



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Análisis de las interacciones
roca-fluido con
nanopartículas de óxido de
aluminio y tensoactivo**

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Diego López Toledo

DIRECTORA DE TESIS

Dra. Ana Paulina Gómora Figueroa



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2026



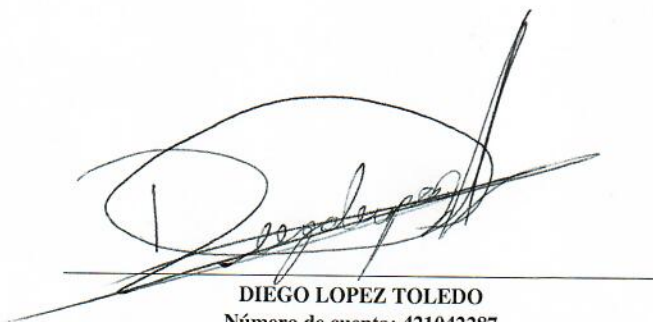
**PROTESTA UNIVERSITARIA DE INTEGRIDAD Y
HONESTIDAD ACADÉMICA Y PROFESIONAL**
(Titulación con trabajo escrito)



De conformidad con lo dispuesto en los artículos 87, fracción V, del Estatuto General, 68, primer párrafo, del Reglamento General de Estudios Universitarios y 26, fracción I, y 35 del Reglamento General de Exámenes, me comprometo en todo tiempo a honrar a la institución y a cumplir con los principios establecidos en el Código de Ética de la Universidad Nacional Autónoma de México, especialmente con los de integridad y honestidad académica.

De acuerdo con lo anterior, manifiesto que el trabajo escrito titulado ANÁLISIS DE LAS INTERACCIONES ROCA - FLUIDO CON NANOPARTICULAS DE OXIDO DE ALUMINIO Y TENSOACTIVO que presenté para obtener el título de INGENIERO PETROLERO es original, de mi autoría y lo realicé con el rigor metodológico exigido por mi Entidad Académica, citando las fuentes de ideas, textos, imágenes, gráficos u otro tipo de obras empleadas para su desarrollo.

En consecuencia, acepto que la falta de cumplimiento de las disposiciones reglamentarias y normativas de la Universidad, en particular las ya referidas en el Código de Ética, llevará a la nulidad de los actos de carácter académico administrativo del proceso de titulación.



DIEGO LOPEZ TOLEDO
Número de cuenta: 421042287

Declaratoria

Esta tesis se desarrolló gracias al apoyo otorgado por el proyecto PAPIIT IN109524: *“Valoración de las interacciones entre fluidos, medios porosos y surfactantes con nanopartículas y sus implicaciones en la recuperación de hidrocarburos”*, y al Laboratorio de Interacción Roca-Fluido y Fluido-Fluido.

Los resultados obtenidos se presentaron durante la undécima reunión anual del capítulo mexicano de InterPore que se realizó en marzo del 2025 en el Instituto de Geología en la Universidad Nacional Autónoma de México, bajo la modalidad “cartel”.

Agradecimientos

Un agradecimiento especial a mi asesora, la Dra. Ana Paulina Gómora Figueroa, por todo el apoyo que me ha brindado, por su paciencia, tiempo y enseñanzas.

Al Dr. Víctor Leonardo Teja Juárez, por su apoyo brindado en la realización de este trabajo.

A todos los integrantes del LIRFFF, por hacer los días más amenos y siempre estar dispuestos a brindarme su ayuda, gracias.

A mi padre, por todo su esfuerzo, por su amor incondicional, y sacrificios a lo largo de mi vida. Gracias por enseñarme con tu ejemplo el valor de la perseverancia y la humildad. Este logro también es tuyo, sin ti nada de esto sería posible.

A mi madre, gracias, por siempre estar pendiente de mí, por tu amor y cariño. Este logro también es tuyo, pues, sin ti nada sería posible.

A mis hermanos, Roberto y Katia, que con su compañía todo este camino fue mucho más fácil.

Índice general

Declaratoria	ii
Agradecimientos	iii
Lista de figuras	vii
Lista de tablas	ix
Lista de símbolos	xi
Resumen	xv
Abstract	xvii
Justificación	1
Hipótesis	3
Objetivo general	3
Objetivos particulares	3
Capítulo 1	4
Antecedentes sobre recuperación mejorada (EOR)	4
Recuperación mejorada (Enhanced Oil Recovery, EOR)	4
Tensoactivos	5
Nanopartículas	7
Nanopartículas con tensoactivos	11
Capítulo 2	14
Jerarquía experimental, pruebas de mojabilidad y desplazamiento	14
Materiales	15
Equipos utilizados	16
Caracterización básica de una muestra de roca carbonatada con una celda de desplazamiento	18
Capítulo 3	50
Resultados y discusión	50
Pruebas de suspensión	50
Pruebas de tensión superficial	52
Pruebas de capilaridad	52
Pruebas de mojabilidad	57
Pruebas de desplazamiento	61
Conclusiones	84
Recomendaciones para trabajos futuros	86

Referencias	87
Anexo 1.....	92
Propiedades del sistema roca-fluidos	92
Porosidad	92
Porosidad absoluta	93
Porosidad efectiva	93
Saturación de fluidos	93
Saturación crítica de aceite, S_{oc}	94
Saturación residual de aceite, S_{or}	94
Saturación movable de aceite.....	95
Saturación crítica de agua, S_{wc}	95
Saturación de agua irreducible, S_{wir}	95
Saturación de agua connata, S_{wcn}	95
Permeabilidad.....	95
Permeabilidad absoluta, K_{abs}	96
Permeabilidad efectiva, K_{efe}	97
Permeabilidad relativa, K_r	97
Permeabilidad relativa de la fase de aceite en presencia de una saturación de agua irreducible, $K_{ro@Swir}$	98
Permeabilidad relativa de la fase de agua en presencia de una saturación de aceite residual, $k_{rw@Sor}$	98
Relación de movilidad, M.....	98
Movilidad, λ	99
Tensión interfacial, σ	99
Tensión superficial.....	100
Mojabilidad	101
Presión capilar, P_c.....	102
Proceso de Imbibición	103
Proceso de drene	104
Métodos de recuperación primaria y secundaria de hidrocarburos.....	104
Recuperación primaria	104
Recuperación secundaria	108
Curvas de presión vs tiempo de inyección de fluidos durante las pruebas de desplazamiento	111

Anexo 2.....	115
Descripción de la hoja de cálculo Excel para determinar las curvas de permeabilidad relativa agua-aceite	115
Datos medidos	116
Datos Kr.....	117
Curva Kr	117

Lista de figuras

Figura 1: Clasificación de los métodos de recuperación mejorada. Tomado de S. Thomas, 2007.	5
Figura 2: Representación de la molécula de surfactante. Tomada de Cartes y Pereira, 2017.	6
Figura 3: Producción de aceite a nivel mundial mediante la aplicación de métodos de EOR. Tomada de International Energy Agency (IEA). Data- Statistics/ EOR production in the New Policies Scenario, 2000-2040.	10
Figura 4: Orden experimental de las pruebas realizadas en el laboratorio.	15
Figura 5: Tensiómetro SITA.	17
Figura 6: Goniómetro marca OSSILA.	18
Figura 7: Vista de frente de la celda de desplazamiento con el señalamiento de sus componentes principales.	19
Figura 8: Depósitos. Parte trasera de la celda de desplazamiento.	21
Figura 9: Configuración para llevar a cabo las pruebas de desplazamiento. Tomada de Rodríguez, J. (2023). Configuración del sistema funcional de la celda de desplazamiento.	22
Figura 10: Interacción con el tapón de roca y la presión de sobrecarga. Figura tomada de Rodríguez, M. 2021.	24
Figura 11: Representación del flujo lineal que constituye a la ecuación de Darcy.	30
Figura 12: Mezclas de fluidos utilizadas para las pruebas de suspensión.	37
Figura 13: Ejemplo del sistema para medir el aceite desplazado. (Tomada de Magaña & Romero, 2018).	40
Figura 14: Representación gráfica del sistema para llevar a cabo la determinación del factor de recuperación. (Tomada de Magaña & Romero, 2018).	40
Figura 15: Muestra de roca dentro de la manga de hule.	44
Figura 16: Portamuestras en donde se coloca la manga de hule.	44
Figura 17: Válvulas para purga y dirección del flujo para la purga con aceite hidráulico. .	45
Figura 18: Válvulas que rigen la purga del sistema.	46
Figura 19 (1, 2, 3 y 4): Trayectoria del agua destilada para la purga del depósito.	47
Figura 20: Configuración de válvulas para el confinamiento del tapón de roca.	48
Figura 21: Mezcla de fluidos a diferente salinidad (0, 1100, 22500 y 44000 ppm) + Al_2O_3 , en el tiempo 0 minutos (A), (B) corresponde al tiempo de 116 minutos.	50
Figura 22: Mezcla de fluidos todas con diferentes salinidades (0, 1100, 22500 y 44000 ppm) + Al_2O_3 + Hercoten, en el tiempo 0 minutos (A), (B) corresponde al tiempo de 130 minutos.	51
Figura 23: Mezclas de fluidos, todas con diferentes salinidades (0, 1100, 22500 y 44000 ppm) + Al_2O_3 + NFE, en el tiempo 0 minutos (A), (B) corresponde al tiempo de 100 minutos.	51
Figura 24: Factor de recuperación calculado mediante el desplazamiento de aceite a través de un tubo capilar de teflón inmerso en agua destilada (M1).	54
Figura 25: Factor de recuperación calculado mediante el desplazamiento de aceite a través de un tubo capilar de teflón inmerso en agua destilada + NFE + nanopartículas de Al_2O_3 (M2).	55

Figura 26: Factor de recuperación calculado mediante el desplazamiento de aceite a través de un tubo capilar de teflón inmerso en agua destilada + NFE (M3).	56
Figura 27: Frascos utilizados en las pruebas con capilares.	57
Figura 28: Comparación de los ángulos de contacto obtenidos en la recuperación primaria y la secundaria. Elaboración propia.	59
Figura 29: Resultados del ángulo de contacto para la Recuperación Mejorada. Elaboración propia.	60
Figura 30: Curva de la relación de $1/Q_{wi}$ y $1/I_r Q_{wi}$ con un ajuste lineal correspondiente a la tercera inyección.	66
Figura 31: Curva de la relación de $1/Q_{wi}$ y $1/I_r Q_{wi}$ con un ajuste polinómico correspondiente a la tercera inyección.	66
Figura 32: Curvas de permeabilidad relativa basadas en un ajuste lineal para el sistema agua - aceite. Elaboración propia.	68
Figura 33: Curvas de permeabilidad relativa basadas en un ajuste polinómico para el sistema agua - aceite. Elaboración propia.	69
Figura 34: Ajuste lineal de la inyectividad relativa para generar las curvas K_r por el método de JBM.	77
Figura 35: Ajuste polinómico de la inyectividad relativa para generar las curvas K_r por el método de JBM.	77
Figura 36: Curvas de permeabilidad relativa basadas en un ajuste lineal para el sistema agua – aceite. Elaboración propia.	79
Figura 37: Curvas de permeabilidad relativa basadas en un ajuste polinómico para el sistema agua - aceite. Elaboración propia.	80
 Figura A.2. 1: Datos iniciales y medidos para la construcción de las curvas K_r	116
Figura A.2. 2: Datos de presiones y volúmenes obtenidos de las pruebas de desplazamiento.....	117
Figura A.2. 3: Curvas de permeabilidad relativa al agua y al aceite.	118

Lista de tablas

Tabla 1: Características del aceite sintético	15
Tabla 2: Características del aceite mineral.	16
Tabla 3: Características del aceite crudo "KTIA"	16
Tabla 4: Características del surfactante o tensoactivo.	16
Tabla 5: Características de las nanopartículas de óxido de aluminio.	16
Tabla 6: Características de la muestra de roca carbonatada.	16
Tabla 7: Descripción de las pruebas de suspensión.	38
Tabla 8: Mezclas de fluidos utilizadas para las pruebas de mojabilidad.	41
Tabla 9: Metodología para la determinación del ángulo de contacto.	42
Tabla 10: Datos físicos de la muestra de roca usada para la primera prueba de desplazamiento.....	49
Tabla 11: Descripción de los materiales usados para la medición de la tensión superficial.	52
Tabla 12: Sistemas de fluidos utilizados para las pruebas de capilaridad.	52
Tabla 13: Desplazamiento de aceite sintético por agua destilada.	53
Tabla 14: Resultados del desplazamiento de aceite sintético por agua destilada + NFE + Al_2O_3	54
Tabla 15: Resultados de desplazamiento de aceite por DW + NFE.	55
Tabla 16: Mezclas de fluidos utilizadas para las pruebas de mojabilidad y desplazamiento.	57
Tabla 17: Resultados del ángulo de contacto de la recuperación primaria, secundaria y mejorada.....	61
Tabla 18: Variables de trabajo para la primera inyección de fluidos inmiscibles.....	61
Tabla 19: Resultados de la primera inyección con agua destilada para determinar la porosidad efectiva y la permeabilidad absoluta.	62
Tabla 20: Datos durante la segunda inyección con agua destilada.	63
Tabla 21: Resultados obtenidos para las curvas de permeabilidad relativa.	64
Tabla 22: Datos medidos para resolver las ecuaciones del método de JBN.	64
Tabla 23: Datos usados en la obtención de curvas K_r correspondientes a la segunda inyección de agua destilada.	65
Tabla 24: Volúmenes de los fluidos recuperados correspondientes a la cuarta inyección con agua destilada más tensoactivo (NFE).	70
Tabla 25: Datos obtenidos durante todo el experimento.	71
Tabla 26: Variables de trabajo para la realización de la segunda prueba de desplazamiento.....	72
Tabla 27: Variables físicas medidas para la segunda prueba de desplazamiento.	72
Tabla 28: Resultados petrofísicos de la muestra de roca utilizada para la segunda prueba de desplazamiento.....	73
Tabla 29: Volúmenes obtenidos en las 7 probetas utilizadas en la tercera inyección de agua destilada	74
Tabla 30: Volúmenes y saturaciones de agua y aceite.	75
Tabla 31: Datos físicos que se necesitan para generar las curvas K_r	75
Tabla 32: Datos físicos para generar las curvas K_r	76

Tabla 33: Volúmenes de los fluidos recuperados correspondientes a la cuarta inyección con agua destilada + surfactante + Al_2O_3	81
Tabla 34: Datos obtenidos en cada una de las inyecciones de fluidos.....	82
Tabla 35: Comparativa de las 2 pruebas de desplazamiento.....	83

Tabla A.1. 1: Características generales de la inyección de agua como método de recuperación secundaria. Tomada de París, M. (2001).....	109
Tabla A.1. 2: Características generales de la inyección de gas natural como método de recuperación secundaria. Tomada de París, M. (2001).....	110

Lista de símbolos

$\left(\frac{q}{\Delta p}\right)_i$: capacidad de consumo en cualquier etapa de inyección, [mL/psi*s]

$\left(\frac{q}{\Delta p}\right)_r$: capacidad de consumo al comenzar con la inyección de aceite y el agua está inmóvil, [mL/psi*s]

Λ_f : movilidad del fluido, [1/cP]

$\overline{S_w}$: saturación promedio de la fase desplazada (agua), [1]

$\overline{S_o}$: saturación promedio de la fase desplazada (aceite), [1]

μ : viscosidad del fluido, [cP]

μ_o : viscosidad del aceite, [cP]

μ_w : viscosidad del agua, [cP]

μ_w : viscosidad del agua, [cP]

A: área de la base del tapón de roca, [cm²]

A_b : altura de la base del capilar, [cm]

A_i : altura de la interfaz agua-aceite, [cm]

Al₂O₃: óxido de aluminio

A_m : altura medida, [cm]

dp/dL: gradiente de presión por unidad de longitud al flujo, [psi/cm]

DW: agua destilada

f_{oL} : flujo fraccional de aceite en la salida del sistema, [1]

F_r : factor de recuperación, [%]

f_{wL} : flujo fraccional de agua en la salida del sistema, [1]

g: aceleración de la gravedad, [m/s²]

I_r : inyektividad relativa, [1]

k : valor de la permeabilidad, [mD]

K_{abs} : permeabilidad absoluta, [mD]

K_{NFEefe} : permeabilidad efectiva al tensoactivo, [mD]

K_{fo} : permeabilidad efectiva al aceite, [mD]

K_r : permeabilidad relativa, [1]

K_{ro} : permeabilidad relativa del aceite, [1]

K_{roL} : permeabilidad relativa del aceite en la salida del tubo capilar, [1]

K_{rw} : permeabilidad relativa del agua, [1]

K_{rwL} : permeabilidad relativa del agua en la salida del tubo capilar, [1]

K_{wefe} : permeabilidad efectiva al agua, [mD]

L : longitud del tapón de roca, [cm]

M : movilidad, [1]

m_{sat} : masa del tapón de roca saturado al vacío, [g]

m_{sec} : masa del tapón de roca seco (antes de saturar), [g]

N_c : número capilar, [1]

NFE: Nonilfenol Etoxilado

NPs: nanopartículas

P_1 : presión en el punto 1, [psi]

P_2 : presión en el punto 2, [psi]

Q_{wi} : volúmenes porosos de agua inyectada, [1]

P_{max} : presión máxima

P_{min} : presión mínima

q : gasto de inyección, $[\text{cm}^3/\text{s}]$

R^2 : coeficiente de determinación

S_f : saturación del fluido, [1]

S_g : saturación del gas, [1]

S_o : saturación del aceite, [1]

S_{oc} : saturación crítica de aceite, [1]

S_{om} : saturación movable de aceite, [1]

S_{or} : saturación residual de aceite, [1]

S_w : saturación del agua, [1]

S_{wcn} : saturación de agua congénita, [1]

S_{wL} : saturación de la fase desplazada (agua) en la salida del sistema, [1]

S_{wir} : saturación de agua irreductible, [1]

S_{wr} : saturación de agua residual, [1]

v : velocidad del fluido, $[\text{cm}/\text{s}]$

v : velocidad, $[\text{m}/\text{s}]$

V_o desplazado: volumen de aceite desplazado, $[\text{mL}]$

V_o : volumen de aceite, $[\text{mL}]$

V_{oacum} : volumen acumulado de aceite, $[\text{mL}]$

V_p : volumen poroso $[\text{cm}^3]$

V_{pc} : volumen de poros conectados en el medio poroso, $[\text{cm}^3]$

V_t : volumen total de la roca, $[\text{cm}^3]$

V_t : volumen total del medio poroso, $[\text{cm}^3]$

V_{tacum} : volumen acumulado total de agua y aceite, $[\text{mL}]$

V_w : volumen de agua, [mL]

V_{wacum} : volumen acumulado de agua, [mL]

ΔP : diferencia de presiones, [psi]

θ : ángulo de contacto entre la roca y el fluido, [°]

ρ_f : densidad del fluido de trabajo, [g/cm³]

σ : tensión interfacial, [mN/m]

Φ : porosidad, [1]

Φ_{abs} : porosidad absoluta, [%]

ϕ_{efe} : porosidad efectiva, [%]

Resumen

Los combustibles fósiles son considerados la principal fuente de abastecimiento energético en el mundo –a pesar de que en los últimos 20 años se ha duplicado el uso de las energías renovables, dando como resultado la diversificación de la matriz energética–. Dada la creciente demanda energética seguirán ocupando un papel protagónico, por lo que es necesario mantener las actividades de exploración y explotación de yacimientos como los yacimientos no convencionales, los cuales se caracterizan por su baja porosidad y permeabilidad. También pueden considerarse no convencionales a aquellos yacimientos productores de aceites pesados y extrapesados, los cuales normalmente son bastante viscosos. En cualquiera de los casos, dichos yacimientos generan bajas tasas de producción, ya que la extracción de hidrocarburos es difícil.

Para el caso de yacimientos productores de aceite pesado y extrapesado se utilizan métodos térmicos como técnica de recuperación mejorada. Cualquier tipo de aceites dentro del yacimiento, requieren de un agente externo para su producción., mediante la alteración de propiedades del sistema roca-fluido y propiedades físicas y químicas del aceite. Dada la gran diversidad de técnicas de recuperación mejorada, resulta complejo poder seleccionar la mejor técnica que se adapte al yacimiento. Por lo que, contar con un protocolo experimental para caracterizar propiedades del sistema roca-fluido, y, así, todo en conjunto sirve para poder aplicar una técnica de EOR en el campo.

En el presente trabajo se lleva a cabo la valoración de las interacciones entre fluidos, medios porosos y surfactantes con nanopartículas y sus implicaciones en la recuperación de hidrocarburos. Al principio se realizaron pruebas de suspensión y determinación de la tensión superficial de las mezclas de los fluidos: para estas dos pruebas se presentan solo los resultados y el análisis de estos. Posteriormente, pruebas de capilaridad, mojabilidad y desplazamiento fueron realizadas. La adquisición y el análisis de los datos se hizo de manera manual para estas últimas tres pruebas. Para la determinación de la mojabilidad se usó el software OSSILA, que funciona mediante la medición del ángulo de la gota de un fluido sobre la

superficie de la roca, para las pruebas de desplazamiento se utilizó una hoja de cálculo en Excel para determinar las curvas de permeabilidad relativa y conocer la porosidad y permeabilidad.

Palabras clave: pruebas de capilaridad, mojabilidad, recuperación secundaria, recuperación mejorada, nanopartículas de óxido de aluminio, tensoactivo no iónico, pruebas de desplazamiento, inyección de nanopartículas con tensoactivo, curvas de permeabilidad relativa, muestras de roca.

Abstract

Fossil fuels have been considered the main energy source for the whole world. Over the past 20 years, the use of renewable energy has more than doubled, resulting in the diversification of the energy matrix. Due to increasing energy demand, fossil fuels will remain the primary source of energy for the world; therefore, it is necessary to maintain exploration and extraction activities in unconventional reservoirs, which are characterized by low porosity and low permeability. Additionally, reservoirs that produce heavy and extra-heavy oils, which are typically quite viscous, can be considered unconventional reservoirs. In either case, these kinds of reservoirs are produced at very low flow rates, which means a complicated oil extraction.

For heavy and extra-heavy oil reservoirs, thermal methods are used as an enhanced oil recovery technique. Any type of oil within the reservoir requires an external agent for its production, through alterations in the properties of the rock-fluid system and the physical and chemical properties of the oil. Owing to the variety of EOR methods, it is complicated to choose an EOR method for a reservoir. For this, having an experimental protocol to characterize the properties of the rock-fluid, and thus, everything together, serves to be able to apply an EOR method in real life.

In this thesis, the interactions between fluids, porous media, and surfactants with nanoparticles and their implications in oil recovery are assessed. First, suspension test and determination of the surface tension were carried out: just the results and the analysis of these are presented. Subsequently, capillary, wettability, and displacement tests were carried out. Data acquisition and analysis were done manually for these last three tests. For wettability determination, OSSILA software was used, which works by measuring the angle of a fluid drop on the rock surface. For displacement tests, an Excel spreadsheet was used to determine the relative permeability curves and determine the effective and absolute porosity, effective and relative permeability.

Keywords: capillary tests, wettability, secondary recovery, improved recovery, aluminum oxide nanoparticles, non-ionic surfactant, displacement test, nanoparticles with surfactant injections, relative permeability curves, rock samples.

Justificación

Estudios realizados por la Agencia Internacional de Energía (AIE) en el año 2025 muestran la alta demanda mundial de hidrocarburos (aceite crudo y gas) para la generación de energía. Dada la creciente demanda energética, los combustibles fósiles seguirán ocupando un papel protagónico. A partir de esa idea, es necesario continuar con las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos. En México, la producción de hidrocarburos proveniente de yacimientos convencionales presenta una declinación a pesar del uso de sistemas artificiales o cualquier método de recuperación de hidrocarburos. Por ende, para mantener la demanda de hidrocarburos es necesario el desarrollo de yacimientos no convencionales, los cuales se caracterizan por su baja porosidad y permeabilidad. También pueden considerarse no convencionales a aquellos yacimientos productores de aceites pesados y extrapesados, los cuales normalmente son altamente viscosos. En cualquiera de los casos, dichos yacimientos generan bajos gastos de producción, resultando en una extracción de hidrocarburos compleja.

La recuperación mejorada de hidrocarburos hace referencia a una primera, segunda o tercera etapa de producción con la inyección de gases, métodos térmicos, métodos químicos, implementación de vibraciones mecánicas o el uso de la electricidad (Rangel et al., 2012). Incluso con la implementación de cualquier método de recuperación mejorada, no todo el aceite crudo puede ser recuperado del medio poroso, por lo que se mantiene el desarrollo de métodos de recuperación mejorada novedosos para extraer todo el aceite posible (Kumar et al., 2022).

El uso de la nanotecnología para explotar cualquier tipo de yacimientos tiene un impacto positivo en la recuperación de hidrocarburos. La nanotecnología implica la creación de nuevos materiales a partir de átomos y moléculas. La validación de esta tecnología requiere de pruebas experimentales en donde se pongan a prueba bajo las condiciones de campo. Por otro lado, se ha probado que el empleo de tensoactivos en conjunto con las nanopartículas puede mejorar el desempeño de éstas últimas de acuerdo con los resultados obtenidos a nivel de laboratorio y

pruebas de simulación. Los experimentos de laboratorio presentan grandes retos debido a que no siempre se puede trabajar en condiciones de yacimiento, lo que puede resultar en observaciones no representativas de las interacciones entre los fluidos y la roca.

En México, los principales yacimientos productores de hidrocarburos se localizan en la cuenca del sureste; para enero de 2025, la cuenca del sureste reportó una producción de hidrocarburos líquidos de 1,537 [Mbd], y la producción de gas natural fue de 3,336 [MMpcd] (SIH, 2025). La mayoría de la producción de petróleo proviene de la cuenca del sureste, cuyos yacimientos están conformados principalmente por carbonatos (Rosado et al. 2024).

En el presente trabajo se muestran resultados sobre la valoración de nanopartículas y tensoactivo para modificar la mojabilidad de medios porosos carbonatados y se cuantificó la recuperación de hidrocarburos mediante pruebas de capilaridad, la medición del ángulo de contacto, y pruebas de desplazamiento. En todas las pruebas se usaron nanopartículas de óxido de aluminio y tensoactivo no iónico y aceite sintético (aceite crudo extrapesado + aceite mineral).

Hipótesis

A partir de pruebas de laboratorio es posible entender la interacción de los fluidos en contacto con un medio poroso para identificar las condiciones más favorables bajo las cuales puede incrementarse la recuperación de hidrocarburos pesados en un medio carbonatado.

Objetivo general

1. Aplicar nanopartículas de óxido de aluminio y tensoactivo no iónico en muestras como método de recuperación incremental de aceite en muestras de roca carbonatada para conocer la mojabilidad del sistema roca-fluido, cuantificar la recuperación de aceite y determinar las curvas de permeabilidad relativa a nivel de laboratorio.

Objetivos particulares

1. Evaluar el desempeño de desplazamiento de aceite crudo en pruebas de capilaridad usando nanopartículas de óxido de aluminio con tensoactivo no iónico.
2. Determinar la mojabilidad de muestras de roca por medio del ángulo contacto con nanopartículas de óxido de aluminio y un tensoactivo no iónico.
3. Cuantificar la recuperación de hidrocarburos a través de la inyección de nanopartículas con tensoactivo en pruebas de desplazamiento de fluidos inmiscibles.
4. Generar las curvas de permeabilidad relativa con los datos obtenidos en las pruebas de desplazamiento con el uso de una hoja de cálculo.

Capítulo 1

Antecedentes sobre recuperación mejorada (EOR)

Recuperación mejorada (Enhanced Oil Recovery, EOR)

Se refiere a la recuperación de aceite mediante la inyección de sustancias a ciertas condiciones específicas a fin de alterar las propiedades del sistema roca-fluido y/o solamente las propiedades de los fluidos contenidos en el medio poroso. Los hidrocarburos en los que se pueden aplicar los métodos de EOR suelen ser muy diversos en cuanto a sus características fisicoquímicas, desde aceites extrapesados hasta aceites volátiles. Asimismo, las características geológicas del yacimiento son cruciales para los métodos de EOR; se pueden encontrar hidrocarburos en yacimientos carbonatados con alta viscosidad, yacimientos de alta presión y temperatura, entre otros. La recuperación mejorada suele ser aplicada después de algún proceso de recuperación secundaria.

En el año de 1985, Roehl y Choquette señalaron que *“el 60% de las reservas mundiales de aceite crudo están almacenadas en yacimientos carbonatados”*. Por lo que es necesario llevar a cabo la implementación de métodos de recuperación secundaria y/o mejorada. Dentro de los métodos de recuperación mejorada se encuentran los métodos químicos, térmicos, inyección de gas y otros métodos como la inyección de agua inteligente, nanopartículas y microorganismos; a continuación, se muestra la figura 1 con la clasificación de los métodos de EOR.

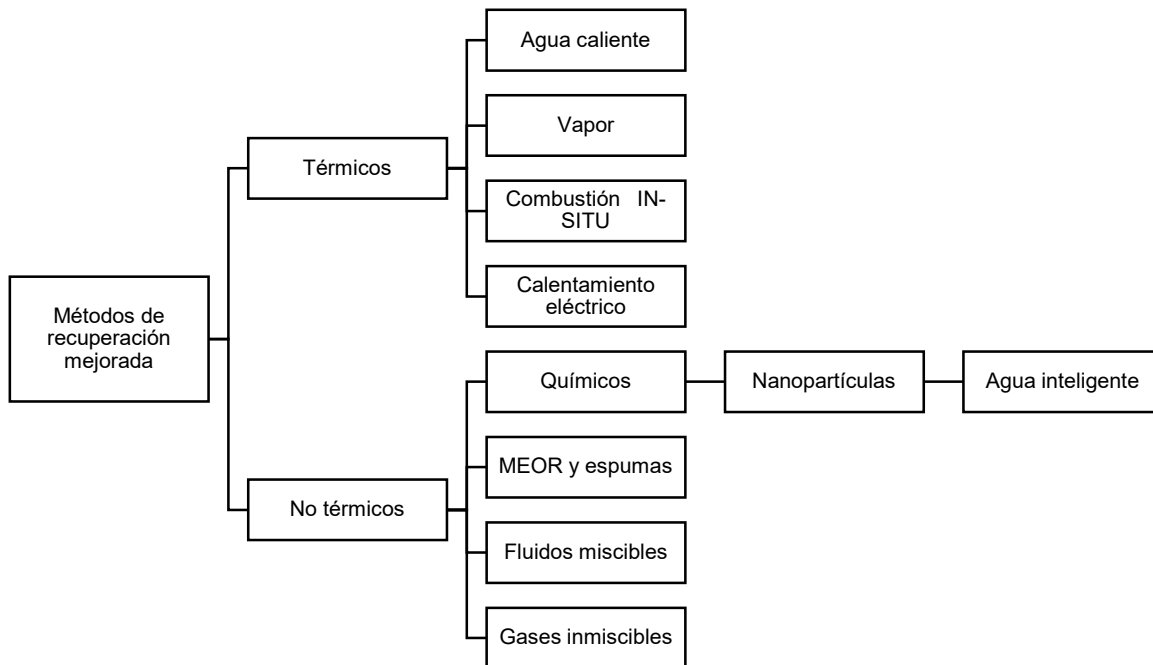


Figura 1: Clasificación de los métodos de recuperación mejorada. Tomado de S. Thomas, 2007.

La implementación de métodos químicos puede ser compleja y costosa; sin embargo, si el yacimiento es adecuado y controlado para implementar un método químico, el factor de recuperación de hidrocarburos puede ser bastante alto. En la actualidad, los métodos químicos aumentan sus usos con la aplicación de nuevas tecnologías para la recuperación de hidrocarburos.

Tensoactivos

Los tensoactivos son moléculas que se componen de una cabeza hidrofílica (afinidad al agua) y una cola hidrofóbica (afinidad al aceite); dicha particularidad hace que la molécula se encuentre en la interfase de fluidos inmiscibles. La estructura de un tensoactivo es de la siguiente manera, ver figura 2, (Farn, 2006):

Cabeza hidrofílica (afín al agua): generalmente se compone de grupos polares como son: aniónicos, no iónicos, catiónicos y anfóteros.

Cola hidrofóbica (afín al aceite): se compone de cadenas largas de carbono e hidrógeno, lo que permite la interacción con el aceite.

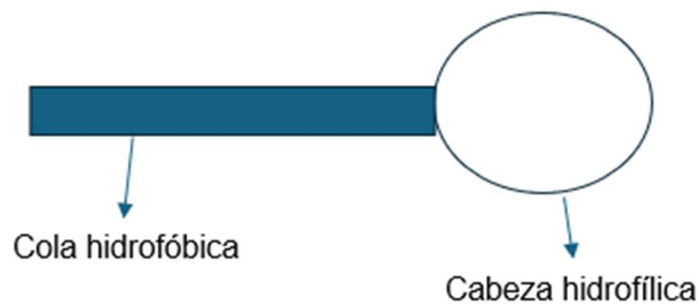


Figura 2: Representación de la molécula de surfactante. Tomada de Cartes y Pereira, 2017.

Los tensoactivos interactúan en la interfase de fluidos inmiscibles, para el caso de la ingeniería petrolera, el tensoactivo es usado como método de EOR, el cual se encarga de reducir las fuerzas de tensión interfacial entre los fluidos, puede alterar la mojabilidad del sistema roca-fluido para favorecer el desplazamiento de aceite hacia la boca del pozo, y además ayuda a generar micro emulsiones para solubilizar al aceite (esto ayuda a mover el aceite que está atrapado en los poros). Se llaman tensoactivos, debido a la reducción de la tensión interfacial (Saxena & Mandal, 2022). Existe un número llamado “balance hidrofílico/lipofílico (HLB)”, el cual es usado para caracterizar algún surfactante; el número indica la tendencia que tiene el surfactante a poder solubilizarse en aceite o en agua. Un bajo valor de HLB indica que el surfactante tiende a ser soluble en aceite y a formar emulsiones de tipo agua en aceite (Green & Willhite, 1998).

Los tensoactivos pueden ser clasificados de acuerdo con el tipo de carga que tienen los iones que lo conforman (Green & Willhite, 1998):

Tensoactivo aniónico: la carga que se presenta en la cabeza hidrofílica es negativa, lo que significa que atrae a moléculas polares (carga positiva) como el agua; a las moléculas con carga negativa las repele.

Tensoactivo no iónico: no posee carga eléctrica, por lo que no se ioniza en soluciones acuosas.

Tensoactivo catiónico: en una solución acuosa, la ionización se realiza por la carga positiva que tiene en la cabaza hidrofílica.

Tensoactivo anfótero: en soluciones básicas la molécula tiene carga negativa, y en soluciones ácidas posee carga positiva.

Los tensoactivos aniónicos y no iónicos han sido en su mayoría utilizados para la implementación de métodos de recuperación mejorada. Los tensoactivos aniónicos tienen buenas propiedades para la reducción de la tensión interfacial, son estables en el medio poroso, tienen una baja adsorción a la roca y son económicos para la industria petrolera. Los tensoactivos no iónicos se suelen usar como co-tensoactivo para mejorar el comportamiento del sistema de surfactantes. Además, los tensoactivos no iónicos son buenos para tolerar sistemas de fluidos de alta salinidad, pero no son tan buenos reductores como los aniónicos para la tensión interfacial (Green & Willhite, 1998).

El uso de tensoactivos como método de recuperación mejorada se ha llevado a cabo, debido a la reducción de la tensión interfacial, alteran la mojabilidad del sistema roca-fluido en yacimientos con presencia de carbonatos. Además, se considera una reducción en la viscosidad del fluido contenido en el medio poroso (Pal et al., 2017).

Nanopartículas

El nombre de nanopartícula proviene de la palabra “nano”, prefijo griego que significa “enano”. Dentro de la industria petrolera, representa una mil millonésima parte de algún sólido químico ultrafino. A lo largo de los años, el uso de nanopartículas en la industria petrolera ha crecido considerablemente, debido a los resultados que tienen en el yacimiento, por ejemplo, reducción de la tensión interfacial, cambio en la mojabilidad del sistema roca-fluido, estabilidad en emulsiones, entre otros (Gbadamosi et al., 2019).

Clasificación de las nanopartículas

Nanopartículas orgánicas: su composición principal es a base de átomos de carbono. Algunos ejemplos comunes para recuperación mejorada son:

- Poliméricas: poliestireno, poliacrilamida y polietilenglicol.

- Nanogeles: son polímeros que tienden a hincharse con agua y liberan químicos de forma controlada.
- Dendrímeros: moléculas simétricas con una estructura esférica muy definida, y con ramificaciones homogéneas (Mittal et al., 2021)
- Biopolímeros: polímeros de origen natural compuestos por múltiples unidades, en las cuales están presentes organismos vivos (Wang et al., 2020).

Nanopartículas inorgánicas: son partículas que no contienen átomos de carbono, por lo que existe una subclasificación, óxido metálicas y metálicas:

- Óxidos metálicos: los más comunes en la industria petrolera son óxido de silicio, de aluminio, de hierro, de titanio, de zinc, de cobalto, de cobre y de magnetita (Ealias & Saravanakumar, 2017). Dichas nanopartículas han logrado posicionarse como las “mejores”, debido a su baja toxicidad, buena estabilidad y su gran capacidad para combinarse con otros materiales (Peralta, 2023).
- Metálicas: nanopartículas construidas a partir de elementos metálicos. Los metales más comunes para crear nanopartículas son: aluminio, cadmio, cobalto, cobre, oro, hierro, plata, plomo y zinc (Ealias & Saravanakumar, 2017).
- A base de carbón: como su nombre lo indica, son nanopartículas hechas completamente de átomos de carbono y son clasificadas en fullerenos, grafeno, nanotubos de carbono y nanofibras de carbono. Dichas nanopartículas son excelentes conductoras de electricidad, son resistentes, flexibles y versátiles (Ealias & Saravanakumar, 2017).

Usos de las nanopartículas en la industria petrolera

A lo largo del tiempo, el uso de la nanotecnología ha crecido exponencialmente y ha generado un gran impacto en las actividades operacionales de la ingeniería petrolera. Las nanopartículas son comúnmente usadas en actividades relacionadas con la exploración y producción de hidrocarburos, además de la refinación del petróleo para obtener sus derivados.

Exploración

El uso de nanosensores para la obtención de mapas sísmicos de la formación, debido a que algunas veces resulta compleja la implementación de material “convencional” por las características del área de interés, los nanosensores permiten la obtención de información detallada y precisa de toda el área que se esté explorando (Peng et al., 2020).

Perforación y terminación

Existen muchos problemas durante la etapa de perforación de un pozo petrolero, las nanopartículas se suelen usar con mezclas de otros fluidos para mejorar la tasa de penetración, disminuyen el desgaste de los equipos de perforación, y mejoran la transferencia de calor, es decir, alargan la vida útil de los equipos (Peng et al., 2017 & Peralta, 2023). El uso de nanopartículas de tipo óxido metálicas para aumentar la resistencia a la compresión del cemento Portland es usado frecuentemente en la etapa de cementación de pozos.

Estimulación de pozos

Durante el fracturamiento hidráulico, las nanopartículas ayudan a mejorar ciertos parámetros del fluido fracturante, por ejemplo, propiedades reológicas, reducen la capacidad de adsorción a la roca y ayudan a evitar el cierre de las fracturas en la roca para mantener una buena permeabilidad (Alsaba et al., 2020).

Recuperación Mejorada

De acuerdo con el pronóstico presentado por la Agencia Internacional de Energía sobre la producción de aceite mediante el uso de métodos de recuperación mejorada, ver figura 3. Los métodos químicos tienen un rol interesante hasta el año 2040.

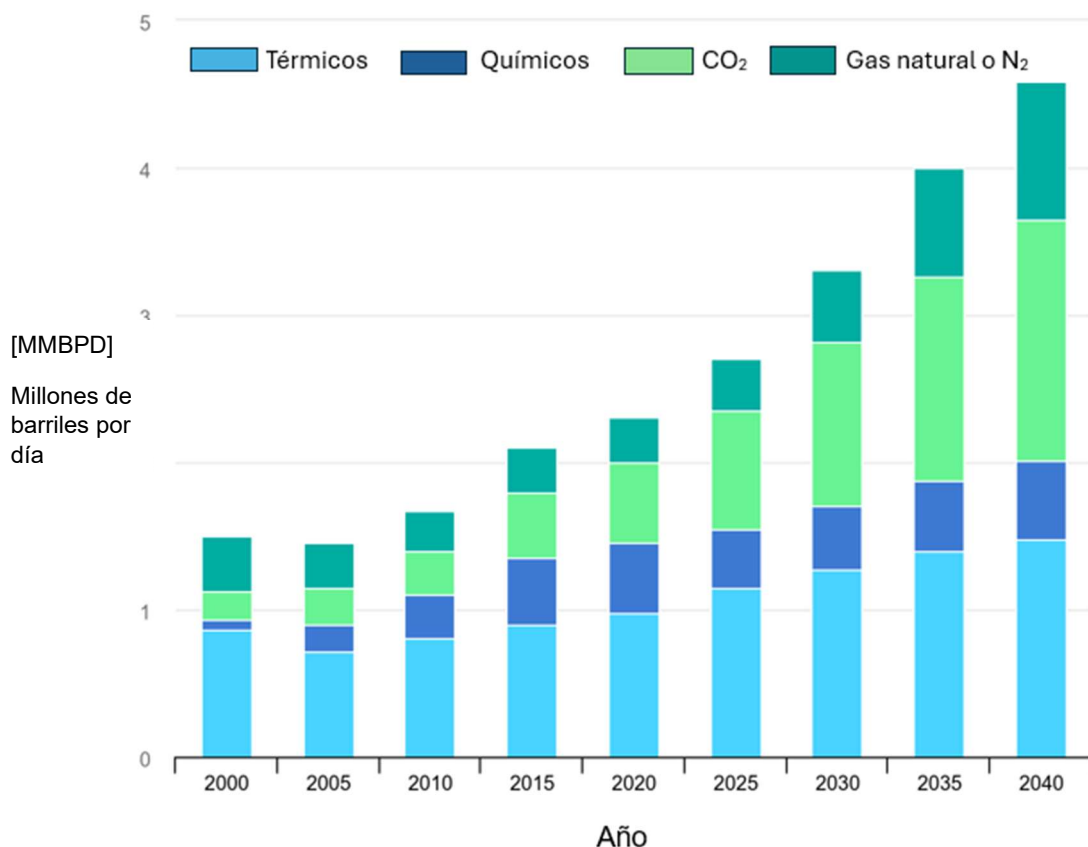


Figura 3: Producción de aceite a nivel mundial mediante la aplicación de métodos de EOR. Tomada de International Energy Agency (IEA). Data- Statistics/ EOR production in the New Policies Scenario, 2000-2040.

El uso de nanopartículas permite reducir la viscosidad del aceite, la tensión interfacial y puede alterar la mojabilidad del sistema roca-fluido. Lo que a su vez permite incrementar la producción de aceite. Existen casos de aplicación donde los ingenieros optan por usar una combinación de nanopartículas con tensoactivo, dando lugar a un “nanofluido” el cual permite potencializar las características de ambas sustancias químicas.

En Japón se han realizado pruebas de laboratorio con el uso de nanopartículas de sílice con agua del yacimiento en núcleos de roca del campo Sarukawa. La inyección del nanofluido favoreció la recuperación de aceite que se encontraba en condiciones de saturación residual de aceite, S_{or} . El experimento concluyó que una

adecuada concentración de nanopartículas debe ser usada para poder recuperar el mayor volumen de aceite posible (Kaito et al., 2022).

Se han realizado pruebas de laboratorio usando nanopartículas de Al_2O_3 junto con un polímero (poliacrilamida) para modificar las propiedades del sistema roca-fluido en núcleos de areniscas. Los núcleos a condiciones de saturación residual de aceite pesado fueron sometidos a la inyección de Al_2O_3 y poliacrilamida; los resultados obtenidos fueron satisfactorios, ya que se logró cambiar la mojabilidad del sistema roca-fluido, pasó a ser mojado por agua y favoreció la recuperación de aceite (Gbadamosi et al., 2019).

En resumen, el uso de nanopartículas en la recuperación mejorada de hidrocarburos favorece la recuperación de aceite, ya que por cambios en la mojabilidad del sistema roca-fluido, reducción de la tensión interfacial, disminución de la viscosidad del crudo y por su gran estabilidad para mantenerse en suspensión son parámetros que incrementan la producción de crudo.

Ventajas del uso de nanopartículas (Khan et al., 2017):

- Cambian la mojabilidad del sistema roca-fluido;
- Mejoran la conductividad térmica del crudo;
- Reducen la tensión interfacial;
- Buena estabilidad química;
- Se pueden modificar o combinar con otras sustancias químicas.

Desventajas del uso de nanopartículas (Khan et al., 2017):

- Su alta concentración química puede tapar los poros de la roca;
- Costosas;
- Alta toxicidad.

Nanopartículas con tensoactivos

Un nanofluido hace referencia a la combinación de un tensoactivo con nanopartículas para mejorar la eficiencia de desplazamiento del aceite en un medio poroso mediante la reducción de las fuerzas de cohesión (tensión interfacial) y la

alteración de fuerzas de adhesión (mojabilidad) causando que la capilaridad del medio poroso se favorezca a una liberación de los fluidos contenidos en el medio poroso (Almubarak et al., 2020). Lo mencionado anteriormente, permite que los fluidos contenidos en el medio poroso se desplacen en contra de la fuerza de gravedad.

La recuperación de aceite está relacionada con el número capilar, representa a las fuerzas capilares en el yacimiento, se muestra a continuación:

$$N_c = \frac{\mu v}{\sigma \cos \theta} \quad \dots (1)$$

Donde: N_c : número capilar, [adim]

μ : viscosidad del fluido, [cP]

v : velocidad del fluido, $\left[\frac{m}{s}\right]$

σ : tensión interfacial entre el fluido desplazante y el desplazado (agua y aceite), $\left[\frac{mN}{m}\right]$

θ : ángulo de contacto en el fluido y la roca, $[^\circ]$

A medida que se tiene un aumento en el número capilar, esto indica que las fuerzas viscosas dominan el proceso de flujo en medios porosos. Generalmente, cuando el número capilar alcanza valores de entre 10^{-4} a 10^{-5} o mayores, la movilización del aceite se favorece, reduciendo a la saturación residual de aceite (Abdallah et al., 2007). Los aceites ligeros tienen una mayor movilidad dentro del yacimiento, por lo que tienen métodos distintos de producción a como si se tratara de un aceite pesado. La recuperación de cualquier tipo de aceite está dada bajo las características geológicas del yacimiento, el método utilizado de producción y las propiedades del fluido.

Con la aplicación de nanofluidos es posible reducir la tensión interfacial y cambiar la mojabilidad del sistema roca – fluido, lo que favorece la movilización del aceite del yacimiento, debido a un aumento en el número capilar. Imaginemos que, el

medio poroso contiene aceite crudo en sus poros, el agua que hay alrededor quiere empujar al aceite, pero el agua no puede debido a la tensión interfacial que existe. La fuerza con la que el agua “empuja” al aceite y la tensión interfacial presente en los fluidos hace referencia al número capilar. Un valor N_c igual o mayor a 1 significa que la fuerza viscosa es mayor a la tensión interfacial y como en este caso, el aceite se desprende de los poros de la roca. Lo contrario pasa cuando tenemos un N_c menor a 1, la fuerza viscosa (de empuje) es pequeña y no puede desplazar al aceite.

El uso de nanofluidos ha ganado terreno en la recuperación mejorada, debido al comportamiento y los resultados que generan dentro del sistema roca-fluido, la capacidad de interacción que tienen ambos químicos favorece la recuperación de aceite.

La combinación de tensoactivos con nanopartículas ha mostrado cambios importantes en rocas siliciclásticas, pasando de un sistema mojado al aceite a ser mojado por agua y en rocas carbonatadas, la mojabilidad ha sido clasificada como intermedia.

En 2024, Rezvani, Binks y Nguyen presentaron que los tensoactivos no iónicos junto con nanopartículas de óxido de silicio son excelentes para alterar la mojabilidad del sistema roca – fluido. Ellos hicieron pruebas de mojabilidad determinando el ángulo de contacto en rocas con alto contenido de calcita y pruebas de desplazamiento para cuantificar la recuperación de aceite (38°API @25°C). Sus resultados fueron que a bajas concentraciones de nanopartículas la mojabilidad cambia (pasó de ser un sistema mojado por aceite a ser mojado por agua), mientras que la recuperación de aceite se obtuvieron volúmenes importantes de aceite, pues, la disminución en la saturación de aceite residual fue notable.

Capítulo 2

Jerarquía experimental, pruebas de mojabilidad y desplazamiento

Este capítulo 2, contiene el orden experimental que se siguió en el trabajo para cada una de las pruebas realizadas. Además, contiene las características principales de los materiales, equipos utilizados en el desarrollo de los experimentos.

En la figura 4 se muestra la metodología ocupada, las pruebas de suspensión fueron realizadas por Barroso Laiza, y son importantes para conocer la capacidad que tienen las nanopartículas de óxido de aluminio de mantenerse suspendidas en una solución. Los sistemas de fluidos probados en nuestro grupo de trabajo previamente; sin embargo, sólo uno fue exitoso (agua destilada, DW por sus siglas en inglés, con nanopartículas de óxido de aluminio) debido a eso, se pudo continuar con la siguiente prueba, pruebas de tensión superficial, mismas que se realizaron por Barroso Laiza (2024). Al obtener los valores de tensión superficial, el sistema de fluidos agua destilada (DW) con Al_2O_3 tuvo un valor de 36.35 mN/m es menor a la tensión superficial del agua (72 mN/m). La tensión superficial debe ser menor a la del agua para que dentro del medio poroso la fuerza que tiene atrapado al aceite disminuya y favorezca a la recuperación de aceite y no de agua. Al obtener éxito con las pruebas de tensión superficial, se siguió con el siguiente paso, pruebas de capilaridad y así sucesivamente.

Para el presente trabajo se realizaron tres experimentos: el primero de ellos fue realizar pruebas de capilaridad para evaluar la capacidad de desplazamiento de aceite sintético que poseen los agentes químicos utilizados (nanopartículas de Al_2O_3 y tensoactivo no iónico) y así estimar cualitativamente el volumen de aceite desplazado por medio del cálculo del factor de recuperación. El segundo experimento consistió en realizar mediciones del ángulo de contacto con el objetivo de determinar la mojabilidad del sistema roca-fluido cuando se presentan distintas mezclas de fluidos en las muestras de roca carbonatada. Finalmente, el tercer experimento consistió en pruebas de desplazamiento inmisible: mediante la inyección de agua destilada, seguida de la inyección de aceite sintético, inyección

de agua@Sor y finalmente la inyección de agua destilada con NFE. Para la segunda prueba, lo único que cambió fue la última inyección, en lugar de agua destilada con NFE se utilizó agua destilada con nanopartículas y NFE. Ambas inyecciones se llevaron a cabo con muestras de roca carbonatada y con los resultados obtenidos de las pruebas de desplazamiento se construyeron las curvas de K_r para estimar la mojabilidad de la roca, y cuantificar el volumen de aceite recuperado dada la inyección de agua destilada con NFE y nanopartículas de Al_2O_3 .

A continuación, en la figura 4 se muestra el orden de los experimentos:

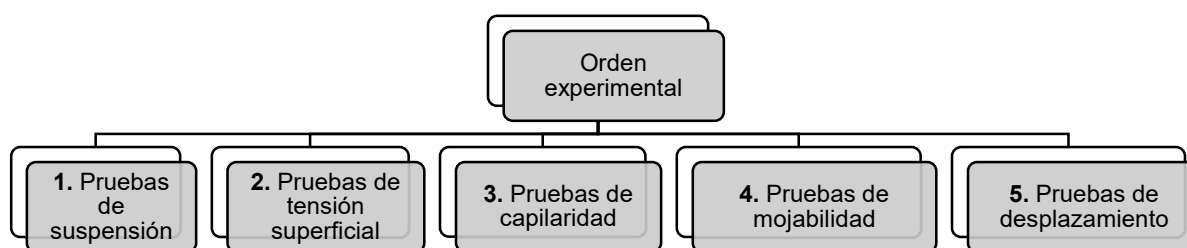


Figura 4: Orden experimental de las pruebas realizadas en el laboratorio.

Materiales

Para la realización de las pruebas experimentales se trabajó con aceite sintético, agua destilada, con una salmuera de 1,000 [ppm]. Además, se utilizó una roca carbonatada (proveedor Kocurek), agentes químicos como las nanopartículas de óxido de aluminio (Al_2O_3) las cuales provienen de Sigma - Aldrich y un tensoactivo no iónico (nonilfenoletoxilado) del proveedor Droguería Cosmopolita. Las propiedades de cada material se enlistan a continuación, ver tablas del 1 al 5:

Tabla 1: Características del aceite sintético

Material	Densidad, g/mL	Densidad, °API	Viscosidad, cP	Concentración
Aceite sintético	0.9419	18.7229	195	50/50 Aceite mineral/ KTIA

Tabla 2: Características del aceite mineral.

Material	Densidad g/mL	Densidad °API	Viscosidad cP
Aceite mineral	0.8364	37.67	55

Tabla 3: Características del aceite crudo "KTIA".

Material	Densidad g/mL	Densidad °API	Viscosidad cP
Aceite crudo	0.9	25.722	3,660

Tabla 4: Características del surfactante o tensoactivo.

Material	Tensoactivo	Masa molecular g/mol	Viscosidad cP @20°C	Concentración %v/v
Nonilfenol etoxilado	No iónico	640-660	240-260	1%

Tabla 5: Características de las nanopartículas de óxido de aluminio.

Material	Tipo	Tamaño nm	Concentración %p/p
Al ₂ O ₃	Modificadas con isopropanol	<50	0.1

Tabla 6: Características de la muestra de roca carbonatada.

Material	Porosidad	Permeabilidad
Roca (Silurian Dolomite)	16-17 %	35 - 100 mD

Equipos utilizados

Tensiómetro SITA

En la medición de la tensión superficial se utilizó un tensiómetro de la marca SITA, ver figura 5, el cual opera bajo el método de la presión de burbuja que consiste en bombear aire a través de un tubo capilar hacia el fluido a analizar. Para obtener el valor de la tensión superficial el dispositivo se basa en la ecuación de Young Laplace, es una diferencia de presiones, $\Delta P = P_{\max} - P_{\min}$. A partir de la ecuación de Young Laplace y el tiempo de vida de la burbuja, se calcula la tensión superficial.

Para medir la tensión superficial se siguieron los siguientes pasos:

1. Calibrar el tensiómetro con 50 [mL] de agua destilada;
2. Limpiar el tubo capilar con agua destilada;
3. Seleccionar la velocidad a la cual se requiera la medición;
4. Se utilizó 50 [mL] del nanofluido (tensoactivo + nanopartículas + agua destilada) en un vaso de precipitados;
5. La medición se repitió 2 veces, con 30 y 50 [ms] respectivamente.



Figura 5: Tensiómetro SITA.

Goniómetro

Peralta (2023) señala que para llevar a cabo la medición del ángulo de contacto se utilizó un goniómetro de marca OSSILA, ver figura 6, el cual se basa en el método de la gota sésil. Dicho método consiste en dejar caer una gota de fluido por medio de una jeringa sobre la muestra de roca, y se analiza mediante un software a través de la medición de sus ángulos: izquierdo y derecho. Así mismo, se determina el error cuadrático medio para verificar que la gota tenga el más mínimo error para al final dar un ángulo promedio. En la siguiente figura se puede observar al equipo, el cual consta de una cámara de alta resolución, una fuente de luz monocromática y, además, por medio de un cable USB, el goniómetro se conecta a una computadora para hacer uso del software Ossila para el análisis de los ángulos de la gota del fluido.

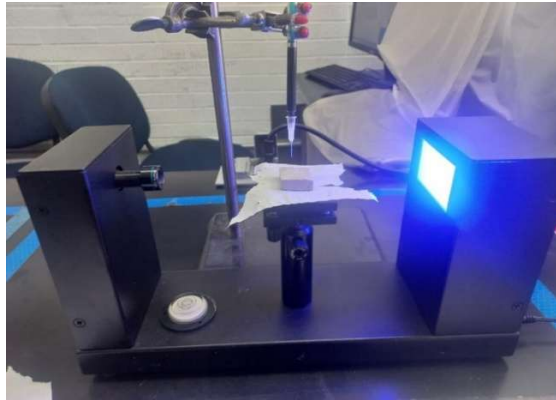


Figura 6: Goniómetro marca OSSILA.

Caracterización básica de una muestra de roca carbonatada con una celda de desplazamiento

Celda de desplazamiento

La celda de desplazamiento opera con muestras de las siguientes dimensiones: 1 a 1.5 [pg] de diámetro por 4 [pg] de longitud, a condiciones máximas de 10,000 [psi] de presión de sobrecarga. El diseño de la celda obliga a tener dos tipos de fluidos: fluidos de trabajo, que se inyectan en las muestras de roca, y fluidos de operación y funcionamiento.

Los elementos principales de la celda de desplazamiento se enlistan a continuación, partiendo de la descripción presentada por Rodríguez (2023), ver figura 7:

1. Una bomba hidráulica manual;
2. Una bomba tipo HPLC P40 Knauer con una capacidad de bombeo de fluido de 0.1 a 5 $\left[\frac{\text{mL}}{\text{min}}\right]$;
3. Un portamuestras con una manga de hule;
4. Un manómetro de presión;
5. Dos acumuladores;
6. Válvulas tipo globo y aguja.

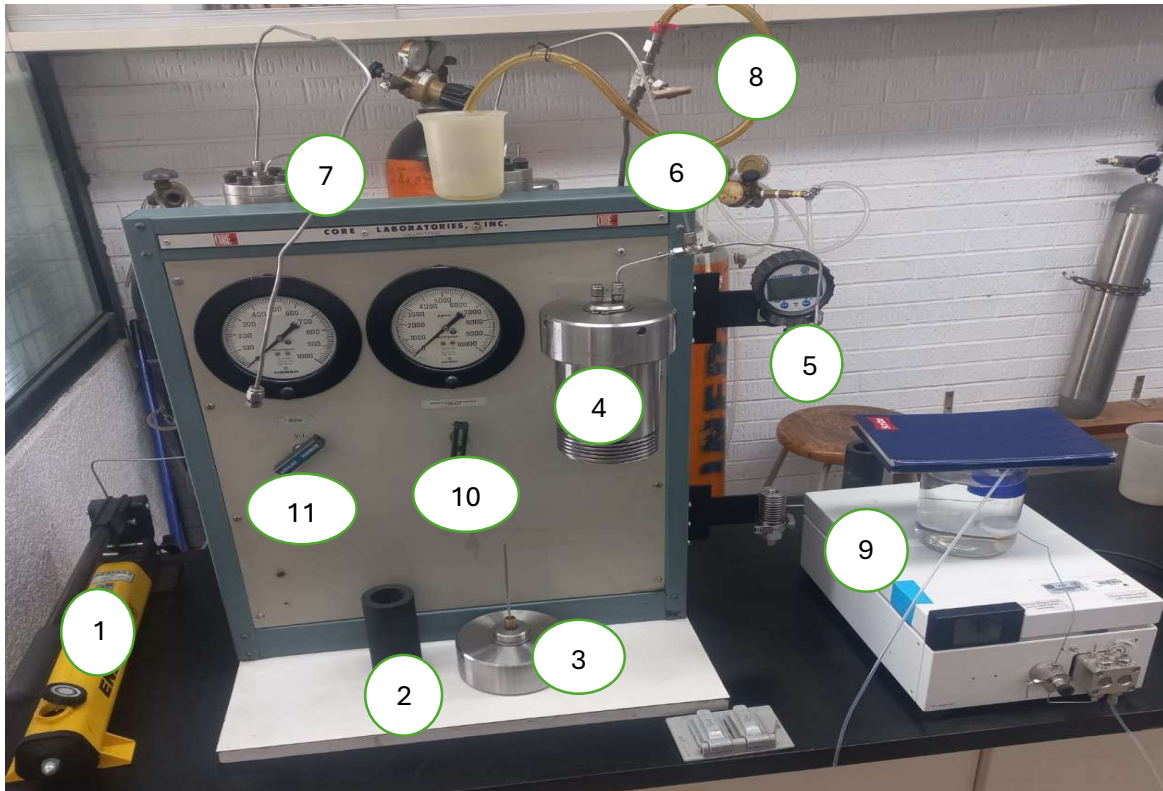


Figura 7: Vista de frente de la celda de desplazamiento con el señalamiento de sus componentes principales.

Descripción de sus componentes principales

1. Bomba hidráulica, se usa para generar presión de sobrecarga a la muestra de roca mediante la inyección de aceite hidráulico. La presión máxima de dicha bomba es de 10,000 [psi].
2. La manga de hule permite la simulación de la presión del poro de la muestra de roca. La máxima presión que soporta es 10,000 [psi]. Dentro de la manga de hule cabe una muestra de 1 a 1.5 [pg] de diámetro por 4 [pg] de largo.
3. Portamuestras, sujeta a la manga de hule para mantenerla dentro de la celda y confinar la muestra a una cierta presión de poro.
4. Contenedor de la manga de hule y la muestra de roca. Permite el paso de fluidos dentro y fuera de la manga por medio de sus cabezales ranurados, los cuales son

ranurados en forma radial para permitir que el desplazamiento de fluidos sea uniforme sobre la roca.

5. Manómetro digital, se dispone de tres manómetros digitales, cada uno con diferentes capacidades de 30, 300 y 5000 [psi] respectivamente. El manómetro permite monitorear la presión del fluido de entrada al portamuestras durante la prueba de desplazamiento.

6. Línea de flujo proveniente del contenedor de agua destilada.

7. Línea de flujo proveniente del contenedor de aceite.

8. Manguera para purgar el sistema, a través de la manguera se libera el gas que queda atrapado al momento de confinar con la bomba hidráulica.

9. Bomba tipo HPLC P40 Knauer, la cual tiene una capacidad de bombeo de 0.5 a 5 [mL/min] a una máxima presión de 5,000 [psi]. La bomba inyecta agua destilada a su respectivo depósito, figura 8, para que el agua inyectada desplace al pistón que está dentro del depósito y a su vez desplace al fluido de trabajo hacia el portamuestras.

10. Válvulas de instrumentación permiten el paso de fluidos de manera segura. Operan hasta los 10,000 [psi].

11. Depósitos de agua y aceite: son cilindros hechos de acero inoxidable con capacidad de 1 [L] y soportan hasta 10,000 [psi] de presión de trabajo. Dentro de los depósitos existe un pistón flotante el cual se encarga de separar el fluido de trabajo (agua o aceite) del agua destilada que se bombea a un gasto constante. El agua destilada desplaza al fluido de trabajo hasta llegar al portamuestras.

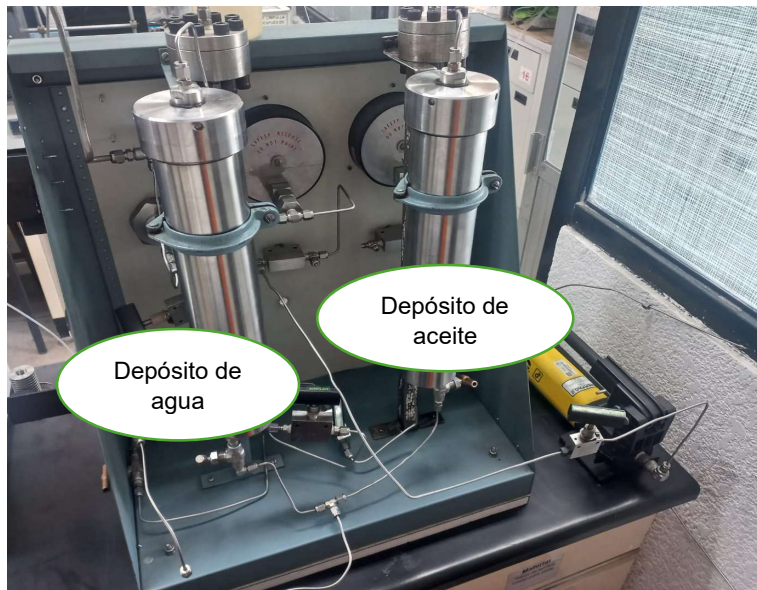


Figura 8: Depósitos. Parte trasera de la celda de desplazamiento.

Rodríguez Hernández (2023) señala que el funcionamiento de la celda se basa en cinco principales partes, figura 9:

En la figura 9 se puede observar la configuración y la distribución del área de inyección y desplazamiento de la celda. El proceso de inyección comienza con la succión de agua destilada desde el contenedor para posteriormente pasar por las líneas de flujo de acero inoxidable (líneas azules) hasta llegar a los depósitos; el uso de un depósito dependerá del fluido que se requiera inyectar al tapón de roca. La línea de flujo para el depósito A, la bomba de inyección debe de ser mayor a la presión de la columna hidrostática de fluido en el depósito A. Esto, para que el pistón comience a desplazarse hacia arriba y desplazar el fluido de trabajo por toda la línea de flujo y así hacer llegar el fluido de trabajo al tapón de roca contenido en el portamuestras. En el recorrido del fluido por las líneas de flujo se encuentra un filtro para evitar el ingreso de partículas no deseadas al tapón de roca.

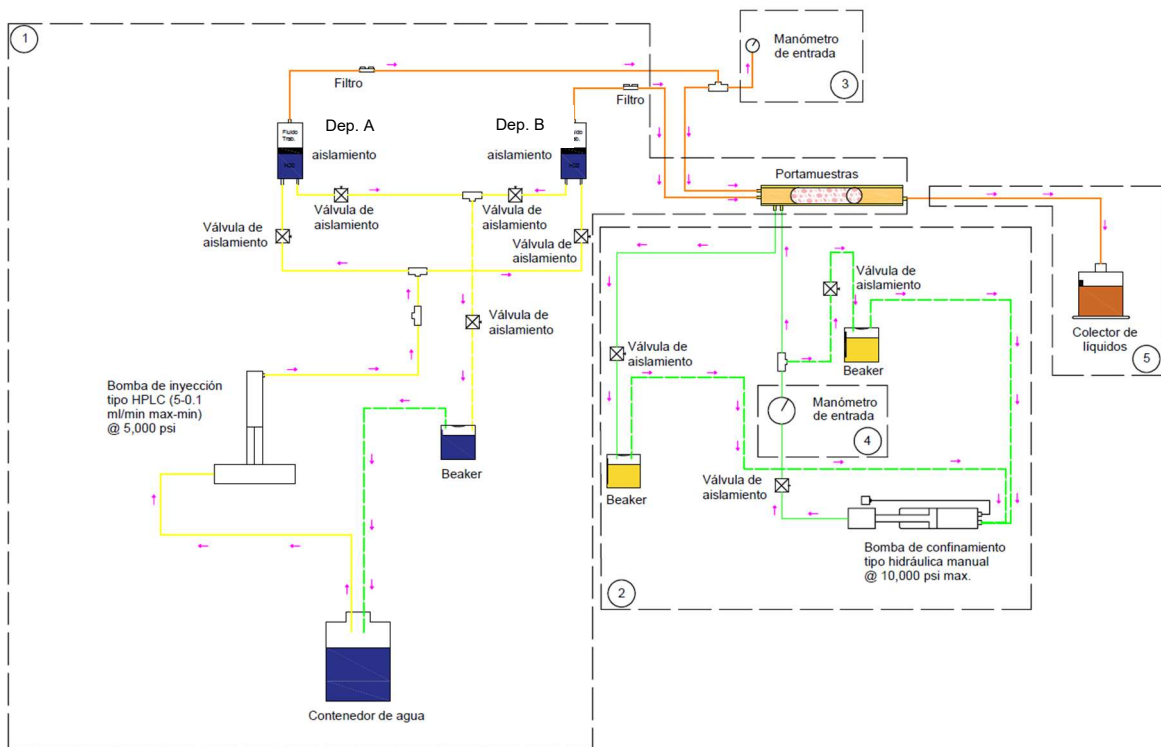


Figura 9: Configuración para llevar a cabo las pruebas de desplazamiento. Tomada de Rodríguez, J. (2023). Configuración del sistema funcional de la celda de desplazamiento.

1.- Área de inyección y desplazamiento

Consta de la bomba HPLC P40 Knauer, líneas de flujo de acero inoxidable, dos acumuladores y el portamuestras de acero inoxidable.

Rodríguez, J. (2023) señala que *“para la realización de la prueba de desplazamiento, el objetivo principal es cuantificar la recuperación de fluidos en un tapón de roca saturado por algún fluido de trabajo (aceite crudo, aceite mineral, aceite sintético, nanofluidos o salmueras) a través de la inyección de agua destilada. Al momento de inyectar agua destilada por medio de la bomba HPLC P40 Knauer es que, por diferencias de densidades, el agua destilada desplace al fluido por el cual está saturado el tapón de roca”* (p.14).

Es importante mencionar que, antes de comenzar la inyección de agua destilada, se deben establecer los gastos a emplear dadas las características petrofísicas de la roca y asimismo las características físicas de los fluidos de trabajo.

Asimismo, la bomba de inyección bombea agua destilada a un gasto constante, manteniendo una cierta presión de entrada en la parte superior del portamuestras; dicha presión representa la presión total del sistema, la cual aumenta continuamente y es proporcional al gasto de inyección. Junto con la presión de sobrecarga a la cual se encuentra confinado el tapón de roca y todo el mecanismo de inyección, se genera el desplazamiento de un fluido de trabajo a través de una muestra de roca confinada a una cierta presión de sobrecarga.

Al momento de inyectar el fluido de trabajo, la salida (tubo capilar de acero inoxidable, mismo que se encuentra en la parte inferior del portamuestras de acero inoxidable), se utilizaron probetas de 5 [mL] a 10 [mL], el número de probetas será determinado por la duración de la prueba de desplazamiento. En el presente trabajo también se utilizaron probetas de 25 [mL] debido a que se esperaba recuperar más volumen del fluido de trabajo, y para cuantificar el volumen en una sola fracción de fluido y no cambiar probetas frecuentemente. Por medio de los valores de permeabilidad proporcionados por el proveedor de la muestra de roca y con la viscosidad del fluido de trabajo, se determina la presión a la que será confinado el tapón de roca, el gasto de inyección y el tiempo para la obtención de los valores de presión. Cabe mencionar que, cuando se determinó la porosidad efectiva, no fue necesario llevar un control riguroso de los valores de presión y tiempo, solo bastó con cuantificar el volumen poroso del tapón de roca (Rodríguez, J. 2023).

2.- Área de presión de sobrecarga

Rodríguez, J. (2023) señala que *“el área de presión de sobrecarga se compone de la bomba hidráulica, un manómetro analógico, la manga de hule y el portamuestras. La presión de sobrecarga es ejercida por el peso de todos los sedimentos por encima del medio poroso. Asimismo, dicha presión de sobrecarga genera una reducción en la porosidad de la roca”* (p.14).

El objetivo es simular las condiciones de yacimiento en términos de presión a la cual se encuentra sometida la roca. Con ayuda de una bomba hidráulica se alcanzó una presión de sobrecarga dentro del portamuestras. Dicha bomba se encarga de inyectar aceite hidráulico al portamuestras para re-presionar el tapón de roca.

Para la realización de las pruebas de desplazamiento es obligatorio mantener limpio el tapón de roca y la manga de hule, debido a que la manga actúa como un agente aislante para evitar el paso de aceite hidráulico hacia el tapón de roca y ser contaminado por un fluido no deseado. El flujo de trabajo se presenta en forma longitudinal y paralelo a las paredes del portamuestras, obligando a los fluidos a desplazarse en una sola dirección de salida, ver figura 10.

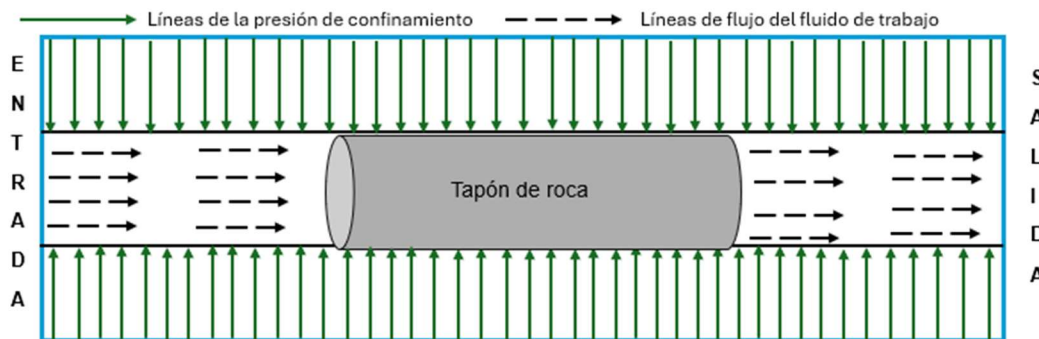


Figura 10: Interacción con el tapón de roca y la presión de sobrecarga. Figura tomada de Rodríguez, M. 2021.

3.- Presión de poro

Para Sabido (2018). *“A condiciones reales de yacimientos, se sabe que el incremento en la presión de sobrecarga ocasiona una mayor compactación de las rocas, lo que genera una reducción del volumen poroso y favorece a la expulsión de los fluidos contenidos en la formación, en donde la presión de poro es aquella presión que se origina por procesos de depósito y compactación de la roca a la que se encuentran sometidos los fluidos en el medio poroso”* (p.20-23).

Rodríguez, J. (2023) menciona que el objetivo de generar una contrapresión en el tapón de roca es simular la presión de poro que existe a condiciones reales (de yacimiento). Dicha contrapresión no permite el paso de fluidos a través del tapón de roca y para realizar el desplazamiento de fluidos se debe vencer por medio de la presión generada por la inyección de fluidos. Es decir, la contrapresión en el portamuestras debe ser vencida por la presión generada por la inyección de fluidos; esto a su vez permite encontrar una presión óptima de trabajo (que permita el paso de fluidos a través del tapón de roca).

4.- Área de verificación de estado general

La verificación de la presión que existe dentro del sistema es vital para un correcto funcionamiento de la bomba HPLC P40, por tanto, es indispensable observar los valores de presión que marca el manómetro digital al momento de la purga o bien inyección de algún fluido de trabajo.

En consecuencia, existen tres variables físicas para el monitoreo en un experimento de desplazamiento: la presión, la temperatura y el gasto de trabajo. La temperatura no fue esencial debido a que se trabajó en condiciones de temperatura ambiente. El gasto fue constante durante todo el experimento. El gasto de trabajo debe ser el mismo que se inyecta y el que sale. Es decir, debe existir un balance de masa entre lo que entra y lo que sale (Rodríguez, J. 2023).

5.- Área de recolección de datos

Para una prueba de desplazamiento, la cuantificación de los fluidos de trabajo en la salida por el tubo capilar del portamuestras se da por medio de la inyección de dos a tres volúmenes porosos del fluido de trabajo a través de la roca. Al conocer el peso y el volumen total del tapón de roca, es posible obtener el volumen poroso de dicho tapón. Es muy importante verificar que el tapón de roca esté saturado al 100%.

La caracterización de la muestra de roca permite conocer la interacción roca-fluido del medio poroso para entender su comportamiento. La presión dependerá de los

fluidos con los que se estén trabajando; asimismo, los valores de presión se registran en intervalos de tiempo de 1 a 5 minutos. Es importante el monitoreo de la celda de desplazamiento, ya que pueden existir fugas, un mal ensamble o bien se puede alcanzar la presión máxima de operación de la bomba (Rodríguez, J. 2023).

Métodos utilizados para la medición de la porosidad efectiva y permeabilidad absoluta

Medición de la porosidad efectiva

Los métodos de medición de porosidad efectiva y permeabilidad absoluta fueron adaptados a partir del trabajo presentado por Rodríguez, J. 2023 el cual señala la técnica utilizada para medir el volumen de poros interconectados de una muestra de roca fue mediante la saturación de la muestra de roca al vacío. El proceso de saturación al vacío no afecta a la composición estructural y mineralógica de la muestra de roca (p.17).

La técnica consiste en sumergir la roca en un recipiente con agua destilada. El líquido debe cubrir completamente la roca. El recipiente con la roca y el líquido se coloca en una campana; es importante que a la tapa de la campana se le coloque grasa de vacío para lograr un sello completamente hermético. Posteriormente, se enciende la bomba para lograr el vacío; la bomba comienza a expulsar el aire contenido en la campana, también saca el aire contenido en los poros de la roca y el líquido comienza a entrar en los poros de la roca. Este proceso concluye hasta que no se observen burbujas de aire que salgan de la roca (Rodríguez, J. 2023).

Enseguida se describen las partes del equipo utilizado, siguiendo la descripción presentada por Rodríguez (2023):

1.- Bomba de vacío: Bomba que consta de dos etapas y de modelo ET 1148, con una potencia de 1/3 [HP], una frecuencia de 60 [Hz], un voltaje de 110 [V], una presión máxima de trabajo de 3×10^{-1} [Pa] (0.000043511 [psi]) y es capaz de desplazar 4 ft³ de gas por minuto. La bomba tiene conectada una manguera con una válvula de aislamiento para regular el vacío generado dentro de la campana.

2. Campana de vacío: Está constituida por un sello hermético de vidrio la cual permite la extracción de gas para generar vacío. Se debe utilizar grasa para vacío entre la tapa y la base de la campana para hacer un sello completamente hermético y evitar fugas. La campana consta de dos piezas de vidrio. La porosidad efectiva de la muestra de roca se obtiene con las siguientes ecuaciones:

$$\Phi = \frac{V_p}{V_t} * 100$$

...(2)

Donde: Φ : porosidad, [%]

V_p : volumen poroso, [cm³]

V_t : volumen total de la roca, [cm³]

El volumen poroso se obtiene de la manera siguiente:

$$V_p = \frac{m_{sat} - m_{sec}}{\rho_t}$$

...(3)

Donde: V_p : volumen poroso de los poros interconectados, [cm³]

m_{sat} : masa del tapón de roca saturado al vacío, [g]

m_{sec} : masa del tapón de roca seco (antes de saturar), [g]

ρ_t : densidad del fluido de trabajo, $\left[\frac{g}{cm^3}\right]$

Y el volumen total de la roca se obtiene de la manera siguiente:

$$V_t = A * L$$

...(4)

Donde: V_t : volumen total de la muestra de roca, [cm³]

A = área de la base del tapón de roca, [cm²]

L = longitud del tapón de roca, [cm]

La porosidad es una variable petrofísica de la roca que comúnmente se expresa en porcentaje [%].

Medición de la permeabilidad absoluta

El valor de la permeabilidad absoluta se obtendrá por medio del uso de la ley de Henry Darcy; para ello es indispensable contar con los valores precisos de presión durante todas las pruebas de desplazamiento. En esta parte se describe la ley de Darcy para determinar la permeabilidad absoluta de la muestra de roca.

Ahmed (2006) considera que la permeabilidad de la roca, k , es una propiedad petrofísica de la roca porque se encarga de controlar la dirección del movimiento del flujo de fluidos presentes en la formación. Este concepto fue definido por el matemático Henry Darcy en 1856; por tanto, la ecuación que rige el comportamiento de fluidos en medios porosos es llamada Ley de Darcy (p.228).

Darcy desarrolló una ecuación para un flujo lineal de un fluido incompresible presente en una muestra de roca de longitud L y un área A , la ecuación es la siguiente:

$$v = - \frac{k}{\mu} \frac{dp}{dL}$$

...(5)

Donde: v : velocidad del fluido, [cm/s]

k: valor de la permeabilidad, [mD]

μ : viscosidad del fluido, [cP]

$\frac{dp}{dL}$: gradiente de presión por unidad de longitud al flujo, [psi/cm]

La ecuación 5 debe resolverse usando otras variables físicas como el gasto de inyección y el área de la muestra. Con dichas variables se determina la velocidad del fluido (ecuación 6).

$$v = \frac{q}{A}$$

...(6)

Donde: v: velocidad del fluido, [cm/s]

A: área de la base de la muestra, [cm²]

q: gasto de inyección, [cm³/s]

Sustituyendo la ecuación 5 en la ecuación 6 tenemos lo siguiente:

$$\frac{q}{A} = -\frac{k}{\mu} \frac{dp}{dL}$$

...(7)

Donde: q: gasto de inyección, [cm³/s]

A: área de la base de la muestra, [cm²]

k: valor de la permeabilidad, [mD]

$\frac{dp}{dL}$: gradiente de presión por unidad de longitud al flujo, [psi/cm]

μ : viscosidad del fluido, [cP]

El signo negativo de la ecuación 7 se debe al incremento de la presión en una dirección de flujo y está en función del incremento de la longitud de la roca en sentido opuesto (Ahmed, 2006, p.246).

A partir de la ecuación 7, se procede a integrar ambos diferenciales como se muestra a continuación:

$$\frac{q}{A} = -\frac{k}{\mu} \frac{dp}{dL}$$

...(8)

Agrupando los diferenciales de la ecuación 8:

$$q dL = -\frac{kA}{\mu} dp$$

...(9)

Integrando ambos miembros de la ecuación anterior, se obtuvo lo siguiente:

$$q L = -\frac{kA}{\mu} (p_2 - p_1)$$

...(10)

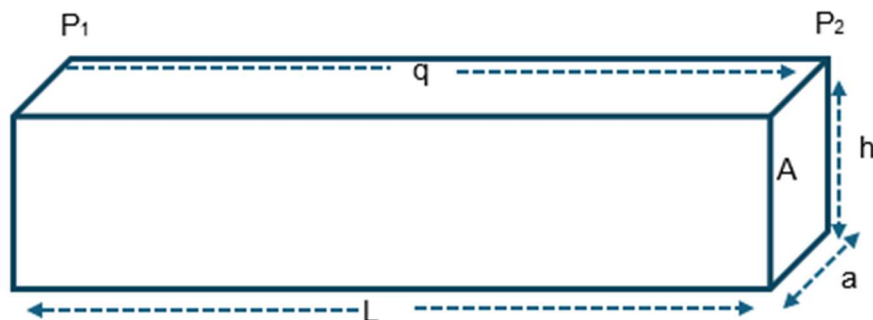


Figura 11: Representación del flujo lineal que constituye a la ecuación de Darcy.

La presión P_1 es mayor que la presión P_2 ; esto significa que los signos negativos de la ecuación pueden reorganizarse. Esto es:

$$q L = - \frac{kA}{\mu} (-\Delta p)$$

$$q L = \frac{kA}{\mu} (\Delta p)$$

...(11)

La ecuación 11 representa la ecuación de Darcy utilizada para resolver problemas de flujo lineal.

Despejando la permeabilidad de la ecuación 11, misma que fue utilizada para el cálculo de todos los valores de permeabilidad en las pruebas de desplazamiento.

$$k = \frac{q \mu L}{A \Delta p}$$

...(12)

Donde:

q: gasto de inyección, [cm³/s]

A: área de la base de la muestra, [cm²]

k: valor de la permeabilidad, [mD]

Δp: Delta de presión (P₁ – P₂) , [Pa]

μ: viscosidad del fluido, [cP]

L : longitud de la muestra de roca, [cm]

Algunas de las consideraciones para medir la permeabilidad de una muestra de roca con la ley de Darcy son:

- Flujo laminar
- Que la roca esté saturada al 100% de un solo fluido

A partir de las consideraciones de la ley de Darcy, podemos determinar el valor de la permeabilidad absoluta y efectiva de la muestra de roca. Para ello es importante mencionar que la celda de desplazamiento solo mide la presión de entrada en el portamuestras de la celda, y para poder obtener el delta de presión es necesario crear un historial de presión respecto al tiempo y el valor de la presión de salida será tomado cuando la curva de presión se haya estabilizado.

Construcción de las curvas de permeabilidad relativa por el método de Johnson-Bossler-Naumann (JBN)

Método adaptado a partir del trabajo presentado por Rodríguez, J. 2023 señala que las curvas de permeabilidad relativa son de gran importancia para estudios de producción, asimismo, son esenciales para el diseño e implementación de métodos de recuperación secundaria y mejorada de hidrocarburos (Helset et al.,1998). La permeabilidad relativa también muestra el comportamiento que tienen los fluidos dentro de un medio poroso. Las curvas de permeabilidad relativa generalmente son interpretadas mediante el método de Johnson-Bossler-Naumann con base en datos de pruebas experimentales de desplazamiento en el laboratorio (p.22).

El método de Johnson-Bossler-Naumann (JBN) se desarrolló a partir del trabajo de Welge en 1952. Welge desarrolló un método para estimar la recuperación de hidrocarburos cuando este es desplazado del medio poroso hacia el pozo por un fluido incompresible e inmiscible (Welge, 1952).

Para poder llevar a cabo la aplicación del método de Johnson-Bossler-Naumann (JBN), se requiere conocer los volúmenes de todos los fluidos utilizados en las pruebas de desplazamiento para poder determinar las saturaciones residuales correspondientes en el medio poroso. A continuación, se presentan las ecuaciones matemáticas para llevar a cabo el método JBN.

Volúmenes porosos de agua inyectada:

$$Q_{wi} = \frac{V_{t\text{ acum}}}{V_p}$$

...(13)

Donde: Q_{wi} : volúmenes porosos de agua inyectada, [adim]

$V_{t\text{ acum}}$: volumen total acumulada, [mL]

V_p : volumen poroso, [mL]

Flujo fraccional del agua y del aceite:

$$f_{wL} = \frac{V_w}{V_o + V_w}$$

...(14)

Donde: f_{wL} : flujo fraccional de agua en la salida del sistema, [adim]

V_w : volumen de agua, [mL]

V_o : volumen de aceite, [mL]

$$f_{oL} = \frac{V_o}{V_w + V_o}$$

...(15)

Donde: f_{oL} : flujo fraccional de aceite en la salida del sistema, [adim]

V_o : volumen de aceite, [mL]

V_w : volumen de agua, [mL]

Adaptado a partir del trabajo de Rodríguez, J. 2023 menciona que, al momento de realizar una prueba de desplazamiento, existe una interacción entre los fluidos presentes: la fase desplazada y la desplazante. La fase desplazada corresponde al

fluido inicial con el que está saturada la muestra de roca. Mientras que la fase desplazante se refiere al fluido que está siendo inyectado en la muestra de roca para desplazar al fluido inicial. Conforme se da la propagación del fluido inyectado a través del medio poroso, las saturaciones del medio poroso van cambiando. Es decir, la saturación del medio poroso cambia con el tiempo; la saturación a la entrada es distinta de la saturación en la salida debido al fluido inyectado que va ocupando los poros de la roca y expulsando al fluido original. Las zonas cercanas a la salida del portamuestras son las que más tardan en ser invadidas por el fluido inyectado. Para construir las curvas de permeabilidad relativa con el método de JBM, el agua es el fluido que se desplaza y el aceite corresponde a la fase inyectada. La saturación promedio de agua presente en el medio poroso es expresada de la siguiente manera (p.24):

$$\overline{S_w} = S_{wr} + \frac{V_{o \text{ desplazado}}}{V_p}$$

...(16)

Donde: $\overline{S_w}$: saturación promedio de la fase desplazada (agua), [adim]

S_{wr} : saturación de agua residual, [adim]

$V_{o \text{ desplazado}}$: volumen de aceite desplazado, [mL]

V_p : volumen poroso, [mL]

Para la saturación en la salida del medio poroso, se utiliza la expresión propuesta por Welge (1952):

$$S_{wL} = \overline{S_w} - (Q_{wi} f_{oL})$$

...(17)

Donde: S_{wL} : saturación de la fase desplazada (agua) en la salida del sistema, [adim]

$\overline{S_w}$: saturación promedio de la fase desplazada (agua), [adim]

Q_{wi} : volúmenes porosos de agua inyectada, [mL]

f_{oL} : flujo fraccional de aceite en la salida del sistema, [adim]

El siguiente paso es calcular la inyectividad relativa, I_r , la cual hace referencia a la facilidad con la que se puede inyectar un fluido al medio poroso en presencia de otro fluido. La inyectividad relativa se expresa matemáticamente de la siguiente manera:

$$I_r = \frac{\left(\frac{q}{\Delta p}\right)_i}{\left(\frac{q}{\Delta p}\right)_r}$$

...(18)

Donde: I_r : inyectividad relativa, [adim]

$\left(\frac{q}{\Delta p}\right)_i$: capacidad de consumo en cualquier etapa de inyección, $\left[\frac{\text{mL}}{\text{psi} \cdot \text{s}}\right]$

$\left(\frac{q}{\Delta p}\right)_r$: capacidad de consumo al comenzar con la inyección

de aceite y el agua está inmóvil, $\left[\frac{\text{mL}}{\text{psi} \cdot \text{s}}\right]$

q : caudal de inyección, $\left[\frac{\text{mL}}{\text{s}}\right]$

Δp : caída de presión basada en la inyección correspondiente, [psi]

Después de obtener la inyektividad relativa, se deben de calcular las permeabilidades relativas correspondientes a la fase de aceite y agua, para ello se ocupan las siguientes ecuaciones:

$$k_{roL} = f_{oL} \frac{d \left[\frac{1}{Q_{wi}} \right]}{d \left[\frac{1}{Q_{wi} I_r} \right]} \quad \dots(19)$$

Donde: k_{roL} : permeabilidad relativa del aceite en la salida del tubo capilar, [adim]

f_{oL} : flujo fraccional del aceite en la salida del tubo capilar, [adim]

I_r : inyektividad relativa, [adim]

Q_{wi} : volúmenes porosos de agua inyectada, [mL]

Para obtener la permeabilidad relativa al agua, se utiliza la siguiente expresión:

$$k_{rwL} = k_{roL} \frac{\mu_w (1 - f_{oL})}{\mu_o f_{oL}} \quad \dots(20)$$

Además, es necesario definir la siguiente relación de cocientes para graficar las curvas de permeabilidad relativa:

Sabemos que: $(1 - f_{oL}) = f_{wL}$...(21)

Por tanto:

$$\frac{k_{rWL}}{k_{rOL}} = \frac{\mu_w f_{wL}}{\mu_o f_{oL}}$$

...(22)

Donde: k_{rWL} : permeabilidad relativa del agua a la salida del tubo capilar, [adim]

k_{rOL} : permeabilidad relativa del aceite a la salida del tubo capilar, [adim]

μ_w : viscosidad del agua, [cP] , μ_o : viscosidad del aceite, [cP]

f_{oL}, f_{wL} : flujo fraccional del aceite y agua en la salida del tubo capilar, [adim]

Siguiendo con el orden de los experimentos realizados, se presenta lo siguiente:

Pruebas de suspensión

Las pruebas de suspensión consisten en verificar el comportamiento de las nanopartículas en una fase continua. Para este trabajo se usó tensoactivo no iónico, agua destilada y nanopartículas de óxido de aluminio. Cabe mencionar que la importancia que tuvo dicha prueba es fundamental para seguir con los experimentos establecidos en la figura 4.

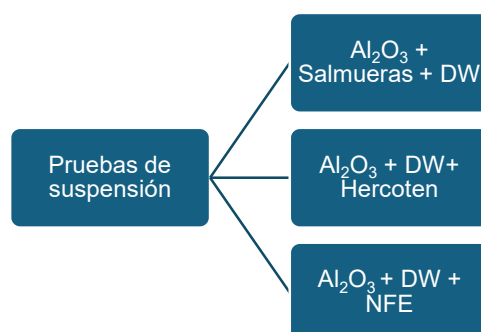


Figura 12: Mezclas de fluidos utilizadas para las pruebas de suspensión.

Las pruebas de suspensión fueron realizadas por Barroso Laiza en 2020, en donde se verificó que las nanopartículas de óxido de aluminio son estables a una baja salinidad.

En la tabla 7 se presentan las mezclas de los fluidos realizados. Se utilizó agua destilada y tres salmueras de 1,100, 22,500 y 44,000 ppm respectivamente.

Tabla 7: Descripción de las pruebas de suspensión.

Primera prueba			
Cantidades	1% de NFE 0.1 de Al ₂ O ₃ 98.9% de salmuera		
DW	1,100 ppm	22,500 ppm	44,000 ppm
Segunda prueba			
Cantidades	1% de Hercoten 0.1 de Al ₂ O ₃ 98.9% de salmuera		
DW	1,100 ppm	22,500 ppm	44,000 ppm
Tercera prueba			
Cantidades	0.1 de Al ₂ O ₃ 98.9% de salmuera		
DW	1,100 ppm	22,500 ppm	44,000 ppm

Pruebas de tensión superficial

Una vez observado el comportamiento de las nanopartículas en las pruebas de suspensión, se procedió a realizar pruebas de medición de la tensión superficial para verificar si las nanopartículas son capaces de reducir la fuerza entre los fluidos.

Pruebas de capilaridad

Magaña y Romero (2018) señalan que *“normalmente, las pruebas de desplazamiento de aceite mediante tubos capilares son aplicadas a la industria petrolera para observar el efecto de las nanopartículas y tensoactivos sobre la tensión interfacial”* (p.53).

“Para dichas pruebas se usaron tubos capilares de teflón y aceite sintético. Una prueba de capilaridad tiene como finalidad evaluar a las nanopartículas, el tensoactivo y la polaridad del material en la presión capilar” (Magaña y Romero, 2018, p.53).

El objetivo de dicha prueba es:

- Evaluar la capacidad de desplazamiento de la fase oleosa por medio de nanopartículas y un tensoactivo.

En el presente trabajo se realizaron tres experimentos distintos:

1. En el primero se evaluó el desplazamiento de aceite sintético por medio de agua destilada.
2. Se observó el desplazamiento de aceite sintético por medio de agua destilada + Al_2O_3 .
3. Desplazamiento de aceite sintético por medio de agua destilada con tensoactivo (NFE).

Se decidió utilizar agua destilada en todos los experimentos debido a que las nanopartículas funcionan a una nula salinidad. Para los tres experimentos distintos, se utilizó un volumen total de 100 [mL], 90 [mL] para la fase acuosa y 10 [mL] para la fase oleosa.

El procedimiento general utilizado para esta prueba es el siguiente, ver figura 13:

- I. Saturar los tubos capilares de 1 [mm] de diámetro con aceite sintético durante 5 días.
- II. Pesar la cantidad de nanopartículas de Al_2O_3 correspondiente al 0.1% del peso de la fase acuosa.
- III. Medir el volumen de tensoactivo a utilizar, para dicho trabajo se usó 1% del peso de la fase acuosa.
- IV. Verter el nanofluido en frascos de vidrio y añadir aceite sintético.
- V. Perforar un pedazo de plástico espuma con el capilar e inmediatamente introducirlo en el frasco de vidrio.
- VI. Identificar el nivel al que llega el fondo del tubo capilar y la distancia a la interfase agua-aceite, ya que corresponde al volumen a desplazar.
- VII. Llevar un registro del avance del aceite desplazado con respecto al tiempo.

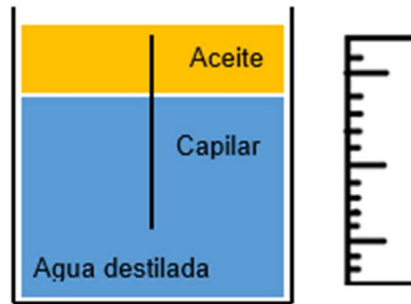


Figura 13: Ejemplo del sistema para medir el aceite desplazado. (Tomada de Magaña & Romero, 2018).

El cálculo para determinar el factor de recuperación está dado por la ecuación, figura 14:

$$F_r = \left(\frac{A_m - A_b}{A_b - A_i} \right) * 100$$

...(23)

Dónde:

F_r : Factor de recuperación [%]

A_m : Altura medida [cm]

A_b : Altura de la base del capilar [cm]

A_i : Altura de la interfaz agua-aceite [cm]

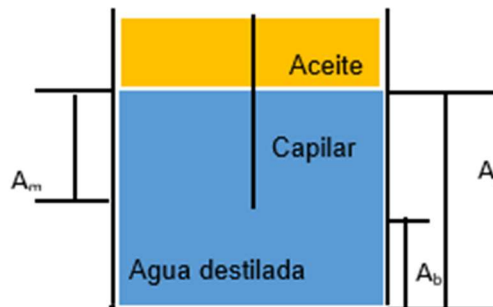


Figura 14: Representación gráfica del sistema para llevar a cabo la determinación del factor de recuperación. (Tomada de Magaña & Romero, 2018).

Pruebas de mojabilidad

El objetivo en el presente trabajo es conocer la mojabilidad del sistema roca-fluido en presencia de agentes químicos para el aprovechamiento de la recuperación de hidrocarburos en rocas carbonatadas.

Para llevar a cabo la medición del ángulo de contacto se utilizó un goniómetro de marca OSSILA, el cual se basa en el método de la gota sésil. Dicho método consiste en dejar caer una gota de fluido por medio de una jeringa sobre la muestra de roca, y se analiza mediante un software a través de la medición de sus ángulos: izquierdo y derecho. Así mismo, se determina el error cuadrático medio para verificar que la gota tenga el menor error para al final dar un ángulo promedio.

Se determinó la mojabilidad del sistema roca-fluido con base en la realización de cinco mezclas de fluidos, las cuales se presentan en la tabla siguiente:

Tabla 8: Mezclas de fluidos utilizadas para las pruebas de mojabilidad.

M1	Agua destilada (DW)
M2	Agua destilada + Al_2O_3
M3	Agua destilada + NFE
M4	Agua destilada + NFE + Al_2O_3
M5	Salmuera M1

Con base en la tabla 8, se siguieron los pasos descritos en la tabla 9, donde se presenta la metodología utilizada para la evaluación de la Recuperación Primaria.

Recuperación Primaria: Fueron cinco muestras de roca carbonatada las que fueron saturadas con agua destilada (M1, ver tabla 8) en vasos de precipitados durante 800 h en una campana de vacío (paso 1, ver tabla 9). Posteriormente, las cinco muestras de roca fueron saturadas en aceite sintético (paso 2, ver tabla 9) en diferentes vasos de precipitados durante un período de 1000 h en la campana de vacío.

Para determinar el ángulo de contacto (paso 3, ver tabla 9), se dejaron caer ocho gotas de las diferentes mezclas (ver tabla 8) en cada una de las muestras de roca.

Recuperación Secundaria: Después del proceso de Recuperación Primaria, las cinco muestras de rocas fueron sumergidas en agua destilada (M1, ver tabla 8) durante un período de 300 h simulando un proceso de Recuperación Secundaria. Una vez pasadas las 300 h, se dejaron caer ocho gotas (paso 5, ver tabla 9) de cada una de las cinco mezclas de fluidos (ver tabla 8).

Recuperación Mejorada: Posterior a la Recuperación Secundaria, se procedió con la saturación de las 5 muestras de roca en las mezclas de los fluidos (ver tabla 8) durante un período de 150 h para dejarle caer ocho gotas (paso 7, ver tabla 9) de aceite sintético a cada roca.

Tabla 9: Metodología para la determinación del ángulo de contacto.

Paso	Proceso	Roca A	Roca B	Roca C	Roca D	Roca E	Tiempo
1	Saturación con agua destilada (DW)						800 h
2	Saturación con aceite sintético						1000 h
3	Medición ángulo de contacto	DW	DW + Al ₂ O ₃	DW + NFE	DW+ Al ₂ O ₃ +N FE	1,000 ppm	
4	Recuperación Secundaria	Agua destilada					300 h
5	Medición ángulo de contacto	DW	DW + Al ₂ O ₃	DW + NFE	DW+ Al ₂ O ₃ +N FE	1,000 ppm	
6	Recuperación Mejorada	DW	DW + Al ₂ O ₃	DW + NFE	DW+ Al ₂ O ₃ +N FE	1,000 ppm	150 h
7	Medición ángulo de contacto	Gota de aceite sintético					

El objetivo de la tabla 9 es determinar si las nanopartículas y el tensoactivo alteraron la mojabilidad del sistema roca – fluido. En dicha tabla se muestran resultados de recuperación primaria, secundaria y mejorada, los parámetros usados para decir que se trata de una recuperación o de otra fueron los siguientes:

Recuperación primaria: las muestras de roca pasaron por dos saturaciones con distintos fluidos, con agua destilada y posteriormente con aceite. Esto se refiere a un proceso de drene, en donde la fase no mojante desplaza a la fase mojante. Debido a las condiciones de saturación de la roca y porque no tuvo otro contacto

con otro fluido externo; no se alteraron las propiedades del sistema roca – fluido para obtener los ángulos de contacto con las mezclas de fluidos, a esa parte se le llamó recuperación primaria.

Recuperación secundaria: en esta parte, la saturación con agua destilada hace referencia a la recuperación, ya que agrega energía para desplazar a los fluidos contenidos en la roca. Después de la saturación de agua, se volvieron a medir los ángulos de contacto para verificar el cambio de mojabilidad en el sistema.

Recuperación mejorada: para las condiciones de saturación de cada muestra de roca, en la tabla 9 se muestra que cada muestra fue saturada con un fluido distinto con el fin de alterar la mojabilidad del sistema roca – fluido. Cabe mencionar que, la recuperación mejorada se basa en inyectar fluidos al yacimiento que no están presentes en él para alterar su comportamiento físico y químico de los fluidos del yacimiento.

Pruebas de desplazamiento

Determinación experimental de la porosidad efectiva

Para la saturación con agua destilada de los tapones de roca se utilizó una campana con una bomba de vacío y ambos tapones se introdujeron en diferentes vasos de precipitados con agua destilada durante 30 días dentro de la campana.

Enseguida se enlistan los pasos que se siguieron para llevar a cabo la saturación al vacío y la medición de la porosidad efectiva. Dichos pasos se aplican a ambos tapones de roca.

1.- Después de la preparación de la muestra, con las masas obtenidas tanto en seco como después del proceso de saturación, se procede a calcular la porosidad efectiva con la ecuación siguiente:

$$\Phi_{efe} = \frac{V_{pc}}{V_t}$$

...(24)

Donde: Φ_{efe} : porosidad efectiva [%]

V_{pc} : volumen de poros conectados en el medio poroso [cm^3]

V_t : volumen total del medio poroso, [cm^3]

2. Se colocó la muestra de roca en la manga de hule, ver figura 15.

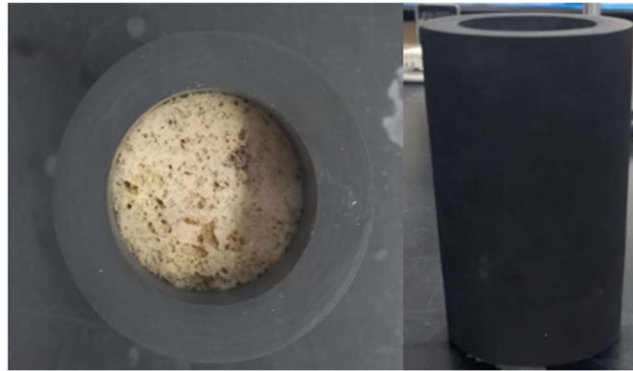


Figura 15: Muestra de roca dentro de la manga de hule.

3. Después se colocó la manga de hule en el portamuestras de la celda de desplazamiento. Una vez colocada la manga de hule, la muestra de roca tiene que ser empujada hasta la parte superior del portamuestras, ver figura 16.



Figura 16: Portamuestras en donde se coloca la manga de hule.

4. Se tuvo que purgar el sistema de confinamiento e inyección de la celda de desplazamiento. Para purgar el sistema de confinamiento se abren las tres válvulas que están en la parte de atrás de la celda; esto se hace para liberar el gas disuelto que se presenta en el aceite hidráulico al comenzar su inyección. En la figura 17 se muestran las válvulas que deben estar abiertas y se indica con flechas rojas la dirección de flujo del aceite hidráulico para la purga del sistema de confinamiento.

La válvula 1 debe estar abierta hasta que culmine la purga del sistema de confinamiento. La válvula 2 se abre y con la bomba manual comienza el bombeo de aceite hidráulico, su recorrido se observa en la figura 17 con las flechas color anaranjado. El aceite hidráulico que se bombea es recolectado en el vaso de precipitados (v.pp.1), como se muestra en la figura 17). Las válvulas 3 y 4 se abren para permitir el paso del aceite hidráulico por todo el sistema. Al menos se deben bombear 40 [mL] de aceite (el aceite bombeado se almacena en el v.pp.1, ver figura 17) para corroborar que la línea de flujo está limpia y no hay presencia de burbujas de gas dentro de la misma línea.

Lo que se busca es eliminar la presencia de gas en todas las líneas de flujo del sistema, es necesario fluir suficiente aceite hidráulico hasta eliminar las burbujas de aire. Cuando finalice el bombeo de aceite hidráulico, se cierran las válvulas 3 y 4, lo que significa que la celda de desplazamiento está lista para purgar las líneas de flujo de agua destilada para desplazar el fluido de trabajo dentro de los acumuladores de agua y/o aceite.

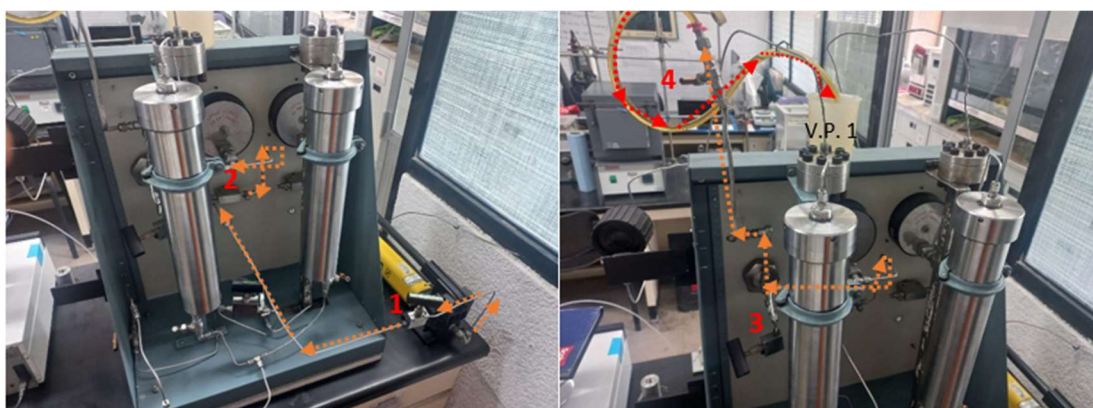


Figura 17: Válvulas para purga y dirección del flujo para la purga con aceite hidráulico.

5. Después de la purga con aceite hidráulico, se hace fluir agua destilada en el sistema para desplazar al fluido de trabajo contenido en los acumuladores. Para este proceso se utilizan las 5 válvulas de confinamiento (ver figura 18); esto se hace para verificar que el fluido de trabajo llegue correctamente al portamuestras y a la muestra de roca.

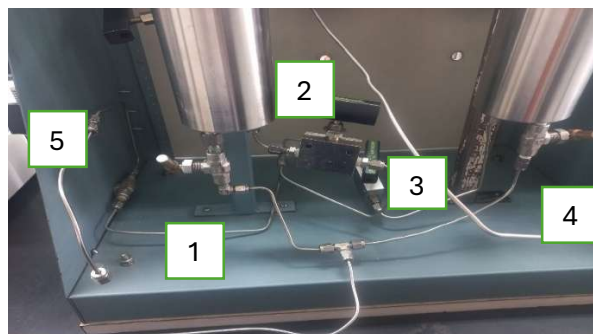


Figura 18: Válvulas que rigen la purga del sistema.

El procedimiento para purgar las líneas de flujo es el mismo para cada acumulador, lo único que cambia es la configuración del sistema de válvulas, ver figura 19.

Para purgar el sistema con agua destilada se sigue el procedimiento siguiente:

Mantener las válvulas 3, 4 y 5 de la figura 18, cerradas y abrir las válvulas 1 y 2 para asegurar la saturación de las líneas por agua.

La válvula de venteo que se muestra en la figura 19.1, debe permanecer cerrada durante toda la prueba. Se prende la bomba tipo HPLC P40, que se encarga de succionar agua destilada y se fija la presión máxima de trabajo a 5,000 [psi] y un gasto constante de 5 [mL/min], con líneas de color amarillo, se muestra la trayectoria del agua para impulsar el pistón contenido en el acumulador de agua (fluido de trabajo), ver figura 19.2. El pistón desplaza al fluido de trabajo (ver figura 19.3) hasta llegar a la parte superior del portamuestras.

Con la purga de la celda de desplazamiento se desplazan cualquier tipo de partículas no deseadas en todas las líneas de flujo y también se verifica el cumplimiento de la ley de conservación de masa en el sistema. Para verificar esto, se toma un 1 [min] de tiempo y en la salida de la celda se colectan los fluidos con una probeta de 5 [mL]. Al transcurrir 1 [min] se debe llenar la probeta. El proceso de purga se lleva a cabo para todas las líneas de los acumuladores (agua y aceite).

Para la purga de las líneas del acumulador de aceite se realiza el mismo procedimiento que para el caso del agua. Lo único que cambia es la configuración de las válvulas mostradas en la figura 18. Las válvulas 1 y 2 se cierran; la válvula 5

permanece cerrada hasta acabar con la purga de las líneas de los dos acumuladores. Las válvulas 3 y 4 se abren (ver figura 18) para que el agua destilada proveniente de la bomba HPLC P40 desplace al pistón del acumulador de aceite. La línea de flujo para el aceite (ver figura 19.4) debe conectarse al instante al portamuestras mediante el uso de llaves mecánicas. Se realiza la conexión. Una vez conectada la línea, se sigue el mismo procedimiento que se usó para el acumulador de agua.

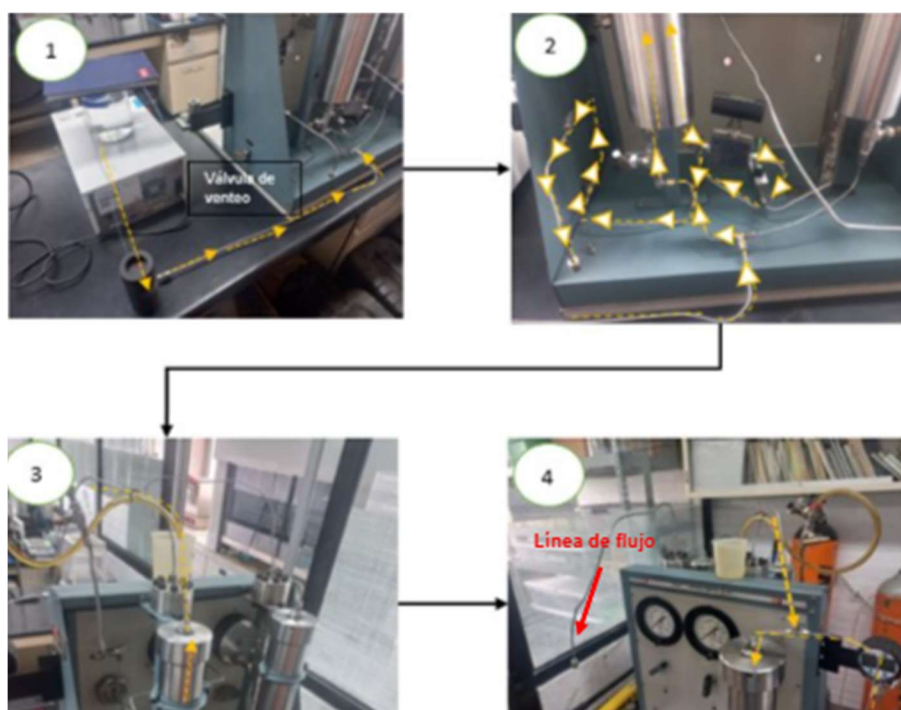


Figura 19 (1, 2, 3 y 4): Trayectoria del agua destilada para la purga del depósito.

6. Posterior a la purga completa de la celda de desplazamiento, se procede a confinar el tapón de roca; dicha presión se refiere a la presión de poro del yacimiento. Los dos tapones de roca se sometieron a una presión de confinamiento de 2,000 [psi]. Para poder alcanzar la presión de confinamiento se debe seguir la siguiente configuración de válvulas (ver figura 20):

Para el confinamiento de la muestra es necesario cerrar la válvula 1; esto permite el bombeo de aceite hidráulico hacia el portamuestras. La válvula 2 debe permanecer abierta hasta que finalice el proceso de confinamiento, mientras que la

válvula 3 se abre cuando se está bombeando aceite hidráulico; una vez finalizada la inyección de aceite, dicha válvula se cierra. La válvula 4 permanece cerrada, ya que solo se utiliza para purgar el sistema y no para el confinamiento de la muestra de roca. Finalmente, la válvula 5 permanece abierta hasta finalizar el confinamiento.

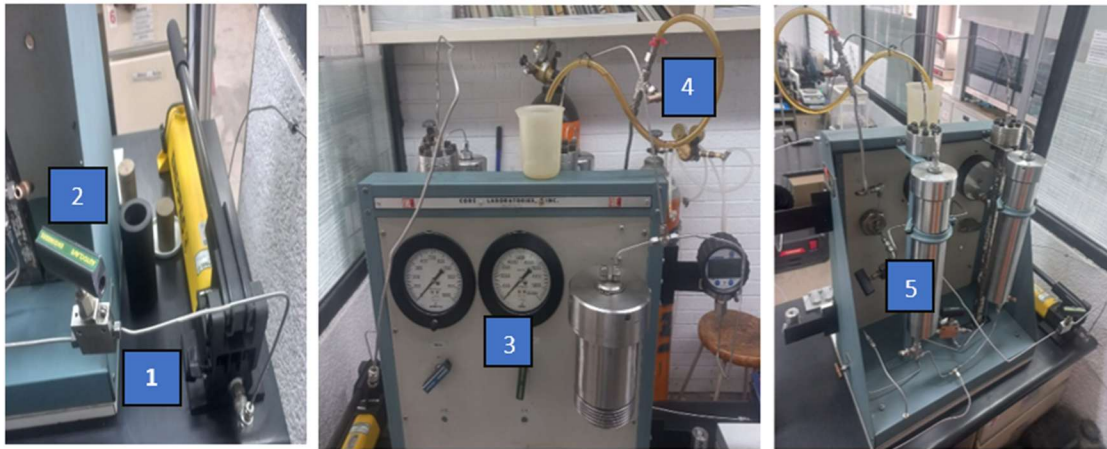


Figura 20: Configuración de válvulas para el confinamiento del tapón de roca.

7. Una vez confinado el tapón de roca, se inyecta fluido de trabajo correspondiente al experimento. El gasto de inyección debe ser constante y es programado con la bomba de inyección tipo HPLC P40 Knauer.

8. Se adquieren los datos de presión por medio del manómetro digital. Es muy importante llevar el registro de los valores de las presiones, ya que dichos valores dependen del fluido de trabajo que se esté utilizando. Para la medición de la porosidad efectiva, la prueba culmina hasta que la diferencia de presión mostrada en el manómetro digital varíe entre 0.2 y 0.5 [psi] durante un lapso de 15 minutos.

9. Finalmente, se detiene la inyección de agua destilada por medio de la bomba HPLC P40, y se detiene desplazamiento de los fluidos. Una vez que se suspende la inyección, se debe esperar tres minutos para abrir la válvula de venteo (ver figura 19.1) para la despresurización de la celda de desplazamiento. Después de la despresurización del sistema se abre la válvula 3 para liberar el confinamiento de la muestra de roca, así como la válvula 1 para que se drene todo el aceite hidráulico

(Figura 18). El portamuestras se abre y se retira el tapón de roca de la celda de desplazamiento, se saca el tapón de roca de la manga de hule y se pesa en la balanza micrométrica. En la tabla 10 se muestran datos físicos de la muestra.

Tabla 10: Datos físicos de la muestra de roca usada para la primera prueba de desplazamiento.

Muestra 1	Masa [g]
Masa de la muestra seca	224.17
Masa de la muestra saturada de agua destilada al vacío	239.94
Masa de la muestra después de la prueba de desplazamiento	238.21
Diferencia de masas entre la masa en seco y la masa con la muestra saturada al vacío	15.77

Determinación de la permeabilidad efectiva y absoluta

La medición de la permeabilidad para el tapón de roca se basa en seguir la misma metodología presentada para determinar la porosidad de la roca; la diferencia radica en la captura de los valores de presión; deben registrarse cada 30 [s] hasta que culmine la inyección del fluido de trabajo y la presión se mantenga estable. Mientras que la cuantificación del volumen del fluido de trabajo se realiza con probetas de 5 [mL] y/o 10 [mL] para tener mediciones lo más exactas posibles del fluido de trabajo.

Con base en los valores registrados de presión, dichos valores se usan para resolver las ecuaciones del método JBN y determinar las curvas de permeabilidad relativa de los fluidos de trabajo que se utilicen en la prueba.

Inyección de fluidos inmiscibles

En este apartado se retoman las dos pruebas de desplazamiento antes realizadas. Es decir, a partir de la inyección de agua a condiciones de saturación de aceite residual, se inyectó agua destilada + tensoactivo en una prueba y en la segunda prueba se inyectó agua destilada + tensoactivo + nanopartículas.

La inyección de fluidos inmiscibles para los dos tapones de roca se basa en seguir la misma metodología presentada para determinar la porosidad de la roca; la diferencia radica en la captura de los valores de presión; deben registrarse cada 30 [s] hasta que culmine la inyección del fluido de trabajo y la presión se mantenga estable. Para ambas inyecciones se utilizaron probetas de 10 [mL] y 25 [mL] para la recolección de fluidos.

Capítulo 3

Resultados y discusión

En este capítulo se presentan los resultados de los experimentos en el siguiente orden: pruebas de suspensión, tensión superficial, capilaridad, mojabilidad y desplazamiento. El orden es importante debido a que las pruebas están relacionadas entre sí. Las pruebas de suspensión son importantes para determinar la capacidad de las nanopartículas para estar suspendidas en mezclas de fluidos. Este paso es importante, ya que dicta si se continúa con la metodología experimental de este trabajo.

Pruebas de suspensión

Primera prueba

En la figura 21 A corresponde a las mezclas de fluidos al tiempo 0 minutos y se observa que las nanopartículas se encuentran en suspensión en todos los frascos al inicio de la prueba. Mientras que 21 B, muestra el paso del tiempo (116 minutos), el frasco I1 es el único sistema donde se mantienen suspendidas las nanopartículas, este contiene DW+ Al_2O_3 , en los frascos restantes las nanopartículas no se mantuvieron en suspensión después del minuto 116.

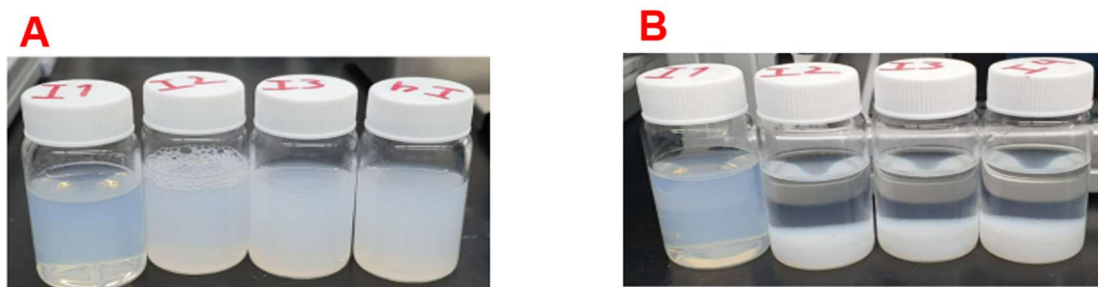


Figura 21: Mezcla de fluidos a diferente salinidad (0, 1100, 22500 y 44000 ppm) + Al_2O_3 , en el tiempo 0 minutos (A), (B) corresponde al tiempo de 116 minutos.

Segunda prueba

En la figura 22 A corresponde a las mezclas de fluidos al tiempo 0 minutos y se observa que las nanopartículas se encuentran en suspensión en todos los frascos al inicio de la prueba. Mientras que 22 B, muestra el paso del tiempo (130 minutos), el frasco J1 es el único sistema donde se mantienen suspendidas las nanopartículas, este contiene DW+ Al_2O_3 + Hercoten, en los frascos restantes las nanopartículas no se mantuvieron en suspensión después del minuto 130.

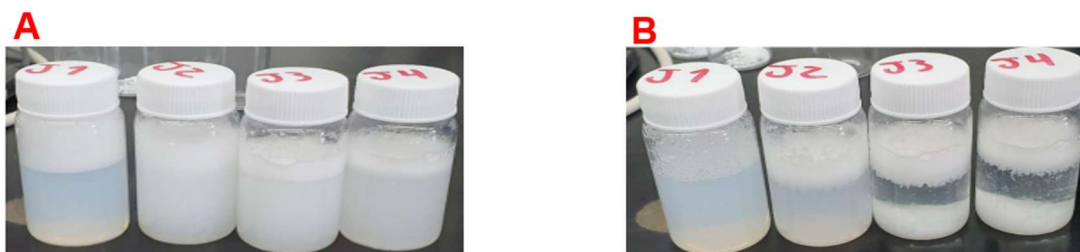


Figura 22: Mezcla de fluidos todas con diferentes salinidades (0, 1100, 22500 y 44000 ppm) + Al_2O_3 + Hercoten, en el tiempo 0 minutos (A), (B) corresponde al tiempo de 130 minutos.

Tercera prueba

En la figura 23 A corresponde las mezclas de fluidos al tiempo 0 minutos, y se observa que las nanopartículas se encuentran en suspensión al inicio de la prueba. Para 23 B, muestra el paso del tiempo (100 minutos), el frasco K1 es el único sistema donde se mantienen suspendidas las nanopartículas, el frasco contiene DW + Al_2O_3 + NFE, el resto de las nanopartículas no se mantuvieron en suspensión.

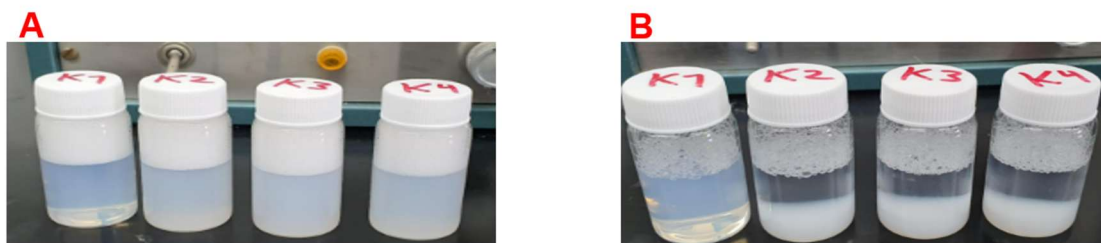


Figura 23: Mezclas de fluidos, todas con diferentes salinidades (0, 1100, 22500 y 44000 ppm) + Al_2O_3 + NFE, en el tiempo 0 minutos (A), (B) corresponde al tiempo de 100 minutos.

Pruebas de tensión superficial

Las pruebas fueron realizadas por Barroso Laiza durante su servicio social utilizando un tensiómetro digital. A continuación, se muestran los resultados:

Tabla 11: Descripción de los materiales usados para la medición de la tensión superficial.

%Tensoactivo (NFE)	Cantidad Tensoactivo mL	%Nanopartículas (Al_2O_3)	Cantidad nanopartículas g/mL	Tipo líquido	Cantidad líquido mL	Tensión mN/m
0.5	0.25	0.1	0.31	Agua destilada	49.5	36.35
1	0.5					34.85

Pruebas de capilaridad

En este trabajo se realizaron tres experimentos para determinar el factor de recuperación de aceite. Utilizando los siguientes sistemas de fluidos:

Tabla 12: Sistemas de fluidos utilizados para las pruebas de capilaridad.

Sistema	%Agua destilada (DW)	%Aceite sintético	%Tensoactivo NFE	%Nanopartículas Al_2O_3
M1	80	20	----	----
M2	90	10	1	0.1
M3	90	10	1	----

Como previamente se realizaron pruebas de suspensión, los resultados muestran que las nanopartículas se mantienen suspendidas a baja salinidad, por eso se utilizó agua destilada, DW por sus siglas en inglés.

Para el experimento con agua destilada, se midió el desplazamiento de aceite sintético con respecto a el tiempo y se determinó la recuperación mediante la ecuación 23. La altura de la base del tubo capilar fue de 2 [cm] y la altura de la interfaz agua-aceite fue de 6.5 [cm]. El diámetro del tubo capilar es de 0.1 [cm] y su longitud es de 7 [cm], el volumen de aceite a desplazar era de 0.0550 [cm³]. Los resultados del desplazamiento se presentan en la tabla 12.

Los tubos capilares utilizados en el presente trabajo son de politetrafluoroetileno (o teflón), tienen un diámetro interno de 0.1 [cm] y un diámetro externo de 0.16 [cm]. La longitud del tubo capilar fue adaptada en función del tamaño del frasco utilizado.

Todos los tubos capilares se saturaron con aceite sintético, el método consistió en la siguiente manera: en un frasco con aceite sintético se introdujeron los tubos capilares (el nivel de aceite cubría a los capilares).

En la Tabla 13 se presenta los resultados para este experimento considerando aceite crudo (18°API; 195 cP@ 22 °C) y agua destilada. Cabe recordar que el capilar se encuentra completamente saturado de aceite al inicio del experimento. Durante el experimento se observó que el agua destilada posee poca efectividad para desplazar el aceite, pues a los 5,760 minutos del experimento se alcanzó el desplazamiento máximo (24 %) y no hubo cambios posteriormente. La prueba tuvo una duración de 8,640 minutos. La Figura 24 muestra la recuperación de aceite por desplazamiento a través del tubo capilar inmerso en agua destilada.

Tabla 13: Desplazamiento de aceite sintético por agua destilada.

Tiempo min	Altura cm	Fr %	Tiempo min	Altura cm	Fr %
1	2.1	14	15	2.3	18
2	2.1	14	30	2.3	18
3	2.2	16	60	2.5	22
4	2.2	16	1440	2.5	22
5	2.2	16	2880	2.5	22
6	2.2	16	4320	2.5	22
7	2.2	16	5760	2.6	24
8	2.2	16	7200	2.6	24
9	2.2	16	8640	2.6	24
10	2.2	16			

La figura 24 muestra el comportamiento del efecto del agua destilada para desplazar a la fase oleosa. Se puede observar que el factor de recuperación es bajo en comparación con los demás sistemas de fluidos. Al inicio del experimento, el aceite se desplazaba rápidamente. Al minuto, se contaba con un factor de recuperación del 14%. Conforme avanzó el tiempo, el desplazamiento del aceite fue cada vez más lento. El máximo factor de recuperación fue de 24% al cabo de 8,640 [min] o seis días.

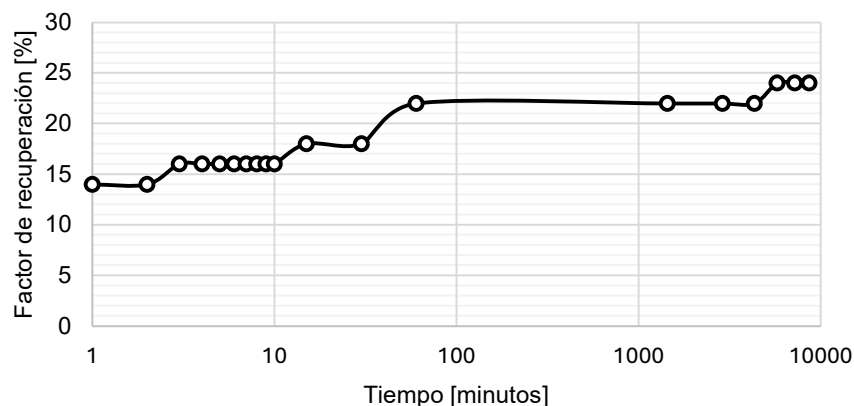


Figura 24: Factor de recuperación calculado mediante el desplazamiento de aceite a través de un tubo capilar de teflón inmerso en agua destilada (M1).

El segundo experimento realizado con capilares que se llevó a cabo fue el de desplazamiento de aceite utilizando DW + NFE + Al_2O_3 (M2), ver tabla 14 muestra los resultados obtenidos con respecto al tiempo para esta prueba:

Tabla 14: Resultados del desplazamiento de aceite sintético por agua destilada + NFE + Al_2O_3

Tiempo min	Altura cm	Fr %	Tiempo min	Altura cm	Fr %
1	2.2	16	15	2.5	22
2	2.3	18	30	2.7	26
3	2.3	18	60	2.9	30
4	2.3	18	1440	3.3	38
5	2.4	20	2880	3.5	42
6	2.4	20	4320	3.6	44
7	2.4	20	5760	3.8	48
8	2.4	20	7200	4	52
9	2.5	22	8640	4	52
10	2.5	22			

El sistema M2 tiene una importante efectividad en el desplazamiento de aceite pues se alcanzó un factor de recuperación de 52 [%] al cabo de seis días. Para el caso del sistema M2, la altura de la base del capilar (A_b) fue de 1.4 [cm], y de la interfaz (A_i) 6.4 [cm]. El diámetro del tubo capilar es de 0.1 [cm] y su longitud es de 7 [cm], el volumen de aceite a desplazar era de 0.0550 [cm³]. Los resultados del desplazamiento se presentan en la tabla 14.

En la figura 25, se muestra que el fluido M2 desplaza a mayor velocidad y en mayor cantidad al aceite del tubo capilar. Las nanopartículas de óxido de aluminio reducen la tensión interfacial de dos fluidos inmiscibles, en este trabajo se usó agua y aceite. Además de que las nanopartículas no se precipitan, debido a que se utiliza agua destilada.

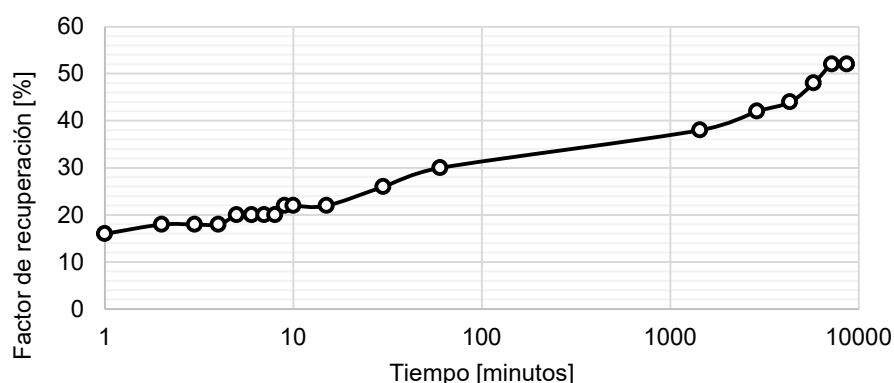


Figura 25: Factor de recuperación calculado mediante el desplazamiento de aceite a través de un tubo capilar de teflón inmerso en agua destilada + NFE + nanopartículas de Al_2O_3 (M2).

Para el caso del sistema M3 (ver tabla 12), tenemos que la base de la altura del capilar era de 6.4 [cm] y la altura de la interfaz era de 1.4 [cm]. El diámetro del tubo capilar es de 0.1 [cm] y su longitud es de 7 [cm], el volumen de aceite a desplazar era de 0.0550 [cm³]. Los resultados del desplazamiento se presentan en la tabla 15.

Tabla 15: Resultados de desplazamiento de aceite por DW + NFE.

Tiempo min	Altura cm	Fr %	Tiempo min	Altura cm	Fr %
1	2.4	20	15	2.8	28
2	2.4	20	30	3	32
3	2.4	20	60	3.1	34
4	2.4	20	1440	3.3	38
5	2.5	22	2880	3.3	38
6	2.5	22	4320	3.5	42
7	2.5	22	5760	3.5	42
8	2.5	22	7200	3.5	42
9	2.6	24	8640	3.5	42
10	2.6	24			

En la tabla 15, se observan los resultados de desplazamiento de aceite con respecto al tiempo.

Al minuto 1 se observa que el factor de recuperación fue del 20%. Es decir, la capacidad del fluido M2 desplazaba rápidamente el aceite. Es hasta los 5 minutos en donde se presenta un cambio en el factor de recuperación de 22%. A los 4,320 minutos (3 días) cambia drásticamente el volumen de aceite desplazado, alcanzando un factor de recuperación del 42%, así se mantuvo constante durante 4,320 minutos. En la figura 26, se presentan los resultados para el experimento de desplazamiento capilar de aceite con M3; este fluido desplaza aceite con mucha facilidad dentro de los primeros 10 minutos y se alcanza un factor de recuperación del 24%. Es hasta el tiempo 4,320 [min] del desplazamiento que el factor se mantiene constante en 42%.

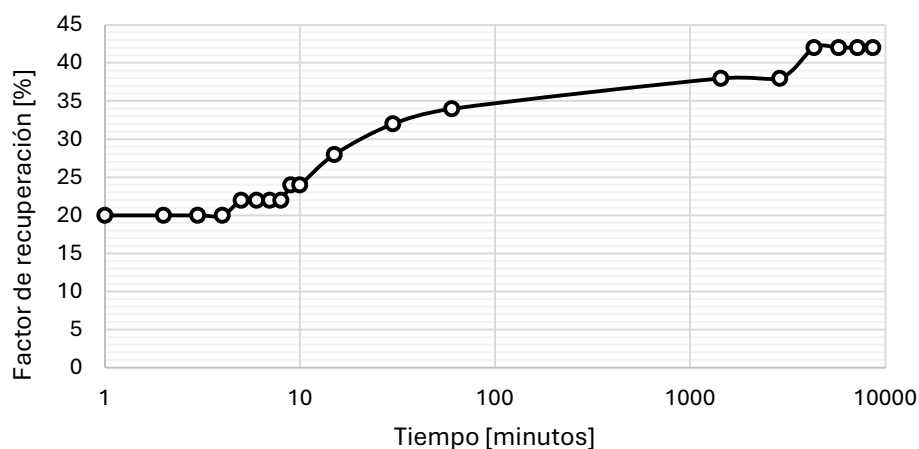


Figura 26: Factor de recuperación calculado mediante el desplazamiento de aceite a través de un tubo capilar de teflón inmerso en agua destilada + NFE (M3).

En la figura 27, el frasco A contiene 80% de agua destilada y 20% de aceite. Mientras que B contiene 90% de agua destilada con 1 [mL] de nonilfenoletoxilado y 10% de aceite. Por último, C, este frasco contiene 90% de agua destilada con 1[mL]

de nonilfenoletoxilado, 0.5 [mL] de nanopartículas de óxido de aluminio y 10% de aceite.



Figura 27: Frascos utilizados en las pruebas con capilares.

Pruebas de mojabilidad

Como primer paso, se realizó un experimento de control con la finalidad de analizar el estado inicial de las muestras de roca, así como tener datos de referencia al cambio de agentes químicos.

Peralta, A. (2023) presenta una clasificación de la mojabilidad: *“las muestras se clasificaron de acuerdo con el ángulo de contacto medido; valores para ángulos cercanos a 0° se consideran un sistema mojado por agua, valores cercanos a 90° se consideran una mojabilidad intermedia y para ángulos cercanos a 180° se considera un sistema mojado por aceite”* (p.45).

Tabla 16: Mezclas de fluidos utilizadas para las pruebas de mojabilidad y desplazamiento.

M1	Agua destilada (DW)
M2	Agua destilada + Al ₂ O ₃
M3	Agua destilada + NFE
M4	Agua destilada + NFE + Al ₂ O ₃
M5	Salmuera 1,000 ppm

Para las mediciones de ángulo de contacto con fluidos de la tabla 16 se obtuvieron los siguientes resultados:

En la figura 28 se observa una tendencia descendente a partir de la comparación de los ángulos de contacto obtenidos en la recuperación primaria y en la recuperación secundaria. El único valor por destacar es el efecto de DW + NFE + Al₂O₃ que modificó la mojabilidad del sistema roca – fluido (aumentó el ángulo de contacto). Los valores de: 73.2°, 65.2°, 49.3°, 41.5° y 32.6° corresponden a los ángulos de recuperación primaria, y los valores de: 45.62°, 42.94°, 35.06°, 31.18° y 28.98° corresponden a los valores de recuperación secundaria. Durante la recuperación primaria, las muestras de roca se saturaron de agua destilada (DW) y después de aceite sintético (aceite crudo + aceite mineral), los ángulos de contacto obtenidos son más grandes que los de la recuperación secundaria a excepción del efecto de DW + NFE + Al₂O₃. Durante la recuperación primaria, los ángulos obtenidos más altos fueron los de agua destilada (65.2°) y la salmuera de 1,000 ppm (73.2°), lo que indica que el sistema roca – fluido es menos afín al agua. Mientras que el sistema DW + Al₂O₃ + NFE presentó el ángulo más bajo (32.6°) lo que se traduce como un sistema roca – fluido preferentemente mojado por agua y no por aceite. Las nanopartículas y el tensoactivo disminuyeron la tensión interfacial en la interfaz agua-aceite, favoreciendo a ser un sistema mojado por agua.

Para la recuperación secundaria, las muestras de roca se volvieron a saturar de agua destilada, aquí se muestra una importante disminución del ángulo de contacto que van desde 28.98° hasta 45.62°, esto significa que el sistema roca – fluido es inclinado a un sistema mojable al agua. Este cambio en los valores de los ángulos puede ser causa del desplazamiento de la fase oleosa durante la saturación con agua destilada al comienzo de la recuperación secundaria. El cambio más significativo es de DW + NFE + Al₂O₃ porque presentó un ángulo bajo de 28.98°, lo que resulta de una alteración en la mojabilidad del sistema roca - fluido.

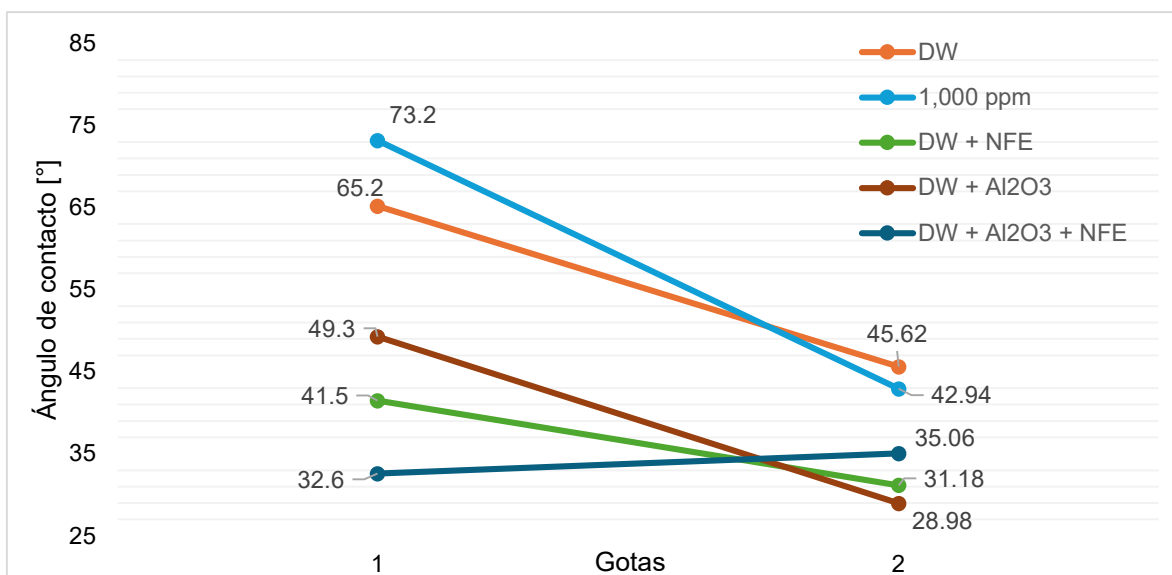


Figura 28: Comparación de los ángulos de contacto obtenidos en la recuperación primaria y la secundaria. Elaboración propia.

Para el caso de la recuperación primaria, los ángulos de contacto solo representan valores de referencia, para el proceso de la recuperación secundaria se buscaban ángulos de contacto menores a 90° , debido a que los fluidos fueron con base de agua destilada y una salmuera. Y para el proceso de recuperación mejorada, figura 29, los ángulos esperados son mayores o iguales a 90° , lo cual indica que la roca es preferentemente mojabable al agua; sin embargo, en los resultados mostrados en la figura 29, ninguno de ellos es mayor que 90° ; el ángulo más cercano a 90° es 54.8° , correspondiente a la mezcla M4. En esta parte de recuperación mejorada, interesó obtener valores de ángulos cercanos a 90° , debido a que las muestras de roca se saturaron con las diferentes 5 mezclas de fluidos y ahora se midió el ángulo de la gota de aceite, es decir, las muestras de roca estaban saturadas por los diferentes 5 fluidos, su medio continuo eran dichas mezclas, con la gota de aceite se buscó que se mantuviera lo más esférica posible y no que se adhiriera a la roca por completo.

El ángulo de contacto de 46.8° corresponde a M5. Es decir, la mojabilidad del sistema roca-fluido no se altera por la presencia de la salmuera. Se presenta una preferencia por el aceite y no por el agua. Un ángulo de contacto menor a 90° indica

que existe una afinidad al aceite y no al agua, lo que desfavorece la recuperación de aceite con el uso de M5.

Para el caso de M2, el ángulo de contacto es muy bajo, por lo que las nanopartículas de óxido de aluminio no son capaces de alterar la mojabilidad. Con el ángulo de 44.4° indica que el sistema es mojado al aceite, porque la gota de aceite se adhirió a la muestra de roca saturada de agua destilada con nanopartículas.

La mezcla M3, también muestra un ángulo de contacto mayor con respecto a los demás, 48.5° , es un ángulo que nos indica que el surfactante altera ligeramente la mojabilidad de la roca y el fluido.

Las mezclas de fluidos más prometedoras corresponden a M3 y M4, debido a los resultados que mostraron. Para el caso de M4, las nanopartículas no presentaron una precipitación. Lo que significa que las nanopartículas, surfactante y agua destilada son un nanofluido con buenos resultados para la mojabilidad.

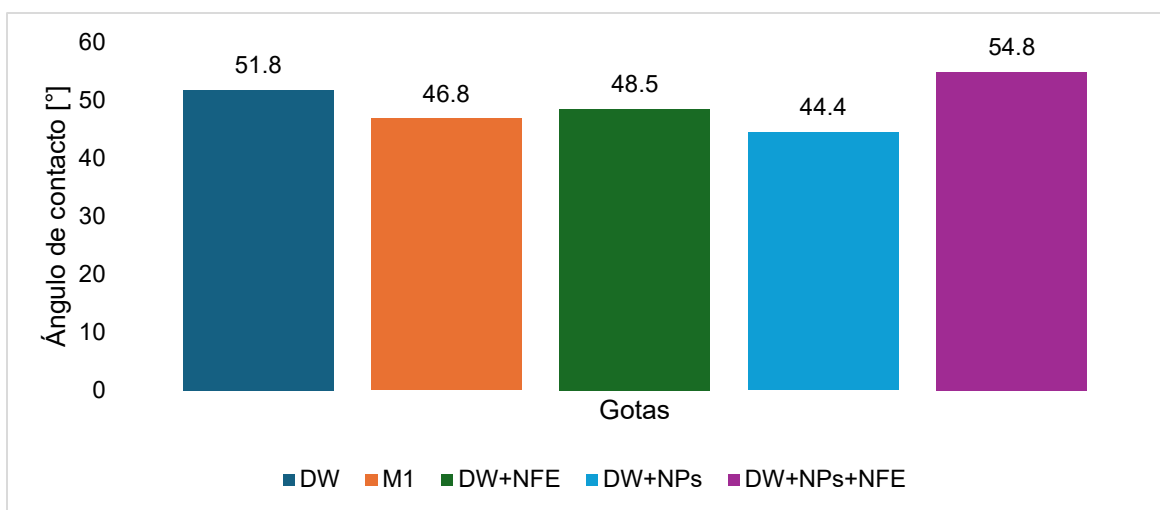


Figura 29: Resultados del ángulo de contacto para la Recuperación Mejorada. Elaboración propia.

En la tabla 17, se muestran los resultados de la recuperación primaria, secundaria y mejorada. En el caso de la Recuperación Mejorada, los ángulos de contacto no alcanzaron a superar los 90° , pero los fluidos M3 y M4 se encuentran en el rango de una mojabilidad intermedia.

Tabla 17: Resultados del ángulo de contacto de la recuperación primaria, secundaria y mejorada.

Paso		Roca A	Roca B	Roca C	Roca D	Roca E	Tiempo (horas)
1	Saturación	Agua destilada				1,000 ppm	800
2	Saturación con aceite						1000
Saturación: recuperación primaria							
3	Medición de ángulo de contacto	Gota M1	Gota M3	Gota M2	Gota M4	Gota M5	
		65.2°	41.5°	49.3°	32.6°	73.2°	
4	Saturación: recuperación secundaria						300
5	Medición de ángulo de contacto	Gota M1	Gota M2	Gota M3	Gota M4	Gota M5	
		45°	28°	32°	35.9°	42.2°	
6	Saturación: recuperación mejorada						150
7	Medición de ángulo de contacto	Gotas de aceite sintético					
		51.8°	48.5°	44.4°	54.8°	46.8°	

Pruebas de desplazamiento

A continuación, se presentan los resultados obtenidos con las pruebas realizadas de la celda de desplazamiento. Cabe destacar que de los experimentos anteriores se seleccionaron dos sistemas de fluidos M3 y M4 (ver tabla 16) como los mejores candidatos para realizar estas pruebas. Para contar con un punto de comparación se llevaron a cabo dos pruebas. La primera prueba se realizó con M3 y la segunda prueba con M4 (ver tabla 16).

Prueba de desplazamiento con agua destilada y tensoactivo (NFE)

1. **Inyección de agua destilada.** En la tabla 18 se muestran las variables con las cuales se realizó el experimento.

Tabla 18: Variables de trabajo para la primera inyección de fluidos inmiscibles.

Variables de trabajo	
Presión de confinamiento [psi]	2,000
Caudal de trabajo para K_{abs} , primera inyección de DW, $\left[\frac{cm^3}{min}\right]$	1.00
Caudal de trabajo para K_{oefe} , inyección de aceite sintético, $\left[\frac{cm^3}{min}\right]$	1.00
Caudal de trabajo para K_{wefe} , segunda inyección de DW, $\left[\frac{cm^3}{min}\right]$	1.00
Caudal de trabajo para K_{NFEefe} , segunda inyección DW con NFE, $\left[\frac{cm^3}{min}\right]$	1.00

La inyección de agua destilada tuvo como objetivo saturar la muestra de roca para determinar su porosidad y permeabilidad absoluta. La figura (A.1.1) del anexo 1 muestra el comportamiento de la presión al momento de la primera inyección de agua destilada; los valores obtenidos se utilizaron para el cálculo de la permeabilidad absoluta al agua. Se registraron los valores de presión cada minuto hasta observar que la presión se mantuviera constante.

Tabla 19: Resultados de la primera inyección con agua destilada para determinar la porosidad efectiva y la permeabilidad absoluta.

Resultados primera inyección		
Variable	Datos medidos	Datos de proveedor
Porosidad absoluta [%]	19.2	16-17
Permeabilidad absoluta [mD]	389.9	35-100

Se aprecia que la porosidad medida concuerda con el dato reportado por el proveedor, sin embargo, la permeabilidad absoluta resultó mucho mayor (389.9 [mD]) que el dato reportado por el proveedor, que es de 35-100 [mD]. A lo largo de la inyección de agua destilada, la presión en el portamuestras de la celda de desplazamiento era muy baja; el valor promedio fue de 0.471 [psi]. Lo que sucedió es que el agua fluía con bastante facilidad a través del tapón de roca. Esta discordancia en los valores de permeabilidad se debe a que el equipo utilizado presentaba una fuga en alguna de sus conexiones.

2. Inyección de aceite

La segunda inyección tuvo como finalidad desplazar agua destilada para obtener la permeabilidad efectiva al aceite, previa a la saturación de agua destilada. Esta inyección finalizó cuando se mantuvo constante la presión, al mismo tiempo que dejó de salir agua destilada del tapón de roca por el colector de la celda de desplazamiento.

La figura (A.1.2) del anexo 1 muestra el comportamiento de la presión al momento de la inyección de aceite; los valores obtenidos se utilizaron para el cálculo de la permeabilidad efectiva al aceite que resultó ser de 3.9 [mD]. La presencia de agua destilada en la roca y durante la inyección de aceite provoca que la permeabilidad

efectiva disminuya. Es decir, cuanta más agua queda en el medio poroso, menos espacio disponible tiene el aceite para fluir en dicho medio poroso.

3. Inyección con agua destilada. Determinación de la permeabilidad efectiva al agua.

La figura (A.1.3) del anexo 1 muestra los valores de presión registrados en intervalos de 30 [s], usados para obtener la permeabilidad efectiva correspondiente al agua destilada a condiciones de saturación de aceite residual. Para la recolección de los fluidos de trabajo en la línea de salida, se utilizaron 6 probetas de 5 [mL] y una probeta de 25 [mL], ya que se requiere precisión en la cuantificación del volumen de los fluidos de trabajo. En esta parte se buscó la ruptura de los fluidos, es decir, al momento de inyectar agua destilada se desplazó aceite, obteniéndose en la primera probeta 3.9 [mL] de aceite y 0.01 [mL] de agua destilada. Una vez que se identificó la salida de agua destilada, se cambió la probeta por una seca y limpia.

Una vez que dejó de salir aceite, se cuantificó el volumen colectado en 3 probetas de 25 [mL] para dejar fluir por lo menos 3 volúmenes porosos del tapón de roca. En la tabla 20 se muestran los resultados de los volúmenes de los fluidos de trabajo en las 6 probetas de 5 [mL], ver tabla 20.

Tabla 20: Datos durante la segunda inyección con agua destilada.

Probeta Volumen	1	2	3	4	5	6	7
Presión promedio [psi]	282.6	260.9	217.9	238.6	215.9	236.1	238
Volumen DW [mL]	0.01	1	2	3	4	4.8	20
Volumen de aceite [mL]	3	0.5	0.5	0.5	0.5	0.2	0.2
Volumen total [mL]	3	1.5	2.5	3.5	4.5	5	20.2

En la tabla 21 se presentan los resultados obtenidos de la segunda inyección con agua destilada; estos son utilizados para construir las curvas de permeabilidad relativa.

Tabla 21: Resultados obtenidos para las curvas de permeabilidad relativa.

Resultados base para la generación de las curvas de permeabilidad relativa	
Volumen total de agua destilada inyectada [mL]	34.81
Volumen total de aceite sintético desplazado por agua destilada [mL]	5.4
Saturación de agua destilada residual [%]	30
Saturación de aceite sintético residual [%]	50

En la tabla 22 se muestran los datos para dar solución a las ecuaciones del método de JBN.

Tabla 22: Datos medidos para resolver las ecuaciones del método de JBN.

Probeta	V_{wacum} [mL]	V_{oacum} [mL]	V_{tacum} [mL]	Q_{wi} [--]	f_{WL} [--]	S_w [--]	S_{WL} [--]	f_{oL} [--]	$\frac{K_{rwL}}{K_{roL}}$ [--]
1	0.01	3	3.01	0.2	0.01	0.5	0.3	1	1.7E-05
2	1.01	3.5	4.51	0.3	0.7	0.5	0.4	0.3	0.01
3	3.01	4	7.01	0.4	0.8	0.6	0.5	0.2	0.02
4	6.01	4.5	10.51	0.7	0.9	0.6	0.5	0.1	0.03
5	10.01	5	15.01	0.9	0.9	0.6	0.5	0.1	0.04
6	14.81	5.2	20.01	1.2	0.9	0.6	0.6	0.04	0.1
7	34.81	5.4	40.21	2.5	1	0.6	0.6	0.01	0.5

En la tabla 23 se muestran datos para generar curvas de permeabilidad relativa (agua – aceite).

Tabla 23: Datos usados en la obtención de curvas K_r correspondientes a la segunda inyección de agua destilada.

Probeta	I_r	$\frac{1}{I_r Q_{wi}}$	$\frac{1}{Q_{wi}}$	Derivada lineal	Derivada polinómica	Ajuste lineal		Ajuste polinómico	
						K_{rwL}	K_{roL}	K_{rwL}	K_{roL}
1	0.6	7.8	5.2	-----	----	----	----	----	----
2	0.7	4.8	3.5	0.6562	0.9	5.2E-06	0.3	2.3E-06	0.1
3	0.9	2.6	2.2	0.6562	0.5	1.4E-03	0.1	1E-03	0.2
4	0.8	1.9	1.5	0.6562	0.6	1.9E-03	9E-02	3E-03	0.1
5	0.9	1.2	1	0.6562	0.7	2.1E-03	7E-02	4E-03	0.1
6	0.8	1	0.8	0.6562	0.8	2.3E-03	5E-02	4E-03	9.1E-02
7	0.8	0.5	0.4	0.6562	0.8	2.8E-03	2E-02	4E-03	3.6E-02

Ahora bien, para generar la curva de permeabilidad relativa al aceite a la salida del sistema (K_{roL}) se obtiene la primera derivada de una función que relacione las variables $\frac{1}{I_r Q_{wi}}$ y $\frac{1}{Q_{wi}}$. Para obtener dicha función se presentan las figuras 30 y 31, las cuales muestran dicha relación.

La figura 30 presenta el ajuste realizado mediante regresión lineal (línea punteada color roja); la curva en color negro describe la relación de las dos variables $\frac{1}{Q_{wi}}$ y $\frac{1}{I_r Q_{wi}}$. Asimismo, se presenta la ecuación de la línea de ajuste lineal y el valor del coeficiente de determinación R^2 de 0.991. La derivada de la ecuación de ajuste es $y' = 0.6562$ debido a que es una ecuación de grado 1.

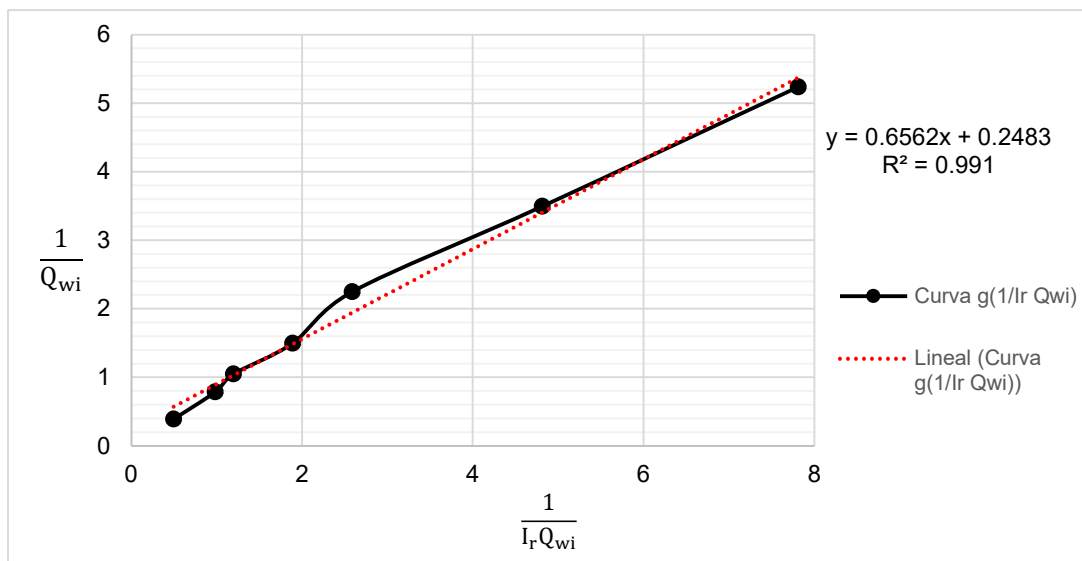


Figura 30: Curva de la relación de $1/Q_{wi}$ y $1/I_r Q_{wi}$ con un ajuste lineal correspondiente a la tercera inyección.

La figura 31 muestra la línea de ajuste polinómico (línea roja punteada) y la ecuación correspondiente a un polinomio de grado 2: $y = -0.0271x^2 + 0.8805x - 0.0089$ con una R^2 de 0.9975. La derivada de la ecuación polinómica es $y' = -0.542x + 0.8805$. Con dicha derivada se construyen las curvas de permeabilidad relativa al agua (K_{rwL}).

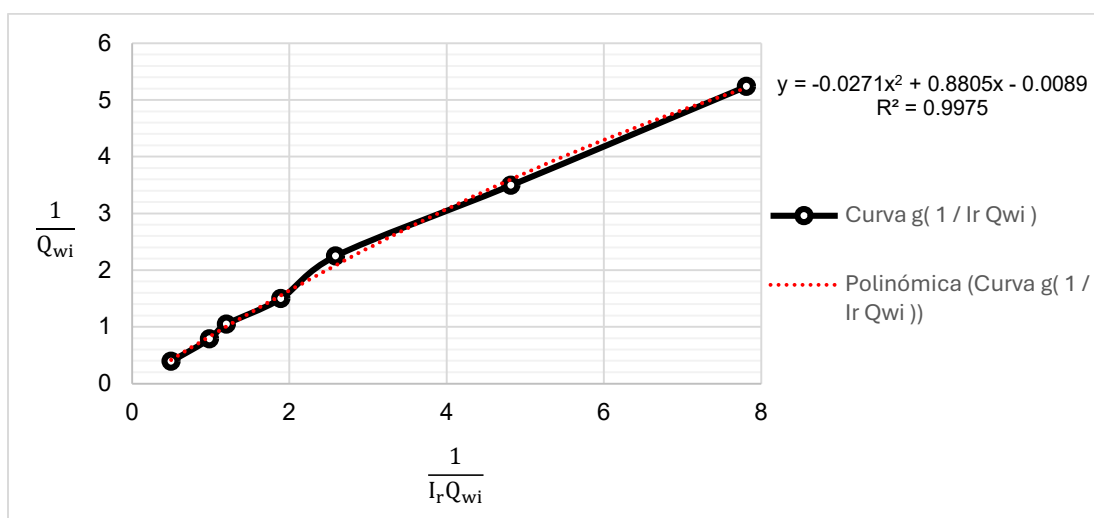


Figura 31: Curva de la relación de $1/Q_{wi}$ y $1/I_r Q_{wi}$ con un ajuste polinómico correspondiente a la tercera inyección.

Para las figuras 30 y 31, la diferencia es el tipo de ajuste: regresión lineal o polinómica. Ambos tipos de ajuste se basan en generar una línea de tendencia para describir el comportamiento de los datos medidos. El ajuste lineal consiste en generar una ecuación que representa una línea recta de la forma $y = mx + b$. Por otro lado, está el ajuste polinómico, el cual se basa en formar una curva de grado 2 y se expresa como $ax^2 + bx + c$. El coeficiente R^2 se utiliza para determinar el ajuste de la curva; los valores que toma van de 0 a 1. Un valor cercano a 0 significa que la curva no es representativa de los datos, mientras que un valor cercano a 1 indica que la curva es representativa de los datos graficados.

A continuación, se presentan las curvas de permeabilidad relativa al agua y aceite generadas a partir de la segunda inyección de agua:

En la figura 32 se observan 5 puntos de interés para la interpretación de las curvas de permeabilidad relativa y a continuación se describen:

Se divide en 3 regiones, las cuales especifican el flujo de fluidos que se tiene en dicha área, asimismo los puntos que abarca.

Región 1 (Flujo de aceite): puntos 1 y 3;

Región 2 (Flujo de aceite y agua): punto 5;

Región 3 (Flujo de agua): puntos 2 y 4.

Punto 1: Corresponde a la saturación irreductible de agua destilada (S_{wir}) con valor de 0.3. La permeabilidad relativa al agua destilada muestra que, a una saturación baja de aceite, la permeabilidad relativa al agua será de cero. Esto se debe a que el aceite está ocupando los poros más grandes de la muestra de roca, lo que genera un flujo de aceite sin ninguna dificultad en el medio poroso (Ahmed, 2006).

Punto 2: Se aprecia un valor de saturación residual de aceite (S_{or}) de 0.58. El flujo de aceite comienza a fluir a partir de una baja saturación de aceite.

Punto 3: Se muestra la permeabilidad relativa al aceite a condiciones de saturación de agua irreductible ($K_{ro@S_{wir}}$). A saturaciones bajas de agua, la permeabilidad relativa al aceite no tiene ningún cambio, es decir, el agua tiende a ocupar los poros

más pequeños del medio poroso y no contribuye a cambios en la permeabilidad relativa del aceite (Ahmed, 2006). La permeabilidad relativa al aceite es de 1, por lo que el aceite puede fluir libremente a través del medio poroso.

Punto 4: Corresponde a la permeabilidad relativa al agua a condiciones de la saturación residual del aceite ($K_{rw@S_{or}}$). El flujo de agua a través del medio poroso a condiciones de saturación residual de aceite es $S_{or}=0.58$. Cabe mencionar que la permeabilidad relativa al agua es de 1, lo que significa que el agua fluye libremente por el medio poroso sin ser afectada por la presencia de aceite.

Punto 5: Punto de intersección de las curvas de permeabilidad relativa, en dicho punto los valores para las permeabilidades relativas para ambas fases son iguales y hay flujo de agua y aceite.

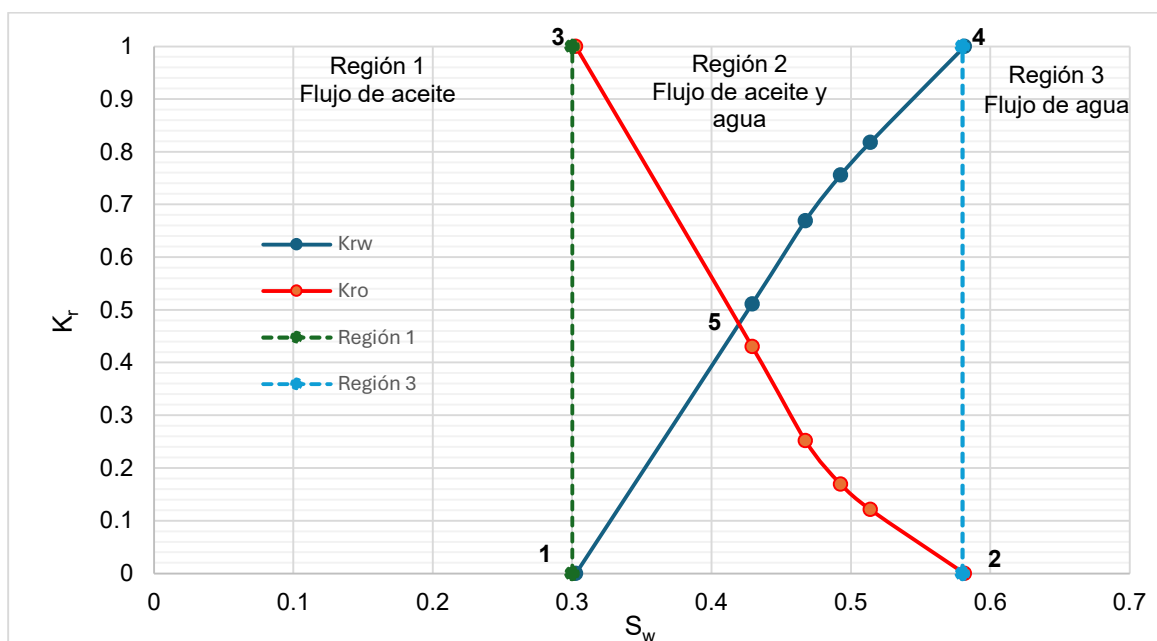


Figura 32: Curvas de permeabilidad relativa basadas en un ajuste lineal para el sistema agua - aceite. Elaboración propia.

Para la figura 33 se utilizó una curva de ajuste de tipo polinómico, pero la diferencia entre el gráfico 32 y el 33 es prácticamente nula. La figura 33 se comporta de la misma manera que la figura 32.

La figura 32 muestra un comportamiento no lineal de los fluidos dentro de un medio poroso. Se puede apreciar que la K_{ro} comienza a crecer lentamente (punto 2, figura 33), mientras que K_{rw} crece rápidamente (punto 1, figura 33). El punto 3 representa que el flujo de aceite se mantiene linealmente, mientras que en el punto 4 el flujo de agua disminuye ligeramente. Cabe mencionar que los puntos establecidos en las figuras 32 y 33 son los mismos, por tanto, la explicación de la figura 32 aplica para la figura 33; sin embargo, el ajuste polinómico realizado para la construcción de la figura 33 conserva la esencia del comportamiento de los fluidos, las curvas se apegan a la realidad, no es ideal como la figura 32.

Por tanto, las curvas representativas de permeabilidad relativa al agua y al aceite son las que se generaron mediante un ajuste polinómico.

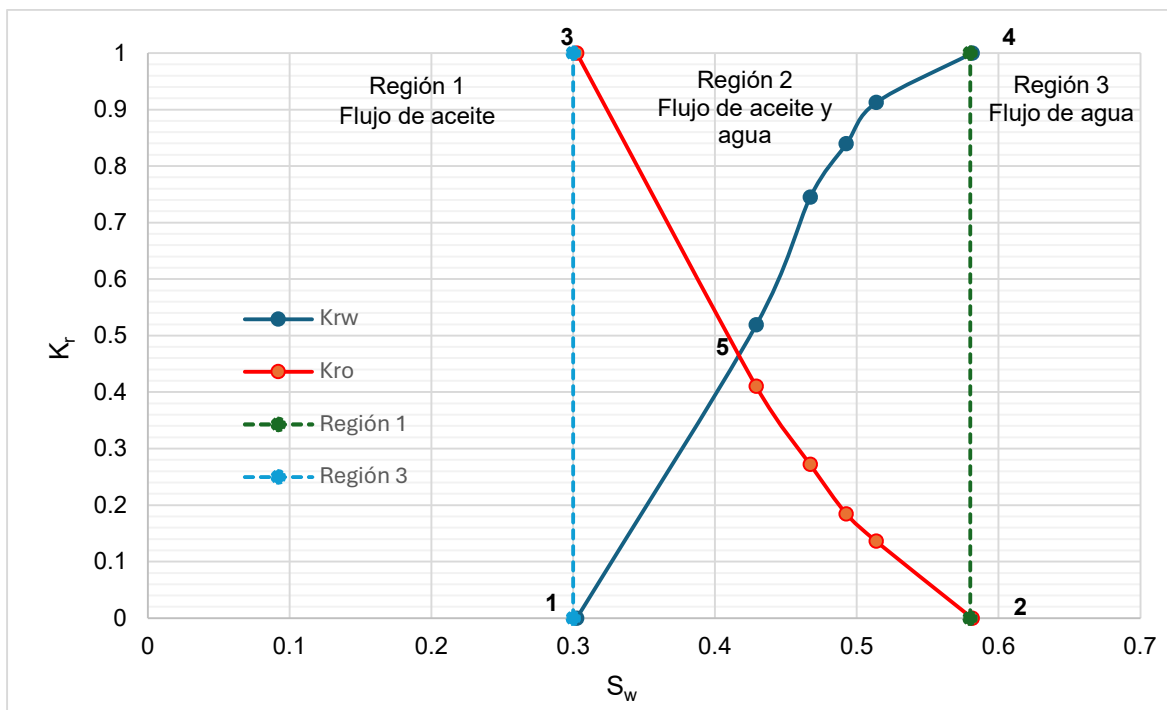


Figura 33: Curvas de permeabilidad relativa basadas en un ajuste polinómico para el sistema agua - aceite. Elaboración propia.

4. Inyección de agua destilada más tensoactivo no-iónico (NFE)

Esta inyección tiene como finalidad desplazar el aceite sintético residual contenido en el tapón de roca.

La figura (A.1.4) del anexo 1 muestra los valores de presión registrados en intervalos de 30 [s], para determinar el valor de la permeabilidad efectiva al fluido de EOR (M3) a condiciones de saturación de aceite residual, dicha permeabilidad fue de 6.51 [mD].

Para la recolección de los fluidos de trabajo en la línea de salida, se utilizaron 7 probetas de 10 [mL] debido a que se requiere precisión en la cuantificación del volumen de los fluidos de trabajo. Nuevamente, se buscó la ruptura de los fluidos, esto es, al momento de inyectar M3, el fluido desplaza al agua destilada que se encontraba saturando a la muestra de roca y una vez se desplaza el agua, se desplaza el aceite residual contenido en la muestra de roca.

En la tabla 24 se muestran los volúmenes obtenidos en las 7 probetas que se utilizaron durante la cuarta inyección con agua destilada más tensoactivo (NFE).

Tabla 24: Volúmenes de los fluidos recuperados correspondientes a la cuarta inyección con agua destilada más tensoactivo (NFE).

Probeta	1	2	3	4	5	6	7
ΔP [psi]	38	36	35	34	33	32	32
Volumen de NFE [mL]	0	9	9.2	9.8	9.8	9.85	9.85
Aceite recuperado [mL]	2	0.5	0.8	0.2	0.2	0.15	0.15
Volumen de la probeta [mL]	2	9.5	10	10	10	10	10

Una vez que dejó de colectarse aceite sintético en las probetas, se cuantificó el volumen colectado en las 3 probetas de 25 [mL], lo que equivale al flujo de por lo menos 3 volúmenes porosos. El volumen de aceite recuperado tras la inyección de M3 fue de 4 [mL]. En la tabla 25 se describen los volúmenes de los fluidos recuperados y entrampados en la muestra de roca utilizada en este experimento. En las cuatro inyecciones de todo el experimento.

Tabla 25: Datos obtenidos durante todo el experimento.

Datos iniciales	
Masa de la roca en seco [g]	224.17
Volumen poroso de la muestra de roca ocupado por agua destilada [mL]	15.7
Inyección 1 de agua destilada	
Porosidad absoluta de la roca [%]	16.7
Volumen entrampado de agua destilada en la muestra [mL]	15.7
Inyección 2 de aceite	
Volumen total de agua desplazada por aceite [mL]	11.5
Volumen de agua remanente en la muestra [mL]	4.2
Volumen de aceite entrampado en la muestra [mL]	11.5
Inyección 3 de agua destilada para llegar a la saturación residual de aceite	
Volumen de aceite recuperado [mL]	5.4
Volumen de aceite entrampado en la muestra [mL]	$11.5 - 5.4 = 6.1$
Volumen de agua entrampado en la muestra de roca al término de la inyección [mL]	$15.7 - 6.1 = 9.6$
Inyección 4 de M3 a condiciones de saturación residual de aceite	
Volumen de aceite recuperado [mL]	4
Volumen total de agua desplazada por agua+NFE [mL]	9.6
Volumen de aceite entrampado en la muestra [mL]	$6.1 - 4 = 2.1$
Volumen poroso de la muestra de roca ocupado por agua + NFE [mL]	13.6
Datos obtenidos al final del experimento	
Masa de la roca al final del experimento [g]	237.8
Volumen total de aceite recuperado al cabo de la inyección 3 y 4 [mL]	9.4

Segunda prueba de desplazamiento con la inyección de agua destilada, tensoactivo (NFE) y nanopartículas de aluminio (M4).

Después de la reconstrucción del histórico de producción usando M3, el uso de tensoactivos no iónicos ha sido bastante estudiado en pruebas de EOR, resultando que son bastante económicos y eficaces en la recuperación de aceite en yacimientos convencionales y no convencionales. Los tensoactivos no iónicos debido a que no poseen carga eléctrica son buenos reductores de la tensión interfacial y alteran la mojabilidad del sistema roca – fluido. Ahora bien, el uso en conjunto de tensoactivos con nanopartículas ha presentado mejoras en la recuperación mejorada de hidrocarburos mediante la alteración de la mojabilidad,

reducción de la tensión interfacial y mejorando la suspensión coloidal de las partículas (Rezvani et al. 2024).

Enseguida se presentan las variables de trabajo para la realización del experimento con M4:

Tabla 26: Variables de trabajo para la realización de la segunda prueba de desplazamiento

Variables de trabajo	
Presión de confinamiento [psi]	2,000
Caudal de trabajo para K_{abs} , primera inyección de agua destilada, $\left[\frac{\text{cm}^3}{\text{min}}\right]$	1.00
Caudal de trabajo para K_{ofe} , inyección de aceite sintético, $\left[\frac{\text{cm}^3}{\text{min}}\right]$	1.00
Caudal de trabajo para K_{wefe} , segunda inyección de agua destilada, $\left[\frac{\text{cm}^3}{\text{min}}\right]$	1.00
Caudal de trabajo para K_{NFEfe} , segunda inyección de agua destilada con surfactante (NFE) y nanopartículas de aluminio, $\left[\frac{\text{cm}^3}{\text{min}}\right]$	1.00

Además, se tienen las variables físicas medidas del tapón de roca que se utilizó para esta segunda prueba, ver tabla 27.

Tabla 27: Variables físicas medidas para la segunda prueba de desplazamiento.

Variables medidas	
Longitud [cm]	9
Diámetro [cm]	3.8
Área [cm ²]	11.3
Masa de la muestra seca [g]	242.7
Masa de la muestra saturada de agua [g]	259.3

1. Inyección de agua destilada.

La figura (A.1.5) del anexo 1 muestra el historial de presión que se tuvo durante la inyección de agua destilada. Se registraron los valores de presión cada minuto durante 63 minutos. Los resultados de este paso se presentan en la tabla 28.

Tabla 28: Resultados petrofísicos de la muestra de roca utilizada para la segunda prueba de desplazamiento.

Resultados obtenidos		
Variable petrofísica	Dato medido	Dato de proveedor
Porosidad absoluta [%]	16.3	16-17
Permeabilidad absoluta [mD]	125.4	35-100

La porosidad absoluta medida fue de 16.3 [%], lo cual está dentro del rango presentado por el proveedor. Mientras que la permeabilidad absoluta medida fue de 125.4 [mD], lo cual sobrepasa el rango que el proveedor indica. La alteración de la permeabilidad se debe a que en la muestra de roca se encontraban microporos, los cuales ayudan al paso del flujo de fluidos en el medio poroso. Además de que la presión de inyección no logró mantenerse constante, los valores de presión registrados fueron bajos durante el tiempo de la inyección de agua destilada. Estos dos problemas antes mencionados afectan de manera significativa al incremento en la permeabilidad de la roca.

2. Inyección de aceite

La figura (A.1.6) del anexo 1 muestra el historial de presión que se tuvo durante la inyección de aceite sintético para desplazar el agua destilada y saturar la roca de aceite. La inyección de aceite sintético duró 210 minutos, para lo cual en los primeros 60 minutos se registraron los valores de presión cada minuto. Después de los 60 minutos hasta los 210 minutos, se registraron los valores cada 5 minutos.

La presencia de agua destilada en la roca y después la inyección de aceite sintético hacen que la permeabilidad efectiva disminuya; se obtuvo un valor de 5 [mD]. Es decir, cuanta más agua queda en el medio poroso, menos espacio disponible tiene el aceite para fluir en el medio poroso.

3. Determinación de la permeabilidad efectiva al agua

En la figura del anexo 1 (A.1.7) se muestra un historial de presión generado durante la inyección de agua destilada para alcanzar condiciones de saturación residual de aceite. Los valores de presión se registraron cada 30 segundos durante 145.5

minutos. A partir del minuto 146 hasta los 205 minutos se registraron los valores de presión cada minuto.

La presencia de agua destilada en la roca y durante la inyección de aceite sintético hace que la permeabilidad efectiva disminuya; se obtuvo un valor de 2.4 [mD]. Es decir, cuanta más agua queda en el medio poroso, menos espacio poroso disponible tiene el aceite para fluir.

Para la recolección de los fluidos de trabajo en la línea de salida, se utilizaron 3 probetas de 5 [mL] y 4 probetas de 10 [mL], debido a que en esta parte se requiere una alta precisión en la cuantificación del volumen de los fluidos de trabajo. En esta parte se buscó la ruptura de los fluidos. Es decir, al momento de inyectar agua destilada se desplazó aceite sintético, por lo que en la primera probeta se obtuvieron 32 [mL] de aceite y 0.01 [mL] de agua destilada. Una vez que se identificó la salida de agua destilada después de un cierto volumen de aceite sintético, se cambió la probeta por una seca y limpia.

Después de que se dejó de observar la presencia de aceite sintético en las probetas de agua destilada, se usaron 3 probetas de 25 [mL] para dejar fluir por lo menos 3 volúmenes porosos del tapón de roca. En la tabla 31 se muestran los resultados de los volúmenes de los fluidos de trabajo en las 3 probetas de 5 [mL] y las 4 probetas de 10 [mL].

Tabla 29: Volúmenes obtenidos en las 7 probetas utilizadas en la tercera inyección de agua destilada

Probeta	1	2	3	4	5	6	7
ΔP [psi]	166	121	88	96	94	84	101
Volumen de agua [mL]	0.01	3.9	4	8	8	8	8.3
Volumen de aceite [mL]	2	0.4	0.35	0.3	0.25	0.1	0.01
Volumen en la probeta [mL]	2	4.3	4.35	8.3	8.25	8.1	8.31

A continuación, se presenta la tabla 30 con los resultados obtenidos en esta tercera inyección con agua destilada; dichos resultados son la base para la creación de las curvas de permeabilidad relativa.

Tabla 30: Volúmenes y saturaciones de agua y aceite.

Resultados base para la generación de las curvas de permeabilidad relativa	
Volumen total de agua destilada inyectada [mL]	34.81
Volumen total de aceite sintético desplazado por agua destilada [mL]	5.4
Saturación de agua destilada residual [%]	30
Saturación de aceite sintético residual [%]	50

En la tabla 31 se muestran los datos para dar solución a las ecuaciones del método de JBN.

Tabla 31: Datos físicos que se necesitan para generar las curvas K_r

Probeta	V_{wacum} [mL]	V_{oacum} [mL]	V_{tacum} [mL]	Q_{wi} [--]	f_{WL} [--]	S_w [--]	S_{WL} [--]	f_{oL} [--]	$\frac{K_{rWL}}{K_{roL}}$ [--]
1	0.01	2	2.01	0.12	4.9E-02	0.45	0.33	0.99	2.5E-05
2	3.91	2.4	6.31	0.38	0.9	0.48	0.44	0.09	0.05
3	7.91	2.75	10.66	0.64	0.91	0.5	0.45	0.08	0.06
4	15.91	3.05	18.96	1.14	0.96	0.52	0.47	0.03	0.13
5	23.91	3.3	27.21	1.63	0.96	0.53	0.48	0.03	0.16
6	31.91	3.31	35.22	2.12	0.99	0.53	0.53	1.2E-02	4.1
7	40.21	3.32	45.53	2.62	0.99	0.53	0.53	1.2E-02	4.2

Además de los datos presentados en las tablas 31 y 32 para la construcción de las curvas de permeabilidad. A continuación, se presenta:

Tabla 32: Datos físicos para generar las curvas K_r

Probeta	I_r	$\frac{1}{I_r Q_{wi}}$	$\frac{1}{Q_{wi}}$	Derivada lineal	Derivada polinómica	Ajuste lineal		Ajuste polinómico	
						K_{rwL}	K_{roL}	K_{rwL}	K_{roL}
1	0.55	14.94	8.25	0.5313	0.8076	----	----	----	----
2	0.75	3.46	2.63	0.5313	0.2787	8.6E-06	0.33	7.1E-06	0.27
3	1.04	1.49	1.55	0.5313	0.6850	2.0E-03	0.04	3.1E-03	0.06
4	0.95	0.91	0.87	0.5313	0.7547	2.1E-03	0.03	3.5E-03	0.06
5	0.97	0.62	0.61	0.5313	0.7750	2.3E-03	0.01	3.8E-03	0.03
6	1.09	0.43	0.47	0.5313	0.7855	2.4E-03	1.4E-02	3.9E-03	0.02
7	0.91	0.41	0.38	0.5313	0.7923	2.7E-03	6.6E-04	4.0E-03	9.8E-04

Ahora, para generar las curvas de permeabilidad relativa al aceite a la salida del sistema (K_{roL}) se obtiene la primera derivada de una función que relacione las variables $\frac{1}{I_r Q_{wi}}$ y $\frac{1}{Q_{wi}}$. Para obtener dicha función se generaron las figuras 34 y 35, las cuales muestran dicha relación.

La figura 34 representa el ajuste realizado mediante regresión lineal (línea punteada color roja); la curva en color negro describe la relación de las dos variables $\frac{1}{Q_{wi}}$ y $\frac{1}{I_r Q_{wi}}$. Asimismo, se presenta la ecuación de la línea de ajuste lineal y el valor del coeficiente de determinación R^2 de 0.9919. La derivada de la ecuación de ajuste es $y' = 0.5313$ debido a que es una ecuación de grado 1.

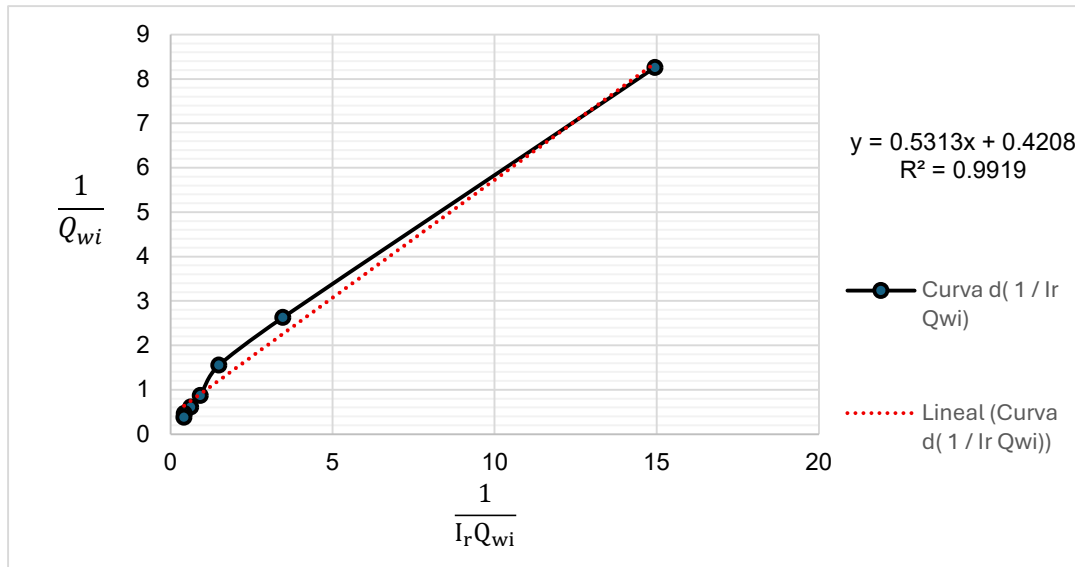


Figura 34: Ajuste lineal de la inyectividad relativa para generar las curvas Kr por el método de JBM.

La figura 35 muestra la línea de ajuste polinómico (línea roja punteada) y la ecuación correspondiente a un polinomio de grado 2: $y = -0.0177x^2 + 0.8076x + 0.1465$ con una R^2 de 0.9975. La derivada de la ecuación polinómica es $y' = -0.0354x + 0.8076$. Con dicha derivada se construyen las curvas de permeabilidad relativa al agua (K_{rwL}).

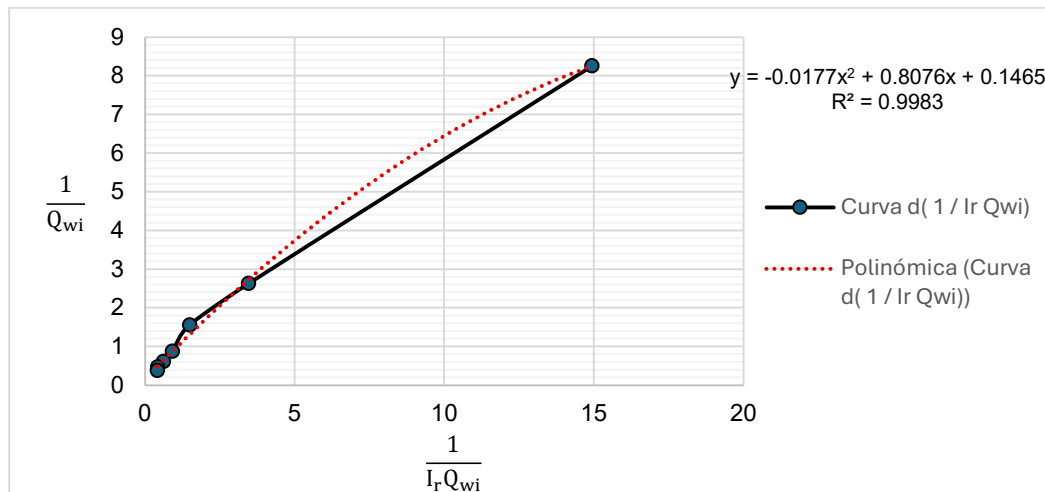


Figura 35: Ajuste polinómico de la inyectividad relativa para generar las curvas Kr por el método de JBM.

Para las figuras 34 y 35 la diferencia es el tipo de ajuste: regresión lineal o polinómica. Ambos tipos de ajuste se basan en generar una línea de tendencia para

describir el comportamiento de los datos medidos. El ajuste lineal consiste en generar una ecuación que representa una línea recta de la forma $y = mx + b$. Por otro lado, está el ajuste polinómico, el cual se basa en formar una curva de grado 2 y se expresa como $ax^2 + bx + c$. El coeficiente R^2 se utiliza para determinar el ajuste de la curva; los valores que toma van de 0 a 1. Un valor cercano a 0 significa que la curva no es representativa de los datos, mientras que un valor cercano a 1 indica que la curva es representativa de los datos graficados.

A continuación, se presentan las curvas K_r (agua – aceite) a partir de la segunda inyección de agua:

En la figura 36 se pueden observar 5 puntos de interés para la interpretación de las curvas de permeabilidad relativa.

Se divide en 3 regiones, las cuales especifican el flujo de fluidos que se tiene en dicha área; asimismo, los puntos que abarca.

Región 1 (Flujo de aceite): puntos 1 y 3;

Región 2 (Flujo de aceite y agua): punto 5;

Región 3 (Flujo de agua): puntos 2 y 4.

Punto 1: Corresponde a la saturación irreductible de agua destilada (S_{wir}) con valor de 0.33. La permeabilidad relativa al agua destilada muestra que, a una saturación baja de aceite, la permeabilidad relativa al agua será de cero. Esto se debe a que el aceite está ocupando los poros más grandes de la muestra de roca, lo que genera un flujo de aceite sin ninguna dificultad en el medio poroso (Ahmed, 2006).

Punto 2: Se aprecia un valor de saturación residual de aceite (S_{or}) de 0.53. El flujo de aceite comienza a fluir a partir de una baja saturación de aceite.

Punto 3: Se muestra la permeabilidad relativa al aceite a condiciones de saturación de agua irreductible ($K_{ro@Swir}$). A saturaciones bajas de agua, la permeabilidad relativa al aceite no tiene ningún cambio, es decir, el agua tiende a ocupar los poros más pequeños del medio poroso y no contribuye a cambios en la permeabilidad

relativa del aceite (Ahmed, 2006). La permeabilidad relativa al aceite de 1, por lo que el aceite puede fluir libremente a través del medio poroso.

Punto 4: Corresponde a la permeabilidad relativa al agua a condiciones de la saturación residual del aceite ($k_{rw@S_{or}}$). El flujo de agua a través del medio poroso a condiciones de saturación residual de aceite es $S_{or}=0.53$. Cabe mencionar que la permeabilidad relativa al agua es de 1, lo que significa que el agua fluye libremente por el medio poroso sin ser afectada por la presencia de aceite.

Punto 5: Punto de intersección de las curvas de permeabilidad relativa, en dicho punto los valores para los valores de permeabilidad relativa (agua – aceite) son iguales y se tiene un flujo de fluidos de ambas fases.

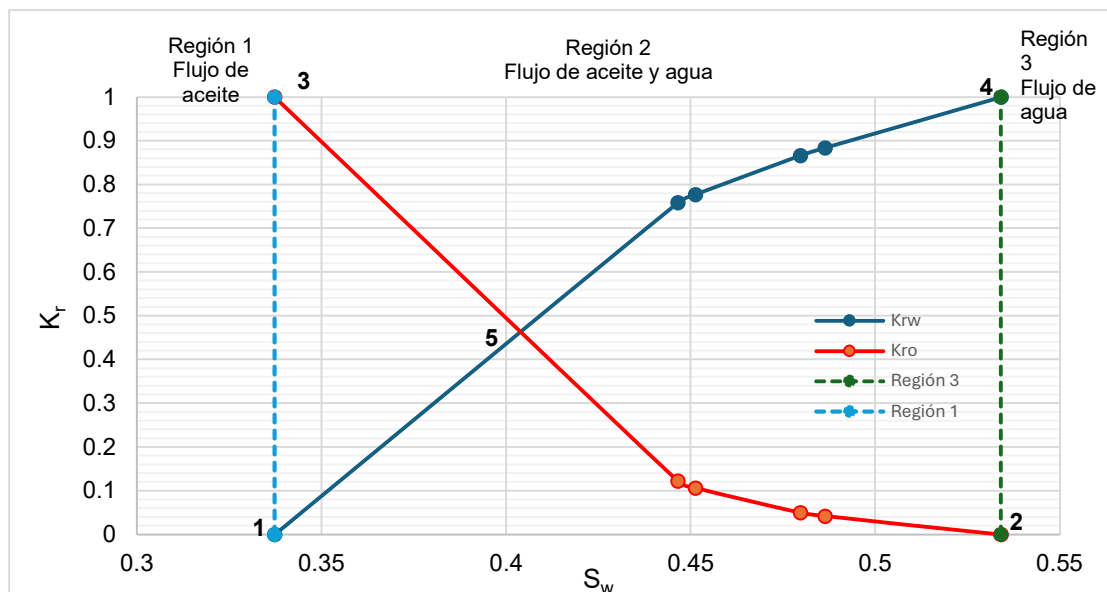


Figura 36: Curvas de permeabilidad relativa basadas en un ajuste lineal para el sistema agua – aceite. Elaboración propia.

La figura 37 muestra un comportamiento no lineal de los fluidos dentro de un medio poroso. Se puede apreciar que la K_{ro} comienza a crecer lentamente (punto 2, figura 39), mientras que K_{rw} crece rápidamente (punto 1, figura 39). El punto 3 representa que el flujo de aceite se mantiene linealmente, mientras que en el punto 4 el flujo de agua disminuye ligeramente. Cabe mencionar que los puntos establecidos en las figuras 38 y 39 son los mismos, por tanto, la explicación de la figura 38 aplica para la 39; sin embargo, el ajuste polinómico realizado para la construcción de la figura

39 conserva la esencia del comportamiento de los fluidos, las curvas se apegan a la realidad, no es ideal.

Por tanto, las curvas representativas de permeabilidad relativa al agua y al aceite son las que se generaron mediante un ajuste polinómico.

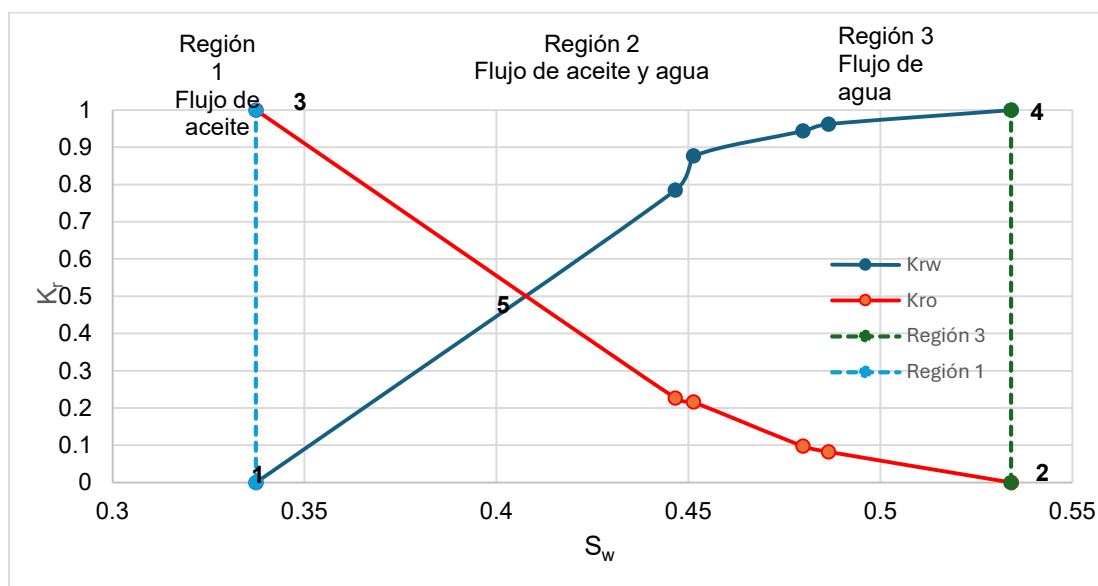


Figura 37: Curvas de permeabilidad relativa basadas en un ajuste polinómico para el sistema agua - aceite. Elaboración propia.

4. Inyección de agua destilada + tensoactivo no - iónico NFE + Al₂O₃ (M4)

Esta inyección tiene como finalidad desplazar el aceite sintético residual contenido en el tapón de roca. La figura del anexo 1 (A.1.8) muestra el historial de presión generado durante la cuarta inyección (DW + NFE + Al₂O₃). Para determinar el valor de la permeabilidad efectiva al fluido M4, el cual fue de 37.35 [mD].

La inyección de agua destilada + tensoactivo (NFE) + Al₂O₃ alteró la mojabilidad del sistema roca-fluido, debido a que el fluido inyectado es capaz de desplazar al aceite impregnado en la roca permitiendo su flujo, mientras que el agua ocupa los poros que estaban llenos de aceite.

Para la recolección de los fluidos de trabajo en la línea de salida, se utilizaron 7 probetas, 4 probetas de 5 [mL] y 3 probetas de 25 [mL] debido a que se requiere

precisión en la cuantificación del volumen de los fluidos de trabajo. Nuevamente, se buscó la ruptura de los fluidos, es decir, al momento de inyectar M4, el fluido desplaza al agua destilada que se encontraba saturando a la muestra de roca, y una vez desplazada el agua, se desplaza el aceite residual contenido en la muestra de roca.

En la tabla 33 se muestran los volúmenes obtenidos en las 7 probetas que se utilizaron durante la cuarta inyección con agua destilada + tensoactivo + Al_2O_3 .

Tabla 33: Volúmenes de los fluidos recuperados correspondientes a la cuarta inyección con agua destilada + surfactante + Al_2O_3 .

Probeta	1	2	3	4	5	6	7
ΔP [psi]	60.7	99.3	88.7	75.4	63.8	57.5	55.9
Volumen de NFE + Al_2O_3 [mL]	3.1	4.5	4.8	4.85	10	16	16
Volumen de aceite recuperado [mL]	1.9	0.5	0.2	0.15	0.1	0.08	0.03
Volumen de la probeta [mL]	5	5	5	5	10.1	16.08	16.03

El volumen de aceite recuperado tras la inyección de M4 fue de 2.96 [mL]. En la tabla 34 se describen los volúmenes de los fluidos recuperados y entrampados en la muestra de roca utilizada en este experimento.

Tabla 34: Datos obtenidos en cada una de las inyecciones de fluidos.

Datos iniciales	
Masa de la roca en seco [g]	242.72
Volumen poroso de la muestra de roca ocupado por agua destilada [mL]	16.6
Inyección 1 con agua destilada	
Porosidad absoluta de la roca [%]	16.2
Volumen entrampado de agua destilada en la muestra [mL]	16.6
Inyección 2 con aceite sintético	
Volumen total de agua desplazada por aceite [mL]	11.5
Volumen de agua remanente en la muestra [mL]	5.1
Volumen de aceite entrampado en la muestra [mL]	11.5
Inyección 3 con agua destilada para llegar a la saturación residual de aceite	
Volumen de aceite recuperado [mL]	3.41
Volumen de aceite entrampado en la muestra [mL]	$11.5 - 3.41 = 8.09$
Volumen de agua entrampado en la muestra de roca al término de la inyección [mL]	$16.6 - 8.09 = 8.51$
Inyección 4 con agua destilada + NFE + Al_2O_3 a condiciones de saturación residual de aceite	
Volumen de aceite recuperado [mL]	2.96
Volumen total de agua desplazada por DW + NFE+ Al_2O_3 [mL]	8
Volumen de aceite entrampado en la muestra [mL]	$8.09 - 2.96 = 5.13$
Volumen poroso de la muestra de roca ocupado por agua + NFE + Al_2O_3 [mL]	11.47
Datos obtenidos al final del experimento	
Masa de la roca al final del experimento [g]	259.32
Volumen total de aceite recuperado al cabo de la inyección 3 y 4 [mL]	6.37

A continuación, en la tabla 35, se muestran las semejanzas y diferencias de las pruebas de desplazamiento realizadas.

Tabla 35: Comparativa de las 2 pruebas de desplazamiento.

Parámetro	Sistema M3	Sistema M4	Semejanzas	Diferencias
Porosidad [%]	19.2	16.3	Ambos valores están dentro del rango del proveedor	El volumen poroso cambia dadas las dimensiones de la roca
Permeabilidad [mD]	389.9	125.4	Ambas pruebas se sometieron al mismo procedimiento para el montaje en la celda de desplazamiento y se utilizó el agua destilada para medir K en ambas muestras.	En la primera prueba la presión promedio fue de 0.5 psi y 1.6 psi para la segunda prueba. En la primera prueba, la presencia de aire en la muestra de roca alteró el flujo de agua y la presión disminuyó
S_{wir} [%]	0.33	0.3	Ambas saturaciones son muy similares	La primera muestra de roca tiene una mayor afinidad al agua
S_{or} [%]	0.58	0.53	Después de la segunda inyección con DW, ambas muestras presentaron saturaciones similares	El volumen de aceite entrampado fue mayor con la primera muestra (58%)
Aceite recuperado [mL]	9.4	6.37	Ambos sistemas buscan recuperar aceite	El fluido M3 recuperó mayor cantidad de aceite que el fluido M4.

Conclusiones

La implementación de nanopartículas con tensoactivo como método de recuperación incremental de hidrocarburos en yacimientos carbonatados requiere de un estudio exhaustivo de las propiedades petrofísicas, los fluidos y las interacciones entre la roca y el fluido. Para ello se realizan, entre otras, pruebas experimentales de: capilaridad, mojabilidad, desplazamiento e imbibición espontánea para explorar la viabilidad y escalar los experimentos. En este trabajo se cumplió con el objetivo general de valorar la interacción del sistema roca-fluido por medio del uso de nanopartículas de óxido de aluminio y un surfactante no iónico (nonilfenoletoxilado), mediante la medición del ángulo de contacto se encontró que la roca mantiene una mojabilidad intermedia cuando se emplean Al_2O_3 y tensoactivo.

Con la metodología presentada en este trabajo para valorar la interacción entre fluidos y el medio poroso mediante las pruebas de desplazamiento realizadas, se evaluó la recuperación de hidrocarburos a condiciones de presión elevada y se compararon dos métodos de recuperación, primero uso de tensoactivo (M3) y en como segundo método se utilizó tensoactivo con nanopartículas (M4). Al comparar los resultados de estas dos pruebas se observó que la recuperación total de aceite fue de 59.87% y 38.87% para M3 y M4, respectivamente. Como conclusión preliminar se puede sugerir que M3 funciona mejor como método para recuperar hidrocarburos para medios porosos carbonatados (19.2 % y 389.9 [mD]); sin embargo, es importante resaltar que estas pruebas no son del todo comparables, ni concluyentes, pues la permeabilidad obtenida para las muestras fueron diferentes: 389.9 [mD] y 125.4 [mD] para las muestras 1 y 2 respectivamente, por lo que sería necesario realizar más pruebas a diferentes condiciones y utilizando fluidos de naturaleza distinta. Las pruebas de suspensión permitieron seleccionar el mejor sistema de fluidos, los cuales fueron: Al_2O_3 + NFE + DW y DW + NFE, dado que las nanopartículas se mantenían en suspensión y el surfactante NFE mantuvo una buena estabilidad durante las pruebas. La medición de la tensión superficial mostró un valor menor que la tensión del agua, lo que permitió seguir con las

pruebas experimentales con las nanopartículas y surfactante seleccionados. El uso de nanofluidos (Al_2O_3 + NFE + DW) y NFE + DW en las pruebas con tubos capilares, mostraron un buen desplazamiento de aceite, obteniendo un factor de recuperación de 52% y 42%, respectivamente. La medición del ángulo de contacto permitió determinar la mojabilidad, del medio. Se observó que las nanopartículas por sí solas no tuvieron un cambio significativo en la mojabilidad del sistema roca-fluido; sin embargo, el uso de Al_2O_3 + NFE + DW alteró en mayor medida la mojabilidad, sin embargo la mojabilidad se mantuvo como intermedia, lo mismo para el sistema DW + NFE, presentó una mojabilidad intermedia, dada la capacidad de adsorción del tensoactivo no iónico, dicho tensoactivo se ancla a la superficie sólida, generando que el ángulo de contacto sea de 48.5° para la recuperación mejorada, lo que significa que el tensoactivo es afín a al sistema roca – fluido.

Durante las pruebas de desplazamiento, pudo haber ocurrido que, dado los largos tiempos de saturación de las muestras de roca, las nanopartículas no presentaron la suficiente capacidad de suspensión, además de las distintas permeabilidades entre las muestras resultando una baja recuperación de hidrocarburos. Asimismo, el contenido de agua en el aceite en todo el proceso fue de alrededor de 48%, y eso generó a que el agua del crudo desplazara al tensoactivo e impregnándose en la superficie junto con las nanopartículas de aluminio.

La infraestructura disponible en LIRFFF permitió plantear los experimentos para el entendimiento de la interacción entre nanofluidos y medios porosos. Las pruebas realizadas pueden ser utilizadas para la validación de inyección de nanopartículas y surfactante como método de recuperación mejorada en yacimientos convencionales y no convencionales con fines académicos, debido a los equipos utilizados para cada prueba.

Recomendaciones para trabajos futuros

El mayor reto para el desarrollo de este trabajo fue la manipulación de las muestras de aceite crudo, ya que éste tenía agua y una viscosidad elevada. La presencia de agua puede alterar los resultados de las pruebas experimentales. Al momento de calcular las saturaciones residuales de aceite y agua resulta difícil saber la certeza de dichos valores. Por lo tanto, sería recomendable reproducir los experimentos, con muestras de aceite crudo libre de agua.

Por otro lado, se recomienda hacer un análisis y valoración de la capacidad de suspensión de las nanopartículas de óxido de aluminio con otros surfactantes y verificar si son buenos candidatos para realizar pruebas experimentales y comparar el efecto de las nanopartículas con otros surfactantes en la alteración de la mojabilidad en rocas carbonatadas.

Referencias

1. Abdallah, Edmonton, W., Canadá, A., Buckley, J. S., Carnegie, A., Lumpur, K., Bernd, J. E., Muscat, H., Graue, A., Habashy, T., Seleznev, N., Signer, C., & Hussain, H. (2007). *Los fundamentos de la mojabilidad*.
2. Ahmed, T. (2006). *RESERVOIR ENGINEERING*. Elsevier.
3. Almubarak, M., AlYousef, Z., Almajid, M., Almubarak, T., & Hong, J. (2020). Enhancing Foam Stability Through a Combination of Surfactant and Nanoparticles. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference*.
4. Alsaba, M. T., al Dushaishi, M. F., & Abbas, A. K. (2020). A comprehensive review of nanoparticles applications in the oil and gas industry. In *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology* (Vol. 10, Issue 4, pp. 1389–1399). Springer. <https://doi.org/10.1007/s13202-019-00825-z>
5. Cárdenas, J. C., Jaimes, M., Dorado, R., Galvis, H., Conde, O. R., & Prada, A. (2024). Application of Nanofluids for Altering Wettability in Heavy Oil: A Field Test. *Proceedings - SPE International Symposium on Formation Damage Control, 2024-February*. <https://doi.org/10.2118/217924-MS>
6. Cartes, Pamela & Pereira, Juan. (2017). Emulsions as templates agents using in elaboration of porous materials. 23. 308-318.
7. Cázares, R., Rodríguez, H., Porres, A., Romero, N., Ruíz, F., & Sepúlveda, O. (2022). Retos y Oportunidades de la Producción de Petróleo y Gas Natural de Yacimientos No Convencionales en México.
8. Clark, N. (1969). Elements of Petroleum Reservoirs. *Monograph, SPE/AIME*.
9. Cole, F. (1961). *Reservoir Engineering Manual*. 78–177.
10. Dandekar, A. Y. (2013). *Petroleum Reservoir Rock and Fluid Properties*. CRC Press.
11. De Ferrer, M. (2001). *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos*.
12. Ealias, A. M., & Saravanakumar, M. P. (2017). A review on the classification, characterisation, synthesis of nanoparticles and their application. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 263(3). <https://doi.org/10.1088/1757-899X/263/3/032019>

13. Eltoun, H., Yang, Y. L., & Hou, J. R. (2021). The effect of nanoparticles on reservoir wettability alteration: a critical review. In *Petroleum Science* (Vol. 18, Issue 1). <https://doi.org/10.1007/s12182-020-00496-0>
14. Ezquerro, L., Coimbra, R., Bauluz, B., Núñez-Lahuerta, C., Román-Berdiel, T., & Moreno-Azanza, M. (2024). Large dinosaur egg accumulations and their significance for understanding nesting behavior. *Geoscience Frontiers*, 15(5). <https://doi.org/10.1016/j.gsf.2024.101872>
15. Farn, R. J. (2006). *Chemistry and technology of surfactants*. Blackwell Pub.
16. Frank, C. (1961). *Reservoir-Engineering-Manual*.
17. Gbadamosi, A. O., Junin, R., Manan, M. A., Agi, A., Oseh, J. O., & Usman, J. (2019). Synergistic application of aluminum oxide nanoparticles and oilfield polyacrylamide for enhanced oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 182. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106345>
18. Gómora, A. P., Teja, V., Rodríguez, J., & Hernández, A. (2022). Práctica 3. Desplazamiento inmisible. <https://kocurekindustries.com/our-products/berea-sandstone>
19. Green, D., & Willhite, P. (1998). *Enhanced Oil Recovery*.
20. Humberto, F., & Macualo, E. (2012). Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Universidad Surcolombiana.
21. Kaito, Y., Goto, A., Ito, D., Murakami, S., Kitagawa, H., & Ohori, T. (2022). First Nanoparticle-Based EOR Nano-EOR Project in Japan: Laboratory Experiments for a Field Pilot Test. *Proceedings - SPE Symposium on Improved Oil Recovery, 2022-April*. <https://doi.org/10.2118/209467-MS>
22. Khan, I., Saeed, K., & Khan, I. (2019). Nanoparticles: Properties, applications, and toxicities. In *Arabian Journal of Chemistry* (Vol. 12, Issue 7, pp. 908–931). Elsevier B.V. <https://doi.org/10.1016/j.arabjc.2017.05.011>
23. Kumar, G., Behera, U. S., Mani, E., & Sangwai, J. S. (2022). Engineering the Wettability Alteration of Sandstone Using Surfactant-Assisted Functional Silica Nanofluids in Low-Salinity Seawater for Enhanced Oil Recovery. *Journal of the American Chemical Society*. <https://doi.org/10.1021/acsengineeringau.2c00007>

24. Lake, L., Schmidt, R., & Venuto, P. (1990). *A Niche for Enhanced Oil Recovery in the 1990s*.
25. Lopera, S. (1996). *Permeabilidad relativa*.
26. Mittal, P., Saharan, A., Verma, R., Altalbawy, F. M. A., Alfaidi, M. A., Batiha, G. E. S., Akter, W., Gautam, R. K., Uddin, M. S., & Rahman, M. S. (2021). Dendrimers: A New Race of Pharmaceutical Nanocarriers. *BioMed Research International*, 2021. <https://doi.org/10.1155/2021/8844030>
27. Noruzi, Y., Sharifi, M., Fahimpour, J., Sabet, M., Akbari, M., & Hosseini, S. (2024). The State-of-the-Art of wettability alteration in sandstones and Carbonates: A mechanistic review. In *Fuel* (Vol. 356). <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2023.129570>
28. Pal, S., Mushtaq, M., Banat, F., et al Sumaiti, A. M. (2018). Review of surfactant-assisted chemical enhanced oil recovery for carbonate reservoirs: challenges and future perspectives. In *Petroleum Science* (Vol. 15, Issue 1, pp. 77–102). China University of Petroleum, Beijing. <https://doi.org/10.1007/s12182-017-0198-6>
29. Peng, C., Tong, H., Shen, C., Sun, L., Yuan, P., He, M., & Shi, J. (2020). Bioavailability and translocation of metal oxide nanoparticles in the soil-rice plant system. *Science of the Total Environment*, 713. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2020.136662>
30. Peralta, A. (2023). Metodología para la medición del cambio de mojabilidad en medios porosos mediante el uso de nanopartículas. Tesis de licenciatura. Universidad Nacional Autónoma de México.
31. Perry, R. & P. C. (1985). *Carbonate Petroleum Reservoirs*.
32. Rangel Germán Comisionados Mtro. Juan Carlos Zepeda Molina - Comisionado Presidente Guillermo Cruz Domínguez Vargas - Comisionado Dra. Alma América Porres Luna - Comisionada, Néstor Martínez Romero - Comisionado, E., Francisco Javier Rosado, M., Y Ejecutiva Lic. Carla Gabriela González Lic. Selma Simancas López, S. (2012). El futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada.

33. Ratanpara, A., & Kim, M. (2023). Wettability Alteration Mechanisms in Enhanced Oil Recovery with Surfactants and Nanofluids: A Review with Microfluidic Applications. In *Energies* (Vol. 16, Issue 24). <https://doi.org/10.3390/en16248003>
34. Rezvani, H., Binks, B. P., & Nguyen, D. (2024). Surfactant-Nanoparticle Formulations for Enhanced Oil Recovery in Calcite-Rich Rocks. *Langmuir*, 40(47), 24989–25002. <https://doi.org/10.1021/acs.langmuir.4c03100>
35. Rodríguez Hernández, J. (2023). Desarrollo numérico y experimental de pruebas de desplazamiento a escala de núcleo y su aplicación para recuperación de aceite por inyección de agua. Tesis de licenciatura. Universidad Nacional Autónoma de México.
36. Saxena, N., & Mandal, A. (2022). *Natural Surfactants Application in Enhanced Oil Recovery*. <http://www.springer.com/series/8884>
37. Shahzad, M. F., Xu, S., Lim, W. M., Yang, X., & Khan, Q. R. (2024). Artificial intelligence and social media on academic performance and mental well-being: Student perceptions of positive impact in the age of smart learning. *Heliyon*, 10(8). <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2024.e29523>
38. Sistema de Información de Hidrocarburos. (23 de septiembre de 2025). Producción nacional. <https://sih-hidrocarburos.energia.gob.mx/>
39. Thomas, S. (2008). Enhanced oil recovery - An overview. *Oil and Gas Science and Technology*, 63(1 SPEC. ISS.), 9–19. <https://doi.org/10.2516/ogst:2007060>
40. Tiab, D., & Donaldson, E. C. (2024). Petrophysics. In *Petrophysics* (pp. 325–359). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-443-24127-7.00015-4>
41. Trejo, M., Romero, D. & Adrián, G. (2018). Desarrollo y Evaluación de Nanofluidos con Aplicación Potencial en Recuperación Mejorada. Tesis de licenciatura. Universidad Nacional Autónoma de México.
42. Wang, Y., Cao, R., Jia, Z., Huang, T., Jia, P., Cheng, L., Duan, W., & Sun, Z. (2023). Phase behavior and hydrocarbons distribution in shale oil during EOR with nano-confinement effect. *Frontiers in Energy Research*, 11. <https://doi.org/10.3389/fenrg.2023.1237254>

43. Welge, H. J., & Aime, M. (1952). *A Simplified method for computing oil recovery by gas or water drive: introduction and theoretical background*. <http://onepetro.org/JPT/article-pdf/4/04/91/2237845/spe-124-g.pdf/1>
44. Xu, Z. X., Li, S. Y., Li, B. F., Chen, D. Q., Liu, Z. Y., & Li, Z. M. (2020). A review of development methods and EOR technologies for carbonate reservoirs. In *Petroleum Science* (Vol. 17, Issue 4, pp. 990–1013). China University of Petroleum, Beijing. <https://doi.org/10.1007/s12182-020-00467-5>
45. Yao, Y., Wei, M., & Kang, W. (2021). A review of wettability alteration using surfactants in carbonate reservoirs. In *Advances in Colloid and Interface Science* (Vol. 294). <https://doi.org/10.1016/j.cis.2021.102477>
46. Zhang, W., Xu, M., Feng, Y., Mao, Z., & Yan, Z. (2024). The Effect of Procrastination on Physical Exercise among College Students—The Chain Effect of Exercise Commitment and Action Control. *International Journal of Mental Health Promotion*, 26(8), 611–622. <https://doi.org/10.32604/ijmh.2024.052730>

Anexo 1

Propiedades del sistema roca-fluidos

Se entiende por yacimiento a una trampa geológica dentro de la cual están contenidos fluidos como aceite, agua y gas. Generalmente se suele llamar medio poroso a un yacimiento; esto se debe a que el yacimiento está constituido por una parte sólida (roca) y otra vacía: espacios vacíos de la roca (Escobar, 2012). Existen propiedades físicas de los fluidos que se almacenan en un yacimiento y propiedades petrofísicas de la roca que permiten analizar el comportamiento del sistema roca-fluido (Ahmed, 2006).

Porosidad

La porosidad de una roca representa la capacidad de almacenamiento para contener fluidos (volumen poroso). Asimismo, la porosidad es la relación del volumen poroso entre el volumen total de la roca. En la ecuación 1 se aprecia dicha relación:

$$\phi = \frac{\text{volumen poroso } (V_p)}{\text{volumen total de la roca } (V_t)}$$

A.1. 1

Donde: ϕ : porosidad, [%]

V_p : volumen poroso, [u³]

V_t : volumen total de la roca, [u³]

Dadas las condiciones geológicas a las que fueron sometidas las rocas, la interconexión de los poros puede ser buena o no. Con base en lo anterior, existe una subclasificación de la porosidad: absoluta y efectiva.

Porosidad absoluta

Se define como la relación entre el volumen libre (espacio poroso) y el volumen total de la roca (Ahmed, 2006). La ecuación 2 muestra la relación de porosidad efectiva:

$$\phi_{abs} = \frac{\text{volumen poroso } (V_p)}{\text{volumen total de la roca } (V_t)}$$

A.1. 2

Donde:

ϕ_{abs} : porosidad absoluta, [%]

V_p : volumen poroso, [u³]

V_t : volumen total de la roca, [u³]

Porosidad efectiva

Hace referencia a la relación que existe entre los poros conectados y el volumen total de la roca (Ahmed,2006), la ecuación 3 representa a dicha relación:

$$\phi_{efe} = \frac{\text{volumen poroso conectado } (V_p)}{\text{volumen total de la roca } (V_t)}$$

A.1. 3

Donde:

ϕ_{efe} : porosidad efectiva, [%]

V_p : volumen poroso conectado, [u³]

V_t : volumen total de la roca, [u³]

Saturación de fluidos

Es definida como una relación entre el volumen de poro y el volumen del fluido contenido en éste (Ahmed,2006). La ecuación 4 muestra la relación para el cálculo de la saturación de un fluido en particular:

$$S_f = \frac{\text{Volumen del fluido en el medio poroso } (V_f)}{\text{Volumen poroso } (V_p)}$$

A.1. 4

Donde: S_f : saturación del fluido, [adim]

V_f : volumen del fluido en el medio poroso, [u³]

V_p : volumen poroso, [u³]

Para los fluidos contenidos en el medio poroso, se tienen las siguientes expresiones matemáticas:

$$S_o = \frac{\text{Volumen del aceite}}{\text{Volumen poroso}}$$

A.1. 5

$$S_w = \frac{\text{Volumen de agua}}{\text{Volumen poroso}}$$

A.1. 6

$$S_g = \frac{\text{Volumen de gas}}{\text{Volumen poroso}}$$

A.1. 7

Por definición, la suma de los valores de saturación para el aceite, el agua y el gas debe ser de 100% (Ahmed, 2006).

Saturación crítica de aceite, S_{oc}

Se define como la saturación mínima de aceite para que fluya a través del medio poroso (Ahmed, 2006).

Saturación residual de aceite, S_{or}

Se define como un volumen de aceite al que, por más que se incremente el gradiente de presión, no será posible desplazarlo (Escobar, 2012). Asimismo, puede ocurrir que el aceite residual no pueda desplazarse dada la presión capilar que lo retiene.

Saturación movable de aceite

Se define como la fracción de volumen poroso que es ocupada por aceite movable.

La ecuación 8 representa lo mencionado:

$$S_{om} = 1 - S_{wc} - S_{oc}$$

A.1. 8

Donde: S_{om} : saturación de aceite movable, [adim]

S_{wcn} : saturación de agua connata, [adim]

S_{oc} : saturación crítica de aceite, [adim]

Saturación crítica de agua, S_{wc}

Se define como la saturación mínima de agua para que fluya a través del medio poroso (Ahmed, 2006).

Saturación de agua irreducible, S_{wir}

Es un cierto volumen de agua que conforme al aumento de gradiente de presión ya no es posible desplazar (Ahmed, 2006 & Escobar, 2012).

Saturación de agua connata, S_{wcn}

Se refiere al volumen de agua que existe inicialmente en el yacimiento. Es decir, antes de su explotación (Abdallah et al. 2007).

Permeabilidad

Es una propiedad de la roca, la cual hace referencia a la facilidad al flujo de fluidos a través de un medio poroso (Tiab & Donaldson, 2024). En 1856, el ingeniero francés Henry Darcy desarrolló una ecuación para determinar la permeabilidad de una muestra de roca con dimensiones conocidas haciéndole fluir un fluido de viscosidad conocida y con un gasto conocido. La ecuación 9 hace referencia a la ecuación de Darcy (Ahmed, 2006):

$$v = \frac{q}{A} = -\frac{k}{\mu} \frac{dp}{dl}; \text{ (Dandekar, 2013)}$$

A.1. 9

Donde:

v : velocidad del fluido, $\left[\frac{\text{cm}}{\text{s}}\right]$

A : área de la muestra de roca, $[\text{cm}^2]$

L : longitud de la muestra de roca, $[\text{cm}]$

k : permeabilidad de la roca, $[\text{mD}]$

μ : viscosidad del fluido, $[\text{cP}]$

$\frac{dp}{dl}$: gradiente de presión en la dirección del flujo de fluidos, $\left[\frac{\text{psi}}{\text{cm}}\right]$

Para utilizar la ecuación de flujo de Henry Darcy se deben tener presentes las siguientes consideraciones:

- El medio poroso debe estar saturado de un fluido en un 100%;
- El flujo de fluidos debe ser laminar;
- El fluido debe ser incompresible;
- Flujo monofásico.

Dado que, el fluido no siempre suele adherirse a los poros del medio, existe una subclasificación de la permeabilidad (Tiab & Donaldson, 2024).

Permeabilidad absoluta, K_{abs}

Se refiere a la permeabilidad cuando el medio poroso está saturado al 100% por una sola fase de fluido (Ahmed, 2006). En las pruebas de desplazamiento realizadas en este trabajo se calcula K_{abs} cuando la muestra cumple con la definición antes mencionada.

Permeabilidad efectiva, K_{efe}

Es el valor de la permeabilidad cuando en el medio poroso se encuentra más de una fase de fluidos saturándolo (Ahmed, 2006).

Permeabilidad relativa, K_r

Expresa la relación entre permeabilidades (efectiva y absoluta). La K_r se encarga de describir la capacidad que tiene una fase para fluir en un medio poroso con la presencia de otros fluidos (Lopera, 1996). La permeabilidad relativa depende de las saturaciones de los fluidos en el medio poroso, por lo que la sumatoria de las fases de fluidos debe ser menor o igual a 1 (Ahmed, 2006).

Las expresiones que representan a la permeabilidad relativa son las siguientes:

$$k_{ro} = \frac{k_o}{k}$$

A.1. 10

$$k_{rg} = \frac{k_g}{k}$$

A.1. 11

$$k_{rw} = \frac{k_w}{k}$$

A.1. 12

Donde: k_{ro} : permeabilidad relativa al aceite, [adim]

k_o : permeabilidad efectiva al aceite, [mD]

k_{rg} : permeabilidad relativa al gas, [adim]

k_g : permeabilidad efectiva al gas, [mD]

k_{rw} : permeabilidad relativa al agua, [adim]

k_w : permeabilidad efectiva al agua, [mD]

k : permeabilidad absoluta, [mD]

Permeabilidad relativa de la fase de aceite en presencia de una saturación de agua irreducible, $K_{ro@Swir}$

Este concepto hace referencia a que el agua que se encuentra atrapada en los pequeños poros de la roca no obstruye el flujo de aceite en el medio poroso. Es decir, es la zona en donde se tiene flujo de aceite (Ahmed, 2006).

Permeabilidad relativa de la fase de agua en presencia de una saturación de aceite residual, $k_{rw@Sor}$

Expresa la relación de la permeabilidad efectiva al agua a condiciones de aceite residual. Es decir, en este punto el agua presenta una mayor K_r para poder fluir a través del medio poroso a pesar de la cantidad presente de aceite en los poros de la roca (Ahmed, 2006).

Relación de movilidad, M

Se define como la movilidad del fluido desplazante entre la movilidad del fluido desplazado. Conocer la relación de movilidad para el desarrollo de pruebas de desplazamiento es de gran ayuda para poder entender la facilidad con la que se mueven los fluidos en el medio poroso (Ahmed, 2006). La ecuación 10 muestra la relación de movilidad:

$$M = \frac{\lambda_{\text{desplazante}}}{\lambda_{\text{desplazado}}}$$

A.1. 13

Donde: M : relación de movilidad, [adim]

$\lambda_{\text{desplazante}}$: movilidad del fluido desplazante, $\left[\frac{1}{cP}\right]$

$\lambda_{\text{desplazado}}$: movilidad del fluido desplazado, $\left[\frac{1}{cP}\right]$

Es importante mencionar que:

- $M > 1$, el fluido desplazante (en este caso es aceite) presenta una mayor movilidad que el fluido que se desplaza (agua).
- $M < 1$, el fluido desplazado (en este caso agua) tiene una mayor movilidad con respecto al fluido desplazante (aceite).

La relación de movilidad tiene una fuerte dependencia de la saturación de los fluidos, y esta tiene una influencia en los poros de la roca con el fin de analizar la eficiencia de desplazamiento al momento de implementar un método de recuperación secundaria y/o mejorada (Thomas, 2008).

Movilidad, λ

Se refiere a la facilidad con la que pueden desplazarse los fluidos a través de un medio poroso y está en función de la viscosidad del fluido.

La movilidad es una relación entre el valor de permeabilidad relativa de un fluido y la viscosidad del mismo fluido (Ahmed, 2006). A continuación, se muestra dicha relación matemáticamente:

$$\lambda_f = \frac{k_{rf}}{\mu_f}$$

A.1. 14

Donde: λ_f : movilidad del fluido, $\left[\frac{1}{\text{cP}}\right]$

k_{rf} : permeabilidad relativa del fluido, [adim]

μ_f : viscosidad del fluido, [cP]

Tensión interfacial, σ

Debido a los distintos tipos de fluidos presentes en el medio poroso, se presentan fuerzas de atracción entre los fluidos y el medio sólido. La tensión interfacial hace referencia a un desbalance de fuerzas de las moléculas de los fluidos que se

encuentran en la interfase (fluidos inmiscibles). Las fuerzas resultantes reciben el nombre de tensión interfacial (Dandekar, 2013).

La tensión interfacial se puede calcular con la ecuación siguiente (Andreas et al.1938)

$$\sigma = \frac{r h (\rho_w - \rho_o) g}{2 \cos \theta}$$

A.1. 15

Donde: σ : tensión interfacial del fluido, $\left[\frac{N}{m}\right]$

r : radio del tubo capilar, [m]

h : altura del ascenso del fluido en el tubo capilar, [m]

ρ_w : densidad del agua, $\left[\frac{kg}{m^3}\right]$

ρ_o : densidad del aceite, $\left[\frac{kg}{m^3}\right]$

g : aceleración de la gravedad, $\left[\frac{m}{s^2}\right]$

θ : ángulo de contacto entre el líquido y el tubo capilar, [°]

Tensión superficial

En un medio poroso cuando se tiene la presencia de más de un fluido, las fuerzas de atracción son importantes para determinar la fuerza aplicada en un área para crear una interfase entre los fluidos inmiscibles (Dandekar, 2013).

Cuando los fluidos son gas-líquido, la interfase se refiere a la de la superficie líquida (tensión superficial).

Mojabilidad

Se refiere a la adhesión de dos fluidos inmiscibles sobre una superficie sólida. Dentro de un medio poroso se tiene la presencia de fluidos inmiscibles (agua, aceite o gas), y la mojabilidad suele entenderse como la medida que tiene el fluido de esparcirse sobre la superficie del medio poroso (Tiab & Donaldson, 2024).

La mojabilidad es un balance de fuerzas que existe entre los fluidos y una superficie sólida; es el resultado de las fuerzas de cohesión (entre las moléculas del líquido) y las fuerzas de adhesión (entre el líquido y el sólido).

Existen diferentes tipos de rocas sedimentarias que conforman los yacimientos petroleros, las cuales contienen diferentes tipos de fluidos como lo son: gas, aceite y agua. Para conocer la afinidad que existe entre los fluidos y la roca, se suele determinar la mojabilidad mediante la medición del ángulo de contacto que forma una gota del fluido con la superficie sólida.

Es necesario tener la definición de los siguientes conceptos para valorar la interacción del sistema roca-fluido:

- Fase mojante: es aquel fluido que se esparcirá sobre toda la superficie sólida.
- Fase no mojante: es el fluido que tenderá a cubrir la menor área posible de la superficie sólida.

El grado de mojabilidad presente en el sistema roca se mide con los ángulos obtenidos en pruebas experimentales, se expresa de la siguiente manera:

1. Sistema roca-fluido mojado por agua: presenta un ángulo de contacto de 0° , los poros de la roca tienen la preferencia de permitir el flujo de la fase no mojante (aceite), dejando a la fase mojante (agua) en los poros pequeños de la roca (Dandekar, 2013).
2. Sistema roca-fluido mojado por aceite: presenta un ángulo de contacto de 180° . El aceite (fase no mojante) se quedará atrapado en los poros más

pequeños de la roca permitiendo el flujo de agua (fase mojante) (Dandekar, 2013).

3. Sistema roca-fluido con mojabilidad intermedia: los ángulos de contacto oscilan entre 75° y 105° . Ambas fases de fluidos tienen preferencia sobre la superficie sólida (Dandekar, 2013).

Dada la complejidad mineralógica de la roca y la interacción de los fluidos presentes en ella, se consideran tres tipos de mojabilidad:

1. Mojabilidad intermedia: tanto el agua como el aceite tienen la preferencia de esparcirse sobre la superficie sólida (Dandekar, 2013).
2. Mojabilidad fraccional: en el medio poroso existe una parte que es fuertemente mojada por agua y otra en la que es fuertemente mojada por aceite (Dandekar, 2013).
3. Mojabilidad mixta: la zona donde existe mojabilidad al aceite se conecta a los poros más grandes de la roca (Dandekar, 2013).

Ahora bien, la mojabilidad tiene impactos en toda la ingeniería de yacimientos, ya que permite:

1. Conocer la distribución inicial de los fluidos en el yacimiento;
2. Impacta en la producción de gas, aceite y agua;
3. Esencial para la implementación de cualquier método de recuperación secundario y/o mejorada.

Presión capilar, P_c

Se entiende por fuerzas capilares a las fuerzas resultantes de los efectos de las tensiones interfaciales y superficiales presentes en el medio poroso. La presencia de las fuerzas capilares en el medio poroso genera que el hidrocarburo esté entrampado en los poros de la roca (Dandekar, 2013).

En un yacimiento, la diferencia de presión basada en la flotabilidad que existe entre la fase mojante (agua) y la fase no mojante (aceite) se conoce como presión capilar (Abdallah et al., 2007). Matemáticamente la presión capilar se expresa de la siguiente manera:

$$P_c = P_{nw} - P_w$$

A.1. 16

Donde:

P_c : presión capilar, [psi]

P_{nw} : presión de la fase no mojante (aceite), [psi]

P_w : presión de la fase mojante (agua), [psi]

La presión capilar es una propiedad importante del sistema roca-fluido, ya que afecta de manera directa a las saturaciones residuales de los fluidos y a la permeabilidad relativa de las fases (Tiab & Donaldson, 2024).

Proceso de Imbibición

El proceso de imbibición en la presencia de agua y aceite como fluidos inmiscibles se refiere al incremento en la saturación de la fase mojante (agua). A partir de la definición, existen dos tipos de imbibición: espontánea y forzada (Abdallah et al., 2007).

Imbibición espontánea: se refiere al proceso de absorción sin la presencia de alguna fuerza externa que ayude al fluido a penetrar al medio poroso (Abdallah et.al, 2007).

Imbibición forzada: se requiere de la presencia de algún agente externo que ayude a desplazar el agua en un medio poroso (Dandekar, 2013).

La imbibición depende del tamaño de los poros, del tiempo que han estado los fluidos contenidos en la roca, de la tensión interfacial, de la porosidad, de la permeabilidad, de la mojabilidad, de la viscosidad y del área de contacto de los fluidos.

Proceso de drene

El proceso de drene hace referencia al desplazamiento de la fase mojante (agua) por medio de la fase no mojante (aceite). Es decir, existe un incremento en la saturación de aceite dada la disminución del agua (Ahmed, 2006).

Métodos de recuperación primaria y secundaria de hidrocarburos

Recuperación primaria

Durante la etapa primaria de producción de hidrocarburos ocurren fenómenos naturales tales como: fuerzas viscosas, fuerzas capilares y gravitacionales. Es decir, la producción de hidrocarburos ocurre bajo la presencia de la energía natural del yacimiento. Existen seis mecanismos de desplazamiento de fluidos en el yacimiento; se denomina recuperación primaria cuando en el yacimiento la producción de hidrocarburos se da por cualquier mecanismo de desplazamiento.

Es importante mencionar que cada yacimiento es único e irrepetible; sin embargo, es posible clasificarlos con base en el tipo de mecanismo de empuje que presentan.

- Expansión roca-fluido;
- Expansión del gas disuelto;
- Capa de gas;
- Empuje por medio de un acuífero;
- Segregación gravitacional;
- Combinación de los mecanismos antes mencionados.

Yacimientos que presentan un mecanismo de expansión roca-fluidos

El yacimiento se encuentra en la región bajo saturada (presión de yacimiento > presión de burbuja). Es decir, solo existe aceite crudo y agua connata en el yacimiento. El aumento en volumen de los fluidos (expansión) y una disminución en el volumen poroso se encargan de desplazar al aceite y al agua fuera del medio poroso. Los fluidos y la roca se expanden debido a la disminución en la presión del

yacimiento; esto ocurre conforme se da la producción de aceite (Lake & Holstein, 1952).

La expansión roca-fluidos es considerada como el mecanismo menos eficiente en la producción de aceite; se cuenta con una eficiencia del 10% en la producción de aceite. Además, presenta una rápida declinación en la presión del yacimiento y una baja relación gas-aceite (Escobar, 2012).

Yacimientos con expansión del gas disuelto

Se da por medio de la liberación del gas en el aceite, lo que genera el desplazamiento de aceite hacia los pozos productores. La liberación de gas ocurre una vez que la presión del yacimiento sea menor que la presión de burbuja; los yacimientos de aceite volátil y aceite negro pueden presentar este tipo de mecanismo (Lake & Holstein, 1952).

Las características principales de los yacimientos que presentan este tipo de mecanismo son (Clark, 1969):

- Declinación rápida de la presión de yacimiento;
- No existe producción de agua;
- La relación gas-aceite aumenta rápidamente;
- Su eficiencia en la recuperación de hidrocarburos se encuentra entre el 5% y el 10%.

Yacimientos con presencia de capa de gas

Al inicio de la exploración de yacimientos, suele pasar el descubrimiento de yacimientos de gas y condensado, gas húmedo o bien gas seco. La capa de gas que actúa como mecanismo de empuje se forma a partir de una capa inicial de gas. Es decir, primero ocurre la liberación de gas cuando la presión del yacimiento es menor que la presión de burbuja, el gas liberado se acumula en la parte superior de la zona productora generando una capa secundaria de gas la cual actúa como mecanismo de desplazamiento.

La eficiencia que tiene este mecanismo de desplazamiento depende del tamaño de la capa de gas, de la permeabilidad vertical y de la profundidad a la cual se encuentre la formación productora (Lake & Holstein, 1952).

Las características principales de los yacimientos que presentan este tipo de mecanismo son (Clark, 1969):

- La presión del yacimiento declina lentamente, debido a la expansión del gas;
- No existe la producción de agua;
- Alta relación gas-aceite;
- Su eficiencia de recuperación de hidrocarburos es del 20% al 40%.

Yacimientos con la presencia de un acuífero

La entrada de agua al yacimiento es causada por la presencia de un acuífero asociado; conforme avanza el agua, se da el desplazamiento del aceite hacia la zona productora. La entrada de agua al medio poroso se debe a la disminución de la presión en la zona del aceite (Lake & Holstein, 1952).

El volumen de agua que entra al yacimiento por unidad de caída de presión es proporcional al tamaño del acuífero (Lake & Holstein, 1952).

Las características principales de los yacimientos que presentan este tipo de mecanismo son (Escobar, 2012):

- Declinación gradual de la presión de yacimiento;
- Alta relación agua-aceite;
- Una constante relación gas-aceite;
- Su eficiencia de recuperación de hidrocarburos está entre 35% y 70%.

Yacimientos con segregación gravitacional

El mecanismo de producción de este tipo de yacimientos se debe a la distribución de los fluidos mediante sus respectivas densidades (gas, aceite y agua). La fuerza de aceleración gravitacional se encarga de separar a los fluidos basados en sus densidades.

Este mecanismo es muy raro de encontrar en la gran mayoría de los yacimientos en todo el mundo, pero no todos suelen aprovechar al 100% este mecanismo (Lake & Holstein, 1952).

El desplazamiento de aceite hacia la zona productora ocurre por medio de la formación de una capa secundaria de gas en la parte superior de la formación, la cual se encarga de desplazar al aceite. Esto ocurre por diferencia de densidades (Cole, 1961).

Las características principales de los yacimientos que presentan este tipo de mecanismo son (Cole, 2012):

- Yacimientos con espesores grandes y alta permeabilidad vertical de la formación favorece a la eficiencia de recuperación de hidrocarburos;
- Baja relación gas-aceite en pozos localizados en la parte más baja del yacimiento, y una alta relación gas-aceite cuando los pozos se localizan en la parte superior del yacimiento. La conservación de la capa de gas es importante para poder mantener el mecanismo, por lo que los pozos productores ubicados en la parte baja del yacimiento tienen una mejor eficiencia en la recuperación de aceite;
- El fluido contenido en el yacimiento generalmente debe tener una viscosidad intermedia a baja;
- Su eficiencia de recuperación de hidrocarburos está entre 40% y 80%.

Yacimientos de empuje combinado

Se le conoce a un yacimiento cuando presenta más de dos diferentes tipos de mecanismos de desplazamiento de fluidos. Algunas combinaciones de los diferentes mecanismos pueden ser: 1) gas disuelto y empuje por medio de un acuífero, 2) gas disuelto, capa de gas y empuje por medio de un acuífero, 3) empuje por agua y gas disuelto, etcétera (Cole, 2012).

Las características principales de los yacimientos que presentan este tipo de mecanismo son (Cole, 2012):

- Declinación rápida de la presión de yacimiento;
- Entrada lenta de agua al yacimiento;
- Alta relación gas-aceite solo cuando los pozos productores se encuentran en la parte más alta del yacimiento.

Recuperación secundaria

La recuperación secundaria de hidrocarburos hace referencia a una segunda etapa de producción, la cual previamente ha tenido una recuperación primaria. Es decir, una vez que el yacimiento agote gran parte de su energía natural, se inyectan fluidos inmiscibles para lograr que en el yacimiento se tenga un aporte externo de energía con el fin de desplazar al aceite remanente que ha quedado en el medio poroso (París, 2001).

La recuperación secundaria busca incrementar la producción de hidrocarburos mediante la inyección de fluidos inmiscibles (agua o gas).

La inyección de agua se ha considerado como el método de recuperación secundaria más usado en el mundo debido al aumento en el factor de recuperación de hidrocarburos. Para París (2001) señala que el factor de recuperación después de la inyección de agua ronda entre el 30% y el 50%.

La tabla A.1.1 muestra las principales características de implementar una inyección de agua en medios porosos.

Tabla A.1. 1: Características generales de la inyección de agua como método de recuperación secundaria.

Tipo de inyección	Características	Ventajas	Desventajas
Inyección periférica o externa	La inyección se realiza en el acuífero. No se requiere de una buena descripción del yacimiento.	Se requieren pocos pozos, no es necesario perforar más pozos. Se pueden usar pozos productores invadidos por agua como inyectoras. Alta recuperación de crudo y mínima producción de agua.	Un cierto volumen de agua inyectada no se utiliza para el desplazamiento de aceite. No se tiene un buen seguimiento del frente de invasión de agua en el yacimiento. La recuperación de aceite es a largo plazo.
Inyección en arreglos o dispersa	Se emplea en yacimientos con poco buzamiento y con una gran área. Los pozos productores se suelen usar como inyectoras a fin de tener un desplazamiento uniforme en el yacimiento.	Se tiene un buen control en el frente de invasión de agua en el yacimiento. Alta eficiencia de barrido. La recuperación de aceite se da a un corto plazo.	Requiere de una mayor inversión, debido al número de pozos inyectoras. Requiere una amplia descripción del yacimiento Requiere de un mayor seguimiento y control.

La tabla A.1.2 muestra las principales características de la inyección de gas como método de recuperación secundaria.

Tabla A.1. 2: Características generales de la inyección de gas natural como método de recuperación secundaria.

Tipo de inyección	Características	Ventajas	Desventajas
Inyección externa	El gas se inyecta en la zona donde se encuentra la capa de gas. Se aplican en yacimientos con alto relieve estructural (para que el gas desplace al aceite) y con permeabilidades verticales mayores a 200 [mD]. Se busca la manera para que los pozos de inyección logren obtener beneficios del desplazamiento de fluidos por la gravedad.	Presentan una buena eficiencia de barrido areal. Se obtienen beneficios por acciones de la gravedad (favorece a la producción de aceite).	Requiere que el yacimiento tenga una alta permeabilidad. Se debe controlar la producción de gas libre en la zona de aceite. Generalmente, las barreras de lutitas son un impedimento para la inyección de gas.
Inyección interna o dispersa	Aplica para yacimientos homogéneos y con poco buzamiento. Generalmente, se aplica en yacimientos con empuje por gas en solución para que no se genere una capa de gas secundaria. La permeabilidad relativa del gas debe ser baja.	Es posible situar el gas inyectado en las zonas más apropiadas. La cantidad de gas inyectado se controla con su producción e inyección	La eficiencia del factor de recuperación es baja. La eficiencia de barrido es menor a comparación con la inyección de gas externa. La cantidad de pozos de inyección requeridos aumenta el costo de operación.

Curvas de presión vs tiempo de inyección de fluidos durante las pruebas de desplazamiento

A continuación, se presentan las figuras correspondientes a las historias de presión generados durante las pruebas de desplazamiento, dichos historiales de presión fueron usados para determinar la permeabilidad absoluta y permeabilidad efectiva de la muestra de roca.

Primera prueba de desplazamiento

Primera inyección de agua destilada para la determinación de la permeabilidad absoluta y porosidad efectiva de la muestra de roca.

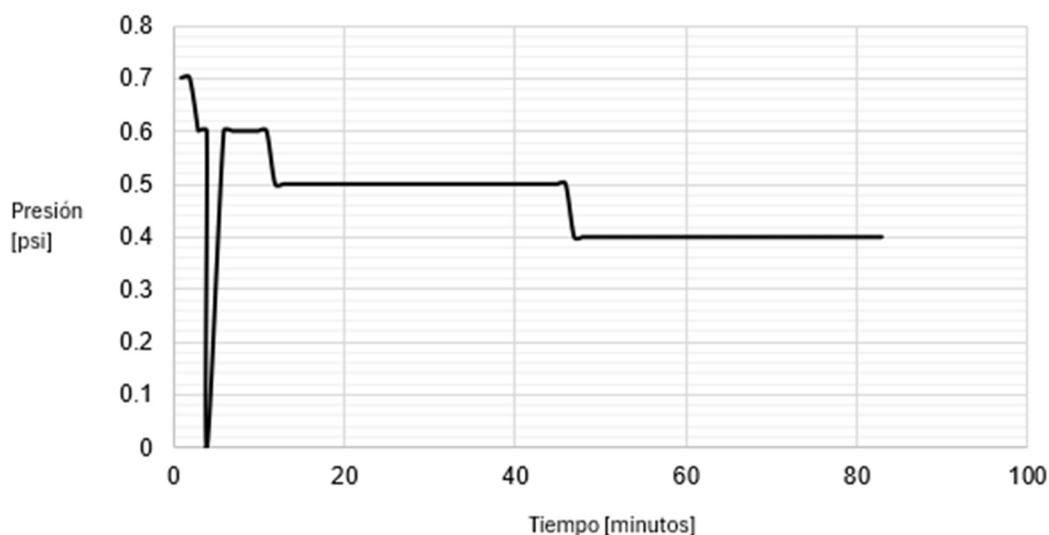


Figura A.1. 1: Curva de los valores de presión correspondientes a la primera inyección de agua destilada.

Segunda inyección con aceite sintético para determinar la permeabilidad efectiva al aceite sintético.

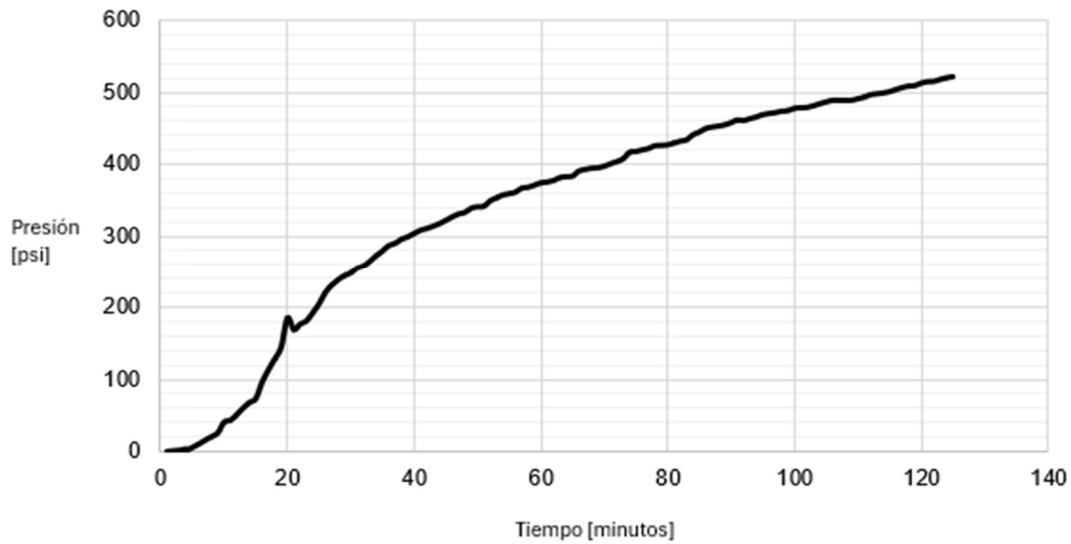


Figura A.1. 2: Curva de los valores de presión correspondientes a la segunda inyección de aceite sintético.

Tercera inyección con agua destilada para obtener el valor de permeabilidad efectiva al agua destilada en función de saturación residual de aceite sintético.

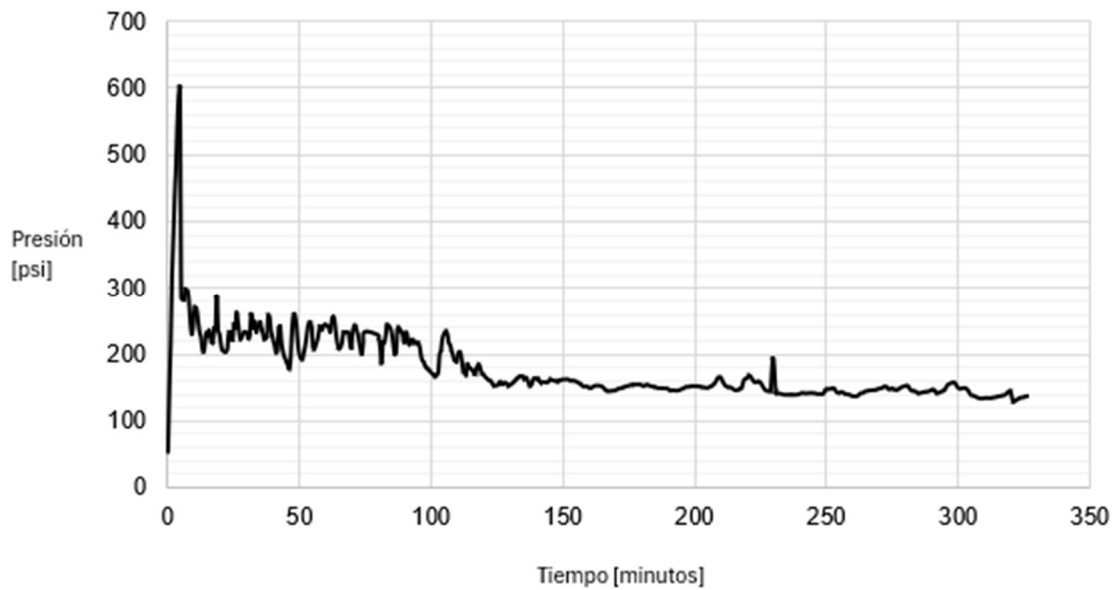


Figura A.1. 3: Curva del historial de presión al momento de la tercera inyección de agua destilada.

Cuarta inyección de fluidos, agua destilada con tensoactivo (NFE). De igual manera, dichos valores de presión sirvieron para el cálculo de la permeabilidad efectiva al agua con NFE.

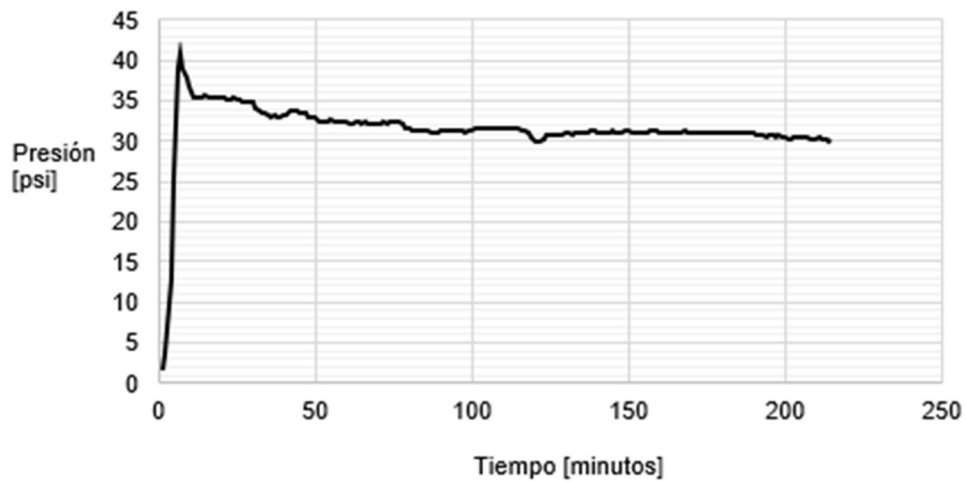


Figura A.1. 4: Curva del historial de presión al momento de la cuarta inyección con agua destilada con NFE.

Segunda prueba de desplazamiento

Se muestra a continuación una curva de presión cuando se tiene inyección de agua destilada en la muestra de roca. Esto sirvió para el cálculo de permeabilidad absoluta y porosidad efectiva.

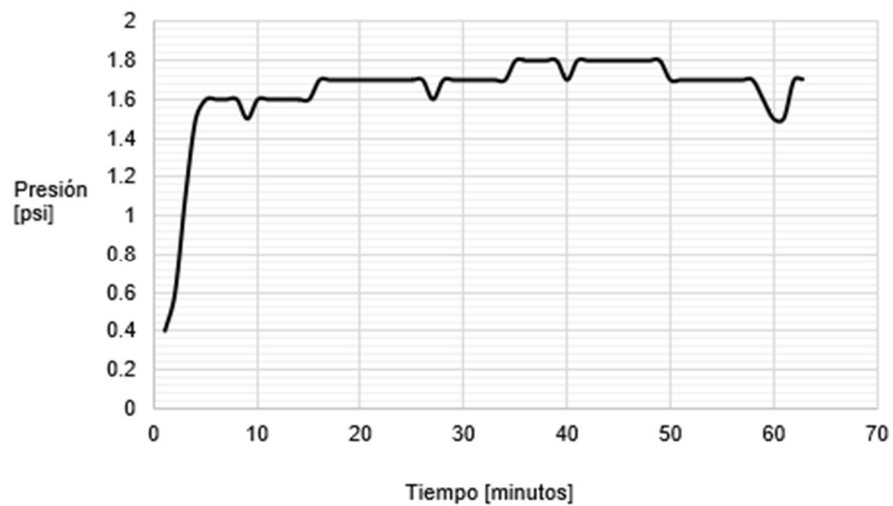


Figura A.1. 5: Historial de presión durante la inyección de agua destilada.

Segunda inyección de fluidos con aceite, los valores de presión se usaron para determinar la permeabilidad efectiva de aceite.

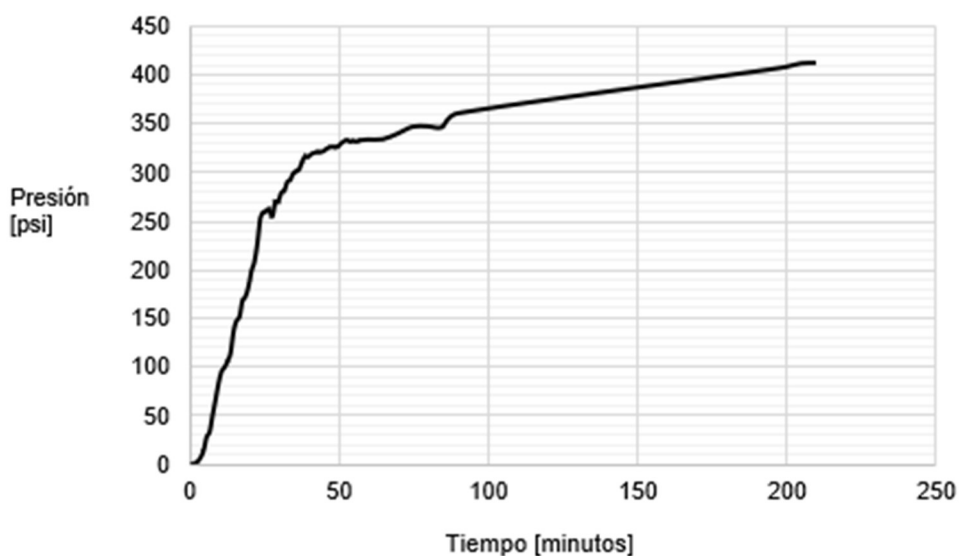


Figura A.1. 6: Historial de presión durante la inyección de aceite sintético.

Tercera inyección con agua destilada para obtener el valor de permeabilidad efectiva del agua destilada en función de saturación residual de aceite.

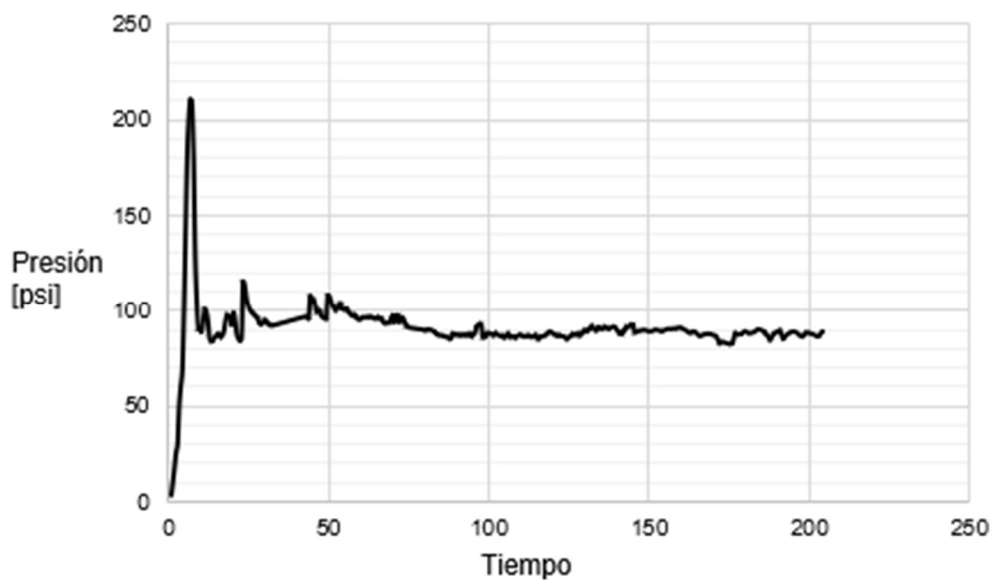


Figura A.1. 7: Historial de presión generado a lo largo de la tercera inyección con agua destilada para llegar a condiciones de saturación residual de aceite.

Cuarta inyección de fluidos, agua destilada con tensoactivo (NFE) y nanopartículas de óxido de aluminio. De igual manera, dichos valores de presión sirvieron para el cálculo de la permeabilidad efectiva del agua con NFE y Al_2O_3 .

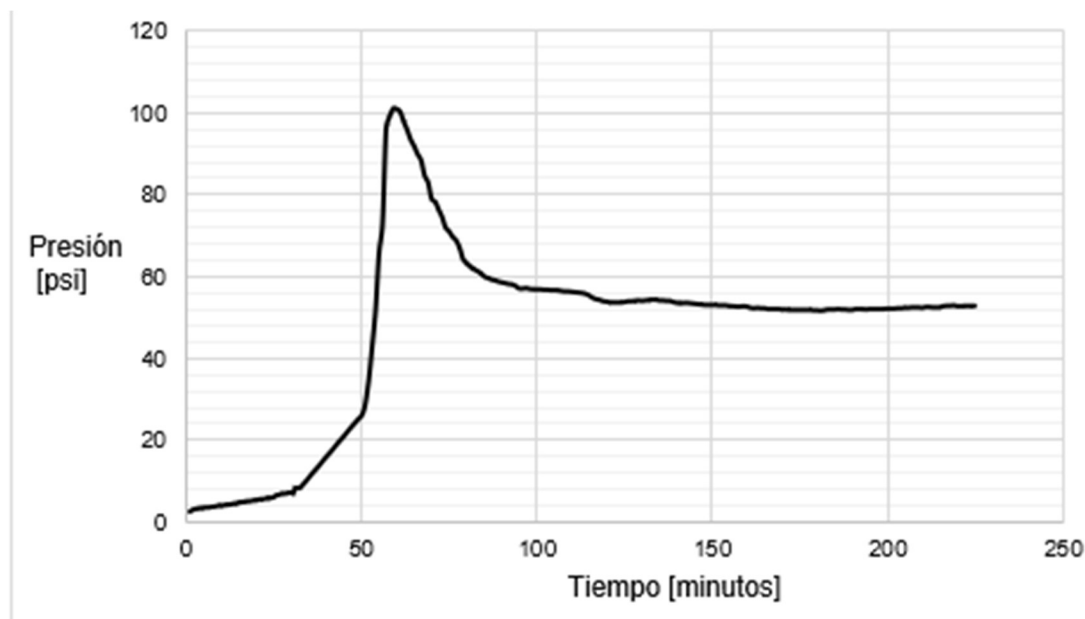


Figura A.1. 8: Histórico de presión en la inyección de agua destilada + NFE + Al_2O_3 .

Anexo 2

Descripción de la hoja de cálculo Excel para determinar las curvas de permeabilidad relativa agua-aceite.

Como fue señalado en el trabajo presentado por Gómora et. al (2022). La manera que se debe de realizar las curvas de K_r en Excel. A partir de su trabajo presentado fue posible realizar las curvas de K_r para esta tesis.

Excel es una hoja de cálculo que permite el manejo de grandes cantidades de datos para realizar cualesquiera tareas, por ejemplo, gráficos, tablas dinámicas, diseños de materiales, etcétera. La hoja de cálculo permite trabajar con distintos datos, por ejemplo, números, texto o fórmulas, etcétera. Excel permite ordenar y filtrar datos conforme a las necesidades del usuario, ya sea por tablas o gráficos generados mediante operaciones aritméticas de los mismos datos.

Las curvas de permeabilidad relativa mostradas en el capítulo de resultados y discusiones fueron generadas con el uso de Excel. Fue necesario crear un libro para cada prueba de desplazamiento y cada libro contiene 3 hojas (datos medidos, datos Kr y curva Kr) en cada hoja se vació y organizó toda la información procedente de las pruebas de desplazamiento realizadas. En la figura A.2.1 se muestra el libro de Excel utilizado para la construcción de las curvas.

	A	B	C	D	E	F
1	Datos para identificación de la muestra					
2	Nombre de la muestra de roca	Silurian Dolomite				
3	Fluido de inyección (fluido desplazante)	Agua destilada				
4	Fluido de saturación (fluido desplazado)	Aceite sintético (aceite mineral + crudo)				
5						
6	Variables de trabajo					
7	Presión de confinamiento	2000.000	[psi]			
8	Contrapresión	14.700	[psi]			
9	Temperatura	20.000	[°C]			
10						
11	Variables medidas					
12	Longitud	8.310	[cm]			
13	Diámetro	3.800	[cm]			
14	Área, A	11.341	[cm²]			
15	Masa muestra seca	224.170	[g]			
16	Masa muestra saturada	239.940	[g]			
17	Densidad del fluido de saturación, ρ	1.000	[g/cm³]			
18	Volumen poroso ocupado por agua, VP	15.770	[cm³]			
19	Porosidad, ϕ	16.733	[%]			
20	Viscosidad agua @ presión y temperatura de trabajo	1.000	[cP]			
21	Viscosidad de aceite sintético @ presión y temperatura de trabajo	195.000	[cP]			
22	Caudal de trabajo para k absoluta, primera inyección de agua	1.000	[cm³/min]			
23	Caudal de trabajo para k_{og} inyección de aceite sintético	1.000	[cm³/min]			
24	Caudal de trabajo k_{wg} segunda inyección de agua	1.000	[cm³/min]			
25	Caudal de trabajo k_{org} inyección de surfactante (Nonilfenol Etoxidado)	1.000	[cm³/min]			
26						
27	Variables de interés					
28	Volumen de la línea salida de celda	0.500	[cm³]			
29	Volumen total de agua desplazado por el aceite	11.500	[cm³]			
30	Volumen total de aceite desplazado por el surfactante	4.000	[cm³]	Volumen de agua [cm³]	Volumen de aceite [cm³]	Volumen total [cm³]
31	Saturación de agua residual S_{wr}	0.302	[adm]	12.4	27.81	40.21
32	Saturación de aceite residual S_{or}	0.476	[adm]	34.81	5.4	40.21
33						
34	Constante para determinar la permeabilidad	244.932				
35						
36						
	< >	Datos medidos	Datos Kr	Curva Kr	+	

Figura A.2. 1: Datos iniciales y medidos para la construcción de las curvas Kr.

Datos medidos

En este apartado, se colocan, primero, los datos de identificación de la muestra, variables a la cual se trabajó, variables medidas de la muestra de roca, y las variables de interés que son los primeros cálculos para la construcción de las curvas Kr por el método de JBM, con la ponderación de los volúmenes desplazados de agua y aceite.

Dentro de la misma hoja de Excel se registraron las presiones con respecto al tiempo correspondientes a cada una de las inyecciones realizadas. Es decir, se registró el tiempo y la presión al momento de la inyección, y se determinó la

diferencia de presión (entre la presión registrada y su inmediata anterior), con base en la diferencia de presión se determinó el momento en el que la presión del sistema estaba estable por medio de una gráfica de presión vs tiempo.

Dentro de la misma hoja se encuentran calculadas la permeabilidad absoluta de la roca, la permeabilidad efectiva al aceite sintético y la permeabilidad efectiva al agua destilada correspondiente a los volúmenes porosos inyectados y se determina una diferencia de presión promedio que representa a la presión promedio registrada durante la determinación de las propiedades petrofísicas.

Datos Kr

La hoja de datos Kr resume los valores de presión registrados a partir de la identificación del punto de ruptura de aceite y agua. Es decir, a la primera gota de agua producida se empezó con la cuantificación de los volúmenes de los fluidos en probetas de 5 [mL] y una de 20 [mL]. Y se deben de registrar la presión promedio por cada probeta registrada junto con la cuantificación de los volúmenes de los fluidos.

	K	L	M	N	O	P	Q	R
1	Diferencias de presión para la construcción de las curvas de permeabilidad relativa							
2	Probeta	1	2	3	4	5	6	7
3							234.2	
4							226.8	233.1
5						231.1	222.1	231.6
6						217.5	245	223.4
7					236.4	207.3	240.3	228.1
8	ΔP [psi]	282.1			229	205.7	263.2	260.1
9		299		210	218.1	203.8	249.3	253.6
10		296		204.1	219	204.2	233.1	240
11		295.6	271.8	215.8	239.7	208.3	223	249.6
12		276.3	264.1	232.6	239.3	230.9	226.6	233.1
13		246.4	247	227.4	288.5	234.4	231	240.1
14	ΔP promedio[psi]	282.5666667	260.9666667	217.98	238.5714286	215.9111111	236.04	238.8090909
15	Vol. agua [mL]	0.01	1	2	3	4	4.8	20
16	Vol. aceite [mL]	3	0.5	0.5	0.5	0.5	0.2	0.2
17	Vol. probeta [mL]	3	1.5	2.5	3.5	4.5	5	20.2
18								
19								
20								
21								
22								
23								
24								
25								
26								
27								
28								

Figura A.2. 2: Datos de presiones y volúmenes obtenidos de las pruebas de desplazamiento.

Curva Kr

Por último, tenemos a la hoja de “Curva Kr”, en dicha hoja se presentan las curvas de permeabilidad relativa para los fluidos agua-aceite. Se presentan las fórmulas

correspondientes al método JBM para la construcción de las curvas de permeabilidad relativa. En la misma hoja se presenta una tabla que resume por cada probeta los siguientes datos: delta de presión en [psi], el volumen de agua en [cm³], el volumen de agua acumulado en [cm³], el volumen de aceite en [cm³], el volumen de aceite acumulado en [cm³], el volumen acumulado de aceite en [cm³], el volumen total de fluidos en la probeta en [cm³], el volumen total de acumulado de fluidos en [cm³], los volúmenes porosos de agua inyectada en [cm³], el flujo fraccional de agua a la salida, f_{wL} , la saturación de agua promedio, S_w , la saturación de agua a la salida S_{wL} , el flujo fraccional a la salida, f_{wL} , el cociente de permeabilidades, la inyectividad relativa, I_r , el inverso de la inyectividad relativa, el inverso de los volúmenes porosos de agua inyectada, la derivada lineal, la derivada polinómica, la permeabilidad relativa por ajuste lineal de agua y aceite, la permeabilidad relativa por ajuste polinómico de agua y aceite. Además, se encuentran dos figuras, la primera corresponde a un ajuste lineal de $1/Q_{wi}$ vs $1/Q_{wi} I_r$, en la segunda figura es un ajuste polinómico de las mismas variables. Dichas figuras sirvieron para obtener la derivada lineal y polinómica, dichas derivadas se usaron en la construcción de las curvas K_r . En la figura siguiente se observa una imagen de la hoja “Curva K_r ”.

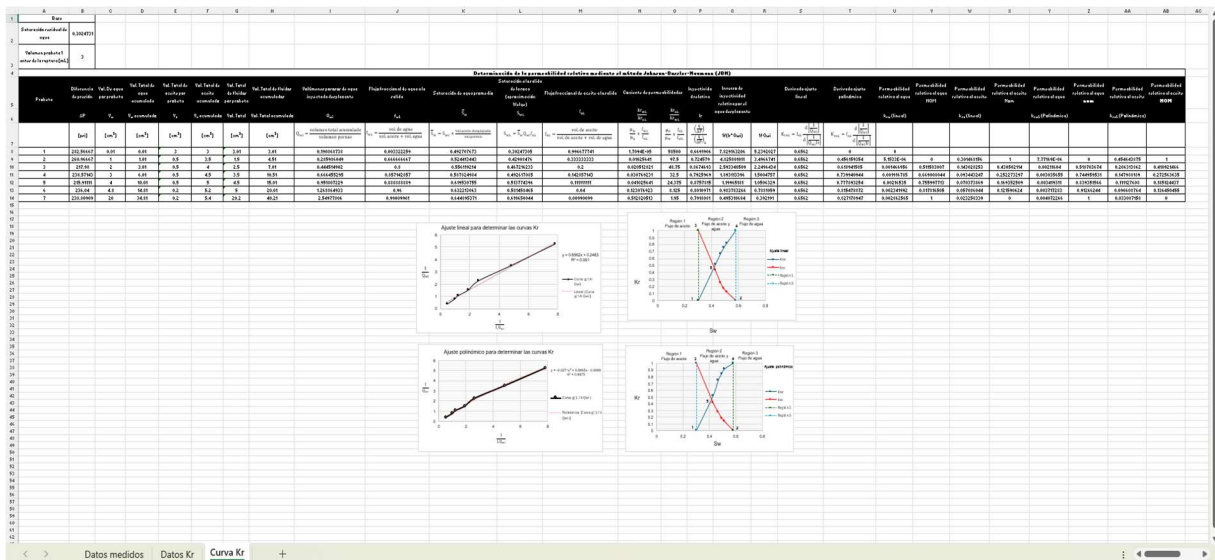


Figura A.2. 3: Curvas de permeabilidad relativa al agua y al aceite.