

**DISEÑO DE UNA HERRAMIENTA SOFTWARE PARA LA DETERMINACIÓN
DEL COMPORTAMIENTO DE UNA INYECCIÓN DE POLÍMERO A ESCALA DE
LABORATORIO A TRAVES DE MODELOS ANALITICOS UNIDIMENSIONALES**

DIEGO ALEJANDRO HERNANDEZ CASTAÑO

JOSE DARIO CASTELLANOS CAICEDO

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS

ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS

BUCARAMANGA

2019

**DISEÑO DE UNA HERRAMIENTA SOFTWARE PARA LA DETERMINACIÓN
DEL COMPORTAMIENTO DE UNA INYECCIÓN DE POLÍMERO A ESCALA DE
LABORATORIO A TRAVES DE MODELOS ANALITICOS UNIDIMENSIONALES**

DIEGO ALEJANDRO HERNANDEZ CASTAÑO

JOSE DARIO CASTELLANOS CAICEDO

Trabajo de Grado para optar al título de:

INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director

HUGO ALEJANDRO GARCIA DUARTE

Ingeniero de Petróleos, M.sc

Codirector

GUSTAVO ADOLFO MAYA TORO

Ingeniero de Petróleos, M.sc

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS

ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS

BUCARAMANGA

2019

DEDICATORIA

En primer lugar, me gustaría agradecerle a la vida y a Dios por permitirme llegar hasta aquí.

A mi padre, por ser mi mejor amigo y consejero, porque siempre estuvo para mí en los momentos más difíciles, listo para escuchar, sin importar la distancia o sus ocupaciones. Gracias papá, por enseñarme la importancia del esfuerzo y el trabajo honrado, y, porque sin duda eres aún mi héroe.

A mi madre, por su amor infinito, por ser mi parcerá, por su forma tan única de darme aliento y reírse de las pequeñeces que a veces me aquejan. Gracias mami por enseñarme otra manera de vivir, por escucharme siempre, por ser el amor de mi vida y porque como dice esa canción decembrina de vallenato “Todo lo que yo trabaje, todo es para ti”.

A mi hermana, por ser absolutamente mejor que yo en todo, por quitarme ese peso de encima de ser la esperanza de la familia, por sus consejos prácticos y sabios, y, porque día a día me hace sentir orgulloso y agradecido de tenerla como hermana.

A mi abuela, por siempre llevarme en sus oraciones, por ser la persona más cercana al cielo que conozco, gracias por representar eso que tanto le falta al mundo.

A Brayhan, por su apoyo incondicional, por ser mi hermano no biológico, por acompañarme en Thinkbig y en todas las locuras que se me ocurren. Espero algún día retribuir tanto apoyo.

A esas grandes personas que la vida y la UIS pusieron en mi camino para ser una mejor persona: José, Gabriel, Brayhan, Jaime, Mayra, Laura, Andrea, Eduardo, Vanessa, Magdalena y Julián. Gracias, porque a su manera, me enseñaron cosas de la vida que recordare por siempre, y, porque su compañía fue fundamental para creer en este sueño todos los días.

Al Ingeniero Gabriel Pérez y David Arenas por enseñarme a programar y hacer posible este trabajo

A Molly por ser el ser más tierno y hermoso que he conocido.

A cualquier persona que haya leído esta dedicatoria tan extensa y sentimental. Después de siete años hay mucho que agradecer.

DIEGO ALEJANDRO HERNANDEZ CASTAÑO

DEDICATORIA

*A Dios todopoderoso, por brindarme la oportunidad de llegar hasta aquí después de tantas luchas,
por darme el privilegio de la vida una y otra vez*

*A mi madre, Ceceli Caicedo por ser uno de los motores de mi vida, por siempre estar ahí
brindándome lo mejor de su ser, por ser esa madre que todos quisieran tener, pero solo yo tengo el
privilegio de contar con tan maravilloso ser, quienes la conocen dan fe de su amor y bondad.*

*A mi padre, Jose Alberto Castellanos, el otro motor de mi vida, por siempre tener esa disposición
para ayudarme en cualquier cosa, por brindarme todo conocimiento que ha adquirido en este paso
por la vida, y por estar junto a mi madre cuidando que nada me pase, y si pasa, tratar de
solucionarlo rápido.*

*A los tres grandes ángeles que tengo en el cielo, y que cada día soy testigo de las bendiciones que
derraman tanto en mí, como en mi familia, gracias por todo lo que se enseñaron, mis abuelos
Pedro Vicente, Aminta y Rosa.*

*A todos los que han estado en esta aventura acompañando y apoyándome, mi tía Martha y mi tío
Oscar, ellos con su ejemplo, bondad, y carisma han aportado una gran parte a que mejore y siga
mejorando como persona y como profesional*

*A mis amigos casi hermanos que me brindo la universidad durante casi estos siete años que
estuve en ella, Andrey, Cesar, Pipe, Yesid, Julian a ellos gracias por estar ahí conmigo en los
momentos mas difíciles, espero que la vida les prepare un buen destino, de no ser así, que sea
simplemente lo mejor, y como olvidar a esos amigos que también hicieron de mi paso por la
universidad algo maravilloso, Maria Fernanda, Mayra Rios, Kevin, Jose Cotes, Sonia, Eduardo
Muñoz, Sebastian Moreno, gracias por todos los momentos compartidos.*

*A esa familia que siempre estuvo ahí en las buenas y en las malas conmigo, Maira, Monica,
Marcela, gracias por tantos momentos compartidos, de charlas de cualquier cosa a veces sin
sentido, pero entretenidas, gracias por estar ahí para hacer mas alegre la vida.*

*A los grandes amigos que me ha dado Joapetrol, Luis Carlos, Yenverson, Camilo, Edwin, y mi gran
amigo Diego Silva, gracias por hacer las largas jornadas de trabajo mas amenas.*

*A esos seres que no pueden hablar pero con gestos demuestran ese amor, a Lupe (RIP) y Cristal,
mi niña pequeña, mis amores perrunos, gracias por siempre demostrarme su amor incondicional y
estar ahí siempre alegrándome la vida.*

*A todos los que no alcance a mencionar en esta dedicatoria, gracias por todo lo que me han aportado para
que crezca como ser humano y profesional, GRACIAS!!!*

Jose Dario Castellanos Caicedo

AGRADECIMIENTOS

A la universidad industrial de Santander, por brindar una educación de calidad, formándonos no solo como profesionales sino como personas integra capaces de servir al país de manera eficaz y competente.

Al Instituto Colombiano del Petróleo ICP, por brindar los espacios y la orientación necesaria para llevar a termino este trabajo de grado.

A los ingenieros que estuvieron siempre atentos a este proyecto, Eider Niz, Gustavo Maya, John Leon, Samuel Muñoz y todos los que directa o indirectamente estuvieron involucrados.

Al ingeniero Hugo Garcia, por ser un excelente docente y brindar el acompañamiento necesario para que este trabajo de grado saliera adelante, gracias por el voto de confianza al acoger esta tesis y continuar con el trabajo realizado con el ingeniero Eider Niz.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION	21
1. GENERALIDADES	22
1.1. POLÍMEROS Y SU CLASIFICACIÓN	22
1.2. INYECCIÓN DE POLÍMEROS	23
1.2.1. Consideraciones para la inyección de polímeros	25
1.2.2. Relación de movilidad	26
1.2.3. Eficiencia de barrido volumétrico y desplazamiento.	27
1.2.4. Flujo del polímero a través del medio poroso.	28
1.2.5. Adsorción	29
1.2.6. Entrampamiento	29
1.2.7. Dispersión	29
1.2.8. Degradación	30
1.3. SCREENING DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE POLÍMEROS	31
2. MODELOS ANALITICOS PARA LA INYECCIÓN DE AGUA Y POLÍMERO	35
2.1. DESCRIPCION DEL MODELO DE BUCKLEY-LEVERETT	35
2.1.1. Modelo de Buckley-Leverett	35
2.1.1.1. Teoría de desplazamiento	36
2.1.1.2. Ecuación de flujo fraccional.	37
2.1.1.3. Consideraciones Teóricas	37
2.1.1.4. Antes de Ruptura:	39
2.1.1.5. Después de la ruptura	41
2.1.3.6. Ecuaciones básicas Buckley y Leverett	42
2.2. MODELOS PREDICTIVOS PARA INYECCION DE POLIMEROS	43
2.2.1. Modelo predictivo para inyección de polímeros, PFPM.	43
2.2.1.1. Consideraciones	43
2.2.2. Modelo predictivo para inyección de polímeros Patton	45

2.2.3.1. Consideraciones	54
2.2.3.4. Cambio de la concentración en el tiempo.	56
2.2.4. Modelo segunda ley de Fick.	60
2.2.4.1. Suposiciones.....	60
2.2.4.2. Relaciones matemáticas	60
2.2.5. Modelo de Bentsen.	62
2.2.5.1. Suposiciones.....	63
2.2.6. Método de Noaman El-Khatib	63
2.2.6.1 Suposiciones.....	64
2.3. FORTALEZAS Y DEBILIDADES DE LOS MODELOS PRESENTADOS	65
2.4. SELECCIÓN DE MODELOS ANALITICOS PARA POLIMERO Y AGUA	67
3. DESARROLLO DE METODOLOGÍA PARA COMPARAR PROCEDIMIENTOS DE LABORATORIO CON LOS MODELOS ANALÍTICOS ESCOGIDOS	68
3.1. CONSTRUCCIÓN METODOLOGÍA DE ACOUPLE MODELOS ANALÍTICOS.	68
3.1.1. Metodología de acople para modelo de Buckley-Leverett – Patton	69
3.1.1.1. Bache de agua y modelo analítico Buckley – Leverett.....	70
3.1.1.2. No irrupción primer bache de agua inyectado.....	70
3.1.1.3. Irrupción del primer bache de agua inyectado	71
3.1.2. Bache de polímero y modelo analítico Patton.....	71
3.1.2.1. Acople modelo Patton con bache de agua sin irrumpir	72
3.1.2.2. Saturación de frente mayor que saturación de punto de corte.....	73
3.2.2.3. Saturación de frente menor que saturación de punto de corte	74
3.2.3. Acople modelo Patton con bache de agua que irrumpe	75
3.2.4. Estado de irrupción bache de polímero.....	78
3.2.4.1. No irrupción del frente de agua.....	78
3.2.4.2. Irrupción del frente de agua	78
3.2.4.3. Irrupción del frente de polímero.	78
3.2.4. Bache final de agua y modelo analítico Buckley - Leverett.....	79
3.2.4.1. Acople para modelo analítico Patton – Buckley Leverett	79

3.2.4.2. Acople para modelo analítico Patton – Buckley Leverett sin irrupción del frente de agua.....	79
3.2.5. Acople para modelo analítico Patton – Buckley Leverett con irrupción del frente de agua.....	80
3.2.5.1. Acople para modelo analítico Patton – Buckley Leverett con irrupción del frente de polímero.....	84
4. DESARROLLO DE LA HERRAMIENTA SOFTWARE BPL.....	84
4.1 ALGORITMO DE LA HERRAMIENTA	87
A continuación, se ampliará la información de los modelos y la lógica que sigue el software BPL.....	91
4.1.1. Modelo de Buckley – Leverett.....	91
.....	91
4.1.2. Modelo de Patton.....	92
4.1.3. Modelo de Buckley – Leverett después de inyección de bache de polímero	93
4.2. VARIABLES DE ENTRADA.....	94
4.2.1. Modelo de Buckley – Leverett.....	95
4.2.2. Modelo Patton.....	96
4.3. DATOS FINALES BPL	99
4.4. VALIDACIÓN DE LA HERRAMIENTA BPL	101
4.4.1. Prueba inyección Yariguí-Cantagallo.....	101
5. CONCLUSIONES	121
6. RECOMENDACIONES.....	122
BIBLIOGRAFIA.....	123

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Principales ventajas y desventajas de inyección de polímeros	26
Tabla 2. Screening para la inyección de polímeros	32
Tabla 3. Screening para la inyección de polímeros EOR en Colombia 2008	33
Tabla 4. Ecuaciones básicas Buckley y Leverett.	42
Tabla 5. Ventajas y desventajas modelo PFPM	45
Tabla 6. Ventajas y desventajas Modelo de Patton	53
Tabla 7. Ventajas y desventajas modelo de Buckley – Leverett corregido por la segunda ley de Fick.	59
Tabla 8. Ventajas y desventajas segunda ley de Fick.	62
Tabla 9. Ventajas y desventajas modelo de Bentsen.	63
Tabla 10. Ventajas y desventajas método de Noaman el-Khatib.	65
Tabla 11. Fortalezas y debilidades de los modelos analíticos estudiados.	66
Tabla 12. Datos de entrada de “Bache de agua” del modelo Buckley Leverett	96
Tabla 13. Datos de salida del modelo Buckley Leverett	96
Tabla 14. Datos de entrada del modelo Patton	98
Tabla 15. Datos de salida del modelo Patton	98
Tabla 16. Características de la roca para muestra 3	102
Tabla 17. Características del fluido para agua y polímero	103
Tabla 18. Saturación de agua, permeabilidad relativa para agua y aceite	105
Tabla 19. Flujo fraccional y pendiente para primer bache de agua.	106
Tabla 20. Resultados modelo Buckley – Leverett primer bache de agua	108
Tabla 21. Flujo fraccional y pendiente para primer bache de polímero	110
Tabla 22. Cálculos para bache de polímero Modelo Patton	114
Tabla 23. Cálculos hasta tiempo de ruptura de polímero Patton.	115
Tabla 24. Resultados de modelo de Buckley – Leverett para bache de empuje.	116
Tabla 25. Datos de salida del modelo Buckley para primer bache de agua	116
Tabla 26. Resultado de laboratorio para primer bache de agua	117

Tabla 27. Datos de salida del software BPL para bache de polímero	117
Tabla 28. Resultados de laboratorio para bache de polímero	118
Tabla 29. Datos de salida del modelo BPL para segundo bache de agua.	119
Tabla 30. Resultados de laboratorio para segundo bache de agua	119
Tabla 31. Porcentaje de errores en los modelos	120

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Clasificación de los polímeros usados en la industria	23
Figura 2. Inyección de polímeros	25
Figura 3. Esquema ilustrativo de la eficiencia de barrido volumétrica	28
Figura 4. Modelo Físico de desplazamiento de Buckley-	37
Figura 5. Grafica de flujo fraccional	38
Figura 6. Curva de flujo fraccional ampliada; después de ruptura	39
Figura 7. Representación del yacimiento antes de ruptura según Buckley -L	41
Figura 8. Representación del yacimiento después de ruptura según Buckley-Leverett.	41
Figura 9. Adsorción del polímero a temperatura constante	46
Figura 10. Grafica de flujo fraccional para polímero y agua	48
Figura 11. Saturación analítica de agua y perfiles de concentración de polímeros para inundaciones de polímeros lineales	52
Figura 12. Determinación de la concentración de polímero promedio para un tiempo t a partir de Fick	56
Figura 13. Cambio en el perfil de flujo fraccional con el tiempo, para un proceso de inyección de polímero modelado con Fick.	57
Figura 14. Comportamiento de tiempo de ruptura vs tiempo ingresado para el modelo analítico aplicado	58
Figura 15. Perfil de saturación contra distancia para inyección	72
Figura 16. Perfil de saturación contra distancia para saturación del frente menor que punto de corte	75
Figura 17. Perfil de saturación para inyección de polímero a alta saturación de agua	76
Figura 18. Curvas de flujo fraccional de agua y polímero para concentraciones de saturación inicial mayores a punto de corte	77
Figura 19. Pantalla inicial de la herramienta	85

Figura 20. Esquema lógico del software BPL	88
Figura 21. Esquema general del software BPL	89
Figura 22. Primera pestaña de la herramienta BPL	94
Figura 23. Datos de entrada bache de agua	95
Figura 24. Segundo formulario de la herramienta BPL	97
Figura 25. Primera hoja de los datos de salida de la herramienta BPL.	100

LISTA DE ANEXOS

(Los anexos están adjuntos en el CD y puede visualizarlos en base de datos de la biblioteca UIS)

Anexo A. Programa software BPL.

Anexo B. Manual de ayuda al usuario "Help".

GLOSARIO

A : área seccional disponible para el flujo

B_o : factor volumétrico de petróleo en la formación, cm³

B_w : factor volumétrico de agua en la formación, cm³

C : intrusión fraccional o cubrimiento vertical- fracción

D = coeficiente de retraso Frontal; Adimensional

D_{Core} = Diámetro del núcleo; cm³

E_a : Eficiencia de barrido areal.

E_D : Eficiencia de desplazamiento

E_v : Eficiencia de barrido vertical

E_V : Eficiencia de barrido volumétrico

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}

h : espesor de la formación

k : permeabilidad específica o absoluta

k_o : permeabilidad al petróleo, md

k_r : permeabilidad relativa

k_w : permeabilidad al agua, md

k_{ro} : permeabilidad relativa al aceite

k_{rw} : permeabilidad relativa al agua

$K_{rw} @ S_{or}$ =Permeabilidad relativa del agua a saturación aceite residual; Fracción

$K_{ro} @ S_{wc}$ =Permeabilidad relativa del aceite a saturación agua connata; Fracción

L : longitud, cm

L_{Core} = Longitud del núcleo ; cms

M : razón de movilidad

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

N : petróleo in situ, cc

N_p : producción acumulada de petróleo

N_o = exponente petróleo para la correlación de la permeabilidad ; Adimensional

N_w = exponente de agua para la correlación de la permeabilidad ; Adimensional

q : tasa volumétrica de flujo, cc/min

q_t : tasa total de inyección, cc/min

q_w : tasa de producción de agua, cc/min

RAP: Relación agua-petróleo

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

S_o : saturación de petróleo, fracción

S_{oi} : saturación de petróleo inicial, fracción

S_{or} : saturación de petróleo residual, fracción

S_w : saturación de agua, fracción

S_{wc} : saturación de agua connata, fracción

S_{wi} : saturación de agua inicial, 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

V_p : volumen poroso

V_w : volumen de agua

μ_o : Viscosidad del aceite

μ_w : Viscosidad del agua

μ_{w2} = Viscosidad de la solución polimérica ; Cp.

∂f_w : Derivada de curva de flujo fraccional

∂S_w : Derivada de saturación de agua inicial

Φ = Porosidad ; Fracción

$[C]$ = concentración del polímero en la solución

RESUMEN

TITULO: DISEÑO DE UNA HERRAMIENTA SOFTWARE PARA LA DETERMINACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE UNA INYECCIÓN DE POLÍMERO A ESCALA DE LABORATORIO A TRAVES DE MODELOS ANALITICOS UNIDIMENSIONALES*

AUTORES: DIEGO ALEJANDRO HERNÁNDEZ CASTAÑO

JOSE DARIO CASTELLANOS CAICEDO**

PALABRAS CLAVE: Inyección de polímero, bache de polímero, modelos analíticos, metodología, factor de recobro.

La inyección de polímeros es una alternativa llamativa entre los métodos de recuperación mejorada de petróleo, dado que permite obtener un incremento promedio del 6,7% adicional en el factor de recobro manteniendo típicamente la cantidad necesaria de polímero inyectado dentro de los rangos económicamente viables.

En la industria de los hidrocarburos la implementación de cualquier método de recuperación mejorada es de muy alto costo, por lo tanto, es importante tener múltiples herramientas que aporten a la toma de decisiones como lo son las herramientas computacionales o software. Con el fin de fomentar el uso de estas herramientas en el estudio del comportamiento de una inyección de polímero a escala de laboratorio, se propone una metodología basada en modelos analíticos unidimensionales para la determinación del comportamiento de baches de agua y polímero a través del medio poroso, realizando una estimación de la producción de aceite y agua para una prueba de laboratorio. Una vez establecida la metodología, se realizó la programación e implementación en lenguaje VBA. A partir de esto, se obtuvo una herramienta software que permite conocer el rendimiento de una inyección de polímero con un error porcentual promedio inferior al 10%.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

Director: M.Sc. Hugo Alejandro García Duarte. Co director: M.Sc. Gustavo Adolfo Maya Toro

ABSTRACT

TITLE: DESIGN OF A SOFTWARE TOOL FOR THE DETERMINATION OF THE BEHAVIOR OF A LABORATORY SCALE POLYMER INJECTION THROUGH UNIDIMENSIONAL ANALYTICAL MODELS *

AUTHORS: DIEGO ALEJANDRO HERNÁNDEZ CASTAÑO

JOSE DARIO CASTELLANOS CAICEDO**

KEY WORDS: Polymer injection, polymer slug, analytical models, methodology, recovery factor.

Polymer injection is a striking alternative among improved oil recovery methods, since it allows an additional 6.7% average increase in the recovery factor to be obtained while typically maintaining the necessary amount of injected polymer within the economically viable ranges.

In the hydrocarbon industry, the implementation of any improved recovery method is very expensive, therefore, it is important to have multiple tools that contribute to decision making such as computational tools or software. In order to encourage the use of these tools in the study of the behavior of a polymer injection on a laboratory scale, a methodology based on one-dimensional analytical models for the determination of the behavior of water and polymer bumps through the porous medium is proposed. , making an estimate of oil and water production for a laboratory test. Once the methodology was established, programming and implementation in VBA language was carried out. From this, a software tool was obtained that allows to know the performance of a polymer injection with an average percentage error of less than 10%.

* Graduate Project

** Physicochemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School.

Director: M.Sc. Hugo Alejandro Garcia Duarte. Co Director: M.Sc. Gustavo Adolfo Maya Toro

INTRODUCCION

A medida que el yacimiento produce petróleo, la energía natural de este decae, por lo que es necesario empezar a implementar técnicas de segundo nivel para ayudar a la extracción de hidrocarburos. Comúnmente se utiliza la inyección de agua por su facilidad y economía, pero cuando este método ya no es efectivo, surge la necesidad de implementar nuevas técnicas para prolongar la vida productiva del yacimiento, dichas técnicas se conocen como métodos de recobro mejorado.

El uso de los métodos de recobro mejorado está limitado económicamente debido a los altos costos a la hora de implementarlos, ya que la recuperación mejorada se refiere a la inyección de químicos o materiales ajenos a la roca, que debido a sus características son capaces de desplazar el petróleo remanente en el yacimiento, pero están asociados a grandes costos. La selección, concentración química y rentabilidad que genere el método, dependen totalmente de las propiedades tanto de la roca, como del fluido, por lo que es necesario tener un panorama detallado que permita evaluar si el método puede funcionar o no, antes de implementarlo.

Antes de implementar la técnica de recuperación por inyección de agua mejorada en el campo, es necesario evaluar ciertos parámetros en laboratorio, e identificar los factores que afectan o favorecen la inyección. Una prueba de laboratorio ayuda a generar un panorama de cómo se comportará la inyección de agua con solución polimérica en el yacimiento, por lo tanto, se hace importante recrear una buena simulación en el laboratorio con modelos sencillos y de poco tiempo de calculo que expliquen mediante expresiones matemáticas y ecuaciones el comportamiento de los fluidos en el medio poroso.

1. GENERALIDADES

1.1. POLÍMEROS Y SU CLASIFICACIÓN

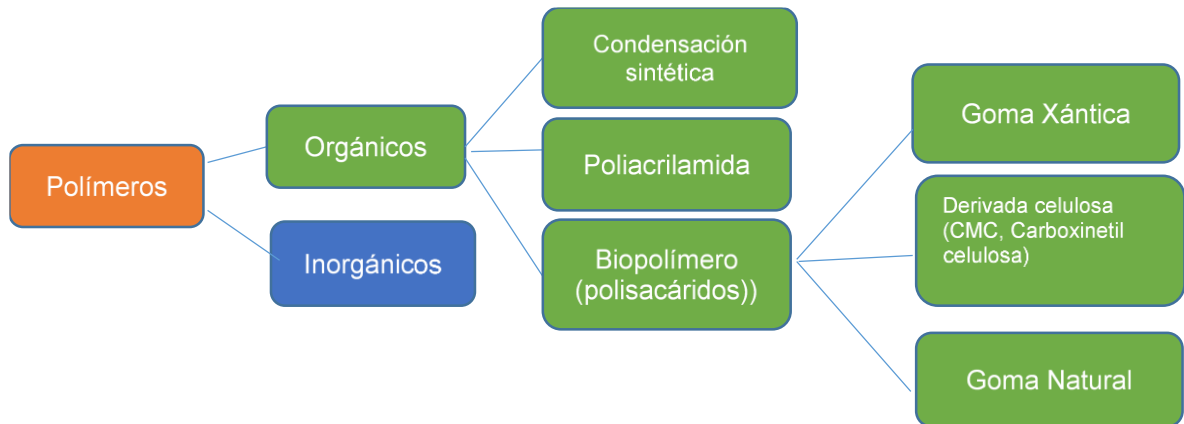
Un polímero es una cadena larga de gran peso molecular formada por unidades repetidas llamadas monómeros. La reacción que da lugar a esta macromolécula se denomina polimerización. Estas macromoléculas son ampliamente utilizadas en los procesos de recuperación terciaria, especialmente las poliacrilamidas y los polisacáridos.

Los polímeros pueden ser fácilmente clasificados por su origen: naturales, semisintéticos y sintéticos como se puede observar en la Figura 1. En el caso de los biopolímeros (Polisacáridos), son aquellos que se encuentran en la naturaleza, usados para bajas salinidades y su principal ventaja consiste en su resistencia a los esfuerzos mecánicos, lo cual los hace de más fácil manejo en las bombas de inyección. Sin embargo, los procesos con biopolímeros están sujetos a degradación bacteriana, por lo tanto, se debe contrarrestar esto agregando productos químicos que ayuden a evitar ataques bacterianos. Existe una gran variedad de ellos y su aplicación ha sido estudiada ampliamente para la recuperación mejorada del petróleo.

Los polímeros semisintéticos son aquellos que se pueden obtener a partir del manejo químico de los polímeros naturales, un polímero de este tipo es la carboximetilcelulosa (CMC), al ser derivados de los biopolímeros con procesos químicos, el ataque bacteriano que sufren los afecta en menor proporción a comparación de los naturales. Por otro lado, los polímeros sintéticos, (Poliacrilamidas y Polióxidos de etileno) son aquellos que se sintetizan en el laboratorio formados por una unidad monomérica llamada acrilamida. El rendimiento de dichos polímeros depende del peso molecular y del grado de hidrólisis, además son menos sensibles a efectos de salinidad, pero poseen un costo mucho más elevado. Las poliacrilamidas se usan con mayor frecuencia en los

campos petroleros, ya que poseen la ventaja no solo de aumentar la viscosidad del agua convencional, sino que también son capaces de cambiar la permeabilidad de las zonas invadidas.¹

Figura 1. Clasificación de los polímeros usados en la industria.



Fuente: Tomada y modificada de STRIGHT, J. The use of polymers for enhanced oil recovery a Review. Petroleum recovery institute. 2008.

1.2. INYECCIÓN DE POLÍMEROS

La inyección de polímeros es un proceso fundamentado en el aprovechamiento de la viscosidad de soluciones acuosas de polímeros que son inyectadas dentro del yacimiento en búsqueda de mejorar la movilidad de los fluidos dentro de este. Los polímeros se agregan a un proceso de inyección de agua con el fin de aumentar la viscosidad del fluido, lo cual permitirá mejorar la eficiencia de barrido y la relación de movilidad del proceso.

La representación de una inyección de polímeros, se muestra en la Figura 2, en la cual se adiciona al agua de inyección un volumen determinado de solución polimérica altamente viscosa (la literatura establece un rango máximo de 2000 ppm,

¹ GREEN, Don W. y WILLHITE, G. Paul. Chemical flooding. En: Enhanced oil recovery. Richardson, Texas: Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers, 1998. Pag 103

ya que por encima de estos valores se hace inviable económicamente el proyecto) y diluida, alrededor de un 5% y 35% del volumen poroso, antes de que sea inyectado un último bache de agua en el yacimiento. Esta solución polimérica tiene como característica importante una mejor relación de movilidad frente al aceite remanente, y es por esto, que el petróleo atrapado se mueve, formando así un banco de aceite delante del bache de polímero. La intención al aumentar la viscosidad del agua con la mezcla de polímeros es mejorar la relación de movilidad, esto conlleva a que la eficiencia de barrido volumétrica y el barrido microscópico aumenten provocando que el petróleo fluya por los canales que tiene el yacimiento.²

La inyección de polímeros favorece la recuperación de petróleo al llevar a cabo los siguientes efectos:

- Incremento de la viscosidad del agua.
- Disminución de la movilidad del agua.
- Contacto de mayor volumen del yacimiento.
- Reducción de la movilidad del fluido inyectado, para mejorar la eficiencia de barrido areal y vertical.

² GREEN, Don W. y WILLHITE, G. Paul. Chemical flooding. En: Enhanced oil recovery. Richardson, Texas: Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers, 1998.

Figura 2. Inyección de polímeros



Fuente: Tomada y modificada de PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela: Astro Data S. A., 2001. p. 314.

1.2.1. Consideraciones para la inyección de polímeros Existen algunos factores que afectan de forma negativa el proceso de inyección de polímeros, estos factores son descritos a continuación³:

- En yacimientos con presencia de arcillas se incrementa la pérdida de polímero por adsorción.
- Se obtienen mejores resultados, si la inyección se realiza antes que la relación agua/petróleo sea alta.
- Son aceptables algunas heterogeneidades, pero para la inyección de polímero convencional, debe evitarse los yacimientos con amplias fracturas.
- A mayor viscosidad de petróleo, mayor concentración de polímero para obtener la movilidad deseada.

Existen también algunos problemas relacionados al tipo de polímero inyectado que se pueden presentar, por ejemplo:

³ DONALDSON, Erle C.; CHILINGARIAN, George V. y YEN, Teh Fu. Polymer flooding. En: Enhanced oil recovery, II: Processes and operations. Amsterdam, The Netherlands: Elsevier, 1989.

- Los polímeros de tipo acrilamida, pierden viscosidad debido a la degradación por rozamiento o si se tiene un agua con alta salinidad o iones divalentes.
- La goma xantica al ser un biopolímero está sujeta a degradación microbiana y en algunos casos ocasiona el taponamiento del pozo.

En la Tabla 1, se muestran las principales ventajas y desventajas de este proceso.

Tabla 1. Principales ventajas y desventajas de inyección de polímeros

Inyección de polímeros	
Ventajas	Desventajas
Mejora del barrido areal	Poco efectivo cuando la saturación de petróleo móvil es baja.
Agentes deslizantes para controlar movilidad en yacimiento.	Perdidas del polímero y formación de geles.
Incrementos del factor de recobro en un 5%.	Taponamiento en pozo,
	Funciona para aceites con viscosidad baja

Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Métodos de recuperación mejorada de petróleo. En: Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela: Astro Data S. A., 2001. p. 316; modificado por los autores.

1.2.2. Relación de movilidad. La relación de movilidad es una expresión que permite conocer la relación de velocidades entre un fluido inyectado al yacimiento y el fluido que se desea desplazar, el petróleo. Esta relación está expresada en función de la viscosidad y la permeabilidad relativa de cada fluido, y permite conocer a grandes rasgos si el fluido inyectado podrá desplazar el

aceite por el medio poroso, o si, por el contrario, fluirá a través del yacimiento dejando atrás el petróleo.⁴

1.2.3. Eficiencia de barrido volumétrico y desplazamiento. El recobro de petróleo en cualquier proceso de desplazamiento depende del volumen de yacimiento contactado por el fluido inyectado. Una medida cuantitativa de este contacto es la eficiencia de barrido volumétrica, la cual está definida conceptualmente como el producto de la eficiencia de barrido areal y la eficiencia vertical para un yacimiento cuya porosidad, espesor y saturación de petróleo es uniforme. En el caso de la eficiencia areal, ésta hace referencia al área del yacimiento por donde se ha desplazado el fluido inyectado. Así pues, la eficiencia vertical corresponde a la fracción vertical del yacimiento inundada por el fluido inyectado.

La eficiencia volumétrica, representada en la Figura 3, también se puede definir como la eficiencia macroscópica del proceso y depende del tiempo en el que se ha llevado a cabo la inyección, así como también es útil para medir la efectividad del proceso. Entre mayor volumen del yacimiento sea invadido por el fluido inyectado mayor será el éxito de este. Sin embargo, la eficiencia volumétrica se ve afectada negativamente por ciertos factores:

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

⁴ GREEN, Don W. y WILLHITE, G. Paul. Chemical flooding. En: Enhanced oil recovery. Richardson, Texas: Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers, 1998.

Figura 3. Esquema ilustrativo de la eficiencia de barrido volumétrica



Fuente: Tomada y modificada de PABON, Yohan H. Estudio del uso de Modelos De Predicción Analítica En Procesos De Inyección De Agua Mediante la Simulación Numérica De Yacimientos. 2014.

$$\text{Eficiencia Volumétrica (EV)} = \frac{\text{ZONA BARRIDA}}{\text{ZONA BARRIDA} + \text{ZONA NO BARRIDA}} \quad (1)$$

La eficiencia de desplazamiento es otro concepto importante para entender un proceso de inyección. Esta eficiencia se define como la cantidad de aceite recuperado en la zona barrida por el fluido inyectado; por esta razón también es conocida como eficiencia microscópica y su producto junto a la eficiencia volumétrica que se muestra en ecuación 1, es el factor de recobro o factor de recuperación, el cual indica la cantidad de petróleo incremental que se obtendrá gracias a un proceso de recuperación terciaria⁵.

1.2.4. Flujo del polímero a través del medio poroso. Por lo general, al realizar un proyecto de recuperación mejorada, ya se ha llevado a cabo la inyección de agua o de gas. Por esta razón en la recuperación terciaria se busca mejorar alguna de

⁵ Ibid

las eficiencias descritas anteriormente. En el caso de los polímeros, se busca reducir la alta relación de movilidad mediante el incremento de la viscosidad del agua y así poder mejorar la eficiencia volumétrica del proceso.

Describir el flujo de soluciones poliméricas en el medio poroso implica una mayor complejidad que la que exige el flujo de agua dentro del yacimiento, puesto que el fluido inyectado se ve afectado por varios fenómenos en el medio poroso como la adsorción, entrapamiento, degradación y modificación de la permeabilidad, entre otros.

1.2.5. Adsorción. La adsorción es un fenómeno fisicoquímico en el cual un cuerpo sólido atrae moléculas a su superficie. Este fenómeno aplicado a la inyección de polímeros se evidencia como una capa de moléculas de polímero que se ubican sobre la superficie rocosa por la atracción existente entre las moléculas del fluido inyectado y la superficie del medio poroso. Cabe destacar que las moléculas de polímeros se acumulan en diferentes magnitudes dependiendo del tipo de roca y que esta acumulación puede disminuir la permeabilidad relativa al agua.⁶

1.2.6. Entrampamiento. El entrapamiento es un fenómeno que se describe como el alojamiento de las moléculas más grandes del polímero en los canales de flujo más estrechos del yacimiento. El yacimiento puede concebirse como una basta y compleja ruta de posibles vías con entradas y salidas, las cuales no poseen el mismo diámetro y en donde las moléculas más grandes del polímero se alojarán y disminuirán la posibilidad de flujo a través del medio.⁷

1.2.7. Dispersión. La dispersión es la mezcla macroscópica causada por la variación de velocidad que sufre el fluido al atravesar los canales de flujo del medio poroso. Esta heterogeneidad causa fluctuación y deformación en las moléculas.

⁶ Cohen, Y., & Christ, F. R. Polymer Retention and Adsorption in the Flow of Polymer Solutions Through Porous Media.

⁷ Ibid.

Existen tres tipos de dispersión, a saber: difusión molecular, dispersión de Taylor y dispersión geométrica.⁸

Uno de los ejemplos sencillos sobre la dispersión de Taylor es el flujo a través de una tubería por la cual se inyecta una cantidad de masa de soluto que tiene una concentración considerablemente más alta al inicio, en el punto de inyección, que al final de su recorrido.

Por otro lado, la dispersión geométrica se presenta en medios de geometría compleja donde el flujo tiene bruscas variaciones de dirección y en poco tiempo se logra ocupar un gran volumen del medio poroso.⁹ En el caso de la difusión, se relaciona con las reacciones químicas, las cuales están controladas por el proceso de difusión de los reactivos o por la cinética de la reacción, dependiendo de la velocidad de estas dos. Esta difusión depende de la temperatura y de la concentración.

1.2.8. Degradación. En un proceso de inyección de polímeros, el daño en su estructura puede comprometer seriamente el éxito de este. Esta degradación afecta el comportamiento de la solución dentro del yacimiento, reduciendo su viscosidad y por ende su rendimiento. Dicha degradación puede ser resultado de la temperatura, degradación química, esfuerzos mecánicos o acción bacteriana.

La degradación mecánica del polímero es resultado de las tasas de corte a las cuales se expone el fluido durante su preparación, transporte, inyección y flujo dentro del medio poroso. Esta degradación da como resultado una pérdida en la viscosidad del fluido, lo cual es contraproducente para el mejoramiento de la relación de movilidad que se busca al aplicar el método.

⁸Jimenez, Ana María. Metodología para el diseño de baches en un proceso de inyección de polímeros a partir de fenómenos de interacción de roca / fluido presente.2015.

⁹ Ibid. pag 40

La degradación bacteriana afecta comúnmente a los biopolímeros, aminorando su estabilidad química y estructural, por lo cual es común que se inyecte un bactericida junto al biopolímero, para así controlar el crecimiento bacteriano.

En la degradación por temperatura los polímeros presentan alteración en su composición y rendimiento debido a la degradación causada por exposición a altas temperaturas.

La degradación química u oxidativa se da a raíz del oxígeno disuelto en el agua inyectada y catalizada por iones de Fe^{+} disueltos en el agua de formación. Puede ser prevenida o mitigada mediante la reducción del contenido de oxígeno del agua o salmueras diluidas que contengan unas pocas partes por millón¹⁰.

1.3. SCREENING DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE POLÍMEROS

El screening del proceso de inyección de polímeros ha sido consolidado gracias a las experiencia y resultados de campo. En la Tabla 2 y Tabla 3 se exponen los principales parámetros y rangos de aplicación.

¹⁰ Ibid pag 49

Tabla 2. Screening para la inyección de polímeros

Parámetro del yacimiento	AUTORES				
	NPC (1976)	IYOHO (1978)	TABER (1983)	SSI (1986)	TABER – SERIGHT (1997)
Gravedad API	NR	< 40	> 25	> 18	> 15
Temperatura de yacimiento, °F	< 250	< 250	< 200	NC	< 200
Viscosidad del aceite en yacimiento, cp.	< 150	NC	< 150	< 100	< 150
Presión de yacimiento, psi	NC	NC	NC	NC	NC
Permeabilidad promedio del yacimiento, md	> 10	> 50	> 10	> 30	> 10
Espesor productor, ft	NC	NC	NC	NC	NC
Profundidad formación, ft	NC	NC	< 9000	NC	< 9000
Saturación actual de aceite, fracción	NC	>0,25	> 0,1	NC	>0,5

Fuente: Al-Adasani, A., & Bai, B. (2010, enero 1). Recent Developments and Updated Screening Criteria of Enhanced Oil Recovery Techniques. Society of Petroleum Engineers.

Tabla 3. Screening para la inyección de polímeros EOR en Colombia 2008

Propiedades del aceite	
Gravedad Api	13°-42.5° Promedio 26.5°
Viscosidad	0.4 – 4000cp Promedio 123.2 cp.
Propiedades del yacimiento	
Porosidad	10.4 – 33 Promedio 22.5
Saturación de aceite	34% – 82% Promedio 64
Tipo de formación	Areniscas preferiblemente, pero puede ser usado en carbonatos; Se deben evitar las calizas con alta porosidad
Permeabilidad	1.8 md – 5500 md Promedio 834.1md
Espesor neto	NC
Profundidad	700 ft – 9460 ft Promedio 4221.9 ft
Temperatura	74 °F – 237.2 °F Promedio 167°F
Agua	Preferiblemente de baja salinidad

Fuente. ECOPETROL – ICP. Screening EOR campos de Colombia. 2008

Dependiendo del tipo de yacimiento y de las facilidades en campo, se pueden identificar algunos factores que afectan u optimizan la inyección de polímeros. Estos factores son estudiados a escala de laboratorio y es de suma importancia identificarlos antes de iniciar un piloto de recuperación mejorada por el método de

inyección de polímeros, para así evitar problemas operativos y sobre costos en el momento de aplicarlo en campo.

Condiciones favorables¹¹:

- Condiciones apropiadas para la inyección de agua.
- Alta saturación de petróleo móvil
- Alta capacidad de almacenamiento (alto ϕ y h).

Condiciones desfavorables¹²:

- Fracturas extensivas
- Empuje fuerte de agua
- Capa de gas
- Alto contraste de permeabilidad
- Agua de formación altamente salina
- Problema de inyección severo.
- Alto contenido de arcilla y calcio

¹¹ PARIS DE FERRER, Magdalena. Métodos de recuperación mejorada de petróleo. En: Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela: Astro Data S. A., 2001. p. 316

¹² Ibid pag 316

2. MODELOS ANALITICOS PARA LA INYECCIÓN DE AGUA Y POLÍMERO

En la literatura existen diversos modelos analíticos para inyección de agua y polímeros, todos estos tienen en cuenta diferentes fenómenos que suceden en el yacimiento al presentarse el desplazamiento por parte de los fluidos inyectados en el medio poroso. Teniendo en cuenta que, al realizar proceso de recuperación terciaria con polímeros, está siempre acompañada por la inyección de baches de agua se hace necesario incluir dentro de la revisión bibliográfica el modelo de Buckley – Leverett, debido a su sencillo manejo y su gran eficiencia a la hora de modelar una inyección de agua en una zona homogénea, clave para desarrollar este trabajo.

2.1. DESCRIPCION DEL MODELO DE BUCKLEY-LEVERETT

A continuación, se detallará el modelo predictivo escogido para la inyección de agua mencionado anteriormente y que a su vez es muy representativo a la hora de hacer cálculos y predicciones en un proceso de inyección de agua en la actualidad. Cabe destacar que se tiene un fundamento y unas consideraciones importantes para la aplicación el método.

2.1.1. Modelo de Buckley-Leverett. Este modelo está sustentado en la teoría de flujo fraccional y avance frontal, por medio de la cual se argumenta el desplazamiento lineal de petróleo a tasas de inyección constantes. Al ser uno de los métodos que más se utiliza para modelar procesos de inyección de agua se ha modificado en diferentes ocasiones para agregar distintos fenómenos que ocurren en la inyección, disminuyendo el margen de error y aumentando su aplicación. Con este método es posible cuantificar el volumen de petróleo desplazado, la tasa de producción de petróleo y el volumen desplazado de agua en cualquier tiempo, para sistemas radiales o lineales.

Las suposiciones realizadas para el desarrollo de este método son¹³:

- Desplazamiento tipo pistón.
- Solo pueden existir dos fluidos circulando al mismo tiempo por un determinado punto, así que debe aplicarse los conceptos de permeabilidades relativas a dos fases.
- La presión de desplazamiento debe estar por encima del punto de burbuja (no existe gas libre), en caso de que se utilice agua para desplazar petróleo.
- La tasa de inyección y el área perpendicular al flujo se consideran constantes.
- La presión y temperatura deben permanecer constantes, para que existan condiciones de equilibrio.

2.1.1.1. Teoría de desplazamiento. En el modelo de Buckley y Leverett, la teoría de desplazamiento permite describir el movimiento de dos fluidos que no se mezclan entre sí, denominados inmiscibles, basándose en el concepto de desplazamiento tipo pistón. Sin embargo, su principal limitación se encuentra en su aplicabilidad condicionada a sistemas lineales, debido a que estos no representan la gran mayoría de arreglos implementados en recuperación secundaria o terciaria. No obstante, aplicando el concepto de eficiencia de barrido, se puede extender el uso de esta teoría a sistemas no lineales.

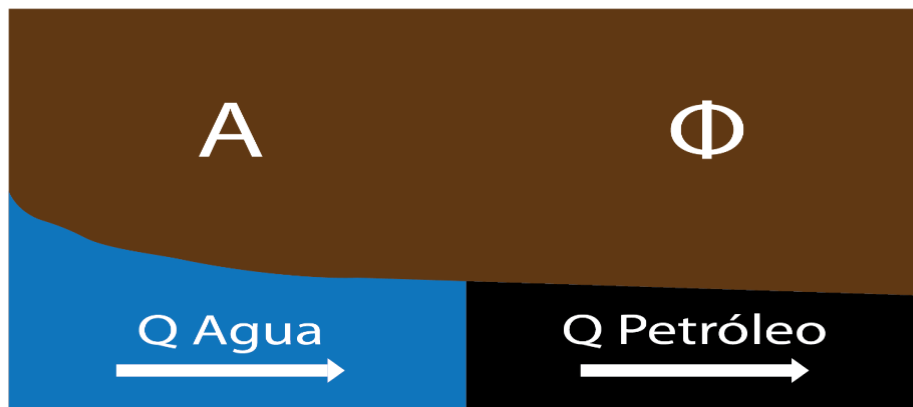
Para el desarrollo de la teoría de desplazamiento y posteriormente de la ecuación de flujo fraccional resulta importante las consideraciones del modelo de Buckley-Leverett como el carácter constante del área transversal, el caudal de inyección, la

¹³ Ibíd., p.204.

permeabilidad y porosidad de la formación, así como un escenario de inyección donde la presión está por encima de la presión de burbuja.

2.1.1.2. Ecuación de flujo fraccional. Para el desarrollo de esta ecuación se hace uso del concepto de desplazamiento del tipo pistón, aunque manteniendo las consideraciones frente al área transversal de inyección, permeabilidad, porosidad y demás parámetros relacionados a las suposiciones establecidas por el método de Buckley. Teniendo en cuenta dichas consideraciones se hace uso de la ley de Darcy 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.

Figura 4. Modelo Físico de desplazamiento de Buckley-Leverett



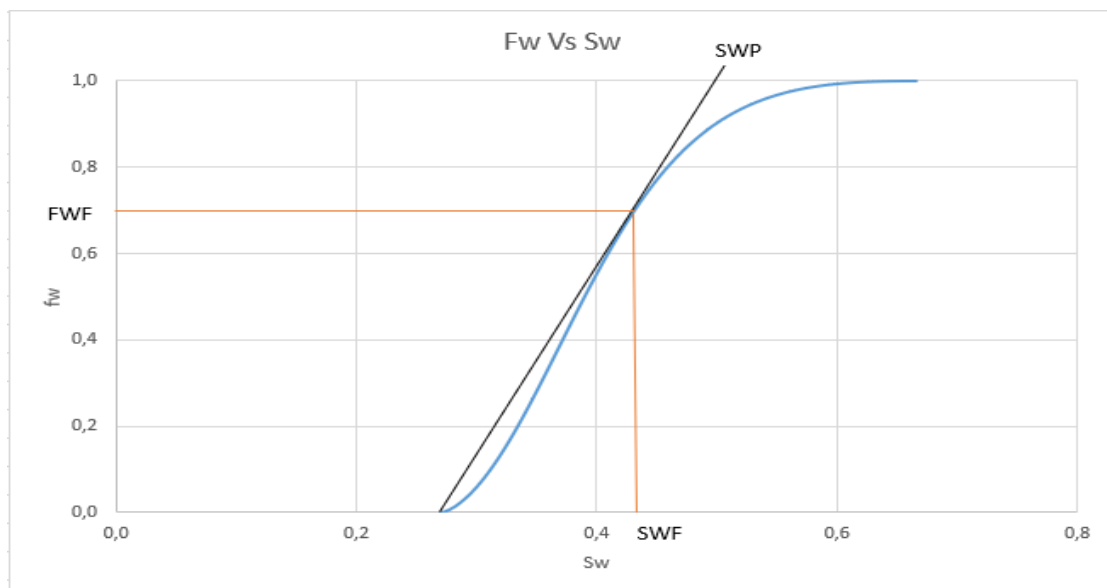
Fuente: Tomada y modificada de PABON, Yohan H. Estudio del uso de modelos de predicción analítica en procesos de inyección de agua mediante la simulación numérica de yacimientos. 2014.

2.1.1.3. Consideraciones Teóricas. En el modelo de Buckley y Leverett se tienen en cuenta dos etapas en el desplazamiento de fluidos por inyección de agua, dichas etapas son: antes de la ruptura del frente, y después de la ruptura del frente. Para determinar la duración de cada una de dichas fases y hacer eficiente el modelamiento de estas, se hace necesario la construcción de la gráfica de flujo

fraccional. En la Figura 5, se detalla la gráfica de saturación de agua contra flujo fraccional, la cual permite llegar a una solución grafica para el método de Buckley. Para calcular el tiempo de ruptura del frente de agua cuando este irrumpe en el pozo productor, se traza una línea tangente a la curva de flujo fraccional desde la saturación de agua inicial, esta recta tangente marca el punto donde alcanza la pendiente máxima la gráfica de flujo fraccional¹⁴, la cual representa la velocidad con la que se mueve el frente dentro del medio poroso.

Una vez se halla la velocidad del frente es posible encontrar el tiempo que tardara en llegar a ruptura, como se mencionó anteriormente es sumamente importante conocer el estado de ruptura del frente pues, el antes y después de la llegada del frente plantean diferentes consideraciones para el método de Buckley y Leverett.

Figura 5. Grafica de flujo fraccional

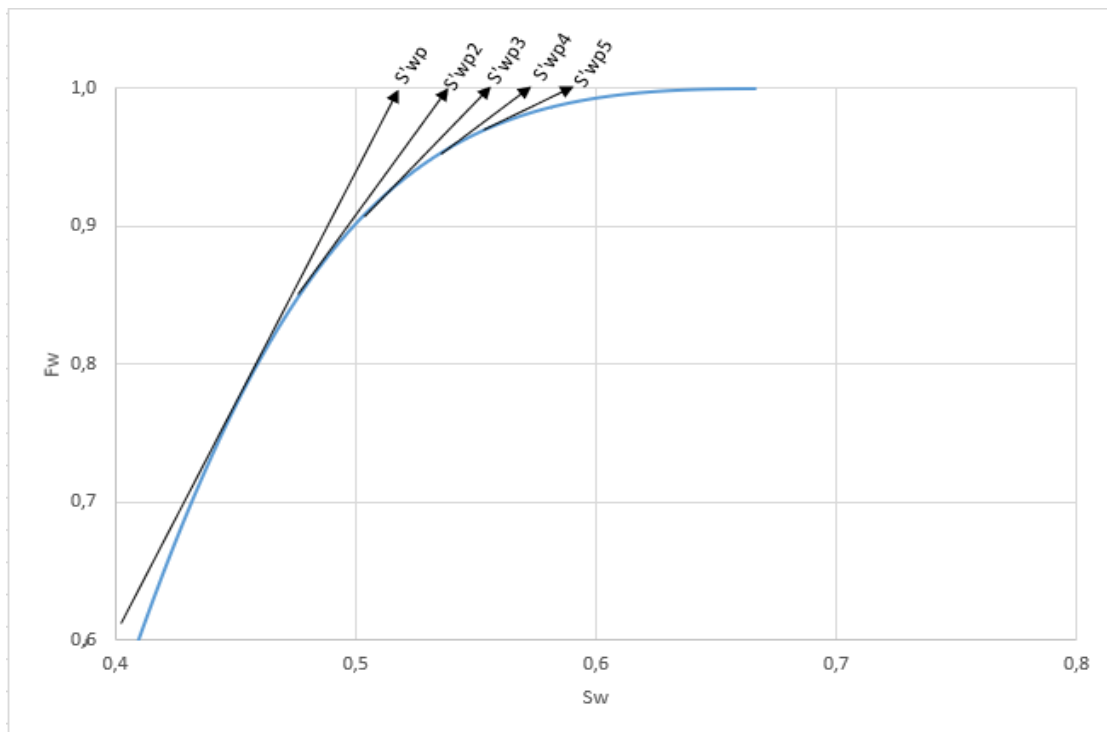


Fuente: Tomada y modificada de PABON, Yohan H. Estudio del uso de modelos de predicción analítica en procesos de inyección de agua mediante la simulación numérica de yacimientos. 2014.

¹⁴ BUCKLEY, S.E y LEVERETT, M.C. Mechanisms of Fluid Displacement in Sand, Trans., AIME (1942)

Teniendo en cuenta el valor de saturación correspondiente al punto máximo de la pendiente denominada saturación de agua del frente (S_{wf}), se amplía la curva del flujo fraccional partiendo de valores mayores a S_{wf} y menores a S_{wmax} . Ahora, trazando tangentes a cada uno de estos puntos del fragmento de la curva de flujo fraccional se puede calcular la saturación de agua promedio S'_w al extrapolar esta línea hasta que el punto en que el valor de flujo fraccional sea igual a uno representado en la Figura 6. El objetivo es modelar el comportamiento de la inyección de agua después del tiempo de ruptura.

Figura 6. Curva de flujo fraccional ampliada; después de ruptura



Fuente: Adaptada y modificada de PABON, Yohan H. Estudio del uso de modelos de predicción analítica en procesos de inyección de agua mediante la simulación numérica de yacimientos. 2014.

2.1.1.4. Antes de Ruptura: Es considerado como el tiempo que toma el frente de agua en llegar desde el área de inyección hasta el área de producción. Se determina

a través de la derivada de la curva del flujo fraccional en la que se hace necesario encontrar la máxima derivada respecto a la saturación de agua inicial $\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w}\right)_{f_{wf}}$. Con este valor se despeja el tiempo de ruptura a través de la siguiente ecuación.

$$\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w}\right)_{f_{wf}} = \frac{V_P}{q_t * t_r} \quad (2)$$

$$t_r = \frac{V_P}{q_t * \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w}\right)_{f_{wf}}} \quad (3)$$

Antes de la fase de ruptura del frente en el pozo productor y en caso de no existir una saturación de agua inicial, el petróleo que se ha producido es igual a la inyección de agua acumulada. De igual manera, si no existe saturación de agua inicial en el yacimiento antes de la ruptura, la producción de agua y la relación agua petróleo no se consideran, ya que no hay producción de agua en esta etapa, sino hasta después de la etapa de ruptura del frente.¹⁵

En la Figura 7 se refleja gráficamente lo que representa S_{wp} y S_{wf} que se obtuvieron con la gráfica de flujo fraccional. El punto de S_{wf} se halla calculando la saturación del punto de máxima pendiente de la Figura 5 y el punto de S_{wp} se determina encontrando el corte cuando el valor del 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 fraccional¹⁶.

¹⁵ PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyeccion de Agua y Gas en Yacimientos Petroliferos. Segunda Edicion. Maracaibo 2001 pag 205

¹⁶ BUCKLEY, S.E y LEVERETT, M.C. Mechanisms of Fluid Displacement in Sand, Trans., AIME (1942)

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



Fuente: Adaptada y modificada de PABON, Yohan H. Estudio del uso de modelos de predicción analítica en procesos de inyección de agua mediante la simulación numérica de yacimientos. 2014

2.1.1.5. Después de la ruptura.

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



Fuente: Adaptada y modificada de PABON, Yohan H. Estudio del uso de modelos de predicción analítica en procesos de inyección de agua mediante la simulación numérica de yacimientos. 2014

Para realizar el modelamiento de la etapa después de la ruptura del frente, es indispensable determinar los tiempos, que se obtienen a partir de la ecuación de la derivada. En la ecuación 4, el valor de la derivada varía para cada valor de saturación después de ruptura.

$$t' = \frac{V_P}{q_t * \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_{S_{w2'}}} \quad (4)$$

2.1.3.6. Ecuaciones básicas Buckley y Leverett

En la Tabla 4 se puede observar las relaciones matemáticas asociadas al modelo de Buckley – Leverett -en caso de que la saturación de agua inicial sea igual a la saturación de agua connata-. Al hallar los valores de flujo fraccional en cada punto de saturación después de la ruptura del frente, se puede determinar las tasas de producción tanto de agua como de aceite después de ruptura.

Tabla 4. Ecuaciones básicas Buckley y Leverett.

Parámetro	Antes de Ruptura del frente	Después de Ruptura del frente
Petróleo producido (Np)	$N_p = \frac{Wi}{Bo} = \frac{Vp(S_{wp} - S_{wi})}{Bo} \quad (5)$	$N_p = \frac{Vp(S_{wp}' - S_{wi})}{Bo} \quad (6)$
Agua Inyectada acumulada (Wi)	$Wi = q_t * t \quad (7)$	$Wi = q_t * t' \quad (8)$
Relación agua-petróleo (RAP)	$RAP = 0 \quad (9)$	$RAP_{CN} = \frac{\frac{q_w}{B_w}}{\frac{q_o}{Bo}} \quad (10)$ $RAP_{CN} = \frac{f_w' Bo}{B_w(1 - f_w')} \quad (11)$
Agua producida (Wp)	$W_p = 0 \quad (12)$	$W_p = \frac{Wi - Np * Bo'}{B_w} \quad (13)$

Tiempo (t)	$t = \frac{Wi}{q_t} \quad (14)$	$t' = \frac{V_P}{q_t * \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_{s_w}} \quad (15)$
Tasa de producción de aceite (qo)	$q_o = \frac{q_t(1 - f_w)}{Bo} = \frac{q_T}{Bo} \quad (16)$	$q_w = \frac{q_t f_{w2}}{B_w} \quad (17)$
Tasa de producción de agua (qw)	$q_w = \frac{q_t f_w}{B_w} = 0 \quad (18)$	$q_w = \frac{q_t f_{w2}}{B_w} \quad (19)$

Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos. Segunda Edición. Maracaibo 2001 pág. 205

2.2. MODELOS PREDICTIVOS PARA INYECCION DE POLIMEROS

Una vez descrito el modelo de Buckley – Leverett el cual permitirá modelar el comportamiento de los baches de agua que acompañan una inyección de polímero se hace necesario conocer los métodos predictivos existentes para inyección de polímeros los cuales se presentan a continuación.

2.2.1. Modelo predictivo para inyección de polímeros, PFPM. El modelo predictivo para la inyección de polímeros, Polymer Flood Predictive Model – PFPM, fue desarrollado por el Consejo Nacional de Petróleo (NPC) de Estados Unidos, con el objetivo de continuar un estudio realizado acerca del potencial de yacimientos para el recobro mejorado de petróleo (1982-1984). El proyecto fue respaldado por el Departamento de Energía (DOE) Bartlesville Project Office. A continuación, se realiza una descripción del modelo, según el documento publicado por el Departamento de Energía de Estados Unidos.¹⁷

2.2.1.1. Consideraciones

Las premisas importantes de este modelo predictivo son:¹⁸

¹⁷ DEPARTMENT OF ENERGY OF THE UNITED STATES OF AMERICA y MINISTRY OF ENERGY AND MINES OF THE REPUBLIC OF VENEZUELA. Polymer Predictive Model, Supporting Technology for Enhanced Oil Recovery, Fossil Energy Report III-4. 1986. p. 1-409.

¹⁸ *Ibíd.*, p. 20-21.

- Los fluidos y la roca son incompresibles.
- La inundación es isotérmica.
- No hay cambios de volumen en la mezcla.
- El efecto de la salinidad en la viscosidad del polímero es despreciable.
- La fuerza de gravedad y las fuerzas capilares son despreciables.
- No ocurre digitación viscosa.
- La dispersión del perfil de la concentración del polímero es despreciable.
- El banco de polímero inyectado desplaza completamente el agua connata con poco o nada de mezcla.
- No hay flujo cruzado entre capas.
- Cada capa es homogénea en permeabilidad, porosidad, espesor y S_{wi} .
- El volumen poroso inaccesible por la solución de polímero es despreciable.
- La adsorción de polímero y entrapamiento son instantáneos e irreversibles.

En este modelo, se hace uso de la teoría de flujo fraccional para modelar el comportamiento de la solución polimérica a través del medio poroso, de igual manera se introduce el concepto de “tubo de corriente”, con lo cual se realizan los cálculos de barrido areal y vertical, permitiendo así evaluar el modelo a escala de campo para patrones de inyección de diferentes geometrías. El concepto de tubo de corriente permite al modelo PFPM realizar aproximaciones en yacimientos con heterogeneidad vertical, por lo cual resulta efectivo a la hora de evaluar la viabilidad de un proceso de inyección.

Tabla 5. Ventajas y desventajas modelo PFPM

Modelo PFPM	
Ventajas	Desventajas
Presenta un modelamiento básico del desplazamiento de fluidos inmiscibles en el medio poroso.	No incluye fenómenos que cambian la concentración del bache de polímero como dispersión y difusión.
Presenta un modelamiento básico de los fenómenos de adsorción que ocurren en el yacimiento durante una inyección de polímero.	No considera la concentración y la viscosidad como variables en función del tiempo y el espacio.
Permite realizar una aproximación al factor de recobro final una vez implementada la inyección de polímeros.	No funcionan para sistemas unidimensionales no radiales.

2.2.2. Modelo predictivo para inyección de polímeros Patton

En 1971 Patton¹⁹ desarrollo un modelo analítico fundamentado en la teoría de Buckley – Leverett para conocer el comportamiento de un bache de polímero dentro del medio poroso, al estar fundamentado en la teoría de flujo fraccional este modelo analítico parte de dos expresiones que representan la conservación de masa para el agua y para el polímero.

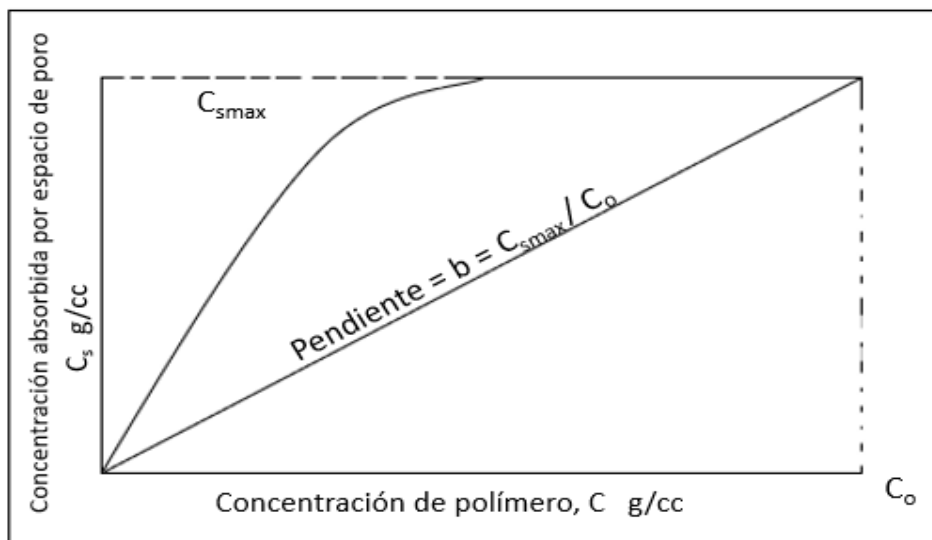
Para poder encontrar una solución analítica a las expresiones de conservación de masa para el agua y polímero se hace uso de las siguientes consideraciones:

- La dispersión del perfil de concentración es despreciable

¹⁹ PATTON, J. T., COATS, K. H., & COLEGROVE, G. T. (1971, March 1). Prediction of Polymer Flood Performance. Society of Petroleum Engineers

- La compresibilidad de la roca y el fluido son despreciables
- La inyección es isoterma
- La adsorción es efectivamente instantánea a la tasa de desplazamiento de aceite encontrada en el yacimiento.
- El agua connata es completamente desplazada y no se mezcla con la solución de polímero.
- Viscosidad del agua es función de la concentración y esta depende del esfuerzo de corte.
- El comportamiento de la adsorción a una temperatura constante tiene una curvatura negativa como se representa en la Figura 9:

Figura 9. Adsorción del polímero a temperatura constante



Fuente: Modificada de BROWN, W. O: "Mobility of Connate Water During a Water Flood", Trans., AIME (1957) Vol. 210, 190-195

La asunción: el agua connata es completamente desplazada y no se mezcla con la solución de polímero, se basa en resultados experimentales del trabajo de Brown²⁰, quien encontró una fuerte tendencia del agua connata hacia un comportamiento de desplazamiento del tipo pistón frente a una inyección de agua.

Teniendo en cuenta las anteriores consideraciones y con el fin de modelar el comportamiento de la inyección de polímeros se hace uso de la teoría de flujo fraccional. En el caso de los cálculos de permeabilidades relativas, se hace uso de los mismos valores utilizados para el agua pues se considera que la concentración de polímero utilizada para el bache de polímero no afectara las condiciones petrofísicas del núcleo.

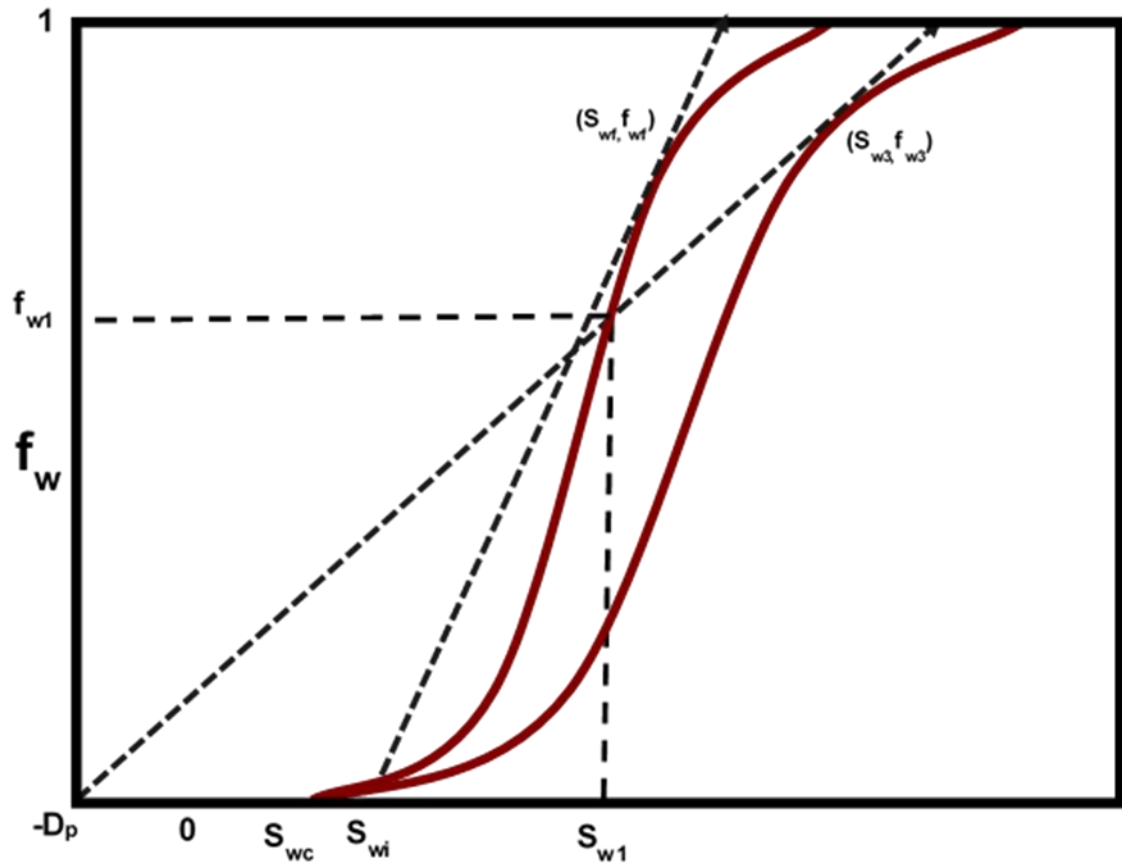
Una vez hallados los valores de permeabilidad relativa, estos son usados para el cálculo de flujo fraccional del polímero y del agua, haciendo uso de la ecuación 20 y la ecuación 21, por medio de las cuales es posible obtener las curvas de flujo fraccional del agua y la solución polimérica como se observa en la Figura 10.

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{k_o * \mu_w}{k_w * \mu_o}} \quad (20)$$

$$f_{wp} = \frac{1}{1 + \frac{k_o * \mu_p}{k_w * \mu_o}} \quad (21)$$

²⁰Brown, W. O.: “Mobility of Connate Water During a Water Flood”, Trans., AIME (1957) Vol. 210, 190-195.

Figura 10. Grafica de flujo fraccional para polímero y agua



Fuente: SHENG, James J. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery: theory and practice.2011.

Una vez se obtiene la gráfica de flujo fraccional para agua y polímero es posible realizar la solución grafica propuesta por Patton para modelar el comportamiento del polímero dentro del medio poroso. Bajo el método desarrollado por Patton se asume que, durante la inyección del polímero, el polímero resulta entrampado en el medio poroso logrando que el agua que pierde polímero obtenga una mayor velocidad, la cual se puede encontrar utilizando las pendientes sobre la curva del agua, como se realiza en el método de Buckley – Leverett. En el caso del polímero también se obtiene la pendiente trazando una recta tangente a la curva de flujo

fraccional de polímero, la cual parte desde un punto $-D_p$ sobre el eje de la saturación.

Como se puede observar en la Figura 10, la curva de saturación de polímero siempre se encontrara a la derecha de la curva de flujo fraccional del agua por su diferencia de viscosidad, por esta razón, al trazar la línea tangente a la curva de polímero partiendo desde el punto $-D_p$, esta línea cortara a la curva de flujo fraccional del agua para un valor de (S_{w1}, F_{w1}) , este valor de S_w representa la discontinuidad que existe entre el frente de polímero y el frente de agua que perdió polímero.

Teniendo en cuenta lo anterior, es importante encontrar las saturaciones, distancias y velocidades de cada frente, para calcular el caudal de aceite, petróleo producido y agua producida durante la inyección de polímero. A continuación, se explicarán las ecuaciones que representan la expresión de velocidad para cada frente.

Velocidad de frente de polímero y discontinuidad

$$\frac{df_{w3}}{dS_{w3}} = \frac{f_{w3}}{S_{w3} + D_p} \quad (22)$$

Donde:

$$x_D = x/L$$

$$\frac{df_{w3}}{dS_{w3}} = \text{Pendiente para frente de polímero}$$

$$D_p = \hat{C}/C_o$$

C_o = Concentración del polímero

$\hat{C}$ = Índice de adsorción.

Patton asume que el frente de polímero y el agua que ha perdido su concentración de polímero no son miscibles por su diferencia de viscosidad, sin embargo, el punto

de contacto entre el agua que pierde las especies de polímero y el frente de polímero viajan a la misma velocidad representada por la ecuación 22.

Los valores de saturación y flujo fraccional para la discontinuidad son obtenidos encontrando el punto de corte entre la línea tangente a la curva de flujo fraccional de polímero con origen $(-D_p, 0)$ con la curva de flujo fraccional de agua. Por otro lado, los valores de F_{w3} y S_{w3} corresponden a un punto encontrado con dicha línea tangente “a” sobre la curva de polímero.

La saturación del banco de agua que ha perdido especies de polímero y que se forma delante del frente de agua con polímero y su flujo fraccional, se encuentran haciendo uso de la curva de flujo fraccional del agua, encontrando la saturación del agua del frente como en el modelo de Buckley – Leverett ecuación:

Velocidad de banco de agua con saturación de agua inicial igual a saturación de agua inmóvil.

$$\frac{df_{wf}}{dS_{wf}} = \frac{f_{wf}}{S_{wf} - S_{wc}} \quad (23)$$

Donde:

$$x_D = x/L$$

$$\frac{df_{wf}}{dS_{wf}} = \text{Pendiente para frente de agua}$$

$$f_{wf} = \text{Flujo fraccional del frente}$$

$$S_{wf} = \text{Saturación de agua del frente}$$

$$S_{wc} = \text{Saturación de agua con nata}$$

O en caso de existir saturación de agua inicial la velocidad de banco de agua será:

$$\frac{df_{wf}}{dS_{wf}} = \frac{f_{wf} - S_{wi}}{S_{wf} - S_{wi}} \quad (24)$$

Donde:

$$x_D = x/L$$

$$\frac{df_{wf}}{dS_{wf}} = \text{Pendiente para frente de agua}$$

$$f_{wf} = \text{Flujo fraccional del frente}$$

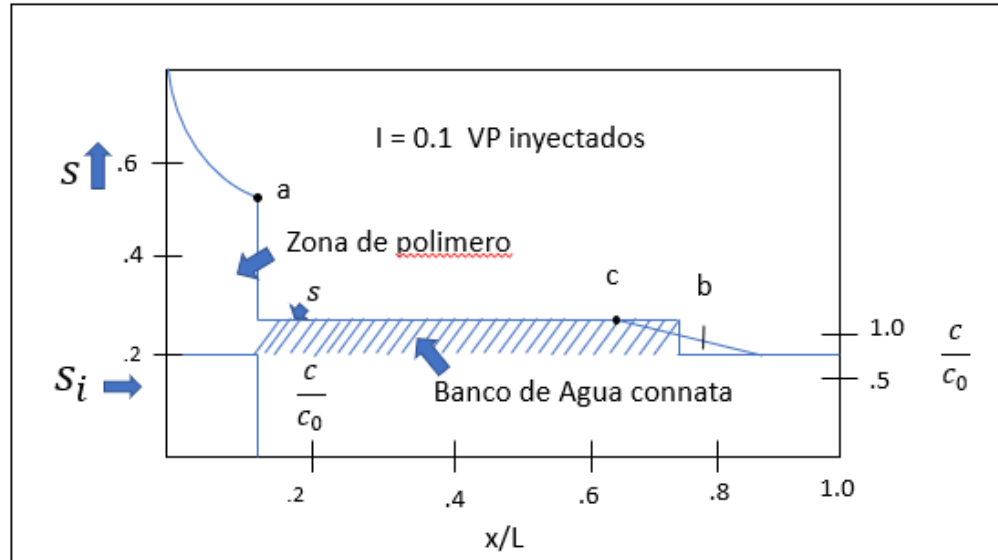
$$S_{wf} = \text{Saturación de agua del frente}$$

$$S_{wc} = \text{Saturación de agua inicial}$$

$$f_{wf} = \text{Flujo fraccional del agua inicial}$$

La existencia de la discontinuidad entre el frente del agua y la saturación de agua inicial o connata depende de la curvatura de la curva de flujo fraccional del agua entre el punto de saturación inicial y el punto de corte de la curva, en caso de que la pendiente sea negativa las concentraciones menores viajarán a mayor velocidad que las saturaciones mayores, por lo cual la forma del frente será como la línea “c” en la Figura 11. En este caso, ya que el perfil viajará más rápido se tendrá una ruptura en etapas tempranas del proceso.

Figura 11. Saturación analítica de agua y perfiles de concentración de polímeros para inundaciones de polímeros lineales



Fuente: Modificada de BROWN, W. O.: "Mobility of Connate Water During a Water Flood", Trans., AIME (1957) Vol. 210, 190-195

Finalmente, para encontrar las velocidades del bache de polímero a saturaciones mayores del frente, se calcula la pendiente para puntos de saturación mayor de dicho frente sobre la curva de flujo fraccional del polímero como se observa en la ecuación 25.

Velocidades para saturaciones de agua mayores que " S_{w3} "

$$\left. \frac{dx_D}{dI} \right|_{S_{w'}} = \left. \frac{df}{dS} \right|_{S_{w'}} \quad (25)$$

A través de la ecuación 22, 23 y 24 se puede modelar el proceso de inyección de polímero puesto que permite encontrar las posiciones del frente de agua, y del frente de saturación de polímero.

De acuerdo con la ecuación 23, el banco de agua connata llegara al pozo productor a $Vp = \frac{S_{w1}-S_{wi}}{f_{w1}}$ y el frente de polímero con su discontinuidad asociada llegara al pozo $Vp = (S_{w3} + Dp)/f_{w3}$.

Tabla 6. Ventajas y desventajas Modelo de Patton

Modelo Patton	
Ventajas	Desventajas
Presenta un modelamiento básico del desplazamiento de fluidos inmiscibles en el medio poroso	No logra describir la reducción de la composición del polímero en función del tiempo y del espacio.
Presenta un modelamiento básico de los fenómenos de adsorción que ocurren en el yacimiento durante una inyección de polímero	No considera la concentración y la viscosidad como variables en función del tiempo y el espacio
Permite realizar una aproximación al factor de recobro final una vez implementada la inyección de polímeros.	No tiene en cuenta como variable la temperatura del yacimiento
Requiere de poca información para su evaluación.	
Funcionan para sistemas unidimensionales no radiales	

2.2.3. Modelo analítico predictivo con degradación de polímero²¹ Con el fin de analizar el desplazamiento inmiscible y la degradación de polímero, se realizó un acople entre el modelo analítico segunda ley de Fick y el método de Buckley –

²¹ CASTELLANOS, Juan D, Estudio del uso de Modelos De Predicción Analítica En Procesos De Inyección De polímeros Mediante la Simulación Numérica De Yacimientos. 2018.

Leverett, este acople representa una representación cercana de dos fenómenos que suceden en el proceso de inyección de polímero con un requerimiento de data moderado.

2.2.3.1. Consideraciones

Las premisas importantes de este modelo predictivo son:

- Los fluidos y la roca son incompresibles.
- La inundación es isotérmica.
- No hay cambios de volumen en la mezcla.
- El efecto de la salinidad en la viscosidad del polímero es despreciable.
- La fuerza de gravedad y las fuerzas capilares son despreciables.
- No ocurre digitación viscosa.
- El banco de polímero inyectado desplaza completamente el agua connata con poco o nada de mezcla.
- No hay flujo cruzado entre capas.
- Cada capa es homogénea en permeabilidad, porosidad, espesor y S_{wi} .
- El volumen poroso inaccesible por la solución de polímero es despreciable.
- El coeficiente de difusión, la concentración y el flujo varían con el tiempo.
- El coeficiente de difusión depende de la posición.
- Sistema unidimensional

2.2.3.2. Desarrollo del modelo²² Como menciona Castellanos, para poder realizar el acople de estos modelos es importante tener en cuenta que, incluyendo los efectos de degradación establecidos por Fick, la concentración de polímero varía con la distancia, partiendo de un valor de concentración máximo en el pozo inyector, hasta valores muy bajos al acercarse al pozo productor. De igual manera, el tiempo también afecta los perfiles de concentración del polímero, por lo cual será un variable para tener en cuenta frente al acople de estos modelos.

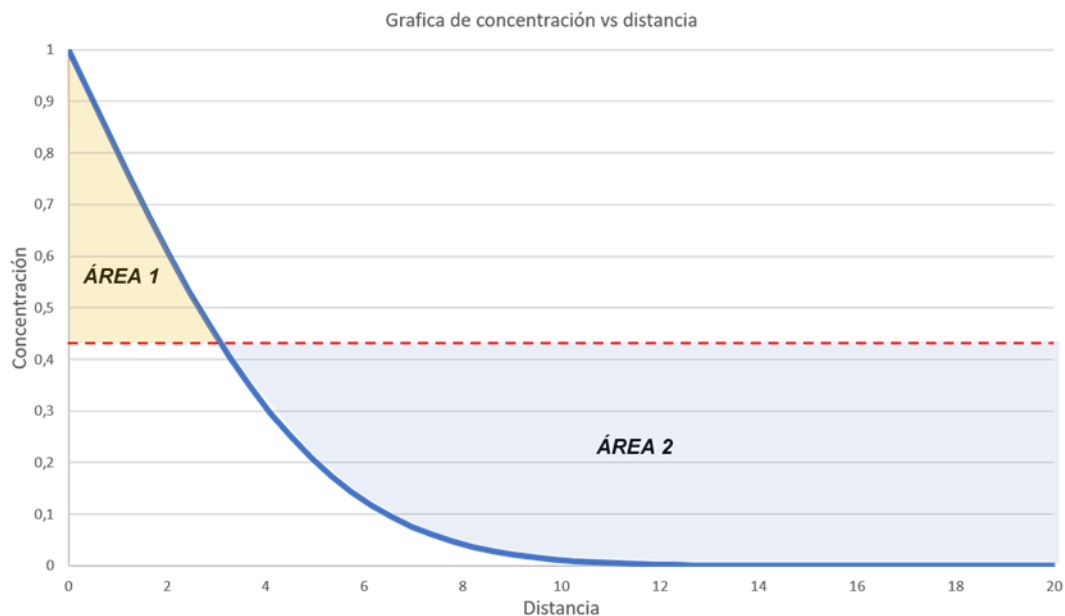
Las relaciones matemáticas y consideraciones del modelo de Fick se pueden encontrar en el numeral 2.2.4 donde se profundiza más sobre este modelo analítico.

2.2.3.3. Cambio de la concentración frente a la distancia²³ Como se había explicado anteriormente, el perfil de concentración muestra un cambio decreciente 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. Para dicho fin, se utiliza el método de igualación de áreas representado en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, donde se expone 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.

²² CASTELLANOS, Juan D, Estudio del uso de Modelos De Predicción Analítica En Procesos De Inyección De polímeros Mediante la Simulación Numérica De Yacimientos. 2018.

²³ Ibid pag 65

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



Fuente: Adaptada de CASTELLANOS, Juan D, Estudio del uso de Modelos De Predicción Analítica En Procesos De Inyección De polímeros Mediante la Simulación Numérica De Yacimientos. 2018.

Cuando el área 1 sea igual al área 2 como se muestra en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, 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 []*.

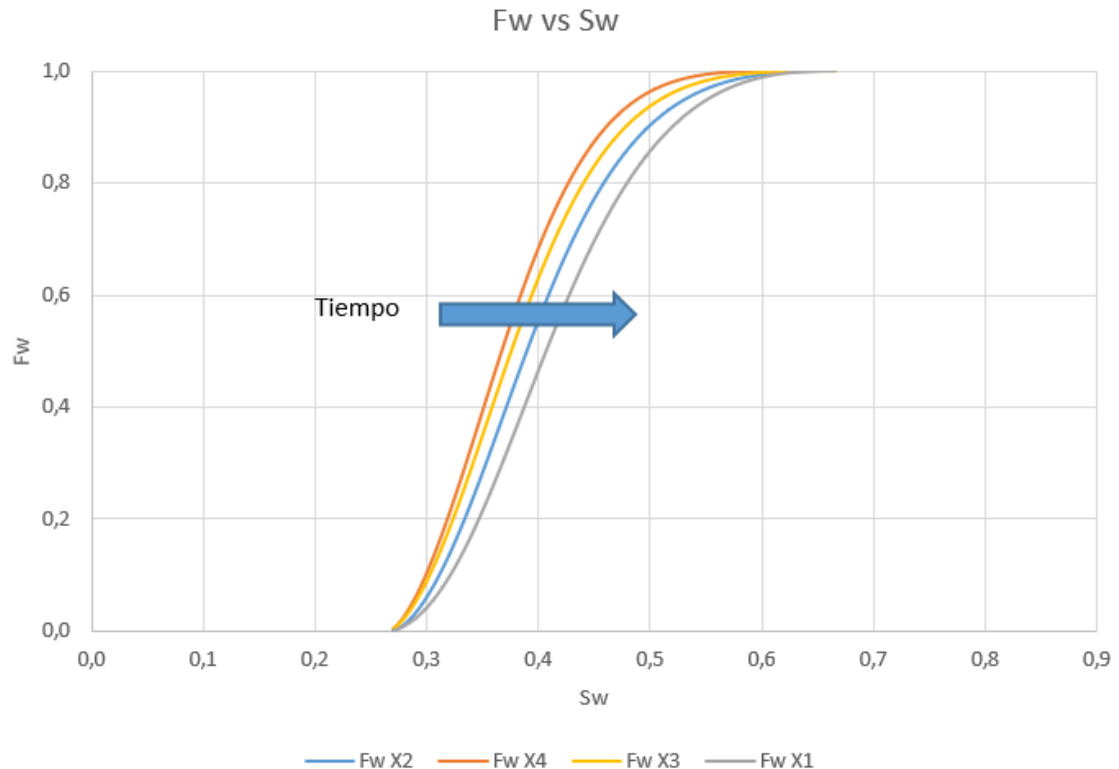
2.2.3.4. Cambio de la concentración en el tiempo²⁴.

Cabe resaltar que, la concentración del polímero presenta fluctuaciones en el tiempo que también deben tomarse en cuenta para la construcción del modelo analítico. Por cada tiempo encontramos un valor de concentración promedio diferente, por

²⁴ Ibid, pag 65

esta razón, es necesario encontrar el valor de concentración que se ajuste al perfil del frente y 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.

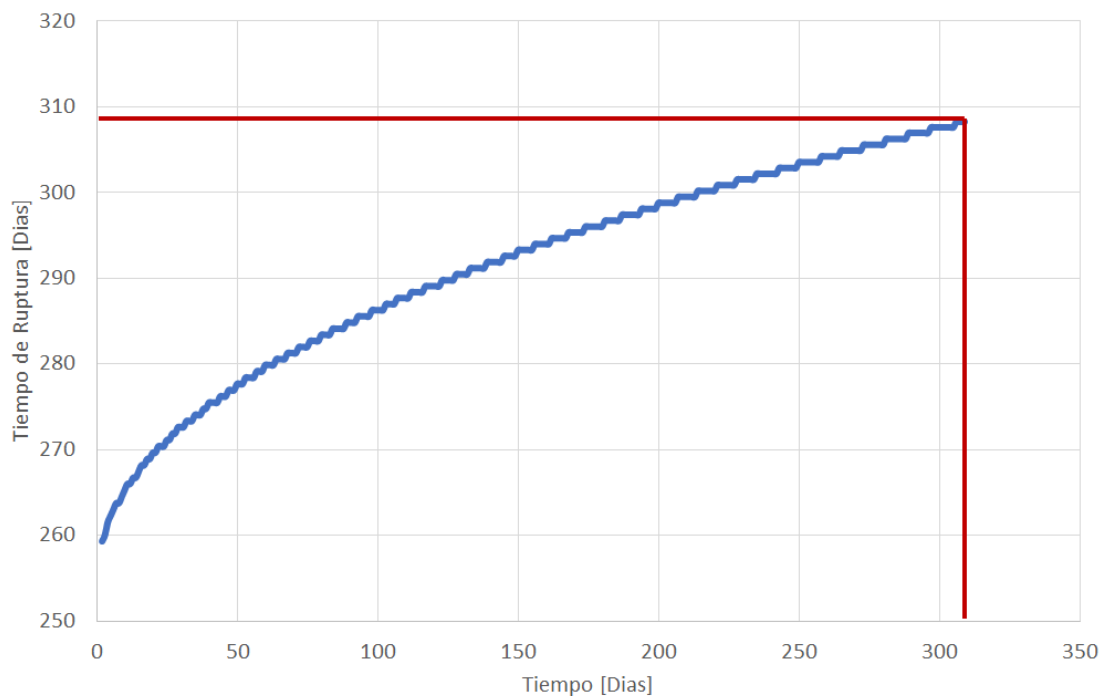
Figura 13. Cambio en el perfil de flujo fraccional con el tiempo, para un proceso de inyección de polímero modelado con Fick.



Fuente: Modificada de CASTELLANOS, Juan D, Estudio del uso de Modelos De Predicción Analítica En Procesos De Inyección De polímeros Mediante la Simulación Numérica De Yacimientos. 2018.

Con el fin de determinar el valor de concentración, en el momento de utilizar el modelo de Buckley – Leverett, se plantea que para cada valor de tiempo t , es posible definir un valor de concentración promedio, con el cual es posible calcular el tiempo de ruptura. A partir del análisis del comportamiento para el valor de tiempo de ruptura contra el tiempo supuesto de inyección, 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 contra 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



Fuente: Adaptada de CASTELLANOS, Juan, Estudio del uso de Modelos De Predicción Analítica En Procesos De Inyección De polímeros Mediante la Simulación Numérica De Yacimientos. 2018.

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 que, junto a la concentración, permitirá realizar los cálculos asociados al modelo de Buckley – Leverett como caudal de aceite, caudal de agua, relación agua – petróleo, entre otros.

Tabla 7. Ventajas y desventajas modelo de Buckley – Leverett corregido por la segunda ley de Fick.

Modelo de Buckley – Leverett corregido por la segunda ley de Fick	
Ventajas	Desventajas
Presenta un modelamiento básico del desplazamiento de fluidos inmiscibles en el medio poroso	No tiene en cuenta la adsorción y/o entrapamiento del polímero en el medio poroso
Presenta un modelamiento básico de los fenómenos de difusión que ocurren en el yacimiento durante una inyección de polímero	No se logra realizar sensibilidades del tamaño del bache y composición de polímero.
Permite realizar una aproximación al factor de recobro final una vez implementada la inyección de polímeros.	No tiene en cuenta como variable la temperatura del yacimiento
Requiere de poca información para su evaluación.	
Funcionan para sistemas unidimensionales no radiales	
Considera la concentración y por ende la viscosidad como variables en función del tiempo y el espacio	

2.2.4. Modelo segunda ley de Fick. La ley de Fick, explicada por Taheri, es una ley cuantitativa en forma de ecuación diferencial (ecuación 26) que describe diversos casos de difusión de energía o materia en un medio donde no hay equilibrio térmico o químico²⁵.

En el año 1885, Adolf Fick creó dos leyes para representar el efecto de la difusión en la concentración, especialmente la segunda ley refleja cómo la concentración cambia con el tiempo a través de una ecuación diferencial. Según Crank²⁶, la segunda ley de Fick se utiliza en la difusión no-constante, es decir cuando la difusión está en estado no estacionario, donde el coeficiente de difusión es independiente del tiempo.

La difusión es un proceso físico irreversible, en donde las partículas de un material se introducen en un medio en el cual no estaban originalmente, aumentando la entropía del medio y del soluto.

La ecuación diferencial de difusión se puede obtener al incluir la primera ley de Fick, la cual se explicará más adelante.

2.2.4.1. Suposiciones

- El coeficiente de difusión, la concentración y el flujo varían con el tiempo.
- El coeficiente de difusión depende de la posición.
- Sistema unidimensional

2.2.4.2. Relaciones matemáticas. El flujo de partículas o temperatura que existe en situaciones donde se tienen gradientes de concentración o temperatura, es

²⁵ Taheri, S., & al., e. (2010). Mass diffusion into bitumen: A sub- pore scale modelling SPE 138129.

²⁶ Crank. J, The mathematics of diffusion

similar físicamente. Este flujo se realiza en búsqueda de homogenizar la disolución desde los lugares con mayor concentración a los lugares de menor concentración, por esta razón se puede considerar al fenómeno como un proceso físico irreversible²⁷.

La expresión de la segunda ley de Fick para un sistema unidimensional se representa por la siguiente ecuación:

$$\frac{\partial C_x}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} \left(D \frac{\partial C_x}{\partial x} \right) \quad (26)$$

Donde:

Cx: Concentración del soluto

x: Espacio

t: Tiempo

D: Coeficiente de difusión

Para esta expresión, el coeficiente de difusión no depende de la concentración, pero sí de la posición. Para representar los cambios de concentración sobre el eje x en un interfaz químico/ aceite en un tiempo específico se tiene que:

$$C = C_o * \operatorname{erfc}\left(\frac{x}{2*\sqrt{D*t}}\right) \quad (27)$$

Donde:

Co: Concentración inicial

C: Concentración

x: Espacio

t: Tiempo

D: Coeficiente de difusión

²⁷Ibid.

Tabla 8. Ventajas y desventajas segunda ley de Fick.

Segunda ley de Fick	
Ventajas	Desventajas
Presenta un modelamiento básico de los fenómenos de difusión que ocurren en el yacimiento durante una inyección de polímero	No presenta un modelamiento básico del desplazamiento de fluidos inmiscibles en el medio poroso
Requiere de poca información para su evaluación.	No permite realizar una aproximación al factor de recobro final una vez implementada la inyección de polímeros.
Considera la concentración y por ende la viscosidad como variables en función del tiempo y el espacio	No tiene en cuenta la adsorción y/o entrapamiento del polímero en el medio poroso
Funciona para sistemas unidimensionales no radiales	

2.2.5. Modelo de Bentsen. En 1963 Bentsen²⁸, 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.

²⁸ Bentsen, R., & al., e. (1963). *A study of plane, radial miscible displacement in consolidated porous medium. SPE*, .

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.

2.2.5.1. Suposiciones

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

Tabla 9. Ventajas y desventajas modelo de Bentsen.

Método de Bentsen	
Ventajas	Desventajas
Considera la concentración y por ende la viscosidad como variables en función del tiempo y el espacio	No presenta un modelamiento básico del desplazamiento de fluidos inmiscibles en el medio poroso
Requiere de poca información para su evaluación.	No permite realizar una aproximación al factor de recobro final una vez implementada la inyección de polímeros.
Funcionan para sistemas unidimensionales radiales y no radiales	No tiene en cuenta la adsorción y/o entrapamiento del polímero en el medio poroso

2.2.6. Método de Noaman El-Khatib La compañía Petronas, apoyada por el investigador Noaman, con el objetivo de determinar las condiciones de concentración en las cuales el químico inyectado permanece por encima de la concentración crítica en cualquier punto del sistema, y el tiempo en el cual el bache alcanza ese punto; presenta en el 2010 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 Péclet, 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, constituye 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.

2.2.6.1 Suposiciones ²⁹

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

²⁹Jimenez, Ana María. Metodología para el diseño de baches en un proceso de inyección de polímeros a partir de fenómenos de interacción de roca / fluido presente.

Tabla 10. Ventajas y desventajas método de Noaman el-Khatib.

Método de Noaman el-Khatib	
Ventajas	Desventajas
Considera la concentración y por ende la viscosidad como variables en función del tiempo y el espacio	No presenta un modelamiento básico del desplazamiento de fluidos inmiscibles en el medio poroso
Presenta un modelamiento básico de los fenómenos de adsorción que ocurren en el yacimiento durante una inyección de polímero	No permite realizar una aproximación al factor de recobro final una vez implementada la inyección de polímeros.
Funcionan para sistemas unidimensionales no radiales	No tiene en cuenta la adsorción y/o entrapamiento del polímero en el medio poroso

2.3. FORTALEZAS Y DEBILIDADES DE LOS MODELOS PRESENTADOS

Como se observó anteriormente todos los modelos varían según su objeto de estudio y suposiciones, las cuales están relacionadas con la estructura del modelo y su utilidad. A partir de lo anterior, se identificaron las fortalezas y debilidades de cada modelo analítico, lo cual será determinante para escoger aquellos más representativos con el fin de determinar el comportamiento de una inyección de polímero a escala de laboratorio.

Los modelos por evaluar serán:

1. Modelo PFPM
2. Modelo de Patton
3. Modelo de Buckley – Leverett corregido por la segunda ley de Fick
4. Segunda ley de Fick

5. Método de Bentsen

6. Modelo de Noaman el-Khatib

En la Tabla 11, se ilustra a detalle el análisis realizado.

Tabla 11. Fortalezas y debilidades de los modelos analíticos estudiados.

Fortalezas	1	2	3	4	5	6
Presenta un modelamiento básico del desplazamiento de fluidos inmiscibles en el medio poroso	√	√	√			
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 adsorción que ocurren en el yacimiento durante una inyección de polímero	√	√				√
Requiere de poca información para su evaluación.		√	√	√	√	
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.						√
Permite realizar una aproximación al factor de recobro final una vez implementada la inyección de polímeros.	√	√	√			
Representa, al menos uno de los fenómenos (Adsorción, dispersión o difusión) que ocurren durante la inyección de fluido inmiscible en un yacimiento.	√	√	√	√	√	√
Considera la concentración y por ende la viscosidad como variables en función del tiempo y el espacio			√	√	√	√
Tiene en cuenta como variable la temperatura del yacimiento						
Funcionan para sistemas unidimensionales no radiales		√	√	√	√	√

2.4. SELECCIÓN DE MODELOS ANALITICOS PARA POLIMERO Y AGUA

Teniendo en cuenta los modelos anteriormente descritos, se puede llegar a la conclusión de que no existe el modelo analítico perfecto, ya que todos poseen un objeto de estudio limitado y sus consideraciones teóricas son amplias. Sin embargo, el uso de estos modelos en los estudios de factibilidad para una inyección de polímero representa una herramienta poderosa y útil que no requiere tiempos de cálculo extensos ni altas inversiones. Por este motivo y haciendo uso de la matriz de fortalezas presentada previamente, se selecciona el modelo de Patton para realizar una herramienta computacional que facilite y generalice la utilización de estos modelos en los estudios de factibilidad para un proceso de inyección de polímeros.

El modelo de Patton fue escogido puesto que es el que mejor representan un proceso de inyección de polímero a escala de laboratorio, consideraciones asociadas a este modelo como el flujo lineal de tipo pistón, homogeneidad del medio poroso, entre otros, son compatibles con las pruebas de factibilidad que constantemente se realizan en laboratorio.

Así mismo, y teniendo en cuenta que en ocasiones las rutinas experimentales implican la inyección de baches de agua acompañando los baches de polímero, se selecciona el método de Buckley – Leverett como el método más adecuado para realizar una aproximación al comportamiento de dicho bache.

3. DESARROLLO DE METODOLOGÍA PARA COMPARAR PROCEDIMIENTOS DE LABORATORIO CON LOS MODELOS ANALÍTICOS ESCOGIDOS

Una vez escogidos los modelos analíticos a utilizar y programar en la herramienta, es necesario diseñar una metodología que permita de manera sencilla encadenar los resultados de cada modelo con la ejecución del modelo siguiente, es decir, se hace importante utilizar los datos de salida del modelo analítico escogido para el agua que en este caso es el modelo de Buckley – Leverett, para la correcta ejecución, a manera conceptual, de los modelos elegidos para el polímero, en este caso el modelo de Patton.

Esta metodología es necesaria puesto que se busca simular procedimientos que comúnmente se corren en el laboratorio inyectando baches de fluido en una configuración agua-polímero-agua. Para lograr este empalme entre cada modelo es necesario remitirse a la teoría de desplazamiento unidimensional para inyección de químicos, agua viscosa y agua establecida en el tercer capítulo de Willhite & Green, la cual establece que un proceso de inyección de agua o polímero es un desplazamiento de fluidos inmiscibles a través de la roca.

3.1. CONSTRUCCIÓN METODOLOGÍA DE ACOUPLE MODELOS ANALÍTICOS

Teniendo en cuenta las consideraciones asociadas a cada modelo analítico y expuestas en el capítulo anterior, se procede a realizar una metodología que permita realizar un acople entre el modelo escogido para los baches de agua y el modelo escogido para el polímero con el objetivo de representar las configuraciones de inyección del tipo: agua – polímero – agua. Como se expresó durante el capítulo anterior, se eligió el modelo de Buckley - Leverett para representar el bache de inyección de agua. Adicionalmente se parte desde el principio de que el usuario conoce el tamaño de los baches de fluido que se inyectaran durante la prueba, por lo cual la corrida de cada modelo estará acotada por el volumen poroso inyectado

de cada fluido y el tiempo asociado a dicha inyección, este tiempo será estimado bajo la luz del modelo analítico en cuestión.

$$tn_D = \frac{1}{\text{Pendiente del bache}} \quad (\text{Adimensional}) \quad (28)$$

$$tn = \frac{tn_D * Vp}{Qt} \quad (\text{minutos}) \quad (29)$$

$$tr_D = \frac{1}{\frac{df_w}{dS_{wSwf}}} \quad (\text{Adimensional}) \quad (30)$$

$$\frac{df_w}{dS_w} = \frac{1}{\text{Volumen poroso del bache}} \quad (\text{Adimensional}) \quad (31)$$

Una vez calculado el tiempo adimensional “n”, el cual establecerá el límite de ejecución del modelo, se realiza una comparación con el tiempo de ruptura para dicho volumen poroso inyectado, puesto que el estado de ruptura del bache variará el cálculo de saturación de agua promedio y así mismo el acople entre los modelos.

3.1.1. Metodología de acople para modelo de Buckley-Leverett – Patton

Se da inicio al acople de los modelos con la ejecución del modelo analítico de Buckley – Leverett, para el cual se insertan valores de entrada asociados con propiedades de la roca, del fluido y del procedimiento de inyección propiamente.

Con las saturaciones presentes en el núcleo y el valor de las permeabilidades relativas en el end point para ambas fases, se realiza la determinación de las permeabilidades relativas para todas las posibles saturaciones utilizando la correlación de Corey generalizada.

$$k_{ro} = k_{rocw} \left[\frac{1 - S_w - S_{orw}}{1 - S_{iw} - S_{orw}} \right]^{n_{ow}} \quad (Adimensional) \quad (32)$$

$$k_{rw} = k_{rwro} \left[\frac{S_w - S_{iw}}{1 - S_{iw} - S_{orw}} \right]^{n_w} \quad (Adimensional) \quad (33)$$

Teniendo en cuenta las observaciones de Patton y lo descrito por Willhite, se asumirá que las curvas de permeabilidades relativas para el agua no se verán afectadas por la inyección de polímero, así que se utilizarán dichas curvas para todos los modelos seleccionados.

3.1.1.1. Bache de agua y modelo analítico Buckley – Leverett Una vez se hayan obtenido las curvas de permeabilidad, se procede a realizar el cálculo de la curva de flujo fraccional, con la cual es posible calcular la derivada del frente de inyección y proceder a establecer el estatus del bache de inyección a través de la fórmula 38 comparando su resultado con el tiempo de ruptura adimensional obtenido a través de la Ecuación 30.

Ecuación 34. Flujo fraccional Buckley – Leverett

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{k_o * \mu_w}{k_w * \mu_o}} \quad (Adimensional) \quad (34)$$

3.1.1.2. No irrupción primer bache de agua inyectado En caso de no existir irrupción por parte del bache inyectado se realizan los cálculos propios del modelo de Buckley Leverett, teniendo en cuenta las consideraciones teóricas asociadas al estado previo a la ruptura, por ejemplo, el carácter constante de las siguientes variables: tasa de producción de aceite, agua, relación agua - petróleo, flujo

fraccional y saturación de agua en el frente. Dichos cálculos se encuentran relacionados en la Tabla 4 del presente libro.

Una vez establecidos dichos valores, se procede a almacenar el valor de saturación del frente y su distancia recorrida a través del medio poroso. Estos valores se considerarán valores de entrada en el modelo analítico de Patton y permitirán su integración con el modelo de Buckley – Leverett.

3.1.1.3. Irrupción del primer bache de agua inyectado Si el bache de agua logra irrumpir, se realizan los cálculos relacionados al modelo de Buckley, teniendo en cuenta que después de irrupción, el flujo fraccional ya no es constante y debe ser calculado para tiempo mayores a irrupción, pero menores a los tiempos asociados con el bache de inyección. Estos cálculos se encuentran relacionados de igual manera en la Tabla 4, donde se describe este flujo fraccional variable como f_w' .

Una vez calculadas todas las variables del modelo y al llegar al tiempo de inyección, se guarda el valor de petróleo producido, saturación de agua promedio y tiempo de inyección, pues se utilizarán como valores de entrada para el modelo analítico de Patton.

3.1.2. Bache de polímero y modelo analítico Patton

Al iniciar el modelo correspondiente al bache de polímero (Patton) y conociendo el estado del bache de agua, se realiza una carga previa con los valores de salida anteriormente mencionados del modelo de Buckley – Leverett. Considerando el estado de irrupción del bache de agua se decidirá realizar diferentes cálculos con el fin de estimar la saturación de agua promedio y la velocidad de los frentes, una vez estos valores se hayan calculado se procederá a realizar los cálculos asociados con el modelo de Patton.

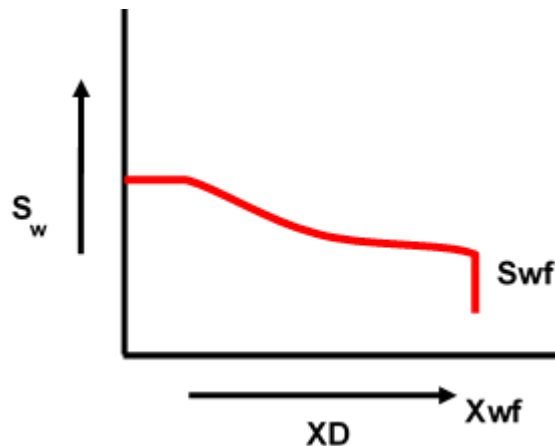
Como se observa en la explicación detallada del segundo capítulo del modelo de Patton, los cálculos para el frente de agua y de polímero se fundamentan en la teoría de flujo fraccional, por lo cual las fórmulas poseen una definición similar a las

definiciones de Buckley – Leverett, con la salvedad de que estos cálculos dependerán de un valor de flujo fraccional asociado al frente de saturación de agua y del frente de saturación del polímero.

3.1.2.1. Acople modelo Patton con bache de agua sin irrumpir En caso de no haber existido irrupción en el bache de agua inyectado, se utilizarán como datos de entrada la distancia desde el punto de inyección hasta el punto donde se encuentra el frente de inyección, este punto de inyección está relacionado a una saturación S_{wf} la cual viaja a la velocidad más alta dentro del medio poroso, velocidad determinada por la derivada de la curva de flujo fraccional del agua, esto lo podemos ver representado en la Figura 15.

Teniendo en cuenta que S_{wf} es el punto que viaja a mayor velocidad dentro del núcleo se realizaron los cálculos con las variables de flujo fraccional y saturación del frente hasta que el bache alcance ruptura.

Figura 15. Perfil de saturación contra distancia para inyección



Fuente: GREEN, Don W. y WILLHITE, G. Paul. Chemical flooding. En: Enhanced oil recovery. Richardson, Texas: Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers, 1998.

Una vez se alcanzado el estado de ruptura y dando inicio al modelo de Patton, se procede a calcular los valores de flujo fraccional para el polímero, haciendo uso de la ecuación 33. Por medio de esta junto a las permeabilidades relativas calculadas para el agua y cambiando la viscosidad del agua por la viscosidad del polímero, se genera la gráfica de flujo fraccional para el polímero, la cual se aconseja dibujar junto a la curva del agua con el fin de obtener una solución gráfica.

Como se observa en la Figura 10, se traza una línea tangente a la curva de flujo fraccional de polímero desde el valor $-D_p$ la cual cruza la curva de flujo fraccional del agua. El punto de encuentro entre la línea tangente a la curva de polímero y la curva de flujo fraccional marca la discontinuidad entre el frente de polímero y el frente de agua denominada S_{w1} , una vez se establece el valor de saturación y flujo fraccional para este punto se hace necesario comparar la saturación del frente con la saturación del punto de corte.

3.1.2.2. Saturación de frente mayor que saturación de punto de corte En caso de que la saturación del frente sea mayor que la saturación del punto de corte se toma como punto de inflexión la saturación del frente y la distancia estará dada por la distancia del frente más la saturación asociada al flujo fraccional del punto de corte.

$$X_{Dwf} = \left(t_D * \frac{df_{wf}}{dS_{wf}} \right) + X_{D(bl)} \quad (Adimensional) \quad (35)^{30}$$

Dónde:

- X_{Dwf} = Distancia adimensional para frente de agua
- t_D = Tiempo adimensional de inyección
- $\frac{df_{wf}}{dS_{wf}}$ = Pendiente del frente de agua

³⁰ GREEN, Don W. y WILLHITE, G. Paul. Chemical flooding. En: Enhanced oil recovery. Richardson, Texas: Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers, 1998.

- X_{Dbl} = Distancia adimensional para frente de agua para Buckley Leverett

Luego de obtener la distancia adimensional para el frente de Swf, se procede a calcular la distancia adimensional asociada al polímero.

$$X_{Dp} = \left(t_D * \frac{df_{w3}}{dS_{w3}} \right) \quad (Adimensional) \quad (36)^{31}$$

Dónde:

- X_{Dwp} = Distancia adimensional para frente de polímero
- t_D = Tiempo adimensional de inyección
- $\frac{df_{w3}}{dS_{w3}}$ = Pendiente del frente de polímero

Una vez obtenidas las distancias para el frente de polímero y el frente del agua se hace uso de la ecuación 37 por medio de la cual se realiza el calculo de la saturación de agua promedio hasta la ruptura del frente de agua.

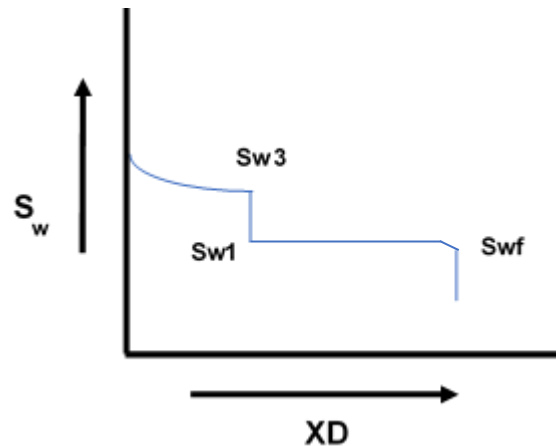
$$\overline{S_w} = X_{D3} * \overline{S_{w3}} + (1 - X_{D3}) * \overline{S_{wf}} \quad (Adimensional) \quad (37)^{32}$$

3.2.2.3. Saturación de frente menor que saturación de punto de corte En caso de que la saturación del frente sea menor que la saturación del punto de corte, se podrá observar tres saturaciones en la gráfica de Saturación vs Distancia adimensional. Estas saturaciones serán: la saturación del frente, la cual estará delante de la saturación del punto de corte que se extenderá hasta la discontinuidad de saturaciones que existe con el frente de polímero, esto se observa de mejor manera a través de la Figura 16.

³¹ Ibid, pag 42

³² Ibid, pag 42

Figura 16. Perfil de saturación contra distancia para saturación del frente menor que punto de corte



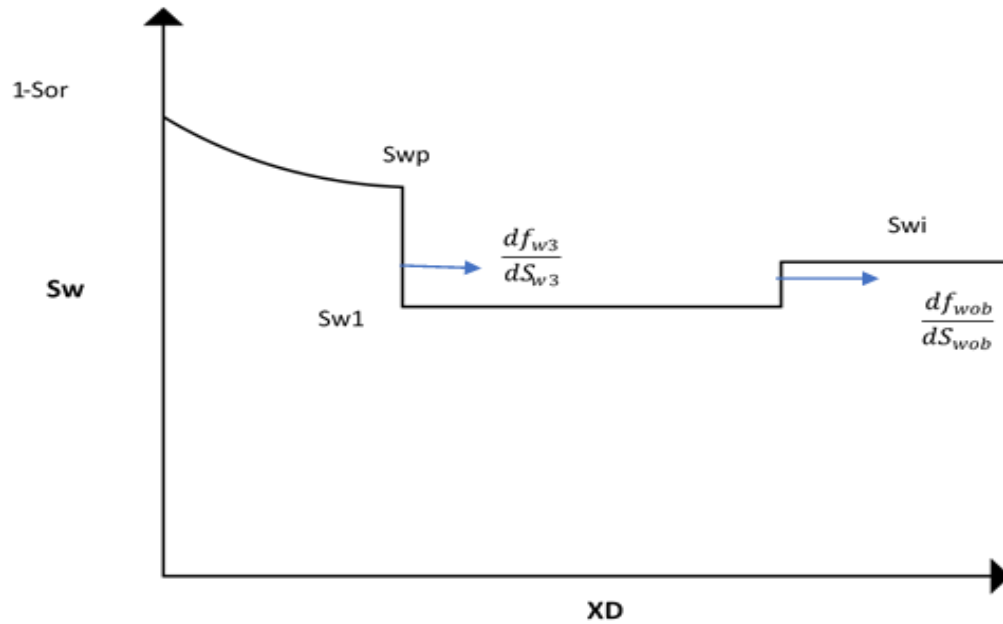
Fuente: GREEN, Don W. y WILLHITE, G. Paul. Chemical flooding. En: Enhanced oil recovery. Richardson, Texas: Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers, 1998.

Haciendo uso de la ecuación 35 y 36 se encuentran las distancias de los tres frentes de saturación presentes en el medio poroso, una vez obtenido estos valores es necesario conocer el estado de irrupción del bache de polímero y realizar los cálculos asociados al modelo de Patton.

3.2.3. Acople modelo Patton con bache de agua que irrumpe En el caso del acople del modelo de Patton para un bache de agua que irrumpe, se hace uso de la saturación promedio final con la que llega el bache al final del núcleo y se utiliza como un nuevo dato de entrada para saturación inicial. Una vez se ha establecido la nueva saturación inicial, se determina la gráfica de flujo fraccional y los cálculos asociados al modelo analítico de Patton bajo esta nueva condición de saturaciones en el medio poroso.

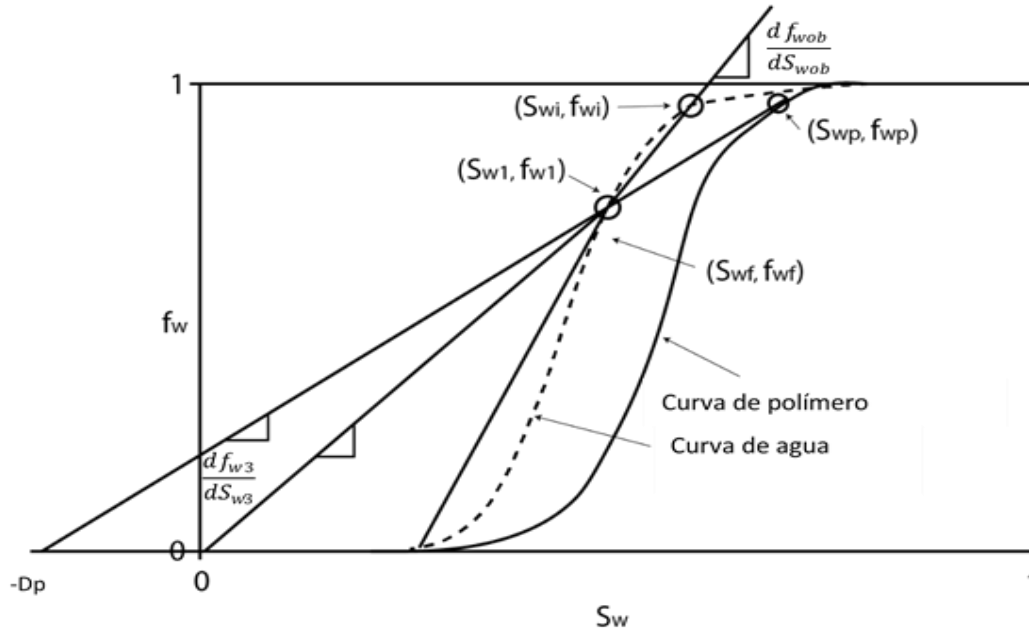
En caso de que la nueva saturación inicial se debe realizar un ajuste explicado a través de la Figura 17 y la Figura 18.

Figura 17. Perfil de saturación para inyección de polímero a alta saturación de agua



Fuente: SHENG, James J. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery: theory and practice.2011.

Figura 18. Curvas de flujo fraccional de agua y polímero para concentraciones de saturación inicial mayores a punto de corte



Fuente: SHENG, James J. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery: theory and practice.2011.

Como se muestra en la Figura 17, en caso de existir una alta concentración de agua inicial al momento de inyectar el polímero, se crearán dos discontinuidades en el perfil de saturaciones, la primera discontinuidad estará dada entre la saturación inicial del sistema (S_{wi}) y la saturación S_{w1} , dicha discontinuidad representa el banco de aceite que se forma al momento de inyectar el polímero dentro del medio poroso, dicho banco de aceite viaja a una velocidad específica encontrada bajo la ecuación 38.

$$f'_{wob} = \frac{f_{wi} - f_{w1}}{S_{wi} - S_{w1}} \quad (38)$$

En el caso de la segunda discontinuidad, la cual está representada entre S_{w1} y S_{wp} en la Figura 17, viajara bajo las mismas condiciones de la discontinuidad entre la saturación de polímero y el punto de corte, explicado en el modelo de Patton, dicha

velocidad puede ser encontrado con la ecuación 22, representada en el capítulo anterior.

3.2.4. Estado de irrupción bache de polímero. Una vez se establece el estado del bache de agua previamente inyectado, es necesario conocer si el volumen poroso inyectado de polímero modelado mediante la ley de Patton alcanza el estado de irrupción, pues como se ha mencionado a lo largo de este capítulo, dicho estado condicionara la integración con los modelos analíticos siguientes. Con el fin de ampliar la aplicabilidad del software a diseñar y conociendo que, a nivel experimental y a nivel de campo, la inyección de baches de polímero acompañados por baches de agua hace parte de una práctica generalizada en la industria de los hidrocarburos, se hace necesario conocer si el volumen poroso inyectado alcanza los dos estados de ruptura.

3.2.4.1. No irrupción del frente de agua. Con el fin de conocer si el frente de agua irrumpe, se realiza una comparación entre el tiempo de inyección del bache de polímero y el tiempo de ruptura del frente del agua. En caso de que el frente de agua no alcance el estado de irrupción, es necesario guardar los datos de la saturación, flujo fraccional y pendiente del frente, de la discontinuidad y del polímero, así como las distancias adimensionales de cada frente pues estos datos serán utilizados como datos de entrada para el eventual acople con el modelo de Buckley – Leverett.

3.2.4.2. Irrupción del frente de agua. En caso de que el frente de agua alcance el estado de irrupción porque el tiempo del bache de polímero es mayor que el tiempo de ruptura para el frente de agua, pero menor que el tiempo de ruptura del frente de polímero, se guardara únicamente como datos de entrada la saturación y distancia adimensional del frente de polímero.

3.2.4.3. Irrupción del frente de polímero. Si el frente de polímero alcanza el estado de irrupción se debe almacenar los datos de saturación asociado al volumen poroso

correspondiente al bache de polímero, pues el tiempo asociado al bache de polímero resultara mayor a la ruptura.

3.2.4. Bache final de agua y modelo analítico Buckley - Leverett

Finalmente, para modelar la inyección de un bache de agua después de inyectar un bache de polímero es necesario realizar una integración entre el modelo de Patton y Buckley – Leverett, para realizar esta integración se hace uso de los datos de entrada aportados por Patton, en este caso las saturaciones y la distancia adimensional de los frentes presentes en el medio poroso.

3.2.4.1. Acople para modelo analítico Patton – Buckley Leverett

Con el fin de simular una inyección de polímero por bache se realiza la integración del modelo escogido para simular la inyección de agua, como lo es Buckley – Leverett con el modelo de Patton. Para realizar dicha integración es importante conocer el estado de irrupción del bache de polímero que bajo el modelo de Patton costa de dos frentes, a continuación, se presenta las consideraciones correspondientes para cada estado de irrupción.

3.2.4.2. Acople para modelo analítico Patton – Buckley Leverett sin irrupción del frente de agua

En caso de que el frente de agua no haya irrumpido al iniciar la inyección del bache de agua final, se asumirá que parte del agua inyectada sobrepasara el perfil saturación de polímero y viajara a la misma velocidad del frente del agua, puesto que es el frente que tiene mayor velocidad lineal dentro del medio poroso³³. Una vez el bache de agua irrumpa, se realizarán los cálculos propios de la integración entre el modelo de Patton y Buckley – Leverett.

³³ GREEN, Don W. y WILLHITE, G. Paul. Chemical flooding. En: Enhanced oil recovery. Richardson, Texas: Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers, 1998.

Para estimar el valor del volumen poroso del agua que adelantará el frente de polímero y permitirá al frente de agua llegar al estado de ruptura se hace uso de la siguiente formula.

De la ecuación 30 se deduce que:

$$Vp_{ruptura} = \frac{1}{\frac{df_w}{dS_w}} \quad (Adimensional) \quad (39)$$

Dónde:

- $Vp_{ruptura}$ = Volumen poroso asociado a la ruptura de un bache
- $\frac{df_w}{dS_w}$ = Pendiente del bache para ruptura

Comparando este volumen poroso frente al volumen poroso del bache se obtendrá el volumen adimensional de agua inyectada que se adelanta el frente de polímero y hará que el frente llegue a ruptura, denominado Vp_1 para efectos prácticos.

$$Vp_1 = Vp_{ruptura} - Vp_{bache} \quad (Adimensional) \quad (40)$$

Finalmente, cuando el frente de agua irrumpe, es posible realizar el acople con el modelo de Buckley – Leverett como se describe a continuación.

3.2.5. Acople para modelo analítico Patton – Buckley Leverett con irrupción del frente de agua

Para lograr un acople entre estos dos modelos, se debe utilizar el concepto de inyección de baches descrito por Willhite³⁴, el cual permite modelar a través de la ecuación de flujo fraccional y demás relaciones asociadas al modelo analítico de

³⁴ Ibid pag 131

Buckley – Leverett el comportamiento de un bache de empuje detrás del bache de polímero.

Para este acople se debe tener en cuenta que no se consideraran los efectos de digitación viscosa y así como no se tendrá en cuenta el volumen poroso inaccesible, de igual manera las consideraciones serán las mismas consideraciones asociadas a los modelos analíticos de Buckley – Leverett y Patton.

Partiendo de la ecuación:

$$q_t t_0 C_0 = AX_3^*(1 - \phi)p_r A_i + (X_3^* - X_r^*)A(\phi \bar{S}_{wr}^* - \phi_{IPV}) C_0^{35} \quad (41)$$

Dónde:

- q_t = Caudal de inyección
- t_0 = Tiempo de inyección
- C_0 = Concentración
- A_i = Polímero inyectado
- p_r = Polímero retenido
- A = Área Transversal
- X_3^* = Distancia frente polímero
- X_r^* = Distancia frente de bache de empuje
- ϕ = Porosidad

³⁵ Ibid, pag 132

- $\emptyset_{IPV}$ = Volumen poroso inaccesible
- $\bar{S}_{wr}^*$ = Saturación de agua promedio para bache de empuje

En la ecuación 41 se puede observar que el primer término representa a la masa de polímero inyectado, el segundo hace referencia a la cantidad de polímero retenido en la roca que ha sido contactada por el polímero y el tercer término representa la cantidad de polímero en el volumen poroso accesible con la concentración C_0 . Para calcular la saturación de agua promedio para el bache de empuje se hace uso de la ecuación de Welge, dando como resultado:

$$\bar{S}_{wr}^* = \frac{f'_{w3} S_{w3}^* - f'_{wr} S_{wr}^*}{f'_{w3} - f'_{wr}} - \frac{f_{w3} f_{wr}}{f'_{w3} - f'_{wr}} \quad (42)$$

Dónde:

- f'_{w3} = Derivada del flujo fraccional para bache de polímero
- f'_{wr} = Derivada del flujo fraccional para bache de empuje
- X_{D3}^* = Distancia adimensional del frente polímero.
- X_{Dr}^* = Distancia adimensional del frente del bache de empuje.
- $\bar{S}_{wr}^*$ = Saturación de agua promedio para bache de empuje.
- f_{w3} = Flujo fraccional para saturación del polímero.
- f_{wr} = Flujo fraccional para saturación del bache de agua de empuje.

Para calcular el valor de t_{Dr} es necesario calcular el valor de tiempo adimensional de inyección para el bache de polímero, este tiempo t_{D0} está dada por:

$$t_{Do} = X_{D3}^* D_p + (X_{D3}^* - X_{Dr}^*)(\bar{S}_{wr}^* - \phi_e) \quad (43)$$

$$X_{D3}^* = f'_{w3}^* * t_D$$

Dónde:

- t_{do} = Tiempo adimensional de inyección para el bache de polímero
- X_{D3}^* = Distancia adimensional del frente polímero.
- D_p = Coeficiente de adsorción
- X_{Dr}^* = Distancia adimensional del frente del bache de empuje.
- $\bar{S}_{wr}^*$ = Saturación de agua promedio para bache de empuje.
- ϕ_e = Porosidad efectiva.

Una vez calculado el tiempo adimensional de inyección para el bache de polímero es posible conocer el tiempo adimensional para el bache de empuje de agua.

$$t_{Dr} = \frac{t_{Do}}{f'_{w3}^*(\bar{S}_{wr}^* + D_p - \phi_e) - f'_{wr}^*(\bar{S}_{wr}^* - \phi_e)} \quad (44)$$

A través de las presentes formulas se hace posible encontrar una distancia adimensional para cada valor de saturación del bache de agua inyectado después de inyectar el bache de polímero, ahora bien, se hace necesario poder establecer dichas saturaciones y su flujo fraccional con el fin de modelar el comportamiento de la inyección y sus resultados como petróleo producido, relación agua petróleo, entre otros.

Para conocer los valores de saturación y flujo fraccional se traza una línea desde el valor $(D_p, 0)$, en la gráfica de flujo fraccional contra saturación, hasta cortar las gráficas de polímero y agua de las cuales se podrá extraer el valor de saturación, flujo fraccional y derivada del bache de agua de empuje.

3.2.5.1. Acople para modelo analítico Patton – Buckley Leverett con irrupción del frente de polímero

En el caso de que el bache de polímero haya irrumpido, el acople se realizara utilizando el modelo de Buckley – Leverett con los valores de saturación correspondientes al límite del volumen poroso del bache. Este valor de saturación será un dato de entrada para la nueva saturación inicial del modelo, una vez cargado la nueva saturación se actualizará los valores de OOIP, S_{wi} . Esto permitirá correr el modelo de Buckley – Leverett y tener una predicción sobre el rendimiento que tendrá el bache de empuje.

4. DESARROLLO DE LA HERRAMIENTA SOFTWARE BPL

Para desarrollar el algoritmo y la interfaz gráfica para el usuario, se escogió el entorno informático Visual Basic, especialmente su integración con Microsoft Excel, puesto que es una herramienta tradicional y familiar para cualquier usuario, facilitando la comprensión y uso de esta.

La programación de la herramienta se realizó de manera modular, lo que permitió simplificar el proceso de programación y reutilizar rutinas que son repetitivas en la ejecución de los tres modelos analíticos programados en esta herramienta por su carácter unidimensional. De igual manera, se utilizaron objetos virtuales como matrices y vectores, que permiten optimizar el tiempo de cálculo de la herramienta ya que funcionan como un almacenamiento temporal sin involucrar propiamente las

hojas de Excel, las cuales acarrearán procesos que retrasan la ejecución de los modelos.

En busca de la funcionalidad de la herramienta, también se aplicó API's las cuales permitieron conectarla con Microsoft Word para producir así reportes en PDF una vez la herramienta deje de correr, permitiendo de tal manera generar valor para el usuario que desee correr la herramienta.

BPL, por la abreviación de “Buckley - Patton -Leverett ”, es una herramienta software que permite la predicción del comportamiento de una inyección de polímero a nivel de laboratorio, basándose en modelos analíticos unidimensionales, los cuales son actualmente una herramienta poco utilizada para determinar la factibilidad de un proceso de recobro mejorado con polímeros. El software incorpora una interfaz sencilla, intuitiva y amigable con el usuario, permitiendo conocer el resultado de una prueba de inyección de polímeros en cuestión de minutos, y así examinar la viabilidad y funcionalidad de realizar la prueba en laboratorio.

Figura 19. Pantalla inicial de la herramienta



Fuente: Herramienta software BPL.

BPL se compone de una pantalla inicial de entrada como se observa en la Figura 19, la cual consiste en una interfaz gráfica y un botón llamativo para iniciar el proceso e invitar al usuario a utilizar la herramienta. Una vez el usuario haya pulsado el botón, la herramienta despliega un formulario general con datos de entrada que compartirán todos los modelos, estos datos están compuestos por características físicas referentes a la roca, el fluido desplazante, la tasa de inyección y la dimensión de los baches a inyectar en el núcleo, distinguiendo entre salmuera y polímero. Todos los datos requeridos por la herramienta son de vital importancia, en consecuencia, es necesario ingresar los datos generales y los datos respectivos para cada bache de fluido, permitiendo que la herramienta pueda simular un proceso de inyección Agua-Polímero-Agua, corriendo el modelo correspondiente a cada modelo, según el volumen poroso de inyección y el tiempo de inyección asociado a dicho volumen.

Por otro lado, y teniendo en cuenta las necesidades de los usuarios, se decidió permitir al software correr un único modelo analítico, permitiendo conocer el rendimiento de una inyección para un solo fluido, por lo cual, en el caso de ser salmuera o agua, BPL utilizara el modelo de Buckley – Leverett hasta el límite especificado por el usuario para dicho bache, o, en su defecto, si el usuario decide simular únicamente un bache de polímero, BPL correrá los modelos elegidos para polímeros, a saber: Modelo de Patton y Modelo de Buckley – Leverett corregido por la segunda ley de Fick; estos también se calcularán hasta el límite especificado por el usuario, para el bache de polímero.

Esto permite que la herramienta se ajuste a los requerimientos que tenga el usuario, ofreciendo como gran ventaja la evaluación del método de inyección de polímeros a nivel de laboratorio, sin incurrir en grandes costos como los asociados a la realización de la prueba experimental, permitiendo medir la factibilidad, más allá de los screening ofrecidos por la literatura y brindando una noción sobre la factibilidad de escalar a campo este método de recobro.

4.1 ALGORITMO DE LA HERRAMIENTA

A continuación, se presentan un diagrama de flujo, que facilitara el entendimiento de la herramienta software y explicara al usuario paso a paso la lógica utilizada para su programación.

Figura 20. Esquema lógico del software BPL

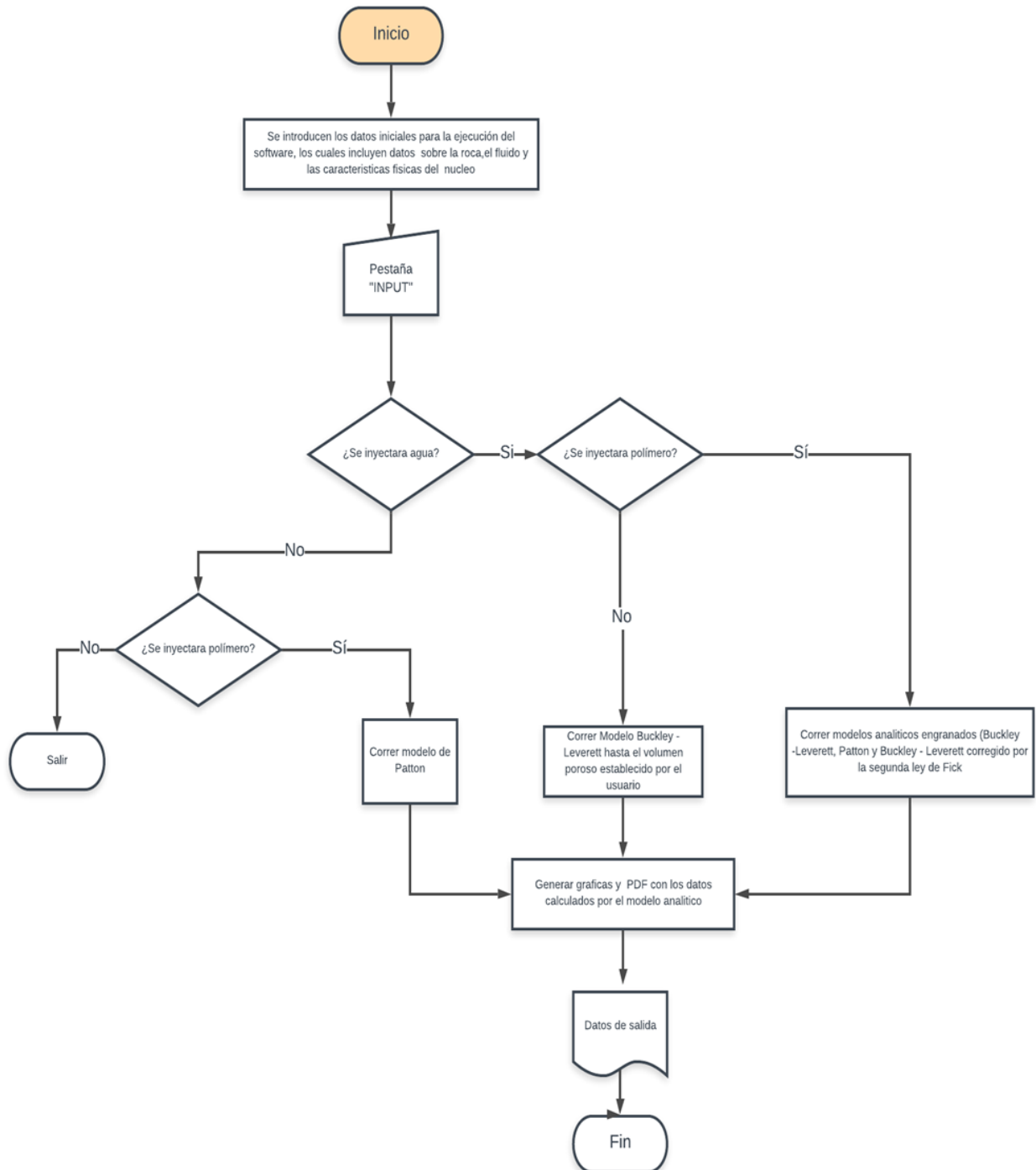
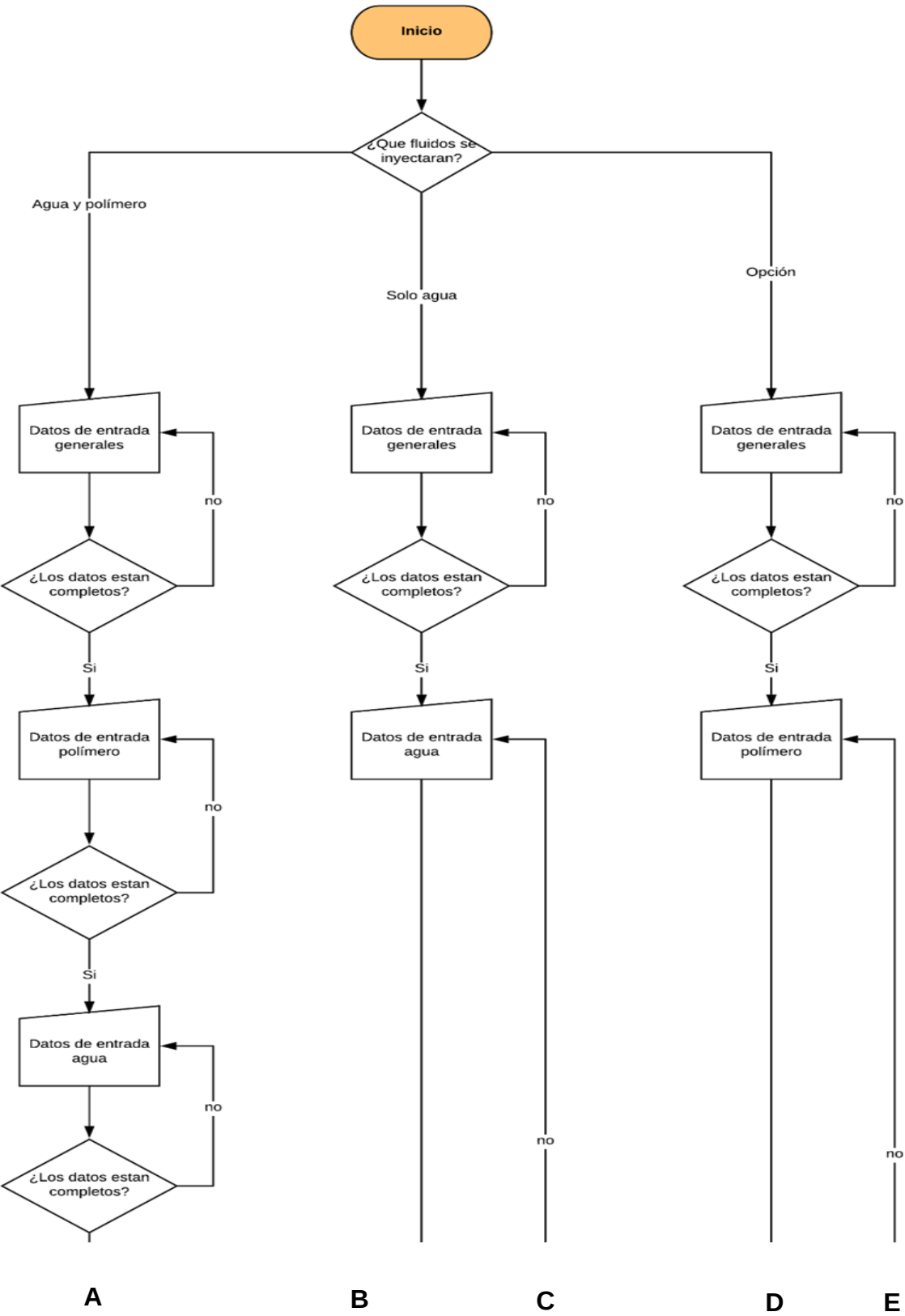
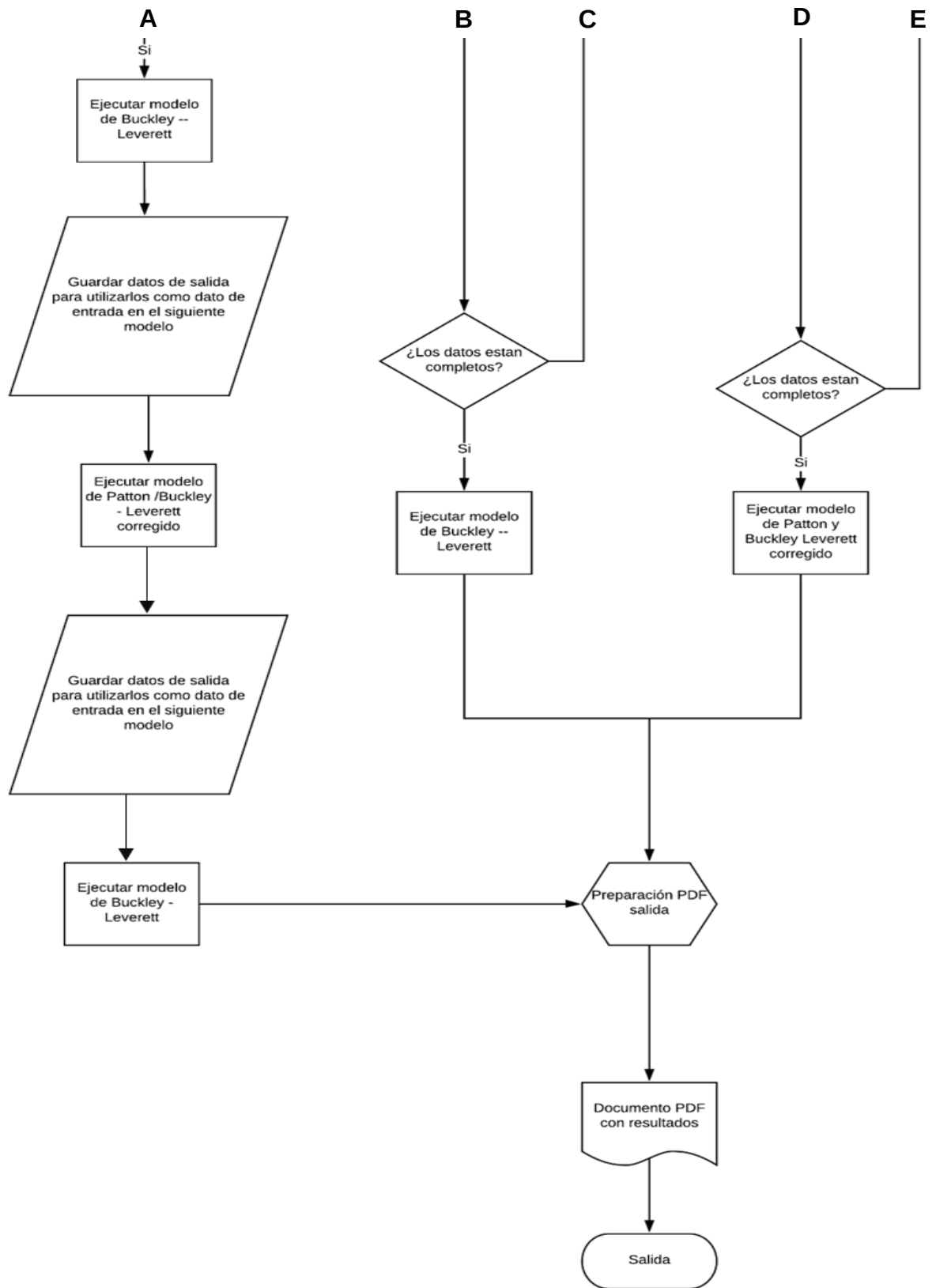


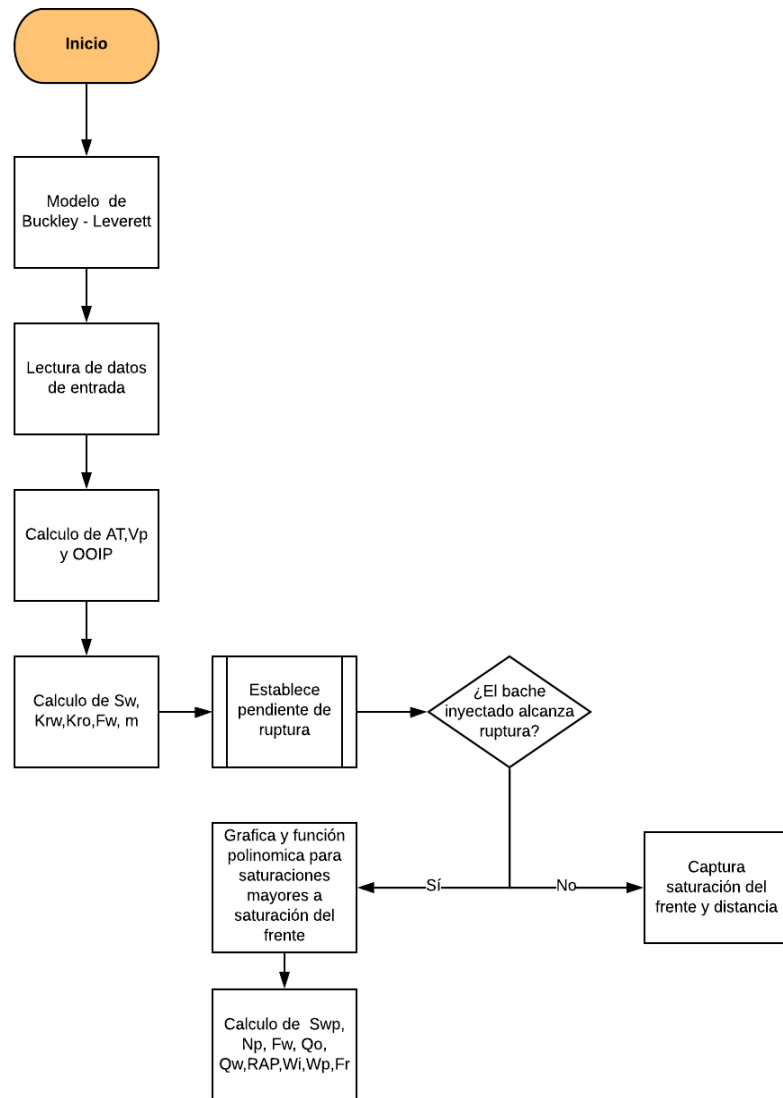
Figura 21. Esquema general del software BPL



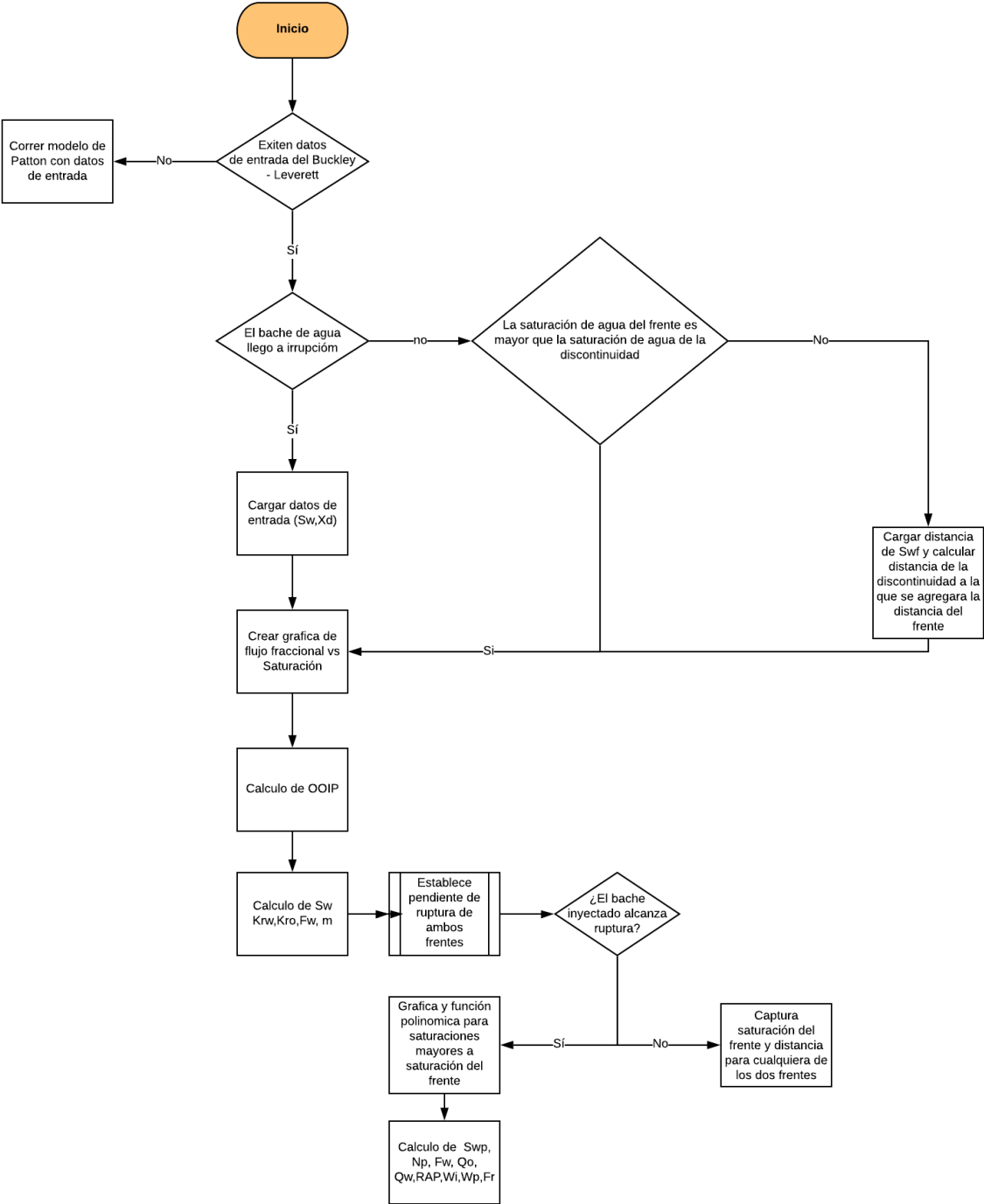


A continuación, se ampliará la información de los modelos y la lógica que sigue el software BPL

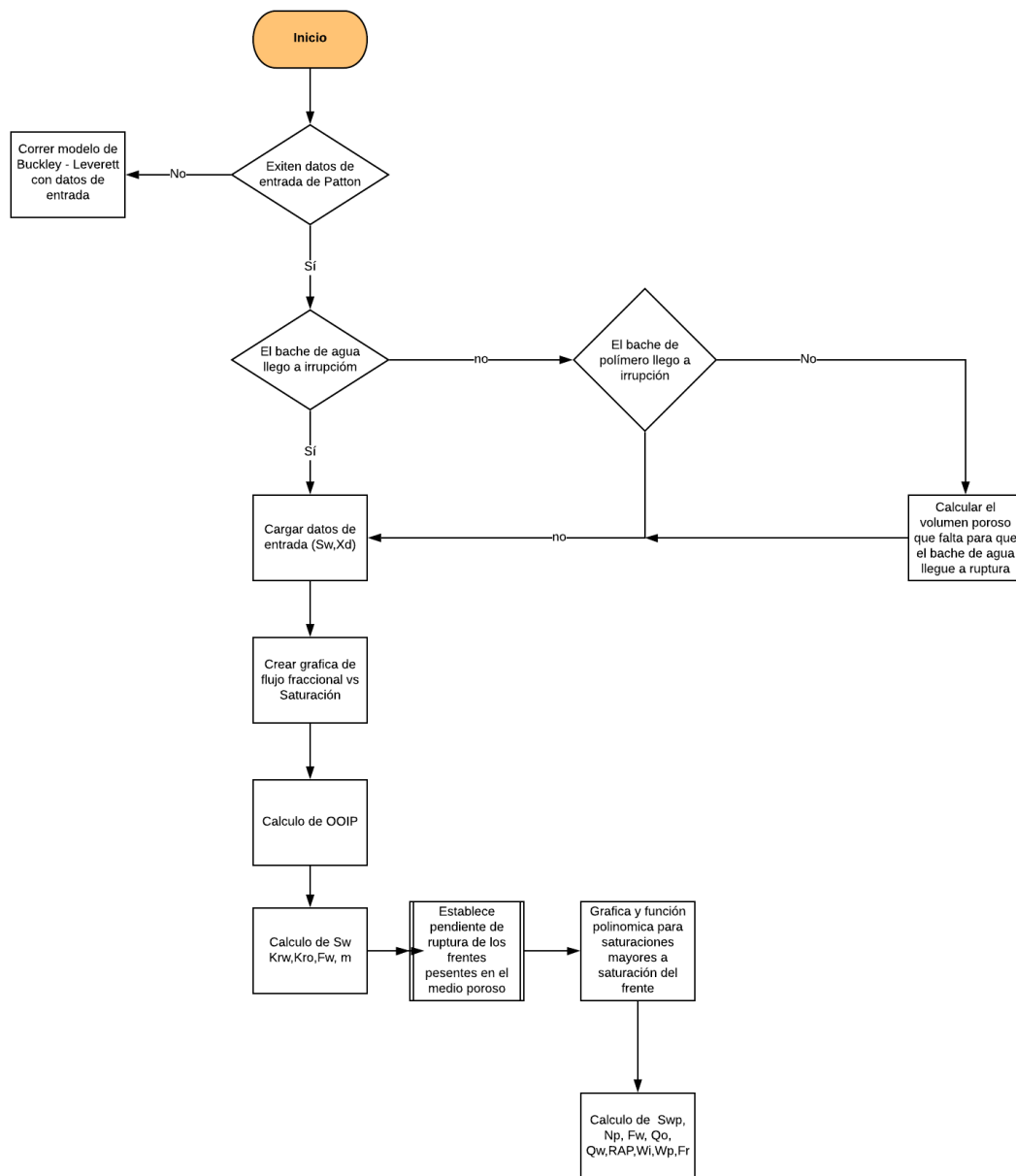
4.1.1. Modelo de Buckley – Leverett



4.1.2. Modelo de Patton



4.1.3. Modelo de Buckley – Leverett después de inyección de bache de polímero



4.2. VARIABLES DE ENTRADA

La herramienta BPL incluye dos formularios en donde se solicitan los datos de entrada necesarios para correr los modelos analíticos asociados a la herramienta. A pesar de que todos los modelos compartirán datos, existen datos únicos para cada modelo, por lo cual se solicita esta información en una pestaña aparte para guiar de mejor manera al usuario.

Por otro lado, la información que es constante para todos los modelos como las características físicas de la roca, los factores volumétricos y la tasa de inyección se introducirán en el primer formulario y no habrá necesidad de volver a ingresar estos datos en las pestañas siguientes.

Una vez introducido los datos correspondientes a los valores de entrada de la herramienta, esta procederá a ejecutar los modelos analíticos en segundo plano basándose en la metodología descrita en el capítulo anterior.

Figura 22. Primera pestaña de la herramienta BPL

BPL
DATOS DE ENTRADA GENERAL

Inyección de Agua
Inyección de Polímero
Inyección de Agua - Polímero

Variable	Valor
ϕ	0.10
K	200.00
Swc	0.25
Sor	0.20
Krw @ Sor	0.28
Kro @ Swc	0.77
Nw	2.20
No	2.00
μ_o	7.00
μ_w	1.00
Bo	1.18
Qt	0.02
D Core -	1.50
L Core =	3.30

Nw

Variable	Valor
Volumen poroso agua	0.26
Volumen poroso polímero	0.78
Volumen poroso agua	

Universidad Industrial de Santander

ecopETROL

Fuente: Herramienta software BPL.

4.2.1. Modelo de Buckley – Leverett. El siguiente formulario que la herramienta presenta al usuario, son los datos requeridos para correr el modelo de Buckley – Leverett asociado al bache de agua que se inyectara antes del bache de polímero. En este caso, los datos requeridos por la herramienta en el formulario inicial concuerdan con los datos necesarios para correr el modelo, sin embargo, la herramienta habilita la casilla asociada al volumen poroso que se inyectara de agua, este valor limitara la ejecución del modelo, para dar paso a la ejecución del modelo asociado al polímero.

Figura 23. Datos de entrada bache de agua

BPL
Bache de agua

Inyección de Agua
Inyección de Polímero
Inyección de Agua - Polímero

Variable	Valor
Φ	0.10
K	200.00
Swc	0.25
Sor	0.20
Krw @ Sor	0.28
Kro @ Swc	0.77
Nw	2.20
No	2.00
μ_o	7.00
μ_w	1.00
Bo	1.18
Qt	0.02
D Core -	1.50
L Core =	3.30

Nw

Variable	Valor
Volumen poroso agua	0.26
Volumen poroso polímero	0.78
Volumen poroso agua	

Universidad Industrial de Santander

ecopETROL

Fuente: Herramienta software BPL

Como se explica en el capítulo anterior, el modelo de Buckley realiza una evaluación entre el tiempo de ruptura y el tiempo asociado a la inyección para determinar en qué momento se encuentra el bache de agua, puesto que el estado de ruptura modifica de manera importante las suposiciones teóricas y así mismo los datos que toma la herramienta para realizar la ejecución del siguiente modelo.

Tabla 12. Datos de entrada de “Bache de agua” del modelo Buckley Leverett

Parámetro / Unidades	Comentario
Volumen poroso inyectado de agua (adimensional)	Valor adimensional resultado del volumen de agua a inyectar sobre el volumen poroso del núcleo. Este valor limita la ejecución del modelo de Buckley – Leverett y dimensiona el volumen de agua inyectado.

Los valores de salida del modelo de Buckley-Leverett se utilizarán como valores de entrada para los modelos de bache de polímeros.

Tabla 13. Datos de salida del modelo Buckley Leverett

Variables	Comentario
Saturación de agua	Esta saturación puede ser la saturación de agua del frente o la saturación de agua promedio después de ruptura, la cual se asumirá como la saturación de agua inicial para el siguiente modelo.
Tiempo de inyección	Una vez finalizada la inyección se captura el tiempo de inyección límite, asociado al tiempo de inyección del bache y se asigna como dato de entrada para los modelos analíticos de polímero.
Petróleo producido	Se utiliza como dato de entrada para el siguiente modelo el valor calculado para petróleo producido, para corregir el OOIP después de la primera inyección

4.2.2. Modelo Patton

Para el bache de polímero, se desplegarán otra pantalla con su respectivo formulario, en este formulario se habilitarán las variables de entrada necesarias para ejecutar el modelo correspondiente al bache de polímero.

En el caso del modelo de Patton, como se observa en la siguiente imagen habilita nuevas variables para permitir la ejecución de la macro que contiene dicho modelo.

Estás variables serán la viscosidad de la solución polimérica y el coeficiente de retraso frontal (D).

Figura 24. Segundo formulario de la herramienta BPL

The screenshot shows the BPL software interface. On the left, there is a logo for 'BPL Bache de polímero Patton' and three green buttons: 'Inyección de Agua', 'Inyección de Polímero', and 'Inyección de Agua - Polímero'. In the center, there are two tables of variables and their values. The top table lists 18 variables, including Φ , K, Swc, Sor, K_{rw} @ Sor, K_{ro} @ Swc, Nw, No, μ_o , μ_w , μ_{w2} , Bo, Qt, D Core -, L Core =, and D. The bottom table lists three variables: Volumen poroso agua, Volumen poroso polímero, and Volumen poroso agua. On the right, there are two empty rectangular boxes, one labeled μ_{w2} and the other unlabeled. At the bottom, there are logos for 'Universidad Industrial de Santander', 'eSOPETROL', and a green geometric logo.

Variable	Valor
Φ	0.10
K	200.00
Swc	0.25
Sor	0.20
K _{rw} @ Sor	0.28
K _{ro} @ Swc	0.77
Nw	2.20
No	2.00
μ_o	7.00
μ_w	1.00
μ_{w2}	1.00
Bo	1.18
Qt	0.02
D Core -	1.50
L Core =	3.30
D	-0.424

Variable	Valor
Volumen poroso agua	0.26
Volumen poroso polímero	0.78
Volumen poroso agua	

Fuente: Herramienta software BPL.

Como se puede observar en la Figura 24 el valor ingresado para la variable “D” siempre tomará un valor negativo puesto que bajo la teoría del modelo analítico de Patton, el valor de D se representará como un punto en los valores negativos del eje x, que permite realizar la solución grafica del modelo.

En la Tabla 14, se analizan las variables de entrada al modelo de Patton.

Tabla 14. Datos de entrada del modelo Patton

Variables	Comentario
Viscosidad de la solución polimérica	El modelo requiere la viscosidad de la solución polimérica para lograr realizar los cálculos de flujo fraccional para el polímero.
Coeficiente de retraso frontal	Este coeficiente es la relación de concentración inicial del polímero y el coeficiente de adsorción por unidad de volumen poroso de la roca por lo cual representa el retraso entre el agua que ha perdido el polímero en su transcurso por el medio poroso y la solución polimérica.
Volumen poroso inyectado de agua (adimensional)	Valor adimensional resultado del volumen de agua a inyectar sobre el volumen poroso del núcleo. Este valor limita la ejecución del modelo de Patton y dimensiona el volumen de polímero.

Tabla 15. Datos de salida del modelo Patton

Variables	Comentario
Saturación de agua	Esta saturación puede ser la saturación de agua del frente o la saturación de agua promedio después de ruptura, la cual se asumirá como la saturación de agua inicial para el siguiente modelo.
Tiempo de inyección	Una vez finalizada la inyección se captura el tiempo de inyección limite, asociado al tiempo de inyección del bache y se asigna como dato de entrada para los modelos analíticos de polímero.
Petróleo producido	Se utiliza como dato de entrada para el siguiente modelo el valor calculado para petróleo producido, para corregir el OOIP después de la primera inyección
Flujo fraccional del bache de polímero	Se utiliza como dato de entrada para el siguiente modelo el valor calculado de flujo fraccional, logrando calcular los caudales de agua y petróleo consecuentes con la saturación y fluidos inyectados anteriormente.

La Tabla 15, contiene los datos de salida que se obtendrán en el modelo analítico de Patton, mismos que se utilizarán como valores de entrada en el siguiente modelo de agua, en caso de que el bache de polímero llegue a ruptura. Por el contrario, si el modelo no llega a ruptura, se sumará el volumen poroso del ultimo bache de agua al volumen poroso de polímero, hasta que el bache de polímero llegue a ruptura.

Una vez el sistema ha capturado los datos de salida para el modelo de Patton, el software procederá a realiza los cálculos con los datos de salida del modelo, introduciéndolos nuevamente en un modelo de Buckley – Leverett lo que permitirá encontrar los datos finales de saturación de agua, flujo fraccional, agua producida, petróleo producido y factor de recobro, para la inyección de los 3 baches.

4.3. DATOS FINALES BPL

Una vez la herramienta ha corrido todos los modelos, se realizarán 9 graficas en las cuales se relaciona el tiempo contra las demás variables de interés, a saber: pendiente, flujo fraccional, caudal de agua, caudal de aceite, relación agua petróleo, agua inyectada, agua producida, petróleo producido y factor de recobro. Estas graficas se imprimirán en un archivo PDF con un resumen de los datos de entrada utilizados en la simulación del proceso de inyección, el archivo PDF permite una interpretación fácil por parte del usuario frente a los resultados ofrecidos por la herramienta.

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se ejemplifica el reporte de salida entregado por la herramienta, una vez ha ejecutado todos los modelos bajo los datos de entrada ingresados por el usuario. Por medio de este reporte final se busca consolidar el resultado de las estimaciones realizadas por los modelos analíticos en un archivo de bajo peso y de utilidad grafica para el usuario.

Figura 25. Primera hoja de los datos de salida de la herramienta BPL.



4.4. VALIDACIÓN DE LA HERRAMIENTA BPL

La herramienta software se validó por medio de la comparación de los resultados obtenidos con BPL y una prueba de inyección de polímeros en un núcleo (muestra 3) perteneciente al composite 1 del campo Yarigui – Cantagallo. En la prueba de laboratorio con la cual se realiza la comparación se inyecta agua, polímero y nuevamente agua. En el caso del agua, se utiliza aquella que se encuentra en el yacimiento actualmente, o sea, el agua utilizada en el proceso de inyección de agua que se ha realizado desde el año 2009, y para el polímero, se utiliza un polímero de naturaleza HPAM.

4.4.1. Prueba inyección Yariguí-Cantagallo

Con base a los informes generados por Ecopetrol sobre el estudio estático y dinámico de la inyección de polímero para el campo Yariguí titulado, “Evaluación Experimental De Polímeros Para Recobro Mejorado En El Campo Yariguí – Cantagallo” del año 2013, se obtienen los valores para roca y fluidos que se expondrán en la siguiente tabla.

A continuación, y a través de la Tabla 16 y la Tabla 17 se muestran los datos de entrada correspondientes para la roca, los fluidos y las condiciones de inyección.

Tabla 16. Características de la roca para muestra 3

Característica	Valor	Unidades
Porosidad	23.4%	Porcentaje
Permeabilidad absoluta	500	Milidarcys
Permeabilidad relativa al agua	0.2	Fracción
Permeabilidad relativa al aceite	0.6	Fracción
Saturación agua irreducible	0.2	Fracción
Saturación agua inicial	0.25	Fracción
Saturación aceite residual	0.44	Fracción
Diámetro	5.739	Centímetros
Índice de adsorción	0.424	Fracción
Índice de difusión	7	Adimensional
Longitud	3.806	Centímetros

Fuente: EVALUACIÓN EXPERIMENTAL DE POLÍMEROS PARA RECOBRO MEJORADO EN EL CAMPO YARIGUÍ – CANTAGALLO. Ecopetrol. 2013

Tabla 17. Características del fluido para agua y polímero

Característica	Valor	Unidades
Viscosidad del polímero	21	Centipoise
Viscosidad del agua	1.4	Centipoise
Concentración de polímero	500	Ppm
Caudal de inyección	0.167	Cm3/min
Protocolo experimental	Inyección de agua 0.29 VP hasta BT – Inyección de 0.7 VP de polímero – inyección de 6 VP de agua	Adimensional

Fuente: EVALUACIÓN EXPERIMENTAL DE POLÍMEROS PARA RECOBRO MEJORADO EN EL CAMPO YARIGUÍ – CANTAGALLO. Ecopetrol. 2013

4.4.2 Resultados software BPL

Una vez ingresados los datos al software este procede a correr la metodología explicada en el capítulo 3, por medio de la cual se acopló el modelo de Buckley – Leverett con dos modelos analíticos para polímeros los cuales permiten modelar un arreglo de inyección del tipo agua – polímero – agua. A continuación, se demuestra el procedimiento utilizando como datos de entrada la prueba de inyección en el núcleo 3 para la “Evaluación Experimental de Polímeros para Recobro Mejorado en el Campo Yariguí – Cantagallo” elaborada por Ecopetrol en el año 2013.

4.4.2.1 Modelo de Buckley – Leverett

Se procede a realizarlos cálculos asociados al área transversal, volumen poroso, tiempo límite y petróleo original a través de las ecuaciones 45 , 46, 47 y 48.

$$At = \frac{\pi D^2}{4} \quad (45)$$

$$Vp = At * L * \phi \quad (46)$$

$$OOIP = Vp(1 - Swi) \quad (47)$$

$$tl = \frac{Vp * Vpiny}{Qt} \quad (48)$$

Dando como resultado:

$$At = \frac{\pi 3.81^2}{4} = 11.400 \text{ cm}^2$$

$$Vp = 11.4001 * 5.74 * 0.234 = 15.051 \text{ cm}^3$$

$$OOIP = 15.051(1 - 0.25) = 11.626 \text{ cm}^3$$

$$tl = \frac{15.501 * 0.29}{0.167} = 24.133 \text{ mins}$$

Al obtener el área transversal, el volumen poroso y el aceite móvil dentro del núcleo se procede a calcular las permeabilidades relativas para petróleo y agua para cada saturación de agua presente en el núcleo, este cálculo se realiza haciendo uso de las ecuaciones 49 y 51.

$$K^* = \frac{Sw - Swc}{1 - Sor - Swc} \quad (49)$$

$$Krw = Krw|_{sor} * (K^*)^{nw} \quad (50)$$

$$K_{ro} = K_{ro}|_{swirr} * (1 - K^*)^{no} \quad (51)$$

Haciendo uso de los datos de entrada especificados en la Tabla 14 se realizan los cálculos desde la saturación de agua irreducible hasta (1-Sor). Permitiendo obtener las curvas de permeabilidad relativa para agua y aceite, reflejadas en la Tabla 18.

$$K^* = \frac{0.25 - 0.20}{1 - 0.44 - 0.20} = 0.139$$

$$K_{rw} = 0.2 * (0.139)^2 = 0.004$$

$$K_{ro} = 0.6 * (1 - 0.139)^{2.2} = 0.571$$

Tabla 18. Saturación de agua, permeabilidad relativa para agua y aceite

Sw	K*	Krw	Kro
0.200	0	0	0.770
0.210	0.028	0.000	0.728
0.220	0.056	0.000	0.687
0.230	0.083	0.001	0.647
0.240	0.111	0.002	0.608
0.250	0.139	0.004	0.571
0.260	0.167	0.005	0.535
0.270	0.194	0.008	0.500
0.280	0.222	0.010	0.466
0.290	0.250	0.013	0.433
0.300	0.278	0.017	0.402
0.310	0.306	0.021	0.371
0.320	0.333	0.025	0.342
0.330	0.361	0.030	0.314
0.340	0.389	0.035	0.288
0.350	0.417	0.041	0.262
0.360	0.444	0.047	0.238
0.370	0.472	0.054	0.214
0.380	0.500	0.061	0.193
0.390	0.528	0.069	0.172
0.400	0.556	0.077	0.152

Sw	K*	Krw	Kro
0.410	0.583	0.086	0.134
0.420	0.611	0.095	0.116
0.430	0.639	0.104	0.100
0.440	0.667	0.115	0.086
0.450	0.694	0.126	0.072
0.460	0.722	0.137	0.059
0.470	0.750	0.149	0.048
0.480	0.778	0.161	0.038
0.490	0.806	0.174	0.029
0.500	0.833	0.187	0.021
0.510	0.861	0.202	0.015
0.520	0.889	0.216	0.010
0.530	0.917	0.231	0.005
0.540	0.944	0.247	0.002
0.550	0.972	0.263	0.001
0.560	1.000	0.280	0

Haciendo uso de la ecuación 43 y 52 se procede a realizar el cálculo de flujo fraccional y pendiente utilizando la viscosidad especificada en los datos entrada y las permeabilidades relativas calculadas para cada valor de saturación.

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{0.571 * 1.4}{0.004 * 21}} = 0.118$$

$$m = \frac{f_w - f_{wi}}{S_w - S_{wi}} \quad (52)$$

$$m = \frac{0.176 - 0.118}{0.26 - 0.25} = 5.786$$

Tabla 19. Flujo fraccional y pendiente para primer bache de agua.

Sw	Fw	m
0,250	0,118	-
0,260	0,176	5,786
0,270	0,243	6,237
0,280	0,316	6,590
0,290	0,391	6,833
0,300	0,466	6,968
0,310	0,538	7,005
0,320	0,605	6,958
0,330	0,666	6,844
0,340	0,719	6,678
0,350	0,766	6,478
0,360	0,806	6,254
0,370	0,840	6,019
0,380	0,869	5,778
0,390	0,894	5,539
0,400	0,914	5,305

Sw	Fw	m
0,410	0,931	5,079
0,420	0,945	4,863
0,430	0,956	4,657
0,440	0,966	4,461
0,450	0,973	4,277
0,460	0,980	4,103
0,470	0,985	3,940
0,480	0,989	3,786
0,490	0,992	3,642
0,500	0,995	3,506
0,510	0,997	3,379
0,520	0,998	3,259
0,530	0,999	3,146
0,540	1,000	3,040
0,550	1,000	2,939
0,560	1,000	2,845

A través de la Tabla 19, es posible encontrar la pendiente máxima, la cual representa el frente del bache de agua, con la información de pendiente, flujo fraccional y saturación es posible calcular el tiempo de ruptura, petróleo producido y demás cálculos asociados al modelo de Buckley – Leverett.

Utilizando las ecuaciones descritas en la Tabla 4 se procede a realizar los cálculos de Q_o , Q_w , RAP , NP y FR para diferentes valores de tiempo, empezando desde 0 hasta el valor de tiempo límite, calculado a través de la ecuación 47. Para los cálculos presentados a continuación se usará un valor de tiempo de 0,683 minutos.

Es importante considerar que el valor de flujo fraccional y saturación de agua promedio será constante hasta tiempo de ruptura. Una vez realizado los cálculos hasta tiempo límite se obtendrán los resultados expuestos en la Tabla 20.

$$tr = \frac{V_p}{Q_t * mx} = \frac{15.051}{0.167 * 7.005} = 12.865 \text{ minutos}$$

$$Q_o = 0.167 * (1 - 0.538) = 0.078 \text{ cm}^3$$

$$Q_w = 0.167 * 0.538 = 0.092 \text{ cm}^3$$

$$RAP = \frac{0.092}{0.078} = 1.166$$

$$Sw_p = Sw + \frac{(1 - fw)}{m} = 0.31 + \frac{(1 - 0.538)}{7.005} = 0.376$$

$$NP = 11.4 * 0.234 * 0.31 * (0.376 - 0.25) = 0.102 \text{ cm}^3$$

$$Fr = \frac{0.102}{11.626} * 100 = 0.907\%$$

Tabla 20. Resultados modelo Buckley – Leverett primer bache de agua

t	m	x	fw	Swp	qw	qo	rap	wi	np	fr
0,000	7,005	0,000	0,000	0,376	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
0,683	7,005	0,310	0,538	0,376	0,092	0,078	1,166	0,116	0,102	0,009
1,366	7,005	0,621	0,538	0,376	0,092	0,078	1,166	0,232	0,205	0,018
2,049	7,005	0,931	0,538	0,376	0,092	0,078	1,166	0,348	0,307	0,027
2,733	7,005	1,241	0,538	0,376	0,092	0,078	1,166	0,465	0,410	0,036
3,416	7,005	1,551	0,538	0,376	0,092	0,078	1,166	0,581	0,512	0,045
4,099	7,005	1,862	0,538	0,376	0,092	0,078	1,166	0,697	0,615	0,054
4,782	7,005	2,172	0,538	0,376	0,092	0,078	1,166	0,813	0,717	0,064
5,465	7,005	2,482	0,538	0,376	0,092	0,078	1,166	0,929	0,819	0,073
6,148	7,005	2,792	0,538	0,376	0,092	0,078	1,166	1,045	0,922	0,082
6,832	7,005	3,103	0,538	0,376	0,092	0,078	1,166	1,161	1,024	0,091
7,515	7,005	3,413	0,538	0,376	0,092	0,078	1,166	1,278	1,127	0,100
8,198	7,005	3,723	0,538	0,376	0,092	0,078	1,166	1,394	1,229	0,109
8,881	7,005	4,034	0,538	0,376	0,092	0,078	1,166	1,510	1,332	0,118
9,564	7,005	4,344	0,538	0,376	0,092	0,078	1,166	1,626	1,434	0,127
10,247	7,005	4,654	0,538	0,376	0,092	0,078	1,166	1,742	1,536	0,136
10,931	7,005	4,964	0,538	0,376	0,092	0,078	1,166	1,858	1,639	0,145
11,614	7,005	5,275	0,538	0,376	0,092	0,078	1,166	1,974	1,741	0,154
12,297	7,005	5,585	0,538	0,376	0,092	0,078	1,166	2,090	1,844	0,163
12,638	7,005	5,740	0,538	0,376	0,092	0,078	1,166	2,149	1,895	0,168
14,640	6,048	5,740	0,605	0,376	0,103	0,067	1,533	2,489	1,895	0,168
16,332	5,421	5,740	0,666	0,385	0,113	0,057	1,990	2,776	2,036	0,180
18,333	4,829	5,740	0,719	0,392	0,122	0,048	2,560	3,117	2,133	0,189
20,722	4,273	5,740	0,766	0,398	0,130	0,040	3,270	3,523	2,230	0,198
23,020	3,846	5,740	0,806	0,405	0,137	0,033	4,156	3,913	2,330	0,206

Teniendo en cuenta lo establecido en el capítulo 3 del presente libro, la saturación de agua promedio, el petróleo producido y el tiempo de inyección asociado al bache de agua se utilizan como datos de entrada para ejecutar el modelo de Patton.

4.4.2.2 Modelo de Patton

Una vez obtenidos los datos entregados por el modelo de Buckley – Leverett, se procede a recalcular el aceite móvil haciendo uso de la saturación de agua promedio entregada por el modelo de Buckley – Leverett haciendo uso de la ecuación 46.

$$OOIP = 15.051(1 - 0.405) = 9.223 \text{ cm}^3$$

$$tl = \frac{15.501 * 0.78}{0.167} = 72.340 \text{ mins}$$

En el caso de los cálculos de permeabilidad relativa, estos se mantendrán iguales para el polímero, puesto que se considera que las propiedades petrofísicas de la roca no cambian por la inyección del polímero. Utilizando la ecuación 43 y la viscosidad para el agua y bache del polímero es posible calcular los datos de flujo fraccional como se ilustra en la Tabla 21.

a) Cálculo de flujo fraccional y pendiente

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{0.152 * 1.4}{0.077 * 21}} = 0.914$$

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{0.571 * 26.9}{0.004 * 21}} = 0.283$$

$$mw = \frac{f_w - f_{wi}}{S_w - S_{wi}} = \frac{0.924 - 0.922}{0.406 - 0.405} = 1,689$$

$$mp = \frac{fw}{S_w + D} = \frac{0.283}{0.406 + 0.424} = 0.373$$

Tabla 21. Flujo fraccional y pendiente para primer bache de polímero

Sw	fw1	fw2	m1	m2
0,406	0,914	0,283	1,689	0,373
0,410	0,931	0,333	1,612	0,401
0,420	0,945	0,388	1,471	0,462
0,430	0,956	0,448	1,345	0,527
0,440	0,966	0,511	1,232	0,595
0,450	0,973	0,577	1,130	0,663
0,460	0,980	0,643	1,040	0,730
0,470	0,985	0,707	0,958	0,794
0,480	0,989	0,768	0,885	0,853
0,490	0,992	0,824	0,819	0,905
0,500	0,995	0,872	0,759	0,948
0,510	0,997	0,914	0,705	0,982
0,520	0,998	0,947	0,656	1,007
0,530	0,999	0,971	0,611	1,022
0,540	1,000	0,988	0,571	1,029
0,550	1,000	0,997	0,534	1,028
0,560	1,000	1,000	0,500	1,020

A través del calculo de flujo fraccional y pendiente es posible encontrar la pendiente maxima para el frente de polímero y frente de agua. Teniendo en cuenta que la inyección de polímero se realiza con una alta saturación de agua, es importante remitirse a la consideraciones especificadas para este caso expuesto en el capitulo 3. Este caso es posible de observar a través de la grafica de saturación contra flujo fraccional para las curvas de polímero y agua, donde el punto de corte entre la linea pendiente trazada desde el punto $(-D,0)$ hasta la curva de polímero, corta la grafica del agua para un valor de saturación menor que la saturación inicial al momento de inicial la inyección. En dicho caso se generaran dos discontinuidades, como se

explico en el capitulo anterior que representan la llegada del bache de agua y polímero propiamente.

Cabe destacar que para obtener el punto de corte a través de una expresión matemática se hace uso de la función de regresión lineal, facilitada por Excel, por medio de esta regresión lineal se llega a una expresión de tercer grado que modela la curva de saturación, la cual se iguala a la línea tangente a la curva de polímero para encontrar el punto de corte entre ambas líneas.

En el caso específico de la prueba de inyección Yarigui Cantagallo, la función de tercer grado que modela la curva para el agua es:

$$F_w = 26.854s_w^3 - 43.501s_w^2 + 23.56s_w - 3.2667$$

Así como la función lineal que modela la línea tangente es:

$$F_w = 1.029s_w + 0.429$$

Al buscar el punto de corte entre ambas funciones, calculo que realiza el programa BPL con la extensión FINDER, encontramos que su punto de corte se encuentra a una saturación de 0,359 la cual es claramente inferior a la saturación inicial de la inyección de polímero que se da a 0,405. Por esta razón, según la teoría expuesta por Sheng (2011) para inyecciones a alta saturación de agua existiran 2 discontinuidades con diferentes velocidades y saturaciones. Conocer la velocidad y saturación de cada frente permitira realizar los calculos de caudal de aceite, caudal de agua, petróleo producido, RAP y factor de recobro. Para determinar la velocidad y la saturación de hace uso de la solución gráfica planteada por Patton y de las relaciones matemáticas basadas en la teoría de flujo fraccional. Como se explico en el capitulo 3 y a través de las expresiones 36 y 37 es posible encontrar la saturación y velocidad a la cual viaja dichas discontinuidades a través del medio poroso.

b) Cálculo de velocidad para frente de agua y polímero:

Al tratarse de una inyección de polímero a altas concentraciones de agua tenemos que la velocidad para la discontinuidad entre la saturación de agua intersticial y el punto de corte $Sw1$:

$$mw = \frac{fwi - fw1}{Swi - Sw1} = \frac{0.922 - 0.802}{0.405 - 0.359} = 2.62$$

$$mp = \frac{0.988}{0.540 + 0.424} = 1.03$$

La velocidad de la discontinuidad entre la saturación de agua del frente de polímero y el punto de corte será igual que la pendiente de polímero mp calculada anteriormente.

c) Cálculo de tiempo de ruptura, distancia del frente, Q_o , Q_w , RAP, NP y FR

Teniendo en cuenta que el modelo de Patton se basa en la teoría de flujo fraccional, los cálculos para las variables como Q_o , Q_w , RAP, NP y FR se realizarán utilizando las relaciones matemáticas expresadas en la tabla 4. Con este fin es importante establecer los tiempos de ruptura propios del bache de polímero puesto que de estos dependerá el valor de pendiente y saturación que se utilizará para realizar el cálculo.

Tiempo de ruptura para discontinuidad agua intersticial

$$trw = \frac{15.051}{0.167 * 2.62} = 34.399 \text{ minutos}$$

Tiempo de ruptura para frente de polímero

$$trp = \frac{Vp}{Qt * mx} = \frac{15.051}{0.167 * 1,029} = 87.586 \text{ minutos}$$

Así pues, estableciendo pasos de tiempo hasta llegar al tiempo límite se repiten los cálculos presentados en la Tabla 4, como ejemplo se realizan estos cálculos con un tiempo de 3.378 minutos.

$$Qo = 0.167 * (1 - 0.922) = 0.013 \text{ cm}^3$$

$$Qw = 0.167 * 0.922 = 0.157 \text{ cm}^3$$

$$RAP = \frac{0.157}{0.013} = 12.076$$

$$Swp = 0.405 + \frac{(1 - 0.922)}{2.621} = 0.435$$

$$Np = 11.4 * 0.234 * 0.574 * (0.435 - 0.405) = 0.046 \text{ cm}^3 + 2.33 \text{ cm}^3 = 2.375 \text{ cm}^3$$

$$Fr = \frac{0.046}{9.223} * 100 = 0.499\%$$

Cabe destacar que los valores de flujo fraccional, saturación de agua promedio y pendiente cambiarán una vez llegue al tiempo de ruptura del frente en cuestión. Una vez se llegan a los datos asociados con el tiempo límite (saturación, petróleo producido y petróleo remanente), estos son almacenados y utilizados en la ejecución del modelo final de Buckley.

Tabla 22. Cálculos para bache de polímero Modelo Patton

t	m	x	fw	swp	qw	qo	rap	np	fr
26,398	2,621	0,574	0,922	0,434	0,157	0,013	11,881	2,375	0,211
39,909	2,621	2,87	0,922	0,434	0,157	0,013	11,881	2,553	0,231
53,419	2,621	5,166	0,922	0,434	0,157	0,013	11,881	2,731	0,251
61,927	1,029	2,597	0,802	0,551	0,136	0,034	4,058	3,328	0,317
64,246	1,029	2,751	0,802	0,551	0,136	0,034	4,058	3,388	0,324
65,781	1,029	2,854	0,802	0,551	0,136	0,034	4,058	3,427	0,328
67,316	1,029	2,956	0,802	0,551	0,136	0,034	4,058	3,466	0,333
68,85	1,029	3,059	0,802	0,551	0,136	0,034	4,058	3,506	0,337
70,385	1,029	3,161	0,802	0,551	0,136	0,034	4,058	3,545	0,342
71,92	1,029	3,263	0,802	0,551	0,136	0,034	4,058	3,585	0,346
73,454	1,029	3,366	0,802	0,551	0,136	0,034	4,058	3,624	0,35
74,989	1,029	3,468	0,802	0,551	0,136	0,034	4,058	3,663	0,355
76,524	1,029	3,571	0,802	0,551	0,136	0,034	4,058	5,056	0,51
78,058	1,029	3,673	0,802	0,551	0,136	0,034	4,058	5,095	0,515
79,593	1,029	3,776	0,802	0,551	0,136	0,034	4,058	5,134	0,519
81,128	1,029	3,878	0,802	0,551	0,136	0,034	4,058	5,174	0,523
82,662	1,029	3,98	0,802	0,551	0,136	0,034	4,058	5,213	0,528
84,197	1,029	4,083	0,802	0,551	0,136	0,034	4,058	5,253	0,532
85,732	1,029	4,185	0,802	0,551	0,136	0,034	4,058	5,292	0,537
87,266	1,029	4,288	0,802	0,551	0,136	0,034	4,058	5,331	0,541
88,801	1,029	4,39	0,802	0,551	0,136	0,034	4,058	5,371	0,545
90,336	1,029	4,493	0,802	0,551	0,136	0,034	4,058	5,41	0,55
92,08	1,029	4,609	0,802	0,551	0,136	0,034	4,058	5,455	0,555

4.4.2.3 Modelo de Buckley para bache de empuje

Cómo se menciona en el anterior capítulo, al finalizar la ejecución del modelo de Patton se debe determinar el estado de irrupción de los frentes de polímero y agua. Teniendo en cuenta que el tiempo limite de inyección es inferior al tiempo de ruptura del frente de polímero pero mayor al tiempo de ruptura del frente de agua. Según lo descrito por Willhite (1998) el agua de empuje se adelantara al bache de polímero hasta alcanzar el estado de ruptura del frente de polímero desde el cual se realizara los calculos descritos en las ecuaciones 50,51 y 52 para conocer la saturación, flujo fraccional y pendiente para cada saturación del bache de empuje.

Teniendo en cuenta esta corrección el tiempo de inicio del acople entre Patton y Buckley – Leverett sera el tiempo de ruptura para el frente de polímero calculado en el inciso “c”, tiempo para el cual sera calculado las variables de interes para el usuario con las condiciones constantes de flujo fraccional y saturación propuestas por Patton, dando como resultado la Tabla 23.

Tabla 23. Calculos hasta tiempo de ruptura de polímero Patton.

t	m	x	fw	swp	qw	qo	rap	np	fr
93,78	1,029	4,722	0,802	0,551	0,136	0,034	4,058	5,465	0,5559
95,48	1,029	4,836	0,802	0,551	0,136	0,034	4,058	5,475	0,557
97,18	1,029	4,949	0,802	0,551	0,136	0,034	4,058	5,485	0,5582
98,88	1,029	5,063	0,802	0,551	0,136	0,034	4,058	5,495	0,5593
100,58	1,029	5,176	0,802	0,551	0,136	0,034	4,058	5,505	0,5604
102,28	1,029	5,29	0,802	0,551	0,136	0,034	4,058	5,515	0,5615
103,98	1,029	5,403	0,802	0,551	0,136	0,034	4,058	5,53	0,5632
105,68	1,029	5,517	0,802	0,551	0,136	0,034	4,058	5,545	0,5649
107,38	1,029	5,63	0,802	0,551	0,136	0,034	4,058	5,56	0,5665
109,08	1,029	5,704	0,802	0,551	0,136	0,034	4,058	5,575	0,5682
110,606	1,029	5,744	0,802	0,551	0,136	0,034	4,058	5,59	0,5699

Una vez se realizan los calculos del modelo de Patton se procede a realizar el calculo de saturación para el agua de empuje que se utilizo en la prueba de inyección para la muestra 3, haciendo uso de la ecuación 49.

$$\bar{S}_{wr}^* = \frac{f'_{w3}^* S_{w3}^* - f'_{wr}^* S_{wr}^*}{f'_{w3}^* - f'_{wr}^*} - t_{Dr} \frac{f_{w3} * f_{wr}}{f'_{w3}^* - f'_{wr}^*}$$

$$\bar{S}_{wr}^* = \frac{1,029 * 0,5514 - 0,458 * 0,5}{1,029 - 0,458} - 0,046 * \frac{1,029 * 0,458}{1,029 - 0,458}$$

$$\bar{S}_{wr}^* = 0,555$$

Una vez obtenido el valor de saturación de agua promedio es posible calcular el petróleo producido y el factor de recobro para el bache de inyección de agua. Esto se ve reflejado en la Tabla 24.

Tabla 24. Resultados de modelo de Buckley – Leverett para bache de empuje.

t	m	x	fw	swp	qw	qo	rap	np	fr
125	0,87	5,74	1,00	0,552	0,17	0,00	464,18	3,11	0,30
140	0,75	5,74	1,00	0,552	0,17	0,00	674,22	3,12	0,30
169	0,61	5,74	1,00	0,552	0,17	0,00	1062,57	3,12	0,30
232	0,42	5,74	1,00	0,555	0,17	0,00	20000,00	3,12	0,30
460	0,20	5,74	1,00	0,555	0,17	0,00	20000,00	3,13	0,30
483	0,19	5,74	1,00	0,555	0,17	0,00	20000,00	3,15	0,30

4.4.3. Comparación con datos de laboratorio

Una vez se han obtenido los resultados para cada bache procedemos a comparar dichos resultados con los resultados observados en la prueba de factibilidad realizada por el ICP. En la tabla 25 se expondrá el resultado entregado por la herramienta BPL al llegar a tiempo de ruptura, de igual manera en la tabla 26 se exponen los resultados observados en laboratorio, una vez se inyecta el primer bache de agua al núcleo.

Tabla 25. Datos de salida del modelo Buckley para primer bache de agua

Modelo de Buckley para primer bache de agua		
Variable	Valor	Unidades
Fw	0.806	Adimensional
Qw	0.137	CC/min
Qo	0.033	CC/min
Tiempo de ruptura	12.638	Minutos

Tiempo límite por VP	23.433	Minutos
Petróleo producido	2.33	CC

Tabla 26. Resultados de laboratorio para primer bache de agua

Resultados de laboratorio para primer bache de agua		
Variable	Valor	Unidades
Fw	0.78	Adimensional
Qw	0.130	Cc/min
Qo	0.036	Cc/min
Tiempo de ruptura	28	Minutos
Petróleo producido	2.6	CC

Al finalizar la inyección del bache de agua se cambio el fluido de inyección por una solución polimérica de 500PPM, de este bache se inyectó 0.79 volúmenes porosos, el resultado entregado por la herramienta BPL se puede observar en la tabla 27, así como los resultados obtenidos en la prueba de inyección se pueden observar en la tabla 28.

Tabla 27. Datos de salida del modelo BPL para bache de polímero

Resultado de Patton para bache de polímero		
Variable	Valor	Unidades
Fw bache de agua	0.922	Adimensional
Fw bache de polímero	0.802	Cc/min
Qo para bache de agua	0.013	Cc/min

Qo para bache de polímero	0,034	Cc/min
Qw para bache de agua	0.157	Cc/min
Qw para bache de polímero	0,136	Cc/min
Tiempo de ruptura bache de agua	56,83	Minutos
Tiempo de ruptura para bache de polímero	111,02	Minutos
Petróleo producido	2.33	CC

Tabla 28. Resultados de laboratorio para bache de polímero

Resultados de laboratorio para polímero		
Variable	Valor	Unidades
Fw	0.94	Adimensional
Qw	0,157	Cc/min
Qo	0.01	Cc/min
Tiempo de ruptura	218	Minutos
Petróleo producido	2.6	CC

Finalmente, después de inyectar el bache de polímero se realiza una inyección de un bache de agua de conducción de 6 volúmenes porosos. Luego del minuto 110 el flujo fraccional alcanza el valor de 1, el cual es el máximo valor al cual puede llegar esta variable y permite deducir que el caudal de aceite por minuto es igual a 0. Por esta razón se presentarán los resultados hasta este punto en la tabla 29 y 30.

Tabla 29. Datos de salida del modelo BPL para segundo bache de agua.

Modelo de Buckley para segundo bache de agua		
Variable	Valor	Unidades
Fw	0.998	Adimensional
Qw	0.1667	Cc/min
Qo	0.0003	Cc/min
Tiempo de ruptura	140.638	Minutos
Tiempo límite por VP	600.433	Minutos
Petróleo producido	0,302	CC

Tabla 30. Resultados de laboratorio para segundo bache de agua

Resultados de laboratorio para segundo bache de agua		
Variable	Valor	Unidades
Fw	0,997	Adimensional
Qw	0.166	Cc/min
Qo	0.0005	Cc/min
Tiempo de ruptura	180,42	Minutos
Petróleo producido	0,4	CC

Como se puede notar en la tabla 31 los resultados obtenidos gracias a la herramienta BPL se ajustan dentro de un margen de error aceptable frente a los resultados arrojados por la prueba de inyección realizada por Ecopetrol.

Tabla 31. Porcentaje de errores en los modelos

Modelo Patton			
Parámetro	Np	Fw	Fr
Resultado final	3,561	1	48,864
Resultado prueba Yarigui	4,378	1	58,209
Error medio promedio	0,4803	0,05	0,4752
Desviación estándar de errores	0,1618	0,1096	0,16
Desviación absoluta de la media	0,4803	0,0783	0,4784
Porcentaje de error medio absoluto	9,56%	2,11%	9,45%

Fuente: Evaluación experimental de polímeros para recobro mejorado en el campo Yarigui – Cantagallo. Ecopetrol. 2013

Se compararon los resultados arrojados por la herramienta BPL con los resultados obtenidos por el Instituto Colombiano del Petróleo y tras calcular la desviación media, se concluyó que dichos resultados se encuentran dentro de la desviación estándar como se muestra en la Tabla 31, de igual forma el porcentaje de error medio absoluto se encuentra por debajo del 10%, error que se encuentra entre los valores aceptables para herramientas basadas en modelos analíticos.

5. CONCLUSIONES

A través de los resultados proporcionados por la herramienta software BPL, se puede determinar un error inferior al 10% entre los datos de laboratorio y los calculados con la herramienta

El uso de herramientas computacionales como el lenguaje VBA, permite simplificar el tiempo de cálculo y ejecución de los modelos analíticos debido a que estos modelos realizan cálculos repetitivos que el programa puede realizar con un error medio promedio inferior al 0.5%

Haciendo uso de la herramienta BPL es posible predecir el comportamiento de la inyección de polímero a escala de laboratorio, brindando información sobre el petróleo producido y la relación agua petróleo que se obtendrá en el proceso.

La herramienta BPL y los modelos analíticos utilizados para el desarrollo de la herramienta no tiene en cuenta los efectos de ningún tipo de degradación en el cambio de concentración del bache de polímero

6. RECOMENDACIONES

Se recomienda incluir la variable del volumen poroso inaccesible, en los cálculos de flujo fraccional realizados por los modelos analíticos utilizados, puesto que, puede aumentar la precisión de la herramienta.

Los altos costos asociados al polímero y a la operación hace parte de los factores que dificultan la realización de proyectos de inyección de polímero, por esta razón se recomienda complementar la herramienta con un módulo que permita diseñar el bache de inyección de polímero con el fin de hacer la herramienta más útil para la industria.

BIBLIOGRAFIA

AL-ADASANI, A., & Bai, B. Recent Developments and Updated Screening Criteria of Enhanced Oil Recovery Techniques. Society of Petroleum Engineers, 2010.

BENTSEN, R. et al. A study of plane, radial miscible displacement in consolidated porous medium. SPE, 1963.

BROWN, W. O: "Mobility of Connate Water During a Water Flood", Trans., AIME (1957) Vol. 210, 190-195

BUCKLEY, S.E y LEVERETT, M.C. Mechanisms of Fluid Displacement in Sand, Trans., AIME (1942)

CASTELLANOS, Juan D, Estudio del uso de Modelos De Predicción Analítica En Procesos De Inyección De polímeros Mediante la Simulación Numérica De Yacimientos. 2018

COHEN, Y., & Christ, F. R. Polymer Retention and Adsorption in the Flow of Polymer Solutions Through Porous Media.

CRAIG, Forrest F. Predicting waterflood performance. En: The reservoir engineering aspects of waterflooding. 2 ed. New York: Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers of AIME, 1971. p. 78.

CHEN, Fuming; KIT, Tai; NIUJIN, Gang. Polymer flooding in Daqing oil field the depth profile technology overview. Daqing petroleum geology and development, 2004. 97-99 p.

DEPARTMENT OF ENERGY OF THE UNITED STATES OF AMERICA y MINISTRY OF ENERGY AND MINES OF THE REPUBLIC OF VENEZUELA. Polymer Predictive Model, Supporting Technology for Enhanced Oil Recovery, Fossil Energy Report III-4. 1986. p. 1-409.

DONALDSON, Erle C.; CHILINGARIAN, George V. y YEN, Teh Fu. Polymer flooding. En: Enhanced oil recovery, II: Processes and operations. Amsterdam, The Netherlands: Elsevier, 1989.

DYKSTRA, H. PARSONS, R.L The Prediction of oil recovery by waterflood. Secondary Recovery of Oil in the United States.

ECOPETROL – ICP. Screening EOR campos de Colombia. 2008

EL – KHATIB, Noaman. Effect of adsorption, dispersion and slug size on chemical

EOR. Geoscience and petroleum engineering department. University Technolog PETRONAS.

GREEN, D. W. & WILLHITE, G. P. Enhanced oil recovery. Richardson, Texas: SPE textbook serie, 1998, vol. 6. 100-120 p.

JIMENEZ, Ana M. Metodología para el diseño de baches en un proceso de inyección de polímeros a partir de fenómenos de interacción de roca / fluido presente. 2015.

PABON, Yohan H. Estudio del uso de Modelos De Predicción Analítica En Procesos De Inyección De Agua Mediante la Simulación Numérica De Yacimientos. 2014.

PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 2 edición. Maracaibo.: Ediciones Astro, 2001. 316 p.

SORBIE, K & PHIL, D. Polymer-improved oil recovery. Published in the USA and Canada by CRC Press, Florida. 1991.

SHAH, Dinesh Ochhavlal y SCHECHTER, Robert Samuel, Improved oil recovery by surfactant and polymer flooding. United States of America: Academic Press, Inc, 1977. p. 3:

SHENG, James J. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery: theory and practice. 2011.

STRIGHT, J. The use of polymers for enhanced oil recovery a Review. Petroleum recovery institute. 2008.

TAHERI, S. Et. Al. Mass diffusion into bitumen: A sub- pore scale modelling approach. SPE 138129, 2010.

WARREN, J. et al. Microscopic dispersion. SPE, 1964.