



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Desarrollo numérico y experimental
de pruebas de desplazamiento a
escala de núcleo y su aplicación para
recuperación de aceite por inyección
de agua**

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

José Miguel Rodríguez Hernández

DIRECTOR DE TESIS

Dr. Víctor Leonardo Teja Juárez



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2023



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

Declaratoria

Este trabajo escrito se realizó gracias al proyecto PAPIME 112020: “Diseño y Construcción de Celda de Desplazamiento para Favorecer el Aprendizaje en Ingeniería Petrolera”, y al equipo, e instalaciones, de trabajo del Laboratorio de Interacción Roca-Fluidos y Fluidos-Fluidos.

En colaboración autoral de la Dra. Ana Paulina Gómora Figueroa, el Dr. Víctor Leonardo Teja Juárez, Abigali Hernández Medrano y José Miguel Hernández Rodríguez; parte de este trabajo se sometió como propuesta didáctica para la enseñanza de contenidos curriculares de asignaturas de la Carrera de Ingeniería Petrolera a la Red Universitaria de Aprendizaje en febrero del 2023 como parte de los productos comprometidos para el proyecto PAPIME 112020.

Agradecimientos

A mi madre, por su apoyo incondicional en cada paso de esta etapa y por enseñarme el valor de la fortaleza.

A mi padre, por enseñarme que errar es obligado y que siempre se puede ser una mejor persona.

A mis hermanas, por todos los ánimos constantes a lo largo de mi vida. Yunuen, gracias por inspirarme en esta carrera. Azyadeth gracias por ser una segunda mamá.

A mi tutor el Dr. Víctor Leonardo Teja Juárez, por su apoyo brindando, por su tiempo, por su paciencia, por sus observaciones y por sus enseñanzas.

A la Dr. Ana Paulina Gómora Figueroa, por abrirme las puertas en el LIRFFF y por todo su apoyo brindado a lo largo de la realización de este trabajo.

A mis amigos Daniel, Josué J., Sharon y Héctor, sin ustedes la etapa en pandemia no hubiese sido la misma.

A mis amigos y compañeros de trabajo del LIRFFF, Adrián, Josué A, Abigali y Janet, por hacer mis días de trabajo mucho más amenos y por todos los buenos momentos.

A Diana, gracias por la compañía en cada noche de desvelo y por todo el apoyo brindado a lo largo de este camino.

Índice General

DECLARATORIA	II
AGRADECIMIENTOS	III
LISTA DE TABLAS	VII
LISTA DE IMÁGENES	VIII
LISTA DE GRÁFICAS	X
LISTA DE ESQUEMAS	XII
RESUMEN	XIII
ABSTRACT	XIV
INTRODUCCIÓN	1
OBJETIVOS GENERALES	2
OBJETIVOS PARTICULARES	2
CAPÍTULO 1	3
CARACTERIZACIÓN BÁSICA DE UN NÚCLEO MEDIANTE UNA CELDA DE DESPLAZAMIENTO	3
1.1. Descripción de la celda.....	7
1.1.1. Módulo de inyección y desplazamiento	12
1.1.2. Mecanismo de confinamiento o de presión de sobrecarga	14
1.1.3. Mecanismo de contrapresión o presión de poro (a futuro)	15
1.1.4. Módulo de verificación de estado general.....	16
1.1.5. Módulo de adquisición de datos.....	16
1.2. Medición de la porosidad efectiva.....	17
1.3. Medición de la permeabilidad absoluta	18
1.3.1. Ley de Darcy	19
1.3.2. Implementación de la ecuación de Darcy en la medición de la permeabilidad absoluta	21
1.4. Determinación de la permeabilidad relativa por el método Johnson-Bossler- Naumann (JBN).....	22
CAPÍTULO 2	27
METODOLOGÍA.	27
2.1. Preparación de la muestra.....	28
2.2. Medición experimental de la porosidad efectiva.....	28
2.3. Medición experimental de la permeabilidad.....	33
2.4. Resultados	33

2.5.	Desplazamientos inmiscibles	34
2.5.1.	Tercer experimento: Desplazamiento inmiscible de agua destilada y aceite mineral en una muestra de Berea	35
2.5.2.	Cuarto experimento: Desplazamiento inmiscible de salmuera y aceite crudo en una muestra de Berea.....	46
CAPÍTULO 3		57
HERRAMIENTA COMPUTACIONAL PARA DETERMINAR LAS CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA LÍQUIDO-LÍQUIDO		
	3.1.	Descripción de la hoja de cálculo.....
	3.1.1.	Datos de la muestra.....
	3.1.2.	Datos medidos.....
	3.1.3.	Permeabilidades
	3.1.4.	Datos k_r
	3.1.5.	Curva k_r
CAPÍTULO 4		72
DESARROLLO DEL SIMULADOR NUMÉRICO		
	4.1	Metodología
	4.1.1	Modelo físico conceptual.....
	4.1.2	Modelo matemático
	4.1.2.1	Formulación Presión – Saturación.....
	4.1.2.1.1	Ecuación de presión
	4.1.2.1.2	Ecuación de saturación
	4.1.2.2	Modelo conceptual para flujo incompresible.....
	4.1.3	Modelo numérico
	4.1.3.1	Discretización del modelo Buckley – Leverett mediante el modelo de diferencias finitas
	4.1.3.1.1	Discretización de la ecuación de presión
	4.1.3.1.2	Discretización en el tiempo, esquema θ para las derivadas
	4.1.3.1.3	Discretización de la ecuación de saturación.....
	4.1.3.1.4	Cálculo de la movilidad.....
	4.1.4	Modelo computacional.....
	4.2	Verificación del simulador numérico
	4.3	Calibración y uso del simulador numérico
CONCLUSIONES.....		104
RECOMENDACIONES		105
REFERENCIAS.....		106
ANEXO 1		109
PROPIEDADES BÁSICAS DE UN YACIMIENTO Y DE LOS FLUIDOS		
	A.1.	Propiedades básicas de un yacimiento

A.1.1. Porosidad, Φ	109
A.1.1.1. Porosidad absoluta, Φ_a	109
A.1.1.2. Porosidad efectiva, Φ_e	110
A.1.2. Saturación de fluidos, S_f	110
A.1.2.1. Saturación de agua irreducible, S_{wir}	111
A.1.2.2. Saturación de agua connata, S_{wcn}	111
A.1.2.3. Saturación de agua crítica, S_{wc}	111
A.1.2.4. Saturación de aceite residual, S_{or}	111
A.1.3. Permeabilidad, k	112
A.1.3.1. Permeabilidad absoluta, k_a	112
A.1.3.2. Permeabilidad efectiva, k_e	112
A.1.3.3. Permeabilidad relativa, k_r	113
A.1.3.4. Permeabilidad relativa del aceite a la saturación de agua irreducible, $k_{ro}@S_{wir}$	114
A.1.3.5. Permeabilidad relativa del agua a la saturación de aceite residual, $k_{rw}@S_{or}$ 114	
A.1.4. Movilidad, λ	114
A.1.5. Mojabilidad	115
A.1.6. Presión capilar	115
A.2. Propiedades básicas de los fluidos	116
A.2.1. Propiedades primarias.....	116
A.2.1.1. Presión.....	116
A.2.1.2. Temperatura	117
A.2.1.3. Viscosidad, μ	117
A.2.1.4. Densidad, ρ	117
A.2.1.5. Energía interna.....	117
A.2.1.6. Entalpía	118
A.2.1.7. Entropía.....	118
A.2.1.8. Calor específico	118
A.2.1.9. Volumen específico	118
A.2.2. Propiedades secundarias.....	118
A.2.2.1. Conductividad térmica.....	119
A.2.2.2. Compresibilidad	119
A.2.2.3. Tensión interfacial y superficial, σ	119
A.2.2.4. Capilaridad.....	120

Lista de tablas

TABLA 1. LISTA DE INSUMOS UTILIZADOS EN LAS PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO.....	8
TABLA 2. PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO REALIZADAS PARA LA DETERMINACIÓN DE LA POROSIDAD EFECTIVA.	34
TABLA 3. PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO REALIZADAS PARA LA DETERMINACIÓN DE LA PERMEABILIDAD ABSOLUTA.	34
°TABLA 4. VARIABLES Y LAS CONDICIONES DE TRABAJO PARA EL EXPERIMENTO 3.	35
TABLA 5. CARACTERÍSTICAS Y PROPIEDADES DE LA MUESTRA DEL EXPERIMENTO 3.....	38
TABLA 6. DATOS OBTENIDOS EN LA SEGUNDA INYECCIÓN DE AGUA PARA EL DESPLAZAMIENTO DEL ACEITE MINERAL.	38
TABLA 7. VARIABLES DE INTERÉS OBTENIDAS Y DETERMINADAS EN EL EXPERIMENTO 3.	39
TABLA 8. TRATAMIENTO DE DATOS EN FUNCIÓN DE LA SOLUCIÓN A LAS ECUACIONES DEL MÉTODO JBN (EXPERIMENTO 3).	39
TABLA 9. DATOS PARA EL CÁLCULO Y GENERACIÓN DE LAS CURVAS DE LA PERMEABILIDAD RELATIVA (EXPERIMENTO 3).	40
TABLA 10. REGLAS EMPÍRICAS PARA INFERIR LA MOJABILIDAD DE LAS ROCAS (MOHAMAD & KOEDERITZ, 2000).	45
TABLA 11. VARIABLES Y LAS CONDICIONES DE TRABAJO PARA EL EXPERIMENTO 4.	46
TABLA 12. CARACTERÍSTICAS Y PROPIEDADES DE LA MUESTRA DEL EXPERIMENTO 4....	50
TABLA 13. DATOS OBTENIDOS EN LA SEGUNDA INYECCIÓN DE SALMUERA PARA EL DESPLAZAMIENTO DEL ACEITE CRUDO.	50
TABLA 14. VARIABLES DE INTERÉS OBTENIDAS Y DETERMINADAS EN EL EXPERIMENTO 4.	50
TABLA 15. DATOS PARA EL CÁLCULO Y GENERACIÓN DE LAS CURVAS DE LA PERMEABILIDAD RELATIVA (EXPERIMENTO 4).	51
TABLA 16. CÁLCULO DEL ERROR RELATIVO ENTRE LOS VALORES, EXPERIMENTALES Y SIMULADOS, DEL FACTOR DE RECUPERACIÓN DE LA PRUEBA DE DESPLAZAMIENTO.	102
TABLA 17. CÁLCULO DEL ERROR RELATIVO ENTRE LOS VALORES, EXPERIMENTALES Y SIMULADOS, DE LA PRESIÓN A LA ENTRADA DE LA MUESTRA.	102

Lista de imágenes

IMAGEN 1. VISTA COMPLETA DE FRENTE (IZQUIERDA) Y DETRÁS (DERECHA) DE LA CELDA Y SUS PRINCIPALES ELEMENTOS.	9
IMAGEN 2. MANGA DE HULE.	10
IMAGEN 3. VÁLVULAS DE INSTRUMENTACIÓN DE DIFERENTES TIPOS.	11
IMAGEN 4. CONEXIONES MISCELÁNEAS Y MANGUERAS.	11
IMAGEN 5. SISTEMA DE GENERACIÓN DE VACÍO PARA LA SATURACIÓN DE UNA MUESTRA.	17
IMAGEN 6. MEDICIÓN DEL DIÁMETRO (IZQUIERDA) Y DE LA LONGITUD (DERECHA).	29
IMAGEN 7. MUESTRA SUMERGIDA EN AGUA DESTILADA	30
IMAGEN 8. ENSAMBLE PORTAMUESTRAS–MANGA DE HULE–MUESTRA.	30
IMAGEN 9. TRAYECTORIA DE FLUJO DE LA PURGA DE LAS LÍNEAS DEL SISTEMA DE CONFINAMIENTO.	31
IMAGEN 10. TRAYECTORIA DE FLUJO DE LA PURGA DE LAS LÍNEAS DEL SISTEMA DE INYECCIÓN Y DESPLAZAMIENTO.	32
IMAGEN 11. ACUMULADOR DEL ACEITE CUBIERTO POR FIBRA DE VIDRIO Y ABRAZADO POR UNA MANTA TÉRMICA (IZQUIERDA). PORTAMUESTRAS CUBIERTO POR FIBRA DE VIDRIO Y ABRAZADO POR UNA MANTA TÉRMICA (DERECHA).....	47
IMAGEN 12. CAPTURA DE PANTALLA DEL LIBRO DE EXCEL UTILIZADO PARA ESTE TRABAJO DE INVESTIGACIÓN.	58
IMAGEN 13. CAPTURA DE PANTALLA DE LA HOJA DATOS K_R	59
IMAGEN 14. CAPTURA DE PANTALLA DE LA HOJA CURVAS K_R	60
IMAGEN 15. LÍNEAS DE CÓDIGO QUE HACEN MOSTRAR LA BIENVENIDA AL PROGRAMA. .	61
IMAGEN 16. LÍNEAS DE CÓDIGO QUE EXTRAER LOS DATOS NECESARIOS DEL LIBRO DE EXCEL.	62
IMAGEN 17. OPERACIONES BÁSICAS PREVIO AL ANÁLISIS DE LAS PROBETAS.	63
IMAGEN 18. EJEMPLO DE 3 OPERACIONES INDIVIDUALES COMO PARTE DEL ANÁLISIS DE CADA PROBETA.	64
IMAGEN 19. LÍNEAS DEL CÓDIGO CORRESPONDIENTES AL AJUSTE LINEAL.	64
IMAGEN 20. LÍNEAS DEL CÓDIGO CORRESPONDIENTES AL AJUSTE LINEAL.	65
IMAGEN 21. LÍNEAS DEL CÓDIGO CORRESPONDIENTES A LA REGRESIÓN LINEAL Y SU DERIVADA.	65
IMAGEN 22. LÍNEAS DEL CÓDIGO CORRESPONDIENTE A LA GRÁFICA DEL AJUSTE LINEAL.	65
IMAGEN 23. LÍNEAS DEL CÓDIGO CORRESPONDIENTES A LA APLICACIÓN DEL AJUSTE LINEAL.	66
IMAGEN 24. LÍNEAS DEL CÓDIGO CORRESPONDIENTES AL GRÁFICO DE LAS CURVAS DE PERMEABILIDAD POR AJUSTE LINEAL.	66
IMAGEN 25. LÍNEAS DEL CÓDIGO CORRESPONDIENTES AL AJUSTE POLINÓMICO.	66
IMAGEN 26. LÍNEAS DEL CÓDIGO CORRESPONDIENTES A LA REGRESIÓN POLINÓMICA Y SU DERIVADA.	67
IMAGEN 27. LÍNEAS DEL CÓDIGO CORRESPONDIENTE A LA GRÁFICA DEL AJUSTE POLINÓMICO.	67
IMAGEN 28. LÍNEAS DEL CÓDIGO CORRESPONDIENTES A LA APLICACIÓN DEL AJUSTE POLINÓMICO.	67

IMAGEN 29. LÍNEAS DEL CÓDIGO CORRESPONDIENTES A LAS CURVAS DE PERMEABILIDAD POR AJUSTE POLINÓMICO.....	68
IMAGEN 30. BIENVENIDA AL CÓDIGO.	68
IMAGEN 31. TABLA DE RESULTADOS DE LAS OPERACIONES BÁSICAS, GENERADA POR EL CÓDIGO.	68
IMAGEN 32. RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE LAS PROBETAS GENERADOS POR EL CÓDIGO PROGRAMADO.	69
IMAGEN 33. LLAMADO A LIBRERÍAS Y SUBCÓDIGOS PARA EL SIMULADOR NUMÉRICO. ...	83
IMAGEN 34. DEFINICIÓN DE LAS PROPIEDADES FÍSICAS DEL DOMINIO Y DE LOS FLUIDOS.	84
IMAGEN 35. DEFINICIÓN DEL TIEMPO DE SIMULACIÓN Y EL PASO DEL TIEMPO.....	84
IMAGEN 36. FACTORES DE CONVERSIÓN.....	84
IMAGEN 37. DEFINICIÓN DE LA MALLA Y SUS CENTROS.	85
IMAGEN 38. DEFINICIÓN DE LOS VALORES INICIALES PARA LAS VARIABLES PRIMARIAS P Y Sw.....	85
IMAGEN 39. DEFINICIÓN DE COEFICIENTES PARA RESOLVER EN LAS ECUACIONES DE P Y Sw.....	85
IMAGEN 40. DEFINICIÓN DE LISTAS Y CONTADOR PARA SALVAR IMÁGENES O FRAMES. ..	86
IMAGEN 41. CÓDIGO SOLUCIÓN DEL ALGORITMO IMPES.....	87
IMAGEN 42. CÓDIGO IMPES.....	89
IMAGEN 43. SUBPROGRAMA COEFFICIENTS1D_BL. FUNCIÓN COEFFPRESS_1DBL	90
IMAGEN 44. SUBPROGRAMA COEFFPRESS_1DBL. INYECCIÓN DE GASTO CONSTANTE, LADO DE INYECCIÓN.....	90
IMAGEN 45. SUBPROGRAMA COEFFPRESS_1DBL. PRESIÓN CONSTANTE, LADO DE PRODUCCIÓN.....	91
IMAGEN 46. SUBPROGRAMA COEFFICIENTS1D_BL. FUNCIÓN COEFFSAT_1DBL.....	91
IMAGEN 47. SUBPROGRAMA COEFFSAT_1DBL. INYECCIÓN DE GASTO CONSTANTE, LADO DE INYECCIÓN.	92
IMAGEN 48. SUBPROGRAMA COEFFSAT_1DBL. PRESIÓN CONSTANTE, LADO DE PRODUCCIÓN.....	92
IMAGEN 49. SUBPROGRAMA SMY_14_FLUIDPROPERTIES.....	93
IMAGEN 50. ARCHIVO EN EXCEL GENERADO POR EL CÓDIGO DEL SIMULADOR NUMÉRICO.....	93
IMAGEN 51. DEFINICIÓN DE LAS PROPIEDADES FÍSICAS DEL DOMINIO Y DE LOS FLUIDOS PARA UNA PRUEBA DE DESPLAZAMIENTO EN UN MEDIO DE 300 [M] DE LONGITUD A 900 DÍAS DE SIMULACIÓN.	97
IMAGEN 52. DEFINICIÓN DEL TIEMPO DE SIMULACIÓN Y EL PASO DEL TIEMPO PARA LA PRUEBA DE DESPLAZAMIENTO DESARROLLADA EN ESTE TRABAJO EN EL LIRFFF. ...	100
IMAGEN 53. FACTORES DE CONVERSIÓN PARA LA PRUEBA DE DESPLAZAMIENTO DESARROLLADA EN ESTE TRABAJO EN EL LIRFFF.....	100
IMAGEN 54. SUBPROGRAMA SMY_14_FLUIDPROPERTIES PARA LA PRUEBA DE DESPLAZAMIENTO DESARROLLADA EN ESTE TRABAJO EN EL LIRFFF.....	101

Lista de gráficas

GRÁFICA 1. CURVA DEL HISTORIAL DE PRESIÓN A LO LARGO DE LA INYECCIÓN DE AGUA.	36
GRÁFICA 2. HISTORIAL DE PRESIÓN A LO LARGO DE LA INYECCIÓN DEL ACEITE MINERAL (EXPERIMENTO 3).	37
GRÁFICA 3. HISTORIAL DE PRESIÓN A LO LARGO DE LA SEGUNDA INYECCIÓN DE AGUA DESTILADA (EXPERIMENTO 3).	38
GRÁFICA 4. CURVA DE LA DERIVADA CON UN AJUSTE LINEAL PARA EL EXPERIMENTO 3. 41	41
GRÁFICA 5. CURVA DE LA DERIVADA CON UN AJUSTE POLINÓMICO PARA EL EXPERIMENTO 3.	41
GRÁFICA 6. CURVAS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS PARA EL EXPERIMENTO 3 (MÉTODO JBN, AJUSTE LINEAL).	42
GRÁFICA 7. CURVAS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS PARA EL EXPERIMENTO 3 (MÉTODO JBN, AJUSTE POLINÓMICO).	42
GRÁFICA 8. CURVAS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS PARA EL EXPERIMENTO 3 (MÉTODO JBN, AJUSTE POLINÓMICO) CON UNA VISCOSIDAD DE ACEITE MINERAL DE 4.281 [cP].	43
GRÁFICA 9. CURVAS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS PARA EL EXPERIMENTO 3 (MÉTODO JBN, AJUSTE POLINÓMICO) PARA UNA VISCOSIDAD DE ACEITE MINERAL DE 4.281 [cP].	44
GRÁFICA 10. CURVA DEL HISTORIAL DE PRESIÓN A LO LARGO DE LA INYECCIÓN DE SALMUERA (EXPERIMENTO 4).	47
GRÁFICA 11. CURVA DEL HISTORIAL DE PRESIÓN A LO LARGO DE LA INYECCIÓN DEL ACEITE CRUDO (EXPERIMENTO 4).	48
GRÁFICA 12. CURVA DEL HISTORIAL DE PRESIÓN A LO LARGO DE LA SEGUNDA INYECCIÓN DE SALMUERA (EXPERIMENTO 4).	49
GRÁFICA 13. CURVAS DE LA DERIVADA CON UN AJUSTE LINEAL PARA EL CUARTO EXPERIMENTO.	52
GRÁFICA 14. CURVAS DE LA DERIVADA CON UN AJUSTE POLINÓMICO PARA EL CUARTO EXPERIMENTO.	52
GRÁFICA 15. CURVAS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS GENERADAS MEDIANTE EL MÉTODO JBN (AJUSTE POLINÓMICO) PARA UN ACEITE CRUDO DE VISCOSIDAD DE 937 [cP].	53
GRÁFICA 16. CURVAS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS GENERADAS MEDIANTE EL MÉTODO JBN (AJUSTE POLINÓMICO) PARA UNA VISCOSIDAD DE ACEITE MINERAL DE 9.37 [cP].	53
GRÁFICA 17. ACERCAMIENTO A LAS CURVAS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS GENERADAS MEDIANTE EL MÉTODO JBN (AJUSTE POLINÓMICO) PARA UNA VISCOSIDAD DE ACEITE CRUDO DE 937 [cP].	54
GRÁFICA 18. ACERCAMIENTO A LAS CURVAS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS GENERADAS MEDIANTE EL MÉTODO JBN (AJUSTE POLINÓMICO) PARA UNA VISCOSIDAD DE ACEITE CRUDO DE 93.7 [cP].	55
GRÁFICA 19. CURVAS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS GENERADAS MEDIANTE EL MÉTODO JBN (AJUSTE POLINÓMICO) PARA UNA VISCOSIDAD DE ACEITE CRUDO DE 9.37 [cP].	55

GRÁFICA 20. ACERCAMIENTO A LAS CURVAS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS GENERADAS MEDIANTE EL MÉTODO JBN (AJUSTE POLINÓMICO) PARA UNA VISCOSIDAD DE ACEITE CRUDO DE 9.37 [CP].	56
GRÁFICA 21. AJUSTE LINEAL REALIZADO A TRAVÉS DEL CÓDIGO GENERADO EN PYHTON.	70
GRÁFICA 22. CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA, KRW (AZUL) Y KRO (ROJO), CON AJUSTE LINEAL REALIZADAS A TRAVÉS DEL CÓDIGO GENERADO EN PYHTON.	70
GRÁFICA 23. AJUSTE POLINÓMICO REALIZADO A TRAVÉS DEL CÓDIGO GENERADO EN PYHTON.....	71
GRÁFICA 24. CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA, KRW (AZUL) Y KRO (ROJO), CON AJUSTE POLINÓMICO REALIZADAS A TRAVÉS DEL CÓDIGO GENERADO EN PYHTON..	71
GRÁFICA 25. PERFIL DE PRESIÓN PARA UNA PRUEBA DE DESPLAZAMIENTO POR INYECCIÓN DE AGUA DURANTE UN PERÍODO DE 24 HRS REALIZADA POR EL SIMULADOR NUMÉRICO DESARROLLADO.....	94
GRÁFICA 26. PERFIL DE SATURACIÓN PARA UNA PRUEBA DE DESPLAZAMIENTO POR INYECCIÓN DE AGUA DURANTE UN PERÍODO DE 24 HRS REALIZADA POR EL SIMULADOR NUMÉRICO DESARROLLADO.	94
GRÁFICA 27. SIMULACIÓN NUMÉRICA DE UNA PRUEBA DE DESPLAZAMIENTO POR INYECCIÓN DE AGUA DURANTE UN PERÍODO DE 24 HORAS (M.A. DÍAZ VIERA, 2008).	96
GRÁFICA 28. SIMULACIÓN NUMÉRICA DE UNA PRUEBA DE DESPLAZAMIENTO POR INYECCIÓN DE AGUA DURANTE UN PERÍODO DE 900 DÍAS (M.A. DÍAZ VIERA, 2008). 97	
GRÁFICA 29. PERFIL DE PRESIÓN PARA UNA PRUEBA DE DESPLAZAMIENTO POR INYECCIÓN DE AGUA DURANTE UN PERÍODO DE 900 DÍAS REALIZADA POR EL SIMULADOR NUMÉRICO DESARROLLADO.....	98
GRÁFICA 30. PERFIL DE SATURACIÓN PARA UNA PRUEBA DE DESPLAZAMIENTO POR INYECCIÓN DE AGUA DURANTE UN PERÍODO DE 900 DÍAS REALIZADA POR EL SIMULADOR NUMÉRICO DESARROLLADO.	98
GRÁFICA 31. REGRESIONES POLINÓMICAS REALIZADAS A LAS CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA AL ACEITE Y AL AGUA.....	101
GRÁFICA 32. PERFIL DE SATURACIÓN PARA UNA PRUEBA DE DESPLAZAMIENTO MISCIBLE DE AGUA DESTILADA Y ACEITE MINERAL EN UNA MUESTRA DE BEREASANDSTONE, SIMULADA A 70 MINUTOS.	102
GRÁFICA 33. PERFIL DE PRESIÓN PARA UNA PRUEBA DE DESPLAZAMIENTO MISCIBLE DE AGUA DESTILADA Y ACEITE MINERAL EN UNA MUESTRA DE BEREASANDSTONE, SIMULADA A 70 MINUTOS.	103

Lista de esquemas

ESQUEMA 1. CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA FUNCIONAL DE LA CELDA DE DESPLAZAMIENTO.	12
ESQUEMA 2. INTERACCIÓN QUE OCURRE EN EL CONFINAMIENTO DE UNA MUESTRA.....	15
ESQUEMA 3. LÍNEAS DE FLUJO DE LOS FLUIDOS DE TRABAJO, LA PRESIÓN DE ENTRADA Y SALIDA DE ESTOS, EN UNA MUESTRA DE LONGITUD L (TIAB & DONALDSON, 2015)..	19
ESQUEMA 4. DESCRIPCIÓN GRÁFICA DE LA METODOLOGÍA.....	27
ESQUEMA 5. SISTEMA ROCA-FLUIDO: (A) $K_{RO@SWIR}$ Y (B) $K_{RW@SOR}$	46
ESQUEMA 6. MEDIO HOMOGÉNEO DE LONGITUD L_X , A CONDICIONES DE AGUA RESIDUAL Y ACEITE.	73
ESQUEMA 7. ESQUEMA UPWIND PARA EL CÁLCULO DE LA SATURACIÓN EN LA CARA DEL VOLUMEN DE CONTROL, V_C	81

Resumen

La caracterización de yacimientos es un estudio esencial para la explotación de yacimientos y la recuperación de hidrocarburos. Por la gran diversidad de métodos de recuperación que existen para esta etapa surge la importancia de contar con una correcta y completa caracterización a través de la cual es posible elegir el método de recuperación que mejor se adapte al yacimiento que pretenda explotarse. Por ello es por lo que resulta útil contar con procedimientos generales que ayuden en la construcción de protocolos experimentales para la caracterización petrofísica de las rocas y el desarrollo de modelos tanto matemáticos como computacionales para la caracterización estática y dinámica de los yacimientos; todo en conjunto para su aplicación en campo y/o laboratorio. En el caso de esta investigación, la evaluación se realizará con pruebas de desplazamiento a escala de núcleo, inyectando agua y salmueras para desplazar aceite mineral y aceite crudo. En el Anexo 1 se presentan las definiciones de las propiedades básicas de un yacimiento y de los fluidos, importantes para la evaluación de las interacciones que ocurren en las pruebas de laboratorio. Considerando yacimientos con rocas aptas para la aplicación de recuperación secundaria (inyección de fluidos), el objetivo de este trabajo es presentar dos protocolos experimentales para pruebas de desplazamiento en laboratorio, que permitan conocer las características petrofísicas de las rocas como: porosidad efectiva, permeabilidad absoluta, permeabilidad efectiva y permeabilidad relativa. La adquisición y el análisis de datos en una prueba de desplazamiento se hace de forma manual, por lo que se desarrolla una herramienta computacional, mediante hojas de cálculo, que recopile los datos petrofísicos obtenidos y obtenga las curvas de permeabilidad relativa correspondiente a los fluidos inyectados en las muestras. Para brindar una idea general de lo que es una caracterización de yacimientos y su importancia en la toma de decisiones para determinar el tipo de método de recuperación de hidrocarburos a utilizar, con base a un modelo numérico, se desarrolla, también, un código computacional en Python cuyo objetivo es simular el proceso físico de desplazamiento de aceite, atrapado en una roca, mediante la inyección de un fluido inmisible a este. De este simulador se pretende conocer el perfil de presiones generado por la inyección de fluidos, y por los fluidos ya presentes en el medio; además de visualizar el desplazamiento de los fluidos a través del análisis del perfil de saturación de agua presente en la roca.

Palabras clave: recuperación secundaria, pruebas de desplazamiento, curvas de permeabilidad, simulador numérico, caracterización de yacimientos, inyección de agua, permeabilidad, porosidad, inyección de agua, inyección de salmueras, núcleos.

Abstract

Reservoir characterization is an essential study for reservoir exploitation and hydrocarbon recovery. Due to the great diversity of recovery methods that exist for this stage, it is important to have a correct and complete characterization through which it is possible to choose the recovery method that best suits the reservoir to be exploited. That is why it is useful to have general procedures that help in the construction of experimental protocols for the petrophysical characterization of the rocks and the development of mathematical and computational models for the static and dynamic characterization of the reservoirs; all together for their application in the field and/or laboratory. In the case of this research, the evaluation will be carried out with core-scale displacement tests, injecting water and brines to displace mineral oil and crude oil. The definitions of basic reservoir and fluid properties, important for the evaluation of the interactions occurring in the laboratory tests, are presented in Annex 1. Considering reservoirs with rocks suitable for the application of secondary recovery (fluid injection), the objective of this work is to present two experimental protocols for laboratory displacement tests, which allow to know the petrophysical characteristics of the rocks such as: effective porosity, absolute permeability, effective permeability and relative permeability. The acquisition and analysis of data in a displacement test is done manually, so a computational tool is developed, using spreadsheets, which compiles the petrophysical data obtained and obtains the relative permeability curves corresponding to the fluids injected in the samples. In order to provide a general idea of what a reservoir characterization is and its importance in decision making to determine the type of hydrocarbon recovery method to use, based on a numerical model, a computational code is also developed in Python whose objective is to simulate the physical process of oil displacement, trapped in a rock, through the injection of an immiscible fluid to it. The purpose of this simulator is to know the pressure profile generated by the injection of fluids, and by the fluids already present in the medium; besides visualizing the displacement of the fluids through the analysis of the water saturation profile present in the rock.

Keywords: secondary recovery, displacement tests, permeability curves, numerical simulator, reservoir characterization, water injection, permeability, porosity, water injection, brine injection, cores.

Introducción

La mayoría de los yacimientos petroleros, de aceite y gas, no son explotados al máximo por muchas y variadas razones. Por ejemplo, las características petrofísicas de la roca, como la porosidad y permeabilidad, pueden impedir un flujo de fluidos ideal hacia la superficie; si a ello añadimos la poca madurez de los yacimientos, la premura con que se explotan, los sistemas artificiales mal implementados y los métodos de recuperación de hidrocarburos mal elegidos, tenemos como resultado yacimientos mal administrados que no aprovechan correctamente la energía natural con la que estos cuentan. Aunado a ello, por falta de una buena y completa caracterización de yacimientos la explotación de los recursos hidrocarburos no es óptima ni eficiente. El objetivo de caracterizar un yacimiento consiste en generar un modelo que represente sus propiedades físicas con base en la integración de información geofísica, petrofísica y geológica. Con base a este proceso es posible detectar y evaluar las características y los parámetros de la formación que pudieran afectar el comportamiento de los de fluidos dentro del medio poroso, entre los cuales se tiene: la permeabilidad, la porosidad, la fuerza capilar, la mojabilidad, la saturación de agua y de aceite, entre otras. En general, la caracterización de yacimientos es un auxiliar para estimar lo que existe en el subsuelo, incluyendo las características físicas y químicas del medio poroso y de los fluidos, así como el volumen de hidrocarburos almacenado. La elaboración de un modelo geológico-petrofísico se fundamenta en la información estática recopilada a partir de la interpretación de datos sísmicos, registro de pozos y pruebas de laboratorios con muestras de roca; y de la información dinámica que se obtiene del análisis de variables que indican el comportamiento del sistema, como son: la presión, la temperatura y el caudal del flujo. La caracterización de las muestras juega un papel muy importante en el estudio de yacimientos; es a través de su análisis como se define la relación entre las propiedades petrofísicas del modelo del yacimiento y las variables del sistema (presión, temperatura y caudal del flujo). Con la información que se obtiene de las muestras, se estructura un modelo que permite simular el comportamiento del yacimiento bajo diferentes métodos de explotación, y con base en los resultados se genera un plan de producción que lleve al yacimiento a un óptimo desarrollo en términos técnico-económicos, lo que puede minimizar los tiempos de explotación y el uso de recursos humanos y económicos. Uno de los métodos de recuperación secundaria más utilizados es la inyección de agua no solo para desplazar aceite, si no también, para mantener la presión en los yacimientos, ya que no en todas las formaciones se puede tener éxito en la eficiencia de barrido del aceite (CNH, 2012). En este trabajo se abordan pruebas de desplazamiento enfocados a la inyección de agua y salmueras. La razón de ello es que, por lo general, el agua es más eficiente que el gas en desplazar el petróleo porque tiene mayor viscosidad, menor movilidad y porque las rocas presentan menor permeabilidad efectiva al agua que al gas. Esto produce una razón de movilidad agua-petróleo menor que la de gas-petróleo y, por lo tanto, la eficiencia del barrido y la del desplazamiento puede ser mayor (Paris de Ferrer, 2001).

Objetivos generales

1. Validar y adaptar protocolos experimentales de pruebas de desplazamiento utilizando muestras de roca berea tipo tapón, y diferentes fluidos, para estimar la recuperación de aceite por inyección de agua y determinar las curvas de permeabilidad relativa correspondientes.
2. Desarrollar un código computacional para reproducir los resultados obtenidos en las pruebas de desplazamiento y con ello simular el comportamiento del barrido de aceite por inyección de agua.

Objetivos particulares

1. Con base a lo propuesto en el proyecto PAPIME 112020, validar cuatro pruebas de desplazamiento para la caracterización de las propiedades petrofísicas (porosidad efectiva, permeabilidad absoluta, permeabilidad efectiva y permeabilidad relativa) de muestras de berea utilizando agua, salmueras, aceite mineral y aceite crudo como fluidos de trabajo.
2. Cuantificar la recuperación de aceite, y producción de agua o salmuera según sea el caso, producto de la inyección de fluidos en las pruebas de desplazamiento inmisible.
3. Generar dos herramientas computacionales, una en Excel y otra en Python, para recabar la información obtenida en las pruebas de desplazamiento y con ello generar curvas de permeabilidad relativa.
4. Con base en los resultados de la herramienta computacional del tercer objetivo, generar un código numérico usando las librerías de Numpy, Math, Xlrd, PyPlot, SkLean, Pandas, entre otros, para simular el comportamiento de presión y saturación de fluidos del barrido de aceite en la muestra.
5. Validar y comparar el código numérico generado en el cuarto objetivo con el trabajo escrito de M.A. Díaz Viera.
6. Implementar la herramienta desarrollada para reproducir el comportamiento observado en las pruebas de desplazamiento.

Capítulo 1

Caracterización básica de un núcleo mediante una celda de desplazamiento

Para predecir el comportamiento de los yacimientos, y optimizar la producción de estos, es necesario caracterizar las propiedades físicas del medio poroso, los fluidos contenidos en él y evaluar la interacción del sistema roca–fluido junto con las variables de presión, temperatura y la composición del medio. El proceso de evaluación de estas interacciones se lleva a cabo a través de estudios de laboratorio (Ahmed, 1946), o mediante correlaciones empíricas (McCain, 1990).

Como parte de esta evaluación, las muestras de roca de interés se caracterizan a través de distintos métodos. Estos pueden ser no invasivos e invasivos; y a su vez, estos últimos, destructivos o no destructivos. Los métodos destructivos requieren triturar la roca para su análisis y los métodos no invasivos se usan si lo que se pretende es conservar la muestra (Hidalgo, 2021). A continuación, se enlistan algunos de los métodos más conocidos (Costafreda, 2008):

Resonancia magnética nuclear (RMN).

Mediante la RMN es posible detectar la presencia de fluidos, como agua e hidrocarburos, presentes en las rocas y estudiar la estructura, y las características, del medio mediante la interacción de los fluidos confinados. El método identifica estos fluidos a través de las propiedades moleculares de la materia, irradiando con ondas de radio su núcleo atómico dentro de un campo magnético. Muchos núcleos tienen un momento magnético neto y un momento angular o espín. En presencia de un campo magnético externo, un núcleo atómico hace un movimiento de precesión alrededor de la dirección del campo externo (de la misma manera en que un giroscopio realiza un movimiento de precesión alrededor del campo gravitacional de la Tierra). Cuando estos núcleos magnéticos rotacionales interactúan con los campos magnéticos externos, las señales medibles pueden ser producidas (Ramírez, et al., 2012).

Difracción de rayos X (DRX).

Este método puede determinar los minerales presentes en la roca mediante los sólidos en estado cristalino que difractan los rayos X en determinadas direcciones en función de la periodicidad de los planos de átomos en una estructura ordenada. Los mejores resultados de difracción de rayos X se obtienen sobre muestras en polvo, el cual se puede obtener de lijar una roca. Se considera una técnica invasiva-destructiva por que el polvo cristalino requiere la pulverización de la muestra a un tamaño < 20 micrómetros (Pérez, s.f.).

Fluorescencia de rayos X (FRX).

La fluorescencia de Rayos X (FRX) es una técnica espectroscópica que permite detectar y cuantificar la composición, elemental (entre el sodio, Na, y el uranio, U) y química, de una muestra de roca irradiándola con Rayos X. Se caracteriza por el hecho de que la radiación resultante del “bombardeo” se descompone en sus diferentes longitudes de onda, o espectros, para el análisis de los elementos que contiene la muestra. La FRX utiliza la emisión secundaria o fluorescente de radiación X generada al excitar (“bombardear”) una muestra con una fuente de radiación X. La radiación X incidente o primaria expulsa electrones de capas interiores del átomo. Los electrones de capas más externas ocupan los lugares vacantes, y el exceso energético resultante de esta transición se disipa en forma de fotones, radiación X fluorescente o secundaria, con una longitud de onda característica que depende del gradiente energético entre los orbitales electrónicos implicados, y una intensidad directamente relacionada con la concentración del elemento en la muestra (Martínez, 2006). Para realizar este tipo de pruebas se utilizan espectrómetros secuenciales de rayos X; generalmente ya vienen equipados con un tubo de rodio y una ventana de berilio para la contención de las muestras durante la experimentación.

Tomografía axial computarizada de rayos-X (TAC).

De una manera no destructiva, permite la inspección visual de la estructura interna de una muestra permitiendo la identificación de fracturas, planos de estratificación, heterogeneidades, barreras de baja permeabilidad y zonas invadidas por lodo; además permite la cuantificación indirecta de algunas de sus propiedades básicas como el número atómico efectivo, la densidad total y la porosidad (Hunt, et al., 1988). Puesto que la técnica se trata de obtener diferentes imágenes de cortes de un objeto, este método no requiere manipular el núcleo directamente ya que puede realizarse en el barril de almacenamiento en donde es transportado (Ortiz, et Al., 2015). Para ello, la TAC usa la diferencia que existe en la atenuación producida por diferentes materiales sobre los Rayos-X que los atraviesan, de tal forma que estas imágenes sean representaciones gráficas de los diferentes coeficientes de atenuación de los materiales que componen la roca, los cuales son discretizados en unidades pequeñas a las que se les asignan un valor y reciben el nombre de voxels. Para que el método funcione, es necesario que la emisión de rayos-X se realice desde diferentes ubicaciones y ángulos, por mencionar alguna, los equipos de tercera generación funcionan con una fuente de rayos-X que rota simultáneamente junto con detectores ubicados al lado opuesto de ésta (Ortiz, et Al., 2015). La atenuación que producen los materiales se debe al efecto fotoeléctrico, gobernado por la densidad y el número atómico del material y la energía del fotón y el efecto Compton que depende sólo de la densidad y la energía (Hunt, et al., 1988).

Microscopía Óptica de Polarización (MOP).

Esta técnica hace uso de un microscopio petrográfico o metalúrgico para la determinación de las propiedades ópticas, identificación de los minerales, estudio de texturas y relaciones entre los minerales y clasificación de rocas. Este instrumento es un microscopio de campo claro al cual se le adicionan filtros que modifican la luz (transmitida o incidente). Los estudios petrográficos, que utilizan este método, se realizan mediante la observación al microscopio de una porción muy fina de roca preparada sobre un portaobjetos de vidrio, proceso al que se le conoce como laminación. Este proceso consiste en el pegado de un corte de la muestra de tamaño aproximado 0.5 x 2.5 x 4 [cm], sobre un portaobjetos de vidrio. Posteriormente, la muestra se adelgaza hasta un espesor de 30 micras y se recubre con un cubreobjetos, también de vidrio (Pérez, s.f.).

Muchos de los métodos de caracterización se especializan en el reconocimiento y estimación de minerales y/o elementos presentes en las rocas, además son útiles para determinar su procedencia geológica y geográfica. Sin embargo, también existen técnicas basadas en pruebas de desplazamiento de fluidos a través de muestras de roca mediante celdas de desplazamiento. Estas celdas son, básicamente, cilindros de acero capaces de alojar un núcleo de roca. Su finalidad es determinar y medir propiedades petrofísicas de las rocas como la porosidad efectiva y la permeabilidad, ya sea absoluta, efectiva o relativa. Además, estos equipos son capaces de trabajar con cualquier tipo de fluido. Algunos de los métodos que utilizan desplazamiento de fluidos son (Benavente, 2004):

Porosimetría de mercurio.

La porosimetría se utiliza para determinar el diámetro de poro, el volumen total de poro, el área de superficie y las densidades aparente y absoluta de una roca. El uso de esta técnica implica la intrusión de un líquido no mojante (mercurio) a alta presión en un material mediante el uso de un porosímetro. El tamaño de poro se puede determinar en función del valor del volumen de mercurio intruido y de la presión externa necesaria para forzar el líquido a un poro contra la fuerza opuesta de la tensión superficial del líquido (Abell, 1999). Se trata de una técnica destructiva (por lo que la muestra que se analiza se pierde) que se realiza en un porosímetro diseñado para procesar muestras en baja y alta presión. Normalmente estos equipos cuentan con una gran dotación instrumental pudiendo analizar muestras sólidas en diferentes formas y tamaños (polvo, grano, pieza, fibra) con la única limitante que el tamaño, en la mayoría de los equipos, de la cápsula del penetrómetro tiene un diámetro interno de aproximadamente 1.5 [cm].

Ensayos de inmersión.

Para la medición de las propiedades físicas existen los métodos gravimétricos, entre los cuales se encuentran los ensayos de inmersión, que como lo sugiere su nombre, se trata de sumergir una muestra de roca en fluidos de propiedades físicas conocidas (generalmente agua o mercurio). La inmersión es una técnica que puede medir el

volumen total, volumen poroso y el volumen de granos de una roca. El caso del volumen total de la roca es un parámetro que pudiera medirse directamente de las dimensiones de la muestra utilizando un vernier, pero para muestras irregulares el procedimiento consiste en la determinación del volumen de fluido desplazado por la muestra (Benavente, 2004). Para la medición del volumen poroso y de granos se implementa un concepto conocido como absorción de agua, que es la relación entre el peso de la muestra inmersa en agua y el peso de la muestra seca, expresada porcentualmente. Esta propiedad esta influenciada por la porosidad, el tamaño de los poros, su distribución, y la composición mineral de las rocas, por lo que un período corto de inmersión solo se llenan los poros de mayor tamaño, mientras que los poros de menor tamaño se llenan en inmersiones más prolongadas (Siegesmud & Snethlange, 2010).

Picnometría de Helio.

Los picnómetros de gas, al igual que el picnómetro de agua, se basan en el principio de Arquímedes a través del desplazamiento de volúmenes de gas. La picnometría de Helio es un método para medir el volumen del esqueleto sólido de cualquier tipo de roca. El picnómetro es un recipiente de volumen estable que se llena con un gas de densidad conocida (helio). Cuando se introduce la muestra cuya densidad o peso específico se quiere conocer, ésta desplaza un cierto volumen de fluido. El volumen de fluido desplazado, generalmente determinado por la diferencia de peso, equivale al volumen de la muestra. Conocida la masa o el peso de la muestra, es posible calcular su densidad o su peso específico. La característica específica del picnómetro de gas es que funciona con gases ideales potencialmente no reactivos con la superficie de las partículas sólidas de la roca. Por ello, esta técnica es independiente de la morfología de la muestra y de si esta se encuentre en bloque o en polvo. Si se conoce, además, el peso de la muestra es posible calcular su densidad real (de Santiago B., 2008). Existen dos tipos de picnómetros de gas: el primero introduce un volumen conocido de gas en el interior del portamuestras del equipo; el incremento de presión es proporcional al volumen de la muestra. El segundo tipo mide la caída de presión producida cuando a un gas sometido a una presión conocida, en el interior de una cámara junto con la muestra, se le permite fluir a otra cámara (ambas de volumen conocido); esta caída de presión es proporcional al volumen de la muestra (de Santiago B., 2008).

Inyección de fluidos.

Conceptualmente, este método es muy similar a la porosimetría de mercurio ya que para la inyección de fluidos es necesario realizar la intrusión de un volumen conocido de estos fluidos a través de una muestra de roca contenida en una celda de desplazamiento. Para ello se requiere de una presión externa que fuerce la entrada del fluido a través de la muestra. La diferencia entre estas dos técnicas es que la inyección de fluidos tiene la capacidad de desplazar mas de un fluido sin tener que desmontar la muestra. La determinación de la porosidad, tanto absoluta como efectiva, se puede realizar por un

balance de masa que considera la cantidad de fluido que es inyectado a la muestra con la cantidad de fluido producido, o por diferencias de masas entre la muestra seca (previamente pesada) y la muestra saturada (después de la inyección de fluidos). Además, gracias a que la celda cuenta con una manga de hule y un sistema de confinamiento, tiene la capacidad de imitar condiciones reales de sobrecarga en las rocas, con lo que es posible determinar propiedades como la permeabilidad relativa. El funcionamiento de una celda de desplazamiento depende, básicamente, del trabajo conjunto de una bomba de inyección, una bomba de confinamiento y dos acumuladores de fluidos. Uno de los objetivos en las celdas es el desplazamiento de un fluido, generalmente aceite, mediante la inyección de algún otro, por lo regular agua o salmueras. A nivel mundial, las primeras celdas desarrolladas para este tipo de estudios utilizaban mercurio para desplazar aceite crudo. No obstante, el empleo de mercurio conllevaba a inconvenientes, ya que este elemento es sumamente tóxico y la mayoría de los crudos formaban una emulsión estable con el mismo, por lo cual no se distinguía la interfaz aceite–mercurio, perdiéndose así parte de la certeza del estudio (Ruska, 1992). Por esta razón a partir de los años 90, se empezaron a emplear los primeros equipos libres de mercurio, en donde los equipos sustituyen a este elemento por agua (Berdugo, et al., 2005).

El tipo de método a realizar dependerá de si el núcleo puede, o no, llevarse al laboratorio, de si se pretende conservar la muestra, o no, y de lo que se requiera conocer de él. Uno de los objetivos de este trabajo es caracterizar las muestras de roca con la finalidad de determinar sus propiedades físicas a través de pruebas de desplazamiento de inyección de fluidos a presión constante, es decir una técnica invasiva no destructiva, mediante una celda de desplazamiento. Es importante tener en cuenta que, aunque se considera una técnica no destructiva, la inyección de fluidos a presión puede dañar los canales porosos de las muestras, y en el caso de la inyección de salmueras, pueden tapar los poros (por su contenido de sal) y afectar la red poral de tal forma que no puedan volverse a usar por la alteración de su estructura interna.

1.1. Descripción de la celda

La celda de desplazamiento utilizada en este trabajo es un equipo rehabilitado gracias al proyecto PAPIME 112020: “Diseño y Construcción de Celda de Desplazamiento para Favorecer el Aprendizaje en Ingeniería Petrolera”. La celda está diseñada para emplear muestras de 1–1.5 [in] de diámetro por 3 [in] de longitud (muestras tapón), alcanzando condiciones máximas de 10,000 [psi] de presión efectiva de sobrecarga. Este mismo diseño exige el uso simultáneo de 2 tipos de fluidos: (1) fluidos de trabajo, los cuales son inyectados en las muestras, y (2) fluidos de operación necesarios en la operación y funcionamiento de la celda (ver Tabla 1). Los principales elementos de esta celda son:

1. Una bomba hidráulica manual tipo maneral con 2 velocidades
2. Una bomba tipo HPLC P40 Knauer con capacidad de bombeo de 0.1 a 5 [mL/min] y una presión máxima de 5,000 [psi] de presión
3. Dos acumuladores con capacidad de 1 [L].
4. Un portamuestras con una manga de hule
5. Manómetros de presión
6. 4 válvulas tipo aguja y 4 tipo globo

Tabla 1. Lista de insumos utilizados en las pruebas de desplazamiento.

	Material	Cantidad	Propiedades
Núcleos de roca	Berea	4 [pza]	– Porosidad ¹ : 18 – 21 [%] – Permeabilidad ¹ : 80 – 120 [mD]
	Berea Buff	1 [pza]	– Porosidad ¹ : 20 – 22 [%] – Permeabilidad ¹ : 150 – 350 [mD]
	Indiana Limestone	1 [pza]	– Porosidad ¹ : 12 – 14 [%] – Permeabilidad ¹ : 2 – 4 [mD]
Fluidos de trabajo	Agua destilada	1 [L]	– Densidad: 1 $\left[\frac{g}{cm^3}\right]$ – Viscosidad: 1 [cP]
	Aceite mineral	500 [L]	– Viscosidad: 42.81 [cP]
	Aceite crudo	500 [L]	– Viscosidad: 937 [cP]
	Bromuro de sodio, NaBr (36% p/p ²)	500 [L]	– Densidad ³ : 1.34 $\left[\frac{g}{cm^3}\right]$ – Viscosidad ⁴ : 3.80 [cP]
	Cloruro de sodio, NaCl (3% p/p)	500 [L]	– Densidad ³ : 1.02 $\left[\frac{g}{cm^3}\right]$ – Viscosidad ⁴ : 2.70 [cP]
Fluidos de operación	Glicerina–NaBr (1:1) (36% p/p)	500 [L]	– Densidad ³ : 1.32 $\left[\frac{g}{cm^3}\right]$ – Viscosidad ⁴ : 12.40 [cP]
	Aceite hidráulico (bomba hidráulica manual tipo maneral)	2 [L]	– Viscosidad ⁴ : 12.40 [cP]
	Agua destilada (bomba tipo HPLC P40 Knauer)	2[L]	– Densidad: 1 $\left[\frac{g}{cm^3}\right]$ – Viscosidad: 1 [cP]

¹ Determinada por el proveedor (Kokurek) con cloruro de potasio (KCl)

² % p/p (porcentaje peso a peso) = (g de soluto/g de solución)*100

³ Determinada en laboratorio

⁴ Determinada en laboratorio @60 rpm

El sistema de funcionamiento de la celda de desplazamiento es básico; sin embargo, es posible obtener información valiosa acerca de la dinámica y la eficiencia de la recuperación de aceite por inyección de un fluido inmiscible, además de obtener datos para determinar la permeabilidad relativa de los fluidos. Otra de las aplicaciones de las pruebas de desplazamiento es simular el barrido de aceite mediante la inyección de un fluido inmiscible a la muestra, que en la mayoría de los casos es agua o salmueras.

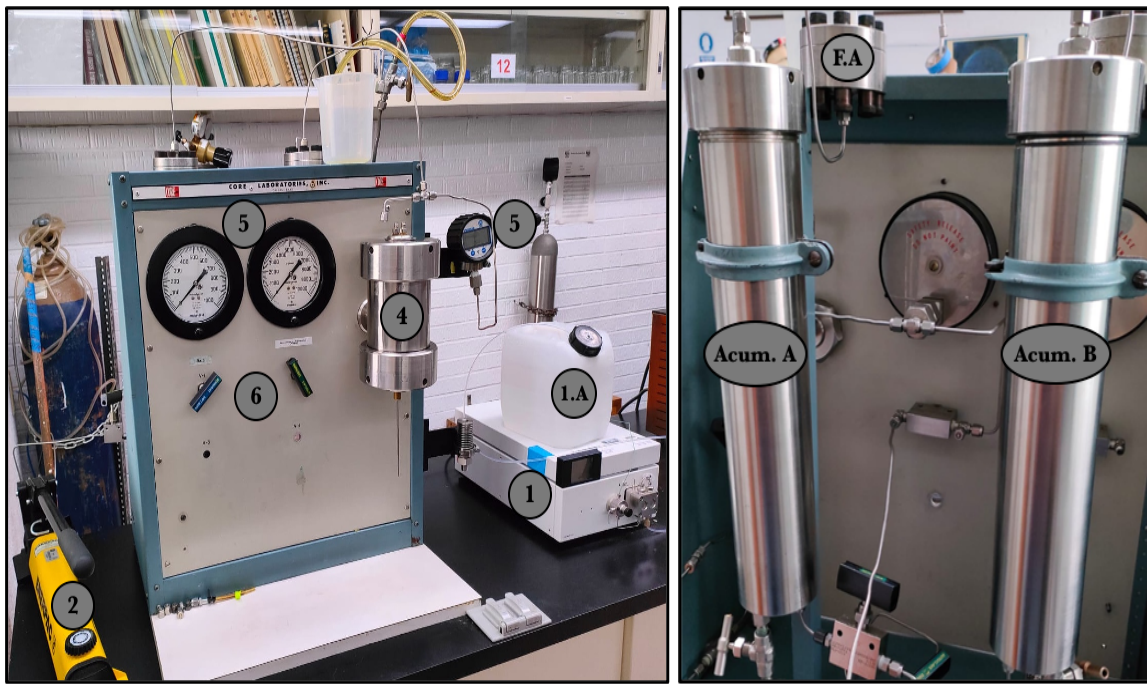


Imagen 1. Vista completa de frente (izquierda) y detrás (derecha) de la celda y sus principales elementos.

En la imagen 1 se muestran los principales elementos de la celda de desplazamiento. A continuación, se describe la función y características principales de estos elementos:

(1) Bomba A. Bomba tipo HPLC P40 Knauer; tiene una capacidad de bombeo de 0.1 a 5 [mL/min] y una presión máxima de 5,000 [psi] se utiliza para inyectar, a caudal constante, agua destilada (ver Imagen 1 (1.A.)) hacia los acumuladores del sistema con el fin de desplazar sus pistones y mover los fluidos de trabajo hacia el portamuestras.

(2) Bomba B. Bomba hidráulica tipo maneral con 2 velocidades y una capacidad máxima de trabajo de hasta 10,000 [psi]. Permite elevar la presión hidrostática, o presión de sobrecarga, por medio de la inyección de aceite hidráulico al portamuestras.

(3) Acumuladores A y B. Como indica su nombre, son acumuladores en forma cilíndrica hechos de acero inoxidable con capacidad de 1 [L] de fluido de trabajo, están diseñados para soportar hasta 10,000 [psi]. Los acumuladores cuentan con un pistón flotante que

cumple con una doble función: (1) separar los fluidos de trabajo del fluido de operación que maneja la bomba de desplazamiento (agua destilada), evitando que se dañen los componentes de la bomba principal y (2) logrando que el fluido de trabajo sea desplazado por las líneas de flujo, a través de la inyección de agua destilada a gasto constante, hacia el portamuestras. Cada uno de los acumuladores cuenta con un filtro (ver Imagen 1 (F.A.)) para evitar que cualquier partícula o sólido, presente en los fluidos de trabajo, invada y contamine la muestra.

(4) Portamuestras o coreholder. Es un cilindro de acero inoxidable junto con una manga de hule (ver Imagen 2), que posibilita sellados herméticos de alto rendimiento, para montar muestras de 1–1.5 [in] de diámetro y 3 [in] de longitud y soporta una presión de hasta 10,000 [psi]. Este componente permite someter la muestra a presión hidrostática (o presión de sobrecarga, imitando condiciones de yacimiento), bajo la cual se llevará a cabo la prueba de desplazamiento. Adicionalmente, permite el paso de los fluidos de trabajo, dentro y fuera de la muestra, a través de cabezales ranurados. Los cabezales están ranurados en forma radial para asegurar que el desplazamiento sea completamente uniforme sobre la superficie de la muestra; el cabezal superior cuenta con dos entradas de fluidos y el cabezal inferior con una única salida de la cual sobresale una línea flujo de acero que es la línea de salida de fluidos del portamuestras.



Imagen 2. Manga de hule.

(5) Manómetros de presión. Se cuenta con 3 manómetros digitales de presión con capacidad de 30, 300 y 5000 [psi] y un error de $\pm 1\%$, cabe recalcar que se utiliza sólo uno según el tipo de fluidos y muestra empleados en el experimento. Adicionalmente, se cuenta con un manómetro analógico de 10,000 [psi] para el sistema de confinamiento. Permite monitorear la presión de entrada del portamuestras durante la ejecución de las pruebas de desplazamiento y la presión de confinamiento a la que se encuentra el portamuestras.

(6) **Válvulas de instrumentación.** Son válvulas de distintos tipos; de aguja o de globo, con capacidad para soportar desde 5,000 hasta 10,000 [psi]. Su función es permitir el paso de los fluidos de trabajo de forma ordenada y secuencial.



Imagen 3. Válvulas de instrumentación de diferentes tipos.

(7) **Conexiones misceláneas.** Son un conjunto de conexiones como reductores, pasa muros, codos, conexiones tipo T, conexiones y mangueras de 1/8", 1/16". La función de estas diversas conexiones es unir las líneas de flujo hidráulicas del equipo de desplazamiento.

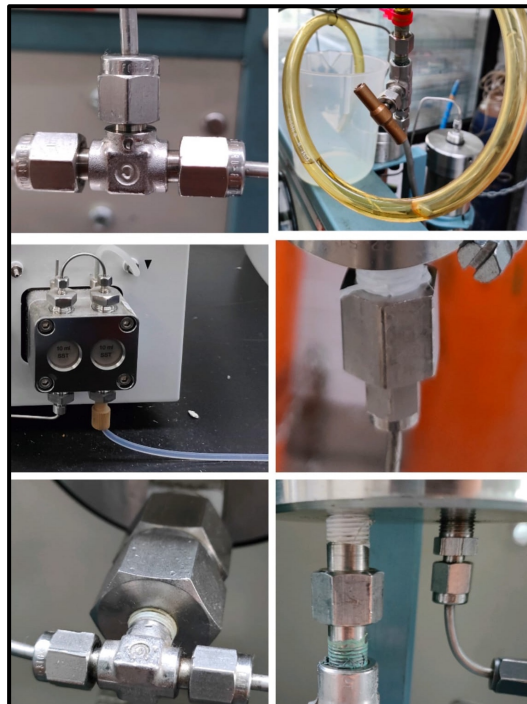
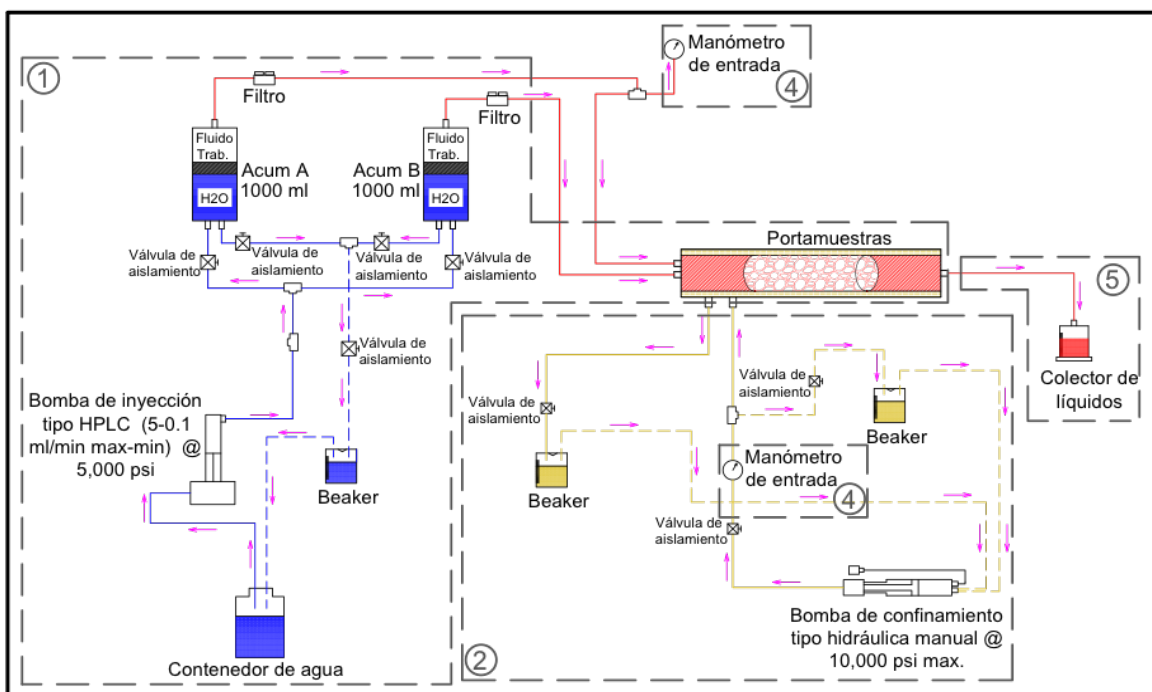


Imagen 4. Conexiones misceláneas y mangueras.

El sistema experimental de la celda de desplazamiento se comprende por cinco partes (ver Esquema 1); cuatro de ellas son funcionales y se usan para las pruebas de desplazamiento en este trabajo, mientras que otra de ellas se presenta como propuesta a futuro para mejorar la realización de las pruebas de desplazamiento y poder imitar otra propiedad presente en los yacimientos reales (presión de poro).

1. Módulo de inyección y desplazamiento.
2. Mecanismo de confinamiento o de presión de sobrecarga.
3. Mecanismo de contrapresión o presión de poro (propuesta).
4. Módulo de verificación de estado general
5. Módulo de adquisición de datos



Esquema 1. Configuración del sistema funcional de la celda de desplazamiento.

1.1.1. Módulo de inyección y desplazamiento

El módulo de inyección y desplazamiento es el más grande y complejo de la celda de desplazamiento. Consta de la bomba de inyección (HPLC P40 Knauer), los dos acumuladores de acero inoxidable junto con sus filtros y el portamuestras de acero inoxidable.

En una prueba de desplazamiento, uno de los objetivos es cuantificar la recuperación de fluidos en una muestra saturada por algún fluido de trabajo (llámese aceite crudo, salmueras o aceite mineral) mediante la inyección de agua o salmuera. Lo que se pretende

con la inyección de otro fluido es que, por diferencia de densidades, el que se inyecta desplace al fluido por el cual está saturada la muestra. Cabe resaltar que no únicamente se pueden hacer pruebas con fluidos inmiscibles, también hay pruebas de desplazamientos hechos con fluidos miscibles los cuales se mezclan en la muestra al ser inyectado uno en presencia del otro.

En el Esquema 1 se muestra la configuración completa del sistema de inyección y desplazamiento de la celda. En él se puede observar que el proceso de inyección de fluidos se realiza a través de dos acumuladores que llevan un pistón flotante en su interior. Siguiendo las líneas de flujo en color azul (representando el paso exclusivo de agua destilada) mostradas en el Esquema 1, la bomba tipo HPLC P40 Knauer toma agua destilada del contenedor y la hace fluir a través de las líneas de flujo hasta llegar a los acumuladores. Continuando, arbitrariamente, con la línea de flujo del acumulador A; la bomba tiene que vencer la presión generada por la columna del fluido contenido en el acumulador, por ello esta comienza a presurizarse hasta alcanzar una presión con la que puede mover el pistón y de esta forma desplazar el fluido de trabajo a través de las líneas de flujo. En su recorrido hacia la muestra contenida en el portamuestras pasa por un filtro con el fin de retener partículas no deseadas que pudieran estar presentes en el fluido de trabajo. Previo a comenzar la inyección de fluidos, para cualquier prueba de desplazamiento que se lleve a cabo, se determina el o los gastos a emplear en función de las características petrofísicas de la muestra y de las características físicas de los fluidos a inyectar.

El desplazamiento de los fluidos que se encuentran en la muestra, previamente saturada, ocurre en el portamuestras. Cuando se trabaja con aceites crudos estos pueden ser muy pesados y viscosos, lo cual dificulta el paso por la muestra (situación determinada por su permeabilidad) causando que el sistema completo de desplazamiento no pueda funcionar debido a que se exceden sus límites máximos de operatividad al presentarse presiones sumamente elevadas. En cuyo caso, el experimento requiere de colocar mantillas de calentamiento a los acumuladores con el objetivo de calentar el crudo y disminuir su viscosidad, haciendo que este se desplace con mayor facilidad por las líneas de flujo y se mueva a través de la muestra con un esfuerzo menor. Además, resulta necesario colocar una mantilla de calentamiento al portamuestras para seguir conservando la temperatura con la que el crudo sale de los acumuladores y llega a la muestra. Estos accesorios adicionales solo son utilizados para crudos altamente viscosos, por lo que no resulta ser necesario que las mantillas se ocupen para trabajar con otros fluidos de trabajo. Es importante recordar que la bomba de inyección hace fluir agua destilada a un gasto constante manteniendo cierta presión de entrada en el cabezal superior del portamuestras; esta presión representa la presión total del sistema, el cual está en constante aumento, proporcional al gasto inyectado. Además, también se involucra el sistema que hace funcionar al módulo de confinamiento, cuyo objetivo es imitar la presión de sobrecarga a la cual se encuentra confinada la muestra en condiciones reales. En conjunto, el funcionamiento simultáneo de todos estos sistemas

hace posible el desplazamiento de un fluido de trabajo, en un entorno confinado a una presión determinada, a través de un medio poroso (muestra de núcleo) mediante la inyección de agua. Para la cuantificación de fluidos en el efluente, se utilizan probetas graduadas de entre 5 y 10 [mL] las cuales se rotan por probetas vacías según la necesidad de la prueba que se lleve a cabo; sin embargo, se pueden llegar a usar probetas de 25 [mL] si la prueba así lo requiere. Dependiendo de las características petrofísicas de la muestra y las características físicas de los fluidos de trabajo se determinan la presión de confinamiento y los gastos de inyección, así como el uso o no, de mantillas térmicas. Según la permeabilidad proporcionada por el proveedor de la muestra, y la viscosidad del fluido de trabajo con que se realiza el desplazamiento, se determina la presión a la que se confinará la muestra, el gasto de inyección y el intervalo de tiempo para la obtención de presión. Cuando se usa la inyección de fluidos para medir porosidad efectiva no es necesario llevar un control estricto de la presión del sistema, ni una cuantificación minuciosa del fluido de salida; basta con solo contabilizar los volúmenes porosos (con referencia a las muestras) que se desean obtener de cada desplazamiento.

En cualquier prueba de inyección de fluidos importante cuidar que la diferencia de presión entre la bomba de inyección y la presión de confinamiento sea de por lo menos 500 [psi], esta última (confinamiento) debe ser mayor que la primera (inyección). Si el sistema de inyección se presuriza cerca de las 500 [psi] de diferencia con la presión de confinamiento, hay que re-presionar el sistema de confinamiento por lo menos 500 [psi].

1.1.2. Mecanismo de confinamiento o de presión de sobrecarga

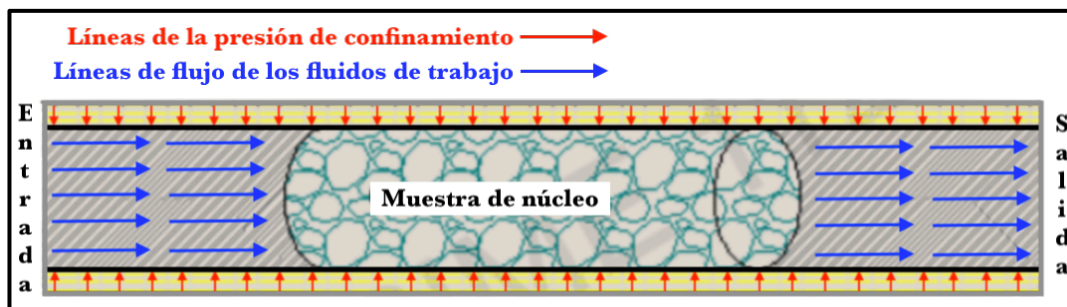
El módulo de confinamiento es un sistema que se compone, básicamente, de la bomba hidráulica tipo maneral, el manómetro análogo y el portamuestras junto con la manga de hule.

A condiciones reales y normales, el espacio poroso de una roca y los fluidos presentes en ésta se encuentran sometidos a una presión conocida como presión de sobrecarga, la cual es ejercida por el peso de los estratos de roca que se encuentran por encima de los intervalos productores de interés, lo que da a lugar a que las rocas en cuestión disminuyan su porosidad y vayan expulsando los fluidos que contienen; sin embargo, los fluidos no siempre pueden escapar de los poros. Por lo anterior, es importante considerar estas condiciones para la realización de pruebas de desplazamiento aplicadas a la recuperación de aceite por inyección de agua.

El objetivo de este módulo (por lo que también se le puede llamar como módulo de presión de sobrecarga) consiste en confinar una muestra de roca a la presión de sobrecarga requerida para una prueba de desplazamiento. Dicho de otro modo, lo que se busca es lograr simular las condiciones reales de presión a las que se encuentran sometidas las rocas de los

yacimientos y los fluidos contenidos en ellas. Para alcanzar esta presión a escala de laboratorio se utiliza la bomba de confinamiento tipo hidráulica, la cual inyecta aceite hidráulico al portamuestras para re-presionar la muestra de roca. En el Esquema 2 se puede observar el trayecto recorrido por el aceite hidráulico para poder llegar al portamuestras y de esta manera lograr confinarlo; las líneas de flujo en color amarillo representan el pequeño sistema de funcionamiento del módulo de confinamiento y el flujo exclusivo del aceite hidráulico.

Para las pruebas de desplazamiento es importante mantener “limpia” la muestra. Para ello entra en juego la manga de hule que sirve como un aislante del exterior pues es una barrera que impide el paso del aceite hidráulico que ejerce la presión de sobrecarga hacia la muestra hacia la muestra y de esta manera evitar que sea contaminada por algún fluido indeseado, siendo una representación abstracta de una roca sello que cierra el paso libre de los fluidos. De esta forma se asegura un flujo de trabajo en forma longitudinal y paralelo a las paredes del portamuestras que obliga a los fluidos a desplazarse en una dirección de salida única, esto es, por el recolector de fluidos (Esquema 2).



Esquema 2. Interacción que ocurre en el confinamiento de una muestra.

1.1.3. Mecanismo de contrapresión o presión de poro (a futuro)

El módulo de contrapresión requiere de una bomba similar a la bomba de inyección tipo HPLC P40 Knauer, que sea capaz de trabajar a presión y flujo constante, un manómetro digital que mida con precisión la presión hasta 5,000 [psi] y un kit de conexiones para poner en línea a la bomba y al manómetro en la celda de desplazamiento y con ellos poder conocer el estado en el que la celda se encuentra.

Además de la presión que los estratos de roca ejercen sobre los intervalos productores de interés, también existe una presión conocida como presión de poro la cual es ejercida por los fluidos presentes en la roca de los yacimientos petroleros. La generación de contrapresión en la muestra tiene por objetivo simular la presión de poro que existe a condiciones de yacimiento. Tal presión ayuda a saturar la muestra de fluido. La contrapresión dentro del portamuestras impide que un fluido pueda pasar libremente a través de la roca. Para que se

presente el desplazamiento de fluidos, esta contrapresión debe ser vencida por la presión ejercida de los fluidos inyectados. Una vez alcanzada una presión óptima que permita el paso de los fluidos estos pueden atravesar longitudinalmente la muestra hasta salir por la línea de salida de la celda de desplazamiento y ser recolectados.

1.1.4. Módulo de verificación de estado general

Las principales variables físicas que se deben tener en cuenta en un experimento de desplazamiento son la temperatura, la presión y el flujo de inyección de fluido. Este primer parámetro puede ser no esencial ya que en la mayoría de las pruebas realizadas en este trabajo fueron pruebas realizadas a temperatura ambiente.

El módulo consta de dos manómetros: uno digital y otro análogo. Estos están colocados a lo largo del sistema (ver Esquema 1 e Imagen 1). La función del manómetro digital es medir y monitorear la presión de entrada al portamuestras, la cual es un indicador del estado general del sistema (que tan presurizado esta); mientras que la función del manómetro análogo es medir y monitorear la presión de entrada al sistema de confinamiento del portamuestras.

1.1.5. Módulo de adquisición de datos

La toma de datos es un proceso específico para la cuantificación de fluidos de trabajo a la salida del portamuestras en un proceso de desplazamiento de fluidos. Según la finalidad de la prueba de desplazamiento será la forma en la que los datos se adquieran. En una prueba de desplazamiento para saturar una muestra con un fluido a una determinada presión de confinamiento, lo importante es asegurar que la muestra está saturada a su máxima capacidad, es decir, al 100% por lo tanto, es necesario fluir por lo menos de entre 2 a 3 volúmenes porosos de líquido a la muestra de núcleo. Conociendo los parámetros físicos básicos de la muestra (peso y volumen total), se obtiene el volumen poroso presente en ella. Se utilizan probetas de 10 [mL] para contabilizar los volúmenes porosos requeridos.

Otro de los propósitos de realizar pruebas de desplazamiento es caracterizar muestras de núcleo para conocer la interacción roca–fluido presente en el medio y poder simular su comportamiento. La interacción roca–fluido proporciona datos importantes como la saturación residual de agua y la saturación residual de aceite en la muestra, así como la relación de las curvas de permeabilidad relativa de la roca hacia el aceite y el agua. En este tipo de pruebas se necesita alta precisión en la obtención de los datos. Además de requerir la cuantificación de fluidos de trabajo a la salida del portamuestras, se requiere conocer la presión a la que se encuentra el sistema. Dependiendo de los fluidos con los que se trabaje, la toma de presión se puede realizar de entre cada 1 a 3 minutos, esta presión se registra. Se espera que los fluidos de trabajo salgan con el mismo caudal que el inyectado; a menos de

que existan fugas, un mal ensamble o presión máxima de bomba alcanzada. Por lo tanto, es importante monitorear la salida de los fluidos.

1.2. Medición de la porosidad efectiva

Como se mencionó en esta sección, existen diferentes técnicas para cuantificar las propiedades físicas de las rocas. La saturación al vacío es parte de una técnica invasiva no destructiva de inmersión, la cual puede ayudar a medir el volumen efectivo de poros interconectados en una muestra rocosa mediante un balance de conservación de masa. Esta técnica consiste en sumergir la muestra en un fluido determinado (p. ej. agua, salmuera o aceite), contenido en un recipiente. La muestra sumergida ingresa a una campana de vacío por un tiempo determinado con la finalidad de que el fluido penetre por los poros de la roca con mayor facilidad gracias al vacío generado. El LIRFF cuenta con el equipo necesario para realizar una inmersión de saturación al vacío. A continuación, se describen las partes de este equipo (Ver Imagen 5) y su funcionamiento:

(1) Bomba de vacío. Es una bomba de vacío de 2 etapas modelo ET 1148, con una potencia de 1/3 [HP] y un voltaje de 110[v]/60[Hz], capaz de desplazar hasta 4 pies cúbicos por minuto (CFM) de aire libre y generar un vacío máximo de 3×10^{-1} [Pa]. La bomba cuenta con una manguera conectada a ella, la cual está adaptada con una válvula de aislamiento para regular el vacío que se genera en la campana.

(2) Campana de vacío. Es una campana de vidrio hermética de dos piezas que permite la extracción de gas (aire) para mantener el vacío. Al ser de dos piezas (tapa y base) es necesario utilizar grasa para asegurar el vacío y evitar fugas.



Imagen 5. Sistema de generación de vacío para la saturación de una muestra.

La porosidad efectiva de una roca puede medirse a través de la saturación de la muestra mediante esta técnica y por inyección de fluidos. Por lo general esta propiedad se presenta como porcentaje [%], lo cual indica el porcentaje de volumen poroso interconectado ocupado por cierto fluido del total de la roca. Sin embargo, también puede presentarse en unidades de volumen, lo que resulta útil para el desarrollo del simulador numérico. La relación matemática para obtener la porosidad efectiva se obtiene a partir de la ecuación A.1 del anexo de propiedades básicas. Para obtener el volumen poroso ocupado por el fluido y el volumen de la roca, se utilizan las siguientes expresiones matemáticas:

$$V_{p,e} = \frac{m_{sat} - m_{sec}}{\rho} \text{ [cm}^3\text{]} \quad (1.1)$$

donde: $V_{p,e}$ = volumen poroso interconectado u ocupado por el fluido [cm³]
 m_{sat} = masa de la muestra saturada [g]
 m_{sec} = masa de la muestra seca (previo a saturar) [g]
 ρ = densidad del fluido de trabajo $\left[\frac{g}{cm^3}\right]$

$$V_t = A * L \text{ [cm}^3\text{]} \quad (1.2)$$

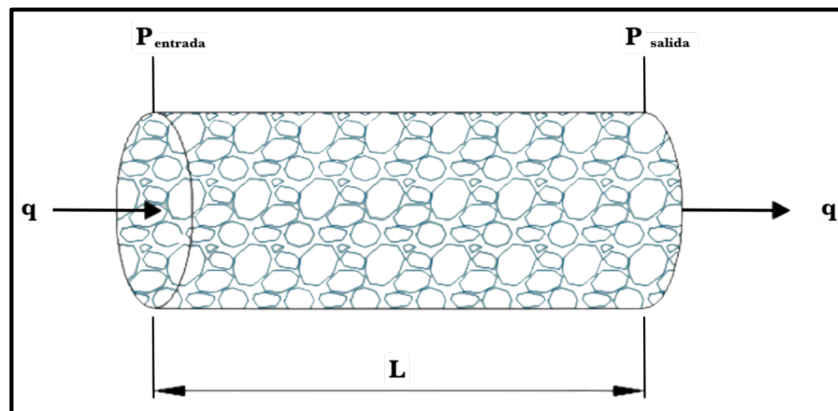
donde: V_t = volumen total de la roca [cm³]
 A = área de la base de la muestra [cm²]
 L = longitud de la muestra [cm]

1.3. Medición de la permeabilidad absoluta

La técnica de medición de permeabilidad absoluta se basa en el concepto de flujo de fluidos en medios porosos descrito en la Ley de Darcy (1856), y para ello se necesita tener un control preciso del historial de presión a lo largo de las pruebas, contrario a las pruebas para la porosidad efectiva. En esta sección se describe, a grandes rasgos, la Ley de Darcy y la forma en que se aplica a la medición de la permeabilidad absoluta, los ajustes que se realizan y las convenciones que se adoptan para la realización de pruebas de desplazamiento mediante la celda de desplazamiento con la que cuenta el LIRFFF. Enseguida de esto se describe la forma en que los datos de la prueba se adquieren y analizan para medir la permeabilidad de algunas muestras de núcleo con diferentes fluidos.

1.3.1. Ley de Darcy

El concepto matemático para el cálculo de la permeabilidad absoluta proviene de la Ley de Darcy y fue establecida por Henry Darcy en 1856 a partir de un experimento relativamente sencillo, cuya investigación consistía en conocer cuán grande tenía que ser un empaque de arena, a manera de filtro, para satisfacer los requerimientos de agua de la ciudad de Dijón en Francia (White, 2004). El experimento consistía en hacer fluir agua a través de un recipiente que contenía arena empacada en su interior. Este recipiente se saturaba completamente del fluido que ingresaba por un lado del empaque y se drenaba por otro. Durante el análisis de este experimento Darcy descubrió que había ciertas relaciones entre algunas características del fluido y el empaque, es decir, el medio poroso. Un empaquetamiento de arenas puede ser representado por una muestra de roca como la del Esquema 3. A medida que el fluido avanza por el medio poroso, la presión hidrostática varía; en los puntos más cercanos a la fuente, P_{entrada} , será mayor, mientras que la presión en los puntos más cercanos al drenaje, P_{salida} , será menor, apareciendo así un gradiente de presión. Por otra parte, el medio poroso presenta una característica muy particular que se conoce como conductividad hidráulica, denominada como k (Dake, 1978).



Esquema 3. Líneas de flujo de los fluidos de trabajo, la presión de entrada y salida de estos, en una muestra de longitud L (Tiab & Donaldson, 2015).

Con este experimento, Darcy demostró la relación que describe la interacción del flujo de un fluido a través de un medio poroso, deduciendo que la velocidad aparente de un fluido fluyendo a través de un medio poroso es directamente proporcional a un gradiente de presión y a la permeabilidad del medio, e inversamente proporcional a la viscosidad (Darcy, 1856), del fluido de trabajo (Tiab & Donaldson, 2015):

$$v = -\frac{k dp}{\mu dL} \quad (1.3)$$

donde: $v =$ velocidad promedio del fluido $\left[\frac{\text{cm}}{\text{seg}}\right]$
 $k =$ permeabilidad del medio de la muestra [mD]
 $\mu =$ viscosidad del fluido de trabajo [cP]
 $\frac{dp}{dL} =$ gradiente de presión en dirección al flujo $\left[\frac{\text{psi}}{\text{cm}}\right]$

Para resolver la ecuación anterior se determina el valor de la velocidad promedio del fluido. Sin embargo, hay que recurrir a otras variables físicas; el gasto y el área de la muestra. La velocidad promedio de un fluido se determina como el cociente entre el caudal y el área de la sección transversal de la muestra, que atraviesa el fluido. Teniendo presente que el caudal se define como el volumen de fluido que circula a través de una determinada sección transversal a la dirección del flujo, por unidad de tiempo (Tiab & Donaldson, 2015), se tiene:

$$v = \frac{q}{A} \quad (1.4)$$

donde: $v =$ velocidad promedio del fluido $\left[\frac{\text{cm}}{\text{seg}}\right]$
 $q =$ gasto (caudal) de inyección $\left[\frac{\text{cm}^3}{\text{seg}}\right]$
 $A =$ área de la muestra $[\text{cm}^2]$

sustituyendo la velocidad promedio de la ecuación 1.4 en la ecuación 1.3, se obtiene la ecuación de Darcy expresada en forma diferencial como:

$$\frac{q}{A} = -\frac{k}{\mu} \frac{dp}{dL} \quad (1.5)$$

Hay que destacar que el signo negativo en la ecuación se debe a que la longitud, L , es medida en la dirección del flujo y la presión, p , decrece cuando la longitud aumenta. Entonces la permeabilidad absoluta se puede expresar como:

$$q = -\frac{A k}{\mu} \frac{dp}{dL} \quad (1.6)$$

se integran los diferenciales, por variables separadas, dL de 0 a L y dp de la presión de entrada (p_1) a la presión de salida (p_2):

$$q \int_0^L dL = -\frac{A k}{\mu} \int_{p_1}^{p_2} dp \quad (1.7)$$

$$q(L) = \frac{A k}{\mu} (p_1 - p_2) \quad (1.8)$$

finalmente, despejando la permeabilidad absoluta, resulta en:

$$k = \frac{q \mu L}{A \Delta p} \quad (1.9)$$

con: $\Delta p = p_1 - p_2$

donde: k = permeabilidad absoluta [mD]
 q = gasto de inyección $\left[\frac{\text{cm}^3}{\text{seg}}\right]$
 μ = viscosidad del fluido de trabajo [cP]
 L = longitud de la muestra [cm]
 A = área de la muestra [cm²]
 p_1 = presión entrada [psi]
 p_2 = presión salida [psi]

1.3.2. Implementación de la ecuación de Darcy en la medición de la permeabilidad absoluta

Para la implementación de la ecuación a nivel experimental se pueden utilizar los datos que arrojan las pruebas de desplazamiento en muestras de núcleo. Para ello, la ley de Darcy exige que la muestra este saturada al 100% y que exista una tasa de flujo tal que permita condiciones de flujo estables, las cuales se detectan una vez que el flujo y la diferencia de presión (Δp) se mantienen constantes en el tiempo. Con base a los valores de caudal, caída de presión, presión de confinamiento y temperatura se determinará la permeabilidad. La delta de presión se obtendrá con la diferencia de la presión de entrada menos la presión de salida, tal como se muestra en el Esquema 3. Sin embargo, el equipo de desplazamiento únicamente puede registrar datos de entrada de presión al portamuestras, los cuales indican el estado de presurización del sistema de inyección y desplazamiento. Por tanto, la delta de presión que se busca se determina con base a la última medición tomada cuando la curva de presión se estabiliza. Esta curva se genera con los datos del historial de presión de la celda de desplazamiento. Además de determinar la presión de confinamiento a la cual se someterá la muestra, la permeabilidad y la viscosidad del fluido de trabajo determinan el intervalo de tiempo sobre el cual se estarán tomando los datos de presión del sistema de inyección y desplazamiento (a través del manómetro de entrada digital). Durante este intervalo de tiempo definido (cada 1 minuto o cada 5 minutos) se llena una tabla donde se registran el tiempo y la presión, a la que se encuentra el sistema. Sin embargo, en cierto momento deja

de haber grandes diferencias entre los datos de presión, cuando esto ocurre la curva se aplana ligeramente y se puede decir que se estabiliza.

1.4. Determinación de la permeabilidad relativa por el método Johnson-Bossler-Naumann (JBN)

La determinación de la permeabilidad relativa es de gran ayuda para la caracterización de las propiedades de flujo de los fluidos presentes en un medio poroso que contiene hidrocarburos. Conocer estas propiedades permite el desarrollo de un campo petrolero tanto en etapas de producción como en procesos de recuperación secundaria, específicamente en su aplicación para la recuperación de aceite por inyección de agua. La permeabilidad relativa está en función de las propiedades físicas y químicas de la roca; expresa una relación entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta, propiedades que se pueden medir en una prueba de desplazamiento, por lo que es sensible a la mojabilidad de la roca. Las expresiones matemáticas que describen esta relación (Ecuaciones A.5, A.6 y A.7 del Anexo 1) exigen, en primera instancia, la medición de la porosidad absoluta del medio y enseguida conocer las permeabilidades efectivas al agua y al aceite, que son los fluidos con los que se esencialmente se trabaja en este escrito. La permeabilidad efectiva es la capacidad de flujo preferencial de un fluido particular cuando existe más de un fluido en el medio poroso, por lo que la medición de la permeabilidad efectiva, y por ende la determinación de la permeabilidad relativa, están en función de las saturaciones residuales de los fluidos distribuidos en la muestra, lo cual está directamente relacionado con la mojabilidad de la roca. En una prueba de desplazamiento se puede medir la permeabilidad absoluta saturando una muestra de roca al 100% de un fluido. Al inyectar otro fluido se puede medir la permeabilidad efectiva del medio a ese fluido inyectado y la saturación residual del mismo en la roca. Además, al inyectar el fluido con el que se saturó la muestra inicialmente, se puede medir la permeabilidad efectiva del medio a este fluido y su saturación residual en la roca.

El estudio de la permeabilidad relativa se enfoca en el análisis de la interacción de dos fluidos dentro de un medio poroso. El método Johnson-Bossler-Naumann (JBN) es desarrollado por Johnson, y colaboradores, a partir del trabajo de Welge (1952), quién desarrolló un método para calcular la relación de las permeabilidades relativas en función de la saturación de la fase mojante para el desplazamiento en estado inestable del aceite de las rocas utilizando gas o agua como fase de desplazamiento, retomando así la teoría propuesta por Buckley y Leverett, quienes proponían una forma de interpretar el mecanismo por el cual un fluido presente en un medio poroso es desplazado por otro que es inyectado en él. La aportación de Johnson, y colaboradores, fue el cálculo de las permeabilidades relativas individuales para los desplazamientos en estado estacionario (Tiab & Donaldson 2015). Este método supone que el núcleo, en el que se realizan las pruebas de

desplazamiento, es homogéneo y que la presión capilar y la gravedad pueden despreciarse. Los procedimientos, que se describen más adelante, para la determinación de las permeabilidades relativas y la aplicación del método JBN, se basan en lo descrito en el texto de Djebbar Tiab y Erle C. Donaldson (2015), mientras que las fórmulas que se utilizan para la generación de las curvas de permeabilidad son tomadas con base a lo presentado por Johnson, Bossler y Naumann (1959).

La aplicación del método JBN requiere de conocer los volúmenes de los fluidos producidos para la determinación de las saturaciones residuales del medio y la caída de presión a lo largo de la prueba para determinar la permeabilidad absoluta y efectiva de la roca a los fluidos. Por lo que el cálculo de los volúmenes porosos de agua inyectada desplazante se describe matemáticamente como:

$$Q_{wi} = \frac{V_{t_acum}}{V_p} \quad (1.10)$$

donde: Q_{wi} = volúmenes porosos de agua desplazante inyectada
 V_{t_acum} = volumen total acumulado, [cm³]
 V_p = volumen poroso, [cm³]

Se define al flujo fraccional de un fluido como la cantidad, de este fluido, producido con respecto a la cantidad que se está inyectando. Teniendo en cuenta que durante la prueba de desplazamiento la forma de cuantificar la cantidad de fluido que se produce y se inyecta, a lo largo del tiempo que dura la prueba, es mediante gastos, matemáticamente se expresa como:

$$f_{wL} = \frac{q_w}{q_o + q_w} \frac{\Delta t}{\Delta t} \quad (1.11)$$

donde: q_w = gasto de agua
 q_o = gasto de aceite
 Δt = cambio del tiempo

recordando que el gasto, q , conceptualmente es el volumen, V , del fluido que fluye por un medio y el tiempo, t , que tarda en fluir tenemos que:

$$q = \frac{V}{t} \quad (1.12)$$

despejando al volumen:

$$V = q t \quad (1.13)$$

reescribiendo la fórmula 1.11 en términos de volumen, por lo que finalmente podemos conocer una expresión matemática para determinar el flujo fraccional del agua y del aceite con los datos obtenidos de las pruebas de desplazamiento:

$$f_{wL} = \frac{V_w}{V_o + V_w} \quad (1.14)$$

donde: f_{wL} = flujo fraccional del agua a la salida o en “L”
 V_w = volumen de agua, [cm³]
 V_o = volumen de aceite, [cm³]

$$f_{oL} = \frac{V_o}{V_o + V_w} \quad (1.15)$$

donde: f_{oL} = flujo fraccional del aceite a la salida o en “L”
 V_w = volumen de agua, [cm³]
 V_o = volumen de aceite, [cm³]

Al inyectar un fluido en un medio poroso se presenta una interacción entre dos fases: la fase desplazada, que es aquel fluido que ya se encontraba saturando al medio, y la fase desplazante, que es el fluido inyectado, el cual desplaza al fluido que ocupa el medio poroso. A medida que el fluido inyectado penetra e inunda varias zonas, expulsando así a la fase desplazada, las saturaciones del medio poroso cambian. En general, la saturación de la fase desplazada disminuye mientras que la saturación de la fase desplazante aumenta. Por lo anterior, se deduce que la saturación cambia con el tiempo al mantener la inyección constante, pero la saturación a la entrada es distinta y a la saturación de salida, ya que las zonas cercanas al extremo de salida son las últimas en ser invadidas. Asumiendo que el agua es la fase desplazante, la saturación de agua promedio en el medio es:

$$\bar{S}_w = S_{wr} + \frac{V_{o_despl}}{V_p} \quad (1.16)$$

donde: \bar{S}_w = saturación promedio de la fase desplazante (agua), [adim]
 S_{wr} = saturación de agua residual, [adim]
 V_{o_despl} = volumen de aceite desplazado, [cm³]
 V_p = volumen poroso, [cm³]

para la saturación a la salida de la roca, es decir la aproximación de Welge (1952):

$$S_{wL} = \bar{S}_w - Q_{wi}f_{oL} \quad (1.17)$$

donde: S_{wL} = saturación de la fase desplazante a la salida de la muestra
 \bar{S}_w = saturación promedio de la fase desplazante, [adim]
 V_{o_despl} = volumen de aceite desplazado, [cm³]
 Q_{wi} = volúmenes porosos de agua desplazante inyectada
 f_{oL} = flujo fraccional del aceite a la salida o en “L”

La inyectividad relativa, I_r , se describe en términos de la capacidad de admisión de un medio. Desde un punto de vista físico, la inyectividad relativa puede definirse como la relación entre la capacidad de admisión en cualquier inyección y la capacidad de admisión del sistema al inicio de la inyección (momento en el que prácticamente sólo fluye aceite por el sistema). Esta última definición permite determinar la función de inyectividad relativa para un tipo determinado de roca de yacimiento a partir de las mediciones de caudal y caída de presión tomadas una prueba desplazamiento:

$$I_r = \frac{\left(\frac{q}{\Delta P}\right)}{\left(\frac{q}{\Delta P}\right)_i} \quad (1.18)$$

donde: I_r = inyectividad relativa
 q = caudal de inyección $\left[\frac{\text{cm}^3}{\text{seg}}\right]$
 ΔP = cambio de presión obtenido de la presurización del sistema [psi]
 $\left(\frac{q}{\Delta P}\right)$ = capacidad de consumo en cualquier desplazamiento dado o etapa de inyección
 $\left(\frac{q}{\Delta P}\right)_i$ = capacidad de consumo al iniciar la inyección en el momento que el agua esta inmóvil y sólo fluye aceite a través del sistema,

Las siguientes ecuaciones están diseñadas para obtener la curva permeabilidad relativa, al aceite y al agua, en cualquier instante del desplazamiento. Por ello es importante tener un control en tiempo de los parámetros que requieren estos cálculos. La ecuación está dada por:

$$k_{roL} = f_{oL} \frac{d\left[\frac{1}{Q_{wi}}\right]}{d\left[\frac{1}{Q_{wi} I_r}\right]} \quad (1.19)$$

donde: k_{roL} = permeabilidad relativa del aceite a la salida “L”
 f_{oL} = flujo fraccional del aceite a la salida “L”

I_r = inyectividad relativa

Q_{wi} = volúmenes porosos de agua desplazante inyectada

La permeabilidad relativa al agua está dada por:

$$k_{rwl} = k_{roL} \frac{\mu_w (1 - f_{oL})}{\mu_o f_{oL}} \quad (1.20)$$

Para efectos prácticos en la determinación de las curvas de permeabilidad y su gráfica, se define la siguiente relación de cocientes:

$$\frac{k_{rwl}}{k_{roL}} = \frac{\mu_w (1 - f_{oL})}{\mu_o f_{oL}} \quad (1.21)$$

considerando que: $(1 - f_{oL}) = f_{wL}$

se tiene que:

$$\frac{k_{rwl}}{k_{roL}} = \frac{\mu_w f_{wL}}{\mu_o f_{oL}} \quad (1.22)$$

donde: k_{rwl} = permeabilidad relativa del agua a la salida "L"

k_{roL} = permeabilidad relativa del aceite a la salida "L"

μ_w = viscosidad del agua

μ_o = viscosidad del aceite

f_{oL} = flujo fraccional del aceite a la salida "L"

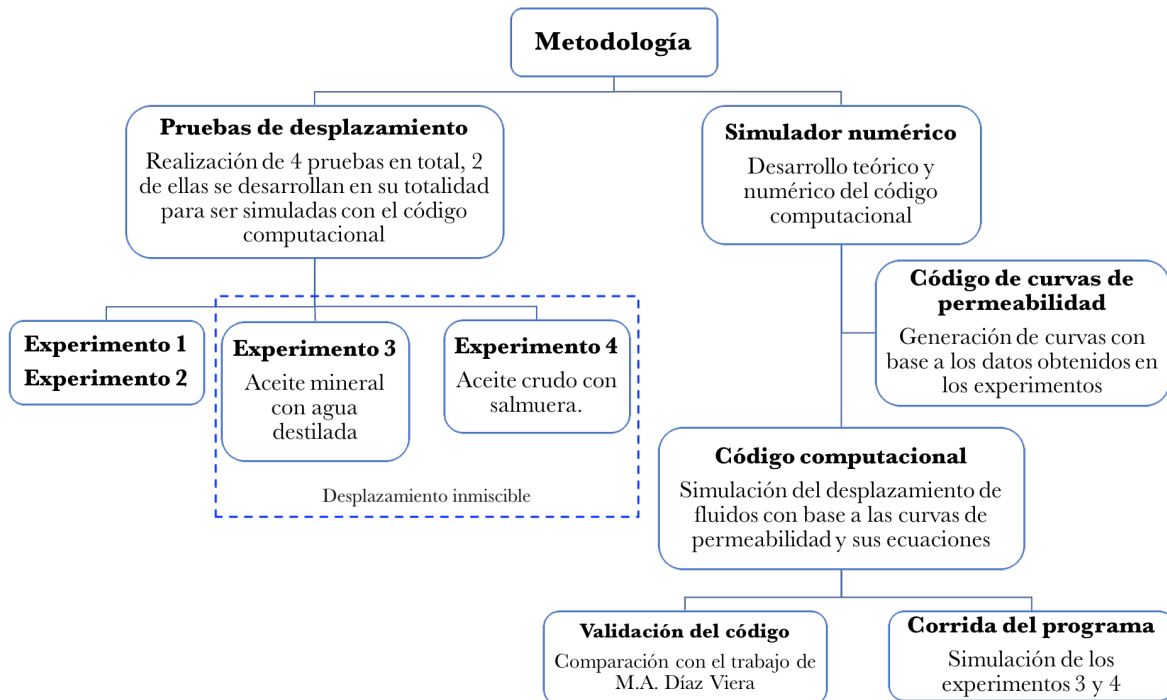
f_{wL} = flujo fraccional del agua a la salida "L"

Para la obtención de los datos necesarios para resolver las ecuaciones y determinar las curvas de permeabilidad relativa a los fluidos presentes en la muestra de núcleo (el medio poroso) se realiza una prueba de desplazamiento.

Capítulo 2

Metodología.

La metodología de este trabajo se divide en dos: una sección experimental, en donde se desarrollan dos de las cuatro pruebas de desplazamiento realizadas en este trabajo, y una sección teórica, en donde se detalla el desarrollo teórico y numérico necesario para generar el código computacional correspondiente al simulador numérico (ver Esquema 4).



Esquema 4. Descripción gráfica de la metodología

El experimento 1 fue una prueba de desplazamiento monofásica que se realizó con la finalidad de determinar la porosidad efectiva y la permeabilidad absoluta de una muestra de Berea mediante la inyección de agua destilada. El experimento 2 fue una prueba de desplazamiento miscible trifásica que se realizó con la finalidad de determinar la porosidad efectiva de una muestra de Berea mediante la inyección de tres fluidos. La permeabilidad absoluta se midió con la inyección de una salmuera de bromuro de sodio (NaBr) a 36% p/p, mientras que con la inyección de una salmuera de cloruro de sodio (NaCl) a 3% p/p se midió la permeabilidad efectiva a condiciones de saturación residual de NaBr. Por último, mediante la inyección de un fluido, mezcla de glicerina con la salmuera de NaBr (a una proporción de 1:1) se midió la permeabilidad efectiva a condiciones de saturación residual de NaCl y NaBr. En esta sección se desarrolla a detalle la metodología de los experimentos

3 y 4, debido a que los resultados obtenidos de cada uno de ellos son útiles para alimentar al código computacional del simulador numérico. El simulador, que forma parte de la segunda parte de la metodología, requiere de la generación de curvas de permeabilidad las cuales son vitales en el desarrollo numérico de este. Por ello es por lo que, en un código exclusivo para la generación de estas curvas, se recopila la información de presión y cuantificación de fluidos producidos. Con estos datos es posible validar el código computacional y simular las pruebas de desplazamiento de los experimentos 3 y 4.

2.1. Preparación de la muestra

Previo a realizar cualquier operación de desplazamiento, la muestra de roca a utilizar debe ser preparada para tal fin. Esta metodología es para la limpieza y preparación de muestras de cualquier tipo de roca que se pretenda utilizar para pruebas de desplazamiento, ya sea que provenga de un afloramiento o de algún otro lado (p. ej. si la muestra proviene de un pozo). Las muestras de roca deben cumplir con las dimensiones específicas de la manga de hule de la celda de desplazamiento, es decir que deben contar con un diámetro de entre 1–1.5 [in] y una longitud de menos de 3 [in]. Para la preparación y limpieza de las muestras se sigue el siguiente procedimiento:

1. Con una sierra, con flujo de agua constante, se recortan las muestras tipo tapón a una longitud de entre 2.5 a 3 [in]. En este caso se adaptó un extractor de polvo en las cercanías de la sierra para succionar los residuos de polvo generados.
2. Cepillar la muestra con un cepillo de cerdas gruesas e inspeccionar la muestra recortada en busca de imperfecciones como desniveles o protuberancias en las superficies de la base y cima del núcleo. En caso de observar irregularidades, usar una lija de grano grueso o fino (de entre 80 a 180 granos) hasta corregir las imperfecciones y volver a cepillar.
3. Limpiar la muestra sumergiéndola en tolueno durante 48 horas y en isopropanol durante 72 horas. Concluido el tiempo, colocar la muestra dentro de un horno a 60 [°C] para evaporar todo el tolueno e isopropanol presente. Después de 48 horas de haber introducido la muestra en el horno, ésta ha quedado completamente seca y lista para su uso en la celda de desplazamiento.

2.2. Medición experimental de la porosidad efectiva

Generalmente, esta prueba se lleva a cabo con un núcleo saturado completamente por agua, salmuera o aceite. Para saturar el volumen poroso interconectado de las muestras

usadas en este trabajo se utilizó, primero, una campana adaptada a una bomba de vacío (Imagen 5) y se introdujo la muestra en un vaso de precipitados con agua por 3 días dentro de la campana, posteriormente se montó la muestra en la celda de desplazamiento y se inyectó agua a un gasto de 1 [mL/min].

A continuación, se muestran una serie de pasos que explican el procedimiento general de la saturación de un núcleo estándar por saturación al vacío e inyección de fluidos (prueba de desplazamiento).

1. Posterior a la preparación de la muestra, se deben obtener las dimensiones exactas de la muestra. Para ello, con ayuda de un vernier, obtenemos el diámetro y longitud de la muestra.

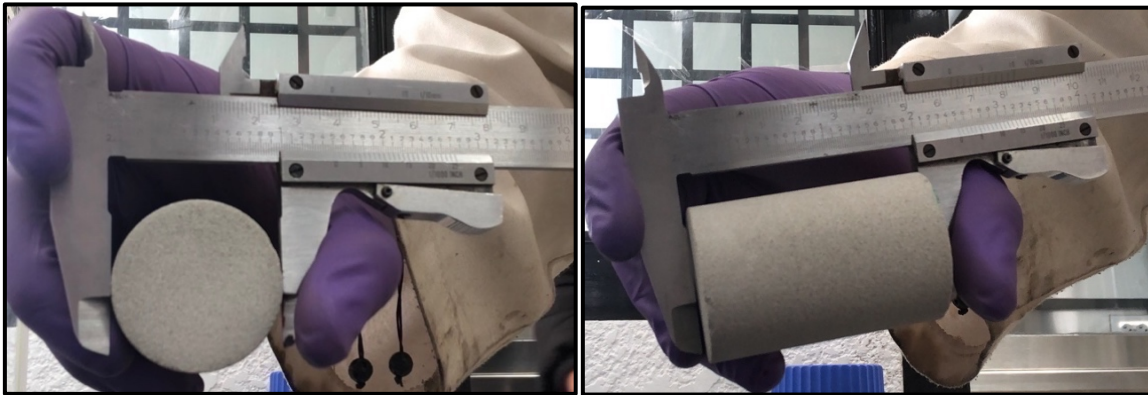


Imagen 6. Medición del diámetro (izquierda) y de la longitud (derecha).

2. En seguida, en una balanza de precisión, obtener el peso en seco de la muestra, m_{sec} .
3. Se sumerge la muestra de roca en agua destilada (este fluido puede variar según lo requiera la prueba de desplazamiento que se lleve a cabo) dentro de un vaso de precipitados (ver Imagen 7), se introduce el vaso en la campana de vidrio y se conecta a la bomba de vacío (ver Imagen 5)
4. Después de transcurridos los 3 días, sacar la muestra del agua destilada y pesarla inmediatamente. Registrar la masa de la muestra ya saturada y obtener la porosidad absoluta experimental siguiendo la expresión matemática A.1 y las que derivan de esta (ecuación 1.1 y 1.2).
5. Se coloca la muestra dentro de la manga de hule.
6. Ingresar la manga en el portamuestras (Imagen 8) y verificar que se encuentre a tope del cabezal superior ranurado. Verificar lo mismo con la muestra.

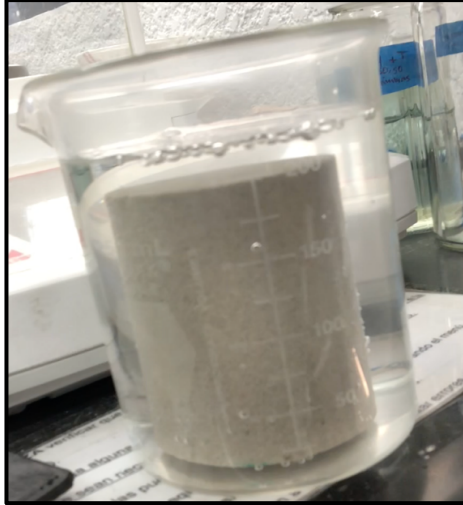


Imagen 7. Muestra sumergida en agua destilada

7. Cerrar la celda de desplazamiento con la tapa inferior y una vez enroscada hay que asegurar que la muestra está totalmente en contacto con la superficie de salida de fluidos. Empujar a tope la línea de salida de los fluidos de trabajo.



Imagen 8. Ensamble Portamuestras-manga de hule-muestra.

8. Purgar el sistema de confinamiento y el sistema de inyección de la celda de desplazamiento. Para purgar las líneas que transportan el aceite hidráulico, se abren por secciones las válvulas de aislamiento con las que cuenta el sistema (3 válvulas). La imagen 9 muestra flechas en color amarillo que señalizan la dirección del flujo que sigue el aceite hidráulico en la purga del sistema de confinamiento y en el confinamiento del portamuestras. La primera válvula que se abre es la que está marcada como 1 en la Imagen 9, esta válvula no se cierra mientras se pretenda circular aceite hidráulico, es decir, se cierra hasta que la purga del sistema haya concluido. La siguiente válvula es la

marcada con el 2 en la imagen 9. Se abre y paso seguido se acciona, la bomba hidráulica mediante la palanca con la que esta cuenta. Hasta este punto el aceite hidráulico ha recorrido las líneas de flujo y junto con él, cualquier impureza entrampada en las líneas. El aceite que sale producto de la purga es recolectado en un Baker (vaso de precipitados). En esta sección es necesario fluir por lo menos 20 ml de aceite (medidos en el Baker) para asegurar que la línea está limpia. Una vez terminado, la válvula 2 se cierra y enseguida se abre la válvula 3, marcada en la imagen 9. Se repite el proceso de acción en la bomba y, en este caso, lo que esperamos es eliminar los baches de aire entrampados en el portamuestras, por lo que se hace fluir tanto aceite hidráulico como sea necesario, para eliminar el aire presente en las líneas de flujo. Una vez deja de haber burbujas de aire, se cierra la válvula y el sistema de confinamiento queda listo para comenzar la prueba.

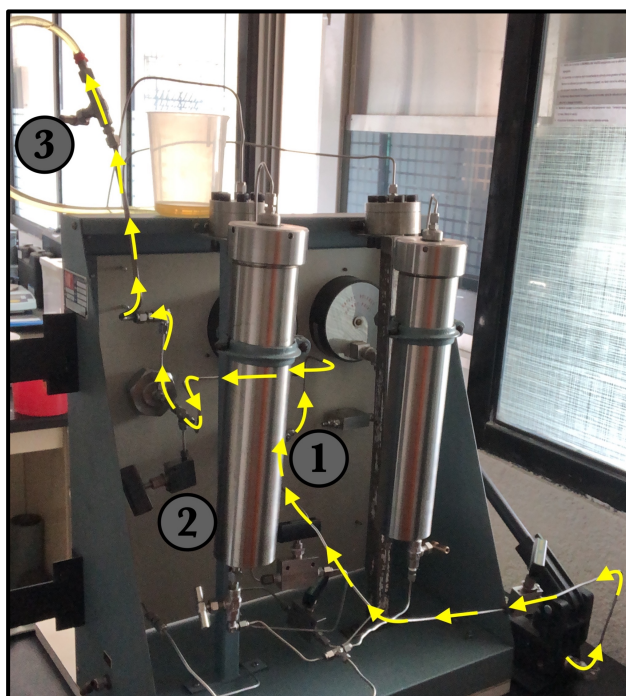


Imagen 9. Trayectoria de flujo de la purga de las líneas del sistema de confinamiento.

9. Purgar las líneas de agua destilada, utilizada para desplazar los pistones flotantes de los acumuladores, usando las 5 válvulas de aislamiento con las que cuenta el sistema. Un par son exclusivas del acumulador A (válvula 1 y 2 de la imagen 10) y otro par son del acumulador B (válvula 3 y 4 de la imagen 10); la válvula restante es para la purga de cualquiera de los dos acumuladores. Las flechas en color azul, mostradas en la Imagen 10, describen la dirección del flujo que sigue el agua destilada en la purga del sistema de inyección y desplazamiento. El proceso de purga es el mismo para cualquiera de los dos acumuladores; a continuación, se detalla el proceso de purga para el acumulador A. Se abre la válvula 1 (Imagen 10), en seguida la válvula 2 y enseguida la válvula 5. Las

válvulas restantes (3, y 4) deben permanecer cerradas durante la purga. Se enciende la bomba de inyección y se fija un gasto de 5 [mL/min] para desplazar agua destilada a través de la trayectoria marcada por las flechas azules en la Imagen 10. Al final de las líneas de flujo se colectan de fluidos. Con la purga se barren sólidos, partículas o sustancias indeseadas en las líneas y se verifica que se está cumpliendo la ley de conservación de masa a lo largo del sistema. Para ello se cuenta 1 [min] con ayuda de un cronómetro y al pasar el tiempo se deben coleccionar 5 [mL] de agua a la salida de la línea de purga. Este procedimiento debe realizarse por duplicado una vez por cada acumulador. Para realizar la purga del acumulador B se realiza exactamente el mismo proceso, pero ahora cerrando las válvulas 1 y 2, y abriendo las válvulas 3 y 4.

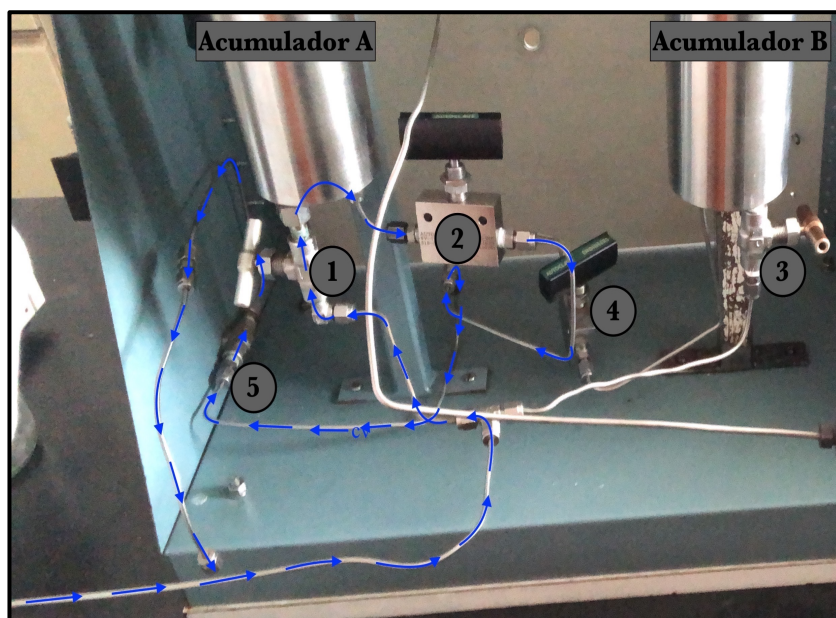


Imagen 10. Trayectoria de flujo de la purga de las líneas del sistema de inyección y desplazamiento.

10. Determinar la presión de confinamiento radial a la que se someterá la muestra. Esta presión se refiere a la carga hidrostática del yacimiento, por lo que es un dato conocido. La mayoría de las muestras, en este trabajo, se sometieron a presiones entre 2,000 a 2,500 [psi]. Para alcanzar la presión de confinamiento se abre la primera válvula de aislamiento del sistema de confinamiento (válvula 1 de la imagen 9), la cual se abre por enfrente del equipo. Accionar manualmente la bomba de confinamiento hasta que el manómetro analógico alcance la presión deseada y después cerrar la válvula.
11. Inyectar fluido de trabajo a un flujo programando la bomba de inyección tipo HPLC P40 Knauer. El gasto de trabajo se ingresa en la pantalla táctil-digital de la bomba y al presionar *start* comienza la inyección del fluido.

12. Adquirir los datos de presión y volumen arrojados por la línea de salida y el manómetro, los cuales cambiarán dependiendo del tipo de prueba de desplazamiento que se esté llevando a cabo.
13. Desmontar la muestra siguiendo los pasos de manera inversa al montado: 1) Parar la inyección de fluidos presionando *stop* en la pantalla táctil de la bomba de HPLC y esperar un par de minutos, 2) abrir la válvula de aislamiento 5, del sistema de inyección y desplazamiento (Imagen 10) para despresurizar el sistema, 3) liberar del confinamiento la muestra abriendo la válvula 1 de alimentación del sistema y la válvula 2 de purga (Imagen 9), drenando el aceite hidráulico por la válvula, 4) abrir y retirar la muestra, 5) sacar la muestra de la manga de hule y pesarla en una balanza.

2.3. Medición experimental de la permeabilidad

La metodología por seguir para medir la permeabilidad, tanto absoluta como efectiva, es la misma a la presentada para la medición de la porosidad. Lo que las diferencia es la meticulosidad con la que hay que capturar los resultados de las pruebas. Para la medición de permeabilidad se requiere capturar valores de presión con poco margen de tiempo, por lo que generalmente se toman cada minuto. La cuantificación de fluidos se realiza en probetas de 5 [mL] para tener un control exacto de la cantidad de fluidos producidos. Con base a estos datos se resuelven las ecuaciones del método JBN y se determinan las curvas de permeabilidad relativa a los fluidos de trabajo utilizados.

2.4. Resultados

En la tabla 2 se presentan datos de volumen, densidad y diferencia de masas, pues la porosidad efectiva de la muestra se obtiene mediante un balance de materia entre la masa de la muestra saturada menos la masa de la muestra seca, que junto con el valor de densidad de los fluidos se puede obtener la porosidad efectiva (ver ecuaciones 1.1 y 1.2). En la tabla 3 se presentan datos de gasto de inyección, viscosidad y diferencia de presiones, necesarios para resolver las ecuaciones correspondientes a la ley de Darcy (ver ecuación 1.9) para determinar la permeabilidad absoluta.

Al comparar los datos experimentales con los datos proporcionados por el proveedor se puede observar que la celda de desplazamiento cumple cabalmente con su finalidad ya que los resultados obtenidos son bastante cercanos a los previstos por la ficha técnica del proveedor. Cabe resaltar que en la inyección de más de un fluido, la confiabilidad del resultado otorgado es menor. La razón de ello son las diferencias de densidad y viscosidad que cada fluido tiene, lo que requiere diferentes gastos de inyección que se traducen en

cambios significativos en la presurización del sistema. Recordando el primer capítulo, la inyección de fluidos es un método invasivo, que, si bien no es destructivo, la presión que se ejerce para inyectar fluidos dentro de las rocas va dañando la estructura porosa interna. Esto genera que algunos canales porales puedan obstruirse y alterar los resultados.

Tabla 2. Pruebas de desplazamiento realizadas para la determinación de la porosidad efectiva.

Muestra	Vol ⁵ [cm ³]	Δm ⁶ [g]	Fluido(s) de trabajo	ρ ⁷ [g/cm ³]	Porosidad efectiva [%]	
					Laboratorio	Proveedor ⁸
Berea	72.40	13.67	Agua destilada	1.00	18.88	18 – 21
	54.73	12.11	NaBr, NaCl y glicerina + NaBr	1.34, 1.00 y 1.31	16.56	18 – 21
	66.02	11.93	Agua destilada y aceite mineral	1.00	18.06	18 – 21
Berea Buff	57.917	9.92	Aceite crudo y salmuera	0.97	17.74	20 – 22

Tabla 3. Pruebas de desplazamiento realizadas para la determinación de la permeabilidad absoluta.

Muestra	Gasto [cm ³ /seg]	Δp ⁹ [psi]	Fluido(s) de trabajo	Viscosidad [cP]	Permeabilidad absoluta [mD]	
					Laboratorio	Proveedor
Berea	0.025	4.1	Agua destilada	1.00	49.91	80 – 120
	0.017	5.96	NaBr, NaCl y glicerina + NaBr	6.43, 5.16 y 23.66	111.30	80 – 120
	0.017	3.37	Agua destilada y aceite mineral	1.00 y 42.81	36.93	80 – 120
Berea Buff	0.017	1.59	Aceite crudo y salmuera	9.37 y 1.00	84.14	80 – 120

2.5. Desplazamientos inmiscibles

En esta sección se retomarán dos de los experimentos mostrados en la medición de la porosidad efectiva y la medición de la permeabilidad absoluta. La tercera prueba de desplazamiento que se realizó fue en una muestra de Berea, saturada al vacío con agua destilada, en la que se realizaron 3 desplazamientos de fluido (inyecciones) con aceite mineral

⁵ Volumen total de la muestra

⁶ Diferencia de masas: masa de la muestra saturada – masa de la muestra en seco

⁷ Densidad del fluido de referencia

⁸ Datos proporcionados por el proveedor kocurek industries

⁹ Delta de presión.

y agua. En la cuarta prueba se trabajó con el mismo tipo de roca y se saturó al vacío con una salmuera de NaBr, en ella se realizaron 3 desplazamientos de fluido (inyecciones) con aceite crudo (48% agua) y la salmuera. Es importante recordar que para estas pruebas de desplazamiento se trabaja con dos fluidos de trabajo distintos, por lo que cada acumulador (A y B) tendrá en su interior un fluido diferente; al momento de iniciar la prueba un acumulador estará cerrado al sistema mientras el otro estará abierto inyectando el fluido en su interior, cuando la inyección de ese fluido termine y se desee iniciar con el otro restante, el acumulador que estaba inyectando fluido se deberá cerrar para poder abrir el sistema del otro acumulador e inyectar el fluido, en su interior, previsto para la prueba.

2.5.1. Tercer experimento: Desplazamiento inmisible de agua destilada y aceite mineral en una muestra de Berea

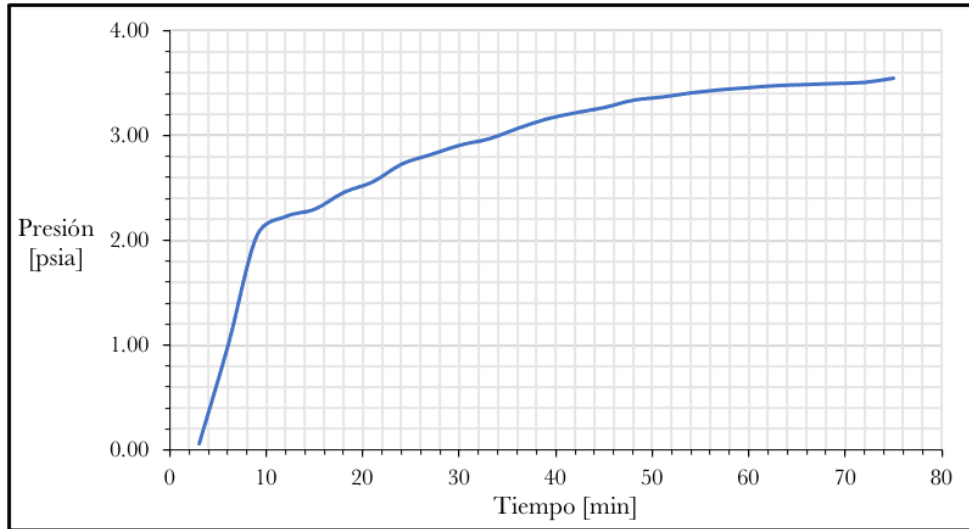
Para el proceso de recolección y cuantificación de fluidos producidos en la primera inyección de agua se colocó una probeta de 10 [mL] en la línea de salida de fluidos para recolectar toda el agua que se desplazó durante la inyección hasta que la curva de presión del sistema se estabilizó, esta probeta se cambió las veces que fue necesario. Durante la inyección de aceite mineral, se colocó otra probeta de 10 [mL] en la línea de salida para recolectar toda el agua destilada que el aceite mineral desplazó durante la inyección hasta que dejó de observarse alguna gota de agua destilada, esta probeta se cambió las veces que fueron necesarias.

°**Tabla 4.** Variables y las condiciones de trabajo para el Experimento 3.

Variables de trabajo	
Presión de confinamiento [psi]	2,000
Caudal de trabajo para K_a , primera inyección de agua $\left[\frac{cm^3}{seg}\right]$	0.017
Caudal de trabajo para K_{oc} , inyección de aceite mineral $\left[\frac{cm^3}{seg}\right]$	0.017
Caudal de trabajo para K_{we} , segunda inyección de agua $\left[\frac{cm^3}{seg}\right]$	0.017

Primera inyección – Inyección de agua destilada – Permeabilidad absoluta al agua.

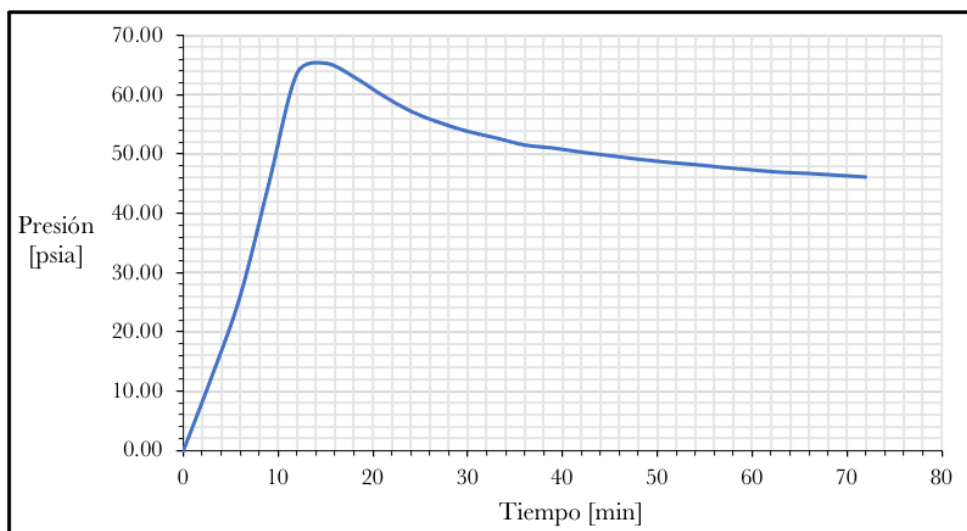
La Gráfica 1 muestra el historial de presión del sistema, registrado en intervalos de 3 minutos, a partir de la cual se pudo tomar el dato necesario de presión para la obtención de la permeabilidad absoluta al agua. Una vez que la presión se estabilizó, la inyección se detuvo y se hizo el cambio de líneas para la inyección del otro fluido (aceite mineral). La probeta en que se recolectó el agua producida se retiró de la línea de salida y se colocó una nueva, seca y limpia.



Gráfica 1. Curva del historial de presión a lo largo de la inyección de agua.

Segunda inyección – Inyección de aceite mineral – Permeabilidad efectiva al aceite mineral a condiciones de saturación de agua residual (K_{oe} a S_{wr}).

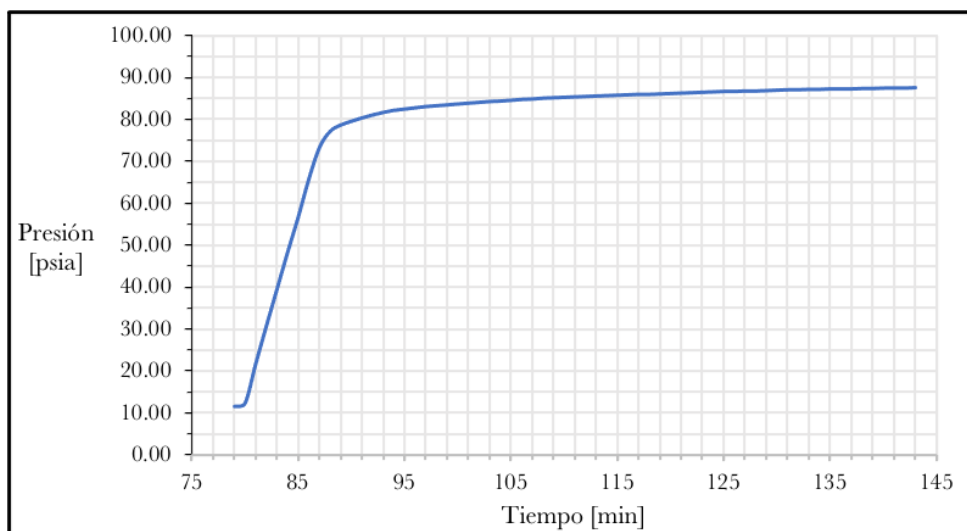
Esta inyección tuvo por objetivo desplazar el agua presente en la muestra, con lo que se pudo obtener la permeabilidad efectiva al aceite mineral a condiciones de saturación de agua residual. La Gráfica 2 muestra el historial de presión del sistema, registrado en intervalos de 3 minutos, a partir de la cual se pudo tomar el dato necesario de presión para la obtención de la permeabilidad efectiva al aceite mineral. Esta inyección es la que nos proporcionó la información necesaria para la obtención de la saturación de agua residual, S_{wr} , por lo que para la adquisición de estos datos fue importante prestar atención en la recolección de los fluidos producidos. Al inicio de la inyección se produjo agua, pero eventualmente se produjo aceite mineral y cuando esto sucedió, es decir cuando la primera gota de aceite mineral se produjo por la línea de salida del porta muestras, sin importar la cantidad de agua que hubiera en la probeta de recolección, se cambió por una probeta nueva, seca y limpia para poder cuantificar con precisión el volumen total de agua desplazado por el aceite mineral. Este volumen es una variable esencial en la determinación de la saturación de agua residual. La inyección se detuvo cuando se observó que la presión comenzó a estabilizarse, a la vez que dejaron de verse gotas de agua, acto seguido se realizó el proceso anterior de cambio de líneas para la inyección del fluido anterior (agua).



Gráfica 2. Historial de presión a lo largo de la inyección del aceite mineral (Experimento 3).

Tercera inyección – Inyección de agua destilada – Permeabilidad efectiva al agua destilada a condiciones de saturación de aceite mineral residual (K_{we} a S_{or}).

Esta segunda inyección de agua lleva por objetivo desplazar el aceite mineral presente en la muestra, con lo que se puede obtener la permeabilidad efectiva al agua destilada a condiciones de saturación de aceite mineral. La Gráfica 3 muestra el historial de presión del sistema, registrado en intervalos de 1 minuto, a partir de la cual se puede tomar el dato necesario de presión para la obtención de la permeabilidad efectiva al aceite mineral. Para esta segunda inyección, la recolección y cuantificación de los fluidos producidos se hará por medio de probetas de 5 [mL] puesto que se requiere una alta precisión en la cuantificación de los fluidos. De manera análoga al proceso anterior, al inicio de la inyección de agua se estará produciendo aceite mineral, pero eventualmente se producirá agua. En este caso se busca el punto de ruptura, que es cuando se presenta la primera gota de agua (durante el desplazamiento del aceite mineral). Una vez que se identifica esta primera gota de agua, la probeta se cambia inmediatamente por una nueva, seca y limpia probeta de 5 [mL], rotando probetas cada que se llenan cerca de su límite, y así hasta que se deje de observar la presencia de aceite mineral en el agua. Luego de que se deja de observar aceite mineral en el agua, se recomienda fluir por lo menos lo equivalente a 3 volúmenes porosos de la muestra. En la tabla 6 se muestran los resultados de la cuantificación de las probetas, numeradas del 0 al 6, a partir del punto de ruptura (0). El volumen total de aceite desplazado por el agua es una variable esencial en la determinación de la saturación de aceite residual, S_{or} .



Gráfica 3. Historial de presión a lo largo de la segunda inyección de agua destilada (Experimento 3).

A continuación, se presenta una serie de tablas en las que se muestran las principales variables necesarias para resolver las ecuaciones antes propuestas y a través de ellas poder generar las curvas de permeabilidad relativa por el método JBN.

Tabla 5. Características y propiedades de la muestra del Experimento 3.

Características y propiedades de la muestra	
Longitud de la muestra [cm]	5.79
Diámetro de la muestra [cm]	3.81
Área de la muestra [cm ²]	11.40
Peso de la muestra seca [g]	138.54
Peso de la muestra saturada [g]	150.46
Densidad del fluido de saturación (agua) $\left[\frac{g}{cm^3}\right]$	1.00
Volumen poroso ocupado por los fluidos contenidos en la muestra [cm ³]	11.93
Porosidad [%]	18.06
Viscosidad del agua [cP]	1
Viscosidad dinámica del aceite mineral [cP]	42.81

Tabla 6. Datos obtenidos en la segunda inyección de agua para el desplazamiento del aceite mineral.

	0 ¹⁰	1	2	3	4	5	6
Volumen de agua [cm ³]	0	0.01	4.1	4.6	4.7	5.2	20
Volumen de aceite [cm ³]	4.4	1.8	0.3	0.15	0.1	0.01	0.01

¹⁰ Probeta en donde se presenta la ruptura (primera gota de agua)

Volumen de la probeta [cm ³]	4.4	1.81	4.4	4.75	4.8	5.21	20.01
Presión promedio [psi]	52.58	75.20	79.47	81.78	83.08	83.98	85.41

Tabla 7. Variables de interés obtenidas y determinadas en el Experimento 3.

Volumen total de agua desplazada por el aceite [cm ³]	8.00
Volumen total de aceite desplazado por el agua [cm ³]	6.77
Saturación de agua residual S _{wr}	0.37
Saturación de aceite residual S _{wo}	0.10
Factor de recuperación [%]	90.27

El factor de recuperación se obtiene mediante el volumen de aceite contenido en la roca en presencia de agua producto de la primera y segunda inyección (agua y aceite respectivamente) y el volumen de aceite recuperado a través de la segunda inyección de agua.

$$FR = \frac{V_{or}}{V_{op}} \times 100 \quad (2.1)$$

donde: FR = factor de recuperación
V_{or} = volumen de aceite recuperado mediante la inyección de agua, [cm³]
V_{op} = volumen de aceite contenido en la roca en presencia de agua, determinado a partir de la saturación agua residual, [cm³]

Tabla 8. Tratamiento de datos en función de la solución a las ecuaciones del método JBN (Experimento 3).

Probeta	V _{o_acum} ¹¹ [cm ³]	V _{t_acum} ¹² [cm ³]	Q _{wi}	f _{wL}	S _w	S _{wL}	f _{oL}	$\frac{K_{rwL}}{K_{roL}}$
0	4.4	4.4	-----	-----	-----	-----	1	-----
1	6.2	6.21	0.52	0.006	0.891	0.37	0.994	0.00
2	6.5	10.61	0.89	0.932	0.916	0.86	0.068	0.32
3	6.65	15.36	1.29	0.968	0.929	0.89	0.032	0.72
4	6.75	20.16	1.69	0.979	0.937	0.90	0.021	1.10
5	6.76	25.37	2.13	0.998	0.938	0.93	0.002	12.15
6	6.77	45.38	3.81	1.00	0.939	0.94	0.000	46.72

¹¹ Volumen de aceite acumulado

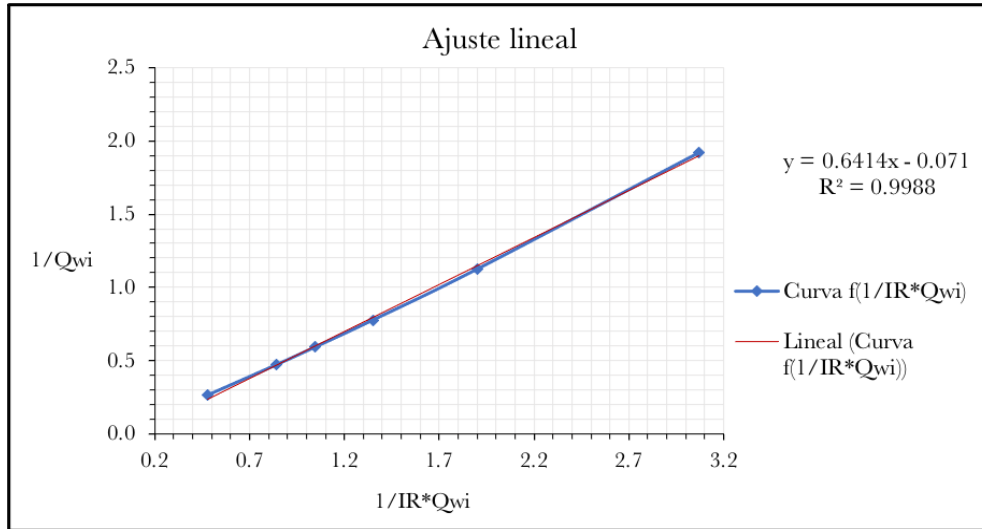
¹² Volumen total de la probeta acumulado

Tabla 9. Datos para el cálculo y generación de las curvas de la permeabilidad relativa (Experimento 3).

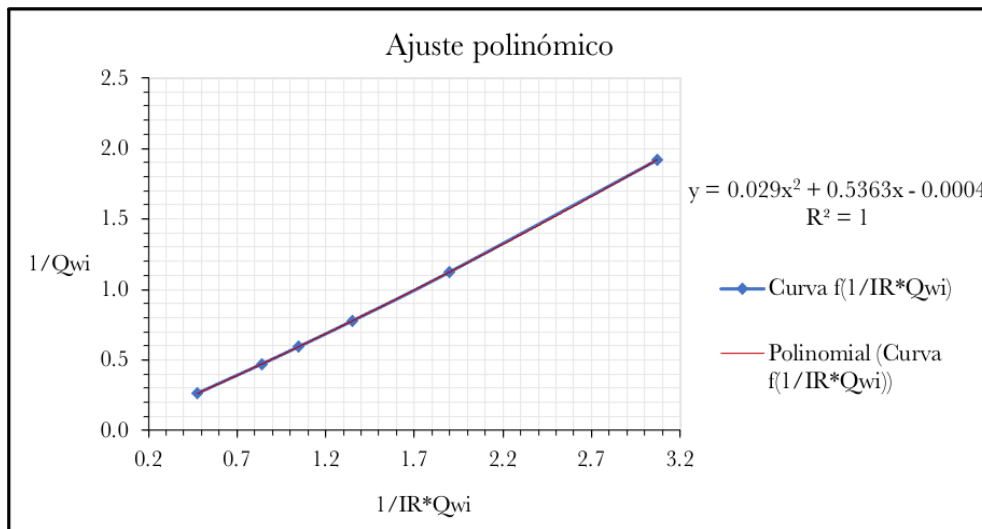
Probeta	I_r	$\frac{1}{I_r Q_{wi}}$	$\frac{1}{Q_{wi}}$	Derivada lineal	Derivada polinómica	Ajuste lineal		Ajuste polinómico	
						K_{rWL}	K_{roL}	K_{rWL}	K_{roL}
0	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
1	0.625	3.07	1.92	0.64	0.71	0.0001	0.6379	0.001	0.7105
2	0.592	1.90	1.12	0.64	0.65	0.0140	0.0437	0.0141	0.0441
3	0.575	1.35	0.78	0.64	0.61	0.0145	0.0203	0.0139	0.0194
4	0.566	1.05	0.59	0.64	0.60	0.0147	0.0134	0.0137	0.0124
5	0.560	0.84	0.47	0.64	0.59	0.0150	0.0012	0.0136	0.0011
6	0.550	0.48	0.26	0.64	0.56	0.0150	0.0003	0.0132	0.0003

Como se describe en la ecuación 1.19, el cálculo de la permeabilidad relativa al aceite a la salida “L” (K_{roL}) requiere de obtener la derivada de una función que exprese la relación que existe entre $\frac{1}{Q_{wi}}$ con respecto a $\frac{1}{I_r Q_{wi}}$. Las gráficas 4 y 5 presentan una curva que expresa esta relación. La diferencia entre estas curvas es el tipo de ajuste (regresión), lineal o polinómico, que se muestra. Este ajuste se conoce como una línea de tendencia la cual describe como una variable cambia en función de otra; este ajuste se realiza mediante una ecuación que expresa una línea recta, en el caso de la regresión lineal, y una curva polinómica de grado n, en el caso de la regresión polinomial. Esta ecuación busca que la distancia entre la línea ajustada y todos los puntos de los datos graficados sea mínima. Es de esperarse que la dispersión de los datos no permita que el ajuste sea perfecto, por ello existe una medida estadística conocida como R^2 , o coeficiente de determinación, que se encarga de medir que tan cerca están los datos de la línea de regresión ajustada. El valor de R^2 va de 0 a 1: cuando se acerca a 0 el modelo no es adecuado y los datos se alejan demasiado del ajuste; cuando se acerca a 1 el modelo es más confiable y preciso puesto que los datos están muy cerca del ajuste. En la gráfica 4, se muestra la línea de tendencia que representa el ajuste lineal/regresión lineal (línea roja), realizado a la curva que describe la función antes mencionada. Acompañando a la línea de tendencia se muestra la ecuación de la recta correspondiente a la regresión lineal y su valor correspondiente de R^2 ; que muestra un valor muy cercano a 1. Al ser una ecuación de primer grado la derivada de la expresión resulta en, únicamente, el coeficiente de la variable x, por lo que la derivada necesaria para resolver la ecuación 1.19 será de 0.64 para todas las probetas del experimento (Tabla 9). En la gráfica 5, se muestra la línea de tendencia que representa el ajuste polinómico/regresión polinomial (línea roja), realizado a la curva que describe la función previamente mencionada. Acompañando a la línea de tendencia se muestra la ecuación polinómica de grado 2

correspondiente a la regresión polinomial. Como se puede observar el ajuste polinómico tiene un R^2 de 1, es decir, es un ajuste perfecto. Se deriva la ecuación y se obtiene la expresión $y = 0.058x + 0.5363$, donde la variable x tomará los valores de $\frac{1}{I_r Q_{wi}}$ para determinar la derivada que le corresponde a cada probeta del experimento. Una vez determinados estos datos se puede resolver la ecuación para la permeabilidad relativa al agua a la salida (K_{rwl}) para ambos ajustes en cada probeta del experimento (Tabla 9). En la gráfica 6 y 7 se muestran las curvas de permeabilidad relativa generadas.



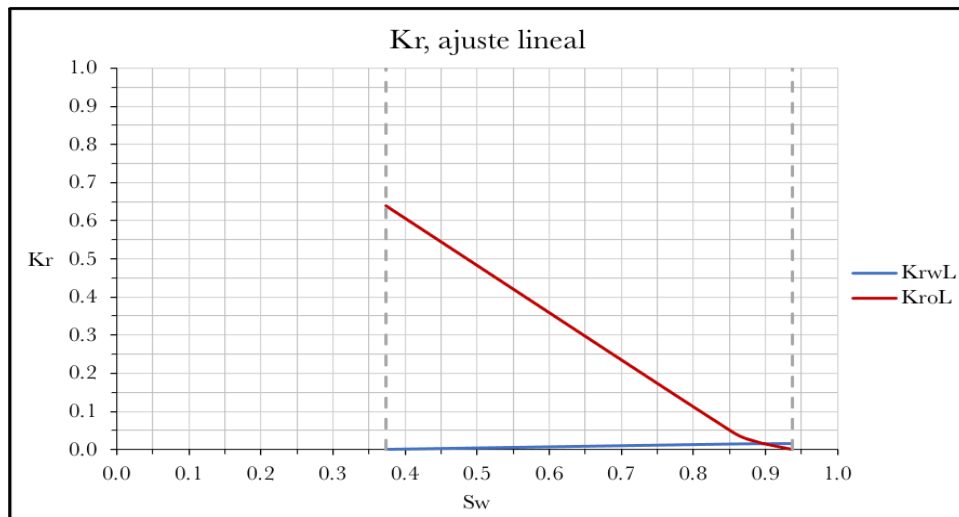
Gráfica 4. Curva de la derivada con un ajuste lineal para el Experimento 3.



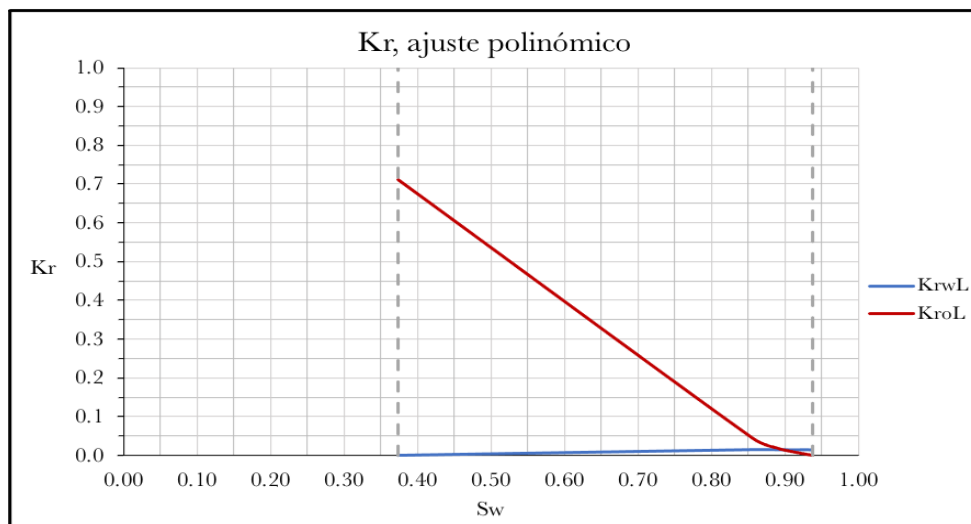
Gráfica 5. Curva de la derivada con un ajuste polinómico para el Experimento 3.

Analizando las curvas de permeabilidad relativa obtenidas, por ajuste lineal y polinómico (gráfica 6 y 7, respectivamente), se puede ver que la diferencia entre ellas no es significativa.

La mayor diferencia se encuentra en el punto de inicio de la curva de permeabilidad relativa del aceite, que representa la permeabilidad relativa del aceite a la saturación de agua irreducible ($K_{ro@Swir}$). Para el ajuste polinómico resulta tener un valor aproximado de 0.71 (gráfica 7), mientras que para el ajuste lineal tiene un valor aproximado de 0.64 (gráfica 6). Para discriminar entre cual se aproxima al valor real basta con analizar el valor del coeficiente R^2 de los ajustes realizados para la relación entre la inyectividad relativa y los volúmenes porosos de agua inyectada desplazante (gráficas 4 y 5). El valor del coeficiente R^2 para el ajuste lineal, de 0.9988, es bastante bueno, sin embargo, el coeficiente R^2 para el ajuste polinómico es ideal, con un valor de 1.

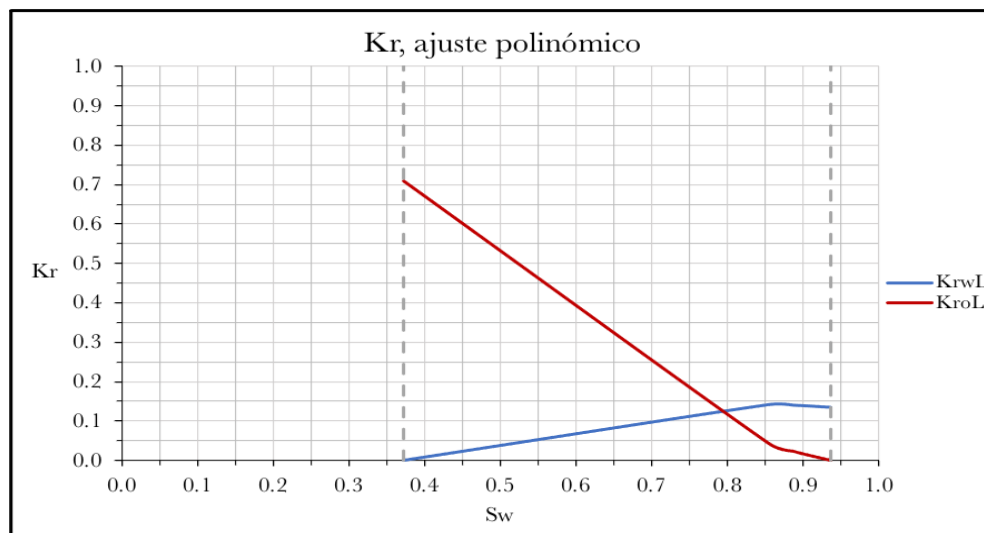


Gráfica 6. Curvas de permeabilidades relativas para el Experimento 3 (método JBN, ajuste lineal).



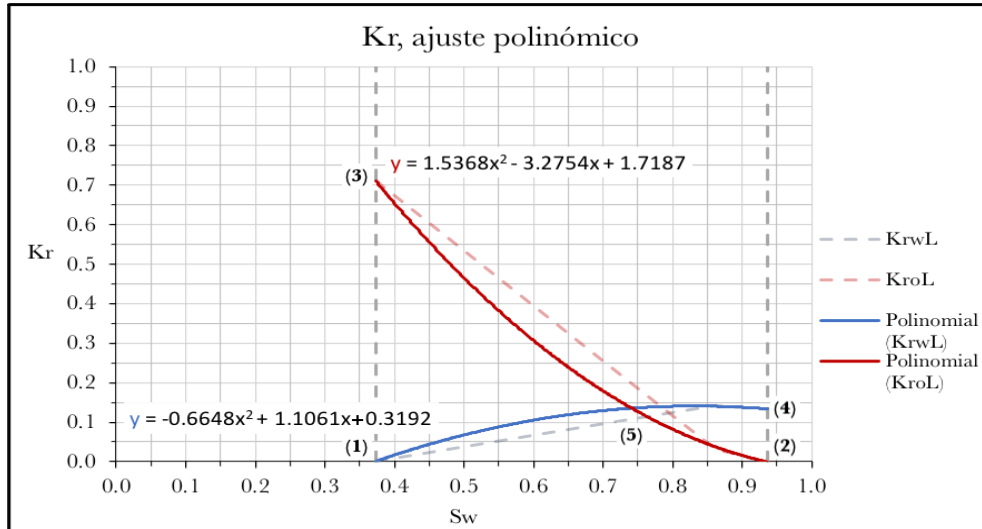
Gráfica 7. Curvas de permeabilidades relativas para el Experimento 3 (método JBN, ajuste polinómico).

Siguiendo con el análisis de las curvas de permeabilidad relativa es importante destacar que la intersección de curvas (relativa al agua, en rojo, y relativa al agua en azul) se da hasta muy al extremo derecho de la gráfica, poco antes del valor de 0.9 de saturación de agua y por debajo de 0.05 para los valores de permeabilidad relativa. Esto ocurre por la significativa diferencia de viscosidades entre el agua (1 [cP]) y el aceite mineral (42.81 [cP]). Suponiendo que pudiéramos calentar el aceite mineral, y con ello reducir la viscosidad del aceite hasta 4.281 [cP], siguiendo la metodología propuesta anteriormente se obtendría la gráfica 8 (tomando en cuenta el análisis de los ajustes de las curvas y determinando que el ajuste polinómico es el mejor para trabajar).



Gráfica 8. Curvas de permeabilidades relativas para el Experimento 3 (método JBN, ajuste polinómico) con una viscosidad de aceite mineral de 4.281 [cP].

En la gráfica 8 se observa cómo se mueve el punto de intersección de las curvas de permeabilidad relativa, al agua y al aceite, al cambiar la permeabilidad del aceite mineral a un valor más pequeño, cercano a la magnitud de la viscosidad del agua. Las curvas de permeabilidad relativa, en la literatura, se caracterizan por seguir un comportamiento ideal de curvas de forma parabólica (función polinómica de grado 2) e intersección en el centro de la saturación de agua, características que no se aprecian en las gráficas mostradas. Esto sucede debido a la diferencia de viscosidades entre el fluido desplazado y el desplazante, ya que el experimento se llevó a cabo a temperatura ambiente, además de los pocos datos tomados durante la ejecución del experimento. Por otra parte, realizando un ajuste polinomial se puede ajustar el comportamiento clásico mostrado en la literatura. La gráfica 9 muestra las curvas de permeabilidad relativa con la curvatura que pudiera presentar si cubriéramos la información faltante entre los valores de saturación de agua desconocidos (0.37 – 0.86). Se muestran también, cada una de las ecuaciones cuadráticas que describen las curvas de regresión polinómica para la permeabilidad relativa al agua y al aceite.



Gráfica 9. Curvas de permeabilidades relativas para el Experimento 3 (método JBN, ajuste polinómico) para una viscosidad de aceite mineral de 4.281 [cP].

Analizando la gráfica 9 se pueden destacar cinco puntos importantes y característicos conocidos como *end-points*: (1) la saturación de agua irreducible, S_{wir} , que es el primer valor de la permeabilidad relativa al agua correspondiente al primer valor de saturación de agua conocido, es decir $S_w=0.37$ (tabla 8); (2) la saturación de aceite residual, S_{or} , que es el último valor de la permeabilidad relativa al aceite correspondiente al último valor de saturación de agua conocido, es decir $S_w=0.94$ (tabla 8); (3) la permeabilidad relativa del aceite a la saturación de agua irreducible, $K_{ro}@S_{wir}$, que es el primer valor de la permeabilidad relativa al aceite correspondiente al primer valor de saturación de agua conocido, es decir $S_w=0.37$; (4) la permeabilidad relativa del agua a la saturación de aceite residual, $K_{rw}@S_{or}$, que es el último valor de la permeabilidad relativa al agua correspondiente al último valor de saturación de agua conocido, es decir $S_w=0.94$ y (5) la intersección de las curvas de permeabilidad relativa al agua y al aceite. Estos cinco puntos son clave para conocer el comportamiento del flujo de fluidos en el medio poroso ya que son definidos por la interacción roca-fluido, principalmente por la mojabilidad. Según la afinidad de la roca a ser mojada por un fluido, un sistema puede clasificarse en mojado por agua, mojado por aceite o de mojabilidad mixta. En un medio poroso la fase mojante tiende a ocupar los capilares de menor diámetro dentro de la red poral del medio, además de formar una película sobre el área superficial de la red poral de mayor tamaño, mientras que la fase no mojante tiende a ocupar los capilares de mayor diámetro dentro de la red poral. Esta propiedad puede verse representada gráficamente por la curvatura de las curvas, la ubicación de los *end-points* y la saturación de agua a la cual se intersectan las curvas. Para que todo experimento práctico tenga sentido es necesario que los *end-points* se definan, ya que marcan el límite (líneas verticales punteadas) del rango de saturación en el cual los dos fluidos (agua y aceite) son móviles.

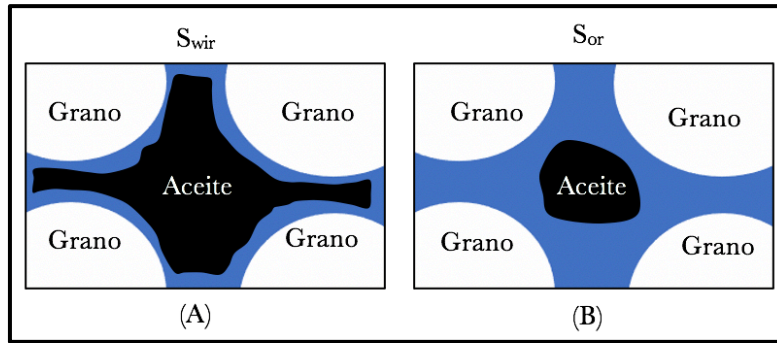
Forrest F. Craig, Jr (1980) habla sobre las características mencionadas anteriormente y da las bases sobre algunas reglas generales de interpretación de las gráficas de permeabilidad relativa al agua y al aceite, sin embargo, Mohamad Ibrahim & Koederitz (2000) las modifican y resumen de la siguiente manera.

Tabla 10. Reglas empíricas para inferir la mojabilidad de las rocas (Mohamad & Koederitz, 2000).

Mojabilidad de la roca	S_{wir}	S_w a la que ocurre la intersección de curvas	$K_{rw}@S_{or}$
Fuertemente mojada por agua	$\geq 15\%$	$\geq 45\%$	$\leq 7\%$
Mojada por agua	$\geq 10\%$	$\geq 45\%$	$7\% \leq K_{rw}@S_{or} \leq 30\%$
Mojada por aceite	$\leq 15\%$	$\leq 55\%$	$\geq 50\%$
Mojabilidad mixta	$\geq 10\%$	$45\% \leq S_w \leq 55\%$	$> 30\%$
	$\leq 15\%$	$45\% \leq S_w \leq 55\%$	$< 50\%$

En un análisis conjunto, si se comparan los valores de la tabla 10 con los puntos de las curvas de la gráfica 9 se ve que la saturación de agua irreducible es mayor al 10 %, también el valor de saturación de agua al cual se cumple que la $k_{ro}=k_{rw}$ es mayor al 45 % y el valor de la k_{rw} a la condición de saturación de aceite residual es un valor entre el 7 y el 30%. Debido a estos valores el fluido que tiene mayor facilidad para desplazarse por la roca es el aceite lo que se ve reflejado en el alto valor de k_{ro} en la curva de permeabilidad relativa, por otro lado, se tiene un bajo valor de k_{rw} ya que las fuerzas interfaciales entre el agua y el medio sólido se adhieren con mayor fuerza al agua lo que genera una mojabilidad a este fluido. En pocas palabras el análisis refiere que la mojabilidad de la muestra es mojada por agua.

Gracias al análisis realizado es posible visualizar lo que posiblemente esté ocurriendo en el interior de la muestra. En la primera inyección de agua la muestra se satura completamente de agua, después, al inyectar aceite este empuja el agua hasta que únicamente queda el agua irreducible en el medio; físicamente se observaría algo similar a lo que se esquematiza en el inciso (A) del esquema 5. Por último, en la tercera inyección, al volver a inyectar agua, ésta desplaza a todo el aceite posible, quedando únicamente el aceite residual que está atrapado en el medio como se observa en el inciso (B) del esquema 5.



Esquema 5. Sistema Roca-Fluido: (A) $K_{ro}@S_{wir}$ y (B) $K_{rw}@S_{or}$.

2.5.2. Cuarto experimento: Desplazamiento inmisible de salmuera y aceite crudo en una muestra de Berea

Para la inyección del aceite crudo, con el fin calentar el fluido para disminuir la viscosidad del aceite y lograr que este fluya con mayor facilidad, fue necesario colocar una manta térmica en el acumulador que lo contiene y otra en el portamuestras (Imagen 11) para contrarrestar las posibles pérdidas de calor que se hubieran podido tener en el trayecto, del aceite calentado, a través de las líneas de flujo que van desde el acumulador hasta el portamuestras (pasando por el filtro). Además, hubo que aumentar la presión de confinamiento a 4,000 [psi], ya que en este experimento la presurización del sistema de inyección y desplazamiento fue significativamente alta. El confinamiento fue constantemente vigilado puesto que la inyección de aceite crudo, al ser este muy viscoso, pudo presurizar el sistema de inyección y desplazamiento por encima de la presión de confinamiento y los sistemas hubiesen logrado cruzarse fallando, así, el experimento.

Tabla 11. Variables y las condiciones de trabajo para el Experimento 4.

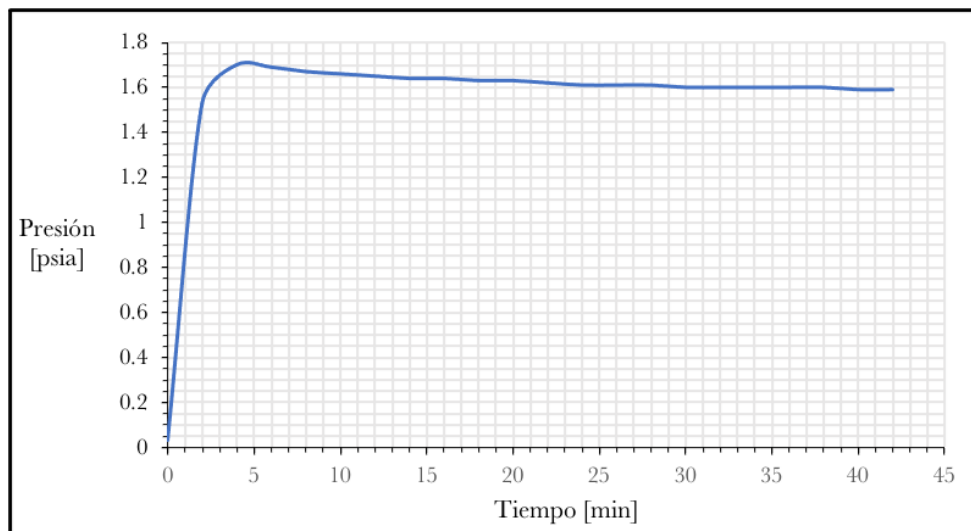
Variables de trabajo	
Presión de confinamiento [psi]	4,000
Caudal de trabajo para K_a , primera inyección de M1 $\left[\frac{cm^3}{seg}\right]$	0.017
Caudal de trabajo para K_{oe} , inyección de aceite mineral $\left[\frac{cm^3}{seg}\right]$	0.002
Caudal de trabajo para K_{we} , segunda inyección de M1 $\left[\frac{cm^3}{seg}\right]$	0.002



Imagen 11. Acumulador del aceite cubierto por fibra de vidrio y abrazado por una manta térmica (izquierda). Portamuestras cubierto por fibra de vidrio y abrazado por una manta térmica (derecha).

Primera inyección – Inyección de salmuera – Permeabilidad absoluta de la salmuera.

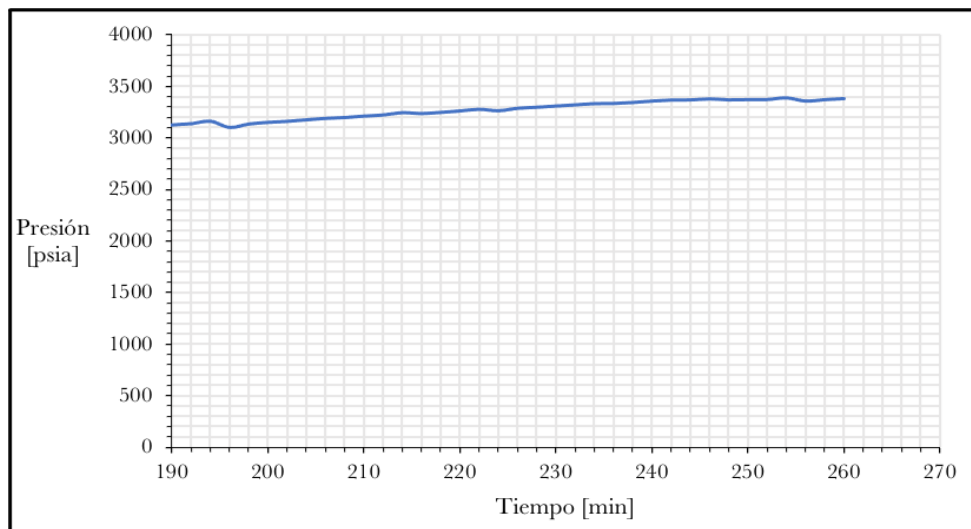
La inyección de salmuera se realizó a un gasto de 1 [mL/min]. La Gráfica 10 muestra el historial de presión del sistema, registrado en intervalos de 2 minutos, a partir de la cual se pudo tomar el dato necesario de presión para la obtención de la permeabilidad absoluta de salmuera. Una vez que la presión se estabilizó, la inyección se detuvo y se hizo el cambio de líneas para la inyección del otro fluido (aceite crudo). La probeta en que se recolectó la salmuera producida se retiró de la línea de salida y se colocó una nueva, seca y limpia.



Gráfica 10. Curva del historial de presión a lo largo de la inyección de salmuera (Experimento 4).

Segunda inyección – Inyección de aceite crudo – Permeabilidad efectiva del aceite a condiciones de saturación de salmuera residual (K_{oe} a S_{wr}).

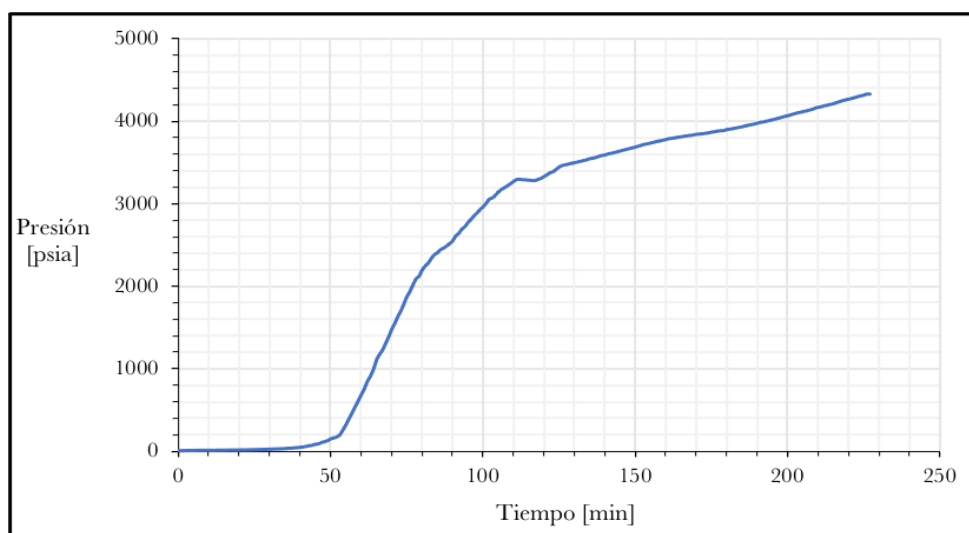
La inyección de aceite crudo se realizó a un gasto de 0.1 [mL/min]. Esta inyección llevó por objetivo desplazar la salmuera presente en la muestra, con lo que se pudo obtener la permeabilidad efectiva al aceite crudo a condiciones de saturación de salmuera residual. La Gráfica 11 muestra el historial de presión del sistema, registrado en intervalos de 2 minutos, a partir de la cual se pudo tomar el dato necesario de presión para la medición de la permeabilidad efectiva al aceite crudo. Esta inyección es la que nos proporcionó la información necesaria para la obtención de la saturación de salmuera residual, S_{wr} , por lo que para la adquisición de estos datos fue importante prestar atención en la recolección de los fluidos producidos. Al inicio de la inyección se produjo salmuera, pero eventualmente se produjo aceite crudo y cuando esto sucedió, es decir cuando la primera gota de aceite crudo se produjo por la línea de salida del portamuestras, sin importar la cantidad de salmuera que había en la probeta de recolección, se cambió por una probeta nueva, seca y limpia para poder cuantificar con precisión el volumen total de salmuera desplazada por el aceite crudo. Este volumen es una variable esencial en la determinación de la saturación de salmuera residual. La inyección se detuvo cuando se observó que la presión comenzó a estabilizarse, acto seguido se realizó el proceso anterior de cambio de líneas para la inyección del anterior fluido (salmuera). La inyección del aceite demoró 5 días por lo que la gráfica que se muestra a continuación esta acotada al último día de inyección cuando se dejó de producir salmuera.



Gráfica 11. Curva del historial de presión a lo largo de la inyección del aceite crudo (Experimento 4).

Tercera inyección – Inyección de salmuera– Permeabilidad efectiva de la salmuera a condiciones de saturación de aceite residual (K_{ow} a S_{or}).

La inyección de salmuera se realizó a un gasto de 0.1 [mL/min]. Esta segunda inyección de salmuera llevó por objetivo desplazar el aceite crudo presente en la muestra, con lo que se pudo obtener la permeabilidad efectiva de la salmuera a condiciones de saturación de aceite crudo. La Gráfica 12 muestra el historial de presión del sistema, registrado en intervalos de 1 minuto, a partir de la cual se pudo tomar el dato necesario de presión para la obtención de la permeabilidad efectiva al aceite crudo. Para esta segunda inyección, la recolección y cuantificación de los fluidos producidos se hizo por medio de probetas de 5 [mL] puesto que se requería una alta precisión en la cuantificación de los fluidos. De manera análoga al proceso anterior, al inicio de la inyección de salmuera se produjo aceite crudo, pero eventualmente se produjo salmuera. De igual manera al experimento uno, se buscó el punto de ruptura, y una vez que ocurrió, la probeta se cambió inmediatamente por una nueva, seca y limpia probeta de 5 [mL], rotando probetas cada que se llenaron por arriba de los 2 [mL], y así hasta que se dejó de observar la presencia de aceite en la salmuera. En la tabla 13 se muestran los resultados de la cuantificación de las probetas, numeradas del 0 al 8, a partir del punto de ruptura (P0). El volumen total de aceite desplazado por la salmuera es una variable esencial en la determinación de la saturación de aceite residual, S_{or} .



Gráfica 12. Curva del historial de presión a lo largo de la segunda inyección de salmuera (Experimento 4).

A continuación, se presenta una serie de tablas en las que se muestran las principales variables necesarias para resolver las ecuaciones antes propuestas y a través de ellas poder generar las curvas de permeabilidad relativa por el método JBN.

Tabla 12. Características y propiedades de la muestra del Experimento 4.

Características y propiedades de la muestra	
Longitud de la muestra [cm]	6.30
Diámetro de la muestra [cm]	3.81
Área de la muestra [cm ²]	11.40
Peso de la muestra seca [g]	167.42
Peso de la muestra saturada [g]	175.957
Densidad del fluido de saturación (salmuera M1) $\left[\frac{g}{cm^3}\right]$	1.00
Volumen poroso ocupado por los fluidos contenidos en la muestra [cm ³]	8.54
Porosidad [%]	11.91
Viscosidad de la salmuera M1 [cP]	1
Viscosidad dinámica del aceite crudo C-1145-Jurásico [cP]	937

Tabla 13. Datos obtenidos en la segunda inyección de salmuera para el desplazamiento del aceite crudo.

	0	1	2	3	4	5	6	7	8
Volumen de salmuera [cm ³]	0	1.1	0.5	0.9	1.5	1.9	3.4	5	7.65
Volumen de aceite [cm ³]	0.5	1.1	0.9	0.6	0.4	0.35	0.3	0.25	0.1
Volumen de la probeta [cm ³]	0.5	1.2	1.4	1.5	1.9	2.25	3.7	5.25	7.75
Presión promedio [psi]	3,910	4,024	3,921	3,850	3,685	3,452	3,334	2,940	2,878

Tabla 14. Variables de interés obtenidas y determinadas en el Experimento 4.

Volumen total de salmuera desplazada por el aceite [cm ³]	6.36
Volumen total de aceite desplazado por la salmuera [cm ³]	4.50
Saturación de salmuera residual S_{wr}	0.31
Saturación de aceite residual S_{wo}	0.22
Factor de recuperación [%]	76.79

El contenido de agua en el aceite crudo representa un problema crítico en el proceso de adquisición de datos por que puede generar errores de medición al momento de cuantificar los fluidos producidos durante un proceso de inyección de salmuera, en este caso, para determinar la permeabilidad relativa de la salmuera a condiciones de saturación de aceite residual. El aceite crudo contenía un 48% de agua, por lo que fue necesario realizar algunos ajustes en la adquisición de datos para obtener resultados congruentes. Este ajuste

se llevó a cabo descontando la cantidad de agua de "más" producida en el efluente, puesto que se producía más agua de la que se inyectaba. Aun conociendo esto, se decidió continuar con el experimento.

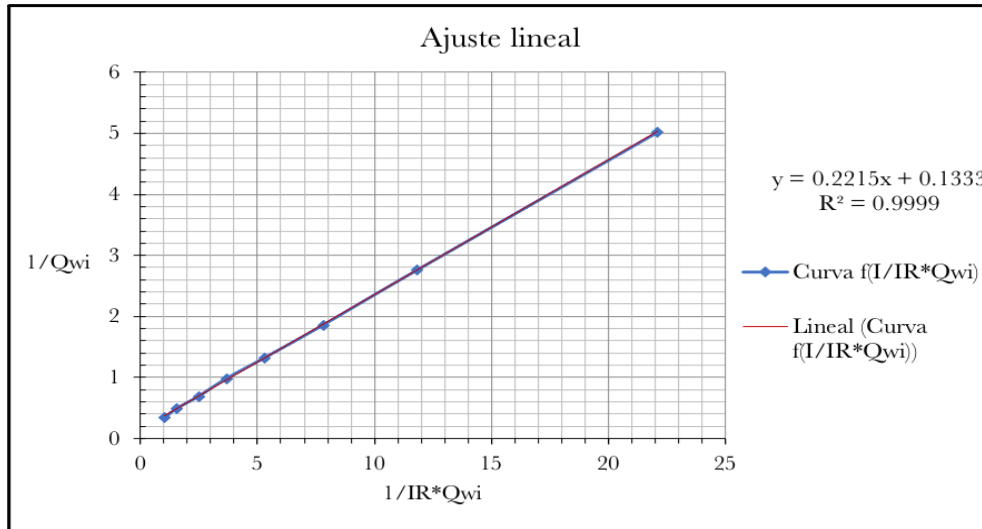
Tabla 14. Tratamiento de datos en función de la solución a las ecuaciones del método JBN (Experimento 4).

Probeta	V_{o_acum} [cm ³]	V_{t_acum} [cm ³]	Q_{wi}	f_{wL}	S_w	S_{wL}	f_{oL}	$\frac{K_{rwL}}{K_{roL}}$
0	0.5	0.5	-----	-----	-----	-----	1	-----
1	1.6	1.7	0.20	0.083	0.501	0.32	0.917	0.0001
2	2.5	3.1	0.36	0.357	0.606	0.37	0.643	0.0006
3	3.1	4.6	0.54	0.600	0.677	0.46	0.400	0.0016
4	3.5	6.5	0.76	0.789	0.724	0.56	0.211	0.0040
5	3.85	8.75	1.02	0.844	0.765	0.61	0.156	0.0058
6	4.15	12.45	1.46	0.919	0.800	0.68	0.081	0.0121
7	4.4	17.7	2.07	0.952	0.829	0.73	0.048	0.0213
8	4.5	25.45	2.98	0.987	0.841	0.80	0.013	0.0816

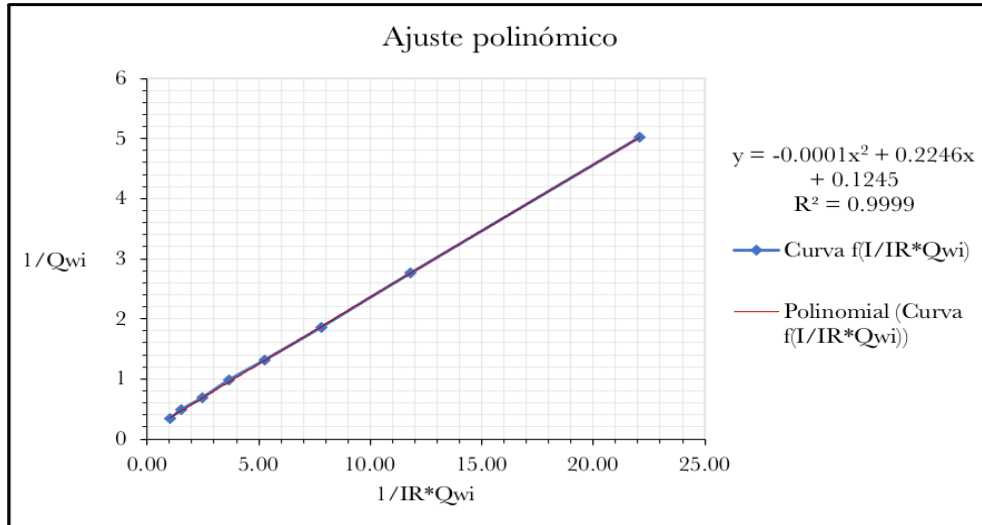
Tabla 15. Datos para el cálculo y generación de las curvas de la permeabilidad relativa (Experimento 4).

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}
0	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
1	0.227	22.09	5.02	0.2215	0.2202	0.00002	0.2031	0.00002	0.2018
2	0.233	11.81	2.75	0.2215	0.2222	0.00008	0.1424	0.00008	0.1429
3	0.238	7.81	1.86	0.2215	0.2230	0.00014	0.0886	0.00014	0.0892
4	0.248	5.29	1.31	0.2215	0.2235	0.00019	0.0466	0.00019	0.0471
5	0.265	3.68	0.98	0.2215	0.2239	0.00020	0.0345	0.00020	0.0348
6	0.274	2.50	0.69	0.2215	0.2241	0.00022	0.0180	0.00022	0.0182
7	0.311	1.55	0.48	0.2215	0.2243	0.00023	0.0105	0.00023	0.0107
8	0.318	1.06	0.34	0.2215	0.2244	0.00023	0.0029	0.00024	0.0029

Análogamente al primer experimento, se requiere de obtener la derivada de una función que exprese la relación que existe entre $\frac{1}{Q_{wi}}$ con respecto a $\frac{1}{I_r Q_{wi}}$. Las gráficas 13 y 14 presentan una curva que expresa esta relación y junto con ellas su correspondiente regresión lineal o polinomial según sea el caso.



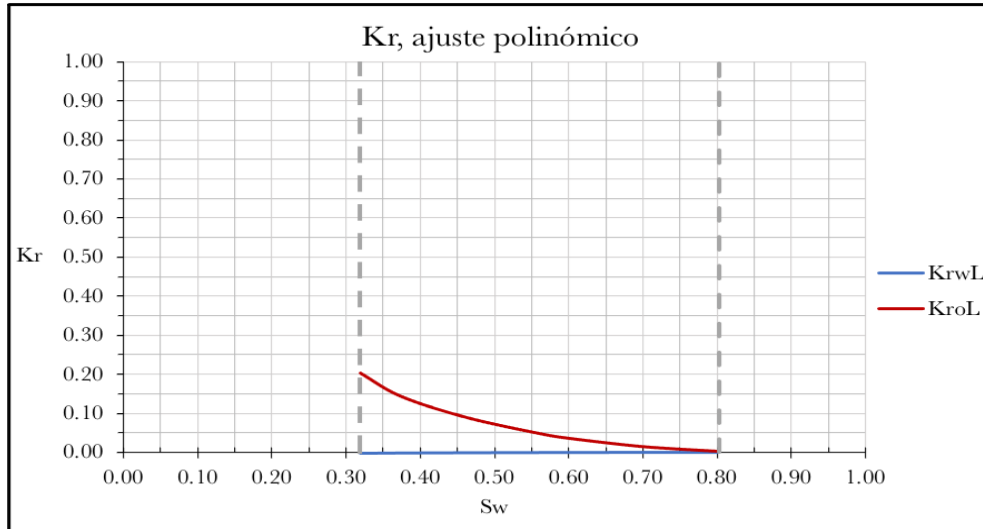
Gráfica 13. Curvas de la derivada con un ajuste lineal para el cuarto experimento.



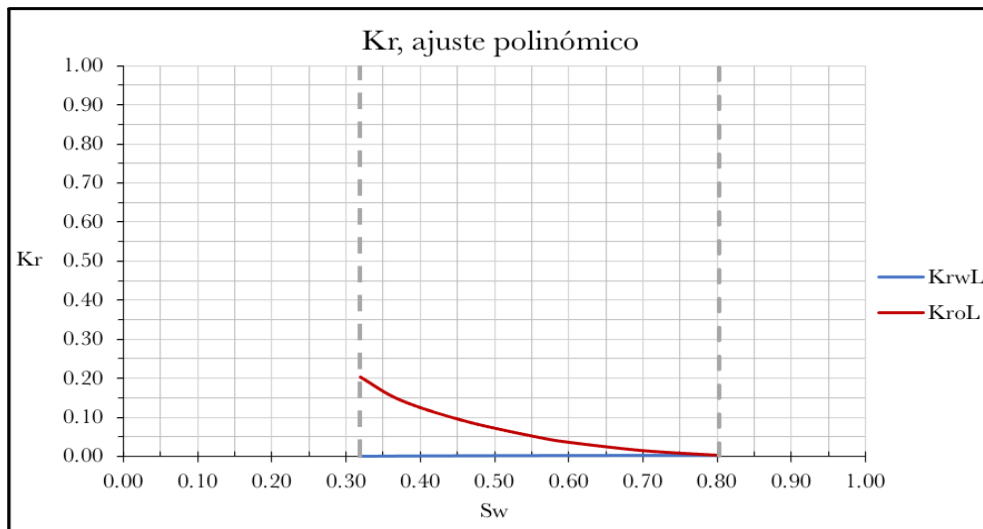
Gráfica 14. Curvas de la derivada con un ajuste polinómico para el cuarto experimento.

Como puede observarse en la gráfica 13 y 14, el ajuste lineal y polinómico tienen la misma exactitud ($R^2=0.9999$) por lo que cualquiera de los dos puede usarse para generar las curvas de permeabilidad relativa del agua y del aceite. Analizando las curvas de permeabilidad relativa obtenidas por ajuste polinómico (gráfica 15), no es posible ver la intersección de las curvas de permeabilidad relativa lo que hace concluir que, parecido al

primer experimento, la diferencia de viscosidades entre la salmuera (1 [cP]) y el aceite crudo (937 [cP]) es de tres órdenes de magnitud. Por lo que requeriría un barrido con muchos más datos para observar la intersección.



Gráfica 15. Curvas de permeabilidades relativas generadas mediante el método JBN (ajuste polinómico) para un aceite crudo de viscosidad de 937 [cP].

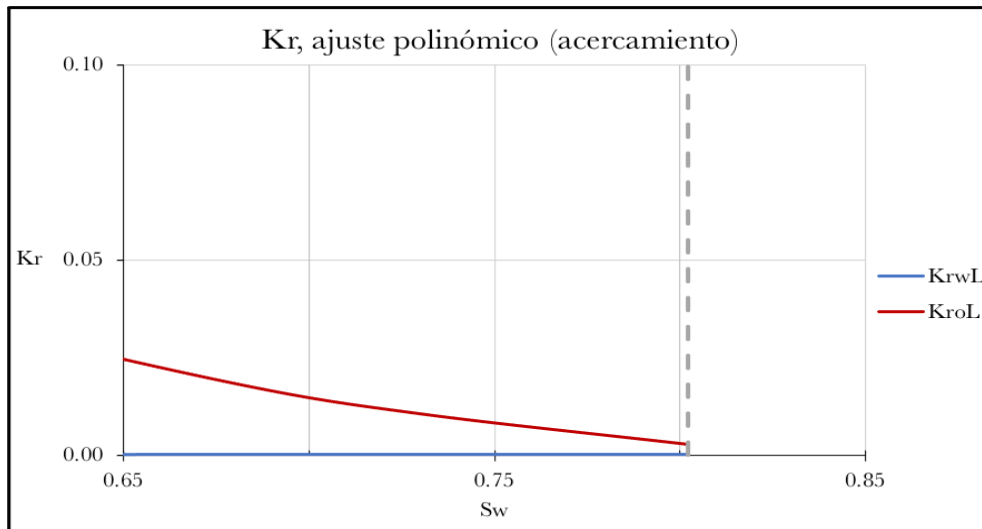


Gráfica 16. Curvas de permeabilidades relativas generadas mediante el método JBN (ajuste polinómico) para una viscosidad de aceite mineral de 9.37 [cP].

Por ello, tal y como se propuso en las variables y condiciones de trabajo para el desplazamiento de los fluidos del segundo experimento, se colocaron mantas térmicas en el acumulador y en el portamuestras para calentar el aceite crudo.

La gráfica 16 muestra las curvas de permeabilidad relativa obtenidas para un cambio de viscosidad de 93.7 [cP], en la que pareciera no observarse algún cambio favorable en la

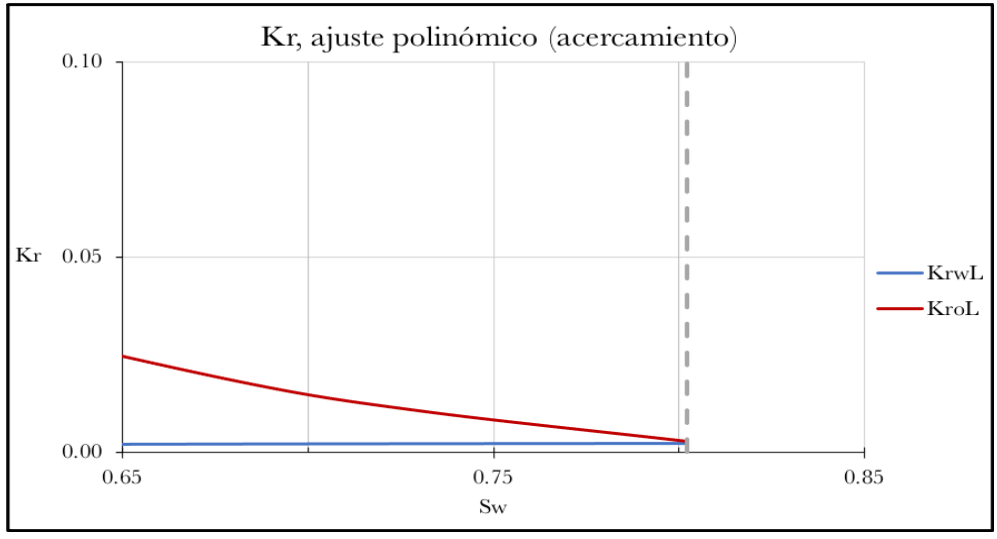
intersección de curvas. Sin embargo, en las gráficas 17 y 18 se puede observar un acercamiento a cada una de las gráficas en donde puede verse con mayor claridad que las curvas generadas para una viscosidad de aceite de 937 [cP] están cerca de intersectarse, pero no lo logran en ningún momento de la prueba, mientras que para una viscosidad de aceite de 93.7 [cP] pareciera que apenas y pueden acercarse para lograr intersectarse al final de los datos de saturación de agua de la prueba.



Gráfica 17. Acercamiento a las curvas de permeabilidades relativas generadas mediante el método JBN (ajuste polinómico) para una viscosidad de aceite crudo de 937 [cP].

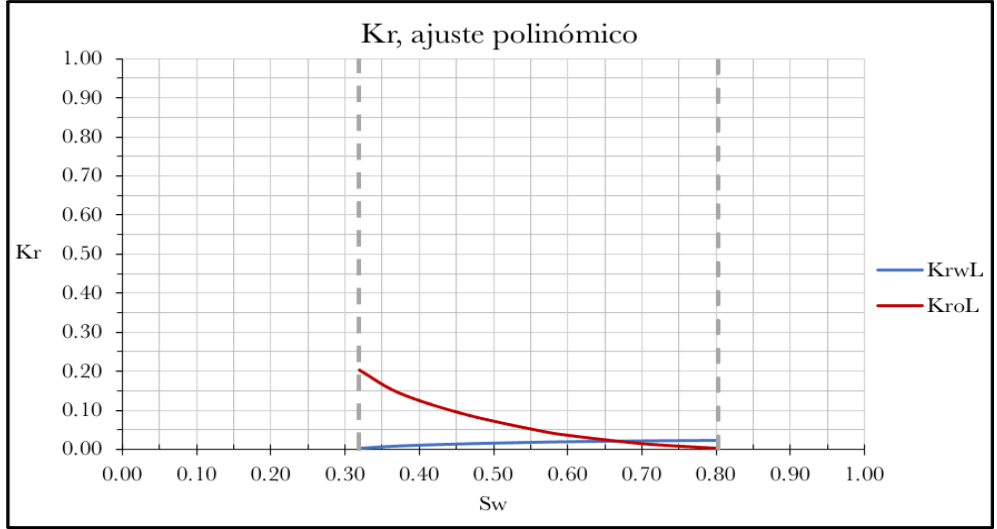
Suponiendo que el aceite crudo se pudiera calentar hasta reducir su viscosidad a un valor de 9.37 [cP], se podría obtener la gráfica 19. Por practicidad al momento de leer y analizar los datos obtenidos para las curvas de permeabilidades relativas para una viscosidad de aceite crudo de 9.37 [cP]. En la gráfica 20 se presenta un acercamiento tal que permita observar claramente cada uno de los puntos importantes de las curvas.

Así pues, analizando esta gráfica podemos encontrar que: (1) la saturación de agua irreducible, S_{wir} , tiene un valor la permeabilidad relativa al agua de aproximadamente 0, correspondiente al primer valor de saturación de agua conocido, $S_w=0.32$ (tabla 14); (2) la saturación de aceite residual, S_{or} , tiene un valor la permeabilidad relativa al aceite de aproximadamente 0, correspondiente al último valor de saturación de agua conocido, $S_w=0.8$ (tabla 14); (3) la permeabilidad relativa del aceite a la saturación de agua irreducible, $K_{ro}@S_{wir}$, tiene un valor la permeabilidad relativa al aceite de aproximadamente 0.2, correspondiente al primer valor de saturación de agua conocido, $S_w=0.32$ (tabla 14); (4) la permeabilidad relativa del agua a la saturación de aceite residual, $K_{rw}@S_{or}$, tiene un valor la permeabilidad relativa al agua de aproximadamente 0.02, correspondiente al último valor de saturación de agua conocido, $S_w=0.8$ (tabla 14) y (5) la intersección de las curvas de permeabilidad relativa al agua y al aceite que ocurre aproximadamente en $S_w=0.68$.

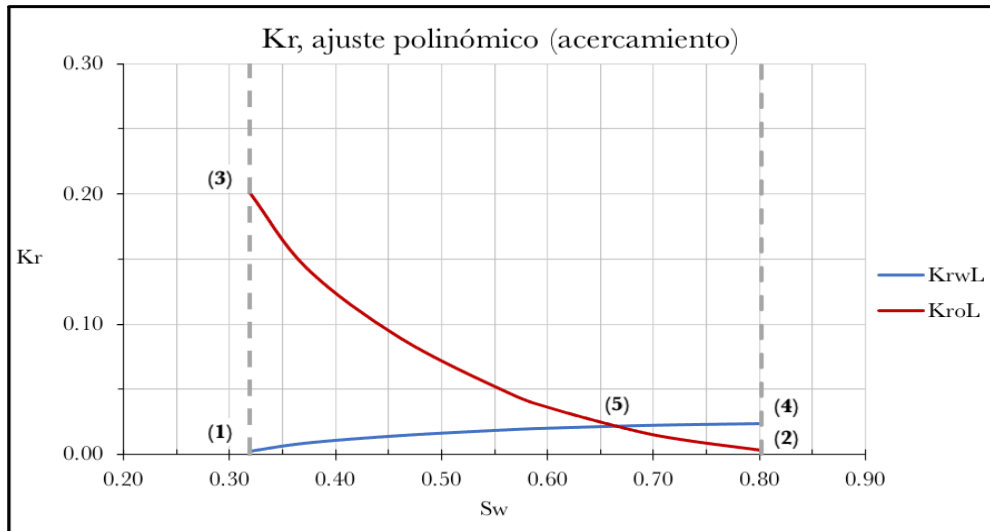


Gráfica 18. Acercamiento a las curvas de permeabilidades relativas generadas mediante el método JBN (ajuste polinómico) para una viscosidad de aceite crudo de 93.7 [cP].

En un análisis conjunto, si se comparan los valores de la tabla 10 con los puntos de las curvas de la gráfica 20 se ve que la saturación de agua irreducible es menor al 10%, sin embargo, el valor de saturación de agua al cual se cumple que la $k_{ro}=k_{rw}$ es mayor al 45 % y el valor de la k_{rw} a la condición de saturación de aceite residual es un valor menor al 7%. Debido a estos valores el fluido que tiene mayor facilidad para desplazarse por la roca es el aceite lo que se ve reflejado en el alto valor de k_{ro} en la curva de permeabilidad relativa, por otro lado, se tiene un bajo valor de k_{rw} ya que las fuerzas interfaciales entre el agua y el medio sólido se adhieren con mayor fuerza al agua lo que genera una mojabilidad a este fluido. En pocas palabras el análisis refiere que la mojabilidad de la muestra es mojada por agua.



Gráfica 19. Curvas de permeabilidades relativas generadas mediante el método JBN (ajuste polinómico) para una viscosidad de aceite crudo de 9.37 [cP].



Gráfica 20. Acercamiento a las curvas de permeabilidades relativas generadas mediante el método JBN (ajuste polinómico) para una viscosidad de aceite crudo de 9.37 [cP].

Capítulo 3

Herramienta computacional para determinar las curvas de permeabilidad relativa líquido-líquido

En un intento de optimizar el proceso de solución de las fórmulas y lograr que el resultado sea lo más preciso posible, al igual que las gráficas generadas, las curvas de permeabilidad relativa por el método JBN se pueden generar a través de un lenguaje de programación de alto nivel, en este caso Python. La metodología por resolver ya se describió anteriormente, lo que resta por hacer, en esta herramienta computacional, es programar el código que generará de manera automática las curvas de permeabilidad. Para ello, primero hay que elaborar un algoritmo de solución, el cual pueda seguirse para la programación exitosa del código. En cada inyección de fluidos los datos generados se registran en una hoja de Excel, por lo que, con la idea de optimizar el proceso de solución, el código tomará los datos, necesarios para la construcción de las curvas, registrados en la hoja *Datos de muestra* (Imagen 12).

3.1. Descripción de la hoja de cálculo

Las curvas de permeabilidad relativa que se presentan en este trabajo de investigación se pueden generar mediante dos distintos medios: (1) a través de Excel y (2) mediante un lenguaje de programación de alto nivel, en este caso Python, que se desarrollará con detalle en el siguiente capítulo.

Excel es una herramienta eficaz en la obtención de información con significado a través del tratamiento de grandes cantidades de datos. El significado que adquiere la información se otorga a través del análisis de datos mediante cuadrículas de celdas que organizan la información, ya sean números, texto o fórmulas, en tablas y gráficos visuales que pudieran generarse mediante la operación aritmética de estos. La organización sistemática de los datos permite ordenar y filtrar datos con forme se necesite. Las curvas mostradas en la determinación de la permeabilidad relativa por el método JBN, de la sección anterior, son generadas mediante el tratamiento de datos en Excel. En general, el funcionamiento del libro de cálculo para la construcción de las curvas de permeabilidad relativa es muy sencillo, para ello se prepara un libro con 5 hojas (datos de la muestra, datos medidos, permeabilidades, datos para k_r y curva k_r) en las que se vaciará, y organizará, la información procedente de las pruebas de desplazamiento realizadas (imagen 12):

Cálculo del volumen de vaselina líquida residual desplazado por inyección de agua			
Datos de identificación de la muestra			
Nombre/tipo de la muestra	Berea Cores Sandstone		
Fluido de inyección (fluido desplazante)	Agua destilada		
Fluido de saturación (fluido despezado)	Aceite minera (vaselina líquida)		
Variables de trabajo			
Presión de confinamiento [psi]	2000		
Contrapresión [psi]	14.7		
Temperatura [°C]	20		
Variables medidas			
Volumen de la línea salida CELDA LIRFFF [cm3]	0.50		
Longitud 1 [cm]	5.79		
Longitud 2 [cm]	5.79		
Longitud 3 [cm]	5.79		
Longitud 4 [cm]	5.79		
Longitud promedio de la muestra [cm]	5.79		
Diámetro 1 [cm]	3.81		
Diámetro 2 [cm]	3.84		
Diámetro 3 [cm]	3.81		
Diámetro 4 [cm]	3.78		
Diámetro promedio de la muestra [cm]	3.81		
Área de la muestra [cm2]	11.40		
Peso en seco de la muestra [gr]	138.54		
Peso de la muestra saturada [gr]	150.46		
Densidad del fluido de saturación [gr/cm3] (agua)	1.00		
Volumen poroso ocupado por los fluidos contenidos en la muestra [cm3]	11.93		
Porosidad de la muestra [%]	18.07		
Viscosidad del agua [cp] @ Presión y Temperatura de trabajo	1.00		
Viscosidad del aceite [cp] @ Presión y Temperatura de trabajo	4.28		
Caudal de trabajo para k absoluta, primera inyección de agua [cc/min]	1.00		
Caudal de trabajo para ko, inyección de vaselina [cc/min]	1.00		
Caudal de trabajo kw, segunda inyección de agua [cc/min]	1.00		
Se establece a lo largo de la prueba			
Variables de interés			
Volumen total de agua desplazado por el aceite [cm3]	8.00		
Volumen total de aceite desplazado por el agua [cm3]	6.77		
Saturación de agua residual Swr	4.425	7.50	11.93
Saturación de aceite residual Sor	10.70	1.23	11.93
Factor de recuperación de aceite [%]	96.93		
Número de probetas utilizadas			
7			

Imagen 12. Captura de pantalla del libro de Excel utilizado para este trabajo de investigación.

3.1.1. Datos de la muestra

La organización del archivo en Excel es fundamental para que la programación de la extracción de datos en un programa de lenguaje de alto nivel sea sencilla de realizar. Comenzando por la hoja de datos de la muestra, en ella se vierten los datos básicos de identificación de la muestra, las variables de trabajo y las variables medidas de la muestra y de los fluidos. Además, en esta misma hoja se realizan y organizan los primeros cálculos de las variables de interés con la ayuda de la cuantificación del volumen total de agua desplazada por el aceite y el volumen total de aceite desplazado por el agua.

3.1.2. Datos medidos

En la hoja de datos medidos se registra el historial de presión de cada una de las inyecciones realizadas a través de la muestra (agua, aceite mineral o aceite crudo, según sea el caso). Se registra la hora a la que se toma la muestra, el tiempo transcurrido, la presión registrada y, en la columna siguiente, se determina la diferencia que hay entre la presión recién registrada y su inmediata anterior. Con base a esta última columna se determinará cuando el sistema entre en un estado estable a través de la observación del comportamiento de una gráfica tiempo vs presión.

3.1.3. Permeabilidades

Siguiendo con la hoja permeabilidades, en ella se organiza una corrida completa de los volúmenes porosos inyectados, a lo largo de la prueba de desplazamiento, con la cual se calculan (1) la permeabilidad absoluta del medio, (2) la permeabilidad efectiva al aceite (sea aceite mineral o crudo) y (3) la permeabilidad relativa al agua (sea destilada o salmuera) correspondiente a los volúmenes porosos inyectados determinados según el historial de presión registrado en la hoja de datos medidos. Además, al final de cada corrida se determina una delta P promedio que hace referencia a la presión promedio registrada durante la determinación de cada una de las propiedades.

3.1.4. Datos k_r

La hoja de datos k_r (imagen 13) recopila y resume las diferencias de presión registradas a partir de la identificación del punto de ruptura (primera gota de agua producida en la segunda inyección de agua) y las presiones registradas en las subsecuentes probetas (0–6) en la inyección de aceite mineral y 0–7 en la inyección de crudo). Se registra la presión promedio delta P de cada probeta registrada y, además, se cuantifican los volúmenes de agua producidos, los volúmenes de aceite producidos y los volúmenes de fluido (agua + aceite) producidos por probeta.

Diferencias de presión para la construcción de los datos de permeabilidad relativa								
Probeta	Ruptura (0)	1	2	3	4	5	6	
	39.50	73.30						
	48.30	77.10						
	56.70							
	65.80							
								84.5
								84.7
								84.8
								85
								85.1
								85.2
								85.3
								85.4
								85.5
								85.6
								85.7
						83.6		85.8
					81	82.7	83.8	85.9
				78.6	81.6	83	84	85.91
				79.5	82.1	83.2	84.2	86
				80.3	82.4	83.4	84.3	86.1
Promedio DELTA P	52.575	75.200	79.467	81.775	83.075	83.980	85.407	
Volumen de Agua (cc)	0	0.01	4.1	4.6	4.7	5.2	20	
Volumen de aceite (cc)	4.4	1.8	0.3	0.15	0.1	0.01	0.01	
Volumen de la probeta. (cc)	4.4	1.81	4.4	4.75	4.8	5.21	20.01	

Probeta cero:
Esta probeta va restando el volumen de salida linea

Imagen 13. Captura de pantalla de la hoja $Datos k_r$.

3.1.5. Curva k_r

Finalmente, la hoja de curva K_r es la culminación del tratamiento de datos. En ella se muestran, como referencia, las fórmulas que se utilizan para la determinación de las curvas de permeabilidad relativa al agua y al aceite en la muestra rocosa. En esta hoja se presenta una tabla que resume, por probeta, los datos de: (1) delta P en [psi], (2) el volumen de agua en [cm³], (3) el volumen de agua acumulado en [cm³], (4) el volumen de aceite en [cm³], (5) el volumen de aceite acumulado en [cm³], (6) el volumen del contenido total de la probeta en [cm³], (7) el volumen del contenido total acumulado de la probeta en [cm³], (8) los volúmenes porosos de agua inyectada desplázate, Q_{wi} , (9) el flujo fraccional del agua a la salida, F_{wL} , (10) la saturación de agua, S_w , (11) la saturación de agua a la salida, SwL , (12) el flujo fraccional del agua a la salida, F_{wL} , (13) el cociente de permeabilidades, (14) la inyectividad relativa, (15) el recíproco de la inyectividad relativa por los volúmenes porosos de agua inyectada desplázate, (16) el recíproco de los volúmenes porosos de agua inyectada desplázate, (17) la derivada lineal, (18) la derivada polinómica, (19) la permeabilidad relativa al agua por ajuste lineal, (20) la permeabilidad relativa al aceite por ajuste lineal, (21) la permeabilidad relativa al agua por ajuste polinómico y (22) la permeabilidad relativa al aceite por ajuste polinómico. Además, se muestra una gráfica que corresponde a la determinación del ajuste lineal (la derivada lineal) y una gráfica que corresponde al ajuste polinómico (la derivada polinómica). Por último, se presentan las curvas de permeabilidad relativa para el aceite y el agua, para ambos ajustes calculados (imagen 14).

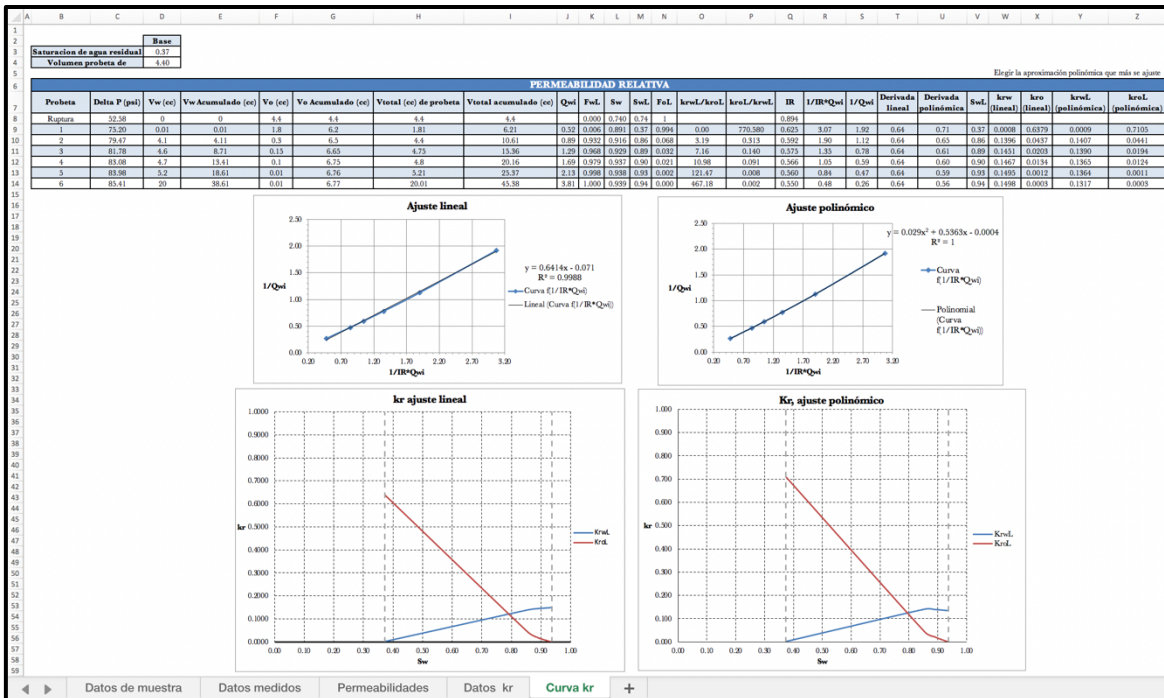


Imagen 14. Captura de pantalla de la hoja *Curvas kr*.

A continuación, se presenta el algoritmo de solución elaborado para la programación del código generador de curvas de permeabilidad por el método JBN; junto con él se muestran capturas de pantalla del programa desarrollado:

1. Bienvenida al código y extracción de datos.

1.1. Escribir una línea que imprima una bienvenida al código y además muestre una breve descripción de lo que éste realiza. La librería *os* se importa para limpiar el panel de la consola en donde se muestra el texto de la bienvenida.

```
os.system('clear') # NOTA para wind9ows tienes que cambiar clear por cls
print("-----")
input("\t\t\t\t\t=====> CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA <=====\n" "\nEste código"+
      " genera curvas de permeabilidad relativa, al agua y al aceite, a partir de datos"+
      " experimentales obtenidos de una prueba de desplazamiento, cuyos datos están"+
      " registrados en un archivo de Excel: \n\n\n\t\tTeclee enter para continuar:")
os.system('clear')
```

Imagen 15. Líneas de código que hacen mostrar la bienvenida al programa.

1.2. Llamar datos desde Excel. La información requerida para la realización de las operaciones de las curvas de permeabilidad se registra en un archivo de Excel a lo largo de una prueba de desplazamiento, ésta, al estar dispersa en 3 distintas hojas, será llamada a través de 3 diferentes entradas. Para ello es necesario importar la librería *xbrd*, con la cual es posible abrir y extraer información de las hojas en Excel (Imagen 16). La información que se extraerá es la siguiente:

- Número de probetas analizadas.
- Diámetro de la muestra.
- Longitud de la muestra.
- Peso en seco de la muestra.
- Peso de la muestra después de ser saturada.
- Densidad del fluido de saturación (agua).
- Viscosidad del fluido con el cual se satura la muestra (agua o salmuera).
- Viscosidad del fluido que se inyecta a la muestra (aceite).
- Volumen total de agua desplazado en la inyección de aceite.
- Volumen total de aceite desplazado en la segunda inyección de agua.
- Volumen de la línea salida de la Celda del LIRFFF.
- Caudal de trabajo para la permeabilidad absoluta al agua, K_{abs} .
- Caudal de trabajo para la permeabilidad efectiva al aceite, K_o .
- Delta P promedio de las presiones registradas en la inyección de aceite.

```

openFile = xlrd.open_workbook("/Users/miguelrodriguez/Documentos/TESIS/Pruebas de "+
                                "desplazamiento/Desplazamiento inmiscible/Berea kr "+
                                "desplazamiento inmiscible rev03.xlsx")

sheet = openFile.sheet_by_name("Datos de muestra")
sheet1 = openFile.sheet_by_name("Permeabilidades")
sheet2 = openFile.sheet_by_name("Datos kr")

Num_probetas = int(sheet.cell_value(45,2)+1)
Diametro = sheet.cell_value(25,2)
Longitud = sheet.cell_value(20,2)
Peso_seco = sheet.cell_value(27,2)
Peso_sat = sheet.cell_value(28,2)
Den_fluid_sat = sheet.cell_value(29,2)
Vis_flui_sat = sheet.cell_value(32,2)
Vis_flui_inyec = sheet.cell_value(33,2)
Vol_total_agua_dezpl_porAceite = sheet.cell_value(40,2)
Vol_total_aceite_dezpl_porAgua = sheet.cell_value(41,2)
Vol_linea_salida_celda = sheet.cell_value(15,2)
Caudal_Kabs = sheet.cell_value(34,2)
Caudal_Ko = sheet.cell_value(35,2)
Delta_p_promedio = sheet1.cell_value(33,5)

```

Imagen 16. Líneas de código que extrae los datos necesarios del libro de Excel.

2. Solución de ecuaciones

2.1. Resolver operaciones básicas para el análisis de la muestra y de los fluidos presentes en ella. En el caso de la operación para el área de la muestra se requiere del uso del número π , por lo que resulta necesario importar la librería *math*, la cual proporciona acceso a constantes matemáticas definidas con una alta precisión.

- Área de la muestra.
- Volumen de la muestra.
- Volumen poroso, al líquido, de la muestra.
- Porosidad de la muestra.
- Saturación de agua residual, S_{wr} .
- Volumen de agua correspondiente a la saturación de agua residual.
- Volumen de aceite correspondiente a la saturación de agua residual.
- Saturación de aceite residual, S_{or} .
- Volumen de agua correspondiente a la saturación de aceite residual.
- Volumen de aceite correspondiente a la saturación de aceite residual.

```

Area_Muestra = (math.pi*(Diametro**2))/4
Vol_Muestra = Area_Muestra*Longitud
Vol_Poroso_Liquido = (Peso_sat-Peso_seco)/Den_fluid_sat
Porosidad = (Vol_Poroso_Liquido/(Area_Muestra*Longitud))*100
Swr = 1-((Vol_total_agua_dezpl_porAceite-Vol_linea_salida_celda)/Vol_Poroso_Liquido)
Vol_agua_Swr = Swr*Vol_Poroso_Liquido
Vol_aceite_Swr = Vol_Poroso_Liquido-Vol_agua_Swr
Sor = (Vol_aceite_Swr-(Vol_total_aceite_dezpl_porAgua-Vol_linea_salida_celda))/Vol_Poroso_Liquido
Vol_aceite_Sor = Sor*Vol_Poroso_Liquido
Vol_agua_Sor = Vol_Poroso_Liquido-Vol_aceite_Sor

```

Imagen 17. Operaciones básicas previo al análisis de las probetas.

2.2. Resolver operaciones individuales para cada probeta. Estas operaciones son la base en la generación de las curvas de permeabilidad. De manera general para todas estas operaciones, conforme éstas se van resolviendo, los resultados se van guardando en listas con tantos espacios como probetas se analizan; la Imagen 18 muestra un ejemplo de cómo es que se programan. Las operaciones por resolver son las siguientes:

- Volumen de agua acumulado.
- Volumen de aceite acumulado
- Volumen total
- Volumen total acumulado
- Presión promedio
- Volúmenes porosos de agua inyectada desplazante, Q_{wi} .
- Flujo fraccional del agua a la salida (L), F_{wL} .
- Saturación de agua promedio, S_w .
- Saturación a la salida, S_{wL} .
- Flujo fraccional del aceite a la salida (L), F_{oL} .
- Permeabilidad relativa del agua a la salida (L), K_{wrL} .
- Permeabilidad relativa del aceite a la salida (L), K_{orL} .
- Inyectividad relativa, IR.
- Inverso del producto de la Inyectividad relativa y los volúmenes porosos de agua inyectada desplazante, $1 / (IR * Q_w)$.
- Inverso de los volúmenes porosos de agua inyectada desplazante, $1 / Q_w$.

```

print('Volúmenes porosos de agua inyectada desplazante, Qwi')
Qw = [0.0]
for i in range(2,Num_probetas):
    Qw.append(round((list3[i-1]/ Vol_Poroso_Liquido),2))
print (Qw,"\n")

print('Flujo fraccional del agua a la salida (L), FwL')
FwL = []
FwL_round=[]
for i in range(0,Num_probetas-1):
    FwL.append(Vol_agua[i]/ Vol_total[i])
    FwL_round.append(round(Vol_agua[i]/ Vol_total[i], 3))
print (FwL_round,"\n")

print('Saturación de agua promedio, Sw')
Sw = []
Sw_round = []
for i in range(0,Num_probetas-1):
    Sw.append(Swr + (list2[i] / Vol_Poroso_Liquido))
    Sw_round.append(round(Swr+(list2[i] / Vol_Poroso_Liquido), 3))
print (Sw_round,"\n")

```

Imagen 18. Ejemplo de 3 operaciones individuales como parte del análisis de cada probeta.

2.3. Resolver, mediante líneas de tendencia, la derivada necesaria en la determinación de las curvas de permeabilidad relativa. Para ello se generan matrices a través del uso de la librería *numpy* (Imagen 19), la cual se especializa en el cálculo numérico y el análisis de datos a través del uso de objetos llamados *arrays* (matrices). Un *array* es una estructura de datos, creada a partir de una lista, organizada en forma de tabla o cuadrícula de distintas dimensiones que permiten representar colecciones de datos de un mismo tipo en varias dimensiones, y funciones muy eficientes para su manipulación y graficación. Para la realización de los ajustes, tanto lineal como polinómico, usaremos la librería *sklearn*, que contiene muchas herramientas eficaces para la modelización estadística como lo es la regresión lineal.

```

AL1 = []
for i in range(1,Num_probetas-1):
    AL1.append([Uno_IR_Qw[i]])
Uno_IR_Qwi = np.array(AL1)

AL2 = []
for i in range(1,Num_probetas-1):
    AL2.append([Uno_Qw[i]])
Uno_Qwi = np.array(AL2)

```

Imagen 19. Líneas del código correspondientes al ajuste lineal.

2.3.1. Ajuste lineal.

2.3.1.1. Realizar la regresión lineal para la obtención del ajuste lineal de la curva que describe la relación entre la inyectividad relativa con los volúmenes porosos de agua inyectada desplazante.

```

regresion_lineal = LinearRegression()
regresion_lineal.fit(Uno_IR_Qwi, Uno_Qwi)
Linea_Tendencia_Lineal = regresion_lineal.predict(Uno_IR_Qwi)

```

Imagen 20. Líneas del código correspondientes al ajuste lineal.

- 2.3.1.2. Obtener la expresión de la línea recta que se obtiene al realizar la regresión lineal, determinar su derivada y la exactitud del ajuste mediante la obtención del coeficiente R^2 .

```

m = regresion_lineal.coef_[0][0]
b_lineal = regresion_lineal.intercept_[0]
label_L1 = r'%0.4f x %+0.4f'%(m,b_lineal)
Deriv_label_L1 = r'%0.4f'%(m)

r2_lineal = regresion_lineal.score(Uno_IR_Qwi, Uno_Qwi)
label_L2 = r'Coeficiente R^2 = %0.4f'%(r2_lineal)

```

Imagen 21. Líneas del código correspondientes a la regresión lineal y su derivada.

- 2.3.1.3. Graficar la curva generada a partir de la función que expresa la relación que existe entre $\frac{1}{Q_{wi}}$ con respecto a $\frac{1}{I_r Q_{wi}}$. Sobre esta gráfica, agregar la línea de tendencia obtenida y su expresión matemática, además de agregar, también, el coeficiente R^2 , determinados en el punto anterior.

```

plt.figure('Ajuste Lineal')
plt.title('Ajuste Lineal')
plt.plot(Uno_IR_Qwi, Uno_Qwi, '-b*', label=label_L2)
plt.plot(Uno_IR_Qwi, Linea_Tendencia_Lineal, '--r', label=label_L1)
plt.xlabel("1/IR*Qwi")
plt.ylabel("1/Qwi")
plt.legend()
plt.grid()
plt.show()

```

Imagen 22. Líneas del código correspondiente a la gráfica del ajuste lineal.

- 2.3.1.4. Aplicar el ajuste lineal, con su derivada, a las ecuaciones de permeabilidad relativa, al agua y al aceite.


```

Kro_Lineal = []
KrAL_1 = []
for i in range(1,Num_probetas-1):
    Kro_Lineal.append(FoL[i] * m)
    KrAL_1.append([Kro_Lineal[i-1]])
KrAL1_i = np.array(KrAL_1)

Krw_Lineal = []
KrAL_2 = []
for i in range(1,Num_probetas-1):
    Krw_Lineal.append(Kro_Lineal[i-1] * KwrL_KorL[i])
    KrAL_2.append([Krw_Lineal[i-1]])
KrAL2_i = np.array(KrAL_2)

SwL_Kr = []
for i in range(1,Num_probetas-1):
    SwL_Kr.append([SwL[i]])
SwL_Kr_i = np.array(SwL_Kr)

```

Imagen 23. Líneas del código correspondientes a la aplicación del ajuste lineal.

2.3.1.5. Realizar la gráfica correspondiente a las curvas, generadas, de permeabilidad relativa, al agua y al aceite, con respecto a la saturación de agua a la salida, S_{wL} .

```

plt.figure('Kr Python (lineal)')
fig, ax1 = plt.subplots()
plt.title("Permeabilidades Relativas (Ajuste Lineal)")
ax1.plot(SwL_Kr_i, Krw_Lineal, 'b')
ax1.set_ylabel("$k_{rw}$")
ax1.set_xlabel("$S_{w}$")
ax1.set_ylim(0, np.max(Kro_Lineal)*1.05)
ax2 = ax1.twinx();
ax2.plot(SwL_Kr_i, Kro_Lineal, 'r')
ax2.set_ylabel("$k_{ro}$")
ax2.set_ylim(0, np.max(Kro_Lineal)*1.05)
plt.grid()
plt.show()

```

Imagen 24. Líneas del código correspondientes al gráfico de las curvas de permeabilidad por ajuste lineal.

2.3.2. Ajuste polinómico.

2.3.2.1. Realizar la regresión polinómica para la obtención del ajuste polinómico de la curva que describe la relación entre la inyectividad relativa con los volúmenes porosos de agua inyectada desplazante.

```

pf = PolynomialFeatures(degree = 2)
#transformamos la entrada en polinómica:
Uno_IR_Qwi_i_P = pf.fit_transform(Uno_IR_Qwi.reshape(-1,1))
#creamos una instancia de LinearRegression:
regresion_lineal = LinearRegression()
#instruimos a la regresión lineal que aprenda de los datos (ahora polinómicos)
regresion_lineal.fit(Uno_IR_Qwi_i_P, Uno_Qwi)
prediccion = regresion_lineal.predict(Uno_IR_Qwi_i_P)

```

Imagen 25. Líneas del código correspondientes al ajuste polinómico.

2.3.2.2. Obtener la expresión polinómica (de grado 2) que se obtiene al realizar la regresión polinómica, determinar su derivada y la exactitud del ajuste mediante la obtención del coeficiente R^2 .

```
w_x_x2 = regresion_lineal.coef_
b_polinomial = regresion_lineal.intercept_

label_P1 = r'%0.4f x^2 + %0.4f x +%0.4f'%(w_x_x2[0,2],w_x_x2[0,1],b_polinomial)
Deriv_label_P1 = r'2 (%0.4f) x + %0.4f'%(w_x_x2[0,2],w_x_x2[0,1])

r2_polinomial = regresion_lineal.score(Uno_IR_Qwi_i_P, Uno_Qwi)
label_P2 = r'Coeficiente R^2 = %0.4f'%(r2_polinomial)
```

Imagen 26. Líneas del código correspondientes a la regresión polinómica y su derivada.

2.3.2.3. Graficar la curva generada a partir de la función que expresa la relación que existe entre $\frac{1}{Q_{wi}}$ con respecto a $\frac{1}{I_r Q_{wi}}$. Sobre esta gráfica, agregar la línea de tendencia obtenida y su expresión matemática, además de agregar, también, el coeficiente R^2 , determinados en el punto anterior.

```
plt.figure('Ajuste Polinomial')
plt.title('Ajuste Polinomial')
plt.plot(Uno_IR_Qwi, Uno_Qwi, '-b*', label=label_P2)
plt.plot(Uno_IR_Qwi, prediccion, '--r', label=label_P1)
plt.xlabel("1/IR*Qwi")
plt.ylabel("1/Qwi")
plt.legend()
plt.grid()
plt.show()
```

Imagen 27. Líneas del código correspondiente a la gráfica del ajuste polinómico.

2.3.2.4. Aplicar el ajuste polinómico, con su derivada, a las ecuaciones de permeabilidad relativa, al agua y al aceite.

```
Deriv_Poli = []
for i in range(1,Num_probetas-1):
    Deriv_Poli.append((w_x_x2[0,2] *2* Uno_IR_Qwi[i-1]) + w_x_x2[0,1])

Kro_poli = []
KrAP_1 = []
for i in range(1,Num_probetas-1):
    Kro_poli.append(FoL[i] * Deriv_Poli[i-1])
    KrAP_1.append(Kro_poli[i-1])
KrAL1_i = np.array(KrAP_1)

Krw_poli = []
KrAP_2 = []
for i in range(1,Num_probetas-1):
    Krw_poli.append(Kro_poli[i-1] * KwrL_KorL[i])
    KrAP_2.append(Krw_poli[i-1])
KrAP2_i = np.array(KrAP_2)
```

Imagen 28. Líneas del código correspondientes a la aplicación del ajuste polinómico.

2.3.2.5. Realizar la gráfica correspondiente a las curvas, generadas, de permeabilidad relativa, al agua y al aceite, con respecto a la saturación de agua a la salida, S_{wL} .

```
plt.figure('Kr Python (Pólinómico)')
fig, ax1 = plt.subplots()
plt.title("Permeabilidades Relativas (Ajuste Pólinómico)")
ax1.plot(SwL_Kr_i, Krw_poli, 'b')
ax1.set_ylabel("$k_{rw}$")
ax1.set_xlabel("$S_{w}$")
ax1.set_ylim(0, np.max(Kro_poli)*1.05)
ax2 = ax1.twinx();
ax2.plot(SwL_Kr_i, Kro_poli, 'r')
ax2.set_ylabel("$k_{ro}$")
ax2.set_ylim(0, np.max(Kro_poli)*1.05)
plt.grid()
plt.show()
```

Imagen 29. Líneas del código correspondientes a las curvas de permeabilidad por ajuste polinómico.

3. Presentación de resultados (corrida del programa)

3.1. Lo primero a mostrar en la consola es el título del programa y una breve descripción de su funcionamiento.

```
=====> CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA <=====

Este código genera curvas de permeabilidad relativa, al agua y al aceite, a partir de
datos experimentales obtenidos de una prueba de desplazamiento, cuyos datos están
registrados en un archivo de Excel:

Teclee enter para continuar:
```

Imagen 30. Bienvenida al código.

3.2. Se muestran los resultados referentes a las operaciones básicas, previo al análisis de las probetas.

Área de la muestra	11.4009 [cm ²]
Volumen de la muestra	65.9971 [cm ³]
Volumen poroso, al líquido, de la muestra	11.9250 [cm ³]
Porosidad de la muestra	18.0690 [%]
Saturación de agua residual, S_{wr}	0.3711
Volumen de agua correspondiente a la saturación de agua residual	4.4250 [cm ³]
Volumen de aceite correspondiente a la saturación de agua residual	7.5000 [cm ³]
Saturación de aceite residual, S_{or}	0.1031
Volumen de agua correspondiente a la saturación de aceite residual	1.2300 [cm ³]
Volumen de aceite correspondiente a la saturación de aceite residual	10.6950 [cm ³]

Imagen 31. Tabla de resultados de las operaciones básicas, generada por el código.

3.3. Se muestran los resultados correspondientes a las operaciones propias del análisis de las probetas y los fluidos.

```
Volumen de agua en cada probeta
[0.0, 0.01, 4.1, 4.6, 4.7, 5.2, 20.0]

Volumen de agua acumulada en cada probeta
[0.0, 0.01, 4.11, 8.71, 13.41, 18.61, 38.61]

Volumen de aceite en cada probeta
[4.4, 1.8, 0.3, 0.15, 0.1, 0.01, 0.01]

Volumen de aceite acumulado en cada probeta
[4.4, 6.2, 6.5, 6.65, 6.75, 6.76, 6.77]

Volumen total en cada probeta
[4.4, 1.81, 4.4, 4.75, 4.8, 5.21, 20.01]

Volumen total acumulado en cada probeta
[4.4, 6.21, 10.61, 15.36, 20.16, 25.37, 45.38]

Presion promedio para cada probeta
[52.58, 75.2, 79.47, 81.78, 83.07, 83.98, 85.41]

Volúmenes porosos de agua inyectada desplazante, Qwi
[0.0, 0.52, 0.89, 1.29, 1.69, 2.13, 3.81]

Flujo fraccional del agua a la salida (L), FwL
[0.0, 0.006, 0.932, 0.968, 0.979, 0.998, 1.0]

Saturación de agua promedio, Sw
[0.74, 0.891, 0.916, 0.929, 0.937, 0.938, 0.939]

Saturación a la salida de la roca, SwL
[0.74, 0.37, 0.86, 0.89, 0.9, 0.93, 0.94]

Flujo fraccional del aceite a la salida (L), FoL
[1.0, 0.994, 0.068, 0.032, 0.021, 0.002, 0.0]

Cociente de permeabilidades relativas, krwL/kroL
[0.0, 0.0, 0.32, 0.72, 1.1, 12.15, 46.72]

Inverso del cociente de permeabilidades relativas, kroL/krwL
[0, 7705.8, 3.132, 1.396, 0.911, 0.082, 0.021]

Inyectividad Relativa, Ir
[0, 0.625, 0.592, 0.575, 0.566, 0.56, 0.55]

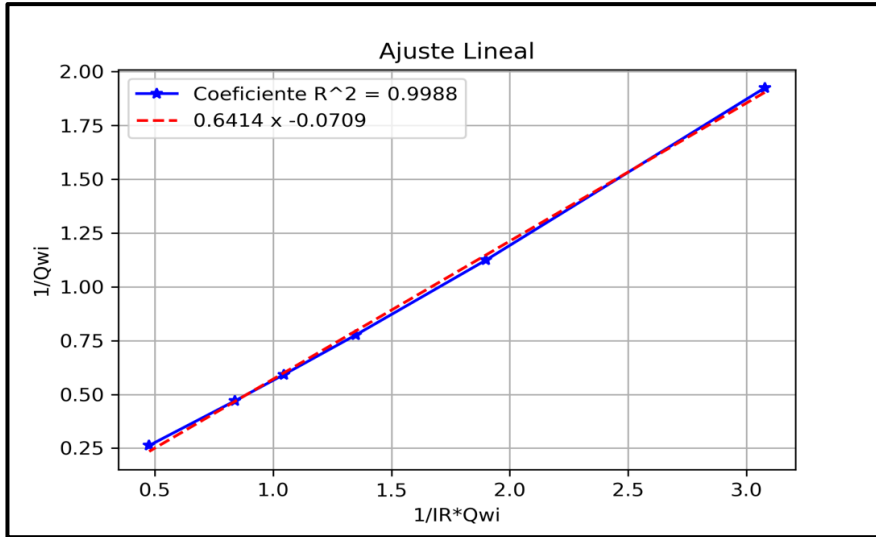
Inverso del producto de la IR por los Qw, 1/(IR* Qw)
[0, 3.08, 1.9, 1.35, 1.05, 0.84, 0.48]

Inverso de los volúmenes porosos de agua inyectada desplazante, 1/Qw
[0, 1.92, 1.12, 0.78, 0.59, 0.47, 0.26]
```

Imagen 32. Resultados del análisis de las probetas generados por el código programado.

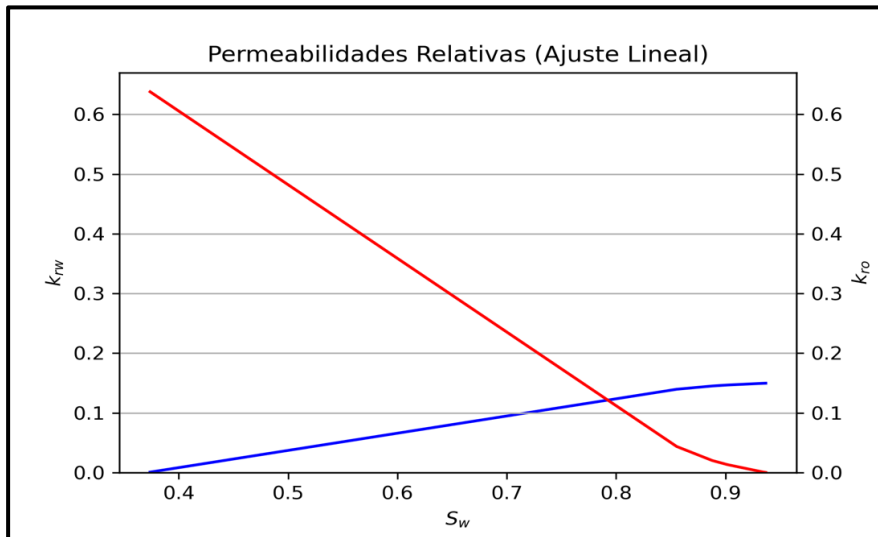
3.4. Presentación de los gráficos de las permeabilidades relativas por ajuste lineal.

3.4.1. Presentación de la curva $1/Q_w$. VS $1/(IR * Q_w)$ y su correspondiente línea de tendencia lineal junto con la ecuación que la describe, y su correspondiente valor de R^2 .



Gráfica 21. Ajuste lineal realizado a través del código generado en Pyhton.

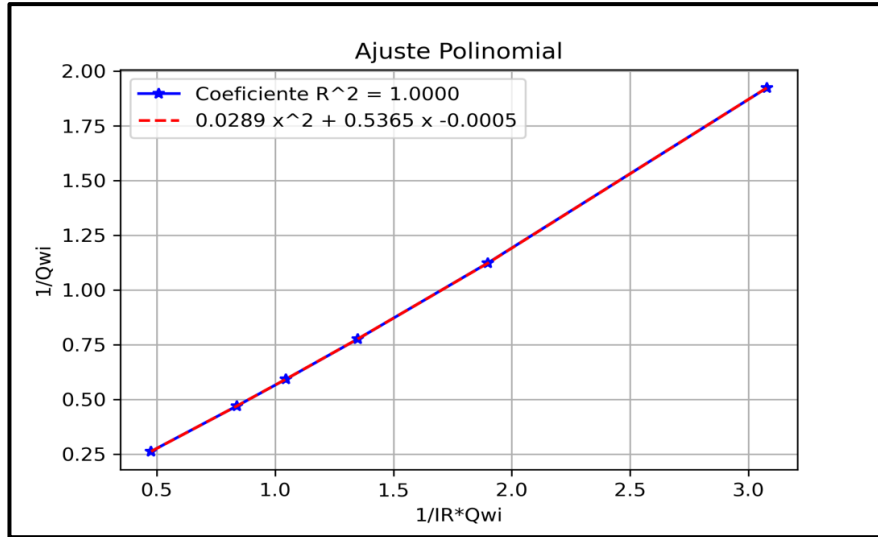
3.4.2. Presentación de las curvas de permeabilidad relativa, al agua y al aceite, generada a través del código con su correspondiente ajuste lineal.



Gráfica 22. Curvas de permeabilidad relativa, krw (azul) y kro (rojo), con ajuste lineal realizadas a través del código generado en Pyhton.

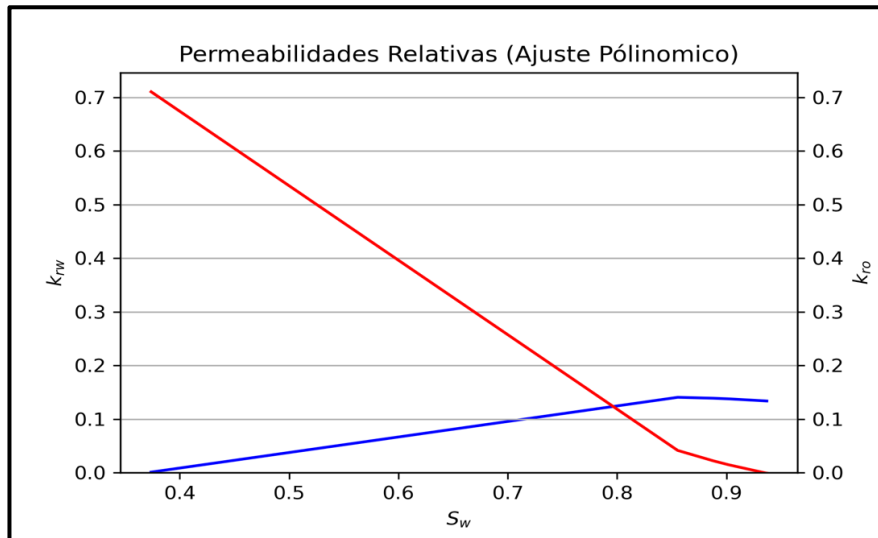
3.5. Gráfico de permeabilidades relativas por ajuste polinómico.

3.5.1. Presentación de la curva $1/Q_w$. VS $1/(IR * Q_w)$ y su correspondiente línea de tendencia polinomial junto con la ecuación que la describe, y su correspondiente valor de R^2 .



Gráfica 23. Ajuste polinómico realizado a través del código generado en Pyhton.

3.5.2. Presentación de las curvas de permeabilidad relativa, al agua y al aceite, generada a través del código con su correspondiente ajuste polinómico.



Gráfica 24. Curvas de permeabilidad relativa, k_{rw} (azul) y k_{ro} (rojo), con ajuste polinómico realizadas a través del código generado en Pyhton.

Capítulo 4

Desarrollo del Simulador Numérico

En este capítulo se desarrolla un simulador numérico que reproduce lo que ocurre, experimentalmente, en una prueba de desplazamiento inmisible en una muestra de núcleo (medio poroso) a través de gráficas de presión contra distancia y saturación contra distancia. Se abordan las técnicas numéricas y el algoritmo computacional para resolver el modelo matemático que lleva a cabo la simulación del proceso de inyección de agua para la recuperación de aceite. Se describe un modelo físico conceptual basado en la teoría de Buckley–Leverett para modelar el flujo de dos fases en medios porosos (Chen et al., 2006), se desarrolla el modelo matemático basado en la formulación presión–saturación y la discretización de los modelos se lleva a cabo por el método de diferencias finitas (Chapra & Canale, 2006; Ertekin et al., 2001).

El desarrollo de un simulador numérico se logra mediante el modelado matemático computacional de un problema ingenieril en concreto. En el caso de esta investigación, el problema es el modelado del flujo de dos fases inmiscibles, en el que una de las fases desplaza a la otra, a través de un medio poroso. Para resolver este problema, de él se necesita definir (1) el modelo físico conceptual en el que se definan e incluyan las consideraciones de lo que se va a modelar matemática y numéricamente; (2) el modelo matemático que detalle las ecuaciones, condiciones iniciales y condiciones de frontera que describan lo mejor posible el modelo físico; (3) el modelo numérico que describa la técnica de discretización de los sistemas de ecuaciones diferenciales a resolver y (4) el modelo computacional que detalle el algoritmo de solución e implementación computacional del modelo numérico, tipo de lenguaje y datos de entrada y salida.

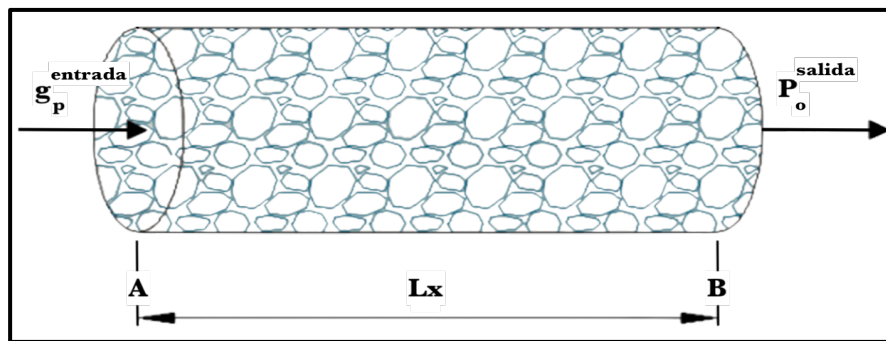
4.1 Metodología

Las aplicaciones del concepto de permeabilidad relativa, al análisis de rendimiento de los yacimientos y a la predicción de la recuperación de estos, fueron introducidas por Beckley y Leverett, quienes desarrollaron dos ecuaciones que se conocen como la ecuación de Flujo Fraccional y la ecuación de Avance Frontal (Chen et al., 2006). Estas dos ecuaciones hacen posible el cálculo de la recuperación de aceite resultante del desplazamiento de un fluido inmisible, en el caso de este trabajo: agua. Lo que proponen es una forma de interpretar el mecanismo por el cual un fluido presente en un medio poroso es desplazado por otro que es inyectado en él. Este desplazamiento ocurre a condiciones de estado no estable ya que existe un cambio, en todo momento, de la caída de presión, y a veces en el

caudal, lo que lleva a no tener condiciones de equilibrio que puedan propiciar estados de saturación constantes (Chen et al., 2006). El desarrollo matemático que se lleva a cabo en los apartados siguientes es citado, en su mayoría, del trabajo editorial de Zhangxin Chen et al. (2006).

4.1.1 Modelo físico conceptual

El modelo de Buckley – Leverett describe el desplazamiento de aceite mediante la inyección de agua en un dominio horizontal como el que se muestra en la Esquema 6.



Esquema 6. Medio homogéneo de longitud Lx , a condiciones de agua residual y aceite.

Se simulará un problema de flujo multifásico con base en modelos de flujo para sistemas multifásicos. El modelo conceptual considera que ocurre un flujo bifásico en un medio poroso unidimensional homogéneo de longitud Lx , con permeabilidad y porosidad constantes, donde existe desplazamiento de aceite por inyección de agua a caudal constante en condiciones isotérmicas. Así mismo se considera que las propiedades del fluido no dependen de la presión. Este modelo requiere de hacer las siguientes suposiciones:

1. Se inyecta agua para desplazar el aceite y posteriormente producirlo.
2. No se consideran los efectos de la presión capilar, ni de la fuerza de gravedad.
3. No hay fuentes ni sumideros.
4. Los fluidos son incompresibles e inmiscibles.
5. El medio se encuentra a condiciones de agua residual.

4.1.2 Modelo matemático

Partiendo de la ecuación general de balance para flujo monofásico (de cualquier fluido α) en medios porosos, se tiene:

$$\frac{\partial \phi \rho_\alpha S_\alpha}{\partial t} - \nabla \cdot (\rho_\alpha \bar{k} \lambda_\alpha (\nabla p_\alpha - \rho_\alpha g \nabla z)) = q_\alpha \quad (4.1)$$

donde: $\lambda_\alpha = \frac{k_{r\alpha}}{\mu_\alpha}$

En la ecuación 3.1, podemos observar que hay 3 términos: (1) un término temporal, (2) un término convectivo (la divergencia por el gradiente de presión) y (3) un término fuente, en ese correspondiente orden. Esta ecuación se puede reducir tomando en cuenta las consideraciones del modelo físico conceptual. De esta forma, y por la naturaleza del sistema de ecuaciones generado, es posible concebir el modelo conceptual a la ecuación de presión y el modelo conceptual a la ecuación de saturación, al no considerarse la fuerza de gravedad, el término $\rho_\alpha g \nabla z$ pasa a convertirse en cero; al considerar que no hay fuentes ni sumideros q_α se convierte en cero; y, considerando que los fluidos son incompresibles, la densidad de estos no cambia en el tiempo, por lo que tampoco cambia en el espacio. De esta forma, esta propiedad puede salir de la derivada temporal y fuera de la divergencia, por lo que podemos hacer factor común, y al estar multiplicando, pasa del lado derecho dividiéndose en cero. Finalmente, las ecuaciones que se muestran a continuación modelan el modelo físico conceptual descrito en la ecuación 5.1, aplicando las condiciones mencionadas anteriormente:

$$\nabla \cdot (\bar{k} \lambda \nabla p) = 0 \quad (4.2)$$

$$\phi \frac{\partial S}{\partial t} - \nabla \cdot (\bar{k} \lambda_w \nabla p) = 0 \quad (4.3)$$

Las condiciones de frontera establecidas en el análisis del modelo físico son: (1) de segunda clase para presión por el lado de inyección (lado izquierdo del modelo), (2) de primera clase para saturación y (3) ambas de primera clase para el lado de producción (lado derecho del modelo). También se dice que el modelo está saturado completamente de aceite (condición inicial $t(0) = S_{o,max}$ para todo el dominio discreto, en sus puntos internos)

4.1.2.1 Formulación Presión – Saturación

El sistema de ecuaciones que produce la ecuación general de balance de masa (ecuación 3.1) está fuertemente acoplado, si se consideran 2 o más fases. Esto quiere decir que las incógnitas de las ecuaciones, presión–saturación de la fase, dependen una de la otra y se encuentran explícitamente en la misma ecuación. Una forma de desacoplar el sistema de ecuaciones diferenciales producido es mediante la formulación de flujo fraccional de un sistema de N fases, en 1 ecuación para la presión y en N–1 ecuaciones de transporte para

las saturaciones. Esta formulación produce un sistema de ecuaciones débilmente acoplado que puede resolverse de manera iterativa y secuencial.

4.1.2.1.1 Ecuación de presión

Para obtener la ecuación de la presión, primero se divide la ecuación 3.1 entre la densidad ρ_α :

$$\frac{1}{\rho_\alpha} \left[\frac{\partial (\phi \rho_\alpha S_\alpha)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho_\alpha \vec{u}_\alpha) - q_\alpha \right] = 0, \quad (4.4)$$

sumando sobre todas las fases, se llega a:

$$\sum_\alpha \left\{ \frac{1}{\rho_\alpha} \left[\frac{\partial (\phi \rho_\alpha S_\alpha)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho_\alpha \vec{u}_\alpha) - q_\alpha \right] \right\} = 0, \quad (4.5)$$

desarrollando las derivadas mediante la regla del producto, se obtiene:

$$\sum_\alpha \left\{ \frac{1}{\rho_\alpha} \left[\rho_\alpha S_\alpha \frac{\partial \phi}{\partial t} + \phi S_\alpha \frac{\partial \rho_\alpha}{\partial t} + \rho_\alpha \phi \frac{\partial S_\alpha}{\partial t} + \rho_\alpha \nabla \cdot \vec{u}_\alpha + \vec{u}_\alpha \nabla \cdot \rho_\alpha - q_\alpha \right] \right\} = 0, \quad (4.6)$$

aplicando la ecuación constitutiva $\sum_\alpha^n S_\alpha = 1$ a la ecuación 3.6, se llega a la siguiente expresión:

$$\frac{\partial \phi}{\partial t} + \sum_\alpha \nabla \cdot \vec{u}_\alpha + \sum_\alpha \frac{1}{\rho_\alpha} \left[\phi S_\alpha \frac{\partial \rho_\alpha}{\partial t} + \vec{u}_\alpha \nabla \cdot \rho_\alpha \right] - \sum_\alpha \frac{q_\alpha}{\rho_\alpha} = 0. \quad (4.7)$$

definiendo la velocidad total \vec{u} como:

$$\vec{u} = \sum_\alpha \vec{u}_\alpha, \quad (4.8)$$

se tiene la siguiente relación:

$$\nabla \cdot \vec{u} = \nabla \cdot \sum_\alpha \vec{u}_\alpha = \sum_\alpha \nabla \cdot \vec{u}_\alpha, \quad (4.9)$$

sustituyendo la ecuación de la velocidad total (ecuación 3.9) en la ecuación 3.7, se llega a:

$$\frac{\partial \phi}{\partial t} + \nabla \cdot \vec{u} + \sum_{\alpha} \frac{1}{\rho_{\alpha}} \left[\phi S_{\alpha} \frac{\partial \rho_{\alpha}}{\partial t} + \vec{u}_{\alpha} \nabla \cdot \rho_{\alpha} \right] - \sum_{\alpha} \frac{q_{\alpha}}{\rho_{\alpha}} = 0 \quad (4.10)$$

Aplicando la definición de la velocidad de Darcy para flujo multifásico y la relación de movilidad λ_{α} :

$$\vec{u} = \sum_{\alpha} \vec{u}_{\alpha} = \sum_{\alpha} \left[-\bar{k} \lambda_{\alpha} (\nabla p_{\alpha} - \rho_{\alpha} \wp \nabla z) \right] \quad (4.11)$$

Definiendo la función de flujo fraccional como:

$$f_{\alpha} = \frac{\lambda_{\alpha}}{\lambda} \rightarrow \lambda_{\alpha} = f_{\alpha} \lambda, \quad (4.12)$$

donde $\lambda = \sum_{\alpha} \lambda_{\alpha}$ es la movilidad total y por lo tanto $\sum_{\alpha} f_{\alpha} = 1$. Insertando la ecuación 3.12 en la ecuación 3.11, se obtiene:

$$\vec{u} = -\bar{k} \lambda \left[\sum_{\alpha} f_{\alpha} \nabla p_{\alpha} - \sum_{\alpha} f_{\alpha} \rho_{\alpha} \wp \nabla z \right] \quad (4.13)$$

sustituyendo la ecuación de la velocidad total (ecuación 3.13) en la ecuación 3.10, se obtiene la ecuación de la presión en función del flujo fraccional:

$$\begin{aligned} \frac{\partial \phi}{\partial t} - \nabla \cdot \bar{k} \lambda \left[\sum_{\alpha} f_{\alpha} \nabla p_{\alpha} - \sum_{\alpha} f_{\alpha} \rho_{\alpha} \wp \nabla z \right] \\ + \sum_{\alpha} \frac{1}{\rho_{\alpha}} \left[\phi S_{\alpha} \frac{\partial \rho_{\alpha}}{\partial t} + \vec{u}_{\alpha} \nabla \cdot \rho_{\alpha} \right] - \sum_{\alpha} \frac{q_{\alpha}}{\rho_{\alpha}} = 0 \end{aligned} \quad (4.14)$$

4.1.2.1.2 Ecuación de saturación

Para identificar cada una de las fases se utiliza el subíndice w para indicar la fase agua y el subíndice o para indicar la fase aceite. Entonces las relaciones constitutivas, se convierten en:

$$S_w + S_o = 1, \quad (4.15)$$

$$p_c = p_{cow} = p_o - p_w \quad (4.16)$$

considerando el sistema de ecuaciones 3.3, y sustituyendo para ambas fases:

$$\frac{\partial (\phi \rho_w S_w)}{\partial t} - \nabla \cdot (\rho_w \bar{k} \lambda_w (\nabla p_w - \rho_w g \nabla z)) = q_w , \quad (4.17)$$

$$\frac{\partial (\phi \rho_o S_o)}{\partial t} - \nabla \cdot (\rho_o \bar{k} \lambda_o (\nabla p_o - \rho_o g \nabla z)) = q_o , \quad (4.18)$$

donde la ecuación 3.17 es la ecuación de balance de masa para la fase agua y la ecuación 3.18 es la ecuación de balance de masa para la fase aceite. Para la ecuación de la fase agua, se tiene:

$$\frac{\partial (\phi \rho_w S_w)}{\partial t} - \nabla \cdot (\rho_w \bar{k} \lambda_w (\nabla(p_o - p_c) - \rho_w g \nabla z)) = q_w , \quad (4.19)$$

Expandiendo las derivadas del gradiente de la ecuación 3.19, se llega a la ecuación de conservación de masa de la fase w en función de la presión capilar y la presión del aceite:

$$\frac{\partial (\phi \rho_w S_w)}{\partial t} - \nabla \cdot (\rho_w \bar{k} \lambda_w ((\nabla p_o - \nabla p_c) - \rho_w g \nabla z)) = q_w , \quad (4.20)$$

Las ecuaciones 3.14 y 3.20 se utilizan como punto de partida para desarrollar el modelo numérico de Buckley–Leverett.

4.1.2.2 Modelo conceptual para flujo incompresible

Se considera que ocurre flujo bifásico en un medio poroso donde existe desplazamiento de aceite por inyección de agua a caudal constante en condiciones isotérmicas. Por lo cual, principalmente, se considera que:

- Se inyecta agua para desplazar el aceite y posteriormente producirlo.
- Se consideran los efectos de la presión capilar y los efectos de la gravedad.
- Los fluidos son incompresibles e inmiscibles.

Con ayuda de estas condiciones, la ecuación de conservación de masa de la fase w (ecuación 3.20) es la ecuación de saturación correspondiente al modelo conceptual planteado. La presión capilar es función de la saturación de la fase mojanete por lo que el gradiente de ésta puede escribirse como:

$$\nabla p_c = \frac{dp_c}{dS_w} \nabla S_w, \quad (4.21)$$

sustituyendo la ecuación 3.21 en la ecuación 3.20, se llega a:

$$\phi \frac{\partial S_w}{\partial t} - \nabla \cdot \left[\bar{k} \lambda_w \left(\nabla p_o - \frac{dp_c}{dS_w} \nabla S_w - \rho_w \wp \nabla z \right) \right] = \frac{q_w}{\rho_w} \quad (4.22)$$

Ahora aplicando las consideraciones hechas a la ecuación de conservación de masa de la fase aceite (ecuación 3.18), se tiene:

$$-\phi \frac{\partial S_w}{\partial t} - \nabla \cdot \left(\bar{k} \lambda_o (\nabla p_o - \rho_o \wp \nabla z) \right) = \frac{q_o}{\rho_o} \quad (4.23)$$

Básicamente, se tienen dos ecuaciones diferenciales parciales con dos incógnitas si se consideran las propiedades del medio poroso y del fluido conocidas. Las variables por resolver son la presión de aceite, p_o , y la saturación de agua, S_w , puesto que si se conoce la saturación de agua también se conoce la saturación del aceite. Por otra parte, si se conoce la presión capilar; la presión de la fase agua se puede calcular mediante $p_w = p_o - p_c$. Partiendo de la ecuación de presión general (ecuación 3.14) y aplicando las consideraciones del modelo conceptual a la ecuación de presión inmediatamente anterior, se llega a:

$$-\nabla \cdot \bar{k} \lambda [f_w \nabla p_w + f_o \nabla p_o - (f_w \rho_w + f_o \rho_o) \wp \nabla z] = \frac{q_w}{\rho_w} + \frac{q_o}{\rho_o} \quad (4.24)$$

además, se tiene que: $f_w + f_o = 1$ y $p_w = p_o - p_c$, por lo tanto, desarrollando la ecuación 3.24:

$$-\nabla \cdot \bar{k} \lambda [f_w (\nabla p_o - \nabla p_c) + f_o \nabla p_o - (f_w \rho_w + f_o \rho_o) \wp \nabla z] = \frac{q_w}{\rho_w} + \frac{q_o}{\rho_o},$$

$$-\nabla \cdot \bar{k} \lambda [\nabla p_o - f_w \nabla p_c - (f_w \rho_w + f_o \rho_o) \wp \nabla z] = \frac{q_w}{\rho_w} + \frac{q_o}{\rho_o},$$

$$-\nabla \cdot \bar{k} \lambda \left[\nabla p_o - f_w \frac{dp_c}{dS_w} \nabla S_w - (f_w \rho_w + f_o \rho_o) \wp \nabla z \right] = \frac{q_w}{\rho_w} + \frac{q_o}{\rho_o},$$

finalmente, se tiene:

$$-\nabla \cdot \left[\bar{k} \lambda \nabla p_o - \bar{k} \lambda_w \frac{dp_c}{dS_w} \nabla S_w - \bar{k} (\lambda_w \rho_w + \lambda_o \rho_o) \wp \nabla z \right] = \frac{q_w}{\rho_w} + \frac{q_o}{\rho_o}, \quad (4.25)$$

4.1.3 Modelo numérico

La discretización de los sistemas de ecuaciones diferenciales a resolver se lleva a cabo por el método de diferencias finitas, el cual puede resolver ecuaciones diferenciales parciales para encontrar puntos discretos. Cuando se usa una aproximación por diferencias finitas, el dominio del problema se discretiza tal que los valores de la variable dependiente desconocida se consideran solo en un número finito de puntos en lugar de cada punto sobre la región. Si n nodos son seleccionados, n ecuaciones algebraicas son desarrolladas discretizando las ecuaciones gobernantes y sus condiciones de frontera, esto es, el problema de resolver las ecuaciones diferenciales ordinarias o parciales sobre su dominio, se convierte en la tarea de desarrollar un grupo de ecuaciones algebraicas y resolverlas en los puntos discretos por un algoritmo.

4.1.3.1 Discretización del modelo Buckley – Leverett mediante el modelo de diferencias finitas

A partir de las ecuaciones 3.2 y 3.3, se discretizan, paso a paso, las ecuaciones del modelo para ambos casos por el modelo de diferencias finitas.

4.1.3.1.1 Discretización de la ecuación de presión

La ecuación de presión (ecuación 3.2) tiene la forma, básicamente, de la ecuación para bloques centrados, por lo que su discretización es inmediata considerando una dimensión:

$$\left\{ \left[k_{xx} \lambda \Big|_e \left(\frac{p_o, E - p_o, P}{\delta x_e} \right) - k_{xx} \lambda \Big|_w \left(\frac{p_o, P - p_o, W}{\delta x_w} \right) \right] \right\} \Delta y \Delta z = 0 \quad (4.26)$$

4.1.3.1.2 Discretización en el tiempo, esquema θ para las derivadas

$$\frac{\partial S(x, t)}{\partial t} = F(S(x, t)) \rightarrow \frac{S^{n+1} - S^n}{\Delta t} = [\theta F(S)^{n+1} + (1 - \theta) F(S)^n] \quad (4.27)$$

Donde para $\theta = 0$, se tiene un esquema explícito ($F(S)^n$), para $\theta = 1$, se tiene un esquema implícito ($f(S)^{n+1}$), y para $\theta = \frac{1}{2}$, se tiene el esquema conocido como de Crank–Nicolson $\left([F(S)^{n+1} + F(S)^n] \frac{1}{2} \right)$.

4.1.3.1.3 Discretización de la ecuación de saturación

Realizando las sustituciones pertinentes, la ecuación de saturación en su forma discreta queda:

$$\begin{aligned} \phi \frac{S_w^{n+1} - S_w^n}{\Delta t} \Delta_x \Delta_y \Delta_z &= \left\{ \left[k_{xx} \lambda_w \Big|_e \left(\frac{p_o, E - p_o, P}{\delta x_e} \right) \right. \right. \\ &\quad \left. \left. - k_{xx} \lambda_w \Big|_w \left(\frac{p_o, P - p_o, W}{\delta x_w} \right) \right] \right\} \Delta y \Delta z \end{aligned} \quad (4.28)$$

Se tiene que decidir qué forma de discretización en el tiempo se empleará para el lado derecho de la ecuación, ya sea implícita, semi-implícita o explícita. Esto se comprende mejor con el algoritmo de solución (modelo computacional).

4.1.3.1.4 Cálculo de la movilidad

La movilidad total se define como la suma de las movilidades del agua y del aceite,

$$\lambda = \lambda_w + \lambda_o = \frac{k_{rw}}{\mu_w} + \frac{k_{ro}}{\mu_o} \quad (4.29)$$

La ecuación 3.29, se utiliza para el cálculo de movilidad en las caras de los volúmenes de control. Esta ecuación requiere, a su vez, la saturación S_w . En las caras, para solventar este problema se utiliza el esquema de interpolación llamado *upwind*. Dicho esquema hace una comparación entre los valores de la presión en los puntos vecinos a la cara del volumen de control donde se desea evaluar S y se toma el valor de la saturación donde el punto de la presión es mayor. Por ejemplo, para la cara e :

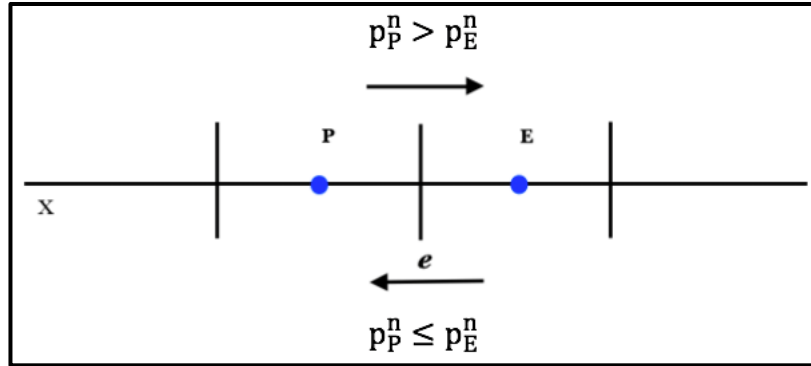
if ($p_P^n \leq p_E^n$) *then*

$$S_{w,e}^n = S_{w,E}^n$$

else

$$S_{w,e}^n = S_{w,P}^n$$

Esta aproximación es de orden lineal, considera la dirección del flujo y produce difusión numérica en la solución si no se toman suficientes nodos.



Esquema 7. Esquema *upwind* para el cálculo de la saturación en la cara del Volumen de Control, VC.

4.1.4 Modelo computacional

El problema representado por las ecuaciones transformadas (3.2) y (3.3) es no lineal y está fuertemente acoplado, por lo tanto, se debe utilizar una estrategia de linealización, para este caso se propone utilizar el algoritmo IMPES (Implicit Pressure Explicit Saturation). Este algoritmo de solución contiene principalmente los siguientes pasos.

1. Definir condiciones iniciales y de frontera del problema $S^0, p^0, T_{max}, \Delta t$.
2. Inicio de un ciclo que represente al tiempo: *while* $t < T_{max}$ *do*
3. Calcular los coeficientes de la ecuación de presión. Estos coeficientes se calculan utilizando los valores de saturación del paso anterior.
4. Resolver la ecuación de presión de manera implícita.
5. Calcular los coeficientes de la ecuación de saturación.
6. Resolver la ecuación de saturación de manera implícita.
7. Sumar al tiempo transcurrido t el paso de tiempo Δt .
8. Fin del ciclo, *end while*

La implementación computacional del algoritmo IMPES en la ecuación de la presión de forma implícita produce un sistema de ecuaciones de la forma general:

$$AP_i p_i = AE_i p_{i+1} + AW_i p_{i-1} + B_i \quad i = 1, 2, 3, 4, \dots, n - 2 \quad (4.30)$$

donde:

$$AP_i = \left[\frac{k_{xx}\lambda}{\delta x_e} \Big|_e + \frac{k_{xx}\lambda}{\delta x_w} \Big|_w \right] \Delta y \Delta z \quad (4.31)$$

$$AE_i = \frac{k_{xx}\lambda}{\delta x_e} \Big|_e \Delta y \Delta z \quad (4.32)$$

$$AW_i = \frac{k_{xx}\lambda}{\delta x_w} \Big|_w \Delta y \Delta z \quad (4.33)$$

$$B_i = 0 \quad (4.34)$$

Para resolver la ecuación de saturación se tiene una discretización explícita:

$$\begin{aligned} \phi \frac{S_w^{n+1} - S_w^n}{\Delta t} \Delta x \Delta y \Delta z &= \left\{ \left[k_{xx}\lambda_w \Big|_e^n \left(\frac{p_o, E - p_o, P}{\delta x_e} \right) \right. \right. \\ &\quad \left. \left. - k_{xx}\lambda_w \Big|_w^n \left(\frac{p_o, P - p_o, W}{\delta x_w} \right) \right] \right\} \Delta y \Delta z \end{aligned} \quad (4.35)$$

despejando S_w^{n+1} se tiene:

$$S_w^{n+1} = \left\{ \left[k_{xx}\lambda_w \Big|_e^n \left(\frac{p_o, E - p_o, P}{\delta x_e} \right) - k_{xx}\lambda_w \Big|_w^n \left(\frac{p_o, P - p_o, W}{\delta x_w} \right) \right] \right\} \frac{\Delta t}{\Delta x \phi} + S_w^n \quad (4.36)$$

Entonces, la forma a aplicar para calcular la saturación S_w en el tiempo actual es:

$$S_w^{n+1} = -AP_i p_i + AE_i p_{i+1} + AW_i p_{i-1} + B_i \quad i = 1, 2, 3, 4, \dots, n-2 \quad (4.37)$$

donde:

$$AP_i = \left[\frac{k_{xx}\lambda_w}{\delta x_e} \Big|_e^n + \frac{k_{xx}\lambda_w}{\delta x_w} \Big|_w^n \right] \frac{\Delta t}{\Delta x \phi} \quad (4.38)$$

$$AE_i = \frac{k_{xx}\lambda_w}{\delta x_e} \Big|_e^n \frac{\Delta t}{\Delta x \phi} \quad (4.39)$$

$$AW_i = \frac{k_{xx}\lambda_w}{\delta x_w} \Big|_w^n \frac{\Delta t}{\Delta x \phi} \quad (4.40)$$

$$B_i = S_w^n \quad (4.41)$$

El modelo computacional requiere de la resolución de un sistema matricial tridiagonal, lo que quiere decir que muchos de sus valores son cero a excepción de su diagonal principal y la diagonal superior e inferior a ésta. Dada esta particularidad se puede realizar un algoritmo que solamente opere éstas tres diagonales de la matriz principal. Actualmente, existen algoritmos de solución, basados en este tipo de matrices, que pueden resolver el sistema sin la necesidad de usar métodos directos (Gauss, Gauss–Jordan, la regla de Cramer, etc...) para cada tipo de matriz que surja de las diferencias finitas, al menos para flujo monofásico, bifásico y trifásico. Uno de ellos, para flujo monofásico y bifásico, es el algoritmo de Thomas o TDMA (TriDiagonal-Matriz Algorithm), el cual será utilizado en la programación del simulador numérico.

A continuación, se muestra el simulador bifásico desarrollado, y programado en Python, el cual se resuelve mediante el algoritmo IMPES. Con el objetivo de optimizar la programación del código, y la resolución de operaciones, se utilizan sub-códigos, los cuales son llamados según se requieran. Para resolver sistemas tridiagonales, se importa el archivo propio *SolverLin* con el sobrenombre *SL*, que es un subcódigo el cual contiene el algoritmo de solución Thomas para una y dos dimensiones. Para calcular los coeficientes de las ecuaciones de presión y saturación AP, AE, AW, B; se importa el archivo propio *coefficients_BL* con el sobrenombre *coeff*. Adicionalmente a estos, se importan librerías como *matplotlib.pyplot* para graficar, *numpy* para generar y utilizar matrices y vectores, *PIL*, que importa el objeto *Image*, para abrir y manipular imágenes, *pandas* para utilizar bases de datos y, por último, del motor de bases de datos *openpyxl* se importa *load_workbook* para poder abrir y editar archivos en Excel.

```
import matplotlib.pyplot as plt
import SolverLin as SL
import numpy as np
import coefficients1D_BL as coeff
from PIL import Image
import pandas as pd
from openpyxl import load_workbook
```

Imagen 33. Llamado a librerías y subcódigos para el simulador numérico.

A continuación, se definen los datos, obtenidos del trabajo de M.A. Díaz Viera (2008), necesarios para el simulador, es decir las propiedades físicas del dominio y de los fluidos.

```

Lx=0.25 #Longitud del dominio (m)
kx=8.25E-13 # Permeabilidad absoluta(m^2)
phi=0.2 #Porosidad
Muw=1E-03 #Viscosidad del agua (Pa*s)
Muo=1E-02 #Viscosidad del aceite (Pa*s)
Srw=0.2 #Saturación residual de agua
Sro=0.15 #Saturación residual del aceite
Sw_ini=0.0 #Saturación inicial de agua en el medio poroso
vel_inj= 5.3E-07 #Velocidad de inyección m/s
Sw_inj=0.8 #Saturación de inyección
Sw_prod=0.0 #Saturación de inyección
press_prod=10E07 #presión de producción en Pa
press_ini=10E04 #presión de inicial en Pa
ommega=2.0

delta_y=1.0 #El Área de la sección transversal se considera unitaria
delta_z=1.0

```

Imagen 34. Definición de las propiedades físicas del dominio y de los fluidos.

Se define el tiempo de simulación y el paso del tiempo en horas. La primera línea *tiempo_total* se refiere al número de horas sobre las que se realizará la simulación; *delta_t* indica el paso del tiempo, es decir los intervalos en los que el código irá operando (en este caso cada 0.05), cabe aclarar que en el algoritmo IMPES utilizan pasos de tiempo cortos para evitar que el simulador colapse; análogamente, *delta_save* indica el intervalo de salvado de las imágenes generadas; por último, *num_save* se refiere al cálculo realizado para determinar el número de veces en que se han guardado imágenes. Esto con el objetivo de “rotular” las gráficas y poderlas identificar más adelante.

```

tiempo_total=24 #Horas
delta_t=0.05 #Horas

delta_save=2 #Paso de tiempo para salvar imagenes en horas
num_save=int(tiempo_total/delta_save) #Calculo del numero de veces que
#salvamos o guardamos imagenes

```

Imagen 35. Definición del tiempo de simulación y el paso del tiempo.

Se establecen los factores de conversión para pasar el tiempo de cálculo, ingresado en horas, a segundos para mantener al simulador dimensionalmente congruente. Con este fin se guarda un nuevo valor en *delta_t*.

```

hora_a_seg=3600.0
delta_t=delta_t*hora_a_seg

```

Imagen 36. Factores de conversión.

Se define una malla de trabajo uniformemente distribuida y, por el modelo de celdas (o bloques) centradas, se crean centros en ella. Para ello se declara la variable Nx , la cual guardará el número de celdas que habrá a lo largo de x (Esquema 7). En la variable x_grid se crea la malla que irá desde 0, hasta el valor determinado de longitud Lx , dividida en $Nx+1$ celdas. Para determinar cuál es el ancho de cada celda, se crea la variable $delta_x$ en donde se divide la longitud del dominio en x (Lx) entre el número de celdas en x (Nx). Finalmente, para la creación de los centros en la malla, la variable $x_centers$ genera un *array* de Nx celdas que van de $delta_x/2$, hasta $Lx-delta_x$, es decir el espacio entre nodos centrales de la malla:

```

Nx=50                                #Numero de celdas en x
x_grid=np.linspace(0,Lx,Nx+1)        #Creación de la malla vertices
delta_x=Lx/Nx                         #Ancho de la celda
x_centers=np.linspace(delta_x/2.0,Lx-delta_x/2.0,Nx) #Creación de los centros

```

Imagen 37. Definición de la malla y sus centros.

Se definen los valores iniciales para las variables primarias que se usarán en las ecuaciones de presión, P , y de saturación de agua, S_w . En primera instancia se declara P como un arreglo de ceros del tamaño de Nx que representa la presión del “tiempo actual”, multiplicado por el valor de la variable de presión inicial, $press_ini$. Lo mismo sucede al declarar Sw , por lo que el arreglo de unos, para la saturación, se multiplica por la saturación inicial, Sw_ini . En la implementación computacional del algoritmo IMPES en la ecuación de la saturación se produce un sistema de ecuaciones de la forma $S_w^{n+1} = -AP_i p_i + AE_i p_{i+1} + AW_i p_{i-1} + B_i$, donde para determinar el coeficiente B_i , se requiere conocer la saturación en el tiempo anterior (ecuación 5.41) S_w^n . De la misma forma, en algún punto se requerirá la presión en el tiempo anterior, así pues, se crean las variables Sw_old y P_old respectivamente inicializándolas de la misma forma que P y Sw .

```

P=np.ones(Nx)*press_ini               #Presion del tiempo actual
Sw=np.ones(Nx)*Sw_ini                 #Saturacion del tiempo actual

P_old=np.ones(Nx)*press_ini           # P tiempo anterior
Sw_old=np.ones(Nx)*Sw_ini             # Sw tiempo anterior

```

Imagen 38. Definición de los valores iniciales para las variables primarias P y Sw .

Mediante la creación de arreglos de ceros, de tamaño Nx , se definen los coeficientes AP , AE , AW y B para resolver las ecuaciones de presión y saturación.

```

AP=np.zeros(Nx)
AE=np.zeros(Nx)
AW=np.zeros(Nx)
B=np.zeros(Nx)

```

Imagen 39. Definición de coeficientes para resolver en las ecuaciones de P y Sw .

Para guardar las imágenes, o gráficas, resultantes de la simulación, se definen listas y contadores los cuales irán guardando las imágenes, o frames, conforme avanza el ciclo del algoritmo IMPES. Las primeras dos listas, que se muestran en la imagen 40, son listas vacías que se ocuparán y se harán tan grandes como tantas imágenes se guarden en ellas. El contador se inicializa en 1, y en la variable *Excel_name* se crea un archivo Excel en el cual se vaciarán los resultados de todas las barridas que se indican en las líneas de código mostradas en la imagen 35, es decir cada 2 horas; en él se mostrarán la distancia recorrida y la saturación y presión simulada en cada punto del recorrido mostrado.

```
framesSat=[]      #Salvar las imágenes del perfil de saturación
framesPress=[]   #Salvar las imágenes del perfil de presión
count_save=1     #Contador para salvar imagenes
Excel_name='ResultsBL_1D.xlsx' #Nombre del archivo de excel a crear
```

Imagen 40. Definición de listas y contador para salvar imágenes o frames.

El algoritmo IMPES (imagen 41), en su primer paso, requiere la definición de las condiciones iniciales (saturación y presión inicial del modelo, el tiempo máximo de simulación y los intervalos de tiempo a los que se trabajará) y de las condiciones de frontera (planteadas en la discretización del problema) que se implementarán en el algoritmo. En el segundo y octavo paso (último del algoritmo) se abre y da fin, respectivamente a un ciclo *while*, el cual representa el paso del tiempo requerido a lo largo de la simulación; tomando en cuenta que el tiempo total de simulación es de 24 horas (imagen 35) el ciclo se moverá desde el valor que se indique para la variable *tiempo* (en este caso, su valor inicial, 0) hasta el tiempo total, 24. Para que esto suceda así, el ciclo trabajará siempre y cuando se cumpla que $\text{tiempo} < \text{tiempo_total}$. Mientras el código se encuentre dentro del ciclo, de forma repetitiva, se realizarán los pasos 3 a 7 del algoritmo IMPES. En el tercer paso se calculan los coeficientes de la ecuación de presión, AP, AE, AW y B, utilizando los valores de saturación del paso anterior y siguiendo el esquema *upwind* (esquema 7), con el cual se calculan, también, los valores de permeabilidad en cada punto del modelo (ecuación 3.31, 3.32 y 3.33).

Cada vez que el ciclo se reinicia, hay que mandar a cero a los coeficientes para poder ser reutilizados en la ecuación de presión, por ello los arreglos de ceros se reescriben previo a la línea que resuelve los coeficientes de presión. Una vez conocidos estos coeficientes, el cuarto paso es la resolución de la ecuación de presión, de manera implícita, a través del sistema de ecuaciones lineales, resultante en el paso anterior, mediante el algoritmo de Thomas para una dimensión; este es llamado a través del subcódigo *SolverLin*, importado como *SL*. En el quinto paso, de manera análoga al tercero, se realiza el cálculo de los coeficientes AP, AE, AW y B para la ecuación de saturación de agua. En el sexto paso, a diferencia de lo que se hace en el cuarto, se calcula la saturación de agua, para cada tiempo, de manera explícita siguiendo la ecuación 3.37. Para esto se escribe un ciclo *for* que realice

las operaciones correspondientes en los centros, o nodos de celda internos, de todo el esquema *upwind* del modelo. Siguiendo este esquema, para la frontera de inyección el punto P_{i-1} no existe, por lo que se elimina AW quedando una operación única para la posición 0 de la saturación de agua; mientras que, para la frontera restante, donde se da la producción del fluido, se fuerza al sistema para que el valor conocido de la última posición calculada ($Nx-1$) tome el valor de su inmediata anterior ($Nx-2$). Se escribe, también, dos pequeñas restricciones para evitar resultados no deseados a lo largo de la barrida en todos los nodos: (1) si algún valor de saturación de agua calculado en cualquier posición, $Sw[i]$, supera al valor de la saturación de inyección, Sw_{inj} , la saturación, en esa posición, será igual al valor asignado para la saturación de inyección; y (2) si algún valor de saturación de agua calculado en cualquier posición, $Sw[i]$, resulta ser menor al valor de la saturación residual de agua, Srw , la saturación, en esa posición, será igual al valor asignado para la saturación residual de agua.

```

tiempo=0.0

#Paso No. 2
while (tiempo<tiempo_total):

#Paso No 3: Cálculo de coeficientes para la ecuación de la presión
AP=np.zeros(Nx); AE=np.zeros(Nx); AW=np.zeros(Nx); B=np.zeros(Nx)
coeff.coeffPress_1DBL(Nx, delta_y, delta_z, x_centers, vel_inj, Sw_inj,
press_prod, Sw_prod, kx, Muw, Muo, Srw, Sro, ommega,
Sw, P, AP, AE, AW, B)

#Paso No. 4: Solución de la ecuación de la presión de manera implícita
#(Resolviendo un sistema de ecuaciones lineales)
P=SL.thomas1D(AP, AE, AW, B)

#Paso No 5: Cálculo de coeficientes para la ecuación de saturación de agua
AP=np.zeros(Nx); AE=np.zeros(Nx); AW=np.zeros(Nx); B=np.zeros(Nx)
coeff.coeffSat_1DBL(Nx, delta_y, delta_z, x_grid, x_centers, delta_t, phi,
vel_inj, Sw_inj, press_prod, Sw_prod, kx, Muw, Muo,
Srw, Sro, ommega, Sw, P, Sw_old, AP, AE, AW, B)

#Paso No. 6: Calculo de la saturación de agua de manera explicita
for i in range(1,Nx-1):
#Centros o nodos de celda internos
Sw[i]=-AP[i]*P[i]+AE[i]*P[i+1]+AW[i]*P[i-1]+B[i]

#Frontera de inyección (no existe Pi-1 por lo tanto AW se elimina)
Sw[0]=-AP[0]*P[0]+AE[0]*P[1]+B[0]
Sw[Nx-1]=Sw[Nx-2]

for i in range(0,Nx):
if Sw[i]>Sw_inj: Sw[i]=Sw_inj
if Sw[i]<Srw: Sw[i]=Srw

P_old=np.copy(P)
Sw_old=np.copy(Sw)

#Paso No. 7
tiempo=tiempo+delta_t/hora_a_seg
print("Dias de simulacion:", tiempo)

```

Imagen 41. Código solución del algoritmo IMPES.

Las siguientes dos líneas de código son vitales en el algoritmo, estas se encargan de actualizar la presión y saturación del tiempo anterior a la presión y saturación actual. Por último, en el paso siete, para el transcurso del tiempo se suma al tiempo transcurrido, t , el paso de tiempo, Δt , respetando las unidades de tiempo establecidas (segundos). Además, como referencia se imprime en pantalla el paso del tiempo en horas de simulación.

Numéricamente, el código computacional pudiera darse por concluido, sin embargo, resulta necesario graficar los resultados obtenidos. Para ello se crea un ciclo *if* que servirá para el salvado de gráficas y para el salvado de los resultados en tablas. La condición necesaria para este ciclo está dada por el tiempo transcurrido, el contador asignado previamente y el cálculo previo de número de veces que se salvaran las imágenes.

En el ciclo *if* pueden distinguirse 3 secciones. En la primera y segunda sección se escriben las líneas necesarias para generar y salvar las gráficas de saturación y de presión, respectivamente; el proceso para ello es análogo para las dos secciones, por lo que solo se describe una de ellas. La variable *stringTimes* redondea el tiempo actual que se imprimirá en las gráficas. La variable *stringSat*, de tipo cadena, indica las horas transcurridas de la corrida actual; la variable *stringSatSave*, también de tipo cadena, indica el nombre “Saturación” y los días transcurridos para el valor actual de la simulación, además, la sintaxis nos indica la acción de guardado en un archivo png. Las siguientes líneas son características del gráfico como: la creación de la figura (con nombre y tamaño), el título con el que se imprimirá, los datos graficados, las etiquetas para cada una de las curvas, el nombre de los ejes y la indicación para colocar las guías de los ejes. Por último, la variable *imgSat* abre el archivo de imagen de la saturación guardada recientemente, por lo que en la siguiente línea el archivo abierto de imagen se anexa a la lista de frames.

La creación del archivo en Excel se realiza a partir del mismo ciclo *for*. De forma similar al título de las gráficas, la variable *stringResSave* guarda el título de las hojas de Excel con el nombre de “Resultados” y el tiempo de simulación correspondiente. En la variable *data* se asignan los nombres, y datos, para cada columna en la hoja de cálculo: distancia x en metros para los datos guardados en la variable $x_centers$, saturación de agua para los datos guardados en la variable S_w y presión en pascales para los datos guardados en la variable P . La variable *df* es una indicación para que los datos se guarden en columnas contiguas y en el orden especificado en la misma variable. Los siguientes dos ciclos *if* que se escriben son las instrucciones del código para mandar a escribir los resultados en las hojas de Excel. El primero es para mandar a crear el libro y el segundo es para escribir sobre él cada que se entre al ciclo *while* y se tengan nuevos resultados. Por último, se instruye al contador que aumente en una unidad para volver a ser evaluado en todos los ciclos.

```

if((abs(tiempo-delta_save*count_save)<1e-05)and(count_save<=num_save)):

    stringTimes=round(tiempo)
    stringSat = '%s horas' %str(stringTimes)
    stringSatSave = 'Saturacion %s horas.png' %str(stringTimes)
    plt.figure('Perfil de Sw', figsize=(8,8))
    plt.title('Perfil de Saturación')
    plt.plot(x_centers,Sw, label=stringSat)
    plt.xlabel("Distancia (m)")
    plt.ylabel("Saturacion de agua $S_{w}$")
    plt.grid(all); plt.legend(loc=1)
    plt.savefig(stringSatSave, dpi=300)
    imgSat = Image.open(stringSatSave)
    framesSat.append(imgSat)

    stringPress = '%s horas' %str(stringTimes)
    stringPressSave = 'Presion %s horas.png' %str(stringTimes)
    plt.figure('Perfil de Po', figsize=(8,8))
    plt.title('Perfil de Presión')
    plt.plot(x_centers, P, label=stringPress)
    plt.xlabel("Distancia (m)")
    plt.ylabel("Presion del aceite $p_{o}$ (Pa)")
    plt.grid(all); plt.legend(loc=1)
    plt.savefig(stringPressSave, dpi=300)
    imgPress = Image.open(stringPressSave)
    framesPress.append(imgPress)

    stringResSave='Resultados %s horas' %str(stringTimes)
    data = {'x (m)': x_centers[:,], 'saturacion (Sw)': Sw[:,], 'Presion P (Pa)': P[:,]}
    df = pd.DataFrame(data, columns = ['x (m)', 'saturacion (Sw)', 'Presion P (Pa)'])
    if (count_save==1):
        with pd.ExcelWriter(Excel_name, engine='xlsxwriter') as writer:
            df.to_excel(writer, stringResSave)
            writer.save()
    if (count_save>1):
        book = load_workbook(Excel_name)
        with pd.ExcelWriter(Excel_name, engine='openpyxl') as writer:
            writer.book = book
            writer.sheets = dict((ws.title, ws) for ws in book.worksheets)
            df.to_excel(writer, stringResSave)
            writer.save()

    count_save+=1

```

Imagen 42. Código IMPES.

Retomando el código principal (IMPES), en el paso número tres se manda a llamar al programa *coefficients1D_BL* (imagen 43 a 48), como *coeff*, para obtener los coeficientes AP, AE, AW y B, requeridos. Ese programa contiene dos códigos en forma de funciones: *coeffPress_1DBL* (imagen 43 a 45) y *coeffSat_1DBL* (imagen 46 a 48). Ambos códigos contienen las operaciones necesarias para obtener los coeficientes de la ecuación de presión de forma implícita (ecuación 3.31 a 3.34) y de la ecuación de saturación de forma explícita a partir de cambios en el tiempo (ecuación 3.38 a 3.41).


```

import SMY_14_FluidProperties as fP

def coeffPress_1DBL(Nx, delta_y, delta_z, x_centers, vel_inj, Sw_inj, press_prod,
                   Sw_prod, kx, Muw, Muo, Srw, Sro, ommega, Sw, P, AP, AE, AW, B):

    for i in range (1,Nx-1):

        deltax_e=x_centers[i+1]-x_centers[i]
        deltax_w=x_centers[i]-x_centers[i-1]

        Sw_e, Sw_w=fP.upwind_1D(i, P, Sw)
        krw_e, krw_w=fP.krw_1D(Sw_e, Sw_w, Srw, Sro, ommega)
        kro_e, kro_w=fP.kro_1D(Sw_e, Sw_w, Srw, Sro, ommega)

        lamdaw_w=krw_w/Muw
        lamdaw_e=krw_e/Muw

        lamdao_w=kro_w/Muo
        lamdao_e=kro_e/Muo

        lamdaTotal_w=lamdaw_w+lamdao_w
        lamdaTotal_e=lamdaw_e+lamdao_e

        AP[i]=(kx*lamdaTotal_e/deltax_e+kx*lamdaTotal_w/deltax_w)*delta_y*delta_z
        AE[i]=(kx*lamdaTotal_e/deltax_e)*delta_y*delta_z
        AW[i]=(kx*lamdaTotal_w/deltax_w)*delta_y*delta_z
        B[i]=0.0

```

Imagen 43. Subprograma coefficients1D_BL. Función coeffPress_1DBL

```

krw_e, krw_w=fP.krw_1D(Sw[0], Sw_inj, Srw, Sro, ommega)
kro_e, kro_w=fP.kro_1D(Sw[0], Sw_inj, Srw, Sro, ommega)

lamdaw_w=krw_w/Muw; lamdaw_e=krw_e/Muw
lamdao_w=kro_w/Muo; lamdao_e=kro_e/Muo

lamdaTotal_w=lamdaw_w+lamdao_w; lamdaTotal_e=lamdaw_e+lamdao_e

deltax_e=x_centers[1]-x_centers[0]
deltax_w=deltax_e

AE[0]=(kx*lamdaTotal_e/deltax_e)*delta_y*delta_z
AW[0]=(kx*lamdaTotal_w/deltax_w)*delta_y*delta_z
AP[0]=(kx*lamdaTotal_e/deltax_e+kx*lamdaTotal_w/deltax_w)*delta_y*delta_z-AW[0]
B[0]=AW[0]*vel_inj*deltax_w/(kx*lamdaw_w)

AW[0]=0.0

```

Imagen 44. Subprograma coeffPress_1DBL. Inyección de gasto constante, lado de inyección.

Cada función, tanto la que calcula los coeficientes para la ecuación de presión como la que calcula los coeficientes de saturación, se divide en 3 secciones. La primera sección realiza las operaciones indicadas en la discretización de la ecuación por bloques centrados.

```

deltax_w=x_centers[Nx-1]-x_centers[Nx-2]
deltax_e=deltax_w

krw_e, krw_w=fP.krw_1D(Sw[Nx-1], Sw[Nx-2], Srw, Sro, ommega)
kro_e, kro_w=fP.kro_1D(Sw[Nx-1], Sw[Nx-2], Srw, Sro, ommega)

lamdaw_w=krw_w/Muw; lamdaw_e=krw_e/Muw
lamdao_w=kro_w/Muo; lamdao_e=kro_e/Muo

lamdaTotal_w=lamdaw_w+lamdao_w; lamdaTotal_e=lamdaw_e+lamdao_e

AE[Nx-1]=(kx*lamdaTotal_e/deltax_e)*delta_y*delta_z
AW[Nx-1]=(kx*lamdaTotal_w/deltax_w)*delta_y*delta_z
AP[Nx-1]=(kx*lamdaTotal_e/deltax_e+kx*lamdaTotal_w/deltax_w)*delta_y*delta_z+AE[Nx-1]

B[Nx-1]=AE[Nx-1]*2*press_prod

AE[Nx-1]=0.0

```

Imagen 45. Subprograma coeffPress_1DBL. Presión constante, lado de producción.

Así pues, faltaría por determinar los coeficientes para las fronteras, por lo que en la segunda sección se resuelven las operaciones para el caso a inyección de gasto constante para la frontera del lado de inyección (frontera de segunda clase por la velocidad dada), para el punto 0, mientras que, para la otra frontera, se resuelven las operaciones para el caso de la discretización a presión constante para la frontera del lado de producción (frontera de primera clase por la presión de salida dada), para el punto Nx-1. Lo mismo sucede en las operaciones para el cálculo de los coeficientes de la ecuación de saturación, se calculan los nodos centrados y, paso seguido las fronteras.

```

def coeffSat_1DBL(Nx, delta_y, delta_z, x_grid, x_centers, delta_t, phi, vel_inj,
                 Sw_inj, press_prod, Sw_prod, kx, Muw, Muo, Srw, Sro, ommega, Sw,
                 P, Sw_old, AP, AE, AW, B):

    for i in range(1, Nx-1):
        deltax_e=x_centers[i+1]-x_centers[i]
        deltax_w=x_centers[i]-x_centers[i-1]

        Sw_e, Sw_w=fP.upwind_1D(i, P, Sw_old)
        krw_e, krw_w=fP.krw_1D(Sw_e, Sw_w, Srw, Sro, ommega)

        lamdaw_w=krw_w/Muw
        lamdaw_e=krw_e/Muw

        deltax=x_grid[i]-x_grid[i-1]

        AP[i]=(kx*lamdaw_e/deltax_e+kx*lamdaw_w/deltax_w)*(delta_t/(phi*deltax))
        AE[i]=(kx*lamdaw_e/deltax_e)*(delta_t/(phi*deltax))
        AW[i]=(kx*lamdaw_w/deltax_w)*(delta_t/(phi*deltax))
        B[i]=Sw_old[i]

```

Imagen 46. Subprograma coefficients1D_BL. Función coeffSat_1DBL.

```

krw_e, krw_w=fP.krw_1D(Sw_old[0], Sw_inj, Srw, Sro, ommega)
lamdaw_w=krw_w/Muw; lamdaw_e=krw_e/Muw

deltax_e=x_centers[1]-x_centers[0]
deltax_w=deltax_e

AE[0]=(kx*lamdaw_e/deltax_e)*(delta_t/(phi*deltax))
AW[0]=(kx*lamdaw_w/deltax_w)*(delta_t/(phi*deltax))
AP[0]=(kx*lamdaw_e/deltax_e+kx*lamdaw_w/deltax_w)*(delta_t/(phi*deltax))-AW[0]
B[0]=AW[0]*vel_inj*deltax_w/(kx*lamdaw_w)+Sw_old[0]

```

Imagen 47. Subprograma coeffSat_1DBL. Inyección de gasto constante, lado de inyección.

```

deltax_w=x_centers[Nx-1]-x_centers[Nx-2]
deltax_e=deltax_w

krw_e, krw_w=fP.krw_1D(Sw_old[Nx-1], Sw_old[Nx-2], Srw, Sro, ommega)
lamdaw_w=krw_w/Muw; lamdaw_e=krw_e/Muw

AE[Nx-1]=(kx*lamdaw_e/deltax_e)*(delta_t/(phi*deltax))
AW[Nx-1]=(kx*lamdaw_w/deltax_w)*(delta_t/(phi*deltax))
AP[Nx-1]=(kx*lamdaw_e/deltax_e+kx*lamdaw_w/deltax_w)*(delta_t/(phi*deltax))+AE[Nx-1]
B[Nx-1]=AE[Nx-1]*2*press_prod+Sw_old[Nx-1]

```

Imagen 48. Subprograma coeffSat_1DBL. Presión constante, lado de producción.

El subprograma *coeffSat_1DBL*, en su desarrollo, manda a llamar al programa *SMY_14_FluidProperties* (imagen 49), el cual contiene, entre algunas otras, 3 funciones esenciales para el código principal. La función *upwind_1D* permite realizar la corrida completa de este (est, e) a oeste (west, w), siguiendo el esquema upwind a una dimensión (esquema 7), requerida para obtener todos los coeficientes de las ecuaciones de presión y saturación y con ello resolver el algoritmo de Thomas. Para que esta función corra correctamente debe ser llamada dentro de un ciclo for, en donde la variable *i* tome distintos valores, además, debe contar con los vectores de presión, *P*, y saturación de agua, *Sw*. Gracias a esta función es que las operaciones pueden moverse hacia el este o el oeste, según se requiera. Las dos funciones restantes *krw_1D* y *kro_1D* se encargan de calcular la permeabilidad relativa para el agua a una dimensión y la permeabilidad relativa al aceite a una dimensión, respectivamente. Al ser una propiedad variable en el medio, la permeabilidad relativa requiere calcularse al este y oeste del punto discreto que se esté calculando en determinado tiempo de la simulación. Por lo que cada función regresa, por ejemplo, un valor de permeabilidad relativa al agua en el este, y un valor de permeabilidad relativa al aceite en el oeste

```

def krw_1D(Sw_e, Sw_w, Srw, Sro, ommega):

    Se_e=(Sw_e-Srw)/(1-Srw-Sro)
    krw_e=Se_e**ommega

    Se_w=(Sw_w-Srw)/(1-Srw-Sro)
    krw_w=Se_w**ommega

    return (krw_e, krw_w)

def kro_1D(Sw_e, Sw_w, Srw, Sro, ommega):

    Se_e=(Sw_e-Srw)/(1-Srw-Sro)
    kro_e=(1-Se_e)**ommega

    Se_w=(Sw_w-Srw)/(1-Srw-Sro)
    kro_w=(1-Se_w)**ommega

    return (kro_e, kro_w)

def upwind_1D(i, P, Sw):

    if(P[i]<=P[i+1]):
        Sw_e=Sw[i+1]
    else:
        Sw_e=Sw[i]

    if(P[i-1]<=P[i]):
        Sw_w=Sw[i]
    else:
        Sw_w=Sw[i-1]

    return (Sw_e, Sw_w)

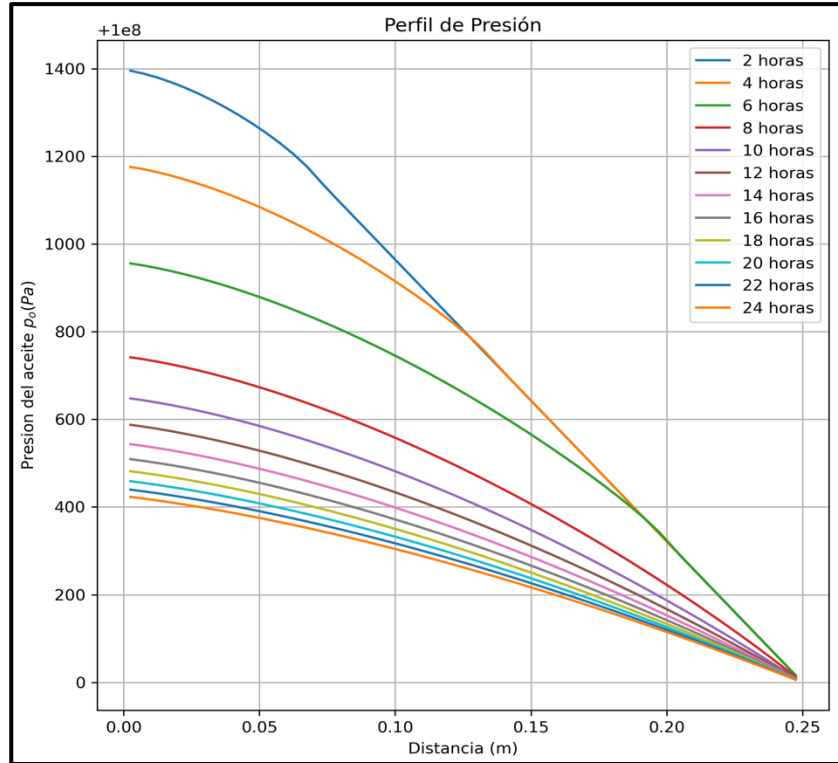
```

Imagen 49. Subprograma SMY_14_FluidProperties.

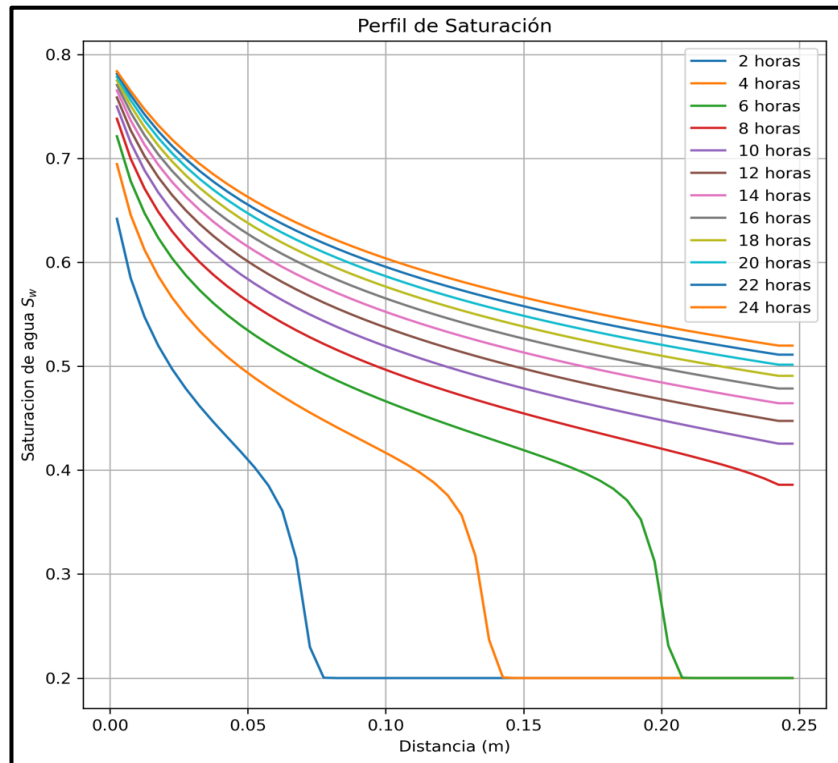
A continuación, se muestran los resultados obtenidos en el simulador numérico descrito a lo largo de este capítulo, para una prueba de desplazamiento de 24 horas.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N
1		x (m)	Saturacion (Sw)	Presión P (Pa)										
2	0	0.0025	0.64184772	100001395.1										
3	1	0.0075	0.584666045	100001388.3										
4	2	0.0125	0.547546866	100001379.4										
5	3	0.0175	0.519802563	100001368.8										
6	4	0.0225	0.497424447	100001356.7										
7	5	0.0275	0.478431126	100001343										
8	6	0.0325	0.461664641	100001327.9										
9	7	0.0375	0.446342684	100001311.4										
10	8	0.0425	0.431837539	100001293.5										
11	9	0.0475	0.417510638	100001274.1										
12	10	0.0525	0.402483221	100001253.1										
13	11	0.0575	0.385088497	100001230.3										
14	12	0.0625	0.360980386	100001205.2										
15	13	0.0675	0.314880066	100001176.6										
16	14	0.0725	0.229800524	100001142.1										
17	15	0.0775	0.20029304	100001109										
18	16	0.0825	0.170785519	100001076.8										

Imagen 50. Archivo en Excel generado por el código del simulador numérico.



Gráfica 25. Perfil de presión para una prueba de desplazamiento por inyección de agua durante un período de 24 hrs realizada por el simulador numérico desarrollado.



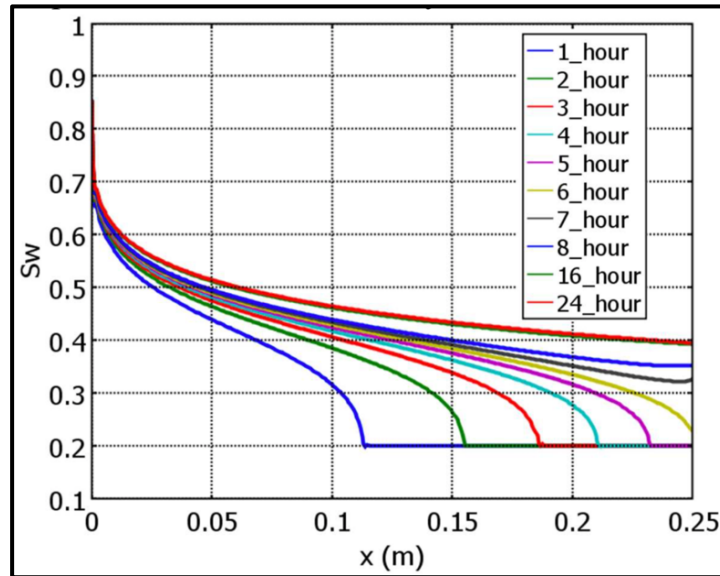
Gráfica 26. Perfil de saturación para una prueba de desplazamiento por inyección de agua durante un período de 24 hrs realizada por el simulador numérico desarrollado.

La imagen 50 muestra el archivo en Excel generado por el código, en él se muestran los resultados “crudos” de la simulación realizada. Como se describió en el código (imagen 42) los datos se distribuyen a lo largo de 12 hojas diferentes, en las cuales se guarda la información correspondiente a cada intervalo de distancia (determinado por el número de celdas definidas en la malla discreta) y su correspondiente valor de saturación y presión. En la gráfica 26 se observa el barrido de aceite por la inyección de agua; en ella se puede observar que, como es natural en comparación de las 2 primeras horas de simulación, al finalizar las 24 horas de la prueba de desplazamiento, la saturación de agua es mayor en todo el medio. En la gráfica 25 se muestra el perfil de presión donde se puede ver que esta, al contrario del perfil de saturación, decrece significativamente a lo largo de la longitud del núcleo y del tiempo que dura la simulación de la prueba de desplazamiento. El análisis de la simulación numérica puede hacerse en conjunto de los perfiles de saturación y de presión, o de manera individual por cada uno. Haciendo un análisis conjunto se puede ver que, conforme el agua inyectada se desplaza a través del medio, este va barriendo con el aceite presente en él. En el caso del perfil de saturación se puede observar que, a cualquier tiempo, en la cima del núcleo (en la distancia de 0 [m]) la saturación de agua inyectada es mayor que en el final de este (en la distancia de 0.25 [m]). Por ejemplo, a 2 horas de simulación para la distancia 0, se tiene un valor de saturación aproximado de 0.63, mientras que para la última distancia, de 0.25, se tiene un valor de saturación de 0.2. Mientras que en el perfil de presión se observa que para el mismo tiempo (2 horas) la presión en 0 [m] decrece significativamente hasta alcanzar la salida de flujo al final de la muestra. El comportamiento de estas curvas es un indicativo del empuje del aceite móvil, presente en la muestra, debido al avance del agua inyectada en esta. El aceite es más viscoso que el agua, por lo que necesita mayor presión para poder desplazarse, conforme pasa el tiempo el aceite se va desplazando de la roca y se requiere menos presión en el medio. Es por ello por lo que conforme corre el tiempo de simulación la presión del medio disminuye; a lo largo de la longitud de la muestra la presión también decrece, pero esto se debe a que al final de la muestra la frontera está abierta a producción, lo que significa que alcanzados los 0.25 [m] se pierde la suficiente presión, alcanzando la presión atmosférica, lo que favorece al flujo de fluidos que buscan moverse de una región de alta presión a una región de baja presión. Análogamente, en el perfil de saturación se observa cómo, conforme pasa el tiempo, el medio se va saturando más y más por agua, confirmando el desplazamiento del aceite móvil.

4.2 Verificación del simulador numérico

Como se mencionó en la sección 3.1.4. Modelo computacional, la realización del simulador numérico se hizo con base en el trabajo de M.A. Díaz Viera (2008), del cual se tomaron las propiedades y datos necesarios para el simulador. Los resultados que se muestran en la sección anterior son un intento de reproducir los publicados por Díaz Viera,

el cual presenta en su trabajo la siguiente gráfica como resultado de una prueba de desplazamiento durante un período de 24 horas.



Gráfica 27. Simulación numérica de una prueba de desplazamiento por inyección de agua durante un período de 24 horas (M.A. Díaz Viera, 2008).

Los resultados del simulador numérico elaborado en este trabajo se verifican con los resultados obtenidos en el trabajo de investigación de Díaz Viera. Las principales diferencias entre los dos perfiles de saturación (gráfica 26 y 27) son: (1) lo compacto que se encuentran las curvas a distintos tiempos, por ejemplo, en el perfil realizado en este trabajo las curvas de saturación están ligeramente separadas unas de otras, mientras que las curvas del simulador de Díaz son compactas, inclusive a tiempos cortos; (2) el temprano descenso de la saturación de agua del medio con respecto a la distancia, por ejemplo, en el trabajo de Díaz la saturación de agua alcanza el 0.2 pasados los 0.15 [m] del medio, mientras que, en el simulador desarrollado en este trabajo, lo alcanza entre los 0.05 [m] y los 0.1 [m]. Las diferencias se deben a que en el modelo de Díaz se considera la presión capilar del medio, mientras que para el modelo del presente escrito no.

Además de este ejemplo, se reproduce otro caso en el cual se realiza una prueba de desplazamiento de inyección de agua en un medio de 300 [m] de longitud a 900 días de simulación. Los datos de las propiedades restantes son los siguientes:

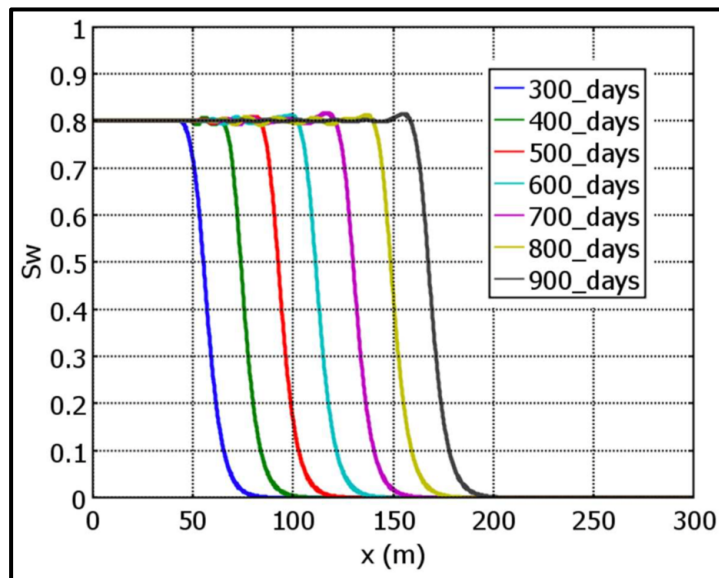
```

Lx=300 #Longitud del dominio (m)
kx=1.0E-15 # Permeabilidad absoluta(m^2)
phi=0.2 #Porosidad
Muw=1.0E-03 #Viscosidad del agua (Pa*s)
Muo=1.0E-03 #Viscosidad del aceite (Pa*s)
Srw=0.0 #Saturación residual de agua
Sro=0.2 #Saturación residual del aceite
Sw_ini=0.0 #Saturación inicial de agua en el medio poroso
vel_inj= 3.4722E-07 #Velocidad de inyección m/s
Sw_inj=0.8 #Saturación de inyección
Sw_prod=0.0 #Saturación de inyección
press_prod=10E07 #presión de producción en Pa (10 MPa)
press_ini=10E07 #presión de inicial en Pa (10 MPa)
ommega=1.0 # Exponente para calcular la permeabilidad relativa

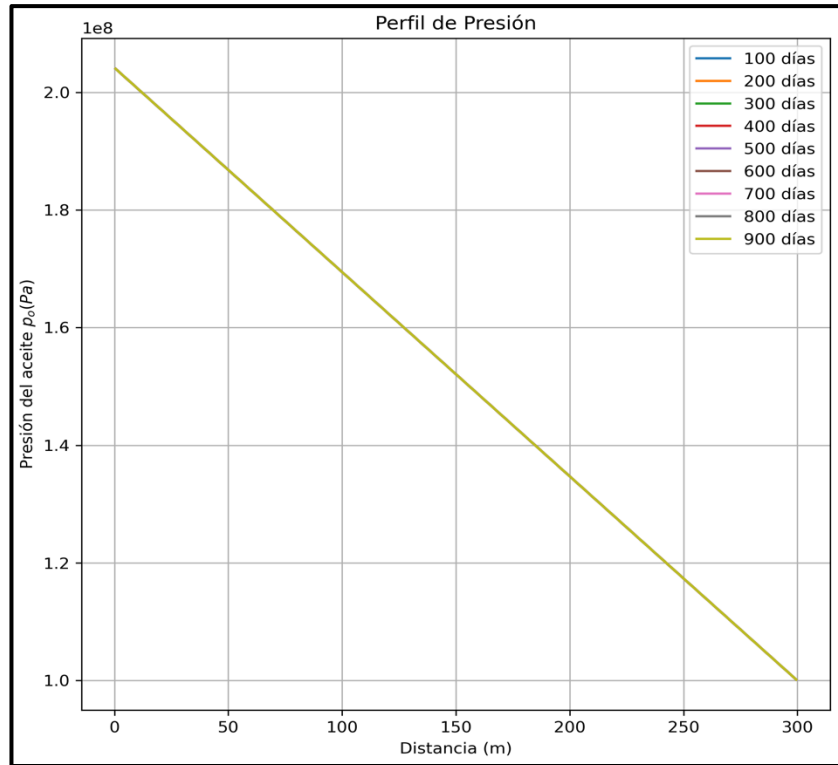
```

Imagen 51. Definición de las propiedades físicas del dominio y de los fluidos para una prueba de desplazamiento en un medio de 300 [m] de longitud a 900 días de simulación.

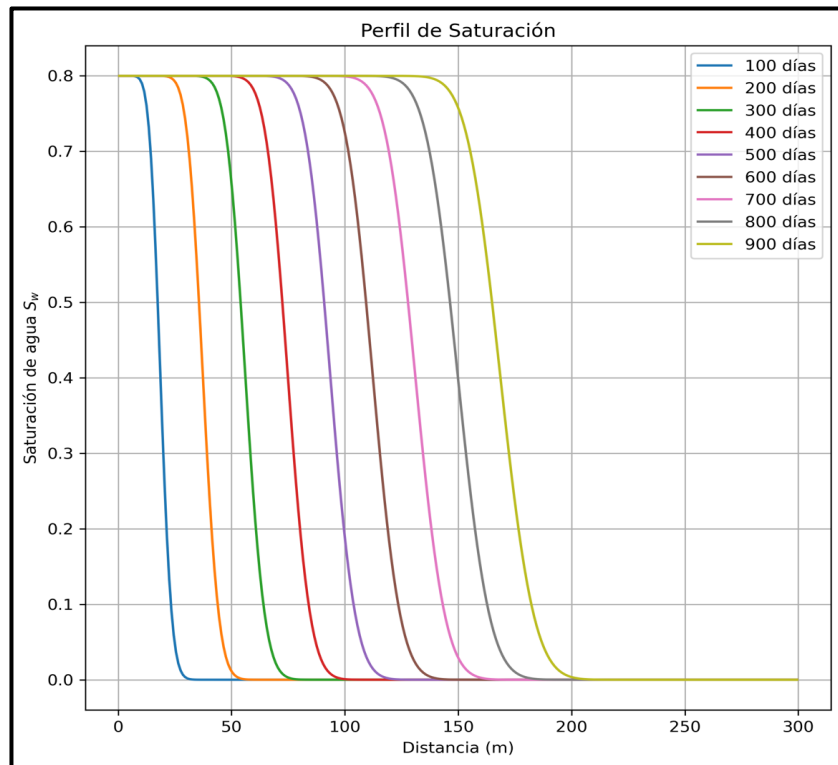
A continuación, se muestran los resultados obtenidos por Díaz Viera y por el simulador numérico desarrollado en este trabajo.



Gráfica 28. Simulación numérica de una prueba de desplazamiento por inyección de agua durante un período de 900 días (M.A. Díaz Viera, 2008).



Gráfica 29. Perfil de presión para una prueba de desplazamiento por inyección de agua durante un período de 900 días realizada por el simulador numérico desarrollado.



Gráfica 30. Perfil de saturación para una prueba de desplazamiento por inyección de agua durante un período de 900 días realizada por el simulador numérico desarrollado.

En los perfiles de saturación (gráfica 28 y 30) se observan características similares que en los perfiles simulados en la sección anterior. Para este ejemplo, se puede observar que las curvas de saturación generadas en este trabajo son similares a las presentadas por Díaz. En comparación con los resultados de la simulación a 24 horas, en el perfil de presión se observa una gran diferencia, puesto que en este ejemplo no se considera la presión capilar. En la gráfica 29 del perfil de presión para un período de 900 días se observa que la presión en el tiempo se mantiene constante, pareciendo ser invariable, lo cual no sucede en el perfil de presión presentado en la gráfica 25.

4.3 Calibración y uso del simulador numérico

Con el simulador numérico desarrollado, se reproduce el comportamiento del primer experimento realizado para este trabajo, es decir, el desplazamiento miscible de agua destilada y aceite mineral en una muestra de Berea Sandstone. Para ello se requirió una calibración especial del simulador, puesto que la determinación experimental de la permeabilidad relativa se realizó por un método distinto al utilizado en el simulador, es necesario cambiar algunos parámetros dentro del código programado. En la imagen 52 se muestra la redefinición del tiempo, y paso de este, en el simulador, ya que en esta ocasión se trabajará en minutos, por lo que hay que tomar en cuenta que ahora el factor de conversión debe ser de minutos a segundos. La calibración más significativa se realiza en el subprograma *SMY_14_FluidProperties* (imagen 54), el cual se encarga de determinar las permeabilidades relativas siguiendo el esquema *upwind*. Experimentalmente, la permeabilidad relativa se obtiene de la regresión lineal y polinomial realizada a la relación gráfica, de la inyectividad relativa y los volúmenes porosos de agua inyectada desplazante. Así pues, para la calibración se toman las curvas de permeabilidad relativa, para el agua y el aceite, generadas por el ajuste polinómico, que es el ajuste más exacto con un valor de coeficiente $R^2=1$. A partir de estas curvas se realiza un ajuste polinomial para conocer la ecuación de segundo grado que mejor las describe (gráfica 31). Estas ecuaciones son las que se utilizarán para sustituir las operaciones de permeabilidad relativa del simulador, tal como se muestra en la imagen 54. Como se describió con anterioridad, los cálculos de permeabilidad relativa, por ejemplo, al agua, requieren conocer datos al este y al oeste del punto que se está discretizando, por lo que la ecuación de segundo grado resultante se escribe tanto para krw_e como para krw_w , tomando como la variable desconocida “x” a la saturación de agua, Sw . De la misma manera, que, para el agua, se escriben las ecuaciones que corresponden a la permeabilidad relativa al aceite.

En la gráfica 32 se muestra el perfil de saturación generado por el simulador numérico. En ella se puede observar un comportamiento similar al perfil presentado por Díaz Viera (gráfica 27) y al perfil generado en el simulador numérico desarrollado para este trabajo (gráfica 26). Las diferencias que se pueden notar pueden ser por variables como el

tipo de fluidos y la petrofísica de la muestra de núcleo utilizado, además del equipo de pruebas de desplazamiento con el que se realizaron. A pesar de ello, los resultados obtenidos son bastante significativos. En el perfil de saturación obtenido en la prueba de desplazamiento experimental, es destacable la mayor eficiencia de barrido frente al resto de simulaciones hechas, ya que en esta se logran alcanzar valores de saturación de agua por arriba de los 0.8 para la etapa final de la prueba a tiempos por encima de los 55 minutos, al llegar al límite de la longitud de la muestra. Esto hace ver, para el último tiempo simulado (70 minutos), que el contenido de aceite en la muestra es relativamente poco a comparación del resto de las pruebas simuladas, aunado a esto hay que tener en cuenta que la longitud de la muestra es mucho menor, ya que para el experimento es de apenas 6 [cm] y para la simulación de Díaz es de 25 [cm]. Además, también hay que tomar en cuenta que las simulaciones presentan distintas consideraciones como la presión capilar, que es distinta entre simuladores (el simulador para el experimento no la considera) y las condiciones iniciales de saturación, siendo que en el experimento la muestra se encuentra a condiciones de agua y aceite residuales.

En el perfil de presión generado para la prueba experimental (gráfica 33) ocurre algo interesante. Parecido a lo que ocurre en el perfil de presión para un período de 900 días (gráfica 29), los cambios de presión son poco perceptibles. Sin embargo, al contrario de esa simulación, en este caso se trabaja a tiempos cortos (70 minutos). Para entender esto hay que recordar que en la imagen 53 se hace una redefinición del tiempo, para lo cual es necesario considerar un factor de conversión necesaria en el código para que todo el simulador sea dimensionalmente consistente en unidades. Así pues, al correr el programa lo que en realidad hacemos es simular 24 veces (en el caso de la prueba a 24 horas), 70 veces (en el caso de la prueba experimental) y 900 veces (en el caso de la prueba a 900 días). Lo que significa que entre más datos entren en la simulación mayor será la exactitud, siendo que, a pesar de ser 70 minutos de simulación, en cuestión de datos crudos, son los suficientes para tener una buena exactitud, reflejado en lo compacto del perfil de saturación.

```

tiempo_total=70 #Minutos
delta_t=0.1 #Minutos

delta_save=5 #Paso de tiempo para salvar imagenes en minutos
num_save=int(tiempo_total/delta_save) #Calculo del numero de veces que
#salvamos o guardamos imagenes

```

Imagen 52. Definición del tiempo de simulación y el paso del tiempo para la prueba de desplazamiento desarrollada en este trabajo en el LIRFFF.

```

min_a_seg=60.0
delta_t=delta_t*min_a_seg

```

Imagen 53. Factores de conversión para la prueba de desplazamiento desarrollada en este trabajo en el LIRFFF.

```

def krw_1D(Sw_e, Sw_w, Srw, Sro, ommega):
    krw_e=-0.6645*Sw_e**2+1.1065*Sw_e+0.3199
    krw_w=-0.6645*Sw_w**2+1.1065*Sw_w+0.3199

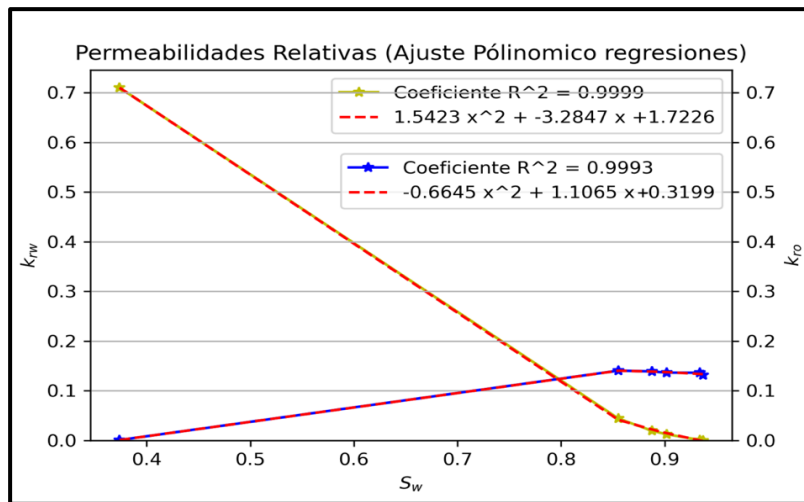
    return (krw_e, krw_w)

def kro_1D(Sw_e, Sw_w, Srw, Sro, ommega):
    kro_e=1.5423*Sw_e**2-3.2847*Sw_e+1.7226
    kro_w=1.5423*Sw_w**2-3.2847*Sw_w+1.7226

    return (kro_e, kro_w)

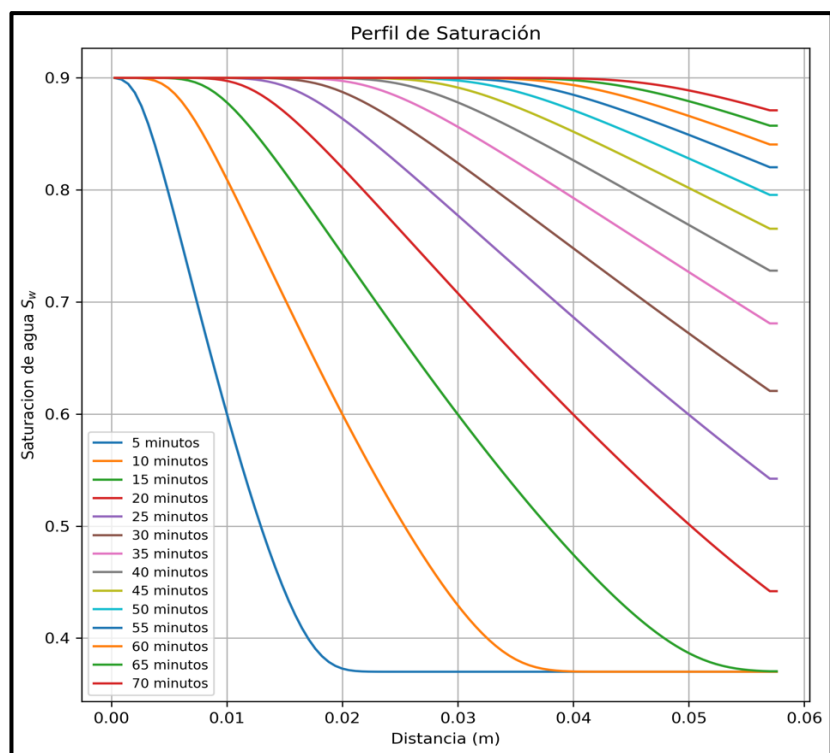
```

Imagen 54. Subprograma SMY_14_FluidProperties para la prueba de desplazamiento desarrollada en este trabajo en el LIRFFF.



Gráfica 31. Regresiones polinómicas realizadas a las curvas de permeabilidad relativa al aceite y al agua.

Por el lado derecho del perfil de presión, presentado en la gráfica 33, se pueden observar puntos y leyendas que van de 60 – 10 min de forma descendente. Estos puntos son los valores experimentales de la presión a la entrada de la muestra y se sobreponen a la gráfica para poder ver la dispersión de los datos y comparar los resultados del experimento con los resultados obtenidos en el simulador. Para complementar este análisis, en la tabla 16 se presenta el error relativo entre los datos, experimentales y simulados, en intervalos de 10 minutos.



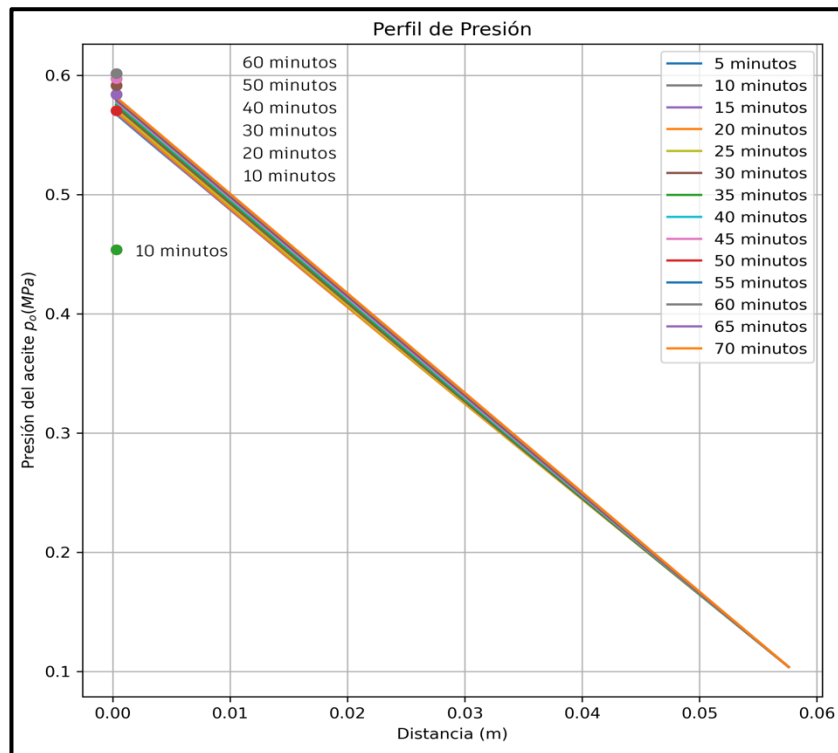
Gráfica 32. Perfil de saturación para una prueba de desplazamiento miscible de agua destilada y aceite mineral en una muestra de Berea Sandstone, simulada a 70 minutos.

Tabla 16. Cálculo del error relativo entre los valores, experimentales y simulados, del factor de recuperación de la prueba de desplazamiento.

Experimento	Factor de recuperación del experimento [%]	Factor de recuperación de la simulación [%]	Error relativo
Agua - Aceite mineral	90.27	87.10	4%

Tabla 17. Cálculo del error relativo entre los valores, experimentales y simulados, de la presión a la entrada de la muestra.

Tiempo [min]	Valor experimental de la presión a la entrada de la muestra [Mpa]	Valor simulado de la presión a la entrada de la muestra [Mpa]	Error relativo
10	0.4538	0.5680	25%
20	0.5703	0.5696	0%
30	0.5841	0.5737	2%
40	0.5917	0.5772	2%
50	0.5973	0.5796	3%
60	0.6014	0.5810	3%



Gráfica 33. Perfil de presión para una prueba de desplazamiento miscible de agua destilada y aceite mineral en una muestra de Berea Sandstone, simulada a 70 minutos.

Conclusiones

La evaluación y predicción del comportamiento de cualquier yacimiento petrolero lleva por objetivo obtener la máxima tasa de producción y la máxima recuperación de los hidrocarburos mediante la aplicación de distintos métodos de recuperación. Para lograrlo se requiere el análisis de las propiedades de transporte de fluidos de las rocas y de las interacciones roca–fluido que hay en estos procesos físicos. Este conocimiento puede obtenerse a través de la caracterización de muestras de núcleos de roca y de la simulación de los procesos que ocurren dentro de estos. Debido a la gran diversidad de procesos que tienen lugar en la recuperación secundaria, resulta valioso disponer de un procedimiento general y sistemático para construir sus correspondientes modelos matemáticos, los cuales puedan utilizarse como un protocolo unificado a la hora de construir los simuladores computacionales correspondientes. En este trabajo se presenta tal procedimiento, basado en una formulación Presión–Saturación que es fácil de aplicar para un sistema de ecuaciones que se encuentra fuertemente acoplado al considerar dos fases (agua y aceite). Los estudios de laboratorio son una manera de comprobar los procesos que ocurren en las inundaciones de núcleos con muestras de roca y fluidos del yacimiento. Por ello es imprescindible tener en cuenta que, en estas pruebas de flujo, pequeñas y unidimensionales en medios relativamente homogéneos, no siempre se amplían con éxito a las dimensiones del yacimiento. Sin embargo, si el proceso falla en el laboratorio, lo más probable es que falle en el campo. En la actualidad se realizan aplicaciones específicas de los procedimientos aquí abordados en el desarrollo de proyectos de recuperación secundaria, como los métodos de inyección de agua para la recuperación de aceite móvil en yacimientos petroleros desde el inicio de su explotación con el fin de llevar una correcta y óptima administración de estos y, así, poder alargar su vida productiva. En este trabajo se presentan: (1) una metodología para la realización pruebas de desplazamiento a escala de núcleo, y (2) una metodología para la aplicación de la computación a estas pruebas. Estas herramientas pueden ser aplicadas con éxito para la caracterización de yacimientos de hidrocarburos con fines académicos ya que, a pesar de ser válidas, la capacidad de los equipos de desplazamiento con los que cuenta el LIRFFF es limitada. A pesar de esto, logran su cometido: reproducir la dinámica de los fluidos y los procesos físicos de desplazamiento que ocurren en una inyección de agua para desplazar aceite.

Recomendaciones

En ambas pruebas realizadas, para aceite mineral y aceite crudo, puede entresverse la necesidad de optimizar el módulo de adquisición de datos por un sistema autónomo y automático para lograr obtener datos de la forma más precisa posible. Además, se requiere de la implementación de un mecanismo de contrapresión o presión de poro, tal como se describe en el capítulo uno para poder abarcar la mayor parte de las fuerzas que intervienen en un proceso de inyección y desplazamiento de fluidos. De entre los retos más relevantes a solucionar es otorgarle autonomía al equipo ya que destaca la falta de tiempo efectivo en las pruebas, claro ejemplo es el segundo experimento donde se trabajó durante 5 días interrumpidos por la capacidad limitada de autonomía del equipo de desplazamiento. Así pues, también resulta importante encontrar una solución eficaz, como un horno industrial, para poder alcanzar y mantener altas temperaturas que permitan manejar distintas viscosidades en los aceites y con ello un análisis más completo de los fluidos pudiendo controlar temperatura y presión.

El mayor reto en este trabajo de investigación fue realizar pruebas de laboratorio con aceite crudo. El hecho de ignorar la presencia de agua en el aceite puede desencadenar el fallo analítico de una prueba de desplazamiento; físicamente puede observarse el desplazamiento de aceite, pero analíticamente no se pueden obtener los datos necesarios de saturación de agua residual y saturación de aceite residual, esenciales en la determinación de las curvas de permeabilidad relativa y en el uso del simulador numérico. Por lo que si se requieren reproducir los experimentos mostrados en este trabajo se recomienda verificar que el aceite que se pretenda usar esté libre de agua, y en caso de contenerla decantar el fluido para retirar la mayor cantidad de agua posible. Aunado a esto es recomendable usar crudos ligeros dada su baja viscosidad a temperatura ambiente, lo que facilita los experimentos en la celda de desplazamiento y en el análisis de resultados, todo ello por la falta de un control adecuado de la temperatura para los fluidos de trabajo.

Referencias

1. Abell A.B., Lange K.L. Willis and D.A. (1999); *Mercury Intrusion Porosimetry and Image Analysis of Cement-Based Materials*; Journal of Colloid and Interface Science.
2. Benavente David, Bernabéu Ana, Cañaveras Juan (2004); *Estudio de propiedades físicas de las rocas*; Departamento de Ciencias de la Tierra y del Medio Ambiente. Universidad de Alicante. Laboratorio de Petrología Aplicada.
3. Berdugo.V., BJOROY. R, et al. (2005); *Removing mercury from the workplace: a case history of the decommissioning and recycling of mercury-contaminated equipment*; Paper SPE 96461, Schlumberger.
4. Brown Theodore L., LeMay H. Eugene, Bursten Bruce, Burgde Julia (2004): *Química, la ciencia central*; Pearson Educación, novena edición, México.
5. Comisión Nacional de Hidrocarburos (2012); *El Futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EO*.
6. Costafreda Jorge (2008); *Geología, caracterización y aplicaciones de las rocas zeolíticas del complejo volcánico de Cabo de Gata (Almería)*; Tesis Doctoral. Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas (E.T.S.I.), Universidad politécnica de Madrid (UPM). Madrid, España.
7. Craig Forrest F. Jr (1980); *The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding*; New York, Society of Petroleum Engineers of AIME.
8. Dake, L.P. (1978); *Fundamentals of Reservoir Engineering*; Development in Petroleum Science, Volumen 8, Elsevier Science B.V., Amsterdam, Holanda Frago, Saúl Bautista.
9. Djebbar Tiab, Erle C. Donaldson (2015); *Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties*; Gulf Professional Publishing, fourth edition.
10. De Santiago B. Cristina, Raya García Manuel (2008); *Análisis del peso específico y porosidad de materiales porosos mediante picnometría de Helio*; Boletín de la Sociedad Española de Mecánica del Suelo e Ingeniería Geotécnica, Num. 156, España.
11. E.F. Johnson, D.P. Bossler, V.O. Naumann (1959); *Calculation of relative permeability from displacement experiments*; AIME 216, Jersey Production Research CO. Tulsa, OKLA

12. Ertekin T., Abou-Kaseem J.H., King G.R. (2001); *Basic Applied Reservoir Simulation*; SPE Textbook series. Richardson, Texas.
13. Escobar Freddy H. (2012); *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*; Editorial Universidad Surcolombiana.
14. Hidalgo José, López Sol (2021); *Desarrollo de una aplicación para caracterización de rocas mediante Inteligencia Artificial*; Universidad Computense Madrid, UCM.
15. Hunt P., Engler, P., Bajsarowicz C. (1988); *Computed tomography as a Core analysis tool: applications, instrument evaluation and image improvement techniques*. Journal of Petroleum technology.
16. Martínez, D., Gil Novoa, O. D., & Barón González, A. J (2006). *Espectrometría de fluorescencia de Rayos X*. Revista colombiana de Física.
17. M.A. Díaz Viera, D.A. Lopez Falcon, A. Moctezuma Berthier, A. Ortiz-Tapia (2008); *COMSOL Implementation of a Multiphase Fluid Flow Model in Porous Media*; Instituto Mexicano del Petróleo, Ciudad de México, México,.
18. McCain, W.D. Jr. (1990); *The Properties of Petroleum Fluids*; segunda edición, PennWell Books, Tulsa, Oklahoma, E.U.A.
19. Mohamad Ibrahim, M. N.; Koederitz, L.F. (2000); *Two-Phase Relative Permeability Prediction Using a Linear Regression model*. SPE 65631.
20. M. White Frank (2004); *Mecánica de Fluidos*; quinta edición, McGraw-Hill, Aravaca, Madrid.
21. Ning T., Xi M., Hu B., Wang L., Huang C., Su, J. (2021); *Effect of viscosity action and capillarity on pore-scale oil-water flowing behaviors in a low-permeability sandstone waterflood*; Energies.
22. Ortiz Meneses Andres F., et al. (2015); *Caracterización estática de rocas por medio de tomografía computarizada de rayos-X TAC*. Revista Fuentes: El Reventón Energético. Vol. 13, Num. 1.
23. Paris de Ferrer, Magdalena (2001); *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos*; Ediciones Astro Data S.A., segunda edición. Maracaibo, Venezuela.

24. Pérez Monserrat Elena (s.f.); *Técnicas de caracterización petrológicas: Microscopía Óptica de Polarización (MOP) y Difracción de Rayos X (DRX)*; Instituto de Geociencias (CSIC–UCM), Dpto. de Geomateriales, Madrid.
25. Ramírez José, Bandy William, Mortera Carlos (2012); *La resonancia magnética nuclear (NMR), una nueva tecnología para la restauración y conservación del patrimonio artístico y cultural: algunos ejemplos de aplicación en frescos, murales, madera y papel*; Laboratorio de Geofísica, INAH. Instituto de Geofísica, UNAM.
26. Ruska, W. (1992); *Ruska Mercury-Free PVT School*; Texas, Estados Unidos.
27. Siegesmud S., Snethlage R. (2010). *Stone in Architecture. Properties, durability, Fourth Edition*, Springer.
28. Steven C. Chapra, Raymond P. Canale (2006); *Numerical Methods for engineers, fifth edition*. McGraw-Hill Companies, Inc.
29. Tarek Ahmed (1946); *Reservoir Engineering, Handbook*; segunda edición, Gulf Professional Publishing, Woburn, Massachusetts.
30. T. Bourgoyne Jr, K. Millheim, E. Chenevert (1986); *Applied drilling engineering*; SPE Textbook series, volumen 2.
31. Zhangxin Chen, Guanren Huan, Yuanle Ma (2006); *Computational methods for multiphase flows in porous media*; Southern Methodist University. Dallas, Texas.

Anexo 1

Propiedades básicas de un yacimiento y de los fluidos

A.1. Propiedades básicas de un yacimiento

Un yacimiento es un sistema finito que puede describirse como un medio poroso conformado por dos partes: una parte sólida (roca) y una parte vacía (Escobar, 2012). Por ello, se define como un volumen poroso que puede contener, y estar saturado, con uno o más fluidos (aceite, gas y agua). Se les denomina propiedades del yacimiento a aquellas características físicas de las rocas, que conforman un yacimiento, que les permiten almacenar fluidos y dejar que estos fluyan a través de ellas (Ahmed, 1946; Tiab & Donaldson, 2015).

A.1.1. Porosidad, Φ

Conceptualmente, la porosidad es una medida de la capacidad de almacenamiento que es capaz de retener fluidos, en otras palabras, es el volumen de fluidos que se puede contener en las rocas. Mientras que cuantitativamente es la relación entre el volumen de poros y el volumen total de la roca (Ahmed, 1946). La porosidad de las rocas se puede generar en diferentes ambientes y circunstancias. En este sentido, la geología describe dos tipos: la porosidad primaria, que es aquella desarrollada durante el depósito de sedimentos; y la porosidad secundaria, que se desarrolla a través de la alteración del medio rocoso ya sea por la migración de los fluidos durante la diagénesis, o el fracturamiento del medio (Tiab & Donaldson, 2015). No todo el volumen poroso está interconectado. Durante el proceso de sedimentación de las rocas, ya sea por cementación y/o compactación de los sedimentos, ciertos espacios porosos pueden estar aislados del resto, por ello es por lo que surge una subclasificación de la porosidad: la porosidad absoluta y la porosidad efectiva (Ahmed, 1946; Escobar, 2012).

A.1.1.1. Porosidad absoluta, Φ_a

Como su nombre lo intuye, es aquella porosidad que considera tanto el volumen poroso interconectado, como el volumen poroso que se encuentra aislado (Escobar, 2012). Dicho de otra forma, es el porcentaje de espacio total con respecto al volumen total de la roca (Ahmed, 1946; Escobar, 2012). Una roca puede tener una porosidad absoluta

considerable y aun así no tener conductividad de fluidos debido a la falta de intercomunicación de los poros.

$$\Phi_a = \frac{V_p}{V_t} \times 100 \text{ [%]} \quad (\text{A.1})$$

donde: Φ_a = porosidad, [%]
 V_p = volumen poroso, [cm³]
 V_t = volumen total, [cm³]

A.1.1.2. Porosidad efectiva, Φ_e

Es aquella porosidad que considera, únicamente, el volumen poroso interconectado. Por ello es por lo que se considera como un indicador indirecto de la conductividad de los fluidos a través del medio rocoso (Escobar, 2012). Cualitativamente se describe como la relación del volumen poroso interconectado con el volumen total de roca (Ahmed, 1946).

$$\Phi_e = \frac{V_{p,e}}{V_t} \times 100 \text{ [%]} \quad (\text{A.2})$$

donde: Φ_e = porosidad, [%]
 $V_{p,e}$ = volumen poroso interconectado, [cm³]
 V_t = volumen total, [cm³]

A.1.2. Saturación de fluidos, S_f

La saturación de fluidos expresa la relación que hay entre la cantidad de fluidos presentes en el medio poroso y la extensión de su volumen poroso (Tiab & Donaldson, 2015). Gracias a esta propiedad es posible determinar, volumétricamente, la cantidad de fluido que se encuentra dentro de los poros de una roca, en relación con el volumen total de poros (Escobar, 2012). Matemáticamente se define como el volumen de fluido, medido a la presión y temperatura del medio poroso, entre su volumen de poros (Ahmed, 1946):

$$S_f = \frac{V_f}{V_p} \text{ [adim]} \quad (\text{A.3})$$

donde: S_f = saturación del fluido, [adim]
 V_f = volumen total del fluido, [cm³]

V_p = volumen de poros, [cm³]

Los valores de saturación se basan en el volumen de poros y no en el volumen total del yacimiento. La sumatoria de las saturaciones de todos los fluidos que se encuentran presentes en el espacio poroso de una roca, debe ser igual a 1. Si consideramos un medio poroso saturado por aceite, agua y gas, entonces: $S_g + S_o + S_w = 1$ (Ahmed, 1946).

A.1.2.1. Saturación de agua irreducible, S_{wir}

Se le conoce así al volumen poroso ocupado por agua a la máxima saturación de aceite. La saturación de agua irreducible es agua que básicamente no se moverá sin importar cuanto más aumente la presión capilar (Ahmed, 1946). Se correlaciona directamente con la permeabilidad del sistema, el área superficial y el tamaño de los poros del medio. Existe una relación directa entre estas dos últimas características: a mayor área superficial y menor tamaño de partículas, mayor es el S_{wir} .

A.1.2.2. Saturación de agua connata, S_{wcn}

Se define como la saturación de agua existente en el yacimiento al momento de su descubrimiento. Esta agua es remanente del agua depositada inicialmente con la formación y que debido a la fuerza de presión capilar existente no pudo ser desplazada por el aceite cuando este migró al yacimiento (Tiab & Donaldson, 2015).

A.1.2.3. Saturación de agua crítica, S_{wc}

Es la mínima saturación requerida para que una fase pueda moverse en el yacimiento (Ahmed, 1946), por lo que a esta saturación el agua pasa de considerarse inmóvil a considerarse móvil cuando se aumenta la saturación de agua en el medio.

A.1.2.4. Saturación de aceite residual, S_{or}

Se le conoce así al aceite que queda atrapado en la zona barrida después de un proceso de desplazamiento. El aceite puede quedar atrapado por la estructura de los poros e interacciones roca–fluido como la mojabilidad (Ahmed, 1946). Además, muchas veces puede ocurrir que el aceite remanente no pueda fluir debido a los efectos capilares que lo retienen en los poros causados por poros de diferente tamaño o poros con diferente permeabilidad.

A.1.3. Permeabilidad, k

La permeabilidad es la capacidad que tiene el medio poroso para permitir el flujo de fluidos a través de los poros interconectados que se encuentran en él (Tiab & Donaldson, 2015; Escobar, 2012). Haciendo pasar un fluido de viscosidad conocida a través de un núcleo de medidas conocidas (área y longitud), conociendo el caudal con el que se está haciendo pasar el fluido y la caída de presión que se observa; esta propiedad se expresa matemáticamente (Ahmed, 1946) como:

$$k = \frac{q \mu L}{A \Delta p} \text{ [mD]} \quad (\text{A.4})$$

donde: k = permeabilidad, [mD]
 q = gasto, $\left[\frac{\text{cm}^3}{\text{seg}}\right]$
 μ = viscosidad, [CP]
 L = longitud, [cm]
 A = área[cm²]
 Δp = diferencia de presión a la que está sometido el medio, [psi]

Para que la ecuación de permeabilidad tenga sentido, el medio requiere estar saturado al 100% y el fluido debe adherirse a los poros de la roca. Sin embargo, hay excepciones en las cuales esto no ocurre. Por ello es por lo que nace una subclasificación que la divide en permeabilidad absoluta, permeabilidad efectiva y permeabilidad relativa (Tiab & Donaldson, 2015).

A.1.3.1. Permeabilidad absoluta, k_a

Es una medida de la capacidad del medio para transmitir fluidos (Ahmed, 1946). Normalmente la saturación del medio poroso con respecto a un determinado fluido (por lo regular aire o agua) es del 100% (Tiab & Donaldson, 2015). En las pruebas de desplazamiento se determina la permeabilidad absoluta cuando la roca se encuentra saturada al 100% de un fluido, mismo que se usa como fluido desplazante durante la prueba.

A.1.3.2. Permeabilidad efectiva, k_e

Se describe como la medida de la permeabilidad a un fluido que se encuentra en presencia de otro u otros fluidos que saturan el medio poroso; es decir, la capacidad de flujo preferencial de un fluido en particular cuando existe más de un fluido en el espacio poroso.

Esta propiedad está en función de las saturaciones de los fluidos presentes. k_o , k_g y k_w representan las permeabilidades efectivas al aceite, al gas y al agua, respectivamente (Ahmed, 1946).

A.1.3.3. Permeabilidad relativa, k_r

En un medio donde dos o mas fluidos fluyen al mismo tiempo, su análisis describe la forma en que un fluido se desplaza en el medio poroso. Expresa la relación que existe entre la permeabilidad efectiva (al gas, al agua y al aceite) y la permeabilidad absoluta. La permeabilidad relativa depende de la saturación de los fluidos presentes en la roca y la sumatoria de estas debe ser menor que 1 respectivamente (Ahmed, 1946). Matemáticamente se expresan como:

$$k_{rg} = \frac{k_g}{k} \text{ [adim]} \quad (\text{A.5})$$

$$k_{rw} = \frac{k_w}{k} \text{ [adim]} \quad (\text{A.6})$$

$$k_{ro} = \frac{k_o}{k} \text{ [adim]} \quad (\text{A.7})$$

donde: k_{rg} = permeabilidad relativa al gas, [adim]
 k_{rw} = permeabilidad relativa al agua, [adim]
 k_{ro} = permeabilidad relativa al aceite, [adim]
 k_g = permeabilidad efectiva al gas, [mD]
 k_w = permeabilidad efectiva al agua, [mD]
 k_o = permeabilidad efectiva al aceite, [mD]
 k = permeabilidad absoluta, [mD]

Generalmente los datos de permeabilidad relativa son analizados gráficamente a través de curvas, las cuales guardan relaciones muy particulares: (1) con un aumento en la saturación de agua la permeabilidad relativa al aceite disminuirá y la permeabilidad relativa al agua aumentará y de manera análoga, (2) con un aumento en la saturación de aceite la permeabilidad relativa al agua disminuirá y la permeabilidad relativa al aceite aumentará.

A.1.3.4. Permeabilidad relativa del aceite a la saturación de agua irreducible, $k_{ro}@S_{wir}$

Expresa la relación que existe entre la permeabilidad efectiva al aceite a condiciones de saturación de agua irreducible y la permeabilidad absoluta, ya que a condiciones de saturación de agua irreducible el agua se ubica en pequeñas sinuosidades de los poros a través del medio, lo cual no se obstruye el flujo de aceite. Esta permeabilidad relativa depende de la mojabilidad preferencial de la roca y de la razón de movilidad (Craig, 1980).

A.1.3.5. Permeabilidad relativa del agua a la saturación de aceite residual, $k_{rw}@S_{0r}$

Expresa la relación que existe entre la permeabilidad efectiva al agua a condiciones de saturación de aceite residual y la permeabilidad absoluta. Análogamente a la anterior, esta permeabilidad relativa depende de la mojabilidad preferencial de la roca y de la razón de movilidad (Craig, 1980).

A.1.4. Movilidad, λ

La movilidad podría considerarse una propiedad de los fluidos, sin embargo, está presente en las propiedades de los yacimientos a razón de ser necesario una superficie (el medio poroso) y un fluido para existir. Esta propiedad se refiere a la facilidad con la que una fase fluida puede moverse a través de un medio poroso y permeable en función de su viscosidad. Se define como la relación entre la permeabilidad efectiva del fluido y la viscosidad del fluido (Ahmed, 1946; Tiab & Donaldson, 2015):

$$\lambda_f = \frac{k_f}{\mu_f} \left[\frac{1}{\text{cP}} \right] \quad (\text{A.8})$$

donde: λ = movilidad del fluido (agua, aceite o gas), $\left[\frac{1}{\text{cP}} \right]$
 k_f = Permeabilidad efectiva del fluido (agua, aceite o gas), [adim]
 μ_f = viscosidad del fluido (agua, aceite o gas), [cP]

En un proceso de inyección se genera un flujo bifásico, como es el caso de los experimentos de esta investigación, por lo cual es necesario conocer la relación de movilidad, M , que expresa la relación que hay entre las movilidades de los fluidos presentes en el medio poroso; es decir, que tan buena es la movilidad de la fase desplazante con respecto a la fase desplazada (Ahmed, 1946). De forma general, matemáticamente se expresa como:

$$M = \frac{\lambda_{\text{desplazante}}}{\lambda_{\text{desplazado}}} \quad [\text{adim}] \quad (\text{A.9})$$

donde: M = relación de movilidad, [adim]

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

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

cuando: $M > 1$ el fluido desplazante presenta una mayor movilidad que el fluido desplazado.

$M < 1$ el fluido desplazado presenta una mayor movilidad que el fluido desplazante.

Esta propiedad describe la efectividad de un proceso de inyección, de esta forma se pueden realizar ajustes para mejorar el desplazamiento del crudo en el medio poroso.

A.1.5. Mojabilidad

Se considera una propiedad del yacimiento por que se necesita de la interacción de una superficie (el medio poroso) y un fluido para existir. Esta propiedad se define como la tendencia de un fluido a adherirse o extenderse a una superficie sólida (la roca) en presencia de otros fluidos inmiscibles con él (Ahmed, 1946; Tiab & Donaldson, 2015; Escobar, 2012). Cuando estos fluidos interactúan sobre una superficie forman un ángulo conocido como ángulo de contacto, el cual se considera una medida indirecta de la mojabilidad. Si $\theta < 90^\circ$ se dice que el sistema es mojado por agua y si $\theta > 90^\circ$ hace referencia a un sistema mojado por aceite (White, 2004; Tiab & Donaldson, 2015; Escobar, 2012).

A.1.6. Presión capilar

Al igual que sucede con la movilidad y la mojabilidad, la presión capilar necesita de una superficie y un fluido para hacerse presente, si existe uno sin el otro no podría existir dicha propiedad. Esta se define como la diferencia de presión entre dos fluidos inmiscibles a través de una interfaz en equilibrio; en el contexto de este escrito se habla de un fluido como la fase no mojante y de otro como la fase mojante (Tiab & Donaldson, 2015). La presión dentro del fluido no mojante es mayor que la del fluido mojante, por lo tanto, el desplazamiento de un fluido por otro en los poros de un medio poroso se ve favorecido u obstaculizado por las fuerzas superficiales de la presión capilar (Escobar, 2012). En

consecuencia, para mantener un medio poroso parcialmente saturado de fluido no mojante y mientras el medio está también expuesto al fluido mojante, es necesario mantener la presión del fluido no mojante a un valor mayor que el del fluido mojante. En un sistema poroso, se observa que las fuerzas inducidas por la mojabilidad preferencial del medio con uno de los fluidos, presentes en él, se extiende sobre toda la interfase, causando diferencias de presión mesurables entre los dos fluidos a través de la interfase. La magnitud de la presión capilar es el resultado del efecto combinado de la porosidad, la mojabilidad, la tensión interfacial y superficial de la roca y los fluidos, la saturación de fluidos, el tamaño y la geometría de los poros (Ahmed, 1946; Tiab & Donaldson, 2015).

A.2. Propiedades básicas de los fluidos

Teóricamente un fluido se define como un conjunto de partículas que se mantienen unidas entre sí por débiles fuerzas cohesivas y contenidas en las paredes de un recipiente; esta definición engloba a líquidos y gases. Las propiedades de un fluido son aquellas que definen su comportamiento y características de este, tanto en reposo como en movimiento. Estas propiedades se dividen en dos grandes grupos: las propiedades primarias o termodinámicas y las propiedades secundarias (White, 2004).

A.2.1. Propiedades primarias

Son aquellas propiedades que tienen que ver con los niveles de energía en los fluidos (White, 2004). Las dos primeras definiciones que se presentan (presión y temperatura) no son en sí una propiedad primaria de los fluidos, sin embargo, por practicidad de este trabajo se consideran como tal.

A.2.1.1. Presión

Las moléculas de un fluido están en constante movimiento; en un fluido contenido dentro un recipiente, estas moléculas se mueven de tal forma que se golpean entre sí y en las paredes del recipiente. La presión es un reflejo del número de veces que las moléculas, presentes en un fluido, se mueven y golpean (McCain, 1990). Estas, entre más forzadas se vean a acercarse, aumentaran la presión del sistema que los contenga. Esta propiedad es la responsable del flujo de fluidos a través de conductos, gracias a las diferencias o gradientes de presión (White, 2004). Los fluidos tienden a moverse de una zona altamente presionada a zonas de baja presión. Su unidad de medida es en pascales en el Sistema Internacional (SI).

A.2.1.2. Temperatura

Está relacionada con la cantidad de energía interna de un fluido (White, 2004) y es directamente proporcional a la energía cinética promedio de las moléculas que lo conforman. A medida que se añade calor al fluido, la energía cinética de las moléculas aumenta, y como resultado, la temperatura se incrementa (Mc Cain, 1990). La temperatura puede medirse mediante el registro de calor que el sistema cede a un termómetro. Su unidad de medida es en grados centígrados, °C, en el Sistema Internacional (SI).

A.2.1.3. Viscosidad, μ

Se define como una medida cuantitativa de la resistencia que pone un fluido a fluir (White, 2004). Es usualmente medida en centipoises, [cP]. Dicho de otra forma, la viscosidad determina la velocidad de deformación del fluido cuando se le aplica un esfuerzo cortante dado (White, 2004). La resistencia al flujo es causada por fricción interna generada cuando las moléculas del fluido tratan de desplazarse unas sobre otras (Ahmed, 1946). Por ello es por lo que, con variables como la temperatura y la presión, la viscosidad puede alterarse.

A.2.1.4. Densidad, ρ

Es una magnitud escalar que se mide en gramos por centímetro cúbico, [g/cm³]. Mide la cantidad de materia por unidad de volumen de una sustancia (Ahmed, 1946; White, 2004), independientemente del tamaño y de la masa. La densidad varía mucho en los gases, aumentando casi de forma proporcional a la presión, mientras que la densidad de los líquidos es casi constante por lo que se considera que los líquidos son fluidos incompresibles (White, 2004).

A.2.1.5. Energía interna

Básicamente es una magnitud que se le designa a la energía almacenada por un sistema de partículas por la actividad molecular y las fuerzas asociadas a los enlaces químicos (White, 2004). Esta energía almacenada es la sumatoria de la energía cinética total de las partículas que componen una sustancia, junto con la energía potencial asociada a sus interacciones.

A.2.1.6. Entalpía

Simbolizada en física con la letra H, se define como la cantidad de energía que un sistema termodinámico determinado intercambia con su entorno, ya sea perdiendo o ganando calor a través de diferentes mecanismos, pero a presión constante (Brown et al., 2004).

A.2.1.7. Entropía

Simbolizada con la letra S, consiste en el grado de desorden de los sistemas termodinámicos en equilibrio y describe el carácter irreversible de los procesos que sufren. En un sistema aislado, la entropía jamás puede disminuir: o permanece constante o aumenta (Brown et al., 2004).

A.2.1.8. Calor específico

Es la cantidad de calor que una unidad de una sustancia requiere para incrementar su temperatura en una unidad. Dependiendo de las unidades usadas y de las escalas para medir temperaturas, la unidad del calor específico puede ser [cal/g °C], o [J/kg K] (Brown et al., 2004).

A.2.1.9. Volumen específico

Se le denomina así al volumen ocupado por unidad de masa de un material. Se considera que es el inverso de la densidad, por lo que no depende de la cantidad de materia que lo conforme, por lo que se considera una propiedad intensiva (McCain, 1990; Ahmed, 1946).

A.2.2. Propiedades secundarias

Son propiedades que caracterizan el comportamiento específico de los fluidos (White, 2004).

A.2.2.1. Conductividad térmica

Es una propiedad termodinámica que varía con la temperatura y la presión en forma análoga a la viscosidad. Representa la capacidad de transmisión del calor de los fluidos, o sea, de transferir la energía cinética de las partículas a otras adyacentes con las que está en contacto (White,2004).

A.2.2.2. Compresibilidad

Se define como el cambio de volumen que una sustancia experimenta durante un cambio de presión cuando se mantiene la temperatura constante, por tanto, es una propiedad isotérmica que se expresa matemáticamente (Ahmed & McKinney, 2005) como:

$$c = - \frac{1}{v} \frac{dv}{dp} \left[\frac{1}{\text{psi}} \right] \quad (\text{A.10})$$

donde: c = compresibilidad isotérmica, $\left[\frac{1}{\text{psi}} \right]$
 v = volumen del fluido $[\text{cm}^3]$
 p = presión del sistema $[\text{psi}]$

Todos los fluidos son compresibles en cierto grado. Sin embargo, los líquidos son altamente incompresibles a diferencia de los gases que son altamente compresibles. A pesar de ello, la compresibilidad no diferencia a los fluidos de los sólidos, ya que la compresibilidad de los sólidos es similar a la de los líquidos.

A.2.2.3. Tensión interfacial y superficial, σ

La tensión interfacial se refiere a aquella tensión que existe entre la interfase de dos fluidos inmiscibles que los separa (Tiab & Donaldson, 2015); dicho en otras palabras, podría tomarse como una medida indirecta de la solubilidad (Escobar, 2012). A medida que la tensión interfacial decrece, las dos fases se aproximan más a la miscibilidad, es decir a mezclarse homogéneamente entre ellas. Por otro lado, si los fluidos son un líquido y su correspondiente vapor, entonces se aplica el término de tensión superficial (Escobar, 2012). A medida que el sistema se aproxima al punto crítico, las dos fases se hacen indistinguibles y la tensión superficial se hace cero. Matemáticamente se describe como la fuerza por unidad de longitud, ejercida perpendicularmente a una línea cualquiera contenida en la interfaz que separa dos fluidos inmiscibles; esta fuerza es tangencial a la superficie del líquido (Ahmed, 1946).

$$\sigma = \frac{F}{L} \left[\frac{\text{dina}}{\text{cm}} \right] \quad (\text{A.11})$$

donde: σ = tensión interfacial/superficial $\left[\frac{\text{dina}}{\text{cm}} \right]$
F = fuerza [dina]
L = longitud [cm]

A.2.2.4. Capilaridad

Vinculada con la tensión superficial de los fluidos (y, por lo tanto, de su cohesión), es la capacidad de un fluido de subir o bajar por un tubo capilar, o sea, qué tanto “moja” un líquido. Esto puede verse fácilmente cuando sumergimos la punta de una servilleta seca en un líquido y observamos qué tan arriba se extiende la mancha de líquido sobre el papel contra la fuerza de gravedad. Esta propiedad es la causa directa del cambio rápido de la velocidad del flujo, la desviación de la trayectoria del flujo y la formación de petróleo residual en el espacio poroso. La magnitud de la fuerza capilar está influenciada por el tamaño del canal poroso, y cambia con las posiciones de la interfase aceite-agua, provocando así la aceleración o desaceleración del fluido en regiones locales (Ning T. et al., 2021).