

PROYECTO INTEGRADOR PROFESIONAL

Universidad Nacional del Comahue – Facultad de Ingeniería



“Estudio sobre la Recuperación Mejorada de Petróleo sobre Berea Sandstone, aplicando la teoría del desplazamiento lineal en Recuperación Secundaria y conclusiones de Heesong Koh en Recuperación Terciaria”

Autores

Fernández Meier, Sofía

Pi, Gimena Eliana

Director

Mg. Abrigo, Sergio A.

Ingeniería en Petróleo

Neuquén Capital – Argentina

2023

ÍNDICE

RESUMEN	iv
ABSTRACT	v
AGRADECIMIENTOS	vi
Agradecimientos individuales	vii
1.INTRODUCCIÓN	9
2.GENERALIDADES	10
2.1 Introducción	10
2.2 Permeabilidad	10
2.2.1 Permeabilidad Absoluta	10
2.2.2 Permeabilidad Efectiva	10
2.2.3 Permeabilidad Relativa	10
2.3 Ley de Darcy	11
2.4 Saturación	12
2.4.1 Saturación de Petróleo Residual, S_{or}	13
2.4.2 Saturación de Agua Crítica, S_{wc}	13
2.5 Fuerzas Capilares	13
2.5.1 Tensión Interfacial y Tensión Superficial	13
2.5.2 Humectabilidad	14
2.5.3 Presión Capilar	14
2.6 Tipos de desplazamientos inmiscibles	14
2.6.1 Tipos de desplazamiento	15
2.6.2 Mecanismos de desplazamiento	15
2.7 Flujo Fraccional	16
2.7.1 Teoría de desplazamiento (Teoría de Buckley y Leverett)	16
2.7.2 Ecuación Simplificada	17
2.7.3 Curva típica de flujo fraccional	18
2.8 Movilidad	19

2.8.1 Razón de Movilidad	19
2.9 Ecuación de avance frontal o ecuación de velocidad del frente de invasión	19
3. ENSAYO DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA - Inyección de agua	22
3.1 Introducción	22
3.2 Análisis de los datos de ensayos disponibles	22
3.3 Ajuste de las curvas experimentales	29
3.3.1 Ajuste experimental para la curva de Presión	29
3.3.2 Obtención del Tiempo de Ruptura	32
3.4 Determinación de Permeabilidades Relativas - Método González-Prado	33
3.4.1 Determinación de las Permeabilidades Relativas	34
3.5 Determinación de la curva de Flujo Fraccional	36
3.6 Determinación de la curva de Avance Frontal	39
3.7 Conclusiones	42
4. ENSAYO DE RECUPERACIÓN TERCIARIA - Inyección de agua aditivada con polímero	43
4.1 Introducción	43
4.2 Descripción del Ensayo de Inyección de Polímero	45
4.2.1 Experimento realizado en el Laboratorio de Petrofísica (CEPCoM).	45
4.2.2 Descripción del Trabajo de Heesong Koh, experimento n° 4 ^[11]	46
4.2.3 Analogía entre los datos de los experimentos	47
4.3 Determinación de la Permeabilidad Relativa	47
4.3.1 Procedimiento para curvas de permeabilidad relativa de nuestro ensayo	49
4.4 Determinación del Flujo fraccional	49
4.4.1 Procedimiento para hacer el gráfico de flujo fraccional nuestro	51
4.5 Tiempo de Ruptura	53
4.6 Corte de Petróleo	53
4.7 Conclusiones de los resultados	54
6. CONCLUSIONES	56
ANEXO	58
Anexo I (sección 3.3)	58

Anexo II (sección 3.3)	62
BIBLIOGRAFÍA	65

RESUMEN

En el siguiente trabajo se desarrolla el método de recuperación mejorada, comenzando con el proceso de inyección de agua, sobre una Berea Sandstone, aplicando la teoría del desplazamiento lineal, para evaluar cuánto petróleo se puede recuperar, y se concluye sobre el comportamiento esperado de la inyección de polímero realizada sobre la misma Berea, al alcanzar la saturación de petróleo irreductible, a partir del estudio propuesto por Heesong Koh, en su disertación (2015).

Se logra lo propuesto para la inyección de agua por medio de la utilización de las propiedades características de la muestra, de los fluidos empleados y de los ensayos realizados. Elaborando las curvas de permeabilidad relativa, a partir del método analítico González-Prado, la curva de flujo fraccional y ecuación de avance frontal se llega a la cantidad de petróleo recuperado. Y como corolario de esto se presentan los gráficos del avance del frente de invasión de la inyección de agua y de la cantidad de petróleo recuperado.

Para la inyección de polímero, al contar únicamente con una medición inicial y otra final, se tomará como referencia para el análisis el estudio propuesto por Heesong Koh, en el cual, en uno de los ensayos realizados, analiza la recuperación de petróleo sobre un mismo plug luego de una inyección de agua, y, posteriormente, analiza una inyección de agua seguida inmediatamente por una inyección de polímero, siendo este último un ensayo de características análogas al ensayo estudiado en el presente trabajo.

ABSTRACT

In the following work, the enhanced recovery method is developed, beginning with the water injection process, on a Berea Sandstone, applying the linear displacement theory, to evaluate how much oil can be recovered, and it is concluded about the expected behavior of the injection of polymer on the same Berea, upon reaching irreducible oil saturation, from the study proposed by Heesong Koh, in his dissertation (2015).

The proposal is achieved through the use of the characteristic properties of the sample, the fluids used and the experiments that were carried out. Elaborating the curves of relative permeability, using the Gonzalez-Prado method, the curve of fractional flow and frontal advance equation, arrives at the amount of oil recovered. To sum up, are show the graphs of the advance of the invasion front of the injection of water made and the amount of oil recovered.

For polymer injection, as there is only one initial and one final measurement, the study proposed by Heesong Koh will be taken as a reference for the analysis, in which, in one of the tests carried out, he analyzes the recovery of oil on the same plug after a water injection, and then, he analyzes the recovery of oil after a water injection followed immediately by a polymer injection, this last test is the one with similar characteristics to the test studied in this work.

AGRADECIMIENTOS

Para la realización de este Proyecto Integrador Profesional fue necesaria la colaboración de varias personas a las cuales queremos expresar nuestra gratitud.

En primera instancia, deseamos agradecer a nuestro tutor y profesor, Mg. Sergio A. Abrigo, por todo el tiempo que le ha dedicado a este proyecto, su guía ha hecho de este trabajo un cierre a nuestra carrera que nos enorgullece.

En segunda instancia, agradecer a la Universidad Nacional del Comahue y a la Facultad de Ingeniería, por la posibilidad de construir un futuro profesional. Al cuerpo de docentes que forman parte de la Facultad, en especial a todos aquellos que supieron acompañar nuestro crecimiento personal y profesional.

En tercera instancia, queremos agradecer al personal que compone el Centro de Estudios Petrofísicos del Comahue, por su colaboración en los datos suministrados.

Por último, agradecemos a todas las personas que han aportado para la realización de este trabajo, su contribución ha hecho que este trabajo sea posible.

Gimena Eliana Pi

Sofía Fernández Meier

Agradecimientos individuales

Este trabajo es el cierre de un ciclo que no podría haber culminado sin la ayuda y acompañamiento de muchísimas personas, en especial mi familia que son los cimientos de este logro, por este motivo les quiero dedicar un agradecimiento especial.

A mis abuelos Marta y Raúl, por todo su amor y dedicación a la familia, por inculcarme que la educación es fundamental y por acompañarme en cada decisión que tomé.

A mi mamá, Claudia y José por siempre darme todos los recursos y enseñarme a volar, a ser libre y fuerte para tomar mis propias decisiones.

A mi novio Sebastián, por el amor y paciencia que me ha tenido en mis peores días, por no dejarme nunca bajar los brazos, por ser el pilar en mi vida.

A mis tíos Fabiana, Fernanda y Lucas por estar siempre en cada detalle, escucharme, entenderme y acompañarme en todo este proceso.

A mis primitas Camila y Valentina, por esperarme siempre con una sonrisa y darme ese cariño que te hace olvidar de todo lo malo.

A mis tíos Denis y Adriana, por darme la oportunidad de poder estudiar lo que tanto me gustaba con todas las comodidades y sin presiones.

A mis amigos, Franco y Gastón por ser mis compañeros incondicionales y por batallar juntos este camino tan difícil.

A Sofia mi amiga y compañera de PIP por todas las horas compartidas y por sus palabras de aliento.

Para finalizar, agradecer a todas las personas que no he podido nombrar y han formado parte de este camino.

Gimena Eliana Pi

Encontrarme al culmino de esta carrera representa mucho más de lo que puedo explicar con simples palabras. Es el cierre de una etapa difícil, pero que me llena de dicha haber vivido, y estoy profundamente agradecida a todas las personas que han arrojado luz a este camino.

En especial, quiero dedicar este trabajo final y agradecer:

A mi padre, Gustavo, por los consejos y por siempre empujarme a seguir este sueño. Me has dado la posibilidad de una nueva vida y te lo agradeceré lo que resta de ella.

A mi madre, Marisa, por haberme dado alas para volar en esta dirección y apoyarme siempre de forma incondicional. Tu cariño y tu sostén han sido fundamentales en este camino.

A mis hermanos, de mayor a menor, Belén, Julieta, Mariano, Ramiro y Santiago, por el apoyo que me brindaron en esta etapa y por haber sido inspiración para recorrerla.

A los miembros restantes de mi familia, que me han acompañado en esta etapa. En particular, a mi abuela Lidia y a mi tía Carolina que han estado siempre para apoyarme.

A Javier, por haber transitado este camino junto a mí. Fuiste refugio, cariño y sabiduría en cada paso. Tu apoyo y comprensión fueron indispensables para llegar hasta aquí.

A mis amigas, su apoyo, su cariño, su motivación son también parte de lo que me ayudó a sobrellevar toda esta etapa. Romina, gracias por haber sido luz cuando lo necesité, y Gimena, con quien además tuve el honor de realizar este trabajo, gracias por empujarme y darme siempre ánimos para continuar, tu contribución ha sido inmensurable.

A la empresa San Antonio, y en representación, a Leonardo, quienes han sido parte de que finalizar este proyecto sea posible para mí.

A los profesores de la Facultad de Ingeniería, y en particular, a todos aquellos cuyas enseñanzas me nutrieron tanto a nivel profesional, como personal.

A todas las personas que se cruzaron en este camino y serán siempre parte de este logro.

Deseo que la vida pueda devolverle a cada uno de ustedes, un poco de lo que me dieron a mí.

Este logro es mucho más que un título, gracias por todo lo que cada uno, desde su lugar, me aportó.

Gracias.

Sofía Fernández Meier

1.INTRODUCCIÓN

En el desarrollo hidrocarburífero de yacimientos convencionales generalmente se empieza con la recuperación primaria donde se utiliza la energía inicial del reservorio, y cuando esta energía no es suficiente o no es económicamente rentable su producción se procede a inyectar gas o agua pasando así a la recuperación secundaria. Una vez que se ha recuperado el petróleo por métodos primarios y/o secundarios, se busca utilizar nuevas tecnologías para continuar con la extracción de petróleo residual. Para lo cual se recurre a la implementación de técnicas de recuperación terciaria (EOR) para poder recuperar el petróleo residual pero su aplicación se ve limitada por la rentabilidad que se requiere para su explotación comercial.

Para la extracción de petróleo mediante la recuperación secundaria, se utilizan pozos inyectoros, los cuales se colocan según arreglos predeterminados de pozos, el más utilizado era el arreglo de cinco pozos, aunque en la actualidad con el avance de la tecnología se utilizan los pozos adyacentes disponibles como inyectoros ^[1].

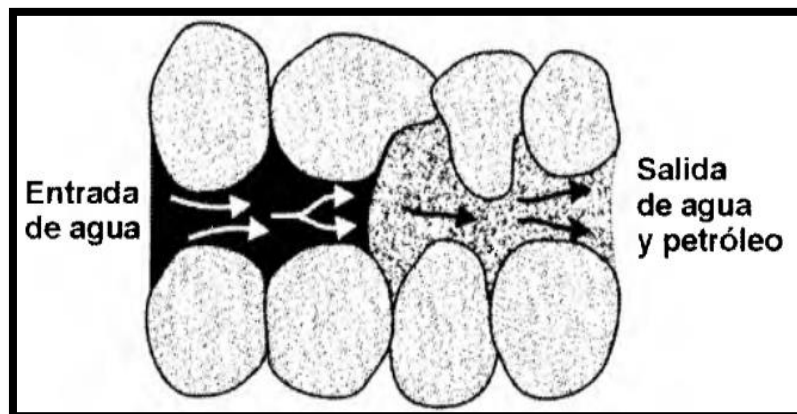


Figura 1.1: Esquema del desplazamiento de petróleo por agua en los canales de flujo (Según Clark) ^[1]

En la Figura 1.1 se puede observar que la inyección de agua ayuda a la producción de petróleo, ya que lo desplaza y va tomando el lugar que éste ocupaba.

Los métodos EOR basados en la utilización de polímeros tienen como objetivo modificar la viscosidad del agua y así mejorar la relación de movilidad, viéndose esta favorecida para la recuperación del petróleo remanente.

2.GENERALIDADES

2.1 Introducción

En este capítulo se presentarán algunos conceptos, tanto de propiedades de los medios porosos como nociones asociadas al proceso de inyección, cuyo entendimiento es imprescindible para el desarrollo del trabajo.

2.2 Permeabilidad

La permeabilidad (k) es la capacidad del medio poroso para dejar pasar los fluidos a través de él. Matemáticamente se expresa por la ley de Darcy y es una medida del grado y tamaño en que los espacios porosos están interconectados [2].

2.2.1 Permeabilidad Absoluta

La permeabilidad absoluta (k_{abs}) es medida de la conductividad cuando el medio está saturado únicamente por un fluido monofásico.

2.2.2 Permeabilidad Efectiva

Se define como la capacidad que tiene la roca para permitir el movimiento de un fluido cuando la saturación de éste sea menor que el 100%. Esta propiedad se designa como k_o , k_w y k_g , que representan la permeabilidad efectiva al petróleo, al agua y al gas respectivamente.

La permeabilidad efectiva de cualquier fluido del yacimiento depende de la saturación y de las características humectantes de la formación [2].

2.2.3 Permeabilidad Relativa

Cuando dos o más fluidos fluyen al mismo tiempo en el medio poroso, la permeabilidad relativa de cada fase a una específica saturación equivale a la razón entre la permeabilidad efectiva de dicha fase y la permeabilidad absoluta, es decir:

$$k_{ro} = \frac{k_o}{k}, \text{ (2.1) Permeabilidad relativa al petróleo}$$

$$k_{rw} = \frac{k_w}{k}, \text{ (2.2) Permeabilidad relativa al agua}$$

$$k_{rg} = \frac{k_g}{k}, \text{ (2.3) Permeabilidad relativa al gas}$$

donde k_{ro} , k_{rw} y k_{rg} son las permeabilidades relativas al petróleo, al agua y al gas respectivamente, k , la permeabilidad absoluta, k_o , la permeabilidad efectiva al petróleo a una determinada saturación de petróleo; k_w , la permeabilidad efectiva al agua a una determinada saturación de agua; y k_g , la permeabilidad efectiva al gas a una determinada saturación de gas [2].

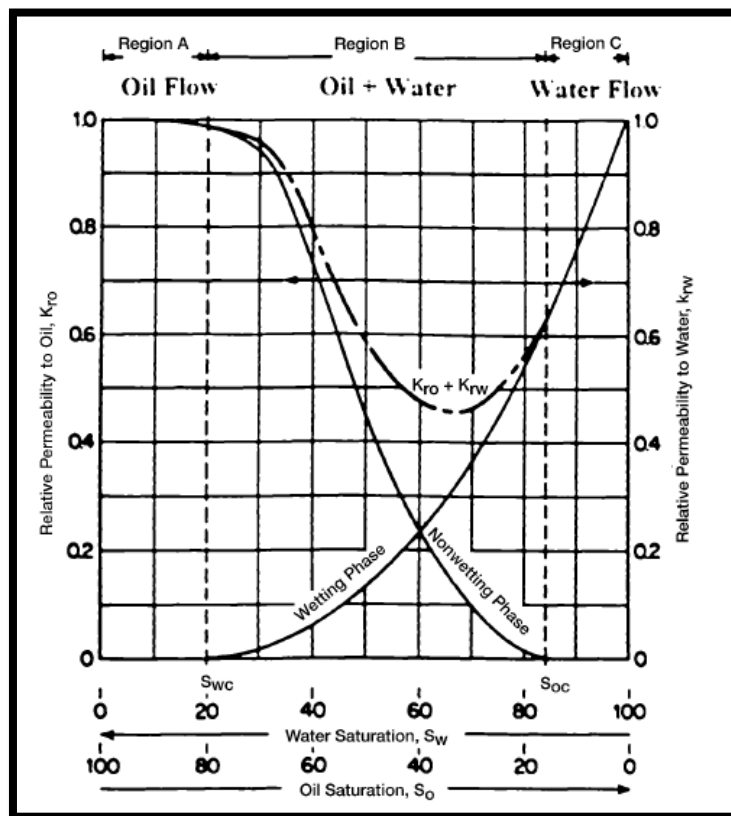


Figura 2.1: Comportamiento típico de las permeabilidades relativas en un sistema agua-petróleo [3].

2.3 Ley de Darcy

En 1856 Darcy investigó el flujo de agua a través de filtros de arena para purificación de agua, arribando, como resultado de sus interpretaciones, a la ecuación:

$$Q = kA \frac{h_1 - h_2}{L}, \quad (2.4) \text{ Ley de Darcy}$$

Donde Q representa la tasa de volumen de agua descendiendo a través de un sandpack cilíndrico de área transversal A y longitud L , con h_1 y h_2 las alturas del manómetro colocado en la cara de

entrada y en la cara de salida del *sandpack*. La constante de proporcionalidad que se encontró es k , conductividad hidráulica, una característica del *sandpack*.

Investigaciones posteriores sobre la Ley de Darcy, encontraron que ésta podía ser extendida a otros fluidos y a flujos inclinados. La forma generalizada de la Ley de Darcy, como se presenta en API Code 27, es:

$$v_s = -\frac{\kappa}{\mu} \left(\frac{dP}{ds} - \frac{\rho g}{1.0133} \frac{dz}{ds} \right) \times 10^{-6} \quad (2.5) \text{ Ley de Darcy}$$

s = distancia en la dirección del flujo, siempre es positivo [cm],

v_s = velocidad aparente de Darcy, es igual al volumen de flujo a través de una unidad del área del medio poroso, en unidad de tiempo a lo largo del camino de flujo en la dirección s , [cm/s],

z = coordenada vertical, considerada positiva hacia abajo, [cm],

ρ = densidad del fluido, [g/cm³],

g = aceleración de la gravedad, 980.665 [cm/s²],

dP/ds = gradiente de presión a lo largo de s en el punto al que refiere v [atm/cm],

μ = viscosidad del fluido, [cP],

κ = permeabilidad del medio, [Darcys].

Esta forma generalizada, puede simplificarse, para un Flujo Horizontal, en Régimen Estacionario, tasa de flujo uniformemente distribuida sobre la cara de entrada, medio saturado al 100% por un fluido incompresible, como la ecuación que se presenta a continuación:

$$v_x = \frac{q}{A} = -\frac{\kappa}{\mu} \frac{dP}{dx}, \quad (2.6) \text{ Ley de Darcy para Flujo Horizontal }^{[4]}.$$

2.4 Saturación

Para estimar la cantidad de hidrocarburo presente en un yacimiento, es necesario determinar la fracción del volumen poroso ocupado por cada uno de los fluidos presentes. Esta fracción es precisamente lo que se denomina saturación del fluido. Matemáticamente, esta propiedad se expresa por la siguiente relación:

$$\text{Saturación del fluido} = \frac{\text{volumen total del fluido}}{\text{volumen poroso}}, \quad (2.7) \text{ Saturación del fluido }^{[2]}.$$

Es decir, la saturación se define como la fracción, o el porcentaje, del volumen poral ocupado por un fluido en particular (petróleo, gas o agua).

Por definición, la suma de las saturaciones de los distintos fluidos presentes en un medio poroso, equivale al 100%, por lo cual:

$$S_g + S_o + S_w = 1, (2.8)$$

Si se considera que la cantidad de gas presente en la muestra es despreciable,

$$S_o + S_w = 1 (2.9) [2].$$

2.4.1 Saturación de Petróleo Residual, S_{or}

Durante el proceso de desplazamiento del petróleo crudo por medio poroso por inyección de agua o gas, habrá petróleo que no logró ser desplazado, y puede ser caracterizado cuantitativamente por un valor de saturación mayor a la saturación de petróleo crítica (saturación por encima de la cual la fase de petróleo comienza a fluir). Este valor de saturación se denomina Saturación de Petróleo Residual, S_{or} [2].

2.4.2 Saturación de Agua Crítica, S_{wc}

La Saturación de Agua Crítica se define como la saturación de agua máxima a la cual la fase de agua permanecerá inamovible [2].

2.5 Fuerzas Capilares

2.5.1 Tensión Interfacial y Tensión Superficial

Es una propiedad de la interfaz entre dos fases inmiscibles. Cuando ambas fases son líquidas se denomina tensión interfacial cuando una de las fases es el gas se denomina tensión superficial. La tensión interfacial se produce porque una molécula cerca de una interfaz tiene interacciones moleculares diferentes de una molécula equivalente dentro del fluido estándar [5].

La tensión superficial es la energía libre superficial que existe entre un líquido y el gas. La tensión superficial puede observarse como un menisco curvado en un tubo pequeño con el líquido. Esta barrera de energía impide que un líquido (como el agua) se mezcle espontáneamente con el gas [6]

2.5.2 Humectabilidad

Se conoce con el nombre de humectabilidad a la tendencia de un fluido a adherirse a una superficie sólida en presencia de otro fluido inmiscible, tratando de ocupar la mayor área de contacto posible [3].

La humectabilidad es una propiedad importante, ya que afecta el comportamiento capilar y de desplazamiento de las rocas, pues debido a las fuerzas de atracción, la fase humectante tiende a ocupar los poros más pequeños de la roca y la fase no humectante los poros más grandes. En el caso de yacimientos petrolíferos, la superficie sólida es la roca y los fluidos son: agua, gas y petróleo [2].

2.5.3 Presión Capilar

Se define como la diferencia de presión a través de la interfase que separa dos fluidos inmiscibles, uno de los cuales moja preferencialmente la roca. Si se toma positiva entonces es la presión de la fase no mojanante menos la presión de la fase mojanante, es decir:

$$P_c = p_{nm} - p_m, \quad (2.10) \text{ Presión Capilar.}$$

Donde: “m”, es la fase mojanante y “nm”, es la fase no mojanante [1].

2.6 Tipos de desplazamientos inmiscibles

El petróleo no tiene habilidad para salir por sí mismo de los poros de la roca del yacimiento en los cuales se encuentra, más bien sale por el empuje de un fluido asociado al petróleo como el gas, o por la acumulación de otros fluidos como el agua.

Este proceso, mediante el cual un fluido pasa a ocupar el lugar de otro en un medio poroso, se conoce como desplazamiento.

Además del desplazamiento de petróleo por el efecto de un fluido en solución, el petróleo también puede ser recuperado por un desplazamiento similar al ocasionado por un pistón.

Para que exista el desplazamiento es necesario que el fluido desplazante disponga de más energía que el desplazado. A medida que se inyecta el primero, se va formando un frente de separación y se comienza a distinguir dos zonas en el yacimiento: una no invadida, donde se va formando un banco de petróleo debido al petróleo que es desplazado hacia adelante. Detrás de ese banco se encuentra la zona invadida.

2.6.1 Tipos de desplazamiento

En un medio poroso el desplazamiento de dos fluidos inmiscibles puede ser dos tipos:

Desplazamiento pistón sin fuga: ocurre cuando el petróleo remanente en la zona invadida no tiene movilidad. En esta zona la saturación del fluido desplazante es máxima y la del petróleo es crítica. Cuando el fluido desplazante llega a los pozos productores, se dice que se ha producido la ruptura.

Desplazamiento pistón con fuga: en este caso el petróleo remanente tiene cierta movilidad y ocurre flujo de dos fases en la zona invadida donde la saturación de petróleo es mayor que la residual. Cuando el fluido desplazante llega a los pozos productores se sigue produciendo cantidades variables de petróleo.

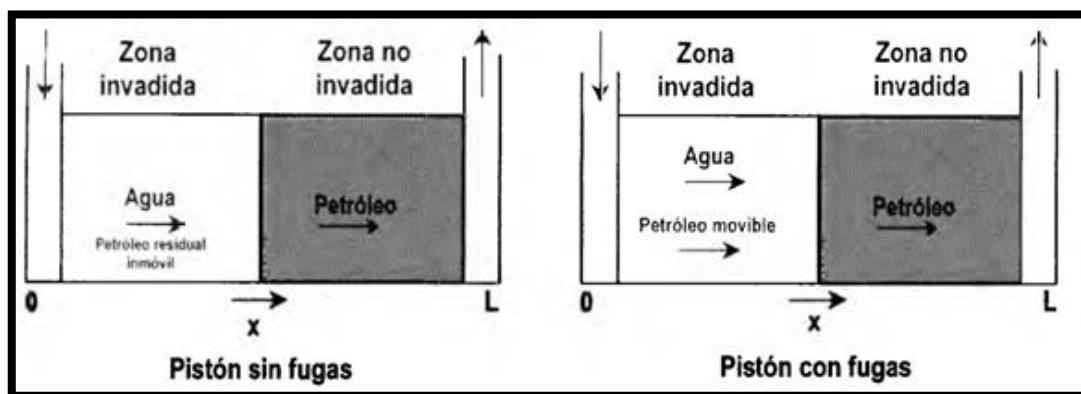


Figura 2.2: Tipos de desplazamiento [1].

2.6.2 Mecanismos de desplazamiento

El desplazamiento de un fluido por otro fluido es un proceso de flujo no continuo, debido a que las saturaciones de los fluidos cambian con el tiempo. Esto causa cambios en las permeabilidades relativas, en las presiones y en las viscosidades de las fases.

El mecanismo de desplazamiento de una inyección de agua en un yacimiento homogéneo, se puede presentar en cuatro etapas:

1. Condiciones iniciales antes de la invasión: consideremos un yacimiento homogéneo en el cual los fluidos se mueven horizontalmente. Supongamos que a través del yacimiento las saturaciones son constantes y que, al momento de iniciarse la inyección de agua, nos encontramos con un yacimiento que ha sido producido por agotamiento natural durante la primera fase de su producción primaria.

La invasión a un determinado tiempo: el comienzo de la inyección de agua está acompañado por un aumento de la presión del yacimiento, que es mayor alrededor

de los pozos inyectores y declina hacia los pozos productores. A medida que continúa la inyección de agua, parte del petróleo se desplaza hacia adelante para formar un banco de petróleo. Detrás del banco de petróleo se forma el banco de agua, donde únicamente están presentes el agua inyectada y el petróleo residual.

2. Llame: periodo en el cual se inyecta agua, se produce el desplazamiento del banco de petróleo, que dura hasta que el frente de avance del agua está por llegar al pozo productor.
3. Ruptura:—la ruptura del frente se observa cuando el agua inyectada llega al pozo productor.
4. Posterior a la ruptura: la producción de agua aumenta a expensas de la producción de petróleo. El recobro gradual del petróleo detrás del frente se obtiene solamente con la circulación de grandes volúmenes de agua. Durante esta fase final de inyección, el área barrida aumentará y esto puede proveer suficiente producción de petróleo para justificar la continuación de la inyección. El proceso finalizará cuando no sea económico ^[1].

2.7 Flujo Fraccional

2.7.1 Teoría de desplazamiento (Teoría de Buckley y Leverett)

La Teoría de Buckley y Leverett fue introducida en el 1941 para estudiar el desplazamiento de un fluido humectante por otro no humectante, o viceversa. Su desarrollo se basa en el concepto de permeabilidades relativas y en la idea de un desplazamiento de pistón con fugas, es decir, que algo de petróleo queda detrás del frente de invasión.

Esta teoría aplica a un sistema con las siguientes características:

- Desplazamiento tipo pistón con fugas,
- Flujo lineal y continuo de dos fases inmiscibles,
- Formación homogénea,
- Saturación de agua connata constante a lo largo del medio poroso,
- Tasa de inyección y área perpendicular al flujo, constantes,
- Presión y temperatura constantes,
- Formación saturada con agua connata y petróleo.

Para la deducción de la Ecuación 2.11 ^[1], además, se consideró el desplazamiento de petróleo por agua, en un sistema humectado preferencialmente por agua.

$$f_w = \frac{q_w}{q_t} = \frac{1 + \frac{\kappa_o A}{q_t \mu_o} \left(\frac{\partial P_c}{\partial x} - C \Delta \rho g s \sin \alpha \right)}{1 + \frac{\kappa_o \mu_w}{\kappa_w \mu_o}}, \quad (2.11) \text{ Flujo fraccional de agua, } f_w.$$

Si la roca fuese preferencialmente mojada por petróleo, se define la presión capilar como $P_c = p_w - p_o$, cambiando el signo de su derivada parcial en la dirección del flujo, $\partial P_c / \partial x$ y por lo tanto la ecuación del flujo fraccional resultaría:

$$f_w = \frac{q_w}{q_t} = \frac{1 - \frac{\kappa_o A}{q_t \mu_o} \left(\frac{\partial P_c}{\partial x} + C \Delta \rho g s \sin \alpha \right)}{1 + \frac{\kappa_o \mu_w}{\kappa_w \mu_o}}, \quad (2.12) \text{ Flujo fraccional de agua en roca humectada por}$$

petróleo.

Donde:

$q_t = q_o + q_w$: tasa de inyección de fluidos [cm^3/s],

q_o : tasa de flujo de petróleo [cm^3/s],

q_w : tasa de flujo de agua [cm^3/s],

κ_w : permeabilidad efectiva al agua [Darcy],

κ_o : permeabilidad efectiva al petróleo [Darcy],

μ_o : viscosidad del petróleo [cP],

μ_w : viscosidad del agua [cP],

A: área total del medio poroso perpendicular al flujo [cm^2],

α : ángulo de inclinación del medio, medido desde la horizontal hacia la dirección del flujo, en sentido contrario al de las agujas del reloj [grados],

$\Delta \rho = \rho_w - \rho_o$: diferencia de densidades de los fluidos (arena mojada por agua), [g/cm^3].

g: aceleración de la gravedad, 980.665 [cm/s^2],

C: factor de conversión = $1/(1,0133 \times 10^6)$ que permite expresar en unidades consistentes el término de gravedad y el término del gradiente, cuando las densidades de los fluidos se expresan en g/cm^3 .

$\partial P_c / \partial x$ = gradiente de presión capilar en la dirección del flujo [atm/cm].

2.7.2 Ecuación Simplificada

El caso a considerar para el presente trabajo, es cuando el frente de invasión avanza en forma horizontal, a través de un medio horizontal, es decir, un medio poroso sin buzamiento. Entonces, en este caso, $\alpha=0$, y además se considera que los efectos capilares son tan pequeños

que pueden despreciarse: $\partial P_c / \partial x \rightarrow 0$; esta consideración se debe al desconocimiento de la variación de la presión capilar a través del medio poroso. Como resultado se obtiene la denominada Fórmula Simplificada del Flujo Fraccional:

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{k_{ro} \mu_w}{k_{rw} \mu_o}} \quad \text{o} \quad f_w = \frac{1}{1 + \frac{k_o \mu_w}{k_w \mu_o}} \quad (2.13) \text{ Flujo fraccional simplificado}$$

2.7.3 Curva típica de flujo fraccional

Para la obtención de conclusiones, es sustancial comprender el modelo de la curva típica de flujo fraccional, a la que se busca arribar con los resultados del ensayo.

Cuando la tasa total de flujo es constante, y si se supone que el desplazamiento de petróleo se lleva a cabo a temperatura constante, entonces las viscosidades del agua y del petróleo tienen un valor fijo y la ecuación simplificada del flujo fraccional es estrictamente una función de saturación de agua. Para valores típicos de permeabilidades relativas, como se presentan en la Figura 2.3, la curva de f_w vs S_w , cuando se hace cero el gradiente de presión capilar en la Ecuación 2.12, tiene forma de S invertida, como se muestra en la Figura 2.4, con saturaciones límites entre S_{wc} y $(1-S_{or})$, entre los cuales el flujo fraccional aumenta desde cero hasta uno.

La curva de flujo fraccional será importante para el análisis del comportamiento del yacimiento durante la invasión de agua.

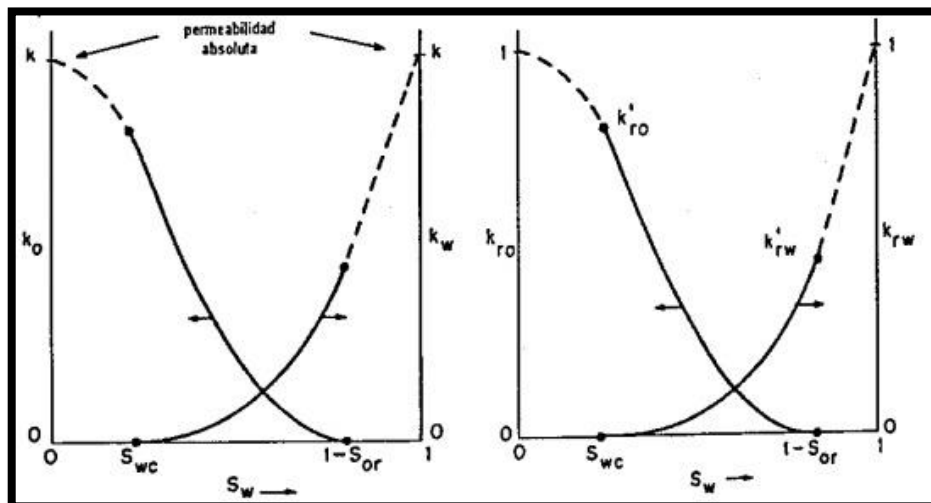


Figura 2.3: Curvas de permeabilidades efectivas y relativas en función de S_w [1].

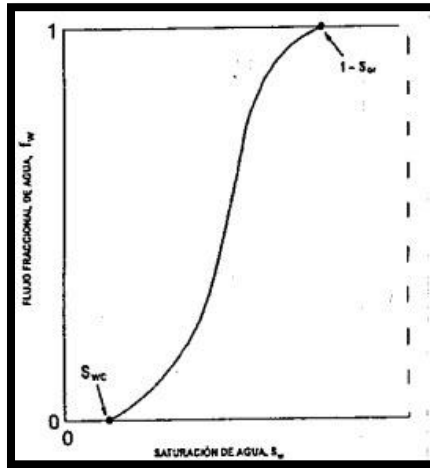


Figura 2.4: Curva típica de flujo fraccional [1].

2.8 Movilidad

Es la facilidad con la cual un fluido se mueve en la roca. Se calcula como la relación entre la permeabilidad efectiva de la roca a un fluido y la viscosidad de éste.

Por ejemplo:

$$\lambda_o = \frac{\kappa_o}{\mu_o}, \lambda_w = \frac{\kappa_w}{\mu_w}, \lambda_g = \frac{\kappa_g}{\mu_g}, \quad (2.14) \text{ Movilidades}$$

son las movilidades del petróleo, agua y gas, respectivamente [1].

2.8.1 Razón de Movilidad

M la razón de movilidad, se define como la movilidad de la fase desplazante (agua o gas) dividida la movilidad de la fase desplazada (petróleo).

Se toma por convención que si M es menor a 1 entonces la razón de movilidad es favorable y si M es mayor a 1 la razón de movilidad es desfavorable [3].

2.9 Ecuación de avance frontal o ecuación de velocidad del frente de invasión

Buckley y Leverett presentaron la ecuación básica para describir el desplazamiento inmiscible en una sola dimensión. Si se considera que el agua está desplazando al petróleo, la ecuación determina la velocidad de avance de un plano de saturación de agua constante que se mueve a través de un sistema poroso lineal, en el cual se está inyectando un fluido a una tasa q_t . Aplicando la ley de Conservación de la Masa al flujo de fluidos (agua y petróleo) en la dirección x, a través del elemento de volumen $A\phi\Delta x$ de la formación, representado esquemáticamente se tiene:

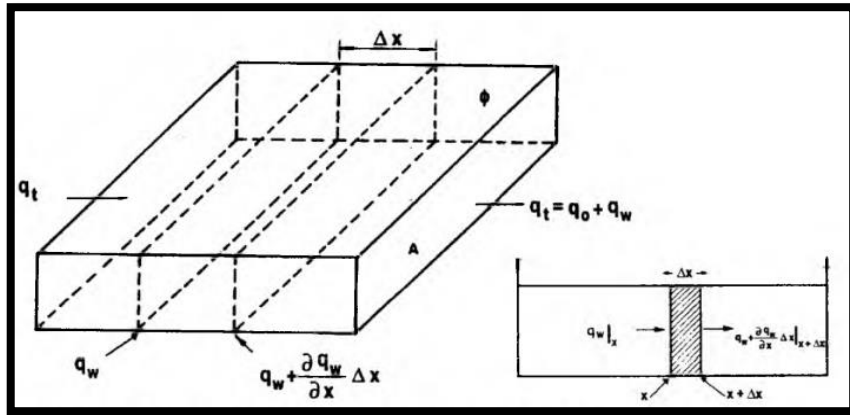


Figura 2.5: Tasa másica de flujo a través de un elemento lineal de volumen $A\phi\Delta x$ [1].

Reemplazando e igualando varias ecuaciones se obtiene que:

$$\left(\frac{\partial S_w}{\partial t}\right)_x = -\frac{q_t}{A\phi} \left(\frac{\partial f_w}{\partial x}\right)_t, \quad (2.15)$$

Esta ecuación da la saturación de agua como una función de tiempo en el punto x , dentro del sistema lineal.

Como el flujo total es constante, el flujo fraccional no depende del tiempo, esto indica que:

$$\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w}\right)_{t,S_w} = \left(\frac{df_w}{dS_w}\right)_{S_w}, \quad (2.16)$$

Por consiguiente, se obtiene:

$$v_{S_w} = \left(\frac{dx}{dt}\right)_{S_w} = \frac{q_t}{A\phi} \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w}\right)_{S_w} = \frac{q_t}{A\phi} \left(\frac{df_w}{dS_w}\right)_{S_w}, \quad (2.17)$$

La Ecuación 2.17 es la ecuación de la velocidad de un frente de saturación constante, la cual implica que, para una tasa constante de inyección de agua (q_t), la velocidad de avance de un plano de saturación de agua constante es directamente proporcional a la derivada de la ecuación de flujo fraccional evaluada a esa saturación. Si se considera insignificante el gradiente de presión capilar entonces el flujo fraccional es estrictamente una función de la saturación de agua, indistintamente de si se incluye el término de gravedad: de allí, el uso de la diferencial total del flujo fraccional f_w , en la ecuación de velocidad.

En este caso, por cómo fue deducida la fórmula de la velocidad de avance del frente de invasión sólo se aplica a la zona situada detrás del frente que precisamente constituye la región de interés, puesto que delante del frente se supone que las saturaciones permanecen constantes ^[1].

3. ENSAYO DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA - Inyección de agua

3.1 Introducción

Con los datos brindados por el Laboratorio de Petrofísica* (CEPCom) de las propiedades petrofísicas y de ensayos de petrofísica básica realizados a una Berea se procedió a utilizarlos en diversos cálculos que se detallarán a continuación.

Teniendo los datos de la permeabilidad absoluta, se calculó la saturación, los volúmenes netos de petróleo y los volúmenes de inyección de agua por VP (Volumen poral) para luego, utilizando el Método de González-Prado, (2016) [7], obtener las curvas de permeabilidad relativa a caudal de inyección constante.

Se calculó la curva de flujo fraccional y con la ecuación de avance frontal se obtuvo la posición del frente de avance para los distintos tiempos y saturaciones.

Se graficaron los resultados obtenidos de los cálculos de permeabilidad relativa y el avance del frente de invasión para una mejor visualización del comportamiento de la Berea.

3.2 Análisis de los datos de ensayos disponibles

Los resultados de los ensayos se disponen en la serie de tablas que se exponen a continuación. En la Tabla 3.1 se puede observar la caracterización de los principales parámetros de los fluidos que intervinieron en los ensayos, mientras que en la Tabla 3.2, se disponen los resultados de la petrofísica básica del *plug* estudiado: porosidad y permeabilidad al gas.

Tabla 3.1: Propiedades de Fluidos

Fluido: Agua (subíndice w)	
δ_w a 25 °C, [g/cm ³]	1,00
δ_w a 95 °C, [g/cm ³]	0,96
μ_w a 25 °C, [cP]	0,90
μ_w a 95 °C, [cP]	0,48
Fluido: Petróleo (subíndice o)	
μ_o a 25 °C, [cP]	65,00
δ_o a 25 °C, [g/cm ³]	0,95
Fluido: Polímero (subíndice p)	
μ_p a 25 °C, [cP]	19,00
δ_p a 25 °C, [g/cm ³]	1,00

Tabla 3.2: Petrofísica Básica

Longitud [cm]	17,83
Diámetro [cm]	3,77
Área [cm ³]	11,14
Peso [gr]	426,44
ϕ (%) [Std]	19,02
ϕ (%) [Nobp]	18,7
K_g [mD] [Std]	132
K_g [mD] [Nobp]	121
δ [arena] [g/cm ³]	2,65
VP [cm ³] NOBP	37,08
VP [cm ³]	37,79

*: Laboratorio de Petrofísica (CEPCom), Departamento de Geología y Petróleo, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional del Comahue.

En la Tabla 3.3, se presentan los resultados de los ensayos fundamentales para la obtención de conclusiones: S_{wi} , luego de la inyección de crudo hasta alcanzar la saturación residual de agua; S_{or} , luego de la inyección de salmuera hasta alcanzar la condición de petróleo crudo residual en el medio poroso, Petróleo Original In Situ (OOIP) y Petróleo Recuperado.

Tabla 3.3: Resultados de los ensayos.

Kw [mD]	53,8
Swi (%)	40,7
Ko [Swi]	22,3
POIS [cm³]	22
W barrida [cm³]	22
Oil recuperado [cm³]	9,5
POIS recuperado (%)	43,2
Sor (%)	33,1

Además, se cuenta con las mediciones directas del ensayo de la inyección de salmuera hasta alcanzar la condición de petróleo crudo residual en el medio poroso, como se dispone en la Tabla 3.4, en la cual la presión es medida en la cara de entrada de la Berea. Del tratamiento de estos datos, y su análisis, se pueden obtener los primeros resultados del petróleo residual, de las saturaciones de fluidos y otros necesarios para las curvas que se estudiarán consecutivamente (Tabla 3.5).

Tabla 3.4: mediciones directas de la inyección de agua.

N°	Tiempo [s]	Presión [psi]	Peso Lleno [g]	Peso Vacío [g]	Tiempo Acumulado [s]	Volumen de gas [cm³]	Volumen de Petróleo [cm³]
1	100,00	39,90	0,67	0,00	100,0	48,20	48,2
2	100,00	39,90	0,76	0,67	200,0	48,20	48,20
3	1613,40	39,99	1,07	0,76	1813,4	47,40	47,40
4	1122,40	40,90	2,18	1,07	2935,8	47,01	46,80
5	173,70	41,21	2,47	2,18	3109,5	47,00	46,60
6	417,70	41,40	3,11	2,47	3527,2	46,90	46,00
7	287,30	41,29	3,73	3,11	3814,5	46,90	45,50
8	269,30	39,60	4,17	3,73	4083,8	46,90	45,00
9	237,10	38,50	4,50	4,17	4320,9	46,90	44,70
10	257,90	38,18	5,07	4,50	4578,8	46,80	44,20
11	292,20	36,67	5,45	5,07	4871,0	46,80	43,80
12	266,10	35,65	6,09	5,45	5137,1	46,80	43,30
13	349,10	34,58	6,66	6,09	5486,2	46,80	43,00
14	491,60	33,38	7,24	6,66	5977,8	46,75	42,50
15	747,20	31,72	8,58	7,24	6725,0	46,60	42,00
16	1317,80	28,97	10,82	8,58	8042,8	46,60	41,40
17	1302,10	28,19	12,69	10,82	9344,9	46,60	40,90
18	3858,20	26,03	18,99	12,69	13203,1	46,50	40,20
19	5239,70	24,68	27,67	18,99	18442,8	46,40	39,50
20	26625,40	21,70	43,98	0,00	45068,2	45,70	37,00
21	3311,80	22,23	71,67	66,36	48380,0	45,60	36,50
22	6593,90	18,84	66,43	56,06	54973,9	42,40	33,00
23	1502,60	18,83	68,72	66,43	56476,5	42,30	32,90
24	1469,30	18,88	71,05	68,72	57945,8	42,20	32,80
25	8967,00	19,08	85,16	71,05	66912,8	42,10	32,60
26	15151,80	19,34	108,30	85,16	82064,6	42,10	32,60

La medición del peso del agua fue realizada para obtener el volumen de agua desplazada (Ecuación 3.1), que luego, en razón del tiempo se convertirá en el caudal de desplazamiento de agua (Ecuación 3.2) a través del medio poroso durante el ensayo.

$$V_{agua_i} = \frac{P_{lleno} - P_{vacío}}{\rho_{agua}} + (E \times t) + V_{agua_{i-1}}, \quad (3.1) \text{ Volumen de agua desplazada acumulada.}$$

Donde

E: Evaporación del agua durante el tiempo de la medición, en [cm³/s]

$$q_t = \frac{V_{agua_a}}{t} \times 60 \frac{s}{min}, \quad (3.2) \text{ Caudal total de bombeo de agua}$$

Donde

q_t: caudal total, [cm³/min]

V_{agua a}: Volumen de agua acumulada, [cm³]

t: tiempo [s]

Los datos que resultan de mayor interés obtener a partir de estas mediciones son el Agua Inyectada, en función del Volumen Poral, y el Petróleo Neto, para observar el comportamiento de ambos en el tiempo del ensayo. Un dato adicional, es llegar al Petróleo Recuperado, como porcentaje del Petróleo Original In Situ, para lograr una medida objetiva del éxito de la recuperación.

$$W_{iny} = V_{agua_a}/VP, \text{ (3.3) Fracción de agua inyectada, } W_{iny}.$$

Donde

W_{iny} : fracción de agua inyectada acumulada por unidad de volumen poral, [Volumen poral]

V_{agua_a} : Volumen de agua inyectada acumulada a través de la muestra, [cm³]

VP: Volumen Poral de la muestra, [cm³]

$$Oil_n = (V_g - V_o) - (V_{gi} - V_{oi}) \text{ (3.4) Petróleo Neto.}$$

Donde

V_g : volumen de gas medido, [cm³]

V_{gi} : volumen de gas inicial, [cm³]

V_o : volumen de petróleo medido, [cm³]

V_{oi} : volumen de petróleo inicial, [cm³]

$$Oil_r = \frac{Oil_n}{OOIS} \times 100\%, \text{ (3.5) Petróleo Recuperado.}$$

Donde

q_t : caudal total, [cm³/min]

V_{agua_a} : Volumen de agua acumulada, [cm³]

t: tiempo [s]

Por último, con los conceptos introducidos en la Sección 2, se obtuvieron las saturaciones, que serán empleadas junto al resto de cálculos para obtener un acercamiento inicial al comportamiento del ensayo realizado.

$$S_w = S_{iw} + (V_{agua_a}/VP), \text{ (3.6) Saturación de agua, y}$$

$$1 = S_w + S_o, \text{ (2.9) (tomada de la Sección 2)}$$

Donde

S_w : saturación de agua, [fracción]

S_{iw} : saturación de agua irreductible, [fracción]

S_o : saturación de petróleo, [fracción]

V_{agua} : Volumen de agua inyectada acumulada a través de la muestra, [cm³]

VP: Volumen Poral de la muestra, [cm³]

Estas dos últimas ecuaciones surgen de considerar que la S_g tiende a 0 (cero).

Tabla 3.5: Cálculos y resultados del ensayo.

N°	Tiempo	Presión	Tiempo Acumulado	Volumen Agua Acumulada	Caudal total (q_t)	S_o	S_w	Agua Inyectada W_{inj}	% OOIS Recuperado	Petróleo Neto	q_{oi}	q_w
	[s]	[psi]	[s]	[cm ³]	[cm ³ /min]	fracción	fracción	Volúmenes porales	[% OOIS]	[cm ³]	[cm ³ /min]	[cm ³ /min]
-	-	-	-	-	-	0,59	0,41	-	-	-	-	-
1	100	39,9	100	0,7	0,42	0,57	0,43	0,02	0	0	0	0,42
2	100	39,9	200	0,8	0,24	0,57	0,43	0,02	0	0	0	0,062
3	1613,4	39,99	1613,4	1,19	0,04	0,56	0,44	0,03	0	0	0	0,014
4	1122,4	40,9	2935,8	2,4	0,05	0,53	0,47	0,06	0,95	0,21	0,011	0,065
5	173,7	41,21	3109,5	2,71	0,05	0,52	0,48	0,07	1,82	0,4	0,066	0,107
6	417,7	41,4	3527,2	3,39	0,06	0,5	0,5	0,09	4,09	0,9	0,072	0,098
7	287,3	41,29	3814,5	4,06	0,06	0,48	0,52	0,11	6,36	1,4	0,104	0,139
8	269,3	39,6	4083,8	4,53	0,07	0,47	0,53	0,12	8,64	1,9	0,111	0,105
9	237,1	38,5	4320,9	4,88	0,07	0,46	0,54	0,13	10	2,2	0,076	0,09
10	257,9	38,18	4578,8	5,48	0,07	0,45	0,55	0,15	11,82	2,6	0,093	0,14
11	292,2	36,67	4871	5,89	0,07	0,43	0,57	0,16	13,64	3	0,082	0,084
12	266,1	35,65	5137,1	6,58	0,08	0,42	0,58	0,18	15,91	3,5	0,113	0,154
13	349,1	34,58	5486,2	7,19	0,08	0,4	0,6	0,19	17,27	3,8	0,052	0,105
14	491,6	33,38	5977,8	7,81	0,08	0,38	0,62	0,21	19,32	4,25	0,055	0,077
15	747,2	31,72	6725	9,24	0,08	0,34	0,66	0,25	20,91	4,6	0,028	0,114
16	1317,8	28,97	8042,8	11,64	0,09	0,33	0,67	0,31	23,64	5,2	0,028	0,112
17	1302,1	28,19	9344,9	13,63	0,09	0,33	0,67	0,37	25,91	5,7	0,027	0,109
18	3858,2	26,03	13203,1	20,38	0,09	0,33	0,67	0,55	28,64	6,3	0,023	0,092
19	5239,7	24,68	18442,8	29,66	0,1	0,33	0,67	0,8	31,36	6,9	0,009	0,105
20	26625,4	21,7	45068,2	76,66	0,1	0,33	0,67	2,07	39,55	8,7	0,007	0,106
21	3311,8	22,23	48380	82,34	0,1	0,33	0,67	2,22	41,36	9,1	0,004	0,106
22	6593,9	18,84	54973,9	93,43	0,1	0,33	0,67	2,52	42,73	9,4	0,007	0,103
23	1502,6	18,83	56476,5	95,88	0,1	0,33	0,67	2,59	42,73	9,4	0,003	0,101
24	1469,3	18,88	57945,8	98,37	0,1	0,33	0,67	2,65	42,73	9,4	0	0,098
25	8967	19,08	66912,8	113,48	0,1	0,33	0,67	3,06	43,18	9,5	0	0,102
26	15151,8	19,34	82064,6	138,27	0,1	0,33	0,67	3,73	43,18	9,5	0,001	0,101

Observación de la Tabla 3.5: Los valores iniciales medidos de volumen de gas y petróleo resultan en una recuperación de petróleo nula debido a la poca precisión de los instrumentos y del método de medición que limitan la medición de cantidades producidas menores. Las repercusiones que tienen esas mediciones sobre el cálculo posterior de permeabilidades fueron consideradas y corregidas.

La obtención de los valores iniciales de saturación de agua y petróleo se realizó a partir de, en primer lugar, saturar la Berea con salmuera, asumiendo Saturación de salmuera en un 100%; a continuación, se inyectó petróleo en la Berea, llevándola a un estado de agua Irreductible de $S_{wi}=0.4067 \approx 0.41$, que se calculó como $S_{wi} = 1 - (\text{Agua barrida}/VP \text{ de la muestra})$. Ese valor de saturación de agua irreductible, es el agua inicial de la muestra al comenzar el ensayo de recuperación secundaria.

De los cálculos presentados en la Tabla 3.5 resulta de interés observar los resultados finales arrojados por el ensayo, que se presentan a continuación, así como las representaciones siguientes del comportamiento de las variables analizadas.

Tabla 3.6: Resultados finales.

S_{or} [fr]	0,33
S_w [fr]	0,67
Petróleo Recuperado [% OOIS]	43,18
Petróleo Neto [cm ³]	9,50

En la Figura 3.1 se observa que el volumen de agua producida acumulada aumenta linealmente en el tiempo mientras el petróleo neto aumenta de manera lineal hasta 6000 segundos y luego aumenta a menor velocidad.

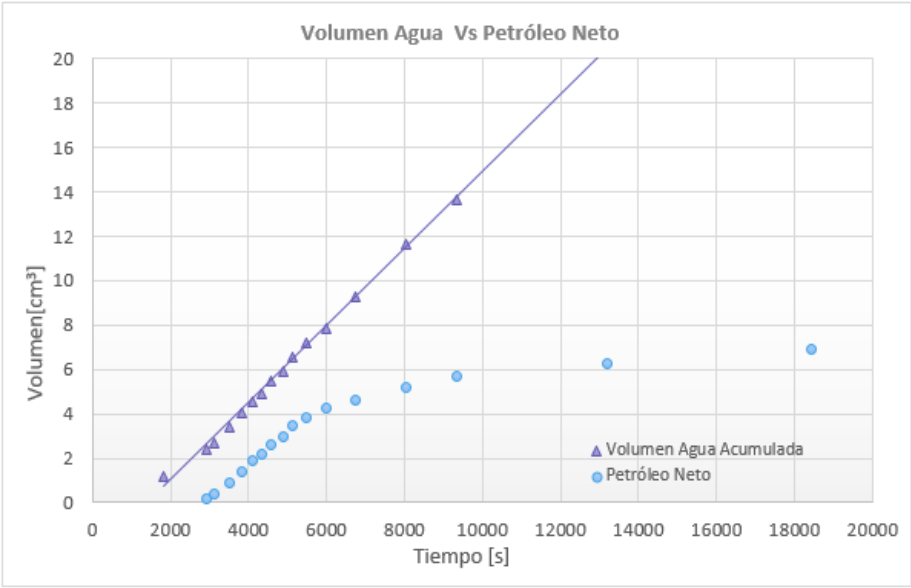


Figura 3.1: Gráfico Volumen acumulado vs tiempo.

La Figura 3.2 se puede observar como la acumulación del petróleo neto aumenta superlativamente los primeros 10000 segundos y después sigue aumentando, pero a una velocidad muy inferior.

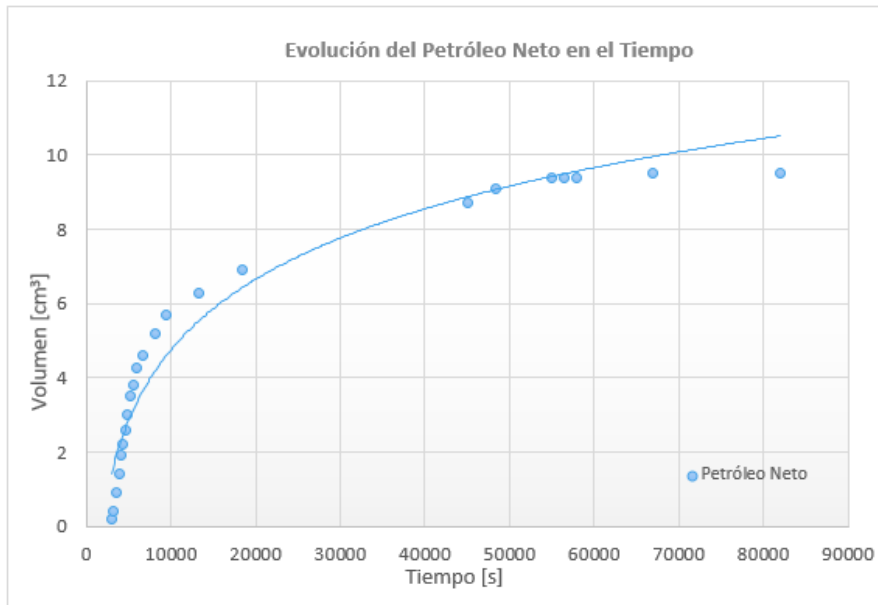


Figura 3.2: Evolución del Petróleo Neto en el tiempo.

La Figura 3.3 muestra la evolución de la presión en el tiempo, observándose una disminución de la misma hasta que se estabiliza alrededor de 20 psi a partir de los 45000 segundos.

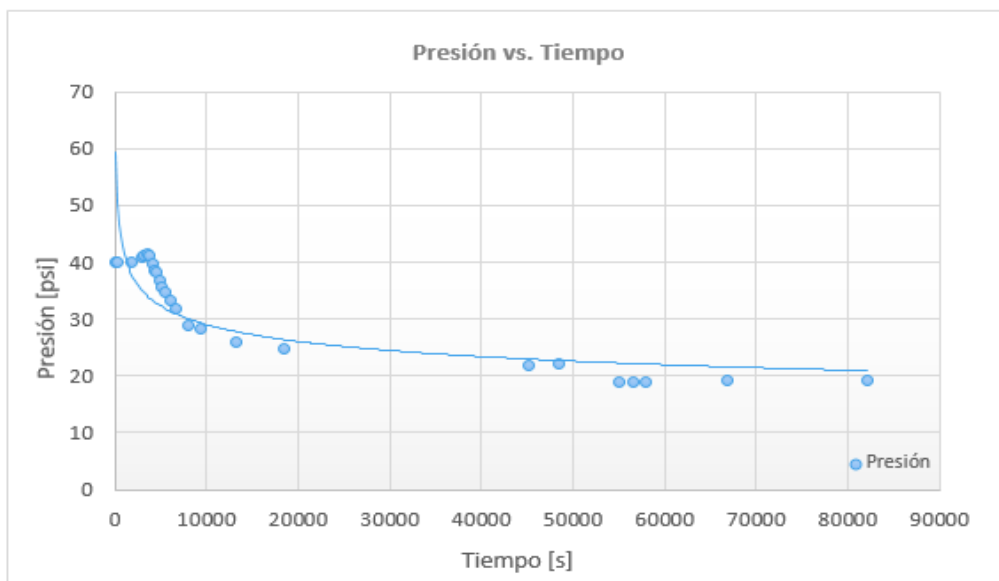


Figura 3.3: Evolución de la presión de la Berea en el tiempo.

3.3 Ajuste de las curvas experimentales

Antes de aplicar el Método de González-Prado para el cálculo de permeabilidad relativa se busca una expresión para el ajuste de los datos experimentales. Este método requiere que se realice un ajuste de las curvas experimentales del volumen de petróleo producido y de la presión para el desarrollo del método no estacionario.

Los ajustes propuestos para las curvas experimentales de presión y de producción de petróleo son funciones exponenciales, con derivadas de primer orden conocidas y de crecimiento o decrecimiento monótono. Este ajuste representa el comportamiento de una muestra homogénea, en ausencia de movimiento de finos, con una relación favorable de movilidades, donde hacia el final del ensayo, la presión se hace constante y el caudal de petróleo producido se hace nulo ^[7].

3.3.1 Ajuste experimental para la curva de Presión

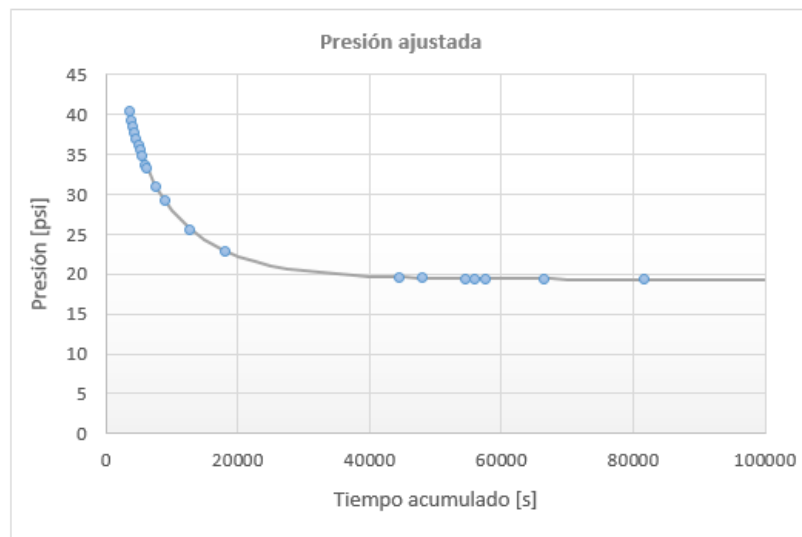


Figura 3.4: Comportamiento de la presión en función del tiempo

Para el cálculo de la curva anterior se grafican los datos (presión vs tiempo acumulado) tomados en el ensayo de inyección de agua a caudal constante, se traza una curva exponencial de interpolación, de esta curva se obtiene el valor de M y A (parámetros que ajustan la curva experimental). Luego se calcula la presión en la cara de entrada de la muestra con la Ecuación 3.8 para posteriormente calcular el error entre la presión calculada y la presión obtenida del ensayo; aplicando mínimos cuadrados para reducir el error de la curva calculada se obtienen los nuevos índices M y A.

$$P(t) = P - (P - P_{PR}) \exp\left\{-\left[\frac{t - T_{PR}}{A}\right]^M\right\} \quad t \geq T_{PR}, \quad (3.8)$$

Donde:

P: presión final del ensayo cuando se ha dejado de producir petróleo. [psi]

P_{PR} : presión de flujo en la cara de la muestra en el tiempo de ruptura. [psi]

T_{PR} : es el tiempo cuando el frente de agua rompe la cara de salida de la muestra. [s]

t: tiempo. [s]

A y M parámetros para ajustar los valores experimentales.

Tabla 3.7 Resultados de Ajuste

P[psi]	19,34
PPR[psi]	41,305
TPR [s]	3377,7
A	7188,99
M	0,84485

En la Ecuación 3.8 la constante P representa la presión final del ensayo cuando se ha dejado de producir petróleo, P_{PR} es la presión de flujo en la cara de entrada de la muestra en el tiempo de ruptura, T_{PR} , el cual es el tiempo cuando rompe el frente de agua en la cara de salida de la muestra. El coeficiente A y el exponente M son los únicos valores necesarios para ajustar las mediciones experimentales.

Con este ajuste, la variación de la presión con el tiempo, determinada por la derivada de la presión con respecto al tiempo, se representa con una curva suave y monótona como lo muestra la Figura 3.5. La expresión de dicha curva es sencilla de obtener y está dada por la ecuación (3.9)^[7].

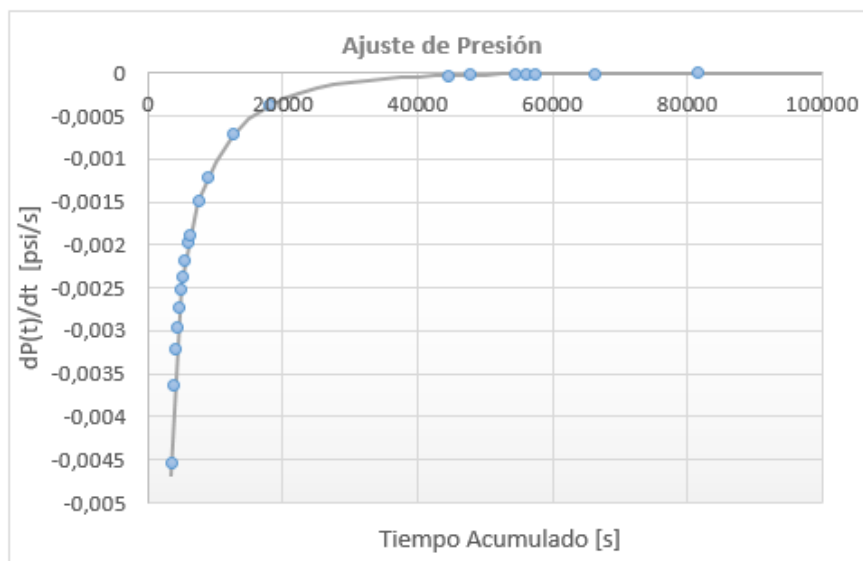


Figura 3.5: Ajuste de la variación de la presión con respecto al tiempo

$$\frac{dP(t)}{dt} = Mx \frac{(P-P_{PR})}{A} x [(t - T_{PR})/A]^{M-1} x \exp\{-[(t - T_{PR})/A]^M\} \quad t \geq T_{PR}, \quad (3.9)$$

Ajuste experimental para la curva de petróleo producido

Tabla 3.8: Resultados de ajuste.

C [ml]	9,5
VPR[ml]	0,65
TPR[s]	3377,668
N	0,6199
B	8272,85

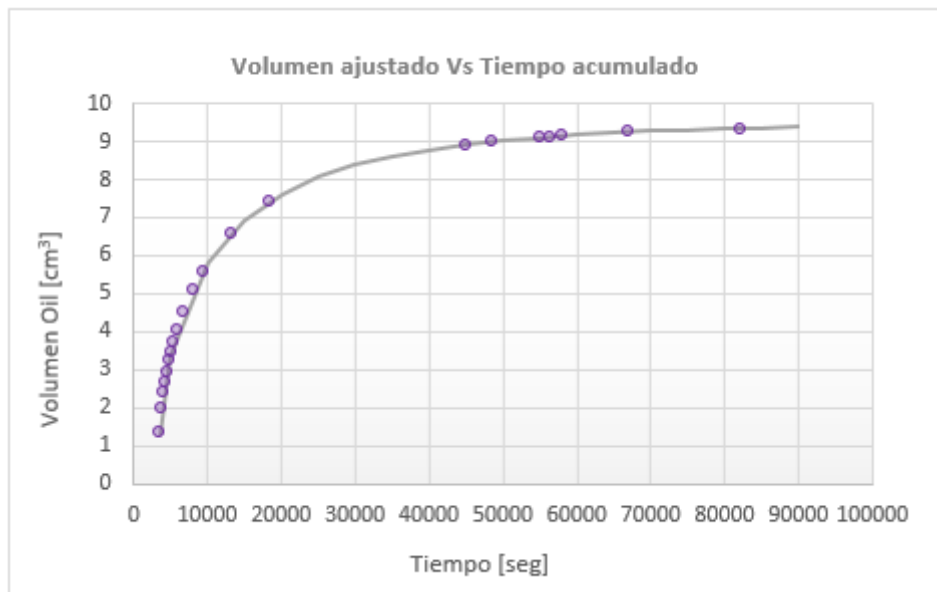


Figura 3.6: Ajuste del volumen de petróleo en función del tiempo

$$V_{Petr\acute{o}leo}(t) = C - (C - V_{PR}) x \exp\{-[(t - T_{PR})/B]^N\} \quad t \geq T_{PR}, \quad (3.10)$$

Donde:

V_{PR} [ml] es el volumen de petróleo en el tiempo de ruptura.

T_{PR} [s] es el tiempo cuando rompe el frente de agua en la cara de salida de la muestra.

C volumen total del petróleo producido.

B y N parámetros para ajustar los valores experimentales.

t : tiempo. [s]

$$\frac{d(V_{oil}(t))}{dt} = Q_{oil}(t) = Nx \frac{(C-V_{PR})}{B} x \left[\frac{(t-T_{PR})}{B} \right]^{N-1} x \exp \left\{ - \left[\frac{(t-T_{PR})}{B} \right]^N \right\} t \geq T_{PR}, (3.11)$$

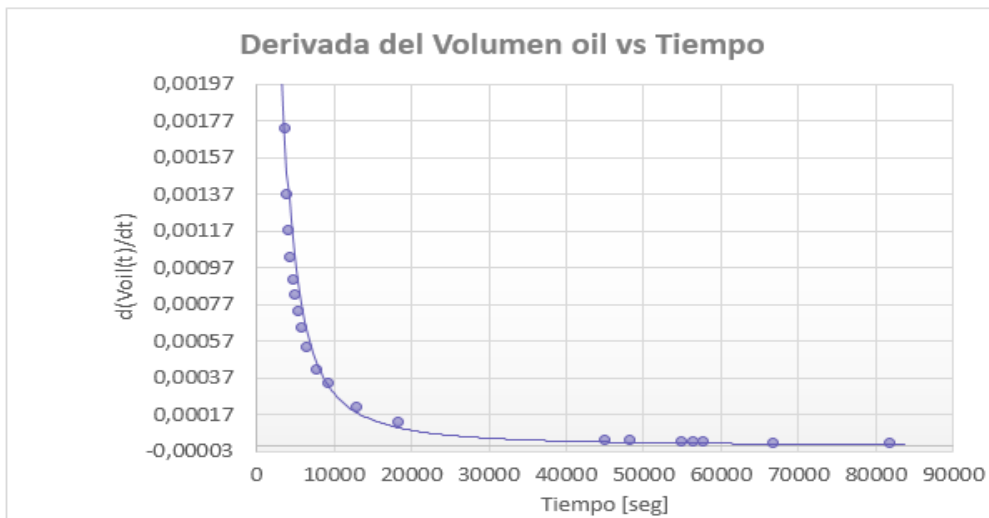


Figura 3.7: Ajuste del comportamiento del volumen de petróleo en función del tiempo.

Realizando el ajuste determinado por la derivada del volumen con respecto al tiempo se obtiene el caudal de petróleo, se lo ve representado por una curva suave y monótona como se observa en la Figura 3.7.

3.3.2 Obtención del Tiempo de Ruptura

La metodología de trabajo propuesta por González - Prado, parte de los ajustes de la curva experimental obtenida para la presión y para el petróleo producido, ambos en función del tiempo, pero son aplicables solamente a partir del tiempo de ruptura, por lo que, en primer lugar, se debe obtener dicho valor, T_{PR} .

El tiempo de ruptura es el tiempo medido desde el comienzo del ensayo, hasta que el agua arriba a la cara de salida, alcanzando la ruptura del frente. Este tiempo puede lograrse a partir de la intersección del petróleo producido y el agua inyectada, ambos en función del tiempo, según la Figura 3.8 [7].

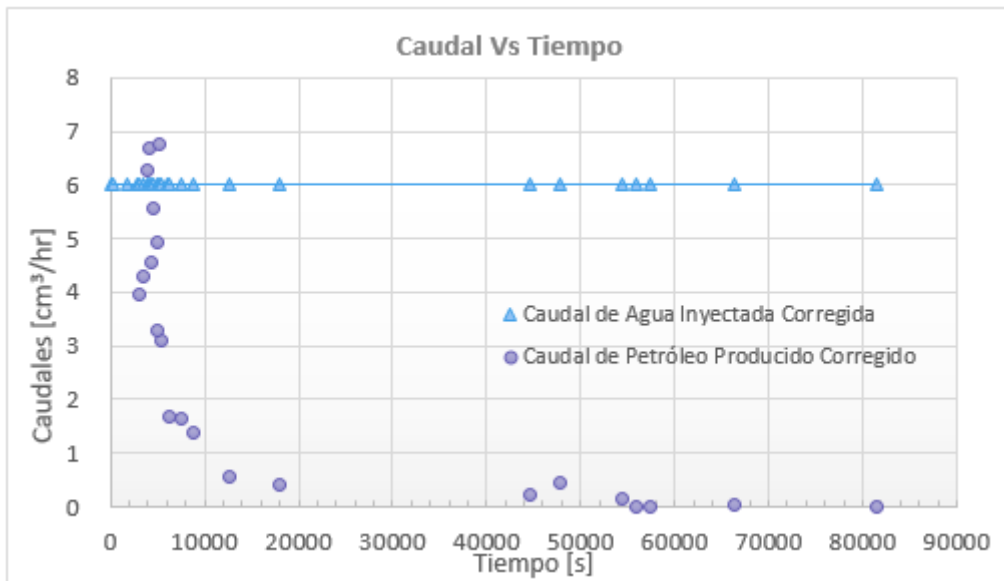


Figura 3.8: Caudal de petróleo y caudal de agua vs Tiempo

En el Anexo I, se adjunta el detalle de las correcciones realizadas sobre las mediciones experimentales, y el ajuste tomado para los datos del volumen de petróleo producido y de agua inyectada.

Como resultado, el tiempo de ruptura obtenido fue: $T_{PR} = 3377,81$ s.

3.4 Determinación de Permeabilidades Relativas - Método González-Prado

El desarrollo analítico de las curvas de permeabilidades relativas, conlleva un ejercicio matemático, capaz de ajustar el fenómeno físico, que normalmente requiere de experiencia en esta área para poder ajustar todos los coeficientes involucrados.

El Método propuesto por González y Prado (2016), consiste en funciones de ajuste que logran un resultado concordante con los otros métodos empleados frecuentemente (Método de Jones y Roszelle, 1978, Henry Welge, 1952, entre otros), pero que requieren menor tiempo de cálculo, por lo tanto, este es el método que se utilizará para determinar las curvas de permeabilidades relativas.

La estrategia desarrollada por los autores, consiste en el ajuste de las curvas experimentales de la variación temporal de la presión y el petróleo producido, con el fin de determinar las permeabilidades relativas bajo condiciones no estacionarias, considerando un caudal de agua inyectada constante.

Las ecuaciones requeridas para determinar las permeabilidades, a partir de las presentadas por Jones y Roszelle (1978), se presentan en el Anexo II ^[7].

Para la resolución de las ecuaciones, es necesario contar con los volúmenes del agua inyectada y su caudal (la derivada del volumen inyectado respecto del tiempo), conocer el volumen de petróleo producido en función del tiempo y su caudal, además de la presión y su variación con respecto al tiempo. Anteriormente se mostró como se realizaba el ajuste de las curvas que se van a utilizar.

En la siguiente tabla se presentan los resultados de aplicar las ecuaciones a los datos que se tienen, llevan a las permeabilidades relativas que se quieren obtener. En el Anexo II se dispone la Tabla 3.9 con mayor detalle.

Tabla 3.9: Resultado de los cálculos realizados para obtener las permeabilidades relativas.

Datos calculados a partir de los ajustes					Cálculos a partir de las ecuaciones propuestas por Gonzalez-Prado									
t [s]	V _{oil} [m ³]	ΔP [psig]	Q _{oil} [cm ³ /s]	dp(t)/dt	W _i [cm ³] vol inyectado de agua	Q _i [W/VPI]	S _{promed}	S _{w2}	f _{o2}	f _{w2}	λ ⁻¹ _{prom}	λ ₂ ⁻¹	K _{rw}	K _{ro}
3378							0,407						0	1
3500	1,276	40,613	0,00306	-0,004704	3,541	0,095	0,441	0,153	3,022	-0,000	54,275	76,275	-0,000	2,575
4000	2,262	38,694	0,00145	-0,003325	4,391	0,118	0,468	0,311	1,321	0,000	47,657	64,037	0,000	1,341
4500	2,877	37,176	0,00106	-0,002796	5,241	0,141	0,484	0,356	0,911	0,089	43,155	57,761	0,001	1,025
5000	3,352	35,870	0,00086	-0,002447	6,091	0,164	0,497	0,382	0,703	0,297	39,809	53,389	0,003	0,855
5500	3,744	34,714	0,00072	-0,002183	6,941	0,187	0,508	0,400	0,573	0,427	37,190	50,054	0,004	0,744
6000	4,081	33,678	0,00063	-0,001970	7,791	0,210	0,517	0,415	0,484	0,516	35,065	47,374	0,005	0,664
6500	4,376	32,738	0,00056	-0,001792	8,641	0,233	0,525	0,427	0,418	0,582	33,294	45,141	0,006	0,602
7000	4,640	31,881	0,00050	-0,001639	9,491	0,256	0,532	0,438	0,368	0,632	31,790	43,232	0,007	0,553
7500	4,877	31,096	0,00045	-0,001506	10,341	0,279	0,538	0,447	0,327	0,673	30,490	41,566	0,008	0,512
8000	5,092	30,373	0,00041	-0,001389	11,191	0,302	0,544	0,455	0,295	0,705	29,354	40,090	0,008	0,478
8500	5,290	29,705	0,00038	-0,001284	12,041	0,325	0,549	0,463	0,267	0,733	28,350	38,765	0,009	0,448
9000	5,472	29,087	0,00035	-0,001190	12,891	0,348	0,554	0,469	0,244	0,756	27,455	37,564	0,010	0,422
...
22000	7,807	21,691	0,00009	-0,000238	34,991	0,944	0,617	0,562	0,059	0,941	18,437	22,894	0,020	0,166
22500	7,852	21,575	0,00009	-0,000226	35,841	0,967	0,618	0,564	0,056	0,944	18,310	22,619	0,020	0,162
23000	7,896	21,465	0,00009	-0,000214	36,691	0,990	0,620	0,566	0,054	0,946	18,191	22,356	0,020	0,158
23500	7,939	21,361	0,00008	-0,000202	37,541	1,012	0,621	0,568	0,052	0,948	18,077	22,103	0,021	0,154
24000	7,980	21,262	0,00008	-0,000192	38,391	1,035	0,622	0,570	0,050	0,950	17,970	21,861	0,021	0,150
24500	8,019	21,169	0,00008	-0,000182	39,241	1,058	0,623	0,572	0,049	0,951	17,868	21,628	0,021	0,146
25000	8,058	21,080	0,00008	-0,000172	40,091	1,081	0,624	0,573	0,047	0,953	17,771	21,405	0,021	0,142
25500	8,095	20,996	0,00007	-0,000164	40,941	1,104	0,625	0,575	0,045	0,955	17,680	21,191	0,022	0,138
26000	8,130	20,917	0,00007	-0,000155	41,791	1,127	0,626	0,577	0,044	0,956	17,593	20,985	0,022	0,135
26500	8,165	20,841	0,00007	-0,000147	42,641	1,150	0,627	0,578	0,042	0,958	17,510	20,787	0,022	0,132
27000	8,198	20,770	0,00007	-0,000140	43,491	1,173	0,628	0,580	0,041	0,959	17,432	20,597	0,022	0,128
27500	8,230	20,701	0,00006	-0,000133	44,341	1,196	0,629	0,582	0,039	0,961	17,357	20,415	0,023	0,125
28000	8,261	20,637	0,00006	-0,000126	45,191	1,219	0,629	0,583	0,038	0,962	17,286	20,239	0,023	0,122
28500	8,291	20,576	0,00006	-0,000120	46,041	1,242	0,630	0,585	0,037	0,963	17,219	20,071	0,023	0,119
							0,669						0,028	0,000

3.4.1 Determinación de las Permeabilidades Relativas

En la Tabla 3.9 se presenta el total de los cálculos realizados para la obtención de la saturación en la cara de salida de la muestra, las permeabilidades relativas al agua y al petróleo en función de la saturación de agua y los datos que se utilizaron en los cálculos. En la Tabla 3.10 se resumen la saturación y las permeabilidades relativas al petróleo y al agua respectivamente, que se grafican en la Figura 3.9.

Tabla 3.10: Saturación y permeabilidades relativas.

S_{promedio}	K_{rw}	K_{ro}
0,41	0	1
0,497	0,0027	0,855
0,508	0,0041	0,744
0,517	0,0052	0,664
0,525	0,0062	0,602
0,532	0,0070	0,553
0,538	0,0078	0,512
0,544	0,0084	0,478
0,549	0,0091	0,448
0,554	0,0097	0,422
0,559	0,0102	0,400
0,563	0,0107	0,379
0,567	0,0112	0,361
0,571	0,0117	0,345
0,574	0,0122	0,330
...
0,609	0,01789	0,197
0,610	0,01822	0,191
0,612	0,01853	0,186
0,613	0,01884	0,181
0,615	0,01915	0,176
0,616	0,01944	0,171
0,617	0,01974	0,166
0,618	0,02002	0,162
0,620	0,02031	0,158
0,621	0,02058	0,154
0,622	0,02085	0,150
0,623	0,02112	0,146
0,624	0,02138	0,142
0,625	0,02163	0,138
0,626	0,02188	0,135
0,627	0,02212	0,132
0,628	0,02236	0,128
0,629	0,02259	0,125
0,669	0,02789	0,000

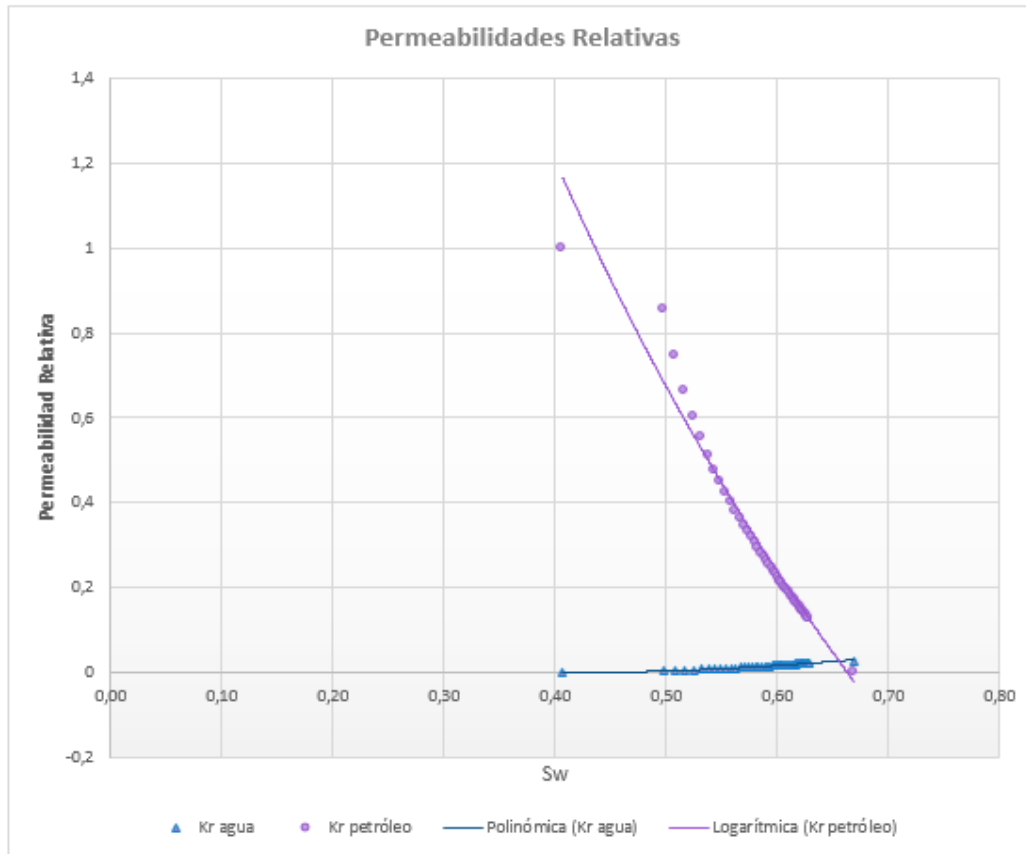


Figura 3.9: Gráfico de permeabilidades relativas

3.5 Determinación de la curva de Flujo Fraccional

La teoría de desplazamiento, además de suponer flujo lineal y continuo de dos fases, también supone la formación homogénea, con una saturación de agua connata constante a lo largo del yacimiento, en este caso de la Berea, igualmente se consideran constante la tasa de inyección y el área perpendicular al flujo ^[1].

Tal como lo señalan Smith y Cobb (1992) se puede resumir que la ecuación de flujo fraccional es una relación importante, pues permite determinar las tasas de flujo de petróleo y agua en cualquier punto del sistema de flujo considerado ^[1].

En este caso se considera que la tasa total de flujo es constante, y como el desplazamiento de petróleo se lleva a cabo a temperatura constante, entonces las viscosidades del agua y del petróleo tienen un valor fijo y la ecuación simplificada del flujo fraccional es estrictamente función de saturación de agua.

En la Tabla 3.11 se puede observar el valor del flujo fraccional que se calcula con la Ecuación 3.14 para las distintas saturaciones de agua, para el cual se tuvo en cuenta la relación de la

permeabilidad relativa al petróleo con la permeabilidad relativa al agua lo que se refleja en la Ecuación 3.12, y se obtuvo la Ecuación 3.13.

$$\frac{k_o}{k_w} = ae^{-bS_w} \quad (3.12)$$

$$\frac{k_o}{k_w} = 3,6137 \times 10^9 e^{-32,9965 S_w} \quad (3.13)$$

$$f_w = \frac{1}{1 + 3,6137 \times 10^9 e^{-32,9965 S_w} \left(\frac{\mu_w}{\mu_o}\right)} \quad (3.14)$$

Tabla 3.11: Flujo fraccional vs. Saturaciones.

$S_{promedio}$	f_w
0,407000	0,000000
0,497063	0,332188
0,499329	0,348978
0,501515	0,365543
0,503629	0,381860
0,505673	0,397908
0,507655	0,413670
0,509576	0,429129
0,511442	0,444273
0,513256	0,459092
0,515020	0,473577
0,516737	0,487721
...	...
0,662528	0,991519
0,662528	0,991520
0,662529	0,991520
0,662530	0,991520
0,662531	0,991520
0,662532	0,991520
0,662533	0,991521
0,662533	0,991521
0,662534	0,991521
0,662535	0,991521
0,662536	0,991522
0,662537	0,991522
0,662537	0,991522
0,662538	0,991522
0,662539	0,991523
0,662540	0,991523
0,662541	0,991523
0,662542	0,991523
0,669000	1,000000

En la Figura 3.10 se puede observar que tiene la forma de una S invertida debido a la hipótesis de que el gradiente de presión capilar se hace cero, esto sería una consideración de un estado ideal. Ésta curva es de gran utilidad para predecir y analizar el comportamiento de yacimientos durante la invasión de agua. En este caso particular se puede observar que antes de la saturación

de agua $0,5184 \approx 0,52$ predomina el flujo de petróleo frente al flujo de agua y a partir de valores mayores esta relación se invierte.

La forma de S invertida indica que luego de los ensayos realizados sobre la Berea la misma tiene un comportamiento de roca humectada al petróleo, ya que, comparada con una curva de una roca humectada por agua, la curva de flujo fraccional tiene un valor más alto a una cierta saturación de agua. Ver anexo II, humectabilidad de la roca.

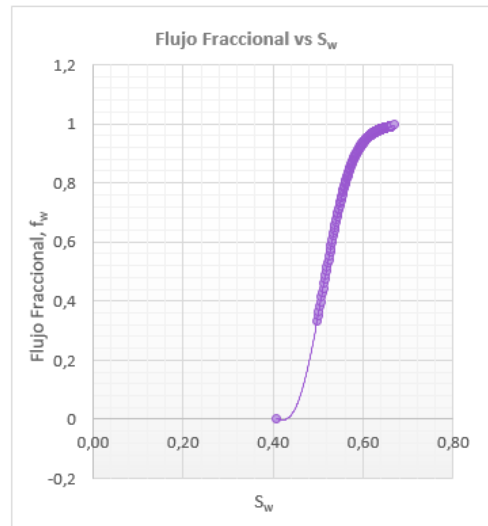


Figura 3.10: Gráfico de flujo fraccional vs S_w.

La ecuación de flujo fraccional permite estudiar el efecto de varias variables del yacimiento sobre la eficiencia de los proyectos de inyección. Para tener una alta eficiencia de desplazamiento y, en consecuencia, una inyección más eficiente, se requiere que el flujo fraccional de agua en cualquier punto del yacimiento sea mínimo ^[1]. En el caso particular de esta Berea la inyección será más eficiente antes de alcanzar la saturación promedio de agua de 0,52.

Al derivarse la Ecuación 3.14 se obtiene la Ecuación 3.15. En la Figura 3.11 se puede observar que tiene un máximo a una cierta saturación, que es concordante con que la curva de flujo fraccional tiene un punto de inflexión. Esto ratifica lo mencionado anteriormente, ya que el valor máximo de la derivada del flujo en la saturación de agua de 0,52, indica que la inyección de agua será más eficiente desde una saturación de 0,41 hasta 0,52.

$$\frac{\partial f_w}{\partial S_w} = \frac{1,192394 \times 10^{11} e^{-32,9965 S_w \left(\frac{\mu_w}{\mu_o}\right)}}{\left(1 + 3,6137 \times 10^9 e^{-32,9965 S_w \left(\frac{\mu_w}{\mu_o}\right)}\right)^2}, \quad (3.15) \text{ Derivada del Flujo Fraccional.}$$

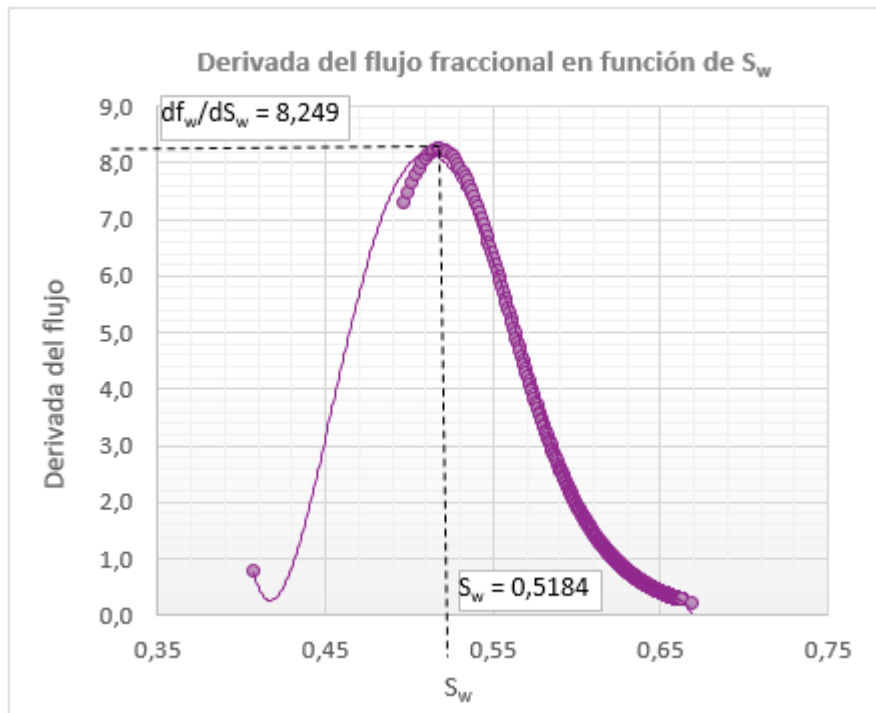


Figura 3.11: Gráfico de la derivada del flujo fraccional vs S_w .

3.6 Determinación de la curva de Avance Frontal

La Ecuación de Avance Frontal describe el desplazamiento inmisible en una sola dimensión. Si se considera que el agua inyectada a caudal constante, desplaza al petróleo, la Ecuación 3.16 determina la velocidad de avance de un plano de saturación de agua constante, que se mueve a través de un sistema lineal,

$$v_{S_w} = \frac{dx_{S_w}}{dt} = \frac{q_t}{A\phi} \times \left(\frac{df_w}{dS_w} \right)_{S_w} \quad (3.16) \text{ Ecuación de Avance Frontal.}$$

Para tiempos $T > T_{PR}$ las posiciones del frente de saturación se determinan aplicando la ecuación de la velocidad del avance frontal, utilizando su forma tradicional (Ecuación 3.16).

La derivada del flujo fraccional se obtiene a partir de sustituir los valores de saturación de agua en la Ecuación 3.15. Luego, evaluando la Ecuación 3.16 para cada derivada del flujo fraccional, en cierto tiempo t , se llega a los resultados que se pueden observar en la Tabla 3.12, y que se grafican más adelante, en la Figura 3.12.

Tabla 3.12: Posiciones del frente de saturación para tiempos mayores al tiempo de ruptura.

S_w	df_w/dS_w	X_w ($t_1=60\text{min}$)	X_w ($t_2=100\text{min}$)	X_w ($t_3=200\text{min}$)	X_w ($t_4=300\text{min}$)
0,4070	0,7993				
0,4971	7,3199				
0,4993	7,4965				
0,5015	7,6526				
0,5036	7,7886				
0,5057	7,9052				
0,5077	8,0032				
0,5096	8,0834				
0,5114	8,1467				
0,5133	8,1939				
...
0,5200	8,2417	23,7790	39,6317	79,2634	118,8951
0,5216	8,2231	23,7253	39,5422	79,0844	118,6266
0,5232	8,1941	23,6417	39,4028	78,8056	118,2085
0,5247	8,1556	23,5306	39,2177	78,4354	117,6532
...
0,6504	0,4110	1,1858	1,9764	3,9528	5,9292
0,6504	0,4104	1,1840	1,9733	3,9466	5,9200
0,6505	0,4097	1,1822	1,9703	3,9406	5,9108
0,6505	0,4091	1,1804	1,9673	3,9345	5,9018
0,6506	0,4085	1,1785	1,9642	3,9285	5,8927
0,6506	0,4079	1,1768	1,9613	3,9225	5,8838
0,6507	0,4072	1,1750	1,9583	3,9166	5,8749
0,6507	0,4066	1,1732	1,9553	3,9107	5,8660
0,6507	0,4060	1,1714	1,9524	3,9048	5,8572
0,6690	0,2248	0,6487	1,0812	2,1623	3,2435

Para tiempos $T < T_{PR}$ las posiciones del frente de saturación se determinan aplicando la ecuación de la velocidad del avance frontal, planteada como la razón entre la ecuación aplicada a un cierto tiempo t , y la ecuación aplicada al tiempo de ruptura, Ecuación 3.17.

$$x_{S_w} = L \times \frac{t \times \left(\frac{df_w}{dS_w}\right)_{S_w}}{t_{bt} \times \left(\frac{df_{wf}}{dS_{wf}}\right)_{S_w}}, \quad (3.17) \text{ Distribución de la saturación a diferentes tiempos } [1].$$

El numerador de la razón, es determinado por la expresión analítica de la derivada del flujo fraccional, presentada en la Ecuación 3.15, para las distintas saturaciones, a un cierto t , y el denominador, es la derivada del flujo fraccional con respecto a la saturación en el frente, que

equivale al punto en el cual la derivada del flujo fraccional cambia de concavidad. En la Figura 3.11 se observa que el valor referido es: $(df_w/dS_w)_{S_{wf}} = 8,249$.

La saturación del frente, S_{wf} , es constante desde el momento que comienza la invasión hasta la ruptura, por lo cual, el valor encontrado es válido para todos los valores de tiempo $T < T_{PR}$.

Sustituyendo los valores en la Ecuación 3.17, como ha sido descrito, para cada tiempo se encuentran las posiciones del frente. Estos datos se presentan en la Tabla 3.13 y se grafican, junto con las curvas para los tiempos $T > T_{PR}$ en la Figura 3.12 que se presenta a continuación.

Tabla 3.13: Posiciones del frente de saturación para tiempos menores al tiempo de ruptura.

S_p	f_p	df_p/dS_p	X_{sp}	X_{sp}	X_{sp}	X_{sp}	X_{sp}	X_{sp}
			($t_5=5min$)	($t_6=10min$)	($t_7=20min$)	($t_8=30min$)	($t_9=45min$)	($t_{10}=56,3min$)
0,4070	0,0000	0,7993						
0,4971	0,3322	7,3199						
0,4993	0,3490	7,4965						
0,5015	0,3655	7,6526						
0,5036	0,3819	7,7886						
0,5057	0,3979	7,9052						
0,5077	0,4137	8,0032						
0,5096	0,4291	8,0834						
0,5114	0,4443	8,1467						
0,5133	0,4591	8,1939						
...
0,5200	0,5150	8,2417	1,5902	3,1805	6,3609	9,5414	14,3120	17,8143
0,5216	0,5281	8,2231	1,5866	3,1733	6,3465	9,5198	14,2797	17,7741
0,5232	0,5408	8,1941	1,5810	3,1621	6,3242	9,4863	14,2294	17,7114
0,5247	0,5532	8,1556	1,5736	3,1472	6,2945	9,4417	14,1625	17,6282
...
0,6504	0,9874	0,4110	0,0793	0,1586	0,3172	0,4758	0,7137	0,8884
0,6504	0,9874	0,4104	0,0792	0,1584	0,3167	0,4751	0,7126	0,8870
0,6505	0,9874	0,4097	0,0791	0,1581	0,3162	0,4743	0,7115	0,8856
0,6505	0,9874	0,4091	0,0789	0,1579	0,3157	0,4736	0,7104	0,8843
0,6506	0,9875	0,4085	0,0788	0,1576	0,3153	0,4729	0,7093	0,8829
0,6506	0,9875	0,4079	0,0787	0,1574	0,3148	0,4722	0,7083	0,8816
0,6507	0,9875	0,4072	0,0786	0,1572	0,3143	0,4715	0,7072	0,8802
0,6507	0,9875	0,4066	0,0785	0,1569	0,3138	0,4707	0,7061	0,8789
0,6507	0,9875	0,4060	0,0783	0,1567	0,3134	0,4700	0,7051	0,8776
0,6690	1,0000	0,2248	0,0434	0,0868	0,1735	0,2603	0,3904	0,4860

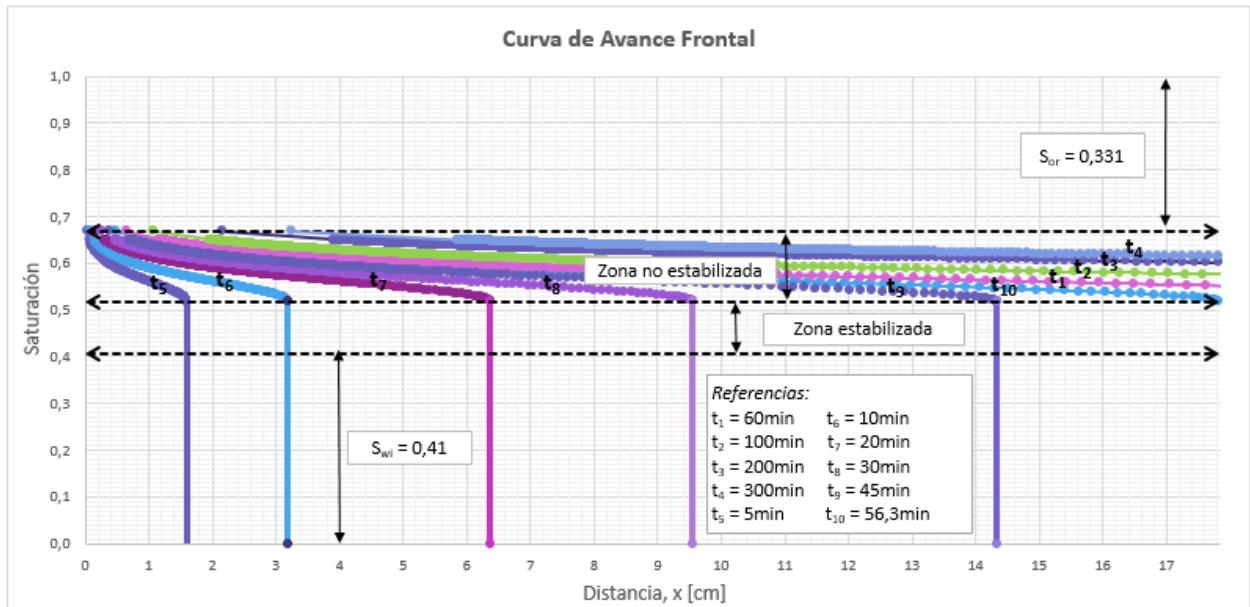


Figura 3.12: Curvas de Avance frontal

3.7 Conclusiones

Como resultado de la inyección de agua, el petróleo residual medido en el ensayo fue de un $S_{or}=0,331$ [fr], lo que indica que se extrajo una fracción de petróleo de 0,43 del petróleo inicial, que era igual a 0,57 [fr]. En términos del POIS, al inicio del ensayo la Berea contenía 22 cm^3 de POIS y finalizando el mismo se logró extraer $9,5\text{ cm}^3$, que equivalen al 43,18% del POIS.

Los valores de la recuperación posterior a la inyección de agua coinciden entonces con lo esperado, al encontrarse dentro de un rango del 30 al 50 % ^[9].

Las curvas de avance frontal presentadas en la Figura 3.12 muestran concordancia con el desarrollo esperado del ensayo, representado a partir de la Ecuación de avance frontal, que tomó datos con origen en la modelización de González-Prado de las permeabilidades relativas.

4. ENSAYO DE RECUPERACIÓN TERCIARIA - Inyección de agua aditivada con polímero

4.1 Introducción

Cuando un proceso de inyección de polímero, (agua aditivada con polímero) se da cerca del final o al término de una inyección de agua (*waterflooding*), la saturación inicial de petróleo es remanente, S_{or} , es decir, es el petróleo irreductible mediante inyección de agua, pero que, aplicando métodos de recuperación terciaria, pasa a ser petróleo remanente capaz de recuperarse, como se muestra en la Figura 4.1. por lo que no ocurre producción de petróleo hasta que se produce la ruptura del banco de petróleo formado al final del sistema.

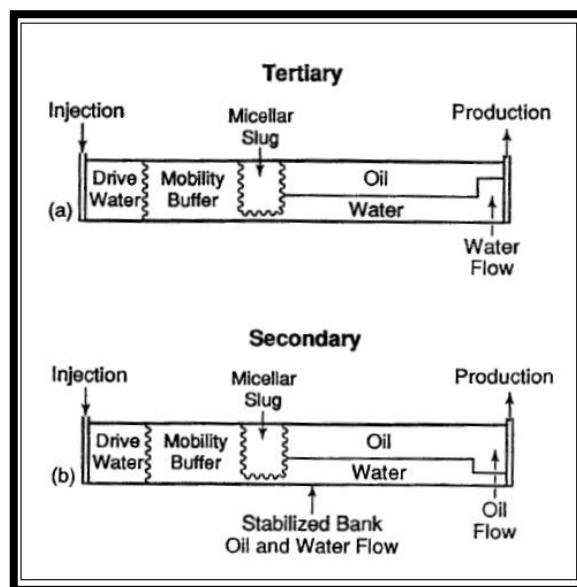


Figura 4.1: Procesos de desplazamiento micelar / polímero ^[9].

Este tipo de recuperación se considera un proceso de Control de Movilidad, debido a que se busca alterar las tasas relativas a las cuales tanto el fluido inyectado como el desplazado se mueven a través del reservorio. Al reducir la Movilidad entre ambos fluidos, se logra mejorar la eficiencia de barrido y para tal fin, es que se incorporan químicos en el fluido desplazante. En este proceso, ha sido utilizada una poliacrilamida aniónica, que logra el cometido de incrementar la viscosidad de la solución desplazante y reducir la permeabilidad relativa al agua debido a la retención del polímero ^[8].

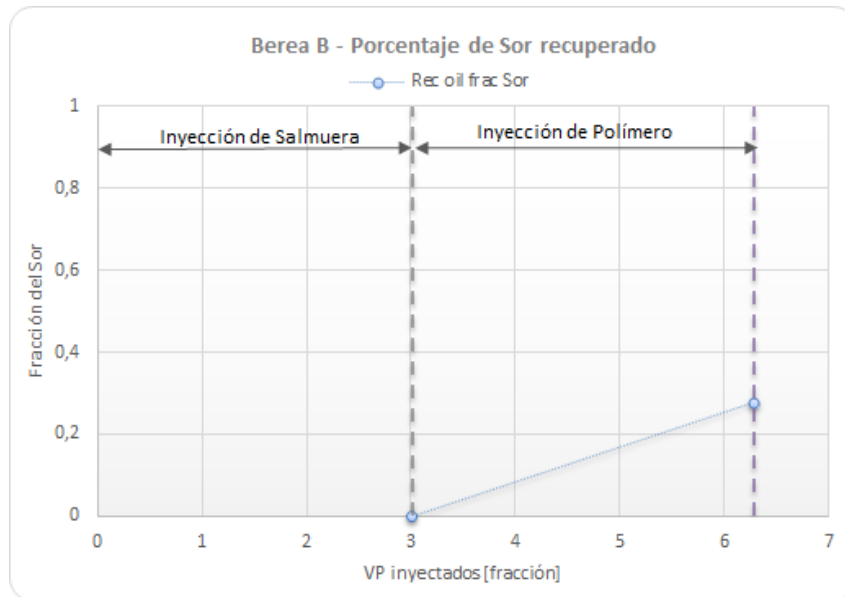


Figura 4.2: Mediciones tomadas durante el ensayo de inyección de polímero en Berea B

Los resultados obtenidos en el ensayo de laboratorio son los que se presentan en la Figura 4.2, cuyo detalle puede apreciarse en las Tablas 4.1 y 4.2. En adición, se disponen los datos de la muestra y los fluidos involucrados en el ensayo, en la Tabla 4.3.

Tabla 4.1: Condiciones de Ensayo

Caudal [cm ³ /min]	0,1
P _e [psi]	20
K _e [mD]	6,571

Tabla 4.2: Mediciones del Ensayo

Medición	VP iny acum [fracción]	Rec oil [fracción de Sor]
1	3,01	0,00
2	6,28	0,28

Tabla 4.3: Datos Petrofísicos de muestra y Propiedades de los fluidos

Longitud [cm]	17,83	δ _w a 95 °C, [g/cm ³]	0,96
Diámetro [cm]	3,766	μ _w a 95 °C, [cP]	0,48
Área [cm ²]	11,14	δ _p a 95 °C, [g/cm ³]	1
Porosidad [%]	18,67	μ _p a 95 °C, [cP]	19
K _g [mD]	120,89	δ _o a 95 °C, [g/cm ³]	0,95
VP [cm ³]	37,08	μ _o a 95 °C, [cP]	65

Para modelizar una inyección de polímero en un sistema lineal, que permita obtener el petróleo recuperado durante la misma, hay diferentes métodos que requieren de múltiples mediciones

durante el ensayo, y, además, requieren de ensayos adicionales de los que no se dispone en el presente trabajo.

Tomando como ejemplo el método propuesto en el libro EOR cap. 3.3 ^[8], en el cual se requiere construir una tangente para encontrar los datos necesarios, los ensayos adicionales a realizar son, una inyección de agua, y en otra muestra, una inyección de polímero, sin inyección de agua previa. A considerar que las inyecciones son en muestras similares, de igual porosidad y permeabilidad, a misma saturación de agua y petróleo inicial, y con los mismos fluidos.

En el ensayo del que se tienen los datos para este trabajo, al contar únicamente de una medición inicial y una final, no se puede modelizar la recuperación del petróleo y con ella la curva de flujo fraccional, para luego continuar hacia los modelos de avance frontal, por la necesidad de los ensayos adicionales que se explicó en los párrafos anteriores. Por tanto, se tomará como referencia para el análisis el estudio propuesto por Heesong Koh^[11], en su disertación del año 2015, en el cual, en uno de los ensayos realizados, analiza la recuperación de petróleo sobre un mismo plug luego de una inyección de agua, y luego de una inyección de agua seguida inmediatamente por una inyección de polímero, siendo este último un ensayo de características análogas al ensayo estudiado en el presente trabajo.

4.2 Descripción del Ensayo de Inyección de Polímero

4.2.1 Experimento realizado en el Laboratorio de Petrofísica (CEPCom).

Inicialmente, la Berea fue saturada con salmuera (solución de Cloruro de Sodio a 7500 ppm, con $\mu_w=0,9$ cP, 25 °C, asumiendo una saturación del 100%), para luego alcanzar la saturación residual de agua, a partir de la inyección de petróleo ($\mu_o=65$ cP, 95 °C), en el plug. En este estado, la Berea se encontraba en condiciones de saturación de agua irreductible y saturación de petróleo inicial, con un volumen de petróleo, POIS, de 22 cm³.

Seguidamente, se realiza el ensayo de recuperación secundaria, que consiste en realizar el barrido con salmuera, hasta alcanzar la condición de petróleo crudo residual en el medio poroso, dejando como resultado a la Berea en condiciones de saturación de petróleo residual ($S_{or1}=33,1\%$), saturación de agua irreductible ($S_{wirr}=40,7\%$), y con un volumen de petróleo de aproximadamente 12,5 cm³, es decir, un 56,8% del POIS para recuperar.

Considerando la última condición de saturaciones de la Berea se comienza la inyección de solución polimérica ($\mu_p=19$ cP, 95°C), que se modeliza como un flujo tipo pistón sin fuga que desplaza el agua y el petróleo remanente. Este desplazamiento produce en primera instancia toda el agua de la inyección secundaria (agua remanente) hasta formar un banco de petróleo en

la sección final de la muestra, y sigue produciendo petróleo hasta alcanzar la saturación de petróleo residual final.

El resultado de la inyección terciaria, resultó en un volumen de petróleo recuperado de 3,43 cm³, es decir, del 27,4% del petróleo residual en el plug luego de la inyección del agua.

La inyección secundaria, seguida de la inyección terciaria lograron una recuperación del 58,8% del POIS (12,93 cm³).

4.2.2 Descripción del Trabajo de Heesong Koh, experimento n° 4^[1]

El experimento n°4 realizado por Koh tuvo por objetivo medir la recuperación de petróleo sobre un mismo plug en dos escenarios distintos: luego de una inyección de agua, y luego de una inyección de agua seguida inmediatamente por una inyección de polímero.

Para lograr el objetivo, en el primer escenario, se saturó el plug con petróleo de $\mu_o=72$ cP, y a continuación se saturó con salmuera de 25878 ppm. El resultado fue de una $S_{or1}=0,37$, con $K_w=15$ mD y $K_{rw}=0,065$.

Para el segundo escenario, se saturó con petróleo ($\mu_o=72$ cP, 55°C), para restablecer la saturación inicial de petróleo y luego se inyectó agua nuevamente, seguido de la inyección de 2000ppm de la solución de polímero FP 3330S. El resultado de la inyección terciaria fue de una $S_{or2}=0,24$, con una recuperación del 43% del petróleo remanente.

Para el análisis de los experimentos mencionados, Koh empleó la teoría de flujo fraccional, pero con la particular hipótesis de que la verdadera saturación de petróleo residual para la inyección de agua y de polímero era la misma; es decir, al suponer que la saturación de petróleo residual era la misma para el polímero que para el agua y comprobando que el cálculo del flujo fraccional concordara bien con los datos de recuperación de petróleo, podía inferir que la reducción en la verdadera saturación de petróleo residual es cero o insignificante bajo las condiciones específicas de esas inyecciones.

Esa hipótesis, fue confirmada por un lado modelando la solución de polímero como un fluido de ley de potencia (reemplazando en la ecuación de flujo fraccional la viscosidad por una viscosidad de corte aparente, por ser fluido no newtoniano), lo que resultó en una ecuación no lineal para el flujo fraccional, a resolver mediante iteración, y por el otro, planteando algunas consideraciones más como asumir que no había reducción de la permeabilidad debido al polímero, y utilizar ecuaciones del modelo tipo Corey^[1] para generar las curvas de permeabilidad relativa que llevaron también a la curva del flujo fraccional.

Como resultado del análisis del experimento, Koh concluye que la permeabilidad relativa medida al final de la inyección de agua mostró una buena concordancia con la curva de permeabilidad relativa utilizada para modelar la inyección de polímero.

4.2.3 Analogía entre los datos de los experimentos

El experimento realizado en la disertación de Koh fue tomado como referencia debido a las similitudes existentes con el ensayo llevado a cabo en el laboratorio para el presente trabajo. En la Tabla 4.4 se presenta la comparación de los datos petrofísicos de los plugs evaluados, y de los fluidos intervinientes en los respectivos ensayos.

Tabla 4.4: Comparación de datos petrofísicos de las muestras y de los fluidos

Parámetros	Ensayo de Koh	Ensayo CEPCom
Longitud Berea [cm]	30,5	17,83
Diámetro Berea [cm]	3,8	3,766
Porosidad [fr]	0,28	0,19
VP [cm ³]	54,0	37,08
μ_o [cP]	72 [55°C]	65 [95°C]
μ_p [cP]	12 [95°C]	19 [95°C]
Kw [mD]	227	53,8
Oil recuperado [%]	43,0	27,4
S _{or} [fr]	0,24	0,24
S _{wi} [fr]	0,56	0,41

Como se observa en los datos, tanto el núcleo de reservorio empleado en el ensayo de Koh, como la Berea utilizada en el ensayo de inyección del presente trabajo, muestran una porosidad buena a muy buena, el petróleo en ambos casos es mediano, y la viscosidad cinemática del polímero es del mismo orden, lo cual permite extrapolar los resultados del ensayo de Koh al presente trabajo.

4.3 Determinación de la Permeabilidad Relativa

En su trabajo, Koh construye las curvas de permeabilidad relativa empleando ecuaciones modelo del tipo Corey, como se presenta en la Figura 4.3.

Para los casos en los cuales no se dispone de datos de permeabilidad relativa, han sido desarrolladas ecuaciones que sirven para estimar la permeabilidad relativa. Entre las más utilizadas están las de Corey, que se presentan a continuación, para un sistema agua-petróleo, mojado preferencialmente por petróleo (proceso de drenaje):

$k_{rw} = \left[\frac{S_w - S_{wir}}{1 - S_{wir}} \right]^4$, (4.1), Permeabilidad relativa al agua según Corey

$k_{ro} = \left[1 - \left[\frac{S_w - S_{wir}}{1 - S_{wir}} \right]^2 \right]^2 - \left[1 - \left(\frac{S_w - S_{wir}}{1 - S_{wir}} \right)^2 \right]$, (4.2), Permeabilidad relativa al petróleo según Corey.

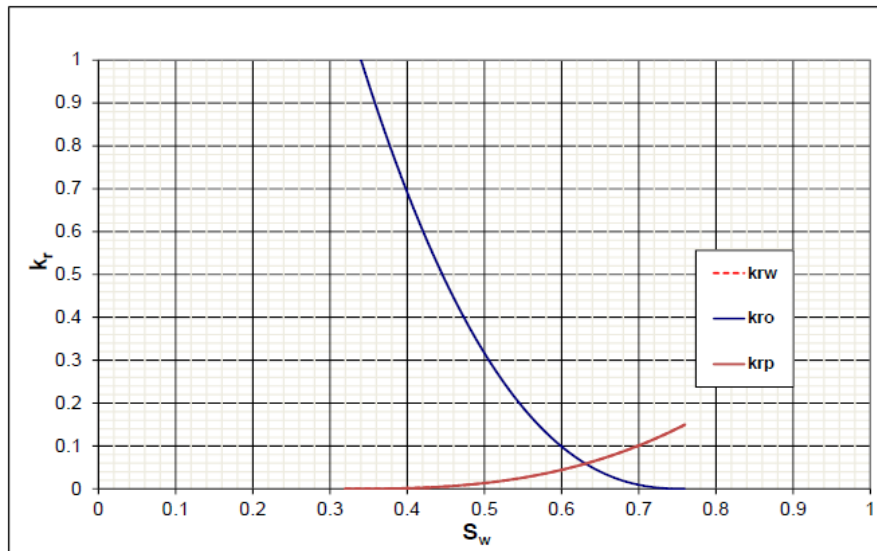


Figura 4.3: Curva de permeabilidad relativa para el experimento #4, extraída de Heesong Koh (2015)

Tabla 4.5: Datos del experimento y exponentes de Corey ajustados para el experimento #4, extraída de Heesong Koh (2015)

	<i>Water flooding</i>	<i>Polymer flooding</i>
k_{rw}^o	0.15	0.15
k_{ro}^o	1.12	1.12
n_w	2.7	2.7
n_o	2.4	2.4
S_{wr}	0.32	0.32
S_{wi}	0.32	0.56
S_{or}	0.24	0.24
μ_w (cP)	0.5	12
μ_o (cP)	72	72

Es decir, a partir de conocer la saturación de agua residual, y la variación de la saturación de agua a lo largo del ensayo de inyección, con las ecuaciones propuestas por Corey se pueden

determinar las permeabilidades relativas, que luego servirán para construir el flujo fraccional correspondiente.

La conclusión del experimento de Koh, fue que la medición de la permeabilidad relativa al final de la inyección de agua mostró una buena semejanza con la curva de permeabilidad relativa usada para modelar la inyección de polímero.

4.3.1 Procedimiento para curvas de permeabilidad relativa de nuestro ensayo

Como el modelo de las ecuaciones propuestas por Corey es para un sistema bifásico de agua-petróleo, estas toman la saturación de agua irreductible. En el ensayo realizado en el laboratorio CEPCom, se tiene un sistema trifásico al momento de la inyección de polímero, por lo cual, no se dispone de los datos necesarios para aplicar las ecuaciones, es por ello que se toma de referencia lo realizado en el estudio de Koh.

4.4 Determinación del Flujo fraccional

En su trabajo, Koh analiza el experimento de inyección de polímero utilizando la teoría de flujo fraccional para calcular la eficiencia de barrido del desplazamiento, adaptada a un flujo bifásico de agua (o fase acuosa) y petróleo.

Tener en cuenta el flujo bifásico implica que la saturación de agua varía, por lo cual la velocidad no es constante, y en consecuencia, la velocidad de corte tampoco; es decir, la introducción del flujo bifásico en la ecuación lleva a considerar que la viscosidad no es constante.

Por ello, Koh presenta una ecuación de flujo fraccional modelando al polímero como un fluido que responde a la Ley de la Potencia, como se verá a continuación.

Partiendo de los principales supuestos de la teoría del flujo fraccional (Pope, 1980):

1. La dispersión y la presión capilar se desprecian;
2. Adsorción uniforme del polímero en el medio poroso;
3. Flujo lineal unidimensional;
4. Φ , ρ_w , ρ_p , μ_w constantes;
5. Inyección continua de polímero a una concentración constante;
6. No hay reacciones químicas o biológicas;
7. Los fluidos son incompresibles;
8. Reservorio isoterma;
9. Equilibrio local.

La ecuación diferencial que gobierna la conservación de la masa en el flujo lineal 1D es,

$$\emptyset \frac{\partial S_w}{\partial t} + u \frac{\partial f_w}{\partial t} = 0 \quad (4.3)$$

Para inyecciones de agua, el flujo fraccional despreciando la gravedad es

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{k_{ro}\mu_w}{k_{rw}\mu_o}} \quad (4.4)$$

Para inyecciones de polímero, el flujo fraccional despreciando la gravedad es

$$f_p = \frac{1}{1 + \frac{k_{ro}\mu_p}{k_{rp}\mu_o}} \quad (4.5)$$

La viscosidad expresada modelando la solución de polímero como un fluido de ley de potencia resulta:

$$\mu_p = K_{pl} (\dot{\gamma}_{app})^{n-1} \quad (4.6)$$

$$\dot{\gamma}_{app} = C \left(\frac{3n+1}{4n} \right)^{\frac{n}{n-1}} \frac{4uf_p}{\sqrt{8kk_{rp}S_w\emptyset}} \quad (4.7)$$

Y con la sustitución de la ecuación de viscosidad del fluido no newtoniano en términos de una velocidad de corte aparente o equivalente en la definición de f_p , Koh presenta la ecuación de flujo fraccional como una ecuación no lineal que debe ser resuelta por iteración:

$$f_p = \frac{1}{1 + \frac{k_{ro}K_{pl}}{k_{rp}\mu_o} \left\{ C \left(\frac{3n+1}{4n} \right)^{\frac{n}{n-1}} \frac{4uf_p}{\sqrt{8kk_{rp}S_w\emptyset}} \right\}^{n-1}} \quad (4.8) **$$

donde K_{pl} y n son el coeficiente y el exponente de la ley de la potencia. Para fluidos no Newtonianos, $0 < n < 1$; y para fluidos Newtonianos, $n=1$.

En la Figura 4.4, todas las curvas de flujo fraccionario y las líneas tangentes se calcularon utilizando las Ecuaciones 4.4 y 4.5.

** Ecuación de flujo fraccional corregida, de Heesong Koh (2015).

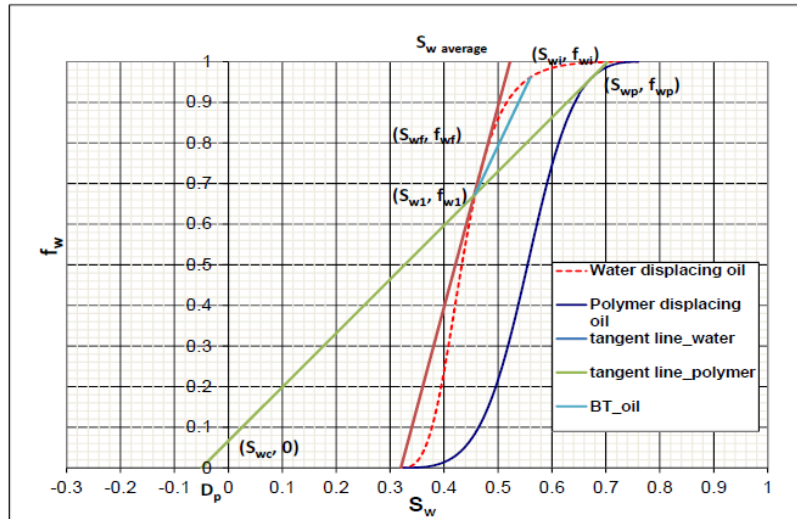


Figura 4.4: Curva de flujo fraccional para el experimento #4, extraída de Heesong Koh (2015)

4.4.1 Procedimiento para hacer el gráfico de flujo fraccional nuestro

Para el cálculo del flujo fraccional según la Ecuación 4.8 propuesta en el trabajo de Koh, solo se requiere obtener los valores de K_{pl} , n y C , puesto que el resto de variables de la ecuación son datos conocidos: u es el caudal por el área [cm/s], ϕ es la porosidad, k es la permeabilidad absoluta [cm²], k_{rw} es la permeabilidad relativa al agua (obtenida como se describió en la Sección 3.2) y S_w es la saturación de agua en el núcleo.

Por lo tanto, es necesario realizar mediciones reológicas al polímero con el fin de obtener los valores necesarios de K_{pl} y n , coeficiente y exponente de la ley de la potencia, que modela la viscosidad del polímero, según la Ecuación 4.6.

$$\mu_p = K_{pl}(\dot{\gamma}_{app})^{n-1} \quad (4.6)$$

Luego, el procedimiento consiste en graficar la ecuación 4.6 linealizada en un gráfico log-log de la viscosidad vs. la tasa de corte, para las distintas velocidades a las cuales se ensaye el fluido en el reómetro.

Los valores a graficar vendrán dados por la ecuación siguiente:

$$\log \mu_p = \log K_{pl} + (n - 1) \times \log \dot{\gamma}_{app} \quad (4.9)$$

Donde para distintos valores de la tasa de corte, se graficará el $\log u_p$ vs $\log \dot{\gamma}_{app}$, y de allí se obtienen:

-La pendiente $m = n-1$, donde n es el exponente buscado,

-Log $K_{pl} = x$, entonces, $K_{pl} = 10^x$, el coeficiente de la Ley de la Potencia.

Falta entonces obtener el valor de C , y para ello, es necesario medir la reología de la solución de polímero en un reómetro, para tener la tasa de corte vs. viscosidad, y también medirla en un núcleo, para registrar el volumen poral vs. la pérdida de presión, a diferentes caudales.

La forma de obtener el valor de C entonces, conlleva tres partes:

1. Graficar los datos medidos con el reómetro, de tasa de corte vs. Viscosidad del polímero ensayado;
2. Graficar la tasa de corte sin corregir para distintos valores de C vs. la viscosidad aparente del polímero.

De los datos de la pérdida de presión y la variación del caudal, se obtiene la viscosidad aparente usando la Ley de Darcy, y a partir de la Ecuación 4.7, se calcula una tasa de corte aparente sin corregir, usando un determinado valor de C .

Los cálculos se repiten para varios valores de C , de forma de obtener múltiples iteraciones.

3. El valor de C corresponderá al utilizado para generar la curva graficada que más se acerque al comportamiento real de la tasa de corte vs. Viscosidad del polímero. Es decir, cada curva generada por cada valor de C , será la misma, pero con un desplazamiento sobre el eje de las abscisas, de forma tal que la que coincida con el comportamiento del polímero, será la que corresponda al valor de C correcto. Lo descrito se ejemplifica en la Figura 4.5.

Con los valores de K_{pl} , n y C , ya es posible calcular el flujo fraccional según la Ecuación 4.8.

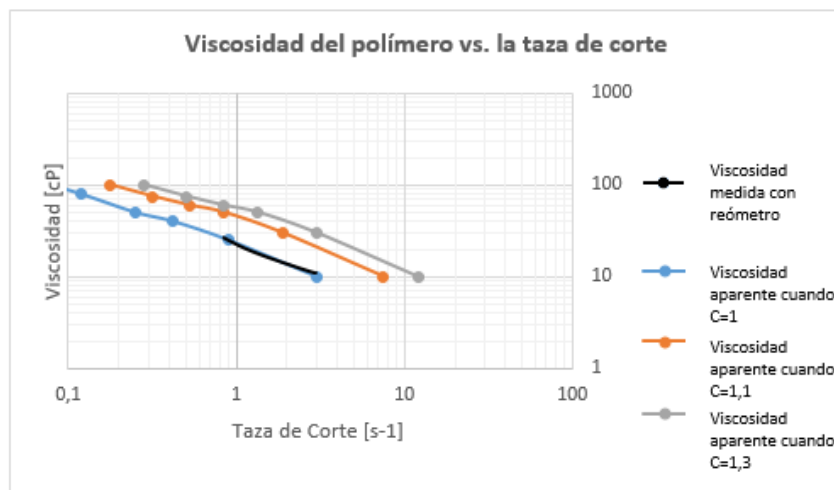


Figura 4.5: Comparación de la viscosidad del polímero obtenida con el reómetro y la viscosidad aparente, vs. la tasa de corte.

Observación de la Figura 4.5: Este gráfico ejemplifica el método de obtención del valor de la constante C requerida al modelar el flujo del polímero como un fluido de ley de potencia. El valor de C que corresponde, será el de la curva de viscosidad aparente que coincida con los valores arrojados en la medición de la viscosidad a distintas velocidades de taza de corte en el reómetro.

4.5 Tiempo de Ruptura

En el trabajo de Koh, los cálculos de los tiempos de ruptura se hicieron gráficamente, a partir de la intersección entre las respectivas curvas de flujo fraccionario y las líneas tangentes graficadas según la Ecuación 4.10, que es la solución propuesta por Welge, con base en la distribución de saturaciones en el frente de avance del fluido descrita por Buckley-Leverett:

$$\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w}\right)_{S_{wf}} = \frac{f_{wf}}{S_{wf} - S_{wc}} \quad (4.10)$$

donde S_{wc} es la saturación de agua connata (inicial). S_{wf} es la saturación de agua en el frente del polímero. La intersección se muestra gráficamente en la Figura 4.4. Como S_{wf} se mueve a la velocidad específica de $f'_{wf} = \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w}\right)_{S_{wf}}$ entonces el tiempo de ruptura del agua en volúmenes de poro es $t_{Dbt} = \frac{1}{f'_{wf}}$ de ruptura a $X_D=1$.

Por lo tanto, para el desarrollo propuesto en el presente trabajo, una vez lograda la curva del flujo fraccional, solo resta graficar una recta tangente a dicha curva que pase por el punto $(S_{wc}, 0)$, que será la recta de máxima pendiente que pueda trazarse tangente a la curva, y determinar el valor de esa pendiente, para obtener f'_{wf} , y su valor inverso, el tiempo de ruptura buscado.

4.6 Corte de Petróleo

La obtención del corte de petróleo puede lograrse a partir de la medición de la proporción producida de petróleo y de agua (o polímero) durante la inyección, para determinadas cantidades de volúmenes porales de polímero inyectado. De esta manera, se puede obtener una serie de valores que aproximan la evolución del corte de petróleo a medida que progresa la inyección.

En el caso del presente trabajo, debido a que no se dispone de la proporción de petróleo con respecto al agua producida a lo largo del ensayo de inyección de polímero, no es posible analizar

la variación del corte de petróleo durante el mismo. Por ello, se toma el experimento realizado por Koh en su disertación, para el cual presenta el gráfico del corte de petróleo de la inyección de polímero realizada sobre una muestra de roca de reservorio, expuesto en la Figura 4.6. En la misma, se puede apreciar que, tanto durante la inyección inicial de agua como en la inyección posterior de polímero, existe un pico máximo de producción de petróleo al comienzo de cada inyección, y disminuye progresivamente hasta llegar a una producción de petróleo muy baja o nula.

Puede interpretarse que, al llegar a un valor cercano al S_{or} durante la inyección de agua, para lograr obtener nuevamente un corte de petróleo significativo, que a su vez implique una producción de petróleo mayor, es una buena estrategia la utilización de una solución polimérica para continuar la inyección.

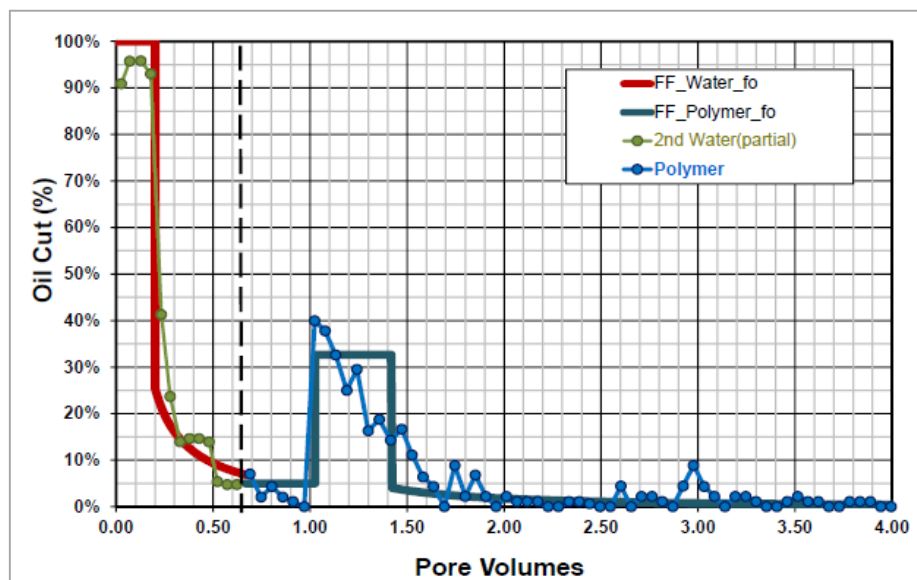


Figura 4.6: Corte de petróleo para el experimento #4, extraído de Heesong Koh (2015)

4.7 Conclusiones de los resultados

Dado que tanto el medio poroso como los fluidos empleados en el ensayo estudiado por Koh en su disertación son similares a los utilizados en el presente trabajo, se extrapolan sus resultados para concluir sobre el comportamiento esperado en la inyección de polímero sobre la Berea.

Respecto de las permeabilidades relativas, se espera para este trabajo que las curvas de permeabilidad relativa al petróleo y al polímero puedan construirse utilizando las ecuaciones propuestas por Corey para un sistema agua-petróleo, mojado preferencialmente por petróleo, y que presenten una permeabilidad relativa al petróleo inicial predominante por sobre la del

polímero, que a medida que progresa la inyección de polímero en el medio, disminuye hasta que la permeabilidad relativa al polímero la supera. Esto implica que inicialmente el petróleo tendrá mayor capacidad de fluir que el polímero en el medio, y por lo tanto será la fase que se va a producir inicialmente, hasta que las permeabilidades relativas se igualen, y a partir de ese momento será el polímero el que tendrá mayor desplazamiento.

El flujo fraccional entre el petróleo y el polímero, por su parte, podrá construirse a partir de las curvas de permeabilidad relativas, asumiendo un flujo bifásico entre petróleo y polímero, y modelando al polímero como un fluido que responde a la Ley de la Potencia. El resultado será una curva desplazada hacia la derecha de la curva de flujo fraccional de la inyección de agua, como consecuencia del incremento en la viscosidad del fluido desplazante, con la forma característica de la curva cuando la roca está humectada por petróleo. La curva de flujo fraccional entonces, se espera sea de la forma típica de S, comenzando en la saturación inicial de fluido desplazante en el medio, con crecimiento hasta alcanzar el valor de $1-S_{or}$.

En el experimento de Koh, el tiempo de ruptura del polímero calculado por las curvas de flujo fraccional fue de 0,74 VP, que recordando que el VP = 54 cm³ en el caso del medio utilizado por Koh, por extensión a la muestra utilizada en el siguiente trabajo, se podría aventurar que se espera que el tiempo de ruptura sea de 0,51 VP de la Berea ensayada. Tener esta aproximación resulta de utilidad debido a que antes de la ruptura (antes de los 0,51 VP de polímero inyectado) se interpreta que el desplazamiento es incompresible y no se produce polímero, por lo que el volumen de fluido inyectado es igual al volumen de petróleo recuperado. Después del tiempo de ruptura, la saturación promedio del fluido inyectado en la muestra incrementa con el incremento del volumen del fluido inyectado hasta que el valor máximo de $1-S_{or}$ es alcanzado. En este caso, la interpretación se da asumiendo que el núcleo se encontraba inicialmente saturado por el mismo fluido inyectado.

Por último, como se explicó con anterioridad, en el análisis del corte de petróleo para el ensayo del presente trabajo se esperará que en la inyección de polímero exista un pico máximo de producción de petróleo al comienzo de la misma, y que disminuya progresivamente hasta llegar a una producción de petróleo muy baja o nula. De este resultado esperado, se interpreta que, al llegar a un valor cercano al S_{or} durante la inyección de agua, para lograr obtener nuevamente un corte de petróleo significativo, que a su vez implique una producción de petróleo mayor, es una buena estrategia la utilización de una solución polimérica para continuar la inyección.

6. CONCLUSIONES

En la Sección 6 se presentan las conclusiones de los análisis desarrollados sobre los datos de los ensayos realizados en las Secciones 3 y 4, teniendo en cuenta las hipótesis adoptadas.

Sobre la inyección de agua durante la recuperación secundaria:

1. Como resultado de la inyección de agua, el petróleo residual medido en el ensayo fue de un $S_{or}=0,331$ [fr], lo que indica que se extrajo una fracción de petróleo de 0,43 del petróleo inicial, que era igual a 0,57 [fr]. En términos del POIS, al inicio del ensayo la Berea contenía 22 cm³ de POIS y finalizando el mismo se logró extraer 9,5 cm³, que equivalen al 43,18% del POIS. Los valores de la recuperación posterior a la inyección de agua coinciden entonces con lo esperado, al encontrarse dentro de un rango del 30 al 50 % [9].
2. Para la inyección de agua, las curvas de avance frontal presentadas en la Figura 3.12 muestran concordancia con el desarrollo esperado del ensayo, representado a partir de la Ecuación de avance frontal, que tomó datos con origen en la modelización de González-Prado de las permeabilidades relativas.

Sobre la inyección de polímero, durante la recuperación terciaria:

1. Para el análisis de la inyección de polímero resulta insuficiente la cantidad de datos disponibles, y se recomienda para futuras investigaciones realizar ensayos adicionales.
2. Trasladando los resultados obtenidos por Koh en su disertación, para el experimento #4 se concluye que incluir la dependencia de la tasa de corte en la saturación de agua en los cálculos de flujo fraccional utilizando un procedimiento iterativo para resolver las ecuaciones mejora la coincidencia con los ensayos experimentales, por lo cual, se sugiere este método para continuar la investigación.
3. Siguiendo las conclusiones logradas por Koh en su disertación, para el comportamiento de la inyección de polímero del presente trabajo se espera que las curvas de permeabilidad relativa al petróleo y al polímero puedan construirse utilizando las ecuaciones propuestas por Corey para un sistema agua-petróleo, mojado preferencialmente por petróleo. Que el flujo fraccional entre el petróleo y el polímero, por su parte, pueda construirse a partir de las curvas de permeabilidad relativas, asumiendo un flujo bifásico entre petróleo y polímero, y modelando al polímero como un fluido que responde a la Ley de la Potencia. Que el tiempo de ruptura se aproxime a 0,51 VP de polímero inyectado en la Berea. Y, por último, que el corte de petróleo presente un pico máximo de producción de petróleo al comienzo de la inyección de

polímero, y que disminuya progresivamente hasta llegar a una producción de petróleo muy baja o nula.

4. Como resultado de la inyección de polímero, el petróleo residual medido en el ensayo fue de un $S_{or2}=0,239$ [fr]. En términos del $POIS_2$, al inicio del ensayo la Berea contenía 12.5 cm^3 de $POIS_2$ y finalizando el mismo se logró extraer $3,45 \text{ cm}^3$, que equivalen al 27,6% del $POIS_2$. Este valor representa un 15,68% del $POIS$, por lo tanto, se encuentra en el extremo más favorable del rango esperado para este tipo de inyección ^[11]. Se evidencia que el polímero utilizado resulta adecuado para el barrido de este tipo de crudo.

ANEXO

Anexo I (sección 3.3)

Para la obtención del T_{PR} , se calcularon los caudales de agua y de petróleo, como se dispone en la Tabla AI.1, según las ecuaciones siguientes:

Caudal de agua inyectada

$$q_w = \frac{V_{wa_i} - V_{wa_{i-1}}}{t_i} \times 60 \frac{s}{min}, \text{ (AI.1)}$$

Donde

q_w : Caudal de agua inyectada, [cm^3/min]

V_{wa} : Volumen de agua acumulada, [cm^3]

t : tiempo [s]

Caudal de Petróleo Neto

$$q_o = \frac{Oil_{n_i} - Oil_{n_{i-1}}}{t_i - t_{i-1}} \times 60 \frac{s}{min}, \text{ (AI.2)}$$

Donde

q_o : Caudal de Petróleo Neto, [cm^3/min]

V_{wa} : Volumen de Petróleo Neto, [cm^3]

t : tiempo [s]

Tabla AI.1: Caudales de petróleo y agua calculados.

N°	Tiempo	Presión	Tiempo Acumulado	Volumen Agua Acumulada	Caudal total (q)	So	Sw	Agua Inyectada W _{iny}	Petróleo Recuperado	Petróleo Neto	q _{oil}	q _w
	[s]	[psi]	[s]	[cm ³]	[cm ³ /min]	fracción	fracción	Volumenes porales	[% OOIS]	[cm ³]	[cm ³ /min]	[cm ³ /min]
1	100	39,9	100	0,7	0,42	0,57	0,43	0,02	0	0	0	0,42
2	100	39,9	200	0,8	0,24	0,57	0,43	0,02	0	0	0	0,062
3	1613,4	39,99	1813,4	1,19	0,04	0,56	0,44	0,03	0	0	0	0,014
4	1122,4	40,9	2935,8	2,4	0,05	0,53	0,47	0,06	0,95	0,21	0,011	0,065
5	173,7	41,21	3109,5	2,71	0,05	0,52	0,48	0,07	1,82	0,4	0,066	0,107
6	417,7	41,4	3527,2	3,39	0,06	0,5	0,5	0,09	4,09	0,9	0,072	0,098
7	287,3	41,29	3814,5	4,06	0,06	0,48	0,52	0,11	6,36	1,4	0,104	0,139
8	269,3	39,6	4083,8	4,53	0,07	0,47	0,53	0,12	8,64	1,9	0,111	0,105
9	237,1	38,5	4320,9	4,88	0,07	0,46	0,54	0,13	10	2,2	0,076	0,09
10	257,9	38,18	4578,8	5,48	0,07	0,45	0,55	0,15	11,82	2,6	0,093	0,14
11	292,2	36,67	4871	5,89	0,07	0,43	0,57	0,16	13,64	3	0,082	0,084
12	266,1	35,65	5137,1	6,58	0,08	0,42	0,58	0,18	15,91	3,5	0,113	0,154
13	349,1	34,58	5486,2	7,19	0,08	0,4	0,6	0,19	17,27	3,8	0,052	0,105
14	491,6	33,38	5977,8	7,81	0,08	0,38	0,62	0,21	19,32	4,25	0,055	0,077
15	747,2	31,72	6725	9,24	0,08	0,34	0,66	0,25	20,91	4,6	0,028	0,114
16	1317,8	28,97	8042,8	11,64	0,09	0,33	0,67	0,31	23,64	5,2	0,028	0,112
17	1302,1	28,19	9344,9	13,63	0,09	0,33	0,67	0,37	25,91	5,7	0,027	0,109
18	3858,2	26,03	13203,1	20,38	0,09	0,33	0,67	0,55	28,64	6,3	0,023	0,092
19	5239,7	24,68	18442,8	29,66	0,1	0,33	0,67	0,8	31,36	6,9	0,009	0,105
20	26625,4	21,7	45068,2	76,66	0,1	0,33	0,67	2,07	39,55	8,7	0,007	0,106
21	3311,8	22,23	48380	82,34	0,1	0,33	0,67	2,22	41,36	9,1	0,004	0,106
22	6593,9	18,84	54973,9	93,43	0,1	0,33	0,67	2,52	42,73	9,4	0,007	0,103
23	1502,6	18,83	56476,5	95,88	0,1	0,33	0,67	2,59	42,73	9,4	0,003	0,101
24	1469,3	18,88	57945,8	98,37	0,1	0,33	0,67	2,65	42,73	9,4	0	0,098
25	8967	19,08	66912,8	113,48	0,1	0,33	0,67	3,06	43,18	9,5	0	0,102
26	15151,8	19,34	82064,6	138,27	0,1	0,33	0,67	3,73	43,18	9,5	0,001	0,101

Los caudales logrados, se disponen en la Tabla AI.2, en las unidades requeridas para el gráfico de intersección de los caudales.

Tabla AI.2: Resultados de caudales de petróleo y agua calculados para Figura AI.1.

q_w [cm ³ /min]	q_w [ml/hr]	q_w (ideal) [ml/hr]	q_{oil} [cm ³ /min]	q_{oil} [ml/hr]	Tiempo Acumulado [s]
0,42	25,18	6	0,00	0,00	100
0,06	3,70	6	0,00	0,00	200
0,01	0,87	6	0,00	0,00	1813,4
0,06	3,89	6	0,01	0,67	2935,8
0,11	6,40	6	0,07	3,94	3109,5
0,10	5,87	6	0,07	4,31	3527,2
0,14	8,32	6	0,10	6,27	3814,5
0,10	6,30	6	0,11	6,68	4083,8
0,09	5,39	6	0,08	4,56	4320,9
0,14	8,38	6	0,09	5,58	4578,8
0,08	5,06	6	0,08	4,93	4871
0,15	9,23	6	0,11	6,76	5137,1
0,11	6,30	6	0,05	3,09	5486,2
0,08	4,59	6	0,05	3,3	4877,625
0,11	6,86	6	0,03	1,69	6233,4
0,11	6,55	6	0,03	1,64	7551,2
0,09	5,53	6	0,02	1,38	8853,3
0,10	6,29	6	0,01	0,56	12711,5
0,11	6,37	6	0,01	0,41	17951,2
0,11	6,36	6	0,00	0,24	44576,6
0,10	6,17	6	0,01	0,43	47888,4
0,10	6,06	6	0,00	0,16	54482,3
0,10	5,87	6	0,00	0	55984,9
0,10	6,10	6	0,00	0	57454,2
0,10	6,07	6	0,00	0,04	66421,2
0,10	5,89	6	0,00	0	81573

Los primeros puntos se desestimaron, ya que se encuentran por fuera de la tendencia general de la evolución de las variables durante el ensayo. Se estima que fueron puntos tomados cuando todavía no se había estabilizado la Berea.

El valor del caudal de agua inyectada tomado a fines de obtener el T_{PR} , es un valor idealizado, considerando como hipótesis que dicho caudal es constante.

Con estas consideraciones, se llegó a la Figura AI.3, en donde se puede observar la intersección entre las curvas, en el valor buscado de $T_{PR} = 3377,81$ s.

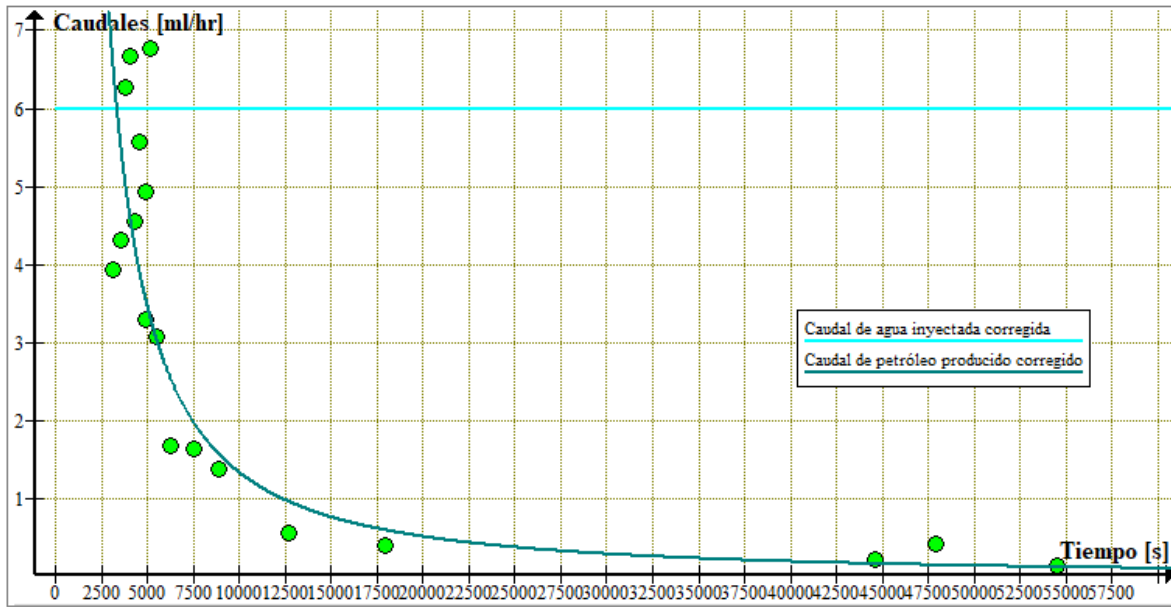


Figura AI.3: Intersección entre caudales de agua inyectada y petróleo producido.

Anexo II (sección 3.3)

Las ecuaciones requeridas para determinar las permeabilidades, a partir de las presentadas por Jones y Roszelle (1978), son las siguientes:

$$k_{rw} = \mu_w f_{w2} / \lambda_2^{-1}, \text{ (AII.1)}$$

$$k_{ro} = \mu_o f_{o2} / \lambda_2^{-1}, \text{ (AII.2)}$$

$$\bar{S}_w = S_{wi} + N_p / V_p, \text{ (AII.3)}$$

$$S_{w2} = \bar{S}_w - Q_i \frac{d\bar{S}_w}{dQ_i}, \text{ (AII.4)}$$

$$f_{o2} = (\bar{S}_w - S_{w2}) / Q_i, \text{ (AII.5)}$$

$$f_{w2} = 1 - f_{o2}, \text{ (AII.6)}$$

$$S_{w2} = \bar{S}_w - Q_i \frac{q_o}{q_w}, \text{ (AII.7)}$$

$$q_o = \frac{dN_p}{dt}, \text{ (AII.8)}$$

$$Q_i = \frac{W_i}{V_p}, \text{ (AII.9)}$$

$$W_i = q_w \times t, \text{ (AII.10)}$$

$$\bar{\lambda}^{-1} = \mu_b (\Delta p / q_w) / (\Delta p_b / q_b), \text{ (AII.11)}$$

$$\lambda_2^{-1} = \bar{\lambda}^{-1} - Q_i \frac{d\bar{\lambda}^{-1}}{dQ_i}, \text{ (AII.12)}$$

$$\lambda_2^{-1} = \bar{\lambda}^{-1} - \frac{\mu_b \times q_b}{\Delta p_b \times q_w} \times t \times \frac{dp}{dt}, \text{ (AII.13)}$$

Donde:

S_{w2} : saturación de agua en la cara de salida [fracción]

S_{wi} : saturación de agua irreductible [fracción]

\bar{S}_w : saturación de agua promedio durante el ensayo [fracción]

N_p : volumen producido de petróleo [cm^3]

W_i : volumen inyectado de agua [cm^3]

Q_i : volumen inyectado de agua en fracción del V_p [fracción]

V_p : volumen poral de la muestra ensayada [cm^3]

q_o : caudal de petróleo producido [cm^3/s]

q_w : caudal de agua inyectada [cm^3/s]

q_b : caudal de agua durante la medición de la permeabilidad absoluta [cm^3/s]

k_{ro} : permeabilidad relativa al petróleo en la cara de salida

k_{rw} : permeabilidad relativa al agua en la cara de salida

k : permeabilidad absoluta [mD]

L : longitud de la muestra [cm]

A : área de la sección transversal de la muestra [cm^2]

μ_w : viscosidad del agua en condiciones del ensayo [cP]

μ_o : viscosidad del petróleo en condiciones del ensayo [cP]

μ_b : viscosidad del agua en condiciones del ensayo de permeabilidad absoluta [cP]

ΔP : diferencia de presión [atm]

ΔP_b : diferencia de presión durante el ensayo de permeabilidad absoluta [atm]

f_{w2} : flujo fraccional de agua en la cara de salida

f_{o2} : flujo fraccional de petróleo en la cara de salida

$\bar{\lambda}^{-1}$: viscosidad efectiva promedio [cP]

λ_2^{-1} : viscosidad efectiva en la cara de salida [cP]

t : tiempo del ensayo [s]

Humectabilidad de la roca

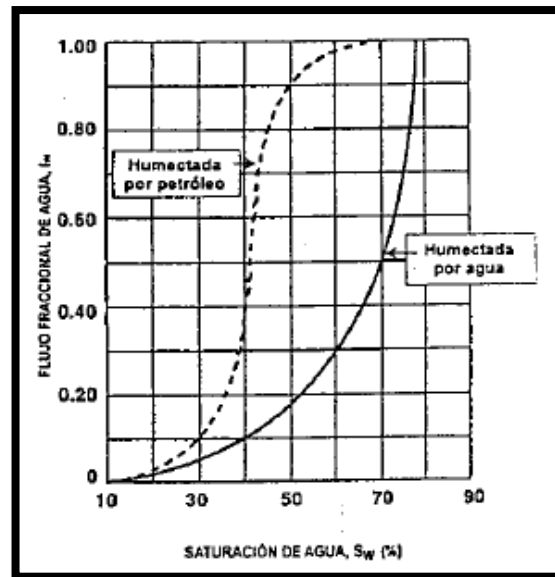


Figura AII.1: Comparación de las curvas de flujo fraccional roca humectada por petróleo y roca humectada por agua ^[1]

Tabla 3.9: Resultado de los cálculos realizados para obtener las permeabilidades relativas.

Datos calculados a partir de los ajustes					Cálculos a partir de las ecuaciones propuestas por Gonzalez-Prado									
t [s]	V _{oil} [ml]	ΔP [psig]	Q _{oil} [cm ³ /s]	dp(t)/dt	W _i [cm ³] vol inyectado de agua	Q _i [Wi / VP]	S _{promedio}	S _{w2}	f _{o2}	f _{w2}	λ ⁻¹ _{prom}	λ ₂ ⁻¹	K _{rw}	K _{ro}
							0,407						0	1
3378														
3500	1,276	40,613	0,00306	-0,004704	3,541	0,095	0,441	0,153	3,022	0,000	54,275	76,275	0,000	2,575
4000	2,262	38,694	0,00145	-0,003325	4,391	0,118	0,468	0,311	1,321	0,000	47,657	64,037	0,000	1,341
4500	2,877	37,176	0,00106	-0,002796	5,241	0,141	0,484	0,356	0,911	0,089	43,155	57,761	0,001	1,025
5000	3,352	35,870	0,00086	-0,002447	6,091	0,164	0,497	0,382	0,703	0,297	39,809	53,389	0,003	0,855
5500	3,744	34,714	0,00072	-0,002183	6,941	0,187	0,508	0,400	0,573	0,427	37,190	50,054	0,004	0,744
6000	4,081	33,678	0,00063	-0,001970	7,791	0,210	0,517	0,415	0,484	0,516	35,065	47,374	0,005	0,664
6500	4,376	32,738	0,00056	-0,001792	8,641	0,233	0,525	0,427	0,418	0,582	33,294	45,141	0,006	0,602
7000	4,640	31,881	0,00050	-0,001639	9,491	0,256	0,532	0,438	0,368	0,632	31,790	43,232	0,007	0,553
7500	4,877	31,096	0,00045	-0,001506	10,341	0,279	0,538	0,447	0,327	0,673	30,490	41,566	0,008	0,512
8000	5,092	30,373	0,00041	-0,001389	11,191	0,302	0,544	0,455	0,295	0,705	29,354	40,090	0,008	0,478
8500	5,290	29,705	0,00038	-0,001284	12,041	0,325	0,549	0,463	0,267	0,733	28,350	38,765	0,009	0,448
9000	5,472	29,087	0,00035	-0,001190	12,891	0,348	0,554	0,469	0,244	0,756	27,455	37,564	0,010	0,422
...
22000	7,807	21,691	0,00009	-0,000238	34,991	0,944	0,617	0,562	0,059	0,941	18,437	22,894	0,020	0,166
22500	7,852	21,575	0,00009	-0,000226	35,841	0,967	0,618	0,564	0,056	0,944	18,310	22,619	0,020	0,162
23000	7,896	21,465	0,00009	-0,000214	36,691	0,990	0,620	0,566	0,054	0,946	18,191	22,356	0,020	0,158
23500	7,939	21,361	0,00008	-0,000202	37,541	1,012	0,621	0,568	0,052	0,948	18,077	22,103	0,021	0,154
24000	7,980	21,262	0,00008	-0,000192	38,391	1,035	0,622	0,570	0,050	0,950	17,970	21,861	0,021	0,150
24500	8,019	21,169	0,00008	-0,000182	39,241	1,058	0,623	0,572	0,049	0,951	17,868	21,628	0,021	0,146
25000	8,058	21,080	0,00008	-0,000172	40,091	1,081	0,624	0,573	0,047	0,953	17,771	21,405	0,021	0,142
25500	8,095	20,996	0,00007	-0,000164	40,941	1,104	0,625	0,575	0,045	0,955	17,680	21,191	0,022	0,138
26000	8,130	20,917	0,00007	-0,000155	41,791	1,127	0,626	0,577	0,044	0,956	17,593	20,985	0,022	0,135
26500	8,165	20,841	0,00007	-0,000147	42,641	1,150	0,627	0,578	0,042	0,958	17,510	20,787	0,022	0,132
27000	8,198	20,770	0,00007	-0,000140	43,491	1,173	0,628	0,580	0,041	0,959	17,432	20,597	0,022	0,128
27500	8,230	20,701	0,00006	-0,000133	44,341	1,196	0,629	0,582	0,039	0,961	17,357	20,415	0,023	0,125
28000	8,261	20,637	0,00006	-0,000126	45,191	1,219	0,629	0,583	0,038	0,962	17,286	20,239	0,023	0,122
28500	8,291	20,576	0,00006	-0,000120	46,041	1,242	0,630	0,585	0,037	0,963	17,219	20,071	0,023	0,119
							0,669						0,028	0,000

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Paris, M. (2001). Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Ediciones Astro Data S.A.
- [2] Paris, M. (2009). Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Ediciones Astro Data S.A.
- [3] Ahmed, T. (2010). Reservoir engineering handbook. Gulf Professional Publishing.
- [4] Amix, J. Bass Jr, D Whiting, R. (1988). Petroleum Reservoir Engineering. McGraw- Hill Book Company.
- [5] https://glossary.oilfield.slb.com/es/terms/i/interfacial_tension
- [6] https://glossary.oilfield.slb.com/es/terms/s/surface_tension
- [7] González, E.L. y Prado R.A. (2016). Funciones simples de ajuste para la determinación de la permeabilidad relativa en sistemas de agua-petróleo bajo condiciones de caudal constante, por el método no estacionario. 6to. Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas, Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG), Pendrive Trabajos Técnicos 16 p., San Carlos de Bariloche, Argentina.
- [8] Green W. Willhite P. (1998). Enhanced Oil Recovery. by Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers.
- [9] Lake, Larry et al Chiericci, Gian Luigi (1994). Principles of Petroleum Reservoir Engineering, Vol. 2.
- [10] Koh, Heesong (2015). Experimental Investigation of the Effect of Polymers on Residual Oil Saturation, The University of Texas at Austin.
- [11] SNF Group, Oil-EOR Handbook ESP (2016). Geología del Petróleo Sistemas Petrolíferos EOR 101.