

ESTANDARIZACIÓN DE LOS MODELOS ANALÍTICOS DE INYECCIÓN
DE POLÍMEROS MEDIANTE UNA HERRAMIENTA DIGITAL

MIGUEL ALEJANDRO ORTIZ LATINO
JUAN PABLO RINCÓN ROJAS

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ, D.C.
2020

ESTANDARIZACIÓN DE LOS MODELOS ANALÍTICOS DE INYECCIÓN DE
POLÍMEROS MEDIANTE UNA HERRAMIENTA DIGITAL

MIGUEL ALEJANDRO ORTIZ LATINO
JUAN PABLO RINCÓN ROJAS

Proyecto integral de grado para optar el título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director
DANUIL ELIAS DUEÑAS CRIADO
Ingeniero de Petróleos

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ, D.C.
2020

Nota de aceptación (Dirección de investigaciones)

Firma docente investigador

Firma docente jurado 1

Firma docente jurado 2

Bogotá, D.C., junio de 2020

DIRECTIVOS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. MARIO POSADA GARCÍA-PEÑA

Consejero Institucional

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Investigación

Dra. MARÍA CLAUDIA APONTE GONZÁLEZ

Vicerrector Administrativo y Financiero

Dr. RICARDO ALFONSO PEÑARANDA CASTRO

Secretaria General

Dra. ALEXANDRA MEJÍA GUZMÁN

Decano de la Facultad de Ingenierías

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director Programa Ingeniería de Petróleos

Ing. JUAN CARLOS RODRÍGUEZ ESPARZA

Las directivas de la Fundación Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores.

Primero que todo, a Dios. A mis padres a mi hermana y en general a toda mi familia y amigos por siempre ser incondicionales y apoyarme para poder culminar con éxito esta etapa, a mi compañero Juan Pablo por su apoyo en la realización de este trabajo.

Miguel Alejandro Ortiz Latino

Primero quiero darle las gracias a Dios, mis padres y mi familia que estuvieron en este proceso de formación profesional. A mi compare Miguel Alejandro por su ayuda para poder culminar este trabajo con éxito.

Juan Pablo Rincón Rojas

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus más sinceros agradecimientos a:

El Ingeniero Danuil Dueñas, por su asesoría, paciencia y ayuda en el desarrollo del proyecto, y brindarnos la oportunidad de crecer profesionalmente.

A la Fundación Universidad de América por facilitar el espacio para la realización de este proyecto y permitirnos en el transcurso de estos años crecer en el ámbito personal y académico.

A todas y cada una de las personas que colaboraron con el desarrollo de este proyecto.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	26
1. MARCO TEÓRICO	30
1.1 INYECCIÓN DE POLÍMEROS	30
1.2 PRINCIPALES POLÍMEROS UTILIZADOS EN RECOBRO MEJORADO	32
1.2.1 Biopolímero Xanthan.	32
1.2.2 Poliacrilamida Parcialmente Hidrolizada (HPAM).	33
1.3 FENÓMENOS QUE INTERVIENEN EN LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS	34
1.3.1 incremento de la viscosidad en la fase acuosa.	34
1.3.2 Reducción de la viscosidad del polímero debido a la salinidad de agua de formación.	34
1.3.3 Factor de resistencia residual (RRF).	34
1.3.4 Degradación del polímero.	35
1.3.4.1 Degradación química.	35
1.3.4.2 Degradación biológica.	35
1.3.4.1 Degradación mecánica.	36
1.3.5 Comportamiento del flujo del polímero en el medio poroso.	36
1.3.5.1 Retención de polímeros.	36
1.3.5.2 Volumen poroso inaccesible (IPV).	37
1.3.6 Permeabilidades Relativas en Inundaciones de Polímeros.	37
1.4 MODELOS ANALÍTICOS PARA LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS	37
2. METODOLOGÍA Y DATOS	38
2.1 DOCUMENTACIÓN Y DESCRIPCIÓN DE LOS MÉTODOS PREDICTIVOS EXISTENTES PARA LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS	38
2.1.1 Fuentes y técnicas de recolección de información.	39
2.1.2 Clasificación y selección de la información.	39
2.2 GENERACIÓN DE UNA HERRAMIENTA DIGITAL PARA LA APLICACIÓN DE MODELOS ANALÍTICOS DE INYECCIÓN DE POLÍMEROS	39
2.2.1 Selección de los modelos analíticos a programar.	39

2.2.2 Datos de entrada.	41
2.2.3 Software de programación para la herramienta digital.	43
2.2.4 Diseño de la herramienta digital para la aplicación de modelos analíticos de inyección de polímeros.	43
2.3 IMPLEMENTACIÓN DE LA HERRAMIENTA DIGITAL DISEÑADA PARA LA APLICACIÓN DE LOS MODELOS ANALÍTICOS UTILIZANDO CASOS BASE	45
2.3.1 Modelos base para la simulación analítica y numérica.	45
2.3.1.1 Caso homogéneo 1D y caso 2D de diez capas.	45
2.3.1.2 Modelo de sector SPE10 modelo 2.	47
2.4 VALIDACIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS MEDIANTE LA HERRAMIENTA DIGITAL GENERADA Y UN SOFTWARE DE SIMULACIÓN NUMÉRICA	48
2.4.1 Software implementado en la simulación numérica.	48
2.4.1.1 Control de dispersión numérica.	48
2.4.2 Método de validación.	49
2.5 EVALUACIÓN DEL IMPACTO DE LA INCERTIDUMBRE EN LOS FENÓMENOS INVOLUCRADOS EN EL DESPLAZAMIENTO DE PETRÓLEO MEDIANTE INYECCIÓN DE POLÍMERO	49
2.6 DISEÑO DE UNA METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN ANALÍTICA DE LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS MEDIANTE LOS RESULTADOS OBTENIDOS	50
2.6.1 Estructura de la metodología de evaluación analítica para la inyección de polímeros.	51
3. RESULTADOS Y ANÁLISIS	52
3.1 DOCUMENTACIÓN DE LOS MODELOS ANALÍTICOS	52
3.2 HERRAMIENTA DIGITAL PARA LA APLICACIÓN DE MODELOS ANALÍTICOS DE INYECCIÓN DE POLÍMEROS	54
3.3 RESULTADOS DE LOS MODELOS BASE EN LA HERRAMIENTA DIGITAL	59
3.3.1 Resultados modelo 1D homogéneo.	59

3.3.2 Resultados modelo 2D diez capas.	62
3.3.3 Resultados modelo SPE10-2 modelo.	65
3.4 VALIDACION DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS MEDIANTE LA HERRAMIENTA DIGITAL GENERADA Y UN SOFTWARE DE SIMULACIÓN NUMÉRICA	67
3.4.1 Refinamiento de malla.	68
3.4.2 Validación de los resultados para el modelo 1D homogéneo.	70
3.4.3 Validación de los resultados del modelo 2D diez capas.	73
3.4.4 Validación de los resultados del modelo SPE10-modelo-2.	75
3.5 EVALUACIÓN DEL IMPACTO DE LA INCERTIDUMBRE EN LOS FENÓMENOS INVOLUCRADOS EN EL DESPLAZAMIENTO DE PETRÓLEO MEDIANTE INYECCIÓN DE POLÍMERO	78
3.5.1 Modelo 1D homogéneo.	78
3.5.2 Modelo 2D heterogéneo de diez capas.	82
3.5.3 Modelo SPE10 modelo 2	86
3.6 METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN ANALÍTICA DE LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS	90
3.6.1 Datos de entrada requeridos.	90
3.6.2 Flujo de trabajo de la metodología propuesta para la evaluación analítica para la inyección de polímeros.	92
3.6.3 Aplicación de la metodología en la herramienta digital.	94
4. CONCLUSIONES	98
5. RECOMENDACIONES	100
BIBLIOGRAFIA	101
ANEXOS	

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Dimensiones de los casos de prueba.	45
Tabla 2. Datos por capa modelo 2D de diez capas.	46
Tabla 3. Parámetros de permeabilidad relativa para los casos de prueba.	46
Tabla 4. Parámetros de la roca y los fluidos para los casos de prueba.	47
Tabla 5. Datos utilizados en la evaluación de los fenómenos que intervienen en la inyección de polímeros.	50
Tabla 6. Resultados flujo fraccional modelo 1D homogéneo.	60
Tabla 7. Resultados flujo fraccional modelo 2D de diez capas.	63
Tabla 8. Resultados flujo fraccional modelo SPE10 modelo 2.	66
Tabla 9. Np a la ruptura del agua y del polímero modelo 1D homogéneo.	71
Tabla 10. Porcentaje de error de Np modelo 1D homogéneo.	72
Tabla 11. Np a la ruptura del agua y del polímero modelo 2D de diez capas.	74
Tabla 12. Porcentaje de error de Np modelo 2D de diez capas.	74
Tabla 13. Np a la ruptura del agua y del polímero modelo SPE10-modelo-2 de diez capas.	76
Tabla 14. Porcentaje de error de Np modelo SPE10-modelo-2 de diez capas.	77
Tabla 15. Porcentaje de error para la relación de μ_o/μ_p , modelo 1D homogéneo.	79
Tabla 16. Porcentaje de error para el Factor de resistencia residual, RRF; modelo 1D homogéneo.	81
Tabla 17. Porcentaje de error para la adsorción, Ads, modelo 1D homogéneo.	82
Tabla 18. Porcentaje de error para la relación de μ_o/μ_p modelo 2D heterogéneo.	82
Tabla 19. Porcentaje de error para el factor de resistencia residual, RRF; modelo 2D heterogéneo.	84
Tabla 20. Porcentaje de error para la adsorción, Ads, modelo 2D heterogéneo.	85
Tabla 21. Porcentaje de error para la relación de viscosidades, μ_o/μ_p , modelo SPE10-modelo 2.	86
Tabla 22. Porcentaje de error para el factor de resistencia residual, RRF; modelo SPE10-modelo 2.	87

Tabla 23. Porcentaje de error para la adsorción, Ads, modelo SPE10-modelo 2. 88

LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Asunciones de los modelos analíticos.	40
Cuadro 2. Datos de entrada mínimos para la predicción.	42
Cuadro 3. Modelos analíticos para la inyección de polímeros.	52
Cuadro 4. Datos de entrada para la metodología.	90
Cuadro 5. Datos requeridos por patrón.	91

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Razón de movilidad.	30
Ecuación 2. Factor de resistencia residual.	35

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Diagrama esquemático de la mejora del barrido areal causado por la inundación de polímeros en un sistema de cinco puntos.	31
Figura 2. Diagrama esquemático de la mejora del barrido vertical causado por la inundación de polímeros en un sistema de cinco puntos.	31
Figura 3. Estructura de la molécula de Xanthan.	33
Figura 4. Estructura molecular de poliacrilamida parcialmente hidrolizada (HPAM).	33
Figura 5. Diagrama de la metodología propuesta.	38
Figura 6. Procedimientos para el desarrollo de la herramienta digital.	43
Figura 7. Estructura de la herramienta digital para la aplicación de modelos analíticos para la inyección de polímeros.	44
Figura 8. Entrada de datos a la herramienta digital.	55
Figura 9. Ventana de resultados de la permeabilidad relativa.	56
Figura 10. Ventana cálculo de adsorción.	56
Figura 11. Ventana de resultados de flujo fraccional.	57
Figura 12. Ventana de resultados del modelo analítico de Buckley Leverett.	57
Figura 13. Ventana complementaria de los resultados del modelo de Buckley-Leverett.	58
Figura 14. Interfaz para los resultados del modelo analítico PFPM.	59
Figura 15. Grilla fina modelo 1D homogéneo.	69
Figura 16. Grilla fina modelo 2D de diez capas.	69
Figura 17. Grilla fina modelo SPE10 modelo 2.	70
Figura 18. Diagrama de flujo metodología.	92
Figura 19. Interfaz para los datos de entrada para la metodología.	94
Figura 20. Interfaz del cronograma de inyección.	95
Figura 21. Formulario para el ingreso de datos por patrón.	95
Figura 22. Interfaz para los resultados por patrón.	96

Figura 23. Interfaz para la gráfica y tabla de la producción acumulada de petróleo total.

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Algoritmos utilizados en el desarrollo de la herramienta digital.	104
Anexo B. Ecuaciones para el desarrollo de la herramienta digital.	114
Anexo C. Proyecto de solución comparativa spe 2001 (descripción del modelo 2).	118
Anexo D. Datos de los fenómenos involucrados en la inyección de polímeros en proyectos reales.	121
Anexo E. Teoría de tubos de corrientes modelo pfpm.	127
Anexo F. Resultados de la producción acumulada al momento de la ruptura del agua y del polímero para las sensibilidades.	129
Anexo G. Gráficas de la producción acumulada de petróleo adimensional y corte de agua para las sensibilidades.	136

ABREVIATURAS

adim:	Adimensional.
Bbl:	Barril.
BK:	Buckley & Leverett.
BPD:	Barriles por Día.
BRS:	Bacterias reductoras de sulfato.
BT:	Tiempo de ruptura de un fluido inyectado.
BY:	Barriles de yacimiento.
cP:	Centipoise.
d:	Día.
DOE:	Departamento de Energía de Estados Unidos. .
EOR:	<i>Enhanced oil recovery.</i>
ft:	Pies.
HPAM:	Poliacrilamida Parcialmente Hidrolizada.
IPV:	Volumen poroso inaccesible.
Lbm:	Libra masa.
mD:	MiliDarcy.
NPC:	Consejo Nacional de Petróleo.
OOIP:	<i>Original oil in place.</i>
PFPM:	Modelo predictivo para la inundación con polímeros.
PORV	Volumen poroso.
ppm:	Partes por millón.
psia	Libra por pulgada cuadrada.
RRF:	Factor de resistencia residual.
SPE:	<i>Society of Petroleum Engineers.</i>
STB:	<i>Stock tank barrel.</i>
VBA:	Visual basic para aplicaciones.
VDP:	Coeficiente de Dykstra-Parsons.

NOMENCLATURA

Ads:	Adsorción del polímero ($\mu\text{g/g}$).
$A_{\text{patrón}}$:	Área del patrón (Acres).
B_o :	Factor volumétrico del petróleo (BY/BN).
B_w :	Factor volumétrico del agua (BY/BN).
C_p :	Concentración del polímero (lb/lb).
C_{pa} :	Concentración del polímero adsorbido (lb/lb).
c_r :	Compresibilidad de la roca, [psi^{-1}].
D:	Profundidad (ft).
D_p :	Factor general de retraso del polímero (adimensional).
dfw/dsw:	Pendiente de la curva de flujo fraccional (fracción).
F_p :	Flujo fraccional del polímero (fracción).
F_w :	Flujo fraccional del agua (fracción).
h:	Espesor neto (ft).
k_o :	Permeabilidad efectiva del petróleo (mD).
k_{ro} :	Permeabilidad relativa del petróleo (adimensional).
k_{rw} :	Permeabilidad relativa del agua (Adimensional).
k_w :	Permeabilidad efectiva del agua (mD).
M:	Razón de movilidad (Adimensional).
n_o	Exponente del petróleo (Adimensional).
N_p :	producción acumulada de petróleo (Mbbl).
N_{pD} :	Producción acumulada adimensional.
N_w	Exponente del agua (Adimensional).
P:	Presión (psia).
PORV:	Volumen poroso (STB).
q_o :	Tasa de inyección (BPD).
q_p :	Tasa de producción de polímero (lbm/d).
r:	Radio del pozo (ft).
RRF:	Factor de resistencia residual (adim).
S_{or} :	Saturación de petróleo residual (fracción).

StepSw:	Paso de saturación (Adimensional).
S_w :	Saturación de agua (fracción).
S_{wc} :	Saturación de agua (fracción).
S_{wi} :	Saturación promedio de agua inicial a la inyección (fracción).
S_{wp} :	Saturación de agua promedio (fracción).
t_D :	Tiempo adimensional, volumen poroso inyectado.
W_{cut} :	Corte de agua (STB/STB).
λ_o :	Movilidad del petróleo (adimensional).
λ_w :	Movilidad del agua (adimensional).
μ_o :	Viscosidad del petróleo (cP).
μ_p :	Viscosidad del polímero (cP).
μ_w :	Viscosidad del agua (cP).
ρ_o :	Densidad del petróleo, [lb/stb].
ρ_p :	Densidad del polímero [lb/stb].
ρ_r :	Densidad de la roca [lb/stb].
\emptyset :	Porosidad (fracción).

GLOSARIO

ACRILAMIDA: la acrilamida es una amida C_3H_5NO que se deriva del ácido acrílico, que se polimeriza fácilmente, es un compuesto cristalino tóxico incoloro e inodoro, soluble en agua, alcohol y acetona: utilizado en la síntesis de poliacrilamida y otros materiales orgánico.

BACHE: volumen de fluido con un tamaño específico, inyectado al yacimiento para aumentar la producción de petróleo mediante la mejora del barrido volumétrico.

CETAL: es un término para la subcategoría de acetales formados a partir de cetonas. Es cualquiera de los diversos compuestos caracterizados por el grupo $C(OR)_2$ y obtenidos especialmente calentando aldehídos o cetonas con alcoholes.

DESPLAZAMIENTO INMISCIBLE: proceso por el cual un fluido pasa a ocupar el lugar de otro en un medio poroso sin mezclarse.

DIGITACIÓN: condición según la cual la interfaz de dos fluidos, tales como petróleo y agua, rodea secciones del yacimiento a medida que se mueve y crea un perfil desigual, o digitado. La digitación es una condición relativamente común en yacimientos con pozos de inyección de agua. El resultado de la digitación es una acción de barrido ineficiente que puede eludir volúmenes significativos de petróleo recuperable y, en casos graves, una irrupción temprana de agua en los pozos productores adyacentes.

DISPERSIÓN NUMÉRICA: durante la simulación de un proceso de desplazamiento inmiscible, la dispersión numérica es un artefacto de simulación indeseable que hace que el frente de inundación de agua se mueva más rápido cuando los grid-blocks de simulación son gruesos. La dispersión es un tema importante en los procesos químicos en medios porosos, la cantidad excesiva de dispersión numérica inherente a las técnicas de simulación estándar hace que los resultados computacionales sean cuantitativamente y en algunos casos, cualitativamente incorrectos.

ECUACION ANALÍTICA DE COREY: es una aproximación que permite graficar la curva de permeabilidad relativa conociendo las saturaciones de los fluidos del yacimiento.

FACTOR DE RECOBRO: cantidad recuperable de hidrocarburos existente en el yacimiento, normalmente expresada como un porcentaje. El factor de recuperación es una función del mecanismo de desplazamiento. Un objetivo importante de la recuperación de petróleo mejorada es incrementar el factor de recuperación.

FUENTES DE INFORMACIÓN SECUNDARIA: ofrecen información sobre el tema que se va a investigar, pero que no son la fuente original de los hechos o las situaciones, sino que sólo los referencian. Las principales fuentes secundarias para la obtención de la información son los libros, las revistas, los documentos escritos (en general, todo medio impreso), los documentales, los noticieros y los medios de información.

FUERZAS DE VAN DER WAALS: hace referencia a las interacciones dipolo-dipolo, dipolo-dipolo inducido y fuerzas de dispersión.

HIDROLISIS: ruptura de un enlace inducida por el agua.

MANOSA: es un azúcar simple (monosacárido) que se encuentra formando parte de algunos polisacáridos de las plantas. Pertenece al grupo de las hexosas, que son monosacáridos (glúcidos simples) formados por una cadena de seis átomos de carbono. Su fórmula general es $C_6H_{12}O_6$.

MECANISMOS ARTIFICIALES: cualquier sistema que agrega energía a la columna de fluido de un pozo con el objetivo de iniciar y mejorar la producción del pozo. Los sistemas de levantamiento artificial utilizan una diversidad de principios de operación, incluidos el bombeo mecánico, el levantamiento artificial por gas y las bombas eléctricas sumergibles.

MOVILIDAD: relación entre la permeabilidad efectiva y la viscosidad de fase.

RAZÓN DE MOVILIDAD: se define como la razón entre la movilidad de la fase desplazante y la movilidad de la fase desplazada.

RECUPERACIÓN MEJORADA: método para mejorar la recuperación de petróleo que usa técnicas sofisticadas que alteran las propiedades originales del petróleo. Clasificadas alguna vez como una tercera etapa de la recuperación de petróleo que se efectuaba después de la recuperación secundaria, las técnicas empleadas durante la recuperación de petróleo mejorada pueden realmente iniciarse en cualquier momento durante la vida productiva de un yacimiento de petróleo. Su propósito no es solamente restaurar la presión de la formación, sino también mejorar el desplazamiento del petróleo o el flujo de fluidos en el yacimiento.

RECUPERACIÓN SECUNDARIA: segunda etapa de producción de hidrocarburos durante la cual un fluido externo, como agua o gas, se inyecta en el yacimiento a través de pozos de inyección ubicados en la roca que tengan comunicación de fluidos con los pozos productores. El propósito de la recuperación secundaria es mantener la presión del yacimiento y desplazar los hidrocarburos hacia el pozo.

RUPTURA DE FLUIDO INYECTADO: se define como la etapa donde el fluido inyectado en el yacimiento para mejorar el desplazamiento del petróleo llega a uno o más pozos en producción.

SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS: la simulación numérica integra las herramientas matemáticas que permiten modelar, simular, o predecir el comportamiento de los yacimientos de hidrocarburos.

XANTHOMONAS CAMPESTRIS: es una bacteria que causa una variedad de fitopatologías. Es usada en la producción comercial de un polisacárido de alto peso molecular, la goma xantana.

YACIMIENTO: un cuerpo de roca del subsuelo que exhibe un grado suficiente de porosidad y permeabilidad para almacenar y transmitir fluidos.

RESUMEN

Cada día la industria petrolera recurre más a menudo a procesos de recuperación mejorada, debido a la disminución de nuevos hallazgos sustanciales de hidrocarburos y a la necesidad de suplir la creciente demanda energética. Una técnica importante incluida en estos procesos es la inyección de polímeros, la cual mejora la razón de movilidad y aumenta el barrido de petróleo hacia los pozos productores. Esta técnica representa un costo adicional en la operación, por lo cual es necesario estimar su viabilidad; para esto, se utilizan diferentes herramientas, tal como: la simulación numérica que permite predecir gran parte de los fenómenos que intervienen en este proceso, pero requieren una gran cantidad de información para su uso, también se emplean los modelos analíticos, que ofrecen resultados aproximados aceptables, con la ventaja que requieren de poca información, lo cual los hace útiles al inicio de los proyectos de recuperación mejorada. Un inconveniente de los modelos analíticos es que son especializados y difíciles de aplicar; por tanto, el objetivo del presente proyecto es estandarizar una metodología para una serie de modelos analíticos de inyección de polímeros mediante una herramienta digital. Para este propósito, se documentaron varios modelos analíticos para la inyección de polímeros, de los cuales se seleccionaron dos modelos para el diseño de una herramienta digital utilizando el software Visual Basic para facilitar su manejo. Posteriormente, se evaluaron tres casos base en la herramienta digital que permitió tener una perspectiva de los procesos internos de cada uno de los modelos analíticos y reconocer sus principales diferencias y como esto afecta la predicción. Los resultados fueron validados mediante simulación numérica con el software ECLIPSE100 obteniendo resultados adecuados con un grado de certeza favorable. Se evaluó el impacto de los fenómenos involucrados en la inyección de polímeros en los resultados de los modelos analíticos, con base en estos resultados, se procedió a diseñar una metodología de evaluación analítica de inyección de polímeros que facilita su manejo dando orden y claridad a los procedimientos que permite generar resultados rápidamente y facilitando el entendimiento de estos.

Palabras clave: Recuperación terciaria, Recobro mejorado, EOR, inyección polímeros, modelo predictivo, evaluación analítica.

ABSTRACT

Every day, the oil industry resorts more often to improved recovery processes, due to the decrease in new hydrocarbon significant findings and the need to meet the growing demand. An important technique within these processes is the polymer flooding, which improves the mobility ratio and increases the oil sweep to the producing wells. This technique means an additional cost in the operation for which it is necessary to estimate its viability, for this purpose, different tools are used such as the numerical simulation that allows to predict almost all the phenomena involved in this process, but require a large amount of information for its use, there are also analytical models that offer approximated results, with the advantage that they need little information, which make them useful at the beginning of the improved recovery projects. Therefore, the objective of this thesis is to standardize a methodology for a series of analytical models for polymer flooding using a digital tool. For this purpose, several analytical models for polymer injection were documented, of which two models were selected for the design of the digital tool using Visual Basic software to facilitate its management. Subsequently, three base cases were evaluated in the digital tool that allowed getting a perspective of the internal processes of each of the analytical models and recognize their main differences and how this affects the prediction. The results were validated by numerical simulation with the ECLIPSE100 software, obtaining adequate results with a favorable degree of certainty. The impact of the phenomena involved in the injection of polymers in the results of the analytical models was evaluated. Based on these results, an analytical evaluation methodology for polymer injection was designed to facilitate its management, giving order and clarity to the procedures that allow to generate results quickly and facilitate their understanding.

Keywords: *Tertiary recovery, Improved recovery, EOR, polymer injection, predictive model, analytical evaluation.*

INTRODUCCIÓN

El comienzo de la producción en un campo de hidrocarburos generalmente inicia debido a los mecanismos de empuje presentes en el yacimiento, o con la ayuda de mecanismos artificiales. Luego de un periodo de producción, la energía natural empieza a declinar, lo cual conlleva a implementar una recuperación secundaria (inyección de agua o gas), que tiene como función principal desplazar el hidrocarburo hacia los pozos productores en un proceso de desplazamiento inmiscible. Al finalizar la aplicación de esta técnica, una gran cantidad de OOIP (por sus siglas en inglés de *original oil in place*) que puede ser recuperado continúa en el yacimiento, por lo cual es necesario acudir a métodos de recuperación mejorada que permiten extender la vida productiva del yacimiento. El creciente consumo energético y una tendencia de declinación en el descubrimiento de nuevos campos significativos de crudo, vuelven más atractivos los procesos de recuperación mejorada en campos maduros para las compañías.

Una de las técnicas químicas de recuperación mejorada de petróleo (EOR por sus siglas en inglés de *enhanced oil recovery*) “más utilizada es la inyección de polímeros, puesto que es el producto químico que presenta más incremento en la recuperación de crudo”¹. Este polímero es mezclado con el agua de inyección, incrementando la viscosidad de la fase acuosa y así reduciendo su movilidad relativa al petróleo, frecuentemente es aplicado a campos con un crudo de alta viscosidad y de la misma manera se usa frecuentemente luego de que la inyección de agua ha alcanzado su eficiencia máxima de recobro. “Por lo tanto la inyección de polímeros puede tomarse en consideración cuando existe una razón de movilidad desfavorable o cuando hay una excesiva heterogeneidad en el yacimiento”². La disolución del polímero en el agua inyectada, hace que el frente del polímero sea estable. En un perfil de saturación de agua en función de la distancia, se puede evidenciar como el aumento de la viscosidad mejora la saturación del frente de inyección, implicando así una mejora de la eficiencia de desplazamiento microscópica, por tanto, un incremento en la recuperación de petróleo a un volumen inyectado menor.

Cuando se identifica la posibilidad de implementar el proceso en un campo, es necesario analizar, evaluar y pronosticar el comportamiento y desempeño del yacimiento para la toma de decisiones y cuantificación, de esta manera proceder con las operaciones y estrategias de desarrollo del campo. “Muchos métodos han sido desarrollados para este propósito que van desde las correlaciones empíricas, el avance frontal del polímero y la curva de desplazamiento hasta el uso de los simuladores numéricos de yacimientos. Los modelos numéricos sofisticados pueden representar en gran parte los mecanismos envueltos en el desplazamiento

¹ ABDUL HAMID, S. A. y MUGGERIDGE, A. H. *Analytical solution of polymer slug injection with viscous fingering*. En: *Computational Geosciences*. Junio, 2018. Vol 22, no. 98, p. 711.

² SORBIE, Kenneth. *Polymer-Improved Oil Recovery*. Glasgow: Blackie & Son Ltd, 1991, p. 248.

inmiscible durante la inyección de polímeros. Sin embargo, estos modelos exhiben una aplicación limitada debido a sus extensos requisitos de datos³, por lo tanto, para etapas iniciales del desarrollo de un proyecto, donde no se cuenta con una gran cantidad de información, es más conveniente el uso de modelos analíticos. Esto permite a los ingenieros proporcionar predicciones aproximadas y crear una gran fuente de información al caracterizar el proceso y proveer una rápida estimación del incremento de petróleo obtenido por la inyección de polímeros, con una cantidad limitada de información y una inversión más baja.

Los modelos analíticos son conocidos como los más especializados y difíciles para aplicar, puesto que requieren un conocimiento previo del tema para usar una ecuación en particular para describir una situación física de manera útil⁴. Se requiere el conocimiento de variables implícitas de las características del yacimiento como la interacción roca-fluido y fluido-fluido; y en el caso de los modelos analíticos para la inyección de polímeros, se requiere entender los fenómenos existentes en su invasión dentro del yacimiento, dificultando la predicción.

El modelo de Buckley y Leverett (1942) desarrolla una solución analítica que permite evaluar fácilmente la eficiencia del desplazamiento del petróleo por medio de la inyección de agua. Gary A. Pope⁵ muestra la aplicación y desarrollo de la teoría de flujo fraccional de Buckley y Leverett para el análisis de la inyección de polímeros.

El modelo PFPM⁶ (por sus siglas en inglés de *polymer flood predictive model*) desarrollado por el DOE (por sus siglas en inglés de *Department of Energy of EEUU*) en 1986, permite calcular el incremento en el recobro de petróleo asociada a la inyección de polímero. La arquitectura del modelo es similar a la de otros modelos predictivos, es un modelo tridimensional de dos fases (agua y petróleo), el cual calcula la ruptura del frente de agua y el recobro de petróleo usando la teoría de flujo fraccional, y modela el barrido areal y vertical usando una aproximación de tubos de corriente y una correlación basada en resultados numéricos, que es usada para modelar el efecto del tamaño de polímero. Las propiedades físicas de la inundación con polímeros, como la adsorción, reducción de la permeabilidad y efectos no newtonianos, son incluidos en este modelo. La caída de presión entre el pozo inyector y el pozo productor se mantiene constante y la inyectividad en cada periodo es calculada basado en la movilidad en cada tubo de corriente. La heterogeneidad es considerada ya sea ingresando datos de capa detallados o

³ YANG Er-long y WANG, Jing-cui. *A New Method to Predict Polymer Flood Performance*. En: *Procedia Environmental Sciences*, 2011. vol 11, parte c, p. 1522-1528.

⁴DAKE, L.P. *Introduction to reservoir engineering*. En: *The practice of reservoir engineering (Revised Edition)*. [s.l.]: Elsevier Science, 2001 p. 6.

⁵ POPE, Gary A. *The Application of Fractional Flow Theory to Enhanced Oil Recovery*. En: *Society of Petroleum Engineers Journal*. Junio, 1980 vol 20, no 03, p. 191-205.

⁶ 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.

usando el coeficiente de Dykstra-Parsons para un yacimiento con una distribución de permeabilidad log-normal.

La evaluación de los diferentes escenarios de producción e interpretaciones de yacimientos requiere de un entendimiento claro del proceso. Al desarrollar una estandarización de la metodología de uso de los modelos analíticos para la inyección de polímeros mediante una herramienta digital, se facilitará el estudio de la inyección de polímeros por medio de la predicción analítica y se mejorará el entendimiento de los fenómenos que ocurren en el proceso.

Por medio de la documentación y descripción de los modelos analíticos, y el desarrollo de una herramienta, se puede tener una mayor comprensión del uso de estos y su aplicabilidad para la evaluación de la inyección de polímeros.

El objetivo general de esta tesis es estandarizar los modelos analíticos de inyección de polímeros mediante una herramienta digital que busca el establecimiento de una metodología que facilite el uso y la aplicación de los modelos. Los objetivos específicos fueron:

- Describir los métodos predictivos existentes para la inyección de polímeros, las variables involucradas y el software Visual Basic.
- Generar una herramienta digital para la aplicación de modelos analíticos de inyección de polímeros.
- Implementar la herramienta digital diseñada para la aplicación de los modelos analíticos utilizando un caso base.
- Validar los resultados obtenidos mediante la herramienta digital generada y un software de simulación numérica.
- Evaluar el impacto de la incertidumbre en los fenómenos involucrados en el desplazamiento de petróleo mediante inyección de polímero.
- Diseñar una metodología de evaluación analítica de la inyección de polímeros mediante los resultados obtenidos.

Primero, se presenta una contextualización del proceso de inyección de polímeros, las variables involucradas. A continuación, se describen brevemente los modelos analíticos para esta técnica. Posteriormente, se genera una herramienta digital en el software de VBA para la aplicación de los principales modelos analíticos para la inyección de polímeros y luego, se implementa la herramienta digital diseñada utilizando tres casos base y se valida mediante la comparación con los resultados de simulación numérica llevada a cabo en el software ECLIPSE 100. Finalmente,

se evalúa el impacto de la incertidumbre de los fenómenos involucrados, las asunciones que se tienen en cuenta en estos modelos y se diseña una metodología de evaluación analítica para la inyección de polímeros.

1. MARCO TEÓRICO

En esta sección se presentan los aspectos generales sobre la inyección de polímeros y se describen los modelos analíticos para esta técnica.

1.1 INYECCIÓN DE POLÍMEROS

La inyección de polímeros consiste en la adición de polímero a el agua de inundación para disminuir su movilidad, esto resulta en un aumento la viscosidad de la fase acuosa, y por tanto una reducción en la razón de movilidad,⁷ M , que se define como (Ecuación 1):

Ecuación 1. Razón de movilidad.

$$M = \frac{\lambda_o}{\lambda_w} = \frac{(\mu_o/k_o)}{(\mu_w/k_w)}$$

Fuente: SORBIE, Kenneth. Polymer-Improved Oil Recovery. Glasgow: Blackie & Son Ltd, 1991, p. 1.

Donde λ , μ y k son la movilidad, viscosidad y permeabilidad efectiva respectivamente y los subíndices o y w se refieren al aceite y al agua. Parte del petróleo se queda atrapado luego de una Inyección de agua, al aumentar la viscosidad del fluido inyectado mediante el uso de polímeros se genera una reducción en la movilidad de agua y en la permeabilidad de la fase acuosa, esto generará una mayor eficiencia de barrido en general (figura 1 y 2), para así obtener un incremento en el recobro.⁸

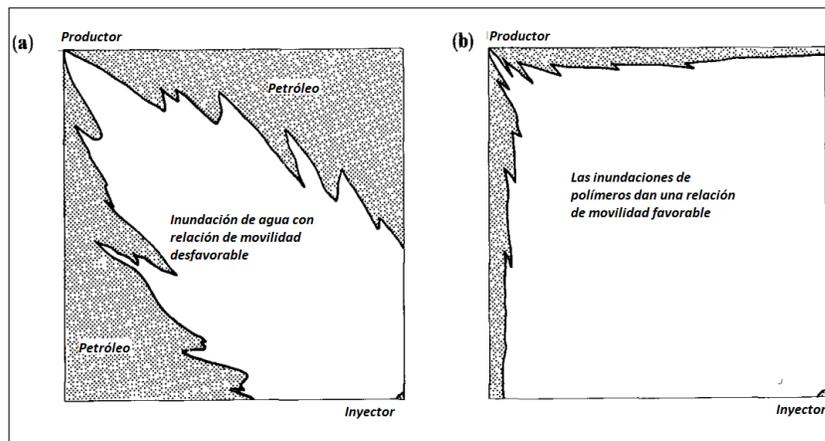
La inyección de una solución de polímero en lugar de agua da como resultado una mayor saturación en el frente, reduciendo el corte de agua hasta que el frente de polímero se irrumpe, y puede ayudar a estabilizar los desplazamientos para los cuales la relación de movilidad del frente de agua y aceite es mayor que uno (1). De esta manera, reduciendo o previniendo el grado de digitación viscosa⁹. La figura 1a muestra la digitación viscosa en un patrón de inundación de cinco puntos. Como se puede observar, en el avance, la eficiencia del barrido areal a la ruptura es muy baja, donde hay una razón de movilidad desfavorable en la inundación con agua en un sistema altamente heterogéneo, en estas mismas condiciones el polímero (figura 1b) mejora la eficiencia lineal y areal, el barrido areal se mejora tanto con el aumento en el frente de saturación como disminuyendo la digitación viscosa.

⁷ LAKE, Larry w. Polymer methods. En: Enhanced oil recovery. New Jersey: Prentice hall, 1989. p. 314.

⁸ SORBIE, Kenneth. Polymer-Improved Oil Recovery. Glasgow: Blackie & Son Ltd, 1991. p. 249.

⁹ *Ibíd.*, p. 249.

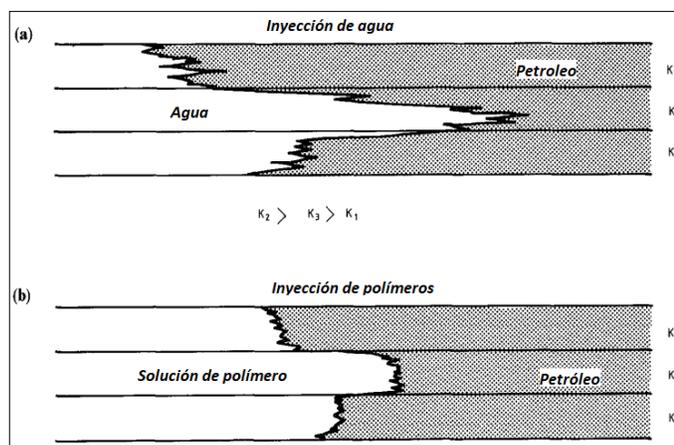
Figura 1. Diagrama esquemático de la mejora del barrido areal causado por la inundación de polímeros en un sistema de cinco puntos.



Fuente: SORBIE, Kenneth. Polymer-Improved Oil Recovery. Glasgow: Blackie & Son Ltd, 1991, p. 248.

Una característica común en muchos sistemas de yacimientos es la estratificación a gran escala, donde los estratos geológicos adyacentes tienen permeabilidades muy contrastantes. Esto conduce a un avance temprano del agua en los estratos de mayor permeabilidad o "zonas ladronas" y, por lo tanto, baja eficiencia de barrido vertical¹⁰. Esta situación se ilustra esquemáticamente en la Figura 2a, y el tipo de mejora que se puede obtener con el polímero se muestra en la Figura 2b.

Figura 2. Diagrama esquemático de la mejora del barrido vertical causado por la inundación de polímeros en un sistema de cinco puntos.



Fuente: SORBIE, Kenneth. Polymer-Improved Oil Recovery. Glasgow: Blackie & Son Ltd, 1991, p. 248.

¹⁰ *Ibíd.*, p. 250.

Una mayor eficiencia de recobro constituye el principal incentivo económico cuando la inyección de polímeros es pertinente. Generalmente una inundación con polímeros será económica solo cuando la razón de movilidad en la inundación de agua es alta, el yacimiento presenta alta heterogeneidad, o cuando ocurre una combinación de estas dos.¹¹

1.2 PRINCIPALES POLÍMEROS UTILIZADOS EN RECOBRO MEJORADO

En el proceso de inyección se utilizan principalmente dos tipos de polímeros: el Xanthan y la Poliacrilamida Parcialmente Hidrolizada (HPAM). El primero es un polímero de origen biológico y el segundo se fabrica de manera sintética. Debido a la diferencia de procedencia de estos, se obtiene un comportamiento distinto en cuanto al poder viscosificante de cada uno de los compuestos.

La razón histórica para el uso de estos dos polímeros en las operaciones de recuperación de petróleo se basa en el hecho de que cada uno tiene amplias aplicaciones en el mercado.¹²

1.2.1 Biopolímero Xanthan. Producido por el microorganismo *Xanthomonas Campestris*, su estructura se muestra en la figura 3. Existen varias especies que se derivan de la reproducción de la célula inicial única, *campestris*, y estas producen polímeros de xanthan con propiedades bastante diferentes como resultado de algunas ligeras diferencias en los detalles de la estructura molecular resultante. La columna vertebral de la estructura se compone de una cadena de monómeros de glucosa de tipo celulosa con enlaces de glucosídicas. Sin embargo, las cadenas laterales colgantes que están unidas a cada segunda unidad de glucosa en la columna vertebral son una característica muy importante de la estructura de xanthan. Consisten en la secuencia trisacárido manosa-ácido glucurónico-manosa. En el residuo de la cadena lateral de manosa más cercano a la columna vertebral, con frecuencia hay un grupo O-acetil unido como se muestra en la Figura 3. La terminación manosa en la cadena lateral también puede contener algo de piruvato unido a un cetil, como también se muestra en la Figura 3.¹³

Este polímero actúa como una barra semirrígida y es bastante resistente a la degradación mecánica. Los pesos moleculares del biopolímero de xanthan utilizado en los procesos EOR varían de 1 a 15 millones¹⁴.

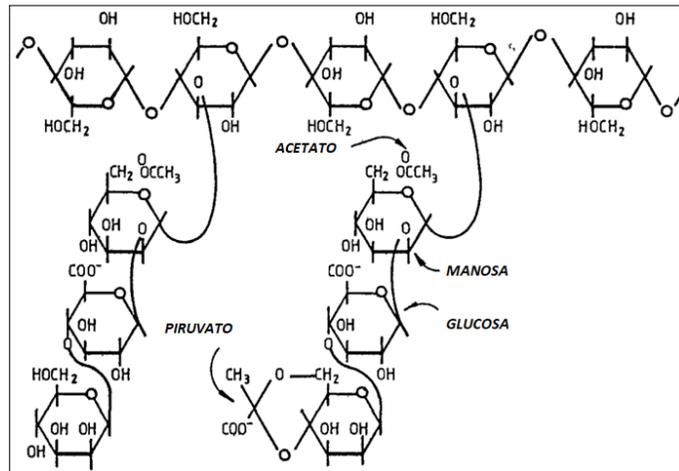
¹¹ LAKE, Larry w. Polymer methods. En: Enhanced oil recovery. New Jersey: Prentice hall, 1989. p. 314.

¹² SORBIE. Op. cit., p. 6.

¹³ *Ibíd.*, p. 7.

¹⁴ SHENG, James J. Polymer flooding. En: Modern chemical enhanced oil recovery theory and practice. Massachusetts: Elsevier 2011. p. 104.

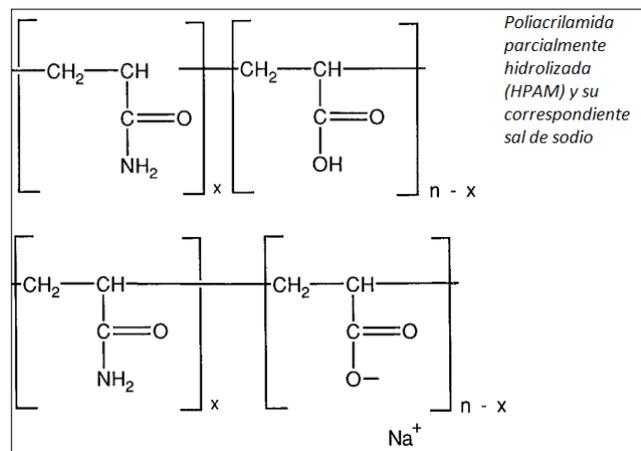
Figura 3. Estructura de la molécula de Xanthan.



Fuente: SORBIE, Kenneth. Polymer-Improved Oil Recovery. Glasgow. Blackie & Son Ltd, 1991, p. 8.

1.2.2 Poliacrilamida Parcialmente Hidrolizada (HPAM). Es un químico utilizado en la Industria petrolera debido a sus buenas propiedades floculantes y su fácil adquisición. En las operaciones de recobro, es mucho más frecuente el HPAM que el biopolímero Xanthan.¹⁵ El HPAM es un polímero sintético de cadena lineal de monómeros de acrilamida, algunos de los cuales han sido hidrolizados. (Figura 4).

Figura 4. Estructura molecular de poliacrilamida parcialmente hidrolizada (HPAM).



Fuente: SORBIE, Kenneth. Polymer-Improved Oil Recovery. Glasgow: Blackie & Son Ltd, 1991, p. 20.

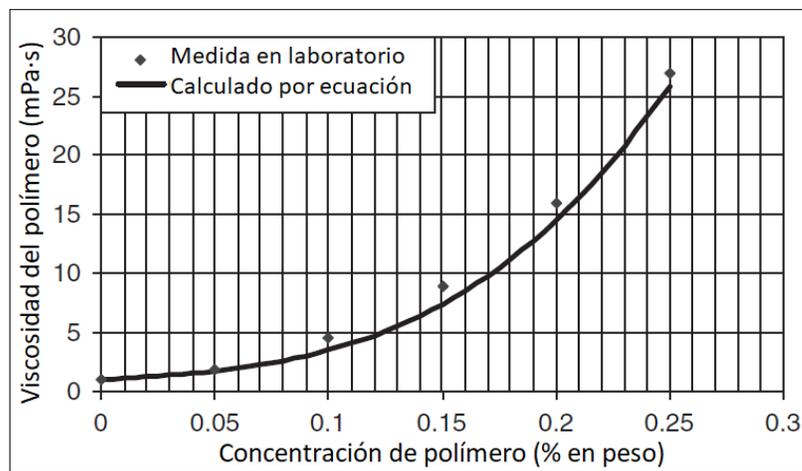
¹⁵ SORBIE, Kenneth. Polymer-Improved Oil Recovery. Glasgow: Blackie & Son Ltd, 1991, p. 6.

1.3 FENÓMENOS QUE INTERVIENEN EN LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS

Durante el proceso de inyección de polímeros ciertos fenómenos y parámetros son involucrados y alteran el proceso, los cuales serán descritos a continuación.

1.3.1 incremento de la viscosidad en la fase acuosa. La viscosidad es el parámetro más importante para la solución de polímero dado que mejora la razón de movilidad agua-petróleo, esto resulta en un aumento de la eficiencia de barrido areal y vertical, aumentando el factor de recobro, el cual es el principal objetivo de la inyección de polímeros. Este parámetro se ve afectado principalmente por la concentración (gráfica 1), los efectos de esfuerzos de corte, el pH, y la temperatura.

Gráfica 1. Viscosidad del polímero vs concentración.



Fuente: SHENG, James J. Polymer flooding. En: Modern chemical enhanced oil recovery theory and practice. Massachusetts: Elsevier 2011. p. 132.

1.3.2 Reducción de la viscosidad del polímero debido a la salinidad de agua de formación. La salinidad provoca el colapso de la cadena molecular, dando como resultado una molécula mucho más pequeña y, por lo tanto, una solución de menor viscosidad.¹⁶

1.3.3 Factor de resistencia residual (RRF). El factor de resistencia residual RRF es la relación entre la movilidad del agua antes y después de la inyección de una solución de polímero. También se puede expresar como la relación de la permeabilidad del agua inicialmente y después de la inyección de polímero (Ecuación 2).¹⁷

¹⁶ Ibíd., p. 65.

¹⁷ LITTMANN, W. Screening procedures. En: Polymer flooding. Ámsterdam: Elsevier, 1988, p. 18.

Ecuación 2. Factor de resistencia residual.

$$RRF = \frac{k_w \text{ inicial}}{k_w \text{ despues}}$$

Fuente: LITTMANN, W. Screening procedures. En: Polymer flooding. Ámsterdam: Elsevier, 1988, p. 19.

El factor de resistencia residual es una medida de la tendencia del polímero a adsorberse y bloquear parcialmente el medio poroso¹⁸.

1.3.4 Degradación del polímero. Se refiere a cualquier proceso que descompone la estructura molecular de las macromoléculas. Las principales vías de degradación de interés en las aplicaciones de recuperación de petróleo son químicas, mecánicas y biológicas.¹⁹

1.3.4.1 Degradación química. La degradación química se refiere a la descomposición de las moléculas de polímero, ya sea a través del ataque a corto plazo por contaminantes, como el oxígeno y el hierro, o por medio del ataque a largo plazo a la columna vertebral molecular por procesos como la hidrólisis. Esto último es causado por la inestabilidad intrínseca de las moléculas, incluso en ausencia de oxígeno u otras especies atacantes. En otras palabras, la estabilidad química del polímero se controla principalmente mediante reacciones de oxidación-reducción e hidrólisis.²⁰

1.3.4.2 Degradación biológica. La degradación biológica se refiere a la descomposición microbiana de macromoléculas de polímeros por bacterias durante el almacenamiento o en el yacimiento. Aunque el problema es más frecuente para los biopolímeros, el ataque biológico también puede ocurrir para los polímeros sintéticos.

Se ha encontrado que HPAM puede proporcionar nutrición a las bacterias reductoras de sulfato (BRS). A medida que aumenta el número de BRS, disminuye la viscosidad de HPAM.²¹

¹⁸ *Ibíd.*, p. 20.

¹⁹ *Ibíd.*, p. 135.

²⁰ *Ibíd.*, p.135.

²¹ *Ibíd.*, p.147.

1.3.4.1 Degradación mecánica. Describe la descomposición de las moléculas en la región de alta velocidad de flujo cerca de un pozo, como resultado de altas tensiones mecánicas en las macromoléculas. Este efecto a corto plazo es importante solo en el yacimiento cerca del pozo (y también en algunos equipos de manipulación de polímeros, estranguladores, etc.).²²

1.3.5 Comportamiento del flujo del polímero en el medio poroso. En vista de que el polímero es un elemento el cual no pertenece por naturaleza al yacimiento, presenta ciertos comportamientos dentro de este como se describe a continuación.

1.3.5.1 Retención de polímeros. La retención de polímeros incluye adsorción, atrapamiento mecánico y retención hidrodinámica. El atrapamiento mecánico y la retención hidrodinámica están relacionados y ocurren solo en medios porosos de flujo continuo. Se considera que la retención por atrapamiento mecánico se produce cuando las moléculas de polímero más grandes se alojan en canales de flujo estrechos (Willhite y Domínguez, 1977).²³

Para los tres mecanismos anteriores de retención del polímero, se puede evitar el atrapamiento mecánico prefiltrando o cortando previamente el polímero o aplicando el polímero en una formación de alta permeabilidad. La retención hidrodinámica probablemente no sea un gran contribuyente en la retención total y puede omitirse en aplicaciones de campo. La adsorción es una propiedad fundamental del sistema solvente de superficie de roca de polímero y es el mecanismo más importante. En comparación con los alcalinos y los tensoactivos, debido a las moléculas grandes, el atrapamiento mecánico de polímeros y la retención hidrodinámica son más significativos. Sin embargo, debido a que es difícil diferenciar estos tres mecanismos en las pruebas dinámicas de inundación, simplemente podemos usar el término retención para describir la pérdida de polímero, a veces simplemente usando el término adsorción. Aparentemente, la adsorción se discute con mayor frecuencia en la literatura sobre el tema.²⁴

➤ **Adsorción en la superficie de la roca.** La adsorción se refiere a la interacción entre las moléculas de polímero y la superficie sólida. Esta interacción hace que las moléculas de polímero se unan a la superficie del sólido, principalmente por adsorción física, fuerzas de van der Waals y enlaces de hidrógeno. Esencialmente, el polímero ocupa sitios de adsorción en la superficie. La adsorción depende del área de superficie expuesta a la solución de polímero.²⁵

²² *Ibíd.*, p.143.

²³ *Ibíd.*, p.153.

²⁴ *Ibíd.*, p.155.

²⁵ *Ibíd.*, p.154.

1.3.5.2 Volumen poroso inaccesible (IPV). Cuando los tamaños de las moléculas del polímero son mayores que algunos poros en un medio poroso, las moléculas de polímero no pueden fluir a través de esos poros. El volumen de esos poros a los que las moléculas de polímero no pueden acceder se llama volumen de poro inaccesible (IPV).²⁶

1.3.6 Permeabilidades Relativas en Inundaciones de Polímeros. La creencia convencional es que la inundación de polímeros no reduce la saturación residual de aceite en una microescala. El efecto del polímero es aumentar la viscosidad del fluido de desplazamiento y, por lo tanto, aumentar la eficiencia del barrido. También es aceptable que las viscosidades del fluido no afecten a las curvas de permeabilidad relativa. Por lo tanto, es lógico creer que las permeabilidades relativas en las inundaciones de polímeros y en las inundaciones de agua después de las inundaciones de polímeros son las mismas que las medidas en las inundaciones de agua antes de las inundaciones de polímeros, si se tiene en cuenta el factor de resistencia para la permeabilidad relativa al agua (k_{rw}) en las inundaciones de polímeros y el factor de resistencia residual para el k_{rw} después de la inundación del polímero. Esta creencia ha sido apoyada por algunos experimentos.²⁷

1.4 MODELOS ANALÍTICOS PARA LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS

Los modelos analíticos permiten predecir el comportamiento que presentaran los fluidos de inyección y los del yacimiento durante la implementación del proceso, mediante ecuaciones las cuales surgen de principios fundamentales que se han comprendido durante muchos años. Estos principios son la conservación de la masa, la dinámica de los fluidos, etc., al igual que los factores y fenómenos que intervienen, generando datos que son de gran importancia en los estudios de proyección y análisis de viabilidad.

Los modelos analíticos mediante las ecuaciones que caracterizan el proceso proveen una rápida estimación del incremento de petróleo obtenido por la inyección de polímeros con poca cantidad de información, lo cual permite tener un mayor grado de certeza en la toma en etapas tempranas del desarrollo de los yacimientos.

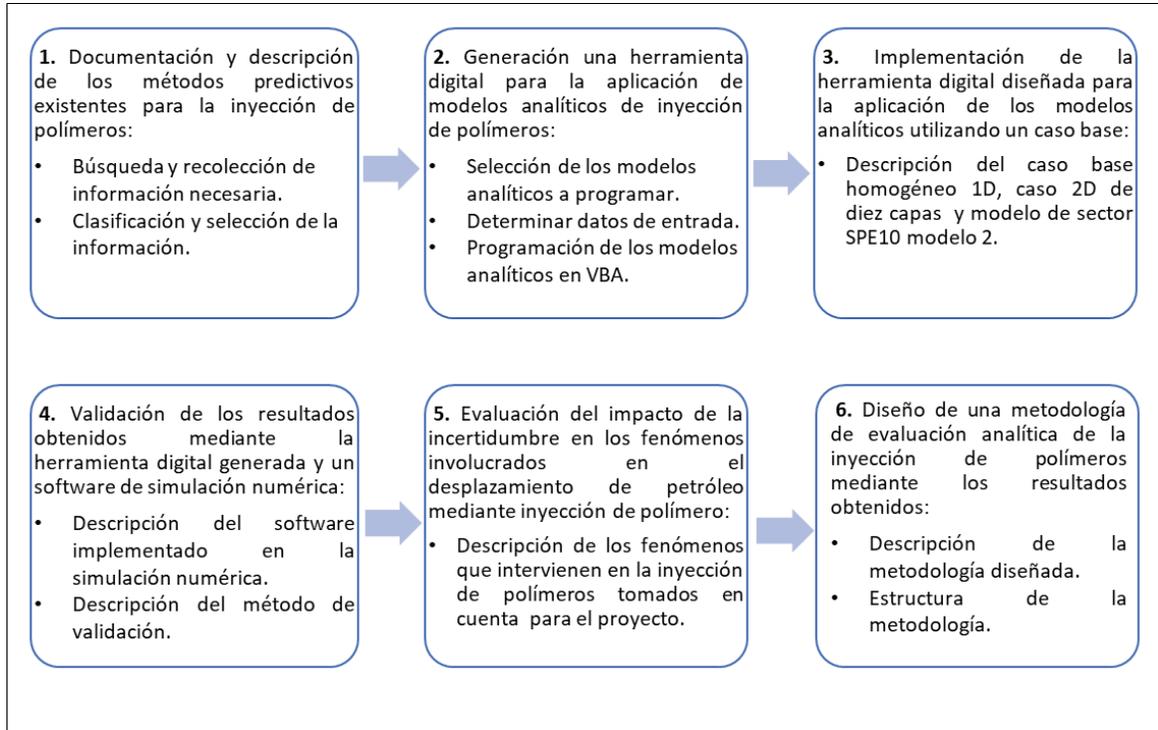
²⁶ *Ibíd.*, p. 164.

²⁷ *Ibíd.*, p. 171.

2. METODOLOGÍA Y DATOS

En esta sección se describen los procedimientos llevados a cabo, se muestran los datos para el desarrollo de una metodología estándar para el uso de los modelos analíticos. A partir de ello, se presenta el diseño de una herramienta digital. La figura 5 resume en forma gráfica la metodología desarrollada.

Figura 5. Diagrama de la metodología propuesta.



Fuente: elaboración propia.

2.1 DOCUMENTACIÓN Y DESCRIPCIÓN DE LOS MÉTODOS PREDICTIVOS EXISTENTES PARA LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS

Se realizó una investigación de los principales modelos analíticos para la inyección de polímeros disponibles en la literatura con el fin de contar con una documentación y contextualización de los mismos, para llevar a cabo esto, los modelos analíticos que fueron hallados se clasificaron y se ordenaron a modo de tabla, donde se identificó el título, autor(es), las contribuciones, el objetivo principal del documento y la fuente del modelo.

2.1.1 Fuentes y técnicas de recolección de información. Se utilizaron fuentes de información secundaria, por nivel de confianza; textos, tales como, libros, artículos de revistas científicas, en las cuales también se investigaron las diferentes criterios y variables. En cuanto a las técnicas de recolección de información se utilizó el análisis de contenido en documentos.

2.1.2 Clasificación y selección de la información. Los modelos analíticos que fueron investigados se ordenaron cronológicamente desde los modelos más antiguos hasta los más recientes. Para la selección de la información solo se tomaron en cuenta los modelos analíticos que no utilizaron ninguna correlación numérica en su predicción, adicionalmente no se tomaron en cuenta aquellos modelos que integraban otro tipo de producto químico (álcalis, surfactante).

2.2 GENERACIÓN DE UNA HERRAMIENTA DIGITAL PARA LA APLICACIÓN DE MODELOS ANALÍTICOS DE INYECCIÓN DE POLÍMEROS

Partiendo de la revisión bibliográfica se realizó una selección de los modelos analíticos a programar según su aporte, aplicabilidad, integridad y relevancia; ya que muchos de estos modelos realizan su predicción mediante ecuaciones similares, por otro lado, se observó que parte de los modelos analíticos documentados pasan por alto mecanismos envueltos en la inyección de polímeros que son importante y tienen un gran efecto en los resultados de la predicción, además se encontró que los modelos más recientes utilizan una gran cantidad de información para su funcionamiento y a causa de esto no se consideraron para la creación de la herramienta digital. Posteriormente se identificaron los datos de entrada necesarios para la predicción de los modelos analíticos seleccionados, estos datos están relacionados con: las propiedades de los fluidos, propiedades del yacimiento y los parámetros del proceso de inyección de polímeros. Finalmente, se diseñó la herramienta digital a través del programa Visual Basic para aplicaciones en Excel.

2.2.1 Selección de los modelos analíticos a programar. Luego de la revisión literaria se observó que la mayoría de modelos analíticos para la inyección de polímeros están basados en la teoría de avance frontal de Buckley & Leverett (1942) y el desarrollo de su aplicación para procesos de inyección de polímero por el autor Gary A. Pope²⁸ (1989); convirtiéndolo en el modelo más representativo, además este modelo funciona con las ecuaciones fundamentales para el desarrollo y entendimiento del desplazamiento de petróleo mediante la inyección de polímeros, por estas razones se seleccionó como uno de los modelos a implementar.

Es importante resaltar que los simuladores numéricos comerciales como Sahara utiliza una solución 1D modificada para describir un proceso 3D. por lo tanto el

²⁸ POPE, Gary A. The Application of Fractional Flow Theory to Enhanced Oil Recovery. En: Society of petroleum engineers journal. Junio, 1980, vol. 20, no. 03, p. 191-205.

modelo analítico de Buckley & Leverett siendo un modelo unidimensional toma mayor importancia para su programación en la herramienta digital.

El segundo modelo que se considerado, fue generado por el Consejo Nacional de Petróleo (NPC) y apoyado por el departamento de energía (DOE) de los Estados Unidos en conjunto con el ministerio de minas y energías de la república de Venezuela. Al igual que los otros modelos, está basado en el análisis de flujo fraccional, no obstante, es un modelo tridimensional de dos fases (agua-petróleo), el cual considera la eficiencia de barrido areal y vertical utilizando la teoría de tubos de corriente, e incluye factores físicos que ocurren en la inyección de polímeros como lo son: la adsorción, reducción de la permeabilidad (factor de resistencia residual) y efectos no newtonianos. La caída de presión entre el pozo inyector y el pozo productor se asume como constante y la inyectividad en cada periodo es calculada basada en la movilidad en cada tubo de corriente. La heterogeneidad es considerada ya sea ingresando datos de capa detallados o usando el coeficiente de Dykstra-Parsons para un yacimiento con una distribución de permeabilidad log-normal. De acuerdo a lo mencionado, fue el modelo completo que se halló para la predicción del desempeño del proceso de recobro por medio de la inyección de polímero. El modelo PFFM fue el único modelo analítico encontrado que puede describir el comportamiento de un modelo tridimensional. Las diferentes asunciones que se consideran en la solución de cada modelo son presentadas en el cuadro 1, estas asunciones pueden generar cierto error en el resultado final de la predicción.

Cuadro 1. Asunciones de los modelos analíticos.

Buckley-Leverett	<i>Polymer flood predictive model</i>
Flujo unidimensional en un medio poroso isotrópico, isotrópico homogéneo.	Flujo tridimensional en un medio poroso heterogéneo.
Como máximo, dos fases fluyen.	Como máximo, dos fases fluyen.
Como máximo, tres componentes están fluyendo.	Como máximo, tres componentes están fluyendo.
Los fluidos son incompresibles.	Los fluidos son incompresibles.
Para sorber componentes, la isoterma de adsorción depende solo de un componente y tiene una curvatura negativa.	Para sorber componentes, la isoterma de adsorción depende solo de un componente y tiene una curvatura negativa.
La dispersión del perfil de la concentración del polímero, es despreciable.	La dispersión del perfil de la concentración del polímero, es despreciable.
La gravedad y la capilaridad son insignificantes.	La gravedad y la capilaridad son insignificantes.
No se produce digitación.	No se produce digitación.

Cuadro 1. (Continuación).

Buckley-Leverett	<i>Polymer flood predictive model</i>
La distribución inicial de fluidos es uniforme.	La distribución inicial de fluidos es uniforme en cada capa.
Inyección continua de composición constante, se inyecta comenzando en el tiempo cero.	Inyección continua de composición constante, se inyecta comenzando en el tiempo cero.
El banco de polímero inyectado, desplaza completamente el agua connata con poco o nada de mezcla.	El banco de polímero inyectado, desplaza completamente el agua connata con poco o nada de mezcla.
La viscosidad del agua es solo una función de concentración.	La viscosidad del agua es solo una función de concentración.
La adsorción es efectivamente instantánea a las tasas de desplazamiento de aceite encontradas en el yacimiento	La adsorción de polímero y entrapamiento son instantáneos e irreversibles
No hay cambio de volumen en la mezcla	No hay cambio de volumen en la mezcla
El efecto de la salinidad en la viscosidad del polímero, es despreciable	El efecto de la salinidad en la viscosidad del polímero, es despreciable.
No existen capas el modelo es un bloque continuo.	No hay flujo cruzado entre capas.
-----	Cada capa es homogénea en permeabilidad, porosidad, espesor y Sw
El volumen poroso inaccesible por la solución de polímero, es despreciable	El volumen poroso inaccesible por la solución de polímero, es despreciable

Fuente: elaboración propia, con base en: POPE, Gary A. The Application of Fractional Flow Theory to Enhanced Oil Recovery. En: Society of petroleum engineers journal. Junio, 1980, vol. 20, no. 03, p. 191 y Department of energy of the United States of America y ministry of energy and mines of the Republic of Venezuela. Supporting technology for enhanced oil recovery. polymer predictive model. Fossil energy report III-4. Diciembre, 1986. p. 20.

2.2.2 Datos de entrada. Los modelos analíticos que fueron seleccionados requieren de un mínimo de datos para realizar la predicción, estos datos permiten: la creación de la curva de permeabilidad relativa por medio de las ecuaciones analíticas, la curva de flujo fraccional a través de la teoría de desplazamiento de Buckley leverett y el desarrollo de los dos modelos analíticos bajo las asunciones antes mencionadas y el desarrollo de las ecuaciones que utilizan los modelos para la predicción.

Los datos requeridos por los modelos fueron divididos y organizados en: propiedades del polímero, propiedades del yacimiento e información del pozo. En el cuadro 2, se muestran los datos para cada una de estas categorías.

Cuadro 2. Datos de entrada mínimos para la predicción.

Datos	Buckley-Leverett	<i>Polymer flood predictive model</i>
PROPIEDADES DE YACIMIENTO	<p><u>Información básica:</u> Espesor neto (h, Ft).</p> <p><u>Propiedades de la roca del yacimiento:</u> porosidad, (\emptyset, fracción); presión, (P, psia); profundidad, (D, ft); saturación de agua connata o irreducible, (Swc, fracción); saturación promedio de agua inicial a la inyección, (Swi, fracción); Saturación de petróleo residual, (Sor, fracción); densidad de la roca, (pr, lb/bbl).</p> <p><u>Propiedades de los fluidos del yacimiento:</u> Factor volumétrico del petróleo, (Bo, BY/BN); Factor volumétrico del agua, (Bw, BY/BN); Viscosidad del petróleo, (μ_o, cP); Viscosidad del agua, (μ_w, cP).</p> <p><u>Interacción roca-fluido:</u> Permeabilidad relativa al agua a la saturación de petróleo residual, $k_{rw}@Sor$; permeabilidad al petróleo a la saturación de agua connata, $k_{ro}@Swc$.</p>	<p><u>Información básica:</u> Espesor neto (h, Ft); profundidad, (D, ft); número de tubos de corriente (1,4,8), numero de capas (5-10).</p> <p><u>Propiedades de la roca del yacimiento:</u> porosidad, (\emptyset, fracción); presión, (P, psia); profundidad, (D, ft); saturación de agua connata o irreducible, (Swc, fracción); saturación promedio de agua inicial a la inyección, (Swi, fracción); Saturación de petróleo residual, (Sor, fracción).</p> <p><u>Propiedades de los fluidos del yacimiento:</u> Factor volumétrico del petróleo, (Bo, BY/BN); Factor volumétrico del agua, (Bw, BY/BN); Viscosidad del petróleo, (μ_o, cP); Viscosidad del agua, (μ_w, cP).</p> <p><u>Interacción roca-fluido:</u> Permeabilidad relativa al agua a la saturación de petróleo residual, $k_{rw}@Sor$, permeabilidad al petróleo a la saturación de agua connata, $k_{ro}@Swc$.</p>
PROPIEDADES DEL POLÍMERO	<p>Concentración del polímero, (Cp, lb/bbl); concentración de polímero adsorbido, (Cpa, lb/lb); Viscosidad del polímero, (μ_p, cP); factor de resistencia residual, (RRF, adimensional); adsorción del polímero (Ads, $\mu\text{g/g}$);</p>	<p>Concentración del polímero, (Cp, lb/bbl); Viscosidad del polímero, (μ_p, cP); factor de resistencia residual, (RRF, adimensional); adsorción del polímero, (Ads, $\mu\text{g/g}$).</p>
INFORMACIÓN DE POZO	<p>Area del patrón, Acres; tasa de inyección (q, BPD).</p>	<p>Area del patrón, Acres; tasa de inyección (q, BPD), radio del pozo (r, Ft).</p>

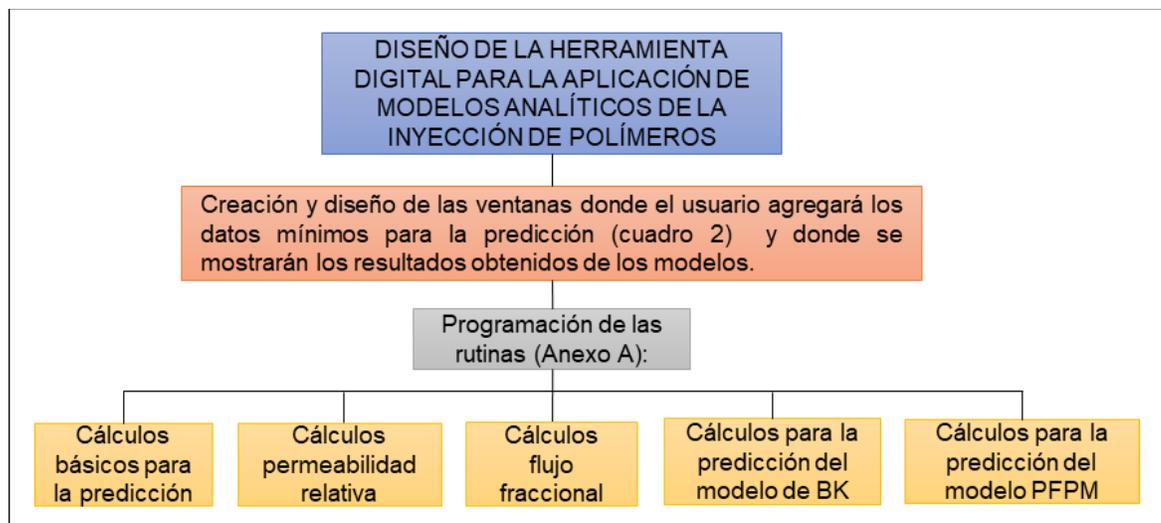
Fuente: elaboración propia, con base en: POPE, Gary A. The Application of Fractional Flow Theory to Enhanced Oil Recovery. En: Society of petroleum engineers journal. Junio, 1980, vol. 20, no. 03, p. 191-205 y Department of energy of the United States of America y ministry of energy and mines of the Republic of Venezuela. Supporting technology for enhanced oil recovery. polymer predictive model. Fossil energy report III-4. Diciembre, 1986. 409 p.

2.2.3 Software de programación para la herramienta digital. Con el fin de tener un mejor manejo de estos modelos y poder hacer uso de su aplicación se programaron en Excel VBA (por sus siglas en ingles *Visual Basic for Applications*) un lenguaje de Microsoft Visual Basic que se utiliza para programar aplicaciones Windows y que se incluye en varias aplicaciones Microsoft. Este lenguaje de programación fue desarrollado por Alan Cooper para Microsoft en 1991, en lenguaje Basic (*Beginner's All-purpose Symbolic Instruction Code*), para la creación de aplicaciones o contenidos informáticos.

Se seleccionó este software debido a que permite obtener resultados rápidamente y es una herramienta de fácil acceso para realizar cualquier tipo de cálculo matemático, analizar datos, crear gráficas e igualmente es ampliamente utilizado en la industria petrolera.

2.2.4 Diseño de la herramienta digital para la aplicación de modelos analíticos de inyección de polímeros. Mediante el software *Visual Basic for application* en Excel se creó una ventana donde el usuario agrega los datos mínimos requeridos para los modelos analíticos y ejecuta los procedimientos necesarios para la predicción, además se crearon cuatro ventanas donde se visualizan: las curvas de permeabilidad relativa, las curvas de flujo fraccional; tanto la del agua como la del polímero y los resultados obtenidos de la predicción de ambos modelos. Luego de esto se procedió a la programación de las rutinas necesarios para el funcionamiento de la herramienta, las ecuaciones y algoritmos que fueron utilizados en estas rutinas se presentan en el anexo A. En la figura 6 se muestra los procedimientos y ecuaciones empleadas en el diseño de la herramienta digital para la aplicación de modelos analíticos de inyección de polímeros.

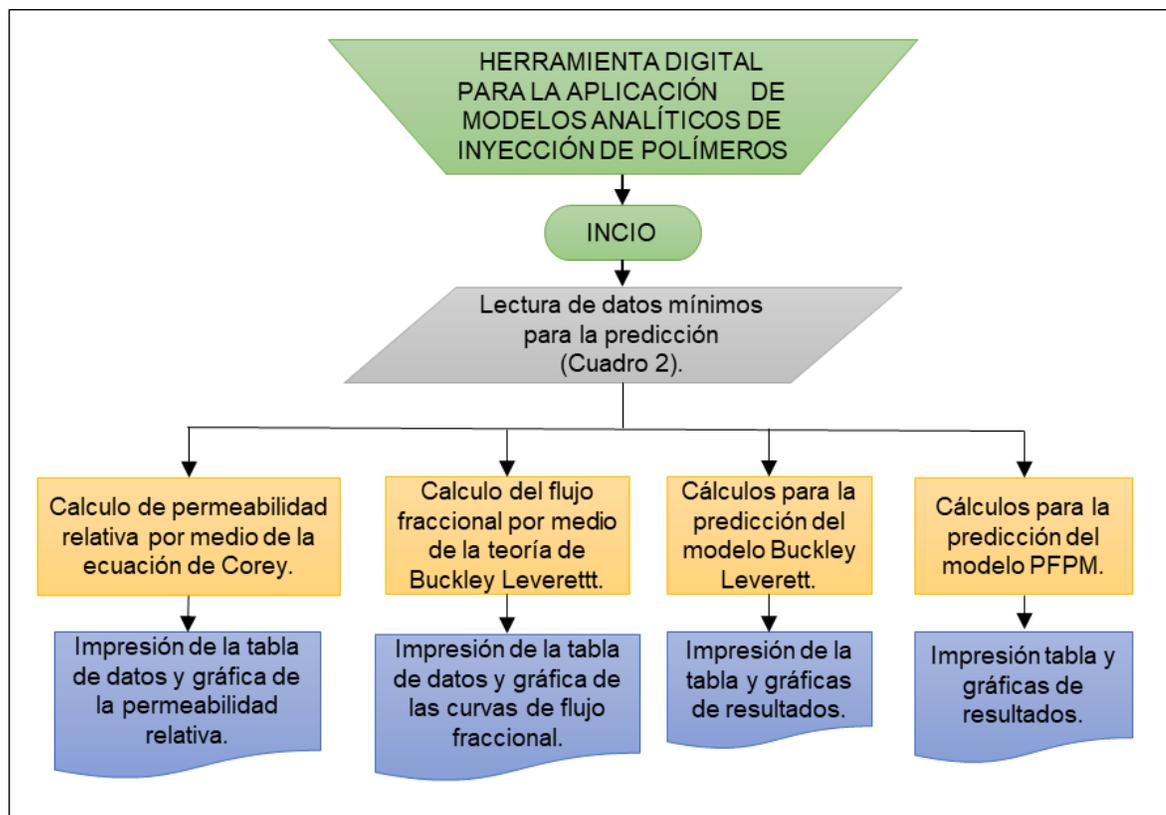
Figura 6. Procedimientos para el desarrollo de la herramienta digital.



Fuente: elaboración propia.

Se diseñaron cuatro botones que permiten la realización de los procedimientos para la predicción analítico. El primer botón realiza los cálculos de la permeabilidad relativa, el segundo botón los cálculos del flujo fraccional, el tercer y cuarto botón realizan los cálculos de los modelos analíticos de Buckley Leverett y PFPM respectivamente. El procedimiento lógico que sigue la herramienta digital luego de la ejecución de alguno de los botones consiste en la lectura de los datos ingresados por el usuario y el procesamiento de los mismos; cuya función es asegurar que los datos suministrados son válidos, posteriormente el software realiza los cálculos pertinentes y finaliza con la impresión de los resultados en la ventana asignada para cada uno de los botones. En la figura 7 se presenta un diagrama de flujo del funcionamiento de la herramienta digital. Las ecuaciones y asunciones para el cálculo de la permeabilidad relativa, flujo fraccional y los modelos analíticos se muestran en el anexo B.

Figura 7. Estructura de la herramienta digital para la aplicación de modelos analíticos para la inyección de polímeros.



Fuente: elaboración propia.

2.3 IMPLEMENTACIÓN DE LA HERRAMIENTA DIGITAL DISEÑADA PARA LA APLICACIÓN DE LOS MODELOS ANALÍTICOS UTILIZANDO CASOS BASE

Para validar los modelos analíticos seleccionados se implementó la herramienta digital utilizando tres casos base: “1D homogéneo, 2D de diez capas”²⁹ y el modelo SPE10-MODELO 2³⁰ (Anexo C), luego se simuló estos mismos casos en el software de simulación numérica ECLIPSE 100 con el fin de comparar los resultados obtenidos. Se seleccionó como datos de salida o de comparación el corte de agua y la producción adimensional de petróleo (NpD), en virtud a que son factores fundamentales al momento de determinar la rentabilidad de un proyecto.

2.3.1 Modelos base para la simulación analítica y numérica. La tabla 1 resume las dimensiones de la grilla fina de los modelos seleccionados.

Tabla 1. Dimensiones de los casos de prueba.

Casos	Dimensiones
1D HOMOGÉNEO	350 x 1 x 1
2D DE DIEZ CAPAS	350 x 1 x 10
SPE10-MODELO 2	37 x 37 x 35

Fuente: elaboración propia.

A continuación, se describe cada uno de los tres casos bases y los datos que los componen.

2.3.1.1 Caso homogéneo 1D y caso 2D de diez capas. Se estableció una permeabilidad constante de 100 mD dentro de un modelo de grilla fina para el caso homogéneo 1D, mientras que la permeabilidad varió entre capas dentro del modelo de grilla fina para el modelo 2D de diez capas. Las permeabilidades de las capas varían de 50 a 220 mD con una media aritmética de 100 mD (tabla 2). La viscosidad de la solución de polímero es igual a la viscosidad del aceite residual para el caso homogéneo y el caso de diez capas. Para el modelo 2D de diez capas se asumió igual porosidad, espesor y saturación de agua inicial para todas las capas (tabla 2).

²⁹ ALDHUWAIHI, Abdulaziz. *Upscaling Polymer Flooding to Model Sub-Grid Block Geological Heterogeneity and Compensate for Numerical Dispersion*. PhD thesis. Londres: Department of Earth Science and Engineering Imperial College London, 2016. 299 p

³⁰ SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS (SPE), Comparative Solution project. description of model 2 [<https://www.spe.org/web/csp/datasets/set02.htm>]. Houston, Texas: society of petroleum engineers 2001 [Consultado: 05 de marzo de 2020]. Disponible en: <https://www.spe.org/web/csp/index.html#top>

Tabla 2. Datos por capa modelo 2D de diez capas.

Capa n°	Porosidad (fracción)	Permeabilidad (mD)	Espesor capa (ft)	Saturación de agua inicial swi, (fracción)
1	0.20	90	5	0.50
2	0.20	70	5	0.50
3	0.20	120	5	0.50
4	0.20	50	5	0.50
5	0.20	90.	5	0.50
6	0.20	150.	5	0.50
7	0.20	70.	5	0.50
8	0.20	220.	5	0.50
9	0.20	80.	5	0.50
10	0.20	60.	5	0.50

Fuente: elaboración propia, con base en: ALDHUWAIHI, Abdulaziz. *Upscaling Polymer Flooding to Model Sub-Grid Block Geological Heterogeneity and Compensate for Numerical Dispersion. PhD thesis.* Londres: *Department of Earth Science and Engineering Imperial College London*, 2016. 299 p.

Las propiedades de roca y fluidos utilizadas dentro de cada caso se muestran en la Tabla 4 donde además se muestra la tasa de inyección utilizada que fue asumida como constante para la aplicación de los tres casos base implementados. En cuanto a la permeabilidad relativa para todos los casos de prueba se utilizaron las ecuaciones analíticas de Corey, los parámetros de permeabilidad relativa se presentan en la tabla 3.

Tabla 3. Parámetros de permeabilidad relativa para los casos de prueba.

Parámetros	1D homogéneo 2D de diez capas	Spe10-modelo 2
Saturación de agua irreducible, Swirr	0.2	0.2
Saturación de petróleo residual, Sor	0.2	0.2
Permeabilidad relativa del agua @ Sor	0.2	1
Permeabilidad relativa del petróleo @ Swirr	1	1
Exponente de Corey para el agua	2	2
Exponente de Corey para el petróleo	2	2

Fuente: elaboración propia, con base en: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS (SPE), Comparative Solution project. description of model 2 [<https://www.spe.org/web/csp/datasets/set02.htm>]. Houston, Texas: society of petroleum engineers 2001 [Consultado: 05 de marzo de 2020]. Disponible en: <https://www.spe.org/web/csp/index.html#top>.

2.3.1.2 Modelo de sector SPE10 modelo 2. El modelo sectorial se extrajo del modelo de solución comparativa SPE 10 realizado por Christie y Blunt en 2001 (Anexo C). El cual fue elegido ya que proporciona un conjunto de datos de referencia que permite comparar el rendimiento de los modelos analíticos seleccionados.

La tabla 4 muestra los datos que se utilizaron tanto para los modelos numéricos como analítico. En ambos casos, se asumió una inyección constante.

Tabla 4. Parámetros de la roca y los fluidos para los casos de prueba.

Parámetro	1D homogéneo 2D de diez capas Spe10-modelo 2	Unidades
Porosidad	0,2	up
Compresibilidad de la roca	1.00E-06	1/psi
Densidad de la roca	1000	lb/rb
Presión de referencia de la roca	12000	Psia
Compresibilidad del agua	3.10E-06	Pa ⁻¹
Densidad del agua	359.36	lb/stb
Viscosidad del agua	0,3	cP
Factor volumétrico del agua	1.01	rb/stb
Presión de referencia del agua	13000	1/psi
Densidad del petróleo	297.59	lb/stb
Viscosidad del petróleo	3	cP
Factor volumétrico del petróleo	1.01	rb/stb
Presión de la fase petróleo	8000	Psia
Viscosidad del polímero	3	cP
Densidad del polímero	0.35	lb/stb
Caudal de inyección	100.008	bl/d
Concentración del polímero inyectado	6.90E-01	lb/stb
Concentración del polímero absorbido	1.40E-04	lb/lb
Factor de resistencia residual	1.0	Adim

Fuente: elaboración propia, con base en: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS (SPE), Comparative Solution project. description of model 2 [<https://www.spe.org/web/csp/datasets/set02.htm>]. Houston, Texas: society of petroleum engineers 2001 [Consultado: 05 de marzo de 2020]. Disponible en: <https://www.spe.org/web/csp/index.html#top>.

2.4 VALIDACIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS MEDIANTE LA HERRAMIENTA DIGITAL GENERADA Y UN SOFTWARE DE SIMULACIÓN NUMÉRICA

La validación de los modelos consistió en un proceso de evaluación, donde algunos parámetros escogidos, que serán descritos más adelante, fueron valorados bajo diferentes condiciones que se pudieran presentar en un proceso de inyección de polímeros.

Se compararon los resultados obtenidos mediante la herramienta digital y el software de simulación para distintas condiciones que se pudieran presentar en un proceso real con crudo de diferentes características en circunstancias distintas dentro del yacimiento cuando está siendo inundado con polímero.

2.4.1 Software implementado en la simulación numérica. El software utilizado para la simulación numérica fue ECLIPSE 100, el cual es un simulador de aceite negro de propósito general trifásico y totalmente implícito con opción de condensado de gas. ECLIPSE 100 se puede utilizar para simular sistemas de 1, 2 o 3 fases. Las opciones de dos fases (petróleo / agua, petróleo / gas, gas / agua) se resuelven como sistemas de dos componentes que ahorran almacenamiento y tiempo de computadora. Para ejecutar la simulación, se necesita un archivo de entrada con todos los datos relacionados con el yacimiento y el proceso de su explotación.

El simulador *Black-oil* de referencia de la industria ECLIPSE ofrece el conjunto más completo y robusto de soluciones numéricas para la predicción rápida y precisa del comportamiento dinámico, para todo tipo de yacimientos en cualquier grado de complejidad, estructura, geología, fluidos y esquemas de desarrollo.

En la simulación numérica existe un problema asociado a la dispersión de datos, que es producida debido al tamaño de la grilla, para disminuir este error se realizó una prueba de ajuste para observar el número de celdas necesarias para ajustar el modelo a la solución analítica exacta del desplazamiento.

2.4.1.1 Control de dispersión numérica. La simulación numérica de estos procesos de inyección de polímeros es un desafío por varias razones: el comportamiento físico apropiado necesita ser incorporado consistentemente en modelos empíricos del flujo fraccional, mientras que las soluciones numéricas deben minimizar la dispersión numérica, permitiendo el seguimiento correcto y preciso de las variaciones de composición. Por lo tanto, con base en el supuesto de flujo segregado dentro de cada celda en la grilla y la comparación de los resultados numéricos y analíticos en una dimensión, se determinó el número mínimo de celdas requerido para la simulación.

2.4.2 Método de validación. Se requiere una confianza en los resultados obtenidos, por consiguiente, se calculó el porcentaje de error realizando una comparación de los resultados obtenidos con la simulación numérica y analítica de la producción acumulada de petróleo, N_p , evaluada a la ruptura del agua y del polímero.

2.5 EVALUACIÓN DEL IMPACTO DE LA INCERTIDUMBRE EN LOS FENÓMENOS INVOLUCRADOS EN EL DESPLAZAMIENTO DE PETRÓLEO MEDIANTE INYECCIÓN DE POLÍMERO

Con el objetivo de determinar para que rango de valores los modelos analíticos tienen una mejor certeza, se seleccionaron los parámetros más críticos y de mayor influencia en el proceso de la inyección de polímeros. Los parámetros seleccionados son: la viscosidad del petróleo, viscosidad del polímero (incremento de la viscosidad en la fase acuosa), factor de resistencia residual y la adsorción del polímero. Los rangos están basados en información obtenida de investigaciones que se han realizado sobre proyectos de inyección de polímeros (anexo D).

Los fenómenos que intervienen en la inyección de polímeros que no se consideraron fueron: la reducción de la viscosidad del polímero debido a la salinidad de agua de formación, ya que se asumió que no se presentaba concentraciones considerables de sal. En cuanto a la degradación del polímero, la degradación mecánica no se tuvo en cuenta, puesto que solo afecta a la zona cercana al pozo. La degradación química se controla principalmente mediante reacciones de oxidación-reducción e hidrólisis, la degradación biológica ocurre raramente en el polímero sintético HPAM el cual es polímero más utilizado en la industria y en virtud a esto será el que se tendrá en cuenta en este proyecto.

Como se mencionó anteriormente en este documento, el comportamiento del flujo del polímero en el medio poroso se divide en la retención del polímero y el volumen poroso inaccesible (IPV), el primero consta de: la adsorción, atrapamiento mecánico y retención hidrodinámica. Se puede evitar el atrapamiento mecánico prefiltrando o cortando previamente el polímero o aplicando el polímero en una formación de alta permeabilidad, la retención hidrodinámica no es un gran contribuyente en la retención total y puede omitirse en aplicaciones de campo, por esta razón el único parámetro que se consideró fue la adsorción, en cuanto al volumen poroso inaccesible, este no fue considerado en el proyecto ya que los modelos seleccionados, no lo consideran en su predicción, en la tabla 5, se presentan los datos que se emplearon para la evaluación del impacto de los fenómenos que intervienen en la inyección de polímeros.

Tabla 5. Datos utilizados en la evaluación de los fenómenos que intervienen en la inyección de polímeros.

Parámetro	Valores				
μ_o (cP)	3	20	50	100	150
μ_o/μ_p (Adim)	1	2	5		
RRF (Adim)	1	1.5	2		
Adsorción ($\mu\text{g/g}$)	0	25	52	75	

Fuente: elaboración propia, con base en: anexo D.

La evaluación consistió en el cambio de los datos en los casos base por los datos que se presentan en la tabla 5, se procedió de la siguiente manera: se tomaron cada una de las viscosidades de petróleo y se variaron con cada una de las relaciones de viscosidades de petróleo-polímero obteniendo quince casos. De estos se omitió el caso donde la relación de viscosidad era igual a uno y la viscosidad de petróleo de 100 cP, también se omitieron los casos donde la relación de viscosidades era igual a uno y dos, y la viscosidad del petróleo era 150 cP, ya que estas relaciones requerían una viscosidad de polímero muy alta que es mayor a los rangos de los parámetros en procesos reales de inyección de polímeros.

Para la variación del factor de resistencia residual, RRF y la adsorción (tabla 5), se mantuvo una viscosidad de petróleo igual a 20 Cp y una relación de viscosidad de petróleo-polímero igual a dos obteniendo así siete casos, este procedimiento se llevó a cabo para el caso 1D homogéneo, el caso 2D heterogéneo de diez capas y para el caso SPE10 modelo 2.

Los resultados se obtuvieron tanto con la herramienta digital como empleando el simulador ECLIPSE 100, con la finalidad de comparar los resultados analíticos y numéricos. Esto permite evaluar la certeza de cada uno de los modelos analítico en los diferentes rangos seleccionados de los fenómenos más importantes que intervienen en la inyección de polímeros y evaluar el efecto de estos fenómenos y su impacto en los resultados de los modelos predictivos. De este modo, se calculó el porcentaje de error de la producción acumulada de petróleo en el momento de la ruptura del agua y en el momento de la ruptura del polímero para todos los casos.

2.6 DISEÑO DE UNA METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN ANALÍTICA DE LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS MEDIANTE LOS RESULTADOS OBTENIDOS

Con la finalidad de un mejor manejo de los resultados de los modelos analíticos se desarrolló una metodología de evaluación de inyección de polímeros para la aplicación en casos reales. Para llevar a cabo esto, se seleccionó el modelo analítico que tuvo una mayor certeza en los resultados del análisis de sensibilidades y en base a este se elabora un programa de inyección (cronograma de inyección) este tiene en cuenta la inyección por grupo o patrones de pozos y las características

de estos que afectan los resultados de la predicción con la finalidad de obtener un perfil de producción y un perfil de producción total del campo.

2.6.1 Estructura de la metodología de evaluación analítica para la inyección de polímeros. Se ordeno detalladamente el conjunto de procedimiento enlazados entre sí, utilizados para la evaluación analítica de inyección de polímeros para que posteriormente pueda ser interpretado. Partiendo de los inputs (entradas) que son procesados y utilizados en el modelo analítico para posteriormente generar los outputs (resultados).

Se realizo una descripción minuciosa de la metodología en el cual se detalla los procesos y estrategias que se llevaron a cabo. Se especificaron todas las variables importantes de proceso. Por medio de un flujo de trabajo se muestra el desarrollo de la metodología, se programó la metodología propuesta en Visual Basic para poder visualizar su aplicación.

3. RESULTADOS Y ANÁLISIS

En este capítulo se muestran los resultados obtenidos en forma gráfica y en tablas, además se presenta el análisis e interpretación de estos.

3.1 DOCUMENTACIÓN DE LOS MODELOS ANALÍTICOS

Varios autores han desarrollado diferentes modelos analíticos los cuales comprenden una variedad de parámetros que afectan la inyección de polímeros y diversas asunciones del proceso, a continuación, se puede ver en el cuadro 3, algunos de los artículos donde se describen los modelos analíticos para la inyección de polímeros que fueron investigados en este proyecto.

Para realizar el cuadro 3, se organizaron los modelos de forma cronológica además solo se tuvieron en cuenta modelos que son exclusivos para inyección de polímeros sin ningún otro químico, así mismo se descartó aquellos modelos de naturaleza semi analítica.

Cuadro 3. Modelos analíticos para la inyección de polímeros.

Titulo	Autor(es)	Contribución	Objetivo	Fuente
PREDICCIÓN DEL DESEMPEÑO DE LA INYECCIÓN DE POLÍMERO (PM)	J. T. Patton, K. H. Coats y G. T. Colegrove	Proporcionó una solución analítica al problema de las inundaciones de polímeros lineales, que proporciona una verificación de la precisión del modelo numérico y una estimación rápida de la recuperación adicional de petróleo por inundaciones de polímeros de empuje lineal.	Estimar la recuperación incremental de petróleo por patrón de inundación de polímeros en un yacimiento de petróleo viscoso de California.	Revista SPE volumen 11, 1 de marzo de 1971.
APLICACIÓN DE LA TEORÍA DEL FLUJO FRACCIONAL A LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO	Gary A. Pope	Proporciona conocimiento sobre la teoría de flujo fraccional, su aplicación en la inyección de polímeros	Mostrar la teoría de flujo fraccional y su aplicación en los procesos de EOR.	Revista SPE volumen 20, junio 1980

Cuadro 3. (Continuación).

Título	Autor(es)	Contribución	Objetivo	Fuente
<p align="center">UN MODELO PREDICTIVO PARA LA INYECCIÓN DE AGUA Y DE POLÍMERO</p>	<p>R.S. Jones Jr y G.A. Pope</p>	<p>Proporciona un modelo predictivo que requiere solo una fracción del tiempo de cálculo de un simulador numérico, utilizando correlaciones para el barrido areal y funciones para la inyectividad.</p>	<p>Desarrollo de un modelo predictivo para la inyección de agua y de polímeros para usar en estudios de screening y análisis de factibilidad.</p>	<p><i>Spe enhanced oil recovery symposium.</i> (15-18 Abril: Tulsa, Oklahoma), 1984. p. 231-241.</p>
<p align="center">MODELO PREDICTIVO PARA LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS PFPM</p>	<p>Departamento de energía de los Estados Unidos de América y el ministerio de energías y minas de la república de Venezuela</p>	<p>Provee un modelo predictivo el cual calcula y reporta la predicción del recobro de petróleo en un patrón de inyección de cinco puntos normal</p>	<p>Crear una herramienta la cual permita predecir el comportamiento en el proceso de inyección de polímeros.</p>	<p><i>Supporting Technology for Enhanced Oil Recovery, Fossil Energy Report III-4</i> 1986. p. 1-409</p>
<p align="center">UN NUEVO MÉTODO PARA PREDECIR EL COMPORTAMIENTO DE LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS</p>	<p>Er-long Yang</p>	<p>Proporciona una solución numérica para predecir el cambio en el corte de agua y la producción de polímeros, para así determinar el rendimiento de la inyección de estos en el yacimiento.</p>	<p>Determinar mediante el uso de regresión empírica de manera integrada y la teoría de avance frontal el rendimiento de la inyección de un polímero</p>	<p><i>Procedia environmental sciences.</i> 2011, vol 11, parte c, p. 1522-1528.</p>
<p align="center">UN MODELO PREDICTIVO DE INYECCIÓN QUÍMICA PARA PROPÓSITOS DE EOR: APLICACIÓN DE MÁQUINA DE VECTORES DE SOPORTE DE MÍNIMOS CUADRADOS</p>	<p>Mohammad Ali Ahmadi Y Maysam Pournik</p>	<p>Permite evaluar el valor presente neto y el factor de recobro al realizar la inyección de polímeros</p>	<p>Determinar el factor de recobro y el valor presente neto de un yacimiento que se le ha realizado inyección química mediante el uso de una máquina de vectores con soporte de mínimos cuadrados</p>	<p><i>Petroleum.</i> Junio, 2016, vol. 02, no. 02, p. 172-186.</p>

Cuadro 3. (Continuación).

Título	Autor(es)	Contribución	Objetivo	Fuente
<p>PREDICCIÓN DEL RENDIMIENTO DE INYECCIÓN DE POLÍMEROS A TRAVÉS DE UNA RED NEURONAL ARTIFICIAL: UN CASO DE DOS BACHES DE POLÍMEROS.</p>	<p>Jestril Ebaga-Ololo y Bo Hyun Chon</p>	<p>Proporciona una alternativa diferente para la inyección de polímeros y para la evaluación de esta inyección con un método de mayor precisión.</p>	<p>Proponer una herramienta eficiente para predecir el factor de recobro en diferentes etapas de la inyección de dos baches de polímero durante y evaluar el rendimiento de estos utilizando una Red neuronal artificial</p>	<p>Energies, Julio, 2017, vol 10, no. 07, p 844-893.</p>
<p>SOLUCIÓN ANALÍTICA PARA LA INYECCIÓN DE BACHE DE POLÍMERO CON DIGITACIÓN VISCOSA</p>	<p>Abdul Hamid, S.A. y Muggeridge, A.H.</p>	<p>Deriva una solución para describir el impacto de la digitación viscosa</p>	<p>Presentar una solución analítica para estimar el tamaño mínimo de bache de polímero necesario para asegurar que la digitación viscosa del agua de persecución no cause la descomposición del bache durante la recuperación secundaria de petróleo.</p>	<p><i>Computational geosciences</i>, febrero, 2018, vol 22, p 711-723.</p>

Fuente: elaboración propia, con base en: artículo de publicación de cada modelo.

*En la tabla aparece la columna fuente donde se referencia cada artículo de los modelos.

Con base en la documentación de los modelos analíticos para la inyección de polímeros, se puede observar que la mayoría de estos modelos están basados en la teoría de flujo fraccional de Buckley Leverett, y, que como es de esperar, con el paso del tiempo los modelos son cada vez más completos e introducen en sus cálculos detalles más precisos del proceso que mejoran los resultados de la predicción.

3.2 HERRAMIENTA DIGITAL PARA LA APLICACIÓN DE MODELOS ANALÍTICOS DE INYECCIÓN DE POLÍMEROS

A partir de los algoritmos dispuestos en el anexo A que se generó una herramienta digital que permite obtener los principales datos que se necesita en los inicios de una etapa de estudio para la viabilidad de un proyecto de inyección de polímeros con una cantidad mínima de información. Por lo tanto, puede generar información importante para esta etapa, permitiendo analizar el efecto que tienen los diferentes fenómenos sobre la predicción.

Esta herramienta permite la creación de las curvas de permeabilidad relativa, las curvas de flujo fraccional y entrega los datos críticos necesarios para la predicción de los modelos, estos son: saturaciones de agua en los frentes, flujo fraccional en los fretes, saturaciones promedio de los dos fluidos en el frente y pendiente de cada una de las curvas, con base en esto la herramienta realiza los procedimientos y cálculos necesario para cada uno de los modelos programados.

En el diseño de la herramienta se creó una ventana principal donde se solicitan los datos requeridos (figura 8), como las propiedades de yacimiento, propiedades de los fluidos del yacimiento, propiedades roca fluido y parámetros de inyección En esta ventana (figura 8) también se puede observar que cuenta con cuatro botones que están dispuestos para que el usuario realice los cálculos de las curvas de permeabilidad relativa, las curvas de flujo fraccional, modelo analítico de Buckley-Leverett y PFPM, respectivamente. Al oprimir cualquiera de estos botones la herramienta procede a verificar que los datos suministrados sean validos posteriormente realiza los cálculos necesarios que luego imprime en las ventanas asignadas pasa cada uno de los procedimientos.

Figura 8. Entrada de datos a la herramienta digital.

MODELOS ANALÍTICOS PARA LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS			
PROPIEDADES DEL YACIMIENTO	PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO	PROPIEDADES ROCA-FLUIDO	PARAMETROS DE INYECCIÓN
Espesor [ft] <input type="text" value="50"/>	Bo [Adim] <input type="text" value="1.01"/>	Kro@Swc <input type="text" value="1"/>	Tasa de inyección [BPD] <input type="text" value="100.008"/>
Porosidad [Fracción] <input type="text" value="0.2"/>	Bw [Adim] <input type="text" value="1.01"/>	Krw@sor <input type="text" value="0.2"/>	Poly. visc [cP] <input type="text" value="3"/>
Swc [Fracción] <input type="text" value="0.2"/>	Oil visc. [cP] <input type="text" value="3"/>	Oil Exp. (no) <input type="text" value="2"/>	RRF <input type="text" value="1"/>
Swi [Fracción] <input type="text" value="0.2"/>	Water visc. [cP] <input type="text" value="0.3"/>	Wat Exp. (nw) <input type="text" value="2"/>	Cp. [Lb/Lb] <input type="text" value="0.69"/>
Sor [Fracción] <input type="text" value="0.2"/>			Adsorp. [Adim] <input type="text" value="0.81"/>
			Adsorp[Adim] <input type="text"/>
			Area patrón [Acres] <input type="text" value="0.4878"/>
			Step Swr: <input type="text" value="0.03"/>
CALCULAR RESULTADOS:			
<input type="button" value="Permeabilidad relativa"/>	<input type="button" value="Flujo fraccional"/>	<input type="button" value="Buckley leverett"/>	<input type="button" value="PFPM"/>

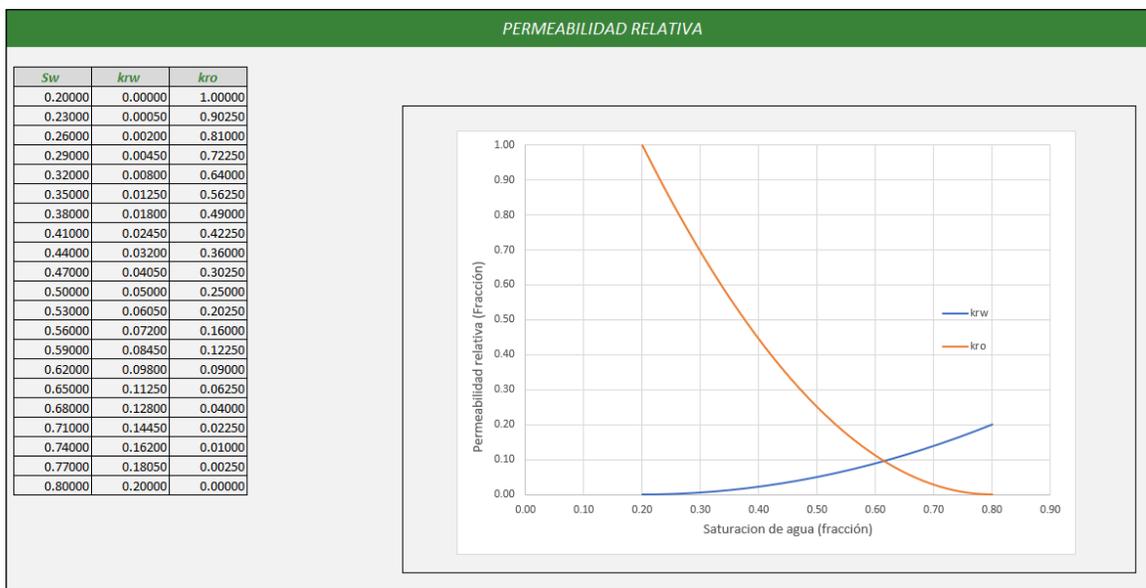
Fuente: elaboración propia, con base en: *Visual Basic for application excel. [Software].* Versión 2016.

Para calcular la curva de permeabilidad relativa (gráfica y tabla, figura 9) solo se requiere el ingreso de los datos para la correlación de Corey para un sistema petróleo-agua. Además, la herramienta permite trabajar con pasos pequeños de saturación para mejorar la precisión en los resultados.

La curva de flujo fraccional necesita los resultados de la permeabilidad relativa, sin embargo, no es necesario oprimir los dos botones si se quiere conocer los datos y gráfica de flujo fraccional (Figura 11), ya que la herramienta internamente realiza los

cálculos para conocer los valores de permeabilidad relativa que requiere el flujo fraccional. Adicionalmente, se requiere el valor de la viscosidad del crudo, viscosidad del agua (cP), viscosidad del polímero (cP), factor de resistencia residual (adim) y la adsorción (adim), esta última puede ser digitada directamente si se conoce su valor, en caso contrario el programa puede hallar este valor por medio de la concentración del polímero absorbido (lb/lb), la concentración del polímero a inyectar (lb/lb), la densidad de la roca (lb/bbl), y porosidad (fracción), el botón designado para esto (Ver figura 10) solo muestra los datos que hacen falta en la ventana principal, y que solo se utilizan con el propósito de calcular la adsorción adimensional.

Figura 9. Ventana de resultados de la permeabilidad relativa.

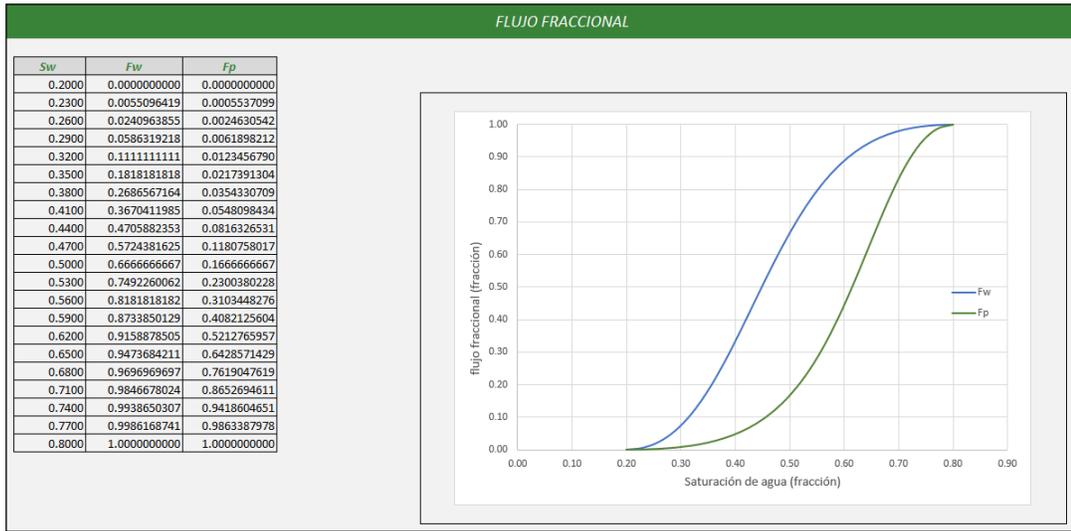


Fuente: elaboración propia, con base en: *Visual Basic for application excel. [Software].* Versión 2016.

Figura 10. Ventana cálculo de adsorción.

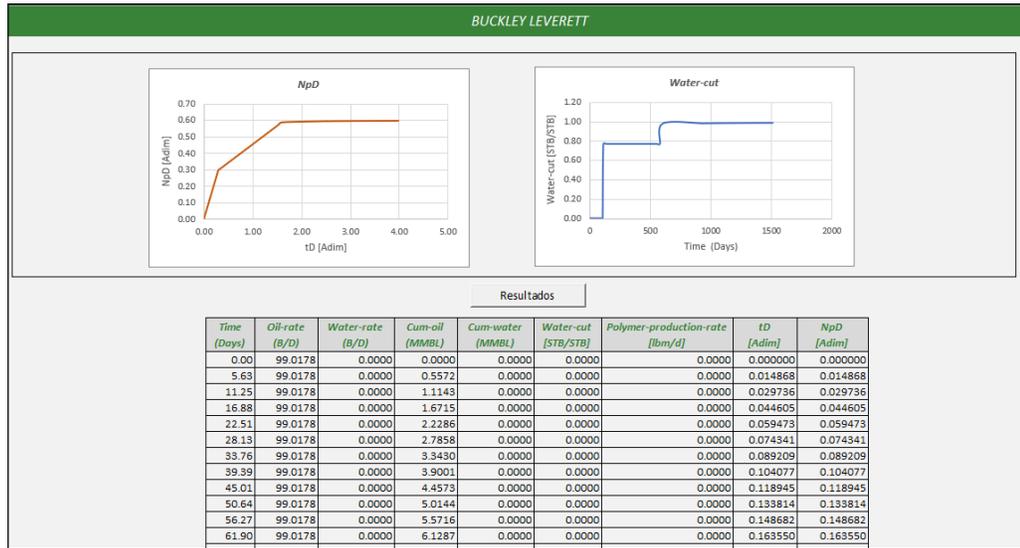
Fuente: elaboración propia, con base en: *Visual Basic for application excel. [Software].* Versión 2016.

Figura 11. Ventana de resultados de flujo fraccional.



Fuente: elaboración propia, con base en: *Visual Basic for application excel. [Software].* Versión 2016.

Figura 12. Ventana de resultados del modelo analítico de Buckley Leverett.



Fuente: elaboración propia, con base en: *Visual Basic for application excel. [Software].* Versión 2016.

A partir de los datos generados por el flujo fraccional y la información adicional introducida (espesor (ft), B_o (rb/stb), B_w (rb/stb), tasa de inyección (bpd), Área total (acres)), se pueden obtener los resultados del modelo de Buckley-Leverett, que se muestran en la ventana designada para esto (figura 12). En esta ventana, se observa la gráfica para la producción acumulada adimensional de petróleo, el corte de agua y en la tabla de resultados adjunta se muestran los valores para el tiempo

(días), caudal de petróleo (b/d), caudal de agua (b/d), producción acumulada de petróleo (Mbbbl), producción acumulada de agua (Mbbbl), corte de agua (stb/stb), caudal de producción de polímero (lbm/d), tiempo adimensional y producción acumulada de petróleo adimensional.

Figura 13. Ventana complementaria de los resultados del modelo de Buckley-Leverett.

The screenshot shows a window titled "Resultados" with a close button (X) in the top right corner. It contains the following data:

- Volumen poroso (PORV) [STB]: 37473
- Volumen poroso inyectado a la ruptura del agua: 0.4471
- Volumen poroso inyectado a la ruptura del polímero: 1.5975

Below this is a section titled "Resultados flujo fraccional" which contains a table with two columns: "Water" and "Polymer".

	Water	Polymer
Flujo fraccional en el frente (Fw):	0.8763	0.9938
Saturación de agua en el frente (Sw):	0.5918	0.7795
Saturación de agua promedio en el frente (Swp):	0.6471	0.7894
Pendiente de la curva de flujo fraccional en el frente (dfw/dSw):	2.2365	0.626

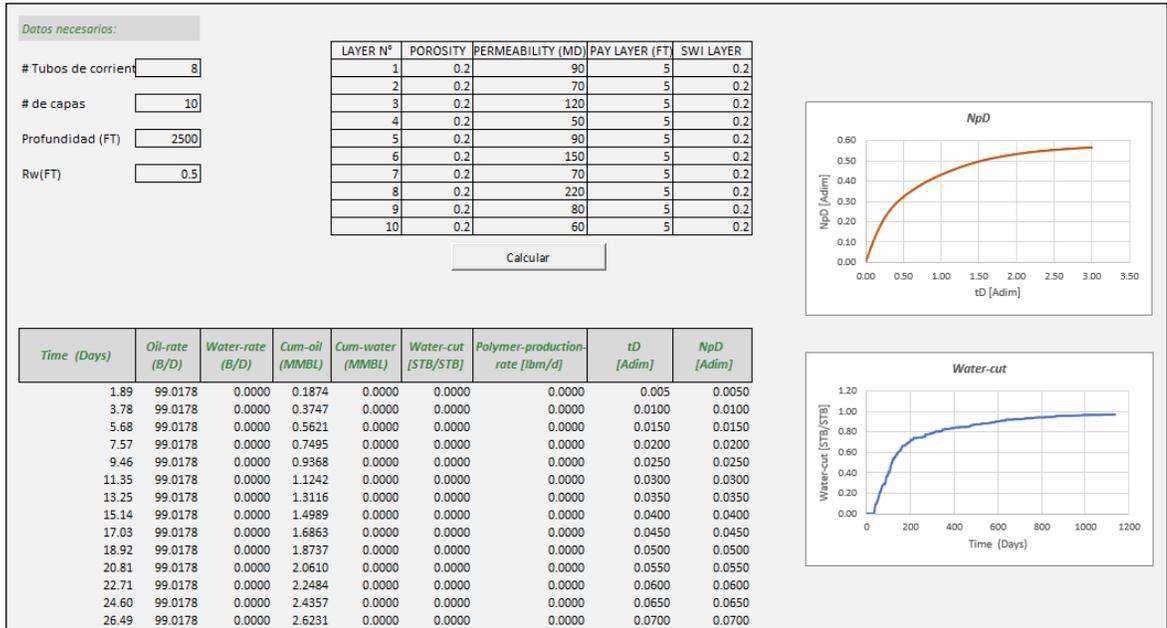
Fuente: elaboración propia, con base en: *Visual Basic for application excel. [Software].* Versión 2016.

En la ventana de resultados para el modelo de Buckley-Leverett, se muestra un botón con el nombre de resultados (figura 13) que despliega una ventana que permite ver algunos datos importantes en la predicción como el volumen poroso total (stb), volumen poroso inyectado a la ruptura del agua (adim), Volumen poroso inyectado a la ruptura del polímero (adim), y los resultados del flujo fraccional como lo es el flujo fraccional en el frente, saturación de agua en el frente, saturación de agua promedio en el frente y la pendiente de la curva de flujo fraccional tanto para la curva del agua como para la curva para del polímero.

Para poder obtener los resultados del modelo PFPM es necesario diligenciar la información de la ventana de datos y también completar los datos que aparecen en la ventana designada para el modelo PFPM (figura 14), estos son: el número de tubos de corriente que es una aproximación que utiliza el modelo para conectar el pozo inyector con el pozo productor que permite tener en cuenta la eficiencia de barrido areal (anexo E), el número de capas que según el modelo debe ser como mínimo cinco y máximo diez, la profundidad (ft) y el radio del pozo (ft), además se debe ingresar la información relacionada a cada capa definida, incluyendo porosidad, permeabilidad, espesor y saturación de agua inicial por capa. Este

aspecto le permite al modelo considerar la eficiencia vertical. Para propósitos de comparación, se obtienen los mismos resultados del modelo analítico de Buckley Leverett, tanto gráficos como información tabulada.

Figura 14. Interfaz para los resultados del modelo analítico PFPM.



Fuente: elaboración propia, con base en: *Visual Basic for application excel. [Software].* Versión 2016.

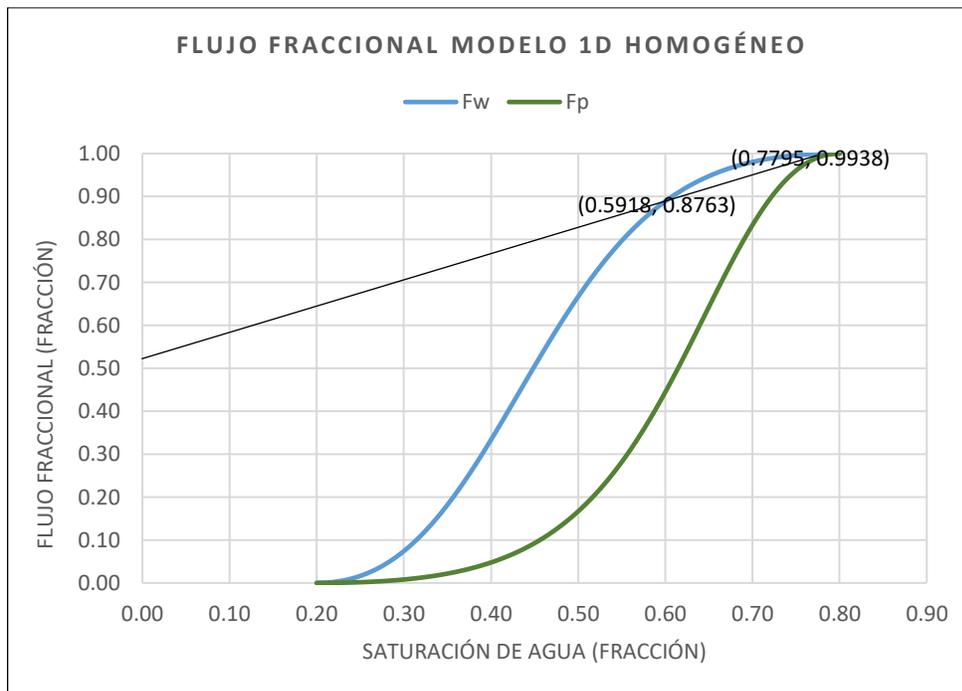
3.3 RESULTADOS DE LOS MODELOS BASE EN LA HERRAMIENTA DIGITAL

Se obtuvieron los resultados para los tres modelos: modelo 1D homogéneo, 2D de diez capas y el modelo SPE10 modelo 2. Se calcularon los resultados empleando tanto el modelo analítico de Buckley-Leverett, como el modelo analítico PFPM.

Para los tres modelos se utilizó un paso de saturación de agua de 0.00005, que permitió tener una mejor aproximación debido a que toma porciones más pequeñas de saturación teniendo así más puntos de referencia para implementar las ecuaciones del proceso. El volumen poroso para el modelo 1D homogéneo y el modelo 2D de diez capas se calculó en 37.473 STB y para el modelo SPE10 modelo 2 fue de 692.747 STB.

3.3.1 Resultados modelo 1D homogéneo. Para este modelo la herramienta digital calculó un volumen poroso inyectado a la ruptura del agua de 0.4471 volúmenes porosos y un volumen poroso inyectado a la ruptura del polímero de 1.5975 volúmenes porosos.

Gráfica 2. Flujo fraccional modelo 1D homogéneo.



Fuente: elaboración propia, con base en: *Visual Basic for application* Excel. [Software]. Versión 2016.

Los resultados del flujo fraccional para el modelo 1D homogéneo se pueden ver en la tabla 6 donde se observa los datos del flujo fraccional en el frente, saturación en el frente, saturación promedio en el frente y la pendiente de la curva, tanto para el momento de la ruptura del agua como en la ruptura del polímero. En la gráfica 2 se presenta la curva típica de flujo fraccional de donde parten los modelos analíticos para obtener los resultados. La gráfica 3, y 4 muestran los resultados de la producción acumulada adimensional de petróleo y el corte de agua respectivamente.

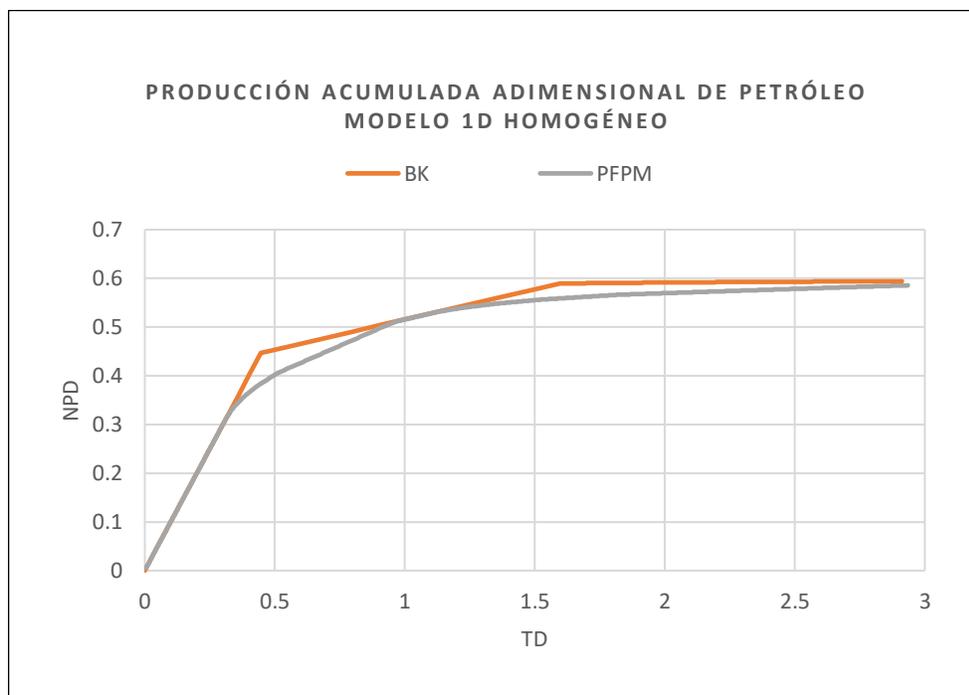
Tabla 6. Resultados flujo fraccional modelo 1D homogéneo.

Parámetro	Agua	Polímero
Flujo fraccional en el frente.	0.8763	0.9938
Saturación en el frente.	0.5918	0.7795
Saturación promedio en el frente.	0.6471	0.7894
Pendiente de la curva de flujo fraccional en el frente.	2.2365	0.6260

Fuente: elaboración propia.

En la producción acumulada adimensional de petróleo del modelo 1D homogéneo (gráfica 3) se observa la gran similitud de ambas curvas a pesar de que el modelo PFPM tiene en cuenta la eficiencia vertical y areal que lo convierte en un modelo de tres dimensiones. Antes de la ruptura del agua la predicción de ambos modelos es casi idéntica, en esta etapa la producción se representa de forma lineal iniciando en el tiempo cero. El modelo PFPM muestra una menor producción en el punto de la ruptura del agua, luego de esto la producción disminuye como se ha de esperar manteniendo una pendiente constante hasta llegar al punto de la ruptura del polímero luego de esto la producción cae obteniendo una menor cantidad de petróleo acumulado.

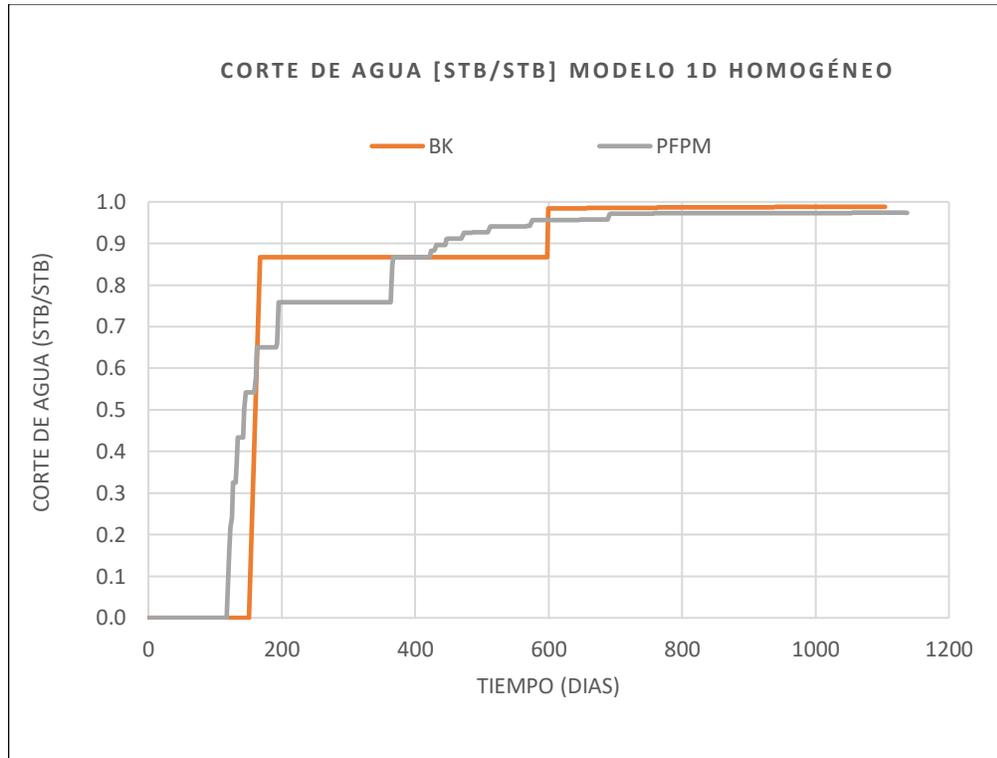
Gráfica 3 Producción acumulada adimensional de petróleo modelo 1D homogéneo.



Fuente: elaboración propia, con base en: *Visual Basic for application Excel*. [Software]. Versión 2016.

En la gráfica 4 se observa el corte de agua para el modelo 1D homogéneo, en esta, se identifica que el modelo analítico PFPM muestra una producción de agua más temprana (117 días) porque tiene en cuenta la eficiencia areal, mientras que el modelo BK (151 días) no tiene en cuenta esto y genera una llegada más tardía. Por otro lado, el modelo BK indica un corte de agua mayor en toda la gráfica debido a que no tiene en cuenta la eficiencia areal y vertical, pero esto hace que sea más acertado en este caso ya que el modelo es unidimensional, en referencia a lo observado se puede decir que los resultados del modelo analítico de BK son más representativos para esta ocasión.

Gráfica 4 Corte de agua modelo 1D homogéneo.



Fuente: elaboración propia, con base en: *Visual Basic for application* Excel. [Software]. Versión 2016.

3.3.2 Resultados modelo 2D diez capas. Al igual que en el modelo 1D homogéneo, la herramienta digital calculó el mismo volumen poroso inyectado a la ruptura del agua de 0.4471 volúmenes porosos y un volumen poroso inyectado a la ruptura del polímero de 1.5975 volúmenes porosos, debido a que los resultados para el modelo de Buckley Leverett no tiene en cuenta las diferentes capas. Por otro lado, en el modelo PFPM se puede ver la diferencia en los resultados con el modelo 1D homogéneo, ya que como se mencionó anteriormente este modelo considera la heterogeneidad del yacimiento.

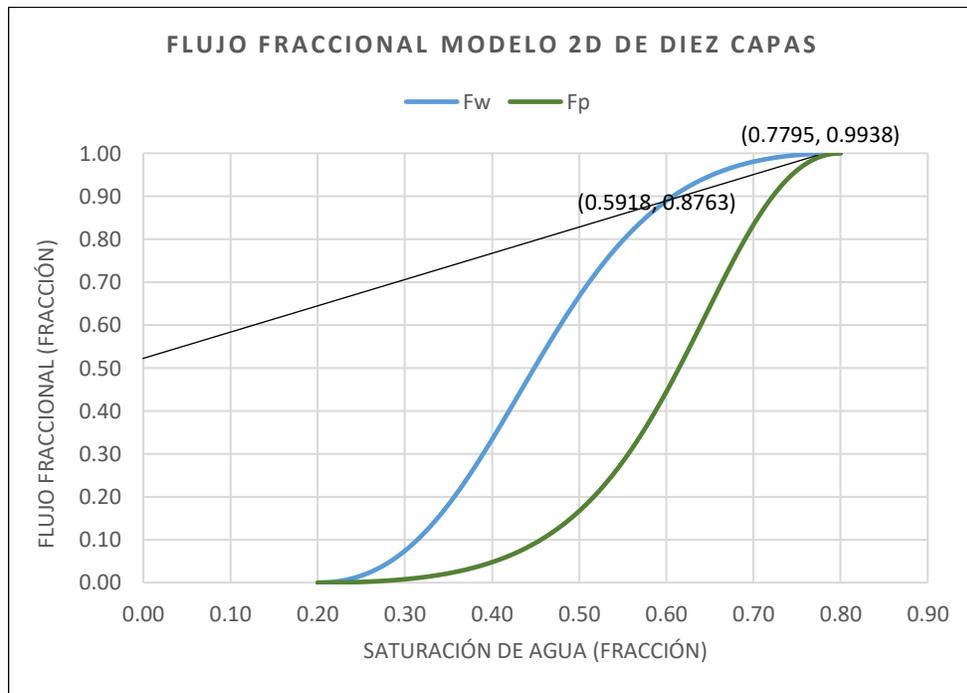
Los resultados del flujo fraccional para el modelo 2D diez capas se pueden ver en la tabla 7 donde se observa los datos del flujo fraccional en el frente, saturación en el frente, saturación promedio en el frente y la pendiente de la curva, tanto para el momento de la ruptura del agua como en la ruptura del polímero. En la gráfica 5 se presenta la curva típica de flujo fraccional de donde parten los modelos analíticos para obtener los resultados.

Tabla 7. Resultados flujo fraccional modelo 2D de diez capas.

Parámetro	Agua	Polímero
Flujo fraccional en el frente.	0.8763	0.9938
Saturación en el frente.	0.5918	0.7795
Saturación promedio en el frente.	0.6471	0.7894
Pendiente de la curva de flujo fraccional en el frente.	2.2365	0.6260

Fuente: elaboración propia.

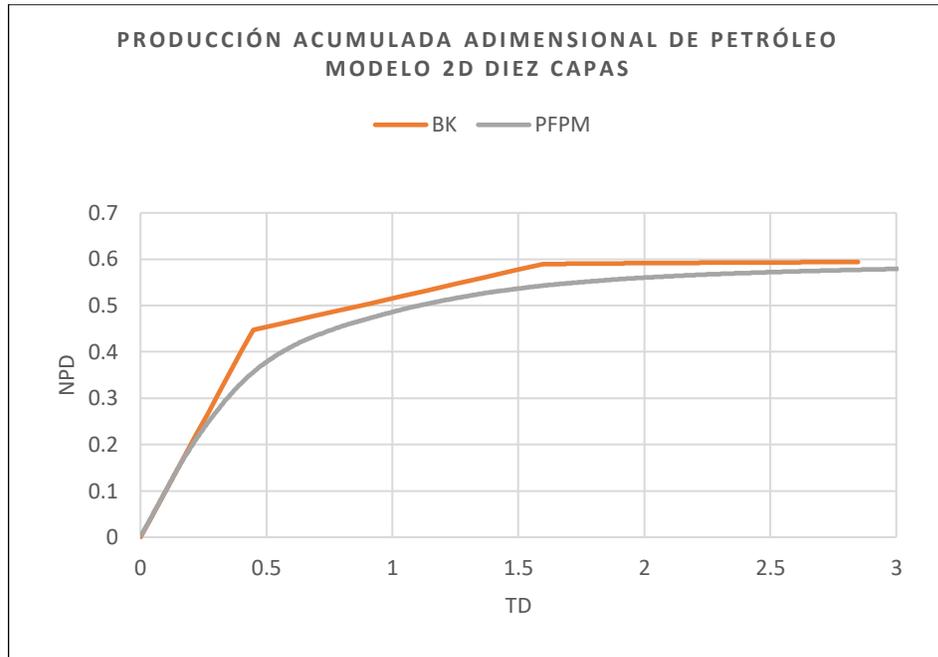
Gráfica 5. Flujo fraccional modelo 2D de diez capas.



Fuente: elaboración propia, con base en: *Visual Basic for application Excel*. [Software]. Versión 2016.

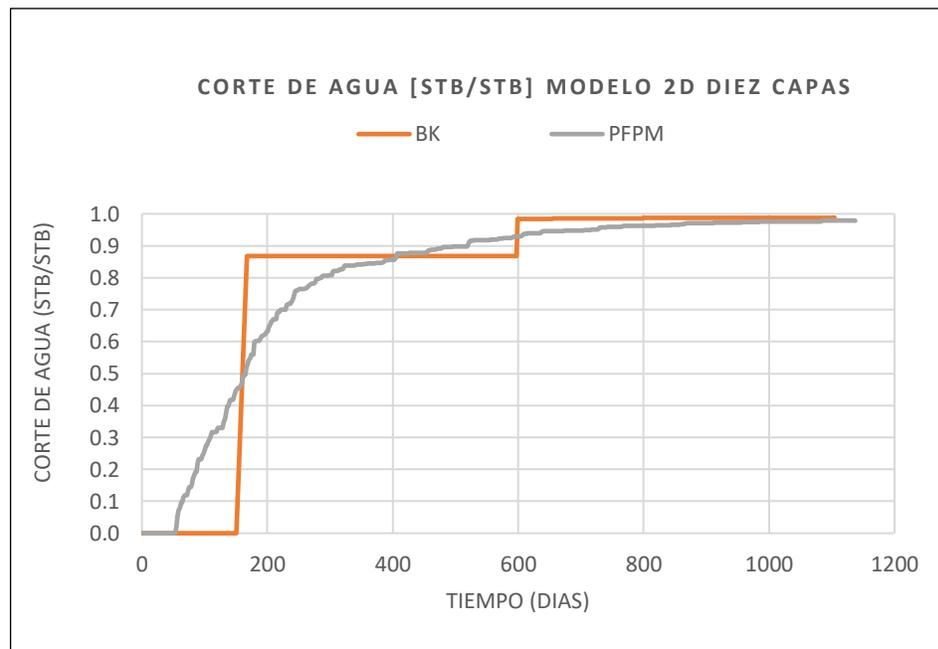
La gráfica 6, y 7 muestran los resultados de la producción acumulada adimensional de petróleo y el corte de agua respectivamente. En la gráfica de producción acumulada adimensional de petróleo para el modelo 2D de diez capas (gráfica 5) se evidencia que los modelos analíticos tienen resultados similares antes de la ruptura del agua, luego difieren en su predicción debido a que el modelo PFPM considera la heterogeneidad en sus cálculos mientras que el modelo de BK no. Por esta misma razón el modelo PFPM predice una ruptura más rápida.

Gráfica 6. Producción acumulada adimensional de petróleo modelo 2D diez capas.



Fuente: elaboración propia, con base en: *Visual Basic for application* Excel. [Software]. Versión 2016.

Gráfica 7. Corte de agua modelo 2D diez capas.

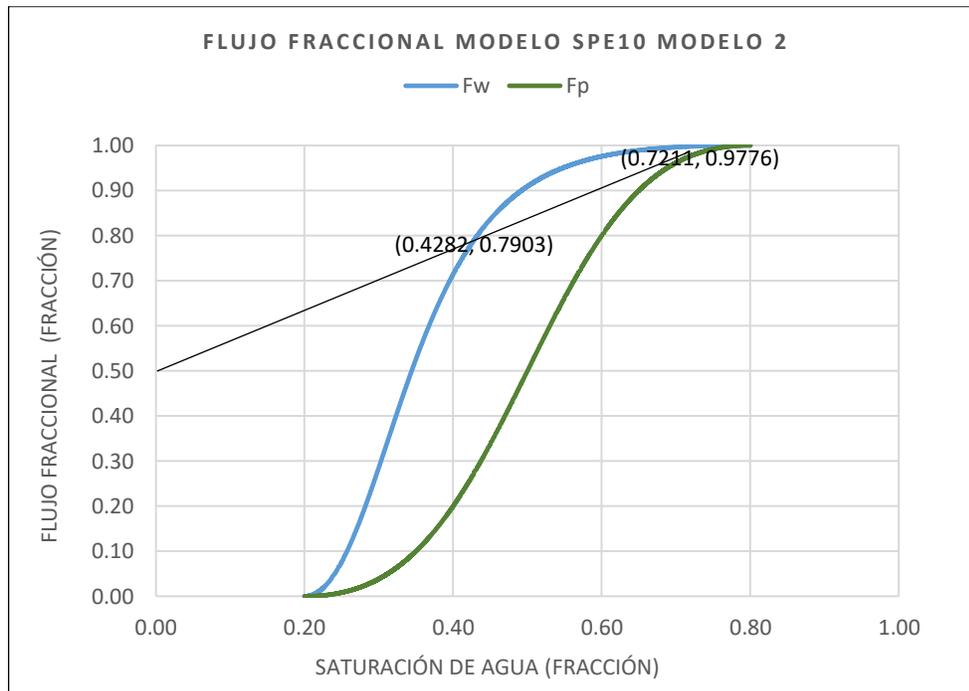


Fuente: elaboración propia, con base en: *Visual Basic for application* Excel. [Software]. Versión 2016.

Los modelos analíticos PFPM y BK obtuvieron un tiempo diferente para el inicio de la producción de agua para el caso base 2D de diez capas como se puede evidenciar en la gráfica 7, en esta ocasión los resultados difieren significativamente ya que el yacimiento presenta alta heterogeneidad, ocasionando que los fluidos de las capas con mejor permeabilidad llegaran antes al pozo productor obteniendo así una ruptura de agua más temprano para el modelo que considera la heterogeneidad del yacimiento, aunque comienza a producir agua se observa que es en una pequeña cantidad, infiriendo que no todas las capas del yacimiento llegaron al momento de la ruptura del agua.

3.3.3 Resultados modelo SPE10-2 modelo. Para este modelo, la herramienta digital calculó un volumen poroso inyectado a la ruptura del agua de 0.2888 volúmenes porosos y un volumen poroso inyectado a la ruptura del polímero de 1.5642 volúmenes porosos.

Gráfica 8. Flujo fraccional modelo SPE10 modelo 2.



Fuente: elaboración propia, con base en: *Visual Basic for application* Excel. [Software]. Versión 2016.

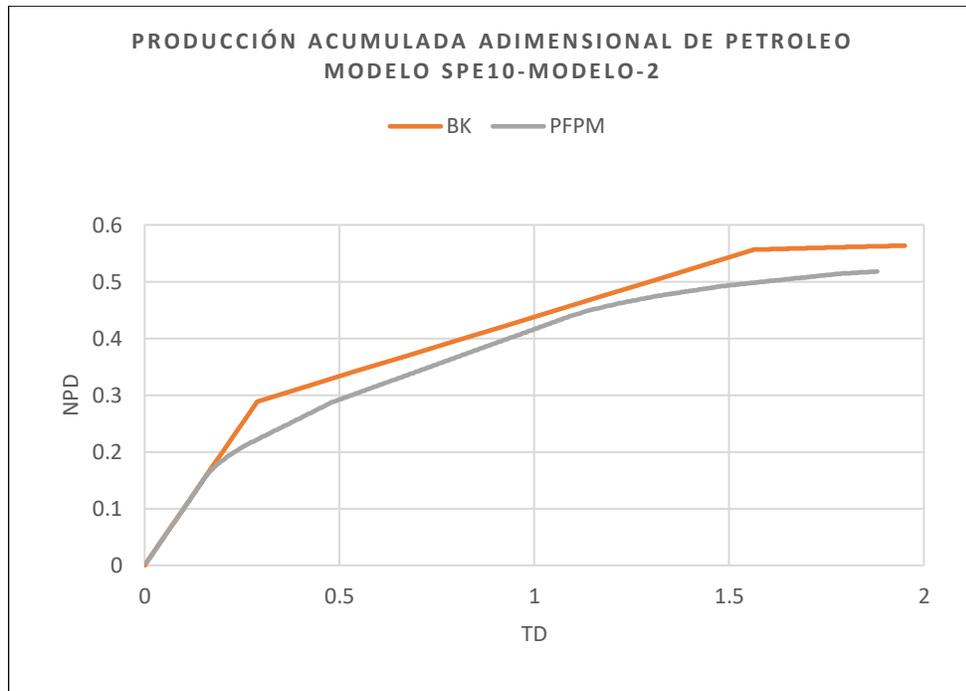
Los resultados del flujo fraccional para el modelo SPE10 modelo-2 se pueden ver en la tabla 8 donde se observa los datos del flujo fraccional en el frente, saturación en el frente, saturación promedio en el frente y la pendiente de la curva, tanto para el momento de la ruptura del agua como en la ruptura del polímero. En la gráfica 8 se presenta la curva típica de flujo fraccional de donde parten los modelos analíticos para obtener los resultados.

Tabla 8. Resultados flujo fraccional modelo SPE10 modelo 2.

Parámetro	Agua	Polímero
Flujo fraccional en el frente.	0.7903	0.9776
Saturación en el frente.	0.4282	0.7211
Saturación promedio en el frente.	0.4888	0.7562
Pendiente de la curva de flujo fraccional en el frente.	3.4626	0.6393

Fuente: elaboración propia.

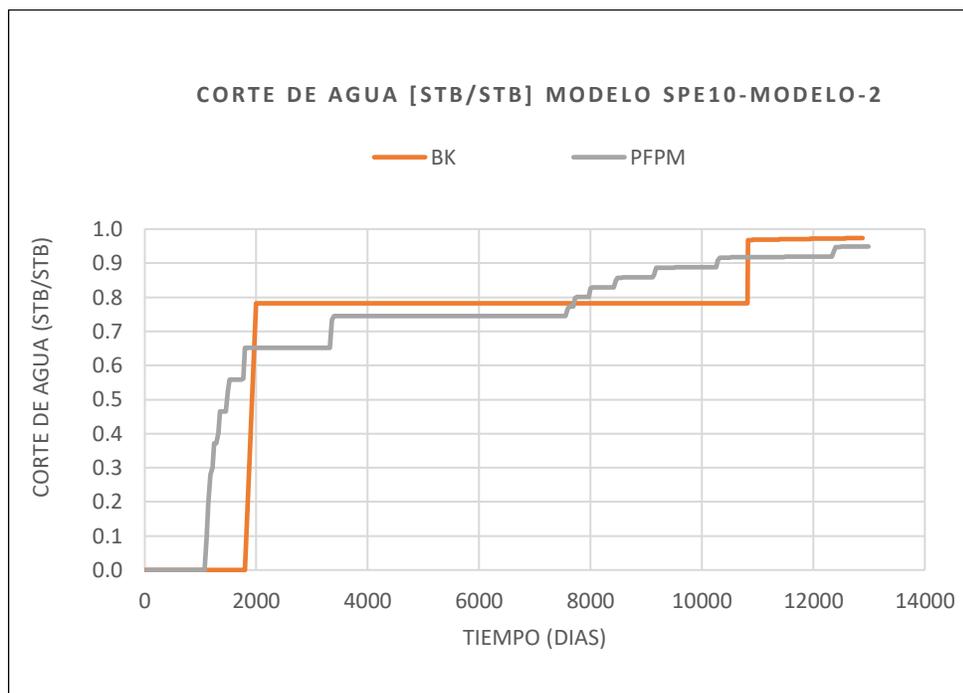
Gráfica 9. Producción acumulada adimensional de petróleo modelo SPE10-modelo 2.



Fuente: elaboración propia, con base en: *Visual Basic for application* Excel. [Software]. Versión 2016.

La gráfica 9, y 10 muestran los resultados de la producción acumulada adimensional de petróleo y el corte de agua respectivamente. En la gráfica 8 donde se muestra la producción acumulada adimensional de petróleo para el modelo SPE10-modelo 2. Los resultados de los dos modelos analíticos discrepan después de la ruptura del agua, en esta ocasión se puede asumir que los valores más aproximados serán los que indique el modelo PFPM ya que el modelo base a predecir es un modelo tridimensional.

Gráfica 10. Corte de agua modelo SPE10-modelo-2.



Fuente: elaboración propia, con base en: *Visual Basic for application Excel*. [Software]. Versión 2016.

En el corte de agua del modelo SPE10-modelo-2 (gráfica 9). Se observa nuevamente la importancia de la heterogeneidad dentro los modelos analíticos para la inyección de polímeros, aquí se puede ver que el modelo BK refleja el inicio de la producción de agua más tarde que en el modelo PFPM, siendo este un punto crítico para el diseño de las facilidades es necesario que el modelo analítico indique una aproximación más acertada, en referencia a esto el modelo PFPM destaca al tener en cuenta la heterogeneidad del yacimiento. Sin embargo, se distingue que el modelo analítico de Buckley Leverett presenta valores similares a los del modelo PFPM teniendo en cuenta que es un modelo unidimensional y se esperaba que sus valores no fueran representativos.

3.4 VALIDACION DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS MEDIANTE LA HERRAMIENTA DIGITAL GENERADA Y UN SOFTWARE DE SIMULACIÓN NUMÉRICA

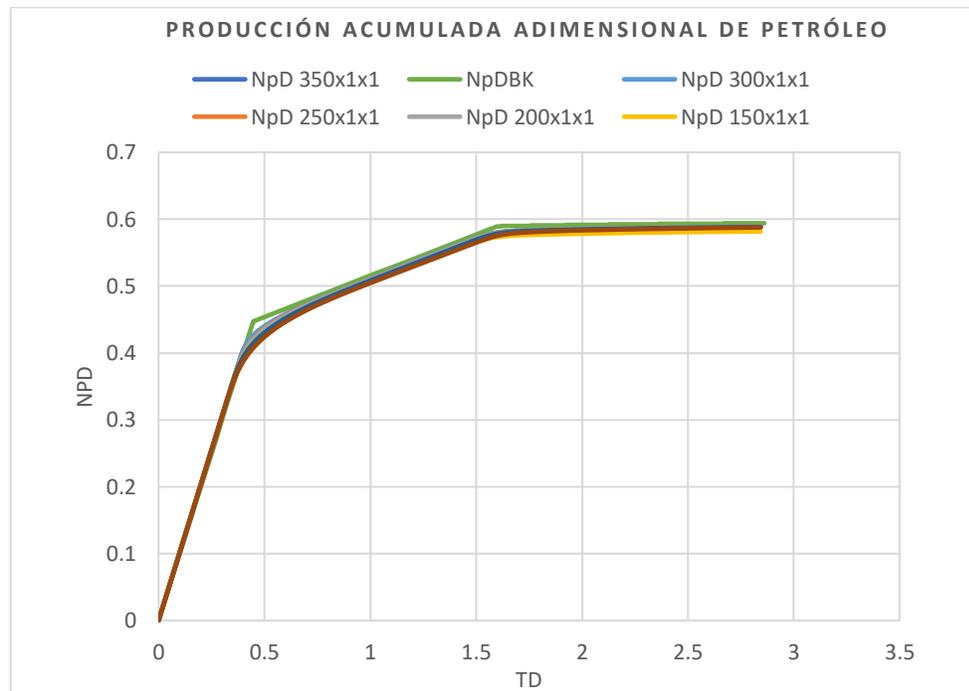
En esta sección, se presenta la validación de los resultados de los modelos analíticos que fueron obtenidos por la herramienta digital en los tres modelos base (1D homogéneo, 2D de diez capas, modelo SPE10-modelo-2), frente a los resultados que arrojó el simulador ECLIPSE 100. A continuación, se muestran los resultados obtenidos del refinamiento de malla que se llevó a cabo para visualizar mejor los resultados los resultados del modelo numérico ECLIPSE 100 cuya función

es disminuir el error de este a causa de la dispersión numérica que se presenta en la simulación en los procesos de desplazamiento inmisible.

3.4.1 Refinamiento de malla. Antes que todo se describe el procedimiento llevado a cabo para realizar el refinamiento de malla y mejorar los resultados del simulador numérico para poder realizar una buena corroboración de los resultados de la herramienta digital. Las simulaciones numéricas tradicionales de estos procesos estiman una extensión frontal excesiva, que requiere un gran número de celdas en una dimensión para resolver los frentes adecuadamente, esto hace que las predicciones de simulaciones tridimensionales sean eficientes dependiendo del número de bloques. Pequeños errores en la composición de la simulación alteran el flujo fraccional, causando el desarrollo de velocidades de onda incorrectas.

Basado en el supuesto de flujo segregado dentro de cada celda y variando el número de bloques de manera ascendente en el eje x, donde ocurre el desplazamiento en el modelo dentro del simulador, se obtuvieron los resultados del tamaño de grilla que permite reducir la dispersión numérica en los resultados del simulador y mejorar la precisión de los datos. En la gráfica 11, se puede evidenciar las diferentes dimensiones que se evaluaron para la reducción de la dispersión numérica.

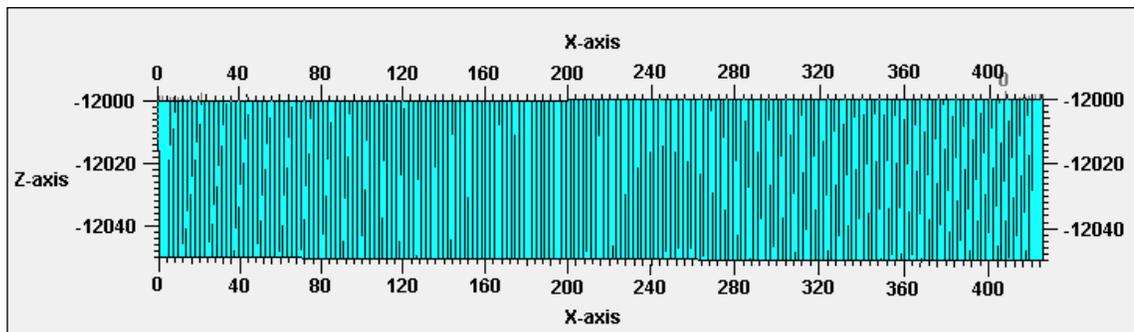
Gráfica 11. Resultados de NpD para el refinamiento de malla.



Fuente: elaboración propia, con base en: *Visual Basic for application Excel*. [Software]. Versión 2016.

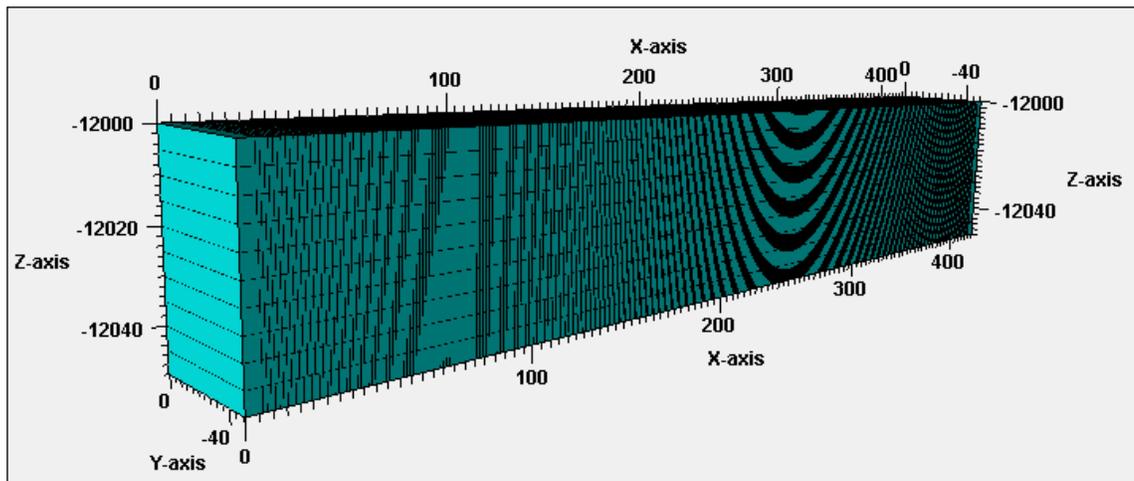
Para el diseño del modelo dentro de ECLIPSE 100 en los casos 1D homogéneo y 2D de diez capas se determinó que la grilla más apropiada era de 350x1x1 y 350x1x10, respectivamente resultados obtenidos basándose en la gráfica 11. Cabe señalar que se puede aumentar la cantidad de celdas y con esto seguir aumentando la precisión del simulador numérico no obstante se generaría una ineficiencia del simulador debido al aumento en el tiempo de simulación de la corrida y un mayor uso de procesador en el equipo de cómputo, además con el valor de 350 celdas se está sobre estimando el valor que realmente se utilizaría en una grilla en un proceso real. En cuanto al modelo dos del SPE10 se utilizó la misma grilla del modelo 37 x 37 x 35 y no fue modificada.

Figura 15. Grilla fina modelo 1D homogéneo.



Fuente: simulador ECLIPSE 100. [software]. Versión 2014.

Figura 16. Grilla fina modelo 2D de diez capas.

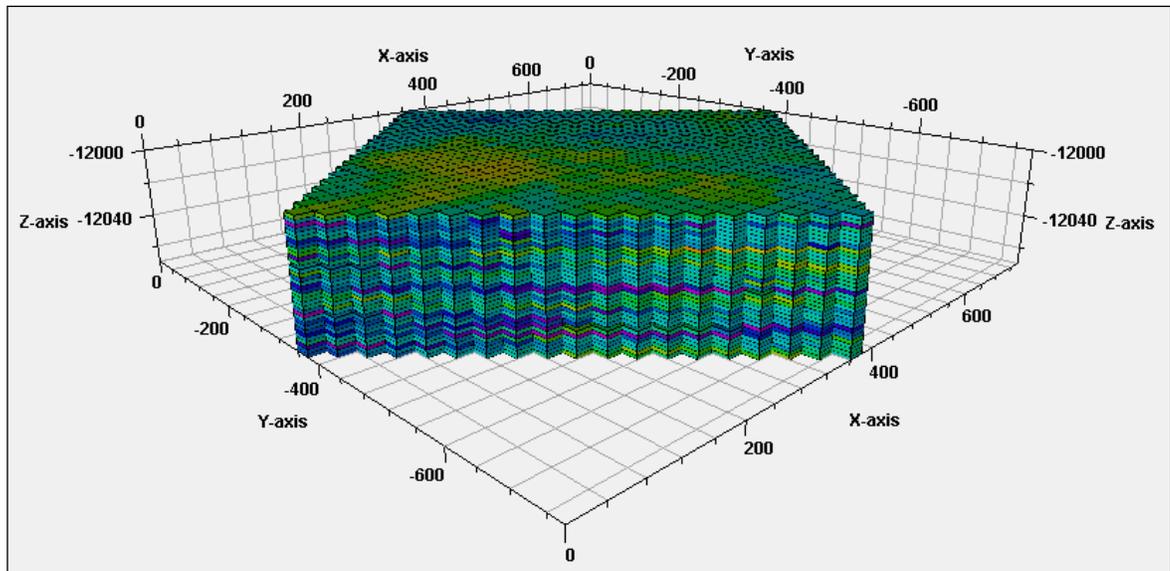


Fuente: simulador ECLIPSE 100. [software]. Versión 2014.

Las figuras 15, 16 y 17 muestran las dimensiones de la grilla fina de los modelos base 1D homogéneo, 2D de diez capas y SPE10 modelo 2, para el modelo 1D homogéneo y el modelo 2D de diez capas en las celdas donde se encuentra el pozo inyector y productor se utilizó un dx de 5 ft con el fin de disminuir la ondulación en

las gráficas a causa de la dispersión numérica. Para las celdas intermedias se usó un dx de 1.1925 ft para un total de 425 ft en el eje x, respecto a los ejes y y z se utilizó un valor de 50 ft que fue establecido a partir de los datos del caso base. En el modelo SPE 10 se utilizaron las mismas dimensiones del modelo base. Para los modelos dentro del simulador numérico se utilizó un paso de tiempo pequeño para mejorar la convergencia de la solución numérica.

Figura 17. Grilla fina modelo SPE10 modelo 2.

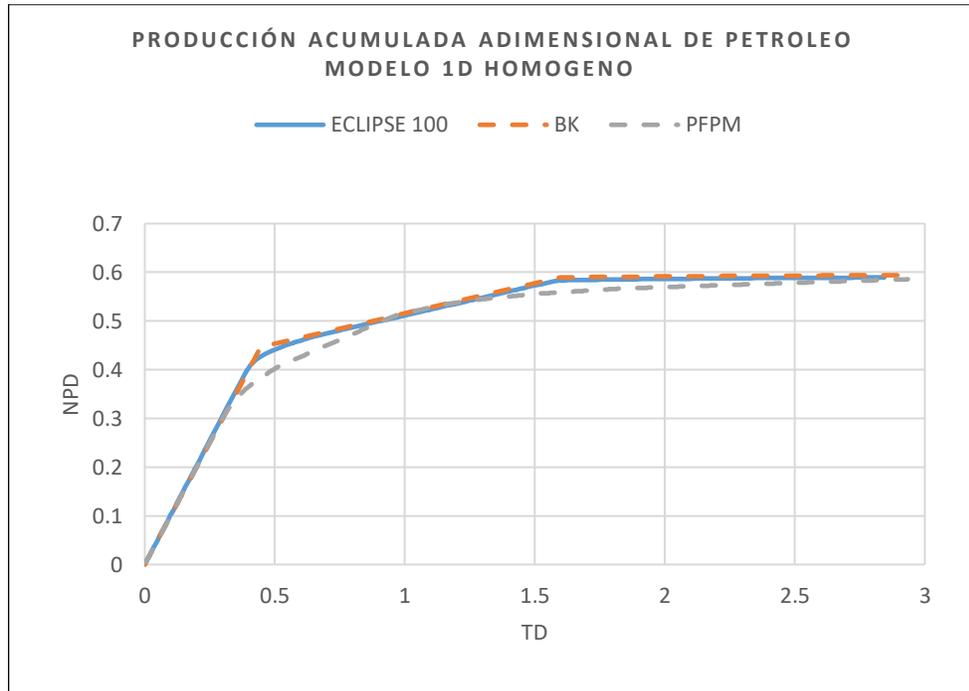


Fuente: simulador ECLIPSE 100. [software]. Versión 2014.

3.4.2 Validación de los resultados para el modelo 1D homogéneo. Las gráficas 12 y 13, muestra la comparación de los resultados de la producción acumulada adimensional de petróleo y el corte de agua respectivamente, que se obtuvieron mediante la herramienta digital, frente a los resultados obtenidos por el simulador numérico para los datos del modelo 1D homogéneo. Las gráficas van hasta los 2.84 volúmenes porosos inyectados donde se comienza a presentar una corte de agua superior al 98 %.

Comparando los resultados obtenidos de la producción acumulada adimensional de petróleo para el modelo 1D homogéneo (gráfica 12) se observa que el modelo analítico que tiene una mayor certeza es el modelo de BK, pues es un modelo unidimensional y se ajusta mejor a este caso. Aunque el modelo PFPM no fue diseñado para un desplazamiento lineal obtuvo resultados favorables bajo las condiciones del modelo base.

Gráfica 12. Comparación de los resultados obtenidos de la producción acumulada adimensional de petróleo modelo 1D homogéneo.



Fuente: elaboración propia, con base en: *Visual Basic for application Excel*. [Software]. Versión 2016.

En la tabla 9 se muestra el petróleo acumulado, N_p , calculado por el simulador numérico ECLIPSE 100, el modelo analítico de Buckley-Leverett y el modelo PFPM al momento de la ruptura del agua (0.4471 volúmenes porosos) y a la ruptura del polímero (1.5975 volúmenes porosos). La tabla 10 muestra el porcentaje de error que se obtuvo de la comparación de estos valores que permite tener una mejor representación de la validez de los modelos analíticos en un momento crucial en las operaciones de recuperación de petróleo por medio de inyección de polímeros.

Tabla 9. N_p a la ruptura del agua y del polímero modelo 1D homogéneo.

Modelo	N_p (Mbbl) a la ruptura del agua	N_p (Mbbl) a la ruptura del polímero
ECLIPSE 100	16.0132	21.8444
BK	16.7550	22.0885
PFPM	14.3890	20.9403

Fuente: elaboración propia.

El modelo PFPM no es un modelo adecuado para casos de una sola dimensión, considerando que incluye eficiencia areal y vertical, esto se ve reflejado en un menor

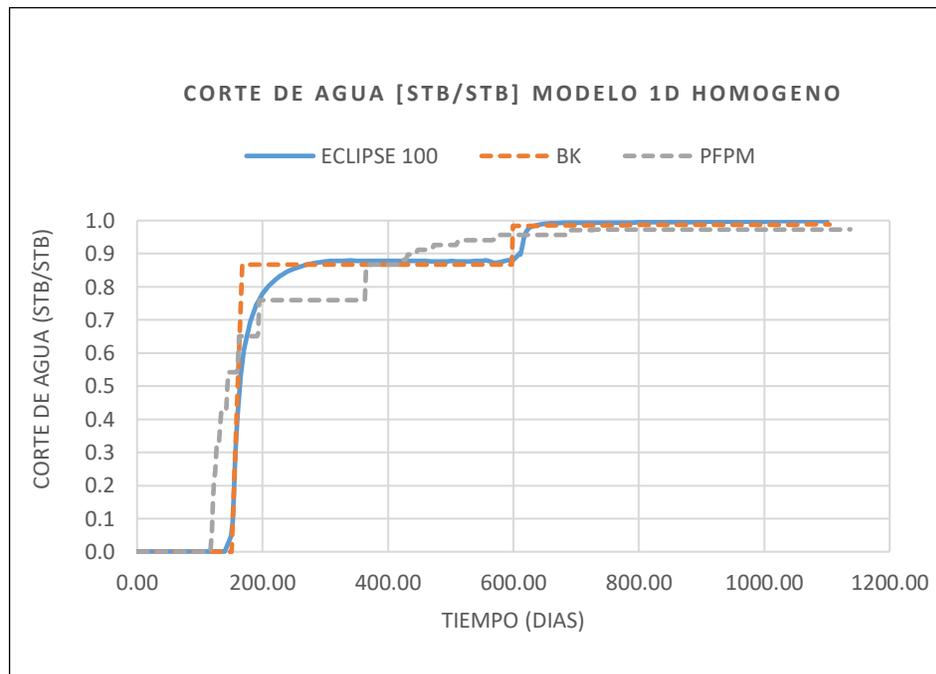
valor de la producción acumulada de petróleo (Tabla 9), no obstante, obtuvo un porcentaje de error bajo en los dos momentos de ruptura (tabla 10.). En cuanto al modelo de Buckley Leverett, un modelo analítico que considera una gran cantidad de suposiciones obtuvo valores muy cercanos al valor real de la producción acumulada de petróleo en ambos momentos de ruptura.

Tabla 10. Porcentaje de error de N_p modelo 1D homogéneo.

Modelo	% de error a la ruptura del agua	% de error a la ruptura del polímero
BK	4.63%	1.12%
PFPM	10.14%	4.14%

Fuente: elaboración propia.

Gráfica 13. Comparación de los resultados obtenidos del corte agua modelo 1D homogéneo.



Fuente: elaboración propia, con base en: *Visual Basic for application* Excel. [Software]. Versión 2016.

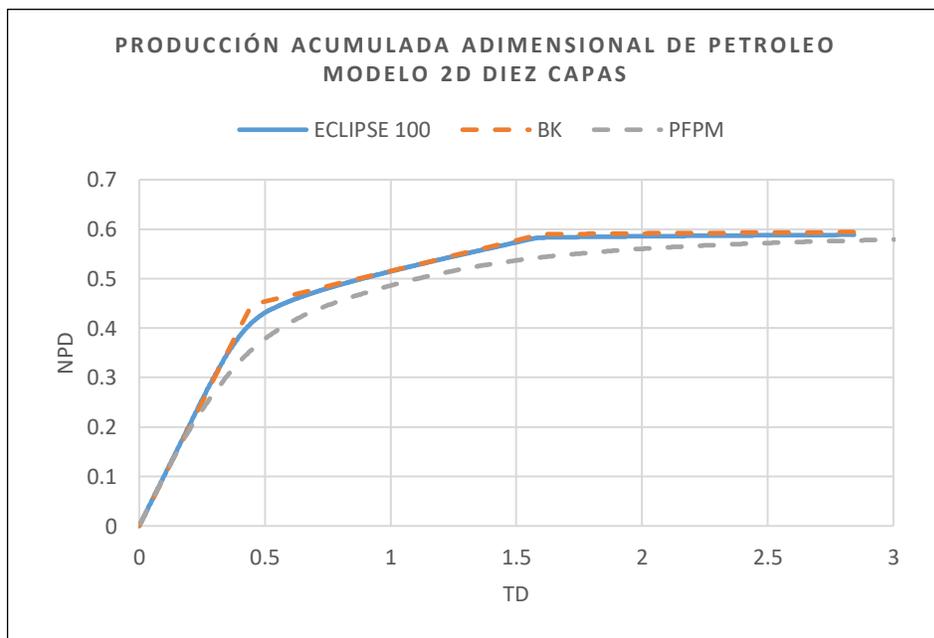
En la comparación de los resultados obtenidos del corte agua del modelo 1D homogéneo. (gráfica 13) los dos modelos analíticos presentan resultados similares al simulador numérico, la mayor diferencia se presenta al tiempo de la ruptura del agua (167 días) donde el modelo analítico de Buckley Leverett exhibe un valor para el corte de agua en 0.87 stb/stb, el modelo PFPM un valor de 0.65 stb/stb y el simulador numérico un valor de 0.57 stb/stb, en este punto el modelo PFPM tuvo

una mayor certeza, sin embargo, gráficamente se puede observar que en la mayor parte de la curva hubo mayor exactitud del modelo analítico de Buckley leverett esto se debe principalmente a la dispersión numérico en el simulador numérico debido a la velocidad del fluido de baja viscosidad de los fluidos que se están evaluando en el caso base.

Las gráficas que se obtuvieron como resultados para el modelo 1D homogéneo permiten determinar que en general la herramienta digital presento resultados validos en comparación con los resultados del modelo numérico, cabe resaltar que esto no indica que con valores diferentes para las variables de entrada pueda obtenerse la misma calidad en los resultados. Para los resultados del modelo 1D homogéneo se validó que el modelo analítico que tuvo una mejor certeza fue el modelo de Buckley Leverett.

3.4.3 Validación de los resultados del modelo 2D diez capas. La gráfica 14 y 15 muestra la comparación de los resultados de la producción acumulada adimensional de petróleo y el corte de agua respectivamente, obtenidas mediante la herramienta digital, frente a los resultados obtenidos por el simulador numérico para los datos del modelo 2D de diez capas. Las gráficas van hasta los 2.84 volúmenes porosos inyectados donde se comienza a presentar una corte de agua superior al 98 %.

Gráfica 14. Comparación de los resultados obtenidos de la producción acumulada adimensional de petróleo modelo 2D de diez capas.



Fuente: elaboración propia, con base en: *Visual Basic for application* Excel. [Software]. Versión 2016.

Mediante la comparación de los resultados obtenidos de la producción acumulada adimensional de petróleo del modelo 2D de diez capas (gráfica 14), se observa que, aunque que el modelo analítico de Buckley Leverett es un modelo para predecir el desplazamiento en una sola dimensión obtuvo resultados consistentes con el simulador numérico. Respecto al modelo PFPM se aprecia en la curva representativa de la producción acumulada de petróleo valores menores al modelo numérico a causa de la eficiencia areal que considera el modelo analítico.

Tabla 11. Np a la ruptura del agua y del polímero modelo 2D de diez capas

Modelo	Np (Mbbl) a la ruptura del agua	Np (Mbbl) a la ruptura del polímero
ECLIPSE 100	15.3816	21.8366
BK	16.7551	22.0879
PFPM	13.3498	20.3469

Fuente: elaboración propia.

Tabla 12. Porcentaje de error de Np modelo 2D de diez capas.

Modelo	% de error a la ruptura del agua	% de error a la ruptura del polímero
BK	8.93%	1.15%
PFPM	13.21%	6.82%

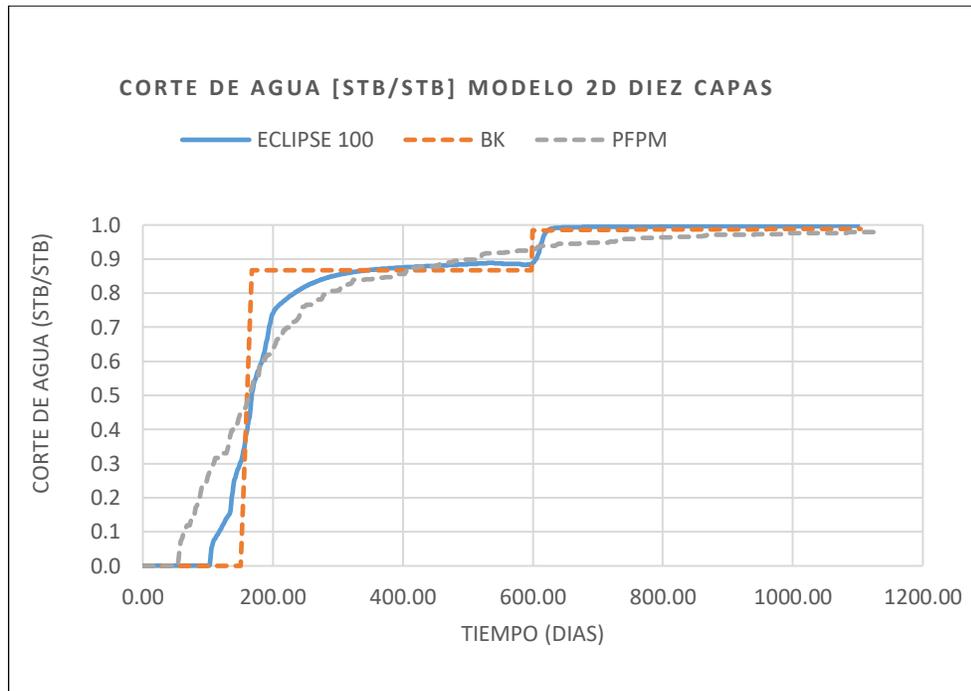
Fuente: elaboración propia.

Se evaluó la producción acumulada de petróleo al momento de la ruptura del agua y del polímero con el objetivo de validar los resultados en un instante decisivo en las operaciones de campo. La tabla 11 muestra el petróleo acumulado, Np, calculado por el simulador numérico ECLIPSE 100, el modelo analítico de Buckley-Leverett y el modelo PFPM al momento de la ruptura del agua (0.4471 volúmenes porosos, gráfica 14) y a la ruptura del polímero (1.5975 volúmenes porosos, gráfica 17). La tabla 12 muestra el porcentaje de error que se obtuvo de la comparación de estos valores. El modelo Buckley Leverett presenta un porcentaje de error menor al modelo PFPM en los dos instantes de ruptura y ambos modelos presentaron un porcentaje de error mayor en la ruptura del agua.

Al examinar la comparación de los resultados obtenidos del corte agua modelo 2D de diez capas (gráfica 15) se contempla que el modelo PFPM muestra las rupturas de los fluidos inyectados en un instante más prematuro que el simulador numérico ya que la eficiencia areal que asume el modelo analítico mediante los tubos de corriente hace que el fluido llegue primero en unos tubos y en otros no, causando este efecto. Por lo contrario el modelo de Buckley Leverett asume una eficiencia areal y vertical igual a uno, además el modelo analítico asume un yacimiento

homogéneo que conlleva a que la ruptura se presente después de lo indicado en el simulador y de manera abrupta.

Gráfica 15. Comparación de los resultados obtenidos del corte agua modelo 2D de diez capas.



Fuente: elaboración propia, con base en: *Visual Basic for application* Excel. [Software]. Versión 2016.

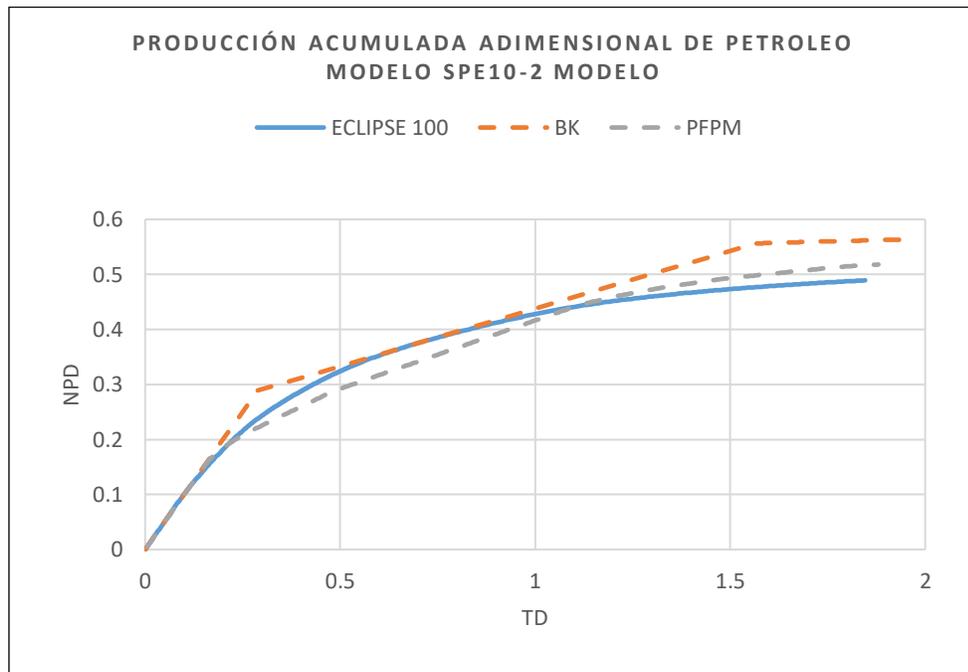
Comparando los resultados gráficos para el modelo 2D de diez capas se examina que los modelos analíticos que fueron programados mediante la herramienta digital son válidos bajo los parámetros del caso 2D de diez capas y permiten contrastar la importancia de la eficiencia areal, vertical y la heterogeneidad que asume o no cada modelo, en los resultados que se obtienen.

3.4.4 Validación de los resultados del modelo SPE10-modelo-2. La gráfica 16 y 17, muestra la comparación de los resultados de la producción acumulada adimensional de petróleo y el corte de agua respectivamente, que se obtuvieron mediante la herramienta digital, frente a los resultados obtenidos por el simulador numérico para los datos del modelo SPE10-modelo-2. Las gráficas van hasta los 1.85 volúmenes porosos inyectados donde se comienza a presentar una corte de agua superior al 98 %.

Comparando los resultados obtenidos de la producción acumulada adimensional de petróleo del modelo SPE10-modelo-2 (gráfica 16). Se halló que los dos modelos

analíticos presentaron resultados valederos antes de la ruptura del agua. En el momento de la ruptura del agua el modelo de Buckley Leverett presenta un cambio abrupto en la producción acumulada de petróleo, esto se debe a que el modelo asume que el yacimiento es un bloque homogéneo y todo el fluido inyectado llegaría desde todas las capas al mismo tiempo, en tanto que el modelo PFPM presenta una curva más suavizada debido a su naturaleza tridimensional. Después de la ruptura del agua el modelo PFPM es el que presenta mejores resultados.

Gráfica 16. Comparación de los resultados obtenidos de la producción acumulada adimensional de petróleo modelo SPE10-modelo-2.



Fuente: elaboración propia, con base en: Visual Basic for application Excel. [Software]. Versión 2016.

Tabla 13. Np a la ruptura del agua y del polímero modelo SPE10-modelo-2 de diez capas

Modelo	Np (Mbbl) a la ruptura del agua	Np (Mbbl) a la ruptura del polímero
ECLIPSE 100	164.7312	330.2630
BK	200.0633	385.3030
PFPM	153.6126	345.0321

Fuente: elaboración propia.

La tabla 13 muestra el petróleo acumulado, Np, calculado por el simulador numérico ECLIPSE 100, el modelo analítico de Buckley-Leverett y el modelo PFPM al

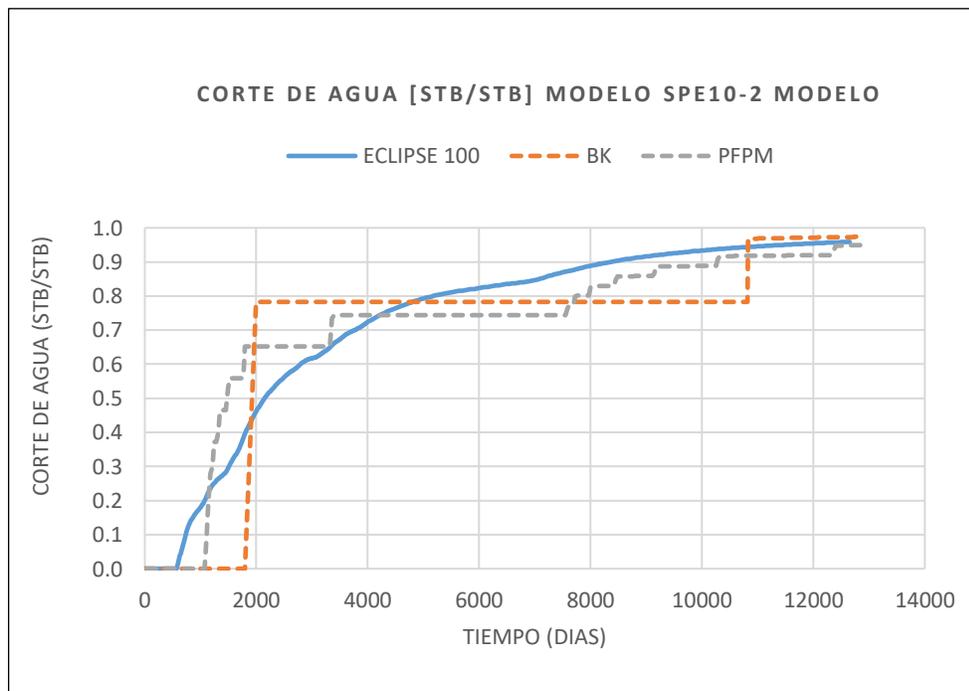
momento de la ruptura del agua (0.2888 volúmenes porosos) y a la ruptura del polímero (1.5642 volúmenes porosos). La tabla 14 muestra el porcentaje de error que se obtuvo de la comparación de los resultados de los modelos analíticos frente al modelo numérico. Para los valores de la producción acumulada de petróleo al momento de la ruptura de los fluidos inyectados, el modelo analítico que tuvo mayor exactitud fue el modelo PFPM, dado que es un modelo que emula el desplazamiento en el yacimiento en sus tres dimensiones. Por otro lado, aunque el modelo de Buckley Leverett no cumple con las condiciones para la predicción de un modelo tridimensional obtuvo valores similares a los del modelo numérico, sin embargo, presenta grandes diferencias en los puntos de ruptura (tabla 13).

Tabla 14. Porcentaje de error de Np modelo SPE10-modelo-2 de diez capas.

Modelo	Porcentaje de error a la ruptura del agua	Porcentaje de error a la ruptura del polímero
BK	21.45%	16.67%
PFPM	6.75%	4.47%

Fuente: elaboración propia.

Gráfica 17. Comparación de los resultados obtenidos del corte agua modelo SPE10-modelo-2.



Fuente: elaboración propia, con base en: Visual Basic for application Excel. [Software]. Versión 2016.

En la gráfica 17 donde se observa la comparación de los resultados obtenidos del corte de agua para el modelo SPE10-modelo-2 se ratifica la exactitud del modelo analítico PFPM, aunque al momento de la ruptura del agua el modelo analítico se desfasa, permite tener una idea aproximada del comportamiento del corte de agua durante la inyección de polímeros, resaltando la cantidad reducida de información que necesita, se obtienen buenos resultados. Respecto al modelo analítico de Buckley Leverett se visualiza que presenta una gran diferencia en la predicción del momento de la ruptura del agua y en general no representa satisfactoriamente la curva del corte de agua debido a las suposiciones intrínsecas del modelo y la falta del uso de ecuaciones para establecer la eficiencia areal y vertical dentro del modelo.

Los resultados para el modelo SPE10-modelo-2 permiten evidenciar que, de los dos modelos analíticos programados en la herramienta digital, el que mejor logra reproducir los resultados de un caso real es el modelo PFPM. En cuanto al modelo de Buckley Leverett se puede analizar que presenta buenos resultados para aplicaciones en modelos de laboratorio y pruebas de núcleos.

3.5 EVALUACIÓN DEL IMPACTO DE LA INCERTIDUMBRE EN LOS FENÓMENOS INVOLUCRADOS EN EL DESPLAZAMIENTO DE PETRÓLEO MEDIANTE INYECCIÓN DE POLÍMERO

Se presenta y analiza los resultados de la evaluación del impacto de la incertidumbre en los fenómenos involucrados en el desplazamiento de petróleo mediante inyección de polímero que arrojaron los modelos analíticos, mediante el cálculo del porcentaje de error de la producción acumulada de petróleo en el momento de la ruptura del agua y en el momento de la ruptura del polímero, tanto en el caso 1D homogéneo, en el caso 2D heterogéneo de diez capas y en el caso SPE10 modelo 2. Estos resultados permitieron determinar en qué rango de valores los modelos analíticos tienen una mejor certeza.

En el anexo F, se muestran los resultados de la producción acumulada al momento de la ruptura del agua y del polímero con los que se calculó el porcentaje de error para todos los casos evaluados. En el anexo G se presentan las gráficas de la producción acumulada de petróleo adimensional y el corte de agua para todos los casos de estudio.

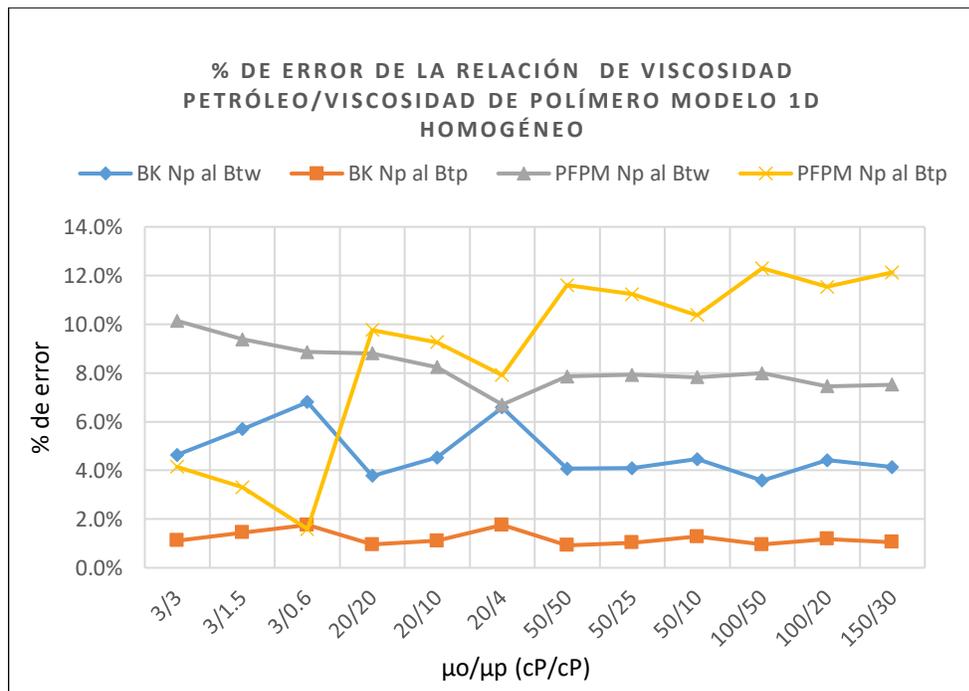
3.5.1 Modelo 1D homogéneo. A continuación, se presenta en tablas y gráficas los porcentajes de error que surgieron del análisis de sensibilidades de cada uno de los fenómenos que fueron considerados y evaluados en el modelo 1D homogéneo mediante los modelos analíticos. En la tabla 15 y gráfica 18 se observa los porcentajes de error para la relación de viscosidades, en la tabla 16 y gráfica 19 los porcentajes de error para el factor de resistencia residual y en la tabla 17 y gráfica 20 los porcentajes de error para la adsorción.

Tabla 15. Porcentaje de error para la relación de μ_o/μ_p , modelo 1D homogéneo

Variable	Buckley Leverett		PFPM	
μ_o/μ_p (adim)	% de error Np a la ruptura del agua	% de error Np a la ruptura del polímero	% de error Np a la ruptura del agua	% de error Np a la ruptura del polímero
3/3	4.63%	1.12%	10.14%	4.14%
3/1.5	5.69%	1.45%	9.38%	3.31%
3/0.6	6.80%	1.76%	8.86%	1.59%
20/20	3.77%	0.96%	8.81%	9.76%
20/10	4.53%	1.11%	8.24%	9.26%
20/4	6.58%	1.76%	6.70%	7.91%
50/50	4.07%	0.92%	7.86%	11.60%
50/25	4.09%	1.03%	7.92%	11.23%
50/10	4.46%	1.28%	7.82%	10.37%
100/50	3.58%	0.96%	7.99%	12.30%
100/20	4.42%	1.18%	7.45%	11.54%
150/30	4.13%	1.05%	7.52%	12.13%

Fuente: elaboración propia.

Gráfica 18. Porcentaje de error para la relación de μ_o/μ_p , modelo 1D homogéneo.



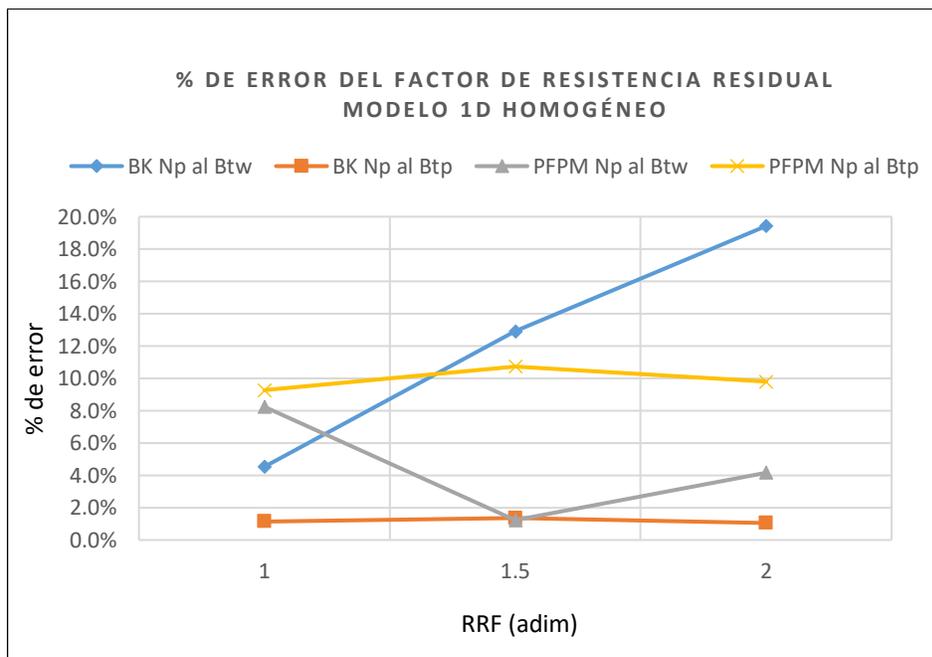
Fuente: elaboración propia, con base en: Visual Basic for application Excel. [Software]. Versión 2016.

En la gráfica 18 donde se observa el porcentaje de error para la relación de viscosidad de petróleo-polímero, μ_o/μ_p , se examina que el modelo analítico de

Buckley Leverett obtuvo mejores resultados en todos los casos que se evaluaron tanto para el momento de la ruptura del agua como para el momento de la ruptura del polímero, el porcentaje de error promedio a la ruptura del agua para los casos evaluados fue de 4.74% y de 1.22% a la ruptura del polímero, para el modelo PFPM fue de 8.22% y 8.76% respectivamente. En cuanto a la relación de viscosidades se puede analizar que a una mayor diferencia de la viscosidad del fluido de yacimiento y el fluido inyectado se genera mayor porcentaje de error en la predicción del modelo para los dos modelos analíticos en los dos momentos de ruptura. Por otro lado, un mayor contraste de viscosidades conlleva a que el fluido desplazante viaje a mayores velocidades, por tanto, se requieren de más celdas en el modelo numérico para capturar los frentes de desplazamiento. Aunque los procedimientos que se llevaron a cabo para la realización de los porcentajes de error fueron adecuados y los datos que se presentan en la tabla 15 son confiables no asegura que, para otro tipo de relaciones de viscosidades, u otros datos de entrada con otro modelo unidimensional se vaya a presentar la misma tendencia que se dio en estos resultados.

La la gráfica 19 y tabla 16 muestra el porcentaje de error para el análisis de sensibilidades del factor de resistencia residual, RRF, en el modelo 1D homogéneo, los resultados que se produjeron presentan una alta aleatoriedad que no permite conocer el efecto de este fenómeno en la certidumbre de los modelos analíticos.

Gráfica 19. Porcentaje de error para el factor de resistencia residual, RRF, modelo 1D homogéneo.



Fuente: elaboración propia, con base en: Visual Basic for application Excel. [Software]. Versión 2016.

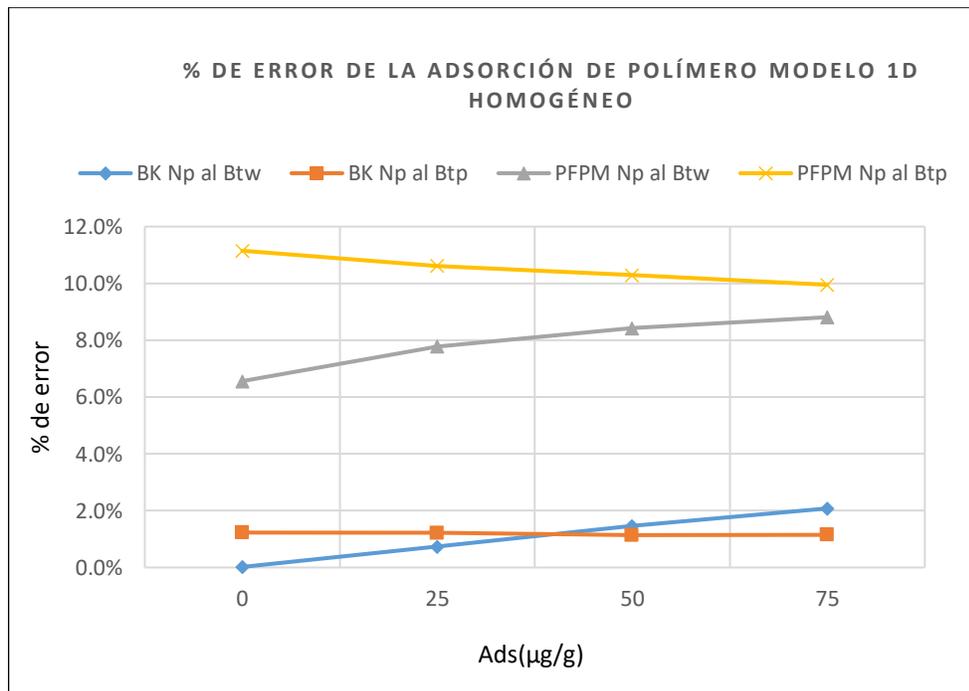
Tabla 16. Porcentaje de error para el Factor de resistencia residual, RRF, modelo 1D homogéneo.

Variable	Buckley Leverett		PFPM	
	% de error Np a la ruptura del agua	% de error Np a la ruptura del polímero	% de error Np a la ruptura del agua	% de error Np a la ruptura del polímero
RRF (adim)				
1	4.53%	1.15%	8.24%	9.27%
1.5	12.91%	1.36%	1.23%	10.73%
2	19.42%	1.05%	4.16%	9.79%

Fuente: elaboración propia.

La gráfica 20 y la tabla 17 en la presenta el porcentaje de error para el análisis de sensibilidades de la adsorción, Ads, en el modelo 1D homogéneo. Aquí se refleja como el aumento de la cantidad de polímero que es retenido en el yacimiento genera un mayor porcentaje de error del valor de la producción acumulada de petróleo calculado por los modelos analíticos en la ruptura del agua, mientras que en la ruptura del polímero ambos modelos analíticos tuvieron una disminución en el porcentaje de error cuando se aumentó la retención del polímero.

Gráfica 20. Porcentaje de error para la adsorción, Ads; modelo 1D homogéneo.



Fuente: elaboración propia, con base en: Visual Basic for application Excel. [Software]. Versión 2016.

Tabla 17. Porcentaje de error para la adsorción, Ads, modelo 1D homogéneo.

Variable	Buckley Leverett		PFPM	
	% de error Np a la ruptura del agua	% de error Np a la ruptura del polímero	% de error Np a la ruptura del agua	% de error Np a la ruptura del polímero
0	0.02%	1.23%	6.56%	11.15%
25	0.73%	1.22%	7.78%	10.62%
50	1.46%	1.14%	8.42%	10.29%
75	2.08%	1.15%	8.81%	9.95%

Fuente: elaboración propia.

3.5.2 Modelo 2D heterogéneo de diez capas. A continuación, se presenta en tablas y gráficas los porcentajes de error que surgieron del análisis de sensibilidades de cada uno de los fenómenos que fueron considerados y evaluados en el modelo 2D heterogéneo de diez capas mediante los modelos analíticos. En la tabla 18 y gráfica 21 se observa los porcentajes de error para la relación de viscosidades, en la tabla 19 y gráfica 22 los porcentajes de error para el factor de resistencia residual y en la tabla 20 y gráfica 23 los porcentajes de error para la adsorción.

Tabla 18. Porcentaje de error para la relación de μ_o/μ_p modelo 2D heterogéneo.

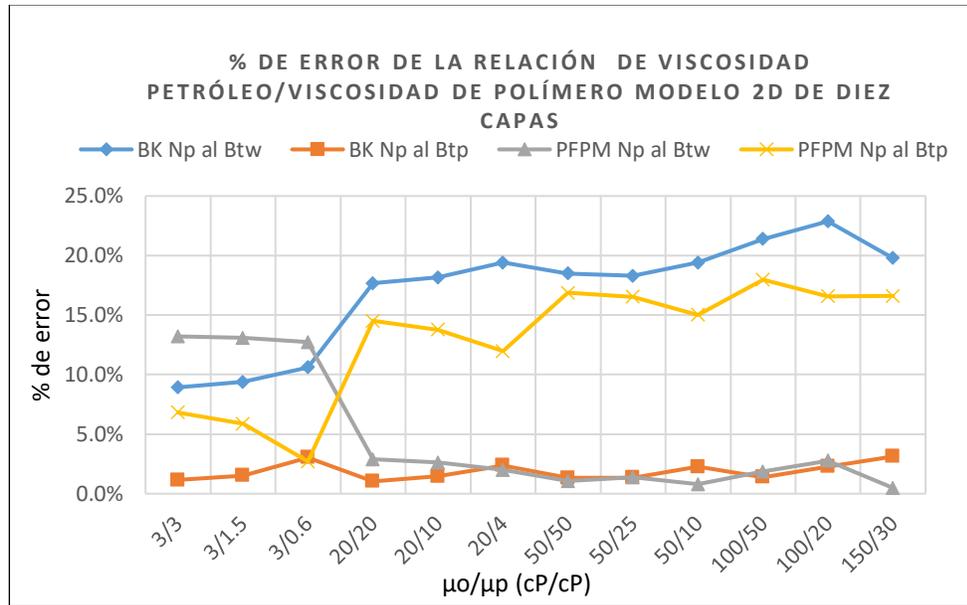
Variable	Buckley Leverett		PFPM	
	% de error Np a la ruptura del agua	% de error Np a la ruptura del polímero	% de error Np a la ruptura del agua	% de error Np a la ruptura del polímero
μ_o/μ_p (adim)				
3/3	8.93%	1.15%	13.21%	6.82%
3/1.5	9.39%	1.53%	13.07%	5.86%
3/0.6	10.61%	3.04%	12.73%	2.71%
20/20	17.66%	1.03%	2.88%	14.50%
20/10	18.16%	1.45%	2.61%	13.76%
20/4	19.41%	2.38%	2.00%	11.97%
50/50	18.50%	1.32%	1.05%	16.86%
50/25	18.28%	1.34%	1.37%	16.54%
50/10	19.41%	2.25%	0.79%	15.01%
100/50	21.39%	1.39%	1.86%	17.97%
100/20	22.87%	2.29%	2.77%	16.57%
150/30	19.78%	3.12%	0.48%	16.60%

Fuente: elaboración propia.

Detallando el porcentaje de error que surgió del análisis de sensibilidades para la relación de μ_o/μ_p en el modelo 2D heterogéneo (gráfica 21) se aprecia que el modelo analítico de Buckley Leverett obtuvo un porcentaje de error mayor que el modelo analítico PFPM en el momento de la ruptura del agua. Todo lo contrario, ocurrió en el instante de la ruptura del polímero donde el modelo PFPM presenta

valores más altos de porcentaje de error que el modelo de Buckley Leverett. La gráfica 21 también permite identificar que el modelo analítico de Buckley Leverett produce un menor error en la relación 1/1 y es mayor para la relación 1/2 y en ese mismo orden mayor para la relación 1/5. Al comparar los resultados se analiza que el modelo de Buckley Leverett tiene un mayor porcentaje de error en la ruptura del polímero cuando la viscosidad del petróleo es mayor y en las mismas condiciones muestra un porcentaje de error menor a la ruptura del polímero.

Gráfica 21. Porcentaje de error para la relación de μ_o/μ_p modelo 2D heterogéneo.



Fuente: elaboración propia, con base en: Visual Basic for application Excel. [Software]. Versión 2016.

Al igual que el modelo analítico de Buckley Leverett, el modelo PFPM muestra que el porcentaje de error es directamente proporcional a la diferencia de viscosidades del fluido de yacimiento (petróleo) y el fluido inyectado (polímero) indicando así que a una mayor diferencia de viscosidades el porcentaje de error es mayor.

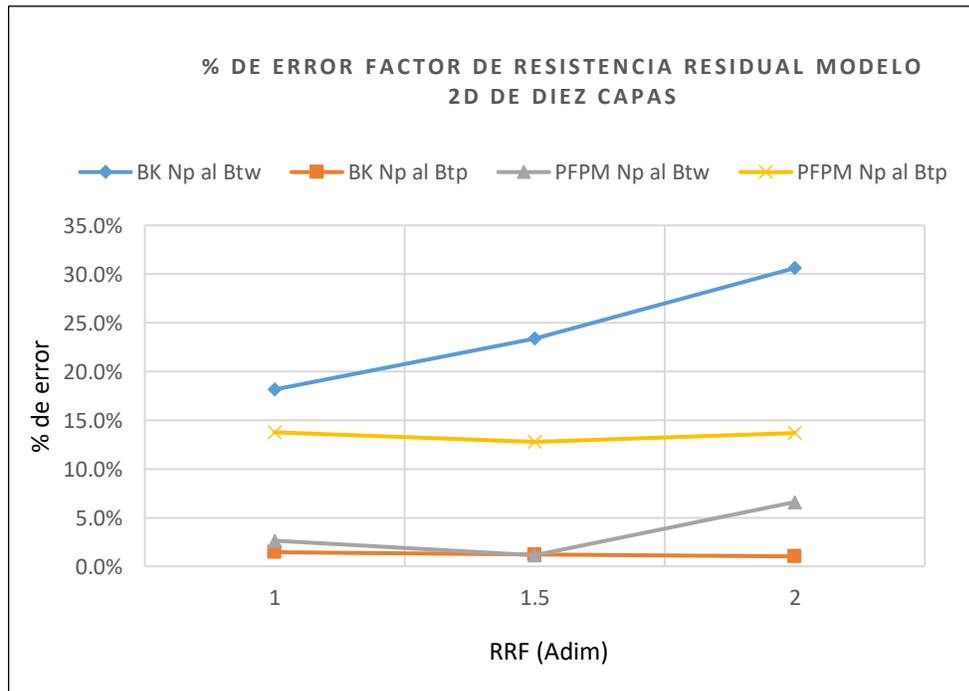
En la tabla 19 y en la gráfica 22 se observa el porcentaje de error que se produjo del análisis de sensibilidades del factor de resistencia residual, RRF, para el modelo 2D heterogéneo, donde se puede notar que a un mayor factor de resistencia residual hay un mayor porcentaje de error a la ruptura del agua y un menor porcentaje de error a la ruptura del polímero en los resultados del modelo analítico de Buckley leverett. Los resultados del modelo PFPM no muestran una tendencia en clara en sus resultados, se observa que el error calculado a la irrupción del polímero es casi constante. por otro lado, el error calculado a la irrupción del agua fue mayor al emplear un RRF igual a 2.

Tabla 19. Porcentaje de error para el factor de resistencia residual, RRF, modelo 2D heterogéneo.

Variable	Buckley Leverett		PFPM	
	% de error Np a la ruptura del agua	% de error Np a la ruptura del polímero	% de error Np a la ruptura del agua	% de error Np a la ruptura del polímero
1	18.16%	1.45%	2.61%	13.76%
1.5	23.38%	1.20%	1.14%	12.78%
2	30.62%	1.02%	6.60%	13.70%

Fuente: elaboración propia.

Gráfica 22. Porcentaje de error para el factor de resistencia residual, RRF, modelo 2D heterogéneo.



Fuente: elaboración propia, con base en: Visual Basic for application Excel. [Software]. Versión 2016.

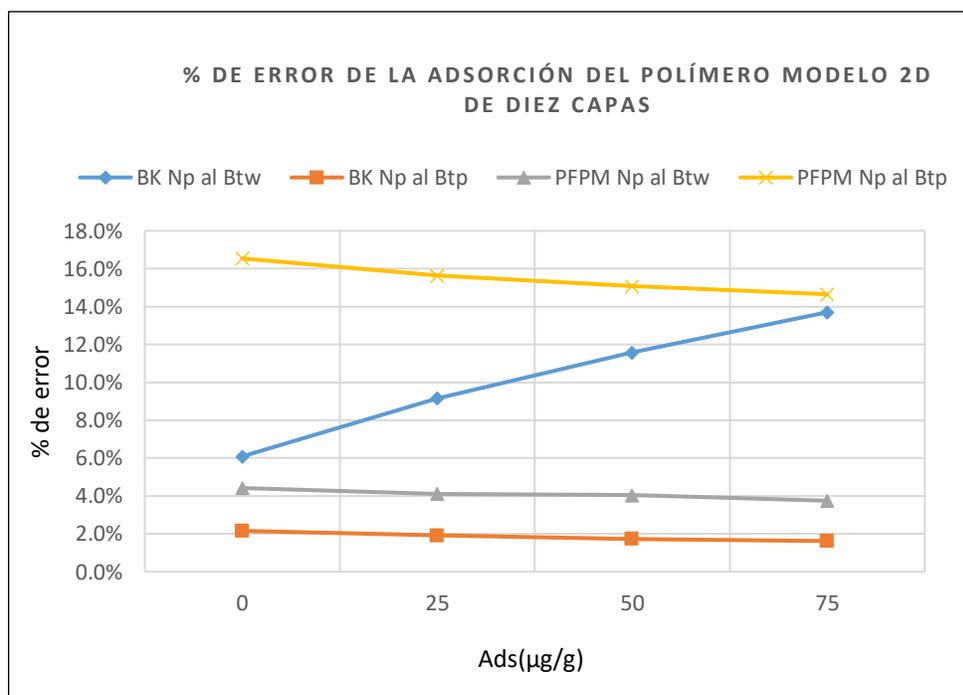
La tabla 19 y 20 al igual que en la tabla 18 se observa que el modelo analítico de Buckley Leverett muestra un mayor porcentaje de error en la ruptura del agua que el modelo analítico PFPM y los resultados son inversos para el momento de la ruptura del polímero.

Tabla 20. Porcentaje de error para la adsorción, Ads, modelo 2D heterogéneo.

Variable	Buckley Leverett		PFPM	
Ads (µg/g)	% de error Np a la ruptura del agua	% de error Np a la ruptura del polímero	% de error Np a la ruptura del agua	% de error Np a la ruptura del polímero
0	6.09%	2.16%	4.42%	16.54%
25	9.16%	1.91%	4.12%	15.64%
50	11.58%	1.73%	4.05%	15.08%
75	13.70%	1.62%	3.75%	14.65%

Fuente: elaboración propia.

Gráfica 23. Porcentaje de error para la adsorción, Ads, modelo 2D heterogéneo.



Fuente: elaboración propia, con base en: *Visual Basic for application* Excel. [Software]. Versión 2016.

Basándose en los porcentajes de error del análisis de sensibilidades de la adsorción, Ads, para el modelo 2D heterogéneo (gráfica 23) se analiza que el modelo analítico de Buckley Leverett tiene un aumento en el porcentaje de error en el momento de la ruptura del agua y una disminución en el momento de la ruptura del polímero cuando la adsorción es mayor. Los porcentajes de error del modelo analítico PFPM muestra que el aumento de la adsorción causa un menor porcentaje de error en los resultados de la producción acumulada de petróleo tanto en el momento de la ruptura del agua como en el momento de la ruptura del polímero.

Analizando los tres fenómenos que se tuvieron en cuenta para el modelo 2D heterogéneo de diez capas se observa que el fenómeno que más causa error en los resultados es el factor de resistencia residual

3.5.3 Modelo SPE10 modelo 2. A continuación, se presenta en tablas y gráficas los porcentajes de error que surgieron del análisis de sensibilidades de cada uno de los fenómenos que fueron considerados y evaluados en el modelo 2D heterogéneo de diez capas mediante los modelos analíticos. En la tabla 21 y gráfica 24, se observa los porcentajes de error para la relación de viscosidades, en la tabla 22 y gráfica 25 los porcentajes de error para el factor de resistencia residual y en la tabla 23 y gráfica 26 los porcentajes de error para la adsorción.

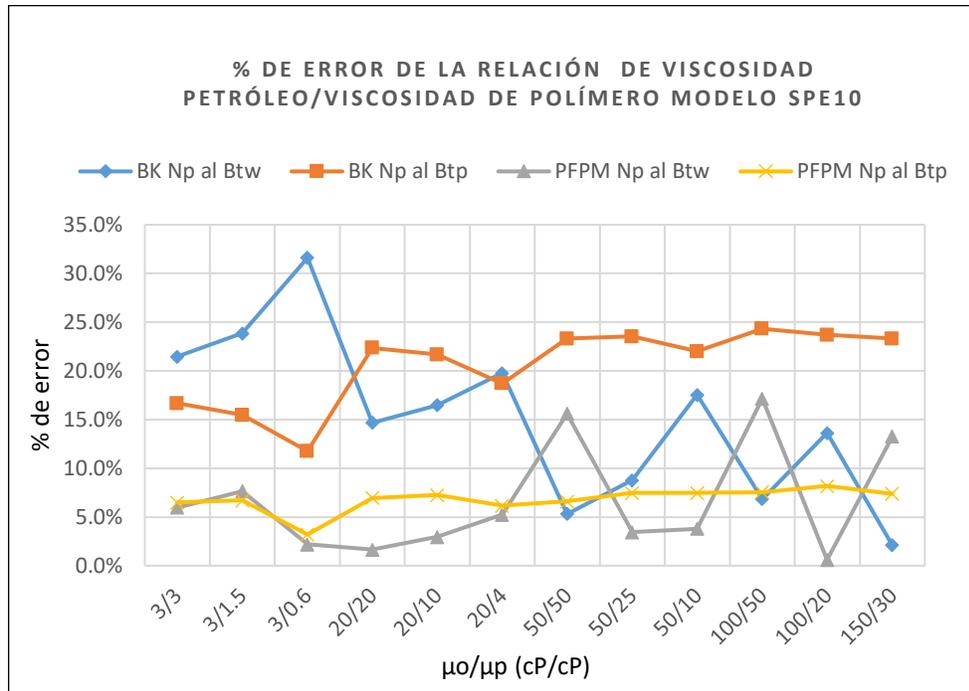
Tabla 21. Porcentaje de error para la relación de viscosidades, μ_o/μ_p , modelo SPE10-modelo 2.

Variable μ_o/μ_p (adim)	Buckley Leverett		PFPM	
	% de error Np a la ruptura del agua	% de error Np a la ruptura del polímero	% de error Np a la ruptura del agua	% de error Np a la ruptura del polímero
3/3	21.45%	16.67%	5.98%	6.50%
3/1.5	23.85%	15.46%	7.65%	6.70%
3/0.6	31.60%	11.76%	2.19%	3.20%
20/20	14.68%	22.36%	1.64%	6.96%
20/10	16.49%	21.69%	2.95%	7.25%
20/4	19.77%	18.71%	5.23%	6.17%
50/50	5.31%	23.30%	15.60%	6.60%
50/25	8.78%	23.52%	3.45%	7.47%
50/10	17.55%	22.01%	3.79%	7.48%
100/50	6.85%	24.32%	17.15%	7.56%
100/20	13.62%	23.68%	0.60%	8.19%
150/30	2.10%	23.32%	13.26%	7.40%

Fuente: elaboración propia.

En la tabla 21 y gráfica 24 se observa el porcentaje de error del análisis de sensibilidades de la relación de viscosidades, μ_o/μ_p , para el modelo SPE10-modelo 2. Aquí se evidencia que el modelo analítico PFPM obtuvo mejores resultados que el modelo de Buckley Leverett. Para los resultados del modelo analítico de Buckley Leverett se analiza que cuando la diferencia entre las viscosidades es más alta, el porcentaje de error en el momento de la ruptura del agua aumenta y el porcentaje de error a la ruptura del polímero disminuye. Para el mismo modelo cuando la viscosidad del petróleo aumenta el porcentaje de error se reduce en el momento de la ruptura del agua y se incrementa en la ruptura del polímero. Los resultados del modelo PFPM muestran un alto grado de aleatoriedad que no permite ver cómo afecta la relación de viscosidad a la certidumbre del modelo.

Gráfica 24 Porcentaje de error para la relación de viscosidades, μ_0/μ_p , modelo SPE10-modelo 2.



Fuente: elaboración propia, con base en: *Visual Basic for application* Excel. [Software]. Versión 2016.

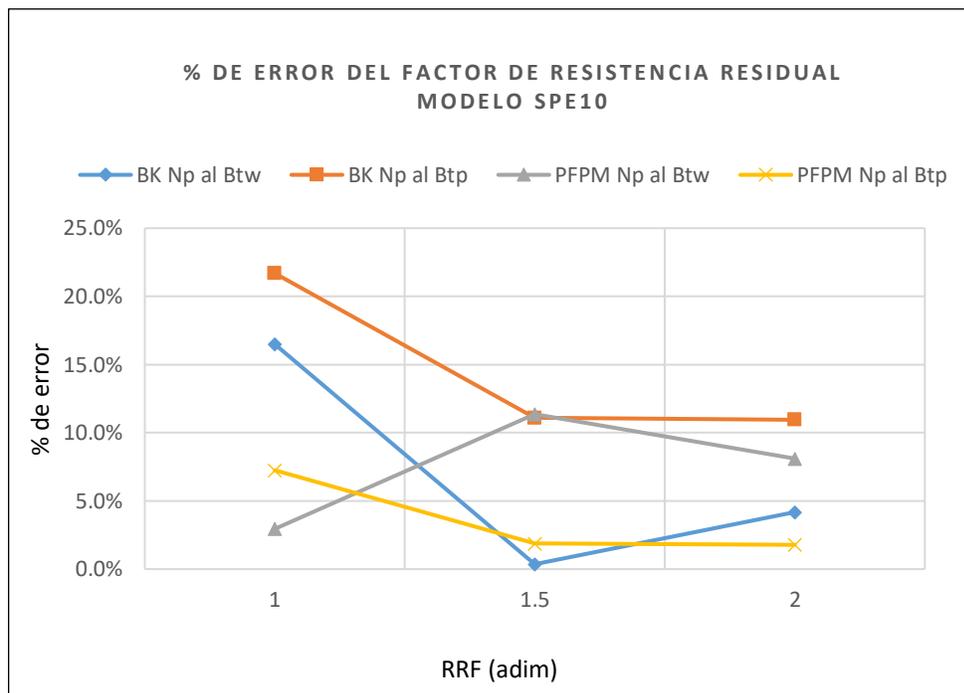
Como en los otros modelos, el porcentaje de error para el factor de resistencia residual, RRF, del modelo SPE10-modelo 2 (tabla 22 y gráfica 25) no muestra una tendencia en los resultados y, por lo tanto, no es posible ver el efecto de este fenómeno en la certeza de los modelos analíticos.

Tabla 22. Porcentaje de error para el factor de resistencia residual, RRF, modelo SPE10-modelo 2.

Variable	Buckley Leverett		PFPM	
	% de error Np a la ruptura del agua	% de error Np a la ruptura del polímero	% de error Np a la ruptura del agua	% de error Np a la ruptura del polímero
1	16.49%	21.69%	2.95%	7.25%
1.5	0.36%	11.10%	11.36%	1.87%
2	4.16%	10.95%	8.09%	1.78%

Fuente: elaboración propia.

Gráfica 25. Porcentaje de error para el factor de resistencia residual, RRF, modelo SPE10-modelo 2.



Fuente: elaboración propia, con base en: *Visual Basic for application Excel*. [Software]. Versión 2016.

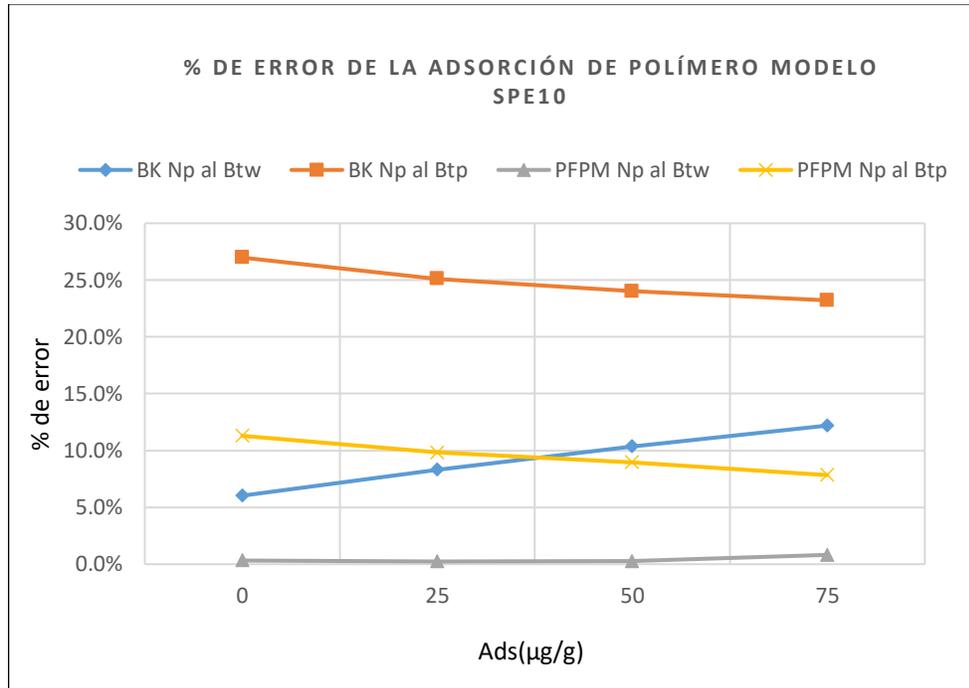
En la tabla 23 y gráfica 26 se presenta el porcentaje de error que surgió del análisis de sensibilidades para la adsorción, Ads, en el modelo SPE10-modelo 2 donde se observa que al aumentar la adsorción genera un porcentaje de error mayor a la ruptura del agua y un porcentaje de error menor a la ruptura del polímero en ambos modelos analíticos. Siendo este efecto más fuerte en el modelo BK.

Tabla 23. Porcentaje de error para la adsorción, Ads, modelo SPE10-modelo 2.

Variable	Buckley Leverett		PFPM	
	% de error Np a la ruptura del agua	% de error Np a la ruptura del polímero	% de error Np a la ruptura del agua	% de error Np a la ruptura del polímero
0	6.03%	26.98%	0.34%	11.30%
25	8.31%	25.12%	0.24%	9.84%
50	10.37%	24.01%	0.26%	8.97%
75	12.20%	23.22%	0.82%	7.84%

Fuente: elaboración propia.

Gráfica 26. Porcentaje de error para la adsorción, Ads, modelo SPE10-modelo 2.



Fuente: elaboración propia, con base en: *Visual Basic for application* Excel. [Software]. Versión 2016.

Los resultados del análisis de sensibilidades para el modelo SPE10-modelo-2 permiten evidenciar que, de los dos modelos analíticos programados en la herramienta digital, el que mejor logra reproducir los resultados numéricos es el modelo PFPM. En relación al modelo de Buckley Leverett se puede analizar que presenta buenos resultados para aplicaciones en modelos de laboratorio y pruebas de núcleos debido a que presento mejores resultados para el modelo 1D homogéneo. Al implementar el modelo analítico de Buckley Leverett se está asumiendo una eficiencia volumétrica igual a uno y en gran medida es útil ya que al comparar sus resultados con el valor real podría utilizarse como una herramienta para estimar la eficiencia volumétrica, transformándose en una herramienta de monitoreo o de validación de los resultados de campo.

En proyectos reales se necesita tomar decisiones y para esto hay que disminuir la incertidumbre y aumentar la cantidad de información. Cuando la información que requiere un simulador numérico no está disponible, una buena opción es el uso de los modelos analíticos que permiten tener una visión general del proyecto y evaluar tempranamente la viabilidad de este.

3.6 METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN ANALÍTICA DE LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS

Se desarrolló una metodología que permite aplicarse a escenarios reales de campo, para esto se seleccionó el modelo analítico que mejor representa los procesos de la inyección de polímeros. De acuerdo al análisis de sensibilidades se evidencia que el modelo analítico que tiene un mayor grado de certeza en comparación a los resultados de la simulación numérica es el modelo PFPM, por esto, fue seleccionado como base para el desarrollo de la metodología que permite ordenar, estructurar y sistematizar el proceso de predicción de los modelos analíticos para la inyección de polímeros. La metodología propuesta consiste en la aplicación del modelo analítico seleccionado en un cronograma de inyección por grupo o patrón de pozos para la obtención de un perfil de producción y un perfil total.

La metodología que se implementó es un conjunto de procedimientos relacionados de manera que juntos forman una sola unidad y permiten trabajar de forma estándar. El conjunto de hechos, principios y reglas de la inyección de polímeros son dispuestos de manera ordenada mostrando un plan lógico. Este conjunto de elementos permite realizar de manera más organizada la predicción de los modelos analíticos de la inyección de polímeros predefiniendo el procesamiento de la Información y la organización de los datos.

La manera en la que se estructuró la metodología se divide en la entrada de datos necesarios luego de esto se procesa la información y para finalizar se muestran los resultados obtenidos.

3.6.1 Datos de entrada requeridos. Los datos necesarios para implementar el modelo analítico PFPM en la metodología propuesta se muestran en el cuadro 4. Se dividieron en cuatro grupos, propiedades del yacimiento, propiedades de los fluidos del yacimiento, propiedades roca-fluido y propiedades de la inyección, con este conjunto de datos se puede proceder a la predicción analítica.

Cuadro 4. Datos de entrada para la metodología

N°	Parámetro	Dato	Unidades
1	Propiedades de yacimiento	Espesor neto(h)	ft
		Porosidad promedio (ϕ)	Fracción
		Saturación de petróleo residual (Sor)	Fracción
		Saturación de agua connata (Swc)	Fracción
		Saturación de agua inicial promedio (Swi)	Fracción
		Área total	Acres
		Profundidad (D)	ft

Cuadro 4. (Continuación).

N°	Parámetro	Dato	Unidades
2	Propiedades de los fluidos del yacimiento	Factor volumétrico del petróleo (Bo)	Adim
		Factor volumétrico del agua (Bw)	Adim
		Viscosidad del petróleo (μ_o)	cP
		Viscosidad del Agua (μ_w)	cP
3	Propiedades roca-fluido	Permeabilidad relativa del petróleo a la saturación de agua connata ($K_{ro@Swc}$)	Fracción
		Permeabilidad relativa del agua a la saturación de petróleo residual ($K_{rw@sor}$)	Fracción
		Exponente de Corey del petróleo. (no)	Adim
		Exponente de Corey del agua. (nw)	Adim
4	Propiedades de la inyección	Adsorción de polímero (Ads.)	Adim
		Concentración de polímero (Cp)	lb/lb
		Viscosidad del polímero (μ_p)	cP
		Factor de resistencia residual (RRF)	Adim
		Concentración de polímero adsorbido (Cp)	lb/lb
		Densidad de la roca (ρ_r)	lb/bbl
		Volumen poroso a inyectar	Adim

Fuente: elaboración propia.

Cuadro 5. Datos requeridos por patrón.

Parámetro	Unidades
Volumen poroso a inyectar	Adim
Nombre del pozo/grupo	-----
Fecha de entrada	MM/DD/AAAA
Volumen poroso	Mbbl
OOIP	Mbbl
Caudal de inyección	BPD
Factor de inyección	Adim
PORV a inyectar	Adim
Radio del pozo (rw)	ft
Área del patrón	Acres
N° de capas	Adim
Porosidad por capa	Fracción
Permeabilidad por capa	mD
Espesor por capa	ft
Swi por capa	Fracción

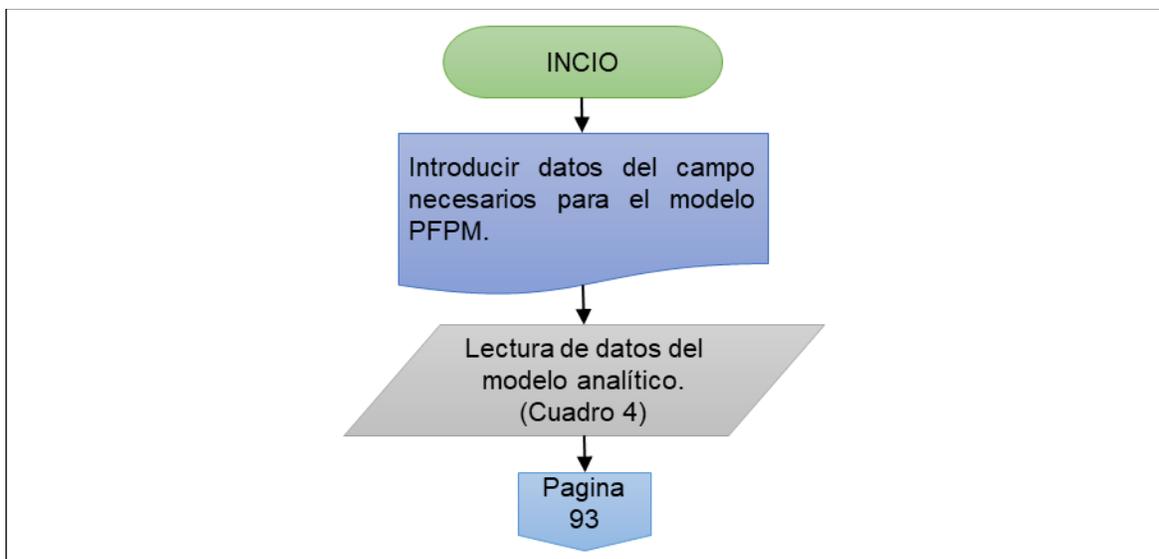
Fuente: elaboración propia.

Los parámetros del cuadro 4 son los datos generales del campo, en cuanto a los datos requeridos por patrón o grupo son presentados en el cuadro 5. El modelo analítico PFPM permite trabajar con un mínimo de cinco (5) capas y máximo diez (10) por cada capa hay que conocer la porosidad, permeabilidad, espesor y saturación de agua inicial, Se requiere la fecha de entrada a inyección de cada patrón o grupo, el volumen poroso comprendido en el área del patrón al igual que el petróleo original in situ, la tasa de inyección se establece como constante y por último se requiere el porcentaje de reducción de inyección (opción disponible para los casos donde se implemente el proceso en modo terciario).

3.6.2 Flujo de trabajo de la metodología propuesta para la evaluación analítica para la inyección de polímeros. Se procede a realizar los cálculos necesarios para el modelo PFPM para cada uno de los patrones o grupos. Este modelo funciona para patrones de cinco (5) puntos y por ende será el único patrón que se utilizará en esta metodología.

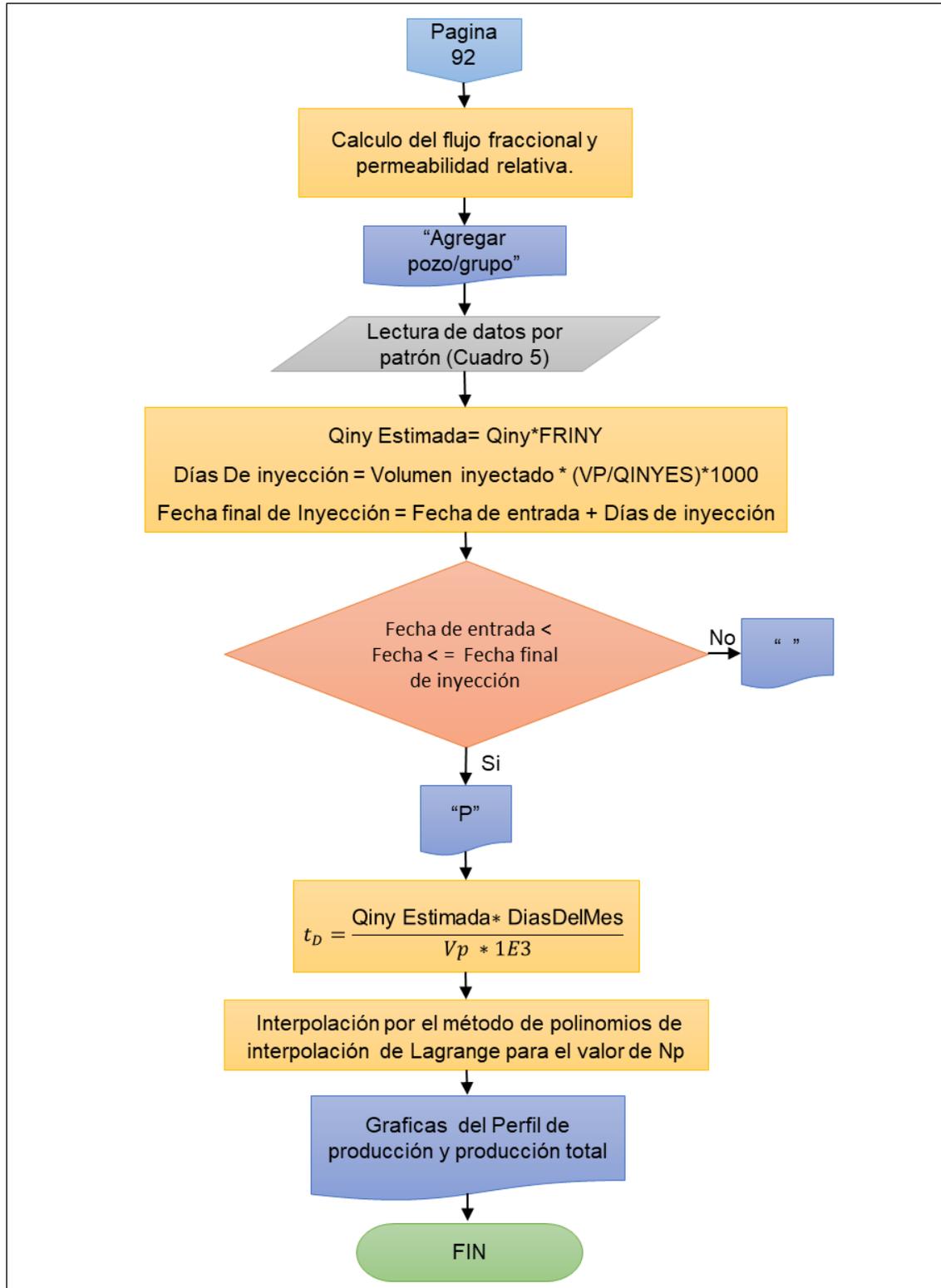
Con la información de entrada por patrón se calcula el volumen de bache de polímero (MMBls), el caudal de inyección estimado (BPD). Con base a estos datos y cálculos se dispone en el cronograma los meses en los cuales se está inyectando polímero, esta operación se repite para cada uno de los patrones nuevos que se vayan adicionando. Con cada patrón nuevo se calcula el total de polímero inyectado por mes y el total de polímero inyectado en el campo. Posteriormente, se calcula el tiempo adimensional por mes, una vez obtenida la curva se implementa en cada fecha la solución calculada de la producción adimensional con base en el tiempo adimensional. Para poder visualizar mejor el procedimiento se creó un diagrama de flujo el cual muestra el paso a paso de la metodología propuesta (figura 18).

Figura 18. Diagrama de flujo metodología.



Fuente: elaboración propia.

Figura 18. (Continuación).



Fuente: elaboración propia.

3.6.3 Aplicación de la metodología en la herramienta digital. Se desarrollo el procedimiento propuesto por la metodología diseñada en la aplicación de VBA. A continuación, se muestra las ventanas que se crearon con este propósito.

El diseño de la hoja de ingreso para los datos del campo se dejó igual a la hoja de ingreso de datos de la herramienta digital que se desarrolló en el objetivo 2, pero en esta ocasión solo aparecen los datos requeridos para el modelo PFPM (figura19).

Figura 19. Interfaz para los datos de entrada para la metodología.

The screenshot shows a software interface titled "INYECCIÓN DE POLÍMEROS" with four main sections for data entry:

- PROPIEDADES DEL YACIMIENTO:** Espesor [ft] (50), Porosidad [Fracción] (0.2), Swc [Fracción] (0.2), Swl [Fracción] (0.2), Sor [Fracción] (0.2), Profundidad (FT) (2500).
- PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO:** Bo [Adim] (1.01), Bw [Adim] (1.01), Oil visc. [cP] (20), Water visc. [cP] (0.3).
- PROPIEDADES ROCA-FLUIDO:** Kro@Swc (1), Krw@sor (0.2), Oil Exp. (no) (2), Wat Exp. (nw) (2).
- PARAMETROS DE INYECCIÓN:** Poly. visc [cP] (10), RRF (1.5), Cp. [Lb/Lb] (0.69), Adsorp. [Adim] (0.81), Adsorp[Adim] (empty), Step Sw: (0.00005).

At the bottom, there is a "CALCULAR RESULTADOS:" section with two buttons: "Permeabilidad relativa" and "Flujo fraccional".

Fuente: elaboración propia, con base en: *Visual Basic for application* Excel. [Software]. Versión 2016.

Luego de llenar la información requerida en la hoja de ingreso designada para esto (figura 19) hay que dirigirse a la pestaña con el nombre patrón-grupo donde se encuentra la hoja que contiene la información de cada uno de los patrones y el cronograma de inyección (Figura 20), esta hoja tiene un botón con el nombre "Agregar pozo/grupo" que despliega un formulario (Figura 21) a la espera del llenado de los datos de cada patrón/grupo, en este formulario hay que definir el número de capas del patrón, este dato tiene una restricción de un mínimo de cinco capas y un máximo de diez, luego de completar esto el formulario permite agregar los valores por capa hasta el número de capas que se designó, al terminar de completar la información para cada capa permite activar el botón agregar datos el cual realiza todos los cálculos necesarios para el procedimiento de la metodología.

la primera tabla que se ve en la figura 20 muestra el cronograma de inyección dividido por años y meses donde se ubican los meses en los que se está inyectando polímero en los que se designa la letra "P" que hace referencia a la inyección de polímeros además esta tabla muestra los datos que fueron introducidos en el

formulario (figura 21). Al finalizar esta tabla la herramienta calcula la cantidad de polímero inyectado (MMbbbl) en todo el campo que se resalta en un color amarillo en la figura 20.

Figura 20. Interfaz del cronograma de inyección.

DATOS										2019											
Pozo/Grupo	Fecha Entrada	VP [MBls]	OOIP [MBls]	Qiny [BPD]# 2626	fr. iny	Qiny P. [BPD] Estimado	VP a inyectar [Adm]	Jan-19	Feb-19	Mar-19	Apr-19	May-19	Jun-19	Jul-19	Aug-19	Sep-19	Oct-19	Nov-19	Dec-19		
YR-73	7/5/2020	6342.53	4190	3950.49	0.75	2962.87	1.4														
YR-72	3/20/2020	5438.33	3491.98	4293.9	1	4293.9	1														
YR-71	2/1/2020	7696.74	5084.99	4600.5	0.85	3910.42	2														
YR-70	1/1/2019	6696.64	4424.26	4293.9	1	4293.9	1	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	
Total MMbbls																					
Polymer								36	4293.9	4293.9	4293.9	4293.9	4293.9	4293.9	4293.9	4293.9	4293.9	4293.9	4293.9	4293.9	4293.9

TIEMPO ADIMENSIONAL										2019											
Pozo/Grupo	Fecha Entrada	VP [MBls]	OOIP [MBls]	Qiny [BPD]# 2626	fr. iny	Qiny P. [BPD] Estimado	VP a inyectar [Adm]	Jan-19	Feb-19	Mar-19	Apr-19	May-19	Jun-19	Jul-19	Aug-19	Sep-19	Oct-19	Nov-19	Dec-19		
YR-73	7/5/2020	6342.53	4190	3950.49	0.75	2962.8675	1.4	0.00E+00													
YR-72	3/20/2020	5438.33	3491.98	4293.9	1	4293.9	1	0.00E+00													
YR-71	2/1/2020	7696.74	5084.99	4600.5	0.85	3910.425	2	0.00E+00													
YR-70	1/1/2019	6696.64	4424.26	4293.9	1	4293.9	1	1.93E-02	3.75E-02	5.70E-02	7.71E-02	9.70E-02	1.16E-01	1.36E-01	1.56E-01	1.75E-01	1.95E-01	2.14E-01	2.34E-01		

PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO ADIMENSIONAL										2019											
Pozo/Grupo	Fecha Entrada	VP [MBls]	OOIP [MBls]	Qiny [BPD]# 2626	fr. iny	Qiny P. [BPD] Estimado	VP a inyectar [Adm]	Jan-19	Feb-19	Mar-19	Apr-19	May-19	Jun-19	Jul-19	Aug-19	Sep-19	Oct-19	Nov-19	Dec-19		
YR-73	7/5/2020	6342.53	4190	3950.49	0.75	2962.8675	1.4	0.00E+00													
YR-72	3/20/2020	5438.33	3491.98	4293.9	1	4293.9	1	0.00E+00													
YR-71	2/1/2020	7696.74	5084.99	4600.5	0.85	3910.425	2	0.00E+00													
YR-70	1/1/2019	6696.64	4424.26	4293.9	1	4293.9	1	1.32E+02	2.51E+02	3.83E+02	5.11E+02	6.43E+02	7.71E+02	9.03E+02	1.03E+03	1.16E+03	1.29E+03	1.40E+03	1.50E+03		
Mb total [MMbbl]								1.32E+02	2.51E+02	3.83E+02	5.11E+02	6.43E+02	7.71E+02	9.03E+02	1.03E+03	1.16E+03	1.29E+03	1.40E+03	1.50E+03		

Fuente: elaboración propia, con base en: *Visual Basic for application* Excel. [Software]. Versión 2016.

Figura 21. Formulario para el ingreso de datos por patrón.

Datos
✕

Nombre pozo/grupo:

Fecha Entrada(MM/DD/AAAA):

VP [MBls]:

OOIP [MBls]:

Qiny [BPD]

Fr. Iny

VP a iny

Radio del pozo [ft]:

Área del patron [Acres]:

N° de capas:

DATOS POR CAPA

N° Layer	Porosidad [Fracción]	Permeabilidad [mD]	Pay layer [ft]	Swi layer [Fracción]
1	0.2	100	5	0.2
2	0.2	100	5	0.2
3	0.2	100	5	0.2
4	0.2	100	5	0.2
5	0.2	100	5	0.2
6	0.2	100	5	0.2
7	0.2	100	5	0.2
8	0.2	100	5	0.2
9	0.2	100	5	0.2
10	0.2	100	5	0.2

Porosidad [Fracción] : Pay layer [ft] :

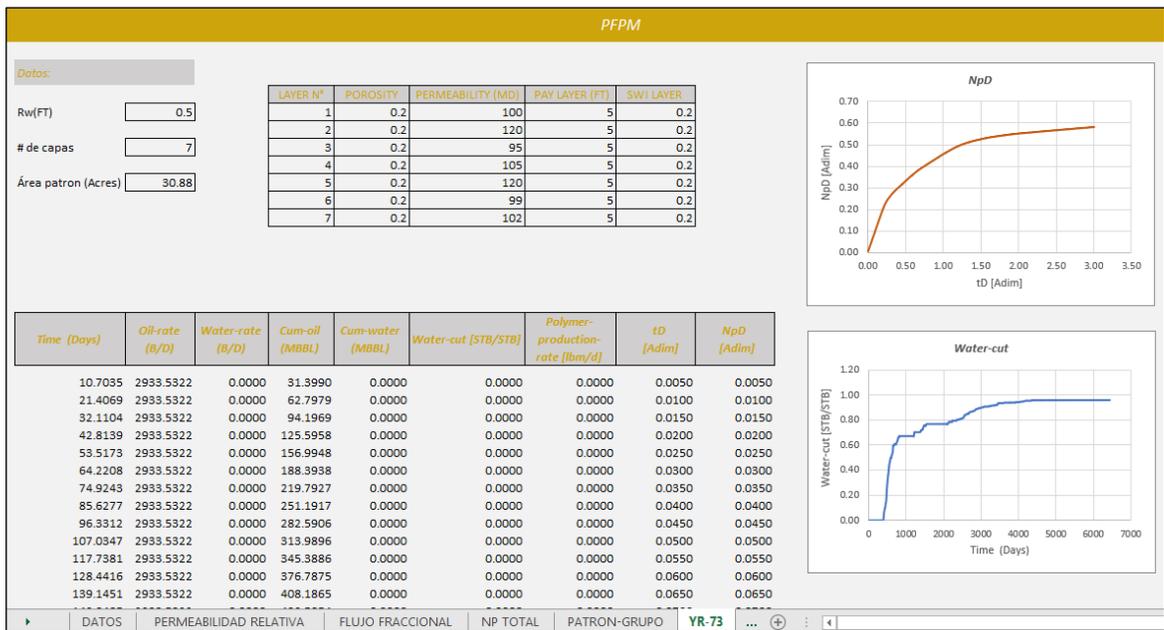
Permeabilidad [mD] : Swi layer [fracción] :

Fuente: elaboración propia, con base en: *Visual Basic for application* Excel. [Software]. Versión 2016.

La siguiente tabla que se observa en la figura 20 muestra el tiempo adimensional que se calculó para los meses que se encuentran en inyección y a partir de esta información se genera los resultados de la última tabla donde se presenta los resultados de la producción acumulada de petróleo por patrón y luego se realiza la suma de estas para obtener la producción acumulada de petróleo del campo.

Luego de realizar los cálculos por patrón la herramienta digital crea una hoja (figura 22) donde quedan almacenados los datos que no fueron guardados en la interfaz del cronograma de inyección de polímeros (figura 20) del patrón que fue agregado, estos datos son: el radio de pozo, R_w (ft), N° de capas y área del patrón (acres). adicionalmente esta hoja muestra los resultados específicos de predicción para ese patrón. Los resultados que se muestran son las gráficas de producción acumulada de petróleo adimensional y el corte de agua. En las tablas se observa el tiempo (días), tasa de producción de petróleo (bpd), tasa de producción de agua (bpd), producción acumulada petróleo (Mbbbl), producción acumulada de agua (Mbbbl), corte de agua (stb/stb), tasa de producción de polímero (lbm/d), tiempo adimensional y producción acumulada adimensional de petróleo.

Figura 22. Interfaz para los resultados por patrón

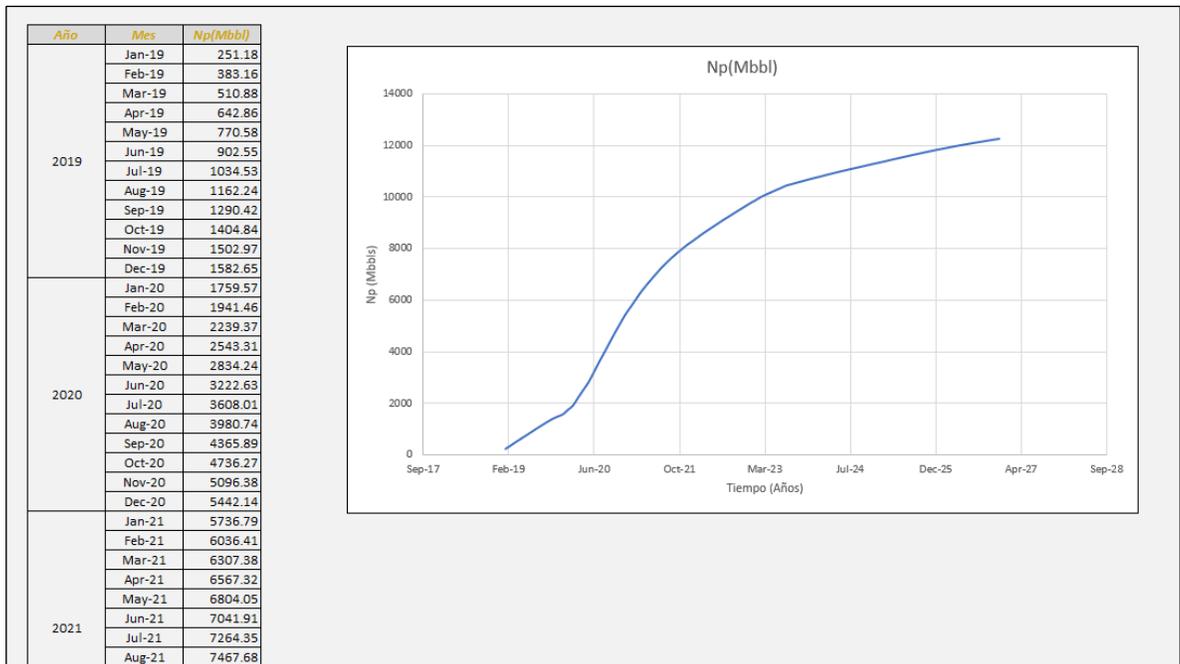


Fuente: elaboración propia, con base en: *Visual Basic for application Excel*. [Software]. Versión 2016.

En la figura 23 se puede ver la interfaz que se diseñó para visualizar los resultados de la producción acumulada de petróleo total en esta figura se ve la tabla generada la cual se divide en meses y su respectiva producción acumulada de petróleo (Mbbbl).

Cada vez que un patrón nuevo es agregado la herramienta digital modifica los resultados de la figura 23.

Figura 23. Interfaz para la gráfica y tabla de la producción acumulada de petróleo total.



Fuente: elaboración propia, con base en: *Visual Basic for application Excel*. [Software]. Versión 2016.

4. CONCLUSIONES

- Se documentaron seis modelos analíticos para la inyección de polímeros que utilizan diferentes métodos, desde modelos basados en ecuaciones empíricas hasta modelos que utilizan métodos de redes neuronales para dar solución a las necesidades de información que se presentan en el estudio de viabilidad de un proyecto de inyección de polímeros, cuando no se cuenta con la información para el uso de modelos más completos como los numéricos.
- Se desarrolló una herramienta digital para la aplicación de modelos analíticos de inyección de polímeros que trabaja con dos modelos, el primero es un modelo para predecir el desplazamiento unidimensional de petróleo por medio de la inyección de polímeros, que calcula el incremento en la producción de petróleo de manera rápida con un error inferior al 6.80% y el segundo tiene en cuenta la eficiencia areal y vertical que permite predecir el desplazamiento de petróleo mediante inyección de polímeros de modelos tridimensionales generando un error inferior a 17.15%.
- Al poner en funcionamiento la herramienta digital diseñada con casos bases de diferentes dimensiones permitió evidenciar que el modelo unidimensional de Buckley Leverett mostro mejores resultados en el caso 1D homogéneo y en el caso 2D de diez capas obteniendo una error de 4.63% y 8.93% en la predicción de la producción acumulada de petróleo, mientras que para el caso tridimensional SPE10-modelo 2 el que mejor se ajusto fue el modelo analítico PFPM con un porcentaje de error en la predicción de la producción acumulada de petróleo igual a 6.75%.
- Los resultados de la validación obtenidos mediante la herramienta digital generada y el software de simulación numérica ECLIPSE 100 al implementar el caso base 1D homogéneo muestran un porcentaje de error para el modelo analítico de Buckley Leverett de 4.63% en el momento de la ruptura del agua y 1.12% en la ruptura del polímero, mientras que para el modelo analítico PFPM se obtuvo un porcentaje de error de 10.14% y 4.14% respectivamente.
- En el caso base 2D de diez capas los resultados de la validación obtenidos mediante la herramienta digital generada y el software de simulación numérica ECLIPSE 100 para el modelo analítico de Buckley Leverett muestra un porcentaje de error de 8.93% en la ruptura del agua y de 1.15% en la ruptura del polímero por otro lado para el modelo PFPM los porcentajes de error fueron de 13.21% y 6.82% respectivamente.
- Los resultados de la validación obtenidos mediante la herramienta digital generada y el software de simulación numérica ECLIPSE 100 al implementar el caso SPE 10-modelo 2 presento un porcentaje de error de 21.45% en la ruptura del agua y

de 16.67% en la ruptura del polímero para el modelo de Buckley Leverett y en el modelo analítico PFPM se obtuvo un porcentaje de error de 6.75% y 4.47% respectivamente. porcentajes razonables para los modelos analíticos al inicio de un proyecto donde no se cuenta con una gran cantidad información.

- La evaluación del impacto de la incertidumbre de los fenómenos involucrados en el desplazamiento de petróleo mediante inyección de polímeros se llevó a cabo mediante el análisis de sensibilidades de la viscosidad de polímero, viscosidad de petróleo, el factor de resistencia residual y la adsorción, a través del porcentaje de error de la producción acumulada de petróleo en el momento de la ruptura del agua y al momento de la ruptura del polímero. Para el caso base 1D homogéneo se obtuvo un rango en el porcentaje de error en el modelo analítico de Buckley Leverett para la relación de viscosidades de 0.92% hasta 6.80 %, en el RRF un rango de 1.05% hasta 19.42% y en la adsorción un rango de 0.02% hasta 2.08%. Mientras que en el modelo analítico PFPM el porcentaje de error para la relación de viscosidades fue de 1.59% hasta 12.30%, en el RRF de 1.23% hasta 10.73% y en la adsorción de 6.56% hasta 11.15%.
- En el modelo base 2D de diez la evaluación del impacto de la incertidumbre de los fenómenos involucrados en el desplazamiento de petróleo mediante inyección de polímeros permitió hallar un rango en el porcentaje de error en el modelo analítico de Buckley Leverett para la relación de viscosidades de 1.03% hasta 22.87%, en el RRF de 1.02% hasta 30.62% y en la adsorción de 1.72% hasta 13.70%. En tanto que en el modelo analítico PFPM se obtuvo un rango en el porcentaje de error para la relación de viscosidades 0.48% hasta 17.91%, en el RRF fue de 1.14% hasta 13.76% y en la adsorción se encontró un rango de 3.75% hasta 16.54%.
- En el modelo base SPE10 la evaluación del impacto de la incertidumbre de los fenómenos involucrados en el desplazamiento de petróleo mediante inyección de polímeros permitió hallar un rango en el porcentaje de error en el modelo analítico de Buckley Leverett para la relación de viscosidades de 2.10% hasta 31.60 %, en el RRF de 0.36% hasta 21.69% y en la adsorción de 6.03% hasta 26.98%. En tanto que en el modelo analítico PFPM se obtuvo un rango en el porcentaje de error para la relación de viscosidades 0.60% hasta 17.15%, en el RRF fue de 1.78% hasta 11.36% y en la adsorción se encontró un rango de 0.24% hasta 11.30%.
- El desarrollo de una metodología de evaluación analítica de inyección de polímeros mediante los resultados obtenidos para la aplicación de modelos analíticos de inyección de polímeros facilita su manejo dando orden y claridad a los procedimientos que permite generar resultados rápidamente y facilitando el entendimiento de estos permitiendo que por medio de la organización de los datos de entrada tener un mejor flujo de trabajo.

5. RECOMENDACIONES:

- Crear un estado del arte de los modelos analíticos de la inyección de polímeros u otros procesos de recobro mejorado.
- Introducir otro tipo de configuración de patrón diferente al patrón de cinco puntos a la herramienta digital.
- Adicionar otro tipo de método o ecuación para calcular las curvas permeabilidad relativa dentro de la herramienta digital.
- Agregar otros modelos analíticos en la herramienta digital que consideren y manejen en sus ecuaciones el volumen poroso inaccesible, el atrapamiento mecánico, la reducción de la viscosidad del polímero debido a la salinidad de agua de formación y la degradación del polímero que permitan mejorar la certeza en la predicción.
- Incluir en la herramienta digital una subrutina que trace la pendiente en la gráfica de flujo fraccional, visualice las saturaciones en los frentes, el flujo fraccional en los frentes y la saturación de agua promedio en los frentes.
- Aplicar la misma metodología para el uso de los modelos analíticos de inyección de polímeros para otros procesos de recobro mejorado.
- Evaluar la herramienta en modelo de mayor complejidad en términos de heterogeneidad.
- Investigar sobre el modelamiento analítico del factor de resistencia residual que permita mejorar la predicción de los modelos evaluados en este trabajo.
- Aplicar la metodología expuesta en este trabajo para procesos de inyección de polímero en baches.

BIBLIOGRAFIA

ABDUL HAMID, S. A. y MUGGERIDGE, A. H. Analytical solution of polymer slug injection with viscous fingering. En: Computational geosciences, febrero, 2018, vol 22, p 711-723.

AHMADI, Mohammad Ali y POURNIK Maysam. A predictive model of chemical flooding for enhanced oil recovery purposes: Application of least square support vector machine. En: Petroleum. Junio, 2016, vol. 02, no. 02, p. 172-186.

ALDHUWAIHI, Abdulaziz. Upscaling Polymer Flooding to Model Sub-Grid Block Geological Heterogeneity and Compensate for Numerical Dispersion. PhD thesis. Londres: Department of Earth Science and Engineering Imperial College London, 2016. 233 p.

DEPARTMENT OF ENERGY OF THE UNITED STATES OF AMERICA Y MINISTRY OF ENERGY AND MINES OF THE REPUBLIC OF VENEZUELA. SUPPORTING TECHNOLOGY FOR ENHANCED OIL RECOVERY. POLYMER PREDICTIVE MODEL. Fossil energy report III-4. Diciembre, 1986. 394 p.

EBAGA-OLOLO, Jestril y CHON, Bo Hyun. Prediction of polymer flooding performance with an artificial neural network: a two-polymer-slug case. En: Energies, Julio, 2017, vol 10, no. 07, p 844-893.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Compendio de normas para trabajos escritos. NTC-1486-6166. Bogotá D.C. El instituto, 2018 ISBN 9789588585673 153 p

JONES, R.S. y POPE, G.A. A Predictive Model for Water and Polymer Flooding. En: Spe enhanced oil recovery symposium. (15-18 abril: Tulsa, Oklahoma), 1984. p. 231-241.

LAKE, Larry w. Polymer methods. En: Enhanced oil recovery. New Jersey: Prentice hall, 1989.550 p.

LITTMANN, W: Polymer flooding. Ámsterdam: Elsevier, 1988, 212 p.

PATTON, J. T; COATS, K. H. y COLEGROVE, G. T. Prediction of polymer flood performance. En: Society of petroleum engineers journal. Marzo, 1971, vol. 11, no. 01, p. 72-84.

POPE, Gary A. The Application of Fractional Flow Theory to Enhanced Oil Recovery. En: Society of petroleum engineers journal. Junio, 1980, vol. 20, no. 03, p. 191-205.

SHENG, James J: Modern chemical enhanced oil recovery theory and practice. Massachusetts: Elsevier 2011. 617 p.

SKJEVRAK, Ingun y STANDNES Dag Chun. Literature review of implemented polymer fields projects. En: Journal of Petroleum Science and Engineering, JPSE, 2014, vol 122, p. 761-775.

SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS (SPE), Comparative Solution project. description of model 2 [<https://www.spe.org/web/csp/datasets/set02.htm>]. Houston, Texas: society of petroleum engineers 2001 [Consultado: 21 de marzo de 2020]. Disponible en: [https://www.spe.org/web/csp/index.html#top`](https://www.spe.org/web/csp/index.html#top)

SORBIE, Kenneth. Polymer-Improved Oil Recovery. Glasgow: Blackie & Son Ltd, 1991. 359 p.

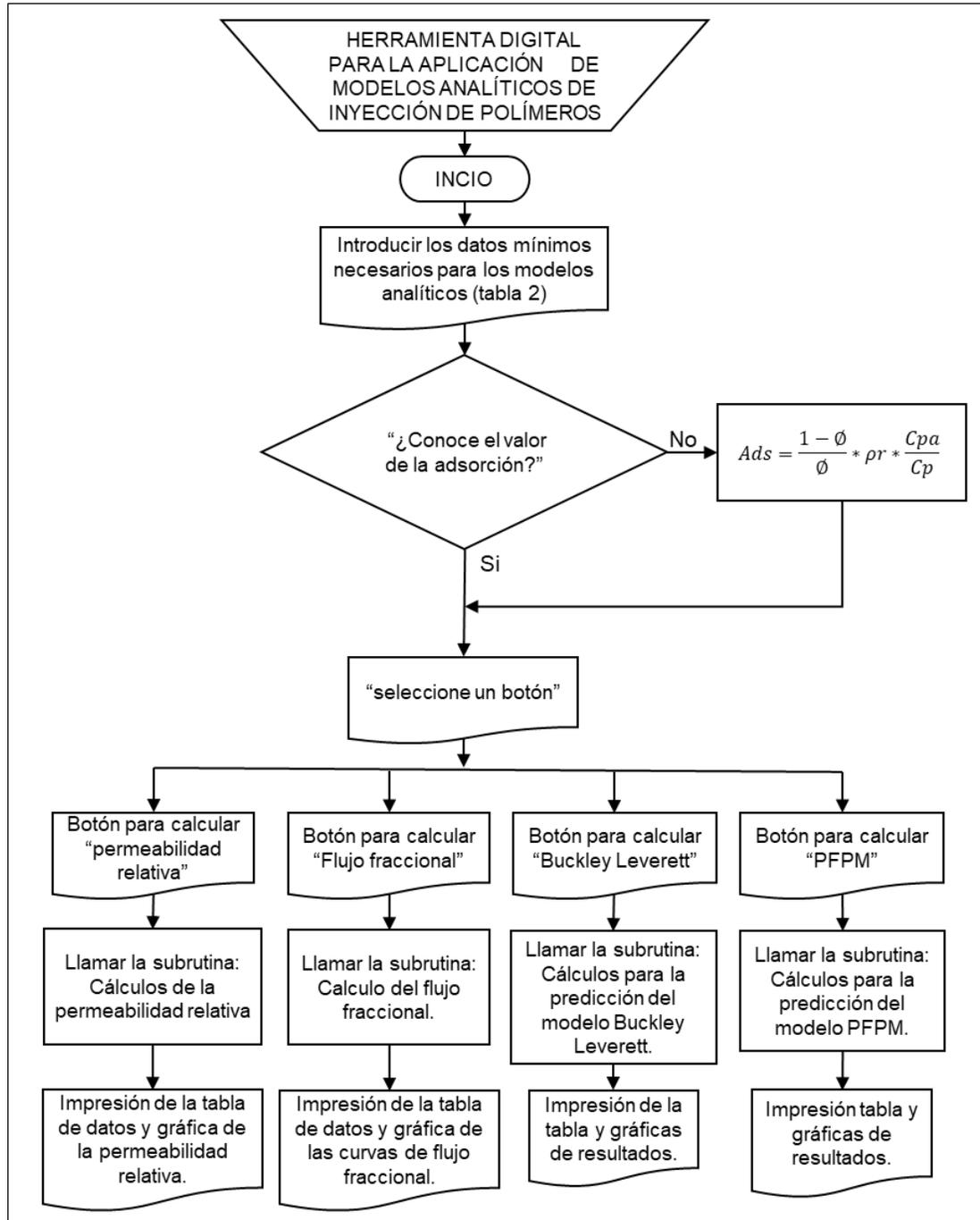
YANG, Er-long y WANG, Jing-cui. A new method to predict polymer flood performance. En: Procedia environmental sciences. 2011, vol 11, parte c, p. 1522-1528.

ANEXOS

ANEXO A
ALGORITMOS UTILIZADOS EN EL DESARROLLO DE LA HERRAMIENTA
DIGITAL

Se presenta de manera resumida en diagramas de flujos el algoritmo con el que se desarrolló la herramienta digital para la aplicación de los modelos analíticos de inyección de polímeros. A continuación, se muestra en la figura A1 el algoritmo del menú principal de la herramienta digital.

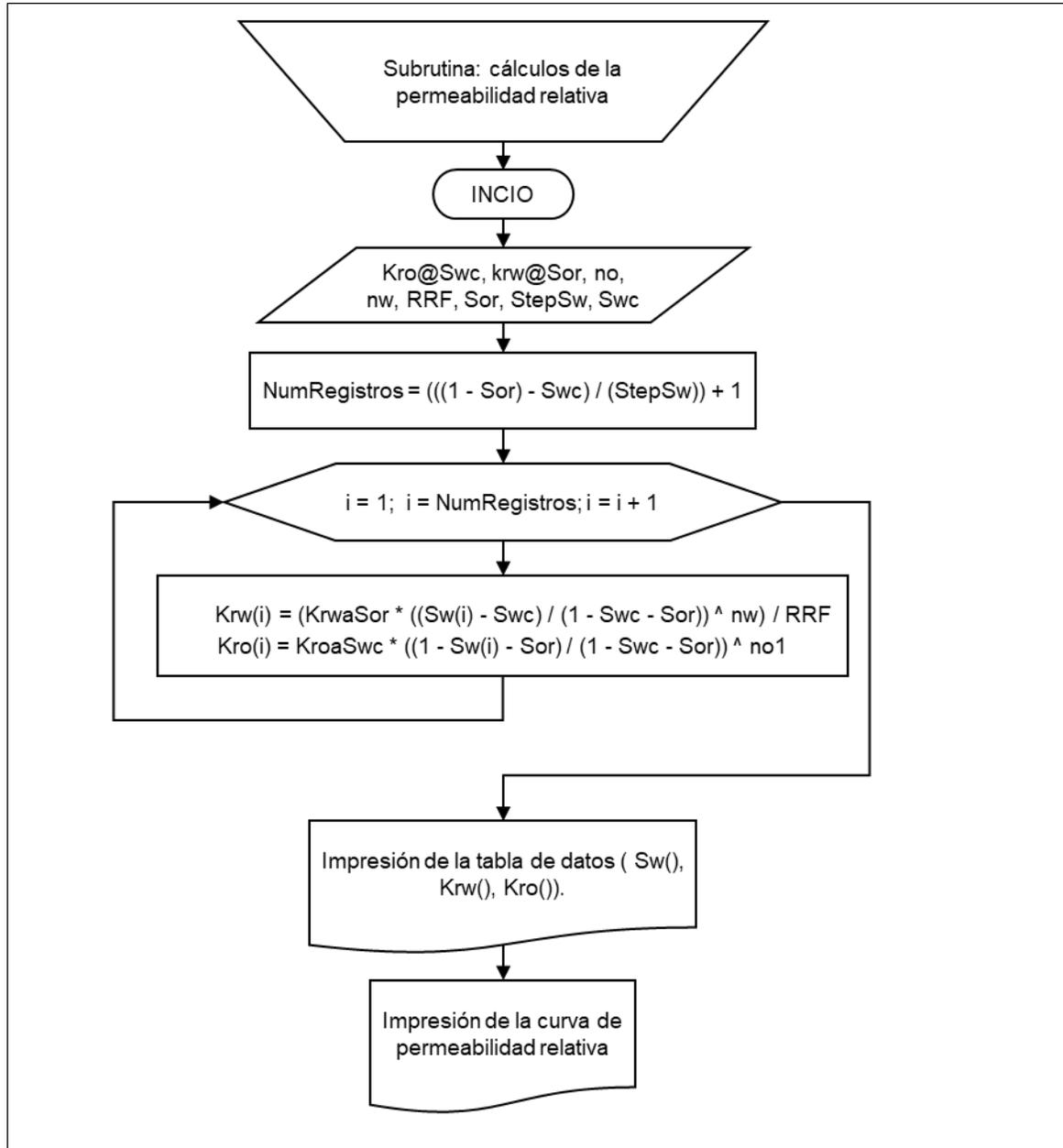
Figura A1. Algoritmo del menú principal de la herramienta digital.



Fuente: elaboración propia.

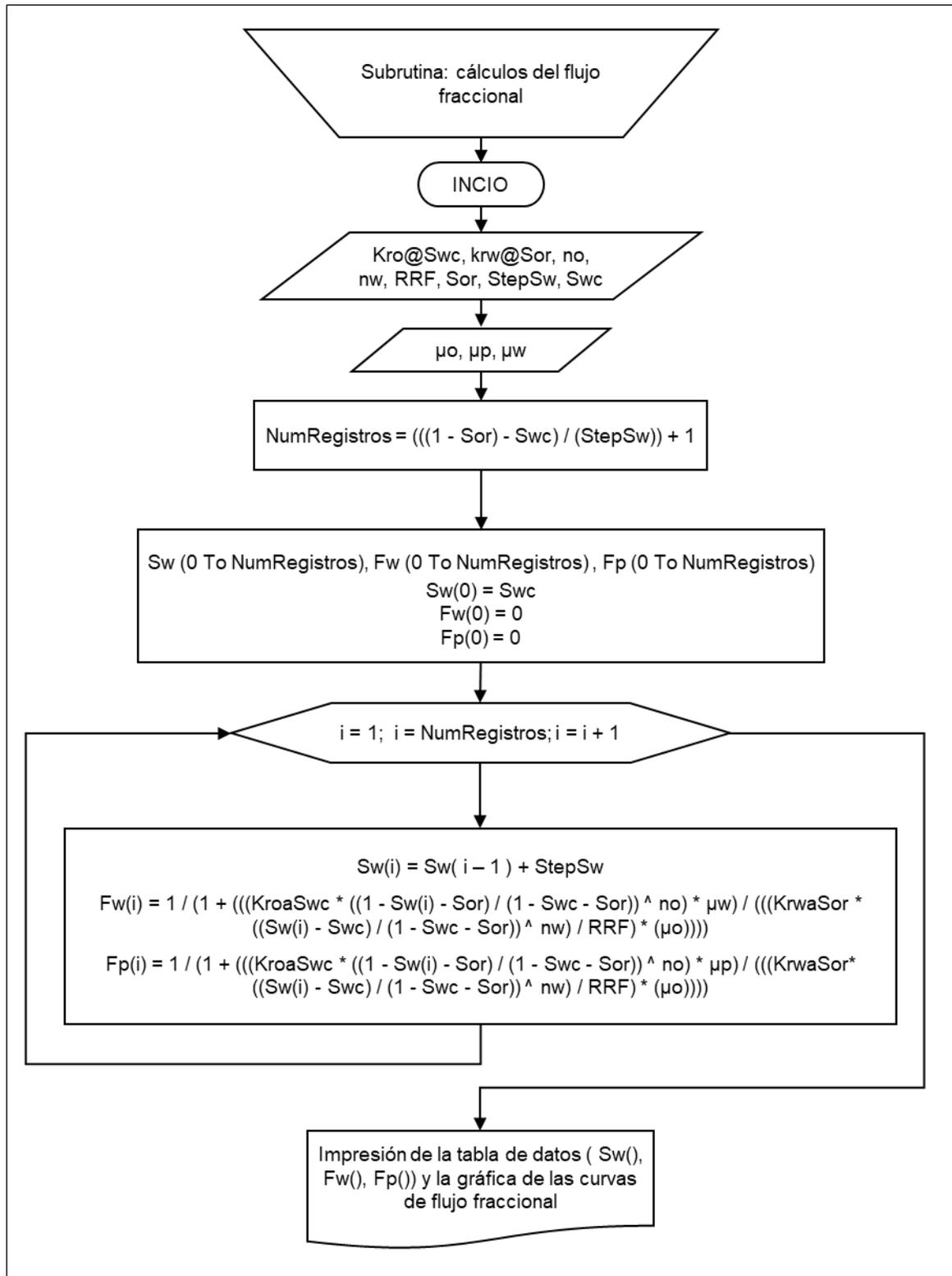
En la figura A2 se presenta el algoritmo utilizado para el cálculo de la permeabilidad relativa. Para esta subrutina al igual que en las otras dos se utiliza la variable "NumRegistros" que almacena la cantidad de datos que se van a generar para la realización de las tablas y gráficas, adicionalmente se utilizó la variable llamada "i" que lleva la cuenta de los bucles; por otro lado, se hizo uso de vectores y matrices para el almacenamiento de los datos en todas las subrutinas.

Figura A2. Subrutina para el cálculo de la permeabilidad relativa.



Fuente: elaboración propia.

Figura A2. Subrutina para el cálculo del flujo fraccional.



Fuente: elaboración propia.

Figura A3. Subrutina para la predicción del modelo analítico de Buckley Leverett.

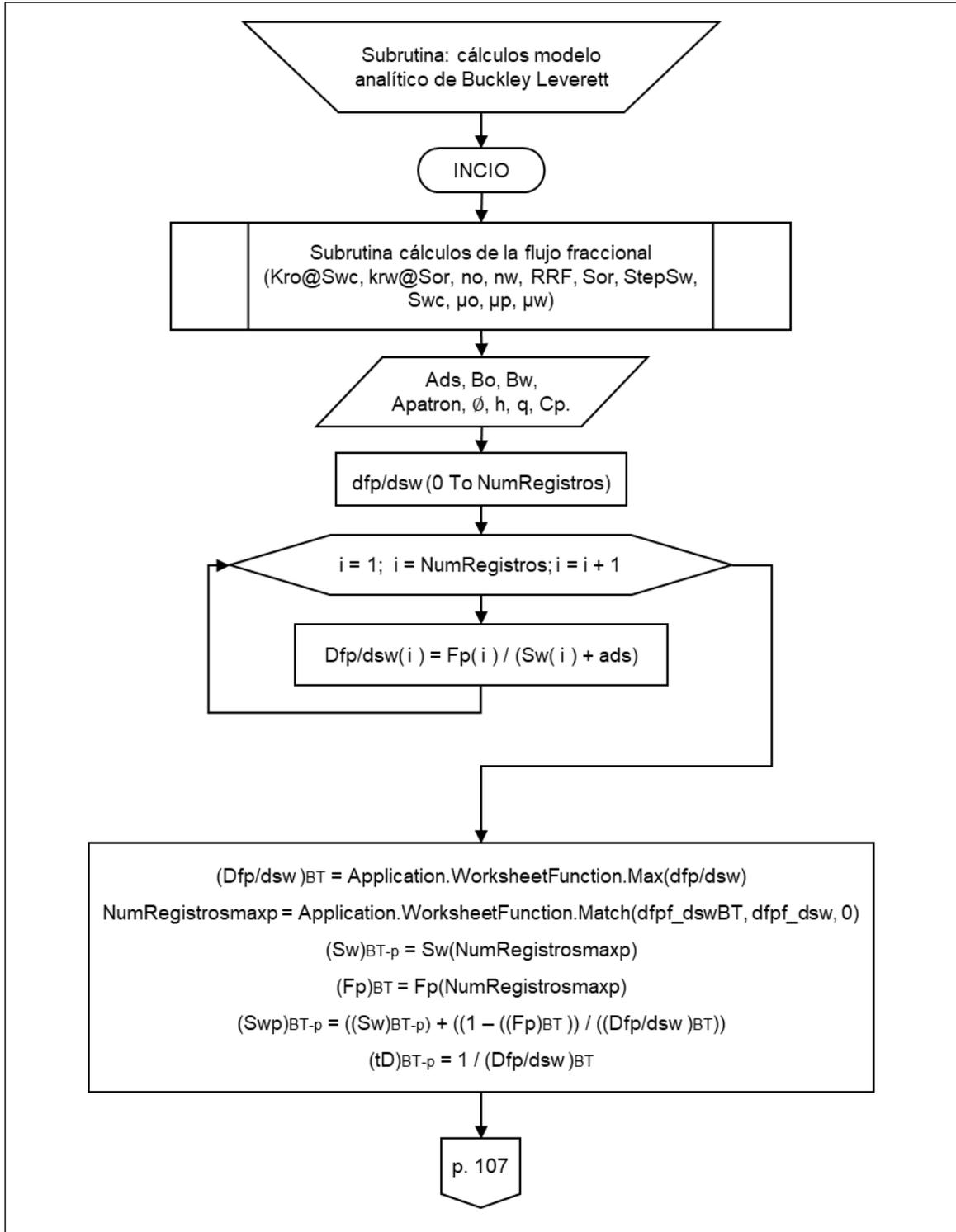


Figura A3. (Continuación).

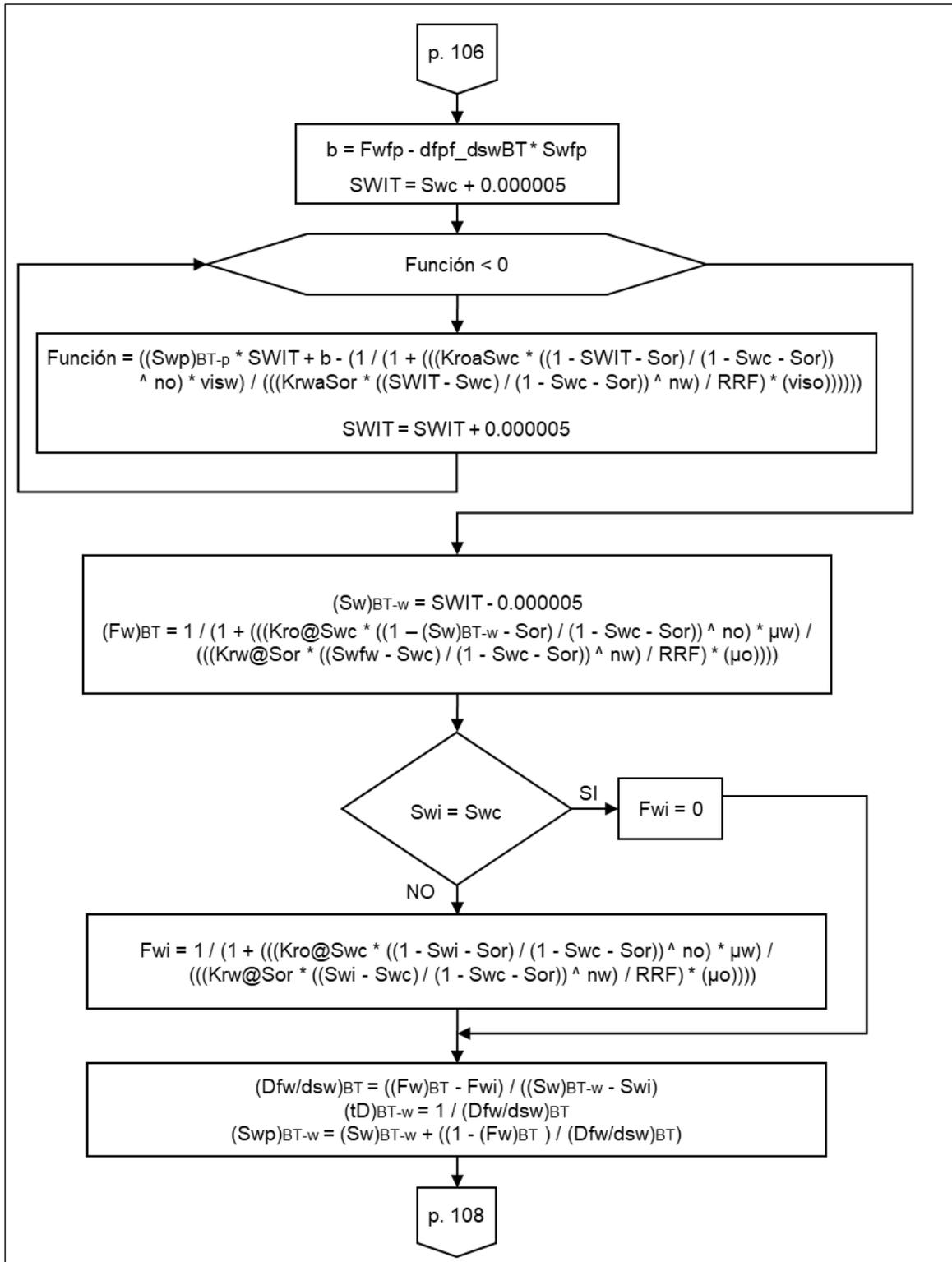


Figura A3. (Continuación).

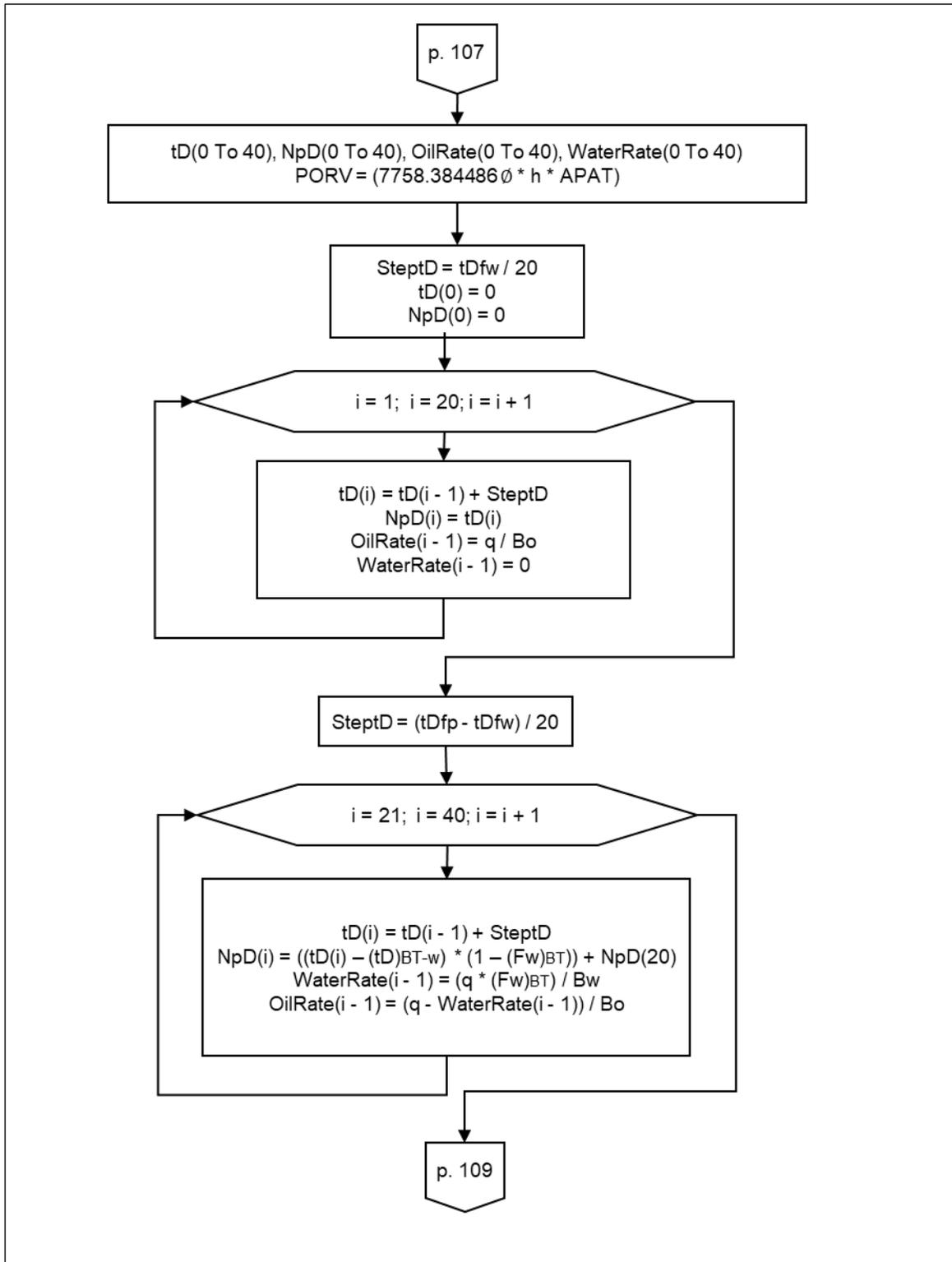


Figura A3. (Continuación).

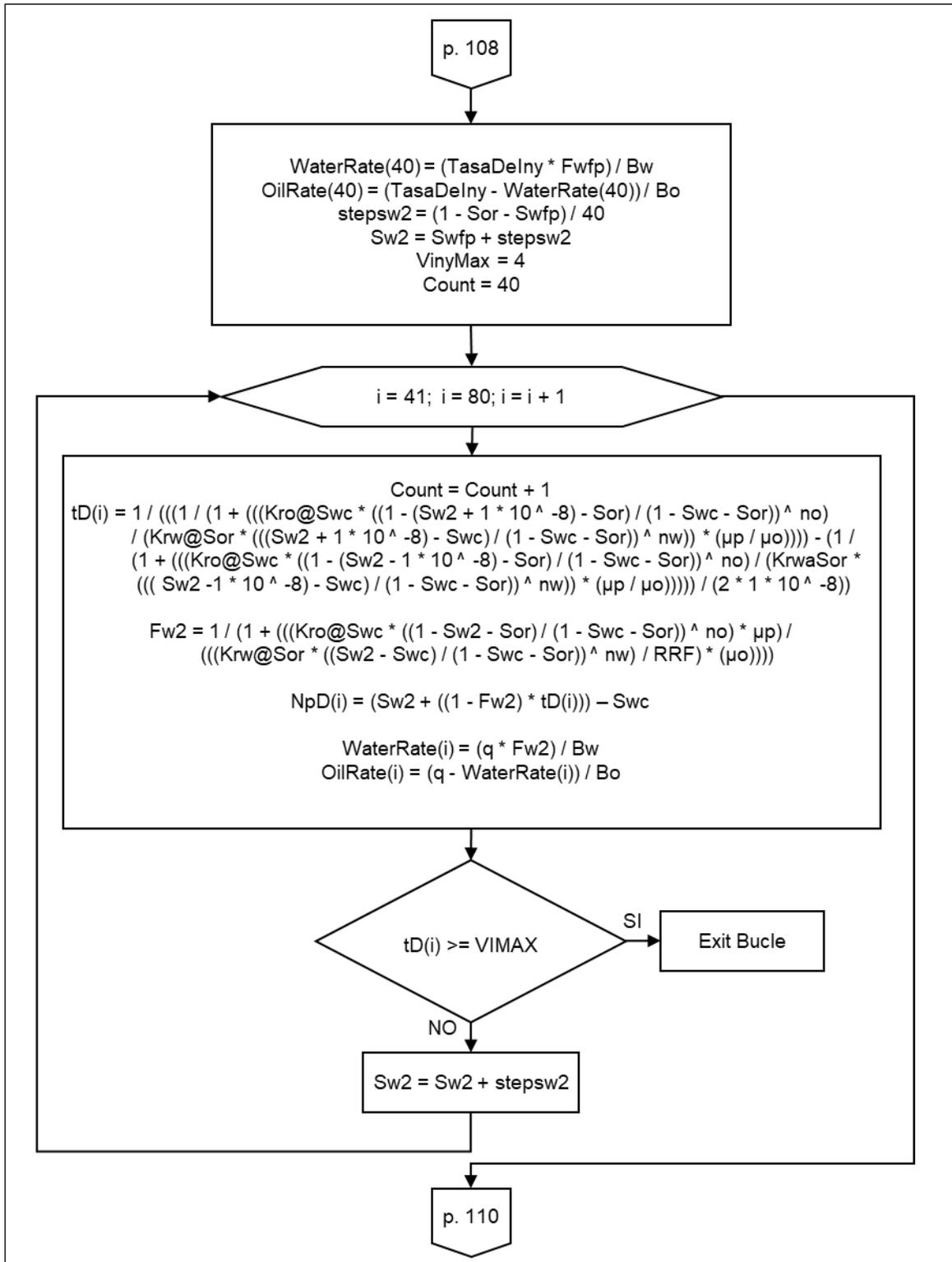
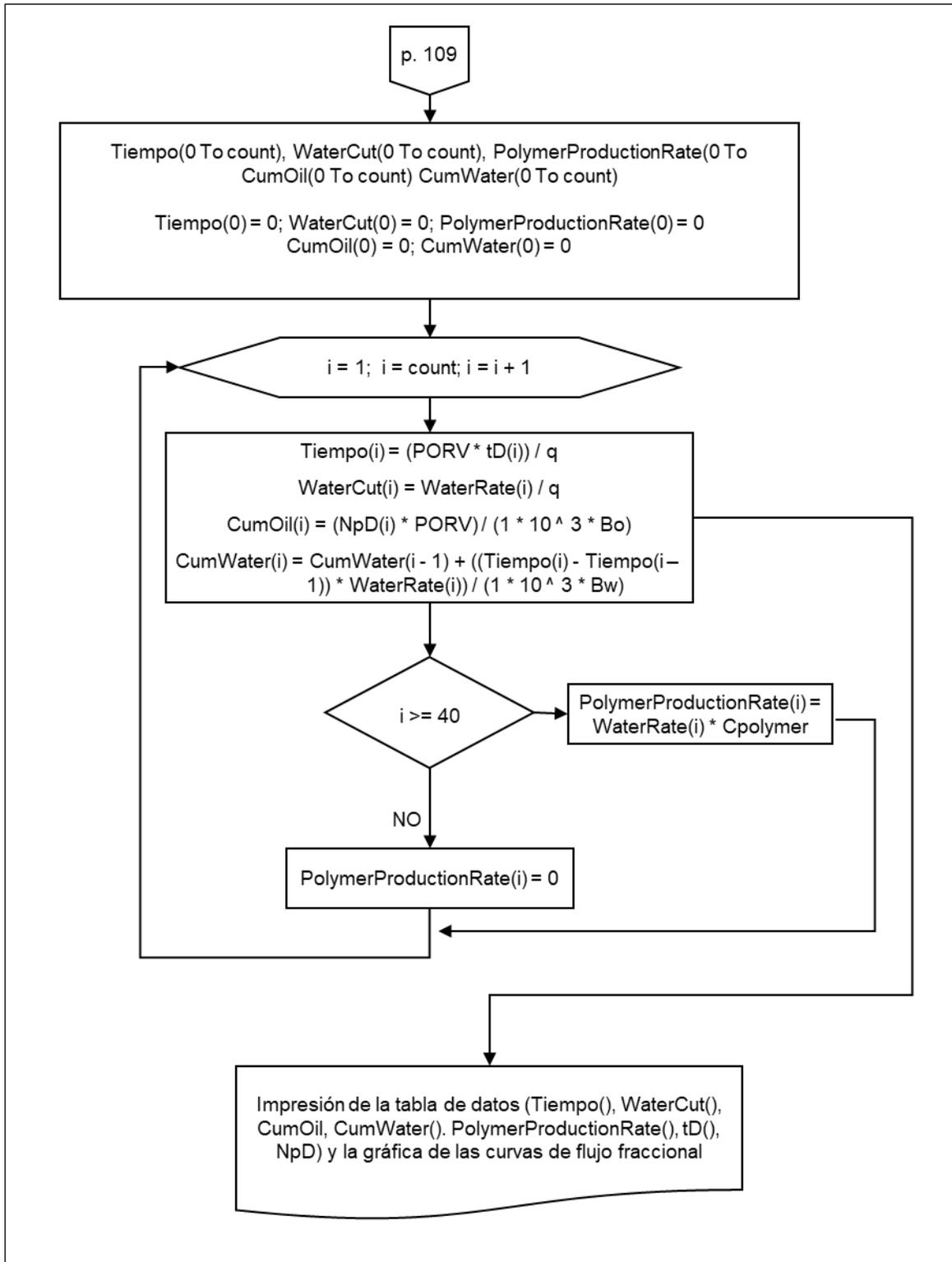


Figura A3. (Continuación).



Fuente: elaboración propia.

La subrutina del modelo PFPM se puede visualizar de forma detallada en:

- *Department of energy of the United States of America y ministry of energy and mines of the Republic of Venezuela. Supporting technology for enhanced oil recovery. polymer predictive model. Fossil energy report III-4. Diciembre, 1986. p 68.*

ANEXO B

ECUACIONES PARA EL DESARROLLO DE LA HERRAMIENTA DIGITAL

CÁLCULOS BÁSICOS PARA LA PREDICCIÓN.

Antes de realizar los procesos principales la herramienta calcula cual es el número de registros necesarios, con este dato la herramienta digital procede a realizar el dimensionamiento de los vectores y matrices que almacenan la información que permite construir las tablas y graficas En la ecuación B1 se muestra la fórmula que se utilizó.

Ecuación B1. Cálculo del número de registros.

$$NumRegistros = \frac{1 - Sor - Swc}{StepSw} + 1$$

Fuente: elaboración propia.

Otra de las ecuaciones básicas que se utilizo fue la del cálculo del factor de retardo para poder estimar el efecto de la adsorción (Ecuación B2) dentro de los modelos analíticos este factor se en la teoría de desplazamiento de Buckley Leverett modificado por el autor Gary. A. Pope para poder emplear los valores de adsorción medidos en laboratorio en la ecuación de flujo fraccional.

Ecuación B2. Cálculo del número de registros.

$$Ads = \frac{1 - \phi}{\phi} * \rho_r * \frac{C_{pa}}{C_p}$$

ECUACIONES PARA EL CALCULO DE LAS CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA.

Para la creación de las curvas de permeabilidad relativa la herramienta digital depende de las ecuaciones analíticas; que utilizan los puntos críticos de saturaciones dentro del yacimiento, la permeabilidad relativa a estos puntos (Swc, Sor) y los exponentes de Corey: no y nw.

Ecuación B2. Cálculo de la permeabilidad relativa del petróleo.

$$K_{ro} = K_{ro@Swc} \left[\frac{1 - Sw - Sor}{1 - Swc - Sor} \right]^{no}$$

Ecuación B2. Cálculo de la permeabilidad relativa del agua.

$$K_{rw} = K_{rw@Sor} \left[\frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{or}} \right]^{n_o}$$

ECUACIONES Y ASUNCIONES PARA EL CALCULO DE LAS CURVAS DE FLUJO FRACCIONAL

Para la ecuación de flujo fraccional los modelos analíticos asumen que los efectos de capilaridad son muy pequeños y no afectan de gran manera el proceso, además consideran que el yacimiento no tiene un ángulo de buzamiento que afecte potencialmente la predicción, tratándose así de un desplazamiento horizontal.

Las ecuaciones de flujo fraccional con las que se crearon las tablas y graficas dentro de la herramienta digital son las mismas ecuaciones que utilizan los modelos analíticos para efectuar la predicción.

La diferencia de las ecuaciones de flujo fraccional para el agua y para el polímero (Ecuación B3 y B4) radica únicamente en el cambio de la viscosidad del agua por la viscosidad del polímero.

Ecuación B3. Flujo fraccional del agua.

$$F_w = \frac{1}{1 + \frac{K_{ro} * \mu_w}{K_{rw} * \mu_o}}$$

Ecuación B4. Flujo fraccional del polímero.

$$F_p = \frac{1}{1 + \frac{K_{ro} * \mu_p}{K_{rw} * \mu_o}}$$

Las ecuaciones y asunciones utilizadas para el desarrollo de la herramienta digital, se tomaron de los modelos analíticos programados. Para conocer a detalle estas ecuaciones se puede consultar las siguientes fuentes de información:

- *Department of energy of the United States of America y ministry of energy and mines of the Republic of Venezuela. Supporting technology for enhanced oil*

recovery. polymer predictive model. Fossil energy report III-4. Diciembre, 1986. p 409.

- POPE, Gary A. *The Application of Fractional Flow Theory to Enhanced Oil Recovery.* En: *Society of petroleum engineers journal.* Junio, 1980, vol. 20, no. 03, p. 191–205.

ANEXO C
PROYECTO DE SOLUCIÓN COMPARATIVA SPE 2001
(DESCRIPCIÓN DEL MODELO 2)

El Proyecto de Solución Comparativa SPE 2001 es el último de una serie de proyectos de solución comparativa organizados por la Sociedad de Ingenieros de Petróleo. El proyecto está organizado fue realizado por Mike Christie en la Universidad Heriot-Watt y Martin Blunt en el Imperial College. Los resultados del proyecto se presentaron en la conferencia de Simulación de Yacimientos de la Sociedad de Ingenieros de Petróleo que se realizó en Houston, TX, febrero de 2001. El objetivo de estos proyectos ha sido proporcionar conjuntos de datos de referencia que se puedan utilizar para comparar el rendimiento de diferentes simuladores o algoritmos. El proyecto cuenta con dos conjuntos de datos de los cuales se utilizó el segundo conjunto de datos en el desarrollo de este proyecto ya que proporcionan la información necesarios para la evaluación de un modelo en tres dimensiones.

MODELO DOS:

Este modelo tiene una grilla lo suficientemente fina para hacer que el uso de los métodos clásicos casi imposible como los de pseudoización. El modelo tiene una geometría simple, sin estructura superior ni fallas. La razón de esta elección es proporcionar la máxima flexibilidad en la elección de cuadrículas mejoradas.

En la escala del modelo geológico fino, el modelo se describe en una cuadrícula cartesiana regular. Las dimensiones del modelo son 1200 x 2200 x 170 (pies). Los 70 pies superiores (35 capas) representan la formación Tarbert, y los 100 pies inferiores (50 capas) representan Upper Ness. El tamaño de celda de escala fina es de 20 pies x 10 pies x 2 pies.

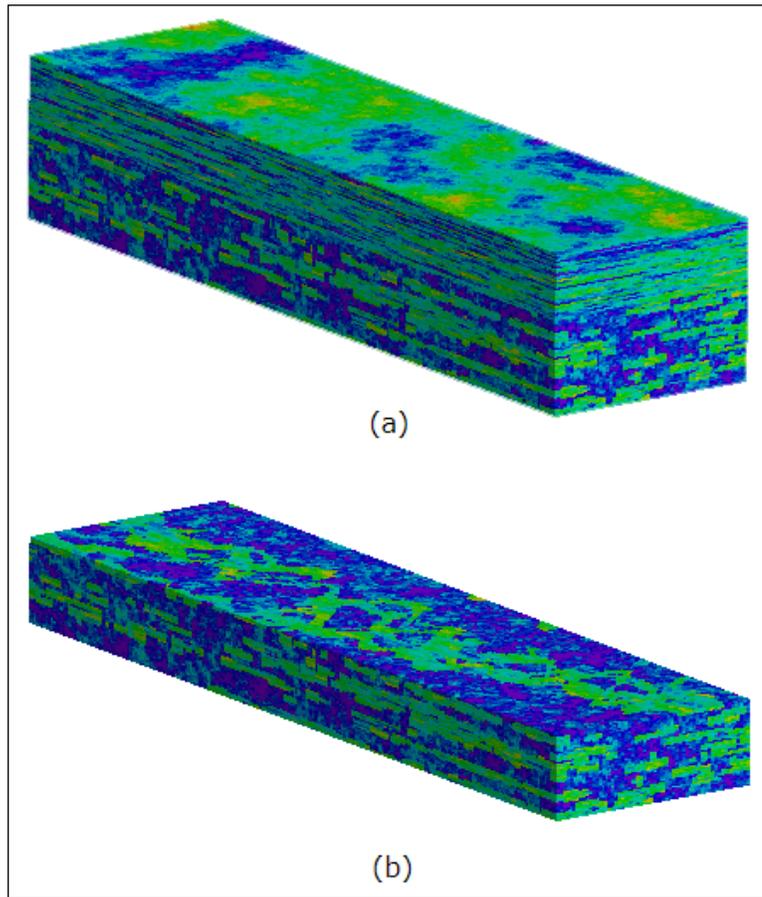
Descripción del yacimiento. La parte superior del modelo es una formación Tarbert, y es una representación de un entorno programado cerca de la costa. La parte inferior (Upper Ness) es fluvial. La figura C1 (a) muestra la porosidad de todo el modelo, y la figura C1 (b) muestra parte de la secuencia de Upper Ness, con los canales claramente visibles. El tamaño del modelo a escala fina es 60 x 220 x 85 celdas (1.122x106 celdas).

Permeabilidad relativa y datos de PVT. En la tabla C1 se presenta la información necesaria para la construcción de la curva de permeabilidad relativa, y las propiedades del agua.

Tabla C1. Datos permeabilidad relativa y pvt.

Propiedades para el agua	Permeabilidad relativa
$B_w = 1.01$ $c_w = 3 \cdot 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$ viscosidad 0.3 cp	$k_{rw}(S) = (S^*)^2$ $k_{ro}(S) = (1-S^*)^2$ $S^* = (S - S_{wc}) / (1 - S_{wc} - S_{or})$ $S_{wc} = S_{wi} = 0.2$ $S_{or} = 0.2$ $k_{rw}(S_{or}) = k_{ro}(S_{wc}) = 1.0$

Figura C1. Porosidad del modelo SPE10 -2.



Fuente. SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS (SPE), Comparative Solution project. description of model 2 [<https://www.spe.org/web/csp/datasets/set02.htm>]. Houston, Texas: society of petroleum engineers 2001 [Consultado: 05 de marzo de 2020]. Disponible en: <https://www.spe.org/web/csp/index.html#top>

El modelo cuenta con una presión inicial de 6000 psi a una profundidad de 12000 pies, la densidad en la superficie del petróleo es de 53 lb/ft³ y para el agua de 64 lb/ft³. La compresibilidad de la roca es de 10⁻⁶ psi⁻¹. A continuación se presenta en la tabla C2 los datos pvt para el petróleo.

Tabla C2. Datos pvt para el petróleo.

p (psi)	Bo	viscosity (cP)
300	1.05	2.85
800	1.02	2.99
8000	1.01	3

ANEXO D

DATOS DE LOS FENOMENOS INVOLUCRADOS EN LA INYECCION DE POLÍMEROS EN PROYECTOS REALES

Con el objetivo de determinar cuáles son los datos de los fenómenos involucrados en la inyección de polímeros en casos reales se recopiló información que estaba dispuesta en artículos y libros acerca del tema. Únicamente se recopiló la información de los tres fenómenos que se tuvieron en cuenta (relación de viscosidad de petróleo-polímero, adsorción, factor de resistencia residual)

RELACION DE VISCOSIDAD DE PETRÓLEO – POLÍMERO

En la tabla D1 se ubicaron los valores encontrados sobre la relación de la viscosidad del polímero inyectado y la viscosidad del petróleo según cada artículo.

Tabla D1. Relación de viscosidad de petróleo-polímero en casos reales.

Field	μ_{poly} (cP)	μ_{oil} (cP)	Fuente	
Bockstedt, Germany	25	11-29		
Bohai Bai, China	98	40-345		
Buracica, Brazil	10	7-20		
Canto do Amaro, Brazil	30	50		
Carmopoli, Brazil	40	10.5		
Chichimene	12	800		
Dalia, Angola	3	1-11		
Daqing, China (1996-2008)	40-50	9-10		
Daqing, China (2008-2016)	150-300	9-10		
Diadema, Argentina	15-40	100	SPE179543 – How much polymer should be injected during a polymer flood? Review of previous and current practices (2017).	
East Bodo, Canada	50-60	417-2000		
El Corcobo, Argentina	20-25	160-300		
Gudao/Shengli, China	25-35	50-150		
Mangala, India	20	9-22		
Marmul, Oman	15	80-90		
Matzen, Austria	10	19		
Mooney, Canada	20-30	100-250		
Pelican Lake, Canada	13-200	1650		
Seal, Canada	25-45	3000-7000		
Shengtao/Shengil, China	30-50	10-40		
ShuangHe, China	93	7.8		
Suffield Caen, Canada	32	69-99		
Tambaredjo, Suriname	45-140	325-2209		
Wainwright, Canada	25	100-200		
Albrecht	26	130		Heavy oil polymer flooding from laboratory core floods to pilot tests and field applications: Half-century studies, Saboorian-Jooybari, Dejam, Chen
Bohai Bay	98	13-380		
East Bodo	50-60	600-2000		
El Corcobo	20-25	160-300		
Marmul	15	90		
Mooney	20-30	100-250		
Pelican Lake	13-25	600-10000		
Seal	25-45	3000-7000		
Suffield Caen	32	130		
Tambaredjo	40-160	400		
West Cat Canyon	12	110		

Tabla D1. (Continuación).

Field	μ_{poly} (cP)	μ_{oil} (cP)	Fuente
Brelum Unit	3.6	10	
Buracica	40	10.5	
Canto do Amaro	13	20.7	
Captain	4.5	88	
Carmópolis	30	50	
C-H/Minnelusa Res	3,9-4,3	23	
Chateaubernard/Courtney	10	40	
Dalia, Camelia	3.3	1-11	
Daqing/Saertu form. S II 10-16 North	28	9.5	
Daqing/ZQXB	200-250	9.5	
East Bodo/Lloydminster	60	600-2000	
East Texas Oil Field/W.H. Siler Lease	1.5	1.5	
Eddesse-Nord	12	7	
	40 - 20 - 15 -		
Eliasville Caddo Unit	5	3	Literature review of implemented polymer fields projects, Standnes, Svjevraak, 2014, Journal of Petroleum Science and Engineering, JPSE, V122, P761-775
Hitss Lake/Paluxy sand	82	4.34	
Marmul	15	80	
Niagara	1.35	16	
North Alma Penn Unit	5	29.5	
North Burbank Unit	2	3	
Oerrel Sued/Westblock Upper Sand	6	17	
Owasco Unit	5	3.27	
Pelican Lake/Wabiskaw	30	600-1000	
Pembina, Block 8	45	1.05	
Rapdan/Upper Shaunavon Unit	21	10.6	
Sleepy Hollow	10	24	
SZ36-1	98	70	
Taber Mannville D Pool	5,8 - 16	54	
Taber South Mannville B	5	58	
Tambaredjo	45	300-600	
Twin Peaks/Stawn Upper	1.5	1.5	
Vernon/Upper Squirrel	1.4	75	
Vorhop-Knesebeck/Dogger B sandstone	4	4	
Warner Ranch Field Unit/J-Sand	1.75	4	
West Cat Canyon	12	110	
West Coyote/Main and Upp. 99	10 - 35 - 8	8	

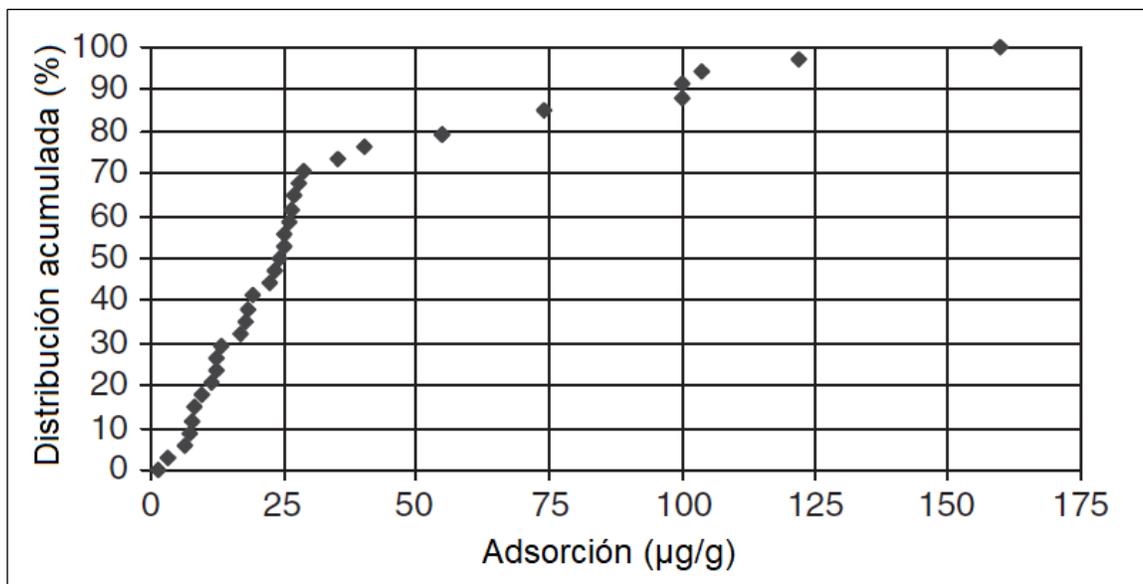
Fuente: Elaboración propia, con base en: información de cada una de las fuentes.

Los datos de la tabla D1 se muestra gráficamente (gráfica D1) donde se dispone la viscosidad de polímero versus viscosidad petróleo para cada campo.

ADSORCION DEL POLÍMERO

La adsorción / retención de polímeros depende del tipo de polímero, disolvente (salinidad) y superficie de la roca. Las Figuras D1 presenta la distribución acumulada de algunos datos de adsorción publicados para el polímero HPAM, los datos presentados muestran que la mediana de adsorción (a una distribución acumulada del 50%) para el tipo de polímero HPAM es de 24 $\mu\text{g} / \text{g}$ de roca. La figura también muestra que el 70% de los datos de adsorción están por debajo de 30 $\mu\text{g} / \text{g}$ de roca³¹.

Figura D1. Distribución acumulada del polímero HPAM.



Fuente: SHENG, James J. *Polymer flooding*. En: *Modern chemical enhanced oil recovery theory and practice*. Massachusetts: Elsevier 2011. p. 158

FACTOR DE RESISTENCIA RESIDUAL

Un factor de resistencia residual con un valor superior a 2 provoca que la reducción en inyectividad sea significativa, lo cual no es favorable para este tipo de procesos en yacimientos de baja permeabilidad. Adicionalmente, ya que los modelos analíticos no capturan el efecto de divergencia que se genera debido a la reducción en permeabilidad ocasionada por el polímero, valores entre 1 y 2 son suficientes para medir los modelos existentes. En la tabla D2 se muestra algunos valores para procesos reales del factor de resistencia residual y el factor de resistencia.

³¹ SHENG, James J. *Polymer flooding*. En: *Modern chemical enhanced oil recovery theory and practice*. Massachusetts: Elsevier 2011. p. 157

Tabla D2. Factor de resistencia residual en casos reales

Field	RRF/RF
Taber South Mannvillee	2/6
C-H/Minnelusa Res.	4.4/32
North Burbank Unit	6-8/11-15
Owasco Unit	2.7/7.2
Oerrel Sued/Westblock Upper Sand	1.33/NR
Twin Peaks/Stawn Upper	1.14/1.29
Beatrice/H-Sand	2/10
Sleepy Hollow	1.3/NR
Marmul	1.5/NR
Vorhop-Knesebeck/Dogger B sandstone	1.07-2.2/NR
Carmópolis	1.1-1.6/NR
Canto do Amaro	1.68/NR
Bei-1-Qu-Duan-Xi (B1-FBX), Daqing	2/NR
Gudao Zhong-1-Ng3, Shengli	1.5/NR

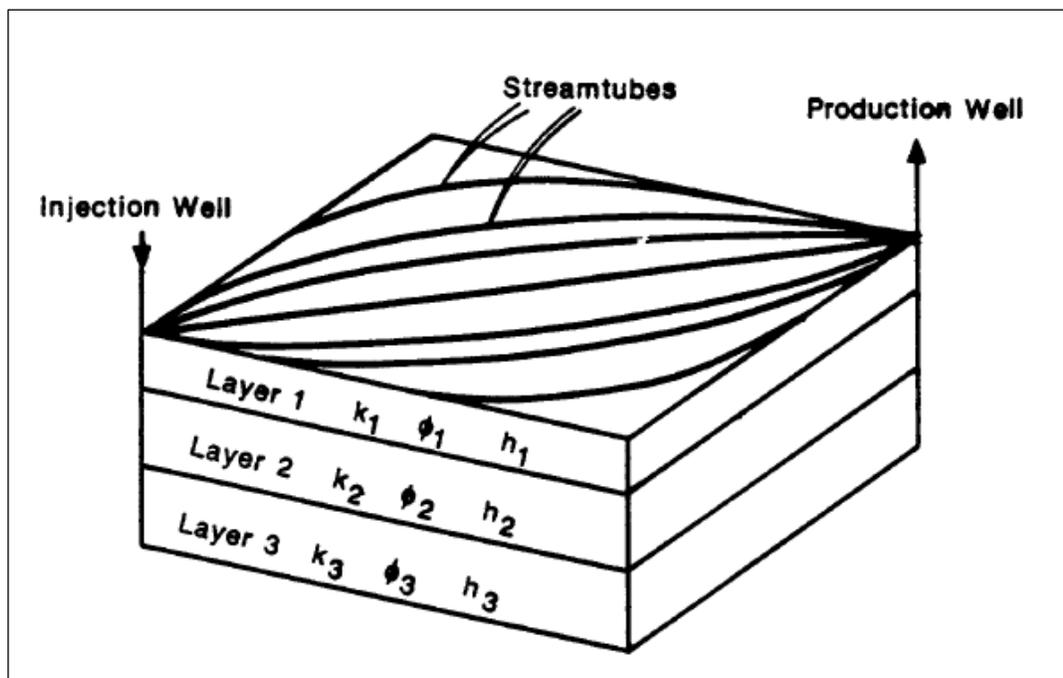
Fuente: elaboración propia, con base en: SKJEVRAK, Ingun y STANDNES Dag Chun. Literature review of implemented polymer fields projects. En: Journal of Petroleum Science and Engineering, JPSE, 2014, vol 122, p. 761-775.

ANEXO E

TEORIA DE TUBOS DE CORRIENTES MODELO PFPM

La teoría de tubos de corrientes (Higgins y Leínton, 1962; LeBlanc y Caudle. 1971) es utilizada en el modelo PFPM para el cálculo del barrido areal y vertical (figura E1). Cada capa del yacimiento es dividida entre uno, cuatro u ocho tubos de corriente, conectando el pozo inyector con el pozo productor en 1-8 en un patrón de cinco puntos. El desplazamiento lineal 1-D es calculado a lo largo de cada uno de los tubos de corriente usando la teoría de flujo fraccional. Combinando los resultados de todos los tubos de corriente y capas proporciona la historia de producción 3-D. En el modelo PFPM, se asume que los tubos de corriente están fijos, y no hay cruce de flujo, o dispersión transversal entre tubos de corriente. Cada tubo de corriente es dividido entre 20 incrementos iguales de caída de presión inicial (bloques)³².

Figura E1. Modelo de cinco-puntos.



Fuente: Department of energy of the United States of America y ministry of energy and mines of the Republic of Venezuela. Supporting technology for enhanced oil recovery. polymer predictive model. Fossil energy report III-4. Diciembre, 1986. p. 40

³² Department of energy of the United States of America y ministry of energy and mines of the Republic of Venezuela. Supporting technology for enhanced oil recovery. polymer predictive model. Fossil energy report III-4. Diciembre, 1986. p. 23

ANEXO F

RESULTADOS DE LA PRODUCCIÓN ACUMULADA AL MOMENTO DE LA RUPTURA DEL AGUA Y DEL POLÍMERO PARA LAS SENSIBILIDADES

MODELO 1D HOMOGÉNEO.

Tabla F1. Producción acumulada para la relación μ/μ_p al momento de la ruptura del agua modelo 1D homogéneo.

μ/μ_p (Adim)	NP ECLIPSE 100 (Mbbbl)	NP BK (Mbbbl)	NP PFPM (Mbbbl)
3/3	16.0132	16.7550	14.3890
3/1.5	15.9211	16.8278	14.4278
3/0.6	16.0110	17.1000	14.5928
20/20	9.3046	9.6558	8.4852
20/10	9.2639	9.6838	8.5008
20/4	9.1632	9.7658	8.5490
50/50	6.4925	6.7567	5.9823
50/25	6.5081	6.7745	5.9925
50/10	6.5328	6.8242	6.0221
100/50	4.8693	5.0438	4.4801
100/20	4.8634	5.0783	4.5010
150/30	4.0741	4.2423	3.7679

Tabla F2. Producción acumulada para el factor de resistencia residual, RRF, al momento de la ruptura del agua modelo 1D homogéneo.

RRF (Adim)	NP ECLIPSE 100 (Mbbbl)	NP BK (Mbbbl)	NP PFPM (Mbbbl)
1	9.2639	9.6838	8.5008
1.5	9.8685	11.1426	9.7471
2	10.2373	12.2253	10.6630

Tabla F3. Producción acumulada para la adsorción, Ads, al momento de la ruptura del agua modelo 1D homogéneo.

Ads ($\mu\text{g/g}$)	NP ECLIPSE 100 (Mbbbl)	NP BK (Mbbbl)	NP PFPM (Mbbbl)
0	10.2040	10.2057	9.5342
25	9.5057	9.5752	8.7657
50	9.2731	9.4082	8.4925
75	9.2188	9.4103	8.4067

Tabla F4. Producción acumulada para la relación $\mu\sigma/\mu\rho$, al momento de la ruptura del polímero modelo 1D homogéneo.

$\mu\sigma/\mu\rho$ (Adim)	NP ECLIPSE 100 (Mbbl)	NP BK (Mbbl)	NP PFPM (Mbbl)
3/3	21.8444	22.0885	20.9403
3/1.5	21.4224	21.7332	20.7139
3/0.6	20.4812	20.8417	20.1552
20/20	21.8815	22.0917	19.7458
20/10	21.4940	21.7334	19.5039
20/4	20.4853	20.8456	18.8657
50/50	21.8881	22.0897	19.3492
50/25	21.5111	21.7336	19.0960
50/10	20.5852	20.8480	18.4515
100/50	21.5267	21.7344	18.8779
100/20	20.6051	20.8490	18.2271
150/30	20.6237	20.8411	18.1228

Tabla F5. Producción acumulada para el factor de resistencia residual, RRF, al momento de la ruptura del polímero modelo 1D homogéneo.

RRF (Adim)	NP ECLIPSE 100 (Mbbl)	NP BK (Mbbl)	NP PFPM (Mbbl)
1	21.4940	21.7334	19.5039
1.5	22.2722	21.9702	19.8815
2	22.3221	22.0878	20.1373

Tabla F6. Producción acumulada para la adsorción, Ads, al momento de la ruptura del polímero modelo 1D homogéneo.

Ads ($\mu\text{g/g}$)	NP ECLIPSE 100 (Mbbl)	NP BK (Mbbl)	NP PFPM (Mbbl)
0	20.8037	21.0589	18.4851
25	21.0056	21.2624	18.7741
50	21.1686	21.4100	18.9909
75	21.2815	21.5270	19.1648

MODELO 2D HETEROGÉNEO.

Tabla F7. Producción acumulada de petróleo para la relación μ_0/μ_p , al momento de la ruptura del agua modelo 2D heterogéneo.

μ_0/μ_p (Adim)	NP ECLIPSE 100 (Mbbl)	NP BK (Mbbl)	NP PFPM (Mbbl)
3/3	15.3816	16.7550	13.3498
3/1.5	15.3834	16.8278	13.3732
3/0.6	15.4600	17.1000	13.4916
20/20	8.2069	9.6558	7.9709
20/10	8.1952	9.6838	7.9811
20/4	8.1781	9.7658	8.0146
50/50	5.7021	6.7567	5.6421
50/25	5.7275	6.7745	5.6490
50/10	5.7151	6.8242	5.6700
100/50	4.1549	5.0438	4.2324
100/20	4.1331	5.0783	4.2476
150/30	3.5418	4.2423	3.5587

Tabla F8. Producción acumulada de petróleo para el factor de resistencia residual, RRF, al momento de la ruptura del agua modelo 2D heterogéneo.

RRF (Adim)	NP ECLIPSE 100 (Mbbl)	NP BK (Mbbl)	NP PFPM (Mbbl)
1	8.1952	9.6838	7.9811
1.5	9.0310	11.1426	9.1338
2	9.3594	12.2253	9.9770

Tabla F9. Producción acumulada de petróleo para la adsorción, Ads, al momento de la ruptura del agua modelo 2D heterogéneo.

Ads ($\mu\text{g/g}$)	NP ECLIPSE 100 (Mbbl)	NP BK (Mbbl)	NP PFPM (Mbbl)
0	9.6197	10.2057	9.1949
25	8.7714	9.5752	8.4102
50	8.4315	9.4082	8.0902
75	8.2764	9.4103	7.9658

Tabla F10. Producción acumulada de petróleo para la relación μ/μ_p , al momento de la ruptura del polímero modelo 2D heterogéneo.

μ/μ_p (Adim)	NP ECLIPSE 100 (Mbbl)	NP BK (Mbbl)	NP PFPM (Mbbl)
3/3	21.8366	22.0885	20.3468
3/1.5	21.4057	21.7332	20.1515
3/0.6	20.2259	20.8417	19.6778
20/20	21.8667	22.0917	18.6952
20/10	21.4265	21.7376	18.4776
20/4	20.3617	20.8456	17.9247
50/50	21.8010	22.0897	18.1243
50/25	21.4452	21.7336	17.8990
50/10	20.3885	20.8480	17.3285
100/50	21.4363	21.7344	17.5851
100/20	20.3826	20.8490	17.0055
150/30	20.2105	20.8411	16.8553

Tabla F11. Producción acumulada de petróleo para el factor de resistencia residual, RRF, al momento de la ruptura del polímero modelo 2D heterogéneo.

RRF (Adim)	NP ECLIPSE 100 (Mbbl)	NP BK (Mbbl)	NP PFPM (Mbbl)
1	21.4265	21.7376	18.4776
1.5	59.7414	21.7105	21.9702
2	59.8640	22.3152	22.0878

Tabla F12. Producción acumulada de petróleo para la adsorción, Ads, al momento de la ruptura del polímero modelo 2D heterogéneo.

Ads ($\mu\text{g/g}$)	NP ECLIPSE 100 (Mbbl)	NP BK (Mbbl)	NP PFPM (Mbbl)
0	28.5482	20.6133	21.0589
25	34.1599	20.8630	21.2624
50	39.7176	21.0457	21.4100
75	45.2411	21.1830	21.5270

MODELO SPE 10 MODELO 2.

Tabla F13. Producción acumulada de petróleo para la relación μ/μ_p , al momento de la ruptura del agua modelo SPE 10 modelo 2.

μ/μ_p (Adim)	NP ECLIPSE 100 (Mbbbl)	NP BK (Mbbbl)	NP PFPM (Mbbbl)
3/3	164.7312	200.0633	174.5840
3/1.5	163.9061	203.0009	176.4401
3/0.6	161.4075	212.4088	157.8764
20/20	81.8639	93.8807	83.2085
20/10	81.4203	94.8474	83.8185
20/4	81.2101	97.2618	85.4598
50/50	65.6409	62.1544	55.4042
50/25	57.6692	62.7327	55.6800
50/10	54.5882	64.1660	56.6581
100/50	48.7272	45.3878	40.3725
100/20	40.8112	46.3708	41.0542
150/30	39.0366	38.2161	33.8621

Tabla F14. Producción acumulada de petróleo para el factor de resistencia residual, RRF, al momento de la ruptura del agua modelo SPE 10 modelo 2.

RRF (Adim)	NP ECLIPSE 100 (Mbbbl)	NP BK (Mbbbl)	NP PFPM (Mbbbl)
1	81.4203	94.8474	83.8185
1.5	111.8555	112.2578	99.1494
2	121.1292	126.1673	111.3345

Tabla F15. Producción acumulada de petróleo para la adsorción, Ads, al momento de la ruptura del agua modelo SPE 10 modelo 2.

Ads ($\mu\text{g/g}$)	NP ECLIPSE 100 (Mbbbl)	NP BK (Mbbbl)	NP PFPM (Mbbbl)
0	90.7299	96.2047	90.4169
25	83.9506	90.9303	83.7520
50	81.6497	90.1127	81.8614
75	80.9267	90.8006	81.5925

Tabla F16. Producción acumulada de petróleo para la relación μ/μ_p , al momento de la ruptura del polímero modelo SPE 10 modelo 2.

μ/μ_p (Adim)	NP ECLIPSE 100 (Mbbl)	NP BK (Mbbl)	NP PFFM (Mbbl)
3/3	330.2630	385.3030	345.0321
3/1.5	315.8354	364.6651	336.9933
3/0.6	291.6131	325.9066	300.9457
20/20	314.9923	385.4244	336.9158
20/10	299.7146	364.7115	321.4525
20/4	274.6517	326.0297	291.5885
50/50	312.4672	385.2748	333.0929
50/25	295.4098	364.8985	317.4831
50/10	267.3107	326.1418	287.3026
100/50	293.2745	364.6112	315.4435
100/20	263.5391	325.9381	285.1119
150/30	264.5588	326.2625	284.1326

Tabla F17. Producción acumulada de petróleo para el factor de resistencia residual, RRF, al momento de la ruptura del polímero modelo SPE 10 modelo 2.

RRF (Adim)	NP BTP ECLIPSE 100	NP BTP BK	NP BTP PFFM
1	299.7146	364.7115	321.4525
1.5	339.8979	377.6373	333.5296
2	347.2462	385.2687	341.0731

Tabla F18. Producción acumulada de petróleo para la adsorción, Ads, al momento de la ruptura del polímero modelo SPE 10 modelo 2.

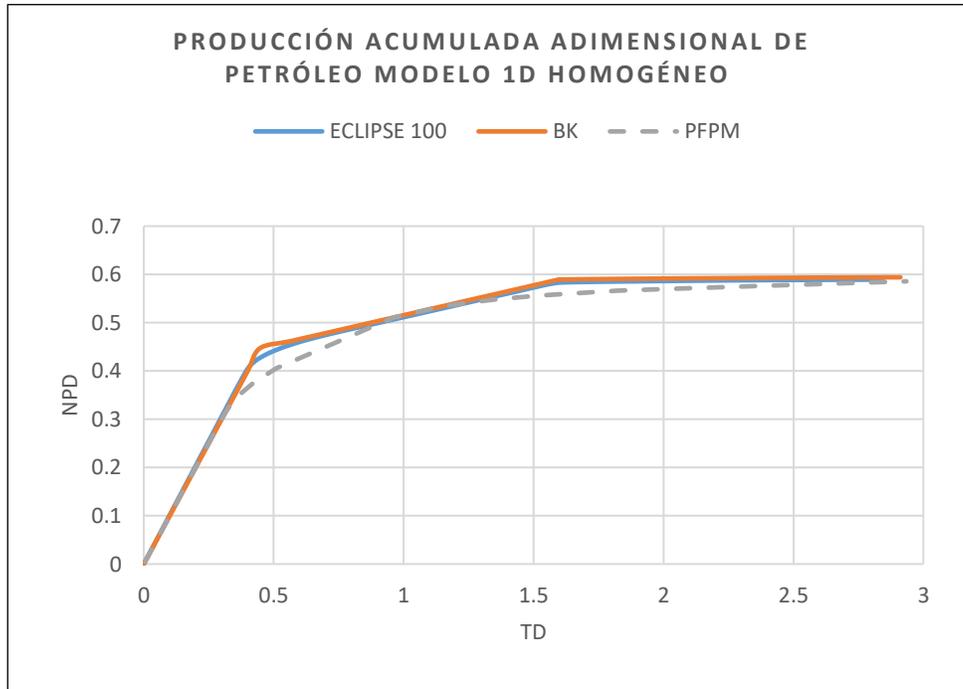
Ads ($\mu\text{g/g}$)	NP BTP ECLIPSE 100	NP BTP BK	NP BTP PFFM
0	259.2609	329.2062	288.5535
25	271.4395	339.6247	298.1433
50	280.1254	347.3842	305.2657
75	286.9189	353.5343	309.4113

ANEXO G

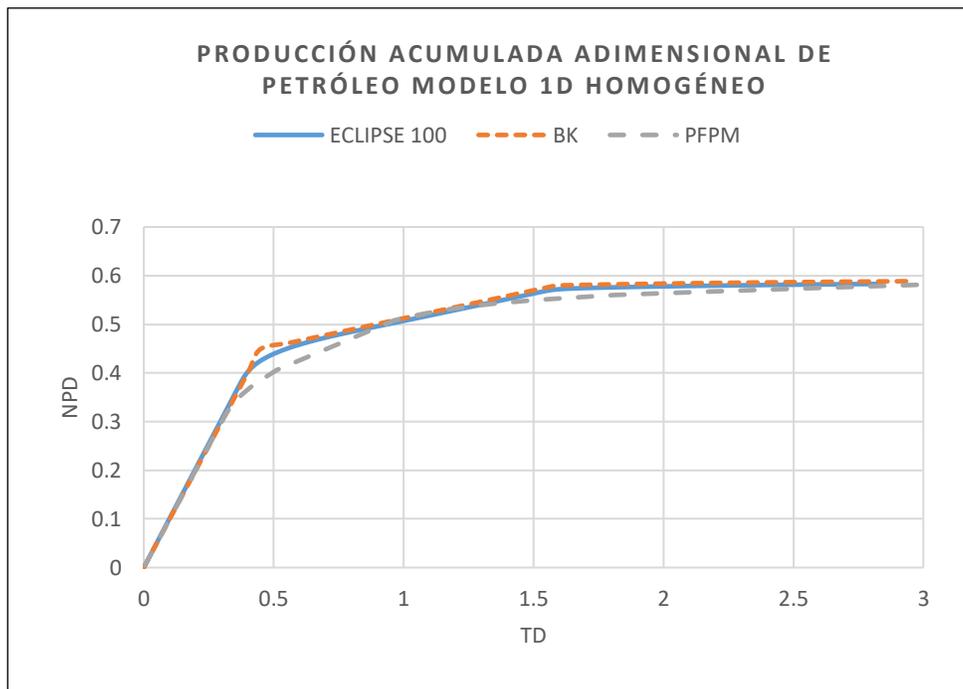
GRÁFICAS DE LA PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETRÓLEO ADIMENSIONAL Y CORTE DE AGUA PARA LAS SENSIBILIDADES

MODELO 1D HOMOGÉNEO.

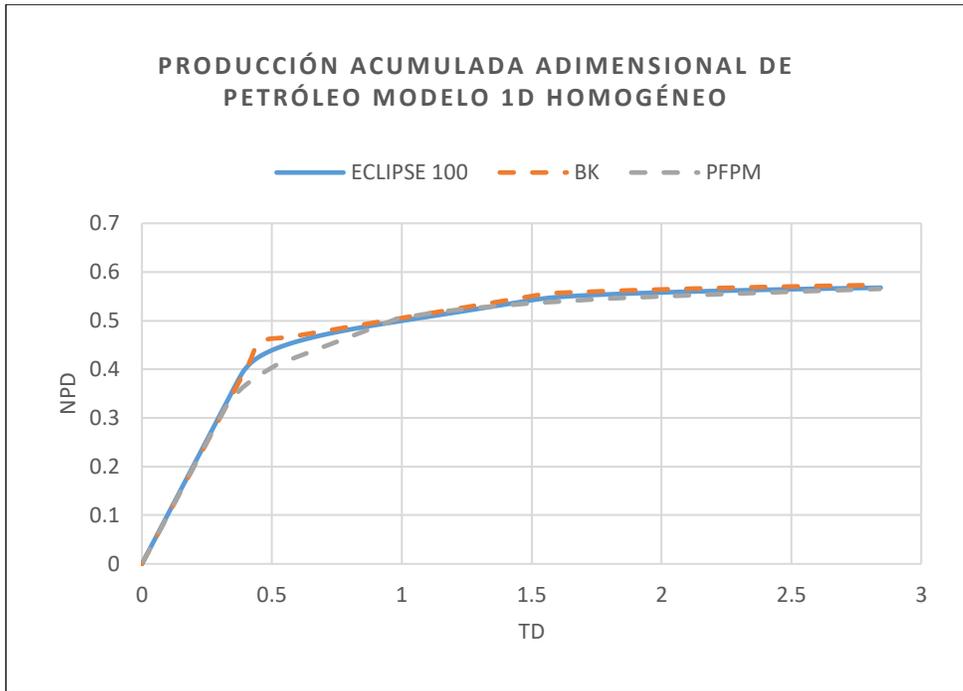
Gráfica G1. Producción acumulada adimensional de petróleo modelo 1D homogéneo con μ de 3 cP y μ_p de 3 cP



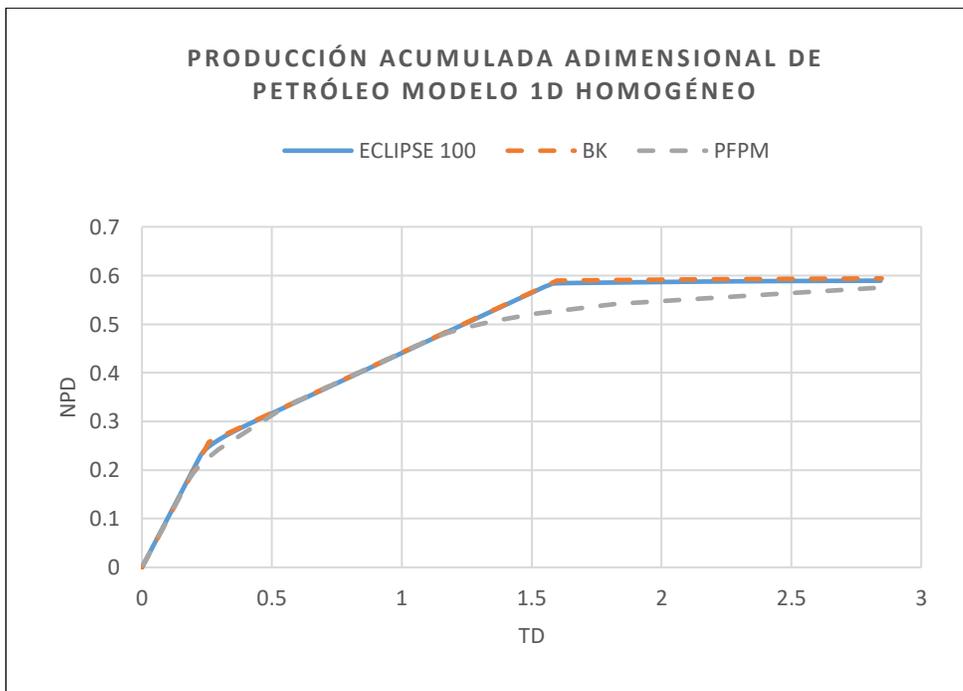
Gráfica G2. Producción acumulada adimensional de petróleo modelo 1D homogéneo con μ de 3 cP y μ_p de 1.5 cP.



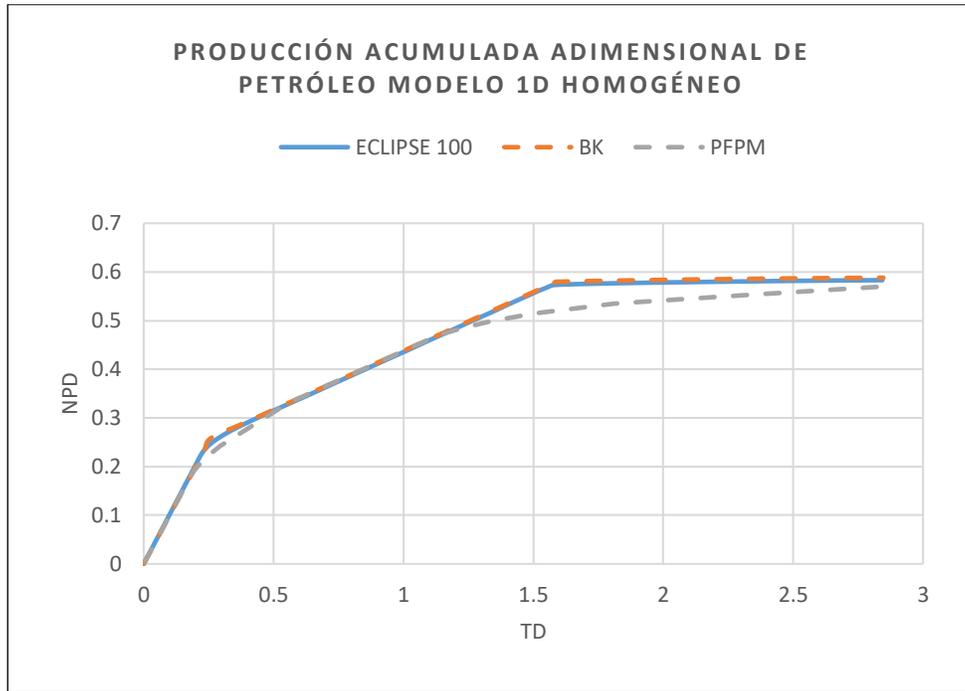
Gráfica G3. Producción acumulada adimensional de petróleo modelo 1D homogéneo con μ de 3 cP y μ_p de 0.6 cP.



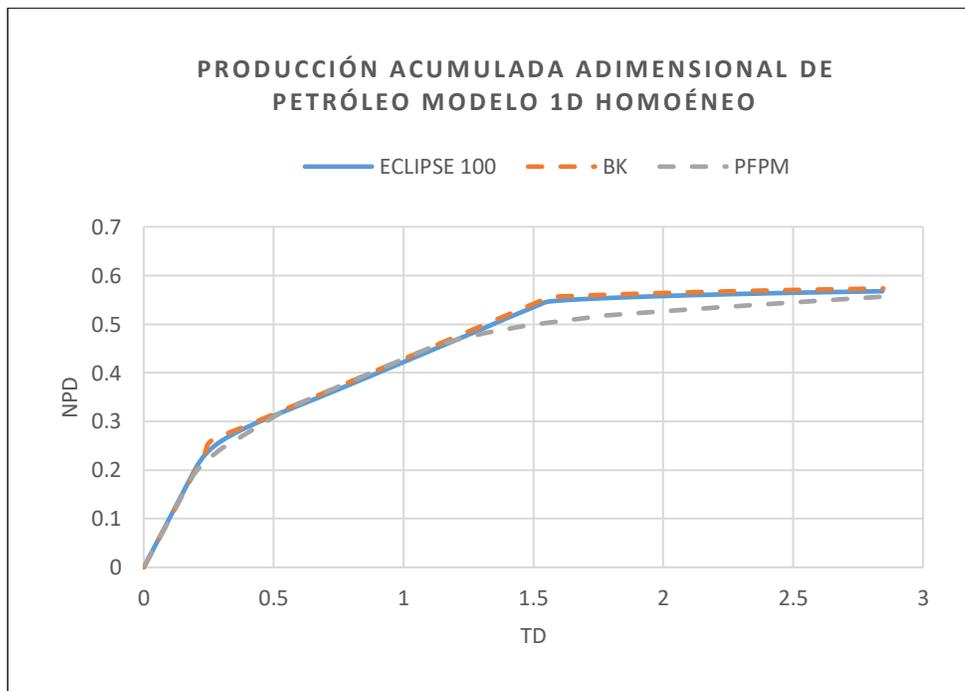
Gráfica G4. Producción acumulada adimensional de petróleo modelo 1D homogéneo con μ de 20 cP y μ_p de 20 cP.



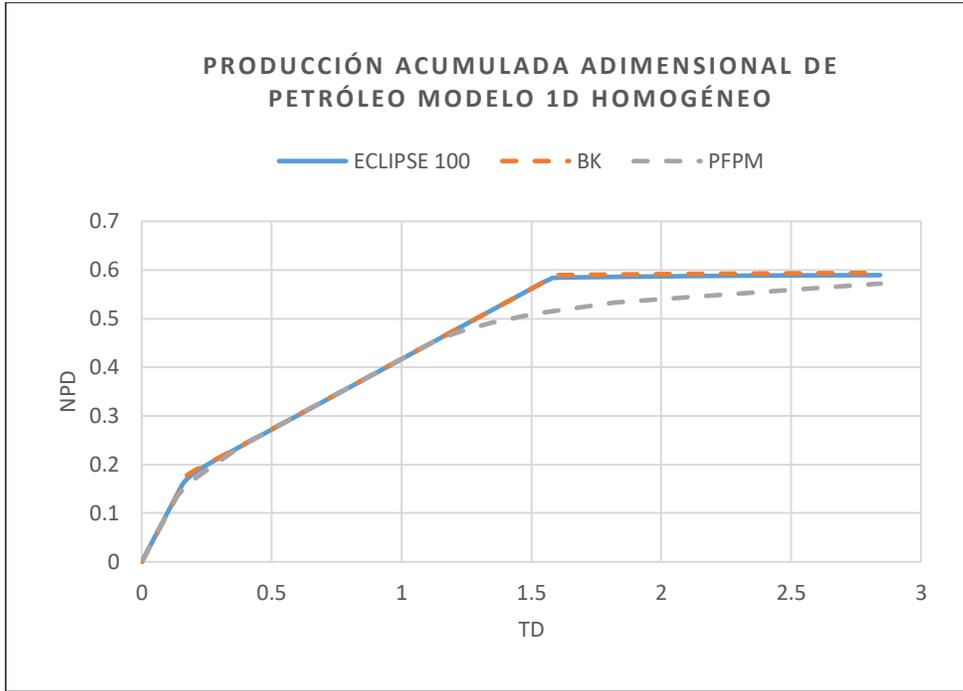
Gráfica G5. Producción acumulada adimensional de petróleo modelo 1D homogéneo con μ de 20 cP y μ_p de 10 cP.



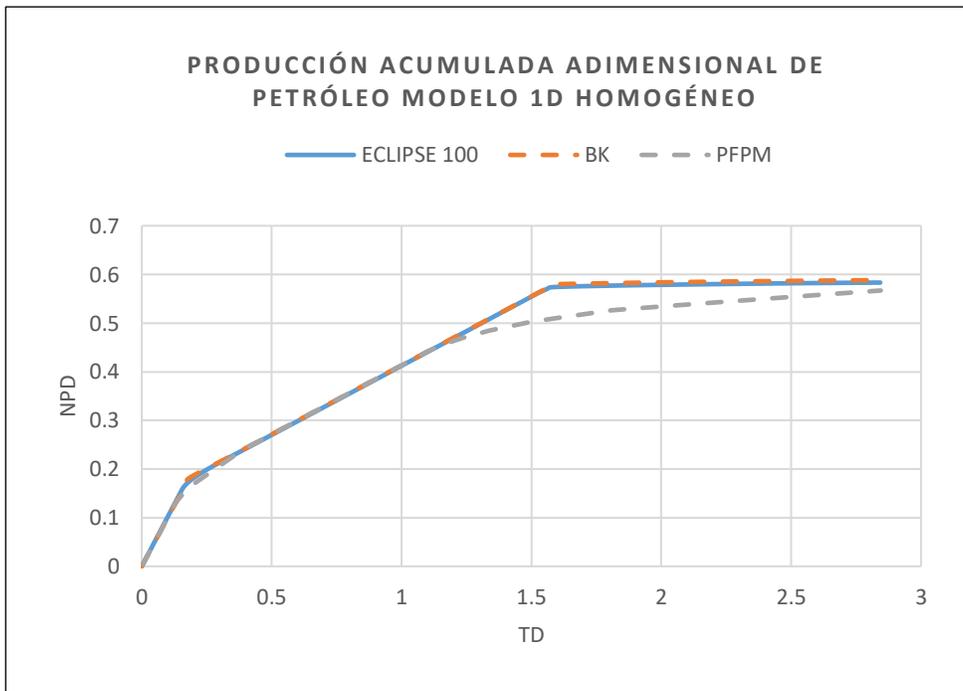
Gráfica G6. Producción acumulada adimensional de petróleo modelo 1D homogéneo con μ de 20 cP y μ_p de 10 cP.



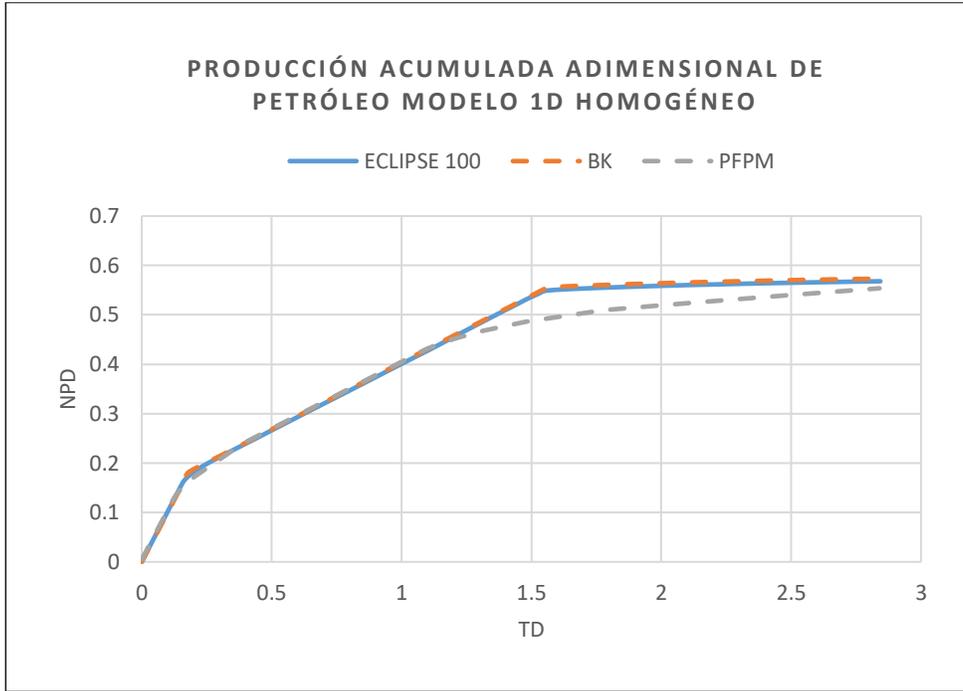
Gráfica G7. Producción acumulada adimensional de petróleo modelo 1D homogéneo con μ de 50 cP y μ_p de 50 cP.



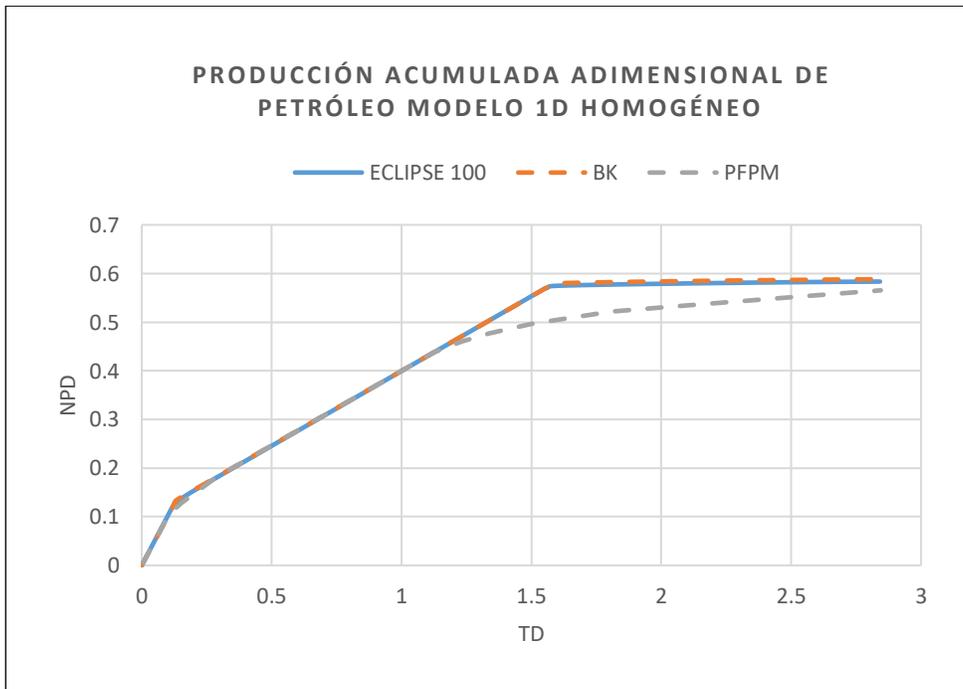
Gráfica G8. Producción acumulada adimensional de petróleo modelo 1D homogéneo con μ de 50 cP y μ_p de 25 cP.



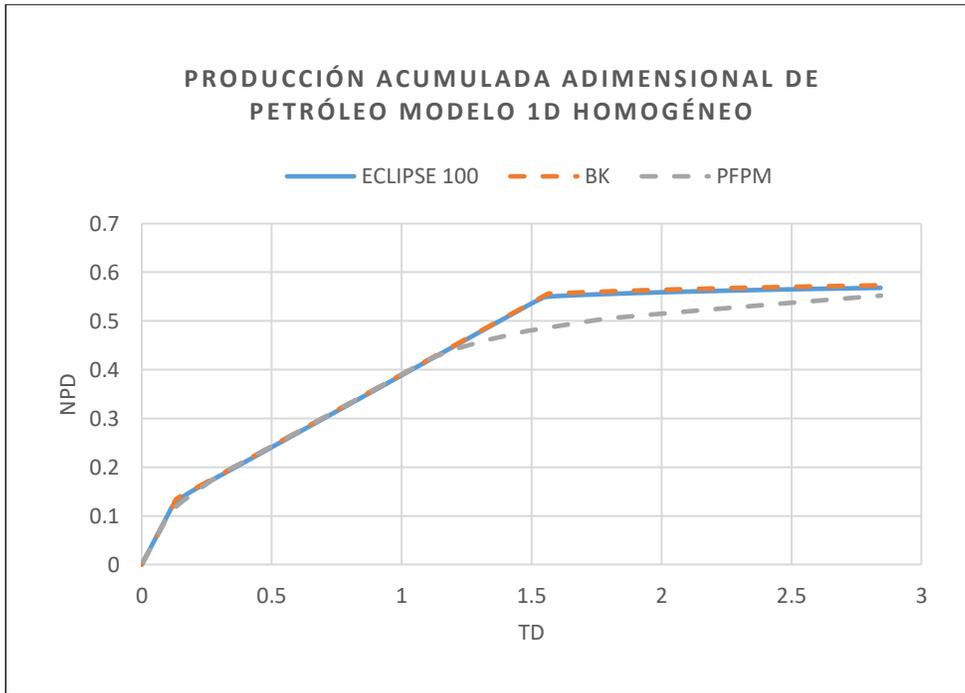
Gráfica G9. Producción acumulada adimensional de petróleo modelo 1D homogéneo con μ de 50 cP y μ_p de 10 cP.



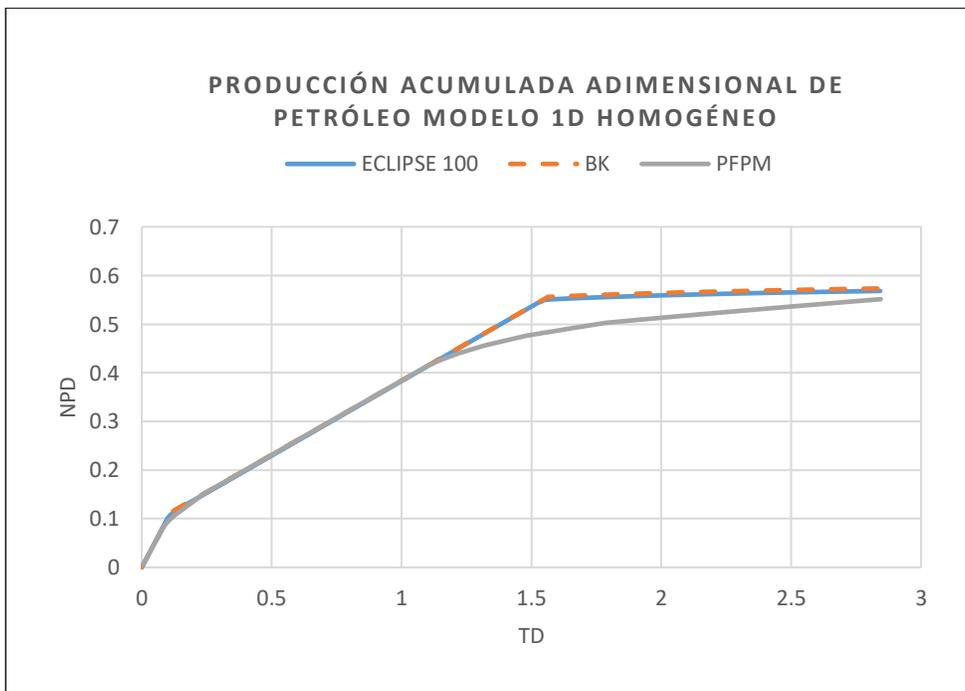
Gráfica G10. Producción acumulada adimensional de petróleo modelo 1D homogéneo con μ de 100 cP y μ_p de 50 cP.



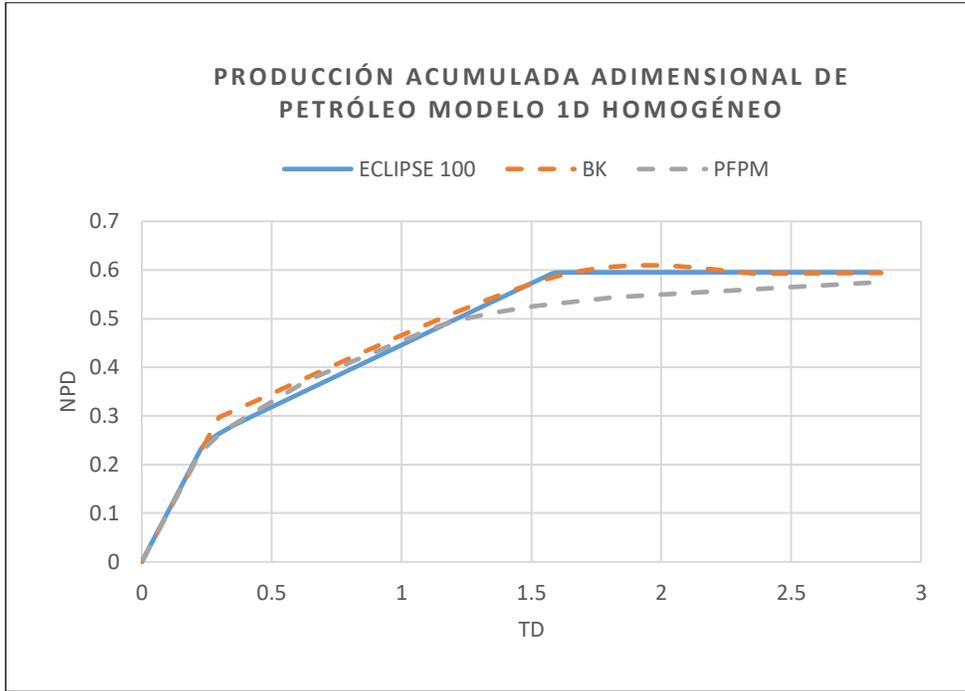
Gráfica G11. Producción acumulada adimensional de petróleo modelo 1D homogéneo con μ de 100 cP y μ_p de 20 cP.



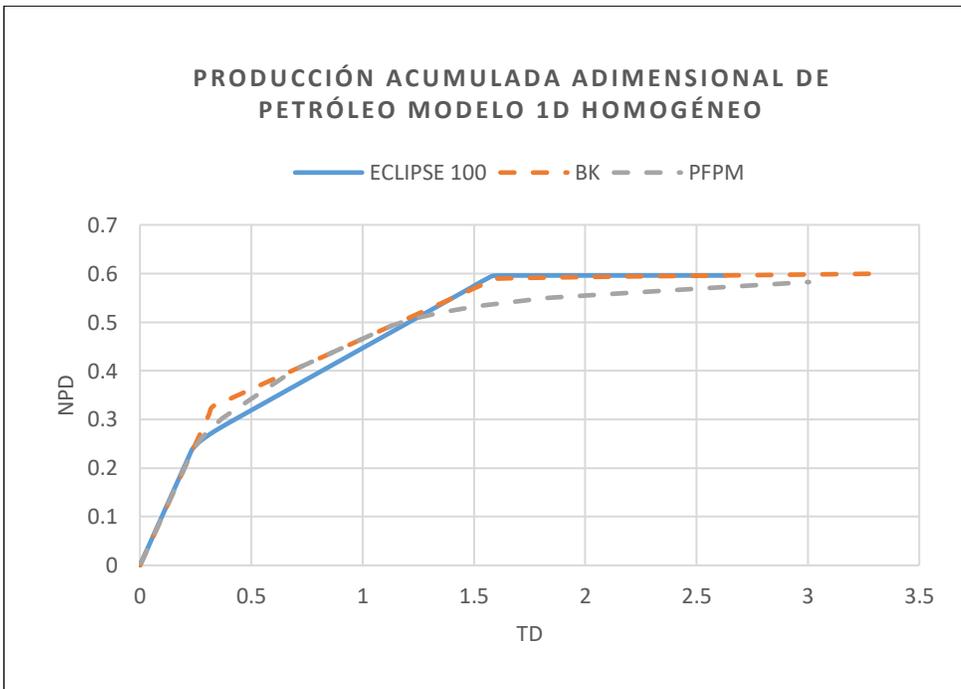
Gráfica G12. Producción acumulada adimensional de petróleo modelo 1D homogéneo con μ de 150 cP y μ_p de 30 cP.



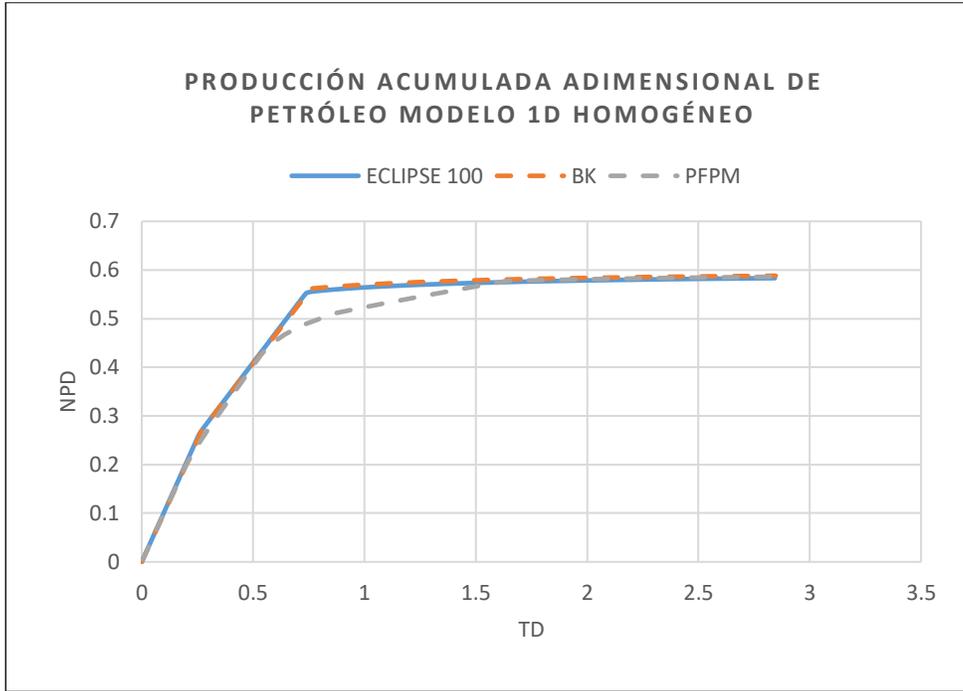
Gráfica G13. Producción acumulada adimensional de petróleo modelo 1D homogéneo factor de Resistencia residual, RRF de 1.5.



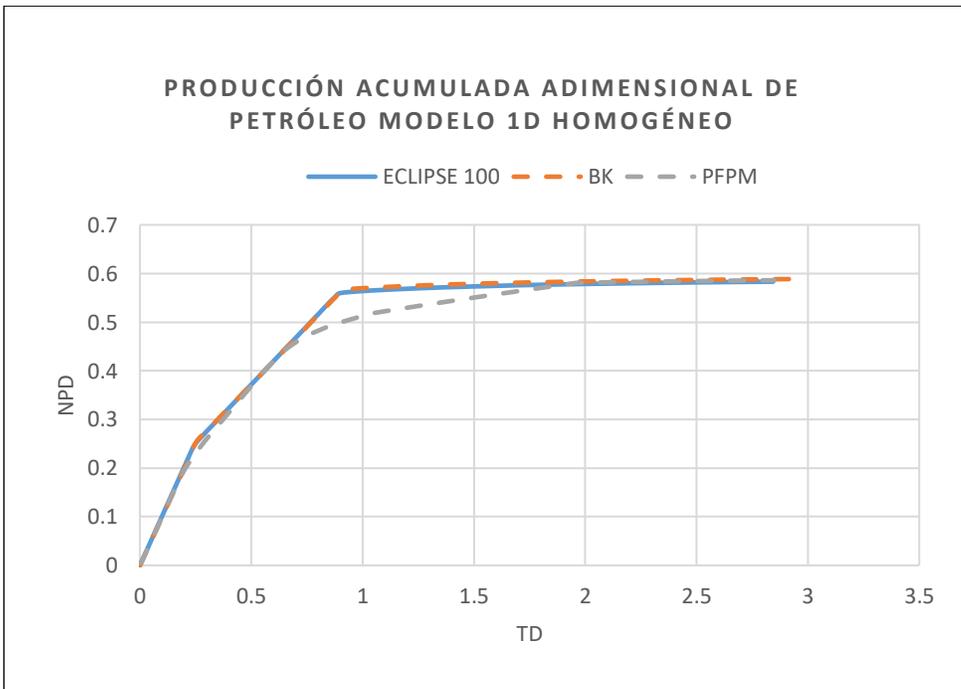
Gráfica G14. Producción acumulada adimensional de petróleo modelo 1D homogéneo factor de Resistencia residual, RRF de 2.



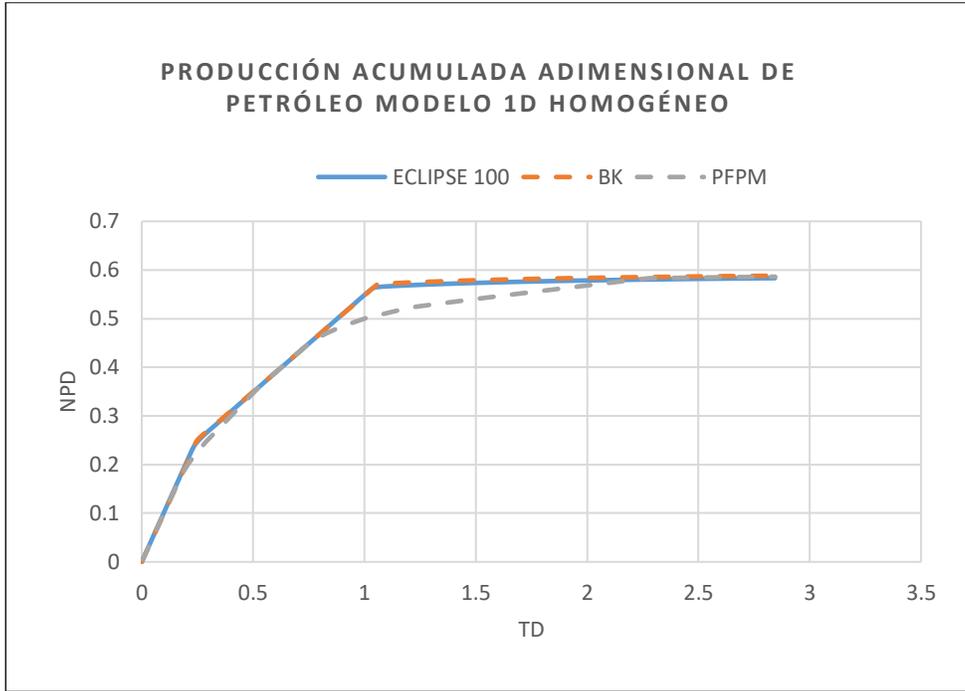
Gráfica G15. Producción acumulada adimensional de petróleo modelo 1D homogéneo con una medida de adsorción de 0 $\mu\text{g/g}$.



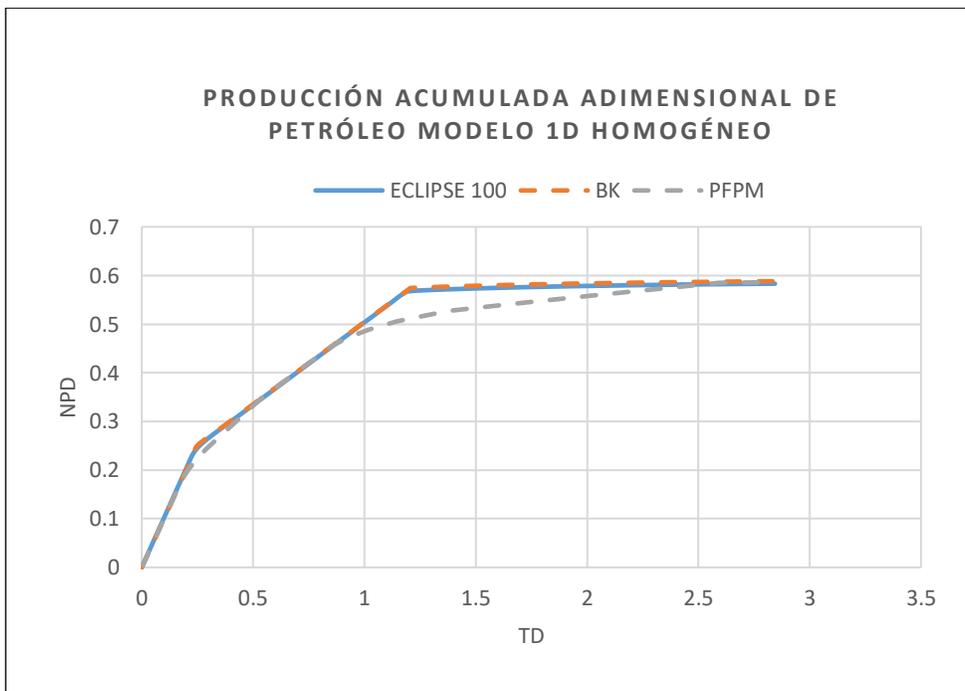
Gráfica G16. Producción acumulada adimensional de petróleo modelo 1D homogéneo con una medida de adsorción de 25 $\mu\text{g/g}$.



Gráfica G17. Producción acumulada adimensional de petróleo modelo 1D homogéneo con una medida de adsorción de 50 µg/g.

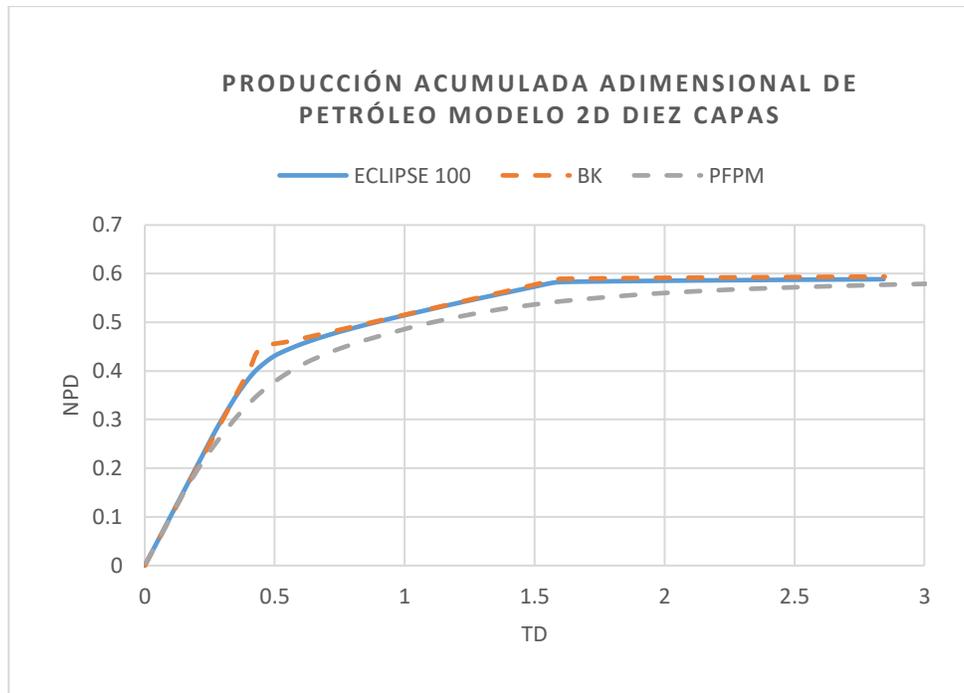


Gráfica G18. Producción acumulada adimensional de petróleo modelo 1D homogéneo con una medida de adsorción de 75 µg/g.

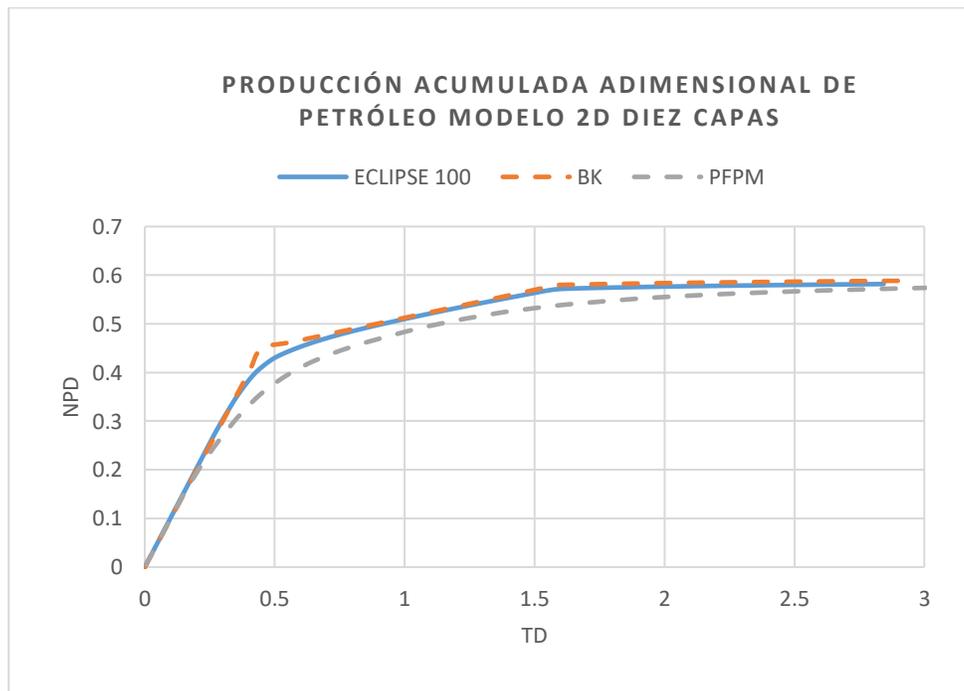


MODELO 2D HETEROGÉNEO

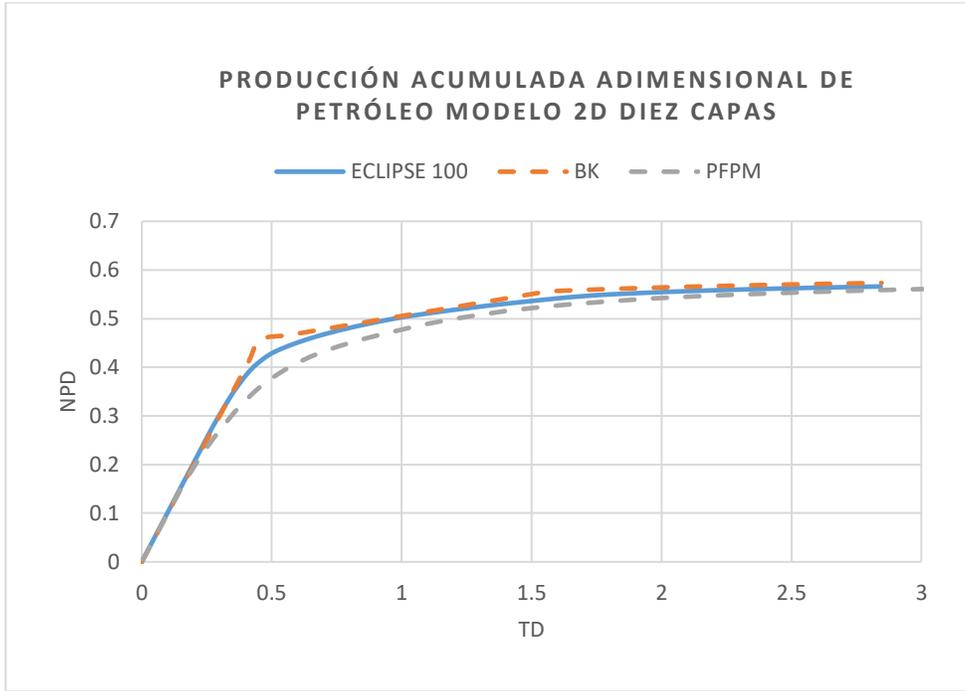
Gráfica G19. Producción acumulada adimensional de petróleo modelo 2D de diez capas con μ_o de 3 cP y μ_p de 3 cP.



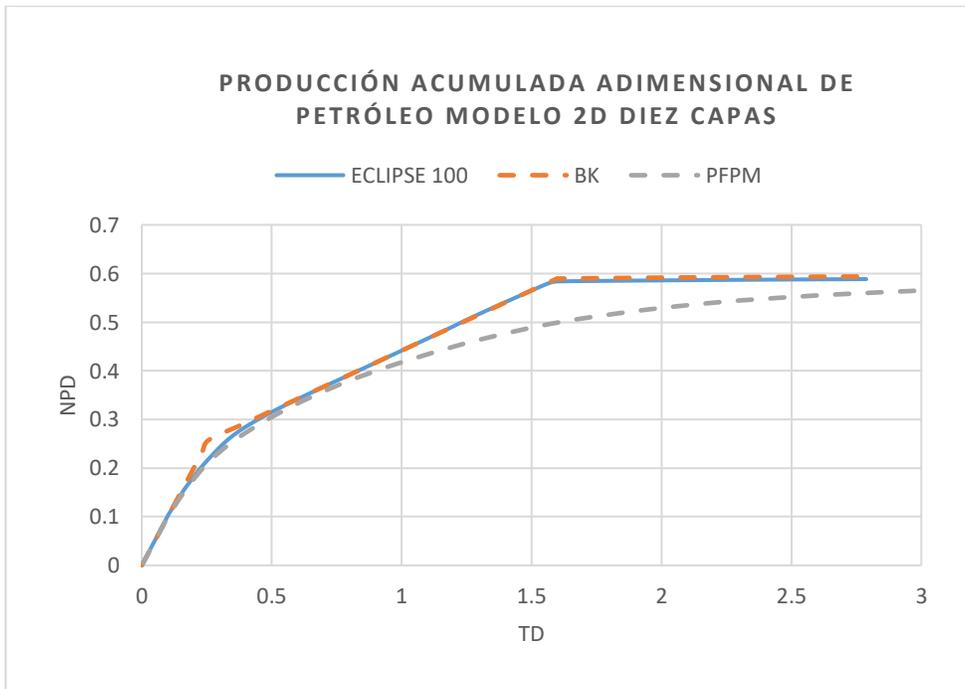
Gráfica G20. Producción acumulada adimensional de petróleo modelo 2D de diez capas con μ_o de 3 cP y μ_p de 1.5 cP.



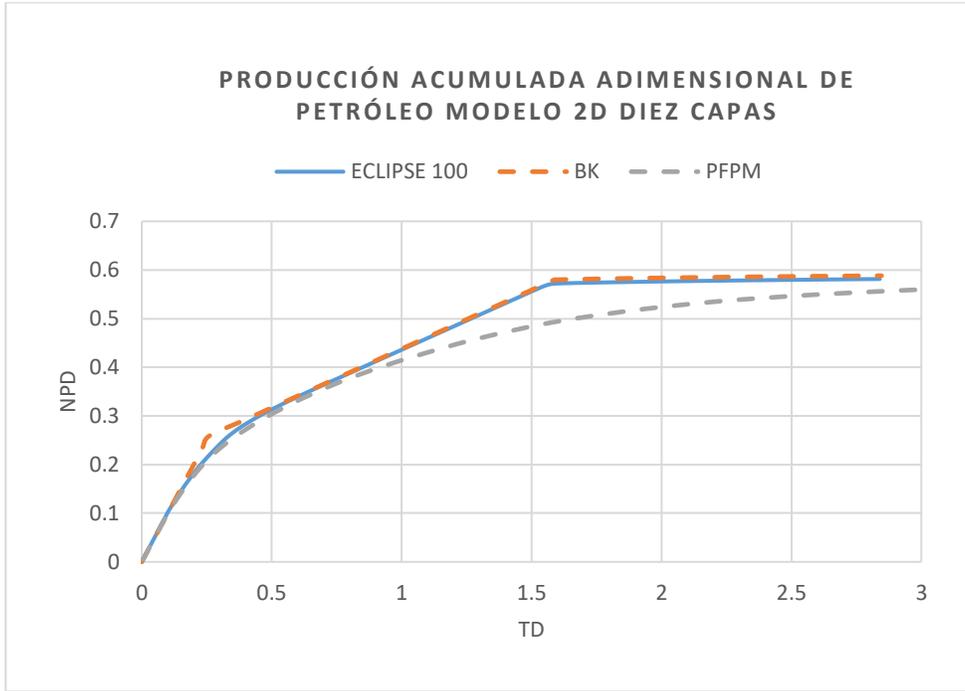
Gráfica G21. Producción acumulada adimensional de petróleo modelo 2D de diez capas con μ_o de 3 cP y μ_p de 0.6 cP.



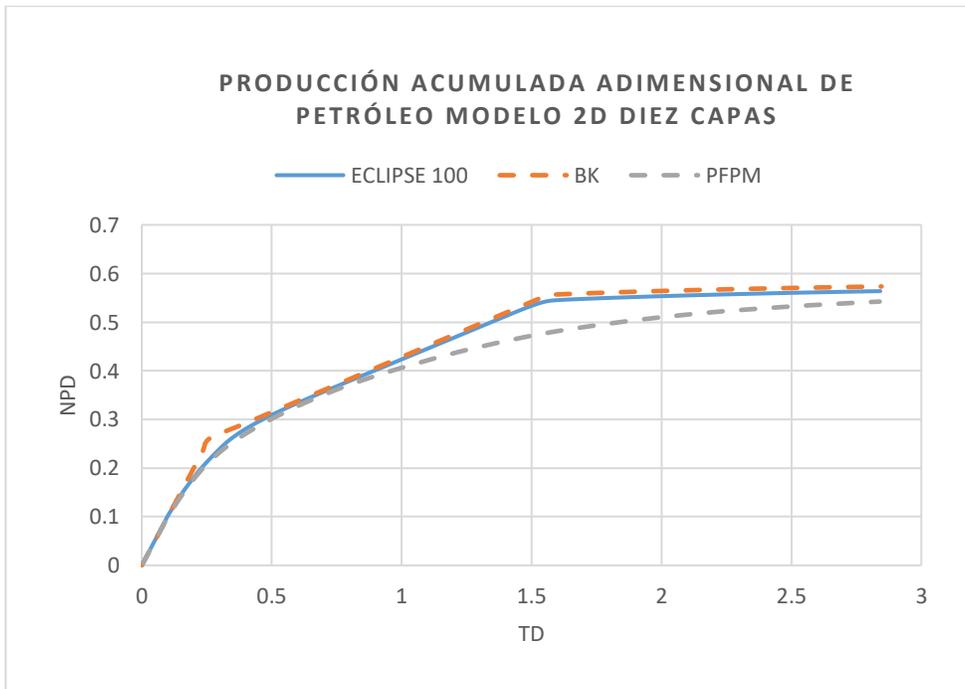
Gráfica G22. Producción acumulada adimensional de petróleo modelo 2D de diez capas con μ_o de 20 cP y μ_p de 20 cP.



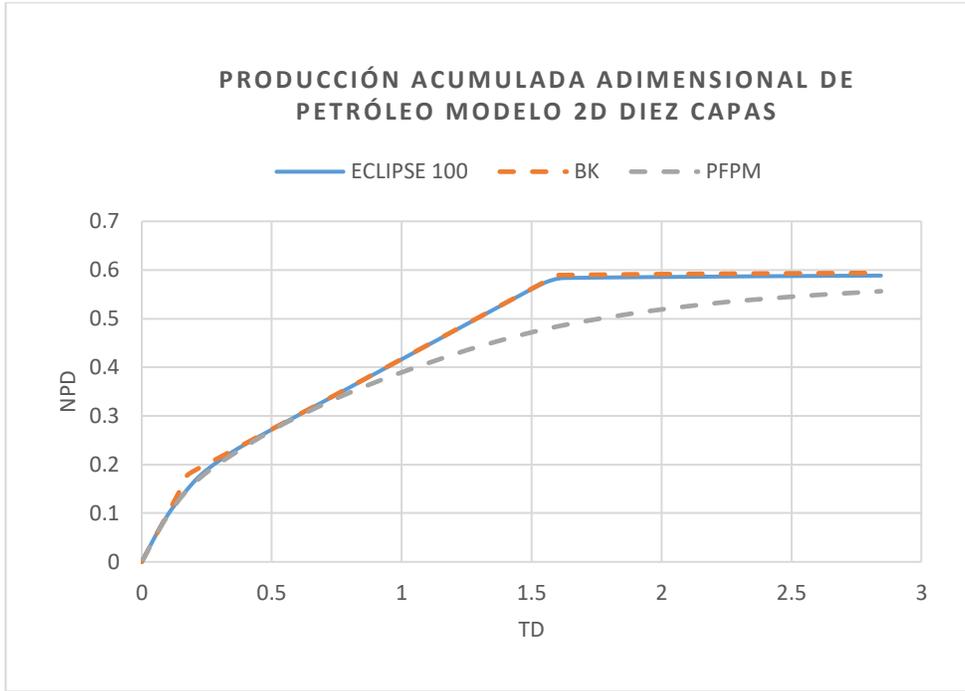
Gráfica G23. Producción acumulada adimensional de petróleo modelo 2D de diez capas con μ_o de 20 cP y μ_p de 10 cP.



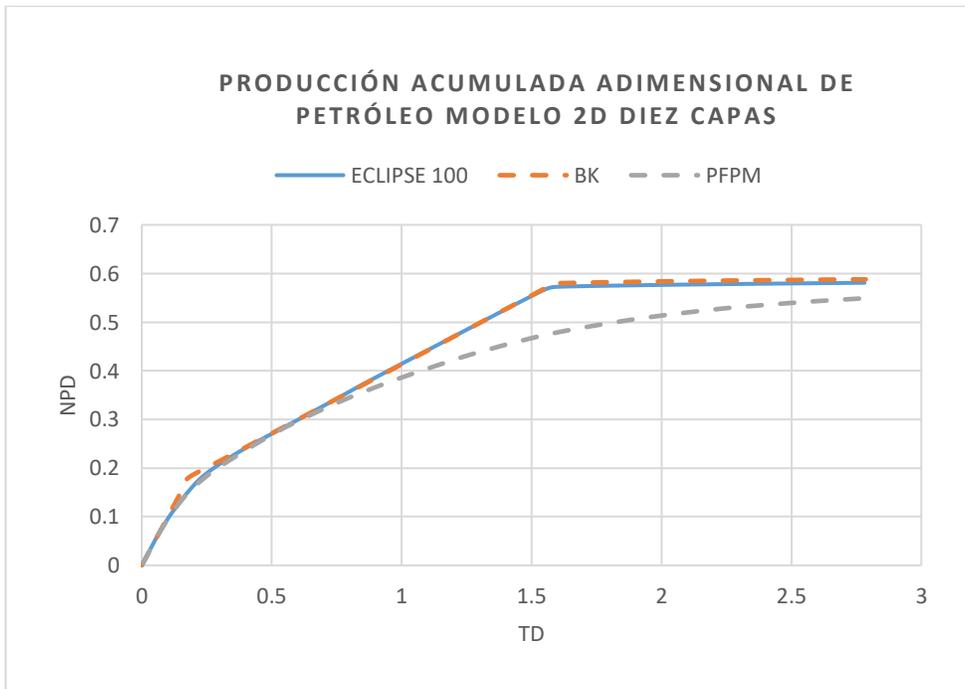
Gráfica G24. Producción acumulada adimensional de petróleo modelo 2D de diez capas con μ_o de 20 cP y μ_p de 4 cP.



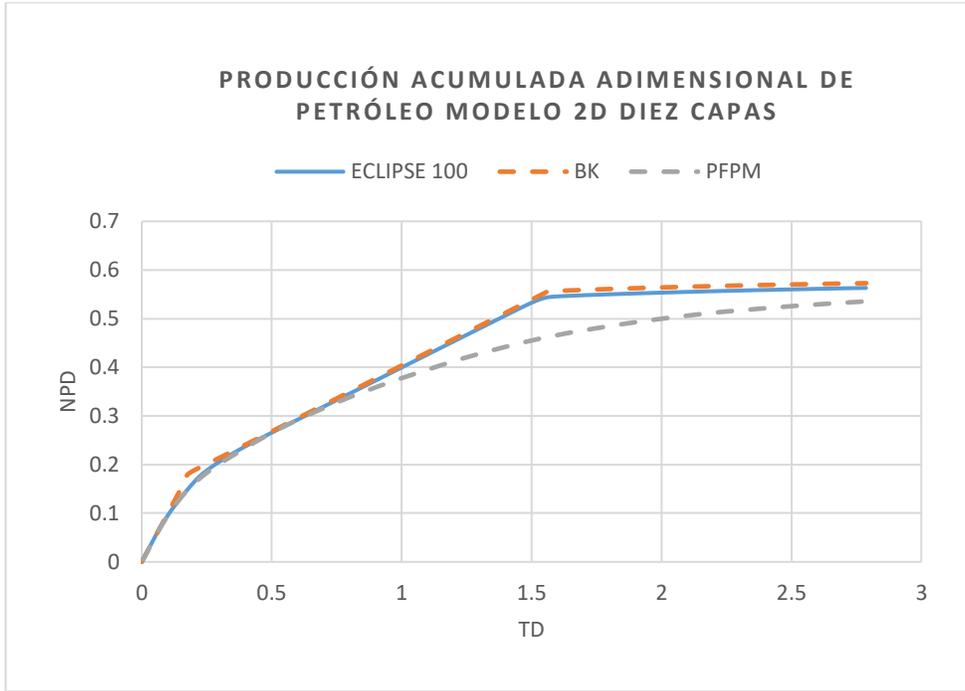
Gráfica G25. Producción acumulada adimensional de petróleo modelo 2D de diez capas con μ_o de 50 cP y μ_p de 50 cP.



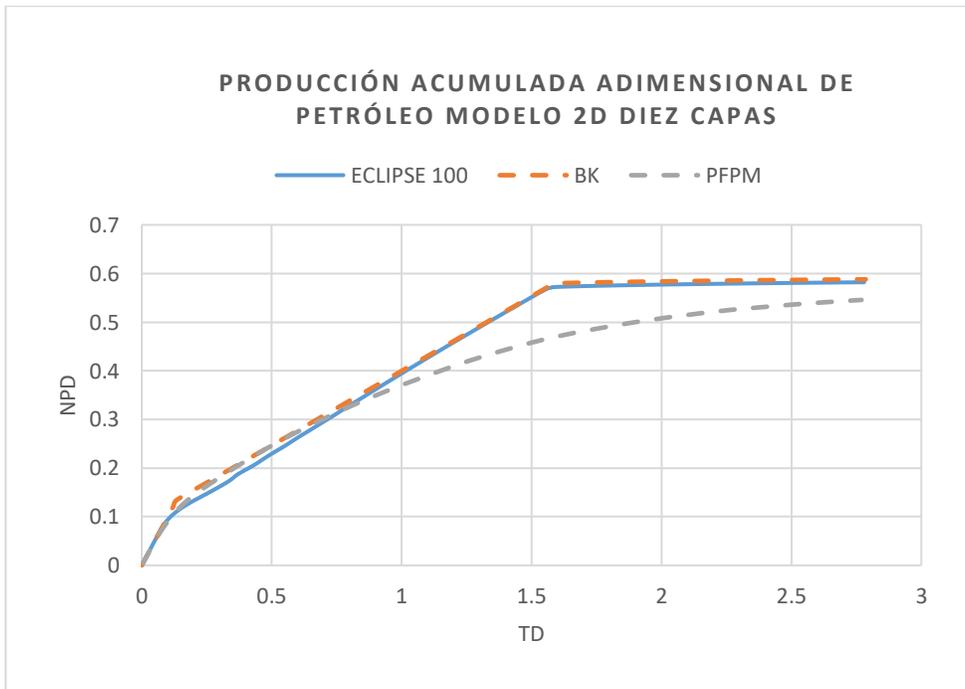
Gráfica G26. Producción acumulada adimensional de petróleo modelo 2D de diez capas con μ_o de 50 cP y μ_p de 25 cP.



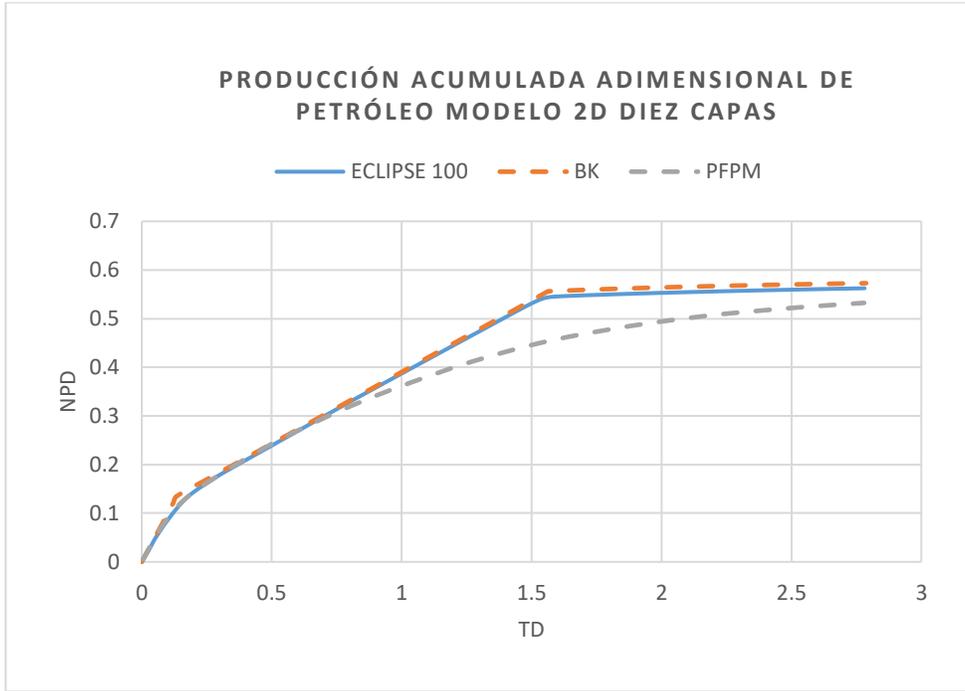
Gráfica G27. Producción acumulada adimensional de petróleo modelo 2D de diez capas con μ_o de 50 cP y μ_w de 10 cP.



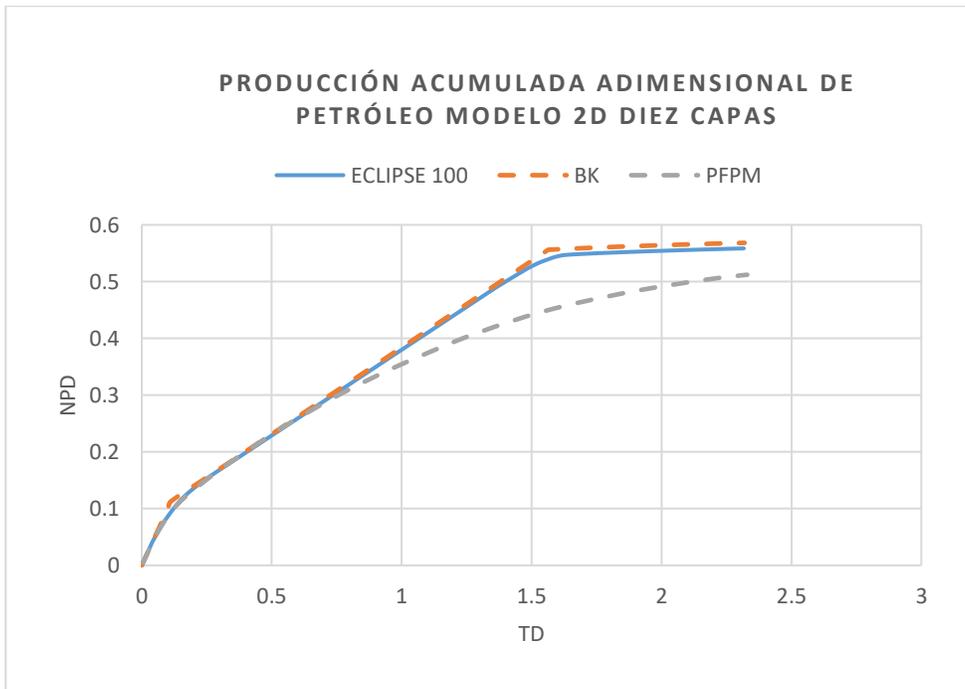
Gráfica G28. Producción acumulada adimensional de petróleo modelo 2D de diez capas con μ_o de 100 cP y μ_w de 50 cP.



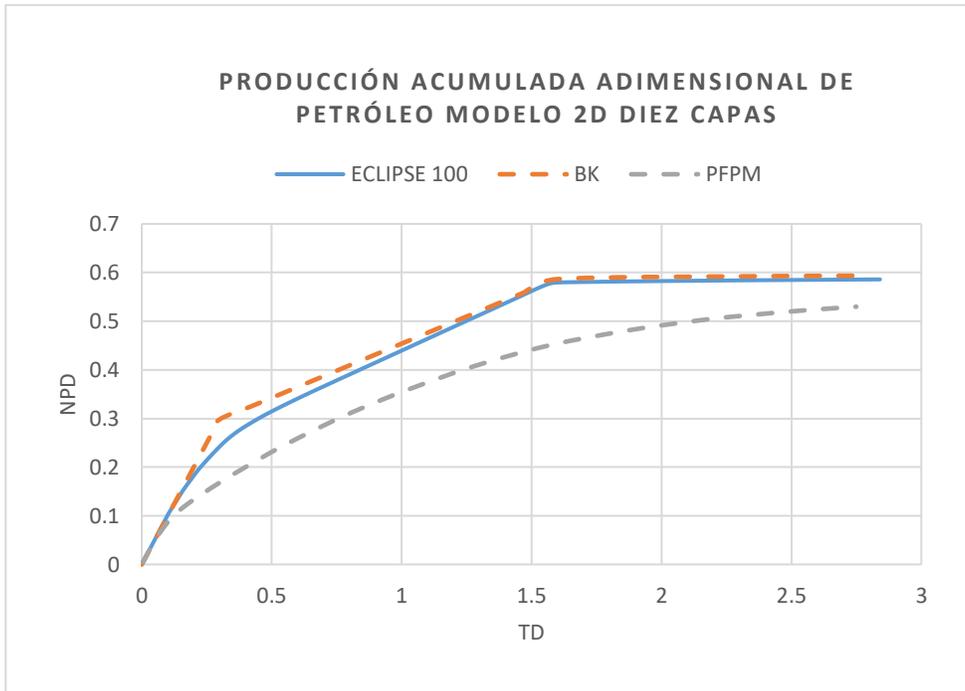
Gráfica G29. Producción acumulada adimensional de petróleo modelo 2D de diez capas con μ_o de 100 cP y μ_p de 20 cP.



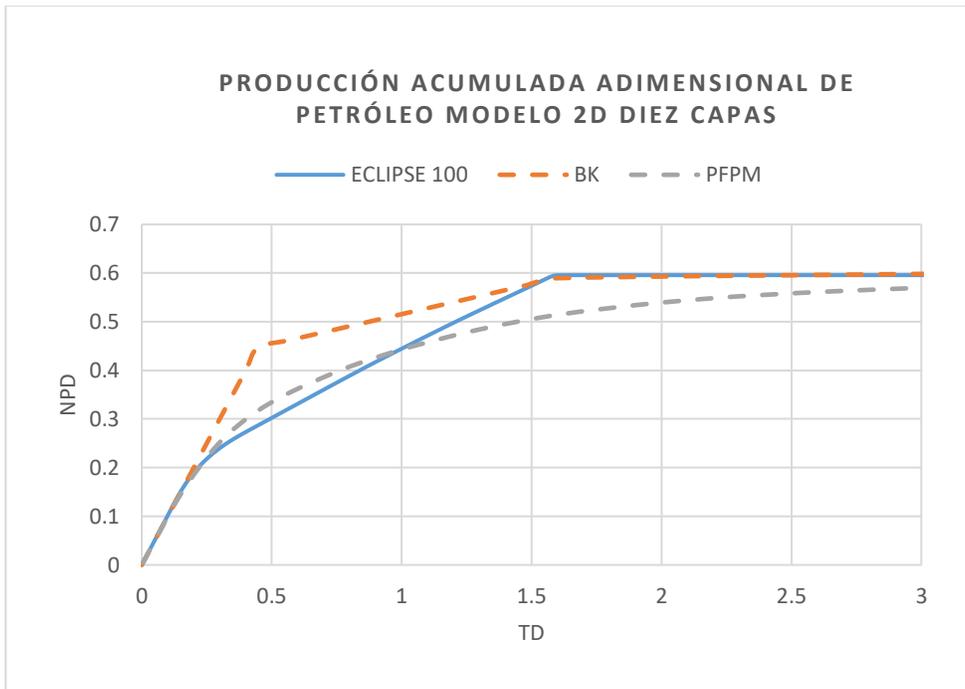
Gráfica G30. Producción acumulada adimensional de petróleo modelo 2D de diez capas con μ_o de 150 cP y μ_p de 30 cP.



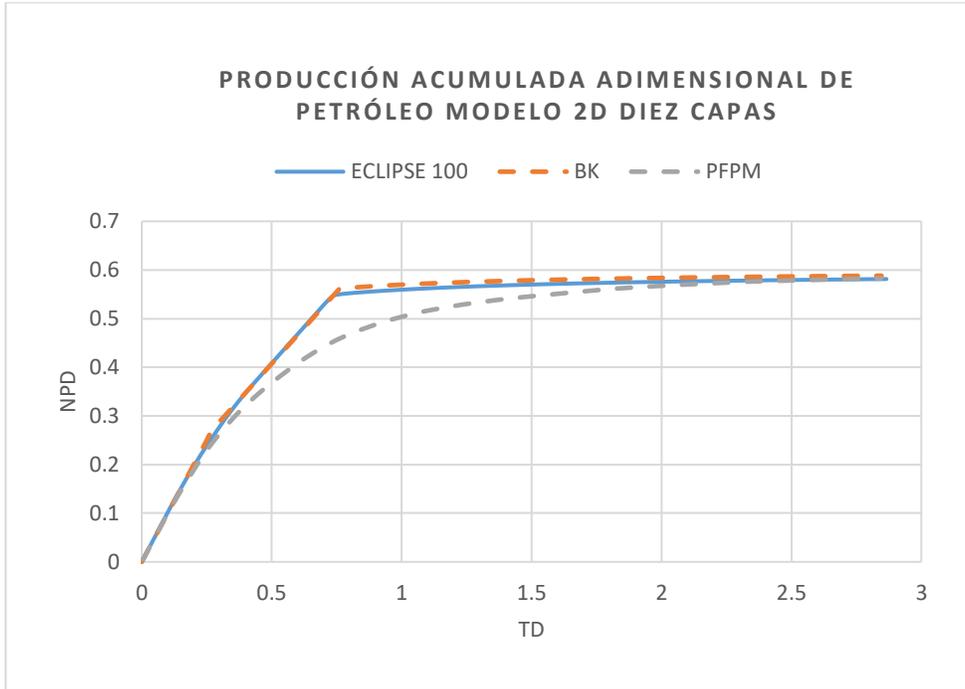
Gráfica G31. Producción acumulada adimensional de petróleo modelo 2D de diez capas factor de Resistencia residual, RRF de 1.5.



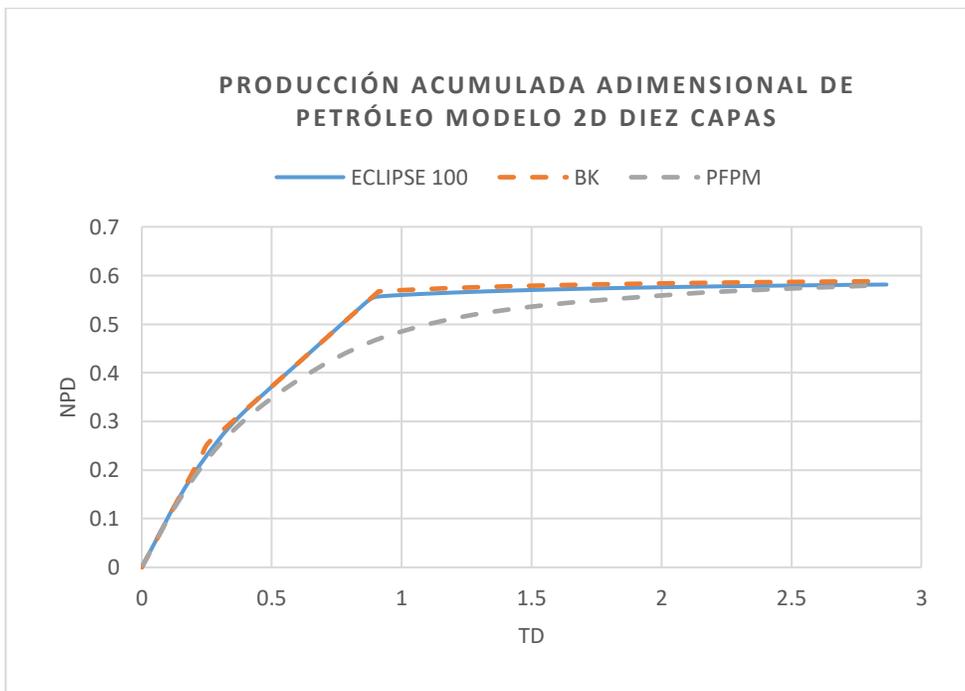
Gráfica G32. Producción acumulada adimensional de petróleo modelo 2D de diez capas con relación del factor de Resistencia residual, RRF de 2.



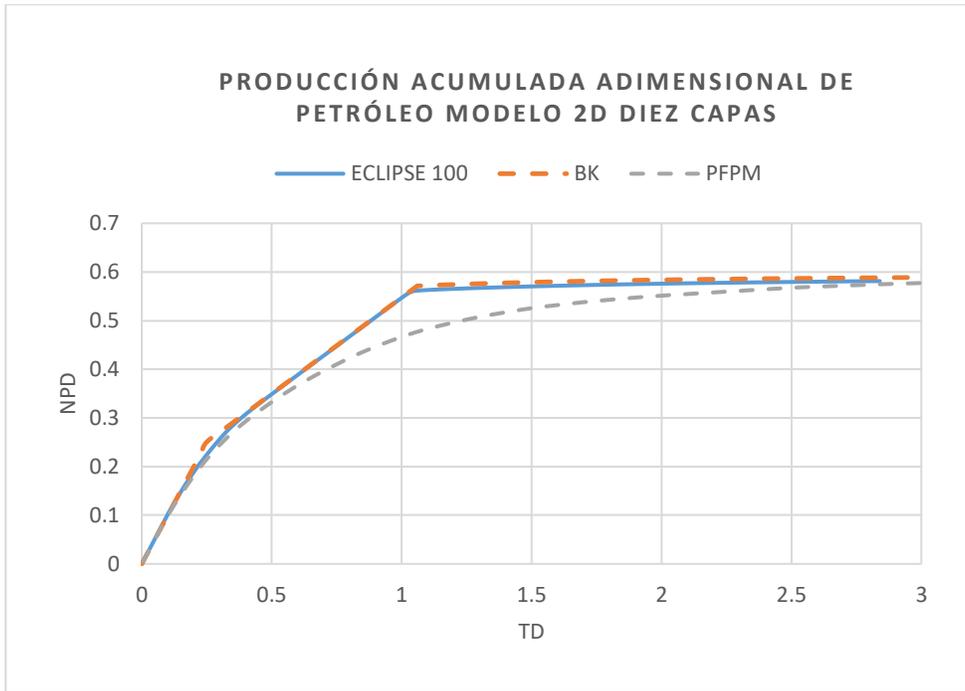
Gráfica G33. Producción acumulada adimensional de petróleo 2D de diez capas con una medida de adsorción de 0 µg/g.



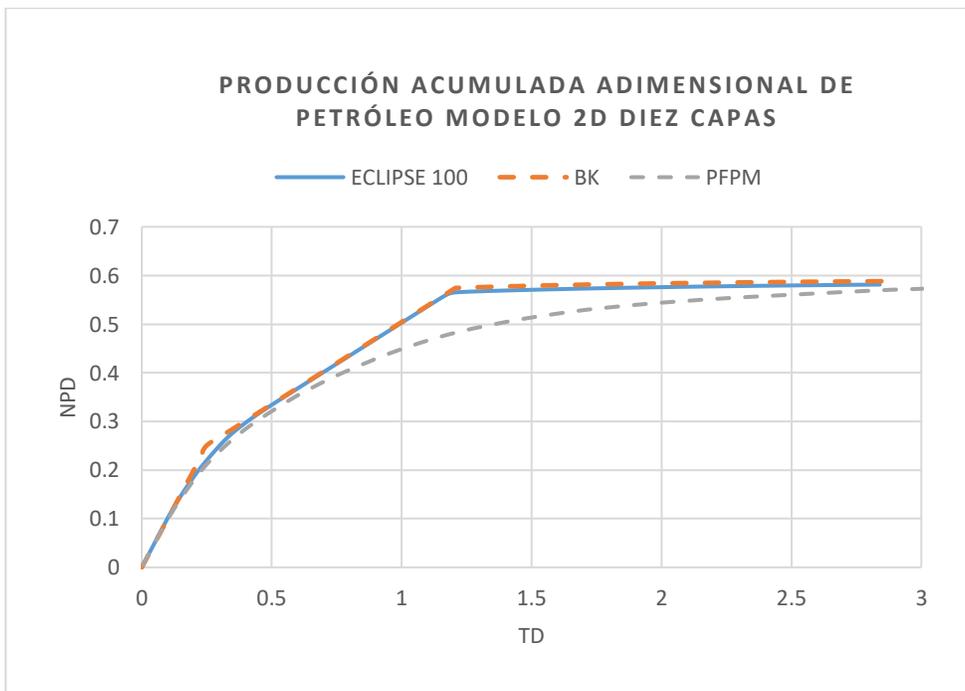
Gráfica G34. Producción acumulada adimensional de petróleo 2D de diez capas con una medida de adsorción de 25 µg/g.



Gráfica G35. Producción acumulada adimensional de petróleo 2D de diez capas con una medida de adsorción de 50 $\mu\text{g/g}$.

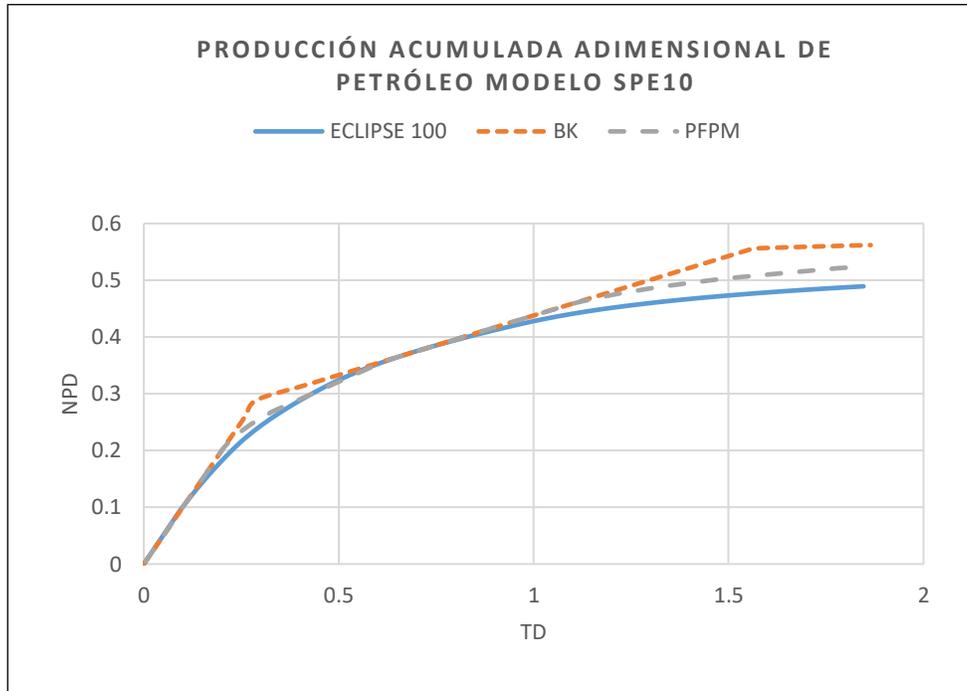


Gráfica G36. Producción acumulada adimensional de petróleo 2D de diez capas con una medida de adsorción de 75 $\mu\text{g/g}$.

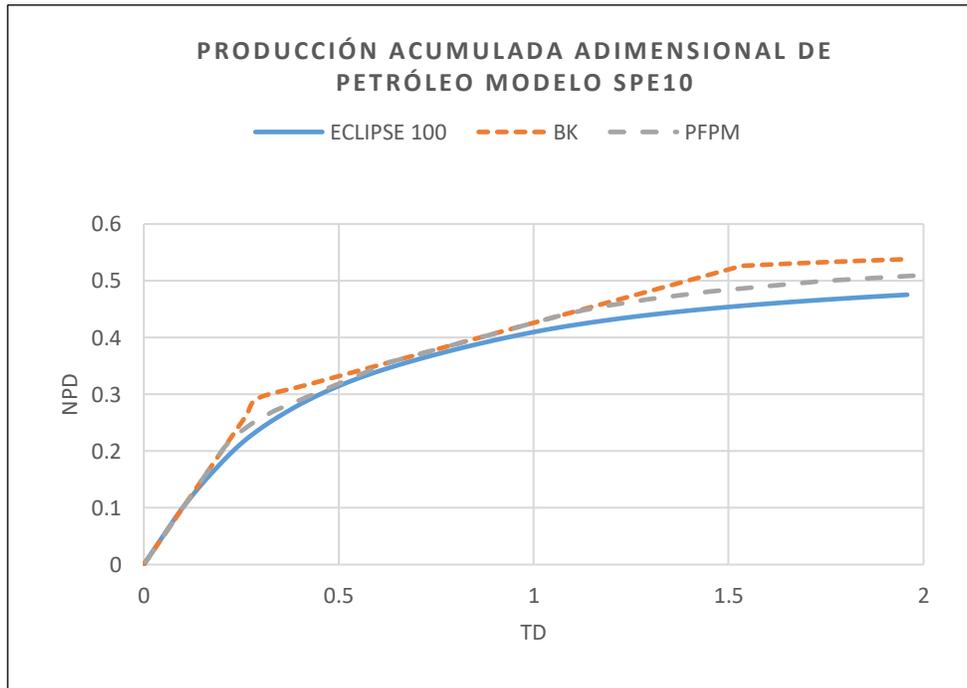


MODELO SPE 10 MODELO 2.

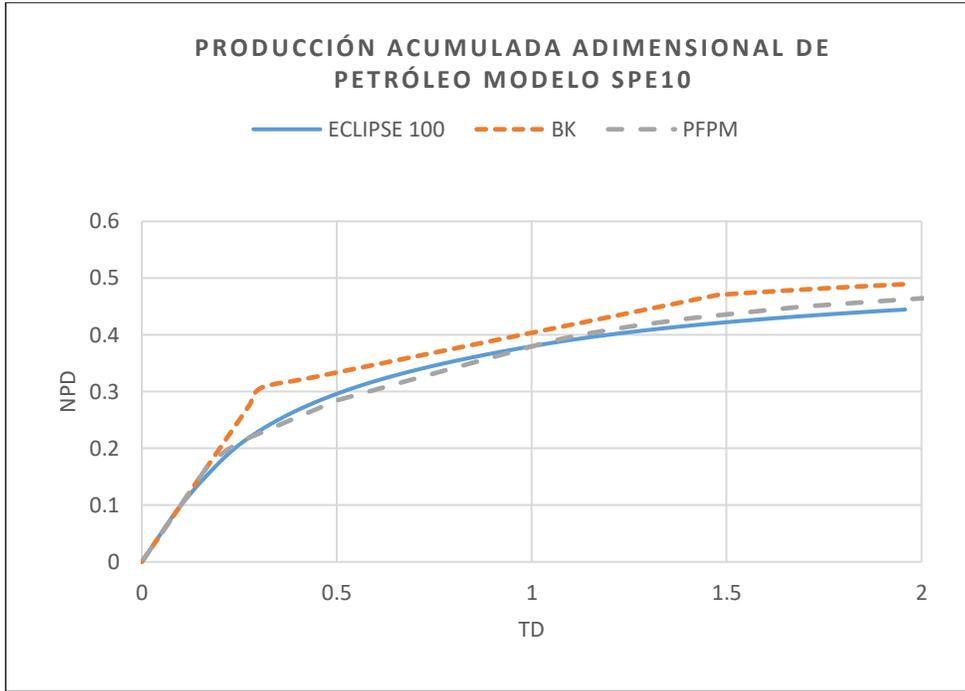
Gráfica G37. Producción acumulada adimensional de petróleo modelo SPE 10 modelo-2. μ de 3 cP y μ_p de 3 cP.



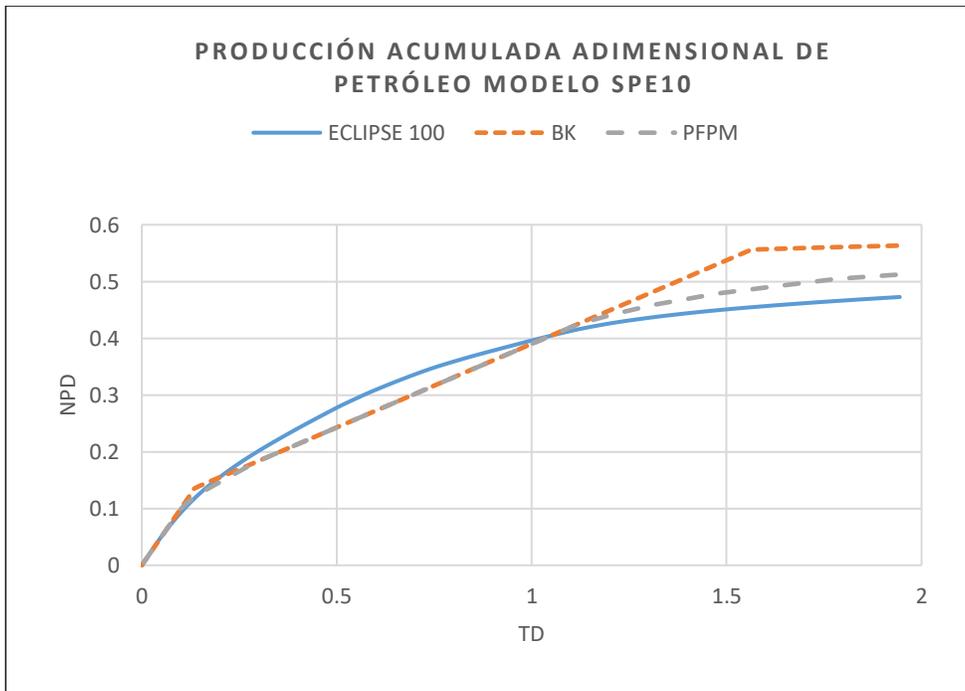
Gráfica G38. Producción acumulada adimensional de petróleo modelo SPE 10 modelo-2. μ de 3 cP y μ_p de 1.5 cP.



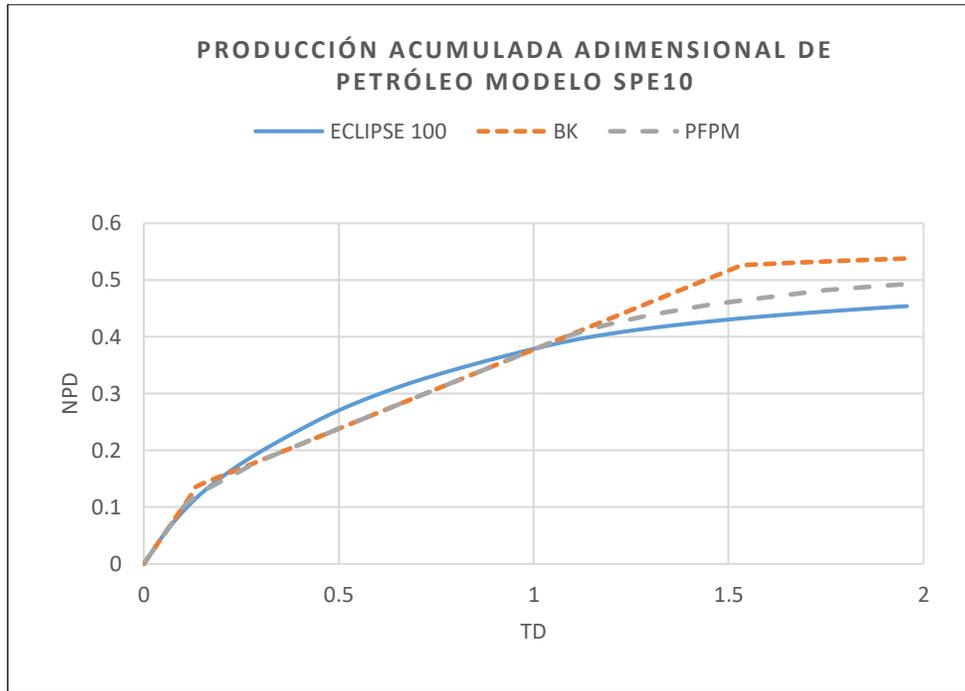
Gráfica G39. Producción acumulada adimensional de petróleo modelo SPE 10 modelo-2. μ de 3 cP y μ_p de 0.6 cP.



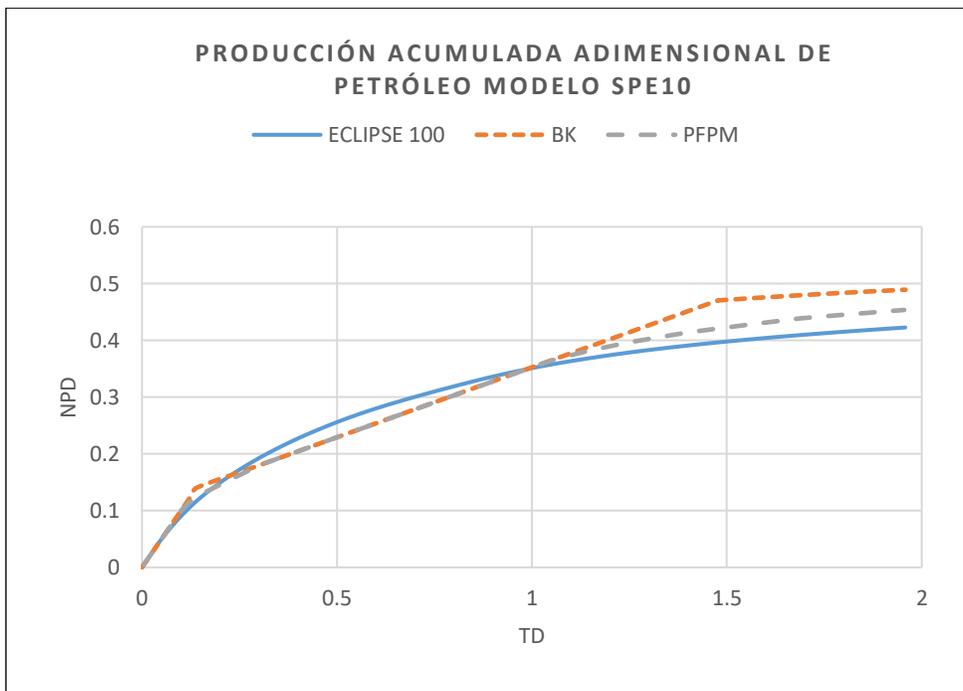
Gráfica G40. Producción acumulada adimensional de petróleo modelo SPE 10 modelo-2. μ de 20 cP y μ_p de 20 cP.



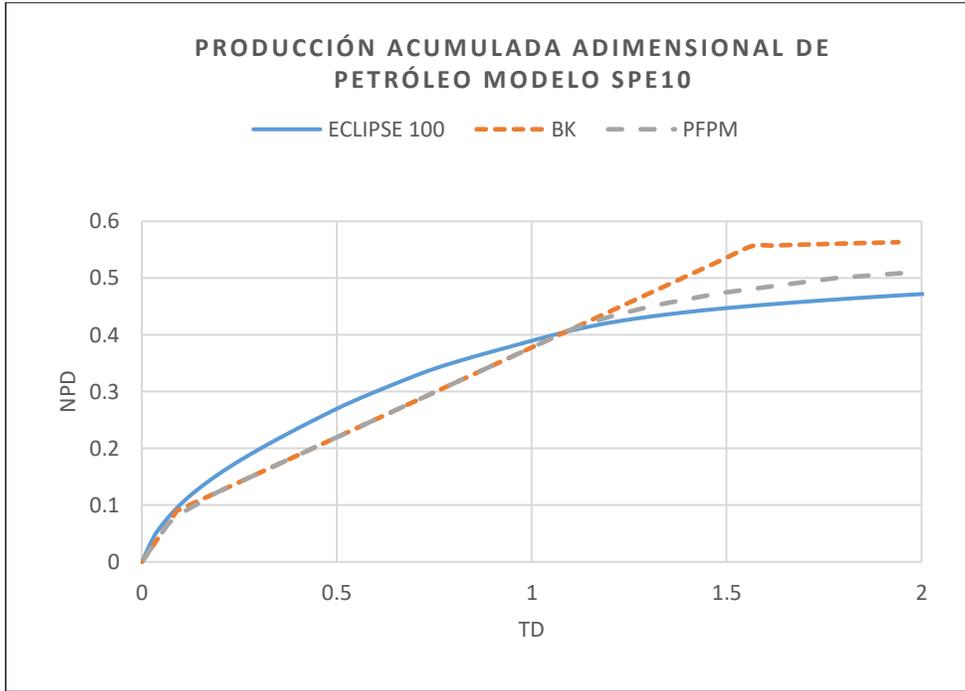
Gráfica G41. Producción acumulada adimensional de petróleo modelo SPE 10 modelo-2. μ de 20 cP y μ_p de 10 cP.



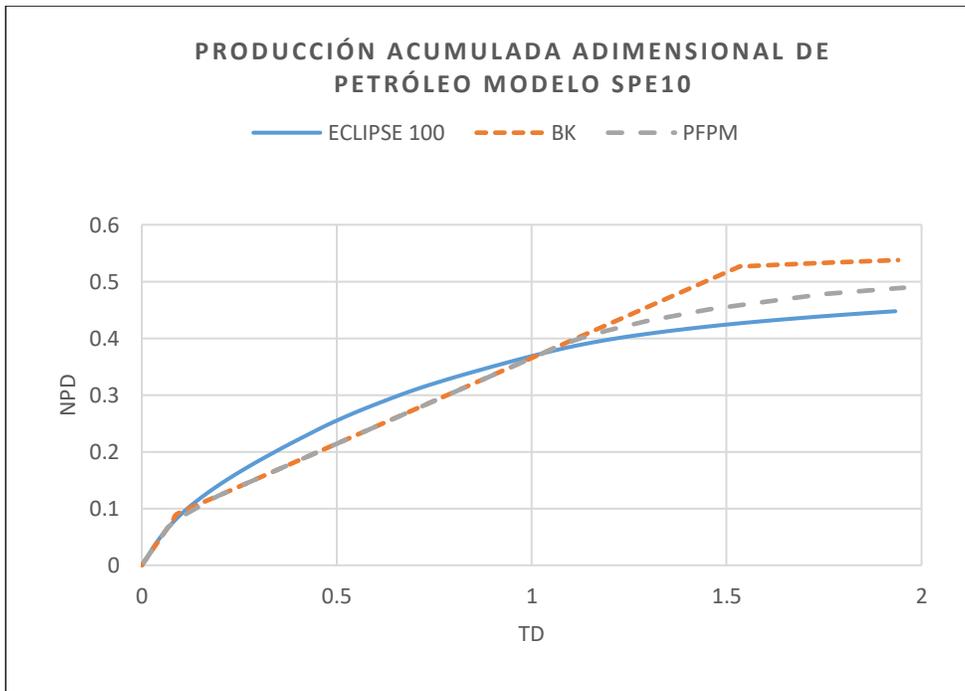
Gráfica G42. Producción acumulada adimensional de petróleo modelo SPE 10 modelo-2. μ de 20 cP y μ_p de 4 cP.



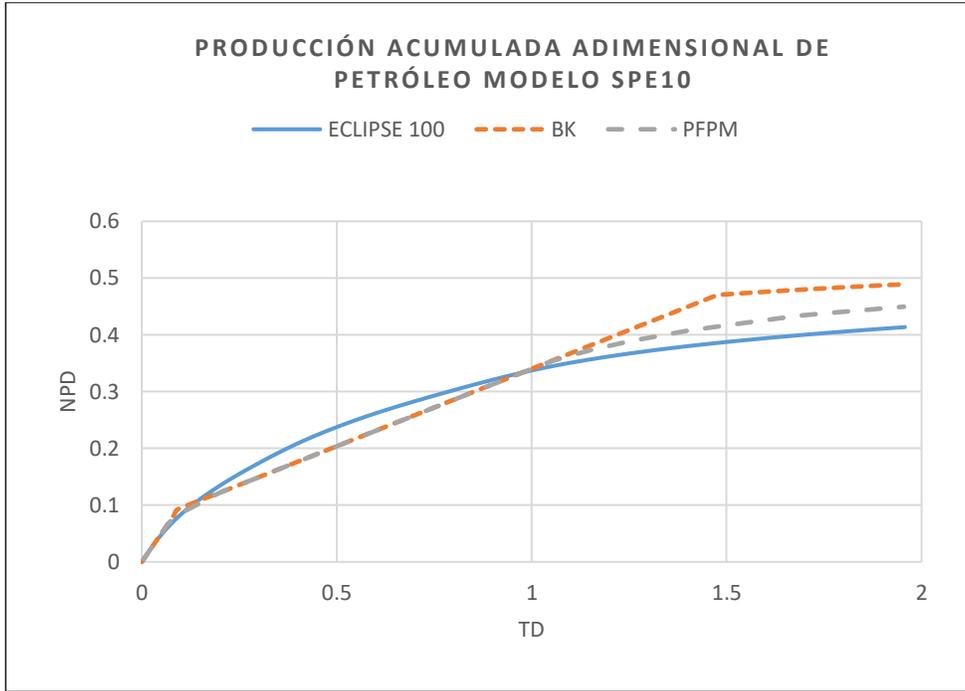
Gráfica G43. Producción acumulada adimensional de petróleo modelo SPE 10 modelo-2. μ de 50 cP y μ_p de 50 cP.



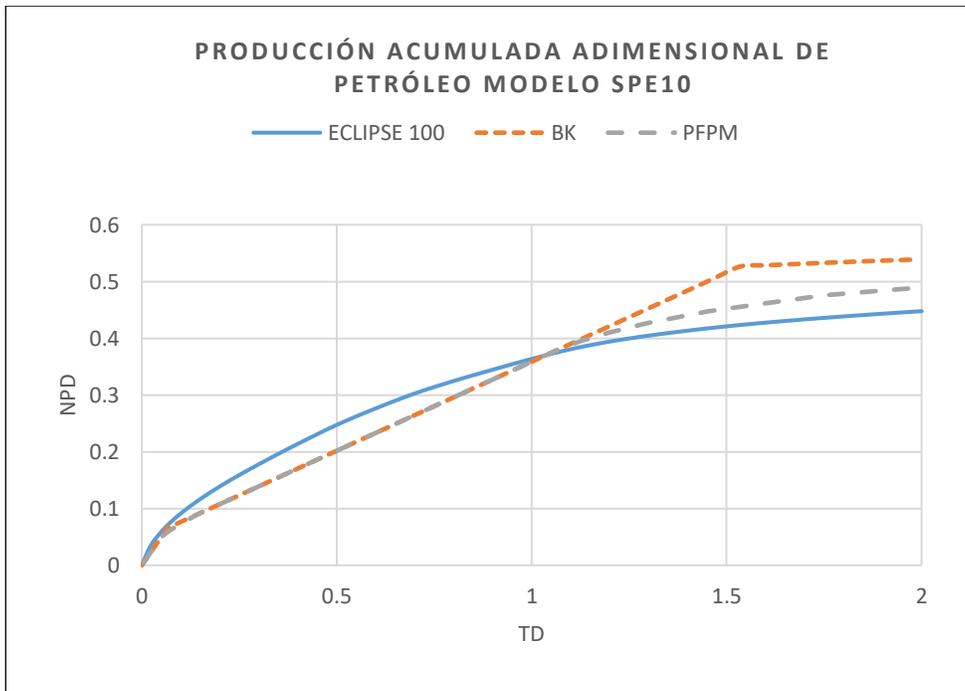
Gráfica G44. Producción acumulada adimensional de petróleo modelo SPE 10 modelo-2. μ de 50 cP y μ_p de 25 cP.



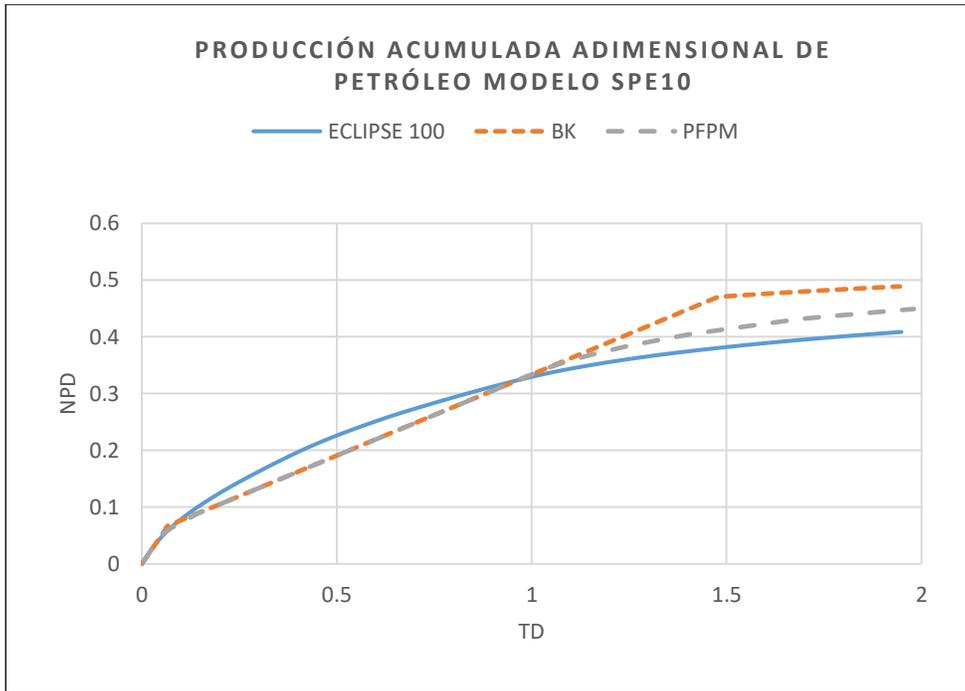
Gráfica G45. Producción acumulada adimensional de petróleo modelo SPE 10 modelo-2. μ de 50 cP y μ_p de 10 cP.



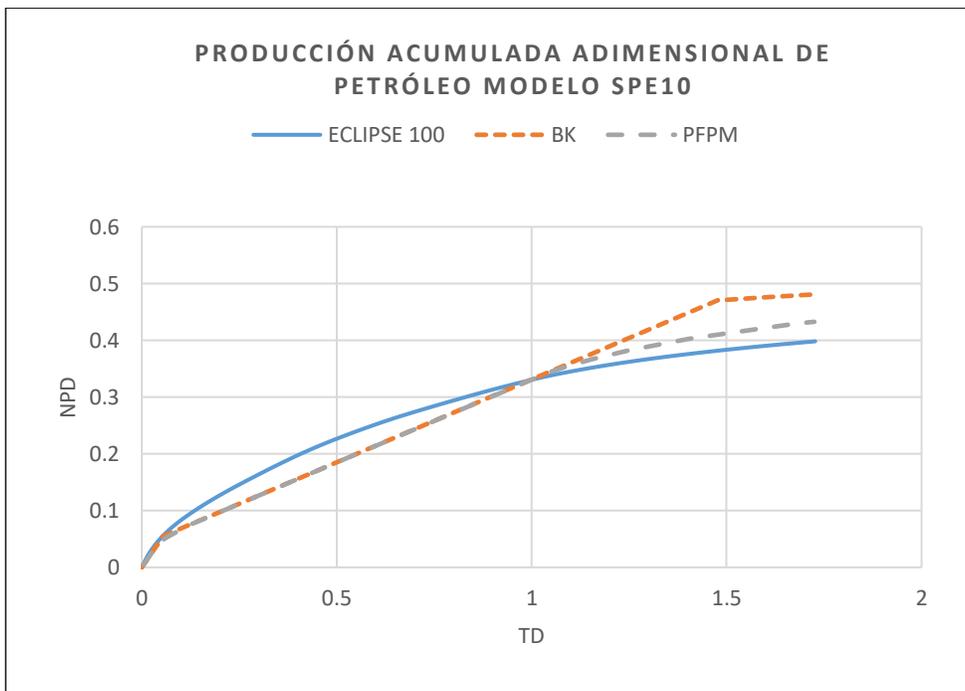
Gráfica G46. Producción acumulada adimensional de petróleo modelo SPE 10 modelo-2. μ de 100 cP y μ_p de 50 cP.



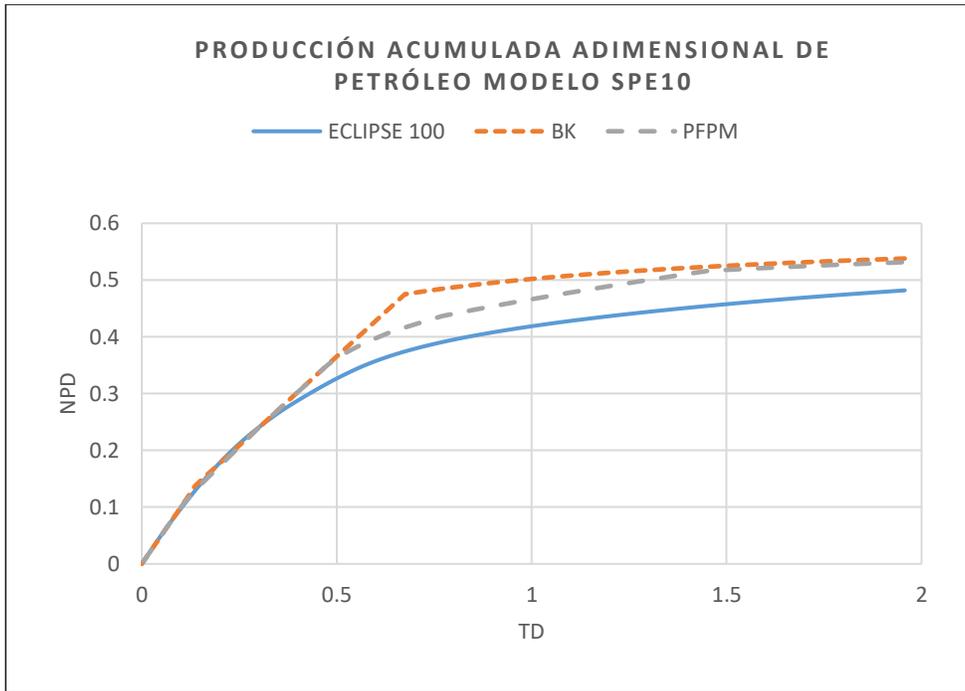
Gráfica G47. Producción acumulada adimensional de petróleo modelo SPE 10 modelo-2. μ de 100 cP y μ_p de 20 cP.



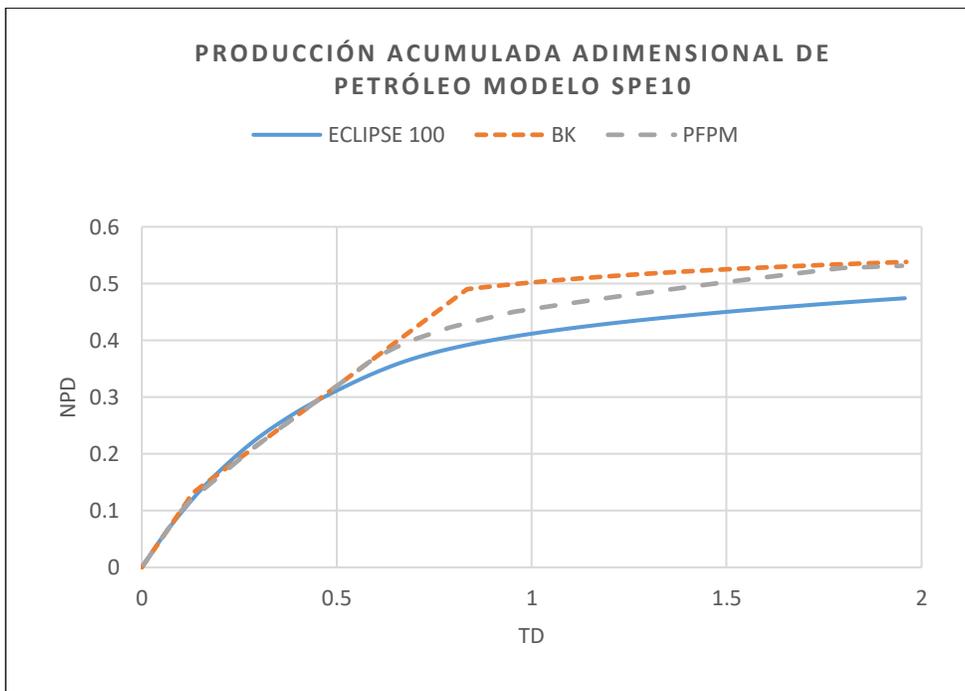
Gráfica G48. Producción acumulada adimensional de petróleo modelo SPE 10 modelo-2. μ de 150 cP y μ_p de 30 cP.



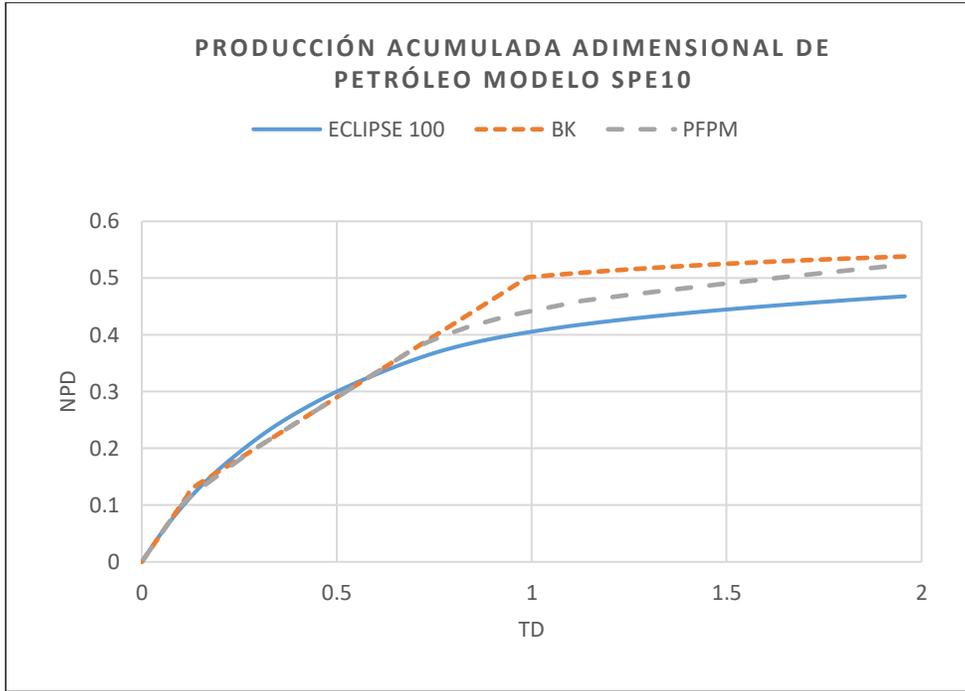
Gráfica G49. Producción acumulada adimensional de petróleo modelo SPE 10 con una medida de adsorción de 0 $\mu\text{g/g}$.



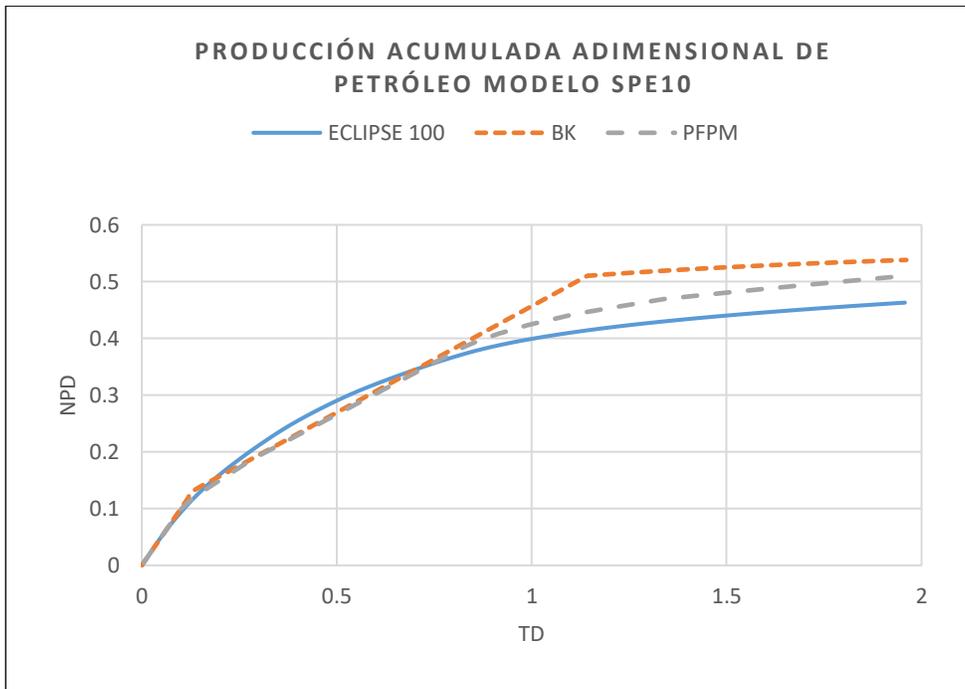
Gráfica G50. Producción acumulada adimensional de petróleo modelo SPE 10 con una medida de adsorción de 25 $\mu\text{g/g}$.



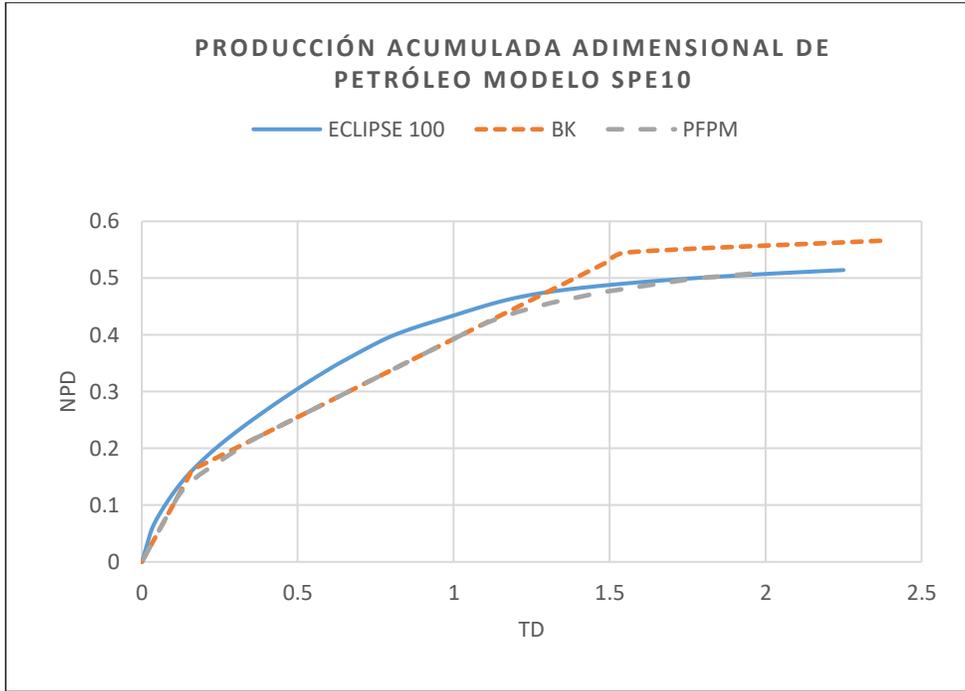
Gráfica G51. Producción acumulada adimensional de petróleo modelo SPE 10 con una medida de adsorción de 50 µg/g.



Gráfica G52. Producción acumulada adimensional de petróleo modelo SPE 10 con una medida de adsorción de 75 µg/g.



Gráfica G53. Producción acumulada adimensional de petróleo modelo SPE 10 con relación del factor de Resistencia, RRF residual de 1.5.



Gráfica G54. Producción acumulada adimensional de petróleo modelo SPE 10 con relación del factor de Resistencia residual, RRF de 2.

