

**Estudio del uso de modelos de predicción analítica en procesos de inyección de polímeros  
mediante la simulación numérica de yacimientos**

**Juan David Castellanos Rodríguez**

**Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos**

**Director**

**Maika Gambús Ordaz**

**PhD. en Ingeniería de Petróleos**

**Codirector:**

**Yohan Pabón Acevedo**

**Ingeniero de Petróleos**

**Universidad Industrial de Santander**

**Facultad de Ingenierías Físico – Químicas**

**Escuela de Ingeniería de Petróleos**

**Bucaramanga**

**2018**

**Contenido**

	<b>Pág.</b>
Introducción .....	20
1. Generalidades.....	23
1.1 Marco histórico de la inyección de polímero.....	23
1.2 La inyección de polímero.....	24
1.3 Eficiencia de barrido areal, vertical y volumétrica .....	25
1.4 Características principales de los polímeros .....	27
1.5 Clasificación de los Polímeros.....	27
1.6. Degradación de los polímeros.....	29
1.7 Screening del proceso de inyección de polímeros .....	31
1.7.1 Características del yacimiento. ....	31
2. Modelos de Predicción Analítica.....	32
2.1 El modelo de predicción analítico.....	32
2.2 Método de Buckley-Leverett .....	35
2.2.1 Teoría de desplazamiento .....	35
2.2.2 Ecuación de flujo fraccional .....	36
2.2.3 Consideraciones teóricas.....	38
2.2.4 Ecuaciones básicas.....	40
2.2.4.1 Antes de ruptura.....	40
2.2.4.2 Después de la ruptura.....	42
2.2.5 Ecuaciones básicas Buckley y Leverett .....	43

2.3 Modelos analíticos utilizados para modelar la degradación de un polímero .....	46
2.3.1 Modelo de Perkins, 1962 .....	46
2.3.1.1 Difusión de fluidos miscibles.....	47
2.3.1.2 Dispersión en el medio poroso.....	48
2.3.2 Modelo de dispersión macroscópica de Joseph E. Warren, 1963 .....	50
2.3.3 Modelo de Bentsen, 1965 .....	52
2.3.3.1 Suposiciones .....	53
2.3.3.2 Relaciones matemáticas propuestas .....	53
2.3.4 Método de Noaman el-khatib-2010 .....	55
2.3.4.1 Suposiciones .....	55
2.3.4.2 Relaciones matemáticas propuestas .....	56
2.3.5 Modelo analítico segunda ley de Fick, 1855 .....	56
2.3.4.1 Suposiciones .....	57
2.4 Fortalezas y debilidades de los modelos presentados .....	59
2.5 Construcción modelo analítico con degradación del polímero .....	61
2.5.1 Cambio de la concentración en el espacio .....	62
2.5.2 Cambio de la concentración en el tiempo .....	63
3. Construcción modelos de simulación numérica .....	72
3.1 Selección del software de simulación .....	73
3.1.1 Resumen histórico campo Yariguí-Cantagallo .....	74
3.1.2 Construcción del modelo base. ....	75
3.1.3 Propiedades de la roca .....	79
3.1.4 Modelo de fluidos .....	80

3.1.5 Función objetivo y presentación de resultados para modelo base .....	84
3.1.6 Análisis de sensibilidad a las variables que influyen en el diseño de un bache en un proceso de inyección de polímeros. ....	87
3.1.7 Esquema de análisis de sensibilidad, variables a sensibilizar y unidades de análisis.....	88
3.2 Evaluación del modelo programado .....	89
3.2.1 Caso Base.....	89
3.2.2 Análisis de sensibilidad para Caudal y Concentración .....	90
3.2.3 Análisis Buckley Leverett.....	91
3.2.4 Comparación de un modelo analítico y otro de simulación para el caso de un proceso de inyección de agua. ....	92
4. Análisis comparativo de la inyección de polímero .....	98
4.1 Análisis de sensibilidad de la simulación numérica y modelo analítico.....	98
4.2 Ajuste a la concentración inicial inyectada de polímero .....	99
4.3 Sensibilidad de la tasa de inyección y la concentración .....	101
5. Conclusiones .....	111
6. Recomendaciones .....	113
Referencias Bibliográficas .....	114
Apéndices.....	116

**Lista de Figuras**

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Esquema ilustrativo de la metodología para el diseño de baches en un proceso de inyección de polímero (Adaptado de Jiménez, 2015).....	25
Figura 2. Esquema ilustrativo de la eficiencia de barrido volumétrica (Adaptada de Pabón, 2014).....	26
Figura 3. Clasificación de los polímeros usados en la industria (Adaptada de Stright, J.2008)...	29
Figura 4: Modelo Físico de desplazamiento de Buckley-Leverret .....	36
Figura 5. Grafica de flujo fraccional (Pabón, 2014). .....	39
Figura 6. Curva de flujo fraccional ampliada; después de ruptura (Adaptada de Pabón, 2014) ..	40
Figura 7. Representación del yacimiento antes de ruptura según Buckley-Leverett. ....	41
Figura 8. Representación del yacimiento después de ruptura según Buckley- Leverett. ....	42
Figura 9. Efecto de la viscosidad del agua sobre los perfiles de flujo fraccional vs saturación de agua .....	44
Figura 10. Efecto de la viscosidad del agua para la gráfica ampliada de flujo fraccional .....	45
Figura 11. Cambios en los perfiles de concentración de polímero versus la distancia y tiempo para el modelamiento de degradación de polímero con Fick .....	61
Figura 12. Determinación de la concentración de polímero promedio para un tiempo t a partir de Fick .....	63
Figura 13. Cambio en el perfil de flujo fraccional con el tiempo, para un proceso de inyección de polímero modelado con Fick.....	64

Figura 14. Comportamiento de tiempo de ruptura vs tiempo ingresado para el modelo analítico aplicado .....	65
Figura 15. variables de entrada para el BL y el modelo de degradación de polímero de Fick. ....	66
Figura 16. Viscosidad a diferentes valores de concentración. ....	68
Figura 17. Cálculo de viscosidades promedio para cada paso de tiempo .....	69
Figura 18. Calculo del tiempo de ruptura estimado para cada paso de tiempo .....	70
Figura 19. Arreglo para los datos de salida.....	71
Figura 20. Distribuciones de grid planteadas (Adaptado de Computer Modeling Group, CMG)	76
Figura 21. Factores de recobro y producción para los escenarios propuestos (Adaptado de Computer Modeling Group, CMG) .....	77
Figura 22. Modelo de simulación planteado con enmallado tipo cartesiano (Adaptado de Computer Modeling Group, CMG). ....	79
Figura 23. Comportamiento del factor volumétrico del aceite del Campo de estudio (Adaptado de Computer Modeling Group, CMG). ....	81
Figura 24. Comportamiento de la densidad del aceite del Campo de estudio (Adaptado de Computer Modeling Group, CMG). ....	82
Figura 25. Comportamiento de la relación gas- aceite –GOR del Campo de estudio (Adaptado de Computer Modeling Group, CMG).....	82
Figura 26. Comportamiento de la viscosidad del aceite vs Presión para el Campo de estudio (Adaptado de Computer Modeling Group, CMG).....	83
Figura 27. Comportamiento de la viscosidad del aceite vs Temperatura para el Campo de estudio (Adaptado de Computer Modeling Group, CMG). ....	83

Figura 28. Curva de permeabilidad relativa sistema agua – petróleo (Adaptado de Computer Modeling Group, CMG). .....	84
Figura 29. Curva de permeabilidad relativa sistema gas – petróleo (Adaptado de Computer Modeling Group, CMG). .....	84
Figura 30. Funciones objetivo para el proceso de sensibilidad .....	85
Figura 31. Metodología para realizar el análisis de sensibilidad de las variables (García, Y; Zafra, T , 2010). .....	85
Figura 32. Funciones objetivo para configuración del modelo base (Adaptado de Computer Modeling Group, CMG) .....	86
Figura 33. Fluctuaciones de factor de recobro debido a las modificaciones de la tasa de inyección (Adaptado de Computer Modeling Group, CMG) .....	87
Figura 34. Degradación del polímero, con una distancia entre pozos de 712 pies a diferentes tiempos de estudio.....	90
Figura 35. Patrón de cinco puntos utilizado en el modelamiento de Buckley-Leverett. ....	91
Figura 36. Muestra las nuevas dimensiones modelo. ....	92
Figura 37. Comportamiento del factor de recobro vs tiempo en Simulación y Buckley-Leverett para inyección de agua equivalente a $Q = 500$ Bbl/día .....	93
Figura 38. Comportamiento del caudal de aceite vs tiempo, en Simulación y Buckley-Leverett para inyección de agua equivalente a $Q = 500$ Bbl/día. ....	94
Figura 39. Comportamiento del caudal de agua ( $q_w$ ) vs tiempo, en Simulación y Buckley-Leverett para inyección de agua equivalente a $Q = 500$ Bbl/día. ....	95
Figura 40. Comportamiento de la producción petróleo ( $N_p$ ) vs tiempo, en Simulación y Buckley- Leverett para inyección de agua equivalente a $Q = 500$ Bbl/day.....	96

Figura 41. Comportamiento del RAP vs tiempo, en Simulación y Buckley- Leverett para inyección de agua equivalente a $Q = 500$ Bbl/día. ....	97
Figura 42. Ajuste en la concentración de polímero .....	100
Figura 43. Comportamiento del factor de recobro vs tiempo en el modelo de simulación y Buckley- Leverett para $Q = 300$ Bbl/día y concentración = 1200 ppm .....	101
Figura 44. Comportamiento del caudal de aceite vs tiempo. En el modelo de simulación y en el modelo analítico Buckley- Leverett para $Q = 300$ Bbl/día y concentración = 1200 ppm .	103
Figura 45 Geometría del frente de desplazamiento plano .....	104
Figura 46. Comportamiento del caudal de agua vs tiempo. En el modelo de simulación y en el modelo analítico Buckley- Leverett para $Q = 300$ Bbl/día y concentración = 1200 ppm .....	106
Figura 47. Comportamiento de la producción de petróleo ( $N_p$ ) vs Tiempo en el modelo de simulación y en el modelo analítico Buckley- Leverett para $Q = 300$ Bbl/día y concentración = 1200 ppm .....	107
Figura 48. Comportamiento del RAP vs tiempo en Simulación y Buckley- Leverett.....	109

**Lista de Tablas**

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Screening del proceso de inyección de polímero (Ahmad, 1997). .....	31
Tabla 2. Principales modelos de predicción analítica en la inyección de fluidos inmiscibles (Magdalena 199) .....	33
Tabla 3. Fuerzas que afectan la ecuación de flujo fraccional (Pabón, 2014).....	38
Tabla 4. Ecuaciones básicas Buckley y Leverett (Pabón, 2014). .....	43
Tabla 5. Fortalezas y debilidades de los modelos analíticos estudiados.....	59
Tabla 6. Comportamiento tiempo vs tiempo de ruptura calculado para un proceso de inyección de polímero.....	66
Tabla 7. Correlación Concentración PPM- Viscosidad del polímero.....	67
Tabla 8. Resultados Tiempos de Simulación.....	77
Tabla 9. Distribución de las arenas en el modelo. ....	78
Tabla 10. Descripción tamaño del modelo .....	79
Tabla 11. Propiedades de la roca de las arenas de interés .....	80
Tabla 12. Propiedades básicas de los fluidos.....	81
Tabla 13. Características básicas del yacimiento.....	81
Tabla 14. Descripción Modelo Base.....	86
Tabla 15. Variaciones de tasa de inyección para modelo base. ....	87
Tabla 16. Variables estudiadas en el comportamiento de un proceso de inyección de polímeros.....	88
Tabla 18. Variaciones en la tasa de inyección y la concentración.....	91

Tabla 19. Resultados del análisis de sensibilidad del FR para distintas tasas de inyección. ....	93
Tabla 20. Resultados del análisis de sensibilidad del caudal de aceite para distintas tasas de inyección de agua.....	94
Tabla 21. Resultados del análisis de sensibilidad del caudal de agua para distintas tasas de inyección de agua.....	95
Tabla 22. Resultados del análisis de sensibilidad de $N_p$ para distintas tasas de inyección en inyección de agua.....	96
Tabla 23. Resultados del análisis de sensibilidad del RAP para distintas tasas de inyección en inyección de agua.....	97
Tabla 24. Valores de sensibilización y comparación entre la simulación numérica y el modelo analítico.....	98
Tabla 25. Detalles en el ajuste de la concentración inicial de polímero inyectado. ....	100
Tabla 26. Resultados del análisis de sensibilidad del modelo para distintas tasas de inyección y cambios en la concentración. ....	102
Tabla 27. Resultados del análisis de sensibilidad al Caudal de Aceite del modelo para distintas tasas de inyección y cambios en la concentración al último tiempo T (días).....	104
Tabla 28. Resultados del análisis de sensibilidad al Caudal de Agua del modelo para distintas tasas de inyección y cambios en la concentración al último tiempo T (días).....	106
Tabla 29. Resultados del análisis de sensibilidad al Aceite producido del modelo para distintas tasas de inyección y cambios en la concentración.....	108
Tabla 30. Resultados del análisis de sensibilidad al RAP del modelo para distintas tasas de inyección y cambios en la concentración al último tiempo T (días).....	109

**Lista de Apéndices**

	<b>Pág.</b>
Apéndice A. Modelo Analítico Programado .....	117

### Nomenclatura

$E_D$ : Eficiencia de desplazamiento

$S_O$ : Saturación de aceite promedio del medio poroso, variable con el tiempo

$S_{WC}$ : Saturación de agua crítica

$M_{WO}$ : Relación de movilidad

$K_{rw}$ : Permeabilidad relativas al agua

$K_{ro}$ : Permeabilidad relativa al aceite

$\mu_o$ : Viscosidad del aceite

$\mu_w$ : Viscosidad del agua

A: área seccional disponible para el flujo

$A_t$ : tensión de adhesión, dinas/cm

$B_g$ : factor volumétrico de gas en la formación

$B_o$ : factor volumétrico de petróleo en la formación

BPD: Barriles por día

$B_w$ : factor volumétrico de agua en la formación

c: compresibilidad isotérmica

C: intrusión fraccional o cubrimiento vertical- fracción

d: distancia entre pozos productores e inyectores

$E_a$ : Eficiencia de barrido areal.

D: profundidad [pies]

$E_v$ : Eficiencia de barrido vertical

$E_V$ : Eficiencia de barrido volumétrico

$f$ : fracción de volumen de la fase fluyente  $f_g$ : flujo fraccional de gas

$f_o$ : flujo fraccional de petróleo

$f_{wf}$ : flujo fraccional en el frente de invasión de agua

$f_{wf}$ : flujo fraccional en el frente de invasión de agua

$f_{wi}$ : flujo fraccional de agua a la saturación inicial

$f'_{swp}$ : derivada del flujo fraccional de agua con respecto a  $S_{wp}$

$F_C$ : Fuerzas capilares

$F_V$ : Fuerzas viscosas

$g$ : constante de gravedad

$G_i$ : gas inicial in situ, PCN

$G_p$ : producción acumulada de gas

$h$ : espesor de la formación

$h$ : elevación, cm

$k$ : permeabilidad específica o absoluta

$k_g$ : permeabilidad al gas, md

$k_o$ : permeabilidad al petróleo, md

$k_r$ : permeabilidad relativa

$k_{nm}$ : permeabilidad relativa a la fase mojante

$k_{mm}$ : permeabilidad relativa a la fase no mojante

$k_w$ : permeabilidad al agua, md

$k_{rg}$ : permeabilidad relativa al gas

$k_{RO}$ : permeabilidad relativa al aceite

$k_{ROg}$ : permeabilidad relativa al aceite en un sistema gas-petróleo

$k_{RW}$ : permeabilidad relativa al agua

L: longitud, cm

M: razón de movilidad

$M_{D,d}$ : razón de movilidad entre la fase desplazante y la fase desplazada

$M_{g,o}$ : movilidad del gas con respecto a la movilidad del petróleo

$M_{W,o}$ : movilidad del agua con respecto a la movilidad del petróleo

n: número de libras moles

N: petróleo in situ, BN

$N_p$ : producción acumulada de petróleo

$p_i$ : presión inicial

$p_o$ : presión en la fase petróleo, lpc

$p_w$ : presión en la fase agua, lpc

$P_c$ : presión capilar

q: tasa volumétrica de flujo, BPD

$q_b$ : tasa básica de inyección, BPD

$q_g$ : tasa de producción de gas, PCN/D

$q_O$ : tasa de producción de petróleo, PCN/D

$q_t$ : tasa total de inyección, BPD

$q_W$ : tasa de producción de agua, BPD

r: distancia radial, pies

R: radio de curvatura, cm

$r_w$ : radio del pozo, pies

s: factor de daño

$s_i$ : daño del pozo inyector

$s_p$ : daño del pozo productor

S: saturación, fracción

$S_g$ : saturación de gas, fracción

$S_{gc}$ : saturación de gas crítica, fracción

$S_{gi}$ : saturación de gas inicial, fracción

$S_{gr}$ : saturación de gas inicial, fracción

$S_o$ : saturación de petróleo, fracción

$S_{ob}$ : saturación de petróleo en el banco de petróleo, fracción

$S_{oi}$ : saturación de petróleo inicial, fracción

$S_{or}$ : saturación de petróleo residual, fracción

$S_w$ : saturación de agua, fracción

$S_{wb}$ : saturación de agua a la ruptura, fracción

$S_{wc}$ : saturación de agua connata, fracción

$S_{wi}$ : saturación de agua inicial, fracción

$S_{wir}$ : saturación de agua irreducible, fracción

$S_{wf}$ : saturación de agua en el frente de invasión, fracción

$S_{wp}$ : saturación de agua promedio detrás del frente de invasión, fracción

t: tiempo, días

$t_D$ : tiempo adimensional

$t_{ij}$ : tiempo de interferencia, días

$v$ : velocidad total en el sistema lineal

$V$ : coeficiente de variación de la permeabilidad

$V_O$ : volumen de petróleo, bbl

$V_p$ : volumen poroso, bbl

$VP$ : fracción de volumen poroso

$V_w$ : volumen de agua

$W$ : trabajo

$W_i$ : agua inyectada, BN o Bbl

$W_{ibt}$ : Volumen de agua inyectada a la ruptura, BN o Bbl

$\partial f_w$ : Derivada de curva de flujo fraccional

$\partial S_w$ : Derivada de saturación de agua inicial

$S_{wp}'$ : saturación de agua promedio después de ruptura, fracción

$RAP$ : Relación agua-petróleo

$B_o$ : Factor volumétrico de aceite

$B_w$ : Factor volumétrico del agua

## Resumen

**Título:** Estudio del uso de modelos de predicción analítica en procesos de inyección de polímeros mediante la simulación numérica de yacimientos\*

**Autores:** Juan David Castellanos Rodríguez  
Cristhian Hernando Villamizar Guerrero\*\*

**Palabras Clave:** Inyección de polímero, desplazamiento inmiscible, modelos analíticos, simulación numérica, factor de recobro.

### Descripción:

La inyección de polímeros es un proceso de recobro mejorado que fue desarrollado para realizar mejoras en la inyección de agua convencional. Esta técnica se enfoca en el aprovechamiento de la viscosidad, propia de las soluciones poliméricas para controlar la movilidad de los fluidos en la formación, con el fin de lograr un barrido más uniforme del yacimiento.

La industria posee dos herramientas clásicas para la predicción de la inyección de agua que son, la simulación numérica y el modelamiento analítico. Los modelos analíticos descritos en este trabajo de investigación, abarcan modelos que describen el desplazamiento de fluidos en el medio poroso como el caso de Buckley-Leverret. En adición, otro tipo de modelos que describen la degradación que sufre el polímero durante del proceso de inyección.

Este trabajo tiene el objetivo de realizar un análisis comparativo del comportamiento de los modelos analíticos. Los resultados obtenidos se compararán con los determinados mediante el simulador numérico CMG. Para esto fue utilizado un modelo conceptual de simulación con el objetivo de determinar cuál de los métodos de predicción analíticos planteados ajusta mejor sus resultados con las soluciones aproximadas dadas por el simulador.

---

\* Trabajo de grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Maika Gambús Ordaz

## Abstract

**Title:** Study of the use of analytic prediction models in polymer injection processes using numerical reservoir simulation\*

**Authors:** Juan David Castellanos Rodríguez  
Cristhian Hernando Villamizar Guerrero\*\*

**Key Words:** Polymer injection, Immiscible displacement, Analytical models, Numerical simulation, Oil recovery factor.

### Description

Polymer Injection is an enhanced recovery process meant to improve conventional water flooding. This technique takes advantage of polymer's solution viscosity to control fluids formation mobility and generate an uniform reservoir coverage.

The industry has two classic prediction tools for waterflooding which are, numerical simulation and analytical modeling. The analytical models described on this research cover models that describe the fluids displacement in the porosity medium such as the Buckley-Leverret case. In addition, other types of models describe the degradation that the polymer undergoes during the injection process.

This work has the object to presents a comparative analysis of the predicted behavior with the proposed analytical modeling methods, the results obtained were compared with those determined by the numerical simulator CMG. In order to do this a conceptual model of simulation was used to determine which analytical method best adjust its results with the simulation.

---

\* Thesis Project

\*\* Faculty of physicochemical Engineering. Petroleum engineering school. Director: Maika Gambús Ordaz

## Introducción

El mundo se encuentra ante grandes desafíos energéticos, la demanda de energía ha crecido y seguirá creciendo los próximos años por lo que se hace necesario el incremento de las reservas de crudo existentes. La industria de los hidrocarburos necesita la implementación de métodos EOR e IOR para contribuir en el aumento de los factores de recobro y suplir la demanda de aceite global.

La inyección de agua es el método de recobro más ampliamente aplicado en el mundo; sin embargo, la eficiencia de barrido macroscópica obtenida se ve altamente perjudicada por factores como la heterogeneidad, fuerzas capilares y digitación viscosa.

La inyección de polímeros es un proceso químico que incrementa la viscosidad del agua reduciendo la relación de movilidad de los fluidos en la formación. Amplios estudios demuestran la capacidad que tiene un polímero para mejorar el barrido macroscópico en procesos de inyección de agua; en algunos casos, desde etapas tempranas de inyección. Una solución polimérica tiende al igual que el agua a desplazarse a zonas de mayor permeabilidad, sin embargo, esto obliga al bache posterior que viene desplazando la solución polimérica, a cubrir zonas de baja permeabilidad.

La inyección convencional de agua y la inyección de polímeros tienen mecanismos de recuperación similares ya que la inyección de polímero fue diseñada básicamente para realizar mejoras en las propiedades del agua en un proceso de inyección convencional. Por esta razón, es posible utilizar modelos de predicción analítica y simulación de yacimientos similares para ambos métodos de recobro. Sin embargo, los cambios de viscosidad en el medio poroso; propiedad más

importante de la solución polimérica, dificulta la predicción analítica del proceso de inyección de polímeros a partir de aquellos métodos analíticos implementados en la inyección de agua.

Teniendo en cuenta que la inyección de agua y la inyección de polímero tienen mecanismos de recuperación similares, este trabajo de investigación plantea una modificación al modelo analítico Buckley-Leverett que trabaja muy bien para inyección de agua, pero es incompatible para la inyección de polímero pues éste último, supone cambios en la concentración de polímero y, por lo tanto, de viscosidad.

Grosso modo, se sugiere introducir al modelo analítico Buckley-Leverett, un modelo analítico adicional que introduzca los cambios de concentración y de ese modo ampliar la aplicabilidad del primero, creando una herramienta práctica que dé solución a problemas de ingeniería.

En Colombia se han realizado alrededor de 19 procesos de inyección de agua a nivel comercial, sin embargo, la heterogeneidad de los yacimientos y las altas relaciones de movilidad, no han permitido alcanzar el máximo potencial de estos procesos. Por esta razón la implementación de la inyección de polímeros es necesaria, con el objetivo de mejorar el desplazamiento y así maximizar el factor de recobro.

Para la predicción exitosa de la técnica, es necesario el uso de un modelo de predicción adecuado, por el cual se obtengan los resultados más cercanos a la realidad y así se pueda hacer un análisis preliminar adecuado de la inversión y la rentabilidad al aplicar un proyecto. En cuanto a métodos de predicción, hoy en día la industria ofrece a los ingenieros de petróleos dos herramientas fundamentales para el pronóstico del proceso de inyección de polímero, estas son la simulación numérica y el modelamiento analítico. Con el fin de analizar el comportamiento de la técnica, se desarrolló un estudio de simulación numérica, junto a otro de modelamiento analítico,

que permitió establecer diferencias en el comportamiento de la inyección y en donde se analizaron los principales parámetros que afectan la respuesta del yacimiento a la inyección de polímero.

## 1. Generalidades

### 1.1 Marco histórico de la inyección de polímero.

En el momento en que la energía natural del yacimiento comienza a declinar con el tiempo y la aplicación de técnicas como la inyección de agua se hacen económicamente inviable, la implementación de métodos de recuperación terciaria es imprescindible si se quiere prolongar la vida productiva de este. La realización de proyectos con polímeros en procesos de recobro mejorado vivió sus mejores tiempos en los 80's, la mayoría de estos, en yacimientos compuestos por areniscas. En Estados Unidos, país pionero en este tipo de tecnología, se alcanzó el cénit de proyectos activos en 1986. Sin embargo, desde la década de los 90's debido a la sensibilidad de estos proyectos a la volatilidad de los mercados, los precios del petróleo y el costo de los químicos, la producción de petróleo generada por este tipo de tecnología descendió alrededor del mundo excepto en China. En la actualidad, la necesidad de incrementar el factor de recobro en campos maduros y la caída en los costos de insumos han llamado la atención de la industria en el uso de polímeros una vez más.

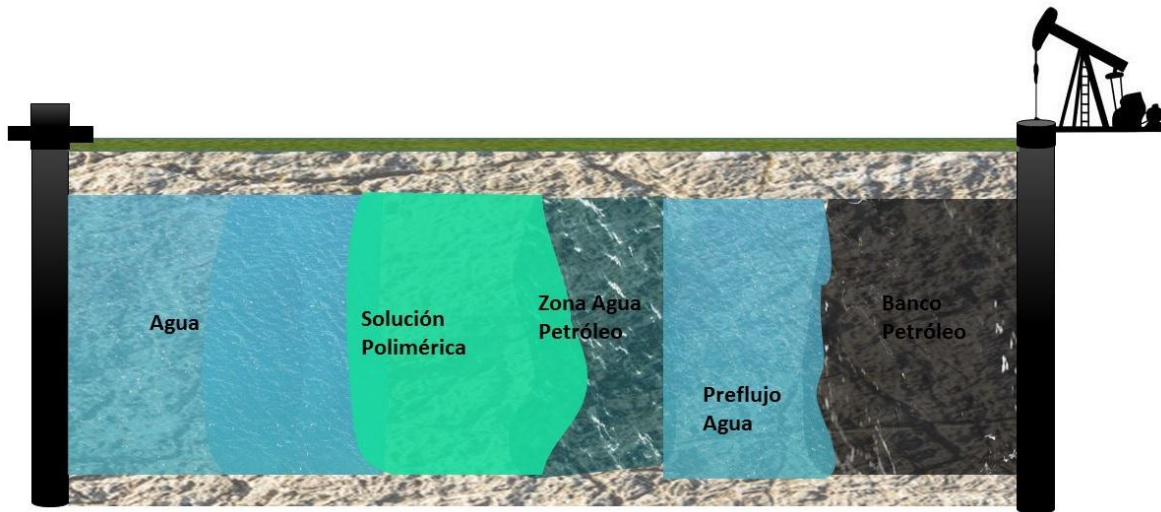
A nivel mundial, en 1944 se inició el uso de soluciones poliméricas como método de recuperación adicional de petróleo. Ciertamente, buscando optimizar procesos de inyección con agua convencional. Por lo mencionado anteriormente, se debe considerar a la inyección de polímeros una tecnología madura que siempre ha representado el método de recobro químico más importante en yacimientos compuestos por areniscas. Acorde al estudio realizado por Moritis

(2008), existen proyectos pilotos y a gran escala en varias latitudes. Destacan proyectos en Argentina (Campo el Tordillo), Canadá (Pelican Lake), China (Campos Daqing, Gudao, Gudong y el Karamy), India (Campos Jhalora y Sanand), U.S. (Campo Burbank; (Chaparral Energy Inc.), Brasil (Campos Carmópolis, Buracica y Canto do Amaro) (Shecaira, y otros, s.f.) y Omán (Campo Marmul) (Koning, Mentzer, & Heemskerk, 1988).

## 1.2 La inyección de polímero

La inyección de polímero persiste como el método de recobro químico más utilizado por la industria petrolera debido al alcance que tiene para mejorar las desventajas que presenta la inyección de agua convencional; método de recuperación secundaria con mayores posibilidades de éxito económico. La inyección de polímeros tiene la capacidad de reducir la movilidad del agua en relación con el petróleo, mejorando la eficiencia de barrido areal y vertical.

Este proceso consiste en añadir al agua de inyección un tapón de polímero de 250 - 2000 ppm, de un alto peso molecular que oscile entre 2–4 Mlb/lb mol, antes que un último bache de agua sea inyectado en el yacimiento. El tapón de polímero da origen a una solución muy viscosa a pesar de estar altamente diluida por lo que se recurre a inyectar un volumen finito (normalmente variando entre 0.1 a 0.3 VP), seguido por inyección de agua la cual ayudará a mantener un frente estable a medida que los fluidos avanzan en el yacimiento (Figura 1). La Inyección de agua polimerizada se aplica normalmente cuando se produce una de las siguientes situaciones: 1) la relación de movilidad de inyección de agua es alta, o 2) la heterogeneidad del yacimiento es alta (Green, 1998).



*Figura 1.* Esquema ilustrativo de la metodología para el diseño de baches en un proceso de inyección de polímero (Adaptado de Jiménez, 2015).

### 1.3 Eficiencia de barrido areal, vertical y volumétrica

La eficiencia de barrido areal, hace referencia a la fracción de área superficial del yacimiento por donde efectivamente se ha desplazado el agua inyectada. De igual forma la eficiencia de barrido vertical corresponde a la fracción vertical de yacimiento por donde se ha desplazado efectivamente el agua. Una vez definidos los valores de eficiencias verticales y areales, es posible establecer el término de eficiencia volumétrica, el cual está descrito como el resultado del producto de la eficiencia vertical y la eficiencia areal; y corresponde a la fracción volumétrica del yacimiento efectivamente invadido por agua (Fitzmorris, Kelsey, & Pande, 1992).

El éxito de un proceso de inyección de agua, puede ser evaluado por medio de la eficiencia de barrido volumétrico que presente dicho proceso. Si hay alta eficiencia volumétrica, el proceso de

inyección tendrá éxito. Sin embargo, la eficiencia volumétrica se ve afectada de forma negativa por ciertos factores, algunos de estos factores son:

- Heterogeneidad del yacimiento
- Relación de movilidades
- Distancia entre pozos
- Segregación gravitacional

La inyección de polímero reduce la relación de movilidad agua-petróleo, alterando los valores de viscosidad del agua de inyección y mitiga los problemas ocasionados por la heterogeneidad del yacimiento, haciendo que el bache de agua que está detrás al bache de polímero busque nuevas rutas de flujo con valores de permeabilidad distintos a las creadas por el bache de polímero. La figura 2 presenta un esquema ilustrativo de la eficiencia de barrido volumétrica.

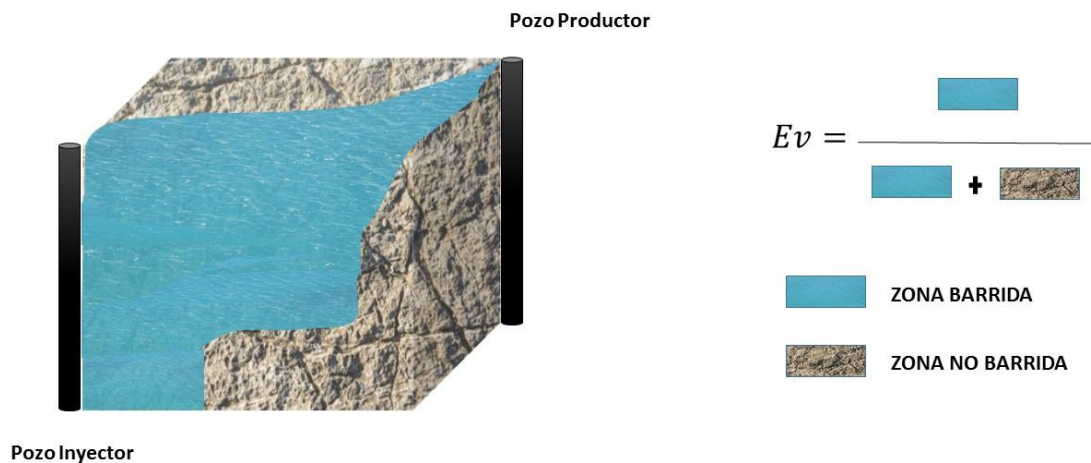
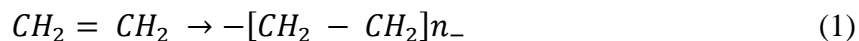


Figura 2. Esquema ilustrativo de la eficiencia de barrido volumétrica (Adaptada de Pabón, 2014).

## 1.4 Características principales de los polímeros

Un polímero es una molécula química compleja formada por la unión de unidades más pequeñas llamadas monómeros. La reacción por la cual estas se unen es llamada polimerización, estas uniones sistemáticas hacen del polímero un material resistente, de alto peso molecular apropiado para el control de la relación de movilidad agua-aceite. Los polímeros suelen ser clasificados según su origen; natural o sintético. Los dos tipos han tenido aplicación en la industria, sin embargo, los sintéticos han abarcado la gran mayoría de proyectos en el mundo. Por ejemplo, la siguiente expresión es una reacción de polimerización donde el monómero de etileno ( $CH_2$ ) se une con otro para formar el polímero (Stright, 1976):



Entonces, una poliacrilamida es un polímero resultante de la unión de muchos monómeros amidas. Los polímeros solubles en agua son aquellos capaces de formar soluciones acuosas.

## 1.5 Clasificación de los Polímeros

A continuación, se presenta la principal clasificación de los polímeros.

### **Polímeros naturales o biopolímeros**

Son polímeros naturales que se originan a partir de sistemas biológicos. Existen varios biopolímeros aplicados en la industria; el más común entre los biopolímeros es llamado polisacárido. Sin embargo, derivados de la celulosa también tienen aplicación en la recuperación mejorada de petróleo. Ciertamente, son susceptibles a procesos naturales de degradación bacteriana, por tal motivo es necesario agregar productos químicos que blinden el biopolímero de ataques bacterianos. Tienen varias ventajas como su resistencia a los esfuerzos mecánicos lo cual

los hace de más fácil manejo en las bombas de inyección en una facilidad. Además, tienen menos peso molecular que las poliacrilamidas y poseen excelente capacidad viscosificante, en agua con alta concentración de minerales, sin embargo, tienen menos capacidad para viscosificar agua dulce que las poliacrilamidas sintéticas.

### **Polímeros Semi-sintéticos**

Son polímeros que se obtienen por el manejo químico de los biopolímeros. Ejemplos de este tipo de polímeros son, la carboximetilcelulosa (CMC) y la hidroxietilcelulosa (HEC). Los polímeros sintéticos reducen el ataque bacteriano al que son propensos los biopolímeros, mejorando su durabilidad y efectividad.

### **Polímeros sintéticos**

Son aquellos que han sido sintetizados en laboratorio, formados por una unidad manométrica llamada acrilamida. Su rendimiento depende del peso numérico y el grado de hidrólisis. Cuando se aplica a campos que producen por inyección de agua, el polímero se somete a hidrólisis parcial; parte de la acrilamida se convierte en ácido acrílico, por esta razón suelen llamarse poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas (HPAM). Esta es la aplicación con tipo de polímero más conocida. Esta clase de hidrólisis aumenta la viscosidad del agua dulce, sin embargo, tiene el efecto contrario en agua de alta dureza.

En adición, las poliacrilamidas son muy conocidas en la industria del petróleo porque además de aumentar la viscosidad del agua para mejorar la relación de movilidad agua-petróleo, altera la permeabilidad de la roca en las zonas invadidas. La figura 3 muestra un mapeo de la clasificación de los polímeros usados en la industria del petróleo.



Figura 3. Clasificación de los polímeros usados en la industria (Adaptada de Stright, J.2008).

### 1.6. Degradación de los polímeros

A continuación, se explicará factores de degradación que afectan el comportamiento de las soluciones poliméricas en el medio poroso:

- **Degradación por temperatura**

Los polímeros presentan alteración en su composición y rendimiento debido a la degradación causada por exposición a altas temperaturas. Se reconocen 2 factores (1) la temperatura a la que se somete el polímero, y (2) el tiempo que se somete el polímero a esa condición especial de temperatura.

- **Degradación mecánica**

Es la degradación asociada a los esfuerzos de corte. Los polímeros que son disueltos en soluciones acuosas se degradan mecánicamente si se somete a una velocidad de cizallamiento representativa. Estas altas tasas de cizallamiento se miden principalmente en unidades de

superficie como válvulas, orificios, tubos y bombas. Ciertamente, es el tipo de degradación que genera mayor preocupación para el ingeniero que dirija un proceso de inyección de polímeros.

- **Degradación biológica**

La degradación biológica es un problema potencialmente grave para las inyecciones de biopolímero, especialmente para aplicaciones en yacimientos someros. Los biopolímeros que se dispongan desde un inicio en tanques superficiales y tubulares también podrían sufrir este tipo de degradación. La degradación biológica es sólo un problema potencial modesto para las inyecciones de polímeros de acrilamida. Si se toman acciones preventivas, el riesgo de degradación biológica es casi nulo.

- **Degradación química**

La degradación química se produce debido a radicales libres que causan ruptura en la columna vertebral química de las moléculas de polímero, tanto en biopolímeros como en polímeros sintéticos de inyección. Ejemplos de fuentes de radicales libres que pueden ser problemáticos para los polímeros de inyección y el cumplimiento del tratamiento son: oxígeno libre (O<sub>2</sub>), peróxido de hidrógeno, hipoclorito sódico de cloro, y los interruptores de gel, como el peróxido de amonio. Adicionalmente, combinaciones de oxígeno libre y ferrocino alteran su estabilidad, particularmente en polímeros de acrilamida.

- **Degradación oxidativa**

Expresado como el ataque del oxígeno disuelto en el agua de inyección, provoca la pérdida paulatina de la viscosidad, y se presenta tanto en las poliacrilamidas como en los biopolímeros. Esta degradación es controlada por iones de Fe<sup>+</sup> disueltos en el agua de formación y se puede prevenir o mitigar mediante la reducción del contenido de oxígeno del agua o salmueras diluidas que contengan unas pocas partes por millón.

## 1.7 Screening del proceso de inyección de polímeros

El criterio de selección o screening de operatividad para procesos de inyección de polímeros se ha sugerido a través de los años por diversidad de autores basándose en el análisis de resultados de campos donde se han implementado. La tabla 1 muestra los principales parámetros y rangos de aplicación.

Tabla 1.

*Screening del proceso de inyección de polímero (Ahmad, 1997).*

<b>Parámetro de fluido</b>	
Gravedad °API	13 - 42.5
Viscosidad (CP)	0.4 – 4000
Composición	No crítica
<b>Parámetros del Yacimiento</b>	
Saturación de petróleo (%)	34 – 82
Porosidad (%)	18 – 33
Espesor neto (ft)	No crítico
Profundidad (ft)	700 – 9460
Razón de movilidad	2 -10
Permeabilidad (mD)	50 – 250
Factor de heterogeneidad	0.5 – 0.85
Temperatura (°F)	74 – 200
Agua	Salinidad preferiblemente baja
Litología	Preferiblemente areniscas

**1.7.1 Características del yacimiento.** La profundidad del yacimiento será un factor determinante únicamente cuando se encuentra relacionada a la temperatura del yacimiento. Los criterios de selección recomiendan temperaturas menores a 200°F que garantizan una solución con buena estabilidad. La presión del yacimiento no es crítica si ésta permite que la presión de inyección sea menor que la presión de fractura. La litología recomendada es arenisca con bajo

contenido de calcio y bajo contenido de arcillas, debido a que la inyektividad en estas formaciones se reduce por expansión y/o dispersión de las arcillas.

Claramente, se deben evitar las calizas de alta porosidad, además yacimientos con extensivas fracturas, ya que, en éstos, los polímeros se desperdiciarían sin lograr su objetivo de mejorar la relación de movilidad agua - petróleo en el medio poroso. El espesor neto del yacimiento debe tener una continuidad marcada y la porosidad debe ser mayor al 18% para asegurar una buena capacidad de almacenamiento.

Finalmente, la permeabilidad absoluta de la roca del yacimiento se considera buena entre 50 y 250 mD. Es mejor evitar valores de permeabilidad moderados (15 – 50 mD) porque causan altos valores de presión de inyección. Valores de permeabilidad considerados muy buenos están entre (250 – 1000 mD). Sin embargo, valores muy altos de permeabilidad (>1000 mD) aseguran mejores prestaciones económicas a proyectos de inyección de agua convencional y dejan a proyectos de inyección de polímeros injustificables.

## **2. Modelos de Predicción Analítica**

### **2.1 El modelo de predicción analítico**

Para que un modelo pueda ser considerado completamente confiable, es necesario que este contenga toda la información disponible del yacimiento, esta información está relacionada con el flujo de fluidos, el arreglo de los pozos y la heterogeneidad del yacimiento. Sin embargo, un

modelo que contenga toda esta información será demasiado robusto y su resolución resultara muy complicada, es por esta razón que el modelo de predicción perfecto no existe y los actualmente desarrollados son solo aproximaciones. A continuación, en la Tabla 2, se mencionan algunos modelos de predicción analítica utilizados para el modelamiento del desplazamiento entre dos fluidos inmiscibles.

Tabla 2.

*Principales modelos de predicción analítica en la inyección de fluidos inmiscibles (Magdalena 199)*

---

#### **MODELOS CONCERNIENTES AL TIPO DE DESPLAZAMIENTO**

- Buckley-Leverett
- Craig, Geffen y Morse
- Roberts
- Higgins y Leighton

#### **MODELOS CONCERNIENTES A LA HETEROGENEIDAD DEL YACIMIENTO**

- Dykstra y Parsons
- Johnson
- Stiles
- Yusier y Calhoun, Suder y Calhoun
- Prats, Mathews, Jewet y Baker
- Fensental y Yuster

#### **MODELOS CONCERNIENTES A LA EFICIENCIA AREAL**

- Muskat
- Hurst
- Cuadle y Witte
- Aronofski
- Deepe y Hauber

#### **MODELOS RELACIONADOS CON LOS MODELOS MATEMATICOS**

- Douglas, Blair y Wagner
  - Douglas, Peaceman y Rachford
  - Hiatt
  - Morel-Seytoux
  - Wrenn y Cosgrove
-

---

**MODELOS EMPIRICOS**

- Guthrie y Greenberg
- Schauer
- Guerrero y Earlougher

**MODELOS ANALÍTICOS DE DEGRADACIÓN DE POLIMERO**

- Ley de Fick
- Modelo de Perkins,1962
- Modelo de Josephe.Warren,1963
- Método de R. G. Bentsen,1965
- Modelo de Noamanel-Khatib,2010

El diseño de procesos de inyección de polímeros involucra variables importantes, como lo son: el tipo de químico a inyectar, concentración y tamaño del bache, y parámetros operacionales, que se pueden determinar a partir de análisis de sensibilidad por simulación numérica, y/o con ayuda de modelos analíticos, que den una idea del comportamiento del proceso en el medio poroso. Los modelos analíticos definen un sistema con ecuaciones que pueden resolverse para diferentes valores de las variables introducidas y así, predecir el comportamiento de un sistema, con lo cual se convierten en una herramienta preliminar de predicción del comportamiento de un fenómeno, que para el caso particular de este estudio se trata del bache de polímero.

El método de Buckley y Leverett, a través de la teoría de desplazamiento y la teoría de flujo fraccional, describe el desplazamiento lineal del petróleo a tasas de inyección constantes de agua, lo que se pretende con este trabajo es que mediante modelos analíticos para la inyección de fluidos inmiscibles podamos hacer cambios en la viscosidad y así poder ampliar su aplicabilidad.

## 2.2 Método de Buckley-Leverett

El método de Buckley y Leverett, a través de la teoría de desplazamiento y la teoría de flujo fraccional, detalla el desplazamiento lineal del petróleo a tasas de inyección constantes. Este método posibilita estimar el volumen de petróleo desplazado, la tasa de producción, y el volumen de agua desplazada a cualquier tiempo. Originalmente, su aplicación es escasa al limitarse a desplazamientos lineales. Sin embargo, se han construido modificaciones que incluyen efectos por desplazamiento radial que aumentan el grado de aplicabilidad, disminuyendo sus limitaciones. Las principales suposiciones del método de Buckley-Leverett son:

- La permeabilidad y la porosidad se consideran constantes.
- El desplazamiento es tipo pistón con fugas.
- Los fluidos son inmiscibles por lo cual existe presión capilar.
- El concepto de permeabilidades relativas a dos fases se aplica, ya que solo dos fluidos fluyen al mismo tiempo en el medio poroso.
- Al inyectar agua, la presión de inyección debe estar por encima del punto de burbuja.
- La tasa de inyección y el área transversal se consideran constantes.
- El flujo es continuo.
- Para mantener las condiciones de equilibrio, la presión y temperatura deben ser constantes.

**2.2.1 Teoría de desplazamiento** La teoría de desplazamiento de Buckley y Leverett permite describir el desplazamiento de un fluido no mojante por uno mojante o viceversa. Esta se basa en el concepto de permeabilidades relativas y el desplazamiento tipo pistón con fugas. El principal problema de la teoría de desplazamiento es su aplicabilidad a sistemas lineales, debido a que estos

no representan la gran mayoría de arreglos implementados en recuperación secundaria. Sin embargo, aplicando el concepto de eficiencia de barrido, se puede extender la aplicabilidad de esta teoría a sistemas no lineales. En adición, otras de las suposiciones del método de Buckley y Leverett considera que la formación debe ser homogénea, además de considerar constantes el área transversal de flujo y la tasa de inyección. Ya que en la mayoría de los casos se supone que el desplazamiento de petróleo se da preferiblemente por agua en un sistema mojado por agua, otra suposición es que la presión de desplazamiento se debe encontrar por encima de la presión de burbuja.

**2.2.2 Ecuación de flujo fraccional** Para el desarrollo de esta ecuación se considera un desplazamiento de tipo pistón con fugas. En esta formación se tiene una permeabilidad  $k$  y una porosidad  $\Phi$ , saturada con petróleo y agua connata, sometida a la inyección de fluidos a una tasa. Esta formación tiene una longitud  $L$  y un área transversal  $A$ . La ley de Darcy es utilizada para modelar el flujo de dos fluidos inmiscibles a través del medio poroso. En la figura 4, se muestra un esquema del modelo físico de desplazamiento en Buckley-Leverett. (Pabón, 2014)



Figura 4: Modelo Físico de desplazamiento de Buckley-Leverett

$$q_w = - \left( \frac{K_w * A}{\mu_w * w} \right) * \left( \frac{\partial p_w}{\partial x} + C_{pw} g \sin \alpha \right) \quad (2)$$

$$q_o = - \left( \frac{K_o * A}{\mu_o w} \right) * \left( \frac{\partial p_o}{\partial x} + C_{p_o} g \sin \alpha \right) \quad (3)$$

El término de presión capilar está definido como:

$$p_c = p_o - p_w \quad (4)$$

El correspondiente gradiente de presión capilar hacia la dirección de flujo:

$$\frac{\partial p_c}{\partial x} = \frac{\partial p_o}{\partial x} - \frac{\partial p_w}{\partial x} \quad (5)$$

Reemplazando:

$$\frac{\partial p_c}{\partial x} = \frac{q_o * \mu_o}{k_o * A} - C \rho g \sin \alpha + \frac{q_w * \mu_w}{k_w * A} + C * \rho_w * g * \sin \sigma \quad (6)$$

Considerando que en la formación existe flujo continuo o estacionario se tiene que:

$$q_t = q_o - q_w \quad (7)$$

A partir de la ecuación, se despeja el valor de  $q_w$  reemplazando:

$$q_w = \frac{\frac{q_t * \mu_o}{k_o * A} + \frac{\partial p_c}{\partial x} - C(p_o - p_w)g \sin \sigma}{\frac{\mu_o}{k_o * A} + \frac{\mu_w}{k_w * A}} \quad (8)$$

En unidades prácticas, se obtiene la expresión de flujo fraccional de agua al multiplicar numerador y denominador de la ecuación por  $\frac{k_o A}{\mu_o}$  y dividir ambos miembros de la ecuación por:

$$f_w = \frac{1 + c t e \frac{k_o A}{\mu_o * q_t} \left( \frac{\partial p_c}{\partial x} - C \Delta y \sin \sigma \right)}{1 + \frac{k_o * \mu_w}{k_w * \mu_o}} \quad (9)$$

En la ecuación de flujo fraccional, es posible identificar las tres fuerzas que afectan el avance del frente de agua a través del medio poroso. Estas son las fuerzas capilares, las fuerzas gravitacionales, y las fuerzas viscosas. En la Tabla 3, se muestra en detalle las fueras que intervienen en la ecuación de flujo fraccional y su efecto. (París de Ferrer, 2001)

Tabla 3.

*Fuerzas que afectan la ecuación de flujo fraccional (Pabón, 2014)*

Fuerza	Componente de la ecuación	Efecto
Capilar	$\frac{k_o A}{\mu_o * q_t} \frac{\frac{\partial p_c}{\partial x}}{1 + \frac{k_o * \mu_w}{k_w * \mu_o}}$ (10)	Aumenta el flujo fraccional
Gravitacional	$\frac{k_o A}{\mu_o * q_t} \frac{(\Delta y \sin \sigma)}{1 + \frac{k_o * \mu_w}{k_w * \mu_o}}$ (11)	Puede disminuir o aumentar el flujo fraccional, dependiendo del buzamiento de la formación.
Viscosa	$\frac{1}{1 + \frac{k_o * \mu_w}{k_w * \mu_o}}$ (12)	Puede aumentar o disminuir dependiendo de la viscosidad del agua o el aceite.

**2.2.3 Consideraciones teóricas** El modelamiento planteado por Buckley y Leverett considera que, en la inyección de agua, el desplazamiento de fluidos se divide en dos etapas: antes de la ruptura y después de ruptura. La construcción de la gráfica de flujo fraccional, es indispensable para la determinación de la duración de cada una de estas etapas, así como del modelamiento efectivo de cada una de ellas.

En primer lugar, es necesaria la determinación del tiempo de ruptura, momento en el cual el frente de agua irrumpe en el pozo productor. Para ello, este tiempo es determinado trazando una línea tangente al punto de mayor pendiente de la curva de flujo fraccional, desde la saturación inicial de agua. En la figura 5, se detalla la gráfica de flujo fraccional antes de ruptura.

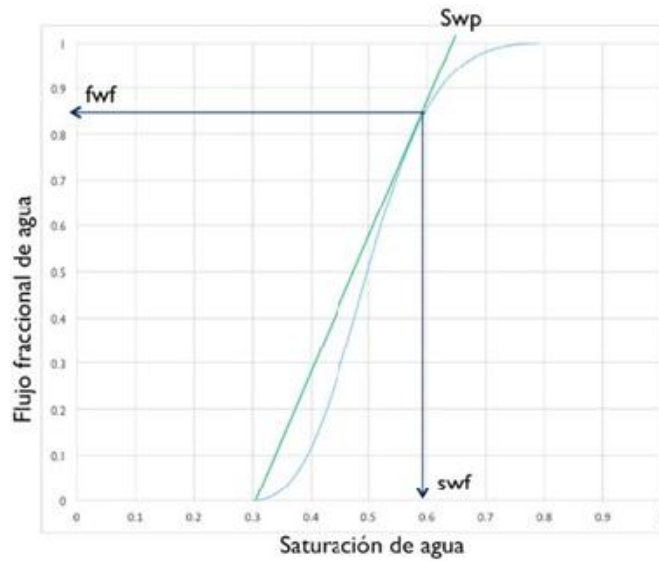


Figura 5. Grafica de flujo fraccional (Pabón, 2014).

A partir del valor de saturación del punto de mayor pendiente o saturación de agua del frente ( $S_{wf}$ ), se amplía la curva de flujo fraccional, seleccionando valores de saturación mayor  $S_{wf}$  y menores a  $S_{wmax}$ . Al trazar una línea tangente a cada uno de estos puntos en la curva de flujo fraccional, es posible el cálculo de la saturación de agua promedio  $S_{wf}'$ , extrapolar esta línea hasta el punto en que el valor de flujo fraccional es igual a uno (Figura 6). Todo esto con el objetivo de modelar el comportamiento de la inyección después de ruptura. El modelamiento detallado y las ecuaciones relacionadas a cada una de las etapas se explican más adelante.

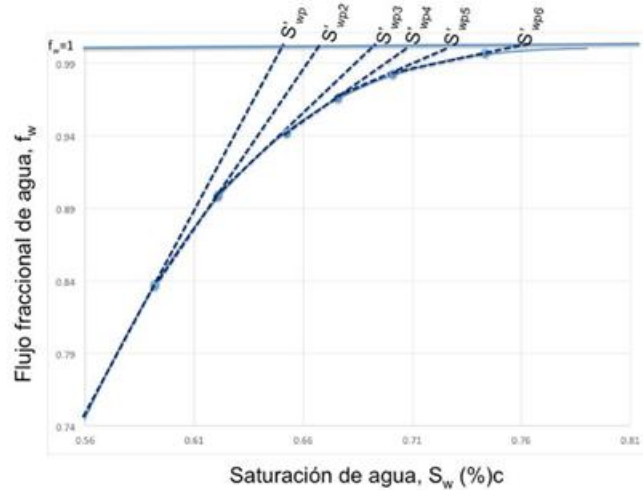


Figura 6. Curva de flujo fraccional ampliada; después de ruptura (Adaptada de Pabón, 2014)

**2.2.4 Ecuaciones básicas** Las ecuaciones básicas del método de Buckley y Leverett se basan en dos etapas: antes de la ruptura y después de la ruptura. Diferentes consideraciones toman lugar en cada una de ellas.

**2.2.4.1 Antes de ruptura** Antes de definir las ecuaciones que modelan el comportamiento antes de ruptura es importante determinar el momento en el cual deja de presentarse esta etapa, ese momento es el tiempo de ruptura. El tiempo de ruptura está definido como el tiempo al cual el frente de agua llega al pozo productor. Para determinar este tiempo es necesario el uso de la derivada de curva de flujo fraccional, en la cual es necesario encontrar la máxima derivada respecto a la saturación de agua inicial  $\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w}\right)_{f_w f}$ . Con este valor se despeja el tiempo de ruptura a través de la siguiente ecuación 13.

$$\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w}\right)_{f_w f} = \frac{V_P}{q_t * t_r} \quad (13)$$

$$t_r = \frac{V_P}{q_t * \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w}\right)_{f_w f}} \quad (13)$$

Antes de ruptura, el petróleo producido es igual al acumulado de inyección de agua, por esto, se calcula dividiendo el agua inyectada en el factor volumétrico. Luego, se calcula la cantidad de agua inyectada la cual es directamente proporcional a la tasa de inyección. Tanto la relación agua petróleo, el agua producida, y la producción de agua serán iguales a cero ya que no habrá producción de agua hasta después de ruptura. (París de Ferrer, 2001)

En la figura 7 se pueden ver representados gráficamente lo que representan  $S_{wp}$  y  $S_{wf}$  hallados a través de la gráfica de flujo fraccional. El punto de  $S_{wf}$  hallado a través de esta gráfica es determinado al calcular la saturación del punto de mayor pendiente en la gráfica 5. En el caso de  $S_{wp}$  este se halla al encontrar el corte cuando el valor de flujo fraccional es igual a uno, de la recta de pendiente encontrada entre el punto de saturación inicial y el punto de mayor pendiente de la curva de flujo fraccional.

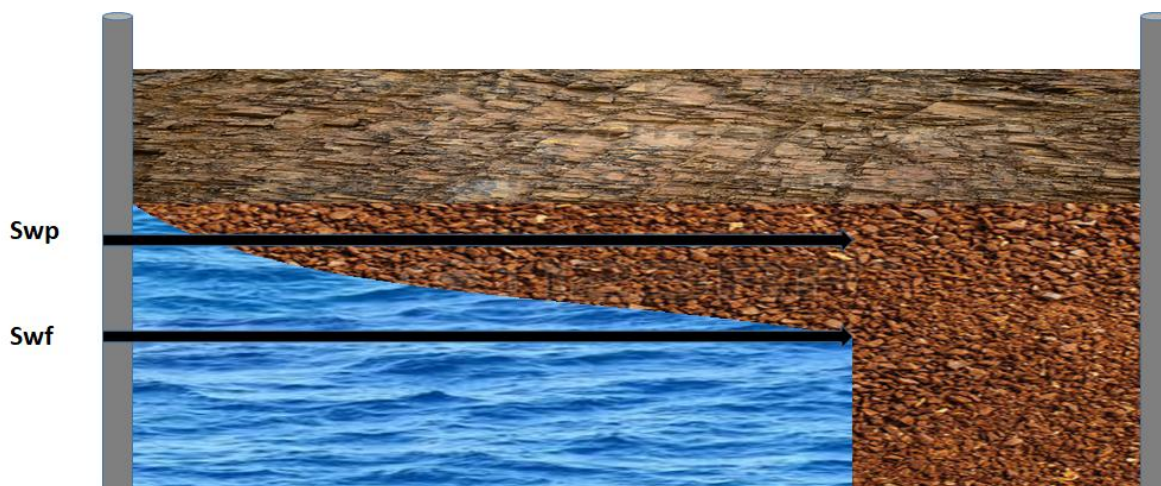


Figura 7. Representación del yacimiento antes de ruptura según Buckley-Leverett.

### 2.2.4.2 Después de la ruptura.



Figura 8. Representación del yacimiento después de ruptura según Buckley- Leverett.

Para iniciar el modelamiento de esta etapa, es necesario calcular los tiempos a partir de la ecuación de la derivada. En esta ecuación el valor de la derivada varía para cada valor de saturación después de ruptura.

$$t' = \frac{V_P}{q_{t^*} \left( \frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_{S_{w2}}} \quad (14)$$

El agua inyectada acumulada, al igual que antes de ruptura, es directamente volumen desplazado por la  $S'$ . Para el cálculo de las tasas de producción de  $w_p$  aceite y agua se determinan los valores de flujo fraccional para cada valor de saturación después de ruptura. Para la determinación del agua producida de acuerdo al balance de materiales se establece que el agua producida es igual al agua inyectada menos el aceite producido. La relación agua-petróleo se calcula basada en los datos de producción de agua y aceite. Un resumen de las ecuaciones utilizadas por el método se muestra en la tabla 4.

## 2.2.5 Ecuaciones básicas Buckley y Leverett

Tabla 4.

Ecuaciones básicas Buckley y Leverett (Pabón, 2014).

	Antes de Ruptura		Después de Ruptura	
Petróleo producido (Np)	$N_p = \frac{Wi}{Bo} = \frac{Vp(S_{wp} - S_{wi})}{Bo}$	(15)	$N_p = \frac{Vp(S_{wp}' - S_{wi})}{Bo}$	(16)
Agua Inyectada acumulada (Wi)	$Wi = q_t * t$	(17)	$Wi = q_t * t'$	(18)
Relación agua-petróleo (RAP)	$RAP = 0$	(19)	$RAP_{CN} = \frac{\frac{q_w}{B_w}}{\frac{q_o}{Bo}}$	(20)
			$RAP_{CN} = \frac{f_{w2}Bo}{B_w(1 - f_{w2})}$	(21)
Agua producida (Wp)	$W_p = 0$	(22)	$W_p = \frac{Wi - Np * Bo'}{B_w}$	(23)
Tiempo (t)	$t = \frac{Wi}{q_t}$	(24)	$t' = \frac{Vp}{q_t * \left(\frac{\partial f_w}{\partial t}\right)_{S_{w2}}}$	(25)
Tasa de producción de petróleo (qo)	$q_o = \frac{q_t(1 - f_w)}{Bo} = \frac{q_T}{Bo}$	(25)	$q_w = \frac{q_t f_{w2}}{B_w}$	(26)
Tasa de producción de agua (qw)	$q_w = \frac{q_t f_w}{B_w} = 0$	(27)	$q_w = \frac{q_t f_{w2}}{B_w}$	(28)

La inyección de un fluido de mayor viscosidad como una mezcla polimérica dentro del medio poroso, modifica el comportamiento de la curva de flujo fraccional. La figura 9 muestra el cambio en el perfil de la curva de flujo fraccional, al aumentar la viscosidad del agua de 1 cp a un valor de 5 cp. El aumento genera una disminución en el valor de relación de movilidades, por lo que la gráfica tiende a acostarse y a disminuir su pendiente. Un efecto directo de la disminución en la pendiente, es el aumento en el valor del tiempo de ruptura esperado al aplicar agua convencional y un fluido más viscoso como el polímero.

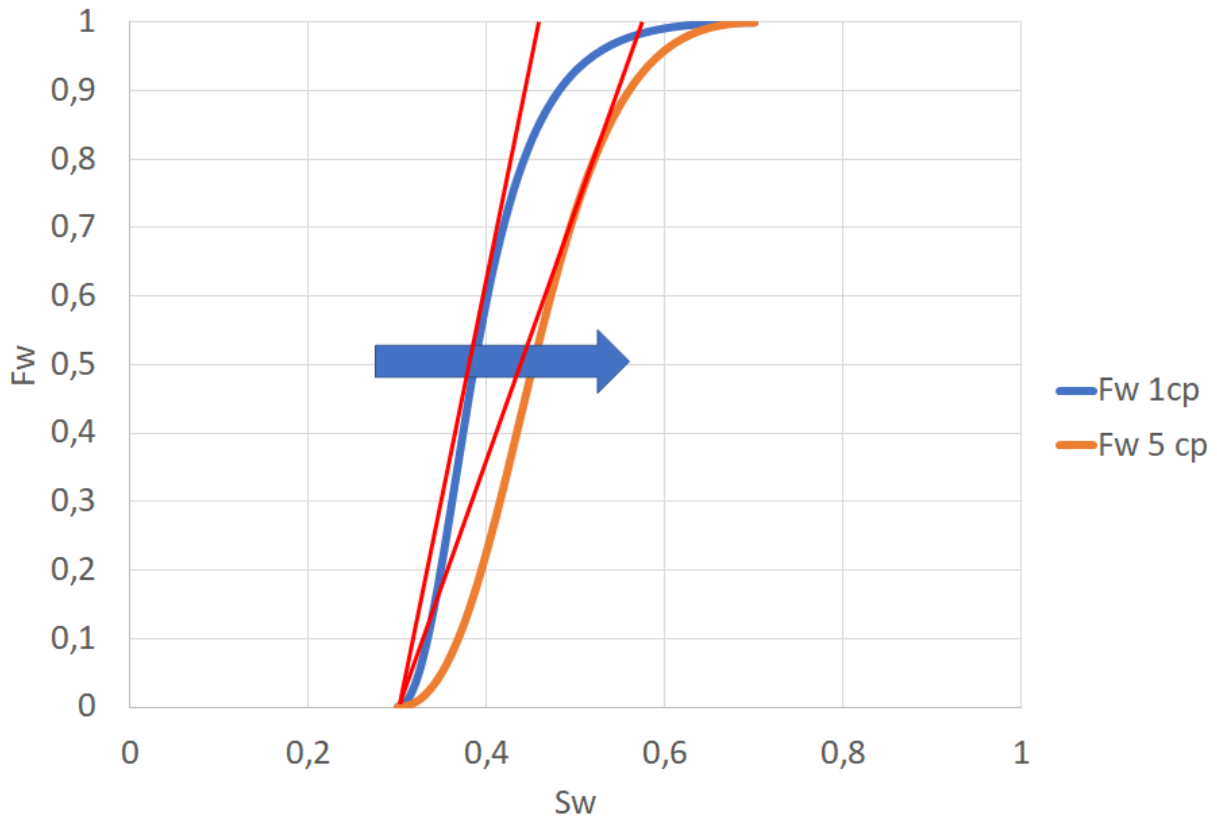


Figura 9. Efecto de la viscosidad del agua sobre los perfiles de flujo fraccional vs saturación de agua

El cambio en la pendiente identificada en la figura anterior es el principal efecto que puede ser constatado al aumentar la viscosidad para el método de Buckley-Leverett. Por otra parte, este cambio en movilidad afecta los valores de aceites recuperados a tiempo de límite económico para dos casos idénticos en el que la única variable es la viscosidad del fluido inyectado (Figura 10). Este adicional de aceite producido, es el objetivo a la hora de implementar el proceso de inyección de polímero y a partir de la gráfica ampliada puede ser identificado para el modelamiento mediante Buckley-Leverett.

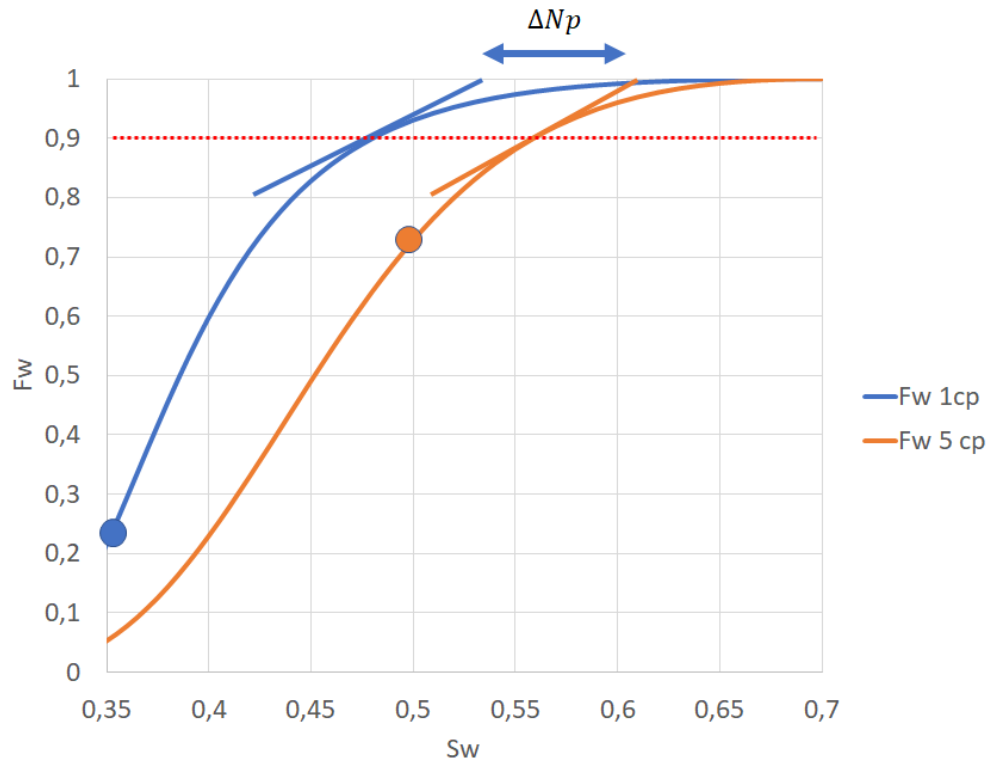


Figura 10. Efecto de la viscosidad del agua para la gráfica ampliada de flujo fraccional

El principal problema del modelo analítico analizado es que considera que la viscosidad del fluido inyectado se mantiene constante con el tiempo y el espacio. Lo anterior no coincide con el comportamiento real de un polímero en el medio poroso, esto debido a que como se mencionó anteriormente, existe una degradación mecánica, química, biológica, térmica y oxidativa. En efecto, el escenario más optimista corresponderá a un modelamiento cuya viscosidad no cambie y se mantenga en 5 cp para el caso analizado, mientras el más pesimista aquel donde el polímero se degrade tanto que no existe un efecto significativo en la viscosidad (1 cp). A partir de lo anterior, el comportamiento real del polímero variara entre el escenario más optimista y el más pesimista. Es necesario entonces incluir dentro del modelamiento del BL un modelo de degradación del polímero que logre representar de manera adecuada y práctica los cambios en viscosidad que dan lugar en el medio poroso, a continuación, se presentaran los más importantes.

### 2.3 Modelos analíticos utilizados para modelar la degradación de un polímero

A continuación, se presenta un bosquejo de las características de los modelos propuestos más representativos referenciados en la literatura, postulados por algunos autores, con el fin de determinar su utilidad y aportes al modelamiento de los cambios en la concentración del bache de polímero inyectado, los cuales involucran fenómenos presentes como dispersión, difusión y adsorción, propios del flujo de fluidos en medios porosos.

**2.3.1 Modelo de Perkins, 1962** Perkins (1963), después de realizar un estudio detallado de las ecuaciones correspondientes para cálculo de la concentración de un bache para desplazamiento inmisible en procesos de recobro mejorado, logra concluir que a partir de pruebas de desplazamiento, el medio poroso (tanto de rocas consolidadas como no consolidadas), puede ser visualizado como una red de canales de flujo, que tienen tamaños aleatorios y conductividades de flujo, conectados entre sí por aperturas de tamaños menores, donde el desplazamiento de un fluido del yacimiento a partir de otro fluido inmisible se puede representar a partir de la ley de Fick.

En un proceso de recobro que utiliza una zona de fluido miscible, existe la posibilidad de perder la miscibilidad debido a la disipación del fluido miscible, por la canalización, o por la digitación de este a través de la zona miscible. La difusión y la dispersión son dos de los mecanismos que pueden llevar a que el bache se mezcle y se disipe. Por otro lado, la dispersión puede tender a amortiguar la digitación viscosa que puede estar canalizando a través del bache miscible. Entonces, la dispersión puede ser perjudicial o benéfica (si esta previene la digitación a través de la zona miscible). Por esta razón es muy importante que entendamos estos procesos.

**2.3.1.1 Difusión de fluidos miscibles** Si dos fluidos miscibles están en contacto, con una interfaz inicialmente definida, estos se difundirán lentamente uno dentro del otro. A medida que el tiempo pase, la interfaz definida que existe entre los dos fluidos se volverá una zona mixta gradual entre un fluido y el otro. Esta difusión nace debido al movimiento aleatorio de las moléculas. Si no existe cambio en volumen en el proceso de mezclado de los dos fluidos, entonces el transporte neto de uno de los constituyentes a través de cualquier plano arbitrario puede ser representado por la ecuación de difusión de Fick, la cual se muestra en la ecuación 29.

$$\frac{\partial G}{\partial t} = -D_o * A' * \frac{\partial C}{\partial t} \quad (29)$$

Dónde:

- G= cantidad de material difundido
- t= tiempo [s]
- Do = coeficiente de difusión molecular [cm<sup>2</sup>/s]
- A' = Área transversal para la difusión [cm<sup>2</sup>]
- C = Concentración [fracción volumétrica]
- X = Distancia [cm]

Típicamente, los coeficientes de difusión tal y como se definen en la ecuación 29 son una función de la concentración. Para que la ecuación sea completamente precisa, la relación entre el coeficiente de difusión y la concentración debe ser incluida en la ecuación antes de la integración. Los arreglos matemáticos que describen el comportamiento con el coeficiente de difusión como una variable son algo complicados. Sin embargo, es posible a menudo representar el comportamiento difusivo de manera aproximada mediante la selección de un *coeficiente de difusión efectivo promedio*. Es por esto, que se utiliza el término “coeficiente de difusión” por un sistema de fluidos en el cual el coeficiente de difusión es constante e independiente de la

concentración. Si el coeficiente de difusión varía ligeramente con la concentración, entonces se puede utilizar un  $D_0$  para una mezcla 50%:50%.

Mediante la ecuación 30 y con las condiciones apropiadas de frontera, se puede derivar una ecuación dada la composición del fluido en función del tiempo y la distancia para dos fluidos miscibles estacionarios (con una interfaz inicial bien definida), siendo mezclados por difusión. Esta ecuación ha sido derivada por varios investigadores y se muestra en la ecuación 30.

$$C = \frac{1}{2} * \left( 1 \pm \operatorname{erf} \left( \frac{x}{2 * \sqrt{D_0 * t}} \right) \right) \quad (30)$$

Dónde:

- C= Concentración [fracción volumétrica]
- X= Distancia medida [cm]
- erf = Función error
- $D_0$ = Coeficiente de difusión molecular [cm<sup>2</sup>/s]
- t= Tiempo [s]

**2.3.1.2 Dispersión en el medio poroso** En la sección anterior hemos discutido la difusión en la ausencia de un gran movimiento de fluidos. Si los fluidos están fluyendo a través del medio poroso, entonces puede que exista un proceso de mezclado adicional. Este incremento en el mezclado es causado por un flujo de fluido inequitativo o causado por los gradientes de concentración que resultan del flujo de fluidos, a lo cual se le conoce como *dispersión*.

Existen dos tipos de dispersión que deben ser considerados. Una es dispersión en una dirección longitudinal, o en la dirección del flujo de movimiento mayoritario. La segunda es la dispersión

transversal a esta dirección. Las dispersiones no serán iguales en estas dos direcciones; entonces, se deben considerar de manera independiente.

La ecuación 31 permite determinar la fracción volumétrica

$$x = 1 - \left(\frac{V_p}{2V}\right)^2 ; \text{cuando } V \geq \frac{V_p}{2} \quad (31)$$

Dónde:

- $x$ = Fracción volumétrica del fluido inyectado
- $V_p$ = volumen total del tubo
- $V$ = volumen inyectado.

Taylor (1956,186) y Aris (1956, 87) (Perkins & al., 1963), estudiaron el caso donde el tiempo necesario para que ocurran cambios de concentración apreciables debido al transporte por convección, era largo comparado con el “tiempo de decaída” durante el cual las variaciones radiales de la concentración se veían reducidas a una fracción de su valor inicial, a través de la acción de difusión molecular. Las ecuaciones teóricas derivadas por estos investigadores, mostraron que si un fluido era desplazado por otro fluido bajo estas condiciones en las cuales la difusión podría casi que amortiguar la variación de la concentración radial, entonces se establecería una zona mezclada simétrica y longitudinal. La zona mixta podría viajar con la velocidad total del fluido inyectado y podría dispersarse como si existiera un coeficiente de dispersión constante dado por la ecuación 32.

$$K_l = D_0 + \frac{U^2 a^q}{48 * D_0} \quad (32)$$

Donde:

- $K_l$ = coeficiente de dispersión longitudinal,  $[cm^2/s]$
- $U$  = velocidad promedio,  $[cm/s]$

- $a$  = radio del capilar, [cm]
- $D_0$  = coeficiente de difusión molecular [cm<sup>2</sup>/s]

La concentración del efluente, para el caso del tubo capilar, se da por la ecuación de difusión (ecuación 33).

$$C = \frac{1}{2} * \left( 1 \pm \operatorname{erf} \left( \frac{0.5}{\sqrt{\frac{k_l}{UL}}} \right) \left( \frac{1 - \frac{v}{v_p}}{\sqrt{\frac{v}{v_p}}} \right) \right) \quad (33)$$

Dónde:

- $C$  = concentración del fluido [fracción]
- $K_l$  = coeficiente de dispersión longitudinal [cm<sup>2</sup>/s]
- $V_p$  = Volumen total del tubo [fracción]
- $V$  = volumen poroso inyectado [fracción]
- $U$  = velocidad de flujo [cm/s]
- $L$  = Distancia [cm]

**2.3.2 Modelo de dispersión macroscópica de Joseph E. Warren, 1963** Joseph E. Warren (1964), con base a estudios realizados por Perkins en 1963, determinó el cálculo de la concentración de un fluido inyectado a un medio poroso empaquetado como desplazante, en función del volumen inyectado y del volumen del medio poroso. Para este modelo se consideró una solución de estado semi-estable en un sistema unidimensional de convección-difusión en un medio semi-infinito evaluado en algún punto  $L$ , determinado por la siguiente ecuación 34.

$$C = \frac{1}{2} * \left( 1 \pm \operatorname{erf} \frac{\frac{(Q'-1)}{\sqrt{Q'}}}{\sqrt{2} * \sigma} \right) \quad (34)$$

Dónde:

- C = Concentración del fluido inyectado [adimensional]
- $Q' = q * t / A * \phi * L =$  Volumen inyectado acumulado [adimensional]
- q= Tasa de inyección [ $L^3/t$ ]
- $\sigma =$  desviación estándar [adimensional]

Dónde el flujo es calculado por la ecuación 35.

$$Q' = \frac{qt}{A\phi L} \quad (35)$$

Dónde:

- q= Tasa de inyección [ $L^3/t$ ]
- t = tiempo [t]
- $\Phi =$  porosidad [adimensional]
- L= longitud del medio [L]
- A= área transversal [ $L^2$ ]

Dónde C, representa la concentración de fluido inyectado por la ecuación 36.

$$C = \frac{1}{2} * \left( 1 \pm \operatorname{erf} \left( \frac{\ln Q'}{\sqrt{2} * \sigma} \right) \right) \quad (36)$$

En la formulación usualmente empleada en la evaluación de datos de laboratorio se usa la expresión que detalla la ecuación 37.

$$\sigma = \sqrt{\frac{2D}{vL}} \quad (37)$$

Donde:

- C = Concentración del fluido inyectado [adimensional]
- $Q' = q * t / A * \phi * L =$  Volumen inyectado acumulado [adimensional]

- $q$  = Tasa de inyección  $[L^3/t]$
- $t$  = tiempo  $[t]$
- $\sigma$  = desviación estándar  $[adimensional]$
- $D$  = Coeficiente de difusión o dispersión general  $[L^2/t]$
- $v$  = Variación de la distribución log – cartesiana  $[adimensional]$
- $L$  = Longitud del sistema  $[L]$

En conclusión, este modelo calcula la concentración del fluido desplazante, en función del volumen inyectado a medida que pasa el tiempo, y el volumen total del medio poroso.

**2.3.3 Modelo de Bentsen, 1965** Bentsen (1965), afirmó que, en la literatura de producción del petróleo, existen varias recopilaciones excelentes y trabajos experimentales que involucran flujo unidireccional, sin embargo, esta teoría se ha extendido al flujo radial y al multidireccional.

El trabajo experimental que involucra flujos multidireccionales generalmente se ha relacionado a problemas de investigación diferentes al estudio de la zona de transición y a la distribución de los fluidos en esta, a excepción de algunos casos en donde la digitación viscosa o la heterogeneidad del medio poroso fueron factores predominantes.

Estos autores, proponen una ecuación más sencilla para el cálculo de la concentración máxima de la solución polimérica, en función del espacio poroso. Este modelo a comparación de los demás, tiene como característica el cálculo de los cambios de concentración en plano radial.

### 2.3.3.1 Suposiciones

- El bache es finito.
- La Constante de difusión molecular D puede ser despreciada, según experimentos.

**2.3.3.2 Relaciones matemáticas propuestas** La siguiente ecuación representa una solución en un plano radial de la ecuación de dispersión para la inyección de un bache finito como un segundo fluido. El cálculo de la concentración en función del tiempo y espacio está regido por la ecuación 38.

$$C(r, t) = 0.5 * erf\left(\frac{Q * t - 0.5 * r^2}{f(r)}\right) - 0.5 * erf\left(\frac{Q * (t - t_i) - 0.5 * r^2}{f(r)}\right) \quad (38)$$

Dónde:

$$f^2(r) = \frac{4}{3} * \delta * r^3 + \frac{D}{Q} * r^4 \quad (39)$$

$$Q = \frac{q}{2\pi\phi h} \quad (40)$$

De lo anterior:

- C = Concentración, fracción volumétrica de fluido desplazante.
- Q = Definido por la ecuación 39.
- t = Tiempo
- r = Distancia radial
- f(r) = Función definida por la ecuación 39.
- $\delta$  = Coeficiente de dispersión, constante para el sistema sólido – fluido.
- D = Constante de difusión molecular para un par de fluidos, basada en volumen.

- $q$  = tasa de flujo volumétrico en el sistema radial
- $\Phi$  = porosidad fraccional
- $h$  = Espesor del sistema radial

Si la inyección del segundo fluido se realiza continua e indefinidamente (bache infinito), la segunda función error se vuelve uno, y la ecuación puede ser reescrita como indica la ecuación 41:

$$C = 0.5 * erf\left(\frac{Q * t - 0.5 * r^2}{f(r)}\right) \quad (41)$$

En los experimentos realizados para el desarrollo de este modelo, la constante de difusión molecular  $D$  puede ser despreciada. Entonces, la derivada de la ecuación 41 para  $C = 0.5$  otorga la expresión dada por la ecuación 42.

$$\frac{\partial c}{\partial r} = (C = 0.5) = (1.33 \pi \alpha r)^{-1/2} \quad (42)$$

Si se asume que, en un bache finito, la concentración máxima del material del bache ocurre a un tiempo intermedio entre los tiempos a los cuales la cabeza y la cola del bache pasan por un punto en específico, entonces la ecuación 43 queda de la siguiente manera:

$$C_{max} = erf\left(\frac{3R^4}{64\alpha r^3}\right) \quad (43)$$

Dónde:

- $C_{max}$  = Concentración máxima, fracción volumétrica de fluido desplazante
- $r$  = Distancia radial
- $R$  = Radio del bache sin disolver justo antes de la inyección
- $\alpha$  = Coeficiente de dispersión, constante para el sistema fluido-sólido

**2.3.4 Método de Noaman el-khatib-2010** En el 2010, la compañía Petronas, apoyada por el investigador Noaman, con el objetivo de determinar las condiciones de concentración a las cuales el químico inyectado permanece por encima de la concentración crítica en cualquier punto del sistema, y al tiempo en el cual el bache alcanza ese punto; presentan un modelo ingenieril donde se tienen en cuenta variables críticas del proceso de inyección de polímeros, como lo es el tamaño del bache, el número de Pécelet, volúmenes porosos inyectados y coeficientes de adsorción.

Debido a que la concentración disminuye a medida que el bache viaja entre los puntos de inyección y producción, bastará con tener una máxima concentración del efluente a la salida por encima de la concentración crítica necesaria requerida por el químico inyectado, para que se mantenga el bache. La cantidad de químico inyectado, que es el volumen del bache multiplicado por la concentración inicial, es una función de la concentración crítica requerida, el coeficiente de dispersión, la constante de adsorción y la velocidad de desplazamiento. Las combinaciones de estos parámetros fueron investigadas, con el objetivo de minimizar la cantidad de químico requerido; de esta manera se desarrolló un modelo que involucra variables relevantes en un proceso de inyección de polímeros, partiendo de la concentración crítica.

#### ***2.3.4.1 Suposiciones***

- El tamaño mínimo reducido del bache dependerá de la concentración crítica y el número de Pécelet.
- El tamaño del bache actual dependerá del coeficiente de adsorción.

**2.3.4.2 Relaciones matemáticas propuestas** La ecuación 44 de continuidad (ecuación para el transporte en flujo lineal de una especie química en una sola fase está dada por Lake (2015). Para el siguiente modelo se tendrán en cuenta las siguientes variables:

Dónde:

- $t$  =Tiempo, [s]
- $C$  = Concentración, [fracción]
- $L$  = Distancia entre pozos inyector y productor, [ft]
- $t_0$  = Tiempo de inyección del bache y time-step, [s]
- $x$  = Avance del bache, [ft]
- $V_p$  = Volúmenes porosos inyectados, [adimensional]
- $Pe$  = Numero de Peclet, [adimensional]
- $X$  = Distancia adimensional, [adimensional]
- $Kl$  = Dispersión longitudinal [ft<sup>2</sup>/s]
- $V_s$  = Tamaño del Bache, en volúmenes porosos [adimensional]

$$\frac{\partial c}{\partial t} = \frac{\partial c}{\partial x} + k_i \frac{\partial^2 c}{\partial x^2} \quad (44)$$

La concentración del efluente a la salida del sistema dada por el modelo analítico se expresa como lo indica la ecuación 45:

$$C_{eff}(V_p) = 0.5 \left( erf \left( \frac{1-(V_p-V_s)}{\sqrt{\frac{V_p-V_s}{Pe}}} \right) - erf \left( \frac{1-V_p}{\sqrt{V_p/Pe}} \right) + e^{Pe} \left( erf \left( \frac{1+(V_p-V_s)}{\sqrt{\frac{V_p-V_s}{Pe}}} \right) - erf \left( \frac{1+V_p}{\sqrt{V_p/Pe}} \right) \right) \right) \quad (45)$$

**2.3.5 Modelo analítico segunda ley de Fick, 1855** La ley de Fick explicada por Taheri (Taheri & al., 2010) es una ley cuantitativa, en forma de ecuación diferencial, que describe diversos casos

de difusión de materia o energía en un medio en el que inicialmente no existe equilibrio químico o térmico. Recibe su nombre del médico y fisiólogo alemán Adolf Fick (1829-1901) (Jímenez Molano, 2015). Según Crank (1980, 89) (Jímenez Molano, 2015) la segunda ley de Fick se utiliza en la difusión no-constante es decir cuando la difusión es en estado no estacionario; el coeficiente de difusión tiene fluctuaciones en el tiempo.

La difusión, llamada también difusión molecular, es un proceso físico irreversible, en el que partículas materiales se introducen en un medio que inicialmente estaba ausente de este, aumentando la entropía o desorden molecular del sistema en conjunto, formado por las partículas difundidas o soluto y el medio donde se difunden o disuelven.

La difusión en régimen no permanente se aplica a muchos métodos experimentales en donde se determina el coeficiente de difusión, y en las teorías de transferencia de masa, así como en la teoría de penetración. La ecuación diferencial de difusión transitoria se obtiene combinando la expresión de la primera ley de Fick que se explicara en las suposiciones y relaciones matemáticas siguientes.

#### *2.3.4.1 Suposiciones*

- La difusión ocurre en régimen transitorio. En este caso, tanto el flujo como la concentración varían con el tiempo.
- El coeficiente de difusión no depende de la concentración, sin embargo, si depende de la posición.

Crank (1980, 89) (Jímenez Molano, 2015) explica que en situaciones en las que existen gradientes de concentración de una sustancia, o de temperatura, se produce un flujo de partículas o de calor que tiende a homogeneizar la disolución y uniformizar la concentración o la temperatura.

El flujo homogeneizador es una consecuencia estadística del movimiento aleatorio de las partículas que da lugar al segundo principio de la termodinámica, conocido también como movimiento térmico accidental de las partículas. Así los procesos físicos de difusión pueden ser vistos como procesos físicos o termodinámicos irreversibles.

En el caso de existir diferencias de concentración de cualquier especie (concentración de sustancia o temperatura), el recorrido aleatorio de las moléculas se llevará a cabo desde las regiones con mayor concentración hacia las regiones de menor concentración. El flujo de sustancia irá en el sentido opuesto del gradiente de concentración y, si éste es débil, podrá aproximarse por el primer término de la serie de Taylor, resultando la ley de Fick, dada por la siguiente ecuación 46:

$$\frac{\partial c_x}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial t} \left( D \frac{\partial c_x}{\partial x} \right) \quad (46)$$

Dónde:

- $C_x$ : Concentración molar.
- $X$ : Espacio.
- $t$ : tiempo.
- $D$ : Coeficiente de difusión.

En esta solución, el coeficiente de difusión es considerado como un valor sin dependencia sobre la concentración. La ecuación 47, representa los cambios de concentración a lo largo del eje  $x$  con una interfase químico/ aceite y un valor fijo de coeficiente de difusión  $D$  a un tiempo específico.

$$C = C_o * \operatorname{erfc} \left( \frac{x}{2 * \sqrt{D * t}} \right) \quad (47)$$

Dónde:

- $C$ : Concentración [Fracción]
- $C_o$ : concentración inicial [Fracción]

- X: distancia [Pie]
- D: coeficiente de difusión [unidades de difusión]
- t: Tiempo [horas, días, segundos]

## 2.4 Fortalezas y debilidades de los modelos presentados

Todos los modelos tienen varias suposiciones que están relacionadas con la estructura del modelo, la utilidad, el contexto, y la influencia de un bache. A partir de lo anterior, se identificaron las fortalezas y debilidades de cada modelo analítico. En la tabla 5, se ilustra a detalle el análisis realizado.

1. Ley de Fick
2. Modelo de Perkins, 1962
3. Modelo de Joseph E Warren, 1963
4. Método de Bentsen, 1965
5. Modelo de Noaman el-khatib, 2010

Tabla 5.

*Fortalezas y debilidades de los modelos analíticos estudiados.*

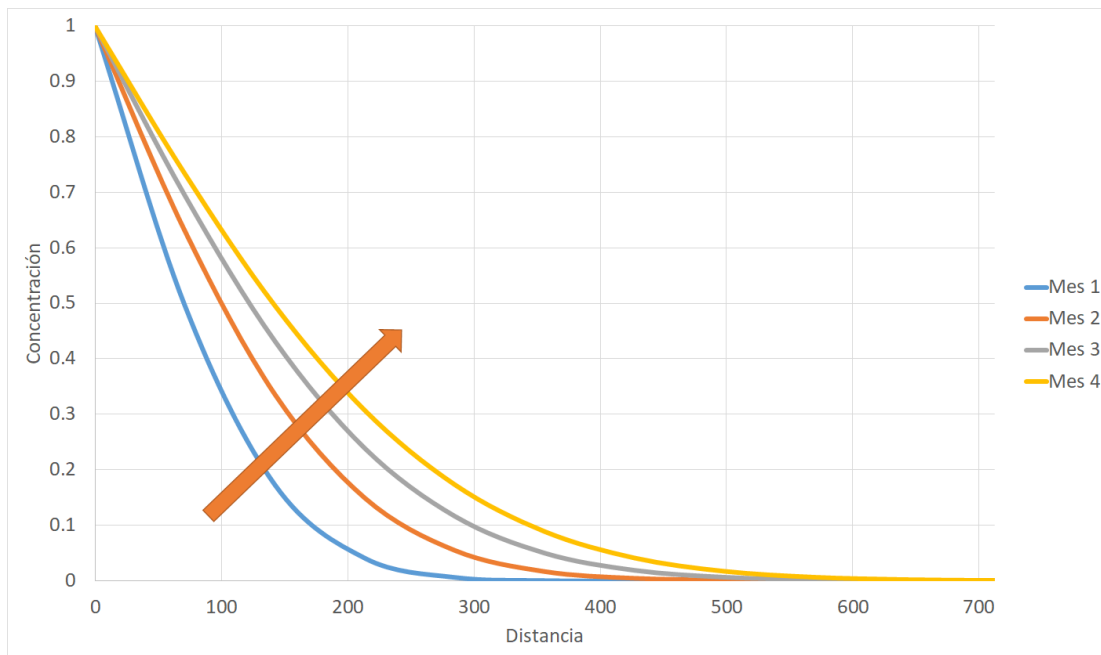
<b>Fortalezas</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>
Presentan un modelamiento básico de los fenómenos de difusión que ocurre en el yacimiento durante una inyección de polímero.	√	√	√		
Presenta un modelamiento básico de los fenómenos de dispersión que ocurre en el yacimiento durante una inyección de polímero.		√			
Presenta un modelamiento básico de los fenómenos de adsorción que ocurren en el yacimiento durante una inyección de polímero					√
Requiere de poca información para su evaluación.	√	√	√	√	

<b>Fortalezas</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>
Se logra realizar sensibilidades del tamaño de bache y composición de polímero. Logra describir la reducción de la composición del polímero en función del tiempo y del espacio.					√
<b>DEBILIDADES</b>					
Describe los fenómenos de dispersión de forma muy idealizada.	√	√			
Presenta problemas de estabilidad y cálculos de la concentración en función del tiempo y el espacio.					
Sólo representa uno de los fenómenos (Adsorción, dispersión o difusión) que ocurren durante la inyección de fluido inmiscible en un yacimiento.	√	√	√	√	√
Tiene en cuenta la variación de las propiedades de la roca en el yacimiento					
Tiene en cuenta como variable la temperatura del yacimiento					
Tiene en cuenta la relación de movilidad para el cálculo del avance del frente de bache					
Tiene en cuenta la turbulencia y las fuerzas gravitacionales					

El modelo analítico perfecto no existe, se debe tener presente que fueron creados a partir de una serie de suposiciones que afectan el resultado de la predicción y lo alejan del fenómeno físico que intenta modelar. Sin embargo, hay que tener claridad en que estos supuestos se instauran para hacer el modelo práctico y, no siempre el modelo más robusto es el indicado para simplificar el mundo real; objetivo prioritario. Para nuestro caso, es importante decir que ninguno de los modelos recrea todos los fenómenos que ocurren durante la inyección inmiscible de fluidos, por lo general, prioriza sólo uno de estos fenómenos. Por tal motivo, decidimos utilizar **Fick**. Desde el punto de vista ingenieril, es el modelo que logra representar el fenómeno físico planteado sin recurrir a gran cantidad de data. La anterior característica es de especial conveniencia para el presente trabajo en el que no se cuenta con una gran cantidad de datos de entrada, así mismo el hecho de incluir un modelo analítico dentro de otro lo hace el más ideal para la construcción de un nuevo modelo analítico de predicción.

## 2.5 Construcción modelo analítico con degradación del polímero

Una vez seleccionados los modelos de Buckley-Leverett para el desplazamiento inmisible y Fick para la degradación del polímero, se procedió a realizar el correspondiente acople entre ambos modelos analíticos, con el objetivo de construir un modelo que me represente ambos fenómenos en el medio poroso. El análisis del comportamiento del modelo analítico de Fick permite evidenciar, que los resultados obtenidos son perfiles de concentración de polímero en función de la distancia entre el pozo inyector y el pozo productor. Un ejemplo de comportamientos obtenidos mediante la aplicación del método se observa en la figura 11.

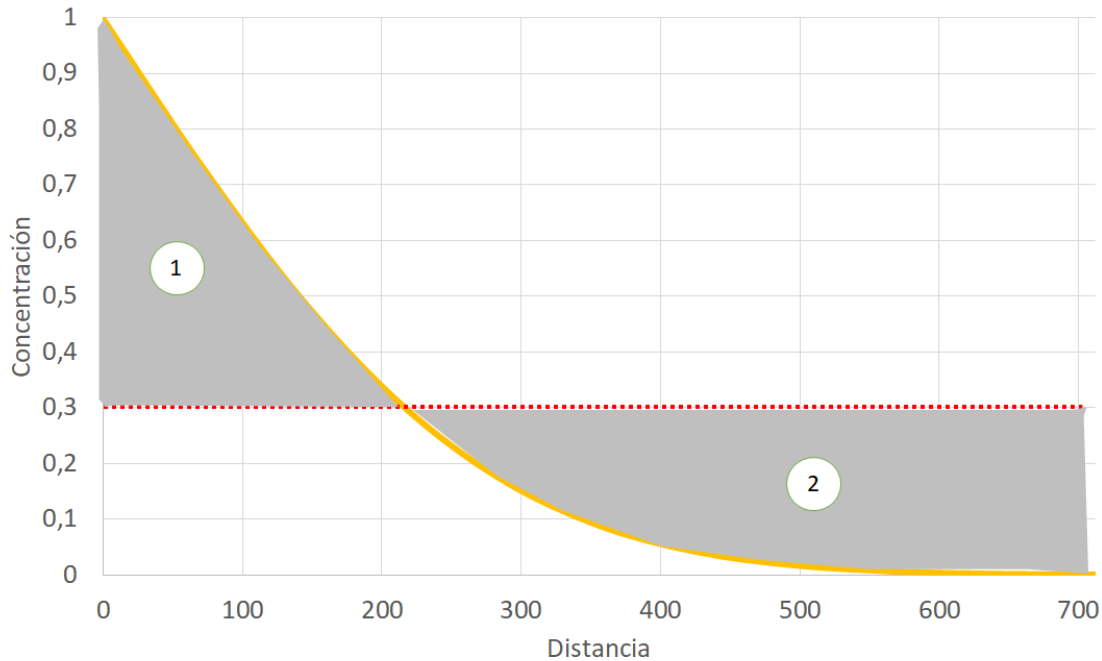


*Figura 11.* Cambios en los perfiles de concentración de polímero versus la distancia y tiempo para el modelamiento de degradación de polímero con Fick

Es importante notar dos aspectos fundamentales para el correcto acople entre los dos modelos mencionados, que pueden ser identificados al observar la anterior gráfica. La primera es que la

concentración del polímero varia con la distancia, partiendo del valor de concentración máximo en el pozo inyector, hasta valores muy bajos de concentración al acercarse al pozo productor. Y segundo que, los perfiles aumentan sus valores al pasar el tiempo. Partiendo de lo anterior, es necesario simplificar el cálculo de la concentración del polímero, sin dejar a un lado los cambios experimentados en tiempo y espacio de esta variable. A continuación, el presente trabajo propone dos enfoques para abordar los cambios identificados en el modelo.

**2.5.1 Cambio de la concentración en el espacio** El perfil de concentración muestra un cambio decreciente de la concentración a medida que se aleja el perfil del pozo inyector. Para cada tiempo se obtiene un perfil de concentraciones diferente, por lo tanto, es necesario definir un valor de concentración promedio, que represente el perfil de la manera más adecuada en cada paso de tiempo. El método utilizado fue el de igualación de áreas, la figura 12 representa de manera gráfica el método utilizado para el cálculo de la concentración de polímero promedio a partir del perfil del cambio en concentración del polímero con la distancia.



*Figura 12.* Determinación de la concentración de polímero promedio para un tiempo  $t$  a partir de Fick

Cuando el área 1 sea igual al área 2 como se muestra en la figura 12, el valor de concentración en el eje Y que se ajuste a esta condición, será el valor promedio para el tiempo  $t$  evaluado mediante Fick. De esta forma para cada espacio de tiempo  $t$  se podrá calcular un valor de concentración promedio [ ]\*.

**2.5.2 Cambio de la concentración en el tiempo** En adición, la concentración del polímero presenta fluctuaciones en el tiempo que también deben adherirse, a la construcción del modelo analítico. Para cada tiempo encontramos un valor de concentración promedio diferente, por esta razón, es necesario encontrar el valor de concentración que se ajuste el perfil de frente, al tiempo de ruptura. Como se mencionó anteriormente cambios en concentración conllevan a alteraciones en la curva de flujo fraccional. La figura 13 presenta el comportamiento típico obtenido al

aumentar el tiempo de inyección para la curva de flujo fraccional. Se evidencia que, al aumentar el tiempo, la concentración promedio de polímero aumenta, sin embargo, es necesario definir un valor fijo de concentración para ingresar al Buckley-Leverett. El procedimiento que se llevó a cabo para definir este valor se muestra más adelante.

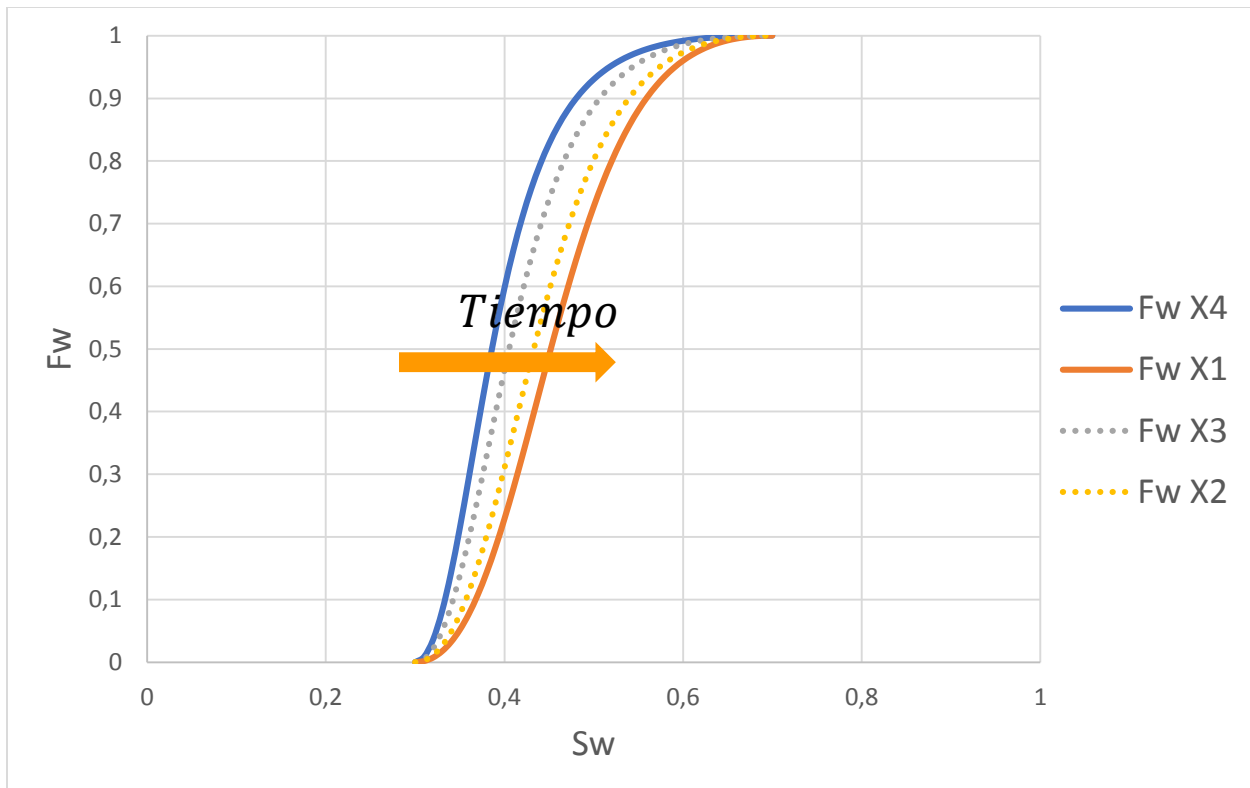
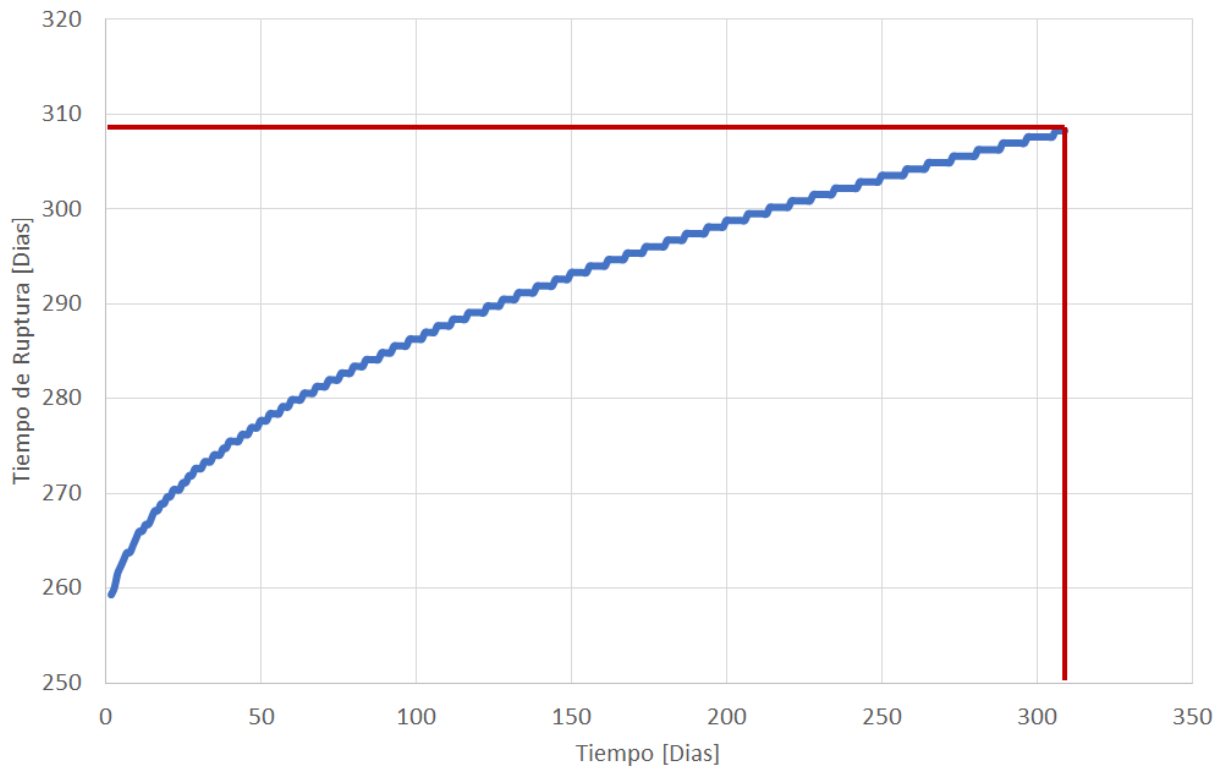


Figura 13. Cambio en el perfil de flujo fraccional con el tiempo, para un proceso de inyección de polímero modelado con Fick.

Para cada valor de tiempo  $t$ , se definió un valor de concentración promedio que fue utilizado para el cálculo de un tiempo de ruptura. A partir del análisis del comportamiento del valor de tiempo de ruptura vs el tiempo se asumió que una vez el tiempo de ruptura calculado sea igual al tiempo ingresado al modelo, el valor de concentración promedio de polímero será el valor final

para ingresar al modelo de Buckley-Leverett. La figura 14 muestra el comportamiento típico de una gráfica de tiempo vs tiempo de ruptura calculado para un proceso de inyección de polímero base.



*Figura 14.* Comportamiento de tiempo de ruptura vs tiempo ingresado para el modelo analítico aplicado

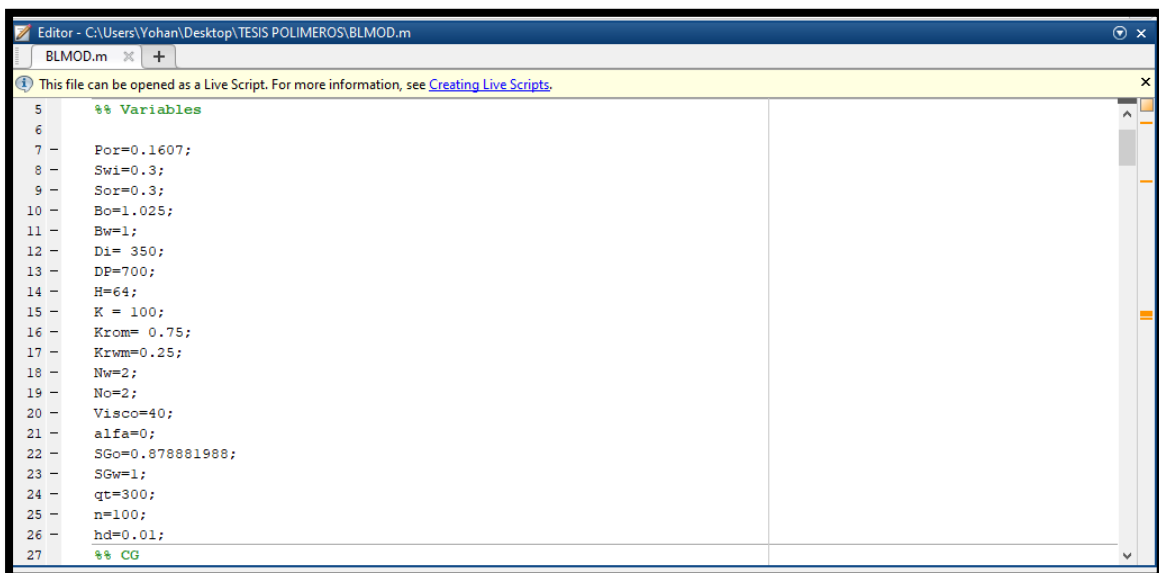
Una vez el tiempo de ruptura es igual al tiempo del ingreso de datos, se define este como el tiempo de ruptura del proceso de inyección del polímero. Así mismo el valor de concentración de polímero final a este tiempo se define como el de ingreso al modelo analítico de Buckley-Leverett Convencional. En la tabla 6, se expone la relación entre el tiempo ingresado y el tiempo de ruptura.

Tabla 6.

*Comportamiento tiempo vs tiempo de ruptura calculado para un proceso de inyección de polímero.*

Tiempo (días)	Tiempo de Ruptura (días)
1	258
50	277
200	298
307	307

Una vez definido el modelo analítico modificado, se realizó la programación a partir del software Matlab. La herramienta incluye varios subprogramas para la realización de cada una de las tareas que anteriormente se mostraron. La primera parte consta del ingreso de las variables de entrada para el BL y el modelo de degradación de polímero de Fick como se muestra en la figura 15.



```
Editor - C:\Users\Yohan\Desktop\TESIS POLIMEROS\BLMOD.m
BLMOD.m
This file can be opened as a Live Script. For more information, see Creating Live Scripts.
5 %% Variables
6
7 - Po=0.1607;
8 - Swi=0.3;
9 - Sox=0.3;
10 - Bo=1.025;
11 - Bw=1;
12 - Di= 350;
13 - DP=700;
14 - H=64;
15 - K = 100;
16 - Krom= 0.75;
17 - Krwm=0.25;
18 - Nw=2;
19 - No=2;
20 - Visco=40;
21 - alfa=0;
22 - SGo=0.878881988;
23 - SGw=1;
24 - qt=300;
25 - n=100;
26 - hd=0.01;
27 %% CG
```

Figura 15. variables de entrada para el BL y el modelo de degradación de polímero de Fick.

Una vez definidos los valores de entrada, el programa se encarga de calcular las viscosidades del polímero promedio para cada paso de tiempo. Conociendo la concentración promedio se procede a encontrar la viscosidad. Mediante correlaciones encontradas en laboratorio podemos encontrar los valores de viscosidad para su respectivo valor de concentración. Este proceso se ilustra en la tabla 7.

Tabla 7.

*Correlación Concentración PPM- Viscosidad del polímero*

<b>PPM (Polímero)</b>	<b>Concentración <i>lbm</i></b>	<b>Viscosidad del polímero</b>
0	0	1
500	0.0005	2.850
700	0.0007	3.930
900	0.0009	5.010
1000	0.001	5.550
1300	0.0013	8.070
1500	0.0015	9.750

Con los datos obtenidos en laboratorio se elabora una regresión lineal (figura 16) donde se pueda calcular la expresión con la cual se encontrará el valor de viscosidad para los diferentes valores de concentración encontrados mediante el modelo analítico de Fick.

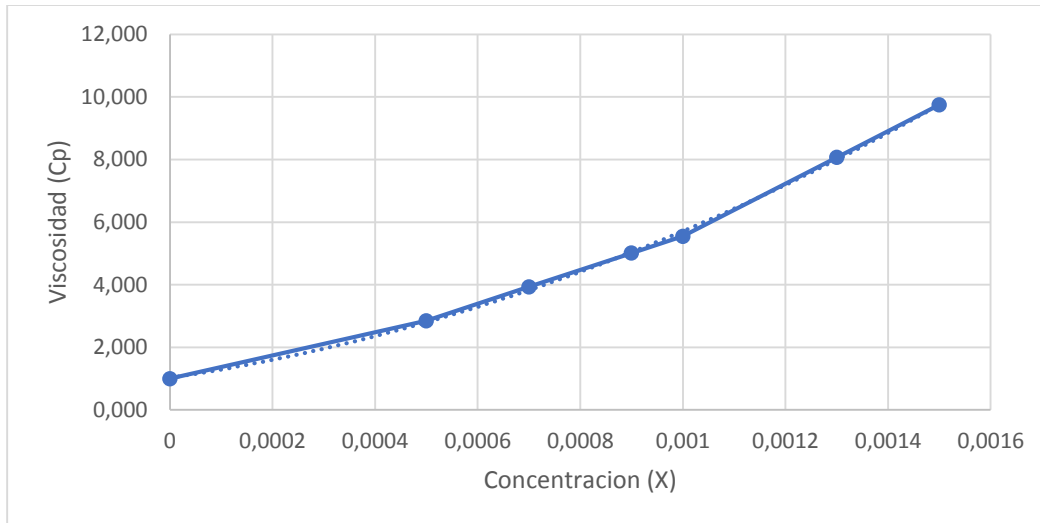
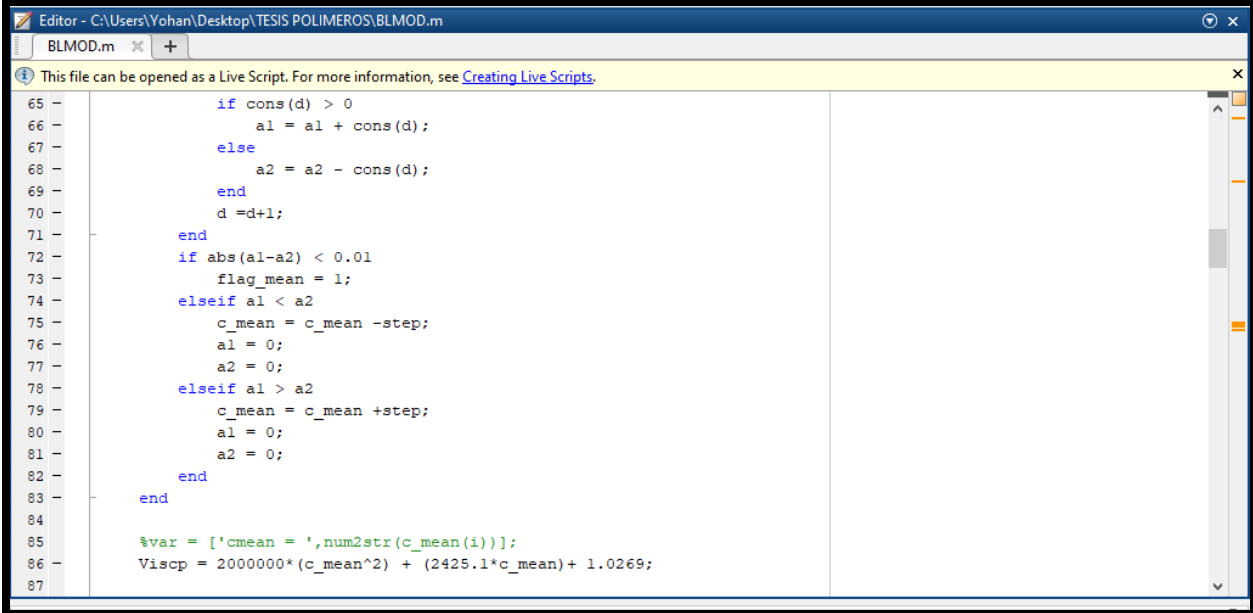


Figura 16. Viscosidad a diferentes valores de concentración.

La grafica nos muestra los valores de viscosidad para las diferentes concentraciones del polímero. Mediante esta grafica se realiza el cálculo de la viscosidad en función de la concentración. La ecuación (48) de la línea describe este proceso.

$$\mu = (2E + 06 * C^2) + 2425.1C + 1.0269 \quad (48)$$

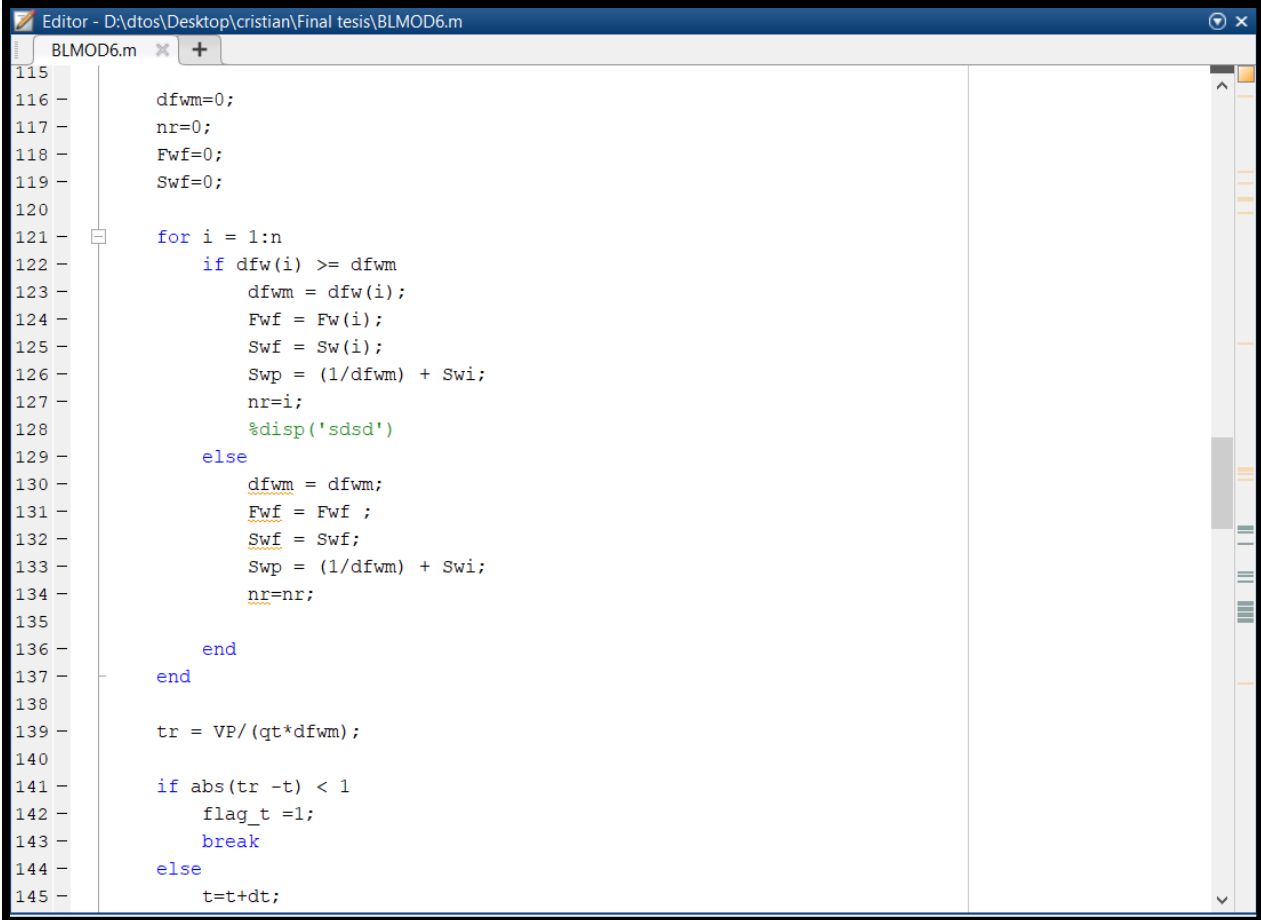
Esta relación se incluye la programación para el cálculo de viscosidades promedio para cada paso de tiempo (Figura 17)



```
Editor - C:\Users\Yohan\Desktop\TESIS POLIMEROS\BLMOD.m
BLMOD.m x +
This file can be opened as a Live Script. For more information, see Creating Live Scripts.
65 -         if cons(d) > 0
66 -             a1 = a1 + cons(d);
67 -         else
68 -             a2 = a2 - cons(d);
69 -         end
70 -         d =d+1;
71 -     end
72 -     if abs(a1-a2) < 0.01
73 -         flag_mean = 1;
74 -     elseif a1 < a2
75 -         c_mean = c_mean -step;
76 -         a1 = 0;
77 -         a2 = 0;
78 -     elseif a1 > a2
79 -         c_mean = c_mean +step;
80 -         a1 = 0;
81 -         a2 = 0;
82 -     end
83 - end
84
85 - %var = ['cmean = ',num2str(c_mean(i))];
86 - Viscp = 2000000*(c_mean^2) + (2425.1*c_mean)+ 1.0269;
87
```

Figura 17. Cálculo de viscosidades promedio para cada paso de tiempo

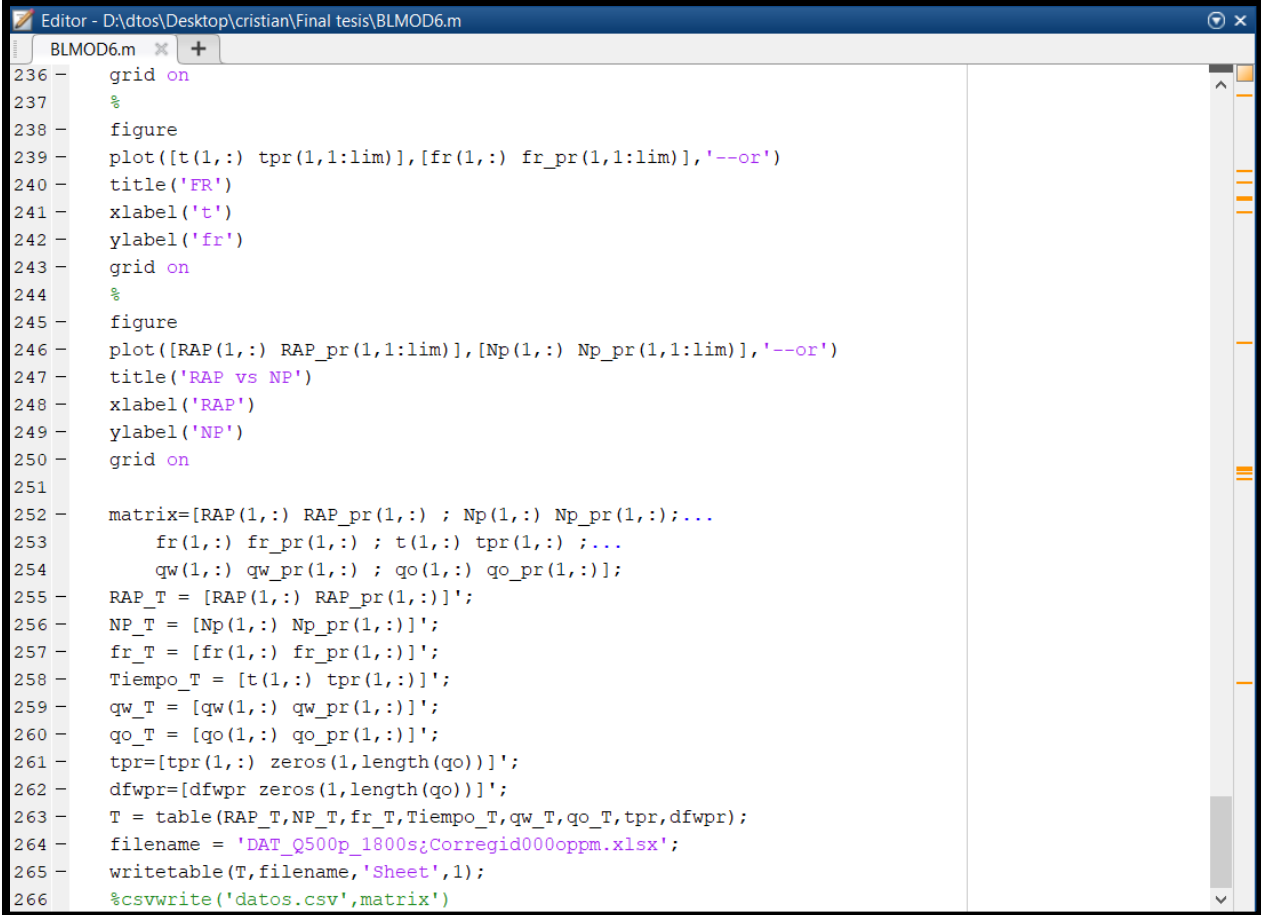
Una vez definidas las viscosidades se calculó el tiempo de ruptura estimado para cada paso de tiempo. La figura 18 muestra el subprograma que se encarga de esta rutina. El programa relaciona el tiempo de entrada, con el tiempo de ruptura hasta un nivel mínimo de tolerancia, en el que los 2 tiempos son equivalentes.



```
Editor - D:\dtos\Desktop\cristian\Final tesis\BLMOD6.m
BLMOD6.m x +
115
116 -     dfwm=0;
117 -     nr=0;
118 -     Fwf=0;
119 -     Swf=0;
120
121 -     for i = 1:n
122 -         if dfw(i) >= dfwm
123 -             dfwm = dfw(i);
124 -             Fwf = Fw(i);
125 -             Swf = Sw(i);
126 -             Swp = (1/dfwm) + Swi;
127 -             nr=i;
128 -             %disp('sdsd')
129 -         else
130 -             dfwm = dfwm;
131 -             Fwf = Fwf ;
132 -             Swf = Swf;
133 -             Swp = (1/dfwm) + Swi;
134 -             nr=nr;
135
136 -         end
137 -     end
138
139 -     tr = VP/(qt*dfwm);
140
141 -     if abs(tr -t) < 1
142 -         flag_t =1;
143 -         break
144 -     else
145 -         t=t+dt;
```

Figura 18. Calculo del tiempo de ruptura estimado para cada paso de tiempo

Una vez calculados de los tiempos de ruptura, en la figura 19, se muestra el arreglo elaborado para los datos de salida entre los que se destacan el Fr, Np, qo, qw y RAP.



```
Editor - D:\datos\Desktop\cristian\Final tesis\BLMOD6.m
BLMOD6.m x +
236 - grid on
237 - %
238 - figure
239 - plot([t(1,:) tpr(1,1:lim)],[fr(1,:) fr_pr(1,1:lim)], '--or')
240 - title('FR')
241 - xlabel('t')
242 - ylabel('fr')
243 - grid on
244 - %
245 - figure
246 - plot([RAP(1,:) RAP_pr(1,1:lim)],[Np(1,:) Np_pr(1,1:lim)], '--or')
247 - title('RAP vs NP')
248 - xlabel('RAP')
249 - ylabel('NP')
250 - grid on
251 -
252 - matrix=[RAP(1,:) RAP_pr(1,:) ; Np(1,:) Np_pr(1,:);...
253 -         fr(1,:) fr_pr(1,:) ; t(1,:) tpr(1,:) ;...
254 -         qw(1,:) qw_pr(1,:) ; qo(1,:) qo_pr(1,:)];
255 - RAP_T = [RAP(1,:) RAP_pr(1,:)]';
256 - NP_T = [Np(1,:) Np_pr(1,:)]';
257 - fr_T = [fr(1,:) fr_pr(1,:)]';
258 - Tiempo_T = [t(1,:) tpr(1,:)]';
259 - qw_T = [qw(1,:) qw_pr(1,:)]';
260 - qo_T = [qo(1,:) qo_pr(1,:)]';
261 - tpr=[tpr(1,:) zeros(1,length(qo))];
262 - dfwpr=[dfwpr zeros(1,length(qo))];
263 - T = table(RAP_T,NP_T,fr_T,Tiempo_T,qw_T,qo_T,tpr,dfwpr);
264 - filename = 'DAT_Q500p_1800s;Corregid000oppm.xlsx';
265 - writetable(T,filename,'Sheet',1);
266 - %csvwrite('datos.csv',matrix)
```

Figura 19. Arreglo para los datos de salida

En el anexo 1, encontrará en detalle el código de programación del Buckley-Leverett modificado para la inyección de polímeros. Una vez se ha construido el modelo analítico que amplía la aplicabilidad del BL para casos en los que se toma en cuenta los cambios de viscosidad del fluido inyectado, se procede a construir un modelo de simulación numérica que ayudará verificar el nuevo modelo analítico para la inyección de polímero.

### 3. Construcción modelos de simulación numérica

La simulación numérica es hoy en día, una de las herramientas más confiables con las que cuenta la industria de los hidrocarburos, a la hora de evaluar un proyecto de recobro secundario o mejorado. Las aplicaciones de la simulación numérica se extienden desde escala de laboratorios y *sector models*, hasta aplicaciones de campo completo en *full field models*.

Un modelo de simulación es un instrumento que permite imitar el comportamiento de un sistema real, mediante ecuaciones matemáticas. El modo de resolución de estas ecuaciones no se realiza de forma analítica sino por medio de métodos numéricos, por lo que es necesaria una maquina ordenadora que permita realizar una gran cantidad de cálculos en el menor tiempo posible. En el caso de la simulación numérica de yacimientos, existen tres grupos principales de ecuaciones que se encargan de modelar el flujo de fluidos a través del medio poroso, estas ecuaciones son:

- Ecuaciones de flujo
- Ecuaciones de potencial
- Ecuaciones de difusividad

En el presente trabajo de investigación, la simulación numérica actuara como una herramienta de análisis de la inyección de agua y la inyección del polímero, mediante el modelamiento de un modelo conceptual de simulación, ligado a algunas suposiciones teóricas inherentes a los métodos analíticos descritos en el anterior capítulo.

### 3.1 Selección del software de simulación

A la hora de definir el software de simulación numérica de yacimientos más adecuado para simular el proceso de recuperación a implementar, es importante definir las características más importantes del proceso y las relaciones existentes entre los fluidos en el yacimiento. Un proceso de inyección de agua convencional consiste en un desplazamiento inmisible, es decir no existe miscibilidad entre las fases agua y petróleo. Otra de las características importantes a la hora de seleccionar el simulador es determinar si existirá un cambio en la composición de los fluidos (modelo composicional), para el caso de desplazamientos inmiscibles, se considera que la composición de los fluidos en el yacimiento no cambia con el tiempo, es decir un modelo *Black Oil*.

Un modelo *Black Oil* asume que en el yacimiento pueden existir tres fases distintas (agua, aceite y gas) y asume que no existe un intercambio de masa o cambio de fase entre estas. La simulación de petróleo negro o *Black Oil*, es útil en procesos de simulación de inyección de agua o polímero, donde no se esperan cambios en la composición de fluidos. Estos pueden modelar el flujo de agua, petróleo y gas tomando en cuenta variaciones de la solubilidad del gas en el petróleo en función de la presión. Finalmente, y a partir de las características anteriormente mencionadas, el software de simulación escogido para el modelamiento de la inyección de polímero fue el simulador STARS® de la empresa *Computer Modeling Group* (CMG, por sus siglas en inglés). Estos paquetes de simulación contienen opciones que resuelven las ecuaciones fundamentales de conservación de masa de los tres componentes presentes (agua, gas y aceite) involucrando propiedades físicas inherentes a la opción en particular, como en el caso de un proceso de inyección de polímeros, dado como una de las opciones del simulador STARS® de la compañía CMG. En esta opción el modelo sigue los mismos lineamientos generales de la inyección de agua, excepto

que la complejidad asociada al flujo de polímero agrega términos adicionales a las ecuaciones de balance de masa, tales como adsorción, reducción de la permeabilidad relativa, etc. También considera el comportamiento no-newtoniano de los polímeros.

**3.1.1 Resumen histórico campo Yariguí-Cantagallo** El Campo se encuentra localizado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena en los límites de los departamentos de Bolívar y Santander. Descubierta en 1943, la historia del campo Yariguí-Cantagallo se remonta a finales de 1937 cuando una subsidiaria de la Socony Vacuum, la Empresa de Petróleos del Río Magdalena, inició estudios en el valle medio del río. El 16 de diciembre de 1939 le fue otorgada la concesión Cantagallo.

A mediados de 1951 la concesión fue adquirida por la empresa Shell Cóndor, la cual reinició la perforación de pozos que había sido suspendida en 1949. Con los resultados obtenidos la compañía solicitó al gobierno colombiano la Concesión San Pablo, la cual le fue otorgada en el año de 1953, descubriendo el campo Yariguí, el cual vino a ser la continuación lateral hacia el oriente del campo Cantagallo. La concesión San Pablo revirtió al estado en noviembre de 1985 (Quintana, 2008).

La explotación de estos campos alcanzó su producción máxima en los años 1963 y 1964, cuando se llegaron a 19000 y 17000 barriles diarios de petróleo por día, respectivamente. Entre los años 1967 y 1968 la Shell Cóndor suspendió la actividad de perforación, limitándose a obtener la producción de los campos dentro de una acelerada declinación.

El Campo presenta una profundidad total de 7300 ft aprox, y un espesor neto de 420 ft, donde se tienen principalmente areniscas arcillosas con permeabilidades y porosidades de 105 mD, y 20 %, respectivamente. Sin embargo, el campo muestra una división en cinco bloques de operación debido a varias fallas transversales de tipo normal, donde el bloque V ubicado al norte, contiene

la mayor parte de las reservas del Campo. Históricamente el campo ha sido explotado principalmente mediante recuperación primaria y por inyección de agua desde octubre de 2008.

Después de analizar datos de ingeniería obtenidos durante la inyección de agua, se hacen estudios detallados de la petrofísica y de los fluidos del yacimiento. Además, se busca caracterizar el yacimiento a profundidad para encontrar la zona donde hay más aceite recuperable y buena conectividad entre pozos en caso tal que se opte por inyectar polímero al yacimiento. En los trabajos complementarios, el bloque V evidencia unas condiciones positivas en la zona central, donde además se tiene mejor desarrollo y no hay cercanía al acuífero.

La inyección del polímero se da inicio el 7 de marzo de 2014 por un periodo de 18 meses buscando reducir la relación de movilidad (M) de 7 a un valor más pequeño; que se aproxime a 1. Esto se logra incrementando la viscosidad del agua.

**3.1.2 Construcción del modelo base.** Para analizar la sensibilidad a los parámetros de mayor influencia en un determinado proceso, se construye un modelo base correspondiente al patrón de inyección del Campo Yariguí-Cantagallo. La construcción del modelo base se realizó mediante la herramienta STARS (*Steam, Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator*) de los simuladores CMG, el cual modela el flujo en tres fases de fluidos multi-componentes y predice el comportamiento de los yacimientos donde se desean implementar procesos de recobro mejorado como inyección de vapor, aire, solventes y químicos como es el caso de polímero a utilizar. El modelo base de éste estudio incluye las variables fundamentales a ser consideradas durante el desarrollo de un proceso de inyección de polímeros con el fin de obtenerse los resultados preliminares de ésta implementación.

Para determinar el refinamiento del modelo de simulación ideal se plantearon tres escenarios de distribución del grid para inyección de agua, los cuales se muestran en la figura 9. Además, inmediatamente después, en la tabla 6, se anexa los tiempos de simulación de cada uno de estos escenarios.

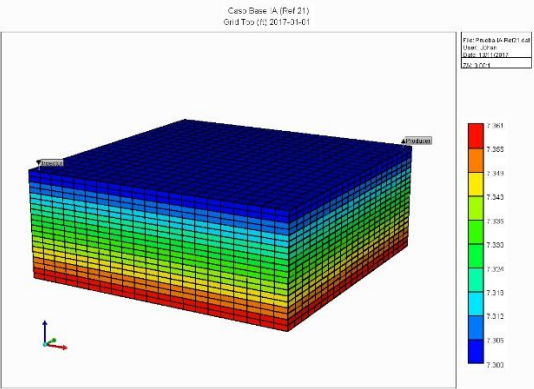
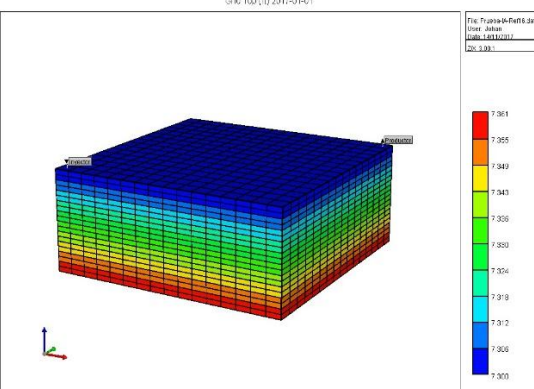
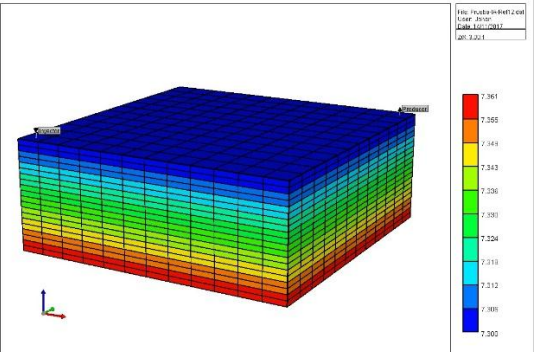
Escenario	Número de celdas	
I	21 X 21 X 20 (8820 Celdas)	
II	16 X 16 X 20 (5120 Celdas)	
III	12 X 12 X 20 (2880 Celdas)	

Figura 20. Distribuciones de grid planteadas (Adaptado de Computer Modeling Group, CMG)

Tabla 8.

*Resultados Tiempos de Simulación*

Escenario	Tiempo Simulación (seg)
I	127
I	43
III	25

A continuación, en la figura 10, se muestran los resultados de factor de recobro y producción acumulada de aceite para los 3 escenarios.

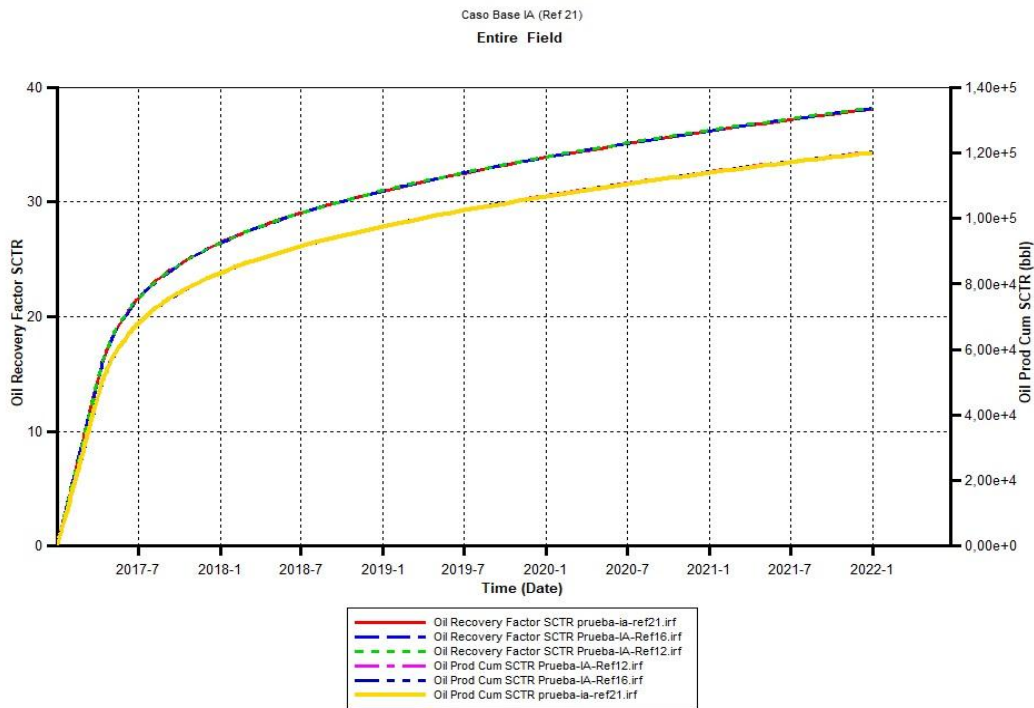


Figura 21. Factores de recobro y producción para los escenarios propuestos (Adaptado de Computer Modeling Group, CMG)

Revisando el comportamiento obtenido en cada escenario, es posible concluir que la cantidad de bloques en el grid de simulación no es determinante en los resultados. Si partimos del factor de

recobro, la producción de aceite acumulada de los tres escenarios, y los tiempos de simulación se concluye que el Escenario II es el más apropiado ya que es el que brinda la mejor relación resultado-tiempo entre los escenarios planteados.

El modelo del patrón cuenta con un total de 5120 celdas (16iX16jX20k), allí se encuentran representadas las arenas desde la secuencia A hasta D. En la tabla 7, se describen las arenas involucradas.

Tabla 9.

*Distribución de las arenas en el modelo.*

<b>Arena</b>	<b>Layers</b>
<b>A</b>	1-5
<b>B</b>	6-10
<b>C</b>	11-15
<b>D</b>	16-20

Para este caso se utilizó un enmallado tipo cartesiano donde el tamaño total del modelo de simulación es de 5,625 acres, con un área que encierra el patrón de 22,5 acres. En la figura 22, se expone el modelo base de simulación.

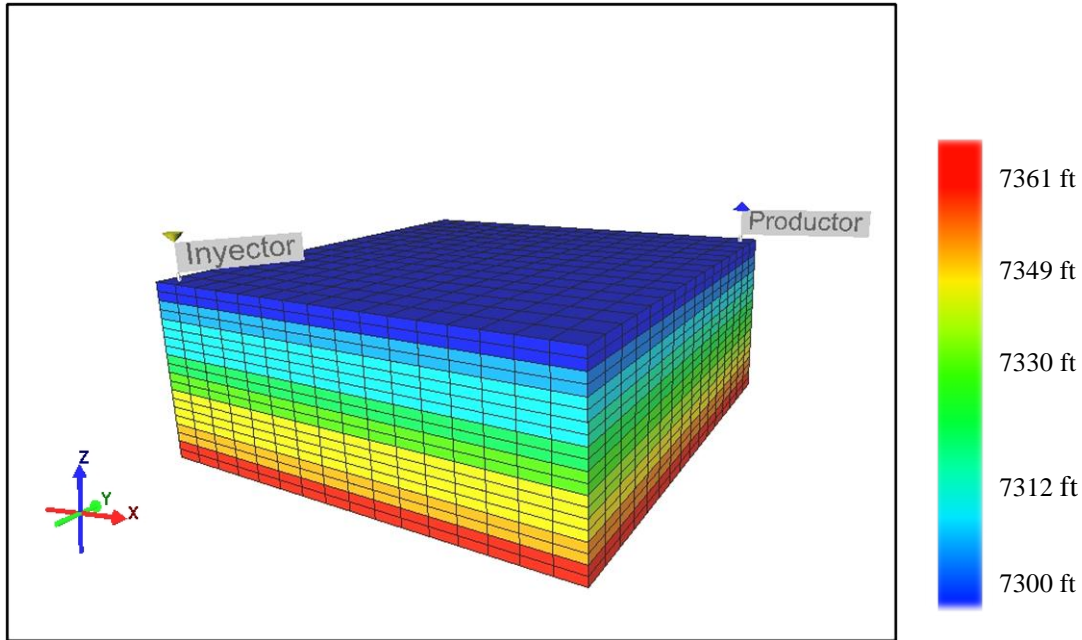


Figura 22. Modelo de simulación planteado con enmallado tipo cartesiano (Adaptado de Computer Modeling Group, CMG).

La elaboración de este modelo se hizo con un enmallado tipo cartesiano, el cual nos permite modelar el flujo lineal de los fluidos en patrones con áreas que han sido definidas. En la tabla 10, se presentan las características principales del modelo.

Tabla 10.

*Descripción tamaño del modelo*

	Valor
Área total del patrón	22.5 acres
Espesor del modelo	64 ft
Area del modelo	5.625 acres

**3.1.3 Propiedades de la roca** Las propiedades de la roca son imprescindibles para determinar la viabilidad que puede llegar a tener un proceso de inyección de polímeros, dentro de ellas se

encuentran las propiedades petrofísicas de la zona de interés. En la tabla 11, se presentan las principales características.

Tabla 11.

*Propiedades de la roca de las arenas de interés*

<b>Propiedades</b>	<b>Valor</b>	<b>Valor</b>	<b>Valor</b>	<b>Valor</b>
<b>Arena</b>	<b>A</b>	<b>B</b>	<b>C</b>	<b>D</b>
<b>Permeabilidad I (md)</b>	12	135	215	25
<b>Permeabilidad J (md)</b>	12	135	215	25
<b>Permeabilidad K (md)</b>	3.6	40.5	64.5	7.5
<b>Porosidad</b>	0.17	0.17	0.17	0.17
<b>Espesor Neto (ft)</b>	16	16	16	16

**3.1.4 Modelo de fluidos** Las características de los fluidos presentes en el modelo se consideraron teniendo en cuenta resultados de laboratorio correspondientes al crudo Yarigui-Cantagallo. Para la caracterización de los fluidos en el modelo se utilizó una presión de burbuja promedio de 3250 Psi, la cual permitió generar las propiedades de los pseudocomponentes “Dead\_Oil” y “Soln\_Gas” que representaron correctamente el factor volumétrico del petróleo, la relación gas petróleo y la viscosidad del petróleo. En las tablas a continuación, se presentan las propiedades básicas y necesarias para la elaboración del modelo de fluidos, además se obtendrán las figuras obtenidas.

A continuación, en la tabla 12 y 13, se muestran las propiedades básicas de los fluidos y las características básicas del yacimiento respectivamente.

Tabla 12.

*Propiedades básicas de los fluidos*

Componentes	Peso Molecular (lb/lbmol)	Densidad (lb/ft <sup>3</sup> )	Compresibilidad (1/psi)	1er Coeficiente Expansión Térmica (1/F)
Agua	0	61.7631	2.87265e-006	0.000195661
Aceite Muerto	246.072	55.2368	1e-005	0.000400521
Gas en Solución	17.382	17.8548	1e-005	0.000400521

Tabla 13.

*Características básicas del yacimiento*

Propiedad	Valor	Unidad
Temperatura de Yacimiento	130	F
Presión de Referencia	14.6488	Psi
Presión de Superficie	14.6488	Psi
Temperatura de Superficie	62.33	F

Seguidamente, en las figuras que van de la 23 a la 27, se representa el comportamiento del modelo de fluidos para el caso base.

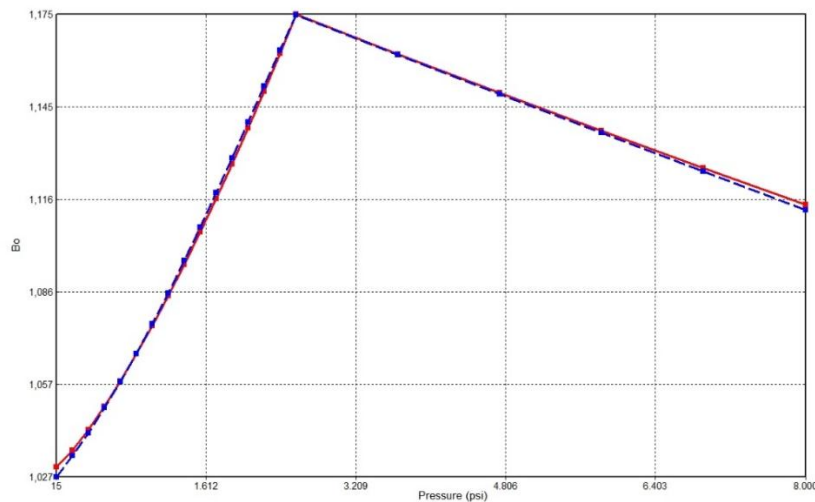


Figura 23. Comportamiento del factor volumétrico del aceite del Campo de estudio (Adaptado de Computer Modeling Group, CMG).

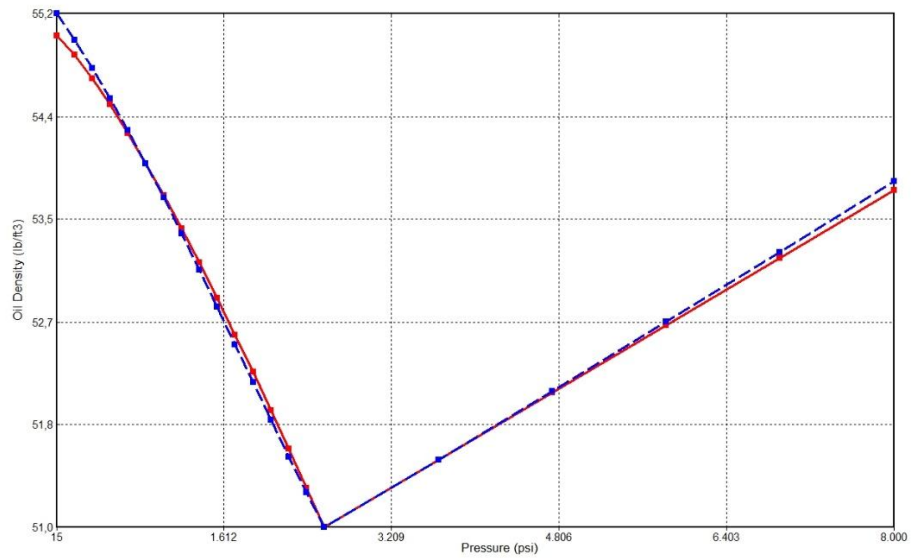


Figura 24. Comportamiento de la densidad del aceite del Campo de estudio (Adaptado de Computer Modeling Group, CMG).

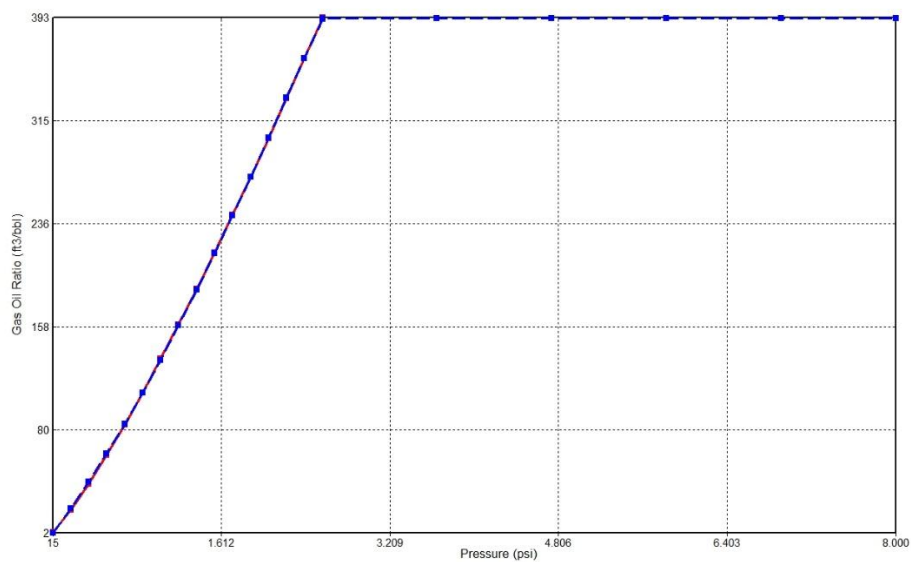


Figura 25. Comportamiento de la relación gas- aceite –GOR del Campo de estudio (Adaptado de Computer Modeling Group, CMG).

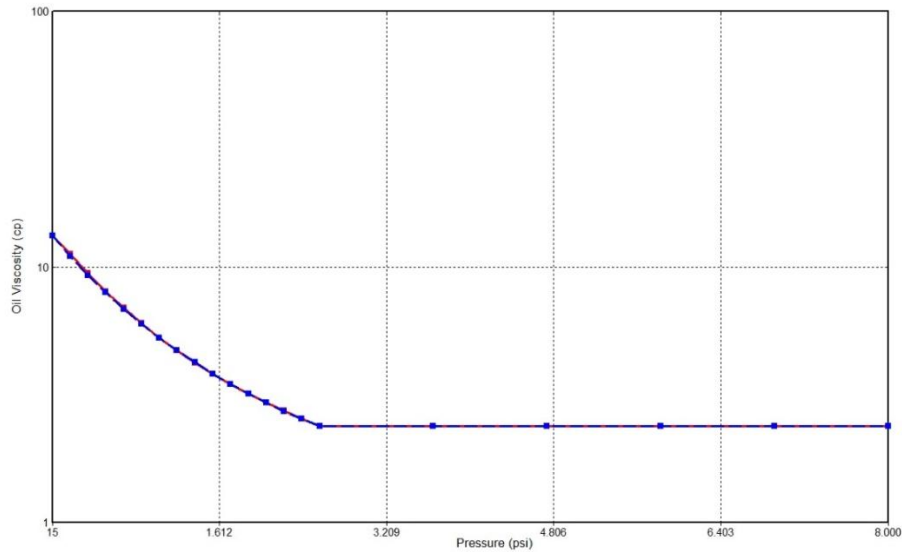


Figura 26. Comportamiento de la viscosidad del aceite vs Presión para el Campo de estudio (Adaptado de Computer Modeling Group, CMG).

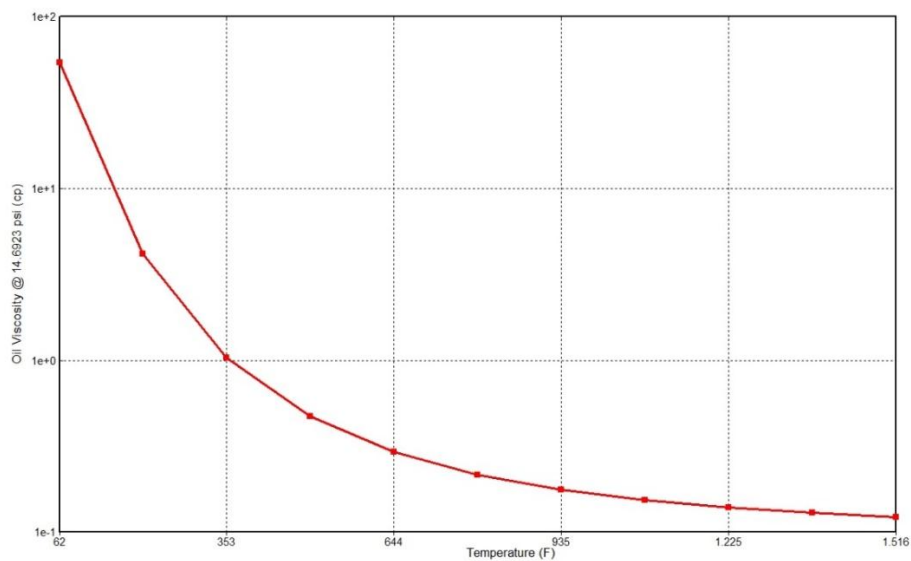


Figura 27. Comportamiento de la viscosidad del aceite vs Temperatura para el Campo de estudio (Adaptado de Computer Modeling Group, CMG).

**Propiedades de interacción roca - fluido** En las figuras 28 y 29, se puede apreciar la curva de permeabilidad relativa en los sistemas agua – petróleo y gas- petróleo, respectivamente.

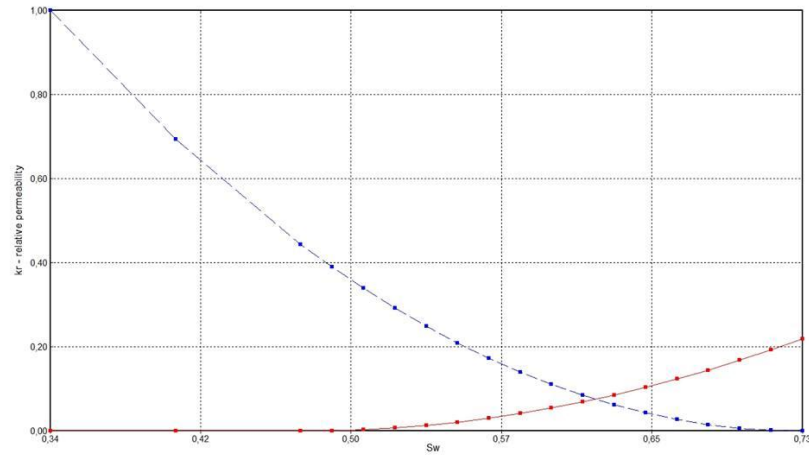


Figura 28. Curva de permeabilidad relativa sistema agua – petróleo (Adaptado de Computer Modeling Group, CMG).

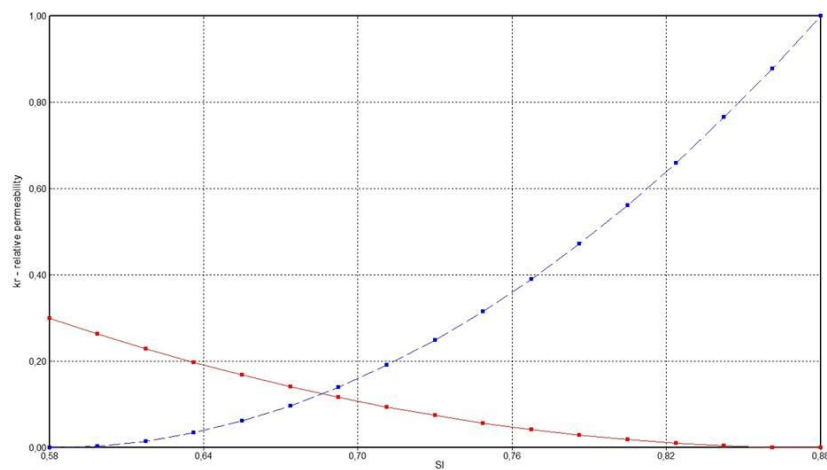


Figura 29. Curva de permeabilidad relativa sistema gas – petróleo (Adaptado de Computer Modeling Group, CMG).

**3.1.5 Función objetivo y presentación de resultados para modelo base** Antes de empezar el análisis de sensibilidad se definen las funciones objetivo que manejaremos para el resto de la investigación. Estas son: Factor de recobro, producción de aceite acumulada, producción de agua

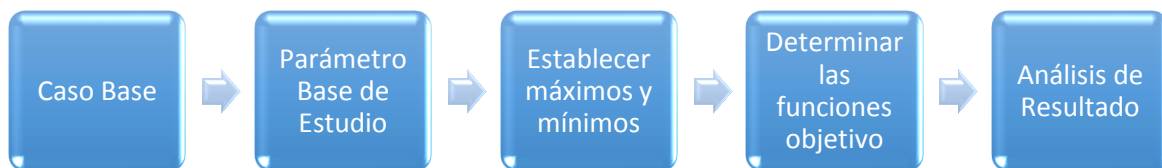
acumulada, y el corte de agua. Estas funciones son utilizadas comúnmente como variables de respuesta a analizar en procesos de este tipo.

En el esquema representado con la figura 30, se exponen las funciones objetivo.



*Figura 30.* Funciones objetivo para el proceso de sensibilidad

A continuación, En la figura 31, se expone la metodología implementada para hacer el análisis de sensibilidad, desde el caso base hasta el análisis de resultados.



*Figura 31.* Metodología para realizar el análisis de sensibilidad de las variables (García, Y; Zafra, T, 2010).

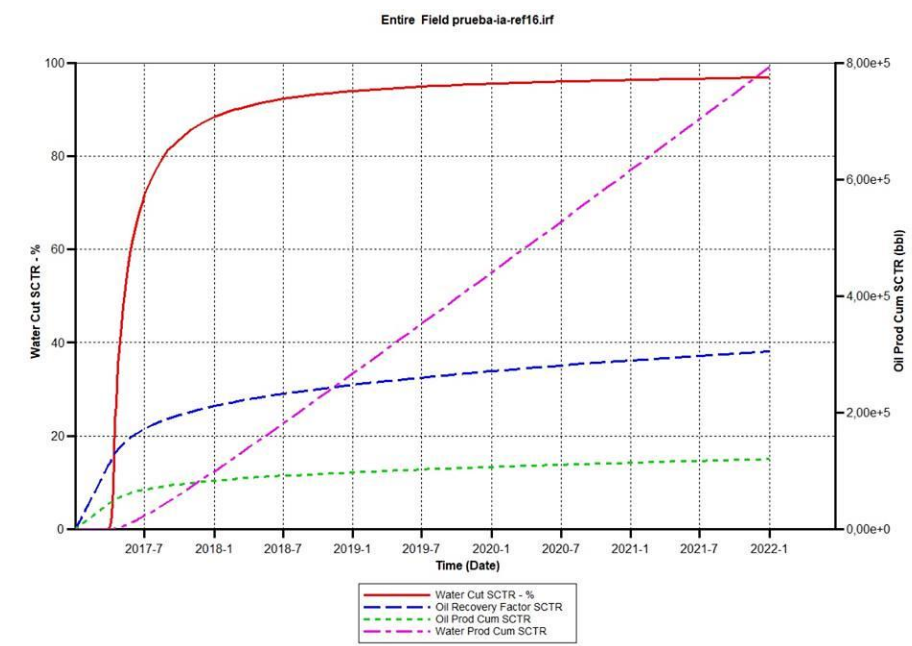
Antes de mostrar resultados de esta primera simulación, se expone la tabla 14, que presenta una descripción final en cuanto al fluido inyectado, tasa de inyección y el control o constraint.

Tabla 14.

*Descripción Modelo Base.*

Descripción Modelo Base	
Tipo Inyección	Agua
Tasa de Inyección	500 bbl/day
Control (constraint)	STW (Surface water rate)

Después de haber mostrado algunas claves del modelo de simulación inicial, ilustramos, en la figura 32, los resultados obtenidos para la configuración de ésta y las cuatro funciones objetivo.



*Figura 32.* Funciones objetivo para configuración del modelo base (Adaptado de Computer Modeling Group, CMG)

Finalmente, para este modelo base, enfatizaremos la influencia que puede llegar a tener el cambio de una variable como la tasa de inyección sobre alguna función objetivo. En este caso, el factor de recobro; procedimiento que se repetirá para más de un parámetro en este trabajo de investigación. En la tabla 15, se expone los cambios en la tasa de inyección de agua.

Tabla 15.

*Variaciones de tasa de inyección para modelo base.*

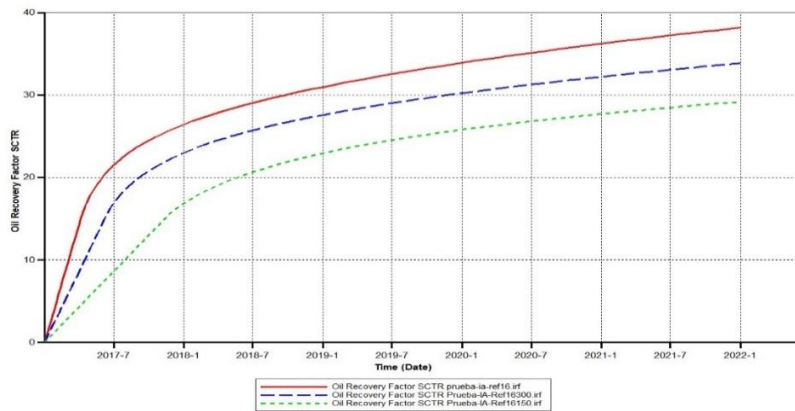
Caso	Tasa Inyección (bbl/day)
1	500
2	300
3	150

Utilizando los resultados obtenidos tras realizar la simulación para cada uno de los 3 casos, obtenemos las siguientes curvas de la gráfica 33:

Para el caso 1, que representa una tasa de inyección de 500 bbl/day, la curva roja.

Para el caso 2, que representa una tasa de inyección de 300 bbl/day, la curva azul.

Para el caso 3, que representa una tasa de inyección de 150 bbl/day, la curva verde.



*Figura 33.* Fluctuaciones de factor de recobro debido a las modificaciones de la tasa de inyección (Adaptado de Computer Modeling Group, CMG)

**3.1.6 Análisis de sensibilidad a las variables que influyen en el diseño de un bache en un proceso de inyección de polímeros.** El análisis de sensibilidad prioriza la influencia directa de ciertas variables presentes en un proceso respecto a una función determinada. Estas funciones son clave para la revisión de la persona a cargo del proyecto; factor de recobro, producción acumulada

de agua, producción acumulada de aceite, entre otras. Para evaluar técnicamente la influencia de variables sobre el proceso de inyección de polímeros, se realizó un análisis de sensibilidad sobre la tasa de inyección, la concentración inicial de polímero y la heterogeneidad del yacimiento.

Una de las formas de llevar a cabo este análisis de sensibilidad consiste en variar un parámetro mientras los demás permanecen constantes, esta se denomina sensibilidad mono-parámetro, la segunda consiste en evaluar el efecto de ciertos parámetros sobre diversas variables de respuesta.

### 3.1.7 Esquema de análisis de sensibilidad, variables a sensibilizar y unidades de análisis.

Se determinaron rangos de análisis de acuerdo al caso base que fue estudiado en el capítulo anterior. El objetivo consistió en estudiar la sensibilidad a las variables que influyen en el diseño de un bache en un proceso de inyección de polímeros. En la tabla 16, se presentan las variables que inciden en el comportamiento de un proceso de inyección de polímeros y los escenarios planteados.

Tabla 16.

*Variables estudiadas en el comportamiento de un proceso de inyección de polímeros.*

Variable	Valor 1	Valor 2	Valor 3	Caso Base
Co Polímero [ppm]	600	1200	1800	0
Co Polímero [fracción molar]	1.3519e-006	2.7055e-006	4.0607e-006	0
Tasa Inyección [bbl/day]	150	300	500	500
Heterogeneidad	Hom/Het	Hom/Het	Hom/Het	Heterogéneo

Establecidas las variaciones de cada parámetro, se procede a generar múltiples combinaciones y así sensibilizar el caso base.

### 3.2 Evaluación del modelo programado

**3.2.1 Caso Base** Para analizar la sensibilidad a los parámetros de mayor influencia en un determinado proceso, se construye un modelo base correspondiente al patrón de inyección del Campo Yariguí-Cantagallo, contando con los datos mostrados en la tabla 15, para el desarrollo del modelo analítico.

Tabla 15.

*Datos Caso Base*

Coefficiente de Difusión	[ $ft^2/d$ ]	7.00E+00
Co	[fracción molar]	0.000625
Ti	[días]	547.5
L	[ft]	712

Conociendo los datos del campo se procede al desarrollo del modelo analítico, en el cual se encuentran las diferentes curvas del cambio de concentración o de degradación que sufre el polímero en el medio poroso, ilustradas en las figuras 34.

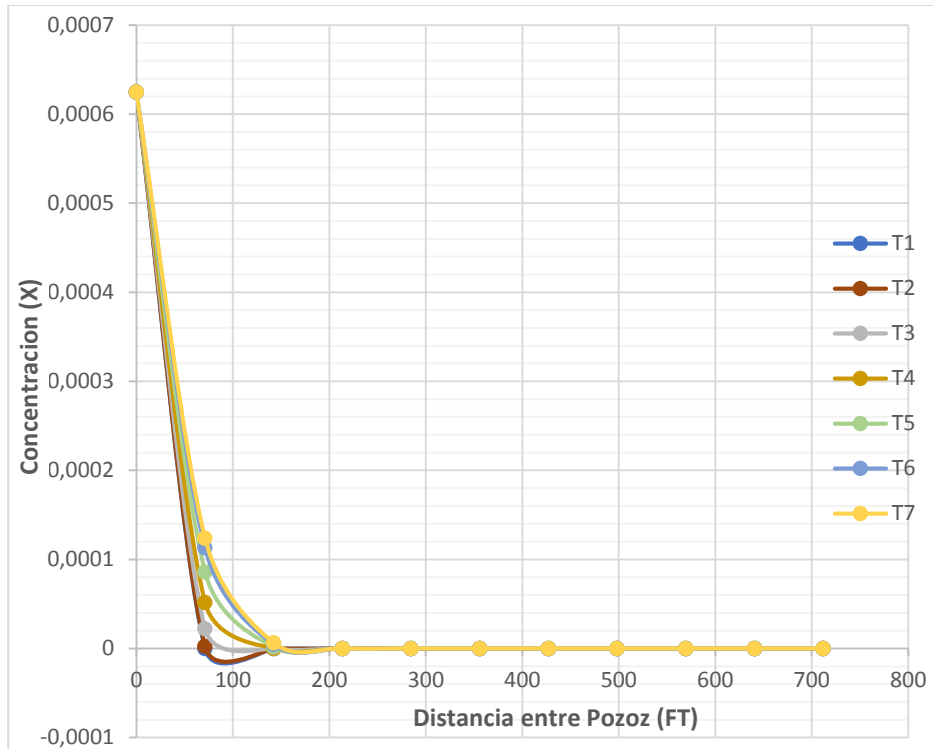


Figura 34. Degradación del polímero, con una distancia entre pozos de 712 pies a diferentes tiempos de estudio.

**3.2.2 Análisis de sensibilidad para Caudal y Concentración** En el trabajo se analizarán diferentes casos para el modelo analítico que posteriormente serán comparados con los datos obtenidos en la simulación, para este analizaremos los cambios que generan las variaciones en la tasa de inyección y la concentración del polímero.

Los respectivos cambios en la tasa de inyección y la concentración son mostrados en la tabla

Tabla 17.

*Variaciones en la tasa de inyección y la concentración*

Caudal Qw [Bbl/day]	Concentración [Co]
500	1200
300	1800
150	600

A partir de la tabla anterior se realizan los diferentes cambios en el modelo analítico, donde para cada valor de tasa de inyección se realiza las diferentes modificaciones en el cambio de concentración para posterior a esto realizar su respectiva comparación con la simulación.

**3.2.3 Análisis Buckley Leverett** Buckley y Leverett es un modelo aplicado a geometrías lineales a tasas de inyección constantes. Sin embargo, se puede modificar el arreglo y así hacerlo compatible con patrones de 5 puntos.

El área del modelo es de 5,625 acres considerando el área total del patrón de 5 puntos tiene, que tiene 22,5 acres. Se cambian las dimensiones de este modelo, de manera que las posiciones de los pozos inyector y productor sean acordes con la distribución lineal que se busca. En la figura 35 se muestra el patrón de 5 puntos a utilizar mientras que, la figura 36, expone el cambio en el arreglo.

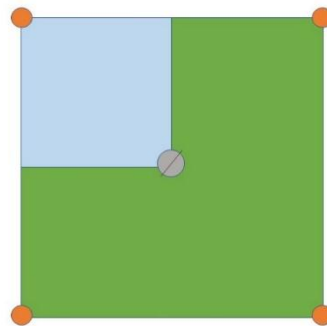


Figura 35. Patrón de cinco puntos utilizado en el modelamiento de Buckley-Leverett.

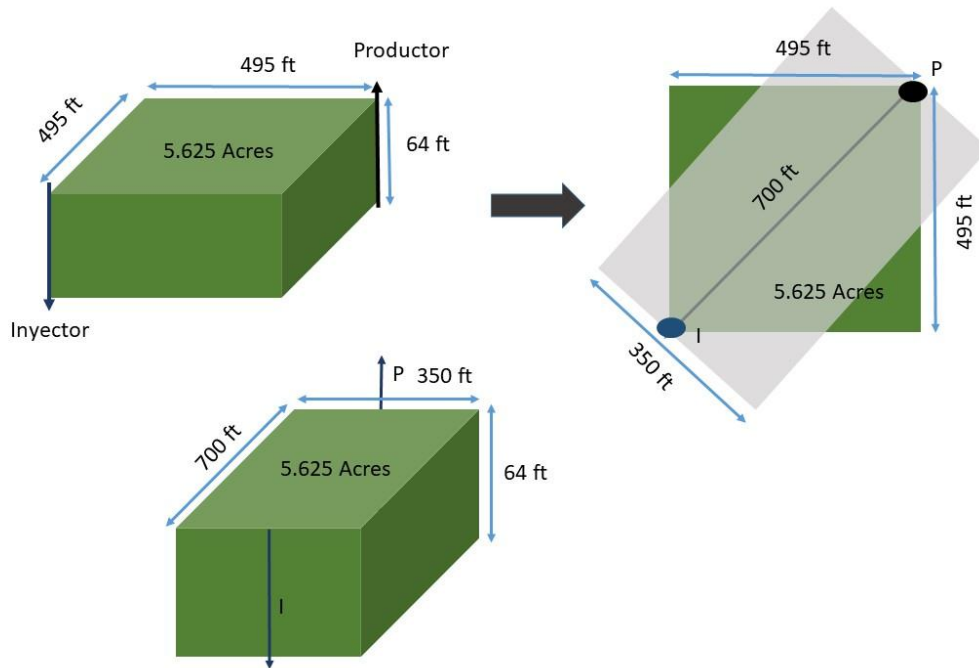


Figura 36. Muestra las nuevas dimensiones modelo.

Una vez precisadas las condiciones iniciales de la simulación y del modelamiento analítico, se elaboró el respectivo análisis de sensibilidad.

**3.2.4 Comparación de un modelo analítico y otro de simulación para el caso de un proceso de inyección de agua.** Antes de empezar el análisis de sensibilidad recordamos las funciones objetivo que manejaremos para el resto de la investigación: FR,  $q_w$ ,  $q_o$ , RAP,  $N_p$ .

A continuación, en la figura 37 se muestran los resultados obtenidos para factor de recobro en el caso  $Q=500$  Bbl/día.

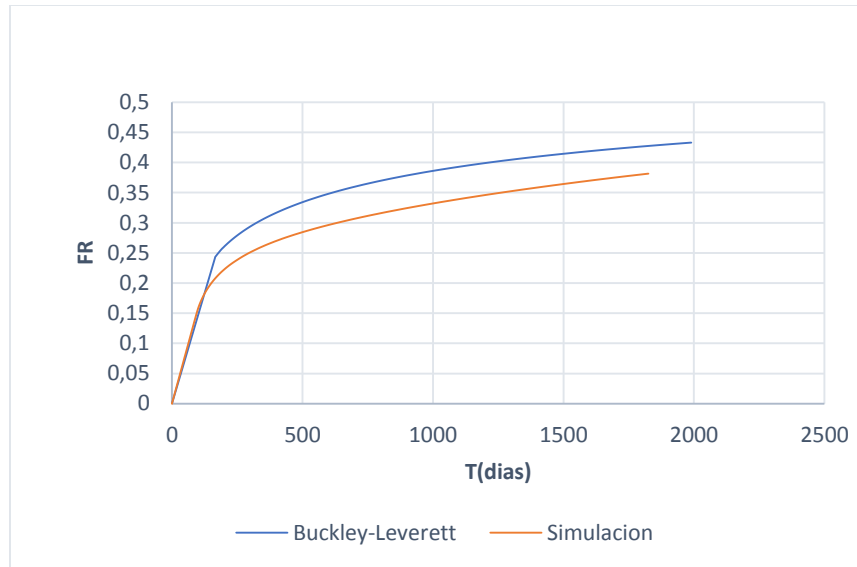


Figura 37. Comportamiento del factor de recobro vs tiempo en Simulación y Buckley- Leverett para inyección de agua equivalente a  $Q = 500$  Bbl/día

En adición, en la tabla 19, se comparten los análisis de sensibilidad sobre el factor de recobro obtenidos para distintas tasas de inyección en un tiempo de evaluación de 1600 días.

Tabla 18.

Resultados del análisis de sensibilidad del FR para distintas tasas de inyección.

<b>Q [Bbl/día]</b>	<b>T.Ruptura Modelos analítico</b>	<b>F.R Modelos analítico</b>	<b>T.Ruptura Simulación</b>	<b>F.R Simulación</b>
150	611	0.33	321	0.29
300	305	0.38	162	0.34
500	183	0.42	90	0.38

En seguida, en la figura 38 se indican los resultados obtenidos sobre el caudal de aceite en el caso  $Q = 500$  Bbl/día.

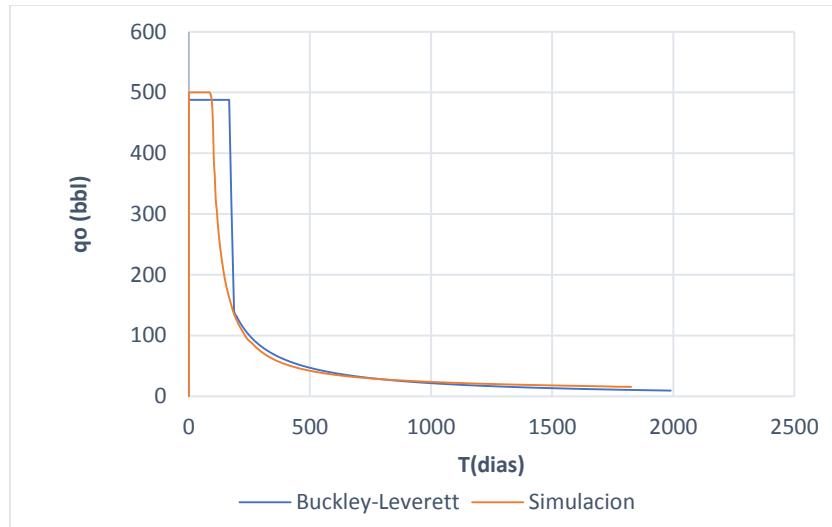


Figura 38. Comportamiento del caudal de aceite vs tiempo, en Simulación y Buckley- Leverett para inyección de agua equivalente a  $Q = 500$  Bbl/día.

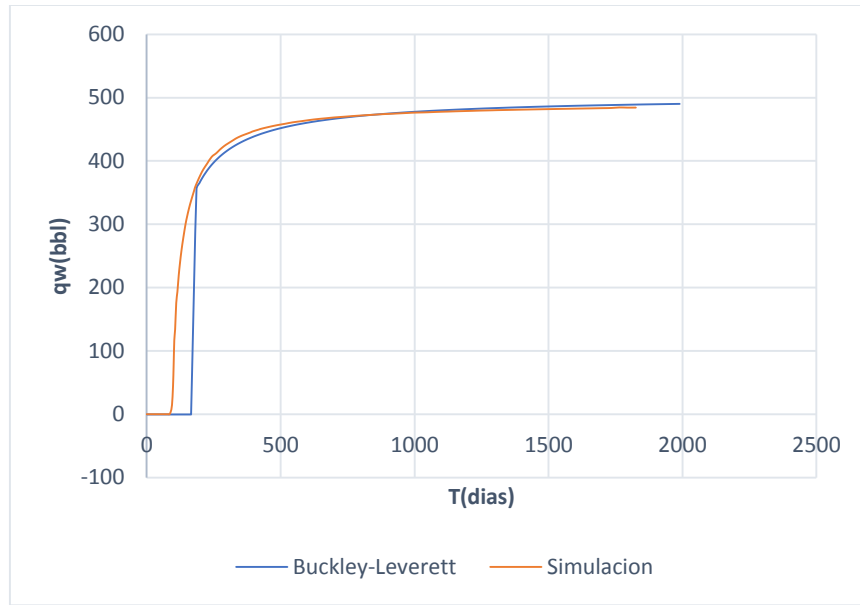
Además, en la tabla 20, se comparten el análisis de sensibilidad sobre el caudal de aceite obtenido para distintas tasas de inyección al último tiempo de recobro estimado.

Tabla 19.

*Resultados del análisis de sensibilidad del caudal de aceite para distintas tasas de inyección de agua.*

<b>Q</b> <b>[Bbl/día]</b>	<b>qo</b> <b>Modelo</b> <b>analítico</b>	<b>qo</b> <b>Simulación</b>
150	12.58	13.3
300	11.81	13.3
500	10.20	15.6

Luego, en la figura 39, se señala a detalle los resultados obtenidos sobre el caudal de agua en el caso  $Q = 500$  Bbl/día.



**Figura 39.** Comportamiento del caudal de agua ( $q_w$ ) vs tiempo, en Simulación y Buckley-Leverett para inyección de agua equivalente a  $Q = 500$  Bbl/día.

Como complemento, en la tabla 21, se particulariza el análisis de sensibilidad del caudal de agua ( $q_w$ ) para distintas tasas de inyección para último tiempo de recobro analizado.

Tabla 20.

*Resultados del análisis de sensibilidad del caudal de agua para distintas tasas de inyección de agua.*

<b>Q</b> <b>[Bbl/día]</b>	<b>qw</b> <b>Modelo</b> <b>analítico</b>	<b>qw</b> <b>Simulación</b>
150	137.1	138.5
300	287.88	286.7
500	489.53	484.4

A continuación, en la figura 40 se muestran los resultados obtenidos para producción de petróleo en el caso  $Q = 500$  Bbl/día.

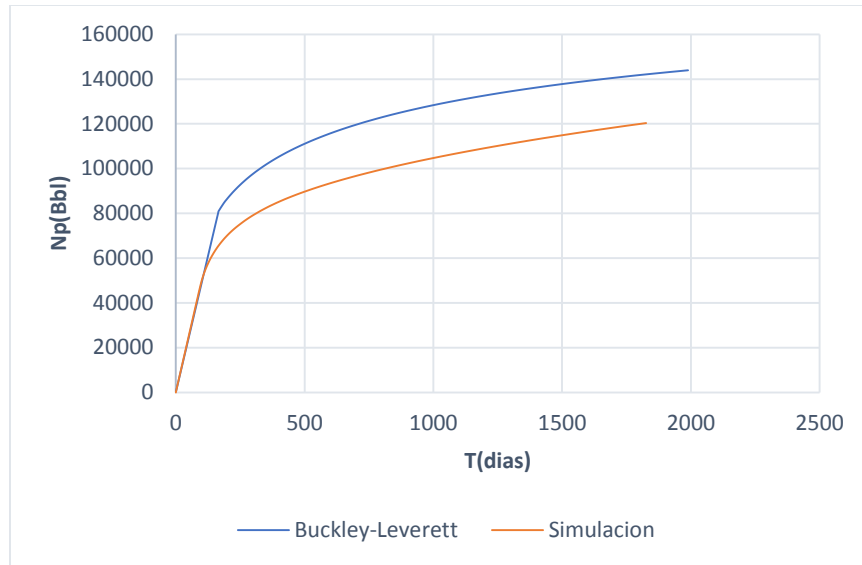


Figura 40. Comportamiento de la producción petróleo ( $N_p$ ) vs tiempo, en Simulación y Buckley-Leverett para inyección de agua equivalente a  $Q = 500$  Bbl/day.

En adición, en la tabla 22, se comparten el análisis de sensibilidad sobre el  $N_p$  obtenido para distintas tasas de inyección.

Tabla 21.

Resultados del análisis de sensibilidad de  $N_p$  para distintas tasas de inyección en inyección de agua.

<b>Q</b> <b>[Bbl/día]</b>	<b><math>N_p</math></b> <b>Modelos</b> <b>analítico</b>	<b><math>N_p</math></b> <b>Simulación</b>
150	111190.8	91944.5
300	128156.88	106730.96
500	140910.7	120292.8

En seguida, en la figura 41, se indican los resultados obtenidos para la relación agua-petróleo en el caso  $Q = 500$  Bbl/día.

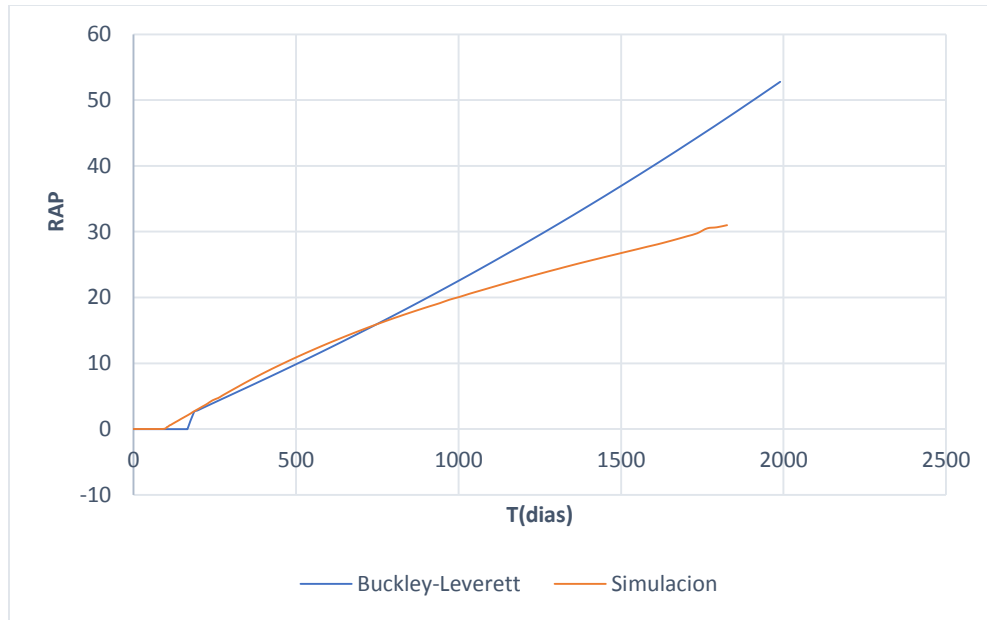


Figura 41. Comportamiento del RAP vs tiempo, en Simulación y Buckley- Leverett para inyección de agua equivalente a  $Q = 500$  Bbl/día.

Además, en la tabla 23, se señala a detalle el análisis de sensibilidad del RAP para distintas tasas de inyección.

Tabla 22.

Resultados del análisis de sensibilidad del RAP para distintas tasas de inyección en inyección de agua.

Q [Bbl/día]	RAP Modelos analítico	RAP Simulación
150	11.16	12
300	24.96	21.52
500	44.17	31

#### 4. Análisis comparativo de la inyección de polímero

Con el objetivo de analizar el comportamiento obtenido, las condiciones bajo las cuales se llevaron a cabo los modelamientos analíticos, fueron las mismas en las que se desarrollaron los modelos conceptuales de simulación. Esto permitió realizar una comparación efectiva del modelo analítico y la simulación numérica de yacimientos.

##### 4.1 Análisis de sensibilidad de la simulación numérica y modelo analítico

Se empleará la simulación numérica para evaluar el comportamiento de ciertos parámetros de tipo operacional como la tasa de inyección e inyección de polímero a diferentes concentraciones en el modelo anteriormente descrito, y de esta forma determinar las condiciones a las cuales el modelamiento analítico ajusta de mejor forma su comportamiento a la simulación numérica.

Las variables a sensibilizar fueron la tasa de inyección y la concentración. Los valores elegidos para la sensibilización del modelo se muestran en la tabla 24.

Tabla 23.

*Valores de sensibilización y comparación entre la simulación numérica y el modelo analítico.*

Q [Bbl/día]	Concentración [PPM]
150	600
150	1200
150	1800
300	600
300	1200

Q [Bbl/día]	Concentración [PPM]
300	1800
500	600
500	1200
500	1800

#### 4.2 Ajuste a la concentración inicial inyectada de polímero

Según un análisis preliminar, se evidencia que las fluctuaciones en la concentración inicial del polímero inyectado mencionadas en la tabla 23, no generan mayores cambios en el modelo analítico Buckley-Leverett concernientes a la viscosidad del agua y, por lo tanto, en la reducción de la relación de movilidad agua-petróleo, tiempos de ruptura y factores de recobro.

Es necesario hacer un ajuste a la concentración de polímero inicial debido a que, en la construcción del modelo analítico, se evidencia cómo el polímero se degrada en tiempos tempranos como muestran las figuras 34. Se han ajustado tres nuevas concentraciones que mejoran los resultados a las aproximaciones creadas por el simulador. En la figura 42 se muestra la regresión lineal creada para general los valores de concentración ajustados.

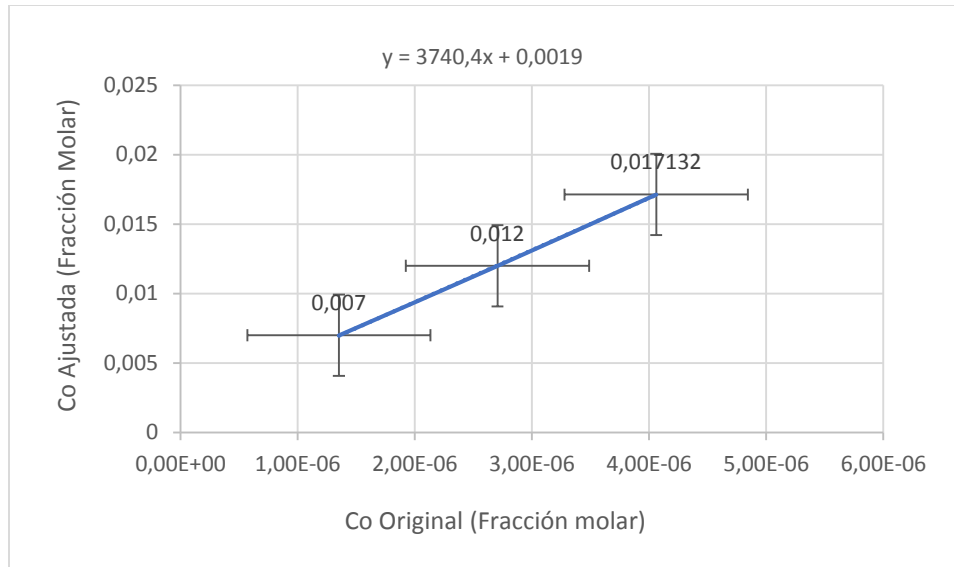


Figura 42. Ajuste en la concentración de polímero

En la figura 42 se muestran los 3 puntos que indican las nuevas concentraciones en fracción molar para los caudales de 150, 300 y 500 (bb/día) respectivamente creadas por la línea de tendencia de la ecuación de la recta (ecuación 50). En el eje horizontal, la coordenada de la concentración original y en la vertical, la coordenada de la nueva concentración. En la tabla 25 de muestran los detalles del ajuste a la concentración inicial de polímero inyectado

$$Coc = 3740.4Co + 0.019 \quad (50)$$

Tabla 24

Detalles en el ajuste de la concentración inicial de polímero inyectado.

Co Ajustada [Fracción Molar]	Co Original [Fracción Molar]	Viscosidad Ajustada
<b>0.007</b>	1.35E-06	4.6481
<b>0.012</b>	2.71E-06	6.0722
<b>0.017132</b>	4.06E-06	6.9134

### 4.3 Sensibilidad de la tasa de inyección y la concentración

Para el análisis de la inyección del polímero, se modeló la inyección a un tiempo de 5 años. A continuación, en la figura 43, se muestran los resultados obtenidos para factor de recobro en el caso  $Q=300$  Bbl/día con una concentración de 1200 PPM. Posteriormente, en la Tabla 26 se entregan los resultados obtenidos para los demás casos.

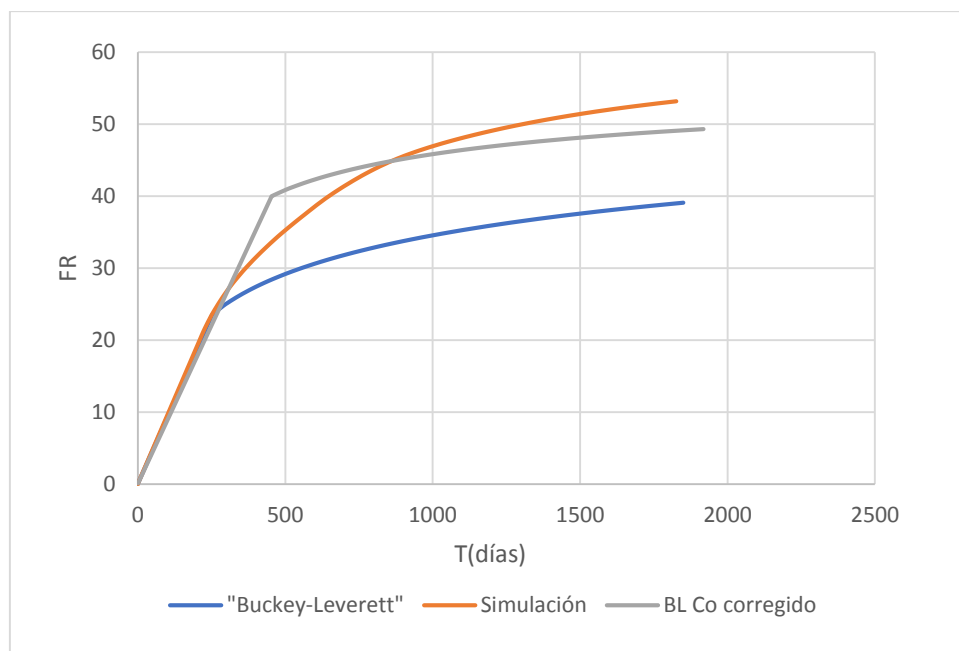


Figura 43. Comportamiento del factor de recobro vs tiempo en el modelo de simulación y Buckley-Leverett para  $Q= 300$  Bbl/día y concentración = 1200 ppm

Tabla 25.

*Resultados del análisis de sensibilidad del modelo para distintas tasas de inyección y cambios en la concentración.*

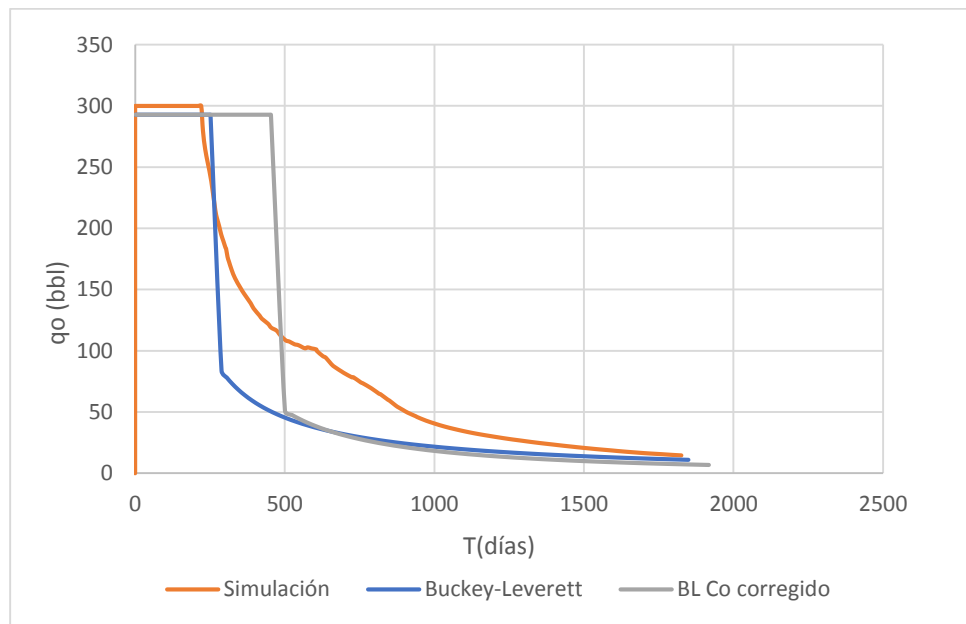
Q (Bbl)	Concentración (PPM)	T.Ruptura Buckley-Leverett	F.R Buckley-Leverett	T.Ruptura Simulación	F.R Simulación	F.R BL Co corregida	T.Ruptura BL Co Corregida
150	600	577	0.33	389	0.38	0.43	943
150	1200	577	0.339	420	0.41	0.48	1132
150	1800	577	0.34	450	0.43	0.50	1244
300	600	288	0.39	200	0.508	0.46	428
300	1200	288	0.39	226	0.53	0.49	500
300	1800	289	0.39	236	0.55	0.51	561
500	600	173	0.42	115	0.559	0.47	240
500	1200	173	0.42	142	0.589	0.50	281
500	1800	173	0.42	161	0.612	0.51	302

De la información recopilada en la figura 43 y la tabla 26, se pueden identificar dos disposiciones marcadas en el proceso de inyección de polímero que son: antes y después de la ruptura. Claramente, antes que ocurra la ruptura, el factor de recobro se comporta para la simulación numérica y el modelo analítico, como una línea de pendiente uniforme. Sin embargo, una vez se alcanza la ruptura, la pendiente de ambas curvas cambian abruptamente. En adición, se evidencia de la tabla 26 que, entre más grandes son los caudales, la divergencia de las curvas y, por lo tanto, de los factores de recobro, es más grande.

Finalmente, se ve el efecto en la viscosidad del modelo analítico ajustado; la influencia marcada en los tiempos de ruptura y en los factores de recobro, haciendo que estos últimos se ajusten mejor a la simulación numérica en general. Ciertamente, cambiando la concentración inicial de polímero inyectado y mitigando los altos valores de degradación en tiempos tempranos del Buckley-Leverett original, el polímero mejora la relación de movilidad, asegurando que el desplazamiento

inmiscible de crudo sea más efectivo. También vemos como el modelo analítico modificado sobreestima los valores de factor de recobro para bajas tasas de inyección, se ajusta mejor para tasas intermedias y subestima este valor para altas tasas, en comparación a las aproximaciones dadas por el simulador numérico.

Seguidamente, en la figura 44, se detallan las tasas de caudal de aceite producido ( $q_o$ ) para el caso  $Q = 300$  Bbl/día y concentración = 1200 ppm. En la tabla 27 se entregan los resultados para los demás casos.



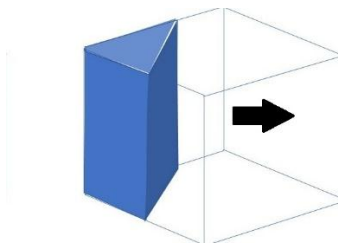
*Figura 44.* Comportamiento del caudal de aceite vs tiempo. En el modelo de simulación y en el modelo analítico Buckley- Leverett para  $Q = 300$  Bbl/día y concentración = 1200 ppm

Tabla 26.

*Resultados del análisis de sensibilidad al Caudal de Aceite del modelo para distintas tasas de inyección y cambios en la concentración al último tiempo  $T$  (días).*

Q (Bbl)	Concentración (PPM)	qo Buckley-Leverett	qo Simulación	qo BL Co Corregida
150	600	12	21	12
150	1200	12	23	9
150	1800	12	22	6
300	600	11	17	9
300	1200	11	14	7
300	1800	11	13	5
500	600	10	12	6
500	1200	10	9	5
500	1800	10	8	5

Claramente, al analizar los datos de la gráfica 44 se evidencia un comportamiento; el tiempo de ruptura calculado con el modelo analítico es mayor al obtenido con la simulación numérica. Esto se explica con elocuencia si reconocemos al frente de desplazamiento de Buckley-Leverett como un plano que recorre la totalidad del volumen poroso de forma areal. En otras palabras, con una eficiencia areal del 100%. En el esquema, se explica el desplazamiento mencionado.



*Figura 45 Geometría del frente de desplazamiento plano*

Respecto al tiempo de ruptura en el modelo analítico, también es bueno comentar que se calcula a partir de la derivada de flujo fraccional, por esta razón sólo depende del volumen poroso del

modelo, la tasa de inyección y la derivada para el cálculo del mismo. Además, se observa que después de ruptura, la producción de petróleo decrece significativamente y se estabiliza para el modelo de simulación y el modelo analítico por debajo de 50 bbl/día hasta después de llegar al tercer año de inyección.

Para terminar esta parte del análisis, se denota en la información suministrada, como el modelo analítico ajustado tiene una influencia marcada sobre los tiempos de ruptura debido al aumento en la viscosidad del agua que produce el polímero y, por lo tanto, registrando así, la reducción en la relación de movilidad agua-petróleo. En adición, al mejorar el barrido en el caso BL corregido, observamos de la tabla 27, como hay menos producción de aceite para el último T (d) pues, para ese momento hay menos aceite por producir. Claramente, el escenario ideal en cualquier proceso de inyección de polímero.

Continuando nuestro análisis de sensibilidad, la figura 45, muestra los resultados obtenidos para caudal de agua producido (qw) en el caso  $Q=300$  Bbl/día con una concentración de 1200 PPM. Posteriormente, en la Tabla 28 se entregan los resultados obtenidos para los demás casos.

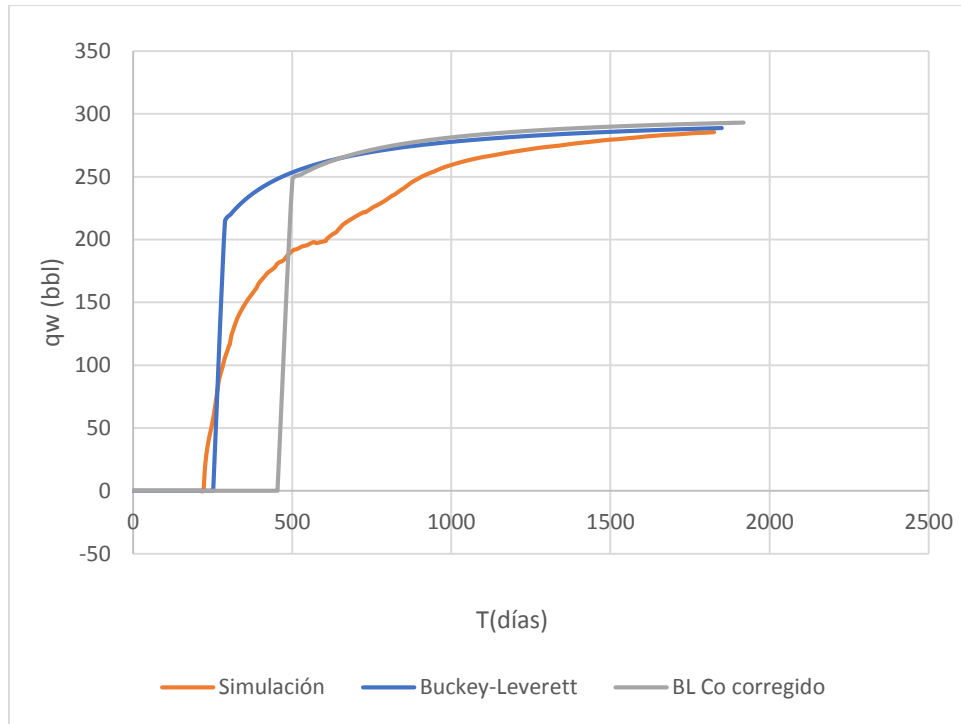


Figura 46. Comportamiento del caudal de agua vs tiempo. En el modelo de simulación y en el modelo analítico Buckley- Leverett para  $Q = 300$  Bbl/día y concentración = 1200 ppm

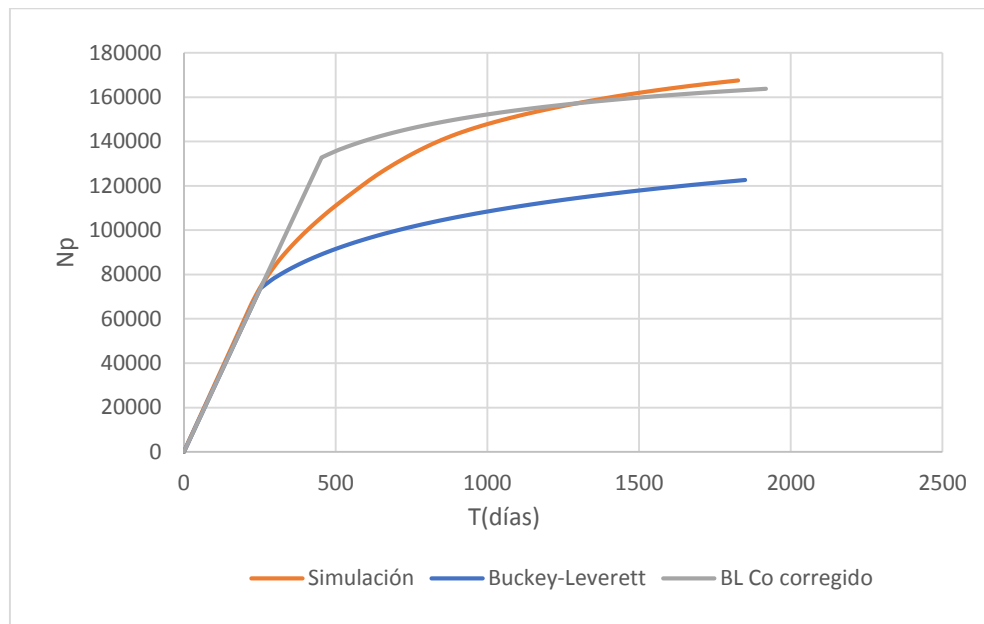
Tabla 27.

Resultados del análisis de sensibilidad al Caudal de Agua del modelo para distintas tasas de inyección y cambios en la concentración al último tiempo  $T$  (días)

Q (Bbl)	Concentración (PPM)	qw Buckey-Leverett	qw Simulación	qw BL Co Corregida
150	600	138	128.73	139
150	1200	138	126.94	141
150	1800	138	127.75	144
300	600	288	283.06	290
300	1200	288	285	293
300	1800	288	287.08	295
500	600	489	487.95	491
500	1200	489	490.71	493
500	1800	489	492.03	495

Ciertamente, una vez alcanzado el tiempo de ruptura, la tasa de producción de aceite cae drásticamente. Sin embargo, esto contrasta con el aumento súbito de la tasa de producción de agua. Esto ocurre debido a que cuando el frente de inyección llega a las vecindades del pozo productor, alcanza una saturación del agua igual a la del frente de desplazamiento. Dicho de otro modo, la saturación de agua del pozo productor pasa de ser la saturación de agua inicial o agua crítica a una saturación equivalente a  $s_{wf}$ . En adición, en la gráfica 45, se observa una vez más la influencia de la concentración inicial de polímero ajustada sobre los tiempos de ruptura; haciendo que la producción de agua empiece mucho después de los dos casos iniciales.

A continuación, en la figura 46, muestra los resultados obtenidos para aceite producido ( $N_p$ ) en el caso  $Q=300$  Bbl/día con una concentración de 1200 PPM. Posteriormente, en la Tabla 29 se entregan los resultados obtenidos para los demás casos.



*Figura 47.* Comportamiento de la producción de petróleo ( $N_p$ ) vs Tiempo en el modelo de simulación y en el modelo analítico Buckley- Leverett para  $Q = 300$  Bbl/día y concentración = 1200 ppm

Tabla 28.

*Resultados del análisis de sensibilidad al Aceite producido del modelo para distintas tasas de inyección y cambios en la concentración.*

Q (Bbl)	Concentración (PPM)	NP Buckley-Leverett	NP Simulación	NP BL Co Corregida
150	600	106732	119542	145301
150	1200	106734	129350	159356
150	1800	106736	136233	167791
300	600	122677	157818	152186
300	1200	122678	167563	163859
300	1800	122679	174781	170000
500	600	133182	176054	157250
500	1200	133182	185687	166000
500	1800	133182	192889	172199

De los datos recopilados en la figura 46 y la tabla 29, se puede decir que el Np tiene un comportamiento similar al factor de recobro, pues muestra una tendencia similar antes de ruptura; una línea con pendiente más o menos definida y, es hasta después de ruptura, que se percibe una fluctuación en dicha pendiente. Similitud que tiene sentido pues el factor de recobro es el Np dividido por un valor sin variable alguna (N).

En adición, vemos una vez más como el Buckley-Leverett corregido sobreestima el Np para tasas bajas de inyección, se ajusta mejor a tasas intermedias y, subestima el valor del Np a tasas más altas de inyección. Además, para iguales tasas de inyección y diferentes valores de concentración, no se evidencia cambios de divergencia en la data que arroja el BL corregido y las aproximaciones otorgadas por el simulador

Finalmente, la figura 47, muestra los resultados obtenidos para relación agua-petróleo en el caso Q=300 Bbl/día con una concentración de 1200 PPM. Adicionalmente, en la Tabla 30 se entregan los resultados obtenidos para los demás casos.

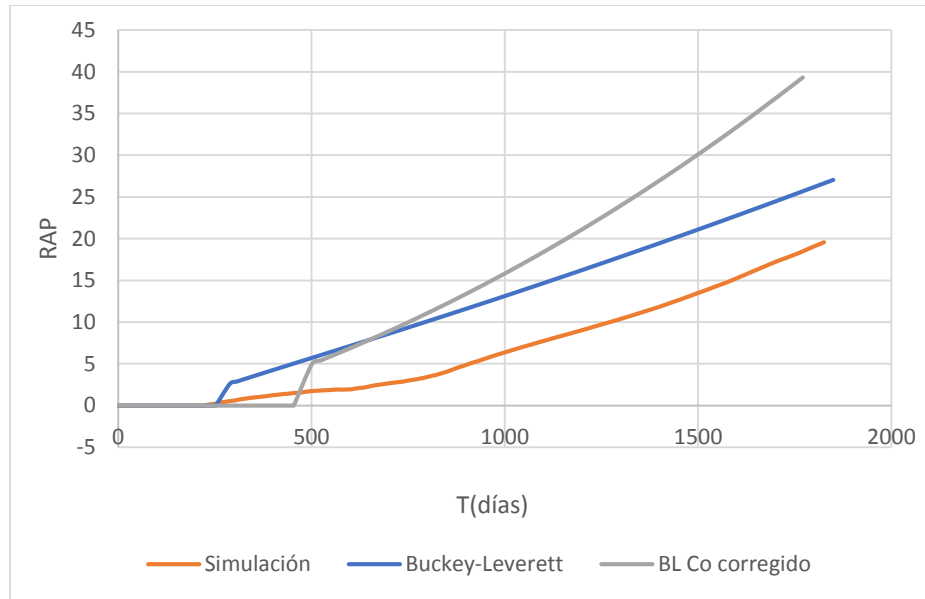


Figura 48. Comportamiento del RAP vs tiempo en Simulación y Buckley- Leverett

Tabla 29.

Resultados del análisis de sensibilidad al RAP del modelo para distintas tasas de inyección y cambios en la concentración al último tiempo  $T$  (días).

Q (Bbl)	Concentración (PPM)	RAP Buckley-Leverett	RAP Simulación	RAP BL Co Corregido
150	600	12	6.054	13
150	1200	12	5.50	17
150	1800	12	5.74	22
300	600	27	16.43	31
300	1200	27	19.55	40
300	1800	27	22.32	57
500	600	49	41.35	59
500	1200	49	54.64	82
500	1800	49	64.013	100

De la información obtenida en la figura 47 y la tabla 30, se confirman algunos comportamientos que se observan en las demás funciones objetivo. En adición, se intuye cómo el modelo analítico Buckley Leverett corregido al mejorar el desplazamiento inmisible de aceite, causa que al

momento que se llega a ruptura, la producción de agua crezca en mayor proporción al modelo analítico original y la simulación numérica. Para tiempos tardíos, habrá habido más producción de aceite y más agua quedará por producir. Claramente, el modelo BL modificado que mitiga los altos valores de degradación de polímero, sobreestima el RAP a altas tasas de inyección y se ajusta mejor a la situación opuesta; bajas tasas de inyección.

## 5. Conclusiones

- El uso de modelos de predicción analítica en procesos de inyección de polímeros constituye una herramienta práctica de predicción. Sin embargo, su aplicabilidad puede ser limitada debido a la cantidad de suposiciones que se requiere en algunos casos y la complejidad de algunos procesos reales en campo. Bajo ciertas condiciones, se verá en desventaja con otras herramientas como la simulación numérica.
- Fue necesario incluir los cambios en la concentración en el tiempo y el espacio evidenciados en el modelo de degradación de Fick, para el correcto modelamiento del desplazamiento del polímero a través del medio poroso, así mismo se definió una metodología especial para la determinación de un valor de concentración promedio para el proceso.
- La modificación en el modelo analítico de Buckley-Leverett inicialmente arroja resultados muy similares a un proceso de inyección de agua convencional, esto debido a que las concentraciones de polímero promedio calculadas son demasiado bajas, limitando el efecto viscosificante bajo el cual el método se basa, por esta razón fue necesario realizar un ajuste numérico a la data de entrada con el objetivo de obtener resultados representativos.
- Se pudo comprobar que, para ciertas configuraciones, los resultados que arroja la simulación numérica se asimilan más a los obtenidos con el modelo analítico. Claramente, la información obtenida a caudales intermedios para los cuales se hizo la corrección de la concentración inicial en el modelo analítico, entregan mayor representatividad.

- Buckley-Leverett y Fick son modelos analíticos de poca robustez que, al acoplarse, permiten predecir el desplazamiento inmiscible y la degradación en un proceso de inyección de polímero convirtiéndose, en una herramienta útil para la ingeniería.
- Es importante al momento de construir un modelo de simulación, buscar un tamaño del grid óptimo. Esto quiere decir: un modelo que no sacrifique la representatividad de los resultados por cortos tiempos de simulación pero que tampoco invierta grandes tiempos de corrida para obtener resultados que se podrían encontrar en un modelo menos sincretizado.
- El modelo analítico Buckley Leverett modificado para la inyección de polímero es una herramienta que puede ser muy útil para la predicción de un proceso de inyección de polímero cuando no se cuente con un software de simulación numérica.

## 6. Recomendaciones

- Desarrollar un nuevo estudio mediante otro de los modelos analíticos que describe el cambio de la viscosidad que sufre el polímero en el medio poroso.
- Desarrollar un estudio de los resultados obtenidos mediante un nuevo modelo analítico y la simulación numérica, al realizar una variación al modelo.
- Desarrollar un estudio de los resultados obtenidos mediante un nuevo modelo analítico y la simulación numérica de yacimientos, al realizar una variación del simulador de yacimientos

### Referencias Bibliográficas

- Ahmad Aladasani (Taber Sheright 1997) *Recent Developments and Updated Screening Criteria of Enhanced Oil Recovery Techniques. SPE 1. Kuwait Oil Company, 2. Missouri University of Science and Technology.*
- Bentsen, R., & al., e. (1963). *A study of plane, radial miscible displacement in consolidated porous medium. SPE, . .*
- Chaparral Energy Inc. (s.f.). *Mid Continent, North Burbank Unit—Osage County, Oklahoma.* Recuperado el 23 de Agosto de 2010, de [https://www.chaparralenergy.com/index.php?page=mid\\_continent](https://www.chaparralenergy.com/index.php?page=mid_continent)
- Fitzmorris, Kelsey, & Pande. (1992). Effect of Crossflow on Sweep Efficiency in WaterOil Displacement in Heterogeneous Reservoirs. . *SPE 24902.*
- García, Y; Zafra, T. (2010). *Factibilidad de implementar un proceso de inyección Cíclica de vapor en un campo colombiano mediante Simulación numérica”. Proyecto de Grado, Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga*
- Green, D. W. (1998). Enhanced oil recovery. Richardson. *Texas SPE textbook serie, vol. 6 , 239.*
- Jimenez Molano, A. M. (2015). *Metodología para el diseño de baches en un proceso de inyección de polímeros a partir de fenómenos de interacción roca / fluidos presentes., Universidad Industrial de Santander, UIS.*
- Koning, E., Mentzer, E., & Heemskerk, J. (1988). Evaluation of a Pilot Polymer Flood in the Marmul Field, Oman (SPE-18092). *In Proceedings of SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, TX, USA, 2–5 October.*
- Moritis, G. (2008). Worldwide EOR Survey. *Oil Gas J. 106, 106, 41–42, 44-5.*

- Pabón Acevedo, Y (2014). *Estudio del uso de modelos de predicción analítica en procesos de inyección de agua mediante la simulación numérica de yacimientos. Proyecto de Grado, Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga* Paris de Ferrer, M (2001). *Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos. Maracaibo.*
- Perkins, T., & al., e. (1963). A review of diffusion and dispersion in porous media. *SPE 480.*
- Quintana, R. (2008). *Evaluación de trabajos de estimulación orgánica en pozos del campo Yariguí.*
- Shecaira, F., Branco, C., de Souza, A., Pinto, A., de Holleben, C., & Johann. (s.f.). *P.R.S. IOR: The Brazilian Perspective (SPE-75170). In Proceedings of SPE/DOE Improved Oil.*
- Stright, J. (1976). The use of polymers for enhanced oil recovery a review. *Petroleum recovery institute, 34.*
- Taheri, S., & al., e. (2010). *Mass diffusion into bitumen: A sub- pore scale modelling approach. SPE 138129.*
- Warren, J., & al, e. (1964). *Microscopic dispersion. SPE.*

# Apéndices

**Apéndice A. Modelo Analítico Programado**

```
clc
clear all
close all

%% Variables

Por=0.17;
Swi=0.3;
Sor=0.3;
Bo=1.025;
Bw=1;
Di= 350;
DP=700;
H=64;
K = 100;
Krom= 0.75;
Krw=0.25;
Nw=2;
No=2;
Visco=40;
alfa=0;
SGo=0.878881988;
SGw=1;
qt=500;
n=100;
hd=0.01;
%% CG
qt
At = H*DP;
```

$$VP = (At*Di*Por)/5.615;$$

$$VPd = VP*(1-Sor-Swi);$$

$$N = VP*(1-Swi)$$

$$Swm = (1-Sor);$$

%% Viscp

%

c\_oa=0.0000040607

c\_o=(3740\*c\_oa)+0.0019

D=7;

dt=1;

tr=0;

x=[0:711];

flag\_tr = 0;

t=1;

while flag\_tr == 0

%

c=zeros(length(x),1);

c(:)= c\_o\*erfc(x:)/(2\*sqrt(D\*t));

%figure

%plot(c)

c\_mean = max(c)/4;

a1=0;

a2=0;

flag\_mean = 0;

step = max(max(c))/1000;

visp = 0;

```
while flag_mean == 0
    cons = c-c_mean;
    d=1;
    while d < length(x)
        if cons(d) > 0
            a1 = a1 + cons(d);
        else
            a2 = a2 - cons(d);
        end
        d =d+1;
    end
    if abs(a1-a2) < 0.01
        flag_mean = 1;
    elseif a1 < a2
        c_mean = c_mean -step;
        a1 = 0;
        a2 = 0;
    elseif a1 > a2
        c_mean = c_mean +step;
        a1 = 0;
        a2 = 0;
    end
end

% var = ['cmean = ',num2str(c_mean(i))];
Viscp = 2000000*(c_mean^2) + (2425.1*c_mean)+ 1.0269

%% F
```

```
Sw = zeros(1,n);
Fw = zeros(1,n);
DeltaSw = (Swm - Swi)/n;
Sw_temp=Swi;
DeltaSG = (SGw-SGo);
Kro = zeros(1,n);
Krw = zeros(1,n);
for i =1:n
    Sw(i)=Sw_temp;
    Kro(i) = Krom*(((1-Sw(i))-Sor)/(1-Sor-Swi))^Nw;
    Krw(i) = Krwm*((Sw(i)-Swi)/(1-Sor-Swi))^No;
    Num = 1 + ((0.001227*Kro(i)*K*At)/(Visco*qt))*(-0.00694*DeltaSG*sin(alfa));
    Den = 1 + ((Kro(i)*Viscp)/(Krw(i)*Visco));
    Fw(i) = Num/Den;
    Sw_temp = Sw(i) + DeltaSw;
end

%% DAR
dfw = zeros(1,n);

for i = 2:n
    dfw(i) = Fw(i)/(Sw(i)-Swi);
end

dfwm=0;
nr=0;
Fwf=0;
Swf=0;

for i = 1:n
    if dfw(i) >= dfwm
```

```
    dfwm = dfw(i);
    Fwf = Fw(i);
    Swf = Sw(i);
    Swp = (1/dfwm) + Swi;
    nr=i;
    %disp('sdsd')
else
    dfwm = dfwm;
    Fwf = Fwf ;
    Swf = Swf;
    Swp = (1/dfwm) + Swi;
    nr=nr;

end
end

tr = VP/(qt*dfwm);

if abs(tr -t) < 1
    flag_t =1;
    break
else
    t=t+dt;
end

end

%% DPR
n_new=n-nr-1;
Swd = zeros(1,n_new);
Fwpr = zeros(1,n_new);
Swd_temp=0;
```

```
for i =1:n_new
    Swd_temp = Sw(i+nr)+hd;
    Krod = Krom*(((1-Swd_temp)-Sor)/(1-Sor-Swi))^Nw;
    Krwd = Krwm*((Swd_temp-Swi)/(1-Sor-Swi))^No;
    Num = 1 + ((0.001227*Krod*K*At)/(Visco*qt))*(-0.00694*DeltaSG*sin(alfa));
    Den = 1 + ((Krod*Viscp)/(Krwd*Visco));
    Fwpr(i) = Num/Den;
    Swd(i) = Swd_temp;
end

dfwpr = zeros(1,n_new);
Swppr = zeros(1,n_new);

for i=1:n_new
    dfwpr(i) = (Fwpr(i)-Fw(i+nr))/hd;
    Swppr(i) = Sw(i+nr) + ((1-Fw(i+nr))/dfwpr(i));
end

%% CF

tpr=zeros(1,n_new);
Np_pr=zeros(1,n_new);
RAP_pr = zeros(1,n_new);
wp_pr = zeros(1,n_new);
qo_pr = zeros(1,n_new);
qw_pr = zeros(1,n_new);
wi_pr = zeros(1,n_new);
for i=1:n_new
    tpr(i) = VP/(qt*dfwpr(i));
```

```
Np_pr(i) = (VP*(Swppr(i)-Swi))/Bo;
wi_pr(i) = qt*tpr(i);
wp_pr(i) = ((wi_pr(i)-Np_pr(i))*Bo)/Bw;
qo_pr(i) = (qt*(1-Fwpr(i)))/Bo;
qw_pr(i) = (qt*Fwpr(i))/Bw;
RAP_pr(i) = (qw_pr(i)/Bw)/(qo_pr(i)/Bo);
end
t=1:dt:floor(tr);

wi = qt*t;
Np = zeros(1,floor(tr));
RAP = zeros(1,floor(tr));
wp = zeros(1,floor(tr));
qo = zeros(1,floor(tr));
qw = zeros(1,floor(tr));
for i=1:tr
    Np(i) = wi(i)/Bo;
    qo(i) = qt/Bo;
end
fr = Np/N
fr_pr = Np_pr/N;
%% Graf
%figure
%plot(tpr(1:20),dfwpr(1:20),'--or')
lim = 20;
figure
plot([t(1,:) tpr(1,1:lim)],[Np(1,:) Np_pr(1,1:lim)],'--or')
title('Np')
xlabel('t')
ylabel('NP')
grid on
```

```
%  
figure  
plot([t(1,:) tpr(1,1:lim)],[RAP(1,:) RAP_pr(1,1:lim)],'--or')  
title('RAP')  
xlabel('t')  
ylabel('RAP')  
grid on  
%  
figure  
plot([t(1,:) tpr(1,1:lim)],[qo(1,:) qo_pr(1,1:lim)],'--or')  
title('qo')  
xlabel('t')  
ylabel('qo')  
grid on  
%  
figure  
plot([t(1,:) tpr(1,1:lim)],[qw(1,:) qw_pr(1,1:lim)],'--or')  
title('qw')  
xlabel('t')  
ylabel('qw')  
grid on  
%  
figure  
plot([t(1,:) tpr(1,1:lim)],[fr(1,:) fr_pr(1,1:lim)],'--or')  
title('FR')  
xlabel('t')  
ylabel('fr')  
grid on  
%  
figure  
plot([RAP(1,:) RAP_pr(1,1:lim)],[Np(1,:) Np_pr(1,1:lim)],'--or')
```

```
title('RAP vs NP')
xlabel('RAP')
ylabel('NP')
grid on

matrix=[RAP(1,:) RAP_pr(1,:) ; Np(1,:) Np_pr(1,:);...
        fr(1,:) fr_pr(1,:) ; t(1,:) tpr(1,:) ;...
        qw(1,:) qw_pr(1,:) ; qo(1,:) qo_pr(1,:)];
RAP_T = [RAP(1,:) RAP_pr(1,:)];
NP_T = [Np(1,:) Np_pr(1,:)];
fr_T = [fr(1,:) fr_pr(1,:)];
Tiempo_T = [t(1,:) tpr(1,:)];
qw_T = [qw(1,:) qw_pr(1,:)];
qo_T = [qo(1,:) qo_pr(1,:)];
tpr=[tpr(1,:) zeros(1,length(qo))];
dfwpr=[dfwpr zeros(1,length(qo))];
T = table(RAP_T,NP_T,fr_T,Tiempo_T,qw_T,qo_T,tpr,dfwpr);
filename = 'DAT_Q500p_1800s¿Corregid000oppm.xlsx';
writetable(T,filename,'Sheet',1);
%csvwrite('datos.csv',matrix)
```