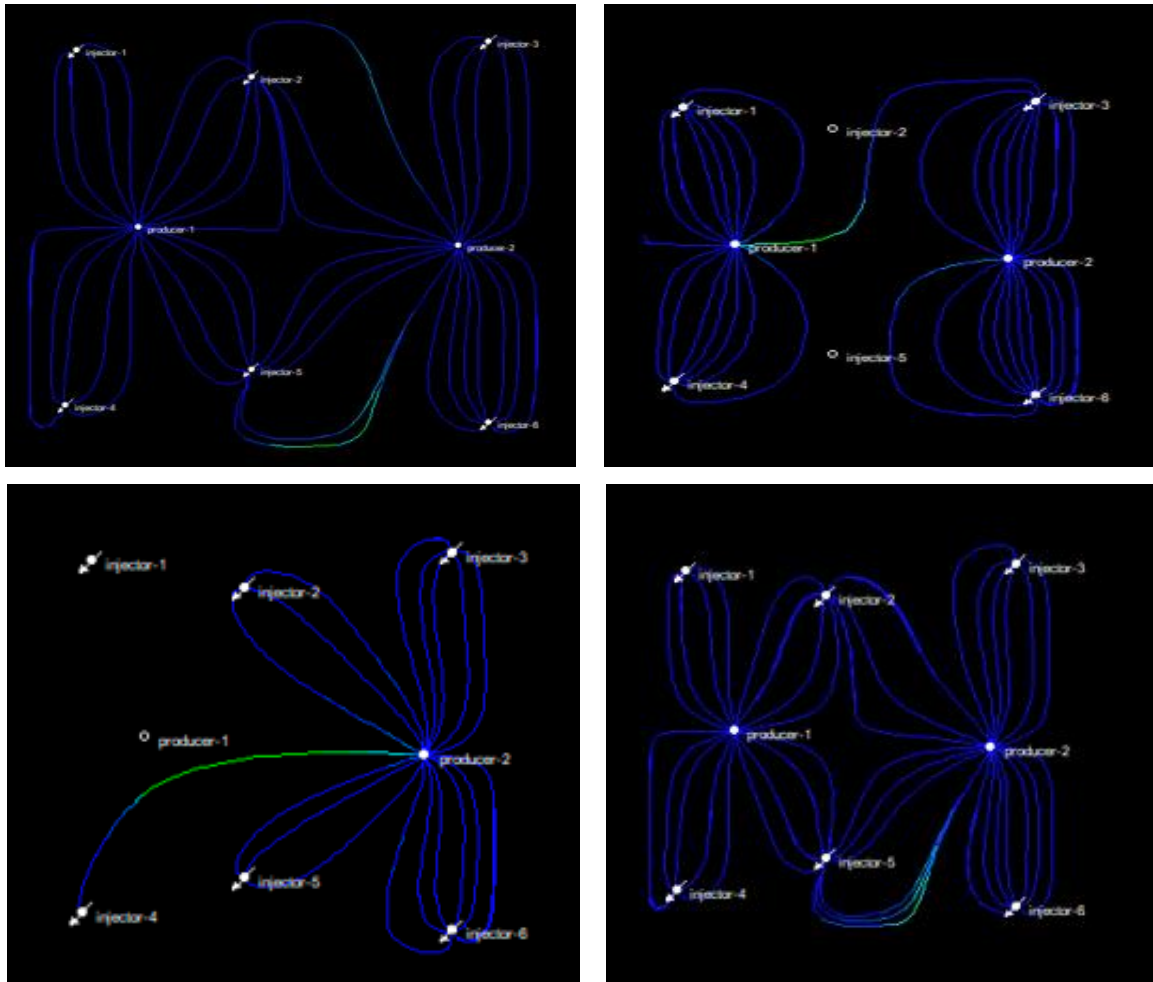
Fuente: Herramienta CMG

Se logra observar que en este parámetro no tiene en cuentas algunos cambios realizados en el modelo como las tasas de inyección, pero si se ve influenciado por el número de pozos inyectores y productores presentes en la simulación.

- **Velocidad de fases**

Permite observar el movimiento de los fluidos durante un proceso de simulación, es decir, el color de la *streamline* en cierto punto dependerá de la velocidad de fase dominante. En caso de que el flujo de aceite sea el que está en mayor cantidad entonces el color en este punto será verde. En la figura 30 se muestra este parámetro para los casos de estudio propuestos, caso base, 1, 2 y 3 respectivamente.

Figura 30. Streamlines generadas para la herramienta velocidad de fases, caso base, 1, 2 y 3 respectivamente



Fuente: Herramienta CMG

En la tabla 16 se presentan las fechas en la que se observan las *streamlines* de color azul para todos los casos estudiados, lo cual indica que en el proceso de simulación a partir de esa fecha la fase dominante es agua y permanecerá constante hasta que el proceso finalice.

Se evidencia que en el caso 3 se logra percibir las líneas de corriente más rápido que lo observado en los demás casos, esto se debe a que las tasas de inyección de los pozos inyectoros son diferentes.

Tabla 16. Fecha a la que se observan las líneas de corriente en fase agua.

CASO	FECHA
BASE	1902/03/01
1	1902/04/01
2	1903/07/01
3	1901/02/01

Fuente: Herramienta CMG

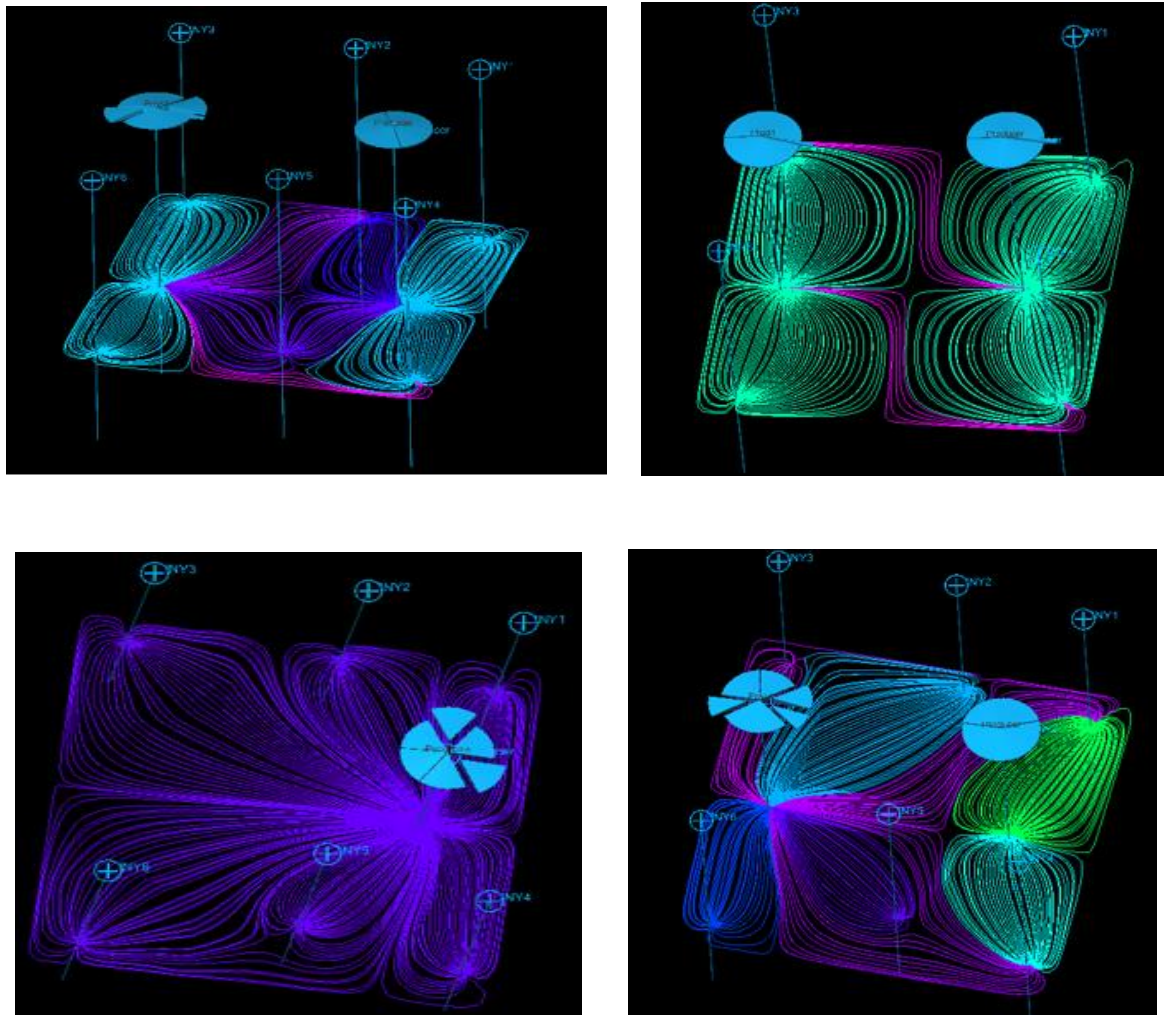
- **Parámetros *streamline* utilizados por *Frontsim***

Las herramientas *streamlines* proporcionadas por *FrontSim* son: PFRACRES, PFRACOIL, PFRACWAT, PFRACGAS, FLORES, FLOWAT, IFRACWAT, IFRACGAS, IFRACRES, IFRACOL, FLOOIL, FLOGAS, SWAT y SOIL.

- **PFRACRES o fracción de producción de fluido de yacimiento por punto de inicio *streamline***

Este parámetro cambia a medida que transcurre la simulación, las imágenes que se muestran se tomaron en un tiempo de simulación seleccionado. En la figura 31 se representa que este parámetro para todos los casos de estudio respectivamente se evalúa solamente en los pozos productores. Esta herramienta es similar al parámetro IFRACRES que corresponde a la fracción de producción de fluido por punto final *streamline*, las fracciones mostradas en este ítem se realizan para los pozos inyectoros.

Figura 31. *Streamlines* generadas por el parámetro PFRACRES

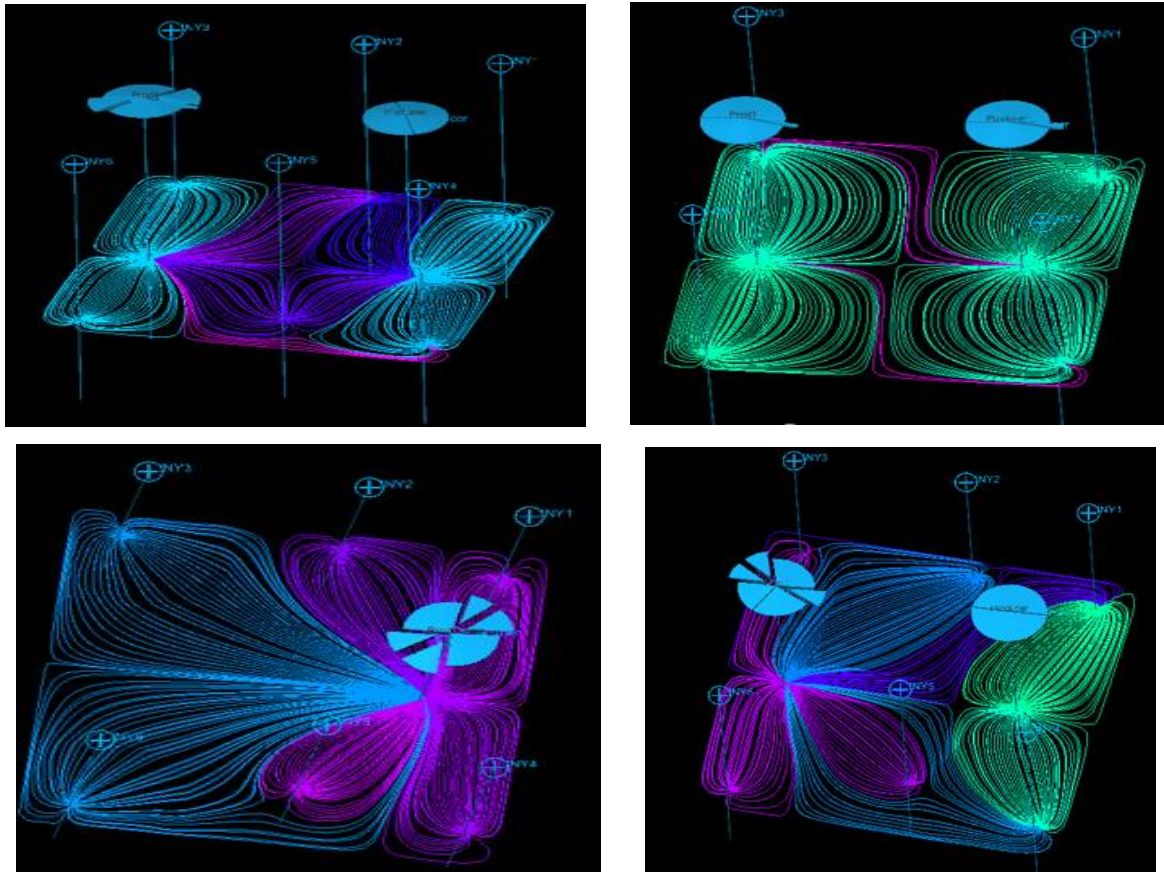


Fuente: Herramienta *Frontsim*

- **PFRACOIL** o fracción de producción de petróleo por punto de inicio *Streamline*

Este parámetro evalúa la fracción de producción de petróleo obtenida en el punto de inicio de la *streamline*, en la figura 32 se muestran para todos los escenarios planteados. Esta herramienta es similar al parámetro IFRACOL que corresponde a la fracción de producción de aceite por punto final *streamline*, las fracciones mostradas en este ítem corresponden a los pozos inyectoros presentes en el modelo.

Figura 32. *Streamlines* generadas por el parámetro PFRACOIL

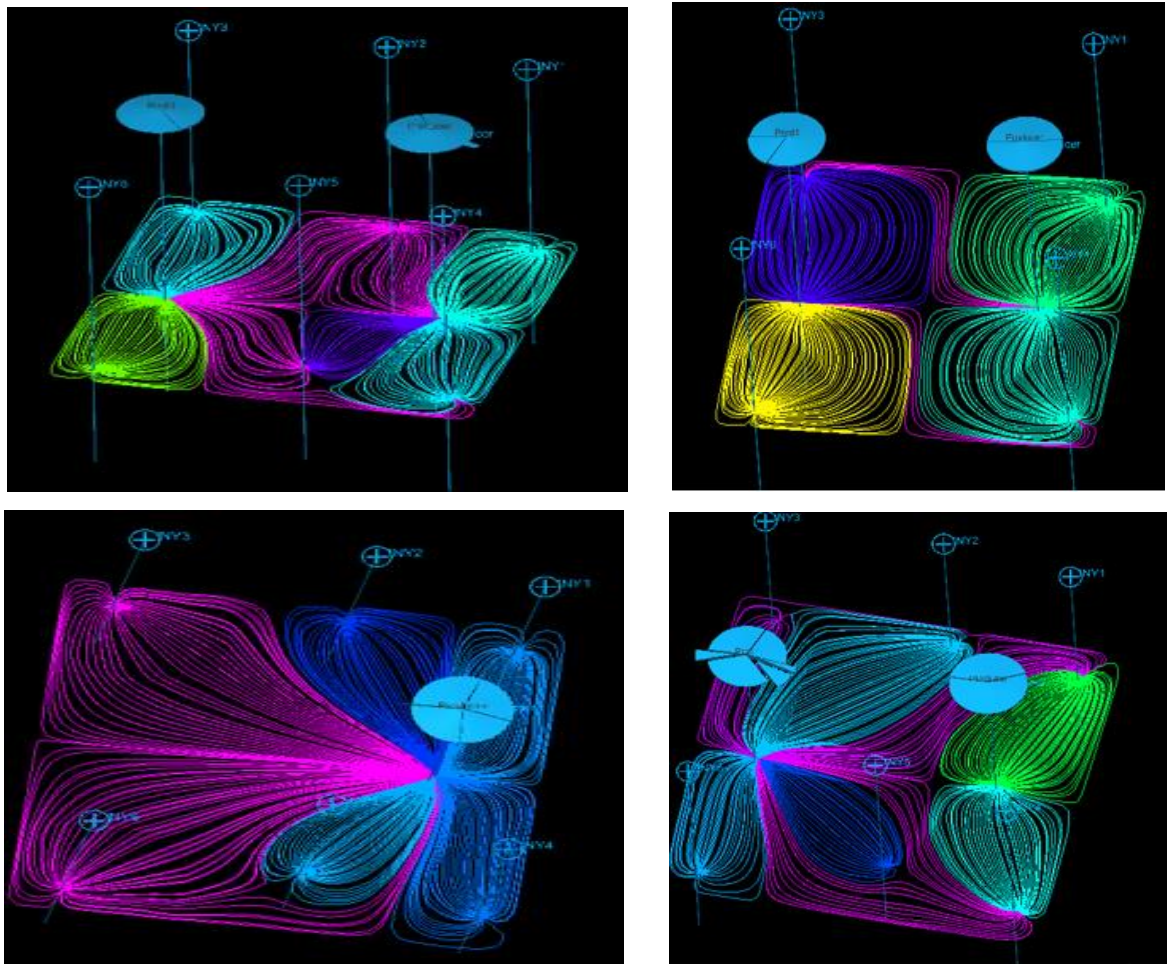


Fuente: Herramienta *Frontsim*

- **PFRACWAT** o fracción de producción de agua por punto de inicio *streamline*

En la figura 33 se representa que este parámetro para todos los casos de estudio respectivamente se evalúa solamente en los pozos productores. Esta herramienta es similar al parámetro IFRACWAT que corresponde a la fracción de producción de agua en el punto final *streamline*, las fracciones mostradas en este ítem se realizan para los pozos inyectores.

Figura 33. *Streamlines* generadas por el parámetro PFRACWAT



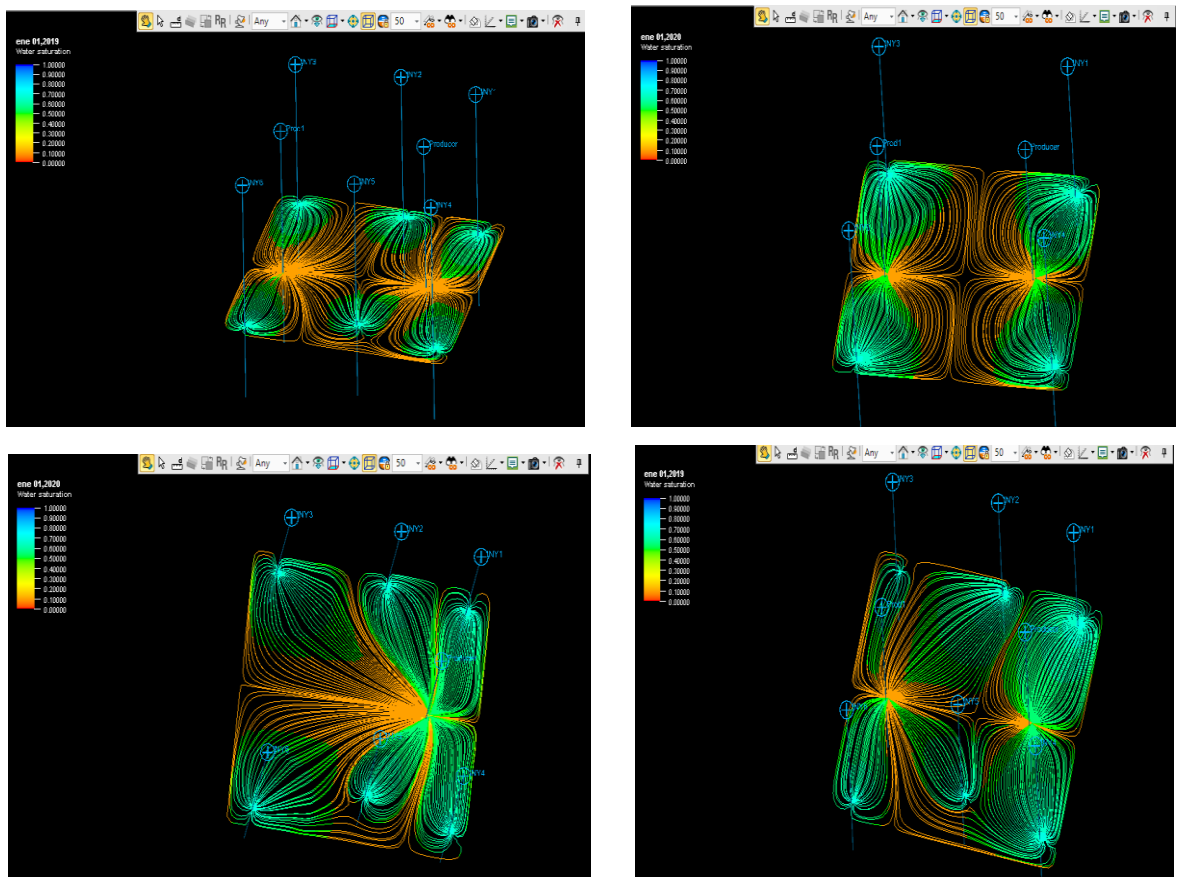
Fuente: Herramienta *Frontsim*

Las herramientas streamline ofrecidas por *Frontsim* anteriormente descritas son de gran utilidad ya que permite evaluar pozos productores como pozos inyectoras. Por ejemplo, la utilidad de un inyector puede evaluarse analizando el número de productores que reciben apoyo. Generalmente, un buen inyector apoyará a muchos productores, distribuyendo el líquido inyectado uniformemente. De manera similar, en un pozo de producción dado es posible averiguar qué inyectoras están contribuyendo. Es fácil de evidenciar cuales (inyectoras y productores) son óptimos y tomar decisiones operacionales (cerrar pozos, cambio de tasas de inyección, cambios de presión de inyección entre otras).

- **SWAT o saturación de agua**

Esta herramienta se muestra de manera diferente en los dos simuladores, es decir, en el simulador de diferencias finitas se observa el bloque en 3D con el cambio de saturación que ocurre en el proceso, de manera similar ocurre en el simulador Frontsim en donde aparte de observar este parámetro en bloque se visualiza como líneas de corriente. En la figura 34 se muestra este parámetro para los casos de estudio presentados.

Figura 34. Streamlines generadas por el parámetro SWAT

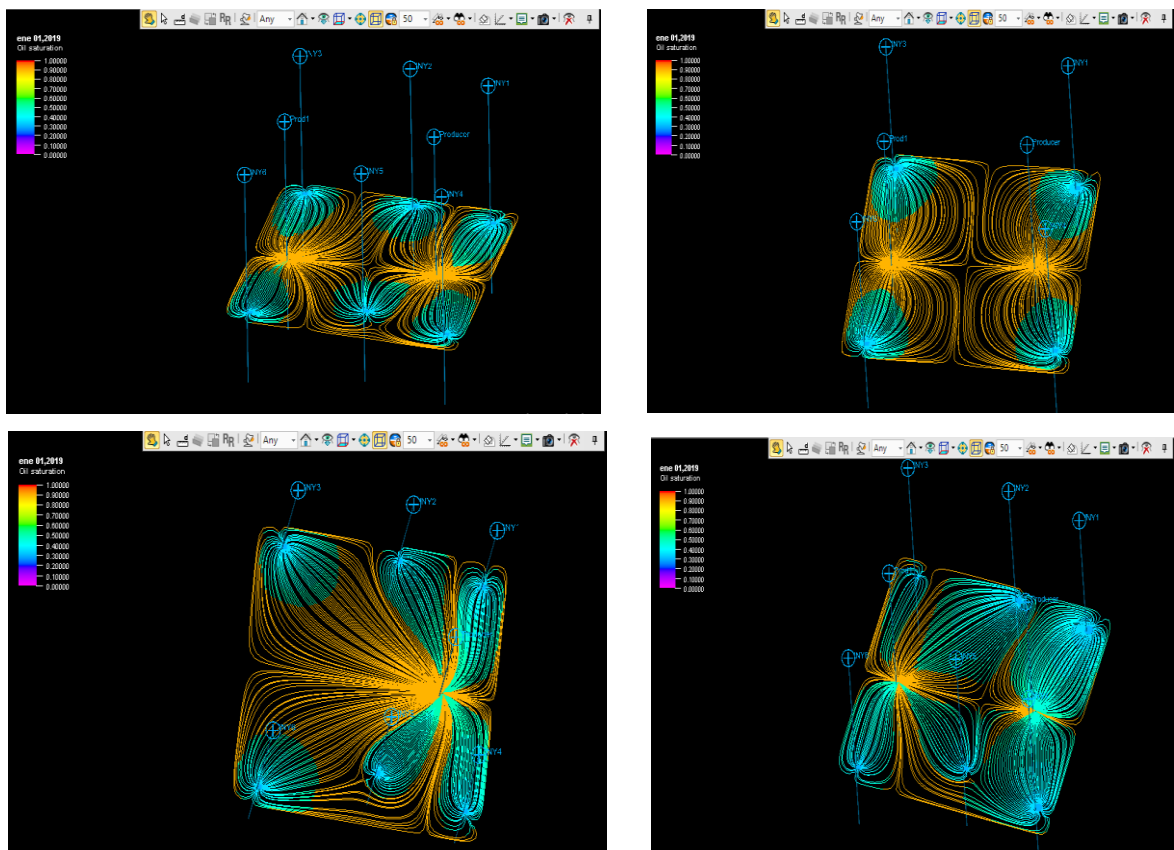


Fuente: Herramienta Frontsim

- **SOIL o saturación de petróleo**

De manera similar ocurre con esta herramienta, se muestra de manera diferente en los dos simuladores, es decir, en el simulador de diferencias finitas se observa el bloque en 3D con el cambio de saturación que ocurre en el proceso, de manera similar ocurre en el simulador Frontsim en donde aparte de observar este parámetro en bloque se visualiza como líneas de corriente. En la figura 35 se muestra este parámetro para los casos de estudio presentados.

Figura 35. Streamlines generadas por el parámetro SOIL



Fuente: Herramienta Frontsim

Para los parámetros presentados anteriormente SWAT (saturación de agua) y SOIL (saturación de aceite), FrontSim se basa en un enfoque secuencial, es decir, la solución de presión se calcula al inicio del proceso seguido por la solución de saturación al final el proceso. Debido al enfoque secuencial, los objetivos de velocidad para los pozos se traducen siempre a la velocidad total (suma de fase / componentes) a las condiciones del yacimiento⁶¹.

4.3.1.5 Resultados

- **Según producción de hidrocarburos**

Finalizado el proceso de simulación, se obtuvieron datos de producción contenidos en las tablas 17 y 18.

Tabla 17. Datos de producción de petróleo generada por CMG

CASO	TIEMPO (DIAS)	PRODUCCIÓN (MILES DE BARRILES)
BASE	7943	102,574
1	7943	101,954
2	7964,94	92,8865
3	7882	102,589

Fuente: Herramienta CMG

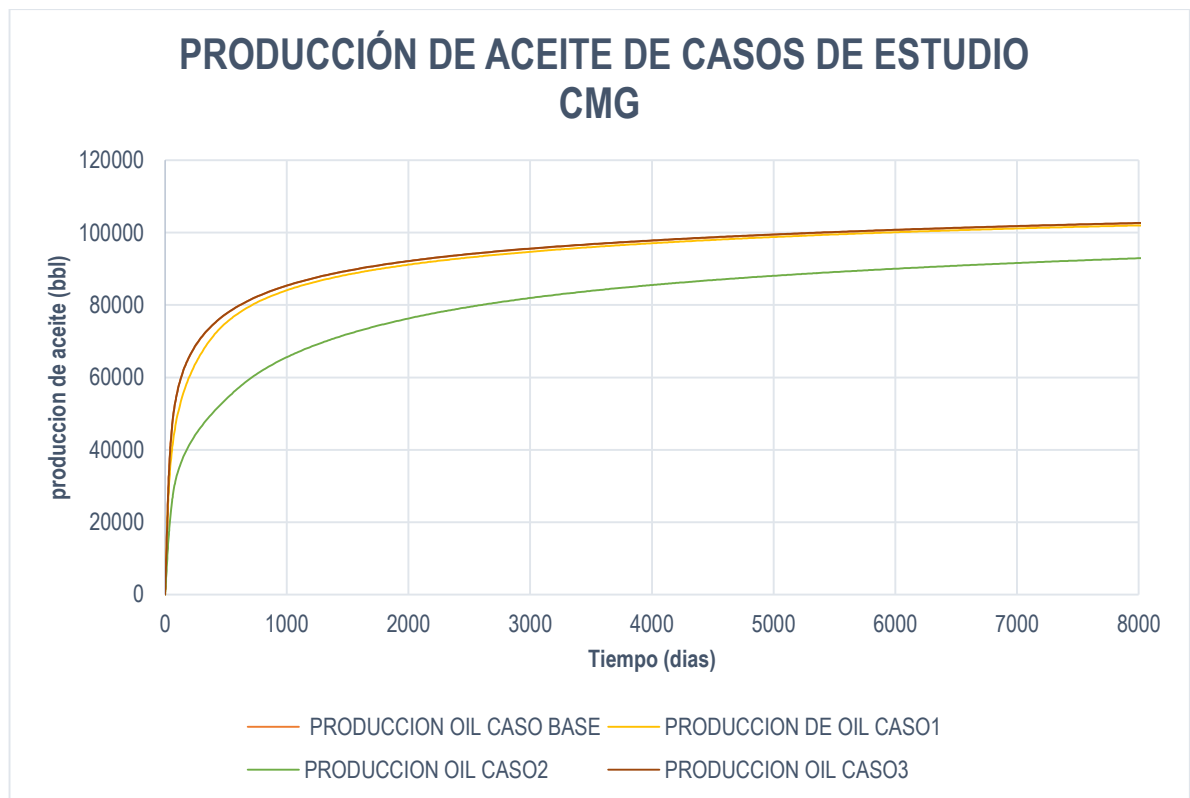
Tabla 18. Datos de producción de petróleo generada por Frontsim

CASO	TIEMPO (DIAS)	PRODUCCIÓN (MILES DE BARRILES)
BASE	7665	166,440
1	7665	160,710
2	7665	165,180
3	7665	174,260

Fuente: Herramienta *Frontsim*

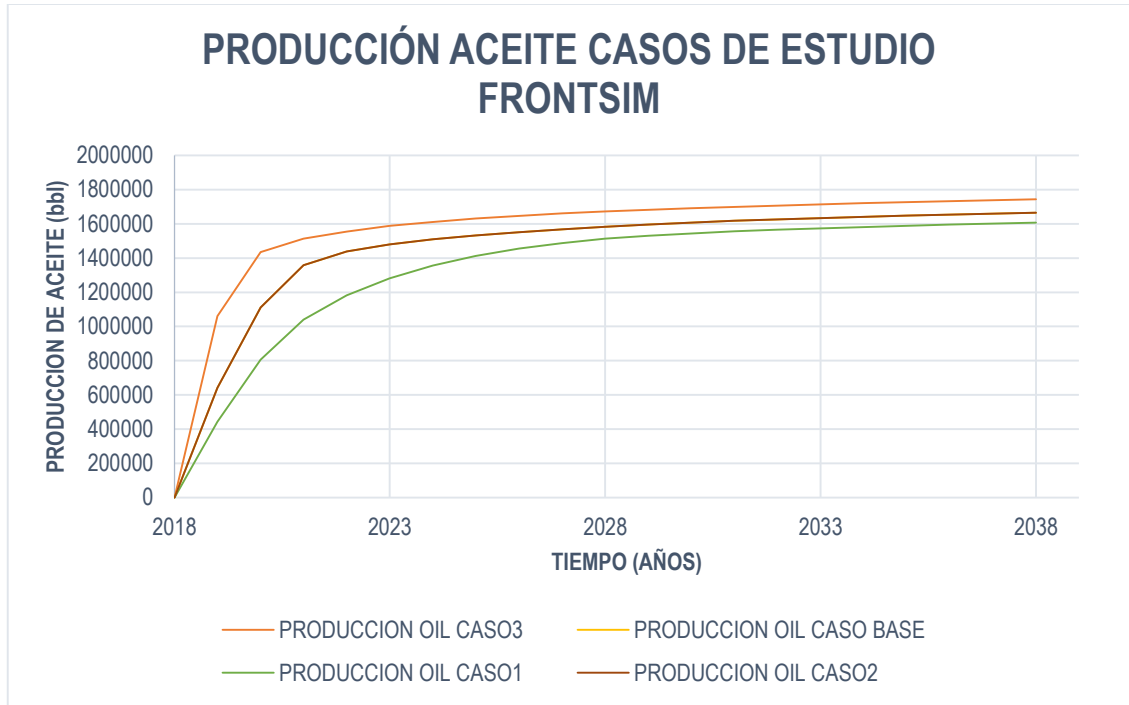
En las figuras 36 y 37 se evidencia el comportamiento de la producción de petróleo para los escenarios estudiados. La grafica del simulador CMG el tiempo se muestra en días; en cambio en FrontSim están en años. En cuanto al análisis de los casos de estudio presentados anteriormente se evidencia que el caso que tiene mayor producción de petróleos es el caso 3 el cual corresponde al caso en donde las tasas de inyección eran diferentes para cada pozo productor, esto sucede para ambos simuladores.

Figura 36. Producción de petróleo mediante CMG



Fuente: Herramienta CMG

Figura 37. Producción de petróleo mediante *Frontsim*



Fuente: Herramienta *Frontsim*

- **Según corte de agua**

Al finalizar la simulación del proceso de inyección de agua para los dos simuladores, se obtuvieron datos de corte de agua, los cuales se pueden observar en las tablas 19 y 20 respectivamente. En las imágenes 38 y 39 se encuentran las ilustraciones del corte de agua.

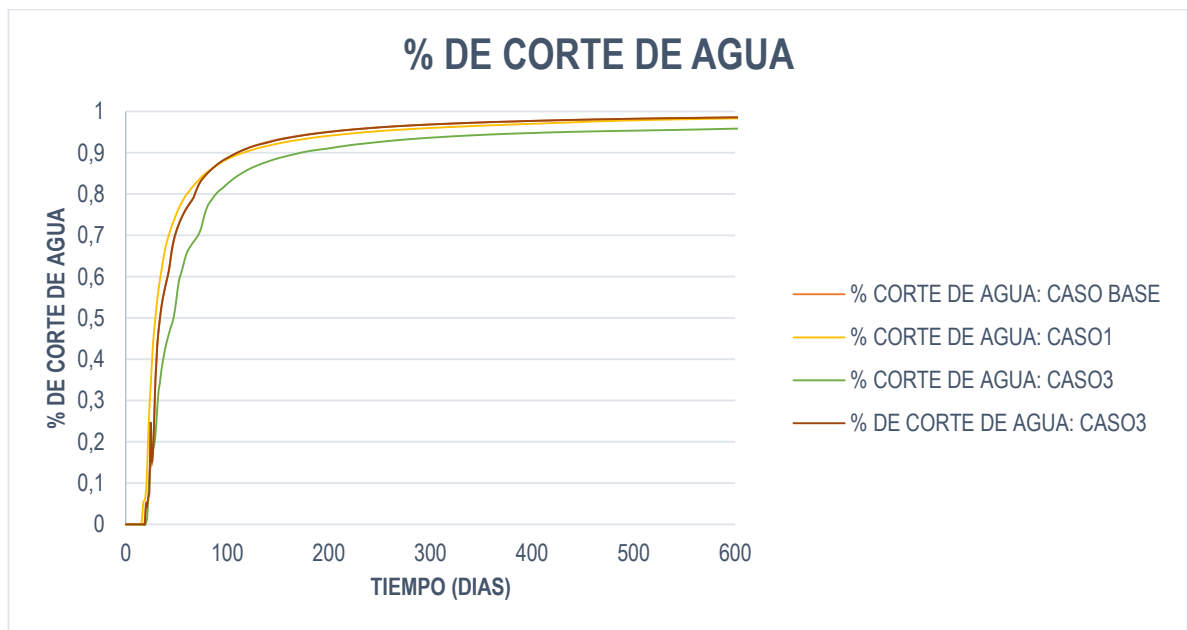
Tabla 19. Corte de agua generada por el simulador CMG

CASO	TIEMPO (DIAS)	CORTE DE AGUA (%)
BASE	7661,01	0,999417
1	7996,12	1
2	7882	1
3	7851	1

Tabla 20. Corte de agua generada por el simulador Frontsim

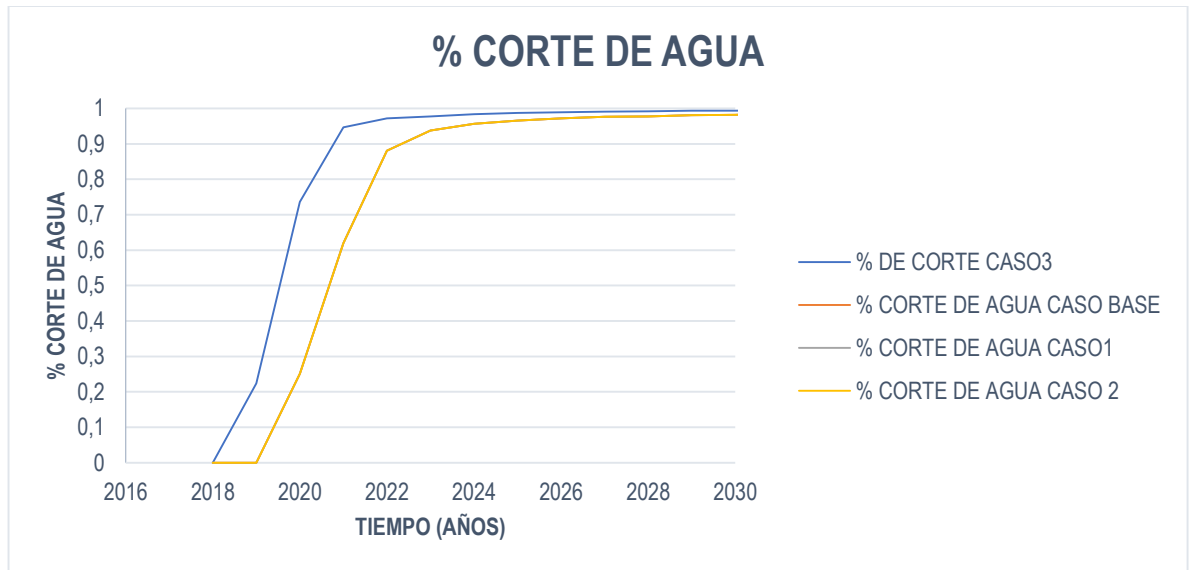
CASO	TIEMPO (DIAS)	CORTE DE AGUA (%)
BASE	7665	0,99176
1	7665	0,9869
2	7665	0,99147
3	7665	0,99658

Figura 38. Corte de agua generada por simulador CMG



Fuente: Herramienta CMG

Figura 39. Producción de petróleo generada por *Frontsim*



Fuente: Herramienta *Frontsim*

Teniendo los resultados de producción de aceite y corte de agua obtenidos por los dos simuladores; se evidencia que *Frontsim* arroja datos más optimistas debido al enfoque IMPES ya que divide el dominio 3D en líneas de corriente 1D, los cuales resuelven las ecuaciones de presión y saturación relevantes y luego se vuelven a ensamblar para generar el mapeo de las líneas de corriente finales. Esta separación y reensamblaje para cada paso de tiempo genera nuevas distribuciones de composición y presión que son numéricamente eficientes y proporcionan información útil al finalizar la simulación.

- **Según velocidad computacional**

Debido a las rutas discretizadas que toman las *streamline* el tiempo de simulación fue menor usando el simulador *Frontsim*, pero esta diferencia no es muy significativa debido a que el modelo utilizado es heterogéneo y no es un modelo geológico complejo. Los datos obtenidos por cada simulador se observan en la tabla 21.

Tabla 21. Tiempos de simulación obtenidos por ambos simuladores

Parámetro	Observaciones			
	Inyección de agua FD		Inyección de agua SL	
Velocidad computacional	Caso	Tiempo de simulación	Caso	Tiempo de simulación
	BASE	3 MIN, 44 SEG	BASE	2 MIN, 45 SEG
	1	4 MIN, 30 SEG	1	3 MIN, 44 SEG
	2	5 MIN, 6 SEG	2	4 MIN, 10 SEG
	3	4 MIN, 40 SEG	3	3 MIN, 37 SEG

4.4 ESCENARIOS APLICADOS A UN PROCESO DE INYECCIÓN DE POLÍMEROS

Se plantea un modelo inicial de un proceso de inyección de polímeros el cual es ejecutado con el simulador CMG y simulado con la herramienta *Stars*, no fue posible realizar este mismo modelo con el simulador FRONTSIM ya que en la literatura consultada este tipo de procesos solo se puede generar en ECLIPSE 100 y en ECLIPSE 300, estos simuladores hacen parte de los modelos de diferencias finitas entonces se desviaba del plan inicial de esta tesis.

El modelo de simulación es el mismo que se planteó para el proceso de inyección de agua anteriormente descrito. La diferencia entre estos dos procesos es la información suministrada del polímero utilizado en la simulación. En la tabla 22 se observan los fluidos presentes en el proceso de inyección de polímeros, se observa las propiedades del polímero utilizado en el proceso de simulación.

Tabla 22. Fluidos presentes en el proceso de simulación

Componente	Pcrit	Tcrit (F)	MW (lb/lbmole)	Densidad (lb/ft3)	Viscosidad (cP)
Agua	0	0	0	62,0168	0,5001
Dead_Oil	0	0	277,154	56,0313	19
Soln_Gas	662,32	-86,1003	37	22,2512	0,208573
Polymer	0	0	8000	62,428	2

El ítem de adsorción del polímero se trabajó con la tabla de adsorción vs composición, estos datos fueron suministrados por el ICP (Instituto Colombiano del Petróleo) y fueron requeridos para llevar a cabo el proceso de simulación. En la tabla 23 se observa la tabla de adsorción vs composición utilizada en este ejemplo, de igual manera en la tabla 24 se observan las propiedades dependientes de la roca.

Tabla 23. Tabla de adsorción vs composición

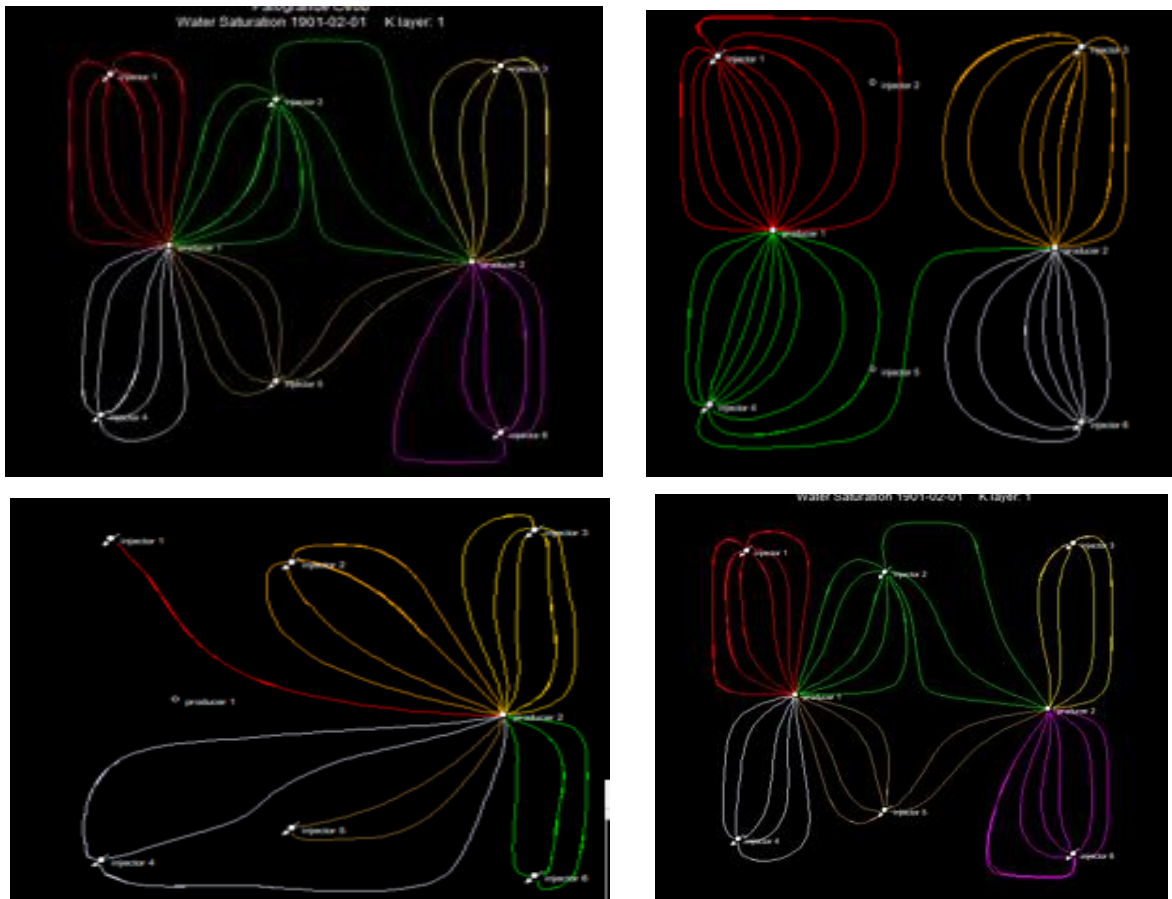
Fracción molar	Moles adsorbidos por unidad de volumen poroso (lbmole/ft3)
0	0
6,21E-03	7.04e-009
1,24E-02	1,41E-03
1,86E-02	2,11E-03
2,48E-02	2,85E-03
3,11E-02	3,61E-03
3,73E-02	4,37E-03
4,35E-02	5,13E-03
4,97E-02	5,88E-03
5,59E-02	6,64E-03

Tabla 24. Propiedades dependientes de la roca

Parámetro	Valor
Capacidad máxima de adsorción (lbmole/ft3)	9,61391e-006
Nivel residual de adsorción (lbmole/ft3)	7,74107e-006
Volumen de poro accesible	0,27

En la figura 40 se observan las *streamlines* generadas por los pozos inyectores en los escenarios presentados en ejemplo de inyección de agua.

Figura 40. Streamline generadas por los pozos inyectores



Fuente: Herramienta CMG

En la tabla 25 se muestra la asignación de colores de los pozos inyectoros en los escenarios planteados.

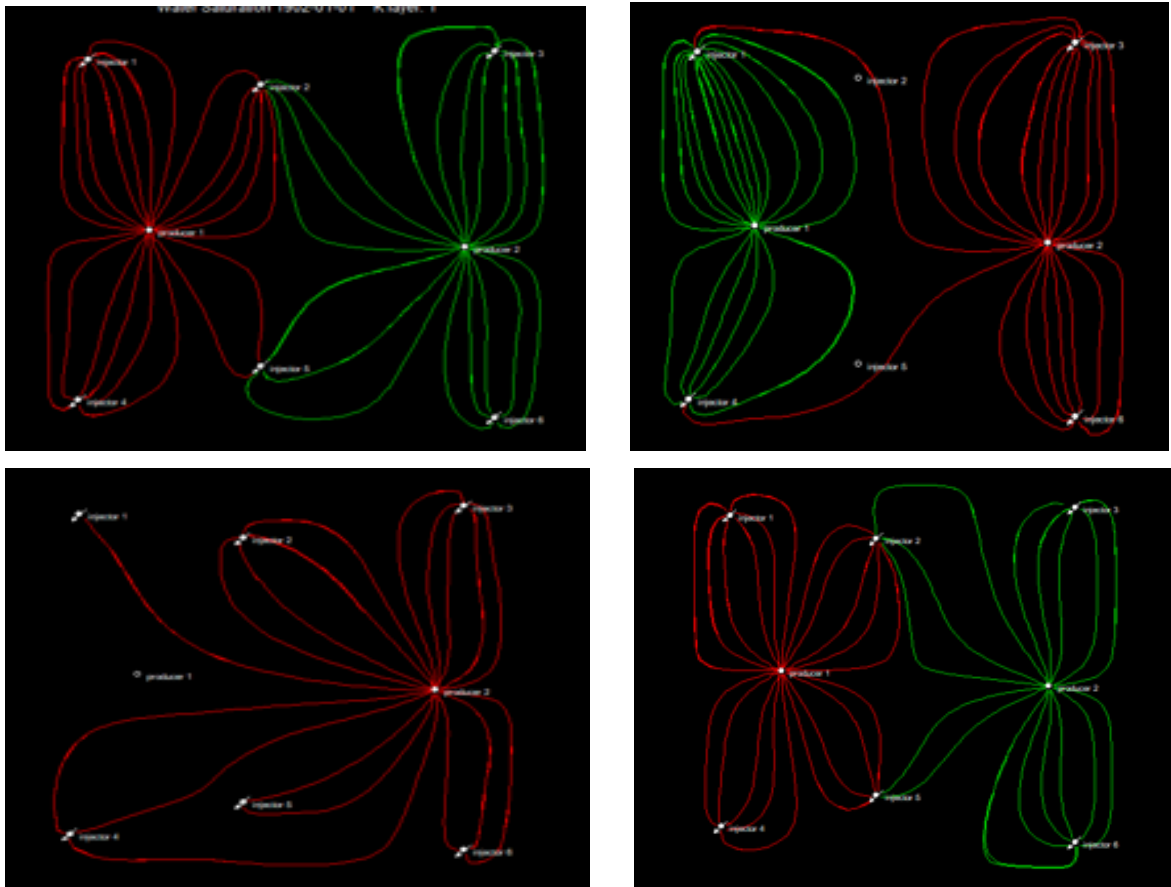
Tabla 25. Asignación de colores de los pozos inyectoros en los escenarios planteados.

CASO BASE				CASO 2		CASO 3	
	inyector 1				inyector 1		inyector 1
	inyector 2	CASO 1			inyector 2		inyector 2
	inyector 3		inyector 1		inyector 3		inyector 3
	inyector 4		inyector 2		inyector 4		inyector 4
	inyector 5		inyector 3		inyector 5		inyector 5
	inyector 6		inyector 4		inyector 6		inyector 6

Fuente: Herramienta CMG

En la figura 41 se observan las *streamlines* generadas por los pozos productores en los escenarios presentados para el proceso de inyección de polímeros.

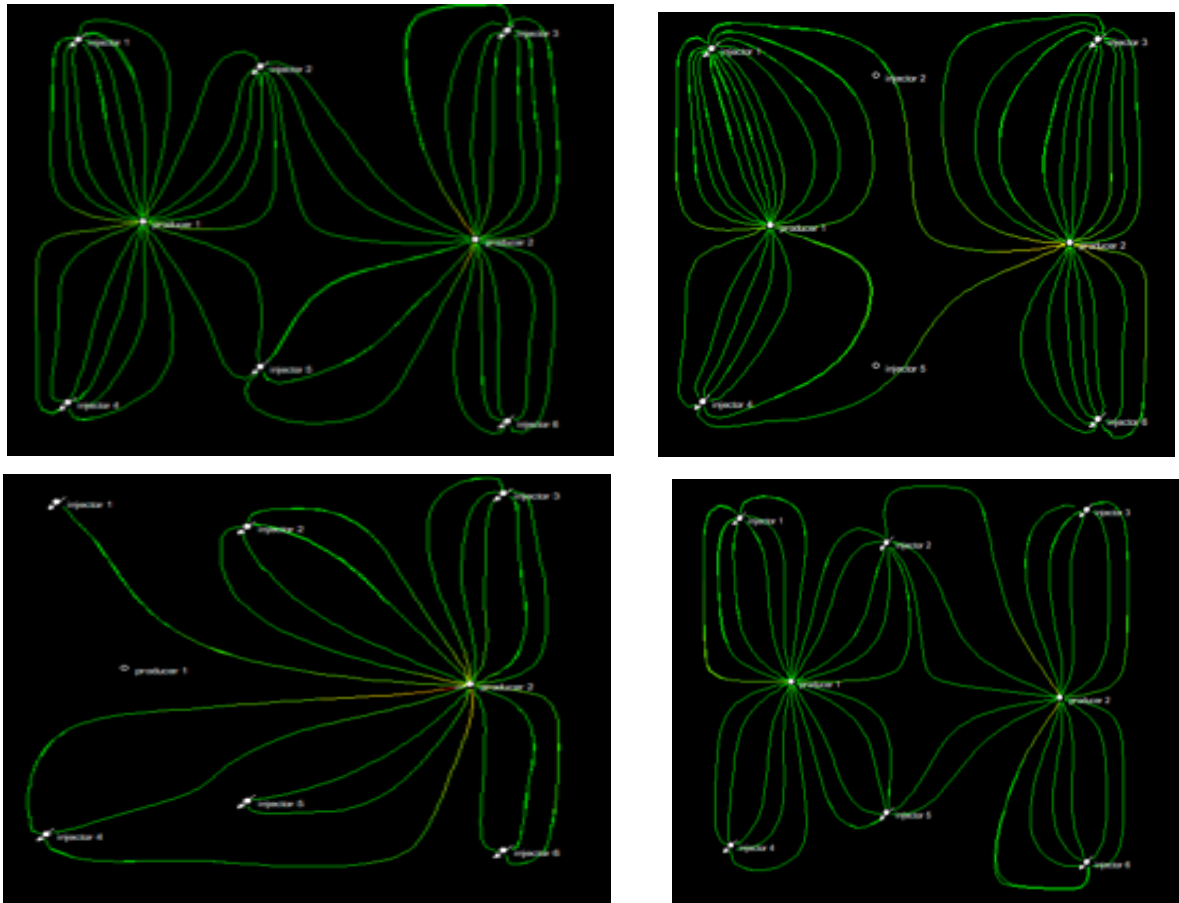
Figura 41. Streamline generadas por los pozos productores



Fuente: Herramienta CMG

En la figura 69 están representadas las *streamline* dadas utilizando tiempo de vuelo como herramienta. CMG para el proceso de inyección de polímero. Para los escenarios planteados (caso base, 1, 2 y 3 respectivamente). En la tabla 26 se observa los valores numéricos generados por el simulador CMG para este parámetro.

Figura 42. Streamline generadas por el tiempo de vuelo



Fuente: Herramienta CMG

Tabla 26. Asignación de colores del tiempo de vuelo en los escenarios planteados.

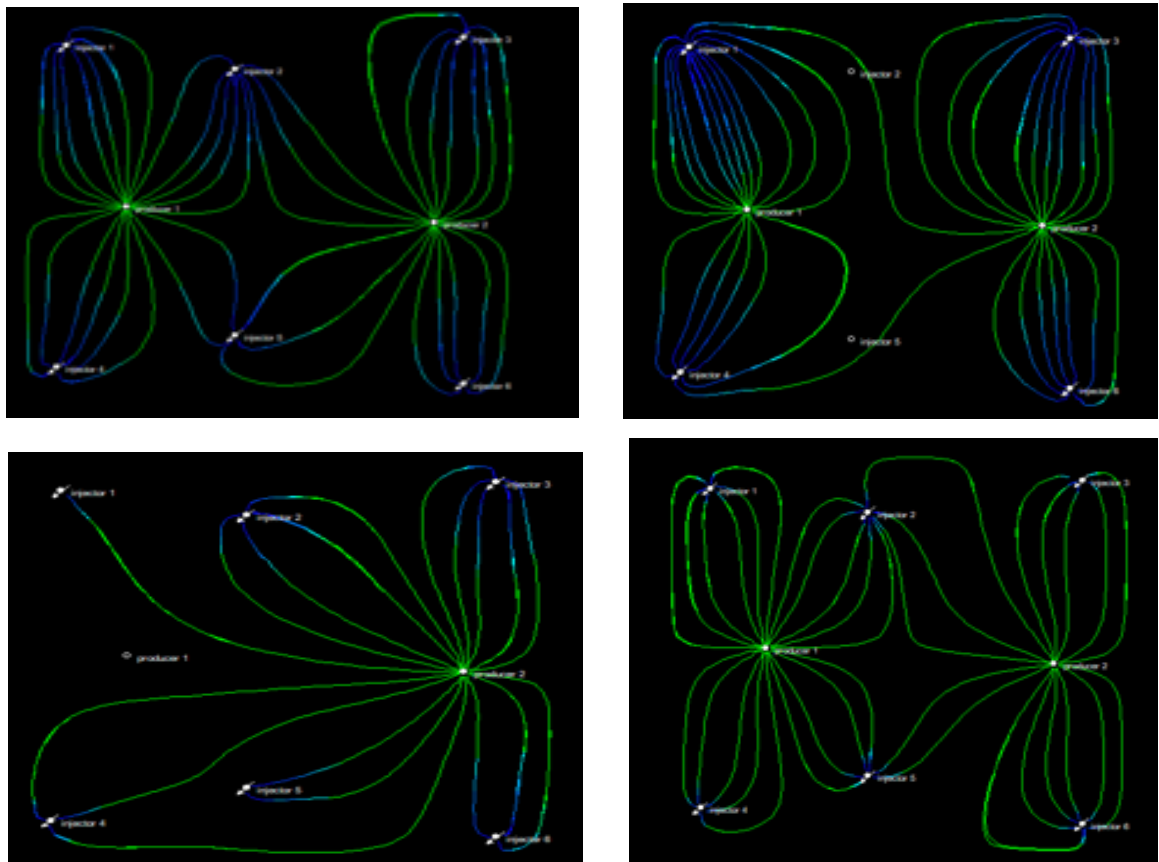
CASO BASE		CASO 1		CASO 2		CASO 3	
	valor numérico		valor numérico		valor numérico		valor numérico
	111938		79352		86936,3		143016
	0		0		0		0

Fuente: Herramienta CMG

Se evidencia que este parámetro se ve influenciado por los fluidos presentes en el modelo de simulación.

En el parámetro de velocidad de fases, el polímero se muestra como una solución acuosa por lo que no es posible diferenciar el polímero durante la simulación. En la figura 43 se ilustra el parámetro para cada caso de estudio.

Figura 43. Streamlines generadas por velocidad de fases



Fuente: Herramienta CMG

4.4.1 Resultados

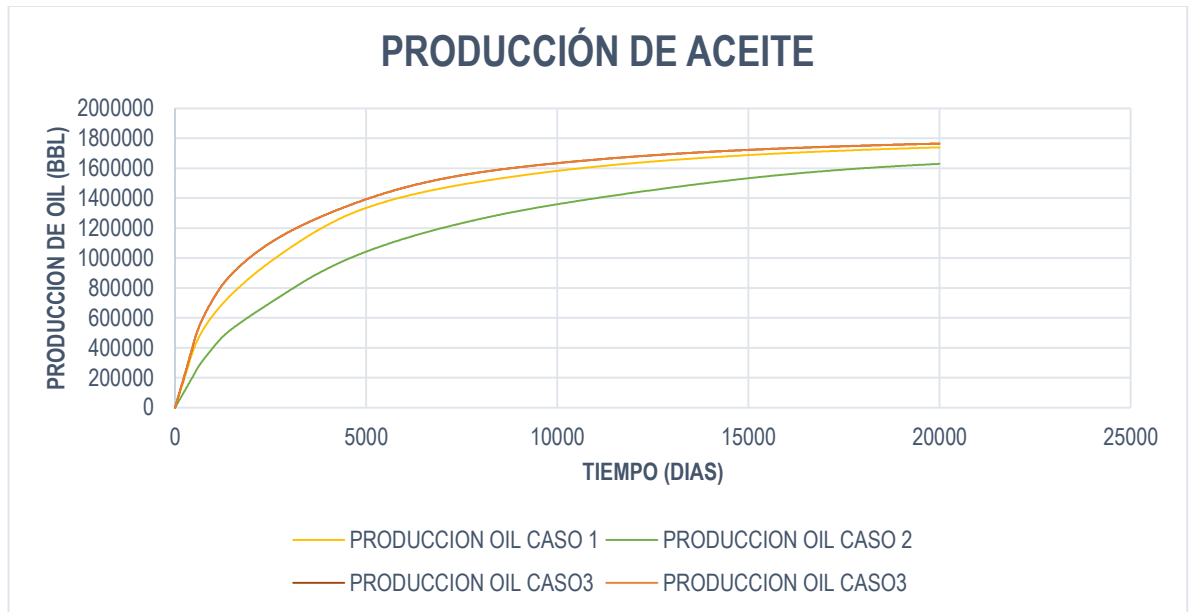
4.4.1.1 Según la producción de hidrocarburos: Los datos de producción obtenidos en el proceso de inyección de polímeros están contenidos en la tabla 27.

Tabla 27. Producción de petróleo generada por CMG

CASO	TIEMPO (DIAS)	PRODUCCIÓN (MILES DE BARRILES)
BASE	7935,18	157,105
1	7813,91	150,900
2	79043,08	152,354
3	7935,07	157,090

El caso 3 siendo el escenario donde las tasas de inyección cambiaron, proporciona mayor producción de petróleo. En la figura 44 se muestra la producción de aceite.

Figura 44. Producción de petróleo



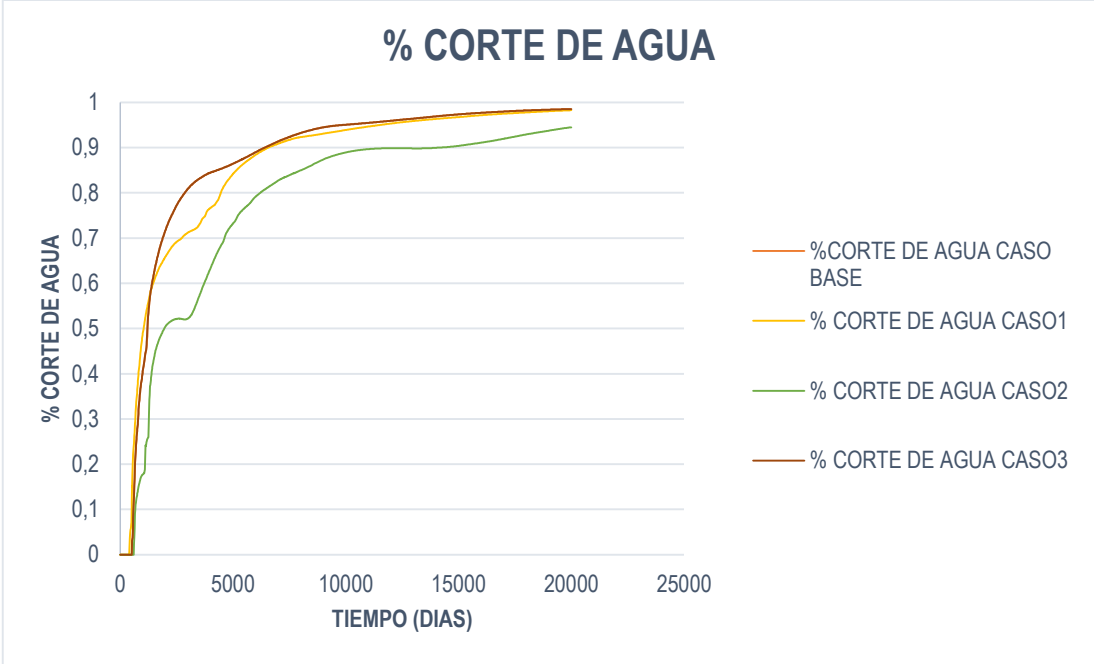
Fuente: Herramienta CMG

4.4.1.2 Según corte de agua: En la tabla 28 se muestra el corte de agua al finalizar la simulación para cada caso de estudio, y en la figura 45 se muestra el corte de agua.

Tabla 28. Corte de agua generada por el simulador CMG

CASO	DIAS	CORTE DE AGUA (%)
BASE	7995,18	0,9874
1	7993,91	0,9825
2	7904,08	0,935
3	7903,35	0,948

Figura 45. Corte de agua



Fuente: Herramienta CMG

5. CONCLUSIONES

- Las *Streamline* son una herramienta que brinda información importante para evaluar un proyecto y son aplicables a diversas ramas de la ingeniería de yacimientos, en este trabajo se expusieron desde las aplicaciones como las ventajas y desventajas que esta ofrece para tanto para un proceso de inyección de agua como para un proceso de inyección de polímeros.
- El proceso de inyección de agua se llevó a cabo mediante el simulador de diferencias finitas (CMG) comparado con un simulador *streamline* (FRONTSIM), encontrando parámetros semejantes dados por la visualización de las líneas de corriente tales como las generadas por los productores, inyectores y tiempo de vuelo.
- El proceso de inyección de polímeros se realizó únicamente con el simulador de diferencias finitas (CMG) ya que la herramienta Frontsim que pertenece a un simulador *streamline* no contiene información se involucre procesos de inyección de polímeros.
- La visualización de las *streamlines* se ve influenciada por ciertos parámetros como: cambios en las tasas de inyección, presencia o ausencia de inyectores y productores, fluidos presentes en el yacimiento, aumentando o disminuyendo la trayectoria de estas.

6. RECOMENDACIONES

- Validar la metodología con otros procesos de recobro mejorado y establecer diferencias y semejanzas entre dichos procesos.
- Dar a conocer las múltiples ventajas de la simulación *streamline* e implementarla en campos colombianos en donde se estén desarrollando procesos de recobro mejorado.
- Profundizar en técnicas de inversión o análisis económicos que permitan la aplicación de la técnica basada en *Streamline* para diferentes fluidos composicionales y procesos térmicos
- Realizar el mismo proceso de simulación para los dos procesos, pero utilizando diferentes fluidos y cambiando propiedades importantes, empleando el simulador CMG y un simulador *streamline* y establecer diferencias y semejanzas.
- Plantear un modelo complejo con más capas con la finalidad de observar el comportamiento de las líneas de corriente.

BIBLIOGRAFÍA

ABIDIN, A.Z., PUSPASARIA, T. and NUGROHO. W.A. (2012) Polymers for Enhanced Oil Recovery Technology

ALCUDIA Y. R. and DE LA FUENTE PÉREZ, R. Recuperación avanzada de hidrocarburos (IOR). Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de ingeniería

AL-NAJEM, A., SIDDIQUI, S., SOLIMAN, M. (2012). *Streamline* Simulation Technology: Evolution and Recent Trends. Texas Tech University. Society of Petroleum Engineers

ALSOFI, A.M., LAFORCE, T.C., and BLUNT, M.J. 2009. Sweep Impairment Due to Polymers Shear Thinning. Paper SPE 120321 presented at the SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, Bahrain, Bahrain, 15-18 March.

ALVARADO, V. and MANRIQUE, E. (2010). Enhanced Oil Recovery: An Update Review. *Energies*. [online] Available at: <http://www.mdpi.com/1996-1073/3/9/1529/pdf> [Accessed 27 Feb. 2018].

BATYCKY, R. P., BLUNT, M. J., & THIELE, M. R. 1997. A 3D Field-Scale *Streamline*-Based Reservoir Simulator. Society of Petroleum Engineers

BERNAL MORA, M. and RUEDA CAMACHO, O. (2010). Desarrollo de una metodología para la ubicación de nuevos pozos productores a partir del modelamiento COMPUTACIONAL BASADO EN SIMULACIÓN *STREAMLINE*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.

CAMACHO, O. and BERNAL MORA, M. (2009). Desarrollo de una metodología para la ubicación de nuevos pozos productores a partir de modelamiento computacional basado en simulación *streamline*. Revista Fuentes: El reventón energético, 7

CASTRO, R., MAYA, G., MANTILLA, J., DIAZ, V., AMAYA, R., LOBO, A., ORDOÑEZ, A. and VILLAR, A. (2014). Waterflooding in Colombia: Past, Present, and Future Maracaibo, Venezuela: Society of Petroleum Engineers. Ecopetrol.

CHANG, H. L. 1978. Polymer Flooding Technology Yesterday, Today, and Tomorrow. Society of Petroleum Engineers

CHOUDHURI, B., THAKURIA, C., BELUSHI, A. A., NURZAMAN, Z., AL HASHMI, K., & BATYCKY, R. 2015. Optimization of a Large Polymer Flood With Full-Field *Streamline* Simulation. Society of Petroleum Engineers.

CLEMENS, T., ABDEV, J., & THIELE, M. (2011). Improved Polymer-Flood Management Using *Streamlines*. Society of Petroleum Engineers

CMG, C. Manual Result 3D, Advanced Features and Operations, *Streamlines* (2D view only).

Computer Modelling Group Ltd. (2018). Software. [Online] Available at: <https://www.cmgl.ca/software> [Accessed 17 Sep. 2018].

CRAIG, F. (1982). Aspectos de ingeniería de la inyección de agua. Society of Petroleum Engineers. (SPE)

DEVEGOWDA, D. ARROYO-NEGRETE, E., DATTA-GUPTA, A. and DOUMA, S.G. 2007. Efficient and Robust Reservoir Model Updating Using Ensemble Kalman Filter with Sensitivity-Based Covariance Localization. Paper SPE 106144 presented at the SPE Reservoir Simulation Symposium, Houston, Texas, U.S.A. 26-28 February.

ESTRUCTURA Y PROPIEDADES DE LOS POLÍMEROS. [Online] Available at: https://rua.ua.es/dspace/bitstream/10045/16883/1/Tema_1._Estructura_y_propiedades_de_los_polimeros.pdf [Accessed 28 Feb. 2018].

FERNÁNDEZ, I. POLÍMEROS EN SOLUCIÓN Y APLICACIÓN DE LOS POLÍMEROS EN LA INDUSTRIA PETROLERA. [Online] Available at: <http://www.reviberpol.iibcaudo.com.ve/pdf/publicados/fernandez.pdf> [Accessed 28 Feb. 2018].

GHORI, S. G., SYED, Z. J., VOHRA, I. R., & LIN, C. (2006). Improving Injector Efficiency Using Streamline Simulation: A Case Study of Waterflooding in Saudi Arabia. Society of Petroleum Engineers

GREEN, D. and WILLHITE, G. (1997). Enhanced Oil Recovery. Society of Petroleum Engineers, 6.

GRINESTAFF G. H. 1999. Waterflood Pattern Allocations: Quantifying the Injector to Producer Relationship with *Streamline* Simulation, BP Exploration (Alaska) Inc. Society of Petroleum Engineers Inc.

GRINESTAFF, G.H. and CAFFREY, D. J. 2000. Waterflood Management: A Case Study of the Northwest Fault Block Area of Prudhoe Bay, Alaska, Using *Streamline* Simulation and Traditional Waterflood Analysis. Paper SPE 63152 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, 1-4.

GUATAVITA SALGADO, O. and TRUJILLO CARDONA, Y. (2012). Generalidades de inyección de agua en campos petrolíferos. Villavicencio: Corporación internacional del petróleo, LTDA, p.13.

HERNÁNDEZ SERRANO, A. 2014. Recuperación mejorada de hidrocarburos a partir de un tratamiento con polímeros y surfactantes. Instituto Politécnico Nacional. Escuela Superior de Ingeniería química e industrias extractivas.

JIMÉNEZ, R., CASTRO, R., MAYA, G., PÉREZ, R., DELGADILLO, C., GARCÍA, H., LEÓN, J. and CÁRDENAS, F. (2017). Análisis comparativo de procesos de inyección de polímeros ejecutados en Colombia. Acipet, Ecopetrol. [Online] Available at: <https://congresoacipet.com/wp-content/uploads/2017/Tec/TEC-452.pdf> [Accessed 28 Feb. 2018].

LAKATOS, SZABO, J. and TOTH, J. 1979. "Factors influencing polyacrylamide adsorption in porous media and their effect on flow behavior" Presented at the Symposium on Surface Phenomena in EOR, Stockholm, Sweden.

IITTMANN, W. 1968. Polymer flooding. Amsterdam: G.V Chilingarian

M. MÉNDEZ y H. ABRIL. Simulación *streamline*: estado del arte y aplicaciones fundamentales en el modelamiento y estudio de yacimientos altamente heterogéneos. Bucaramanga 2005. Trabajo de grado (ingenieros de petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos

MALLISON, B., GERRITSEN, M. and MATRINGE, S. Improved Mappings for *Streamline*-Based Simulation. SPE, Stanford U.

MASCHIO, C. and SCHIOZER, D. J. 2004. Integration of *Streamline* Simulation and Automatic History Matching. Paper SPE 89850 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, 26-29 September.

MÉNDEZ, M., y ABRIL, H. 2005. Simulación *streamline*: estado del arte y aplicaciones fundamentales en el modelamiento y estudio de yacimientos altamente heterogéneos. Universidad Industrial de Santander

MORENO, D. (2017). Adsorción: un desafío para la viabilidad del proceso de inyección de polímeros. Acipet. Grupo de Investigación Recobro Mejorado – GRM-UIS, S. F. Muñoz, Universidad Industrial de Santander. [online] Available at: <https://congresoacipet.com/wp-content/uploads/2017/Tec/TEC-302.pdf> [Accessed 28 Feb. 2018].

NEEDHAM, R. and DOE, P. (1987). Revisión de inyecciones poliméricas. SPE, Phillips Petroleum Co.

PARIS DE FERRER, M. (2001). Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 2nd Ed.

PÉREZ, R., CASTRO GARCIA, R. H., JIMENEZ, R., MAYA, G. A., LEON HINESTROSA, J. M., REYES, J. D., QUINTERO, H. (2017, May 17). Mature Field Revitalization Using Polymer Flooding: Palogrande - Cebú Field Case. Society of Petroleum Engineers.

Petrowiki. Waterflooding. [Online] Available at: <http://petrowiki.org/Waterflooding> [Accessed 22 Feb. 2018].

POLLOCK, D.W. 1988. Semi-analytical Computation of Path Lines for Finite Difference Models

SHARIF, A. and MACDONALD, A. 2001. Evaluating the Uncertainty of 3D Geologic Reservoir Models. *World Oil* 222(5):44-48.

THIELE, M., BATYCKY, R., PÖLLITZER, S. and CLEMENS, T. (2010). Polymer-Flood Modeling Using *Streamlines*.

THIELE, M.R. and BATYCKY, R.P. 2006. Using *streamline*-derived injection efficiencies for improved Waterflood management. *SPE Res Eval & Eng* 9 (2): 187-196. SPE 84080.

THIELE, M.R., BATYCKY, R.P. and FENWICK, D.H. 2010. *Streamline* simulation for modern reservoir-engineering workflows. *J. Pet Tech* 62 (1): 64-70. SPE 118608.

THIELE, M.R., BATYCKY, R.P., Iding, M. and Blunt, M. 2004. Extension of *Streamline* – Based Dual Porosity Flow Simulation to Realistic Geology. 9th European Conference on the Mathematics of Oil Recovery - Cannes, France, 30 August - 2 September.

THIELE, M.R., BATYCKY, R.P., PÖLLITZER, S. and CLEMENS, T. 2008. Polymer-Flood Modeling Using *Streamlines*. Paper SPE 22 SPE 160894 115545 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, USA, 21-24 September.

VELÁZQUEZ BUENO, L, N. 2008. Inyección de polímeros en yacimientos petroleros como método de recuperación mejorada, Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de ingeniería

VICENTE, B. J., PRIIMENKO, V. I., & PIRES, A. P. 2012. *Streamlines* Simulation of Polymer Slugs Injection in Petroleum Reservoirs. Society of Petroleum Engineers

YAN, W., MICHELSEN, M. L., STENBY, E. H., BERENBLYUM, R. A., & SHAPIRO, A. A. 2004. Three-phase Compositional *Streamline* Simulation and Its Application to WAG. Society of Petroleum Engineers