



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Caracterización del
comportamiento de las curvas de
permeabilidad relativa por
inyección de agua inteligente**

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Eduardo Yozafat Pérez Ovando

DIRECTOR DE TESIS

Dr. Simón López Ramírez



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2022



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Nacional Autónoma de México y Facultad de Ingeniería por la inmensidad de conocimientos dados para cada día ser un mejor ingeniero.

A mi familia, seres queridos y amigos, por sus consejos y apoyos para dar lo mejor de mí.

A todo el gran equipo de trabajo y distintas áreas. Y en particular al Dr. Simón, Ing. Rodrigo, Mtro. Mena e Ing. Paulino. Sin dudarlos: esto no sería posible sin su valiosa ayuda.

A mis sinodales por su paciencia y tiempo en la realización del presente trabajo.

Muchísimas gracias a todos por su confianza, y por la valiosa oportunidad que me brindaron. Agradezco a Dios lo hecho y lo que esté por venir.

ÍNDICE GENERAL

1. RESUMEN.....	10
2. INTRODUCCIÓN.....	12
3. OBJETIVO GENERAL.....	13
3.1. Objetivos particulares.....	13
4. MARCO TEÓRICO.....	14
4.1. CAPÍTULO 1 Métodos de recuperación.....	14
4.1.1. Recuperación primaria.....	14
4.1.2. Recuperación secundaria.....	16
4.1.3. Recuperación terciaria.....	17
4.2. CAPÍTULO 2 Propiedades del sistema roca - fluido.....	19
4.2.1. Porosidad.....	19
4.2.2. Permeabilidad.....	21
4.2.2.1. Permeabilidad absoluta.....	22
4.2.2.2. Permeabilidad efectiva.....	22
4.2.2.3. Permeabilidad relativa.....	22
4.2.3. Saturaciones.....	23
4.2.4. Presión capilar.....	24
4.2.4.1. Fuerzas interfaciales.....	24
4.2.4.2. Factores que afectan la presión capilar.....	27
4.2.5. Mojabilidad.....	28
4.2.5.1. Mojabilidad en areniscas y carbonatos.....	30
4.2.5.2. Factores que afectan la mojabilidad.....	31
4.2.5.2.1. Componentes polares, materia orgánica y tipo de crudo.....	31
4.2.5.2.2. Surfactantes.....	32
4.2.5.2.3. Minerales.....	32
4.2.5.2.4. Composición del agua de formación.....	32
4.2.5.3. Métodos de medición.....	33
4.3. CAPÍTULO 3 Permeabilidad relativa.....	33

4.3.1.	Definición.....	33
4.3.2.	Relaciones en los “endpoints”.....	36
4.3.3.	Histéresis.....	36
4.3.4.	Factores involucrados.....	37
4.3.4.1.	Estructura y distribución de poros.....	38
4.3.5.	Técnicas de medición.....	39
4.3.5.1.	Experimentos de flujo trifásico en estado estacionario.....	39
4.3.5.2.	Experimentos de flujo trifásico en estado no estacionario.....	41
4.3.6.	Métodos.....	43
4.3.6.1.	Método de Brooks & Corey.....	43
4.3.6.2.	Método de Carman & Kozeny.....	44
4.3.6.3.	Método de Jones & Roszelle.....	44
4.3.7.	Relación con la mojabilidad.....	47
4.3.7.1.	Permeabilidad relativa en sistemas fuertemente mojados.....	47
4.3.7.2.	Reglas de Craig.....	49
4.4.	CAPÍTULO 4 Eficiencia de desplazamiento en diferentes escalas.....	50
4.4.1.	Movilidad.....	51
4.4.2.	Consideraciones importantes en la inyección de fluidos.....	52
4.5.	CAPÍTULO 5 Aguas inteligentes.....	53
4.5.1.	Pruebas en areniscas.....	53
4.5.1.1.	Comportamiento.....	54
4.5.2.	Pruebas en carbonatos.....	55
4.5.3.	Mecanismos involucrados en areniscas.....	57
4.5.3.1.	Migración de finos.....	57
4.5.3.2.	Incremento de pH y reducción de la tensión interfacial, similar a la inyección de alcalinos.....	57
4.5.3.3.	Intercambio iónico.....	57
4.5.3.4.	Alteración de la mojabilidad.....	58
4.5.4.	Mecanismos involucrados en carbonatos.....	59
4.5.4.1.	Alteración de la mojabilidad.....	59
4.5.5.	Otras aplicaciones.....	61
4.5.5.1.	Control de agua.....	62
4.5.5.2.	Inyección de Al con polímeros.....	62



5. PRUEBAS EXPERIMENTALES	63
5.1 MÉTODOS	63
5.2 RECURSOS	64
5.3 DESARROLLO	66
6. RESULTADOS	70
6.1. Etapa 1. Caracterización de fluidos	70
6.2. Etapa 2. Caracterización petrofísica básica.	71
6.3. Etapa 3. Caracterización petrofísica avanzada.	75
6.3.1. Acondicionamiento a S_{wirr1}	76
6.3.2. Acondicionamiento a S_{wirr2}	77
6.3.3. Acondicionamiento a S_{or1}	77
6.3.4. Acondicionamiento a S_{wirr3}	79
6.3.5. Acondicionamiento a S_{or2}	79
6.3.6. Acondicionamiento a S_{wirr4}	81
6.3.7. Acondicionamiento a S_{or3}	81
6.3.8. Obtención de curvas de permeabilidad relativa	83
7. CONCLUSIONES	90
8. ANEXOS	92
9. BIBLIOGRAFÍA	95

LISTA DE FIGURAS

Figura 4.1. Clasificación de los métodos de recuperación de aceite primaria, secundaria y terciaria (Green & Willhite, 2018).	14
Figura 4.2. Clasificación de los métodos de recuperación mejorada, divididos en térmicos y no térmicos (Green & Willhite, 2018).	18
Figura 4.3. Esquema representativo del contenido existente en una porción de roca. Presencia de arcilla, matriz de la roca, fluidos hidrocarburos y agua.	20
Figura 4.4. Fuerzas interfaciales entre un sólido y dos fluidos inmiscibles (Warner Jr., 2007).	25
Figura 4.5. Presión capilar resultante de las fuerzas interfaciales en un tubo capilar (Green & Willhite, 2018).	26
Figura 4.6. Aumento de la presión capilar conforme disminuye el radio del capilar (Green & Willhite, 2018).	27
Figura 4.7. Efecto de la permeabilidad de la roca en la presión capilar (Warner Jr., 2007).	28
Figura 4.8. Fluido mojante y no mojante. De acuerdo con el ángulo de contacto, sobre la superficie de roca se observa un fluido no mojante, en este caso agua (lado izquierdo), y un fluido mojante, representado por aceite (lado derecho) (SLB, 2016). 29	
Figura 4.9. Tipos de mojabilidad presente en rocas (SLB, 2016).	30
Figura 4.10. Comportamiento típico de curvas de permeabilidad relativa en un sistema gas/aceite.	35
Figura 4.11. Comportamiento típico de curvas de permeabilidad relativa en escala semilogarítmica en un sistema gas/aceite.	36
Figura 4.12. Comportamiento de la histéresis en curvas de permeabilidad relativa, principalmente en el gas (Fanchi, 2006).	37
Figura 4.13. Microfotografía (a) y curva de permeabilidad relativa (b), poros grandes (Willhite, 1986).	38
Figura 4.14. Microfotografía (a) y curva de permeabilidad relativa (b), poros pequeños. Debido a la disminución en el tamaño de poro, la permeabilidad absoluta es afectada, y en consecuencia se tiene una disminución en la permeabilidad relativa de los fluidos (Willhite, 1986).	39

Figura 4.15. Esquema de un desplazamiento en estado estacionario (Glover, 2010).	40
Figura 4.16. Esquema de un desplazamiento en estado no estacionario (Glover, 2010).....	42
Figura 4.17. Curvas de permeabilidad relativa para una arenisca Squirrel para condiciones de mojabilidad por aceite y por agua. Willhite, G.P.: Waterflooding, Textbook Series, SPE, Richardson, Texas (1986).	48
Figura 4.18. Factores de recuperación obtenidos por la inyección de agua de mar y distintas diluciones de esta (Yousef, Ayirala, AL-Kaabi, & Al-Jawfi, 2011).....	56
Figura 4.19. Mecanismos propuestos en la alteración de la mojabilidad en rocas carbonatadas (Zhang & Morrow, 2006).....	60
Figura 4.20. Resultados obtenidos de los desplazamientos realizados con aguas de distinta composición (Zhang & Morrow, 2006).	61
Figura 6.1 Tapón de roca proveniente del yacimiento de arenisca evaluado.....	72
Figura 6.2. Resultados de la medición de porosidad con nitrógeno.	73
Figura 6.3. Resultados de la medición de porosidad con agua de formación.	73
Figura 6.4. Resultados de la medición de permeabilidad absoluta con nitrógeno.	74
Figura 6.5. Resultados de la medición de permeabilidad absoluta con agua de formación.....	74
Figura 6.6. Volumen de agua recuperada por la inyección de aceite durante el acondicionamiento a S_{wirr1} (Viales del 1 al 12) en la roca de arenisca.	76
Figura 6.7. Volumen de agua recuperado por la inyección de aceite durante el acondicionamiento a S_{wirr2} (Viales del 1 al 14) en la roca de arenisca.	77
Figura 6.8. Volumen de aceite recuperado por la inyección de agua de formación durante el acondicionamiento a S_{or1} (Viales del 1 al 29) en la roca de arenisca.	78
Figura 6.9. Volumen de aceite acumulado por la inyección de agua de formación durante el acondicionamiento a S_{or1} (Viales del 1 al 29).	78
Figura 6.10. Volumen de agua recuperado por la inyección de aceite durante el acondicionamiento a S_{wirr3} (Viales del 1 al 18) en la roca de arenisca.....	79
Figura 6.11. Volumen de aceite recuperado por la inyección de agua de baja salinidad durante el acondicionamiento a S_{or2} (Viales del 1 al 25) en la roca de arenisca.....	80
Figura 6.12. Volumen de aceite acumulado por la inyección de agua de baja salinidad durante el acondicionamiento a S_{or2} (Viales del 1 al 25).	80
Figura 6.13. Volumen de agua recuperado por la inyección de aceite durante el acondicionamiento a S_{wirr4} (Viales del 1 al 13) en la roca de arenisca.	81

Figura 6.14. Volumen de aceite recuperado por la inyección de agua de baja salinidad durante el acondicionamiento a S_{or3} (Viales del 1 al 31) en la roca de arenisca.....	82
Figura 6.15. Volumen de aceite acumulado por la inyección de agua de formación durante el acondicionamiento a S_{or3} (Viales del 1 al 31).	82
Figura 6.16. Diferenciales de presión alcanzados por la inyección de agua de formación.....	83
Figura 6.17. Diferenciales de presión alcanzados por la inyección de agua de baja salinidad.	84
Figura 6.18. Diferenciales de presión alcanzados por la inyección de agua de baja salinidad.	84
Figura 6.19. Curva de permeabilidad relativa agua-aceite por la inyección de agua de formación.....	85
Figura 6.20. Curva de permeabilidad relativa agua-aceite por la inyección de agua de baja salinidad.	86
Figura 6.21. Curva de permeabilidad relativa agua-aceite por la inyección de agua de baja salinidad.	87
Figura 6.22. Curvas de permeabilidad relativa obtenidas en los tres desplazamientos, el primero con agua de formación y los dos posteriores con agua de baja salinidad.	88

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 4.1. Características de los mecanismos de producción primaria: expansión roca-fluidos, empuje por gas disuelto, por casquete de gas, por acuífero y producción por segregación gravitacional (Flores & De La Fuente, 2012).....	16
Tabla 4.2. Reglas de Craig para la determinación de la mojabilidad de una roca a partir de curvas de permeabilidad relativa.....	49
Tabla 5.1. Métodos utilizados.....	63
Tabla 5.2. Muestra de roca y fluidos utilizados en la prueba.....	64
Tabla 5.3. Lista de productos químicos utilizados.....	64
Tabla 5.4. Equipos e instrumentos utilizados.....	65
Tabla 5.5. Materiales utilizados para el desarrollo de esta actividad.....	65
Tabla 6.1. Resultados de la densidad y viscosidad de los fluidos a distintas temperaturas.....	70
Tabla 6.2. Resultados del análisis Stiff & Davis de cada agua.....	71
Tabla 6.3. Propiedades del tapón evaluado.....	72
Tabla 6.4. Condiciones de trabajo para caracterización petrofísica básica.....	72
Tabla 6.5. Resultados de porosidad.....	73
Tabla 6.6. Resultados de permeabilidad con nitrógeno.....	75
Tabla 6.7. Resultados de permeabilidad con agua de formación.....	75
Tabla 6.8. Condiciones de trabajo para los desplazamientos de agua y aceite....	76
Tabla 6.9. Resultados de S_{wirr} y S_{or} obtenidos en cada uno de los desplazamientos, así como los factores de recuperación obtenidos y diferenciales de presión estables alcanzados.....	89

1. RESUMEN

El presente trabajo muestra los resultados del comportamiento de curvas de permeabilidad relativa por inyección de agua inteligente en un núcleo de arenisca, por el método de recuperación mejorada de hidrocarburos conocido como agua inteligente (Smart water). El núcleo de roca utilizado pertenece a una arenisca de grano fino y medio, compuesto de cuarzo, fragmentos de roca, feldespato potásico, cementante calcáreo y matriz arcillosa, regularmente clasificado, con granos subangulosos a subredondeados, con porosidad de tipo intergranular, perteneciente al Mioceno Superior, el cual fue extraído de un campo marino del sureste de la República Mexicana. El campo cuenta con una presión de 7300 psi, temperatura de 94 °C y es productor de aceite de 27.5 °API.

En este trabajo, inicialmente, se llevó a cabo la caracterización petrofísica básica del núcleo, donde se determinaron sus propiedades como porosidad y permeabilidad absoluta, con nitrógeno y agua de formación. Durante la caracterización petrofísica avanzada se obtuvieron curvas de permeabilidad relativa base (agua de formación-aceite) a condiciones de yacimiento con el método de Jones & Roszelle. Sobre este último sistema se obtuvo el cambio de esta curva como consecuencia de la inyección de agua de menor salinidad, utilizando el método no estacionario; además se obtuvieron los factores de recuperación de aceite correspondientes a cada uno de los desplazamientos y se determinaron de manera indirecta los cambios en la mojabilidad de la roca. En total se obtuvieron tres configuraciones: la primera agua de formación-aceite, el segundo y tercero con agua de menor salinidad-aceite.

Los resultados permitirán alimentar los modelos de simulación de yacimientos y diseñar los posibles escenarios de explotación del campo,

maximizando los factores de recuperación por la inyección de aguas inteligentes. Además, se realiza una breve investigación acerca de conceptos indispensables para implementar procesos de recuperación mejorada, así como los mecanismos que intervienen en la inyección de aguas inteligentes, siendo el cambio de mojabilidad la base de los aumentos del factor de recuperación.

La caracterización del yacimiento, estática y dinámicamente, impactará significativamente en el factor de recuperación final, logrando disminuir los volúmenes de aceite en el yacimiento; es por ello la importancia del presente trabajo.

2. INTRODUCCIÓN

Uno de los métodos de recuperación de hidrocarburos más importantes que modifican la mojabilidad en yacimientos es la inyección de agua inteligente. El uso de esta técnica se debe a su disponibilidad y accesibilidad a las fuentes de agua, así como sus bajos costos de operación lo cual le brinda ventajas económicas con referencia a otros métodos de recuperación mejorada (Al-Shalabi, 2016).

La inyección de aguas de baja salinidad se ha evaluado a escala de laboratorio con el fin de comprender los mecanismos involucrados que favorecen notablemente al incremento del factor de recuperación de aceite. El principal mecanismo que actúa en la recuperación de hidrocarburos por inyección de este tipo de aguas es la alteración de la mojabilidad, ya que también puede influir en menor medida la disolución y la migración de sales (Gupta, 2011), ya sea en yacimientos de areniscas o carbonatos, aunque estos últimos presentan una mayor complejidad por la heterogeneidad y las interacciones entre el sistema roca-fluidos. Por lo anterior, es de importancia llevar a cabo estudios a escala de laboratorio que reflejen de qué manera interactúa el agua inyectada con el sistema roca-fluidos.

La realización de pruebas de desplazamiento en un tapón de un yacimiento de arenisca permitirá identificar el agua de inyección que brinde los mejores resultados en los factores de recuperación, siendo una necesidad los estudios a escala de laboratorio a condiciones de yacimiento.

La inyección de aguas inteligentes como técnica de recuperación mejorada, es también conocida en la literatura como LoSal por BP, Smart WaterFlood por Saudi Aramco, Designer Waterflood por Shell, y Advanced Ion Management por ExxonMobil.

3. OBJETIVO GENERAL

- Analizar el cambio de las curvas de permeabilidad relativa agua-aceite como consecuencia de la inyección de agua de baja salinidad, los factores de recuperación asociados y los cambios de mojabilidad en la roca.

3.1. Objetivos particulares

- Realizar la caracterización petrofísica básica de la roca, porosidad y permeabilidad; utilizando nitrógeno y agua de formación.
- Llevar a condiciones de S_{wirr} , antes de realizar la inyección de cada una de las aguas con distinta salinidad.
- Llevar a condiciones de S_{or} , a cada uno de los desplazamientos.
- Obtener las curvas de permeabilidad relativa para cada uno de los desplazamientos con agua de formación y agua de baja salinidad.
- Determinar la mojabilidad de la roca en cada uno de los desplazamientos, así como entender los mecanismos involucrados en el cambio de mojabilidad.
- Obtener los factores de recuperación para cada una de las pruebas de desplazamiento.

4. MARCO TEÓRICO

4.1. CAPÍTULO 1 Métodos de recuperación

Los métodos de recuperación de los hidrocarburos han sido referidos a distintos términos, los cuales se pueden clasificar de la siguiente manera:

- Recuperación primaria
- Recuperación secundaria
- Recuperación terciaria o mejorada

En la figura 4.1 se muestra de manera esquemática y general la clasificación de los métodos de recuperación de hidrocarburos.

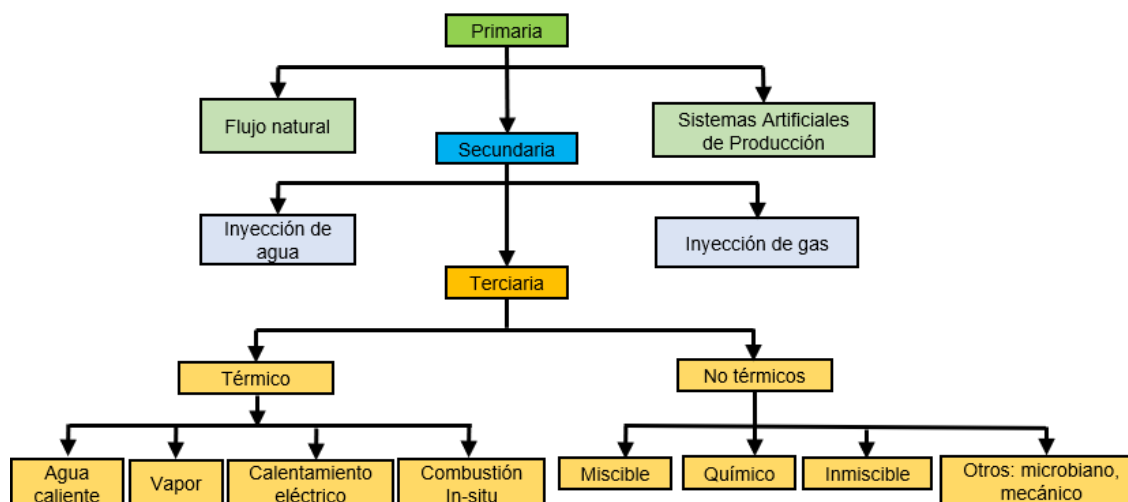


Figura 4.1. Clasificación de los métodos de recuperación de aceite primaria, secundaria y terciaria (Green & Willhite, 2018).

4.1.1. Recuperación primaria

La recuperación primaria se refiere a las fases de producción que involucra solamente la energía natural del yacimiento y la implementación de sistemas artificiales de producción. Existen ciertos mecanismos naturales de producción del

yacimiento, entre los que tenemos: expansión roca-fluidos, producción por gas disuelto, expansión por casquete de gas, empuje por acuífero asociado al yacimiento y producción por segregación gravitacional.

También se incluyen los sistemas artificiales de producción (SAP, por sus siglas), entre los que tenemos: bombeo neumático continuo o intermitente, bombeo mecánico, bombeo electrocentrífugo, bombeo por cavidades progresivas, bombeo hidráulico (tipo jet o pistón), entre otros. Estos sistemas permitirán disminuir la presión de fondo fluyente para aumentar los gastos de producción. Cada uno de ellos estará diseñado en función de las características de los fluidos y del yacimiento, las profundidades y trayectorias del pozo, así como de la ubicación de estos. Además, es importante mencionar que el costo de estos equipos debe respaldarse por la producción esperada al implementarlos.

La tabla 4.1 muestra un resumen de las características relevantes de cada uno de los mecanismos de producción primaria (Satter & Thakur, 1994).

Tabla 4.1. Características de los mecanismos de producción primaria: expansión roca-fluidos, empuje por gas disuelto, por casquete de gas, por acuífero y producción por segregación gravitacional (Flores & De La Fuente, 2012).

Características de los mecanismos de producción primaria					
Mecanismo	Presión del yacimiento	Relación Gas-Aceite (RGA)	Producción de agua	Eficiencia	Otros
Expansión roca-fluidos	Declina rápido y continuamente $p_i > p_b$	Permanece baja y constante	Ninguna (excepto en yacimientos con alta S_{wi})	1-10% Promedio: 3%	
Empuje por gas disuelto	Declina rápido y continuamente	Primero baja, luego sube al máximo y cae nuevamente	Ninguna (excepto en yacimientos con S_{wi})	5-35% Promedio: 20%	Requiere bombeo al comienzo de la producción
Empuje por casquete de gas	Declina lento y continuamente	Aumenta continuamente en pozos terminados en zonas estructurales altas	Ausente o insignificante	20-40% Promedio: 25% o mas	La surgencia del gas en los pozos terminados en zonas estructuralmente bajas, indica un empuje de gas
Empuje por acuífero	Permanece alta y es sensible a la producción de aceite, gas y agua	Permanece baja si la presión permanece alta	Aumenta apreciablemente y lo pozos terminados en zonas estructuralmente bajas producen agua muy temprano	35-80% Promedio: 50%	N calculado por balance de materia calculando W_e no se considera
Segregación gravitacional	Declina rápido y continuamente	Permanece baja en pozos terminados en zonas estructurales altas	Ausente o insignificante	40-80% Promedio: 60%	Cuando $k > 200$ mD y el ángulo del yacimiento $> 10^\circ$ y la μ_o es baja ($< 5cp$)

4.1.2. Recuperación secundaria

En esta recuperación se involucra el mantenimiento de la presión del yacimiento, realizando un barrido en el mismo con la inyección de fluidos inmiscibles, siendo el agua o gas los utilizados. Esto por medio de pozos inyectoros ubicados estratégicamente para lograr un barrido uniforme, sin efectos de digitación. Las propiedades del fluido inyectado son de importancia para tener las mayores eficiencias de desplazamiento. En esta recuperación no se busca alterar las propiedades del sistema roca-fluido, como cambios de mojabilidad.

Normalmente, el gas se inyecta en el casquete presente en el yacimiento y el agua se inyecta en la zona de producción para barrer el aceite. La etapa de recuperación secundaria alcanza su límite cuando el fluido inyectado (agua o gas) se produce en cantidades considerables en los pozos productores, dejando de ser económicamente viable. El uso sucesivo de la recuperación primaria y la recuperación secundaria permite obtener factores de recuperación finales del 15% al 40%.

La ingeniería de yacimientos comparte la responsabilidad con la ingeniería de producción para la implementación, operación y evaluación del proyecto de inyección (Fathi & Ramirez, 1984).

4.1.3. Recuperación terciaria

Mejor conocida como recuperación mejorada (Enhanced Oil Recovery, EOR por sus siglas en inglés), en la cual se modifican las propiedades de los fluidos y la roca.

La mayoría de los proyectos que emplean algún método de recuperación mejorada fueron sometidos a una evaluación de candidatos en las que se deben cumplir ciertos parámetros de presión, temperatura, salinidad y composición de los fluidos. Esta selección estará en función de los avances en métodos y tecnologías de la industria. Además, deben realizarse estudios de simulación y de laboratorio antes de implementar cualquier método de recuperación mejorada en el campo; la información de núcleos, registros geofísicos, sísmica, pruebas de presión e históricos de producción, antecedentes de pozos homólogos, así como los éxitos y fracasos en la implementación de técnicas de EOR en otros campos, son esenciales para la implementación temprana de algún proceso EOR.

En las zonas barridas por agua es común que el aceite remanente permanezca en forma de gotas aisladas atrapadas en los poros o como una película de aceite que cubre las paredes de estos. Por lo anterior, las técnicas de EOR están enfocadas a movilizar dichas gotas de aceite, de modo que se forme un banco de aceite que pueda desplazarse hacia los pozos productores. (International Energy Agency, 2005).

Los métodos de recuperación mejorada se pueden clasificar en dos grandes grupos principales: térmicos y no-térmicos como lo muestra la figura 4.2 (Thomas, 2008).

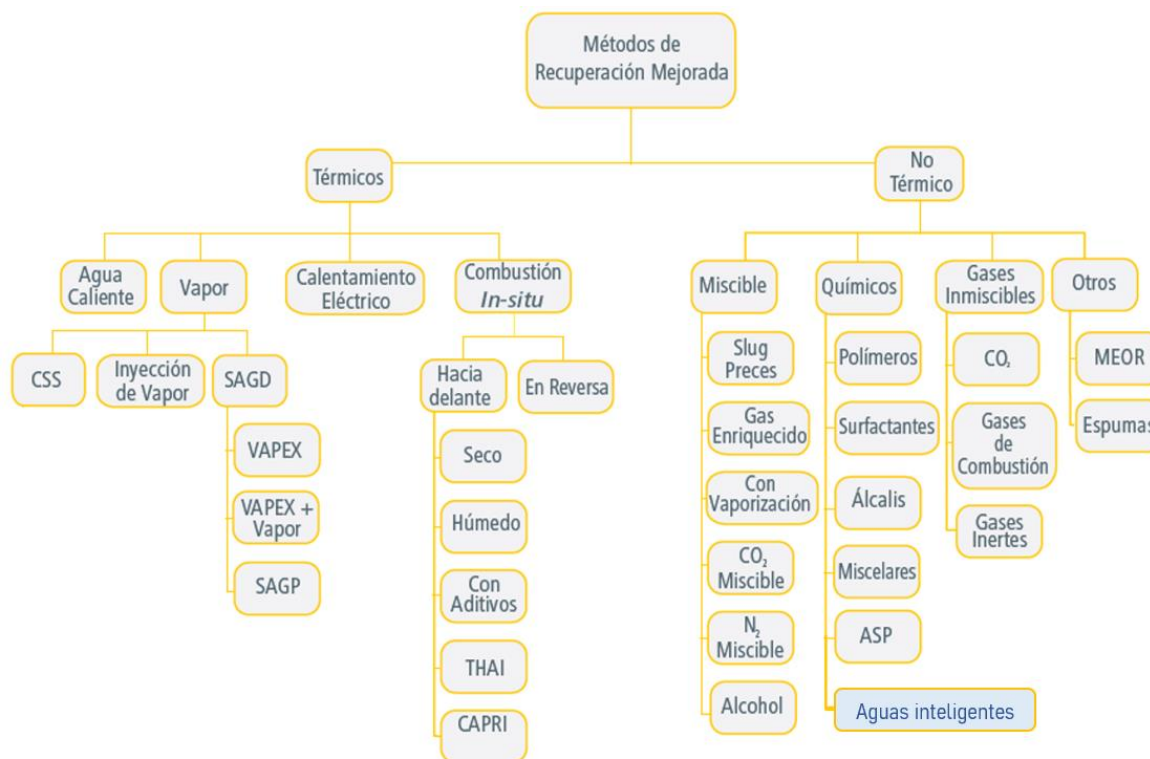


Figura 4.2. Clasificación de los métodos de recuperación mejorada, divididos en térmicos y no térmicos (Green & Willhite, 2018).

Entre los métodos térmicos se encuentran: inyección de agua caliente, inyección de vapor, calentamiento eléctrico y combustión in-situ. En la inyección de vapor se presentan ciertas variaciones entre las que se encuentran: Inyección cíclica de vapor (Cyclic Steam Stimulation, CSS, por sus siglas en inglés), inyección de vapor asistida por gravedad (Steam-Assisted Gravity Drainage, SAGD, por sus siglas en inglés) el cual presenta subvariaciones como VAPEX (Mezcla de solventes y presencia de gas transportador), VAPEX + vapor y SAGP (Steam and Gas Push, inyección de gas no condensable junto con el vapor). La combustión in-situ se clasifica en Hacia delante y En reversa. Combustión in-situ Hacia delante se subclasifica en seco, húmedo, con aditivos, inyección de aire (Toe to Heel Air

Injection, THAI, por sus siglas en inglés) y proceso de mejora catalítica in-situ (Catalytic upgrading Process In-situ, CAPRI, por sus siglas en inglés).

Los métodos no térmicos se clasifican en miscibles, químicos, gases inmiscibles y otros. Entre los métodos miscibles se encuentra el gas enriquecido, CO₂ y N₂ miscible, junto con el alcohol. Los métodos químicos abarcan la inyección de polímeros, surfactantes, álcalis y polímeros miscelares, resaltando la inyección de aguas inteligentes, también conocida como Smart Water Flooding en inglés. La inyección de gases inmiscibles como el CO₂, gas de combustión y gases inertes. La clasificación de otros, se caracterizan por ser métodos que no entran en ninguna de las clasificaciones anteriores; por ejemplo, la inyección microbiana la cual consiste en inyectar al yacimiento una solución de microorganismos y nutrientes, mejorando la permeabilidad absoluta de la roca y reduciendo la viscosidad del aceite, además de crear un taponamiento selectivo.

El orden de implementación de cada uno de estos métodos dependerá del administrador de cada yacimiento, tomando acciones enfocadas al aumento del factor de recuperación de manera eficiente en toda la etapa productiva del yacimiento. Asimismo, las políticas de la empresa operadora del campo y las de la agencia reguladora gubernamental juegan un papel importante en el comportamiento de la producción (Department of Energy, 2010).

4.2. CAPÍTULO 2 Propiedades del sistema roca - fluido

4.2.1. Porosidad

La porosidad se define como la relación del espacio vacío entre el volumen total de la roca. También puede llamarse porosidad absoluta. Matemáticamente se expresa como:

$$\phi = \frac{V_{\phi}}{V_t}$$

Donde:

ϕ = Porosidad de la roca

V_{ϕ} = Volumen poroso de la roca

V_t = Volumen total de la roca

El espacio poroso de la roca, en términos generales, puede contener hidrocarburos, agua y arcilla. Ilustrativamente en la figura 4.3 se muestra una porción de roca. La cuantificación de la arcilla debe tomarse con seriedad, ya que una mala estimación sobrestimaría el volumen de reservas en el yacimiento.

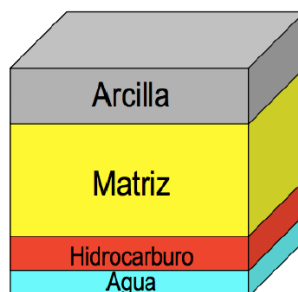


Figura 4.3. Esquema representativo del contenido existente en una porción de roca. Presencia de arcilla, matriz de la roca, fluidos hidrocarburos y agua.

Entonces, la porosidad debe cumplir la siguiente condición:

$$\phi = \frac{V_h + V_w + V_{sh}}{V_t}$$

Donde:

V_h = Volumen total de hidrocarburos

V_w = Volumen total de agua

V_{sh} = Volumen total de arcilla

Es importante mencionar que la porosidad de cualquier yacimiento sea clástico o de carbonatos, dependerá de varios factores, entre los más importantes: aumento en esfuerzos efectivos y disminución en la presión de formación (o presión de poro), morfología de los poros, así como el acomodamiento de granos dentro del medio poroso.

La porosidad puede clasificarse de la siguiente forma.

Por su génesis en porosidad primaria y secundaria:

- **Porosidad primaria:** Se refiere a la porosidad que se generó al depositarse la roca. Por ejemplo, la porosidad intergranular en siliclásticos.
- **Porosidad secundaria:** Se refiere a la porosidad generada o alterada posteriormente a la depositación, por la acción de las aguas de formación, cambios en la composición química de las rocas o la acción de fuerzas tectónicas. Ejemplos son porosidad por disolución, dolomitización, fracturamiento.

Por su capacidad de fluir en efectiva e inefectiva:

- **Porosidad Efectiva:** Porosidad en la cual los poros están interconectados y el fluido contenido en los mismos se puede producir. Por ejemplo, yacimientos de areniscas o altamente fracturados con presencia de vórgulos, pueden tener buena porosidad efectiva.
- **Porosidad Inefectiva:** Los poros que la componen no están conectados entre sí; la conectividad es tan pobre que no permite que fluyan los fluidos contenidos en la misma. Un ejemplo de porosidad inefectiva podría ser un yacimiento de lutitas, ya que posee una alta porosidad, pero no todos están conectados.

4.2.2. Permeabilidad

La permeabilidad es una de las propiedades más importantes en el estudio de los yacimientos, por lo que su obtención es primordial para el desarrollo de campos e implementación de procesos de recuperación secundaria y mejorada. La permeabilidad puede clasificarse en absoluta, efectiva y relativa; siendo una función de otra.

4.2.2.1. Permeabilidad absoluta

Se define como la capacidad de flujo o transmisión de fluidos a través de una roca, cuando se tiene la presencia de un solo fluido o una fase en el medio poroso. Con apoyo de la ecuación de Darcy, la permeabilidad se expresa:

$$K_a = \frac{q * \mu * L}{\Delta P * A}$$

Donde:

K_a = Permeabilidad absoluta

q = Gasto

μ = Viscosidad

A = Área transversal

L = Longitud

ΔP = Diferencial de presión

4.2.2.2. Permeabilidad efectiva

Es la capacidad de flujo preferencial o transmisión de un fluido particular cuando se tiene la presencia de otros fluidos inmiscibles en el medio poroso. Estas permeabilidades efectivas se encontrarán en función de la saturación de cada fase. Por nomenclatura se tendrán las siguientes:

k_o = Permeabilidad efectiva al aceite

k_g = Permeabilidad efectiva al gas

k_w = Permeabilidad efectiva al agua

4.2.2.3. Permeabilidad relativa

Para mayor comprensión de esta sección se requiere la explicación de conceptos básicos, los cuales se abordan a continuación.

4.2.3. Saturaciones

La ingeniería de yacimientos utiliza las curvas de permeabilidad relativa y de presión capilar para estimar la cantidad de aceite y gas en el yacimiento, así como para la predicción de la capacidad de flujo de estos a través de la explotación del yacimiento. Las curvas de permeabilidad relativa y las presiones capilares son usualmente vistas como funciones de la saturación de las fases (Warner Jr., 2007).

La saturación de los fluidos se define como la fracción del espacio poroso que es ocupada por una fase en donde se tiene la siguiente relación, considerando la presencia de los tres fluidos:

$$S_o + S_g + S_w = 1$$

Donde:

S_o = Saturación de aceite, fracción

S_g = Saturación de gas, fracción

S_w = Saturación de agua, fracción

Cabe resaltar que existen conceptos importantes, los cuales se relacionan con la interpretación de curvas de permeabilidad relativa y se muestran a continuación:

- **Saturación de gas crítica.** Es la saturación a la cual el gas empieza a ser móvil en el medio poroso. Por ejemplo, si la saturación de gas crítica es 5%, entonces el gas no fluirá hasta que la saturación exceda el 5%. Valores promedio de S_{gc} están en un rango de 0 a 20%.
- **Saturación de aceite residual.** Se refiere a la saturación de aceite después de un desplazamiento que inicia de una saturación de aceite inicial, la cual generalmente equivale a 1 menos la saturación inicial del agua. Las saturaciones residuales son de gran importancia ya que mostrarán la eficiencia que tuvo la implementación de alguna técnica de recuperación

secundaria o mejorada. Esta magnitud de la ingeniería de yacimientos representa el punto final de las curvas de permeabilidad relativa en la simulación de yacimientos.

- **Saturación de aceite remanente.** Es la saturación de aceite que queda a cierto tiempo de explotación en el yacimiento, donde no necesariamente debe ser la misma a la residual.
- **Saturación de gas residual.** Es la saturación de gas que queda atrapada por procesos de recuperación secundaria. La saturación de gas residual después de la inyección de agua depende de la saturación de gas antes de tal inyección.
- **Saturación de agua irreductible.** Es la saturación más baja que puede alcanzarse al realizar un desplazamiento; varía con la naturaleza de este, y puede ser un desplazamiento de aceite o gas.
- **Saturación de agua connata.** La saturación de agua en un yacimiento de gas o aceite, en la etapa de descubrimiento, es llamada saturación de agua connata. También se conoce como agua fósil.

4.2.4. Presión capilar

La presión capilar es un parámetro importante en el estudio del medio poroso cuando contiene dos o más fluidos inmiscibles. Junto con las fuerzas gravitacionales y viscosas, las fuerzas capilares afectan la distribución y el flujo de fluidos inmiscibles en el yacimiento.

4.2.4.1. Fuerzas interfaciales

La mojabilidad puede ser tratada cuantitativamente por las fuerzas interfaciales cuando dos fluidos inmiscibles están en contacto con una superficie sólida. La figura 4.4 muestra una gota de agua en contacto con una superficie de roca, en presencia

de aceite. La gota de agua se extiende sobre la superficie hasta que las fuerzas se encuentran en balance. Un balance de fuerzas en la línea de intersección del sólido, el agua y el aceite se define como:

$$\sigma_{os} - \sigma_{ws} = \sigma_{ow} \cos \theta$$

Donde:

σ_{os} = tensión interfacial entre el aceite y el sólido, dinas/cm

σ_{ws} = tensión interfacial entre el agua y el sólido, dinas/cm

σ_{ow} = tensión interfacial entre el agua y el aceite, dinas/cm

θ = ángulo de contacto, con referencia al agua

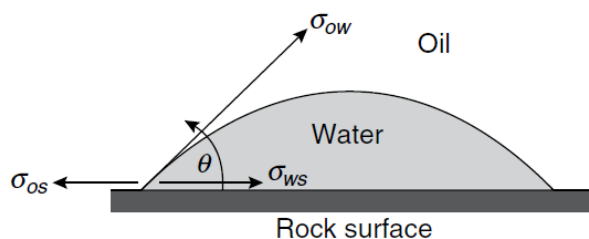


Figura 4.4. Fuerzas interfaciales entre un sólido y dos fluidos inmiscibles (Warner Jr., 2007).

Debido a que la interfase entre el fluido mojante y no mojante se encuentra en tensión, existe una diferencia de presiones en tal zona. Esta diferencia de presión es llamada presión capilar, la cual se ilustra en la figura 4.5, y se define como:

$$P_c = \frac{2\sigma_{ow} \cos \theta}{r}$$

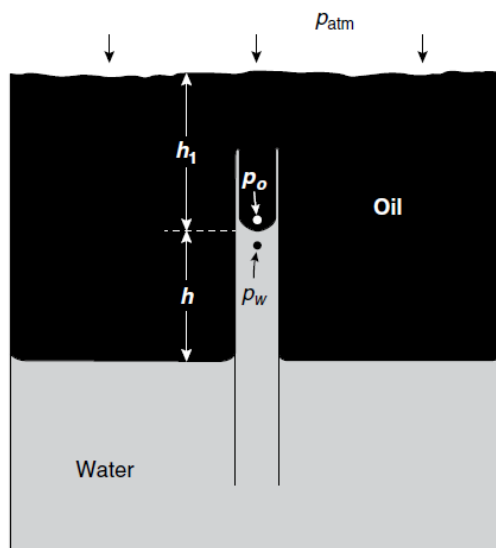


Figura 4.5. Presión capilar resultante de las fuerzas interfaciales en un tubo capilar (Green & Willhite, 2018).

La presión capilar entonces se relaciona con la tensión interfacial entre ambos fluidos, la mojabilidad relativa de los fluidos θ , y el tamaño del tubo capilar r . La presión capilar puede ser positiva o negativa; el signo expresa en cual fase la presión es menor.

Es posible observar que la presión capilar es inversamente proporcional al radio del capilar, como se observa en la figura 4.6, e incrementa conforme la afinidad de la fase mojante a la superficie de la roca aumenta.

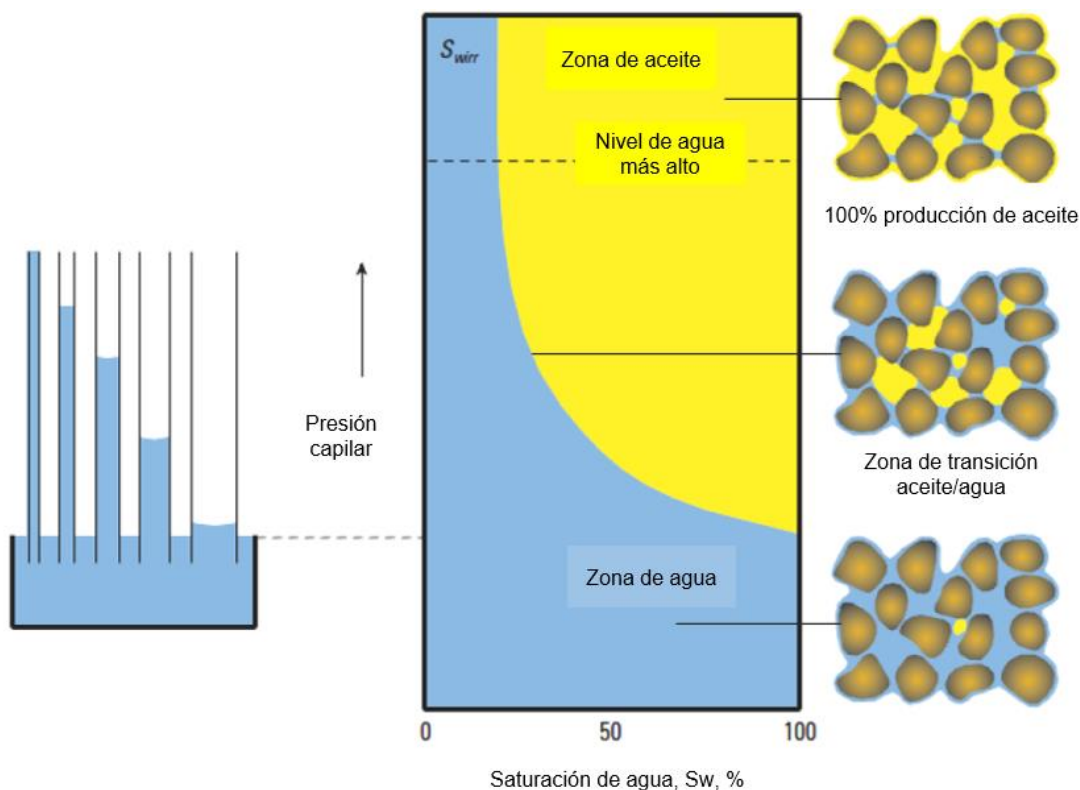


Figura 4.6. Aumento de la presión capilar conforme disminuye el radio del capilar (Green & Willhite, 2018).

4.2.4.2. Factores que afectan la presión capilar

Los factores que afectan a la presión capilar son: la mojabilidad de la roca, las tensiones interfaciales y la geometría de los poros. Como se observa en la figura 4.7, conforme disminuye la permeabilidad, las presiones capilares aumentan; esto se debe a la disminución en el tamaño de las gargantas de poro.

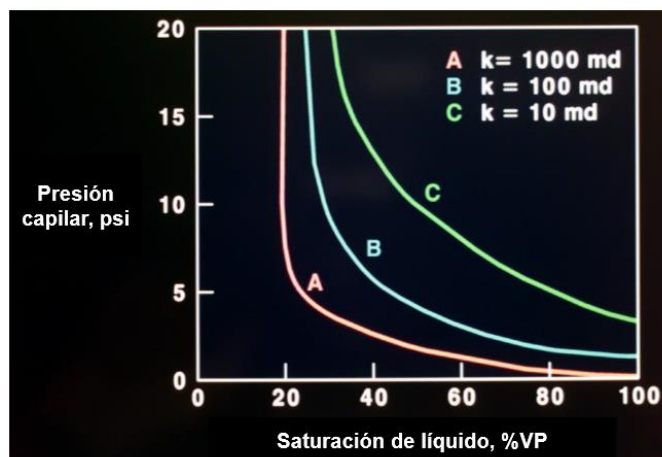


Figura 4.7. Efecto de la permeabilidad de la roca en la presión capilar (Warner Jr., 2007).

4.2.5. Mojabilidad

En el contexto de flujo en medio poroso, la mojabilidad afecta al flujo de fluidos en el yacimiento y las saturaciones residuales de estos, a las presiones capilares y a los gastos de producción. Para el presente trabajo es importante mencionar la influencia que tiene en el comportamiento de las curvas de permeabilidad relativa, siendo estas dependientes de la saturación.

Determinar la mojabilidad de la roca es de gran ayuda para el estudio del almacenamiento de CO_2 , así como para implementación de métodos de recuperación secundaria y mejorada (inyección de aguas inteligentes, surfactantes, polímeros, etc.). La inyección de aguas inteligentes causará alteraciones en la mojabilidad del yacimiento, permitiendo reducir las saturaciones de aceite residual y por ende aumentar los factores de recuperación.

El grado de mojabilidad que exhibe la roca del yacimiento depende de dos factores principales: el contenido de asfaltenos y la composición de la roca. La mojabilidad se relaciona con la presencia de compuestos polares como los asfaltenos, los cuales en pequeñas cantidades tienen la habilidad de adsorberse en la roca y, por lo tanto, cambiar la mojabilidad de la misma, de mojable al agua a mojada por aceite.

La mojabilidad es definida como la preferencia que tiene una superficie de roca a permitir que un fluido se extienda sobre ella, en presencia de otros fluidos. En un sistema roca-aceite-agua, esta es una medida de la preferencia que tiene la roca por aceite o por agua (Anderson, 1986). Refiriéndonos a una clasificación de fluidos, con base en la mojabilidad tenemos:

- Fluido mojante: Es aquel que tiene la mayor tendencia a adherirse a la roca.
- Fluido no mojante: Es aquel que no se adhiere a la roca o lo hace parcialmente.

En la figura 4.8 se puede observar una superficie de roca con un fluido no mojante y mojante, tomando como referencia el ángulo de contacto.

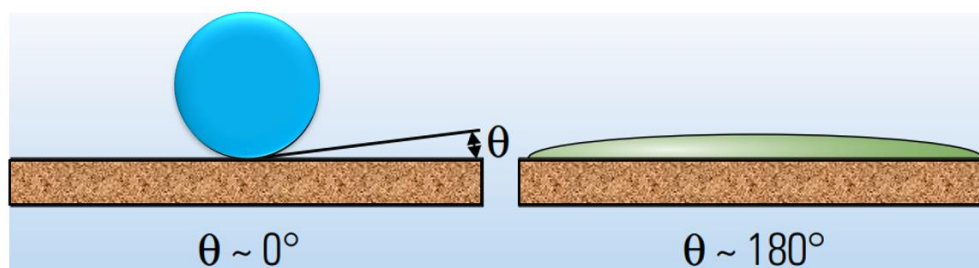


Figura 4.8. Fluido mojante y no mojante. De acuerdo con el ángulo de contacto, sobre la superficie de roca se observa un fluido no mojante, en este caso agua (lado izquierdo), y un fluido mojante, representado por aceite (lado derecho) (SLB, 2016).

Existen ciertos estados de mojabilidad que pueden presentarse en la roca:

- **Mojabilidad por agua:** Cuando la roca es mojada por agua, existe una tendencia del agua por ocupar los poros pequeños y estar en contacto con la mayoría de la superficie de la roca. El aceite se encontrará en el centro de los poros más grandes (Anderson, 1986).
- **Mojabilidad por aceite:** Cuando la roca es mojada por aceite, existe una preferencia de la roca por estar en contacto con el aceite. El aceite ocupará los poros pequeños y estará en contacto con la mayoría de la superficie de la roca. El agua se encontrará en el centro de los poros más grandes (Anderson, 1986).

- **Mojabilidad mixta:** Cuando la roca no tiene preferencia por el aceite o el agua, se dice que el sistema posee una mojabilidad intermedia o mixta. En la figura 4.9 se muestran los tipos de mojabilidad.
- **Mojabilidad fraccional:** En esta las superficies del núcleo tendrán diferentes preferencias de mojabilidad. La mojabilidad fraccional, también conocida como mojabilidad dalmation, fue propuesta por Brown & Fatt y cols. (Brown & Fatt, 1956) (Fatt & Klikoff, 1959). En este tipo de mojabilidad, los componentes del aceite crudo son fuertemente adsorbidos en ciertas superficies de la roca, siendo entonces una porción de la roca fuertemente mojada por aceite, y el resto preferencial al agua.

Es importante no confundir la mojabilidad fraccional con la mojabilidad intermedia o mixta, la cual asume que todas las porciones de la superficie de la roca tienen una equivalente o ligera diferencia por la preferencia a ser mojada por agua o aceite; en cambio, la fraccional no implica ubicaciones específicas mojadas por el fluido, refiriéndose a superficies específicas o trayectorias continuas.

Cuando un sistema se encuentra en equilibrio, el fluido mojante ocupará totalmente los poros más pequeños y estará en contacto con la mayor superficie de la roca (asumiendo, por supuesto, que la saturación del fluido mojante es suficientemente alta). La fase no mojante ocupará el centro de los poros más grandes y formarán glóbulos que se extiendan por un gran número de poros.

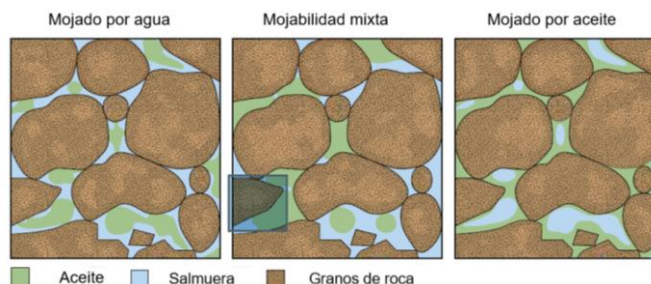


Figura 4.9. Tipos de mojabilidad presente en rocas (SLB, 2016).

4.2.5.1. Mojabilidad en areniscas y carbonatos

La mojabilidad original del yacimiento puede cambiar a ser fuertemente mojada por aceite por la adsorción de compuestos polares y/o la depositación de materia orgánica original del aceite crudo.

Algunos aceites crudos vuelven a una roca mojada por aceite por la depositación de una capa delgada de materia orgánica en las superficies de los minerales. Otros aceites crudos contienen componentes polares que pueden ser adsorbidos por la roca haciéndola más mojada por aceite. Lo antes mencionado brinda relevancia al estudio de la composición del aceite.

Gracias a mediciones de ángulo de contacto (Treiber, Archer & Owens, 1972; Chilingar & Yen, 1983), se ha observado que la mayoría de los carbonatos son mojados por aceite, mientras que las areniscas son mojadas por agua.

El ángulo de contacto depende de muchas variables, que incluyen: composición del aceite y de la cantidad de gas en solución, concentración de componentes de superficie activos (asfaltenos) en el aceite que se absorben en la superficie de la roca, la salinidad y pH del agua de formación, la mineralogía de la superficie de la roca, la salinidad y el pH del agua inyectada (Warner Jr., 2007).

4.2.5.2. Factores que afectan la mojabilidad

La mojabilidad de la roca dependerá del yacimiento, ya sea arenisca o carbonato, por lo cual es importante entender los factores que alteran la mojabilidad de estas. En términos generales las superficies de yacimientos de areniscas poseen iones de sílice, mientras que los yacimientos de carbonatos contienen iones de magnesio y calcio.

4.2.5.2.1. Componentes polares, materia orgánica y tipo de crudo

Los componentes en la superficie activa del crudo son encontrados en un amplio rango de fracciones, aunque existe mayor presencia de estos en las fracciones pesadas del crudo, principalmente las resinas y los asfaltenos. Estos componentes del aceite se consideran polares conteniendo nitrógeno, oxígeno y/o sulfuro (Anderson, 1986). Estos componentes se consideran componentes surfactantes. Los componentes tendrán dos extremos: uno polar y otro hidrocarburo. El extremo

polar se adsorbe en la superficie de la roca, quedando el extremo hidrocarburo libre, lo cual provoca una mayor mojabilidad al aceite.

De acuerdo con Johansen & Dunning (1959), los asfaltenos son los responsables de cambiar la mojabilidad por agua a mojabilidad por aceite. Donaldson & Crocker en 1981, midieron la alteración de la mojabilidad causado por la extracción de compuestos polares, demostrando que estos pueden alterar la mojabilidad.

4.2.5.2.2. Surfactantes

Experimentos han mostrado que los surfactantes presentes en el crudo son lo suficientemente solubles en el agua, permitiendo su paso a través de delgadas capas de agua, favoreciendo su adsorción en la superficie de la roca (Lowe, Phillips, & Riddiford, 1973) (Lyutin & Burdyn, 1970).

4.2.5.2.3. Minerales

La adsorción de compuestos polares en la superficie de sílice y carbonatos es de relevancia. Cuando los efectos de la salmuera no se consideran en la interacción química, la sílice tiende a adsorber ácidos orgánicos; esto sucede debido a que el sílice normalmente tiene cargas negativas debilitando la superficie ácida, mientras que los carbonatos tiene carga positiva, debilitando la superficie básica (Anderson, 1986).

4.2.5.2.4. Composición del agua de formación

La salinidad y el pH del agua de formación es muy importante en la determinación de la mojabilidad debido a que afectan en gran medida las cargas de la superficie de la roca y las interfaces de los fluidos.

Los surfactantes catiónicos cargados positivamente serán atraídos hacia la superficie cargada negativamente, mientras que los tensoactivos aniónicos cargados negativamente serán atraídos hacia las superficies internas cargadas positivamente. La sílice está cargada negativamente cercano a un pH neutro, y tiende a adsorber ácidos orgánicos, mientras que la calcita está cargada

positivamente y tiende a absorber bases orgánicas. La calcita va a absorber surfactantes catiónicos en lugar de surfactantes aniónicos (Anderson, 1986).

4.2.5.3. Métodos de medición

Existe una diversidad de métodos para medir la mojabilidad de la roca, los cuales pueden ser métodos cuantitativos y métodos cualitativos.

Los métodos cuantitativos son medición de ángulo de contacto, método de Amott (imbibición y desplazamiento forzado), y el método USBM. El método de ángulo de contacto mide la mojabilidad en una superficie específica, mientras que el método de Amott y USBM miden la mojabilidad promedio de un núcleo.

Los métodos cualitativos son la examinación microscópica, flotación, método glass slide, relaciones de permeabilidad/saturación, registros geofísicos, resonancia magnética nuclear y curvas de permeabilidad relativa, siendo este último método el utilizados en el presente trabajo.

4.3. CAPÍTULO 3 Permeabilidad relativa

Las curvas de permeabilidad relativa han sido ampliamente usadas en la ingeniería de yacimientos para cálculos y simulaciones numéricas. Debido a que la recuperación de aceite depende en gran medida de su permeabilidad relativa (Hagoort, 1980; Welge, 1952), es necesario caracterizar la roca del yacimiento e identificar los factores que afectan a tales permeabilidades relativas, para así maximizar los factores de recuperación (Pei, Liu, Gu, & Jian, 2022).

Además, su obtención servirá para obtener de manera indirecta la mojabilidad presente en la roca y comparar el comportamiento que se tendrá con cada uno los desplazamientos propuestos.

4.3.1. Definición

La permeabilidad relativa es una medida de la capacidad de un medio poroso para conducir cierto fluido, cuando existe la presencia de uno más fluidos inmiscibles,

siendo la fracción que se presenta a un fluido respecto a la permeabilidad absoluta. La resistencia al flujo de cierta fase en un flujo multifásico depende en cómo esta fase se distribuye en el yacimiento en presencia de otros fluidos (Kumar, Sarma, & Maini, 2022). En otras palabras, es la relación existente entre la permeabilidad efectiva de un fluido y la permeabilidad absoluta de la roca, la cual se encuentra en función de las saturaciones.

$$K_r = \frac{K_e}{K_a}$$

Donde:

K_r = Permeabilidad relativa [adimensional]

K_e = Permeabilidad efectiva [mD]

K_a = Permeabilidad absoluta [mD]

En términos de los fluidos, se expresa como:

$$K_{ro} = \frac{K_o}{K_a}$$

$$K_{rg} = \frac{K_g}{K_a}$$

$$K_{rw} = \frac{K_w}{K_a}$$

Donde:

K_{ro} = Permeabilidad relativa del aceite [adimensional]

K_{rg} = Permeabilidad relativa del gas [adimensional]

K_{rw} = Permeabilidad relativa del agua [adimensional]

El producto de la permeabilidad absoluta por la permeabilidad relativa de la roca es equivalente a la permeabilidad efectiva del fluido, ya sea aceite, gas o agua. La permeabilidad efectiva del aceite a la saturación de agua irreductible, en ocasiones se utiliza para normalizar las permeabilidades relativas en lugar de las permeabilidades absolutas. Con esta normalización será equivalente a 1 (Fanchi, 2006).

Las figuras 4.10 y 4.11 muestran el comportamiento típico de un sistema gas/aceite. La escala semilogarítmica de la figura 4.11 es conveniente para leer permeabilidades relativas menores que 0.05. Los “endpoints” de las curvas, son definidos como la saturación de gas crítica S_{gc} y la saturación de aceite residual S_{or} .

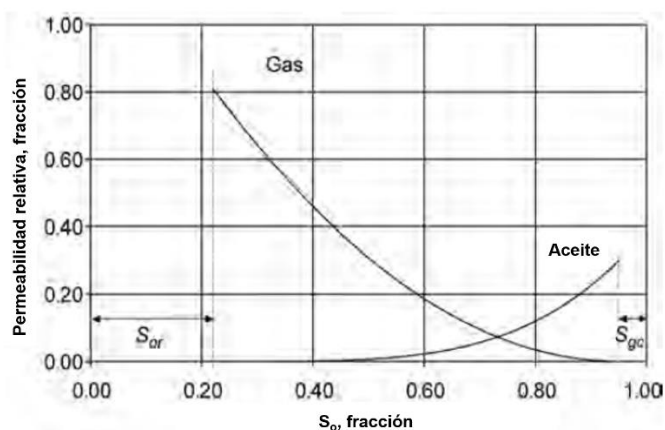


Figura 4.10. Comportamiento típico de curvas de permeabilidad relativa en un sistema gas/aceite.

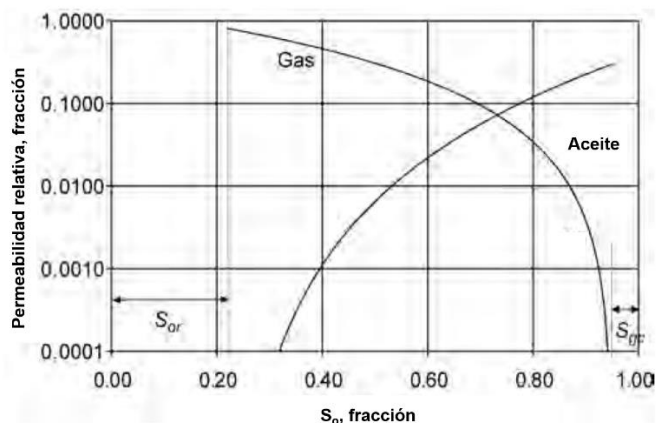


Figura 4.11. Comportamiento típico de curvas de permeabilidad relativa en escala semilogarítmica en un sistema gas/aceite.

4.3.2. Relaciones en los “endpoints”

Saturación de aceite residual, saturación de agua irreductible, saturación de gas residual, saturación crítica de gas son los más frecuentes “endpoints” en las curvas de permeabilidad relativa. La saturación de aceite y gas residual, así como la de agua irreductible se refieren a la saturación inmóvil de estas fases después del desplazamiento por otras fases. Las saturaciones críticas, ya sea de gas o aceite, se refieren a la mínima saturación a la cual la fase inicia a ser móvil (Fanchi, 2006).

4.3.3. Histéresis

Como en el caso de la presión capilar, las permeabilidades relativas dependen de la saturación de fluidos, como se muestra en la figura 4.12. Para el sistema gas/aceite, mostrado en la misma figura, la histéresis es mucho más grande para la permeabilidad relativa del gas. Usualmente la histéresis de la fase mojanter (aceite, en tal caso) es muy pequeña. La saturación de gas atrapado que permanece al fin del proceso de imbibición es un factor clave de la histéresis. Jones & Roszelle (1978) reportaron grandes variaciones en la k_{rw} y pequeñas variaciones en k_{ro} lo cual consideraron como un sistema mojado al agua.

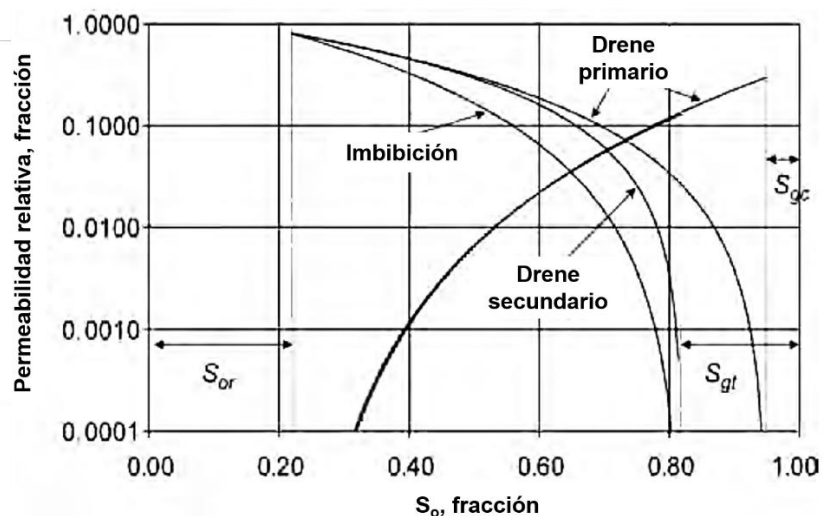


Figura 4.12. Comportamiento de la histéresis en curvas de permeabilidad relativa, principalmente en el gas (Fanchi, 2006).

4.3.4. Factores involucrados

La distribución de los fluidos inmiscibles en el medio poroso depende de ciertos factores, como la estructura y la distribución del tamaño de los poros, mojabilidad, historia de saturación y relación de viscosidades (Maini, 1989).

Debido a la complejidad en los medios porosos, es imposible predecir la distribución de fluidos con el conocimiento de los factores ya mencionados. Por lo tanto, es necesario realizar pruebas de laboratorio que representen las condiciones de yacimiento, para así obtener las curvas de permeabilidad relativa (Kumar, Sarma, & Maini, 2022).

La mayoría de la información disponible sobre permeabilidades relativas proviene de mediciones realizadas en laboratorio, en las cuales la distribución de fluidos en el medio poroso depende de tres factores principales:

- Estructura y distribución de poros
- Mojabilidad
- Historia de saturación

4.3.4.1. Estructura y distribución de poros

En las figuras 4.13 y 4.14 se muestran microfotografías y curvas de permeabilidad relativa para una arenisca: la primera con poros grandes y con buena interconectividad, y la segunda con poros pequeños y buena interconectividad. Es notoria la diferencia en las curvas de permeabilidad relativa de un sistema a otro, esto por el cambio de la permeabilidad absoluta en ambos sistemas. Sin duda, es posible observar una disminución en la permeabilidad relativa de ambas fases, a todas las saturaciones. La distribución de los poros en carbonatos tiene mayor complejidad debido a las redes de fracturas y vórgulos presentes. Las heterogeneidades presentes en el medio poroso dependerán de la escala de estudio.

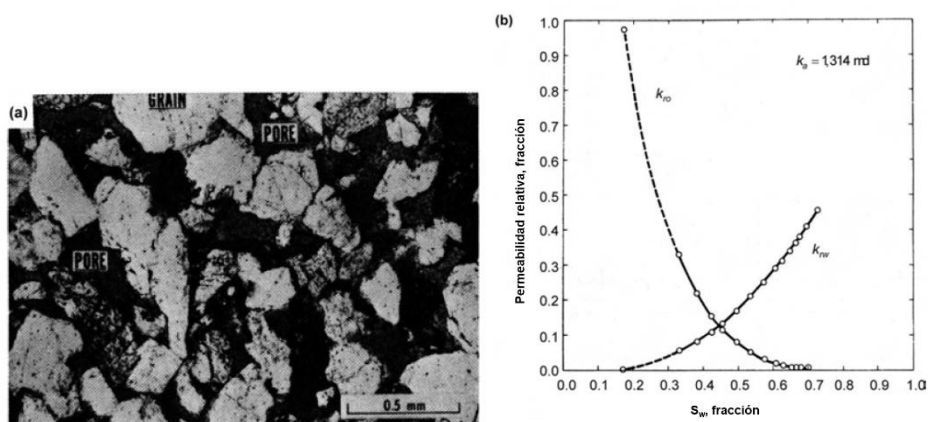


Figura 4.13. Microfotografía (a) y curva de permeabilidad relativa (b), poros grandes (Willhite, 1986).

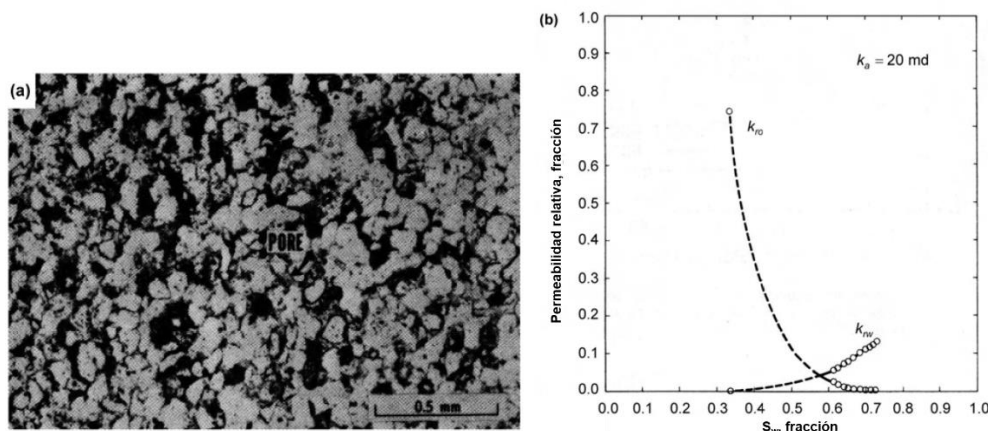


Figura 4.14. Microfotografía (a) y curva de permeabilidad relativa (b), poros pequeños. Debido a la disminución en el tamaño de poro, la permeabilidad absoluta es afectada, y en consecuencia se tiene una disminución en la permeabilidad relativa de los fluidos (Willhite, 1986).

4.3.5. Técnicas de medición

Las permeabilidades relativas pueden ser obtenidas por medio de tres pruebas principales:

1. Estado estacionario.
2. Estado no estacionario.
3. Centrífuga.

4.3.5.1. Experimentos de flujo trifásico en estado estacionario

En el método de flujo estacionario, la fase mojante (típicamente agua), la fase no mojante (gas) y la fase intermedia (típicamente aceite) son inyectados simultáneamente en el núcleo. Las caídas de presión y las saturaciones son registradas cuando el sistema alcanza el estado estacionario, lo que significa que las caídas de presión a lo largo del núcleo y las saturaciones no cambian a través del tiempo (distribución de fluidos en el medio poroso), ocurriendo tanto en la entrada como a la salida del núcleo.

El principal objetivo de este tipo de pruebas es definir las permeabilidades relativas intermedias en la curva, especialmente a bajos valores de saturación de la fase desplazante.

En este tipo de pruebas se lleva a cabo un desplazamiento a distintos gastos compuestos, hasta que la saturación y el equilibrio de presión sea establecido para cada relación de gasto. En la figura 4.15 se muestra esquemáticamente un desplazamiento en estado estacionario. Se observa que la relación agua-aceite incrementan con el número de gastos y termina hasta que la inyección sea 100% de agua (Pérez Carrillo, Zapata Arango, & Santos Santos, 2008).

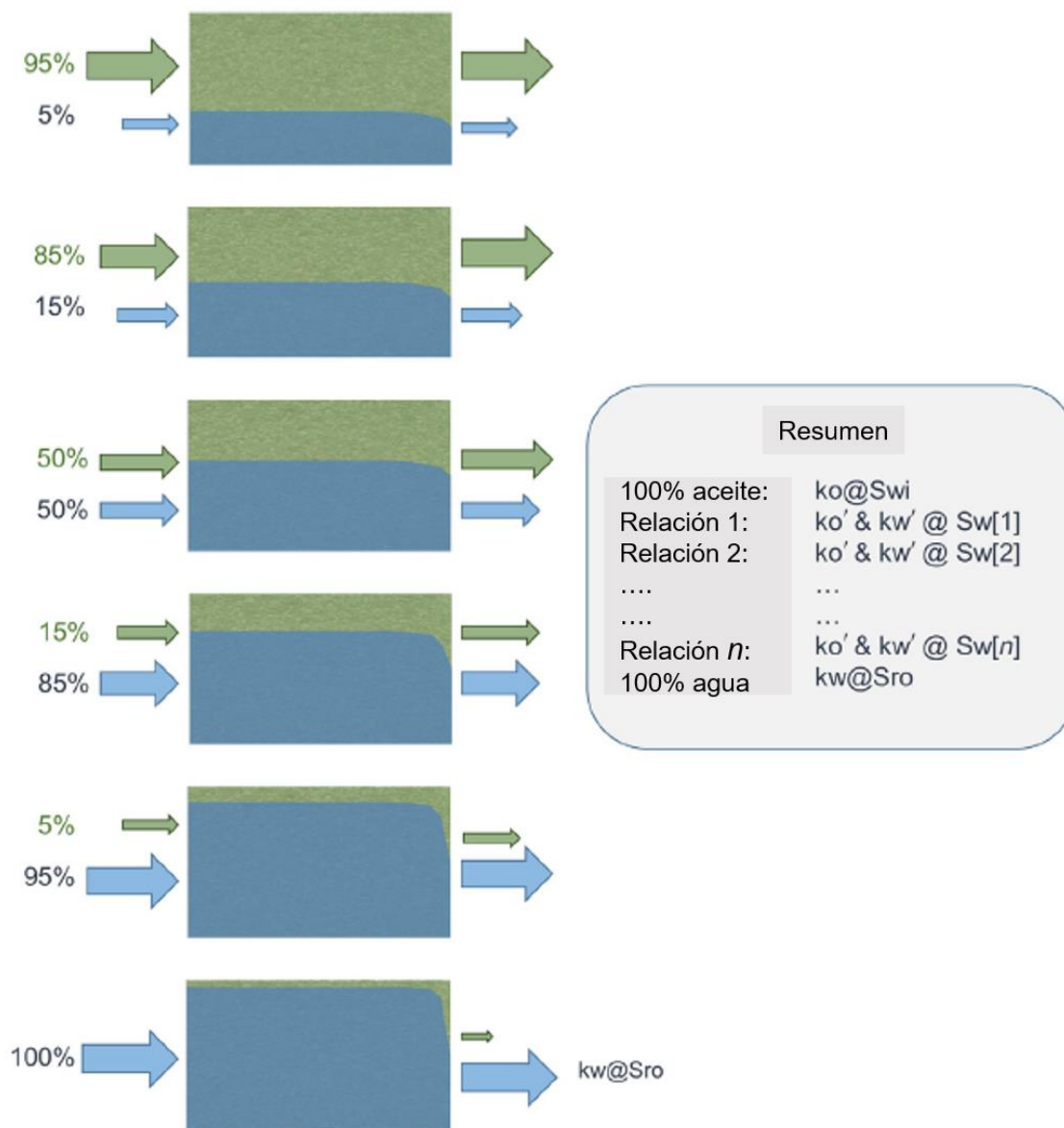


Figura 4.15. Esquema de un desplazamiento en estado estacionario (Glover, 2010).

4.3.5.2. Experimentos de flujo trifásico en estado no estacionario

En estos experimentos solo una de las fases es inyectada en el núcleo a la vez. El núcleo se encuentra a una saturación irreductible de la fase desplazante. La recuperación de aceite y las caídas de presión en el núcleo son medidas continuamente durante el proceso de desplazamiento. Inicialmente, a la salida, solamente la fase desplazada es producida, todo al mismo gasto de inyección del fluido inyector, asumiendo fluidos incompresibles, observando un estado de producción lineal. Esto continua hasta que el fluido desplazante alcanza la salida. A partir de este momento el inicio de producción del fluido inyector inicia. Después se empieza a tener una curva en el volumen de aceite recuperado. Las permeabilidades relativas son calculadas por distintos métodos los cuales ya han sido mencionados; entre los más utilizados: Welge (1952), método de Johnson, Bossler, & Neumann (1959) mejor conocido como el método JBN (Pérez Carrillo, Zapata Arango, & Santos Santos, 2008). En la figura 4.16 se muestra esquemáticamente las etapas de una prueba en estado no estacionario.

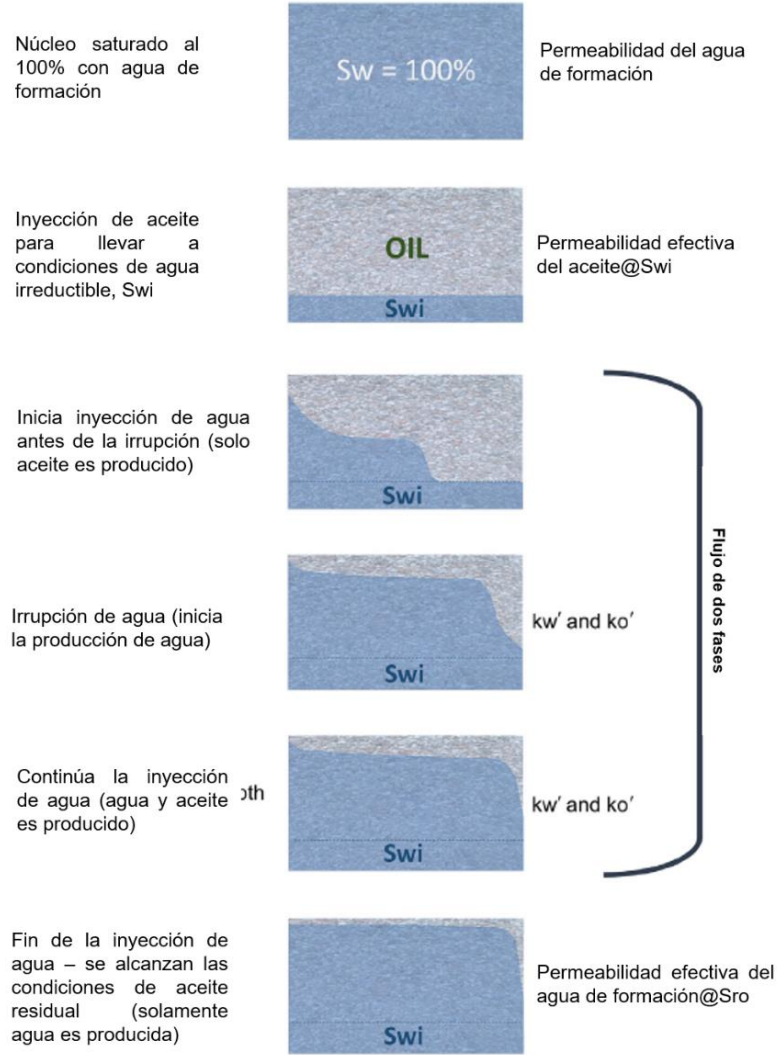


Figura 4.16. Esquema de un desplazamiento en estado no estacionario (Glover, 2010).

4.3.6. Métodos

A continuación, se presentan los métodos existentes más utilizados y renombrados para el cálculo de permeabilidades relativa, tomando mayor relevancia el último de estos:

- Modelo de Brooks & Corey
- Modelo de Carman & Kozeny
- Modelo de Jones & Roszelle

4.3.6.1. Método de Brooks & Corey

En 1954, Corey combinó las predicciones de un haz de tubos con su expresión empírica de presiones capilares, para obtener curvas de permeabilidad relativa. En 1964, Brooks & Corey extendieron los resultados de Corey. Obteniendo finalmente las siguientes relaciones con forma de ley de potencia usadas para describir las permeabilidades relativas del aceite, gas y agua:

$$k_{ro} = k_{ro \max} \left(\frac{S_o - S_{or}}{1 - S_{or} - S_{wc} - S_{gc}} \right)^{n_o}$$
$$k_{rw} = k_{rw \max} \left(\frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{or} - S_{wc} - S_{gc}} \right)^{n_w}$$
$$k_{rg} = k_{rg \max} \left(\frac{S_g - S_{gc}}{1 - S_{or} - S_{wc} - S_{gc}} \right)^{n_g}$$

Donde:

n_o, n_w, n_g = Exponentes de 1 a 6

$k_{ro \max}$ = Permeabilidad relativa máxima al aceite

$k_{rw \max}$ = Permeabilidad relativa máxima al agua

$k_{rg \max}$ = Permeabilidad relativa máxima al gas

4.3.6.2. Método de Carman & Kozeny

Alpak, Lake, & Embid (1999) utilizaron los conceptos de un modelo de presiones capilares para que, con ayuda del modelo de permeabilidad de Carman-Kozeny, construyeran un modelo de curvas de permeabilidad relativa.

$$k_{rw} = S_w^3 \frac{\tau}{\tau_w} \frac{A_T^2}{(A_{ow} + A_{ws})^2}$$
$$k_{ro} = S_o^3 \frac{\tau}{\tau_o} \frac{A_T^2}{(A_{ow} + A_{os})^2}$$

Estos modelos incluyen las relaciones de tortuosidad, $\frac{\tau}{\tau_o}$ y $\frac{\tau}{\tau_w}$, para el aceite y agua respectivamente.

Donde:

A_T = Área de la superficie del sólido

A_{ow} = Área interfacial aceite/agua

A_{os} = Área interfacial aceite/sólido

A_{ws} = Área interfacial agua/sólido

4.3.6.3. Método de Jones & Roszelle

Este método será relevante para el presente trabajo, ya que es el ocupado para la obtención de las curvas de permeabilidad relativa de las pruebas realizadas.

Para encontrar las curvas de permeabilidad relativa por estado no estacionario, usualmente se satura un núcleo con agua de formación, se inyecta aceite, y se obtiene la S_{wirr} . Después, se realiza la inyección de agua y se monitorean los siguientes factores:

- Diferenciales de presión.

- Volumen de aceite recuperado.
- Volumen total recuperado de la prueba.

Con la información del volumen poroso y permeabilidad absoluta de la roca (proveniente de la caracterización básica), así como las propiedades de los fluidos a condiciones del experimento, será posible construir las curvas de permeabilidad relativa.

Despreciando los efectos capilares y gravitacionales, las permeabilidades relativas se expresan:

$$k_{rw} = \frac{\mu_w f_{w2}}{\lambda_2^{-1}}$$

$$k_{ro} = \frac{\mu_o f_{o2}}{\lambda_2^{-1}}$$

Donde:

k_{rw} = Permeabilidad efectiva del agua

k_{ro} = Permeabilidad efectiva del aceite

μ_w = Viscosidad del agua

μ_o = Viscosidad del aceite

f_{w2} = Flujo fraccional del agua

f_{o2} = Flujo fraccional del aceite

La definición de λ_2^{-1} queda de la siguiente forma:

$$\lambda_2^{-1} = \overline{\lambda^{-1}} - Q_i \frac{d\overline{\lambda^{-1}}}{dQ_i}$$

Donde:

$\overline{\lambda^{-1}}$ = Viscosidad efectiva promedio

Q_i = Volumen poroso inyectado

La S_{wirr} es un valor conocido; partiendo de este, es posible calcular la saturación de agua promedio, en función del volumen inyectado. Conociendo el volumen de aceite recuperado N_p y el volumen poroso inyectado V_p :

$$\bar{S}_w = S_{wirr} + N_p/V_p$$

$$S_{w2} = \bar{S}_w - Q_i \frac{d\bar{S}_w}{dQ_i}$$

La viscosidad efectiva está en función de la saturación, por lo cual primero debe encontrarse la viscosidad efectiva promedio, también llamada el recíproco de la movilidad.

Esta viscosidad efectiva promedio se encuentra de la siguiente forma:

$$\bar{\lambda}^{-1} = \mu_b \left(\frac{\Delta p}{q} \right) / \left(\frac{\Delta p_b}{q_b} \right)$$

Donde:

μ_b = viscosidad del fluido utilizado en la medición de permeabilidad absoluta

$\frac{\Delta p_b}{q_b}$ = Diferencial de presión entre el gasto, ambos obtenidos en la medición de permeabilidad absoluta

$\frac{\Delta p}{q}$ = Diferencial de presión entre el gasto, ambos obtenidos en la prueba de desplazamiento

Finalmente, el flujo fraccional a partir de la saturación promedio se calcula:

$$f_{o2} = \frac{\bar{S}_w - S_{w2}}{Q_i}$$

$$f_{w2} = 1 - f_{o2}$$

Con todo lo mencionado es posible obtener los valores de permeabilidad relativa del aceite y agua, en un estado no estacionario, siendo el flujo fraccional primordial para su obtención.

4.3.7. Relación con la mojabilidad

La mojabilidad afecta la permeabilidad relativa de los fluidos debido a que es el factor principal que controla la ubicación, flujo y distribución espacial de los fluidos en la roca.

4.3.7.1. Permeabilidad relativa en sistemas fuertemente mojados

El fluido mojante generalmente se localizará en los poros más pequeños y como una capa delgada en la superficie de los poros más grandes, mientras que el fluido no mojante se localizará en el centro de los poros más grandes. En general, a cierta saturación, la permeabilidad relativa del fluido es mayor cuando este es el fluido no mojante. Este efecto se debe a que el fluido mojante tiende a viajar a través de los poros pequeños, menos permeables, mientras que el fluido no mojante tiene mayor facilidad para viajar por los poros más grandes. A bajas saturaciones del fluido no mojante, el fluido quedará atrapado como glóbulos discontinuos en los poros más grandes.

Las diferencias en las permeabilidades relativas medidas en sistemas fuertemente mojados por agua y fuertemente por aceite se debe a la distribución de los fluidos. Considera un sistema fuertemente mojado por agua. A la saturación de agua irreductible, el agua se localiza en los poros pequeños, teniendo un efecto despreciable en el flujo del aceite. Debido a que el agua no bloquea significativamente el flujo del aceite, la permeabilidad efectiva del aceite es relativamente alta, por lo tanto, aprovecha la permeabilidad absoluta. En contraste, la permeabilidad efectiva del agua será muy baja a la saturación residual del aceite, debido a que el aceite residual se encuentra atrapado como glóbulos en los centros de los poros más grandes, donde se verá disminuida la permeabilidad efectiva del agua.

Ahora considerando un sistema fuertemente mojado por aceite, la permeabilidad relativa del aceite a la saturación de agua irreductible es relativamente baja debido a que el agua residual bloquea el flujo del aceite. La permeabilidad efectiva del agua será muy alta a la saturación residual del aceite, debido a que el aceite se localiza en los poros pequeños y como una capa delgada en los poros más grandes, teniendo un efecto despreciable en el flujo del aceite.

La figura 4.17 muestra el efecto de la mojabilidad, obtenido por el método de U.S. Bureau of Mines (USBM), índice de mojabilidad de Amoth, sobre las curvas de permeabilidad relativa de agua y aceite. Como es esperado, un cambio de roca mojada por agua a mojada por aceite incrementará la k_{rw} conforme incrementa la mojabilidad al aceite, y la k_{ro} disminuirá.

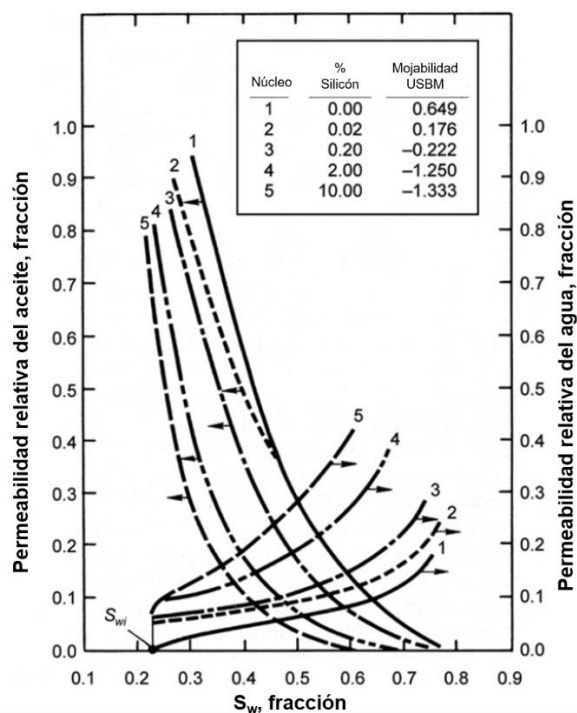


Figura 4.17. Curvas de permeabilidad relativa para una arenisca Squirrel para condiciones de mojabilidad por aceite y por agua. Willhite, G.P.: Waterflooding, Textbook Series, SPE, Richardson, Texas (1986).

4.3.7.2. Reglas de Craig

Las reglas de Craig (1971) han sido ampliamente usadas para determinar cualitativamente la mojabilidad de la roca, a partir de curvas de permeabilidad relativa. De acuerdo con la primera regla, en rocas mojadas agua, la saturación de aceite residual debe ser menor al 30%, mientras que en rocas mojadas por aceite, la saturación de aceite residual debe ser mayor al 50%. La segunda regla considera un sistema mojado por agua si la saturación en el punto de cruce de las curvas de permeabilidad relativa es mayor al 50%, y si es menor al 50% será mojado por aceite. La tercera regla indica una relación entre la saturación de agua irreductible y la mojabilidad. Un resumen de las reglas de Craig se muestra en la tabla 4.2:

Tabla 4.2. Reglas de Craig para la determinación de la mojabilidad de una roca a partir de curvas de permeabilidad relativa.

Descripción	Mojabilidad al agua	Mojabilidad al aceite
Saturación de agua inicial (S_{wi})	Usualmente >20 a 25 %	Generalmente <15 a 10%
Saturación de agua en el cruce de las curvas ($S_w @ K_{ro}=K_{rw}$)	>50 % de saturación de agua	<50% de saturación de agua
Saturación de aceite residual (S_{or})	Generalmente <30 %	>50 % y acercándose a 100%

Es importante resaltar que existe evidencia de que la composición de los fluidos puede afectar la permeabilidad relativa de las distintas fases, por lo cual la caracterización de estos es vital (Churchwell & DiCarlo, 2022).

4.4. CAPÍTULO 4 Eficiencia de desplazamiento en diferentes escalas

La eficiencia de barrido dependerá de la heterogeneidad presente en cada uno de los yacimientos, ya que las zonas de mayor permeabilidad (thief zones), tendrán un mayor desplazamiento en comparación con las restantes. El estudio del fluido inyectado en el yacimiento también influirá en tal eficiencia, ya que la viscosidad jugará un papel importante en hacer barridos de una manera uniforme. En la inyección de agua, en ocasiones es necesario aumentar su viscosidad, agregando polímeros o espumas. Lo anterior, a escala macroscópica, refiriéndonos al área y espesor del yacimiento.

A escala microscópica, las presiones capilares son de importancia, ya que el aceite debe vencer tales presiones para fluir en las gargantas de poro, para ser producido. Esto dependerá de las características de los fluidos y de la formación. Además, la mojabilidad de la roca definirá las permeabilidades relativas de los fluidos presentes.

Para realizar cualquier método de recuperación, ya sea secundaria o mejorada, lo más importante es entender las rocas del yacimiento y los fluidos contenidos en ella. Entender el ambiente de depósito a niveles de poro y yacimiento, la estructura del mismo identificando fallas y pliegues para definir cierta conectividad y el efecto que tendrá en la localización de los pozos inyectores, así como identificar la interacción entre el sistema roca/fluido y el agua de inyección, la mojabilidad y el comportamiento de las curvas de permeabilidad relativa, permitirá tener un desarrollo exitoso del campo, minimizando riesgos y maximizando los factores de recuperación.

En la inyección de aguas en yacimientos, los dos términos más importantes son la saturación de agua de formación o connata y la saturación de aceite residual después de la inyección de volúmenes porosos de agua, S_{wc} y S_{orw} , respectivamente. (Warner Jr., 2007).

Asumiendo que el factor de volumen del aceite, B_o , es el mismo al inicio y al final de la inyección de agua, la ecuación de eficiencia de desplazamiento toma la siguiente forma:

$$E_D = 1 - \frac{S_{orw}}{S_{oi}}$$

Donde:

S_{oi} = Saturación inicial de aceite, antes del desplazamiento ($1 - S_{wc}$)

4.4.1. Movilidad

La movilidad de una fase es definida como la relación entre su permeabilidad relativa y su viscosidad. Por lo tanto, el término movilidad, combina las propiedades de la roca con las del fluido. La movilidad se expresa como:

$$\lambda_i = \frac{k_i}{\mu_i}$$

Donde:

λ_i = movilidad del fluido

k_i = permeabilidad relativa del fluido

μ_i = viscosidad del fluido

La movilidad se relaciona con la resistencia de fluir en un medio poroso para un fluido, a cierta saturación. Debido a que la viscosidad está en el denominador de la ecuación, fluidos con bajas viscosidades generalmente tendrán altas movilidades y fluidos con altas viscosidades tendrán bajas movilidades.

La relación de movilidades M es definida como la movilidad del fluido desplazante (en el caso de inyección de agua, será agua) dividido por la movilidad del fluido desplazado (aceite). A continuación, se presentan matemáticamente:

$$M = \frac{k_{rw} \mu_o}{\mu_w k_{ro}} = \frac{k_{rw} \mu_o}{k_{ro} \mu_w}$$

Donde:

k_{ro} = permeabilidad relativa del aceite

k_{rw} = permeabilidad relativa del agua

μ_o = viscosidad del aceite

μ_w = viscosidad del agua

Una relación de movilidad favorable tiene valores menores a 1; esto significa que la fase desplazada tiene una movilidad más alta que la de la fase desplazante. De caso contrario los valores de la relación de movilidad serán mayores a 1.

4.4.2. Consideraciones importantes en la inyección de fluidos

Deben realizarse ciertas consideraciones geológicas para tener éxito en la inyección de fluidos, para entender que comportamiento tendrá el flujo del fluido inyector en el yacimiento (Warner Jr., 2007).

El primer paso en un proceso de inyección de agua es determinar el grado de heterogeneidades que pueden existir en el yacimiento, que pueden considerarse como:

- Capas impermeables, como lutitas o anhidritas, que parcial o totalmente pueden separar las capas permeables y porosas.
- Intercalación de capas con hidrocarburos de diferente tipo: areniscas o carbonatos.
- En término áreal, la extensión de las capas porosas y permeables y su conectividad con otras áreas del yacimiento.
- Permeabilidad en una dirección preferencial, debido a los ambientes de deposición o cambios diagenéticos.

- Esfuerzos presentes en la roca, originando flujo en fracturas ya existentes o creando nuevas.
- Fallas o pliegues que pueden afectar la conexión de una parte del yacimiento con otra, sirviendo como barreras de flujo o canales de pérdida de fluido.

Lo mencionado requiere el trabajo de un equipo multidisciplinario, de geofísicos, geólogos y petroleros, integrar todas las ideas y poder crear un modelo de yacimiento captando la mayor heterogeneidad y anisotropía posible.

4.5. CAPÍTULO 5 Aguas inteligentes

Los trabajos realizados por (Yildiz & Morrow, 1998) concluyeron que la composición de la salmuera podría afectar la recuperación de aceite por inyección de agua, y la recuperación de aceite dependería de condiciones específicas del sistema roca/fluido.

En la mayoría de los casos publicados, una alta recuperación de aceite es obtenida cuando la salinidad del agua de inyección es más baja que la del agua de formación.

La inyección de aguas inteligentes es una técnica de recuperación mejorada que se caracteriza por lograr una alteración en la mojabilidad en la roca, haciéndola más mojada al agua, lo cual se traduce en un incremento en los factores de recuperación. Las interacciones en el sistema roca/fluido y la composición del agua de inyección tendrán un papel relevante en el cambio de mojabilidad (Aghaeifar, Strand, Puntervold, Austad, & Sajjad, 2018).

4.5.1. Pruebas en areniscas

Diversas pruebas se han llevado a nivel laboratorio en núcleos de areniscas. (Zhang & Morrow, 2006) observaron que la recuperación de aceite incrementaría con cierta saturación de agua inicial, con inyección de agua de baja salinidad, entendiendo que el efecto de aguas inteligentes (AI, por sus siglas) necesita la presencia de agua connata. La aplicación de inyección de AI en el norte de Alaska fue evaluado por Patil y cols. (2008), observando una reducción de aceite residual del 46% al 38%,

con un decremento en la salinidad del agua de 22,000 ppm a 5500 ppm. Agbalaka y cols. (2009), aseguraban que el incremento en los factores de recuperación era más alto a altas temperaturas. En los experimentos de Fjelde y cols., (2012) concluyeron que la alteración de la mojabilidad se debía al intercambio de iones en la superficie de la arcilla, y, por lo tanto, el agua de inyección debía ser diseñada teniendo como base las interacciones entre el agua de formación, el agua de inyección, la composición del aceite y la roca. Los resultados de Suijkerbuijk y cols. (2012), mostraron que el incremento en la concentración de Ca^{2+} en el agua inyectada permitía volver el sistema más mojado por agua. Más adelante, en 2014, evaluaron en núcleos del campo Salym en Rusia, mostrando resultados positivos, justificado por la alteración de la mojabilidad hacia un estado más mojado por agua.

4.5.1.1. Comportamiento

El comportamiento típico por la inyección de este tipo de aguas se resume en lo siguiente:

- 1) Mayor producción de aceite es esperada, mientras más baja sea la salinidad del AI comparada con el agua de formación.
- 2) Durante las etapas de inyección, con la reducción de la salinidad del agua, mayores caídas de presión son observadas. Este fenómeno fue interpretado por (Tang & Morrow, 1999) como una reducción de la permeabilidad causado por migración de finos.

A nivel de campo, cuatro trazadores químicos fueron operados por BP en Alaska, utilizando un agua de inyección con salinidades del 5-10% del agua de formación reportado por McGuire (2005), mostrando resultados un incremento en la recuperación del aceite entre el 8 y 19%. Los autores reportaron un límite de 5000 ppm en la salinidad del AI, ya que los efectos debajo de este son más pronunciados. Vledder y cols. (2010), describieron una prueba a escala de campo usando AI en areniscas del campo Oman en Siria, mostrando cambios en la mojabilidad de la roca.

Siete pruebas piloto fueron llevadas a cabo en el campo Pervomaiskoye de Rusia, lo cual resultó en un incremento de recuperación de aceite original del 5-9%

(Akhmetgareev & Khisamov, 2015), reportando que la alteración de la mojabilidad era el principal mecanismo.

4.5.2. Pruebas en carbonatos

El efecto de la inyección de Al en la recuperación de aceite para rocas carbonatadas ha sido investigada a escala de laboratorio por medio de pruebas de imbibición espontánea y desplazamientos en núcleos (Al-Shalabi & Sepehrnoori, 2016).

Para experimentos de imbibición espontánea, Hognesen y cols. (2005), concluyó de sus experimentos en núcleos de caliza y de afloramientos de yeso, que incrementando la concentración de iones sulfato a altas temperaturas permite incrementar el factor de recuperación, debido a que el ion sulfato actúa como un agente modificante de mojabilidad mixta a mojado por agua. Zhang (2007) estudió la alteración en la mojabilidad en yacimientos de yeso del Mar del Norte en el campo Ekofisk, con un aceite con número ácido (NA) de 2.07 mgKOH/g y salmueras con NaCl a distintas concentraciones de sulfato, calcio y magnesio. Concluyó que la mojabilidad cambia si el agua de imbibición contiene Ca^{2+} y SO_4^{2-} o Mg^{2+} y SO_4^{2-} .

En desplazamiento de núcleos, Bagci y cols. (2001) reportaron altas recuperaciones de aceite del 35% del aceite original utilizando KCl en núcleos de caliza. Ellos consideraron a la alteración de la mojabilidad como la razón del incremento de recuperación.

Yousef y cols. (2011) investigó la aplicación de Al en carbonatos para mejorar la recuperación de aceite utilizando agua de mar y distintas diluciones de esta. Los resultados mostraron un factor de recuperación total cercano al 18%, como se observa en la figura 4.18.

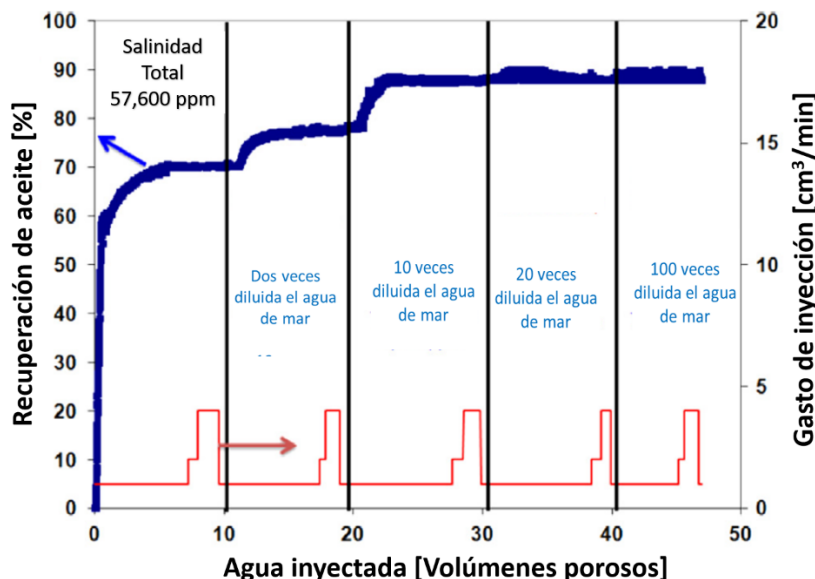


Figura 4.18. Factores de recuperación obtenidos por la inyección de agua de mar y distintas diluciones de esta (Yousef, Ayirala, AL-Kaabi, & Al-Jawfi, 2011).

Gupta y cols. (2011), realizaron pruebas en núcleos de dolomía del oeste de Texas y caliza del Medio Oriente, obteniendo un incremento del 5-9% del aceite original, gracias al incremento de iones sulfato. En los estudios realizados por Chandrasekhar y Mohanty (2013) concluyeron que el agua de mar modificada con Mg^{2+} y SO_4^{2-} , y el agua diluida, altera la mojabilidad de la roca a ser más mojada por agua; así también Al-Attar (2013), evaluó en núcleos de Abu Dhabi, tratando de encontrar concentraciones óptimas de iones de Ca^{2+} , Mg^{2+} y SO_4^{2-} , llegando a la conclusión que también el cambio de la mojabilidad es lo que permite el incremento en el factor de recuperación.

En las aplicaciones de campo, Yousef y cols. (2012) fue el primero en utilizar las AI en yacimientos de carbonatos. Al realizar la prueba de dos trazadores químicos, en el Jurásico Superior, los resultados brindaron una reducción de 7% en el aceite residual, más allá de la inyección de agua de mar convencional.

4.5.3. Mecanismos involucrados en areniscas

Entre los mecanismos que actúan en la inyección de AI, no es posible definir uno solo, ya que las interacciones de la roca y los fluidos relaciona un mecanismo con otro. Sin embargo, es posible definir los principales:

4.5.3.1. Migración de finos

Dos escenarios fueron sugeridos: reducción de espacios por el hinchamiento de arcillas mejorando la recuperación de aceite o la dispersión de arcillas que bloqueaban los canales de flujo originales y formaban nuevos canales, donde la recuperación de aceite incrementaba (Alotaibi & Nasr-El-Din, 2009). Este podría ser considerado un mecanismo auxiliar pero no el principal.

4.5.3.2. Incremento de pH y reducción de la tensión interfacial, similar a la inyección de alcalinos.

McGuire & Chatam (2005) propusieron a este como uno de los mecanismos de la inyección de aguas de baja salinidad. Relacionado con esto, un cambio en el pH de la roca puede provocar un gran cambio en el potencial zeta de la roca. Cuando el pH se incrementa, los materiales orgánicos serán liberados de la superficie de las arcillas (Austad, 2013).

4.5.3.3. Intercambio iónico

Debido a las diferentes afinidades de los iones en la superficie de la roca, el resultado de intercambio iónico es tener cationes multivalentes o divalentes de Ca^{2+} y Mg^{2+} , fuertemente absorbidos en la superficie de la roca, hasta que la roca esté completamente saturada. Los cationes multivalentes en la superficie de arcilla se unen a los compuestos polares presentes en el aceite (resinas y asfaltenos) promoviendo la mojabilidad por aceite en la roca. Mientras tanto, algunos compuestos orgánicos polares son absorbidos directamente a la superficie del mineral, desplazando los cationes menos estables presentes en la superficie de la arcilla y mejorando la mojabilidad del aceite a la superficie de la arcilla. Durante la inyección de AI, el intercambio iónico toma acción, removiendo los compuestos

polares orgánicos y los complejos organo metálicos de la superficie y reemplazándolos por cationes no complejos. (Al-Shalabi & Sepehrnoori, 2016) propusieron que el mecanismo de intercambio de iones promovía el aumento de la mojabilidad por agua debido a la inyección de Al, siendo la razón principal por la cual se mejora la recuperación de aceite, ya que el intercambio de iones afecta las interacciones entre los minerales arcillosos y los componentes tensoactivos del aceite controlados por la presencia de iones como Ca^{2+} y Mg^{2+} . Un modelo de adsorción fue propuesto donde el Ca^{2+} actuaba como un puente entre las cargas negativas de la superficie de las arcillas y las cargas negativas del material carboxílico; siendo este último eliminado por un intercambio iónico catiónico en la superficie.

4.5.3.4. Alteración de la mojabilidad

Las condiciones para que el Al tenga efectos pueden estar resumidos en los trabajos de Tang & Morrow (1999) y Lager y cols. (2007). La arenisca en su medio poroso debe contener arcilla, y el aceite debe tener componentes polares, así como el agua inyectada debe contener cationes divalentes como Ca^{2+} y Mg^{2+} .

La alteración de la mojabilidad es considerada el principal fenómeno detrás del incremento de recuperación de aceite a través de la inyección de Al. La alteración de la mojabilidad en areniscas está relacionado a la presencia de arcillas, composición del aceite, agua de formación con altas concentraciones de cationes divalentes, y una salinidad del agua de inyección entre 1000-5000 ppm (Al-Shalabi & Sepehrnoori, 2016).

Como la salinidad del sistema disminuye y el equilibrio termodinámico es alterado, los cationes se liberan de la superficie de la arcilla, rompiendo el puente entre la misma y el material orgánico, y en consecuencia se tiene la liberación de este material orgánico de las arcillas. La liberación de estos cationes origina el incremento en el pH en la nueva solución. Este aumento de pH ayuda al sistema a liberar más material orgánico y volver el sistema más mojado por agua (Doust y cols., 2009).

Nasralla & Nasr-El-Din (2011) investigó los efectos de la concentración y el tipo de catión presente en el agua inyectada sobre la recuperación de aceite en núcleos de areniscas de Brea; reportando que la alteración de la mojabilidad fue la principal razón de la recuperación de aceite por el cambio en las cargas eléctricas de las interfaces de aceite/salmuera y roca/salmuera a altamente negativas, promoviendo fuerzas eléctricas repulsivas en la doble capa, resultando en una capa de agua más estable y una mojabilidad por agua.

4.5.4. Mecanismos involucrados en carbonatos

4.5.4.1. Alteración de la mojabilidad

La mojabilidad en los carbonatos no es favorable, ya que estas formaciones son preferentemente mojadas por aceite. La posibilidad de modificar los iones que componen el agua de inyección brinda la posibilidad de alterar la mojabilidad y mejorar la recuperación de aceite en rocas carbonatadas (Austad y cols., 2000).

La alteración de la mojabilidad es el principal y más aceptable mecanismo para incrementar la recuperación de aceite en rocas carbonatadas por el uso de Al. Esto puede ocurrir debido al cambio en las cargas de la superficie de la roca o por la disolución (Al-Shalabi & Sepehrnoori, 2016). De forma general, esta alteración se debe a la adsorción de sulfato en la superficie de la roca.

Strand y cols. (2003), investigaron la concentración de sulfato en la alteración de mojabilidad probando con surfactantes catiónicos en solución, y sin la presencia de estos en núcleos de dolomita y diferentes carbonatos por imbibición espontánea. Concluyendo que el sulfato, al actuar como catalizador para el gasto de imbibición en presencia de surfactantes, es más pronunciado a altas temperaturas y debajo de 1.0 g/L de concentración.

El incremento en la afinidad del sulfato cambia las cargas presentes en la roca de positivas (+) a negativas (-), y causa repulsión con el grupo carboxílico, volviéndolo un sistema mojado por agua. Por lo tanto, el incremento en la temperatura del sistema no solo descompone el grupo carboxílico, también incrementa la adsorción de sulfatos sobre la superficie de la roca, lo cual favorece

a que sea mojado por agua. Es importante conocer la composición del agua de formación, ya que esta dará ciertas limitaciones, como la concentración de Ca^{2+} , ello con el fin de evitar la precipitación de CaSO_4 (Al-Shalabi & Sepehrnoori, 2016).

En la figura 4.19 se presentan los dos casos:

- A) La adsorción de Ca^{2+} incrementa conforme la carga positiva de la roca decrece. Por lo tanto, el exceso de los iones de Ca^{2+} están cercanos a la superficie, lo cual reacciona con el material carboxílico y libera algunos de estos. Esto a bajas temperaturas ($< 100^\circ\text{C}$). Es más propensa a la precipitación de sulfato de calcio.
- B) Pero con el incremento de la temperatura, los iones de Mg^{2+} se vuelven más activos, ocurre el cambio de Ca^{2+} por Mg^{2+} , y el sulfato se vuelve menos efectivo ya que reacciona con el Mg^{2+} .

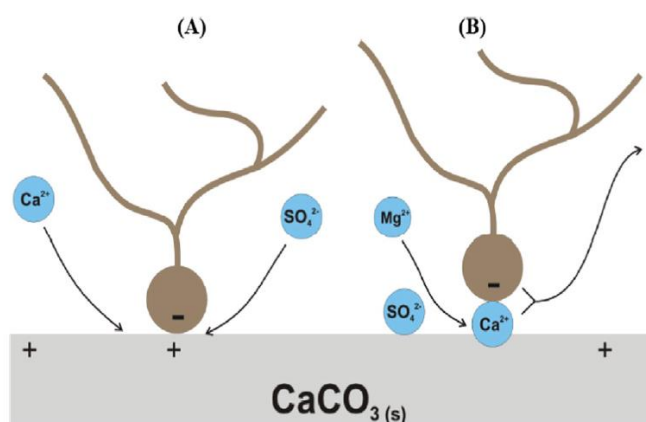


Figura 4.19. Mecanismos propuestos en la alteración de la mojabilidad en rocas carbonatadas (Zhang & Morrow, 2006).

Lo anterior puede ser demostrado con los experimentos realizados por Zhang y cols., (2007), mostrando los resultados en la figura 4.20:

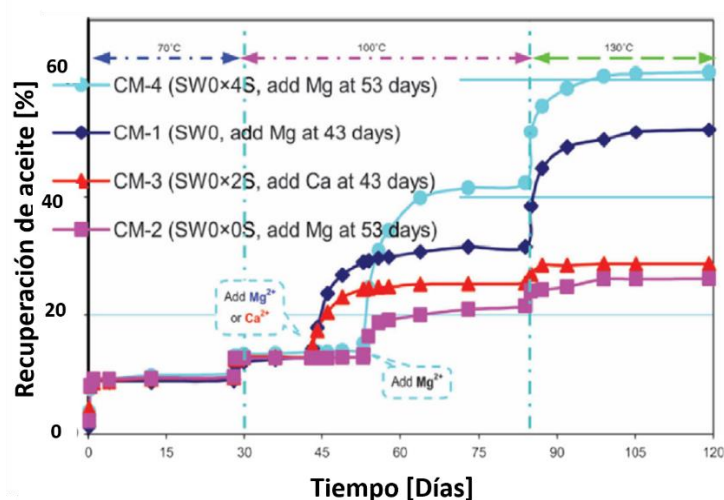


Figura 4.20. Resultados obtenidos de los desplazamientos realizados con aguas de distinta composición (Zhang & Morrow, 2006).

El desplazamiento de las cargas negativas de carboxílicos de la superficie del carbonato con cargas positivas es causado por las interacciones químicas involucradas entre el Ca^{2+} y SO_4^{2-} , y por Mg^{2+} y SO_4^{2-} . Estas relaciones permitirán cambiar las cargas en la superficie de la roca, liberando los carboxílicos de la roca y alterando la mojabilidad de esta, para eventualmente mejorar la recuperación de aceite (Yousef y cols., 2011).

En el caso de la inyección de agua con Mg^{2+} y SO_4^{2-} , el Mg^{2+} tendrá la capacidad de sustituir los iones de Ca^{2+} , y el SO_4^{2-} tendrá un rol de catalizador en el proceso de sustitución (Zhang y cols., 2007). El estudio de esta sustitución fue llevado a cabo por Strand (2008) en la inyección de un núcleo de caliza a 130 °C, notando un incremento en la concentración de Ca^{2+} , y un decremento en la de Mg^{2+} .

4.5.5. Otras aplicaciones

El uso de aguas inteligentes en combinación con otros métodos de recuperación como la inyección de polímeros, de surfactantes y de CO_2 , también ha mostrado resultados positivos. Alzayer & Sohrabi (2013) también realizaron simulaciones de inyección de aguas de baja salinidad en aceites pesados.

4.5.5.1. Control de agua

Los iones de calcio del agua inyectada movilizan las arcillas, tapa el medio poroso y reduce la permeabilidad absoluta en zonas de alta permeabilidad (thief zones). Por lo tanto, el fluido inyectado se desvía a zonas de baja permeabilidad, mejorando la recuperación de aceite en esas zonas. Aunque hay falta de evidencia experimental que soporte el bloqueo de agua por Al (Dang y cols., 2014).

4.5.5.2. Inyección de Al con polímeros

Una de las ventajas de utilizar esta agua en conjunto con los polímeros es la reducción de costos comparado con el agua de mar, ya que se reduce el uso de químicos para cumplir cierta viscosidad (Ayirala y cols. 2010).

5. PRUEBAS EXPERIMENTALES

5.1 MÉTODOS

En la tabla 5.1, se muestran los métodos que se utilizaron para la caracterización petrofísica básica y para el desarrollo de la determinación de las curvas de permeabilidad relativa. Estos métodos han sido desarrollados en la Unidad de Servicios para la Industria Petrolera perteneciente a la Facultad de Química de la Universidad Nacional Autónoma de México, lugar en el cual se llevaron a cabo las pruebas.

Tabla 5.1. Métodos utilizados.

Nombre
Caracterización de roca
Evaluación de agua inteligente en pruebas de desplazamiento
Determinación de porosidad de una muestra de roca
Determinación de permeabilidad absoluta de una muestra de roca
Determinación de las curvas de permeabilidad relativa de una muestra de roca
Cálculo de permeabilidad relativa
Desplazamiento de productos químicos o aguas inteligentes

5.2 RECURSOS

Para la realización de la caracterización petrofísica básica y avanzada, se utilizó el tapón de roca y fluidos que se enlistan en la tabla 5.2:

Tabla 5.2. Muestra de roca y fluidos utilizados en la prueba.

Descripción de la muestra	Cantidad
Tapón de roca del campo	1 pza
Aceite	600 ml
Agua de baja salinidad	700 ml
Agua de formación	600 ml

Para la limpieza de la líneas e instrumentos, así como la del propio núcleo se utilizaron los productos químicos enlistados en la tabla 5.3.

Tabla 5.3. Lista de productos químicos utilizados.

Nombre	Pureza [%]
Tolueno	98.0
Metanol	99.8

El equipo utilizado para la caracterización petrofísica básica y avanzada, se muestra en la tabla 5.4. Además, en el Anexo A se muestra el arreglo experimental para la realización de pruebas de desplazamiento en una muestra de roca.

Tabla 5.4. Equipos e instrumentos utilizados.

Nombre
Permeámetro UNAM
Centrífuga
Diferencial de presión
Bomba de vacío
Cilindro portamuestra
Cilindro de transferencia
Bomba de alta presión
Válvula reguladora de alta presión (BPR)
Transductor de presión diferencial
Bomba manual
Controlador de temperatura
Trasmisor de presión
Manómetro digital absoluto con registro de datos

Los materiales utilizados para el desarrollo de la actividad se enlistan en la tabla 5.5.

Tabla 5.5. Materiales utilizados para el desarrollo de esta actividad.

Nombre
Viales de 15 mL con tapa
Vaso de precipitados de 500 mL
Cánula

5.3 DESARROLLO

Antes de iniciar los experimentos, es necesario definir las condiciones de trabajo y de los equipos, que representen las condiciones del yacimiento, y que brinden seguridad al personal de trabajo. Entre estas condiciones se encuentran: presión de confinamiento o sobrecarga, presión de poro y de inyección al sistema, así como los máximos diferenciales de presión que esperan alcanzarse y las temperaturas de trabajo.

El desarrollo de las pruebas experimentales fue dividido en cinco etapas, las cuales se describen de manera general a continuación:

Etapla 1. Caracterización de fluidos a condiciones de temperatura y presión de 22°C y 1 atm, respectivamente.

- Aceite
 - Viscosidad
 - Densidad
- Agua de formación y agua de baja salinidad
 - Viscosidad
 - Densidad

Etapla 2. Caracterización petrofísica básica.

- **Con nitrógeno:**
 - **Determinación del volumen poroso y porosidad del núcleo.** Para medir el volumen poroso, se inyectó nitrógeno a una presión de confinamiento de 1000 psi y presión de poro de 500 psi, todo a temperatura ambiente de 22 °C, en posición horizontal. La medición debe realizarse mínimo 5 veces para obtener un valor promedio.
 - **Determinación de la permeabilidad absoluta de la roca.** Se inyectó nitrógeno a condiciones de presión de confinamiento de 1500 psi y presión de poro de 1000 psi, todo a temperatura ambiente de 22 °C.

La medición debe realizarse mínimo a 5 gastos distintos para obtener un valor promedio.

- **Con agua de formación:**
 - **Determinación del volumen poroso y porosidad del núcleo.** Para medir el volumen poroso, se inyectó agua de formación a una presión de confinamiento de 1000 psi y presión de poro de 500 psi, todo a temperatura ambiente de 22 °C, en posición horizontal. La medición solamente se realiza una vez.
 - **Determinación de la permeabilidad absoluta de la roca.** Se inyectó agua de formación a condiciones de presión de confinamiento de 1500 psi y presión de poro de 1000 psi, todo a temperatura ambiente de 22 °C. La medición debe realizarse mínimo a 5 gastos distintos para obtener un valor promedio.

Calentamiento a condiciones de yacimiento. Determinada la permeabilidad y saturada la roca al 100 % con agua de formación, se elevó la temperatura del sistema a 94 °C y se conservó la presión de confinamiento a 1500 psi.

Etapas 3. Caracterización petrofísica avanzada.

En esta etapa se obtuvieron las curvas de permeabilidad relativa (k_{rw-o}), así como la mojabilidad y los factores de recuperación, asociados a cada uno de los desplazamientos: el primero desplazamiento con agua de formación, y el segundo y tercero con agua de baja salinidad.

Las condiciones de trabajo para todos los desplazamientos fueron de 1000 psi de presión poro, 1500 psi de presión de confinamiento y 94°C de temperatura.

- **Inyección de aceite para llevar a condiciones de S_{wirr1} .** Se inyectó aceite a presión de 1000 psi y temperatura de 94 °C, a un gasto de 1 ml/min, considerando el criterio de Rapoport.
- **Añejamiento del sistema para cambio de mojabilidad.** Alcanzadas las condiciones de S_{wirr1} , se añejó el sistema a una presión de confinamiento de 1500 psi, presión de poro de 1000 psi y temperatura de 94 °C, durante 21 días, para cambio de mojabilidad.
- **Inyección aceite para llevar a condiciones de S_{wirr2} .** Se inyectó nuevamente aceite a presión de 1000 psi y temperatura de 94 °C, a un gasto que cumple el criterio de Rapoport considerando la viscosidad del agua de formación, el cual fue de 4 ml/min.
- **Inyección de agua de formación para llevar a condiciones de S_{or1} .** Se inyectó agua de formación a presión de 1000 psi y temperatura de 94 °C, a un gasto que cumple el criterio de Rapoport de 4 ml/min. Se obtuvo:
 - Curvas de $K_{r\ w-o}$ (agua de formación-aceite)
 - Factor de recuperación de aceite por inyección de agua de formación.
- **Inyección de aceite para llevar a condiciones de S_{wirr3} .** Se inyectó aceite a presión de 1000 psi y temperatura de 94 °C, a un gasto considerando el criterio de Rapoport de 4 ml/min.
- **Inyección de agua de baja salinidad para llevar a condiciones de S_{or2} .** Se inyectó agua de baja salinidad a presión de 1000 psi y temperatura de 94 °C, a un gasto considerando el criterio de Rapoport de 4 ml/min. Se obtuvo:
 - Curvas de $K_{r\ w-o}$ (agua de baja salinidad-aceite).
 - Factor de recuperación de aceite por inyección de agua de baja salinidad.

- **Inyección de aceite para llevar a condiciones de S_{wirr4} .** Se inyectó aceite a presión de 1000 psi y temperatura de 94 °C, a un gasto considerando el criterio de Rapoport de 4 ml/min.
- **Inyección de agua de baja salinidad para llevar a condiciones de S_{or3} .** Se inyectó agua de baja salinidad a presión de 1000 psi y temperatura de 94 °C, a un gasto considerando el criterio de Rapoport de 4 ml/min. Se obtuvo:
 - Curva de $K_{r\ w-o}$ (agua de baja salinidad-aceite).
 - Factor de recuperación de aceite por inyección de agua de baja salinidad.

Etapas 4. Limpieza y acondicionamiento.

- **Inyección de tolueno y metanol.** Se realizó la inyección de tolueno hasta observar la producción solamente de tolueno. Posteriormente se inyectó metanol hasta observar un fluido traslucido.

Etapas 5. Resultados y análisis.

- Petrofísica básica de las muestras de roca (porosidad y permeabilidad).
- Permeabilidades relativas (mojabilidad, S_{wirr} y S_{or}).
- Factores de recuperación de aceite.

6. RESULTADOS

6.1. Etapa 1. Caracterización de fluidos.

En esta etapa se obtuvieron las propiedades de los fluidos utilizados: densidad y viscosidad. Esto fue necesario para poder determinar la permeabilidad absoluta de la roca y la cuantificación de las trazas de aceite, así como la obtención de las curvas de permeabilidad relativa. Los resultados de la viscosidad de los fluidos a distintas condiciones se muestran en la tabla 6.1.

Tabla 6.1. Resultados de la densidad y viscosidad de los fluidos a distintas temperaturas.

Fluido	Viscosidad [cP] @22°C	Viscosidad [cP] @94°C	Densidad [g/cm ³] @22°C
Aceite	182.080	4.70	0.8988
Agua de baja salinidad	1.091	0.418	1.0271
Agua de formación	1.203	0.379	1.0615

A continuación, en complemento al trabajo, se muestran los análisis Stiff & Davis realizados del agua de baja salinidad y agua de formación, en las tablas 6.2.

Tabla 6.2. Resultados del análisis Stiff & Davis de cada agua.

Tipo de agua		Agua de formación	Agua de baja salinidad
pH		7.71	7.92
Ión		Método	Concentración [mg/L]
Hierro total	Fe ²⁺ Fe ³⁺	APHA 3500-Fe B2017	0.01 0.02
Calcio	Ca ²⁺	APHA 3500-Ca B2017	2,304.22 392.40
Magnesio	Mg ²⁺	NMX-AA-072-SCFI-2001	524.52 1,310.01
Sodio	Na ⁺	MT027 (USIP)	30,433.33 10,700.00
Bario	Ba ²⁺	METHOD 10251 HACH	0.00 1.00
Estroncio	Sr ²⁺	MT120 (USIP)	0.00 0.00
Cloruros	Cl ⁻	APHA 4500-Cl C2017	52,766.67 19,720.45
Carbonatos	CO ₃ ²⁻	NMX-AA-036-SCFI-2001	0.00 0.00
Bicarbonatos	HCO ₃ ⁻	NMX-AA-036-SCFI-2001	456.44 130.07
Sulfatos	SO ₄ ²⁻	NMX-AA-074-SCFI-2014	90.88 3,326.11
Salinidad		APHA 202520 B.2017	88,574.76 44,774.59

6.2. Etapa 2. Caracterización petrofísica básica.

El tapón de roca se muestra en la figura 6.1 y sus características se enlistan en la tabla 6.3.



Figura 6.1 Tapón de roca proveniente del yacimiento de arenisca evaluado.

Tabla 6.3. Propiedades del tapón evaluado.

Formación	Longitud [cm]	Área transversal [cm ²]	Volumen total [cm ³]
Arenisca	7.00	10.45	73.24

Para la determinación de permeabilidad absoluta y porosidad, las condiciones de trabajo se muestran en la tabla 6.4.

Tabla 6.4. Condiciones de trabajo para caracterización petrofísica básica.

Condiciones de trabajo	Medición de porosidad	Medición de permeabilidad
Presión de confinamiento [psi]	1000	1500
Presión de inyección [psi]	500	1000
Temperatura [°C]	22	22

La medición de porosidad con nitrógeno se realizó a 10 veces, hasta observar que la diferencia de por lo menos cinco mediciones fuera menor del 1 %. En el caso del agua de formación, solamente se realiza una vez. En las figuras 6.2 y 6.3 se pueden observar los resultados obtenidos.

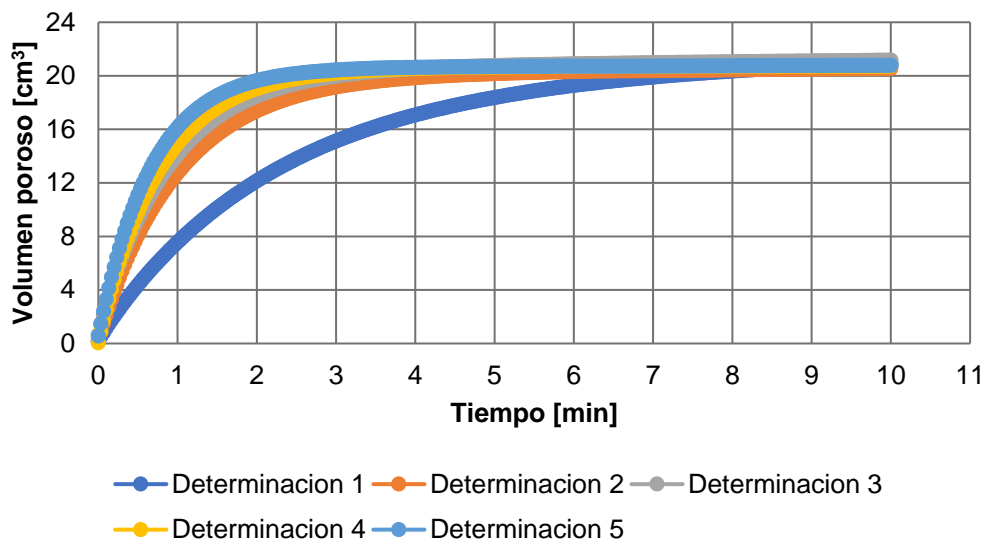


Figura 6.2. Resultados de la medición de porosidad con nitrógeno.

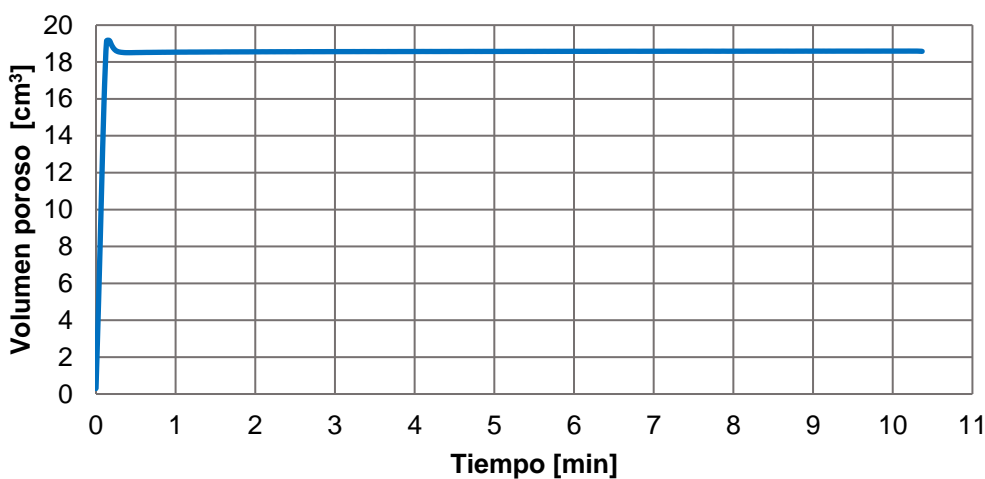


Figura 6.3. Resultados de la medición de porosidad con agua de formación.

Los resultados obtenidos para la medición de porosidad con nitrógeno y agua de formación se muestran en la tabla 6.5.

Tabla 6.5. Resultados de porosidad.

Propiedad	Nitrógeno	Agua de formación
Volumen poroso [cm ³]	20.79	18.58
Porosidad [%]	28.39	25.37

La determinación de la permeabilidad absoluta con nitrógeno se realizó a seis gastos distintos, cumpliendo que el diferencial de presión estabilizará para cada gasto y que se inyectará por lo menos un volumen poroso. La medición de la permeabilidad con agua de formación se realizó a 5 gastos distintos.

Los diferenciales de presión alcanzados en la medición de permeabilidad absoluta con nitrógeno y agua de formación se muestran en las figuras 6.4 y 6.5, respectivamente.

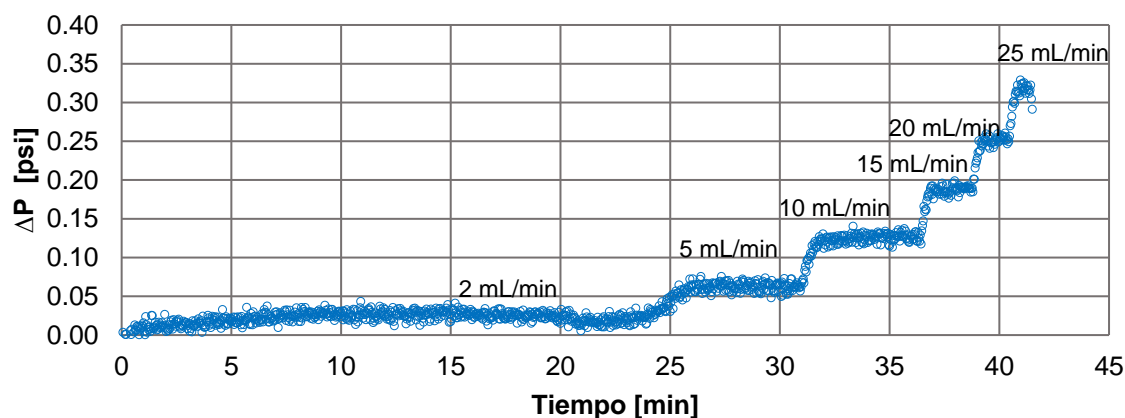


Figura 6.4. Resultados de la medición de permeabilidad absoluta con nitrógeno.

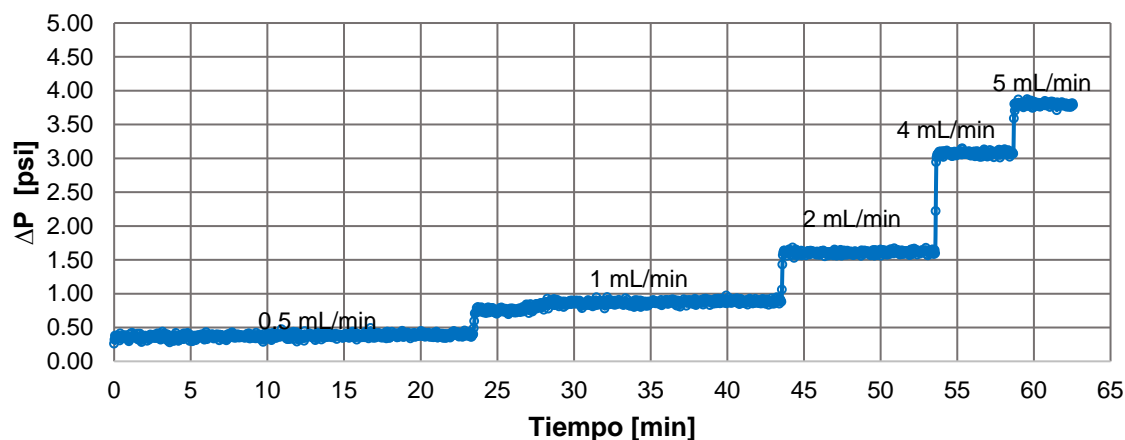


Figura 6.5. Resultados de la medición de permeabilidad absoluta con agua de formación.

Los resultados de la medición de permeabilidad con nitrógeno y agua de formación se muestran en la tabla 6.6 y 6.7.

Tabla 6.6. Resultados de permeabilidad con nitrógeno.

Gasto [mL/min]	ΔP [psi]	Permeabilidad [mD]
2.00	0.03	229.00
5.00	0.06	247.59
10.00	0.13	244.41
15.00	0.19	244.74
20.00	0.25	244.03
25.00	0.32	242.92
Permeabilidad ajustada [mD]		243.68

Tabla 6.7. Resultados de permeabilidad con agua de formación.

Gasto [mL/min]	ΔP [psi]	Permeabilidad [mD]
0.50	0.39	253.43
1.00	0.86	229.24
2.00	1.60	245.82
4.00	3.08	256.36
5.00	3.81	258.52
Permeabilidad ajustada [mD]		262.06

6.3. Etapa 3. Caracterización petrofísica avanzada.

Para la caracterización petrofísica avanzada, las condiciones de trabajo para todos los desplazamientos se muestran en la tabla 6.8:

Tabla 6.8. Condiciones de trabajo para los desplazamientos de agua y aceite.

Presión de confinamiento [psi]	1500
Presión de inyección [psi]	1000
Temperatura [°C]	94

6.3.1. Acondicionamiento a S_{wirr1}

Se realizó la inyección de aceite, considerando el criterio de Rapoport en función del aceite (consultar Anexo B), el cual arrojó un gasto de 1 mL/min; para llevar a condiciones de saturación de agua irreductible, en este caso S_{wirr1} , en el tapón de roca. Durante toda la prueba se monitoreó la producción de agua y aceite, hasta observar que ya no existiera presencia de agua, lo cual indicaba que se había llegado a condiciones de S_{wirr1} .

Las muestras obtenidas se observan en la figura 6.6, con una recolección de 12 viales, siendo el vial 0 correspondiente al volumen muerto del sistema. Se observa claramente la disminución de la producción de agua, hasta llegar a muestras con puro aceite.

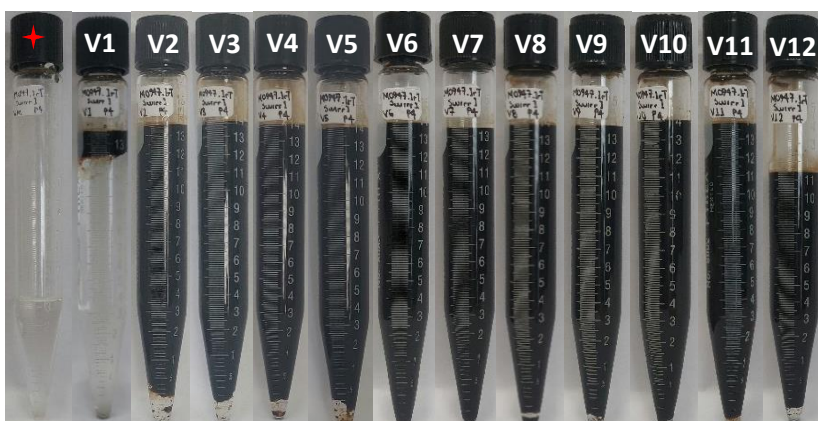


Figura 6.6. Volumen de agua recuperada por la inyección de aceite durante el acondicionamiento a S_{wirr1} (Viales del 1 al 12) en la roca de arenisca.

Después de alcanzar la condición de saturación de agua irreducible, S_{wirr1} , el sistema se añejó durante 21 días, a una presión de confinamiento de 1500 psi, presión de poro de 1000 psi y una temperatura de 94 °C.

6.3.2. Acondicionamiento a S_{wirr2}

Terminado el añejamiento, se inyectó nuevamente aceite, considerando el criterio de Rapoport considerando ahora la viscosidad del agua de formación (consultar Anexo B), la cual arrojó un gasto de 4 mL/min; para llevar a condiciones de saturación de agua irreducible, en este caso S_{wirr2} . Durante toda la prueba se monitoreó la producción de agua y aceite, hasta observar que ya no existiera presencia de agua en los viales de producción, lo cual indicaba que se había llegado a condiciones de S_{wirr2} .

Las muestras obtenidas se observan en la figura 6.7, con una recolección de 14 viales. Se observa la producción de agua, lo cual puede ser indicativo de una alteración en la mojabilidad de la roca, debido a la interacción de esta con el aceite.

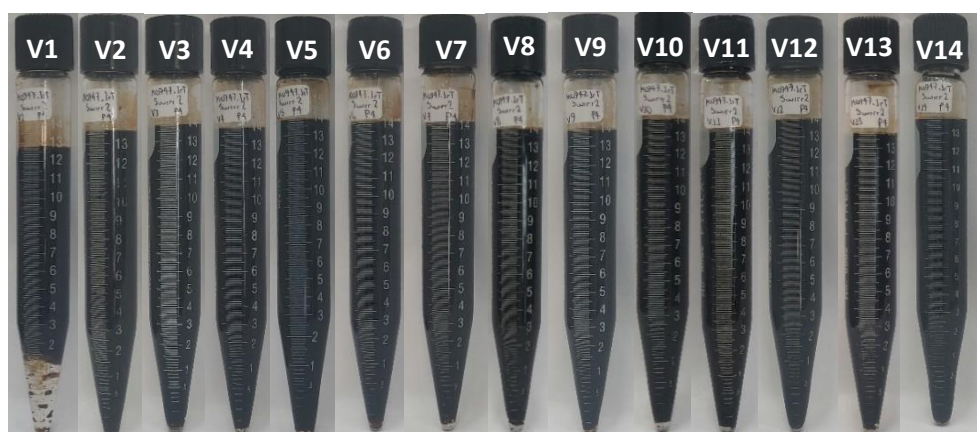


Figura 6.7. Volumen de agua recuperado por la inyección de aceite durante el acondicionamiento a S_{wirr2} (Viales del 1 al 14) en la roca de arenisca.

6.3.3. Acondicionamiento a S_{or1}

Inmediatamente cuando se alcanzan las condiciones de S_{wirr2} , se realiza la inyección de agua de formación, considerando el criterio de Rapoport a un gasto de

4 mL/min; esto para llevar a condiciones de saturación de aceite residual, S_{or1} , en el tapón de roca. Durante toda la prueba se monitoreó la producción de agua y aceite, hasta observar que ya no existiera presencia de aceite, lo cual indicaba que se había llegado a condiciones de S_{or1} .

Las muestras obtenidas se observan en la figura 6.8, con una recolección de 29 viales, siendo el vial 0 correspondiente al volumen muerto del sistema. Se observa claramente la disminución de la producción de aceite conforme aumenta la inyección de agua, hasta llegar a muestras sin presencia de aceite. Además, se muestra el volumen de aceite acumulado en la figura 6.9.



Figura 6.8. Volumen de aceite recuperado por la inyección de agua de formación durante el acondicionamiento a S_{or1} (Viales del 1 al 29) en la roca de arenisca.

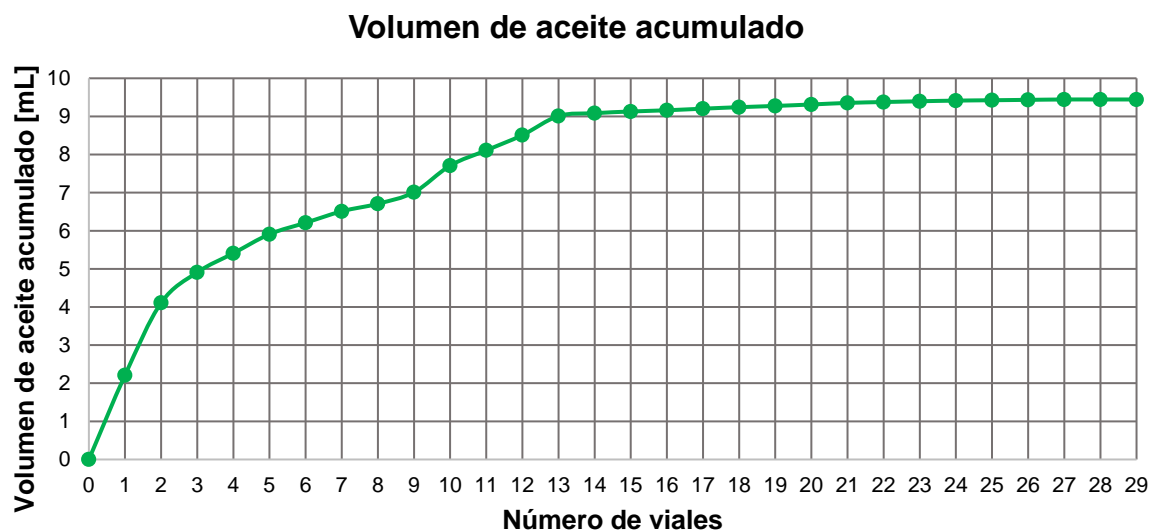


Figura 6.9. Volumen de aceite acumulado por la inyección de agua de formación durante el acondicionamiento a S_{or1} (Viales del 1 al 29).

Después de alcanzar la condición de saturación de aceite residual, S_{or1} , el sistema se añejó durante 7 días, a una presión de confinamiento de 1500 psi, presión de poro de 1000 psi y una temperatura de 94 °C.

6.3.4. Acondicionamiento a S_{wirr3}

Terminado el añejamiento, nuevamente se inyectó aceite, considerando el criterio de Rapoport a un gasto de 4 mL/min; para llevar a condiciones de saturación de agua irreductible, en este caso S_{wirr3} , en el tapón de roca. Durante toda la prueba se monitoreó la producción de agua y aceite, hasta observar que ya no existiera presencia de agua en los viales de producción, lo cual indicaba que se había llegado a condiciones de S_{wirr3} .

Las muestras obtenidas se observan en la figura 6.10, con una recolección de 18 viales, siendo el vial 0 correspondiente al volumen muerto del sistema.

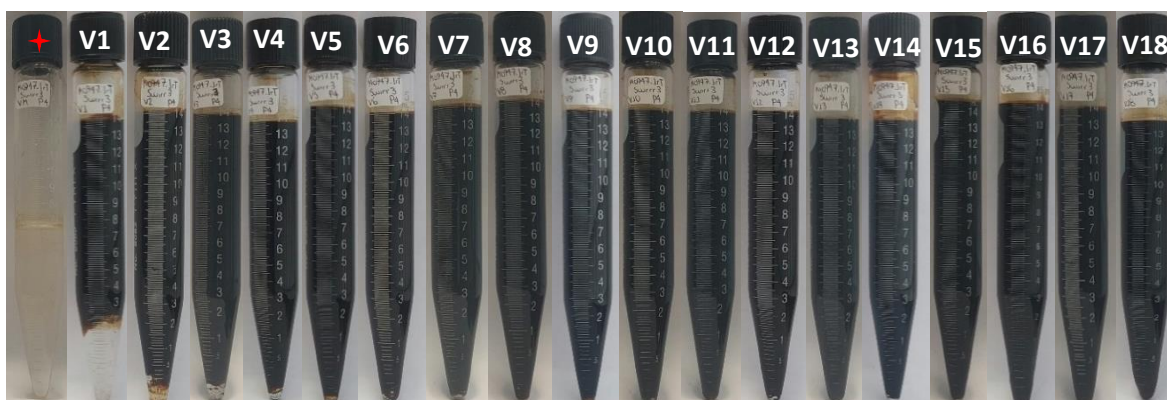


Figura 6.10. Volumen de agua recuperado por la inyección de aceite durante el acondicionamiento a S_{wirr3} (Viales del 1 al 18) en la roca de arenisca.

6.3.5. Acondicionamiento a S_{or2}

Inmediatamente cuando se alcanzan las condiciones de S_{wirr3} , se realiza la inyección de agua de baja salinidad, considerando el criterio de Rapoport a un gasto de 4 mL/min; esto para llevar a condiciones de saturación de aceite residual, S_{or2} , en el tapón de roca. Durante toda la prueba se monitoreó la producción de agua y

aceite, hasta observar que ya no existiera presencia de aceite, lo cual indicaba que se había llegado a condiciones de S_{or2} .

Las muestras obtenidas se observan en la figura 6.11, con una recolección de 25 viales, siendo el vial 0 correspondiente al volumen muerto del sistema. Se observa claramente la disminución de la producción de aceite conforme aumenta la inyección de agua, hasta llegar a muestras sin presencia de aceite. Además, se muestra el volumen de aceite acumulado en la figura 6.12.

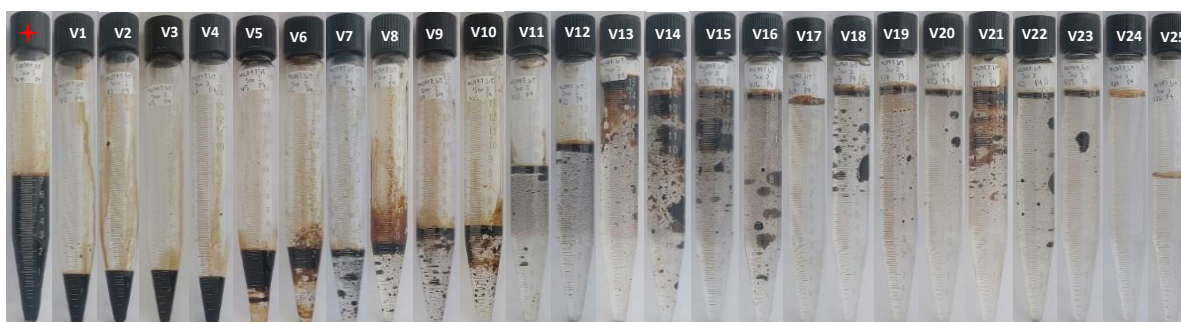


Figura 6.11. Volumen de aceite recuperado por la inyección de agua de baja salinidad durante el acondicionamiento a S_{or2} (Viales del 1 al 25) en la roca de arenisca.

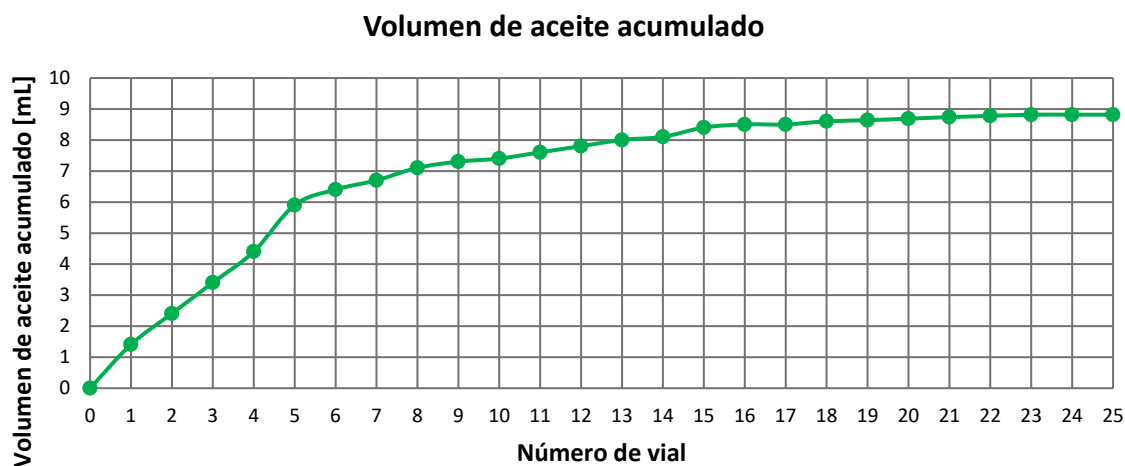


Figura 6.12. Volumen de aceite acumulado por la inyección de agua de baja salinidad durante el acondicionamiento a S_{or2} (Viales del 1 al 25).

Después de alcanzar la condición de saturación de aceite residual, S_{or2} , el sistema se añejó durante 7 días, a una presión de confinamiento de 1500 psi, presión de poro de 1000 psi y una temperatura de 94 °C.

6.3.6. Acondicionamiento a S_{wirr4}

Terminado el añejamiento, nuevamente se inyectó aceite, considerando el criterio de Rapoport a un gasto de 4 mL/min; para llevar a condiciones de saturación de agua irreductible, S_{wirr4} , en el tapón de roca. Durante toda la prueba se monitoreó la producción de agua y aceite, hasta observar que ya no existiera presencia de agua en los viales de producción, lo cual indicaba que se había llegado a condiciones de S_{wirr4} .

Las muestras obtenidas se observan en la figura 6.13, con una recolección de 13 viales, siendo el vial 0 correspondiente al volumen muerto del sistema.

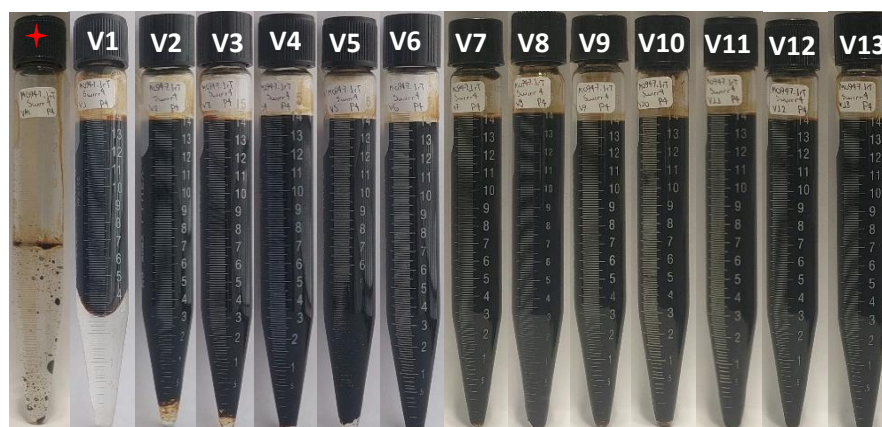


Figura 6.13. Volumen de agua recuperado por la inyección de aceite durante el acondicionamiento a S_{wirr4} (Viales del 1 al 13) en la roca de arenisca.

6.3.7. Acondicionamiento a S_{or3}

Finalmente, alcanzadas las condiciones de S_{wirr4} , se realiza la inyección inmediata de agua de baja salinidad, considerando el criterio de Rapoport a un gasto de 4 mL/min; esto para llevar a condiciones de saturación de aceite residual, S_{or3} , en el tapón de roca. Durante toda la prueba se monitoreó la producción de agua y

aceite, hasta observar que ya no existiera presencia de aceite, lo cual indicaba que se había llegado a condiciones de S_{or3} .

Las muestras obtenidas se observan en la figura 6.14, con una recolección de 31 viales, siendo el vial 0 correspondiente al volumen muerto del sistema. Se observa claramente la disminución de la producción de aceite conforme aumenta la inyección de agua, hasta llegar a muestras sin presencia de aceite. Además, se muestra el volumen de aceite acumulado en la figura 6.15.

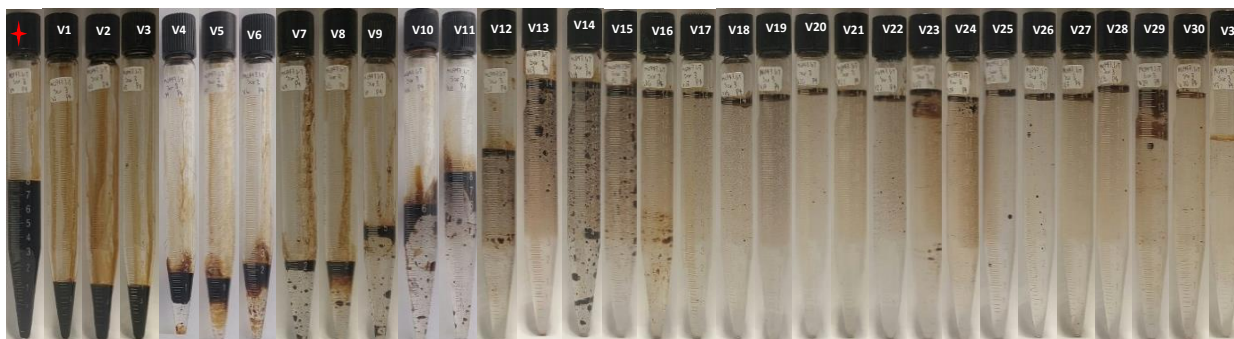


Figura 6.14. Volumen de aceite recuperado por la inyección de agua de baja salinidad durante el acondicionamiento a S_{or3} (Viales del 1 al 31) en la roca de arenisca.

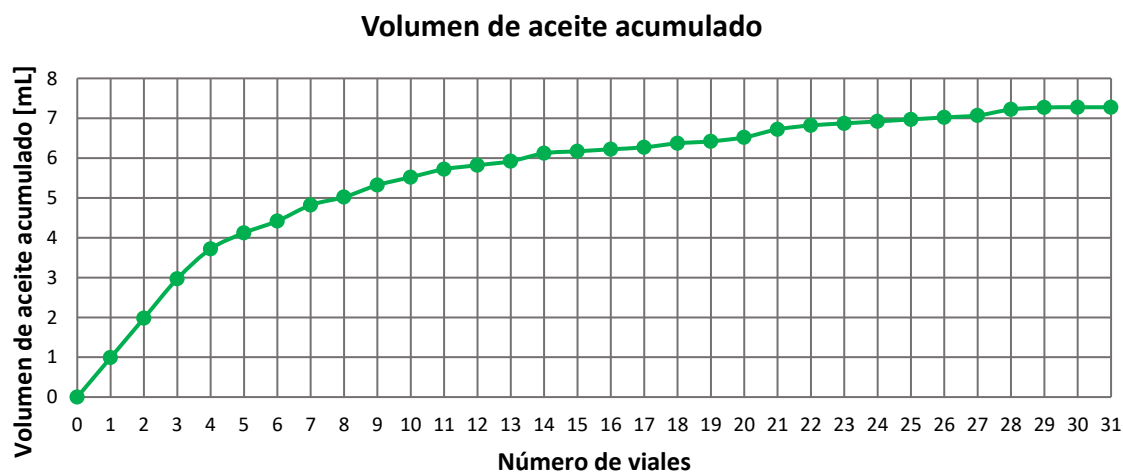


Figura 6.15. Volumen de aceite acumulado por la inyección de agua de formación durante el acondicionamiento a S_{or3} (Viales del 1 al 31).

6.3.8. Obtención de curvas de permeabilidad relativa

Para cada uno de los desplazamientos, se realizó la toma de información pertinente para la obtención de las curvas de permeabilidad relativa:

- Diferenciales de presión durante el desplazamiento del agua de inyección.
- Volumen de total de aceite y agua producido.
- Producción de aceite acumulada.

Los diferenciales de presión alcanzados en los desplazamientos con agua de formación, con agua de baja salinidad y nuevamente con agua de baja salinidad, se muestran en las figuras 6.16, 6.17 y 6.18, respectivamente. Además, se indica con una línea punteada roja la tendencia de los resultados.

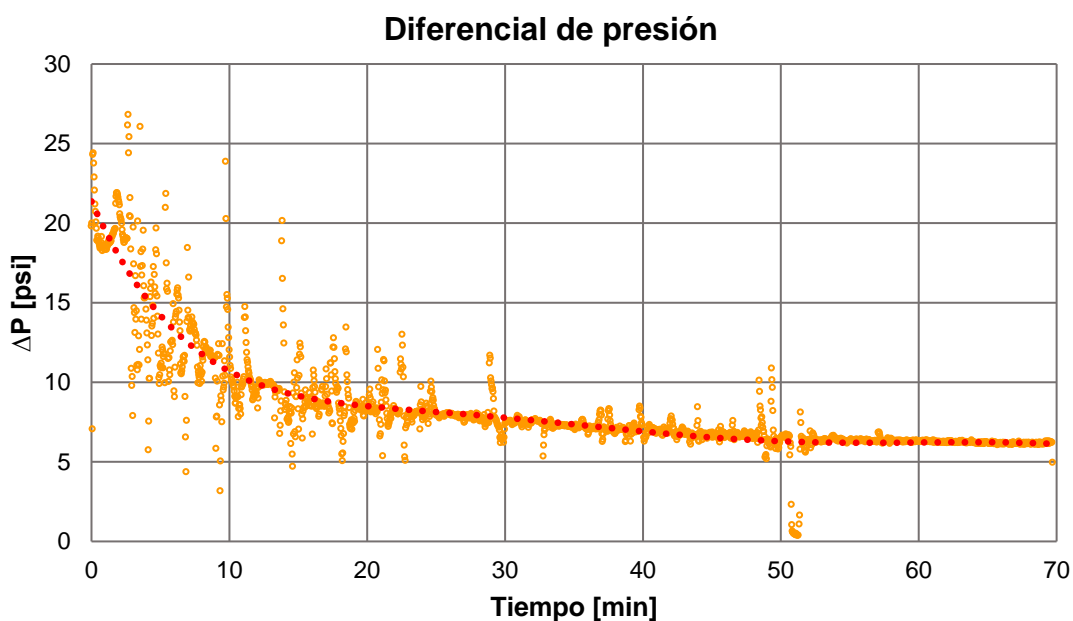


Figura 6.16. Diferenciales de presión alcanzados por la inyección de agua de formación.

Diferencial de presión

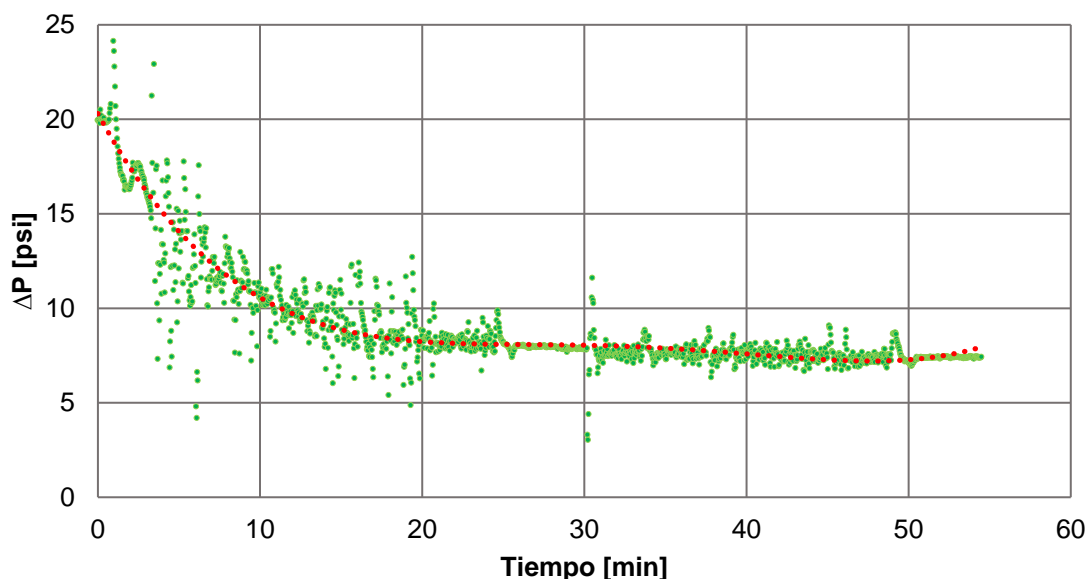


Figura 6.17. Diferenciales de presión alcanzados por la inyección de agua de baja salinidad.

Diferencial de presión

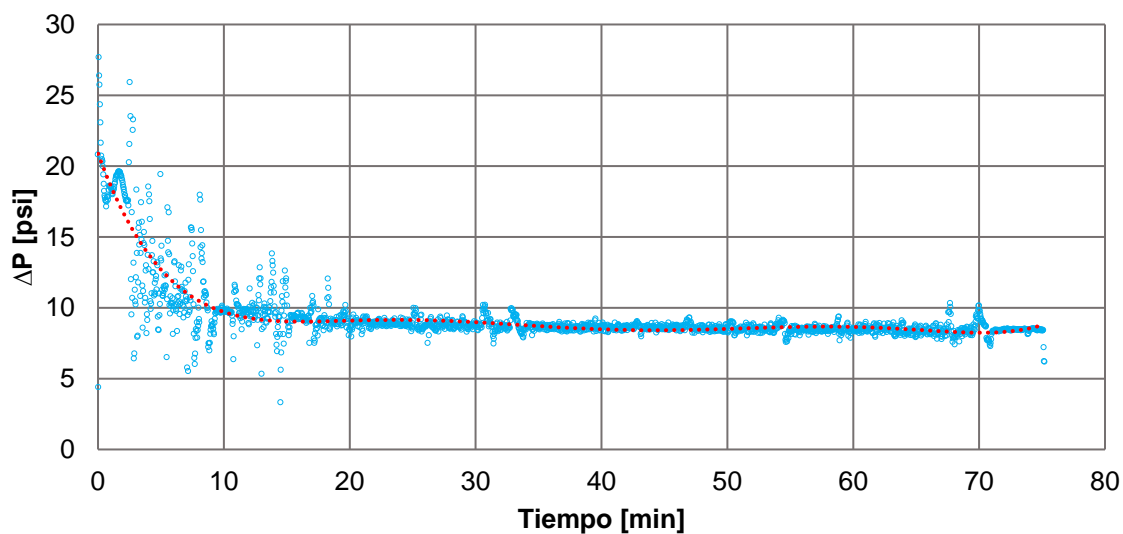


Figura 6.18. Diferenciales de presión alcanzados por la inyección de agua de baja salinidad.

La cuantificación del volumen de aceite recuperado por la inyección de agua junto con su diferencial de presión respectivo, en cada uno de los desplazamientos, fue

de importancia ya que con ello se alimentó el método de Jones & Roszelle, para finalmente obtener las curvas de permeabilidad relativa a cada uno de los desplazamientos las cuales se muestran a continuación.

En la figura 6.19, se muestra el primer set de curvas de permeabilidades obtenidas. De acuerdo a las reglas de Craig, se tendría una mojabilidad al agua. Esto se justifica por la ubicación de punto de cruce de las dos curvas, el cual es mayor al 50% de la saturación de agua.

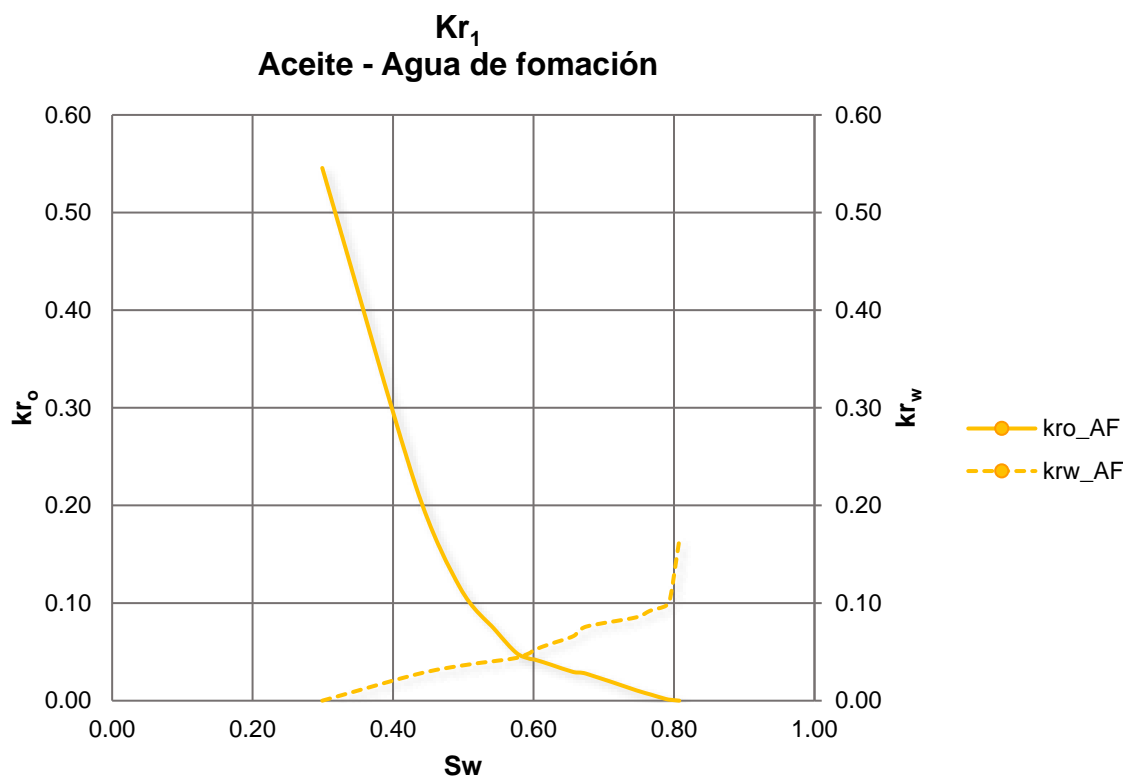


Figura 6.19. Curva de permeabilidad relativa agua-aceite por la inyección de agua de formación.

Del segundo desplazamiento se obtuvieron las curvas de permeabilidad relativa de la figura 6.20, obtenida del desplazamiento con agua de baja salinidad. Se observa una mojabilidad hacia el agua de acuerdo a las reglas de Craig. Además, se observa una disminución de la saturación de aceite residual del 19.24% al 11.51%, reflejándose esto en un aumento de la saturación de agua irreductible del 29.92% al 41.02%.

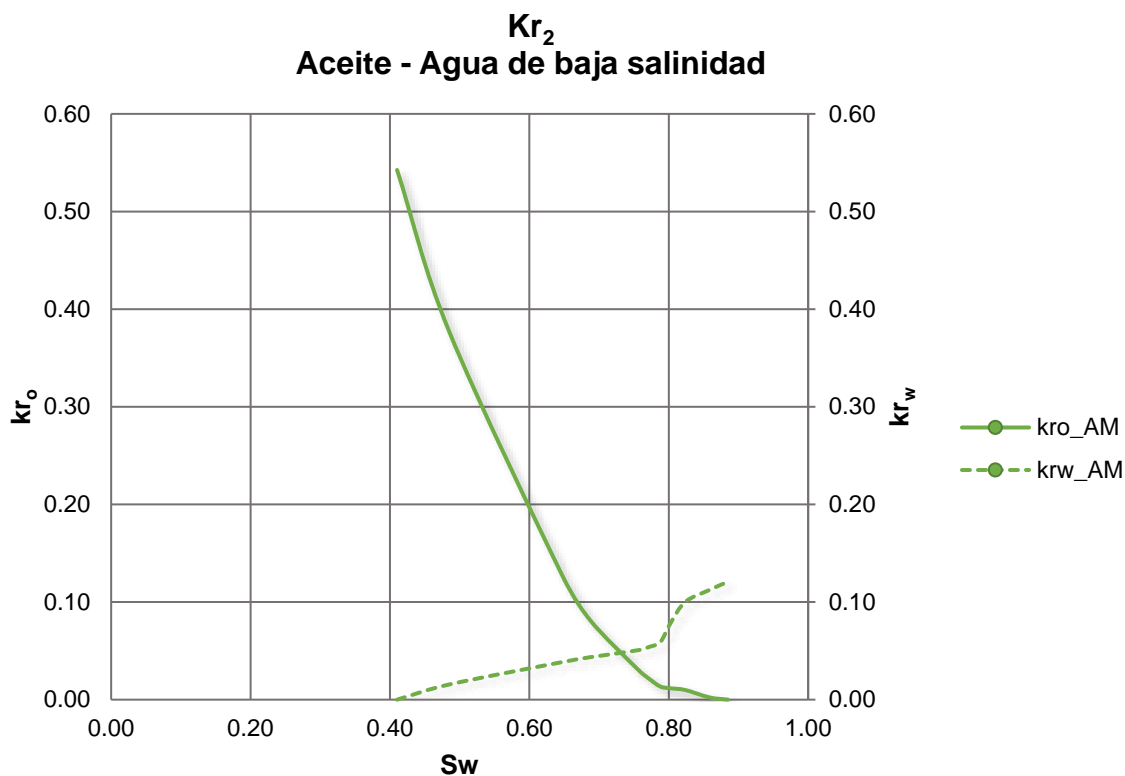


Figura 6.20. Curva de permeabilidad relativa agua-aceite por la inyección de agua de baja salinidad.

Del tercer y último desplazamiento con agua de baja salinidad se obtuvieron las curvas de permeabilidad relativa de la figura 6.21. Se observa una disminución de la saturación de aceite residual del 19.24% al 3.66%, y un aumento de la saturación de agua irreductible del 29.92% al 57.19%, esto con referencia al primer set de curvas obtenidas.

La roca tiene una mojabilidad aún más hacia el agua, lo cual es una clara evidencia del éxito en el cambio de mojabilidad de la roca utilizando la inyección de aguas inteligentes.

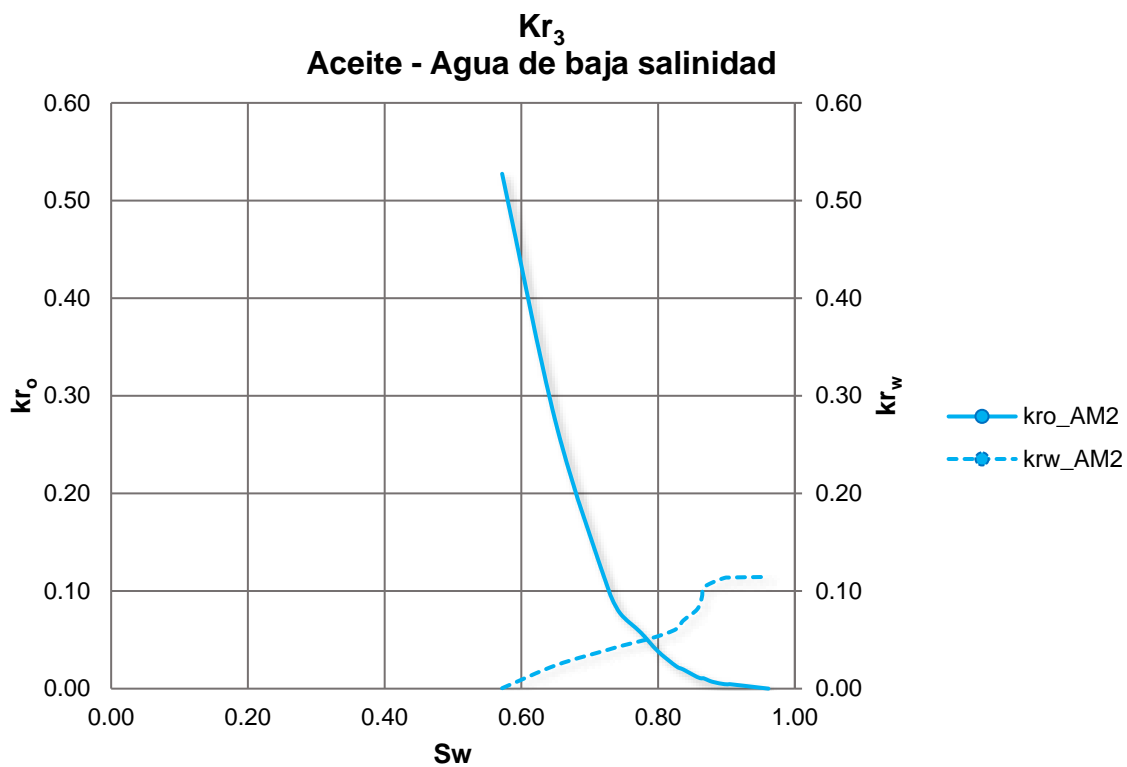


Figura 6.21. Curva de permeabilidad relativa agua-aceite por la inyección de agua de baja salinidad.

A continuación, en la figura 6.22, se muestra una comparación de todas las curvas obtenidas, siendo muy notorio el desplazamiento de las curvas cada vez más hacia la derecha:

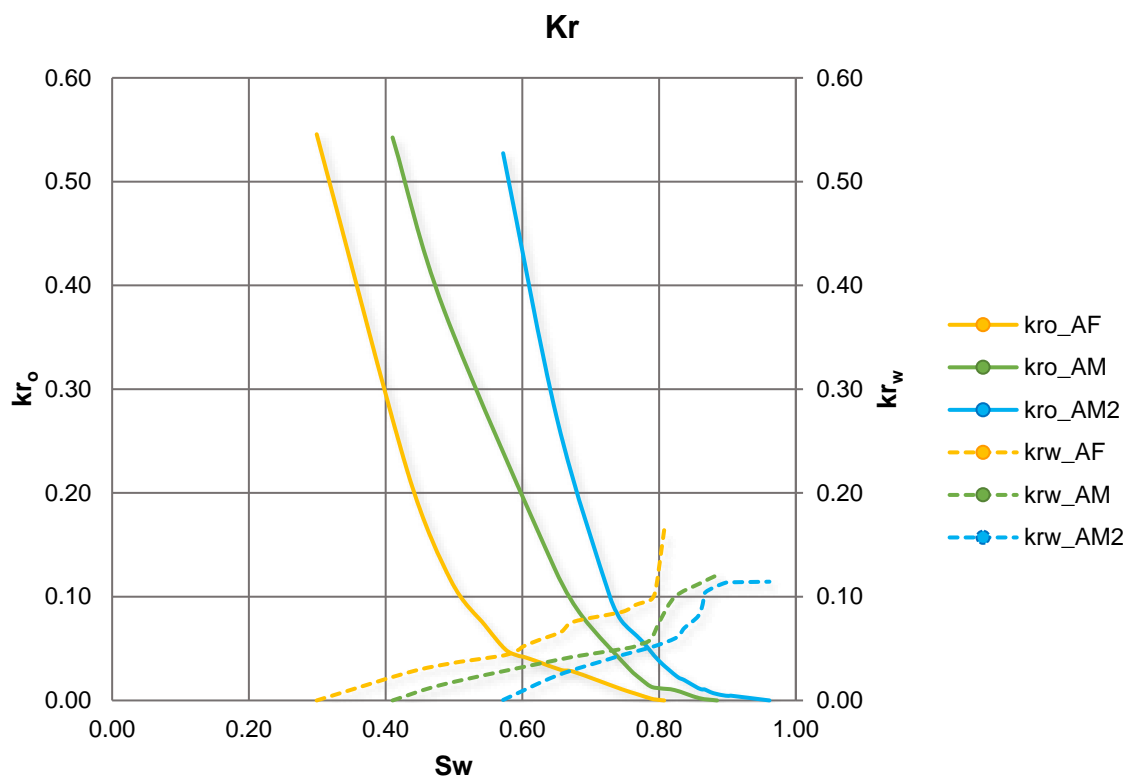


Figura 6.22. Curvas de permeabilidad relativa obtenidas en los tres desplazamientos, el primero con agua de formación y los dos posteriores con agua de baja salinidad.

Finalmente, en la tabla 6.9 se muestran los factores de recuperación por cada desplazamiento, observando un claro incremento conforme avanza el número de desplazamientos. Además, se tienen los valores de saturación residual de aceite y saturación de agua irreductible de cada una de las curvas de permeabilidad relativa.

Tabla 6.9. Resultados de S_{wirr} y S_{or} obtenidos en cada uno de los desplazamientos, así como los factores de recuperación obtenidos y diferenciales de presión estables alcanzados.

Desplazamiento	Fluido de inyección	Saturación [%]	ΔP [psi]	Factor de recuperación [%]
S_{wirr2}	Aceite	29.92	19.98	N/A
S_{or1}	Agua de formación	19.24	6.21	72.54
S_{wirr3}	Aceite	41.02	19.83	N/A
S_{or2}	Agua de baja salinidad	11.51	7.35	80.48
S_{wirr4}	Aceite	57.19	20.34	N/A
S_{or3}	Agua de baja salinidad	3.66	8.11	90.99

De la tabla anterior se observa un aumento en los factores de recuperación, conforme avanzan los desplazamientos, lo cual significa una disminución del aceite residual y un aumento de la saturación irreductible de agua.

7. CONCLUSIONES

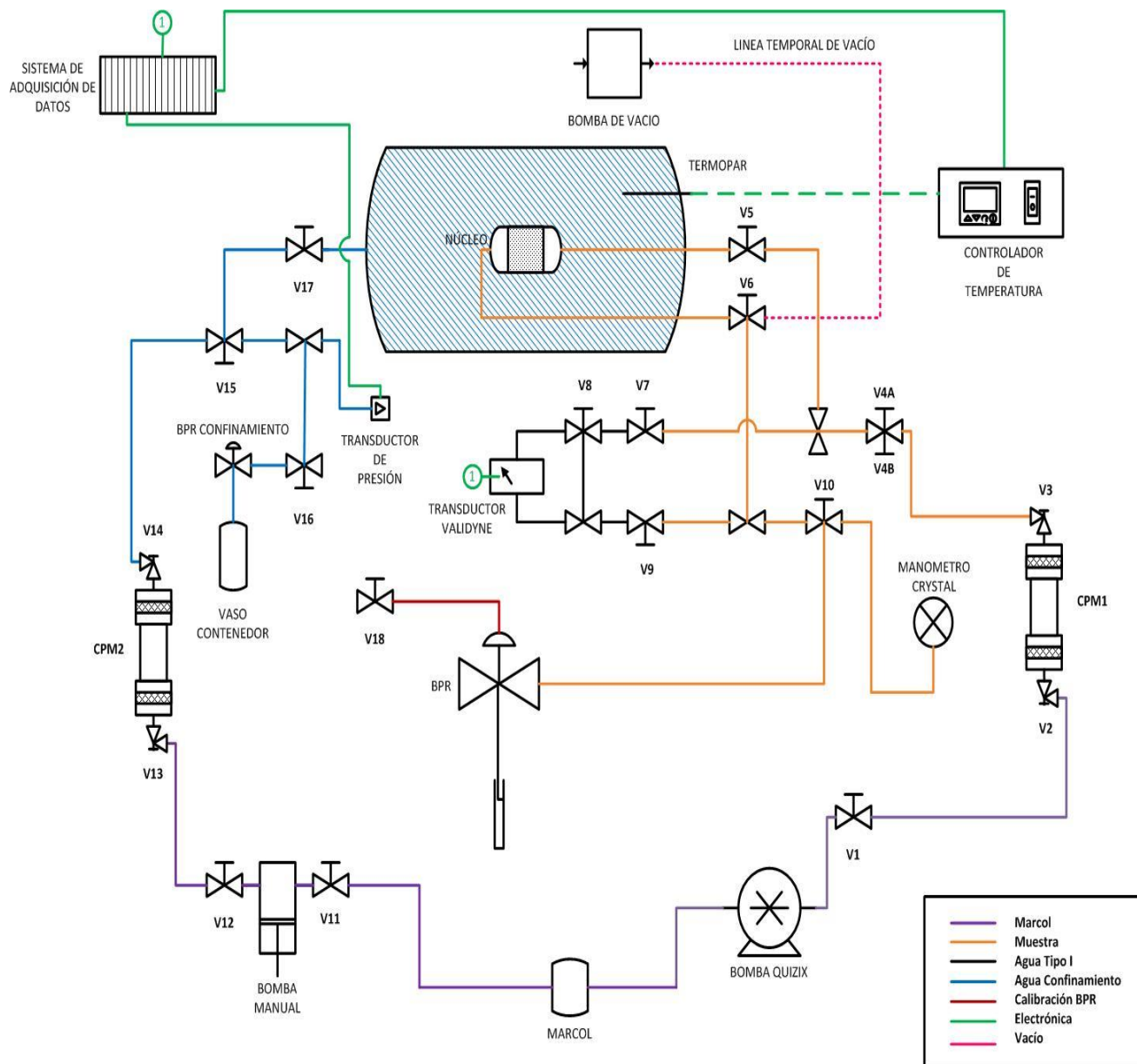
- De la caracterización petrofísica básica, la porosidad obtenida de la roca fue de 25.37%, con una permeabilidad de 262.06 mD, ambas medidas con agua de formación.
- De la caracterización petrofísica avanzada:
 - Del primer desplazamiento, en el cual se utilizó agua de formación, se obtuvo un factor de recuperación de 72.54%, obteniendo una mojabilidad intermedia.
 - En el segundo desplazamiento, realizado con agua de baja salinidad se obtuvo un factor de recuperación de 80.48% con mojabilidad al agua.
 - Finalmente, en el último desplazamiento, se utilizó nuevamente agua de baja salinidad, permitiendo obtener un factor de recuperación del 90.99% y una mojabilidad aún más fuerte por el agua.
- El alcance a condiciones de S_{wirr} antes de realizar la inyección de cada una de las aguas con distinta salinidad, así como poder lograr condiciones de S_{or} al desplazar las distintas aguas, fue un éxito, ya que se monitorearon todas las producciones obtenidas de los desplazamientos.
- El método seleccionado para la construcción de las curvas de permeabilidad relativa corresponde al de Jones & Roszelle; esto por cumplir las condiciones a las cuales se llevaron las pruebas de desplazamiento, en un estado no estacionario, el cual no contempla efectos de gravedad ni fuerzas capilares.
- El incremento en los factores de recuperación se explica por el cambio de la mojabilidad de la roca debido a la inyección de aguas inteligentes, lo cual provoca una mayor saturación de aceite libre en la roca, y por ende mayor producción de aceite; esto se justifica con la medición indirecta obtenida las curvas de permeabilidad relativa, donde cada vez se vuelve un sistema más

mojado al agua. Es importante resaltar que el tiempo de realización entre cada uno de los desplazamientos fue siete días, lo cual pudo haber propiciado aún más el cambio de mojabilidad.

- La inyección de aguas inteligentes como método de recuperación mejorada fue un éxito a niveles de laboratorio, ya que se logró un cambio de mojabilidad, que puede ser explicado por el intercambio de cargas iónicas entre el agua inteligente y la superficie de la roca, lo cual se tradujo en la disminución de aceite en la roca. La mojabilidad de la roca es determinada por los minerales de la misma, y por la composición del aceite y agua de formación, por lo tanto, es importante prestar atención a las interacciones químicas en todo el sistema. Además, es recomendable realizar un estudio que muestre la composición de los fluidos al finalizar su inyección, identificando los iones que jugaron un papel importante en el cambio de mojabilidad.
- Los resultados de la caracterización petrofísica básica y las curvas de permeabilidad relativa alimentarán los modelos de simulación de yacimientos y permitirán el diseño de escenarios de explotación del campo, para poder maximizar los factores de recuperación. El éxito o fracaso de cualquier proceso de recuperación mejorada dependerá de la caracterización del yacimiento, estática y dinámicamente, ya que el conocimiento del mismo permitirá elegir cual es el método apropiado, siendo este el que logré tener la mejor relación beneficio-costos.

8. ANEXOS

Anexo A. Arreglo experimental para la determinación de pruebas de desplazamiento en una muestra de roca.



Anexo B. Criterio de Rapoport

El criterio de Rapoport (Rapoport & Leas, 1953) calcula un número adimensional que nos dice a qué gasto se eliminarán los efectos de borde en pruebas de desplazamiento de fluidos en medios porosos a escala de laboratorio, en el cual se involucra la longitud del tapón, la viscosidad del fluido utilizado y la velocidad de Darcy, que es el gasto sobre área.

Determinación del coeficiente de escala y el criterio de Rapoport.

El producto, $LV\mu_w$, puede calificarse como un "coeficiente de escala", y se puede determinar que para un medio poroso dado y una relación de viscosidad aceite-agua dada, todas las inyecciones de fluidos correspondientes al mismo coeficiente de escala deben comportarse de manera similar y producir recuperaciones iguales para inyecciones acumulativas iguales. Esta declaración implica que (a) las recuperaciones y las inyecciones acumulativas se expresan en términos de volúmenes de poros; (b) todos los sistemas considerados poseen la misma distribución de saturación inicial; y (c) los cambios en la viscosidad de los fluidos no alteran la forma de la curva de presión capilar.

$$\text{Coeficiente de escala} = LV\mu_w \dots (1)$$

El criterio de Rapoport nos indica que para núcleos mojados por petróleo los datos de recuperación de petróleo obtenidos con una relación 100:1 agua-aceite como función del coeficiente de escala, convergen en una línea horizontal en una recuperación de aceite de 80% a valores de entre 1 y 5 $\left[\frac{cm^2}{min} * cp\right]$ del producto de $LV\mu_w$ ^[2].

$$\text{Criterio de Rapoport} = 1 \leq LV\mu_w \leq 5 \dots (2)$$

Donde:

L = Longitud del medio poroso [cm].

V = Gasto total por unidad de área de sección transversal [cm/min].

μ_w = Viscosidad del agua media a condiciones de trabajo [cp].

$LV\mu_w$ = Coeficiente de escala $\left[\frac{cm^2}{min} * cp \right]$.

9. BIBLIOGRAFÍA

- Aghaeifar, Z., Strand, S., Puntervold, T., Austad, T., & Sajjad, F. (2018). Smart Water Injection strategies for optimized EOR in a high temperature offshore oil reservoir. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 743-751.
- Alpak, F., Lake, L., & Embid, S. (October de 1999). Validation of a Modified Carman-Kozeny Equation To Model Two-Phase Relative Permeabilities SPE 56479. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*.
- Al-Shalabi, E. W., & Sepehrnoori, K. (2016). A comprehensive review of low salinity/engineered water injections and their applications in sandstone and carbonate rocks. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 137 - 161.
- Anderson, W. G. (1986). Wettability Literature Survey - Part 1: Rock/Oil/Brine Interactions and the Effects of Core Handling on Wettability. SPE 13932. *Journal of Petroleum Technology*, 1125.
- Austad. (2013). Water-based EOR in carbonates and sandstones: new chemical understanding of the EOR potential using SmartWater. 301 - 335.
- Brooks, R., & Corey, A. (1964). Hydraulic Properties of Porous Media. *Hydrology Papers, Colorado State U.*
- Brown, R., & Fatt, I. (1956). Measurements of Fractional Wettability of Oil Field Rocks by the Nuclear Magnetic Relaxation Method. *AIME*, 256-64.
- Chilingar, G., & Yen, T. (1983). Some Notes on Wettability and Relative Permeabilities of Carbonate Reservoir Rocks, II. *Energy Sources*.
- Churchwell, L., & DiCarlo, D. (2022). Oil and Gas Relative Permeability as a Function of Fluid Composition. *Society of Petroleum Engineers*.
- Corey, A. (November de 1954). The Interrelation Between Gas and Oil Relative Permeabilities. *Producers Monthly*, 18.
- Department of Energy. (2010). Carbon Dioxide Enhanced Oil Recovery, Untapped Domestic Energy Supply and Long Term Carbon Storage Solution. *National Energy Technology Laboratory*.
- Donaldson, E. (1981). Oil-Water-Rock Wettability Measurement. *American Chemical Society, Div. of Petroleum Chemistry*.

-
-
- Donaldson, E., & Crocker, M. (1980). Characterization of the Crude Oil Polar Compound Extract. *U.S Department of Energy*.
 - Fanchi, J. (2006). Relative Permeability and Capillary Pressure. En *General Engineering*.
 - Fathi, Z., & Ramirez, F. W. (1984). Optimal Injection Policies for Enhanced Oil Recovery: Part 2 - Surfactant Flooding. SPE 12814-PA. *SPE Journal*, 24.
 - Fatt, I., & Klikoff, W. (1959). Effect of Fractional Wettability on Multiphase Flow Through Porous Media. *AIME*, 216.
 - Hagoort, J. (1980). Oil Recovery by Gravity Drainage. *Society of Petroleum Engineers*.
 - International Energy Agency, I. (2005). Resources to Reserves / Oil & Gas Technology for the Energy Markets of the Future.
 - Johansen, R., & Dunning, H. (1959). Relative Wetting Tendency of Crude Oil by the Capillarimetric Method. *Producers Monthly*.
 - Jones, S., & Roszelle, W. (1978). Graphical Techniques for Determining Relative Permeability From Displacement Experiments. *Journal Petroleum Technology*.
 - Kumar, S., Sarma, H., & Maini, B. (2022). Effect of Temperature on Gas/Oil Relative Permeability in Viscous Oil Reservoirs. *Society of Petroleum Engineers*.
 - Lowe, A., Phillips, M., & Riddiford, A. (1973). On the Wetting of Carbonate Surfaces by Oil and Water. *J. Cdn. Pet. Tech.*
 - Lyutin, L., & Burdyn, T. (1970). Adsorption of Asphaltenes in a Stratum and Its Effect on Permeability and Oil Production. *Vses. Neftegasov. Nauch-Issled. Inst.*
 - Maini, B. B. (1989). Measurements and Correlations of Three Phase Relative Permeability at Elevated Temperatures and Pressures. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*.
 - McGuire, P., & Chatam, J. (April de 2005). Low Salinity Oil Recovery: An Exciting New Opportunity for Alaska's North Slope. *Society of Petroleum Engineers*.
 - Pei, X., Liu, Y., Gu, W., & Jian, C. (2022). Characterization and Analysis of Anisotropic Relative Permeability. *Society of Petroleum Engineers*.
-
-

-
- Pérez Carrillo, E. R., Zapata Arango, J. F., & Santos Santos, N. (Diciembre de 2008). A New Method for the Experimental Determination of Three Phase Relative Permeabilities. *Ciencia, Tecnología y Futuro*, No. 3, 23-43.
 - Rapoport, L., & Leas, W. (1953). Properties of Linear Waterfloods. *Petroleum Transactions, AIME*, Vol. 198.
 - Satter, A., & Thakur, G. (1994). *Integrated Petroleum Reservoir Management - A Team Approach*. PennWell Books.
 - Tang, G.-Q., & Morrow, N. (1999). Influence of brine composition and fines migration on crude/oil/rock interactions and oil recovery. *Journal Petroleum Science & Engineering*, 99-111.
 - Thomas, S. (2008). Enhanced Oil Recovery - An Overview Oil & Gas Science and Technology. *IFP*, Vol. 6.
 - Treiber, L., Archer, D., & Owens, W. (1972). A Laboratory Evaluation of the Wettability of Fifty Oil Producing Reservoirs. *Society Petroleum of Engineers*, 67-75.
 - Warner Jr., H. (2007). Waterflooding. En E. Holstein (Ed.), *Reservoir Engineering and Petrophysics* (Vol. Vol. 5).
 - Welge, H. (1952). A Simplified Method for Computing Oil Recovery by Gas or Water Drive. *J Pet Technol.*
 - Yildiz, H., & Morrow, N. (1998). Effect of brine composition on recovery of Moutray crude oil by waterflooding. *Journal Petroleum Science and Engineering*, No. 14, 159-168.
 - Zhang, Y., & Morrow, N. (April de 2006). Comparison of Secondary and Tertiary Recovery with Change in Injection Brine Composition for Crude Oil/Sandstone Combinations. *SPE 99757*.