

**ESTIMACIÓN DEL VOLUMEN DE PETRÓLEO A RECUPERAR DEL PROCESO  
DE INYECCIÓN DE AGUA A PARTIR DE NUEVAS CURVAS DE  
PERMEABILIDAD RELATIVAS DETERMINADAS POR MEDIO DE DATOS DE  
PRODUCCIÓN EN EL CAMPO APIAY.**

**DIEGO FERNANDO LEÓN RODRÍGUEZ  
CHRISTIAN MAURICIO PARDO CARRANZA**

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

**2019**

**ESTIMACIÓN DEL VOLUMEN DE PETRÓLEO A RECUPERAR DEL PROCESO  
DE INYECCIÓN DE AGUA A PARTIR DE NUEVAS CURVAS DE  
PERMEABILIDAD RELATIVAS DETERMINADAS POR MEDIO DE DATOS DE  
PRODUCCIÓN EN EL CAMPO APIAY.**

**DIEGO FERNANDO LEÓN RODRÍGUEZ  
CHRISTIAN MAURICIO PARDO CARRANZA**

**Proyecto Integral de Grado para optar al título de  
INGENIEROS DE PETRÓLEOS**

**Director**

**Andrés Eduardo Zárate Sanabria  
Ingeniero de petróleos, M.Sc.**

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

**2019**

Nota de aceptación:

---

---

---

---

---

---

---

---

Firma del jurado

---

Firma del jurado

Bogotá D.C., octubre de 2019

## **DIRECTIVAS DE LA FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA**

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

**Dr. MARIO POSADA GARCÍA-PEÑA**

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos.

**Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA**

Vicerrectora Académica y de Posgrados

**Ing. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS**

Decano facultad de Ingeniería

**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.

*A DIOS, que con su gran bondad me fortaleció para lograr este objetivo, que con su misericordia me ha permitido formarme como persona y como profesional, que con su gran amor me brindó la sabiduría e inteligencia necesarias para afrontar no solo este ciclo académico, sino también la vida. Sin su respaldo esto no habría sido posible.*

*A mi madre, con especial cariño y admiración, por su ejemplo de amor y bondad, es mi motor, mi motivación y representa en mí la fuerza para continuar luchando por mis sueños. no me alcanzara la vida para retribuirle el sacrificio que realizó por mí.*

*A mi padre, con especial agradecimiento, por su amor incondicional, quien con cariño siempre me ha brindado su apoyo y me ha hecho crecer como persona de bien.*

*A mi compañero de tesis Christian Mauricio Pardo, por su paciencia y acompañamiento, por su entrega y compromiso en este proyecto. Por la gran persona que es, mi admiración completa.*

*A Deyna, con especial amor, por tu cariño, dedicación, apoyo y amor, representas en mí una motivación más de luchar por los sueños.*

*Finalmente, a toda mi familia, amigos y personas que quienes con su apoyo y cariño también contribuyeron en este proceso tanto a nivel profesional como personal.*

**DIEGO FERNANDO LEÓN RODRÍGUEZ.**

*" A Dios por darme salud, fortaleza y una vida rodeado de cosas y seres maravillosos como lo son mis Padres. "*

*" A mi Madre y mi Padre por apoyarme en todo momento, por creer y confiar en mi a cada instante, por inculcarme buenos valores y hacer de mi lo mejor de su vida ;por ayudarme a ser cada día mejor, por motivarme a terminar mis estudios y formar parte de la culminación de este trabajo. Sin ellos no hubiera sido posible, todo esto es gracias a ellos. "*

*" A mi compañero de tesis, gran amigo y persona de excelentes cualidades Diego León que desde el inicio empezamos nuestros estudios en la misma escala de tiempo, por su entrega, compromiso, pasión por la ingeniería de yacimientos y la realización de este trabajo. "*

*" A cada una de las personas que estuvieron presentes de alguna forma desde el inicio. "*

*Christian Mauricio Pardo Carranza.*

## **AGRADECIMIENTOS**

Los autores del presente trabajo de investigación expresan su agradecimiento a cada una de las personas que hicieron parte de la realización de este proyecto de grado, Así mismo a la empresa ECOPETROL S.A., especialmente al área de yacimientos del Campo Apiay.

Al ingeniero Andrés Eduardo Zarate Sanabria, director del presente trabajo de grado y persona que, con su dedicación y apoyo incondicional, deposito en los autores la oportunidad de desarrollar el tema de investigación propuesto.

A la Fundación Universidad de América, especialmente a los profesores orientadores de trabajo de grado y seminario de trabajo de grado: A la ingeniera Adriangela Chiquinquirá por su aporte técnico desde los fundamentos teóricos de la ingeniería de yacimientos; a la ingeniera Yatnielah Pirela por su dedicación incondicional en la realización del presente trabajo; al ingeniero Édison Jiménez por su apoyo y recomendaciones; al ingeniero Nelson Fernández por acompañamiento y visión crítica; y especialmente a la geóloga Adriana Henao por su gran colaboración, apoyo y dedicación en la elaboración del presente trabajo de grado.

Al ingeniero Jorge Ramos por el gran aporte de sus conocimientos teóricos en la ingeniería de yacimientos y su habilidad en la resolución de problemas. Al ingeniero Alex Cuadrado por su colaboración, apoyo incondicional y sus relaciones interpersonales. Al ingeniero Rudyard Vega por su colaboración, sus explicaciones, su apoyo en la recomendación de la metodología empleada y el aporte técnico sobre la permeabilidad relativa y flujo fraccional. A la ingeniera Alexandra Duran por su colaboración en la simulación de software Sahara.

Al director del programa de ingeniería de petróleo Juan Carlos Rodríguez Esparza por su acompañamiento y motivación para la realización del presente trabajo de grado.

A la señora Cristina Prieto por su colaboración y gran ayuda en los tramites finales para la entrega del trabajo de grado.

A las directivas, cuerpo docente y personal administrativo de la Fundación Universidad de América por el apoyo y capacitación recibida durante toda la carrera.



## CONTENIDO

	pág.
<b>RESUMEN</b>	24
<b>INTRODUCCIÓN</b>	26
<b>SINOPSIS</b>	29
<b>1. MARCO TEÓRICO</b>	30
1.1 GENERALIDADES DEL CAMPO APIAY	30
1.1.1 Historia del Campo Apiay.	30
1.1.2 Localización del Campo Apiay.	31
1.1.3 Marco Geológico.	31
1.1.3.1 Columna estratigráfica.	31
1.1.3.2 Geología estructural.	33
1.1.3.2 Geología del petróleo.	33
1.1.4 Historial de producción del campo Apiay.	34
1.2 GENERALIDADES DE LAS CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVAS Y DEL MÉTODO DE PREDICCIÓN DE INYECCIÓN BUCKLEY-LEVERETT	34
1.2.1 Permeabilidad.	34
1.2.1.1 permeabilidad relativa.	35
1.2.1.2 Curvas de permeabilidad relativa.	35
1.2.1.3 Ecuaciones analíticas de permeabilidad relativa.	36
1.2.2 Humectabilidad.	37
1.2.3 Saturación.	37
1.2.4 Corte de agua.	37
1.2.5 Petróleo original in situ.	37
1.2.6 Procesos de inyección de agua.	37
1.2.6.1 Métodos de predicción de inyección de agua.	38
1.2.6.2 Método de predicción de inyección Buckley-Leverett.	38
1.3 CURVAS ACTUALES DE PERMEABILIDAD RELATIVA Y VOLUMEN ACTUAL DE PETROLEO A RECUPERAR CALCULADO A PARTIR DE ESTAS CURVAS	39
1.3.1 Curvas actuales de permeabilidad relativa.	39

1.3.2 Volumen de petróleo a recuperar calculado a partir de las curvas actuales de permeabilidad relativa.	43
<b>2. METODOLOGÍA Y DATOS</b>	<b>46</b>
2.1 DETERMINACIÓN DE NUEVAS CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA A PARTIR DE DATOS DE PRODUCCIÓN	46
2.1.1 Información necesaria para la obtención de nuevas curvas de permeabilidad relativa.	46
2.1.1.1 Datos de producción.	46
2.1.1.2 Datos de yacimiento.	46
2.1.2 Procedimiento para la determinación de nuevas curvas de permeabilidad relativa a partir de datos de producción en el Campo Apiay.	47
2.2 METODOLOGÍA DEL CÁLCULO DEL VOLUMEN DE PETRÓLEO A RECUPERAR MEDIANTE EL USO DE LAS NUEVAS CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA	53
2.2.1 Descripción del método de predicción de inyección de agua Buckley-Leverett para el volumen de petróleo a recuperar.	53
2.2.1.1 Antes de la ruptura.	55
2.2.1.2 En el momento de la ruptura.	56
2.2.1.2 Después de la ruptura.	56
2.2.1 Metodología del cálculo del volumen de petróleo a recuperar mediante la simulación en el software Sahara con el método de Buckley-Leverett.	56
<b>3. RESULTADOS</b>	<b>58</b>
3.1 NUEVAS CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA A PARTIR DE DATOS DE PRODUCCIÓN	58
3.2 VOLUMEN DE PETRÓLEO A RECUPERAR A PARTIR DE LAS NUEVAS CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA DETERMINADAS POR DATOS DE PRODUCCIÓN	80
<b>4. DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS</b>	<b>83</b>
4.1 ANÁLISIS DE LA CURVA DE FLUJO FRACCIONAL OBTENIDA A PARTIR DE DATOS DE PRODUCCIÓN	83
4.1.1 Curva de flujo fraccional obtenida a partir de datos de producción.	83

4.1.1.1 Características de la curva de flujo fraccional obtenida a partir de datos de producción.	83
4.1.2 Comparación entre la curva flujo fraccional determinada a partir de datos de producción y la curva de flujo fraccional obtenida a partir del análisis de núcleos.	85
<b>4.2 ANÁLISIS DE LAS CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA OBTENIDAS A PARTIR DE DATOS DE PRODUCCIÓN</b>	<b>87</b>
4.2.1 Curva de permeabilidad relativa obtenida a partir de datos de producción.	87
4.2.2 Comparación entre la curva de permeabilidad relativa determinada a partir de datos de producción y la curva de permeabilidad relativa obtenida a partir del análisis de núcleos.	87
<b>4.3 COMPARACIÓN DEL VOLUMEN DE PETRÓLEO A RECUPERAR CALCULADO CON CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA HALLADAS CON NÚCLEOS CON RESPECTO AL CALCULADO CON CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA HALLADAS CON DATOS DE PRODUCCIÓN</b>	<b>91</b>
4.3.1 Comparación del volumen de petróleo a recuperar del Patrón de inyección 1.	91
4.3.2 Comparación del volumen de petróleo a recuperar del Patrón de inyección 2.	99
4.3.3 Comparación del volumen de petróleo a recuperar del Patrón de inyección 3.	107
4.3.4 Análisis del factor de recobro resultante del volumen de petróleo a recuperar por el método de predicción de inyección Buckley-Leverett.	115
<b>5. CONCLUSIONES</b>	<b>117</b>
<b>6. RECOMENDACIONES</b>	<b>119</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>120</b>

## LISTA DE TABLAS

	pág.
<b>Tabla 1.</b> Petr3leo a recuperar a partir de curvas actuales de Kr (Patr3n 1).	43
<b>Tabla 2.</b> Petr3leo a recuperar a partir de curvas actuales de Kr (Patr3n 2).	44
<b>Tabla 3.</b> Petr3leo a recuperar a partir de curvas actuales de Kr (Patr3n 3).	45
<b>Tabla 4.</b> Pendientes, puntos de corte y variables a y b T2_A.	64
<b>Tabla 5.</b> Pendientes, puntos de corte y variables a y b T2_B.	64
<b>Tabla 6.</b> Pendientes, puntos de corte y variables a y b T2_C.	64
<b>Tabla 7.</b> Relaci3n de permeabilidades relativas T2_A.	65
<b>Tabla 8.</b> Relaci3n de permeabilidades relativas T2_B.	65
<b>Tabla 9.</b> Relaci3n de permeabilidades relativas T2_C.	66
<b>Tabla 10.</b> Flujo fraccional T2_A.	67
<b>Tabla 11.</b> Flujo fraccional T2_B.	67
<b>Tabla 12.</b> Flujo fraccional T2_C.	68
<b>Tabla 13.</b> Datos de ecuaciones anal3ticas T2_A.	72
<b>Tabla 14.</b> Datos de ecuaciones anal3ticas T2_B.	72
<b>Tabla 15.</b> Datos de ecuaciones anal3ticas T2_C.	73
<b>Tabla 16.</b> Ajuste de curva de flujo fraccional T2_A.	73
<b>Tabla 17.</b> Ajuste de curva de flujo fraccional T2_B.	73
<b>Tabla 18.</b> Ajuste de curva de flujo fraccional T2_C.	74
<b>Tabla 19.</b> Petr3leo a recuperar a partir de curvas nuevas de Kr (Patr3n 1).	80
<b>Tabla 20.</b> Petr3leo a recuperar a partir de curvas nuevas de Kr (Patr3n 2).	81
<b>Tabla 21.</b> Petr3leo a recuperar a partir de curvas nuevas de Kr (Patr3n 3).	81
<b>Tabla 22.</b> Diferencia porcentual entre las curvas de flujo fraccional de la subcapa T2_A.	86
<b>Tabla 23.</b> Comparaci3n entre permeabilidades relativas de la subcapa T2_A.	89
<b>Tabla 24.</b> Diferencia de puntos curvas de permeabilidad relativa.	89
<b>Tabla 25.</b> Comparaci3n de coeficientes de curvatura T2_A.	90

<b>Tabla 26.</b> Datos petrofísicos de cada zona de la subcapa T2_A (Patrón 1).	93
<b>Tabla 27.</b> Diferencia del petróleo producido acumulado entre las curvas de permeabilidad relativa (actuales y nuevas) del patrón 1.	97
<b>Tabla 28.</b> Datos petrofísicos de cada zona de la subcapa T2_A (Patrón 2).	101
<b>Tabla 29.</b> Diferencia del petróleo producido acumulado entre las curvas de permeabilidad relativa (actuales y nuevas) del patrón 2.	105
<b>Tabla 30.</b> Datos petrofísicos de cada zona de la subcapa T2_A (Patrón 3).	109
<b>Tabla 31.</b> Diferencia del petróleo producido acumulado entre las curvas de permeabilidad relativa (actuales y nuevas) del patrón 3.	113

## LISTA DE ECUACIONES

	pág.
<b>Ecuación 1.</b> Permeabilidad.	35
<b>Ecuación 2.</b> Permeabilidad relativa de un fluido.	35
<b>Ecuación 3.</b> Permeabilidad relativa petróleo – analítica.	37
<b>Ecuación 4.</b> Permeabilidad relativa agua – analítica.	37
<b>Ecuación 5.</b> Corte de agua.	37
<b>Ecuación 6.</b> Factor de recobro.	48
<b>Ecuación 7.</b> Función X.	48
<b>Ecuación 8.</b> Relación lineal del factor de recobro y función X.	49
<b>Ecuación 9.</b> Variable b.	49
<b>Ecuación 10.</b> Variable a.	49
<b>Ecuación 11.</b> Relación de permeabilidades relativas.	50
<b>Ecuación 12.</b> Flujo fraccional.	50
<b>Ecuación 13.</b> Flujo fraccional simplificada.	51
<b>Ecuación 14.</b> Petróleo acumulado antes de la ruptura.	56
<b>Ecuación 15.</b> Petróleo acumulado después de la ruptura.	56
<b>Ecuación 16.</b> Relación de viscosidad.	84

## LISTA DE GRAFICOS

	pág.
<b>Grafica 1.</b> Curvas actuales de permeabilidad relativa subcapa T2_A.	39
<b>Grafica 2.</b> Curvas actuales de permeabilidad relativa subcapa T2_B.	40
<b>Grafica 3.</b> Curvas actuales de permeabilidad relativa subcapa T2_C.	40
<b>Gráfica 4.</b> Producción de petróleo y agua de la subcapa T2_A.	41
<b>Gráfica 5.</b> Producción de petróleo y agua de la subcapa T2_B.	42
<b>Gráfica 6.</b> Producción de petróleo y agua de la subcapa T2_C.	42
<b>Grafica 7.</b> Volumen de petróleo a recuperar a partir de curvas actuales de Kr (Patrón 1).	44
<b>Grafica 8.</b> Volumen de petróleo a recuperar a partir de curvas actuales de Kr (Patrón 2).	44
<b>Grafica 9.</b> Volumen de petróleo a recuperar a partir de curvas actuales de Kr (Patrón 3).	45
<b>Grafica 10.</b> Factor de recobro Vs. Función X Sub capa T2_A.	59
<b>Grafica 11.</b> Factor de recobro Vs. Función X Sub capa T2_B.	59
<b>Grafica 12.</b> Factor de recobro Vs. Función X Sub capa T2_C.	60
<b>Grafica 13.</b> Flujo fraccional T2_A.	69
<b>Grafica 14.</b> Flujo fraccional T2_B.	69
<b>Grafica 15.</b> Flujo fraccional T2_C.	70
<b>Grafica 16.</b> Flujo fraccional T2_A seleccionada.	71
<b>Grafica 17.</b> Flujo fraccional T2_B seleccionada.	71
<b>Grafica 18.</b> Flujo fraccional T2_C seleccionada.	72
<b>Grafica 19.</b> Ajuste de curva de flujo fraccional T2_A.	75
<b>Grafica 20.</b> Ajuste de curva de flujo fraccional T2_B.	75
<b>Grafica 21.</b> Ajuste de curva de flujo fraccional T2_C.	76
<b>Grafica 22.</b> Curva de permeabilidad relativa T2_A.	77
<b>Grafica 23.</b> Curva de permeabilidad relativa T2_B.	77
<b>Grafica 24.</b> Curva de permeabilidad relativa T2_C.	78

<b>Gráfica 25.</b> Producción de petróleo y agua de las subcapas T2_A, T2_B y T2_C en el periodo de inyección de agua	79
<b>Gráfica 26.</b> Volumen de petróleo a recuperar a partir de curvas nuevas de Kr (Patrón 1).	81
<b>Gráfica 27.</b> Volumen de petróleo a recuperar a partir de curvas nuevas de Kr (Patrón 2).	81
<b>Gráfica 28.</b> Volumen de petróleo a recuperar a partir de curvas nuevas de Kr (Patrón 3).	82
<b>Gráfica 29.</b> Comparación de curvas de flujo fraccional de la subcapa T2_A.	85
<b>Gráfica 30.</b> Comparación entre las curvas de permeabilidad relativa de la subcapa T2_A.	88
<b>Gráfica 31.</b> Comparación del caudal de petróleo entre curvas de permeabilidad relativa actuales (qoABYL TC) y curvas de permeabilidad relativa nuevas (qoABYL PC) – Patrón de inyección 1 (Subcapa T2_A).	95
<b>Gráfica 32.</b> Comparación del petróleo producido acumulado entre curvas de permeabilidad relativa actuales (NpABYL TC) y curvas de permeabilidad relativa nuevas (NpABYL PC) – Patrón de inyección 1 (Subcapa T2_A).	96
<b>Gráfica 33.</b> Comparación del caudal de petróleo entre curvas de permeabilidad relativa actuales (qoABYL TC) y curvas de permeabilidad relativa nuevas (qoABYL PC) – Patrón de inyección 2 (Subcapa T2_A).	103
<b>Gráfica 34.</b> Comparación del petróleo producido acumulado entre curvas de permeabilidad relativa actuales (NpABYL TC) y curvas de permeabilidad relativa nuevas (NpABYL PC) – Patrón de inyección 2 (Subcapa T2_A).	104
<b>Gráfica 34.</b> Comparación del caudal de petróleo entre curvas de permeabilidad relativa actuales (qoABYL TC) y curvas de permeabilidad relativa nuevas (qoABYL PC) – Patrón de inyección 3 (Subcapa T2_A).	111
<b>Gráfica 36.</b> Comparación del petróleo producido acumulado entre curvas de permeabilidad relativa actuales (NpABYL TC) y curvas de permeabilidad relativa nuevas (NpABYL PC) – Patrón de inyección 3 (Subcapa T2_A).	112
<b>Gráfica 37.</b> Factor de recobro de acuerdo a las curvas de permeabilidad actuales y las curvas de permeabilidad nuevas para cada patrón de inyección.	116



## LISTA DE FIGURAS

	pág.
<b>Figura 1.</b> Registro Gamma Ray de la unidad T2 (Formación San Fernando) del Campo Apiay.	32
<b>Figura 2.</b> Mapa del Campo Apiay – patrones de inyección.	33
<b>Figura 3.</b> Curva de permeabilidad relativa.	36
<b>Figura 4.</b> Diagrama de flujo de la metodología para hallar las nuevas curvas de $K_r$ a partir de datos de producción.	52
<b>Figura 5.</b> Determinación de la saturación de agua en el frente de invasión.	54
<b>Figura 6.</b> Construcción de la tangente cuando la saturación de agua inicial es mayor a la saturación de agua connata.	54
<b>Figura 7.</b> Determinación de $S'_{wp}$ a diferentes tiempos después de la ruptura.	55
<b>Figura 8.</b> Diagrama de flujo de la metodología del cálculo del volumen de petróleo a recuperar mediante la simulación en el software Sahara con el método de Buckley-Leverett.	57
<b>Figura 9.</b> Graficas de tendencias T2_A.	61
<b>Figura 10.</b> Graficas de tendencias T2_B.	62
<b>Figura 11.</b> Graficas de tendencias T2_C.	63
<b>Figura 12.</b> Mapa del Campo Apiay – Patrón de inyección 1.	92
<b>Figura 13.</b> Registro Gamma Ray de la subcapa T2_A (Patrón 1).	93
<b>Figura 14.</b> Mapa del Campo Apiay – Patrón de inyección 2.	100
<b>Figura 15.</b> Registro Gamma Ray de la subcapa T2_A (Patrón 2).	101
<b>Figura 16.</b> Mapa del Campo Apiay – Patrón de inyección 3.	108
<b>Figura 17.</b> Registro Gamma Ray de la subcapa T2_A (Patrón 3).	109

## LISTA DE ANEXOS

	pág.
<b>Anexo A.</b> Mapa de localización del campo Apiay.	122
<b>Anexo B.</b> Columna estratigráfica de la cuenca de los llanos orientales y registro tipo de las unidades t2, k1 y k2.	123
<b>Anexo C.</b> Sección edición-escenarios (software sahara).	124
<b>Anexo D.</b> Sección edición-regiones (software sahara).	125
<b>Anexo E.</b> Sección simulador-datos de cálculo (software sahara).	126
<b>Anexo F.</b> Sección configuración-gráficas (software sahara).	127
<b>Anexo G.</b> Datos de permeabilidades relativas incorrectos fuera del rango (software sahara).	128

## GLOSARIO

**ACRES:** unidad de medida de área que generalmente es utilizada para describir el área de los yacimientos de petróleo y gas. 1 Acre equivale a 43560 pies cuadrados.

**ACUÍFERO:** capa o zona del subsuelo que contiene agua y tiene la habilidad de aportar energía al yacimiento cuando es un acuífero activo.

**AMBIENTE DE DEPOSITACION:** es una parte de la superficie terrestre en la que se acumula material sedimentario que se diferencia física, química y biológicamente de las zonas adyacentes.

**ANTICLINAL:** pliegue del terreno que tiene una curvatura convexa hacia arriba, en forma de bóveda y en cuyo núcleo se hallan los fluidos del yacimiento.

**ANTITÉTICAS:** cosa que es contrario o se opone a algo, se le relaciona a fallas antitéticas el cual el desplazamiento de los bloques es opuesto al de las fallas primarias asociadas.

**BUZAMIENTO:** el ángulo de inclinación que forma el plano a medir con respecto a un plano horizontal.

**CAMPO:** zona con abundancia de pozos de los que extrae hidrocarburos del subsuelo.

**CORRELACIONES:** correspondencia o relación recíproca entre dos o más acciones o fenómenos, en este caso la relación que existe en modelos matemáticos de la ingeniería de petróleos para describir el comportamiento de los fluidos.

**CORTE DE AGUA:** relación de la cantidad de agua producida con respecto a la cantidad de fluido total producido.

**DOMICO:** zona geológica con forma que tiene aspecto de cúpula.

**EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO:** capacidad para realizar o cumplir adecuadamente el desplazamiento de petróleo por un fluido desplazante como el agua.

**ESTRATIGRAFÍA:** estudia la disposición y las características de las rocas sedimentarias y los estratos de una zona en específica.

**FACTOR DE RECOBRO:** es la cantidad de petróleo que se puede recuperar en un momento dado de la vida de producción.

**FALLA:** es una fractura generalmente plana en el terreno a lo largo del cual se han deslizado dos bloques el uno respecto del otro.

**FASES:** es el estado de diferenciación de los fluidos presentes en el yacimiento, en este caso fase petróleo, fase agua.

**FLANCOS:** son los planos inclinados que forman las capas, o sea los laterales del pliegue situados a uno y al otro lado de la charnela.

**FLUJO FRACCIONAL:** es la relación entre el caudal de agua y la suma del caudal de petróleo y agua en el yacimiento.

**FLUJO LINEAL:** flujo de fluidos en una sola dirección.

**FLUJO RADIAL:** flujo de fluidos que se mueven en dirección radial al pozo.

**FORMACIÓN:** es una unidad litoestratigráfica formal que define cuerpos de rocas caracterizados por propiedades litológicas como composición y estructura.

**FRENTE DE AGUA:** el agua que se encuentra en la interface de desplazamiento de petróleo y tiene la habilidad de desplazar los fluidos delante de él.

**FUERZAS CAPILARES:** es la fuerza que existe dentro del medio poroso con los fluidos presentes el cual depende de la tensión superficial, la cual, a su vez, depende de la cohesión de los fluidos en la roca.

**INMISCIBLES:** es la definición que tiene de alguna cosa que no puede ser mezclada, en este caso fluidos inmiscibles que un fluido no puede mezclarse con el otro.

**KEROGENO:** es una mezcla de compuestos químicos orgánicos precursores del petróleo presente en las rocas sedimentarias.

**LÍNEA TANGENCIAL:** es una recta que toca a la curva solo en un dicho punto de tangencia.

**LUTITA:** Tipo de roca sedimentaria con alto contenido de carbono capaz de originar hidrocarburos y muchas veces funciona como sello para entrapar hidrocarburos debido a su baja permeabilidad, su nombre en inglés es SHALE.

**MOJANTE:** fluido que tiene la capacidad de humectar preferencialmente a una roca en el cual el fluido se logra albergar en los poros más pequeños de la roca.

**NÚCLEO:** muestra tomada que pertenece a una pequeña fracción de la formación del yacimiento.

**PENDIENTE:** inclinación de un elemento lineal, natural o constructivo respecto de la horizontal (de 0° a 180°)

**PETROFÍSICA:** es la especialidad que conjuga conocimientos de ingeniería del petróleo, geofísica y geología, la cual determina cuantitativamente las propiedades de la roca y los fluidos presentes en la misma.

**POROSIDAD:** es el espacio que existe entre los granos de una roca y que tiene la capacidad de almacenar fluidos.

**PRESIÓN CAPILAR:** es la diferencia de presión que separa dos fluidos inmiscibles cuando se ponen en contacto en un medio poroso.

**PRODUCCIÓN:** es la cantidad de fluidos que se logra extraer de un yacimiento.

**PRUEBAS DE PRESIÓN:** pruebas que se realizan a los pozos para determinar características del yacimiento mediante el aumento y disminución de la presión.

**PUNTO DE CORTE:** es la medida por donde pasa una línea recta sobre el eje de la variable independiente.

**RECOBRO SECUNDARIO:** técnica que permite la extracción de petróleo mediante procesos de inyección de agua e inyección de gas luego de producir los fluidos naturalmente por energía propia del yacimiento.

**REGRESIÓN LINEAL:** es un modelo matemático usado para aproximar la relación de dependencia entre una variable dependiente y las variables independientes.

**ROCAS SEDIMENTARIAS:** son rocas que cuentan con características de permeabilidad y porosidad y tienen la capacidad de generar y albergar fluidos.

**SATURACIÓN DE AGUA CONNATA:** la saturación de agua connata o intersticial ( $S_{wc}$ ) es la cantidad de agua que se encuentra ligada a la roca.

**SATURACIÓN DE AGUA:** la saturación de agua corresponde a la fracción de agua que se encuentra en el medio poroso.

**SATURACIÓN DE PETRÓLEO REMANENTE:** la saturación de petróleo remanente es la cantidad de petróleo que queda detrás del petróleo que es desplazado pero dicha saturación es mayor a la saturación crítica de petróleo.

**SATURACIÓN DE PETRÓLEO:** la saturación de petróleo corresponde a la fracción de petróleo que se encuentra en el medio poroso.

**SÍSMICA:** pruebas que se realizan para localizar reservorios y yacimientos petroleros mediante ondas que viajan de superficie al subsuelo.

**SUBCAPA:** es una formación que se divide en varias capas las cuales se denominan como subcapas.

**VISCOSIDAD DEL AGUA:** es la resistencia que tiene el agua a moverse y en función de la temperatura y menor medida de la presión.

**VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO:** es la característica que define su desplazamiento en el medio poroso y en las tuberías, generalmente es la resistencia que tiene el petróleo a moverse.

**YACIMIENTO:** lugar en el que se encuentra de forma natural los fluidos como petróleo, gas y agua especialmente cuando puede ser objeto de explotación. También llamado reservorio o medio poroso.

## ABREVIATURAS

**A:** Área.

**B<sub>o</sub>:** Factor volumétrico del petróleo.

**BOPD:** Barriles de petróleo por día.

**BWPD:** Barriles de agua por día.

**C<sub>p</sub>:** Centipoise.

**F<sub>r</sub>:** Factor de recobro.

**F<sub>w</sub>:** Flujo fraccional.

**F<sub>wf</sub>:** Flujo fraccional en el frente.

**h:** Espesor.

**K:** Permeabilidad absoluta.

**K<sub>e</sub>:** Permeabilidad efectiva.

**Km:** Kilómetros.

**K<sub>r</sub>:** Permeabilidad relativa.

**K<sub>ro</sub> @ (S<sub>wc</sub>):** Permeabilidad relativa del petróleo máxima, la cual se da a la S<sub>wc</sub>.

**K<sub>rw</sub> @ (S<sub>or</sub>):** Permeabilidad relativa del agua máxima, la cual se da al S<sub>or</sub>.

**l:** Longitud.

**Ln:** Logaritmo natural.

**m:** Pendiente.

**Mbbi:** Miles de barriles.

**N:** Poes (Petróleo original en sitio).

**n:** Punto de corte.

**n<sub>o</sub>:** Exponente del petróleo.

**N<sub>p</sub>:** Petróleo producido.

**n<sub>w</sub>:** Exponente del agua.

**P:** Presión.

**P<sub>c</sub>:** Presión capilar.

**PLT:** Production log testing (Registros de producción).

**Poes:** Petróleo original en sitio.

**PVT:** Pruebas que determinan las propiedades físicas de los fluidos.

**q:** Caudal.

**q<sub>o</sub>:** Caudal de petróleo.

**q<sub>t</sub>:** Caudal total.

**q<sub>w</sub>:** Caudal de agua.

**R<sup>2</sup>:** Grado de certeza.

**S'<sub>wp</sub>:** Saturación de agua prima.

**Sen:** Seno.

**S<sub>o</sub>:** Saturación de petróleo.

**S<sub>oc</sub>:** Saturación de petróleo crítica.

**S<sub>or</sub>:** Saturación de petróleo residual.

**S<sub>w</sub>:** Saturación de agua.

**S<sub>w2</sub>:** Saturación de agua 2.

**S<sub>wc</sub>:** Saturación de agua connata.

**S<sub>wf</sub>:** Saturación de agua en el frente.

**S<sub>wirr</sub>:** Saturación de agua irreducible.

**S<sub>wp</sub>:** Saturación de agua promedio.

**w<sub>cut</sub>:** Corte de agua.

**α:** Angulo.

**Δy:** Delta de gravedad específica.

**Φ:** Porosidad.

**°API:** Grados API del petróleo.

**μ:** Viscosidad.

**μ<sub>o</sub>:** Viscosidad de petróleo.

**μ<sub>w</sub>:** Viscosidad de agua.

## RESUMEN

Los métodos de predicción de inyección de agua tienen en cuenta las curvas de permeabilidad relativa, debido a que los parámetros de inyección están ligados con las saturaciones de los fluidos que interactúan dentro del medio poroso. Estas curvas son determinadas principalmente a través del análisis de pequeñas muestras de la formación (núcleos) propias del yacimiento en un laboratorio y tomadas en la pared cercana de los pozos, por lo cual las curvas de permeabilidad relativa no son totalmente representativas en relación a la gran heterogeneidad que puede presentar el reservorio.

En el presente trabajo se presenta una metodología para determinar nuevas curvas de permeabilidad relativa mediante datos de producción en el Campo Apiay, ubicado en la cuenca de los llanos orientales de Colombia, el cual está sometido a recuperación secundaria por inyección de agua específicamente en la unidad T2 (Formación San Fernando). Con su obtención, estas curvas se utilizaron en el método de predicción de inyección de agua Buckley-Leverett en el software Sahara, con la finalidad de estimar el volumen de petróleo a recuperar en tres patrones de inyección del campo. De esta manera, se evidenció que la metodología propuesta para hallar las curvas funcionó únicamente para una de las tres subcapas que componen la formación T2, en donde se encontró que, en promedio, el volumen de petróleo a recuperar calculado a partir de las nuevas curvas de  $K_r$  es 6.9, 10.5, y 196.2 veces más grande que el volumen de petróleo a recuperar calculado a partir de las curvas actuales en cada uno de los tres patrones de inyección respectivamente. En este sentido, los resultados evidenciaron que las nuevas curvas describieron correctamente la habilidad de los fluidos a fluir dentro del yacimiento y que la metodología representa una opción de disminuir la incertidumbre en las predicciones de petróleo a recuperar.

**Palabras clave:** Curvas de permeabilidad relativa, inyección de agua, Campo Apiay, método de predicción de inyección.



## ABSTRACT

Water injection prediction methods take into account the relative permeability curves, because the injection parameters are related to the saturations of the fluids that interact within the porous medium. These curves are determined mainly through the analysis of small samples of the formation (slugs) of the reservoir in a laboratory and taken in the near wall of the wells, so the relative permeability curves are not fully representative in relation to the great heterogeneity that the reservoir can present.

The current work presents a methodology to determine new relative permeability curves through production data in the Apiay Field, located in the basin of the Llanos Orientales of Colombia, which is subject to secondary recovery by water injection specifically in the T2 unit (San Fernando Formation). With their obtaining, these curves were used in the Buckley-Leverett water injection prediction method in the Sahara software, in order to estimate the volume of oil to be recovered in three field injection patterns. In this way, it was evident that the proposed methodology to find the curves worked only for one of the three sub-layers that make up the T2 formation, where it was found that, on average, the volume of oil to be recovered calculated from the new curves  $K_r$  is 6.9, 10.5, and 196.2 times larger than the volume of oil to recover calculated from the current curves in each of the three injection patterns respectively. In this sense, the results showed that the new curves correctly described the ability of fluids to flow within the reservoir and that the methodology represents an option to reduce uncertainty in the predictions of oil to recover.

**Key words:** Relative permeability curves, water injection, Apiay Field, injection prediction method.

## INTRODUCCIÓN

En la industria petrolera existen varios métodos de predicción para estimar el volumen de petróleo que se puede recuperar de un yacimiento que está sometido a inyección de agua. Sin embargo, estos métodos dependen directamente de las propiedades petrofísicas del reservorio, así como de las propiedades de los fluidos que en él interactúan. De acuerdo a esto, la caracterización de los yacimientos de petróleo a lo largo del tiempo ha mostrado que la manera más usual de determinar sus propiedades es a partir del análisis en laboratorio de pequeñas muestras tomadas en fondo de pozo, las cuales, no alcanzan a representar de manera precisa todo el yacimiento debido a la heterogeneidad que pueda poseer este. De esta manera, se destaca la importancia de indagar en posibles formas de determinar dichas propiedades a partir de la producción histórica de los campos y en relación a esto, disminuir la incertidumbre en la predicción del volumen de crudo a recuperar en un tiempo futuro. De acuerdo a esto, la mayoría de métodos de predicción de inyección de agua se basan en curvas de permeabilidad relativa, las cuales, permiten describir las propiedades de los fluidos en cuanto al flujo de estos en un yacimiento de hidrocarburos debido a que indican la habilidad del aceite y del agua a fluir simultáneamente en el medio poroso, de esta manera la permeabilidad relativa es la propiedad más importante que afecta el comportamiento de una inyección de agua y consecuentemente de la extracción del petróleo. Su base principal está dada por características como la geometría del poro, la humectabilidad de la roca, la distribución de fluidos, saturaciones, etc.

En relación a lo anterior, el Campo Apiay durante los últimos años ha permanecido en fase de recobro secundario por inyección de agua en la unidad productora T2 (Formación San Fernando) con el fin de mantener la presión del reservorio. Sin embargo, las curvas de permeabilidad relativa actuales se obtuvieron a partir de análisis hechos en laboratorio mediante muestras pequeñas que fueron extraídas de los pozos perforados. El problema en cuestión radica en que las propiedades de la roca y los fluidos no son constantes en todo el yacimiento, por lo tanto, las muestras que son tomadas para el análisis de las propiedades solo son representativas para esa zona específica del medio poroso, la cual, es muy pequeña en comparación con la gran extensión del yacimiento. De acuerdo a lo anterior, las curvas de permeabilidad relativa no son representativas para toda la formación productora debido a su heterogeneidad. En consecuencia, su aplicabilidad se hace ineficiente a causa de que genera imprecisión al caracterizar la habilidad tanto del petróleo como del agua a fluir simultáneamente dentro del reservorio. A partir de lo anterior, es posible que el método de predicción de inyección de agua no describa de manera confiable el desplazamiento del petróleo por el frente de agua debido a que se basa directamente en las curvas de permeabilidad relativa, llevando consigo tres posibilidades. La primera está representada en la subestimación del volumen recuperado de crudo, la segunda posibilidad es la sobreestimación de este mismo y la tercera posibilidad es que las curvas estén representando de manera correcta

el yacimiento. Las dos primeras posibilidades repercuten en que no se puede proyectar un factor de recobro confiable a partir del modelo de inyección de agua.

En consecuencia, se evidencia la necesidad de obtener unas nuevas curvas de permeabilidad relativa, esto se puede llevar a cabo teniendo como base los datos de producción, los cuales dependen estrictamente del comportamiento de los fluidos dentro del medio poroso, permitiendo así determinar las nuevas curvas a partir de la relación existente entre la producción del campo y su yacimiento. Una vez determinadas las nuevas curvas de permeabilidad relativa, se puede estimar mediante un método de predicción, el volumen de petróleo a recuperar producto de la inyección de agua en el Campo Apiay. Esto no sólo representa un beneficio para este campo, sino también una oportunidad en general para la industria petrolera y específicamente en campos que tengan proceso de inyección de agua para encontrar sus propias curvas de permeabilidad relativas según los datos de producción, y con esto, evaluar acertadamente los procesos de recobro secundario mediante los métodos de predicción. De esta manera, entre los beneficios que se ven reflejados se evidenciarían una producción esperada con mayor rango de exactitud, una adecuada caracterización de los yacimientos y un aumento en la precisión del cálculo del factor de recobro.

Los resultados de investigaciones con el fin de obtener nuevas metodologías para determinar curvas de permeabilidad en función de datos de producción han obtenido gran importancia. En 1993 Al-Khalifa, describió un nuevo método para estimar la permeabilidad relativa de aceite-agua in situ, utilizando datos de pruebas de presión del pozo y el histórico de las tasas de producción de petróleo, reflejadas en un lapso de tiempo con medidores de flujo. El método propuesto es una importante mejora, pues las curvas obtenidas en dicho estudio reflejan muy bien las propiedades del área de drenaje<sup>1</sup>. Por otra parte, en 1996 Dimitrios G. Hatzignatiou y Albert C. Reynolds, realizaron la determinación de permeabilidades relativa o efectiva para pozos probados, donde el procedimiento básico desarrollado y discutido en este estudio combina la permeabilidad efectiva versus los valores de presión, y con el análisis de técnicas, determinar los parámetros involucrados en las correlaciones de permeabilidad relativa de Corey<sup>2</sup>. Además, en 1999 Sameh Macary-Egyptian Petroleum Research Institute y Walid A. A/Hamid-KOC encontraron una forma de obtener una curva de flujo fraccional a partir de datos únicamente de producción donde realizaron algunos cálculos relacionados con la eficiencia de desplazamiento.

---

<sup>1</sup> A-J.A., Al-Khalifa. In-Situ Determination of Oil/Water Relative Permeability Curves Using Well Performance Data. [En línea]. Estados Unidos: SPE Journal, 1993. p 1. [Consultado 22 de julio del 2019]. Disponible en: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-25670-MS>

<sup>2</sup> HATZIGNATIOU, Dimitrios G., REYNOLDS, Albert C. Determination of Effective or Relative Permeabilities From Well Tests. [En línea]. Estados Unidos: SPE Journal, 1996, p 1. [Consultado 23 de julio del 2019] Disponible en: <https://www.onepetro.org/journal-paper/SPE-20537-PA>

Sin embargo, esta técnica se aplica solo a yacimientos que producen con cortes de agua mayores al 50%.<sup>3</sup>

El objetivo general del presente trabajo es estimar el volumen de petróleo a recuperar del proceso de inyección de agua a partir de nuevas curvas de permeabilidad relativa determinadas por medio de datos de producción en el Campo Apiay. De acuerdo a esto, los objetivos específicos son:

- Describir las generalidades y geología del Campo Apiay.
- Describir las generalidades de las curvas de permeabilidad relativa y del método de predicción de inyección Buckley-Leverett.
- Describir las curvas actuales de permeabilidad relativa determinadas por el análisis de núcleos y el volumen actual de petróleo a recuperar calculado a partir de estas curvas.
- Determinar las nuevas curvas de permeabilidad relativa a partir de los datos de producción del Campo Apiay.
- Calcular el volumen de petróleo a recuperar mediante el uso de las nuevas curvas de permeabilidad relativa.
- Comparar el volumen de petróleo a recuperar calculado con curvas de permeabilidad relativa halladas por núcleos con respecto al calculado con curvas de permeabilidad relativa halladas con datos de producción.

Como tal, este trabajo se centra en obtener unas nuevas curvas de permeabilidad relativa a partir de datos de producción, y con su obtención, integrar las curvas en un modelo de predicción para determinar un volumen de petróleo a recuperar. En este sentido, desde la producción histórica de los pozos, es decir, con base en: los caudales de cada fluido y de otros parámetros de producción, se puede determinar la permeabilidad relativa de cada fase en función de la saturación de agua y de acuerdo a esto, se puede representar de manera más exacta el flujo de fluidos en el yacimiento. A partir de esto y por medio de un software, se involucran estas variables de permeabilidad relativa al modelo de inyección de agua de Buckley-Leverett, esto genera que el modelo se adapte a las condiciones reales del medio poroso y con esto, se evalúa el recobro de volumen de petróleo a dichas condiciones de la formación productora.

---

<sup>3</sup> A/HAMID-KOC, Walid A., Creation of the Fractional Flow Curve from Purely Production Data. [En línea]. Estados unidos: SPE Journal, 1999, p 1.. [Consultado 23 de julio del 2019] Disponible en: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-56830-MS>

## SINOPSIS

En este proyecto se tiene como propósito analizar el impacto que se tiene al calcular los volúmenes de petróleo que se pueden recuperar del proceso de inyección de agua a partir de nuevas curvas de permeabilidad relativa determinadas por medio de datos de producción, esto se realiza comparando el cálculo de estos mismos volúmenes a través de curvas de permeabilidad relativa estimadas originalmente del análisis de núcleos en laboratorio.

De acuerdo a lo anterior y en relación a los objetivos específicos, dentro del marco teórico se desarrollan los primeros tres objetivos específicos, los cuales son: La descripción de las generalidades y geología del Campo Apiay; la descripción de las generalidades de las curvas de permeabilidad relativa y del método de predicción de inyección Buckley-Leverett; la descripción de las curvas actuales de permeabilidad relativa determinadas por el análisis de núcleos y el volumen actual de petróleo a recuperar calculado a partir de estas curvas. A partir de esto, en la metodología y datos se desarrollan los dos siguientes objetivos, los cuales son: La determinación de las nuevas curvas de permeabilidad relativa a partir de los datos de producción del Campo Apiay y el cálculo del volumen de petróleo a recuperar mediante el uso de las nuevas curvas de permeabilidad relativa. En este sentido, en la sección de resultados se evidencian nuevamente los dos objetivos mencionados anteriormente: La determinación de las nuevas curvas de permeabilidad relativa a partir de los datos de producción del Campo Apiay y el cálculo del volumen de petróleo a recuperar mediante el uso de las nuevas curvas de permeabilidad relativa. Por último, en la sección de discusión y análisis de resultados se da cumplimiento al sexto y último objetivo: La comparación del volumen de petróleo a recuperar calculado con curvas de permeabilidad relativas halladas por núcleos con respecto al calculado con curvas de permeabilidad relativa halladas con datos de producción. En relación a lo anterior se derivan las respectivas conclusiones y recomendaciones.

## 1. MARCO TEÓRICO

Esta sección presenta una descripción de las generalidades históricas y de localización del Campo Apiay, además de su geología enfocada a la formación San Fernando (Unidad T2). En este sentido, también se explican las generalidades teóricas más relevantes para el campo de estudio, a partir de esto, se describen las curvas actuales de permeabilidad relativa obtenidas a partir de núcleos, las cuales, son utilizadas hoy en día para los modelos de predicción de inyección de agua, y de acuerdo a estas curvas, se identifica el volumen de petróleo a recuperar que se tiene actualmente mediante el modelo de predicción de inyección de agua.

### 1.1 GENERALIDADES DEL CAMPO APIAY

Se realizó la descripción de las generalidades y geología del Campo Apiay, la cual tiene un enfoque dirigido a la unidad T2 (Formación San Fernando). De acuerdo a esto se tiene en cuenta la historia del campo, la localización de este y el marco geológico que comprende todo lo relacionado con la estratigrafía, la geología estructural y la geología del petróleo. Así mismo, se hará referencia a las generalidades de la historia de producción del campo.

**1.1.1 Historia del Campo Apiay.** En el año 1972 la *Phillips Petroleum Company* perforo el primer pozo en el bloque Apiay (pozo Quenane 1127-1X). Sin embargo, en la perforación de dicho pozo se encontró un acuífero en la unidad K2 (formación UNE), razón por la cual fue abandonado en mayo del mismo año. Con estos antecedentes ECOPETROL S.A. inicio la exploración en el bloque, donde el descubrimiento del Campo Apiay estuvo evidenciado por la perforación del pozo Apiay 1, que produjo un crudo de 24,5 ° API con una tasa inicial de 1.700 BOPD provenientes de la formación UNE. En 1994 ECOPETROL S.A. desarrollo sísmica en 3D en el área para optimizar la explotación y se determinó que Apiay y Guatiquía pertenecen a una misma estructura y se juntaron en un solo campo.<sup>4</sup>

De acuerdo a ECOPETROL S.A, posteriormente se comenzó a explotar la unidad T2 (formación san Fernando), la cual, posee rocas sedimentarias provenientes del Cenozoico con un área aproximada de 4.400 Acres y con una producción de crudo que varía desde los 9 hasta los 16 °API.<sup>5</sup>

---

<sup>4</sup> CAMACHO PEREZ, Julio Enrique, RIASCOS RODRIGUEZ, Christian Bolívar. Determinación del sistema de levantamiento artificial más eficiente para la producción según las condiciones actuales en la unidad T2 campos Apiay y Suria. [CD ROM]. Trabajo de grado de Ingeniería de petróleos. Fundación Universidad de América, Bogotá D.C.: 2012, p 37.

<sup>5</sup> ECOPETROL S.A. Datos técnicos del Campo Apiay (formaciones Une, Gacheta, San Fernando). [Diapositivas]. 2017.

**1.1.2 Localización del Campo Apiay.** El Campo Apiay está ubicado en los Llanos Orientales en el Departamento del Meta a 32 Km de Villavicencio actualmente operado por ECOPETROL S.A. su topografía es plana y la vía principal de acceso es la carretera Villavicencio-Puerto López. “El bloque limita al oeste con el Piedemonte Llanero y con el sistema de Fallas Upia-Guaicáramo, el paleoalto de Cumaral al norte y con la Serranía de la Macarena del Sur.”<sup>6</sup> **(Ver Anexo A).**

**1.1.3 Marco Geológico.** Se evidencia todo lo relacionado con la estratigrafía enfocada a la unidad T2, la geología estructural y la geología del petróleo.

**1.1.3.1 Columna estratigráfica.** La columna estratigráfica del Campo Apiay está compuesta por las rocas sedimentarias que comprenden la estratigrafía de la cuenca de los llanos orientales. En el **Anexo B**, se observa la columna estratigráfica y el registro tipo correspondiente al bloque Apiay, donde además se evidencian las unidades productoras correspondientes a las formaciones de rocas sedimentarias.

• **Formación San Fernando (unidad T2).** Según ECOPETROL S.A. el ambiente de depositación de la formación San Fernando es fluvial-costero, con rocas sedimentarias del Cenozoico. Dentro de sus características principales para el Campo Apiay se encuentran una saturación de agua inicial en promedio del 18% en su descubrimiento, una temperatura aproximada de 250 °F, una presión inicial de 4.500 psi, una porosidad promedio del 13% y tiene como mecanismo primario de producción la expansión de fluidos. El espesor de la Formación San Fernando tiene un promedio 180 pies, con un espesor neto petrolífero de 70 pies<sup>7</sup>.

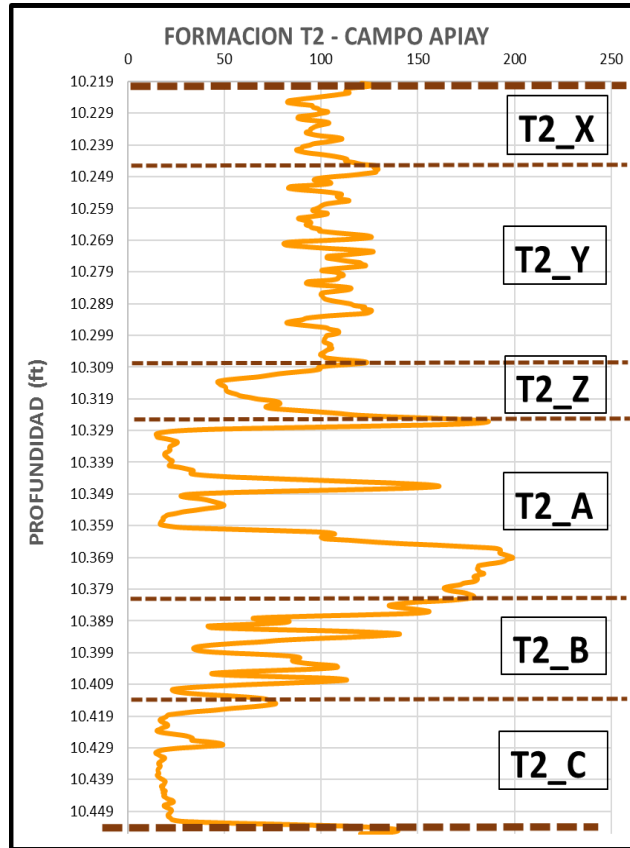
A continuación, se evidencia el registro gamma ray correspondiente a la unidad T2 del campo Apiay donde se evidencian las subcapas que componen esta formación:

---

<sup>6</sup> ECOPETROL S.A. Evaluación de Reservas de petróleo y gas del bloque Apiay Ariari. [Diapositivas]. 2012.

<sup>7</sup> ECOPETROL S.A. Datos técnicos del Campo Apiay (formaciones Une, Gacheta, San Fernando). [Diapositivas]. 2017.

**Figura 1.** Registro Gamma Ray de la unidad T2 (Formación San Fernando) del Campo Apiay.



**Fuente:** elaboración propia, con base en: ECOPETROL S.A. Registros OpenHole.

En la **Figura 1**, se observa que según el registro gamma ray, la unidad T2 está subdividida en subcapas (T2\_X, T2\_Y, T2\_Z, T2\_A, T2\_B y T2\_C). Esta subdivisión está representada principalmente por las intercalaciones de lutitas y arenas, es decir, por razones estratigráficas, y debido a estas intercalaciones, cada subcapa posee características petrofísicas distintas.

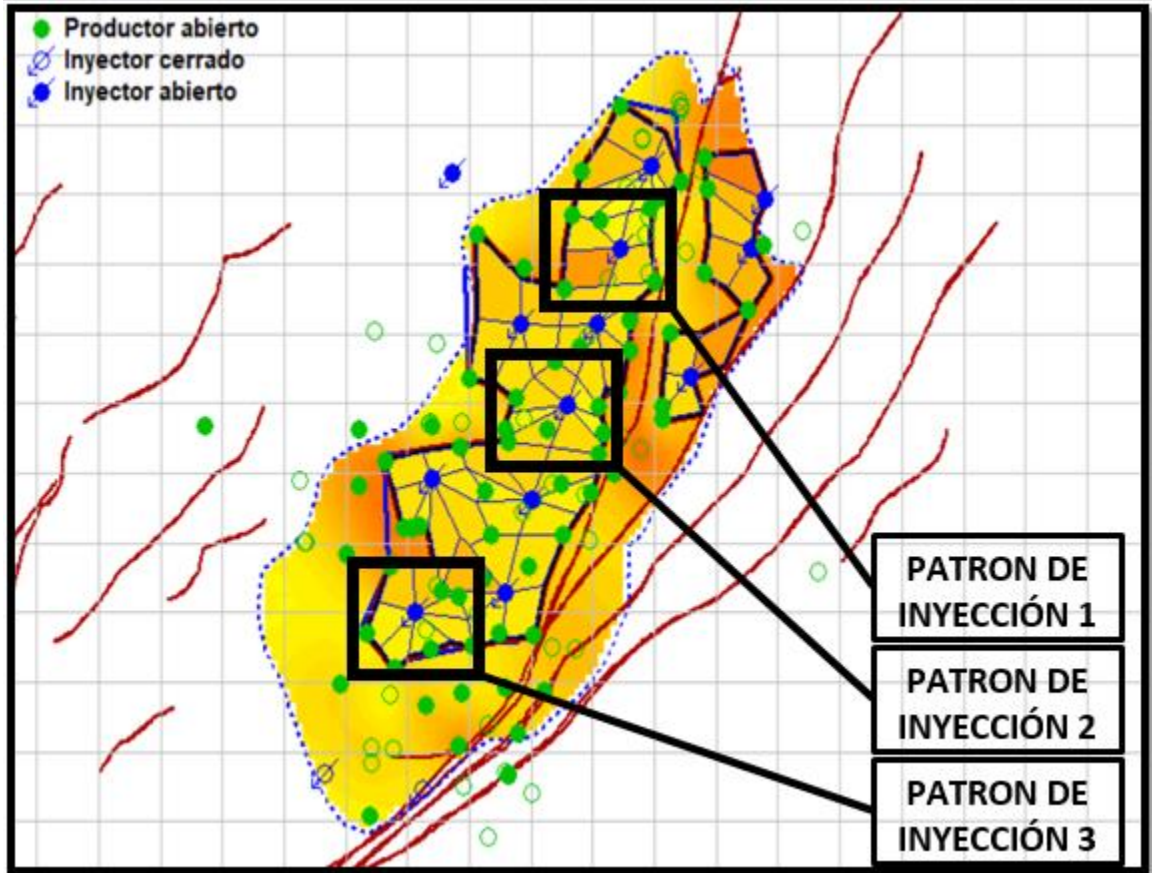
En relación a esto, es importante destacar que no todas las subcapas de la unidad T2 se encuentran en recobro por inyección de agua, únicamente las subcapas T2\_A, T2\_B y T2\_C están sometidas a inyección de agua. Las subcapas T2\_X, T2\_Y y T2\_Z no se encuentran en esta condición debido a que las arenas de estas capas poseen un porcentaje considerable de shale, trayendo como consecuencia que dichas capas no tengan buenas propiedades petrofísicas favorables a la recuperación del petróleo ni tengan continuidad a lo largo del yacimiento.

Debido a que el Campo Apiay se encuentra actualmente bajo procesos de recuperación secundaria por inyección de agua, a continuación, se muestra el mapa del Campo Apiay donde se evidencian los patrones que incluyen pozos productores



e inyectores y, además, se identifican los tres patrones de inyección seleccionados para determinarles el volumen de petróleo a recuperar.

**Figura 2.** Mapa del Campo Apiay – patrones de inyección.



**Fuente:** Software Sahara - ECOPETROL S.A.

**1.1.3.2 Geología estructural.** “La estructura del Bloque Apiay es un anticlinal de aspecto cóncavo con dirección N30E controlado en su parte oriental por la falla inversa de Apiay, con salto de 60 metros aproximadamente y una inclinación al oeste de 40°. Los buzamientos en los flancos de la estructura varían entre 2 y 4°. La unidad productora T2 que manifiesta crudo pesado.”<sup>8</sup>

**1.1.3.2 Geología del petróleo.** La principal roca generadora en esta área son las lutitas marino continentales de la Formación Gachetá. Estas rocas poseen un kerógeno tipo II y III, y un espesor efectivo de 164 a 328 pies. De acuerdo a lo anterior, las rocas reservorio más importantes son las arenitas de la Formación Mirador y los intervalos arenosos de la secuencia cretácica. En este sentido, se

<sup>8</sup> CAMACHO PEREZ, Julio Enrique y RIASCOS RODRIGUEZ Christian Bolívar. Determinación del sistema de levantamiento artificial más eficiente para la producción según las condiciones actuales en la unidad T2 campos Apiay y Suria. Op. Cit., p 43.

detectaron dos pulsos de migración: el primero durante el Eoceno tardío-Oligoceno y el segundo comenzó en el Mioceno. También se descubrieron unidades pares carboneras como las lutitas cretácicas de las Formaciones Gachetá y Guadalupe que actúan como sellos intraformacionales. Con respecto a las trampas, la explotación de hidrocarburos en la cuenca se concentra en fallas normales antitéticas. Sin embargo, existe un alto potencial exploratorio en los anticlinales asociados a fallas inversas y estructuras de bajo relieve.<sup>9</sup>

**1.1.4 Historial de producción del campo Apiay.** El descubrimiento del Campo Apiay se inició con la explotación de este con las unidades K1 y K2, en este sentido, con los avances sísmicos y estudios geológicos, desde el año 2003 se inició de producción de la unidad T2 aprovechando los pozos ya perforados en el Campo. El mecanismo primario de producción específicamente para la unidad T2 es la expansión de fluidos, de acuerdo a esto, al ser uno de los mecanismos con menores factores de recobro y teniendo en cuenta que el fluido extraído es pesado fue necesario implementar sistema de levantamiento artificial para agregar energía a dicho fluido, que para el caso es el bombeo electro sumergible (BES). Considerando que el yacimiento posee una presión de burbuja relativamente baja y con el objetivo de optimizar el recobro de petróleo, la unidad T2 fue puesta en fase recobro secundario por inyección de agua, a partir de esto dicha unidad ha venido produciendo en dichas condiciones. Hoy en día la producción del Campo Apiay esta aproximada entre los 12.000 y 13.000 BOPD y específicamente la unidad T2 está produciendo 2.500 BOPD con un factor de recobro en promedio del 11% para dicha unidad.

## **1.2 GENERALIDADES DE LAS CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVAS Y DEL MÉTODO DE PREDICCIÓN DE INYECCIÓN BUCKLEY-LEVERETT**

En esta sección se evidencian las generalidades teóricas correspondientes a las curvas de permeabilidad relativa y del método de predicción de inyección de agua Buckley-Leverett, además, se describen algunos conceptos que son relevantes en la metodología y desarrollo del tema en cuestión.

**1.2.1 Permeabilidad.** Esta propiedad se observa cuando un fluido se encuentra dentro de la roca y mide la capacidad que tiene de permitir el flujo de fluidos a través de sus canales porosos<sup>10</sup>.

La ecuación para describir la propiedad de permeabilidad en un sistema lineal está en función del caudal del fluido, el área perpendicular al flujo, la viscosidad del fluido, la longitud que recorre el fluido y las presiones en diferentes puntos del sistema que generan una fuerza sobre el fluido para desplazarlo. Dicha ecuación puede ser

---

<sup>9</sup> Ibíd., p 44.

<sup>10</sup>AHMED, Tared. Reservoir engineering handbook. Estados Unidos: British Library Cataloguing-in-Publication Data. fourth edition. 2010, p 227 y 228. 978-1-85617-803-7.

modificada dependiendo la dirección de flujo, matemáticamente la ecuación en un sistema lineal se representa de la siguiente forma <sup>11</sup>:

**Ecuación 1. Permeabilidad.**

$$K = - \frac{\mu * L}{q * A * (P_2 - P_1)}$$

**Fuente:** PARIS DE FERRER, Magdalena.  
Fundamentos de ingeniería de yacimientos,  
Venezuela: Ediciones Astro Data S.A., 2009,  
p 242. 978-980-12-3048-9

**1.2.1.1 permeabilidad relativa.** Surge a partir de la relación de la permeabilidad efectiva con respecto a la permeabilidad absoluta, cuando el valor de permeabilidad relativa a un fluido es mayor con respecto al de otros fluidos se puede inferir que el fluido estudiado tiene mayor preferencia a fluir con respecto a los demás fluidos. La sumatoria de las permeabilidades relativas no siempre es igual a 1 debido a que la sumatoria de las permeabilidades efectivas no es igual a la permeabilidad absoluta<sup>12</sup>. La expresión de permeabilidad relativa es:

**Ecuación 2. Permeabilidad relativa de un fluido.**

$$K_{rf} = \frac{K_f}{K}$$

**Fuente:** PARIS DE FERRER, Magdalena.  
Fundamentos de ingeniería de yacimientos,  
Venezuela: Ediciones Astro Data S.A., 2009,  
p 242. 978-980-12-3048-9

**1.2.1.2 Curvas de permeabilidad relativa.** Es una representación que describe los cambios de permeabilidad relativa con respecto a la saturación de cada fluido. La forma más común de obtener una curva de permeabilidad es con el análisis de núcleos en laboratorio bajo las mismas condiciones del yacimiento<sup>13</sup>. Una curva de permeabilidad relativa típica de dos fases (agua-petróleo) se aprecia a continuación:

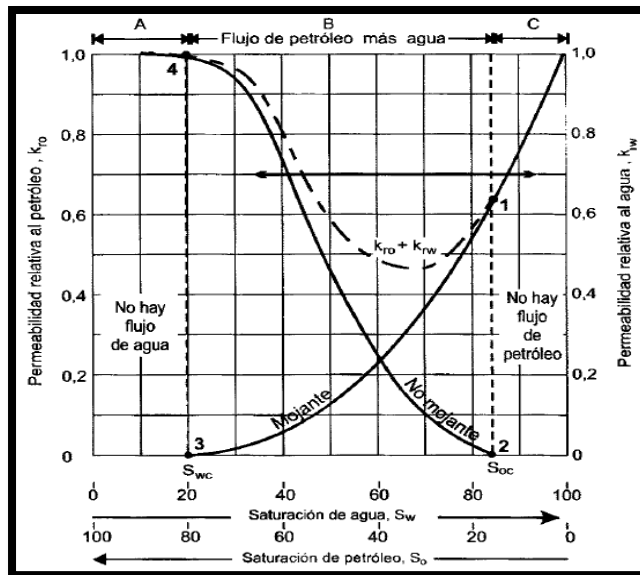
---

<sup>11</sup> PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de ingeniería de yacimientos, Venezuela: Ediciones Astro Data S.A., 2009, p 242. 978-980-12-3048-9

<sup>12</sup> *Ibíd.*, p 310 y 311.

<sup>13</sup> *Ibíd.*, p 310 y 311.

Figura 3. Curva de permeabilidad relativa.



**Fuente:** PARIS DE FERRER, Magdalena.  
Fundamentos de ingeniería de yacimientos,  
Venezuela: Ediciones Astro Data S.A., 2009,  
p 311. 978-980-12-3048-9.

El punto 1 en la curva de permeabilidad relativa muestra la disminución de la fase mojante cuando existe una pequeña saturación de la fase no mojante ya que esta se ubica en los espacios más grandes de los poros lo que facilita el flujo de esta fase. El punto 2 muestra que la fase no mojante empieza a fluir a saturaciones bajas. El punto 3 muestra que la fase mojante deja de fluir a saturaciones relativamente grandes de la fase no mojante ya que la fase mojante ocupa el espacio de los poros más pequeños donde las fuerzas capilares son mayores. El punto 4 muestra que la fase no mojante no tiene alteraciones en el flujo en este punto eso es debido a que a saturación de la fase mojante es mínima por lo que el fluido se ubica en los espacios porosos más pequeños<sup>14</sup>.

**1.2.1.3 Ecuaciones analíticas de permeabilidad relativa.** Las permeabilidades relativas son descritas por expresiones analíticas que se integran en simuladores numéricos<sup>15</sup>, las expresiones más comunes en un sistema petróleo-agua son:

<sup>14</sup> TARED H., Ahmed. Reservoir engineering handbook. Op. Cit., p 291.

<sup>15</sup> PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Op. Cit., p 320.

**Ecuación 3.** Permeabilidad relativa petróleo – analítica.

$$K_{ro} = (K_{ro})_{S_{wc}} \left[ \frac{1 - S_w - S_{or}}{1 - S_{wc} - S_{or}} \right]^{n_o}$$

**Fuente:** PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de ingeniería de yacimientos, Venezuela: Ediciones Astro Data S.A., 2009, p 320. 978-980-12-3048-9.

**Ecuación 4.** Permeabilidad relativa agua – analítica.

$$K_{rw} = (K_{rw})_{S_{or}} \left[ \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{or}} \right]^{n_w}$$

**Fuente:** PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de ingeniería de yacimientos, Venezuela: Ediciones Astro Data S.A., 2009, p 320. 978-980-12-3048-9.

**1.2.2 Humectabilidad.** Es la propiedad que tiene la roca en presencia de dos fluidos inmiscibles en la que tratan de adherirse a su superficie tratando de ocupar la mayor cantidad de área de contacto. Cuando uno de los fluidos tiene mayor área de contacto, se adopta que la roca esta preferencialmente humectada a ese fluido<sup>16</sup>.

**1.2.3 Saturación.** Es la forma de medir la cantidad de fluido presente en el medio poroso. Es decir, la fracción de volumen poroso ocupado por cada uno de los fluidos presentes. Esta fracción es precisamente lo que se denomina saturación del fluido<sup>17</sup>.

**1.2.4 Corte de agua.** Es la relación entre el caudal de agua producido y el caudal total de fluido producido (agua-petróleo).<sup>18</sup> La ecuación se expresa a continuación:

**Ecuación 5.** Corte de agua.

$$W_{cut} = \frac{q_w}{q_t} = \frac{q_w}{q_w + q_o}$$

**Fuente:** elaboración propia, con base en: SCHLUMBERGER-Oilfield Glossary.

**1.2.5 Petróleo original in situ.** Es la cantidad de petróleo inicial que se encuentra en un yacimiento, considerando que el yacimiento se encuentra lleno de petróleo líquido<sup>19</sup>.

**1.2.6 Procesos de inyección de agua.** Generalmente los yacimientos con una larga vida de producción presentan una alta declinación de la presión, la producción

<sup>16</sup> *Ibíd.*, p 268.

<sup>17</sup> *Ibíd.*, p 237.

<sup>18</sup> SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Corte de agua. [En línea]. [Consultado el 10 de agosto del 2019]. Disponible en: [https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/w/water\\_cut.aspx](https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/w/water_cut.aspx)

<sup>19</sup> PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Op. Cit., p 44.

de fluidos es proporcional a la cantidad de energía que posee el yacimiento. Por lo tanto, se ve la necesidad de integrar procesos de inyección de agua para reestablecer la presión del yacimiento y disminuir la caída de presión<sup>20</sup>. Adicionalmente de mantener la presión, se aprovecha la capacidad que tiene el agua para generar un desplazamiento de petróleo, no obstante, no se debe considerar que a mayores volúmenes de inyección se beneficia la producción de fluidos debido a que una alta tasa puede generar una producción de petróleo ineficiente. Los procesos de inyección de agua se basan en las condiciones del entorno del yacimiento, de las características petrofísicas, las propiedades de la roca y los fluidos, de acuerdo a lo anterior, la obtención de datos del yacimiento genera que se pueda evaluar de manera eficiente los procesos de inyección de agua<sup>21</sup>.

**1.2.6.1 Métodos de predicción de inyección de agua.** La predicción de acontecimientos futuros son una herramienta que permiten estimar el comportamiento de los yacimientos de petróleo según los procesos y métodos de producción que se involucran para la extracción de los fluidos del yacimiento. Según París de Ferrer, los métodos de predicción consisten en evaluar una serie de ecuaciones que describen el comportamiento de los fluidos dentro del medio poroso, así mismo la información suministrada para estimar el comportamiento del yacimiento debe reflejar las condiciones reales para generar una predicción lo más acertada posible. Los parámetros de predicción pueden evaluarse en diferentes puntos de la vida de producción como lo son antes, durante y después de que se presente una producción de agua considerable, un parámetro de gran importancia es el volumen de petróleo a recuperar y como puede variar la producción de petróleo en función del tiempo<sup>22</sup>.

**1.2.6.2 Método de predicción de inyección Buckley-Leverett.** Las estimaciones de este método tienen como fundamento la teoría de desplazamiento de fluidos el cual permite determinar predicciones del comportamiento del desplazamiento de petróleo con respecto al tiempo cuando se inyecta gas o agua a una tasa constante, además el método permite la estimación de la tasa de producción y el volumen de agua necesario para desplazar y producir petróleo. Sin embargo, es necesario tener en cuenta que el método se basa en un modelo de flujo lineal y que puede ser modificado a flujo radial. En la realización del método se tiene una serie de suposiciones que deben ser aplicadas para obtener una predicción acertada del comportamiento del yacimiento y los fluidos dentro del medio poroso<sup>23</sup>.

---

<sup>20</sup> PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Venezuela: Ediciones Astro Data S.A., 2001. P 11. 980-296-792-0.

<sup>21</sup> *Ibíd.*, p 73.

<sup>22</sup> *Ibíd.*, p 201.

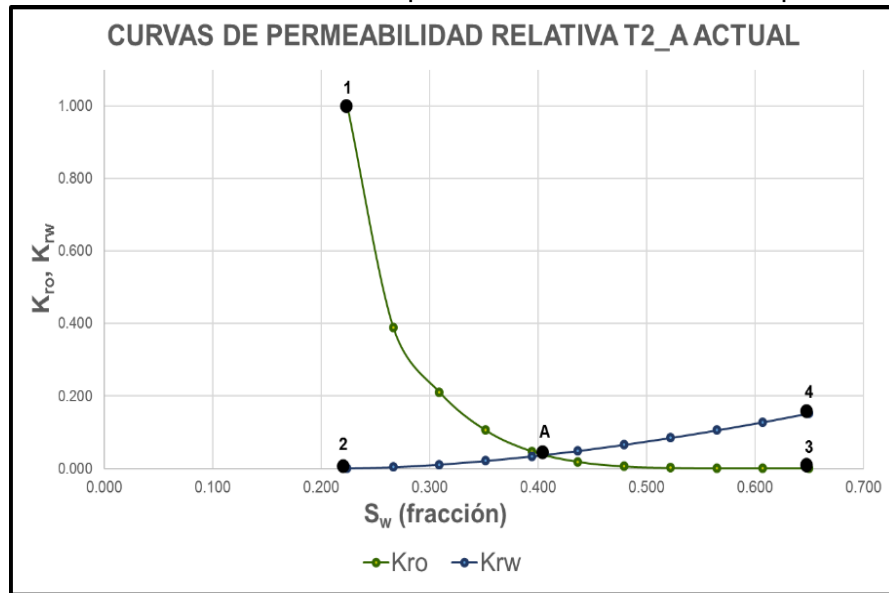
<sup>23</sup> *Ibíd.*, p 203 y 204.

### 1.3 CURVAS ACTUALES DE PERMEABILIDAD RELATIVA Y VOLUMEN ACTUAL DE PETROLEO A RECUPERAR CALCULADO A PARTIR DE ESTAS CURVAS

Para caracterizar el comportamiento actual del yacimiento en relación a la permeabilidad relativa de cada fluido, se describieron las curvas actuales de permeabilidad relativa de la unidad T2 del Campo Apiay de las subcapas T2\_A, T2\_B y T2\_C, las cuales, fueron obtenidas por el análisis de núcleos y actualmente se utilizan en el modelo de predicción de inyección de agua. A partir de esto se evidencia el volumen de petróleo a recuperar obtenido, integrando estas curvas en el método de predicción Buckley-Leverett en el software Sahara.

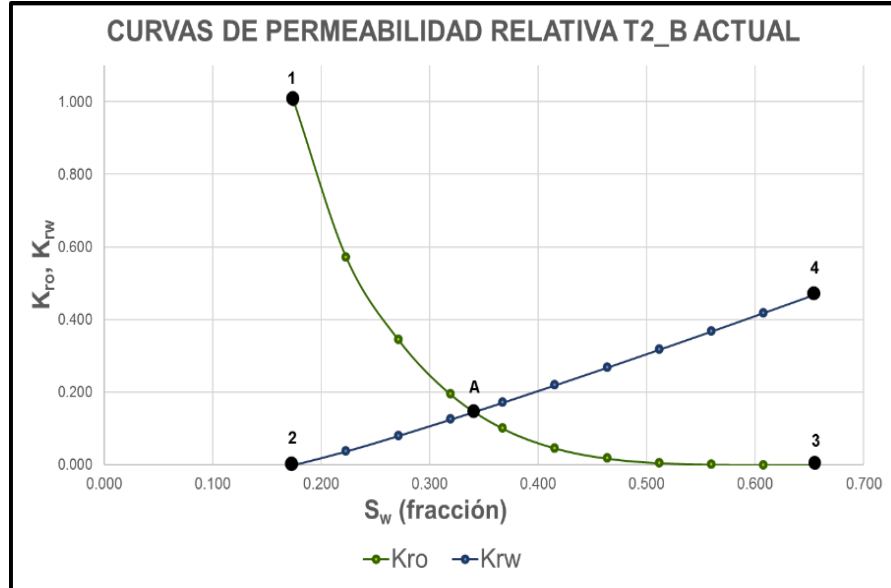
**1.3.1 Curvas actuales de permeabilidad relativa.** Actualmente el flujo de fluidos del yacimiento se encuentra representado por curvas de permeabilidad relativa obtenidas a través del análisis de núcleos en laboratorio, los cuales, después de pasar pruebas a condiciones del yacimiento como presión, temperatura y saturación de fluidos, definen el comportamiento de permeabilidad relativa de los fluidos presentes en el yacimiento con respecto a la saturación de cada fluido. Las curvas que fueron determinadas en laboratorio a partir del análisis de un conjunto de núcleos de algunos pozos del Campo Apiay se presentan en los siguientes gráficos:

**Gráfica 1.** Curvas actuales de permeabilidad relativa subcapa T2\_A.



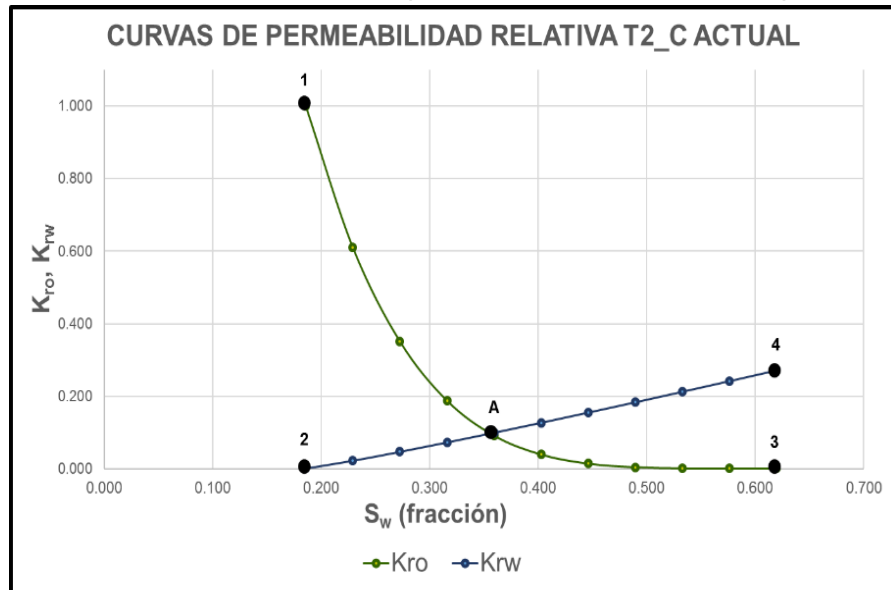
**Fuente:** elaboración propia, con base en: ECOPETROL S.A. Análisis de núcleos en laboratorio.

**Gráfica 2.** Curvas actuales de permeabilidad relativa subcapa T2\_B.



**Fuente:** elaboración propia, con base en: ECOPETROL S.A. Análisis de núcleos en laboratorio.

**Gráfica 3.** Curvas actuales de permeabilidad relativa subcapa T2\_C.



**Fuente:** elaboración propia, con base en: ECOPETROL S.A. Análisis de núcleos en laboratorio.

En el punto “A” de las **Gráficas 1, 2 y 3**, las curvas de  $K_{ro}$  y  $K_{rw}$  se interceptan a una saturación de agua por debajo del 50% en las subcapas T2\_A, T2\_B y T2\_C. Según Honarpour, en cuanto al termino de humectabilidad si el punto de intersección de las curvas de ambas fases se observa a saturaciones de agua mayores a 0,5 se considera que la roca es humectada preferencialmente al agua, si el intersección de

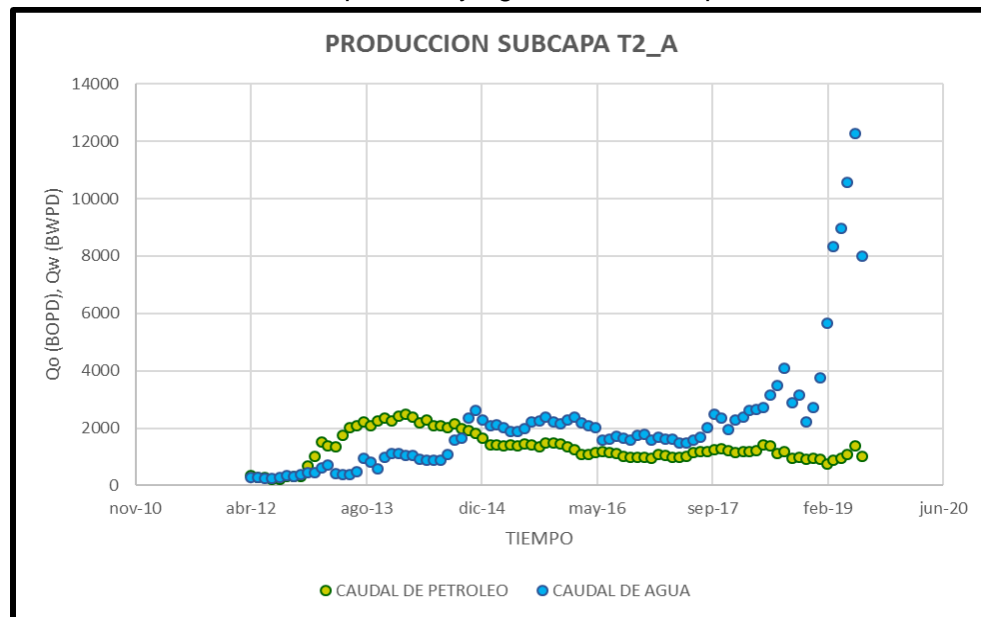


las curvas se observa a saturaciones menores a 0,5 se considera que la roca es humectada preferencialmente a el petróleo<sup>24</sup>. De acuerdo a lo anterior, según estas curvas el yacimiento tiene una ligera tendencia de mojabilidad al petróleo.

El punto “1” la saturación de agua ( $S_{wc}$ ) es igual a 0.22, 0.18 y 0.19 para las subcapas T2\_A, T2\_B y T2\_C respectivamente. En este punto la permeabilidad relativa del petróleo ( $K_{ro}$ ) es igual a 1 para cada subcapa, la permeabilidad relativa del petróleo es alta debido a que la saturación de agua ocupa los poros más pequeños y no intervienen en el flujo del petróleo. En el punto “2” se observa que la fase de agua pierde fluidez a altos valores de saturación de la fase de petróleo debido a que en los poros más pequeños se concentra la saturación de la fase de agua. En el punto “3” la saturación baja de la fase de petróleo afecta en gran medida la permeabilidad relativa de la fase de agua debido a que en los poros más grandes se encuentra la fase de petróleo y esta tiene mayor capacidad de fluir a través del medio poroso. En el punto “4”, la saturación de petróleo residual ( $S_{or}$ ) en promedio es igual a 0.35, en este punto la permeabilidad del agua se ve afectada a saturaciones bajas de petróleo, debido a que la fase de petróleo se localiza en los poros más grandes permitiendo que su flujo sea favorable.

A continuación, se evidencian las producciones de las subcapas T2\_A, T2\_B y T2\_C respectivamente:

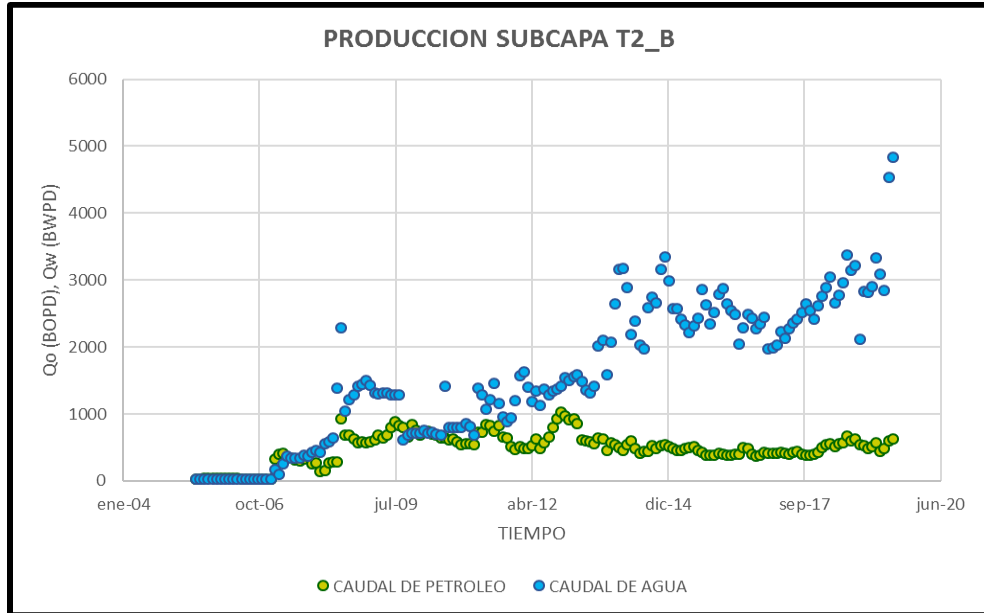
**Gráfica 4.** Producción de petróleo y agua de la subcapa T2\_A.



**Fuente:** elaboración propia, con base en: ECOPETROL S.A. Datos de producción del Campo Apiay.

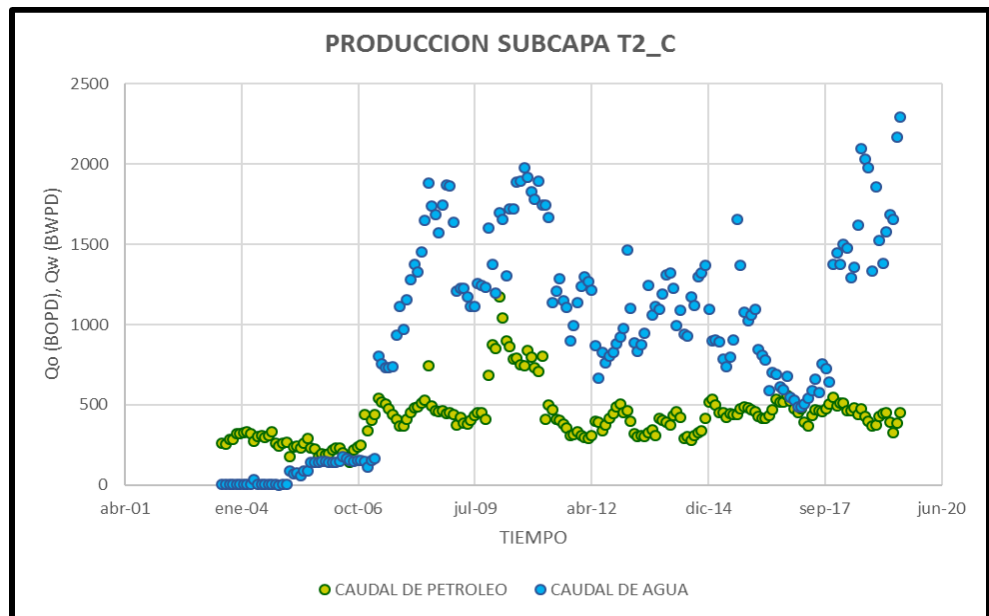
<sup>24</sup> HONARPOUR, Mehdi, KOEDERITZ, Leonard, HARVEY, A. Herbert. Relative permeability of petroleum reservoirs. Estados Unidos: CRC Press, Inc., 1986. p 67.

**Gráfica 5.** Producción de petróleo y agua de la subcapa T2\_B.



**Fuente:** elaboración propia, con base en: ECOPETROL S.A. Datos de producción del Campo Apiay.

**Gráfica 6.** Producción de petróleo y agua de la subcapa T2\_C.



**Fuente:** elaboración propia, con base en: ECOPETROL S.A. Datos de producción del Campo Apiay.

En las **Gráficas 4, 5 y 6** se observó la producción de las subcapas T2\_A, T2\_B y T2\_C respectivamente, donde se evidenció que para las últimas dos subcapas la producción de agua es considerablemente mayor que la producción de petróleo. Así mismo, se observó

que las producciones están fuertemente ligadas con eventos operacionales en el campo, impidiendo la representación del comportamiento real de este.

En general las curvas de permeabilidad relativa describen la habilidad de los fluidos a fluir dentro del medio poroso, en relación a lo anterior, la recuperación de los fluidos en superficie está influenciada por las permeabilidades relativas de cada fluido. Teniendo en cuenta las curvas de permeabilidad relativa obtenidas a partir del análisis de núcleos en comparación con las curvas de producción de cada subcapa, no se evidenció una buena correspondencia entre los datos, principalmente por que las producciones de agua son bastante elevadas en relación a la recuperación de crudo sobre todo en las últimas dos subcapas. A partir de esto caben dos posibilidades. En primer lugar, es posible que las curvas de permeabilidad no están representando de manera precisa el movimiento de los fluidos dentro del yacimiento y, por ende, no está representando de manera correcta la recuperación de los mismos. En segundo lugar, es posible que las producciones evidenciadas de los fluidos no son totalmente representativas del comportamiento del yacimiento debido a que están influenciadas por eventos operacionales del campo o por la misma heterogeneidad de las condiciones estratigráficas y petrofísicas que poseen las subcapas.

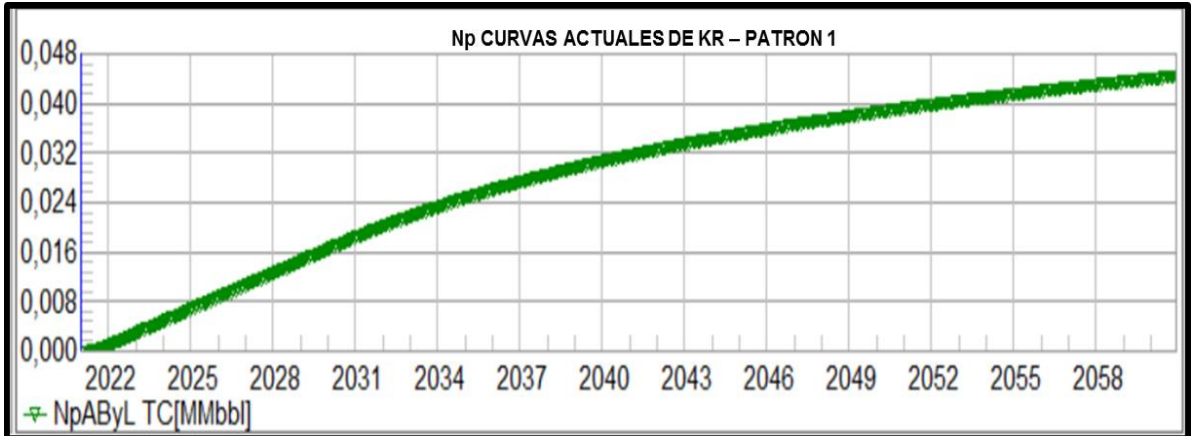
**1.3.2 Volumen de petróleo a recuperar calculado a partir de las curvas actuales de permeabilidad relativa.** Con las curvas de permeabilidad relativa obtenidas por el análisis de núcleos se estimó el volumen de petróleo a recuperar del proceso de inyección, este procedimiento fue realizado por la empresa ECOPETROL S.A. mediante el software Sahara bajo el modelo de predicción de Buckley-Leverett. El volumen de petróleo a recuperar por cada patrón de inyección se presenta a continuación:

**Tabla 1.** Petróleo a recuperar a partir de curvas actuales de Kr (Patrón 1).

Patrón 1	
FECHA	$N_p$ (MMBBL)
2021	0.0009742
2030	0.0183633
2040	0.0316471
2050	0.0392476
2060	0.0444664

**Fuente:** elaboración propia, con base en: resultados obtenidos con el Software Sahara - ECOPETROL S.A

**Gráfica 7.** Volumen de petróleo a recuperar a partir de curvas actuales de Kr (Patrón 1).



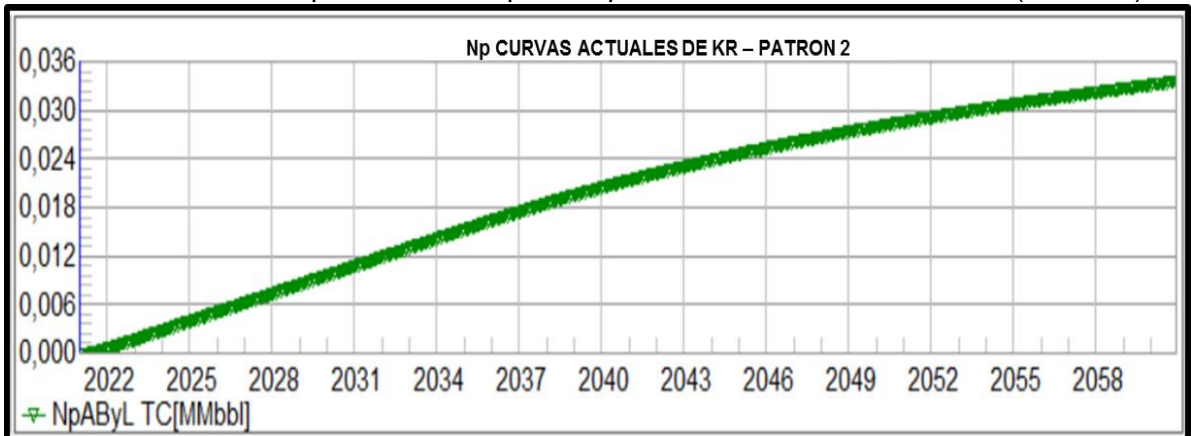
**Fuente:** elaboración propia, con base en: resultados obtenidos con el Software Sahara - ECOPEPETROL S.A

**Tabla 2.** Petróleo a recuperar a partir de curvas actuales de Kr (Patrón 2).

Patrón 2	
FECHA	N <sub>p</sub> (MMBBL)
2021	0.000568
2030	0.0107515
2040	0.0213815
2050	0.028608
2060	0.0336298

**Fuente:** elaboración propia, con base en: resultados obtenidos con el Software Sahara - ECOPEPETROL S.A

**Gráfica 8.** Volumen de petróleo a recuperar a partir de curvas actuales de Kr (Patrón 2).



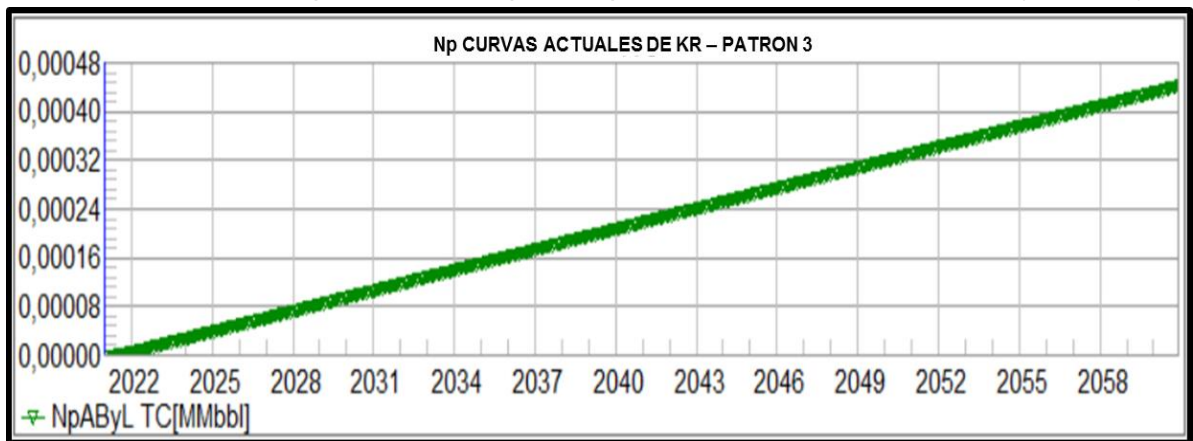
**Fuente:** elaboración propia, con base en: resultados obtenidos con el Software Sahara - ECOPEPETROL S.A

**Tabla 3.** Petróleo a recuperar a partir de curvas actuales de Kr (Patrón 3).

Patrón 3	
FECHA	N <sub>p</sub> (MMBBL)
2021	0.000005475
2030	0.00010731
2040	0.00022046
2050	0.00033361
2060	0.00044676

**Fuente:** elaboración propia, con base en: resultados obtenidos con el Software Sahara - ECOPEPETROL S.A

**Gráfica 9.** Volumen de petróleo a recuperar a partir de curvas actuales de Kr (Patrón 3).



**Fuente:** elaboración propia, con base en: resultados obtenidos con el Software Sahara - ECOPEPETROL S.A

## 2. METODOLOGÍA Y DATOS

En este apartado se presentó la metodología utilizada para determinar las nuevas curvas de permeabilidad relativa a partir de los datos de producción del Campo Apiay. De igual manera, se realizó una descripción del método de predicción de inyección de Buckley-Leverett, el cual es utilizado para determinar el volumen de petróleo a recuperar de la inyección de agua mediante el uso de dichas curvas de permeabilidad relativa en el software Sahara.

### 2.1 DETERMINACIÓN DE NUEVAS CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA A PARTIR DE DATOS DE PRODUCCIÓN

Esta sección se presentó la metodología para determinar las nuevas curvas de permeabilidad relativas por medio de los datos de producción del Campo Apiay. Para esto, se realizó la descripción de la información necesaria de producción de los pozos y del yacimiento, luego se describe el procedimiento para realizar la determinación de las nuevas curvas de permeabilidad a partir de la información evidenciada.

**2.1.1 Información necesaria para la obtención de nuevas curvas de permeabilidad relativa.** Para la determinación de las nuevas curvas de permeabilidad es necesario obtener la producción histórica de los fluidos de la formación en estudio, que para el caso es la unidad T2 (Subcapas T2\_A, T2\_B y T2\_C). En este sentido, cabe resaltar que el método que se implementó solo es aplicable a yacimientos subsaturados, es decir, yacimientos que aún se encuentran por encima de la presión de burbuja, yacimientos que estén produciendo con cortes de agua por encima del 50% y yacimientos que tengan asociado un acuífero activo o estén en proceso de inyección de agua. Estas tres condiciones aplican para la unidad productora T2.

**2.1.1.1 Datos de producción.** A continuación, se observan los datos de producción necesarios para la determinación de las nuevas curvas de permeabilidad relativa:

- Caudal de petróleo mensual ( $q_o$ ).
- Petróleo acumulado mensual ( $N_p$ ).
- Caudal de agua mensual ( $q_w$ ).
- Corte de agua mensual ( $W_{cut}$ ).

**2.1.1.2 Datos de yacimiento.** Es importante obtener las variables del yacimiento que son indispensables en la metodología empleada para determinar las nuevas curvas de permeabilidad relativa. Dentro de los datos necesarios de yacimiento, se encuentran los siguientes:

- Petróleo Original en sitio (POES).
- Saturación de agua crítica ( $S_{wc}$ ).

- Saturación inicial de agua ( $S_{wi}$ ).
- Saturación de petróleo residual ( $S_{or}$ ).
- Viscosidad del petróleo @ temperatura de yacimiento ( $\mu_o$ ).
- Viscosidad del agua @ temperatura de yacimiento ( $\mu_w$ ).

Es importante resaltar que esta información fue suministrada a partir de estudios volumétricos, de registros eléctricos OpenHole y de análisis PVT de los fluidos del yacimiento.

**2.1.2 Procedimiento para la determinación de nuevas curvas de permeabilidad relativa a partir de datos de producción en el Campo Apiay.** La metodología para determinar las nuevas curvas de permeabilidad relativa se basa en el paper “Creation of the Fractional Flow Curve from Purely Production Data” publicado en 1999, donde los autores recomiendan aplicar esta técnica únicamente a yacimientos que producen con cortes de agua superiores al 50% y de igual manera es aplicable a yacimientos con presencia de un acuífero activo o en proceso de inyección de agua<sup>25</sup>. Debido a que en la unidad T2 únicamente se está inyectando agua en las subcapas T2\_A, T2\_B y T2\_C, la metodología planteada únicamente se realizó para dichas subcapas en el presente trabajo.

De forma general, el método de este artículo requiere adecuar una ecuación de línea recta al comportamiento que existe entre el factor de recobro y el corte de agua, la cual, permite conocer a cualquier corte de agua deseado el factor de recobro correspondiente. En este sentido, tanto la pendiente como el punto de corte de la ecuación de la línea recta obtenida, se utilizan para calcular unas variables que de la misma forma dependen de la saturación de agua inicial. A partir de estas variables generadas, se determina la relación entre permeabilidad relativa del aceite ( $K_{ro}$ ) y la permeabilidad relativa del agua ( $K_{rw}$ ), esta relación de permeabilidades relativas de cada fluido son la base en la construcción de la curva de flujo fraccional y de igual manera depende de otras variables de los fluidos.

El procedimiento evidenciado en el paper mencionado llega hasta obtener la curva de flujo fraccional. A partir de esto, en el presente trabajo se propuso ajustar la curva de flujo fraccional calculada mediante correlaciones que definen las permeabilidades relativas de cada fluido a la curva de flujo fraccional generada anteriormente con el objetivo de determinar las curvas de permeabilidad relativa. Una vez determinada la curva de flujo fraccional a partir de dichas correlaciones, se procede a graficar las curvas de permeabilidad relativa de cada fase en función de la saturación de agua ( $S_w$ ).

Este es un método conveniente para representar el historial de producción en campos petroleros bajo inyección de agua o acuífero activo. La técnica se basa en la transformación de la relación entre la recuperación en términos de petróleo

---

<sup>25</sup> A/HAMID-KOC, Walid A., Creation of the Fractional Flow Curve from Purely Production Data. Op. Cít., p 2.

original en el lugar (POES) ( $F_r$ ) y el corte de agua ( $W_{cut}$ ) en una relación lineal. Estos conceptos se basan en el flujo fraccional y la fórmula de recuperación de Buckley-Leverett<sup>26</sup>.

A continuación, se describe el procedimiento.

- El método evidenciado en el paper comienza con el cálculo del factor de recobro (FR) día a día, mes a mes o año a año (para el caso del presente trabajo se realizó mes a mes) desde la fecha de inicio de la inyección de agua en el campo. De esta manera se tuvo en cuenta el petróleo original en sitio (N) de las subcapas T2\_A, T2\_B y T2\_C de la unidad T2 y la producción acumulada mes a mes ( $N_p$ ) de las subcapas T2\_A, T2\_B y T2\_C de la unidad T2. Cabe destacar que las subcapas T2\_X, T2\_Y y T2\_Z también están abiertas a producción, en donde la producción está distribuida de acuerdo a registros PLT y no se tiene en cuenta la producción de dichas subcapas superiores. La ecuación utilizada para el cálculo del factor de recobro es la siguiente:

**Ecuación 6.** Factor de recobro.

$$F_r = \frac{N_p}{N}$$

**Fuente:** elaboración propia, con base en: A/HAMID-KOC, Walid A., Creation of the Fractional Flow Curve from Purely Production Data. Estados Unidos: SPE Journal, 1999, p 1.

- De esta manera, se determinó para cada período una variable X, la cual, está en función del corte de agua ( $W_{cut}$ ), como se muestra a continuación:

**Ecuación 7.** Función X.

$$X = \ln \left[ \left( \frac{1}{W_{cut}} \right) - 1 \right] - \left( \frac{1}{W_{cut}} \right)$$

**Fuente:** A/HAMID-KOC, Walid A., Creation of the Fractional Flow Curve from Purely Production Data. [En línea]. Estados Unidos: SPE Journal, 1999, p 1. [Consultado 23 de julio del 2019] Disponible en: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-56830-MS>

En este sentido, se calculó la función X para cada período correspondiente en el que se determinó el factor de recobro, lo cual, fue realizado mes a mes y teniendo en cuenta la fecha de inicio de la inyección de agua en el campo y que los cortes de agua correspondientes a estas fechas fueran mayores al 50%.

Con la obtención tanto del factor de recobro ( $F_r$ ) como de la función X para cada período desde el inicio de la inyección de agua, se realizó una gráfica de  $F_r$  vs

---

<sup>26</sup> *Ibíd.*, p 1.



X, donde el eje “x” corresponde a la función X y el eje “y” corresponde al factor de recobro. Posterior a esto, se le realizó una regresión lineal al comportamiento evidenciado en la gráfica de  $F_r$  vs función X. Es de importancia resaltar que la formulación de dicha línea recta indica, que la recuperación de hidrocarburos está siendo controlada por las características de la relación de permeabilidad relativa ( $k_{ro}/k_{rw}$ ) del yacimiento. De acuerdo a esto, se evidencia que la ecuación de la línea recta obtenida es de la siguiente manera, donde m y n son la pendiente y el punto de corte, respectivamente.

**Ecuación 8.** Relación lineal del factor de recobro y función X.

$$F_r = mX + n$$

**Fuente:** A/HAMID-KOC, Walid A., Creation of the Fractional Flow Curve from Purely Production Data. [En línea]. Estados unidos: SPE Journal, 1999, p 2. [Consultado 23 de julio del 2019] Disponible en: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-56830-MS>

- Luego se realizó los cálculos de las variables llamadas a y b, las cuales, intervienen en la ecuación que relaciona la permeabilidad relativa de los fluidos con la variación de la saturación de agua del yacimiento, dichas variables son dependientes de los valores obtenidos tanto de la pendiente (m) como del punto de corte (n), además de la saturación de agua inicial ( $S_{wi}$ ) y de las viscosidades del petróleo ( $\mu_o$ ) y del agua ( $\mu_w$ ) que para efectos del presente trabajo estas viscosidades no varían con respecto a los cambios de presión y temperatura que se pueden presentar a lo largo del yacimiento. Dichas variables se presentan a continuación:

**Ecuación 9.** Variable b.

$$b = \frac{1}{m(1 - S_{wi})}$$

**Fuente:** A/HAMID-KOC, Walid A., Creation of the Fractional Flow Curve from Purely Production Data. [En línea]. Estados unidos: SPE Journal, 1999, p 2. [Consultado 23 de julio del 2019] Disponible en: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-56830-MS>

**Ecuación 10.** Variable a.

$$a = \left(\frac{\mu_o}{\mu_w}\right) e^{-b[n(1-S_{wi})+S_{wi}]}$$

**Fuente:** A/HAMID-KOC, Walid A., Creation of the Fractional Flow Curve from Purely Production Data. [En línea]. Estados unidos: SPE Journal, 1999, p 2. [Consultado 23 de julio del 2019] Disponible en: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-56830-MS>

- Se determinó la relación entre la permeabilidad relativa del aceite ( $K_{ro}$ ) y la permeabilidad relativa del agua ( $K_{rw}$ ) en función de  $a$ , de  $b$  y de la saturación de agua que varía desde la saturación de agua connata ( $S_{wc}$ ) hasta la saturación de aceite residual ( $S_{or}$ ). En este sentido la relación de permeabilidades se calculó con la siguiente ecuación para las subcapas T2\_A, T2\_B y T2\_C:

**Ecuación 11.** Relación de permeabilidades relativas.

$$\frac{K_{ro}}{K_{rw}} = a e^{(b S_w)}$$

**Fuente:** A/HAMID-KOC, Walid A., Creation of the Fractional Flow Curve from Purely Production Data. [En línea]. Estados unidos: SPE Journal, 1999, p 2. [Consultado 23 de julio del 2019] Disponible en: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-56830-MS>

- Considerando que se obtuvieron las relaciones de permeabilidad relativa en función de cada saturación de agua para cada una de las subcapas que se encuentran en inyección de agua en la unidad T2, se procedió a determinar la curva de flujo fraccional mediante su respectiva ecuación, la cual, considera tres fuerzas principales: Las fuerzas capilares, las fuerzas gravitacionales y las fuerzas viscosas. Como se muestra a continuación:

**Ecuación 12.** Flujo fraccional.

$$F_w = \frac{1 - 1.127 \frac{K_o * A}{\mu_o * q_t} \left( \frac{dP_c}{dx} + 0,433 * \Delta y * \text{Sen } \alpha \right)}{1 + \frac{K_{ro} * \mu_w}{K_{rw} * \mu_o}}$$

**Fuente:** PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Venezuela: Ediciones Astro Data S.A., 2001. P 82. 980-296-792-0.

Por lo general no se tienen cuenta en la ecuación de flujo fraccional tanto las fuerzas capilares como las fuerzas gravitacionales, pues las fuerzas que más intervienen en el flujo fraccional dentro del reservorio son las fuerzas viscosas (denominador de la **Ecuación 12**). Para el caso del Campo Apiay, esta condición es aplicable, debido a que las fuerzas capilares son despreciables en comparación con la magnitud de las fuerzas viscosas que presenta la unidad productora T2 y porque el ángulo de buzamiento del reservorio no supera los  $8^\circ$ , razón por la cual también se puede despreciar el efecto gravitacional dentro del medio poroso. En este sentido, se realizó el cálculo de la curva de flujo fraccional sin tener en cuenta los efectos gravitacionales y capilares, por lo cual, se simplificó la expresión del cálculo de la curva de flujo fraccional como se observa en la siguiente ecuación:

**Ecuación 13.** Flujo fraccional simplificada.

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

**Fuente:** A/HAMID-KOC, Walid A., Creation of the Fractional Flow Curve from Purely Production Data. [En línea]. Estados Unidos: SPE Journal, 1999, p 2. [Consultado 23 de julio del 2019] Disponible en: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-56830-MS>

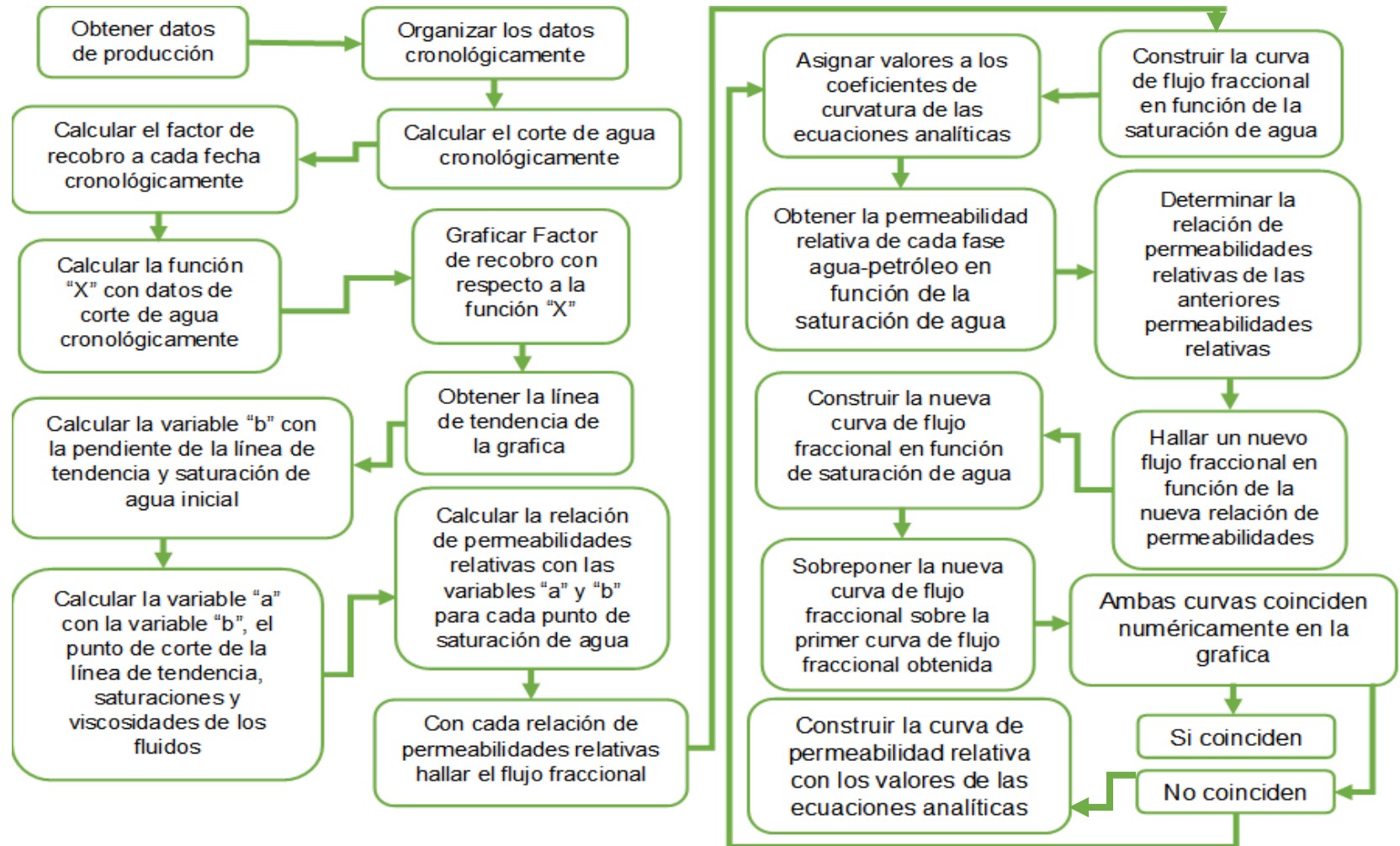
De esta manera se obtiene la curva de flujo fraccional en función de la saturación de agua. Es preciso destacar que el procedimiento presentado en el paper llega hasta la obtención de la curva de flujo fraccional.

- En el presente trabajo, se propuso un ajuste de una nueva curva de flujo fraccional determinada mediante la misma expresión de la **Ecuación 13**, con la diferencia que en el cálculo de las permeabilidades relativas del aceite ( $K_{ro}$ ) y del agua ( $K_{rw}$ ) de esta segunda curva de flujo fraccional ajustada, se tuvieron en cuenta correlaciones analíticas de permeabilidad relativa de los fluidos. Estas ecuaciones tienen en cuenta magnitudes como la saturación de agua inicial ( $S_{wi}$ ), la saturación de aceite residual ( $S_{or}$ ), el exponente de curvatura del agua ( $n_w$ ), el exponente de curvatura del aceite ( $n_o$ ), la permeabilidad relativa del agua máxima ( $K_{rw} @ S_{or}$ ) y la permeabilidad relativa del aceite máxima ( $K_{ro} @ S_{wc}$ ). De igual manera, estas ecuaciones analíticas varían con respecto a la saturación de agua ( $S_w$ ) para el caso de la permeabilidad relativa del agua y con respecto a la saturación de aceite ( $S_o$ ) para el caso de la permeabilidad relativa del petróleo. Dichas ecuaciones corresponden a la **Ecuación 3** y **Ecuación 4**.

Para determinar las variables que intervienen en estas ecuaciones como lo son el exponente de curvatura del agua ( $n_w$ ), el exponente de curvatura del aceite ( $n_o$ ), la permeabilidad relativa del agua máxima ( $K_{rw} @ S_{or}$ ) y la permeabilidad relativa del aceite máxima ( $K_{ro} @ S_{wc}$ ), se realizó una variación de dichas variables, hasta que su combinación permitiera el ajuste de la curva de flujo fraccional dependiente de estas ecuaciones a la curva de flujo fraccional determinada por datos de producción, es decir, hasta que la relación de  $K_{ro}/K_{rw}$  derivada de las ecuaciones analíticas fuera igual a la relación de  $K_{ro}/K_{rw}$  derivada de la metodología evidenciada a partir de datos de producción.

- Una vez determinadas estas variables y por tanto obtenido un buen ajuste de la curva de flujo fraccional, se procedió finalmente a graficar las curvas de permeabilidad relativa en función de la saturación de agua para cada una de las subcapas de la formación T2 que se encuentran en inyección de agua (T2\_A, T2\_B y T2\_C), permitiendo así, obtener dichas curvas a partir de datos de producción que describen el movimiento de fluidos dentro del medio poroso. De acuerdo a la metodología presentada anteriormente, a continuación, se presenta un diagrama de flujo con la descripción paso a paso de dicha metodología:

**Figura 4.** Diagrama de flujo de la metodología para hallar las nuevas curvas de Kr a partir de datos de producción.



**Fuente:** elaboración propia.

## 2.2 METODOLOGÍA DEL CÁLCULO DEL VOLUMEN DE PETRÓLEO A RECUPERAR MEDIANTE EL USO DE LAS NUEVAS CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA

Con el objetivo de determinar el volumen de petróleo a recuperar del proceso de inyección de agua en cada patrón de estudio del Campo Apiay, se usó el software Sahara que utiliza ECOPETROL S.A. El cual permite la simulación de procesos de inyección de agua con algunos métodos de predicción. Se realizó una descripción del método de predicción de inyección de agua de Buckley-Leverett que se usó en el software, evidenciando la metodología que este método tiene en cuenta para calcular el volumen de petróleo a recuperar en un determinado tiempo a partir de la inyección, luego, se presentó la metodología de la realización de la simulación en el software Sahara teniendo en cuenta las nuevas curvas de permeabilidad relativa mediante el método Buckley-Leverett para calcular los volúmenes.

**2.2.1 Descripción del método de predicción de inyección de agua Buckley-Leverett para el volumen de petróleo a recuperar.** Primeramente, se deben tener una serie de consideraciones para el desarrollo de la metodología<sup>27</sup>, estas suposiciones se hacen necesarias para obtener la predicción esperada correcta las cuales se presentan a continuación:

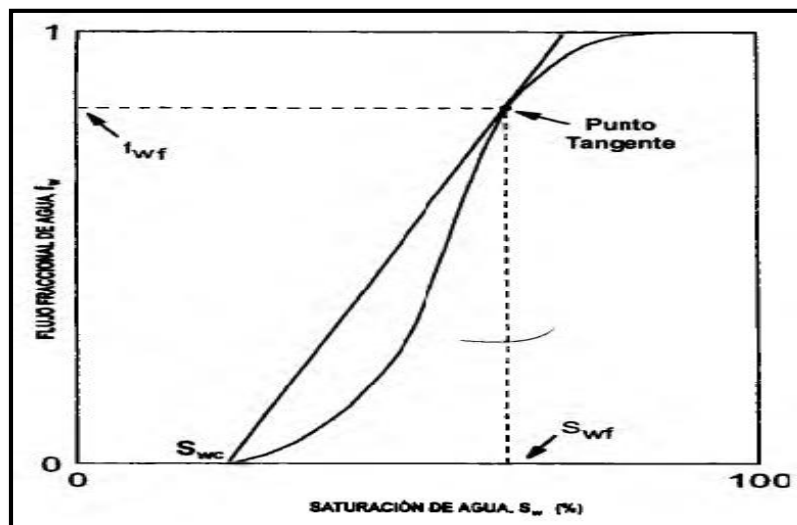
- Desplazamiento tipo pistón con fugas.
- Los fluidos son inmiscibles, es decir, que existe presión capilar.
- Sólo pueden existir dos fluidos circulando al mismo tiempo por un determinado punto, así que deben aplicarse los conceptos de permeabilidades relativas a dos fases.
- La presión de desplazamiento debe estar por encima del punto de burbujeo (no existe gas libre), en caso de que se utilice agua para desplazar petróleo.
- La tasa de inyección se considera constante.
- La presión y temperatura deben permanecer constantes para que existan condiciones de equilibrio.

A partir de las consideraciones anteriores, y mediante la obtención de la curva de flujo fraccional se grafica una línea tangencial que corte la curva de flujo fraccional desde la saturación de agua connata ( $S_{wc}$ ).

---

<sup>27</sup> PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Op. Cít., p 204.

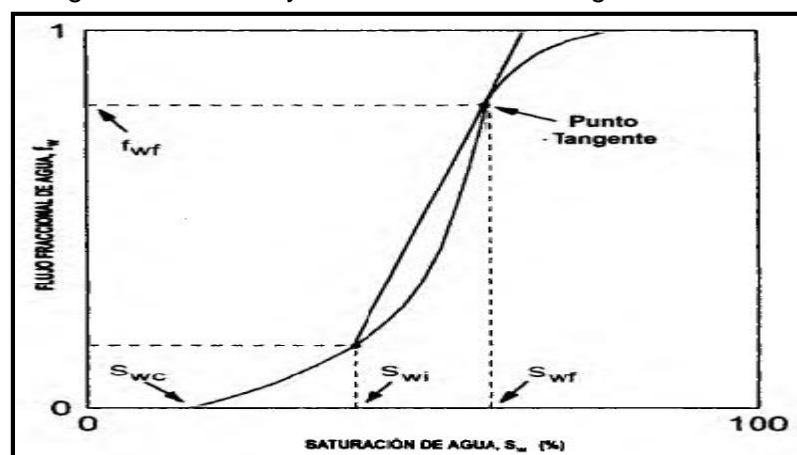
**Figura 5.** Determinación de la saturación de agua en el frente de invasión.



**Fuente:** PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos, Venezuela: Ediciones Astro Data S.A., 2001. p 100. 980-296-792-0.

Si la saturación de agua inicial es mayor a la saturación de agua connata, la línea se traza desde la saturación de agua inicial<sup>28</sup>, de la siguiente manera:

**Figura 6.** Construcción de la tangente cuando la saturación de agua inicial es mayor a la saturación de agua connata.

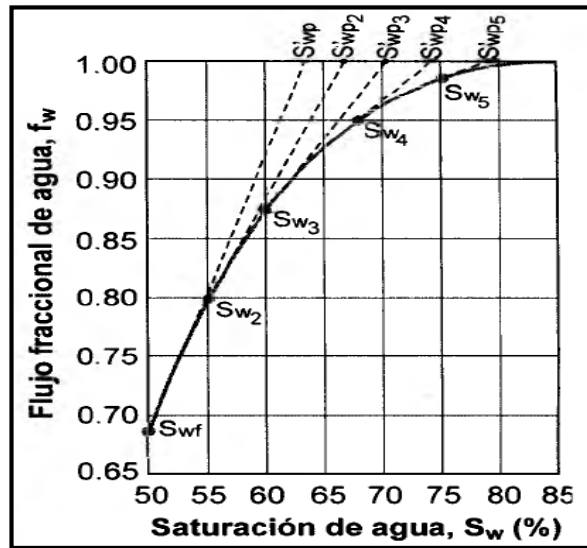


**Fuente:** PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos, Venezuela: Ediciones Astro Data S.A., 2001. p 100. 980-296-792-0.

<sup>28</sup> *Ibíd.* p 205.

En la gráfica se lee el valor correspondiente al punto de corte de la línea tangencial en el eje Y, el cual, se define como flujo fraccional del frente ( $F_{wf}$ ) y en el eje X la saturación del frente ( $S_{wf}$ ). Para las predicciones que se deseen realizar después de la ruptura deben ser calculadas a partir de saturaciones de agua ( $S_{w2}$ ) mayores a la saturación de agua del frente, para su obtención se grafica una línea tangencial dependiendo de la saturación a la que se requiera realizar la predicción<sup>29</sup>, como se observa a continuación:

**Figura 7.** Determinación de  $S'_{wp}$  a diferentes tiempos después de la ruptura.



**Fuente:** PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos, Venezuela: Ediciones Astro Data S.A., 2001. p 109. 980-296-792-0.

Mediante los valores de saturación de agua se calcula el volumen de petróleo producido, el volumen de petróleo se puede determinar en tres momentos diferentes.

**2.2.1.1 Antes de la ruptura.** Se define como el momento en el cual solo se produce los fluidos del yacimiento sin agua de inyección<sup>30</sup>, el cálculo del volumen de petróleo producido se determina a partir de la siguiente ecuación:

<sup>29</sup> *Ibíd.* p 205.

<sup>30</sup> *Ibíd.* p 205.

**Ecuación 14.** Petróleo acumulado antes de la ruptura.

$$N_p = \frac{A * h * \Phi * (S_{wp} - S_{wi})}{B_o}$$

**Fuente:** PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos, Venezuela: Ediciones Astro Data S.A., 2001. p 205. 980-296-792-0

**2.2.1.2 En el momento de la ruptura.** Punto en el que se presenta la producción de los fluidos del yacimiento con las primeras cantidades de agua de inyección<sup>31</sup>, el cálculo del volumen de petróleo producido se determina a partir de la misma ecuación del volumen de petróleo acumulado antes de la ruptura (**Ecuación 14**).

**2.2.1.2 Después de la ruptura.** Se define como el momento en cualquier punto después que ocurre la producción de las primeras cantidades de agua de inyección<sup>32</sup>, el cálculo del volumen de petróleo producido se determina a partir de la siguiente ecuación:

**Ecuación 15.** Petróleo acumulado después de la ruptura.

$$N_p = \frac{A * h * \Phi * (S_{w2} - S_{wi})}{B_o}$$

**Fuente:** PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos, Venezuela: Ediciones Astro Data S.A., 2001. p 209. 980-296-792-0

**2.2.1 Metodología del cálculo del volumen de petróleo a recuperar mediante la simulación en el software Sahara con el método de Buckley-Leverett.** Antes de realizar la descripción de la metodología de la simulación, es importante destacar que el modelo de simulación ya había sido creado e ingresado en el software Sahara por los ingenieros de yacimientos del Campo Apiay, debido a que ya se habían hecho simulaciones con las curvas actuales de permeabilidad relativa que se tienen para el campo y por tanto, todas las variables e información como el modelo estático, las propiedades de la roca, propiedades de los fluidos, etc., que requiere el caso de simulación ya habían sido cargadas.

De acuerdo a la premisa anterior, para realizar la simulación con las nuevas curvas de permeabilidad relativa determinadas a partir de datos de producción, únicamente se cambió la información correspondiente a las curvas de permeabilidad relativa y en relación a esto, se corrió el simulador con el método de predicción Buckley-Leverett, generando los resultados de la simulación mediante gráficas.

---

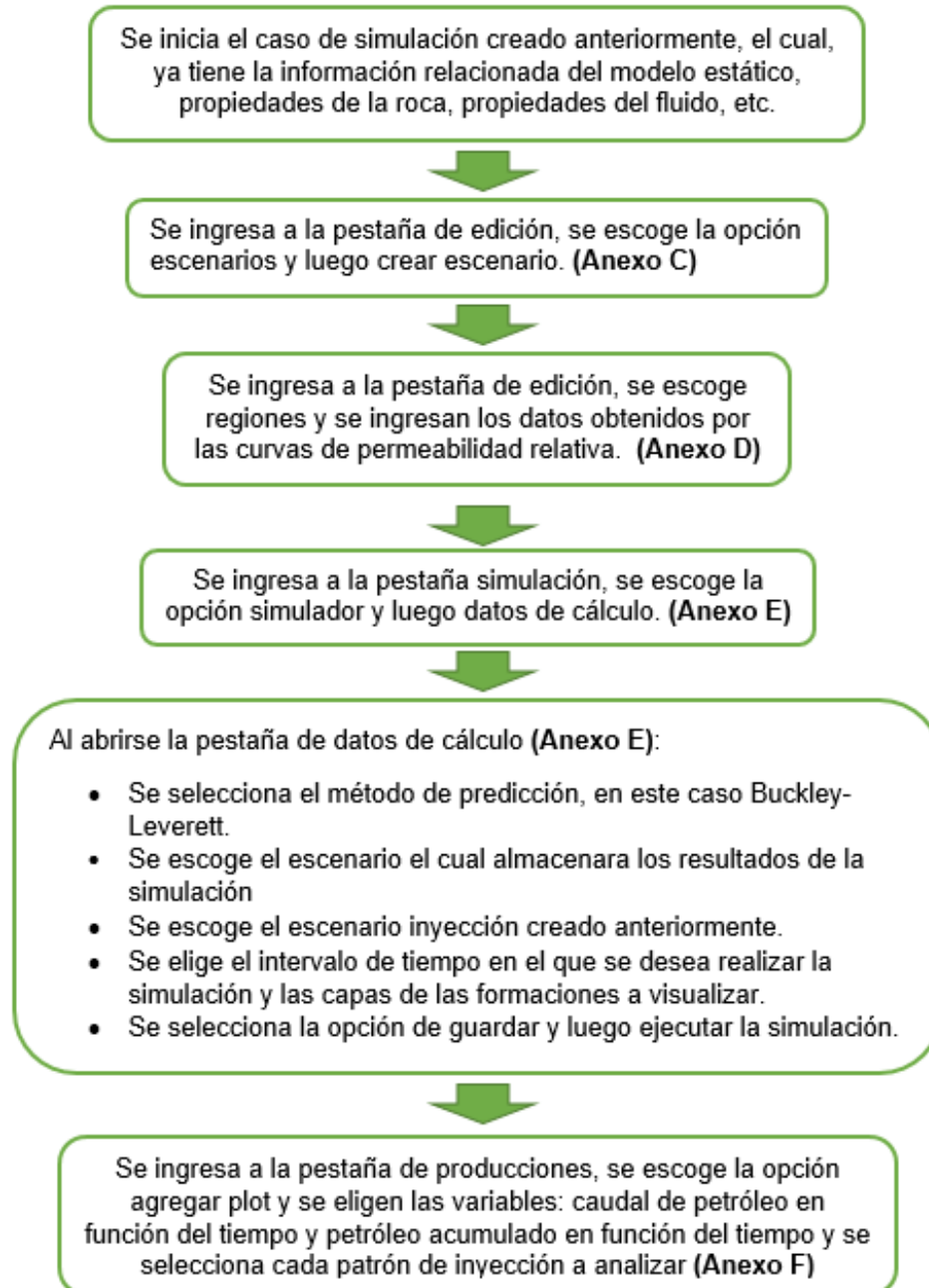
<sup>31</sup> *Ibíd.* p 207.

<sup>32</sup> *Ibíd.* p 209.



A continuación, se presenta un diagrama con la metodología para calcular el volumen de petróleo a recuperar mediante la simulación en el software Sahara usando el método de predicción Buckley-Leverett:

**Figura 8.** Diagrama de flujo de la metodología del cálculo del volumen de petróleo a recuperar mediante la simulación en el software Sahara con el método de Buckley-Leverett.



**Fuente:** elaboración propia.

### **3. RESULTADOS**

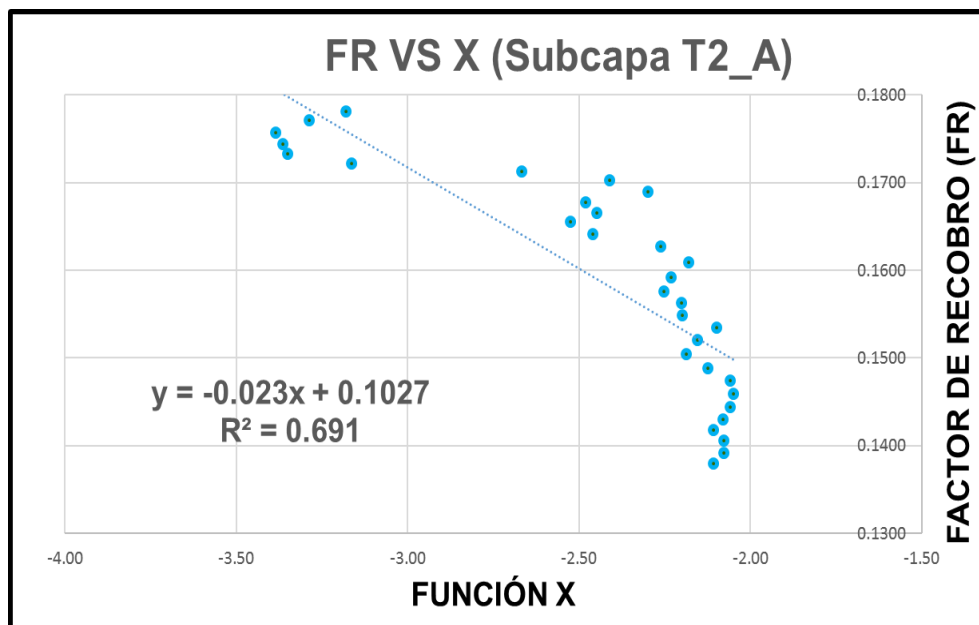
En esta sección, se observó los resultados obtenidos a partir de la metodología planteada para determinar las nuevas curvas de permeabilidad relativa. De la misma manera, del volumen del petróleo a recuperar del proceso de inyección de agua según estas curvas.

#### **3.1 NUEVAS CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA A PARTIR DE DATOS DE PRODUCCIÓN**

De acuerdo a los datos de producción del Campo Apiay se realizó el procedimiento de la metodología que sugiere la realización de la gráfica del factor de recobro con respecto a la función X que depende estrictamente del corte de agua. En este sentido, se realizó el análisis de las fechas que corresponden a cada caudal de producción de cada fluido (agua y petróleo), es necesario tener en cuenta la fecha en la que se inicia el proceso de inyección, de acuerdo a lo anterior, los caudales que corresponden a fechas anteriores al proceso de inyección no se deben tener en cuenta para la aplicación del método. De esta misma manera se tienen en cuenta los valores de corte de agua mayores al 50% según la recomendación de la metodología.

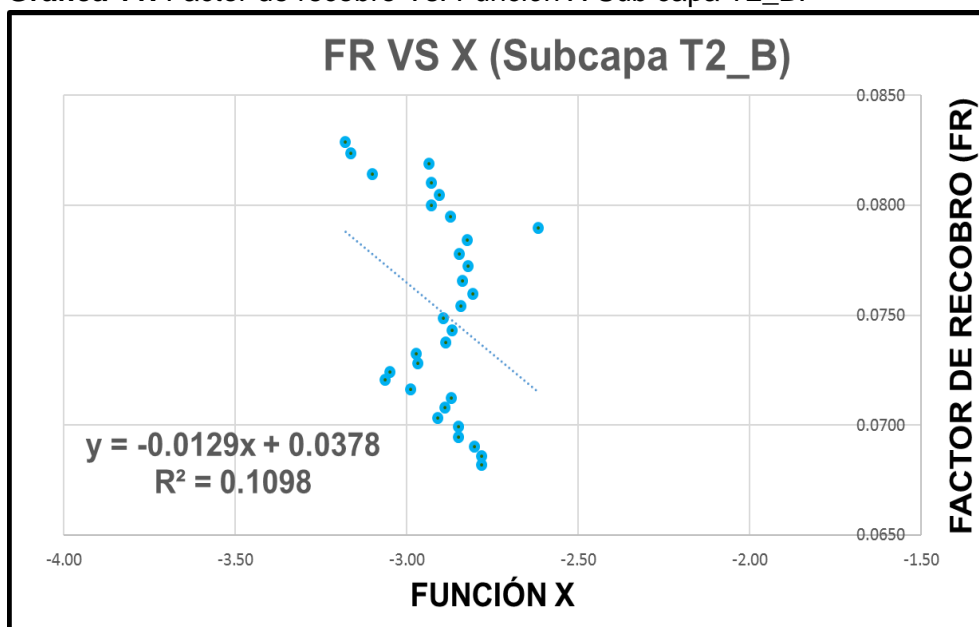
A partir de la obtención de los datos de producción teniendo en cuenta la metodología se procede a graficar el factor de recobro con respecto a la función X. A continuación, se presentan las gráficas correspondientes para cada subcapa de la formación T2 teniendo en cuenta los datos posteriores a la fecha inicial del proceso de inyección de agua y cortes de agua superiores al 50% además de esto se evidencia en cada una de ellas la línea de tendencia que tiene en cuenta todos los datos:

**Gráfica 10.** Factor de recobro Vs. Función X Sub capa T2\_A.



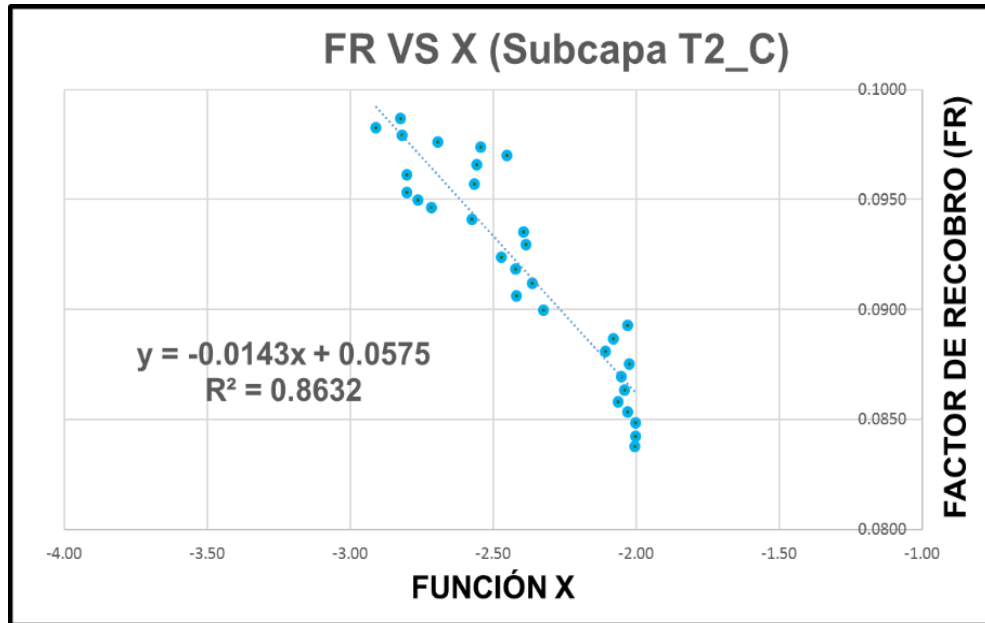
**FUENTE:** elaboración propia, con base en: ECOPETROL S.A. Datos de producción del Campo Apiay.

**Gráfica 11.** Factor de recobro Vs. Función X Sub capa T2\_B.



**FUENTE:** elaboración propia, con base en: ECOPETROL S.A. Datos de producción del Campo Apiay.

**Gráfica 12.** Factor de recobro Vs. Función X Sub capa T2\_C.

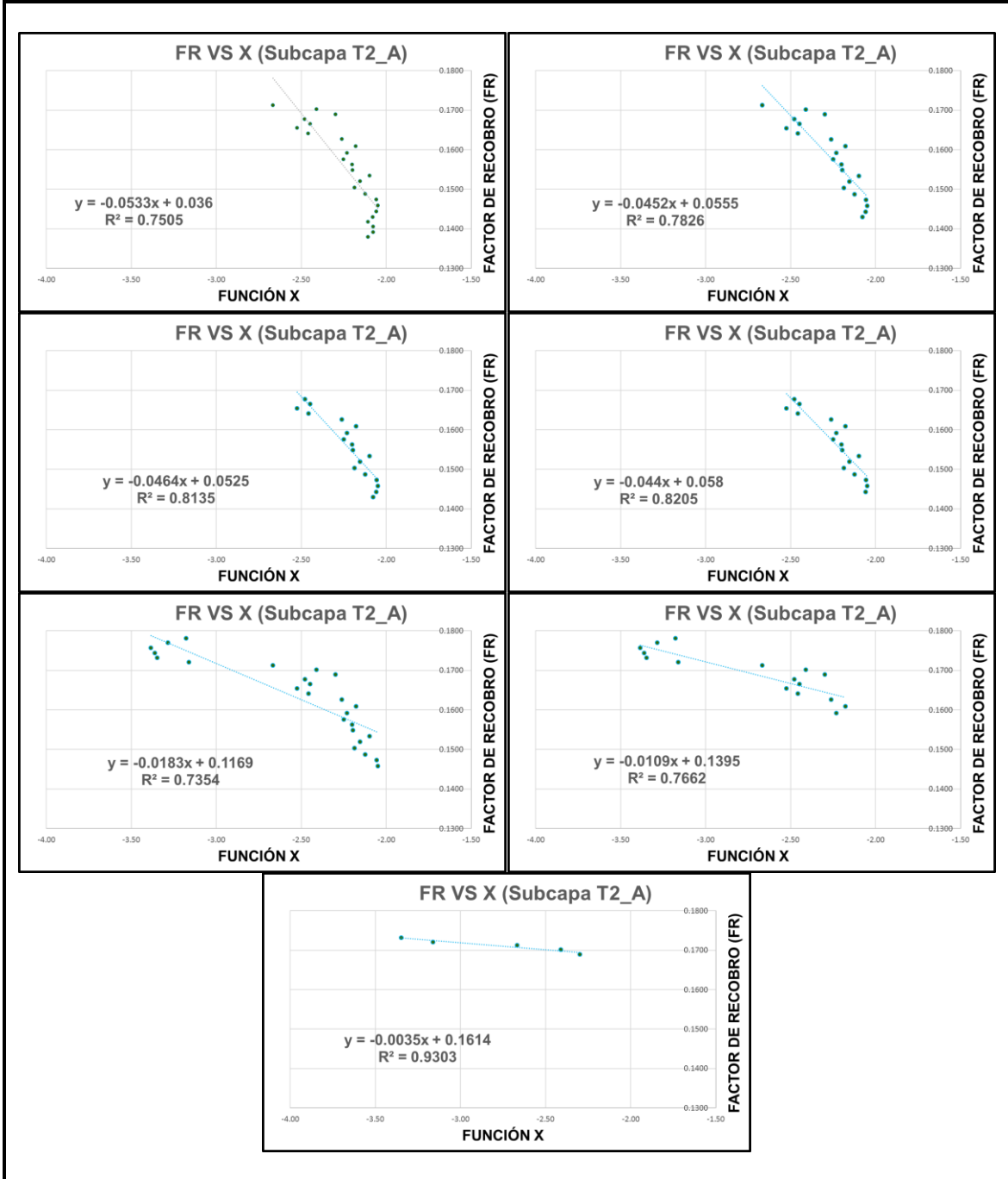


**FUENTE:** elaboración propia, con base en: ECOPETROL S.A. Datos de producción del Campo Apiay.

Para cada subcapa los puntos de factor de recobro con respecto a la función X presentan una gran desviación debido a eventos ajenos a la producción del yacimiento, es decir, eventos operativos como entradas a producción de estos pozos o cierre de estos mismos que aumentan o disminuyen el caudal de agua y el caudal de petróleo reflejándose en un cambio en la relación del corte de agua y el factor de recobro. De esta manera, la regresión lineal empleada para representar el comportamiento de la tendencia del corte de agua en función del tiempo no es acertada en su totalidad, por lo tanto, es necesario seleccionar datos que se asemejen al comportamiento natural del yacimiento y que posean la menor desviación con respecto a la tendencia de la función X y el factor de recobro.

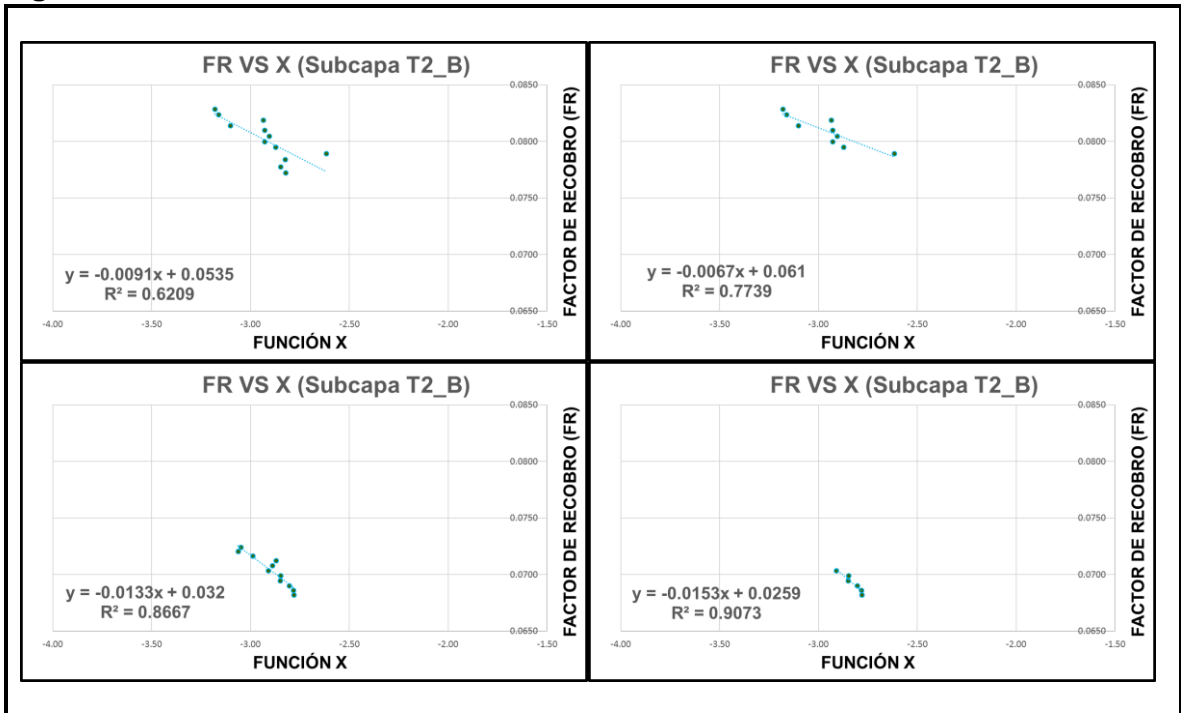
De acuerdo a lo anterior, se realizó un análisis con el objetivo de seleccionar la mejor tendencia de línea recta, en este sentido, se escogieron una determinada cantidad de datos en intervalos de tiempo que representan comportamientos más cercanos al comportamiento de línea recta, con mayor cantidad de datos posibles y con menor desviación de la tendencia. Para dicha selección se analizó todos los datos en su totalidad, se seleccionó las mejores tendencias que tuvieron un grado de desviación bajo y la mayor cantidad de datos. Este procedimiento se realizó para varios conjuntos de datos teniendo en cuenta cada subcapa que se presentan a continuación:

**Figura 9.** Gráficas de tendencias T2\_A.



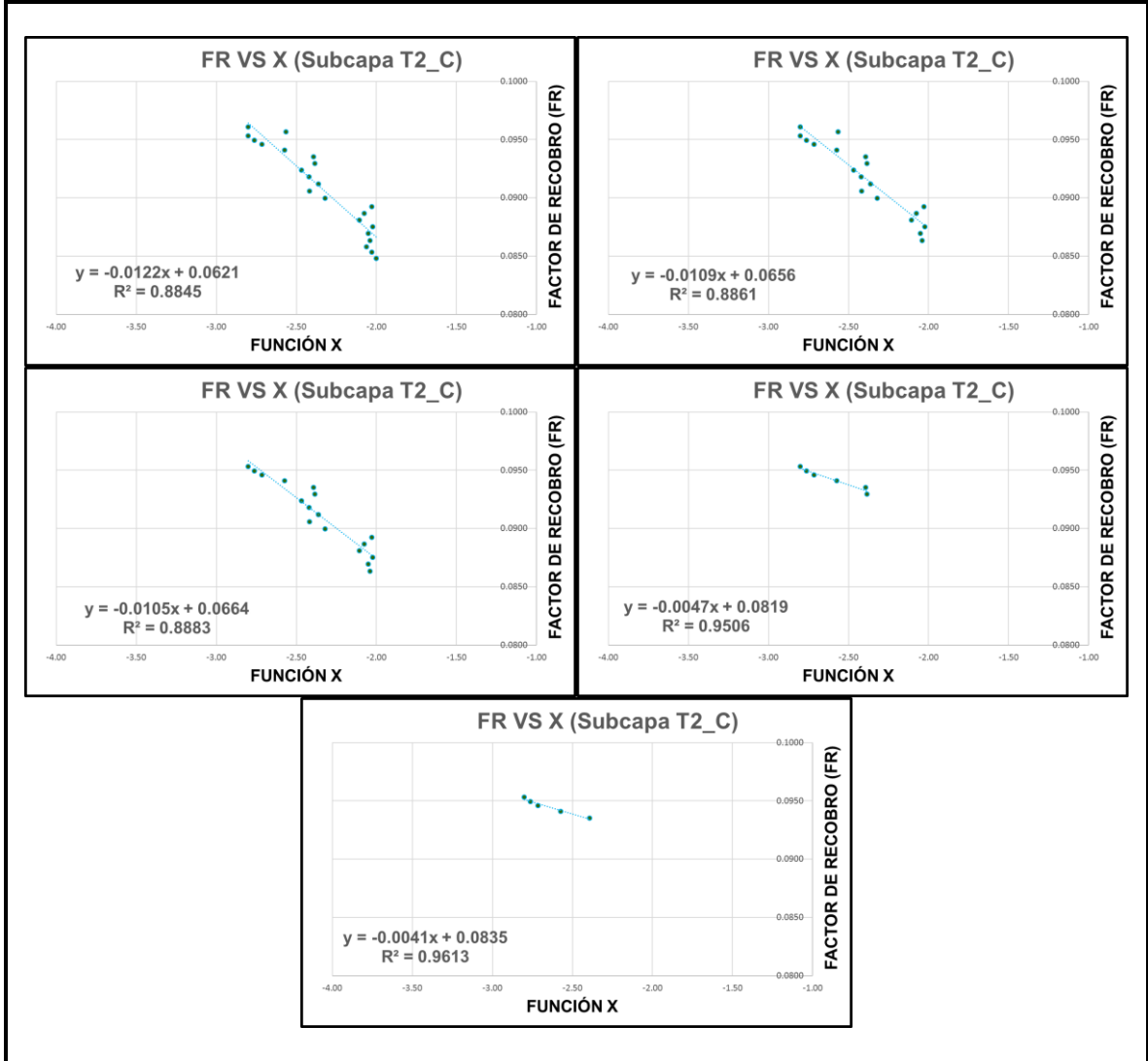
**FUENTE:** elaboración propia, con base en: ECOPETROL S.A. Datos de producción del Campo Apiay.

Figura 10. Gráficas de tendencias T2\_B.



FUENTE: elaboración propia, con base en: ECOPEPETROL S.A. Datos de producción del Campo Apiay.

Figura 11. Gráficas de tendencias T2\_C.



**FUENTE:** elaboración propia, con base en: ECOPETROL S.A. Datos de producción del Campo Apiay.

Después de la obtención de cada una de las tendencias, se procedió a calcular los coeficientes a y b (**Ecuación 9 y 10**) que dependen de la pendiente, el punto de corte de la línea de tendencia, la saturación de agua inicial y las viscosidades de cada una de las fases agua-petróleo. Cabe destacar que la saturación inicial de agua y las viscosidades de los fluidos fueron suministrados por la empresa operadora del campo a partir de registros eléctricos y análisis PVT respectivamente. La pendiente y el punto de corte se observa en las ecuaciones de línea recta de cada uno de los gráficos. Los datos se presentan en las siguientes tablas:

**Tabla 4.** Pendientes, puntos de corte y variables a y b T2\_A.

T2_A					
R <sup>2</sup>	Datos	Pendiente	Punto de corte	b	a
<b>0.6910</b>	31 Meses	-0.0230	0.1027	-55.74	6.02E+08
<b>0.7505</b>	25 Meses	-0.0533	0.0360	-24.05	1.28E+04
<b>0.7826</b>	21 Meses	-0.0452	0.0555	-28.36	5.73E+04
<b>0.8135</b>	18 Meses	-0.0464	0.0525	-27.63	4.43E+04
<b>0.8205</b>	17 Meses	-0.0440	0.0580	-29.14	7.43E+04
<b>0.7354</b>	25 Meses	-0.0183	0.1169	-70.06	9.61E+10
<b>0.7573</b>	20 Meses	-0.0142	0.1294	-90.29	1.25E+14
<b>0.7662</b>	16 Meses	-0.0109	0.1395	117.62	2.05E+18
<b>0.9303</b>	5 Meses	-0.0035	0.1614	366.30	3.47E+56

**Fuente:** elaboración propia, con base en: ECOPETROL S.A. Datos de producción del Campo Apiay.

**Tabla 5.** Pendientes, puntos de corte y variables a y b T2\_B.

T2_B					
R <sup>2</sup>	Datos	Pendiente	Punto de corte	b	a
<b>0.1098</b>	31 Meses	-0.0129	0.0378	-94.54	1.50E+10
<b>0.6209</b>	12 Meses	-0.0091	0.0535	134.01	3.50E+14
<b>0.7739</b>	9 Meses	-0.0067	0.0610	182.02	4.98E+19
<b>0.8667</b>	11 Meses	-0.0133	0.0320	-91.69	5.34E+09
<b>0.9073</b>	6 Meses	-0.0153	0.0259	-79.71	3.03E+08

**Fuente:** elaboración propia, con base en: ECOPETROL S.A. Datos de producción del Campo Apiay.

**Tabla 6.** Pendientes, puntos de corte y variables a y b T2\_C.

T2_C					
R <sup>2</sup>	Datos	Pendiente	Punto de corte	b	a
<b>0.8632</b>	31 Meses	-0.0143	0.0575	-84.25	3.03E+09
<b>0.8789</b>	24 Meses	-0.0131	0.0599	-91.97	1.95E+10
<b>0.8845</b>	22 Meses	-0.0122	0.0621	-98.76	1.04E+11
<b>0.8861</b>	19 Meses	-0.0109	0.0656	110.53	1.95E+12
<b>0.8883</b>	17 Meses	-0.0105	0.0664	114.74	5.40E+12
<b>0.9506</b>	6 Meses	-0.0047	0.0819	256.34	1.02E+28
<b>0.9613</b>	5 Meses	-0.0041	0.0835	293.86	1.14E+32

**Fuente:** elaboración propia, con base en: ECOPETROL S.A. Datos de producción del Campo Apiay.

Con los datos obtenidos de a y b se procedió a determinar la relación de permeabilidades relativas ( $K_{ro}/K_{rw}$ ) mediante la ecuación presentada en la metodología que depende de a, b y se varían con respecto a la saturación de agua (**Ecuación 11**), los datos se presentan en la siguiente tabla:



**Tabla 7.** Relación de permeabilidades relativas T2\_A.

<b>S<sub>w</sub></b>	<b>T2_A (K<sub>ro</sub>/K<sub>rw</sub>)</b>								
	<b>R<sup>2</sup>=0.6910</b>	<b>R<sup>2</sup>=0.7505</b>	<b>R<sup>2</sup>=0.7826</b>	<b>R<sup>2</sup>=0.8135</b>	<b>R<sup>2</sup>=0.8205</b>	<b>R<sup>2</sup>=0.7354</b>	<b>R<sup>2</sup>=0.7573</b>	<b>R<sup>2</sup>=0.7662</b>	<b>R<sup>2</sup>=0.9303</b>
<b>0.0</b>	6.02E+08	1.28E+04	5.73E+04	4.43E+04	7.43E+04	9.61E+10	1.25E+14	2.05E+18	3.47E+56
<b>0.1</b>	2.29E+06	1.15E+03	3.36E+03	2.79E+03	4.03E+03	8.71E+07	1.51E+10	1.59E+13	4.28E+40
<b>0.2</b>	8.67E+03	1.04E+02	1.97E+02	1.76E+02	2.19E+02	7.90E+04	1.81E+06	1.24E+08	5.29E+24
<b>0.3</b>	3.29E+01	9.38E+00	1.15E+01	1.11E+01	1.19E+01	7.16E+01	2.17E+02	9.69E+02	6.54E+08
<b>0.4</b>	1.25E-01	8.47E-01	6.77E-01	7.02E-01	6.45E-01	6.49E-02	2.60E-02	7.56E-03	8.07E-08
<b>0.5</b>	4.74E-04	7.64E-02	3.97E-02	4.43E-02	3.50E-02	5.89E-05	3.11E-06	5.89E-08	9.97E-24
<b>0.6</b>	1.80E-06	6.89E-03	2.33E-03	2.79E-03	1.90E-03	5.34E-08	3.74E-10	4.59E-13	1.23E-39
<b>0.7</b>	6.82E-09	6.22E-04	1.37E-04	1.76E-04	1.03E-04	4.84E-11	4.48E-14	3.58E-18	1.52E-55
<b>0.8</b>	2.59E-11	5.61E-05	8.01E-06	1.11E-05	5.59E-06	4.39E-14	5.37E-18	2.79E-23	1.88E-71
<b>0.9</b>	9.83E-14	5.07E-06	4.69E-07	7.02E-07	3.04E-07	3.98E-17	6.45E-22	2.18E-28	2.32E-87
<b>1.0</b>	3.73E-16	4.57E-07	2.75E-08	4.43E-08	1.65E-08	3.61E-20	7.73E-26	1.70E-33	2.87E-103

**Fuente:** elaboración propia, con base en: ECOPETROL S.A. Datos de producción del Campo Apiay.

**Tabla 8.** Relación de permeabilidades relativas T2\_B.

<b>S<sub>w</sub></b>	<b>T2_B (K<sub>ro</sub>/K<sub>rw</sub>)</b>				
	<b>R<sup>2</sup>=0.1098</b>	<b>R<sup>2</sup>=0.6209</b>	<b>R<sup>2</sup>=0.7739</b>	<b>R<sup>2</sup>=0.8667</b>	<b>R<sup>2</sup>=0.9073</b>
<b>0.00</b>	1.50E+10	3.50E+14	4.98E+19	5.34E+09	3.03E+08
<b>0.10</b>	1.18E+06	5.30E+08	6.20E+11	5.56E+05	1.05E+05
<b>0.20</b>	9.25E+01	8.02E+02	7.72E+03	5.80E+01	3.61E+01
<b>0.30</b>	7.25E-03	1.21E-03	9.61E-05	6.04E-03	1.25E-02
<b>0.40</b>	5.69E-07	1.84E-09	1.20E-12	6.29E-07	4.31E-06
<b>0.50</b>	4.46E-11	2.78E-15	1.49E-20	6.56E-11	1.49E-09
<b>0.60</b>	3.50E-15	4.20E-21	1.85E-28	6.83E-15	5.14E-13
<b>0.70</b>	2.74E-19	6.36E-27	2.31E-36	7.12E-19	1.78E-16
<b>0.80</b>	2.15E-23	9.63E-33	2.87E-44	7.42E-23	6.14E-20
<b>0.90</b>	1.69E-27	1.46E-38	3.58E-52	7.73E-27	2.12E-23
<b>1.00</b>	1.32E-31	2.20E-44	4.45E-60	8.05E-31	7.32E-27

**Fuente:** elaboración propia, con base en: ECOPETROL S.A. Datos de producción del Campo Apiay.

**Tabla 9.** Relación de permeabilidades relativas T2\_C.

$S_w$	T2_C ( $K_{ro}/K_{rw}$ )						
	$R^2=0.8632$	$R^2=0.8789$	$R^2=0.8845$	$R^2=0.8861$	$R^2=0.8883$	$R^2=0.9506$	$R^2=0.9613$
<b>0.00</b>	3.03E+09	1.95E+10	1.04E+11	1.95E+12	5.40E+12	1.02E+28	1.14E+32
<b>0.10</b>	6.64E+05	1.98E+06	5.34E+06	3.08E+07	5.62E+07	7.51E+16	1.96E+19
<b>0.20</b>	1.46E+02	2.01E+02	2.75E+02	4.88E+02	5.84E+02	5.53E+05	3.40E+06
<b>0.30</b>	3.19E-02	2.03E-02	1.41E-02	7.73E-03	6.07E-03	4.07E-06	5.87E-07
<b>0.40</b>	7.00E-06	2.06E-06	7.26E-07	1.22E-07	6.30E-08	3.00E-17	1.02E-19
<b>0.50</b>	1.54E-09	2.09E-10	3.73E-11	1.94E-12	6.55E-13	2.21E-28	1.76E-32
<b>0.60</b>	3.37E-13	2.12E-14	1.92E-15	3.07E-17	6.81E-18	1.63E-39	3.04E-45
<b>0.70</b>	7.38E-17	2.14E-18	9.87E-20	4.86E-22	7.07E-23	1.20E-50	5.25E-58
<b>0.80</b>	1.62E-20	2.17E-22	5.07E-24	7.69E-27	7.35E-28	8.82E-62	9.08E-71
<b>0.90</b>	3.55E-24	2.20E-26	2.61E-28	1.22E-31	7.64E-33	6.49E-73	1.57E-83
<b>1.00</b>	7.78E-28	2.23E-30	1.34E-32	1.93E-36	7.94E-38	4.78E-84	2.72E-96

**Fuente:** elaboración propia, con base en: ECOPETROL S.A. Datos de producción del Campo Apiay.

Después de obtener la relación de permeabilidades relativa ( $K_{ro}/K_{rw}$ ) se hallaron los datos correspondientes de flujo fraccional a cada saturación de agua correspondiente y que dependen para el caso del Campo Apiay únicamente de la relación de movilidad establecidas por las fuerzas viscosas, como se evidencio en la metodología (**Ecuación 13**). Los datos de flujo fraccional se evidencian en las siguientes tablas:

**Tabla 10.** Flujo fraccional T2\_A.

S <sub>w</sub>	T2_A (F <sub>w</sub> )								
	R <sup>2</sup> =0.691	R <sup>2</sup> =0.7505	R <sup>2</sup> =0.7826	R <sup>2</sup> =0.8135	R <sup>2</sup> =0.8205	R <sup>2</sup> =0.7354	R <sup>2</sup> =0.7573	R <sup>2</sup> =0.7662	R <sup>2</sup> =0.9303
0.00	5.43E-08	0.002555	0.000571	0.000738	0.00044	3.4E-10	2.61E-13	1.6E-17	9.43E-56
0.10	1.43E-05	0.027603	0.009646	0.011577	0.008045	3.76E-07	2.17E-09	2.05E-12	7.64E-40
0.20	0.003758	0.239305	0.142442	0.156557	0.130003	0.000414	1.81E-05	2.63E-07	6.18E-24
0.30	0.498523	0.777102	0.739089	0.746299	0.733572	0.313591	0.131261	0.032653	5E-08
0.40	0.996197	0.974771	0.97972	0.979	0.98067	0.998019	0.999207	0.999769	1
0.50	0.999986	0.99767	0.998788	0.998648	0.998931	0.999998	1	1	1
0.60	1	0.999789	0.999929	0.999915	0.999942	1	1	1	1
0.70	1	0.999981	0.999996	0.999995	0.999997	1	1	1	1
0.80	1	0.999998	1	1	1	1	1	1	1
0.90	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1.00	1	1	1	1	1	1	1	1	1

**Fuente:** elaboración propia, con base en: ECOPETROL S.A. Datos de producción del Campo Apiay.

**Tabla 11.** Flujo fraccional T2\_B.

S <sub>w</sub>	T2_B (F <sub>w</sub> )				
	R <sup>2</sup> =0.1098	R <sup>2</sup> =0.6209	R <sup>2</sup> =0.7739	R <sup>2</sup> =0.8667	R <sup>2</sup> =0.9073
0.00	2.17E-09	9.35E-14	6.56E-19	6.13E-09	1.08E-07
0.10	2.77E-05	6.18E-08	5.27E-11	5.88E-05	0.000313
0.20	0.261243	0.039208	0.004218	0.360738	0.475351
0.30	0.999778	0.999963	0.999997	0.999815	0.999619
0.40	1	1	1	1	1
0.50	1	1	1	1	1
0.60	1	1	1	1	1
0.70	1	1	1	1	1
0.80	1	1	1	1	1
0.90	1	1	1	1	1
1.00	1	1	1	1	1

**Fuente:** elaboración propia, con base en: ECOPETROL S.A. Datos de producción del Campo Apiay.

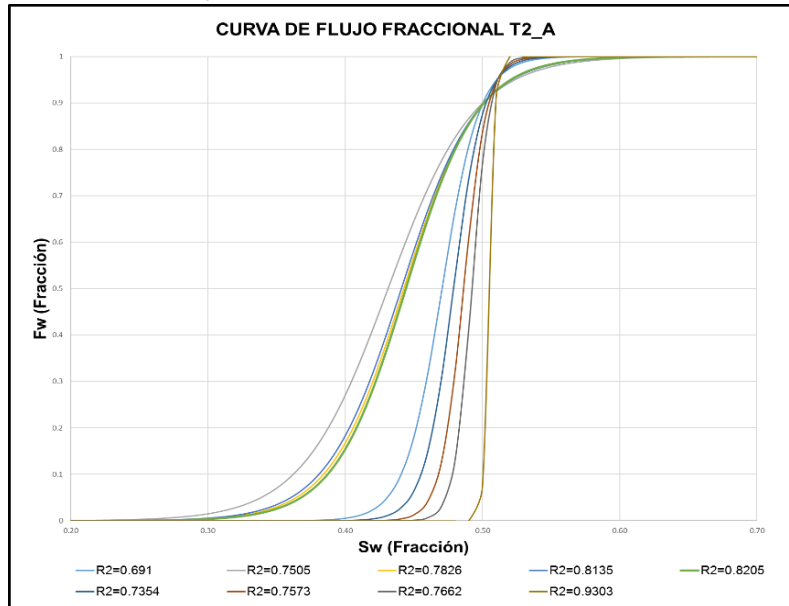
**Tabla 12.** Flujo fraccional T2\_C.

<b>S<sub>w</sub></b>	<b>T2_C (F<sub>w</sub>)</b>						
	<b>R<sup>2</sup>=0.8632</b>	<b>R<sup>2</sup>=0.8789</b>	<b>R<sup>2</sup>=0.8845</b>	<b>R<sup>2</sup>=0.8861</b>	<b>R<sup>2</sup>=0.8883</b>	<b>R<sup>2</sup>=0.9506</b>	<b>R<sup>2</sup>=0.9613</b>
<b>0.00</b>	1.08E-08	1.67E-09	3.15E-10	1.68E-11	6.05E-12	3.21E-27	2.88E-31
<b>0.10</b>	4.92E-05	1.65E-05	6.13E-06	1.06E-06	5.82E-07	4.36E-16	1.67E-18
<b>0.20</b>	0.183414	0.140229	0.106453	0.062836	0.053077	5.92E-05	9.63E-06
<b>0.30</b>	0.999025	0.999379	0.999569	0.999764	0.999815	1	1
<b>0.40</b>	1	1	1	1	1	1	1
<b>0.50</b>	1	1	1	1	1	1	1
<b>0.60</b>	1	1	1	1	1	1	1
<b>0.70</b>	1	1	1	1	1	1	1
<b>0.80</b>	1	1	1	1	1	1	1
<b>0.90</b>	1	1	1	1	1	1	1
<b>1.00</b>	1	1	1	1	1	1	1

**Fuente:** elaboración propia, con base en: ECOPETROL S.A. Datos de producción del Campo Apiay.

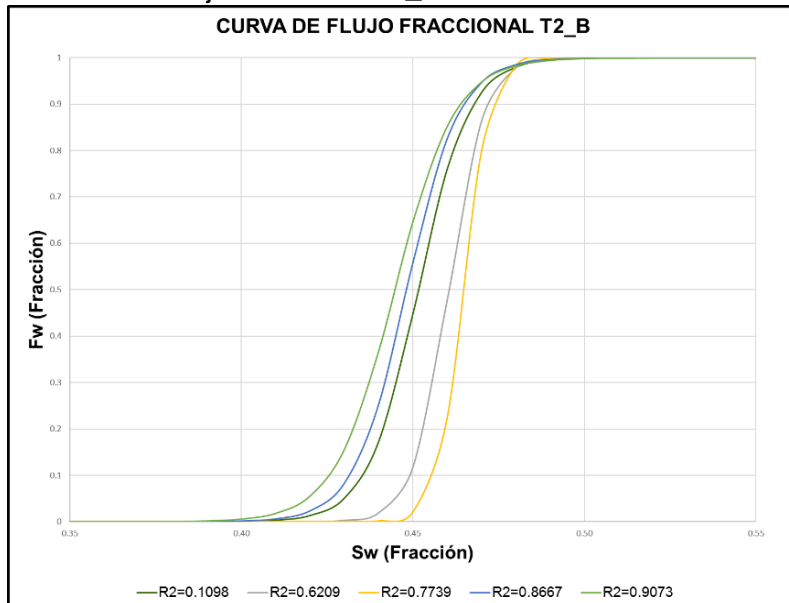
Con la obtención de datos de flujo fraccional con respecto a la saturación de agua, se procedió a realizar la curva de flujo fraccional en función de la saturación de agua. Las curvas de flujo fraccional para cada tendencia de línea recta y subcapa se presentan en los gráficos a continuación:

**Gráfica 13.** Flujo fraccional T2\_A.



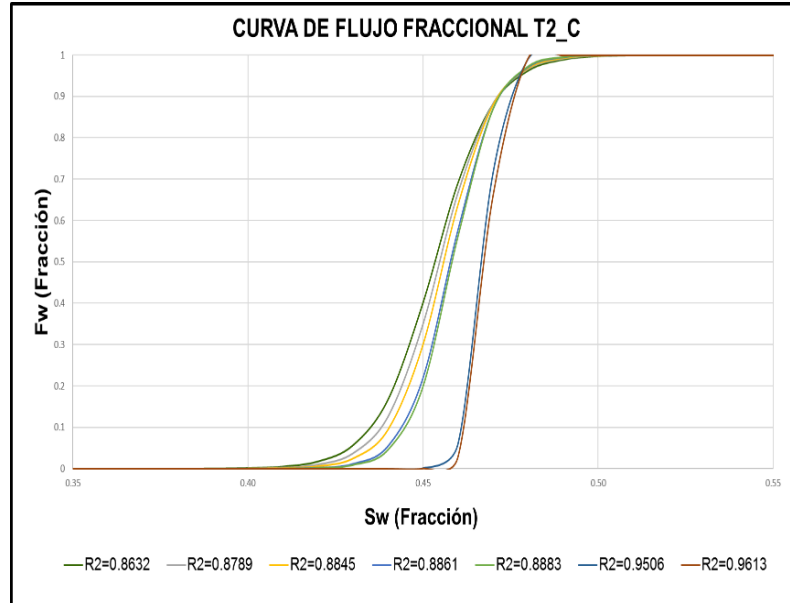
**Fuente:** elaboración propia, con base en: ECOPETROL S.A. Datos de producción del Campo Apiay.

**Gráfica 14.** Flujo fraccional T2\_B.



**Fuente:** elaboración propia, con base en: ECOPETROL S.A. Datos de producción del Campo Apiay.

**Gráfica 15.** Flujo fraccional T2\_C.



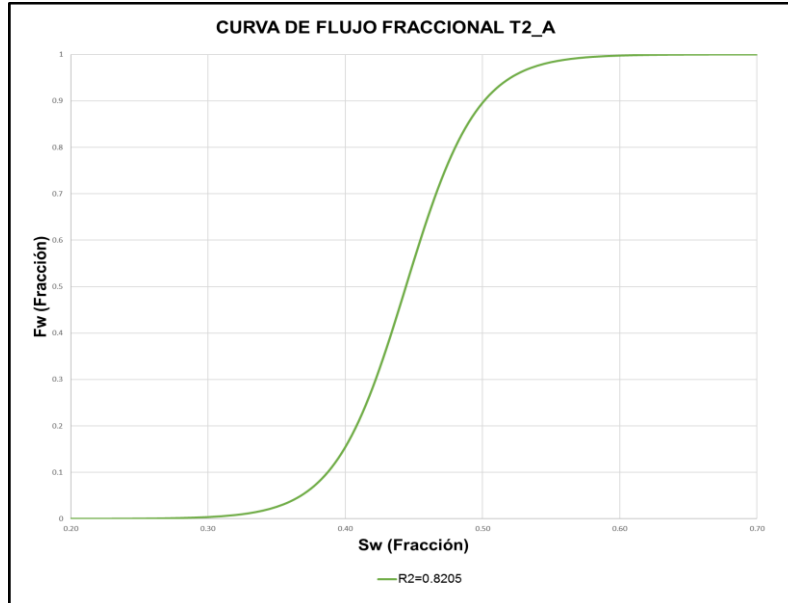
**Fuente:** elaboración propia, con base en: ECOPEPETROL S.A. Datos de producción del Campo Apiay.

Se realizaron las curvas de flujo fraccional, donde se seleccionó una curva por cada subcapa. Se seleccionó la curva que cumplió con las siguientes características:

- El  $R^2$  de línea de tendencia sea lo más alto posible ( $R^2 \approx 1$ )
- La curva tenga el mayor número posible de datos de producción
- La saturación de agua desde el inicio de la curva coincida con la saturación de agua connata del yacimiento.

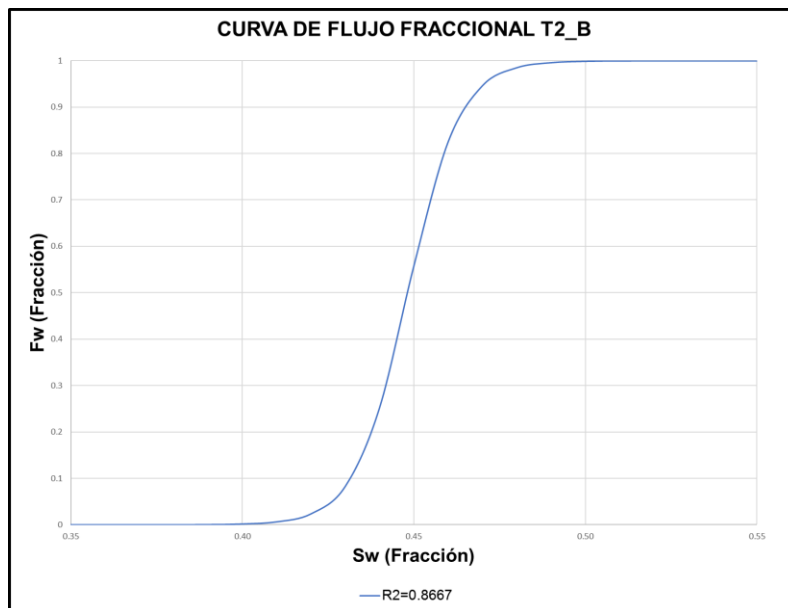
La curva que se seleccionó para T2\_A es la curva con  $R^2=0.8205$  que cumple con las anteriores características, para T2\_B y T2\_C ninguna de las curvas coincidió con la saturación de agua connata del yacimiento debido a que las curvas de Fw inician a saturaciones de agua mayores del 40%. Sin embargo, las curvas de T2\_B y T2\_C con mejor prospecto es la curva con  $R^2=0.8667$  y  $R^2=0.8789$  respectivamente. Las curvas se presentan en los gráficos a continuación:

**Gráfica 16.** Flujo fraccional T2\_A seleccionada.



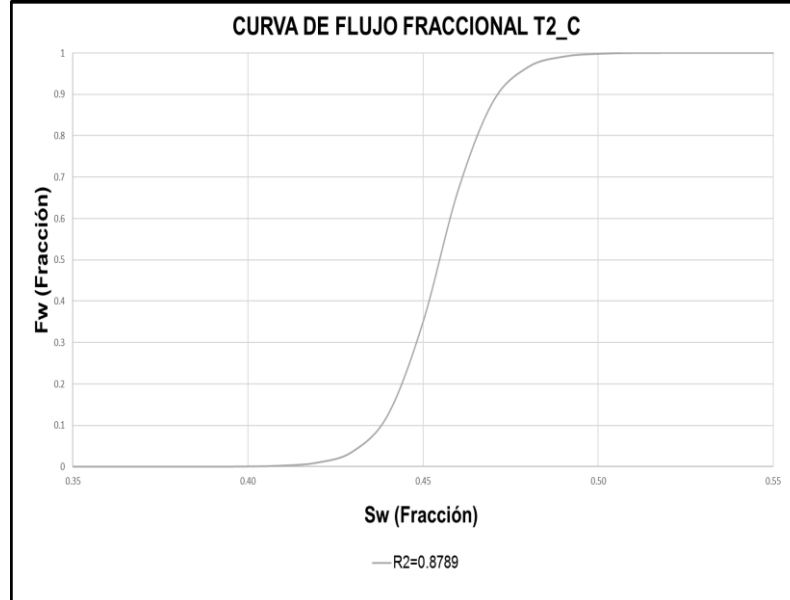
**Fuente:** elaboración propia, con base en: ECOPETROL S.A. Datos de producción del Campo Apiay.

**Gráfica 17.** Flujo fraccional T2\_B seleccionada.



**Fuente:** elaboración propia, con base en: ECOPETROL S.A. Datos de producción del Campo Apiay.

**Gráfica 18.** Flujo fraccional T2\_C seleccionada.



**Fuente:** elaboración propia, con base en: ECOPETROL S.A. Datos de producción del Campo Apiay.

Teniendo en cuenta las curvas de flujo fraccional obtenidas por datos de producción, se realizó un ajuste superponiendo una curva de flujo fraccional en función de permeabilidades relativas obtenidas por las ecuaciones analíticas evidenciadas en la metodología (**Ecuación 3 y 4**), con el fin de obtener los coeficientes de curvatura y las permeabilidades máximas de cada fase agua-petróleo. Los coeficientes y permeabilidades relativas máximas fueron determinados mediante el complemento solver de Excel, el cual, realiza análisis multivariables. Los resultados obtenidos se presentan a continuación:

**Tabla 13.** Datos de ecuaciones analíticas T2\_A.

$K_{ro} \text{ max}$	$K_{rw} \text{ max}$	$n_o$	$n_w$
1	0.11	2.9	5.1

**Fuente:** elaboración propia, con base en: ECOPETROL S.A. Datos de producción del Campo Apiay.

**Tabla 14.** Datos de ecuaciones analíticas T2\_B.

$K_{ro} \text{ max}$	$K_{rw} \text{ max}$	$n_o$	$n_w$
1	0.3	10.2	20.4

**Fuente:** elaboración propia, con base en: ECOPETROL S.A. Datos de producción del Campo Apiay.



**Tabla 15.** Datos de ecuaciones analíticas T2\_C.

$K_{ro}$ max	$K_{rw}$ max	$n_o$	$n_w$
1	0.29	10.4	21.1

**Fuente:** elaboración propia, con base en: ECOPETROL S.A. Datos de producción del Campo Apiay.

La determinación de los parámetros de las ecuaciones analíticas de permeabilidad relativa, se realizó variando cada uno de ellos hasta que la curva de flujo fraccional en función de permeabilidades relativas se superponga en la curva de flujo fraccional obtenida por datos de producción. Variando las ecuaciones analíticas con respecto a la saturación de agua de estudio se obtiene la permeabilidad relativa para cada fase agua-petróleo y el flujo fraccional a la saturación de agua correspondiente. Cabe destacar que los coeficientes de curvatura de las ecuaciones analíticas de permeabilidad relativa de las subcapas T2\_B y T2\_C obtenidos son bastante altos a pesar que se logró el ajuste correcto. A continuación, se observan los valores de  $K_{ro}$  (**Ecuación 3**),  $K_{rw}$  (**Ecuación 4**) y su relación, así como la curva de flujo fraccional ajustada:

**Tabla 16.** Ajuste de curva de flujo fraccional T2\_A.

AJUSTE $F_w$ T2_A				
$S_w$	$K_{ro}$	$K_{rw}$	$K_{ro}/K_{rw}$	$F_w$ ajustada
0.224	1	0	-	0
0.250	0.8330789	7.0432E-08	11828191.1	2.76589E-06
0.300	0.56560012	1.6732E-05	33803.093	0.00096689
0.350	0.36171274	0.00022044	1640.85533	0.019548331
0.400	0.21317594	0.00121204	175.881375	0.156836072
0.450	0.11160898	0.00433867	25.7242298	0.559816202
0.500	0.04845926	0.01202375	4.03029435	0.890319626
0.550	0.01495244	0.02810694	0.53198412	0.983999275
0.600	0.0020032	0.05819179	0.03442417	0.998948879
0.650	0	0.11	0	1

**Fuente:** elaboración propia, con base en: ECOPETROL S.A. Datos de producción del Campo Apiay.

**Tabla 17.** Ajuste de curva de flujo fraccional T2\_B.

AJUSTE $F_w$ T2_B				
$S_w$	$K_{ro}$	$K_{rw}$	$K_{ro}/K_{rw}$	$F_w$ ajustada
0.17	1	0	-	0
0.20	0.5177344	8.186E-26	6.3246E+24	5.17274E-24
0.25	0.15572247	4.0072E-17	3.8861E+15	8.41857E-15
0.30	0.03988719	8.0213E-13	4.9727E+10	6.57907E-10
0.35	0.00827897	6.1286E-10	13508809	2.42179E-06
0.40	0.00128922	9.1001E-08	14167.0557	0.002303947
0.45	0.00013239	5.033E-06	26.303981	0.554317102
0.50	7.0383E-06	0.00014371	0.04897628	0.998505202

**Tabla 17.** (Continuación)

<b>AJUSTE F<sub>w</sub> T2_B</b>				
<b>S<sub>w</sub></b>	<b>K<sub>ro</sub></b>	<b>K<sub>rw</sub></b>	<b>K<sub>ro</sub>/K<sub>rw</sub></b>	<b>F<sub>w</sub> ajustada</b>
<b>0.55</b>	1.1255E-07	0.00255497	4.4051E-05	0.999998654
<b>0.60</b>	9.5683E-11	0.03180948	3.008E-09	1
<b>0.65</b>	0	0.3	0	1

**Fuente:** elaboración propia, con base en: ECOPETROL S.A. Datos de producción del Campo Apiay.

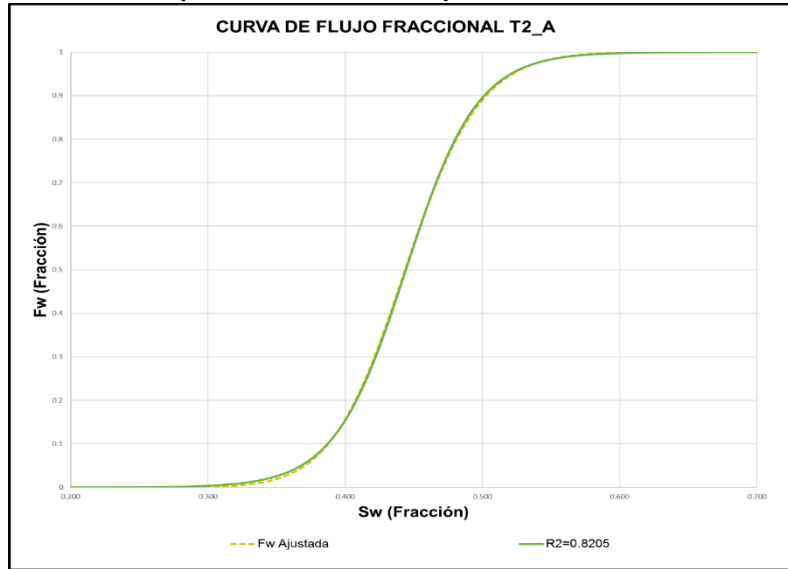
**Tabla 18.** Ajuste de curva de flujo fraccional T2\_C.

<b>AJUSTE F<sub>w</sub> T2_C</b>				
<b>S<sub>w</sub></b>	<b>K<sub>ro</sub></b>	<b>K<sub>rw</sub></b>	<b>K<sub>ro</sub>/K<sub>rw</sub></b>	<b>F<sub>w</sub> ajustada</b>
<b>0.18</b>	1	0	-	0
<b>0.20</b>	0.63619818	3.4109E-30	1.8652E+29	1.75399E-28
<b>0.25</b>	0.18689866	1.0297E-18	1.8151E+17	1.80239E-16
<b>0.30</b>	0.04661116	8.9507E-14	5.2075E+11	6.28234E-11
<b>0.35</b>	0.00938087	1.3919E-10	67396584.8	4.85418E-07
<b>0.40</b>	0.0014085	3.2081E-08	43904.2545	0.000744601
<b>0.45</b>	0.00013832	2.415E-06	57.2777056	0.363533122
<b>0.50</b>	6.9427E-06	8.7056E-05	0.07975054	0.99756823
<b>0.55</b>	1.0237E-07	0.0018629	5.4953E-05	0.99999832
<b>0.60</b>	7.5765E-11	0.02702049	2.804E-09	1
<b>0.65</b>	0	0.29	0	1

**Fuente:** elaboración propia, con base en: ECOPETROL S.A. Datos de producción del Campo Apiay.

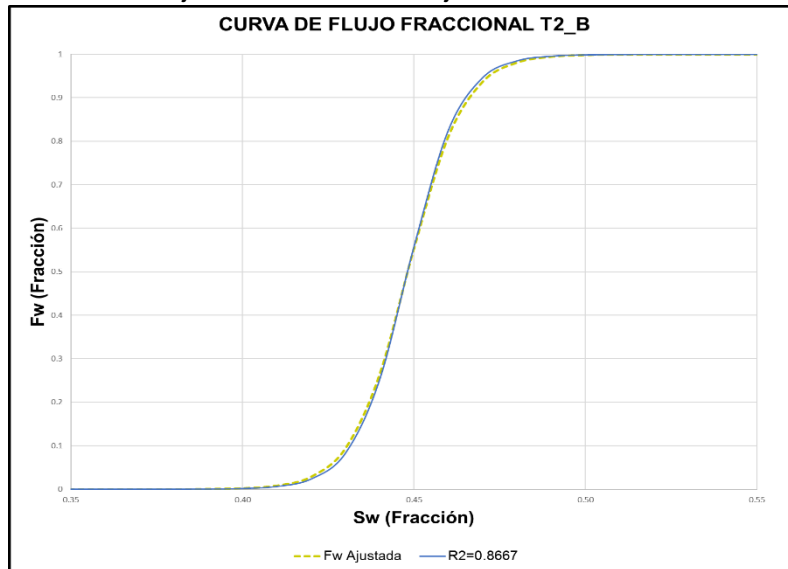
Con los datos obtenidos de la curva de flujo fraccional ajustada, se grafican en función de la saturación de agua y superpuesta a la curva de flujo fraccional obtenida por datos de producción, la gráfica se presenta a continuación:

**Gráfica 19.** Ajuste de curva de flujo fraccional T2\_A.



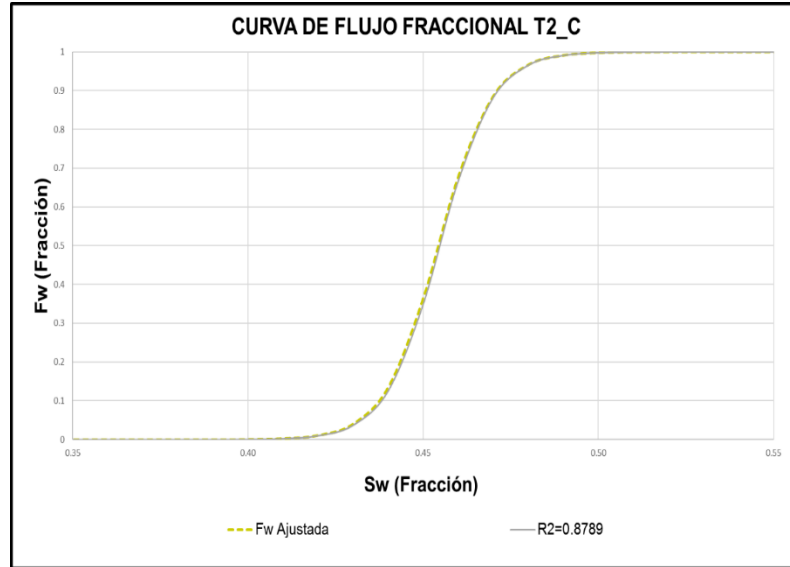
**Fuente:** elaboración propia, con base en: ECOPETROL S.A. Datos de producción del Campo Apiay.

**Gráfica 20.** Ajuste de curva de flujo fraccional T2\_B.



**Fuente:** elaboración propia, con base en: ECOPETROL S.A. Datos de producción del Campo Apiay.

**Gráfica 21.** Ajuste de curva de flujo fraccional T2\_C.

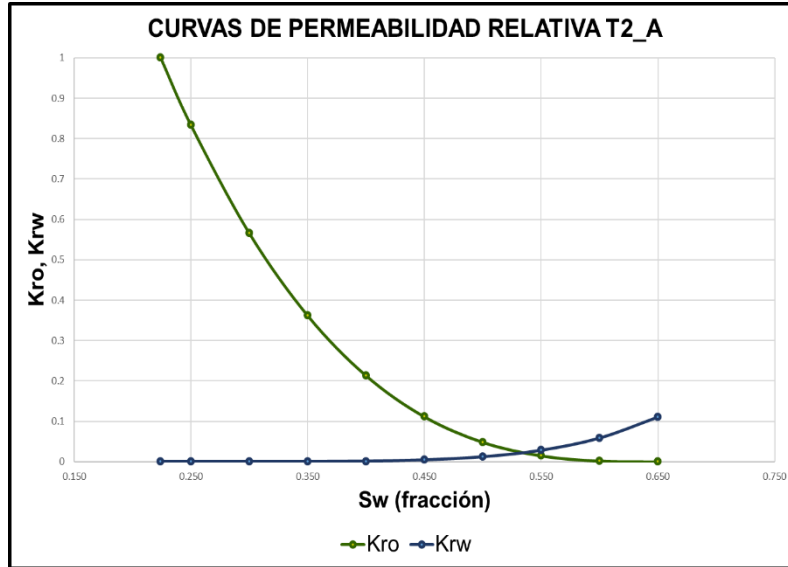


**Fuente:** elaboración propia, con base en: ECOPETROL S.A. Datos de producción del Campo Apiay.

En las **Gráficas 19, 20 y 21** se observó que la curva de flujo fraccional de ajuste se sobrepone sobre la curva de flujo fraccional obtenida mediante datos de producción, por lo tanto, se evidencia que los coeficientes y las permeabilidades máximas, así como las permeabilidades relativas de cada fase agua-petróleo corresponden a la curva de flujo fraccional obtenida mediante datos de producción para cada subcapa.

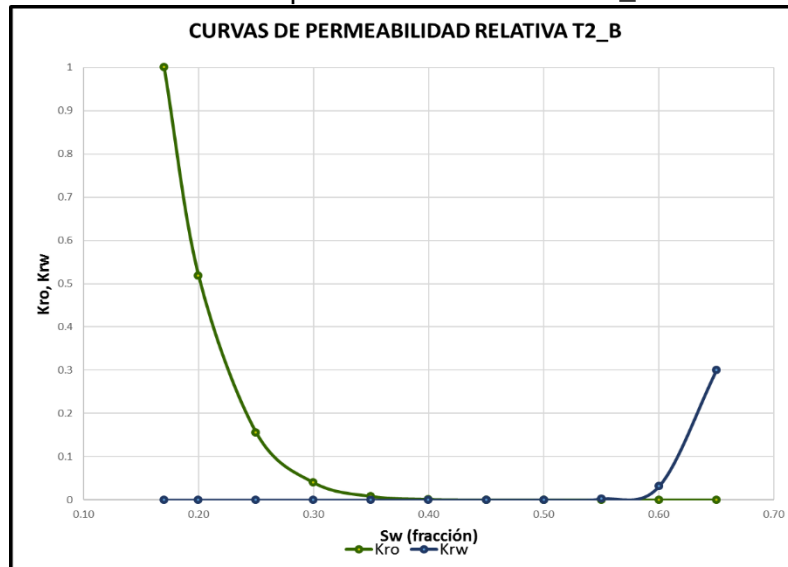
Con los datos de permeabilidad relativa obtenidos por las ecuaciones analíticas se construye la gráfica de curvas de permeabilidad para cada subcapa, los gráficos se presentan a continuación:

**Gráfica 22.** Curva de permeabilidad relativa T2\_A.



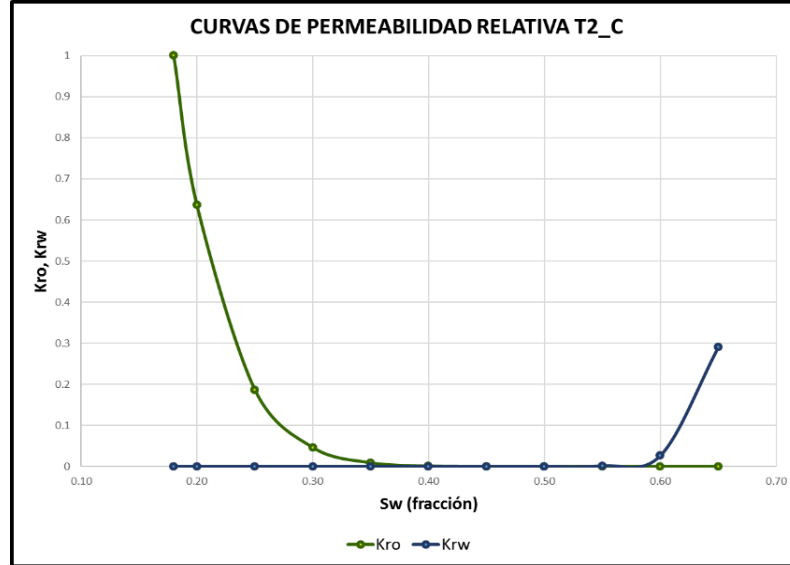
**Fuente:** elaboración propia, con base en: ECOPETROL S.A. Datos de producción del Campo Apiay.

**Gráfica 23.** Curva de permeabilidad relativa T2\_B.



**Fuente:** elaboración propia, con base en: ECOPETROL S.A. Datos de producción del Campo Apiay.

**Gráfica 24.** Curva de permeabilidad relativa T2\_C.

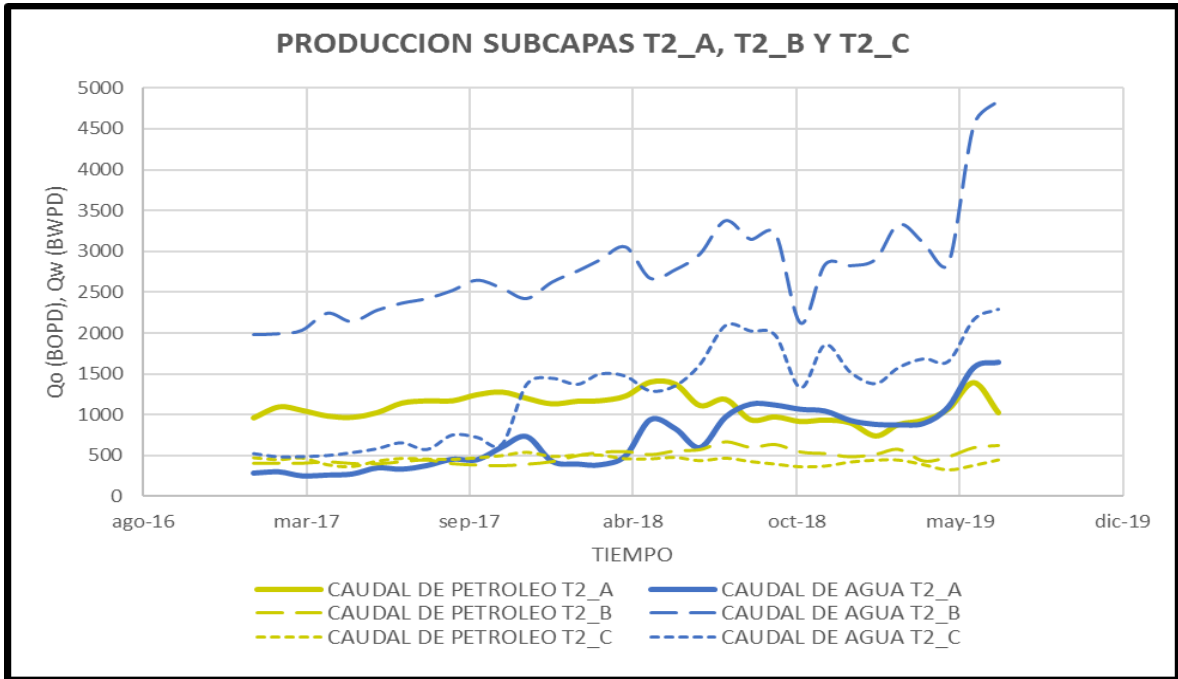


**Fuente:** elaboración propia, con base en: ECOPETROL S.A. Datos de producción del Campo Apiay.

De acuerdo a los resultados obtenidos, se observó que las curvas de permeabilidad relativa de la subcapa T2\_A (**Gráfica 22**) tuvieron un comportamiento acertado de acuerdo a la forma común de estas curvas. Sin embargo, las curvas de permeabilidad relativa de las subcapas T2\_B y T2\_C (**Gráficas 23 y 24**) no tuvieron un comportamiento coherente de acuerdo a la forma de las curvas de permeabilidad, esto es debido a los altos coeficientes resultantes del ajuste de la curva de flujo fraccional, en este sentido, se observó que la metodología planteada para determinar las curvas de permeabilidad relativa no aplicó para las subcapas T2\_B y T2\_C.

De esta manera, la razón por la que la metodología para hallar las nuevas curvas de permeabilidad relativa a partir de datos de producción no funcionó para la subcapa T2\_B y T2\_C está representada en la producción de los fluidos del yacimiento. A continuación, se evidencia la producción de petróleo y agua de las subcapas T2\_A, T2\_B y T2\_C de los últimos 2 años en los que se ha inyectado agua en el campo.

**Gráfica 25.** Producción de petróleo y agua de las subcapas T2\_A, T2\_B y T2\_C en el periodo de inyección de agua.



**Fuente:** elaboración propia, con base en: ECOPETROL S.A. Datos de producción del Campo Apiay.

En la **Gráfica 25**, se observó que en la subcapa T2\_A donde funcionó correctamente la metodología, la producción de petróleo es más alta que la del agua, de lo cual se evidenció incrementos de corte de agua menores a comparación de las otras dos subcapas. En este sentido, en las subcapas T2\_B y T2\_C se evidenció una producción de agua mayor a la de crudo, lo que está representado en altos cortes de agua y bajos factores de recobro.

De acuerdo a esto, se observó que para que la metodología aplicara concordando con los parámetros de Swc y Sor de las diferentes subcapas, la pendiente de la ecuación de línea recta resultante de la gráfica de factor de recobro vs función X tiene que estar entre un rango de -0.03 a -0.06, es decir, que la razón de cambio entre el factor de recobro y la función X mes a mes se mantenga en dicho rango. En este sentido, las producciones de las subcapas T2\_B y T2\_C como se evidenció anteriormente, mostraron una recuperación considerablemente alta de agua en comparación con la recuperación de petróleo, provocando que los puntos de las gráficas de FR vs función X de estas dos subcapas se desplazaran hacia la izquierda debido a los altos cortes de agua y de esta manera, el incremento del factor de recobro no es tan evidente como el incremento del corte agua, lo que hace que la pendiente de la recta resultante de este comportamiento disminuya, y por tanto, la curva de flujo fraccional y las curvas de permeabilidad relativa no

representan ningún movimiento de las fases dentro de estas dos subcapas según la metodología.

Este comportamiento de la producción de estas dos subcapas en las que no aplico la metodología puede ser consecuencia de las variaciones de las condiciones estratigráficas y petrofísicas que se encuentran a lo largo del yacimiento. En este sentido las producciones de estas dos subcapas no pueden ser tomadas en cuenta debido a que están condicionadas por agentes externos diferentes a las permeabilidades relativas de los fluidos.

### 3.2 VOLUMEN DE PETRÓLEO A RECUPERAR A PARTIR DE LAS NUEVAS CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA DETERMINADAS POR DATOS DE PRODUCCIÓN

Con la curva de permeabilidad relativa de la **Gráfica 22** se estimó el volumen de petróleo a recuperar del proceso de inyección de agua, este procedimiento se realizó mediante el software Sahara bajo el modelo de predicción de Buckley-Leverett. Debido a que los coeficientes de la curva de permeabilidad relativa de las subcapas T2\_B Y T2\_C resultaron considerablemente altos, el software Sahara no permitió ejecutar el modelo de simulación (**Anexo G**). Esto se ve evidenciado en la forma incoherente de las curvas de permeabilidad relativa de estas subcapas. En consecuencia, únicamente se pudo obtener los volúmenes de petróleo a recuperar correspondientes a la subcapa T2\_A para cada uno de los tres patrones, lo cual, se presenta a continuación:

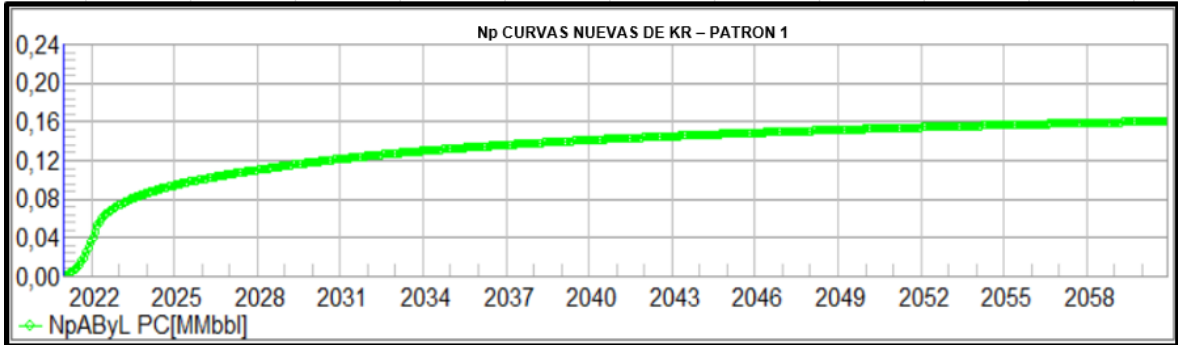
**Tabla 19.** Petróleo a recuperar a partir de curvas nuevas de Kr (Patrón 1).

Patrón 1	
FECHA	N <sub>p</sub> (MMBBL)
2021	0.0350824
2030	0.1214595
2040	0.1425032
2050	0.1534886
2060	0.16073

**Fuente:** elaboración propia, con base en: resultados obtenidos con el Software Sahara - ECOPETROL S.A



**Gráfica 26.** Volumen de petróleo a recuperar a partir de curvas nuevas de Kr (Patrón 1).



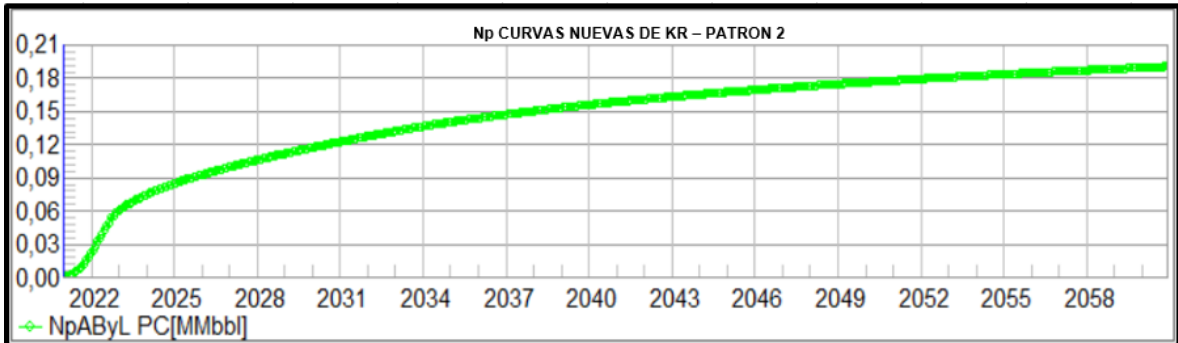
**Fuente:** elaboración propia, con base en: resultados obtenidos con el Software Sahara - ECOPETROL S.A

**Tabla 20.** Petróleo a recuperar a partir de curvas nuevas de Kr (Patrón 2).

Patrón 2	
FECHA	N <sub>p</sub> (MMBBL)
2021	0.0215235
2030	0.1225389
2040	0.1586163
2050	0.1779659
2060	0.1907948

**Fuente:** elaboración propia, con base en: resultados obtenidos con el Software Sahara - ECOPETROL S.A

**Gráfica 27.** Volumen de petróleo a recuperar a partir de curvas nuevas de Kr (Patrón 2).



**Fuente:** elaboración propia, con base en: resultados obtenidos con el Software Sahara - ECOPETROL S.A.

**Tabla 21.** Petróleo a recuperar a partir de curvas nuevas de Kr (Patrón 3).

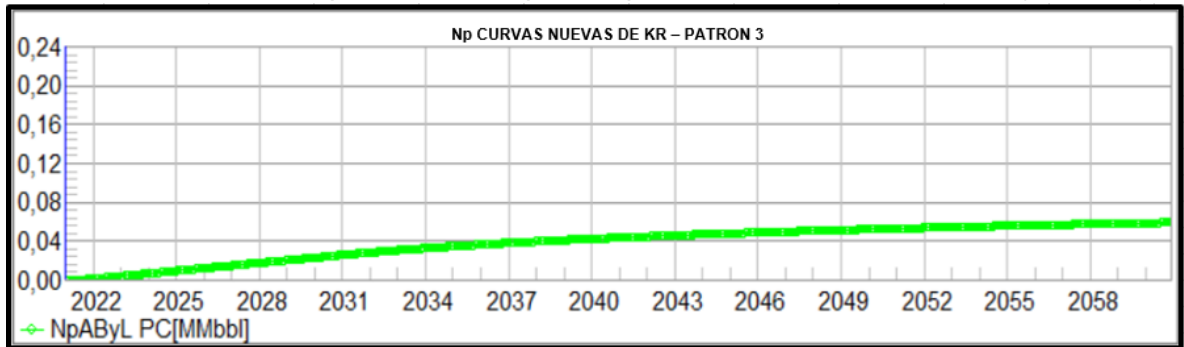
Patrón 3	
FECHA	N <sub>p</sub> (MMBBL)
2021	0.0013652
2030	0.0259996
2040	0.0438567
2050	0.0532546

Tabla 21. (Continuación).

Patrón 3	
FECHA	$N_p$ (MMBBL)
2060	0.0594867

Fuente: elaboración propia, con base en: resultados obtenidos con el Software Sahara - ECOPETROL S.A

Gráfica 28. Volumen de petróleo a recuperar a partir de curvas nuevas de Kr (Patrón 3).



Fuente: elaboración propia, con base en: resultados obtenidos con el Software Sahara - ECOPETROL S.A

## 4. DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

En este apartado, se realizó el análisis de la curva de flujo fraccional, además, se analizaron las curvas de permeabilidad relativa en comparación con las curvas determinadas por análisis de núcleos, por último, se evaluó el volumen de petróleo a recuperar de acuerdo a la diferencia entre las curvas de permeabilidad relativa por el análisis de núcleos y a partir de datos de producción.

### 4.1 ANÁLISIS DE LA CURVA DE FLUJO FRACCIONAL OBTENIDA A PARTIR DE DATOS DE PRODUCCIÓN

El análisis de la curva de flujo fraccional se realizó únicamente para la subcapa T2\_A, debido a que la metodología planteada no tuvo resultados favorables para las subcapas T2\_B y T2\_C. En este sentido, para la subcapa T2\_A se realizó un análisis de las características de la curva de flujo fraccional obtenida a partir de datos de producción, realizando una comparación con la curva de flujo fraccional actual resultante del análisis de núcleos.

**4.1.1 Curva de flujo fraccional obtenida a partir de datos de producción.** La metodología propuesta únicamente tuvo resultados óptimos para la subcapa T2\_A. De acuerdo a la **Gráfica 16** se observó que la curva de flujo fraccional de la subcapa T2\_A parte desde la saturación de agua connata ( $S_{wc}=22\%$ ) y termina en la saturación del petróleo residual ( $S_{or}=35\%$ ). De esta manera la curva de flujo fraccional obtenida concuerda con los datos de saturación del yacimiento y describe la relación de movilidades de los fluidos (agua y petróleo) que están presentes dentro del yacimiento.

Cabe resaltar que para las subcapas T2\_B y T2\_C no se seleccionó ninguna curva de flujo fraccional obtenida a partir de la metodología empleada ya que dichas curvas no se relacionaron de manera correcta con los datos de saturación del yacimiento y por consecuencia, las curvas de permeabilidad relativa derivadas de dichas curvas de flujo fraccional poseen exponentes de curvatura del petróleo y del agua demasiado altos.

**4.1.1.1 Características de la curva de flujo fraccional obtenida a partir de datos de producción.** En la **Gráfica 16** se pudo observar que la curva de flujo fraccional de la subcapa T2\_A tiene una ligera tendencia de mojabilidad al agua. Según Paris de Ferrer<sup>33</sup>, si la curva de flujo fraccional esta corrida hacia la izquierda la tendencia de mojabilidad del yacimiento es al petróleo. Sin embargo, si la curva esta corrida a la derecha la mojabilidad del yacimiento será al agua. De acuerdo a lo anterior, la

---

<sup>33</sup> PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Op. Cít., p 87.

curva de flujo fraccional de esta subcapa está centrada con una ligera tendencia a la derecha, en consecuencia, se evidencia que tiene una ligera mojabilidad al agua.

En relación a lo anterior, otra característica de la curva de flujo fraccional está dada por la viscosidad de los fluidos. Según Paris de Ferrer<sup>34</sup>, si la viscosidad del agua incrementa, la movilidad del agua disminuye y la cantidad de petróleo será mayor. De esta misma manera, si la viscosidad del petróleo aumenta, la relación de viscosidades será mayor y por tanto la eficiencia de desplazamiento del banco de aceite se verá afectada por este fenómeno, de acuerdo a esto, la curva de flujo fraccional se moverá a la izquierda. Si se observa en la **Ecuación 16**, la curva de flujo fraccional depende de la relación de viscosidades. En este sentido, la relación de viscosidades que fue usada en la metodología fue la siguiente:

**Ecuación 16.** Relación de viscosidad.

$$\text{Relacion de viscosidad} = \frac{\mu_o}{\mu_w} = 40$$

**Fuente:** PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos, Venezuela: Ediciones Astro Data S.A., 2001. p 88. 980-296-792-0.

Cabe destacar que los datos de las viscosidades del petróleo y agua fueron determinados por ECOPETROL S.A. en análisis PVT previos realizados a los fluidos y no son presentados por razones de confidencialidad.

En relación a la **Ecuación 16**, se concluyó que la relación de viscosidades es considerablemente grande debido a que la viscosidad del petróleo es 40 veces mayor que la del agua. Es decir, si se analiza desde la viscosidad de los fluidos el agua tiende a fluir de manera favorable a comparación del petróleo.

En este sentido la curva tiende a moverse a la izquierda, sin embargo, se observa que la **Gráfica 16** está centrada, esto es consecuencia de que la relación  $K_{ro}/K_{rw}$  es lo suficientemente grande para contrarrestar el efecto viscoso de los fluidos, indicando una habilidad ligeramente mayor del petróleo a fluir dentro del reservorio, es por esto que la curva de flujo fraccional está centrada y ligeramente corrida a la derecha.

Es de importancia resaltar que no se tuvieron en cuenta en la ecuación de flujo fraccional tanto las fuerzas capilares como las fuerzas gravitacionales, pues para la formación T2 del campo Apiay las fuerzas capilares son despreciables en comparación con la magnitud de las fuerzas viscosas, además, el ángulo de buzamiento del reservorio es considerablemente bajo. En relación a lo anterior, ni

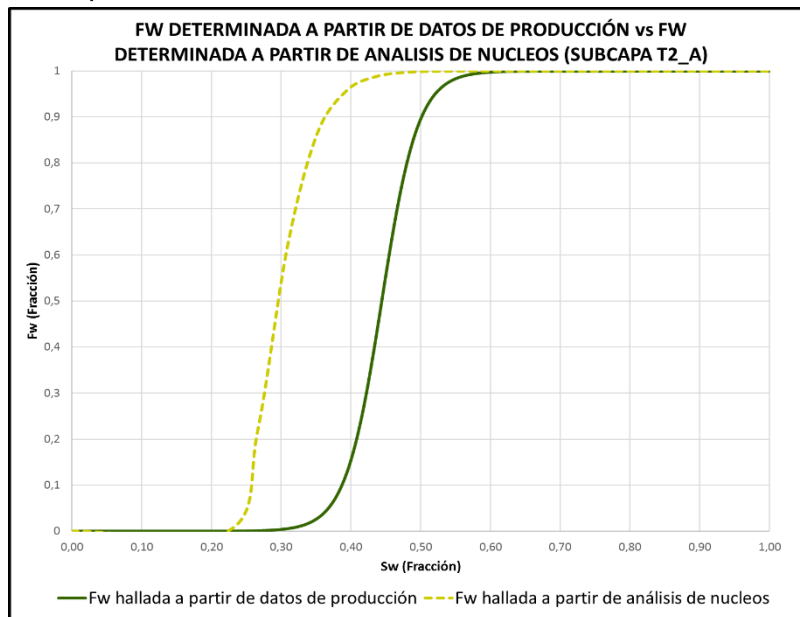
---

<sup>34</sup>Ibíd., p 88.

el efecto de buzamiento ni las fuerzas capilares tienen efecto en la curva de flujo fraccional de la subcapa de T2\_A.

**4.1.2 Comparación entre la curva flujo fraccional determinada a partir de datos de producción y la curva de flujo fraccional obtenida a partir del análisis de núcleos.** Con el fin de apreciar la diferencia entre la información obtenida del análisis de núcleos en laboratorio y los resultados obtenidos en la metodología que se aplicó en el presente trabajo, a continuación, se observan las curvas de flujo fraccional derivadas de los dos casos anteriormente descritos:

**Gráfica 29.** Comparación de curvas de flujo fraccional de la subcapa T2\_A.



**Fuente:** elaboración propia, con base en: ECOPETROL S.A. Datos de producción del Campo Apiay.

De acuerdo a la **Gráfica 29**, se observó que la curva de flujo fraccional determinada a partir del análisis de núcleos está ubicada a la izquierda, indicando que el yacimiento tiene una tendencia ligeramente mojado al petróleo según lo evidenciado anteriormente. En este orden de ideas, la curva de flujo fraccional determinada a partir de datos de producción al encontrarse situada ligeramente a la derecha, esta indica una ligera mojabilidad al agua. De esta manera se puede concluir que el yacimiento posiblemente tenga la mojabilidad preferencial al agua. Sin embargo, de forma más precisa tiende a tener una mojabilidad mixta.

Además, la razón principal por la que las curvas de flujo fraccional están separadas una con respecto a la otra, está sustentada principalmente por la relación de permeabilidades relativas ( $K_{ro}/K_{rw}$ ) debido a que los valores de viscosidad de cada fase utilizados para el cálculo de las dos curvas de flujo fraccional fueron los mismos, es decir, que la variación entre la curva de flujo fraccional determinada a

partir de datos de producción y la curva de flujo fraccional determinada por el análisis de núcleos depende únicamente de la relación de permeabilidades relativas. A partir de esto, se observó que la relación  $K_{ro}/K_{rw}$  de la curva de flujo fraccional hallada por datos de producción es favorable a la movilidad del petróleo debido a que esta corrida a la derecha, de esta misma manera, se observa que la relación  $K_{ro}/K_{rw}$  de la curva de flujo fraccional hallada por el análisis de núcleos, es favorable a la movilidad del agua debido a que esta corrida a la izquierda.

En relación a lo anterior, aunque la relación de viscosidades de los fluidos (agua y petróleo) es favorable al agua, la variación entre la curva de flujo fraccional hallada por datos de producción y la curva de flujo fraccional hallada por el análisis de núcleos no depende de las viscosidades de cada fase, pues estos valores de viscosidad fueron los mismos para las dos curvas como se evidencia anteriormente. Sin embargo, al tener una relación de viscosidad de 40, cabe destacar que dicha relación de viscosidad hace que las curvas se muevan a la izquierda favoreciendo el flujo de agua.

La diferencia porcentual entre la curva de flujo fraccional determinada a partir de datos de producción y la curva de flujo fraccional determinada a partir del análisis de núcleos se muestra a continuación:

**Tabla 22.** Diferencia porcentual entre las curvas de flujo fraccional de la subcapa T2\_A.

$S_w$	$F_w$ (Análisis de núcleos)	$F_w$ (Datos de producción)	Diferencia Porcentual (%)
0.00	0.0000	0.0000	0.00
0.22	0.0000	0.0002	0.00
0.27	0.2197	0.0011	99.51
0.31	0.6198	0.0055	99.12
0.35	0.8644	0.0276	96.80
0.39	0.9580	0.1280	86.64
0.44	0.9884	0.4309	56.40
0.48	0.9973	0.7962	20.16
0.52	0.9995	0.9527	4.68
0.56	1.0000	0.9905	0.95
0.65	1.0000	0.9996	0.04
1.00	1.0000	1.0000	0.00

**Fuente:** elaboración propia, con base en: ECOPETROL S.A. Datos de producción del Campo Apiay.

En la **Tabla 22**, se observa que la diferencia porcentual en un rango de saturaciones de agua del 27% al 48% es considerable, pues a estos valores de saturación de agua, la curva de flujo fraccional determinada por datos de producción esta corrida a la derecha con respecto a la curva de flujo fraccional determinada por análisis de núcleos. Como se evidencio anteriormente, esta diferencia se encuentra influenciada por la relación de permeabilidades relativas.

## 4.2 ANÁLISIS DE LAS CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA OBTENIDAS A PARTIR DE DATOS DE PRODUCCIÓN

En este apartado se realizó el análisis de la curva de permeabilidad relativa obtenida por datos de producción de la subcapa T2\_A debido a que las curvas obtenidas para las subcapas T2\_B y T2\_C no tuvo resultados favorables en la metodología plantada, por lo tanto, el análisis se centra en la curva de permeabilidad relativa a partir de datos de producción de la subcapa T2\_A, los puntos analizados fueron las permeabilidades relativas de cada fase en la curva y su respectiva saturación, los coeficientes de curvatura de cada fase, el punto intersección de las curvas y una comparación de la curva de permeabilidad relativa obtenida por análisis de núcleos y la curva de permeabilidad relativa a partir de datos de producción.

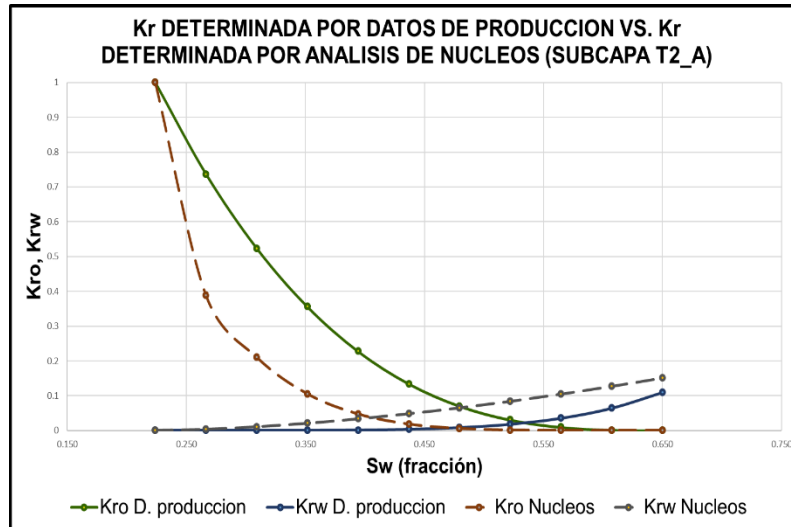
### 4.2.1 Curva de permeabilidad relativa obtenida a partir de datos de producción.

La metodología tuvo resultados favorables únicamente para la curva de permeabilidad relativa obtenida por datos de producción de la subcapa T2\_A. De acuerdo a esto, en la **Gráfica 22** se observó que la permeabilidad relativa máxima de petróleo ( $K_{ro}$  max) es igual a 1 en el punto de la saturación de agua connata ( $S_{wc}=0.224$ ). La permeabilidad relativa máxima de agua ( $K_{rw}$  max) es igual a 0.11 en el punto de saturación de agua de 0.65 que es equivalente a la saturación residual de petróleo ( $S_{or}=0.35$ ). El punto de intersección se observa a una saturación de agua de 0.535 indicando que el yacimiento es ligeramente mojado al agua. A medida que la saturación de agua aumenta la capacidad de flujo de petróleo disminuye y la capacidad de flujo de agua aumenta.

El análisis de las curvas de permeabilidad relativa de las subcapas T2\_B y T2\_C no se tuvo en cuenta debido a que los coeficientes de curvatura de las curvas fueron considerablemente altos por lo cual sus datos son incongruentes con las características del yacimiento.

**4.2.2 Comparación entre la curva de permeabilidad relativa determinada a partir de datos de producción y la curva de permeabilidad relativa obtenida a partir del análisis de núcleos.** Con la intención de observar la diferencia entre las curvas de permeabilidad generadas por análisis de núcleos en laboratorio y las obtenidas a partir de la metodología planteada, se presentan ambas curvas en el siguiente grafico a continuación:

**Gráfica 30.** Comparación entre las curvas de permeabilidad relativa de la subcapa T2\_A.



**Fuente:** elaboración propia, con base en: ECOPETROL S.A. Datos de producción del Campo Apiay.

De acuerdo a la **Gráfica 30**, se evidencio que la curva de permeabilidad relativa obtenida por datos de producción presenta un aumento de las permeabilidades relativas de petróleo con respecto a las permeabilidades relativas de la misma fase a partir de análisis de núcleos. Sin embargo, las permeabilidades relativas de agua no presentan el mismo comportamiento, de acuerdo a lo anterior, en la curva de permeabilidad relativa obtenida por datos de producción se presenta una disminución de las permeabilidades relativas de agua con respecto a las permeabilidades relativas de la misma fase a partir de análisis de núcleos, por lo tanto, se observa que la capacidad de flujo de la fase de petróleo aumento significativamente y la capacidad de flujo del agua disminuyo indicando que el flujo de petróleo será mayor, mientras que el flujo de agua será menor indicando que el petróleo fluirá con mayor facilidad a través del medio poroso de la roca. De acuerdo a lo anterior, se infirió que la cantidad de petróleo a recuperar será mayor con la curva de permeabilidad relativa a partir de datos de producción con respecto al petróleo a recuperar de la curva de permeabilidad relativa determinada por análisis de núcleos. Para apreciar el aumento y disminución de cada punto de permeabilidad relativa de la curva obtenida a partir de datos de producción con respecto a la curva de permeabilidad relativa determinada por análisis de núcleos se realizó una tabla comparativa para evaluar cada uno de los puntos de permeabilidad relativa de cada fase en función de la saturación de agua, mediante una diferencia porcentual de las curvas, lo cual, se aprecia en la siguiente tabla a continuación:



**Tabla 23.** Comparación entre permeabilidades relativas de la subcapa T2\_A.

$S_w$	Kr análisis de núcleos		Kr datos de producción		Diferencia porcentual (%)	
	$K_{ro}$	$k_{rw}$	$K_{ro}$	$k_{rw}$	$K_{ro}$	$K_{rw}$
<b>0.224</b>	1.000	0.000	1	0.000	0.000	0.000
<b>0.267</b>	0.388	0.003	0.737	0.000	90.068	99.974246
<b>0.309</b>	0.210	0.011	0.524	0.000	149.21	99.7185516
<b>0.352</b>	0.105	0.021	0.355	0.000	238.8	98.8599769
<b>0.394</b>	0.047	0.033	0.227	0.001	382.97	96.9242409
<b>0.437</b>	0.018	0.048	0.134	0.003	634.57	93.3581073
<b>0.480</b>	0.006	0.065	0.070	0.008	1127.2	87.5414599
<b>0.522</b>	0.001	0.084	0.030	0.018	2278.4	78.7952293
<b>0.565</b>	0.000	0.105	0.009	0.035	5943.6	66.3871145
<b>0.607</b>	0.000	0.127	0.001	0.064	29662	49.5359619
<b>0.650</b>	0.000	0.152	0.000	0.110	0.000	27.4152573

**Fuente:** elaboración propia, con base en: ECOPETROL S.A. Datos de producción del Campo Apiay.

De acuerdo a la **Tabla 23**, se observó que la diferencia porcentual en la permeabilidad relativa del petróleo aumenta a medida que la saturación de agua incrementa, en sentido contrario, la diferencia porcentual en la permeabilidad relativa del agua disminuye a medida que la saturación de agua incrementa. Esto es consecuencia de la diferencia de los coeficientes de curvatura de cada fase, donde, se observó que la diferencia porcentual de la fase de petróleo fue mayor a la fase de agua, indicando a través de dichos coeficientes que el petróleo tiene una habilidad mayor a fluir dentro del reservorio según las curvas de permeabilidad relativa determinadas a partir de datos de producción.

También se realizó el análisis de cada uno de los puntos de permeabilidad relativa de cada fase de las curvas comparadas, teniendo en cuenta la diferencia de un punto con otro mediante una tabla que se presenta a continuación:

**Tabla 24.** Diferencia de puntos curvas de permeabilidad relativa.

$S_w$	Kr análisis de núcleos		Kr datos de producción		Diferencia ( $k_{ro}=k_{ro2}-k_{ro1}$ ) ( $k_{rw}=K_{rw1}-K_{rw2}$ )	
	$K_{ro1}$	$K_{rw1}$	$K_{ro2}$	$K_{rw2}$	$K_{ro}$	$K_{rw}$
<b>0.224</b>	1.000	0.000	1	0	0	0
<b>0.267</b>	0.388	0.003	0.737	0.000	0.349111314	0.00339184
<b>0.309</b>	0.210	0.011	0.524	0.000	0.313465039	0.01061751
<b>0.352</b>	0.105	0.021	0.355	0.000	0.25053824	0.02055029
<b>0.394</b>	0.047	0.033	0.227	0.001	0.18025308	0.0323876
<b>0.437</b>	0.018	0.048	0.134	0.003	0.115733649	0.04508166
<b>0.480</b>	0.006	0.065	0.070	0.008	0.064425935	0.05710981
<b>0.522</b>	0.001	0.084	0.030	0.018	0.029174056	0.06629168
<b>0.565</b>	0.000	0.105	0.009	0.035	0.009241466	0.06961929

**Tabla 24.** (Continuación).

$S_w$	$K_r$ análisis de núcleos		$K_r$ datos de producción		Diferencia ( $k_{ro}=k_{ro2}-k_{ro1}$ ) ( $k_{rw}=K_{rw1}-K_{rw2}$ )	
	$K_{ro1}$	$K_{rw1}$	$K_{ro2}$	$K_{rw2}$	$K_{ro}$	$K_{rw}$
<b>0.607</b>	0.000	0.127	0.001	0.064	0.001254695	0.0630911
<b>0.650</b>	0.000	0.152	0.000	0.110	0	0.041547

**Fuente:** elaboración propia, con base en: ECOPETROL S.A. Datos de producción del Campo Apiay.

De acuerdo a la **Tabla 24**, se evidencio que los puntos de permeabilidad relativa de la fase de petróleo que tienen mayor diferencia se encuentran cuando la saturación de agua es igual a 0.267. Sin embargo, a medida que la saturación de agua aumenta la diferencia de la fase de petróleo disminuye. Los puntos de permeabilidad relativa de la fase de agua que tienen mayor diferencia se encuentran cuando la saturación de agua es igual a 0.565. a partir de esta saturación de agua para los valores mayores y menores, la diferencia disminuye con respecto a este punto. De igual manera, este comportamiento está gobernado por la diferencia de los coeficientes de curvatura de cada una de las curvas comparadas.

Con los análisis anteriores se puede inferir que el volumen de petróleo a recuperar con las curvas de permeabilidad relativa determinadas por análisis de núcleos, se encuentra subestimado y que el yacimiento puede aportar una mayor cantidad de volumen debido al comportamiento de producción que tiene el reservorio.

En cuanto a los coeficientes de curvatura de la curva de permeabilidad relativa, se realizó un análisis para identificar la desviación mediante una diferencia porcentual para observar numéricamente la diferencia de los coeficientes de curvatura, los datos se presentan en la siguiente tabla:

**Tabla 25.** Comparación de coeficientes de curvatura T2\_A.

Coeficientes curvatura T2_A					
Análisis de núcleos		A partir de datos de producción		Diferencia porcentual (%)	
$n_o$	$n_w$	$n_o$	$n_w$	$n_o$	$n_w$
<b>6.2</b>	<b>1.95</b>	<b>2.9</b>	<b>5.1</b>	<b>53.2258065</b>	<b>161.538462</b>

**Fuente:** elaboración propia, con base en: ECOPETROL S.A. Datos de producción del Campo Apiay.

Según la **Tabla 25**, el coeficiente de petróleo a partir de datos de producción presenta una desviación de 53.22% con respecto al coeficiente de petróleo de análisis de núcleos, esto indica que el coeficiente de análisis de núcleos al ser mayor evidencia una curvatura más cóncava y a medida que la saturación de agua aumenta el flujo de petróleo tendrá menor capacidad, debido a que se observan valores bajos de permeabilidad relativa del petróleo. Por esta razón, considerando un coeficiente de curvatura del petróleo a partir de datos de producción más bajo, se observan valores mayores de permeabilidad relativa de petróleo. Esto representa la razón por la cual, el volumen de petróleo a recuperar es mayor con las curvas de permeabilidad relativa a partir de datos de producción.

Con respecto a los coeficientes del agua, el coeficiente a partir de datos de producción presenta una desviación de 161.53% con respecto al coeficiente del agua de análisis de núcleos, esto indica que el coeficiente de análisis de núcleos al ser menor evidencia una curvatura menos cóncava y a medida que la saturación de agua aumenta el flujo de agua tendrá mayor capacidad, debido a que se observan valores altos de permeabilidad relativa del agua. Por esta razón, considerando un coeficiente de curvatura del agua a partir de datos de producción más alto, se observan valores menores de permeabilidad relativa de agua. Esto representa un flujo de agua menor.

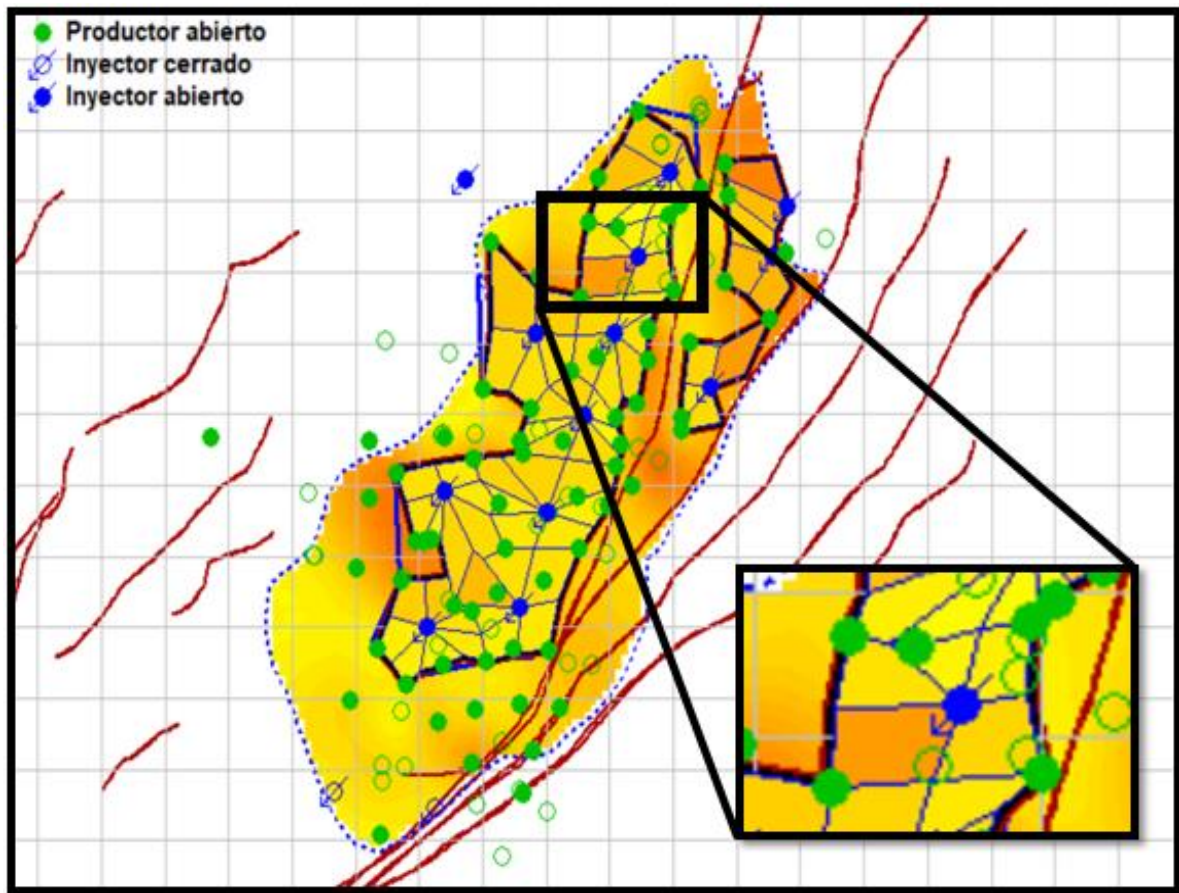
#### **4.3 COMPARACIÓN DEL VOLUMEN DE PETRÓLEO A RECUPERAR CALCULADO CON CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA HALLADAS CON NÚCLEOS CON RESPECTO AL CALCULADO CON CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA HALLADAS CON DATOS DE PRODUCCIÓN**

Con el objetivo de evaluar la diferencia entre las curvas de permeabilidad relativa determinadas a partir de datos de producción y las curvas de permeabilidad relativas determinadas a partir del análisis de núcleos, se realizó la comparación de los volúmenes resultantes en el software Sahara usando el método de predicción de inyección Buckley-Leverett con cada una de estas curvas, evaluando la diferencia cuantitativa del petróleo que se puede recuperar del proceso de inyección de agua en el campo Apiay. La comparación se realizó para cada uno de los tres patrones de inyección seleccionados (patrón1, patrón 2, patrón 3) con el fin de diferenciar las características que posee cada patrón de acuerdo a sus características petrofísicas en relación a su ubicación en el yacimiento.

La metodología propuesta para determinar las curvas de permeabilidad relativa únicamente tuvo resultados óptimos para la subcapa T2\_A, por esta razón, la evaluación del petróleo a recuperar se realizó solamente para dicha subcapa, debido a que los exponentes de curvatura de las curvas de permeabilidad relativas de las subcapas T2\_B Y T2\_C resultaron considerablemente altos y el software Sahara no permitió realizar la simulación con estos valores.

**4.3.1 Comparación del volumen de petróleo a recuperar del Patrón de inyección 1.** A continuación se muestra el mapa del Campo Apiay, donde se evidencia el primer patrón de estudio (Patrón 1):

**Figura 12.** Mapa del Campo Apiay – Patrón de inyección 1.

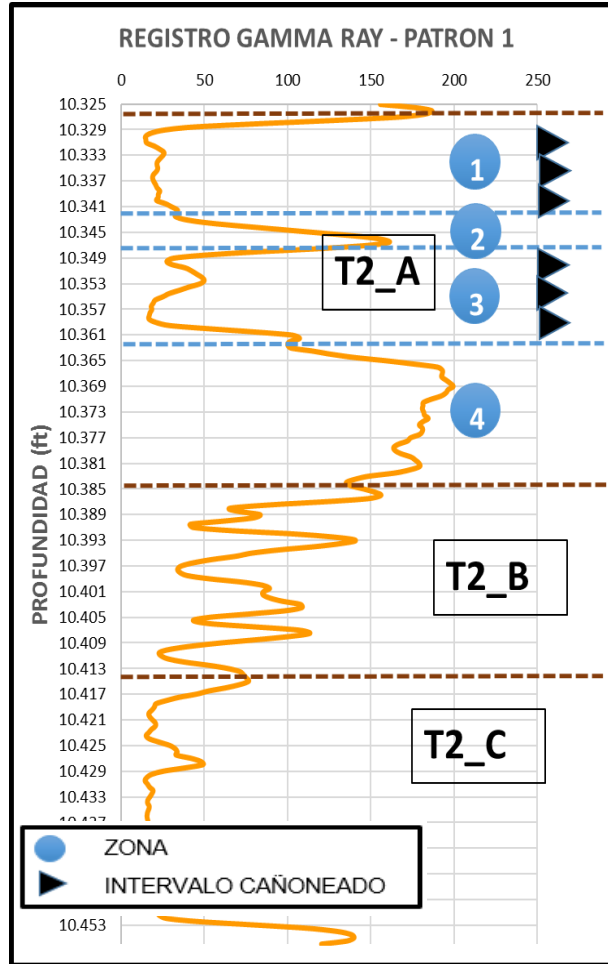


**Fuente:** ECOPETROL S. A. - Software Sahara.

En la **Figura 12**, se observa que para el patrón 1, el pozo inyector tiene efecto principalmente sobre cinco pozos productores. De esta manera, para la simulación en el software Sahara, se consideró para el pozo inyector de este patrón una tasa constante de inyección de agua de 1500 BWPD según las consideraciones propuestas por la empresa operadora del campo. Por otra parte, es importante destacar que la simulación se realizó a partir del año 2021 por razones estrictas de confidencialidad.

A partir de lo anterior, a continuación, se presenta el registro gamma ray del pozo inyector correspondiente del patrón 1, donde se evidencian las subcapas T2\_A, T2\_B y T2\_C y los intervalos cañoneados para dicho pozo en la subcapa T2\_A, además, también se evidencia una tabla con las principales características petrofísicas de la subcapa T2\_A que fueron determinadas a partir de registros y que fueron tenidas en cuenta en el caso de simulación en el software Sahara.

**Figura 13.** Registro Gamma Ray de la subcapa T2\_A (Patrón 1).



**Fuente:** elaboración propia, con base en: ECOPETROL S.A. Registros OpenHole.

Como se describió anteriormente, de acuerdo a la subcapa T2\_A se evidencian las siguientes características petrofísicas de cada zona en la siguiente tabla:

**Tabla 26.** Datos petrofísicos de cada zona de la subcapa T2\_A (Patrón 1).

ZONA	ESPESOR TOTAL	ESPESOR UTIL	POROSIDAD (%)	PERMEABILIDAD (md)
1	11.46	10.05	12.1	119.427
2	3.67	3.22	11.1	94.06
3	13.11	5.89	14.87	158.447
4	16.25	5.14	15.04	192.768

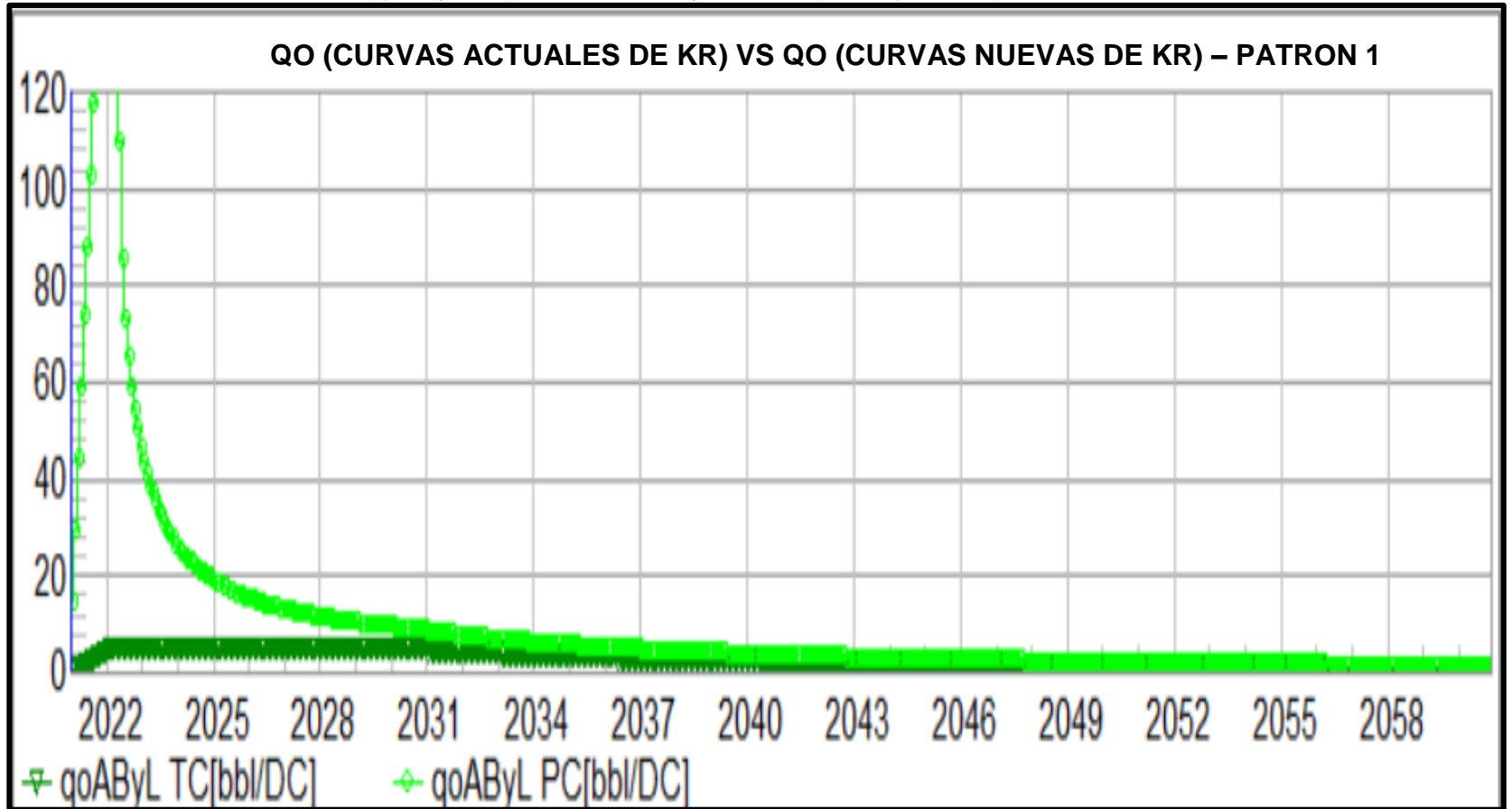
**Fuente:** elaboración propia, con base en: ECOPETROL S.A. Registros OpenHole.

Las variables descritas en la **Tabla 26** y en la **Figura 13**, tienen un gran efecto en los resultados de la inyección de agua y por ende en la simulación. A pesar de que

las propiedades petrofísicas como lo son la porosidad y la permeabilidad son favorables para la recuperación de crudo. Se observa en el registro del gamma ray que la arena no está limpia en su totalidad de shale y en consecuencia de esto solo se cañoneo las zonas de arena limpias (zonas 1 y 3), además, se evidencia que, si bien las zonas tienen un buen espesor total, solo sirve una pequeña fracción de dicho espesor (espesor útil). Cabe destacar que las propiedades evidenciadas en la **Tabla 26** son las propiedades promedio de todos los pozos que componen el patrón 1 y no únicamente del pozo inyector de este patrón.

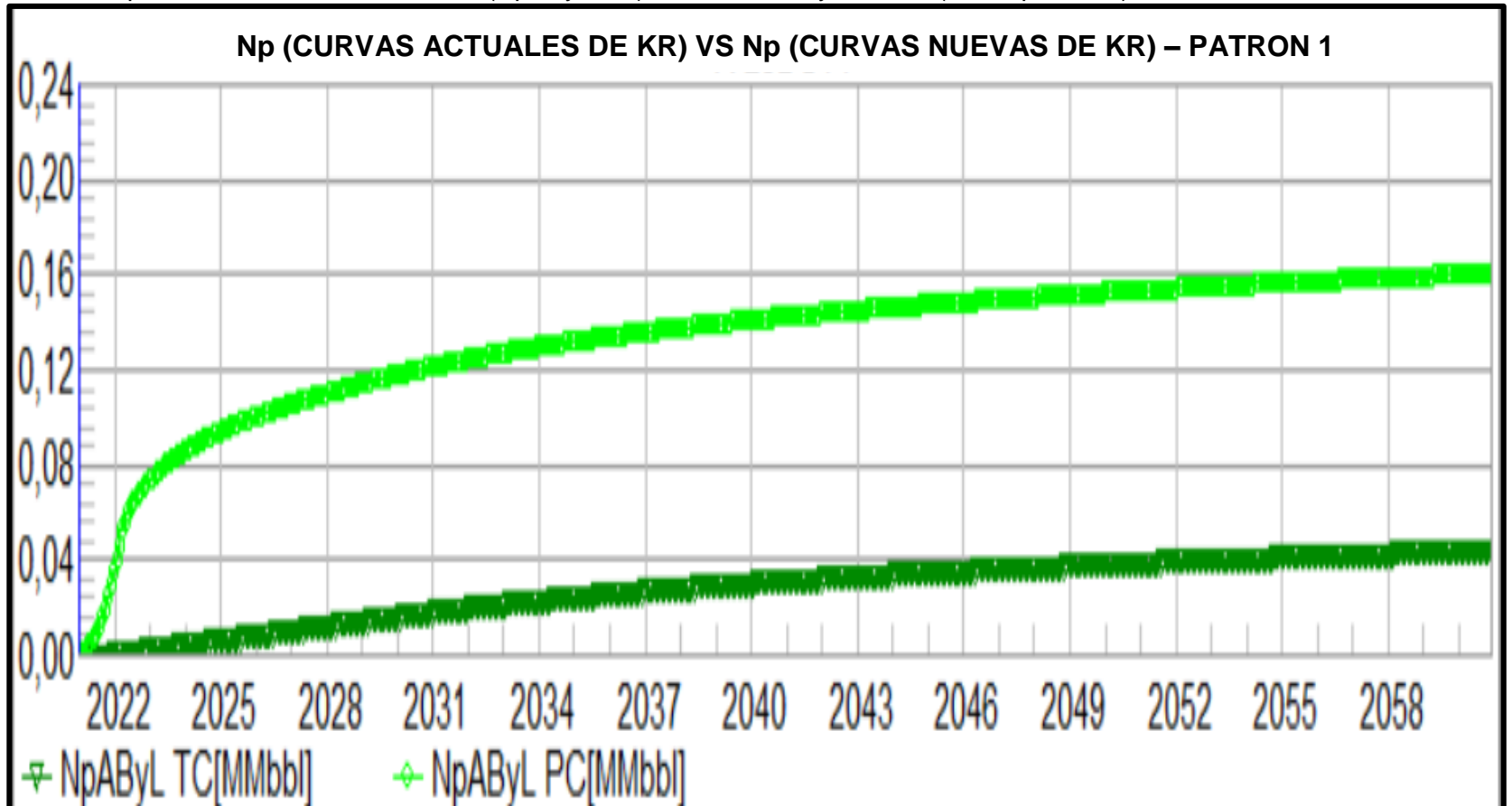
De acuerdo a los resultados obtenidos de la simulación por el método de Buckley-Leverett en el software Sahara para el patrón 1, a continuación, se muestra las gráficas de caudal de petróleo y petróleo producido acumulado en función del tiempo (años) de dicho patrón correspondiente a la subcapa T2\_A:

**Gráfica 31.** Comparación del caudal de petróleo entre curvas de permeabilidad relativa actuales (qoAByL TC) y curvas de permeabilidad relativa nuevas (qoAByL PC) – Patrón de inyección 1 (Subcapa T2\_A).



Fuente: ECOPETROL S. A. - Software Sahara.

**Gráfica 32.** Comparación del petróleo producido acumulado entre curvas de permeabilidad relativa actuales (NpAByL TC) y curvas de permeabilidad relativa nuevas (NpAByL PC) – Patrón de inyección 1 (Subcapa T2\_A).



Fuente: ECOPETROL S. A. - Software Sahara.



En las **Gráficas 31 y 32** se observa que la curva verde oscura representa la corrida en software realizada con las curvas de permeabilidad relativa determinadas por el análisis de núcleos (curvas de permeabilidad relativa actuales) y la curva verde clara representa la corrida realizada con las curvas de permeabilidad relativa determinadas a partir de datos de producción (curvas de permeabilidad relativa nuevas).

A partir de las gráficas obtenidas de la simulación en el software Sahara bajo el método de predicción de inyección de Buckley-Leverett, se observa que la recuperación de petróleo resultante de la simulación realizada con las nuevas curvas de permeabilidad relativa es mucho más alta que la recuperación de petróleo resultante de la simulación realizada con las con las curvas actuales de permeabilidad relativa. Estos resultados concuerdan con lo obtenido en relación a la curva de flujo fraccional y a las curvas de permeabilidad relativa, donde se expresaba, que las curvas obtenidas mediante datos de producción evidenciaban una mayor habilidad del petróleo a fluir dentro del medio poroso y por consecuencia una mayor recuperación de crudo.

De acuerdo a lo anterior, se evidencia que para el patrón 1, las curvas de permeabilidad relativa obtenidas de la subcapa T2\_A mediante la metodología planteada en el presente trabajo, describen una movilidad del petróleo más favorable que las curvas de permeabilidad obtenidas por núcleos. A partir de esto se puede evidenciar que con las curvas de permeabilidad relativa obtenidas a partir de núcleos se estaba subestimando la producción de petróleo y la recuperación del mismo, es decir, para la subcapa T2\_A se puede recuperar mayor cantidad de crudo de lo que se tenía previsto.

Con el objetivo de precisar de mejor manera los resultados de la **Gráfica 32**, se muestra a continuación la tabla correspondiente a los valores de petróleo producido acumulado en función del tiempo del patrón 1, considerando también la diferencia cuantitativa y la relación aritmética que hay en los resultados correspondientes a las curvas de permeabilidad relativa (actuales y nuevas).

**Tabla 27.** Diferencia del petróleo producido acumulado entre las curvas de permeabilidad relativa (actuales y nuevas) del patrón 1.

AÑO	NP (BBL) (CURVAS ACTUALES DE Kr)	NP (BBL) (CURVAS NUEVAS DE Kr)	DIFERENCIA CUANTITATIVA (BBL)	$\frac{NP \text{ (curvas nuevas de Kr)}}{NP \text{ (curvas actuales de Kr)}}$
2021	974	35082	34108	36,0
2022	2909	73622	70714	25,3
2024	6778	94190	87413	13,9
2026	10647	105707	95061	9,9
2028	14516	114319	99803	7,9
2030	18363	121460	103096	6,6
2032	21766	127289	105522	5,8
2034	24716	132048	107332	5,3

**Tabla 27.** (Continuación).

AÑO	NP (BBL) (CURVAS ACTUALES DE Kr)	NP (BBL) (CURVAS NUEVAS DE Kr)	DIFERENCIA CUANTITATIVA (BBL)	$\frac{NP \text{ (curvas nuevas de Kr)}}{NP \text{ (curvas actuales de Kr)}}$
2036	27332	136050	108718	5,0
2038	29622	139493	109871	4,7
2040	31647	142503	110856	4,5
2042	33463	145171	111708	4,3
2044	35105	147558	112453	4,2
2046	36602	149718	113116	4,1
2048	37973	151685	113712	4,0
2050	39248	153489	114241	3,9
2052	40434	155152	114718	3,8
2054	41538	156697	115159	3,8
2056	42572	158130	115558	3,7
2058	43542	159471	115929	3,7
2060	44466	160730	116264	3,6
		PROMEDIO		<b>6,9</b>

**Fuente:** elaboración propia, con base en: resultados de simulación software Sahara - ECOPELROL S.A.

Como se expresó anteriormente y de acuerdo a la **Tabla 27**, se evidencio que el volumen de petróleo a recuperar del proceso de inyección de agua en el patrón 1, es mayor con las curvas obtenidas a partir de datos de producción (curvas nuevas de Kr). Se observó que aproximadamente a partir del año 2040 el petróleo producido acumulado ( $N_p$ ) no variara en magnitudes significativas, por esto la gráfica de  $N_p$  vs Tiempo (**Gráfica 32**) se vuelve asintótica a partir de esta fecha y de la misma manera, en la gráfica del caudal de petróleo vs tiempo (**Gráfica 31**) las dos curvas tienden a juntarse, en este sentido, la inyección de agua según este patrón de inyección dejará de ser eficiente y será necesario implementar otro método de recobro mejorado que permita aumentar el factor de recobro.

Tomando en cuenta lo anterior, para el año 2040 la diferencia cuantitativa en barriles de petróleo que hay entre la simulación hecha con curvas de permeabilidad relativa determinadas por datos de producción y la simulación hecha con curvas de permeabilidad relativa determinadas por el análisis de núcleos es de 110856 Barriles de petróleo, siendo esta, una gran diferencia que demuestra que una pequeña variación de permeabilidad relativa representa cambios considerables en los resultados de producción.

De esta misma manera, se evidencia para el patrón 1 que el promedio de la relación aritmética entre el volumen de petróleo a recuperar calculado con curvas de permeabilidad relativa halladas con núcleos con respecto al calculado con curvas de permeabilidad relativa halladas con datos de producción es de 6.9, es decir, que en promedio el volumen de petróleo a recuperar calculado a partir de las nuevas

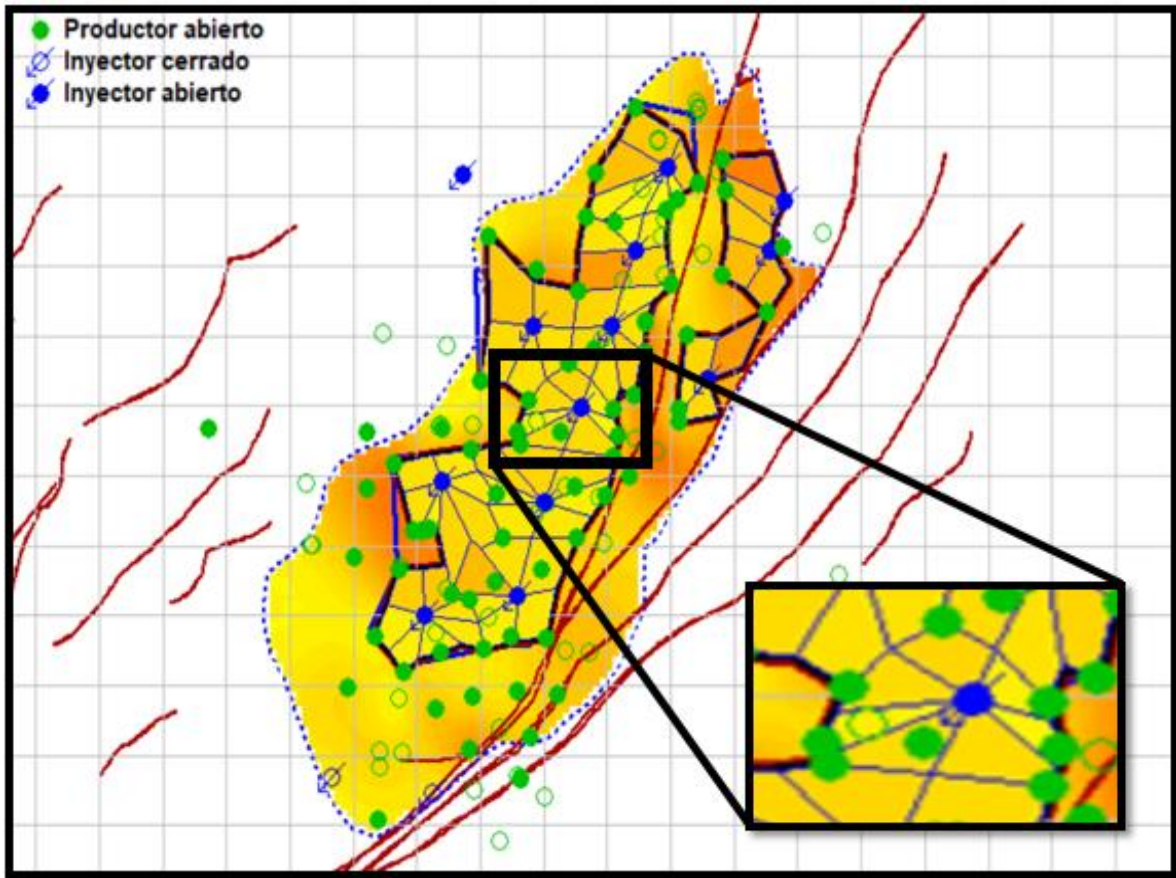
curvas de  $K_r$  es casi siete veces más grande que el volumen de petróleo a recuperar calculado a partir de las curvas actuales de  $K_r$ .

Es de importancia resaltar que, como tal, la simulación en el software Sahara por medio del método de predicción de inyección de Buckley-Leverett obtuvo como resultados bajas recuperaciones de petróleo para las curvas de permeabilidad relativa halladas por medio del análisis de núcleos (curvas actuales) que tiene la empresa operadora. Por lo general el método de predicción Buckley-Leverett tiende a generar una ligera sobreestimación de los volúmenes de petróleo a recuperar, pues considera que lo que se inyecta en términos de agua al yacimiento, es lo que se recupera en términos de crudo en superficie, lo cual no concuerda con lo anterior. A partir de esto, se concluyó que la razón más influyente en que el volumen de petróleo a recuperar sea bajo con las curvas de permeabilidad halladas por análisis de núcleos es precisamente dichas curvas de permeabilidad relativa, debido a que fue la única variable que se modificó al hacer las corridas de la simulación, además, la baja habilidad del crudo a fluir que evidencian las curvas es bastante considerable y en este sentido, permite indicar que las nuevas curvas de permeabilidad relativa obtenidas en el presente trabajo, tienen un mayor grado de asertividad en cuanto a la descripción del movimiento de los fluidos dentro del yacimiento.

Aunque las curvas de permeabilidad relativa determinadas por medio de análisis de núcleos pueden representar la causa más importante de que no se pueda recuperar un volumen considerable de petróleo, pueden existir más variables en la simulación que pudieron afectar los resultados. En este sentido, se puede evidenciar en la **Tabla 26** que el espesor útil de las zonas cañoneadas de la subcapa T2\_A es bastante reducido, lo cual contrarresta y disminuye el efecto de desplazamiento que puede causar el agua dentro del yacimiento. De igual manera, las pocas zonas cañoneadas debido a la intercalación de la lutitas con la arena según el registro gamma ray, impide la dispersión del agua de una manera eficiente dentro de dicha arena.

**4.3.2 Comparación del volumen de petróleo a recuperar del Patrón de inyección 2.** A continuación se muestra el mapa del Campo Apiay, donde se evidencia el segundo patrón de estudio (Patrón 2):

**Figura 14.** Mapa del Campo Apiay – Patrón de inyección 2.

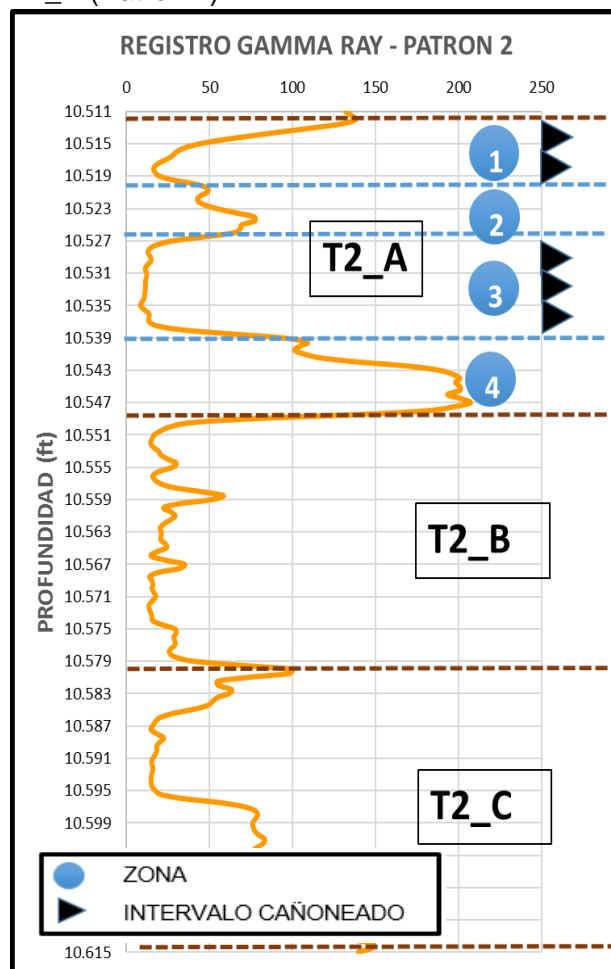


Fuente: ECOPETROL S. A. - Software Sahara.

En la **Figura 14** se observa que para el patrón 2, el pozo inyector tiene efecto principalmente sobre ocho pozos productores. De esta manera, para la simulación en el software Sahara, se consideró para el pozo inyector de este patrón una tasa constante de inyección de agua de 1400 BWPD según las consideraciones propuestas por la empresa operadora del campo. Por otra parte, es importante destacar como se hizo anteriormente que la simulación se realizó a partir del año 2021 por razones estrictas de confidencialidad.

A partir de lo anterior, a continuación, se presenta el registro gamma ray del pozo inyector correspondiente del patrón 2, donde se evidencian las subcapas T2\_A, T2\_B y T2\_C y los intervalos cañoneados para dicho pozo en la subcapa T2\_A, además, también se evidencia una tabla con las principales características petrofísicas de la subcapa T2\_A que fueron determinadas a partir de registros y que fueron tenidas en cuenta en el caso de simulación en el software Sahara.

**Figura 15.** Registro Gamma Ray de la subcapa T2\_A (Patrón 2).



**Fuente:** elaboración propia, con base en: ECOPETROL S.A. Registros OpenHole.

Como se describió anteriormente, de acuerdo a la subcapa T2\_A se evidencian las siguientes características petrofísicas de cada zona en la siguiente tabla:

**Tabla 28.** Datos petrofísicos de cada zona de la subcapa T2\_A (Patrón 2).

ZONA	ESPEJOR TOTAL (ft)	ESPEJOR UTIL (ft)	POROSIDAD (%)	PERMEABILIDAD (md)
1	5.78	5.83	12	71.396
2	6.75	1.86	10.89	71.365
3	11.57	12.15	13.96	138.571
4	9.64	0.54	17.41	374.335

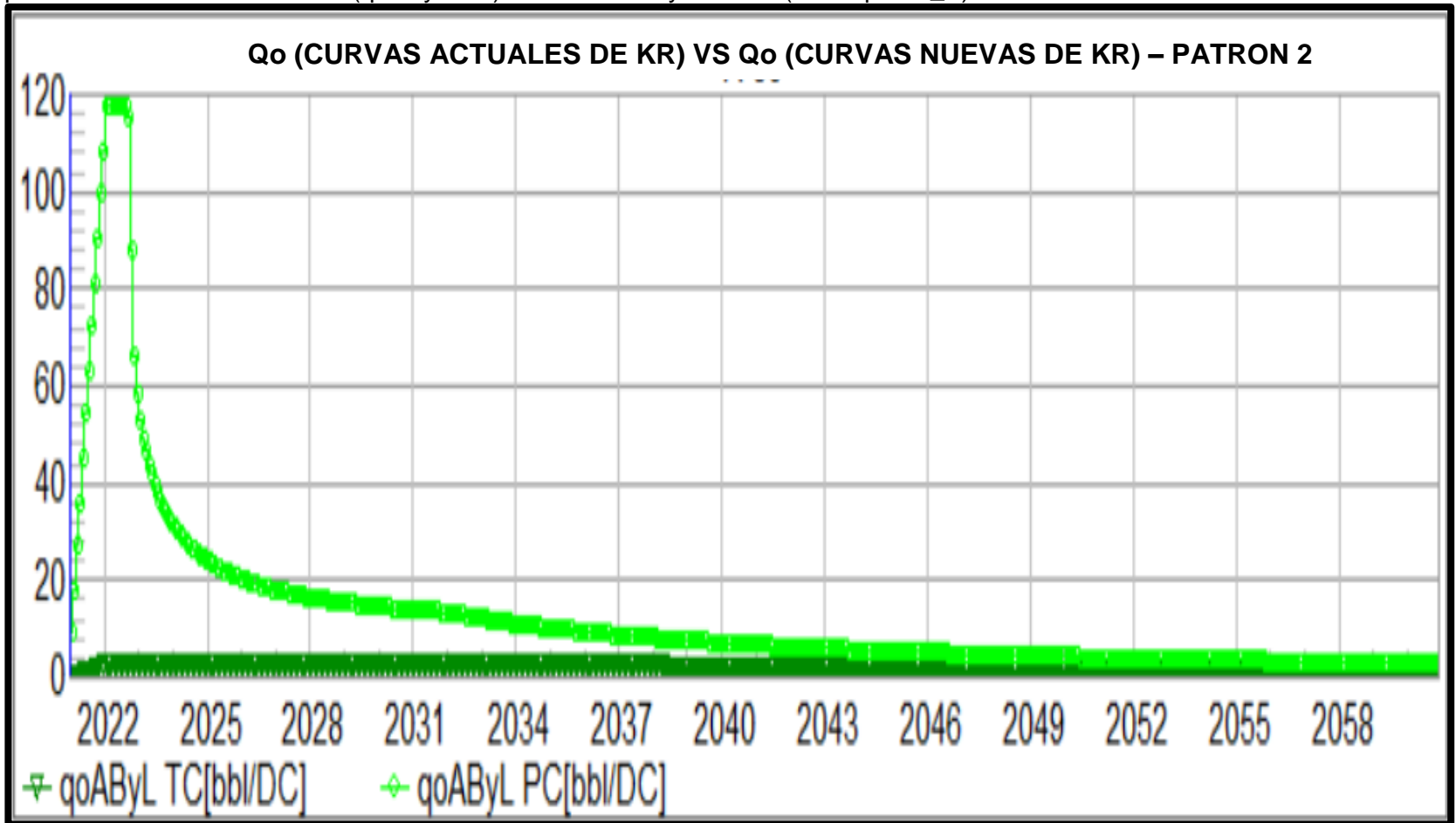
**Fuente:** elaboración propia, con base en: ECOPETROL S.A. Registros OpenHole.

Las variables descritas en la **Tabla 28** y en la **Figura 15**, al igual que para el patrón 1 tienen un gran efecto en los resultados de la inyección de agua y por ende en la

simulación. A pesar de que las propiedades petrofísicas como lo son la porosidad y la permeabilidad son favorables para la recuperación de crudo, se observa en el registro del gamma ray que la arena no está limpia en su totalidad de shale y en consecuencia de esto solo se cañoneo las zonas de arena limpias (zonas 1 y 3), se evidencia que, si bien las zonas tienen un buen espesor total, solo sirve una pequeña fracción de dicho espesor (espesor útil). Cabe destacar que las propiedades evidenciadas en la **Tabla 28** son las propiedades promedio de todos los pozos que componen el patrón 2 y no únicamente del pozo inyector de este patrón.

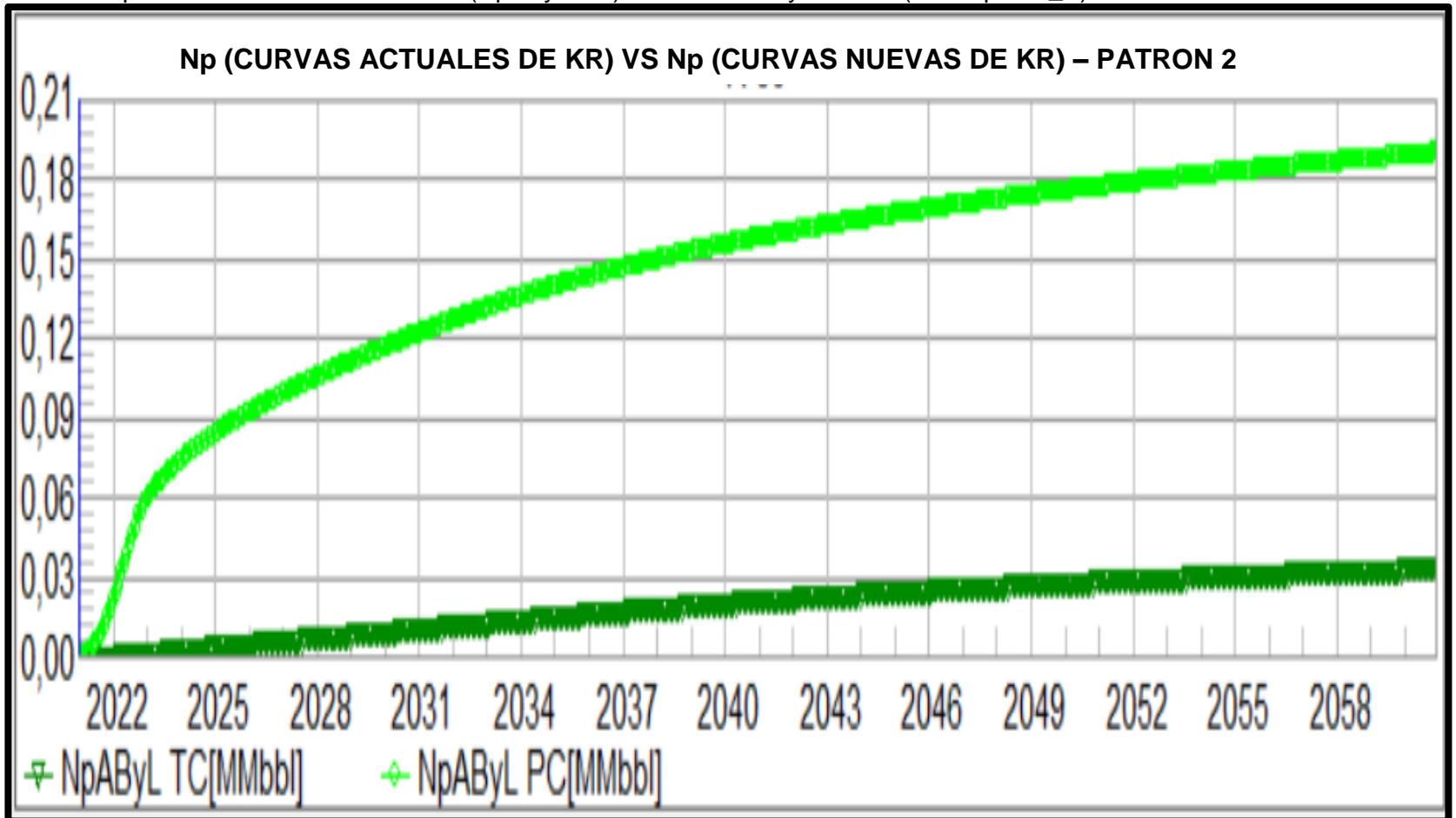
De acuerdo a los resultados obtenidos de la simulación por el método de Buckley-Leverett en el software Sahara para el patrón 2, a continuación, se muestra las gráficas de caudal de petróleo y petróleo producido acumulado en función del tiempo (años) de dicho patrón correspondiente a la subcapa T2\_A:

**Gráfica 33.** Comparación del caudal de petróleo entre curvas de permeabilidad relativa actuales (qoAByL TC) y curvas de permeabilidad relativa nuevas (qoAByL PC) – Patrón de inyección 2 (Subcapa T2\_A).



Fuente: ECOPEPETROL S. A. - Software Sahara.

**Gráfica 34.** Comparación del petróleo producido acumulado entre curvas de permeabilidad relativa actuales (NpAByL TC) y curvas de permeabilidad relativa nuevas (NpAByL PC) – Patrón de inyección 2 (Subcapa T2\_A).



Fuente: ECOPETROL S. A. - Software Sahara.



Al igual que para el patrón 1, en las **Gráficas 33 y 34** se observa que la curva verde oscura representa la corrida en software realizada con las curvas de permeabilidad relativa determinadas por el análisis de núcleos (curvas de permeabilidad relativa actuales) y la curva verde clara representa la corrida realizada con las curvas de permeabilidad relativa determinadas a partir de datos de producción (curvas de permeabilidad relativa nuevas).

A partir de las gráficas obtenidas de la simulación en el software Sahara bajo el método de predicción de inyección de Buckley-Leverett, nuevamente se observa que la recuperación de petróleo resultante de la simulación realizada con las nuevas curvas de permeabilidad relativa es mucho más alta que la recuperación de petróleo resultante de la simulación realizada con las con las curvas actuales de permeabilidad relativa. Estos resultados concuerdan con lo obtenido en relación a la curva de flujo fraccional y a las curvas de permeabilidad relativa, donde se expresaba, que las curvas obtenidas mediante datos de producción evidenciaban una mayor habilidad del petróleo a fluir dentro del medio poroso y por consecuencia una mayor recuperación de crudo.

De acuerdo a lo anterior, se evidencia también que para el patrón 2, las curvas de permeabilidad obtenidas de la subcapa T2\_A mediante la metodología planteada en el presente trabajo, describen una movilidad del petróleo más favorable que las curvas de permeabilidad obtenidas por núcleos. A partir de esto se puede evidenciar que con las curvas de permeabilidad relativa obtenidas a partir de núcleos se estaba subestimando la producción de petróleo y la recuperación del mismo, es decir, para la subcapa T2\_A se puede recuperar mayor cantidad de crudo.

Con el objetivo de precisar de mejor manera los resultados de la **Gráfica 34**, se muestra a continuación la tabla correspondiente a los valores de petróleo producido acumulado en función del tiempo del patrón 2, considerando también la diferencia cuantitativa y la relación aritmética que hay en los resultados correspondientes a las curvas de permeabilidad relativa (actuales y nuevas).

**Tabla 29.** Diferencia del petróleo producido acumulado entre las curvas de permeabilidad relativa (actuales y nuevas) del patrón 2.

AÑO	NP (BBL) (CURVAS ACTUALES DE Kr)	NP (BBL) (CURVAS NUEVAS DE Kr)	DIFERENCIA CUANTITATIVA (BBL)	$\frac{NP \text{ (curvas nuevas de Kr)}}{NP \text{ (curvas actuales de Kr)}}$
2021	568	21524	20956	37.9
2022	1700	60062	58363	35.3
2024	3963	84688	80725	21.4
2026	6226	99684	93459	16.0
2028	8489	111809	103321	13.2
2030	10752	122539	111787	11.4
2032	13015	132246	119232	10.2
2034	15278	140412	125134	9.2
2036	17507	147336	129829	8.4

**Tabla 29.** (Continuación).

AÑO	NP (BBL) (CURVAS ACTUALES DE Kr)	NP (BBL) (CURVAS NUEVAS DE Kr)	DIFERENCIA CUANTITATIVA (BBL)	$\frac{NP \text{ (curvas nuevas de Kr)}}{NP \text{ (curvas actuales de Kr)}}$
2038	19535	153340	133805	7.8
2040	21382	158616	137235	7.4
2042	23082	163303	140221	7.1
2044	24648	167503	142855	6.8
2046	26075	171308	145233	6.6
2048	27392	174781	147390	6.4
2050	28608	177966	149358	6.2
2052	29743	180907	151164	6.1
2054	30804	183635	152831	6.0
2056	31805	186181	154376	5.9
2058	32754	188562	155808	5.8
2060	33630	190795	157165	5.7
<b>PROMEDIO</b>				10.5

**Fuente:** elaboración propia, con base en: resultados de simulación software Sahara - ECOPETROL S.A.

Como se expresó anteriormente y de acuerdo a la **Tabla 29**, se evidenció que el volumen de petróleo a recuperar del proceso de inyección de agua en el patrón 2, es mayor con las curvas obtenidas a partir de datos de producción (curvas nuevas de  $K_r$ ). Se observó que aproximadamente a partir del año 2050 el petróleo producido acumulado ( $N_p$ ) no variara en magnitudes significativas, por esto la gráfica de  $N_p$  vs Tiempo (**Gráfica 34**) se vuelve asintótica a partir de esta fecha y de la misma manera, en la gráfica del caudal de petróleo vs tiempo (**Gráfica 33**) las dos curvas tienden a juntarse, en este sentido, la inyección de agua según este patrón de inyección dejara de ser eficiente y será necesario implementar otro método de recobro mejorado que permita aumentar el factor de recobro.

Tomando en cuenta lo anterior, para el año 2050 la diferencia cuantitativa en barriles de petróleo que hay entre la simulación hecha con curvas de permeabilidad relativa determinadas por datos de producción y la simulación hecha con curvas de permeabilidad relativa determinadas por el análisis de núcleos es de 149358 Barriles de petróleo, siendo esta una gran diferencia que demuestra que una pequeña variación de permeabilidad relativa representa cambios considerables en los resultados de producción.

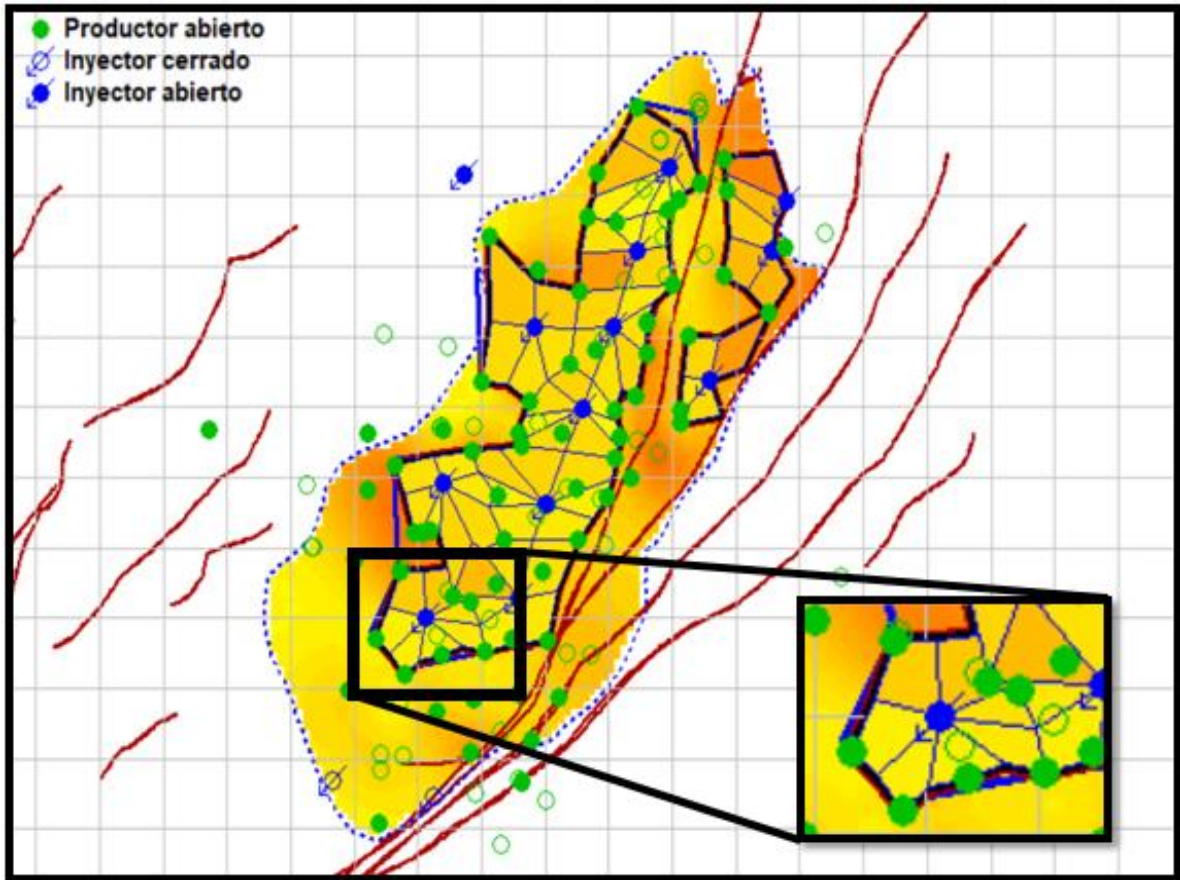
De esta misma manera, se evidencia para el patrón 2 que el promedio de la relación aritmética entre el volumen de petróleo a recuperar calculado con curvas de permeabilidad relativa halladas con núcleos con respecto al calculado con curvas de permeabilidad relativa halladas con datos de producción es de 10.5, es decir, que en promedio el volumen de petróleo a recuperar calculado a partir de las nuevas curvas de  $K_r$  es diez punto cinco veces más grande que el volumen de petróleo a recuperar calculado a partir de las curvas actuales de  $K_r$ .

De la misma manera que ocurrió con el patrón 1, es de importancia resaltar que, como tal, la simulación en el software Sahara por medio del método de predicción de inyección de Buckley-Leverett obtuvo como resultados bajas recuperaciones de petróleo para las curvas de permeabilidad relativa halladas por medio del análisis de núcleos (curvas actuales) que tiene la empresa operadora. Por lo general el método de predicción Buckley-Leverett tiende a generar una ligera sobreestimación de los volúmenes a recuperar, pues considera que lo que se inyecta en términos de agua al yacimiento, es lo que se recupera en términos de crudo en superficie, lo cual no concuerda con lo anterior. A partir de esto, se concluyó que la razón más influyente en que el volumen de petróleo a recuperar sea bajo con las curvas de permeabilidad halladas por análisis de núcleos es precisamente dichas curvas de permeabilidad relativa, debido a que fue la única variable que se modificó al hacer las corridas de la simulación, además, la baja habilidad del crudo a fluir que evidencian las curvas es bastante considerable y en este sentido, permite indicar que las nuevas curvas de permeabilidad relativa obtenidas en el presente trabajo, tienen un mayor grado de asertividad en cuanto a la descripción del movimiento de los fluidos dentro del yacimiento.

Aunque las curvas de permeabilidad relativa halladas por medio de análisis de núcleos pueden representar la causa más importante de que no se pueda recuperar un volumen considerable de petróleo, pueden existir más variables en la simulación que pudieron afectar los resultados. En este sentido, se puede evidenciar en la **Tabla 28** que el espesor útil de las zonas cañoneadas de la subcapa T2\_A es bastante reducido, lo cual contrarresta y disminuye el efecto de desplazamiento que puede causar el agua dentro del yacimiento, incluso es más bajo que el espesor útil de las zonas cañoneadas en el patrón 1. De igual manera, las pocas zonas cañoneadas debido a la intercalación de la lutitas con la arena según el registro gamma ray, impide la dispersión del agua de una manera eficiente dentro de dicha subcapa.

**4.3.3 Comparación del volumen de petróleo a recuperar del Patrón de inyección 3.** A continuación se muestra el mapa del Campo Apiay, donde se evidencia el tercer patrón de estudio (Patrón 3):

**Figura 16.** Mapa del Campo Apiay – Patrón de inyección 3.

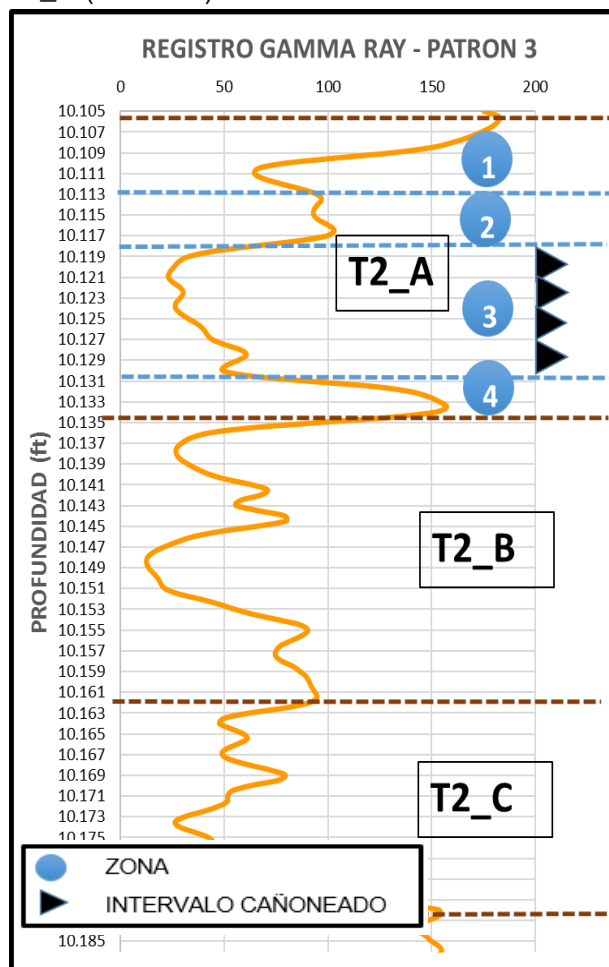


**Fuente:** ECOPETROL S. A. - Software Sahara.

En la **Figura 16** se observa que para el patrón 3, el pozo inyector tiene efecto principalmente sobre siete pozos productores. De esta manera, para la simulación en el software Sahara, se consideró para el pozo inyector de este patrón una tasa constante de inyección de agua de 1800 BWPD según las consideraciones propuestas por la empresa operadora del campo. Por otra parte, es importante destacar que la simulación se realizó a partir del año 2021 por razones estrictas de confidencialidad.

A partir de lo anterior, a continuación, se presenta el registro gamma ray del pozo inyector correspondiente del patrón 3, donde se evidencian las subcapas T2\_A, T2\_B y T2\_C y los intervalos cañoneados para dicho pozo en la subcapa T2\_A, además, también se evidencia una tabla con las principales características petrofísicas de la subcapa T2\_A que fueron determinadas a partir de registros y que fueron tenidas en cuenta en el caso de simulación en el software Sahara.

**Figura 17.** Registro Gamma Ray de la subcapa T2\_A (Patrón 3).



**Fuente:** elaboración propia, con base en: ECOPETROL S.A. Registros OpenHole.

Como se describió anteriormente, de acuerdo a la subcapa T2\_A se evidencian las siguientes características petrofísicas de cada zona en la siguiente tabla:

**Tabla 30.** Datos petrofísicos de cada zona de la subcapa T2\_A (Patrón 3).

ZONA	ESPESOR TOTAL	ESPESOR UTIL	POROSIDAD (%)	PERMEABILIDAD (mD)
1	7	2.98	13.06	141.499
2	5	1.22	17.45	269.997
3	11.99	9.88	15.03	236.71
4	4	0.82	12.45	135.646

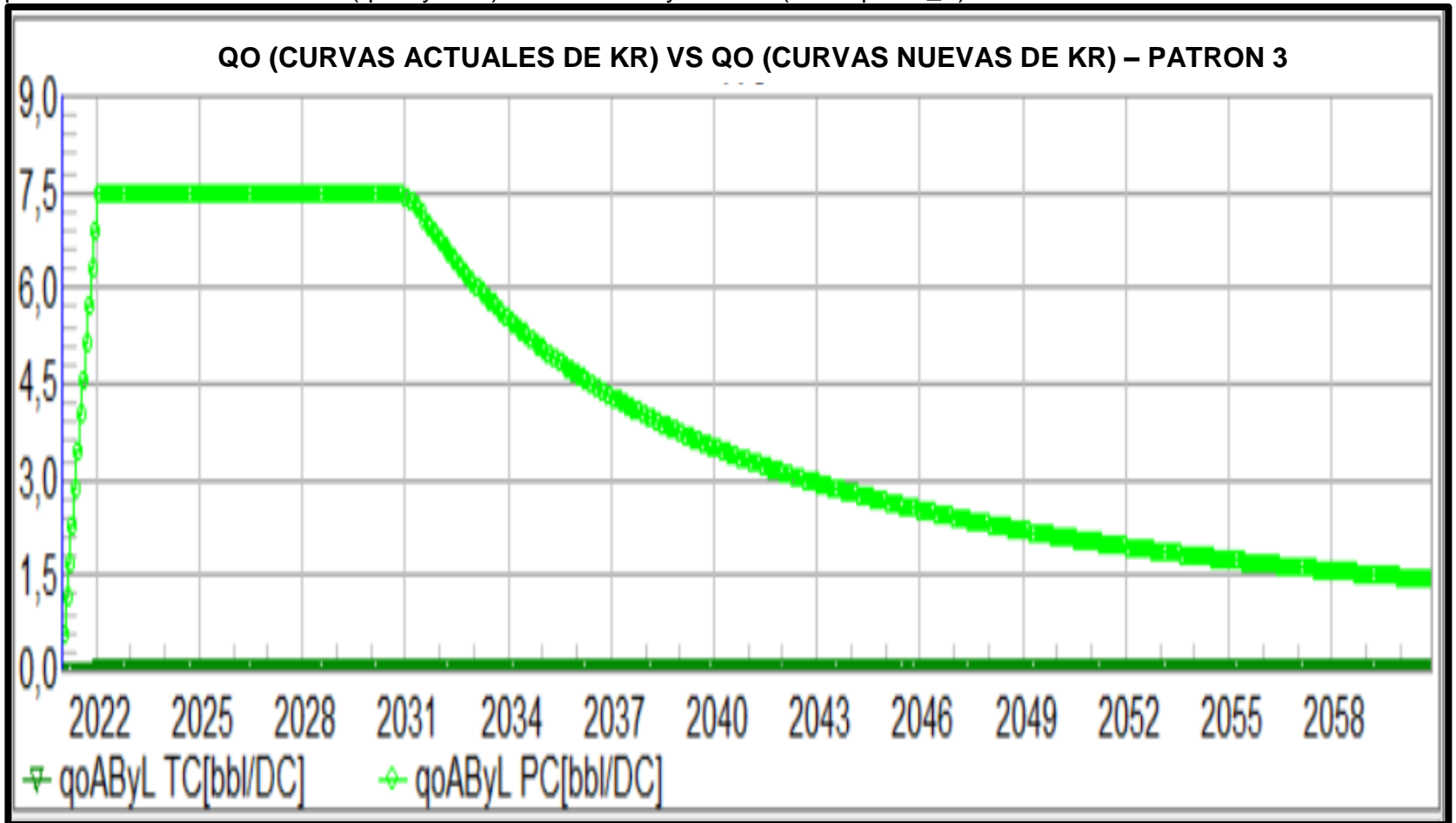
**Fuente:** elaboración propia, con base en: ECOPETROL S.A. Registros OpenHole.

Como se observó para los dos patrones anteriores, a pesar de que las propiedades petrofísicas como lo son la porosidad y la permeabilidad son convenientes para la

recuperación de crudo en este patrón, se observó en el registro del gamma ray que la arena no está limpia en su totalidad de shale y en este caso únicamente se cañoneo la zona de arena limpia (zona 3), se evidencio que si bien las zona tiene buenas características petrofísicas , a comparación de los otros dos patrones, este patrón de inyección solo posee una sola zona donde la inyección actúa. Cabe destacar que las propiedades evidenciadas en la **Tabla 30** son las propiedades promedio de todos los pozos que componen el patrón 3 y no únicamente del pozo inyector de este patrón.

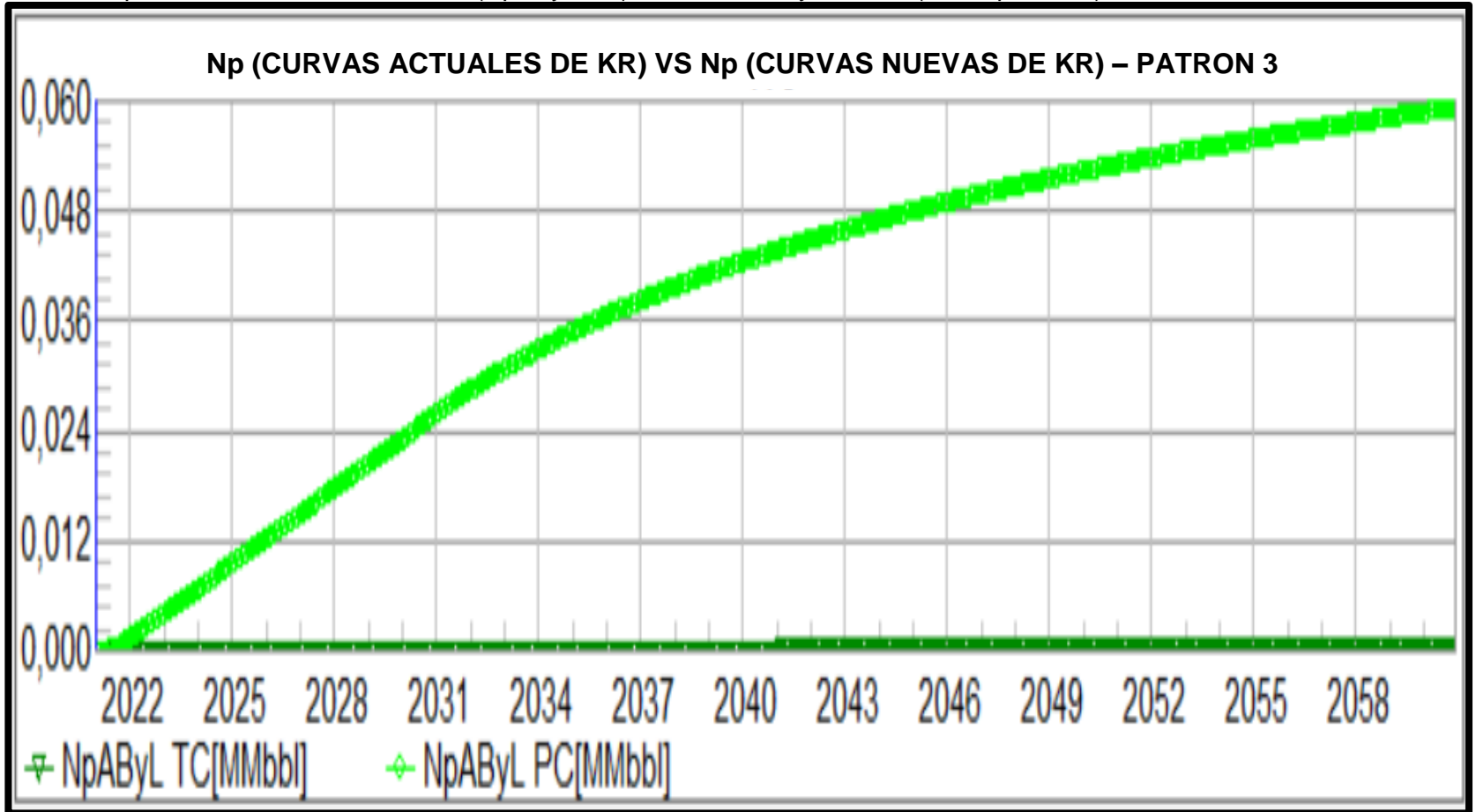
De acuerdo a los resultados obtenidos de la simulación por el método de Buckley-Leverett en el software Sahara para el patrón 3, a continuación, se muestra las gráficas de caudal de petróleo y petróleo producido acumulado en función del tiempo (años) de dicho patrón correspondiente a la subcapa T2\_A:

**Gráfica 35.** Comparación del caudal de petróleo entre curvas de permeabilidad relativa actuales (qoAByL TC) y curvas de permeabilidad relativa nuevas (qoAByL PC) – Patrón de inyección 3 (Subcapa T2\_A).



Fuente: ECOPETROL S. A. - Software Sahara.

**Gráfica 36.** Comparación del petróleo producido acumulado entre curvas de permeabilidad relativa actuales (NpAByL TC) y curvas de permeabilidad relativa nuevas (NpAByL PC) – Patrón de inyección 3 (Subcapa T2\_A).



Fuente: ECOPELROL S. A. - Software Sahara.



De igual manera, se observa en las **Gráficas 35 y 36**, que la curva verde oscura representa la corrida en software realizada con las curvas de permeabilidad relativa determinadas por el análisis de núcleos (curvas de permeabilidad relativa actuales) y la curva verde clara representa la corrida realizada con las curvas de permeabilidad relativa determinadas a partir de datos de producción (curvas de permeabilidad relativa nuevas).

Afirmando lo evidenciado en los dos patrones anteriores, se observó que la recuperación de petróleo resultante de la simulación realizada con las nuevas curvas de permeabilidad relativa es mucho más alta que la recuperación de petróleo resultante de la simulación realizada con las con las curvas actuales de permeabilidad relativa. Sin embargo, en el caso del patrón tres, se identificó que la recuperación de petróleo con las curvas de permeabilidad relativa determinadas por el análisis de núcleos (curvas actuales) tiende a valores muy pequeños cercanos a cero.

De acuerdo a lo anterior, se evidencia que para el patrón 3, las curvas de permeabilidad obtenidas de la subcapa T2\_A mediante la metodología planteada en el presente trabajo, describen una movilidad del petróleo más favorable que las curvas de permeabilidad obtenidas por núcleos. A partir de esto se puede evidenciar que con las curvas de permeabilidad relativa obtenidas a partir de núcleos se estaba subestimando la producción de petróleo y la recuperación del mismo.

A continuación, se muestra la tabla correspondiente a los valores de petróleo producido acumulado en función del tiempo del patrón 3, considerando también la diferencia cuantitativa y la relación aritmética que hay en los resultados correspondientes a las curvas de permeabilidad relativa (actuales y nuevas).

**Tabla 31.** Diferencia del petróleo producido acumulado entre las curvas de permeabilidad relativa (actuales y nuevas) del patrón 3.

<b>AÑO</b>	<b>NP (BBL) (CURVAS ACTUALES DE Kr)</b>	<b>NP (BBL) (CURVAS NUEVAS DE Kr)</b>	<b>DIFERENCIA CUANTITATIVA (BBL)</b>	<b><math>\frac{NP \text{ (curvas nuevas de Kr)}}{NP \text{ (curvas actuales de Kr)}}</math></b>
<b>2021</b>	5	1365	1360	249.4
<b>2022</b>	17	4103	4086	244.4
<b>2024</b>	39	9578	9538	243.0
<b>2026</b>	62	15053	14991	242.6
<b>2028</b>	85	20528	20443	242.4
<b>2030</b>	107	26000	25892	242.3
<b>2032</b>	130	30926	30796	238.0
<b>2034</b>	153	34964	34812	229.2
<b>2036</b>	175	38364	38189	219.0
<b>2038</b>	198	41293	41095	208.7
<b>2040</b>	220	43857	43636	198.9
<b>2042</b>	243	46135	45892	189.8
<b>2044</b>	266	48175	47910	181.3

**Tabla 31.** (Continuación).

AÑO	NP (BBL) (CURVAS ACTUALES DE Kr)	NP (BBL) (CURVAS NUEVAS DE Kr)	DIFERENCIA CUANTITATIVA (BBL)	$\frac{NP \text{ (curvas nuevas de Kr)}}{NP \text{ (curvas actuales de Kr)}}$
2046	288	50019	49730	173.5
2048	311	51703	51392	166.3
2050	334	53255	52921	159.6
2052	356	54681	54325	153.5
2054	379	56013	55634	147.8
2056	402	57245	56844	142.6
2058	424	58401	57977	137.7
2060	447	59487	59040	133.2
<b>PROMEDIO</b>				196.2

**Fuente:** elaboración propia, con base en: resultados de simulación software Sahara - ECOPETROL S.A.

En la **Tabla 31**, se observó que el volumen de petróleo a recuperar del proceso de inyección de agua en el patrón 3, es mayor con las curvas obtenidas a partir de datos de producción (curvas nuevas de  $K_r$ ). Sin embargo, como se expresó anteriormente, se identificó que el volumen de petróleo a recuperar en las dos simulaciones es considerablemente bajo, incluso en la simulación realizada con las nuevas curvas de permeabilidad relativa.

Teniendo en cuenta lo anterior, para el año 2060 la diferencia cuantitativa en barriles de petróleo que hay entre la simulación hecha con curvas de permeabilidad relativa determinadas por datos de producción y la simulación hecha con curvas de permeabilidad relativa determinadas por el análisis de núcleos es de 59040 Barriles de petróleo, diferencia que es bastante pequeña en comparación con las diferencias para el mismo año de los patrones anteriores. Esto afirma una poca recuperación de petróleo por medio del método de Buckley-Leverett en este patrón.

De esta misma manera, se evidencia que el promedio de la relación aritmética entre el volumen de petróleo a recuperar calculado con curvas de permeabilidad relativa halladas con núcleos con respecto al calculado con curvas de permeabilidad relativa halladas con datos de producción es de 196.2, es decir, que en promedio el volumen de petróleo a recuperar calculado a partir de las nuevas curvas de  $K_r$  es aproximadamente ciento noventa y seis veces más grande que el volumen de petróleo a recuperar calculado a partir de las curvas actuales de  $K_r$ .

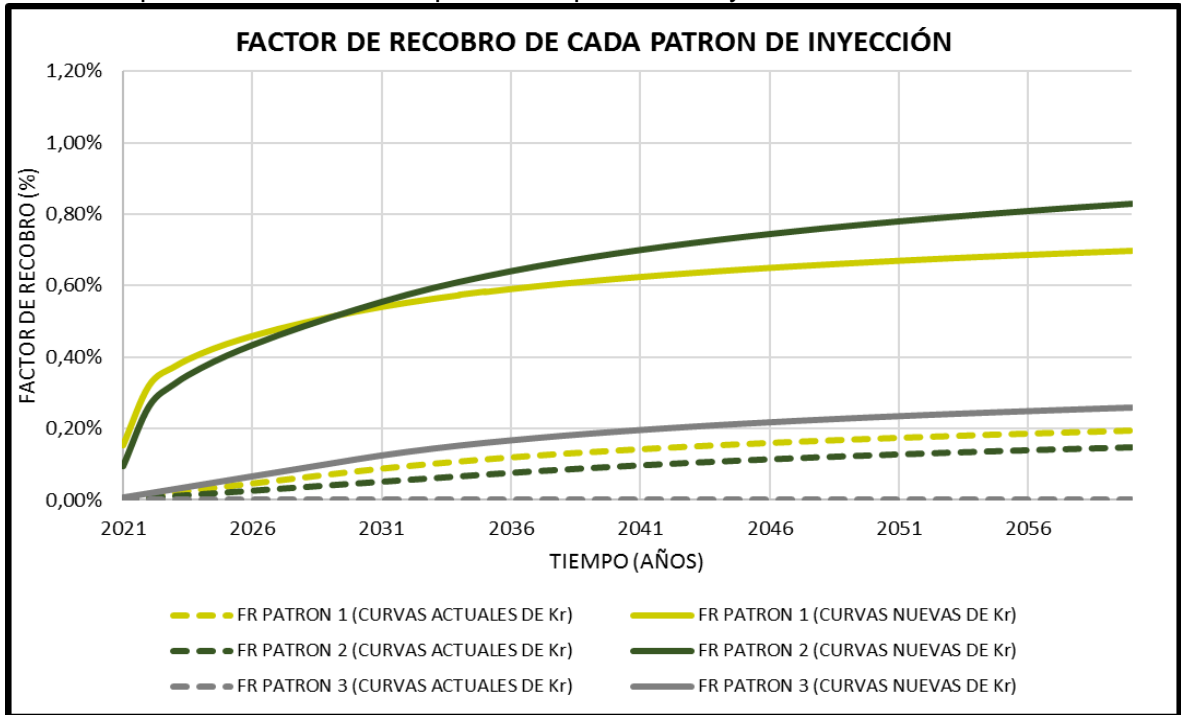
Es de importancia resaltar que, como tal, la simulación en el software Sahara por medio del método de predicción de inyección de Buckley-Leverett obtuvo como resultados bajas recuperaciones de petróleo para las curvas de permeabilidad relativa halladas por medio del análisis de núcleos (curvas actuales) que tiene la empresa operadora. Por lo general el método de predicción Buckley-Leverett tiende a generar una ligera sobreestimación de los volúmenes a recuperar, pues considera que lo que se inyecta en términos de agua al yacimiento, es lo que se recupera en

términos de crudo en superficie, lo cual no concuerda con lo anterior. A partir de esto, nuevamente se concluyó que la razón más influyente en que el volumen de petróleo a recuperar sea bajo con las curvas de permeabilidad halladas por análisis de núcleos es precisamente dichas curvas de permeabilidad relativa, debido a que fue la única variable que se modificó al hacer las corridas de la simulación y en este sentido, permite indicar que las nuevas curvas de permeabilidad relativa obtenidas en el presente trabajo, tienen un mayor grado de asertividad en cuanto a la descripción del movimiento de los fluidos dentro del yacimiento.

Sin embargo, aunque las curvas de permeabilidad relativa halladas por medio de análisis de núcleos pueden representar la causa más importante de que no se pueda recuperar un volumen considerable de petróleo, en el caso específico de este patrón de estudio, la recuperación de petróleo es muy baja. Considerado esto, la razón por la cual en este patrón no se están viendo los resultados esperados, puede estar representada en que el pozo inyector solo tiene cañoneada una sola zona de las cuatro zonas en las que está dividida la formación T2\_A (**Figura 17**), y en este sentido, el efecto del desplazamiento del crudo por la inyección de agua no es óptimo, evidenciando recuperaciones de petróleo bajas. Además, cabe destacar que la zona cañoneada, aunque tiene un espesor total de 12 ft, solo 9.88 ft son útiles para la inyección (**Tabla 30**).

**4.3.4 Análisis del factor de recobro resultante del volumen de petróleo a recuperar por el método de predicción de inyección Buckley-Leverett.** De acuerdo a la simulación realizada en el software Sahara usando el método de predicción de inyección Buckley-Leverett para estimar el volumen de petróleo a recuperar de la subcapa T2\_A en cada uno de los tres patrones de estudio del Campo Apiay, se evidencian a continuación cada una de las curvas del factor de recobro en función del tiempo de cada uno de los tres patrones de inyección considerando las corridas con curvas de permeabilidad relativas actuales y nuevas. Cabe destacar que el factor de recobro fue calculado con base al petróleo original en sitio total (POES) de la subcapa T2\_30.

**Gráfica 37.** Factor de recobro de acuerdo a las curvas de permeabilidad actuales y las curvas de permeabilidad nuevas para cada patrón de inyección.



**Fuente:** elaboración propia, con base en: resultados de simulación software Sahara - ECOPEPETROL S.A.

De la **Gráfica 37**, se pudo observar mediante la simulación realizada en el software Sahara bajo el método de predicción de inyección de Buckley-Leverett para los tres patrones de estudio del Campo Apiay, que la recuperación resultante de petróleo con las nuevas curvas de permeabilidad relativa es mucho más alta que la recuperación resultante de petróleo con las curvas actuales de permeabilidad relativa. En relación a esto, para el año 2060 con las curvas nuevas de permeabilidad relativa se evidencio un factor de recobro del patrón 1 y del patrón 2 de 0.69% y 0.82% respectivamente, de la misma manera el factor de recobro para ese año con las curvas nuevas en el patrón 3 fue de 0.26%, siendo bajo en comparación con los otros dos patrones anteriores (patrón 1 y 2), debido a las condiciones petrofísicas y de completamiento en el pozo inyector de este patrón. De esta manera, si se considera una inyección de agua prolongada hasta el año 2060, según los resultados obtenidos de la simulación con las curvas de nuevas de permeabilidad relativa, la suma del factor de recobro de los tres patrones alcanzaría casi el 2% de recuperación del petróleo original en sitio de la subcapa T2\_A.

## 5. CONCLUSIONES

- Según las curvas de permeabilidad relativa obtenidas, la metodología propuesta únicamente funciona para subcapa T2\_A, una de las tres subcapas que componen la unidad T2, en donde se encontró que, para esta subcapa, el volumen de petróleo a recuperar calculado a partir de las nuevas curvas de  $K_r$  en promedio es 6.9, 10.5, y 196.2 veces el volumen de petróleo a recuperar calculado a partir de las curvas actuales en cada uno de los tres patrones de inyección respectivamente.
- Para el último año de la predicción, con las nuevas curvas de permeabilidad relativa a partir de datos de producción se recuperará 116264, 157165 y 59040 barriles de petróleo de más, con respecto a las curvas actuales de permeabilidad relativa obtenidas por análisis de núcleos, para los patrones uno, dos, y tres respectivamente en la subcapa T2\_A.
- Para el año 2060 las curvas nuevas de permeabilidad relativa evidenciaron unos factores de recobro (calculados con base al POES total de la subcapa T2\_A) del 0.69% y 0.82% del patrón 1 y del patrón 2 de respectivamente, de la misma manera el factor de recobro para ese año con las curvas nuevas en el patrón 3 fue de 0.26%, siendo bajo en comparación con los otros dos patrones debido a las condiciones petrofísicas y de completamiento en el pozo inyector de este patrón.
- En las curvas de permeabilidad relativa obtenidas para la subcapa T2\_A el coeficiente de curvatura del petróleo disminuyó un 53% con respecto al coeficiente de las curvas actuales determinadas por el análisis de núcleos, produciendo una movilidad favorable al petróleo en las nuevas curvas debido a que los valores de los coeficientes son inversamente proporcionales a la permeabilidad de cada fase.
- En las curvas de permeabilidad relativa obtenidas para la subcapa T2\_A el coeficiente de curvatura del agua aumentó un 261% con respecto al coeficiente de las curvas actuales determinadas por el análisis de núcleos, produciendo una movilidad desfavorable al agua en las nuevas curvas.
- La máxima permeabilidad relativa del agua de la subcapa T2\_A, disminuyó de 0.152 (curvas de permeabilidad actuales) a 0.11 (curvas de permeabilidad obtenidas a partir de la metodología), evidenciando para esta subcapa que en realidad hay una menor habilidad del agua a fluir en el yacimiento en comparación con las curvas de  $K_r$  determinadas por el análisis de núcleos.

- De acuerdo a los valores de  $K_{ro}$  máximo (1) y  $K_{rw}$  máximo (0.11), y al punto de intersección de las curvas de  $K_{ro}$  y  $K_{rw}$  a una  $S_w = 0.535$  de las curvas de permeabilidad relativa obtenidas para T2\_A, se observa que el yacimiento tiene una ligera tendencia de mojabilidad al agua.
- Para la subcapa T2\_A se logró desarrollar la metodología propuesta evidenciando la obtención de nuevas curvas de permeabilidad relativa obtenidas a partir de datos de producción, debido a que la arena de esta subcapa se mantiene considerablemente homogénea a lo largo del yacimiento y mediante el ajuste de la curva de flujo fraccional con el valor de saturación de agua connata del yacimiento (22%) y el valor del petróleo residual (35%).
- La metodología planteada para determinar las curvas de permeabilidad relativa no fue efectiva para las subcapas T2\_B y T2\_C debido a que el comportamiento de producción de estas dos subcapas fue consecuencia de las variaciones de las condiciones evidenciadas en los registros gamma ray, donde se encontró alta heterogeneidad de los espesores y litología a lo largo del yacimiento.

## 6. RECOMENDACIONES

- Buscar métodos para la obtención de curvas de permeabilidad relativa a partir de datos de producción en yacimientos que se encuentran por debajo de la presión de burbuja.
- Aplicar la metodología de determinación de nuevas curvas de permeabilidad relativa por medio de datos de producción para yacimientos que tengan asociado un acuífero activo o que tengan procesos de recuperación secundaria por inyección de agua considerando un amplio tiempo de inyección.
- Evaluar el volumen de petróleo a recuperar a partir de las nuevas curvas de permeabilidad relativa obtenidas por datos de producción mediante otros métodos de predicción de inyección de agua que involucren curvas de permeabilidad relativa, considerando una sensibilidad de un método con respecto a los otros.
- Realizar un análisis previo del impacto de una producción que no se vea afectada por eventos operacionales como cierres o apertura de pozos que afectan el comportamiento de línea recta en la gráfica del factor de recobro con respecto a la función  $X$  y como entender su efecto en la tendencia.
- Analizar previamente si el yacimiento posee gran heterogeneidad con respecto a su estratigrafía y propiedades petrofísicas, debido a que la metodología para determinar las nuevas curvas de  $K_r$  establece que la producción de fluidos está gobernada por las permeabilidades relativas de las fases y la variación de estas propiedades a lo largo del yacimiento pueden alterar la recuperación de fluidos, impidiendo que la metodología se pueda aplicar.

## BIBLIOGRAFÍA

A/HAMID-KOC, Walid A., Creation of the Fractional Flow Curve from Purely Production Data. [En línea]. Estados Unidos: SPE Journal, 1999, 6 p. [Consultado 23 de julio del 2019] Disponible en: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-56830-MS>

AHMED, Tared. Reservoir engineering handbook. Estados Unidos: British Library Cataloguing-in-Publication Data. fourth edition. 2010, 1454 p. 978-1-85617-803-7.

A-J.A., Al-Khalifa. In-Situ Determination of Oil/Water Relative Permeability Curves Using Well Performance Data. [En línea]. Estados Unidos: SPE Journal, 1993. 12 p. [Consultado 22 de julio del 2019]. Disponible en: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-25670-MS>

BONILLA, Andrés, MEDINA, Carol. Integración de los modelos de flujo de fluidos en yacimiento y tubería para la determinación de la longitud óptima de la sección horizontal en un pozo horizontal del campo suria. [CD ROM]. Trabajo de grado de ingeniería de petróleo. Fundación Universidad de América, Bogotá D.C.: 2018, 220 p.

CAMACHO PEREZ, Julio Enrique, RIASCOS RODRIGUEZ, Christian Bolívar. Determinación del sistema de levantamiento artificial más eficiente para la producción según las condiciones actuales en la unidad T2 campos Apiay y Suria. [CD ROM]. Trabajo de grado de Ingeniería de petróleo. Fundación Universidad de América, Bogotá D.C.: 2012, 212 p.

ECOPETROL S.A. Características del yacimiento y fluidos bloque Apiay Ariari. [Diapositivas]. 2018.

ECOPETROL S.A. Datos técnicos del Campo Apiay (formaciones Une, Gacheta, San Fernando). [Diapositivas]. 2017.

ECOPETROL S.A. Evaluación de Reservas de petróleo y gas del bloque Apiay Ariari. [Diapositivas]. 2012.

HATZIGNATIOU, Dimitrios G., REYNOLDS, Albert C. Determination of Effective or Relative Permeabilities From Well Tests. [En línea]. Estados Unidos: SPE Journal, 1996, 14 p. [Consultado 23 de julio del 2019] Disponible en: <https://www.onepetro.org/journal-paper/SPE-20537-PA>



HONARPOUR, Mehdi, KOEDERITZ, Leonard, HARVEY, A. Herbert. Relative permeability of petroleum reservoirs. Estados Unidos: CRC Press, Inc., 1986. 137 p.

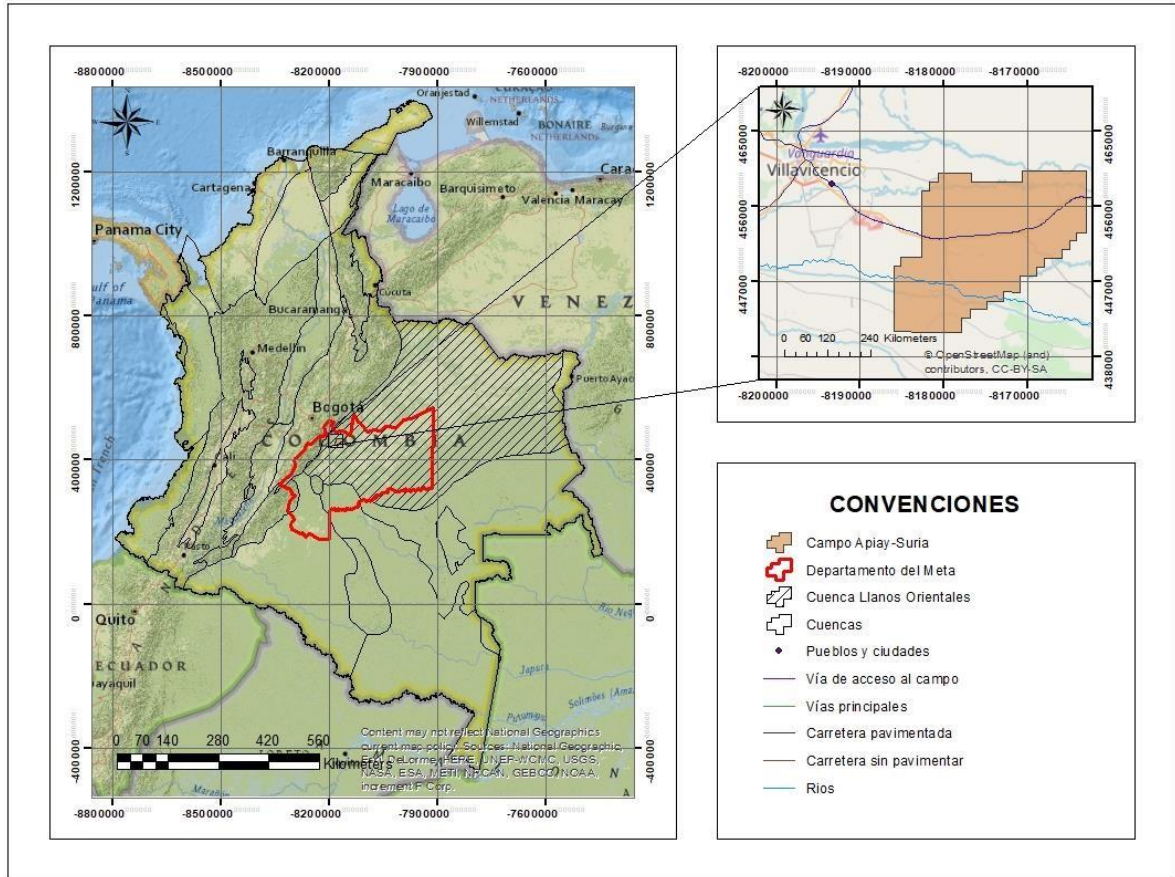
INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TECNICAS Y CERTIFICACIÓN. Compendio de normas para trabajos escritos. NTC-1486-6166. Bogotá D.C. El instituto, 201. ISBN 9789588585673 153 p.

PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de ingeniería de yacimientos, Venezuela: Ediciones Astro Data S.A., 2009, 561 p. 978-980-12-3048-9

PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Venezuela: Ediciones Astro Data S.A., 2001. 390 p. 980-296-792-0.

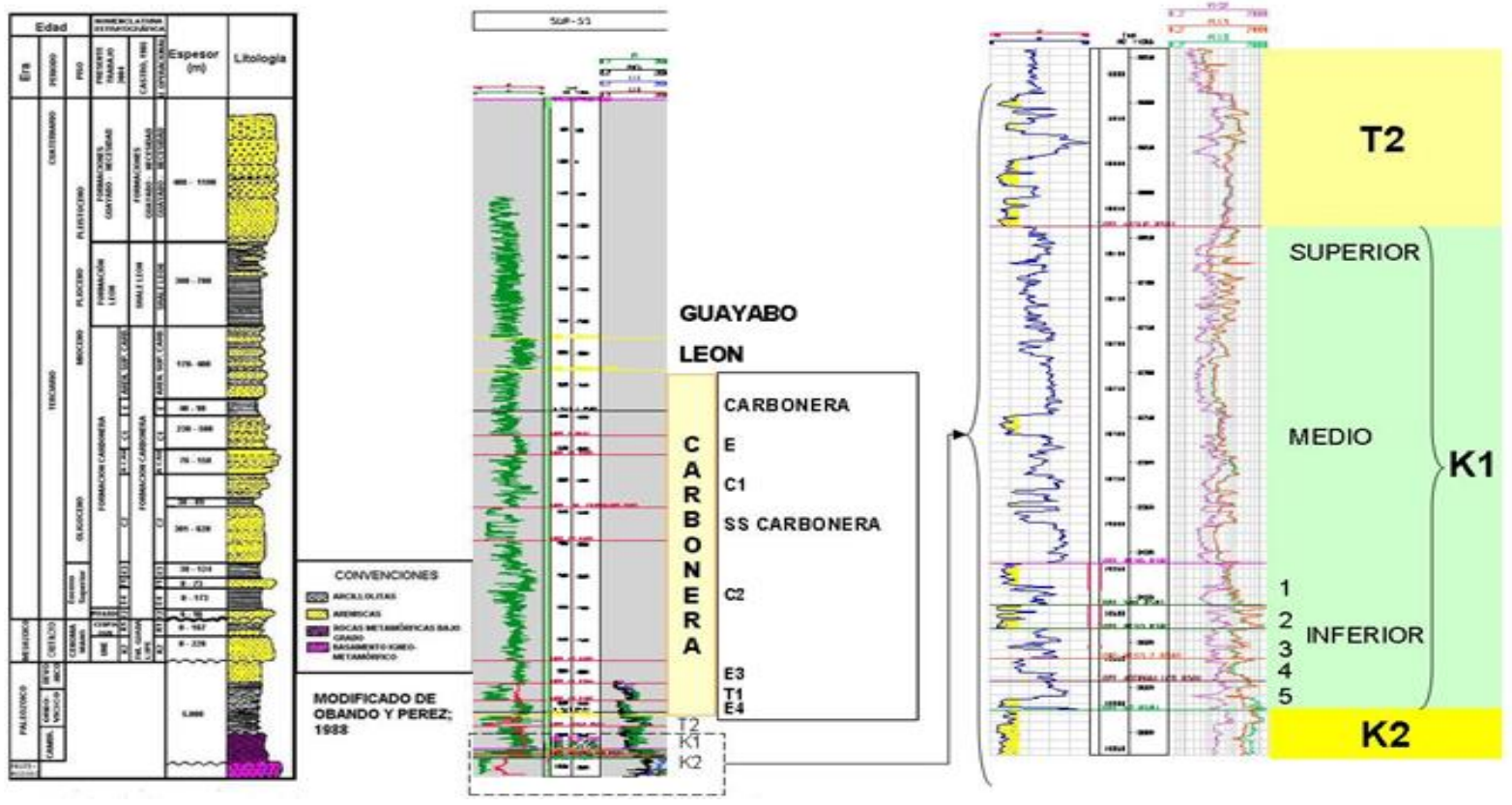
SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Corte de agua. [En línea]. [Consultado el 10 de agosto del 2019]. Disponible en: [https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/w/water\\_cut.aspx](https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/w/water_cut.aspx)

## ANEXO A MAPA DE LOCALIZACIÓN DEL CAMPO APIAY



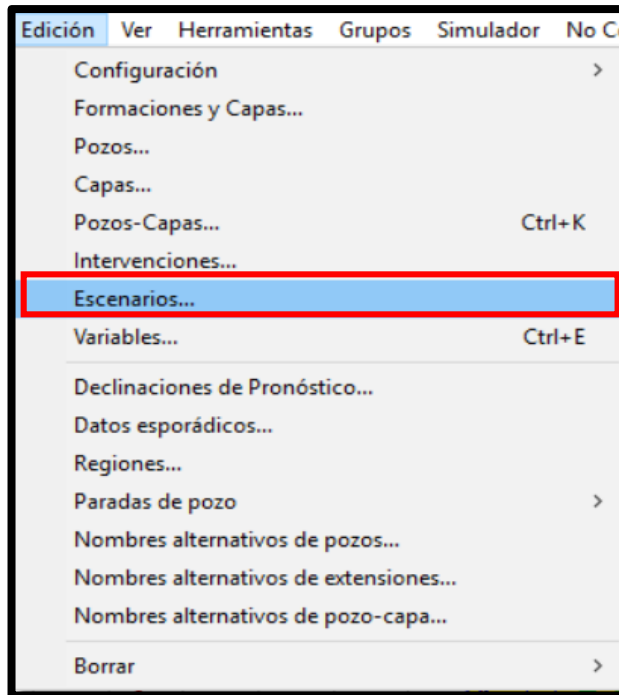
BONILLA, Andrés, MEDINA, Carol. Integración de los modelos de flujo de fluidos en yacimiento y tubería para la determinación de la longitud óptima de la sección horizontal en un pozo horizontal del campo suria. [CD ROM]. Trabajo de grado de ingeniería de petroleos. Fundación Universidad de América, Bogotá D.C.: 2018, p 45.

## ANEXO B COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES Y REGISTRO TIPO DE LAS UNIDADES T2, K1 Y K2.



ECOPETROL S.A. Características del yacimiento y fluidos bloque Apiay Ariari. [Diapositivas]. 2018.

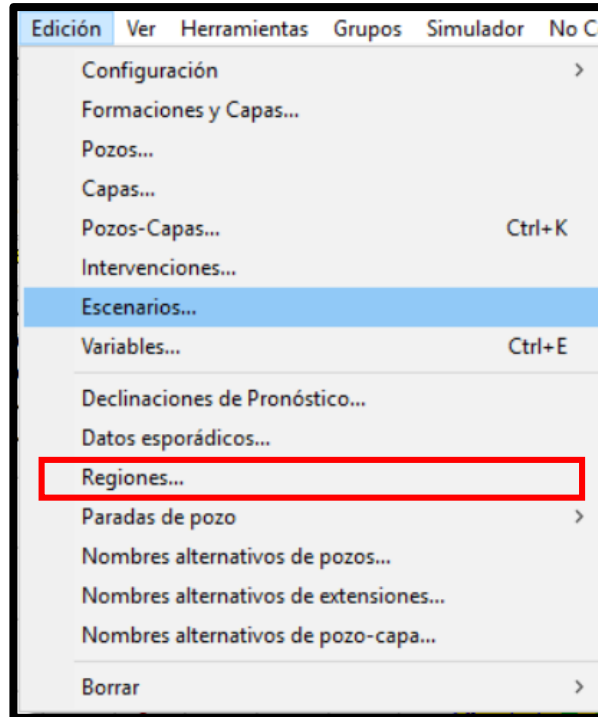
## ANEXO C SECCIÓN EDICIÓN-ESCENARIOS (SOFTWARE SAHARA)



Escenarios

Nombre	Descripción	Ref.	Tipo	Subfase
Historia	Historia		Medido	P/S/T
Iny Pron Esc2	Iny Pron Expansión 2500 1500 ct	InyE	Inyección	P/S/T
Expansión CGM	Perfiles Expansión CGM	CGM	Medido	P/S/T
Expansión ByL	Perfiles Expansión ByL	ByL	Cálculo	P/S/T
Iny Pron Exp	Iny Pron Expasión bbl por ft	InyE	Inyección	P/S/T
CC7 Exp Apiay	CC7 pronostico Esc Iny Exp	CC7	Cálculo	P/S/T
CC3 Exp Apiay	CC3 pronostico Esc Iny Exp	CC3	Cálculo	P/S/T

## ANEXO D SECCIÓN EDICIÓN-REGIONES (SOFTWARE SAHARA)

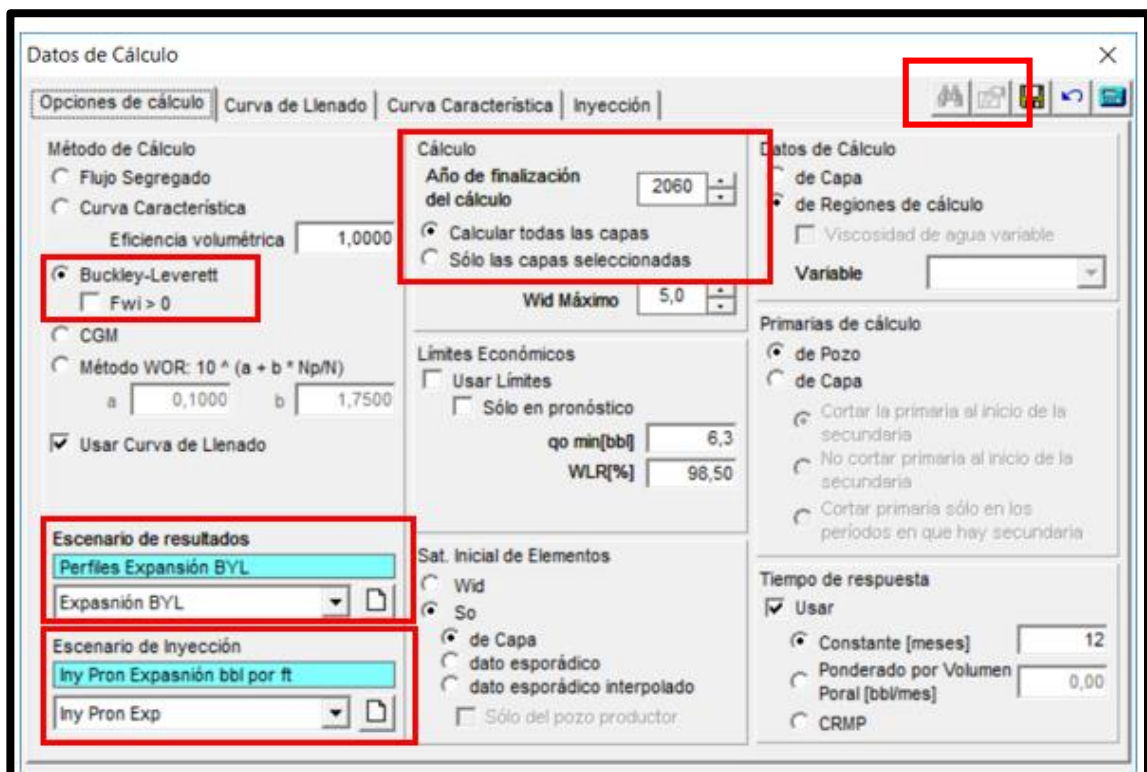
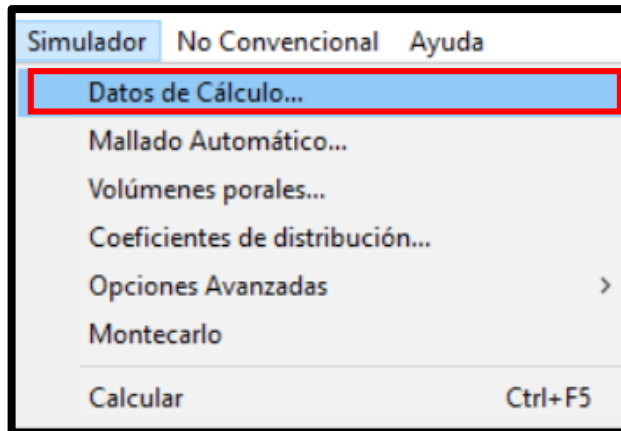


Regiones

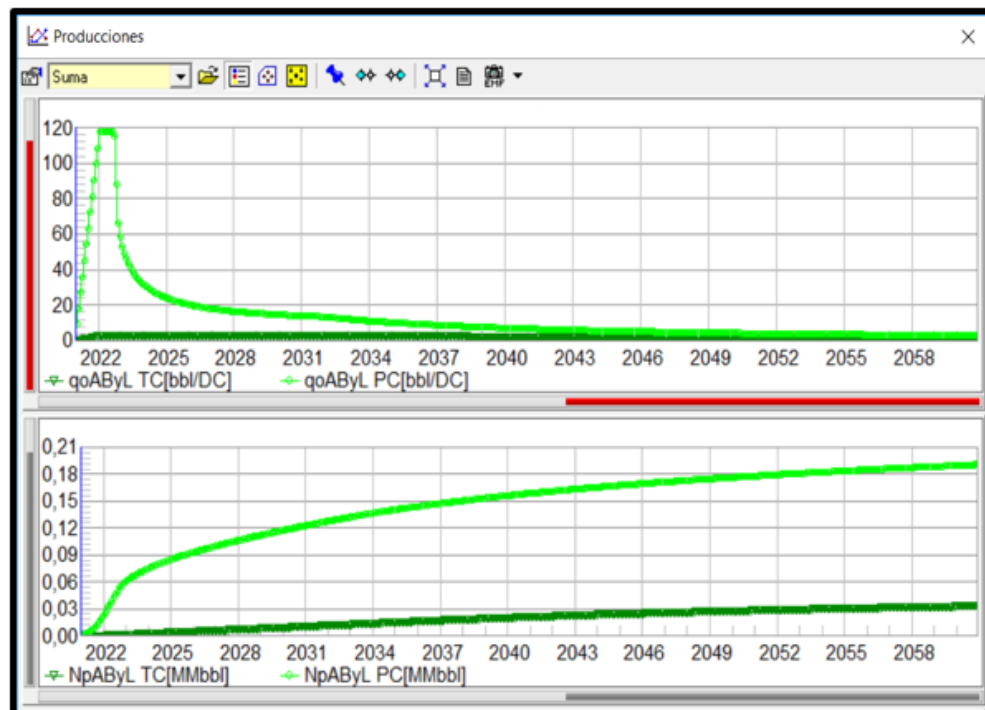
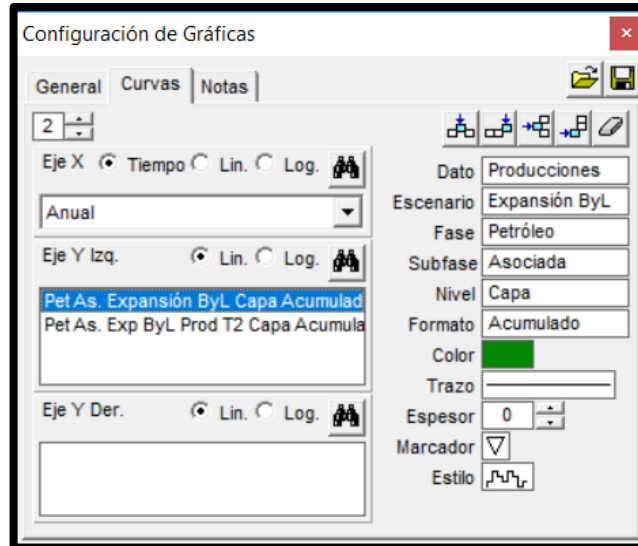
Petrofísicas

Cod	Nombre	Krot[%]	Kro exp.	Krwt[%]	Krw exp.	Sor [%]	Swc [%]
1	APIAY T2_50	100,00	4,70	47,00	1,10	34,4	17,5
2	APIAY T2_40	100,00	4,70	47,00	1,10	34,4	17,5
3	APIAY T2_30	100,00	4,00	30,00	3,00	35,0	22,4
4	APIAY T2_30A	100,00	11,00	30,00	3,00	35,0	22,4
5	APIAY T2_30B	100,00	11,00	30,00	3,00	35,0	22,4
6	APIAY T2_30C	100,00	11,00	30,00	3,00	35,0	22,4
7	APIAY T2_20	100,00	30,00	25,00	2,00	35,0	17,5
8	APIAY T2_20A	100,00	30,00	25,00	2,00	35,0	17,5
9	APIAY T2_20B	100,00	30,00	25,00	2,00	35,0	17,5
10	APIAY T2_10	100,00	26,00	28,00	2,50	35,0	17,0

## ANEXO E SECCIÓN SIMULADOR-DATOS DE CÁLCULO (SOFTWARE SAHARA)



## ANEXO F SECCIÓN CONFIGURACIÓN-GRÁFICAS (SOFTWARE SAHARA)



## ANEXO G

### DATOS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS INCORRECTOS FUERA DEL RANGO (SOFTWARE SAHARA)

