

**DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACION
EXPERIMENTAL DE PERMEABILIDADES RELATIVAS CRUDO AGUA EN UN
CAMPO COLOMBIANO**

LAURA FERNANDA CAMACHO JAIMES

MICHAEL DANIEL EBRATTH PARDO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2014

**DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACION
EXPERIMENTAL DE PERMEABILIDADES RELATIVAS CRUDO AGUA EN UN
CAMPO COLOMBIANO**

LAURA FERNANDA CAMACHO JAIMES

MICHAEL DANIEL EBRATTH PARDO

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar por el título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

Director

**Msc. LUIS FELIPE CARRILLO MORENO
Químico**

Codirector:

**Msc. HERNANDO BUENDÍA LOMBANA
Ing. Químico**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2014

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a:

Los ingenieros Luis Felipe Carrillo y Hernando Buendía, director y codirector del proyecto, por compartir con nosotros su experiencia y conocimientos, por su gran apoyo, paciencia, orientación y tiempo dedicados a nosotros y a este proyecto.

El personal del Laboratorio de Análisis Petrofísicos y de Daño a la Formación de la Universidad Industrial de Santander en especial al Ingeniero Gonzalo Pabón, por su disposición, apoyo y colaboración durante la fase experimental del proyecto.

Al ingeniero Jorge Palma, por la colaboración y la asesoría prestada.

A las Ingenieras Luz Prada y Helena Ribón, por sus sugerencias y acompañamiento.

Todas las personas, amigos y familiares que de una u otra forma colaboraron para hacer realidad este proyecto.

Laura C.

Michael E.

DEDICATORIA

A los míos:

A mi padre, Javier Camacho.
En la eternidad y en mi corazón por siempre.

A mi madre, Rosa Jaimes.
Por ser quien es, una mujer admirable, ejemplo permanente de lucha y de entrega.
Por apoyarme cada día, y ser padre y madre a la vez.

A mis hermanos Silvia, Paula y Javier.
Porque a lo largo de mi vida han sabido estar ahí, me han alegrado, me han orgullecido y me han llenado de motivos para seguir adelante.
Por ese lazo que no se rompe jamás.

A Danilo.
Por su incondicionalidad, su apoyo y por ser quien es en mi vida.

Laura Fernanda Camacho Jaimes.

DEDICATORIA

A mis padres, Oscar Ebratth y Nohora Pardo por creer en mí, por su infinita paciencia, su incondicional apoyo y ser guías de mis pasos.

A mis hijos, David y Daniel por ser mi más fuerte motivación para salir adelante, por hacerme una mejor persona y sobre todo por la felicidad que me han brindado.

A mis hermanos Aressu y Vanessa por aguantarme y enseñarme como hacer lo mismo con los demás, por ser mis cómplices y confidentes y sobre todo por la
unidad.

A Patícoo por llenar mi vida de alegrías, por ser mi apoyo y fortaleza, y por todos los sueños cumplidos y por realizar.

Michael Daniel Ebratth Pardo

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN.....	17
1. GENERALIDADES PERMEABILIDAD RELATIVA.....	19
1.1 CONCEPTOS PREVIOS	21
1.2 CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA AGUA - ACEITE	23
1.3 FACTORES QUE AFECTAN LAS CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA.....	24
1.3.1 Mojabilidad.....	24
1.3.2 Saturación Inicial de Agua.....	26
1.3.3 Estados de Saturación	26
1.3.4 Geometría del Poro.....	27
1.3.5 Presión de sobrecarga	27
1.3.6 Otros Factores	28
1.4 NORMALIZACIÓN DE CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA.....	28
1.5 PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO DINÁMICO AGUA – ACEITE.	29
1.5.1 Descripción de la prueba	30
1.5.2 Descripción del Equipo	31
1.6 FENÓMENOS QUE SE PRESENTAN DURANTE LAS PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO	34
1.6.1 Lenguas de agua:	35
1.6.2 Digitación Viscosa:.....	36
1.6.3 Efectos capilares de frontera:.....	36
1.7 MÉTODOS DE DETERMINACIÓN	37
1.7.1 Técnica de Estado Estable.....	37
1.7.2 Técnica de Estado No Estable	38
1.7.2.1 Método JBN	39
1.7.2.2 Método Gráfico.....	41

2. METODOLOGÍA DE TRABAJO	43
2.1 GENERALIDADES CAMPO DE ESTUDIO.....	43
2.1.1 Formaciones Productoras	43
2.1.1.1 Formación Mugrosa	44
2.2 PROCEDIMIENTO DE TRABAJO	44
2.2.1 Selección de Muestras.....	45
2.2.1.1 Selección de Muestras de Roca.....	46
2.2.1.2 Selección de Fluidos	51
2.2.2 Saturación de Núcleos	54
2.2.3 Restauración de la Mojabilidad	54
2.2.4 Desplazamiento de Fluidos – Determinación de Permeabilidades Relativas a partir de datos de desplazamiento.....	55
2.2.4.1 Muestras Restauradas	55
2.2.4.2 Muestras No Restauradas.....	57
2.2.5 Disposición final de muestras.....	60
3. VALIDACIÓN DE RESULTADOS.....	61
3.1 APLICACIÓN DEL MÉTODO GRÁFICO JONES ROSZELLE	61
3.2 VALIDACIÓN DE CURVAS OBTENIDAS MEDIANTE SIMULACIÓN.....	65
3.2.1 Selección del Simulador.....	65
3.2.1.1 Simulador Avanzado de Yacimientos IMEX	65
3.2.2 Construcción Modelo de Simulación	67
3.3 NORMALIZACIÓN DE CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA.....	76
4. CONCLUSIONES	77
5. RECOMENDACIONES	78
BIBLIOGRAFÍA.....	80
ANEXOS	83

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1 Esquema del experimento de Darcy	19
Figura 2. Curvas de Permeabilidad Relativa Agua – Aceite	23
Figura 3. Comparación de Efectos de la Mojabilidad	25
Figura 4. Comparación de Efectos de Tamaño Poral.....	27
Figura 5 Esquema conceptual Prueba de Desplazamiento	30
Figura 6. Equipo de Desplazamiento COREPET	32
Figura 7. Esquema de configuración del equipo de Desplazamiento	33
Figura 8 Detalle del Portamuestras.....	34
Figura 9. Formación de Lenguas de Agua	35
Figura 10. Digitación Viscosa	36
Figura 11. Metodología Planteada	45
Figura 12. Esquema de Extracción Soxhlet	49
Figura 13 Curvas de Permeabilidad Relativa y Flujo Fraccional – Col 3 4060,17 .	61
Figura 14 Curvas de Permeabilidad Relativa y Flujo Fraccional – Berea 98	62
Figura 15 Curvas de Permeabilidad Relativa y Flujo Fraccional – Col 3 4064,54 .	64
Figura 16. Esquema Tridimensional del Enmallado	69
Figura 17. Ajuste Datos simulador – Datos Históricos de Producción Muestra Colorado 3 – 4060,17	71
Figura 18. Comparación Curvas Muestra Col 3 – 4060,17.....	73
Figura 19. Comparación Curvas Muestra Berea 98	74
Figura 20 Comparación Curvas Muestra Col 3 – 4064,54	75
Figura 21. Curvas Normalizadas Muestras de la Formación Mugrosa.	76

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1 Propiedades Básicas Muestras Seleccionadas Fase I	47
Tabla 2. Propiedades Petrofísicas Básicas Finales	50
Tabla 3. Propiedades de Fluidos Seleccionados	51
Tabla 4. Caracterización fisicoquímica agua de formación Colorado 52.	52
Tabla 5 Composición Salmuera Sintética	53
Tabla 6. Datos de Desplazamiento Muestra Colorado 3 – 4064,54	56
Tabla 7. Datos de Desplazamiento Muestra Colorado 3 – 4060,17	58
Tabla 8. Datos de Desplazamiento Muestra Berea 98	59
Tabla 9. Permeabilidades Calculadas durante los Desplazamientos	60
Tabla 10. Características del Enmallado.....	68
Tabla 11. Propiedades de la roca	68
Tabla 12. Información de Pozos	70
Tabla 13. Exponentes de Ajuste	72

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A Procedimiento para la determinación de la porosidad.....	84
ANEXO B Procedimiento para la determinación de la permeabilidad	89
ANEXO C Procedimiento para la selección de fluidos	92
ANEXO D Procedimiento para la determinación de permeabilidad relativa	95
ANEXO E Registro fotográfico de la metodología desarrollada	97
ANEXO F Procedimiento para la determinación de curvas de permeabilidades relativas agua/aceite – Método Jones Roszelle	104
ANEXO G Guía para determinación de permeabilidades relativas mediante uso de Simulador IMEX.....	111
ANEXO H Normalización de curvas de permeabilidad relativa	123

RESUMEN

TITULO: DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACION EXPERIMENTAL DE PERMEABILIDADES RELATIVAS CRUDO AGUA EN UN CAMPO COLOMBIANO*

AUTORES: LAURA FERNANDA CAMACHO JAIMES
MICHAEL DANIEL EBRATTH PARDO**

PALABRAS CLAVE: Permeabilidad Relativa, Pruebas de Desplazamiento, Propiedades Petrofísicas, Simulación de Yacimientos.

En las etapas posteriores al desarrollo de un campo petrolífero es de vital importancia contar con curvas de permeabilidad relativa que permitan reproducir de manera confiable el flujo de fluidos a través del medio poroso a condiciones de yacimiento, y que puedan ser utilizados en estudios posteriores tanto de movilidad de fluidos en una formación, como para establecer procesos de recuperación mejorada de aceite.

Dado que a la fecha, está información para el Campo Escuela Colorado no se encuentra disponible, el presente trabajo de grado tiene como objetivo presentar la aplicación de una metodología experimental para la determinación de permeabilidades relativas crudo agua a partir de pruebas de desplazamiento dinámico en muestras de roca del Campo Colorado, pertenecientes a la formación Mugrosa, considerada una de las unidades productoras más importante de este campo.

La metodología planteada consta de la selección de muestras tanto de roca, como de fluidos, determinación de propiedades petrofísicas básicas a núcleos de la formación de interés, restauración de mojabilidad, realización de pruebas de desplazamiento, aplicación técnicas gráficas para la determinación de las Curvas de Permeabilidad Relativa, que son comparadas con las obtenidas a través del Software IMEX y se concluye con la presentación de la familia de curvas normalizadas para la Formación de interés.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

Director MSc Luis Felipe Carrillo Moreno.

Codirector MSc. Hernando Buendía Lombana

ABSTRACT

TITLE: DEVELOPMENT OF A METHODOLOGY FOR THE EXPERIMENTAL DETERMINATION OF OIL ON WATER IN A COLOMBIAN FIELD*

AUTHORS: LAURA FERNANDA CAMACHO JAIMES
MICHAEL DANIEL EBRATTH PARDO**

KEYWORDS: Relative Permeability, Displacement Tests, Petrophysical Properties, Reservoir Simulation.

In the subsequent development of an oil field is very important to have relative permeability curves that reproduce reliably allow fluid flow through porous media at reservoir conditions, and can be used in future studies of both stages mobility of fluids in a formation, and to establish improved process for recovering oil.

As to date, this information to the Colorado School Field is not available, the present degree graduate project is aimed to application of an experimental methodology for determining water oil relative permeabilities from dynamic displacement tests in Colorado field's samples rock, to the Mugrosa Formation, considered one of the most important production units in this field.

The methodology proposed includes selecting both of rock samples, such as fluids, determination of basic petrophysical properties of the formation of interest samples, restoring wettability, testing displacement, application of the graphical techniques for determining Realive Permeability proposed by Jones and Roszelle, which are compared with those obtained through the Software IMEX and concludes with the presentation of the family of curves normalized of Formation of interest.

* Degree Graduate Project – Thesis

** Faculty of Physic – Chemical Engineering. Petroleum Engineering School
Director M.Sc. Luis Felipe Carrillo Moreno.
Codirector M.Sc. Hernando Buendía Lombana

INTRODUCCIÓN

El estudio del flujo de fluidos inmiscibles a través de medios porosos, es un aspecto de gran importancia en la extracción y producción de petróleo. Las curvas de permeabilidad relativa agua – aceite son el parámetro que describe con mayor exactitud el comportamiento del flujo de fluidos en un yacimiento, representando la variación de la movilidad de uno con respecto al otro, a medida que la saturación de aceite disminuye también lo hace su movilidad, mientras que la del agua aumenta alcanzando su máximo valor a saturaciones de aceite residual. Estas curvas expresan a su vez, los efectos de la geometría del poro, la mojabilidad de la roca, saturaciones y distribuciones de los fluidos dentro del medio poroso.

Para el caso de estudio, estas curvas son como tal, insumo para estudios posteriores que conlleven al desarrollo del Campo Colorado, y permitan la aplicación de métodos de recobro de aceite.

Basados en esto, se desarrolló una metodología experimental que permitió la determinación de las curvas de permeabilidad relativa de la Formación Mugrosa; la unidad productora más importante del Campo Colorado, partiendo datos obtenidos de pruebas de desplazamiento realizadas en núcleos de perforación pertenecientes a la formación de interés y aplicando el Método Jones Roszelle para su determinación.

En el primer capítulo se presenta un estado del arte en relación a Permeabilidad Relativa, factores que la afectan, descripción de una prueba de desplazamiento y el equipo empleado para tal fin, además de técnicas de medición y métodos empleados.

El segundo capítulo describe el procedimiento de trabajo planteado; selección de muestras tanto de roca como de fluidos, medición de propiedades básicas, procedimiento para restauración de mojabilidad y resultados de pruebas de desplazamiento realizadas a las muestras seleccionadas.

El tercer capítulo sintetiza el análisis de los datos obtenidos del desarrollo experimental, la aplicación del Método Jones Roszelle para la obtención de las curvas de permeabilidad relativa, la normalización de las mismas y la validación mediante la comparación de las curvas obtenidas por este método con las obtenidas mediante el uso del Simulador IMEX de Computer Modelling Group - CMG.

1. GENERALIDADES PERMEABILIDAD RELATIVA

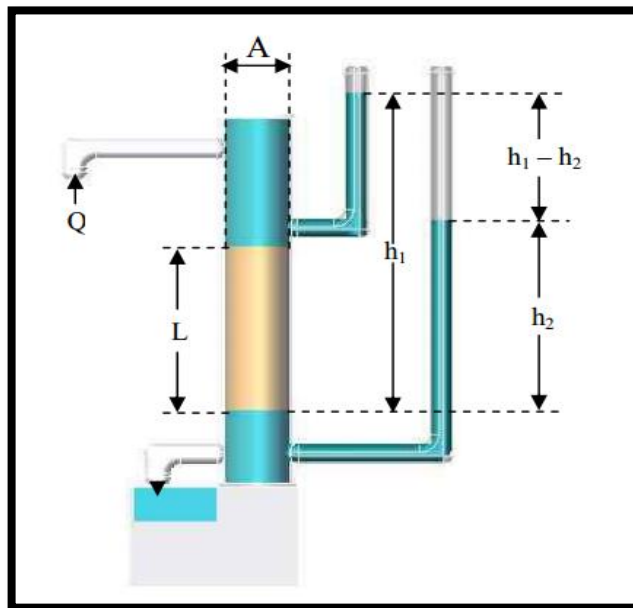
La ecuación que determina la permeabilidad se conoce como la Ley de Darcy y fue definida a mediados del siglo XIX por el hidráulico francés Henry Darcy.

Darcy realizó experimentos de flujo de agua a través de filtros de arena los cuales concluyeron en la siguiente expresión:

$$Q = \frac{K \cdot A \cdot (h_1 - h_2)}{L} \quad (1)$$

Donde q es la tasa de inyección de agua al sistema, L y A son la longitud y el área transversal del filtro de arena, h_1 y h_2 representan las cabezas hidrostáticas a la entrada y la salida de este y K es una constante de proporcionalidad que se conoció como conductividad hidráulica del medio.

Figura 1 Esquema del experimento de Darcy



Fuente: Magdalena Paris de Ferrer. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos

El experimento de Darcy se limitó al flujo de agua en filtros de arena que se encontraban 100% saturados de esta.

Más tarde, otros investigadores determinaron que la ley de Darcy podía modificarse para describir el flujo de fluidos diferentes al agua y que la constante de proporcionalidad K podía ser remplazada por k/μ donde k es una propiedad del medio poroso denominada Permeabilidad y μ es una propiedad del fluido conocida como viscosidad. (Honarpour, 1986)

La forma generalizada de la ecuación de Darcy, como se presenta en la norma API RP 40¹ es:

$$V_s = -\frac{k}{\mu} \left(\frac{dP}{ds} * \frac{\rho g}{1,0133} * \frac{dz}{ds} * 10^{-6} \right) \quad (2)$$

Donde:

s : Distancia en la dirección de flujo, cm.

Vs : Flujo volumétrico a través de una unidad de área del medio poroso en una unidad de tiempo a lo largo del camino de flujo s, cm/seg; Q/A.

z: Coordenada vertical que se considera positiva hacia abajo, cm.

ρ : Densidad del fluido, g/cc.

g: Aceleración de la gravedad, 980.665, cm/seg²

dP/ds: Gradiente de presión a través de s, atm/cm.

μ : Viscosidad del fluido, centipoises.

k: Permeabilidad del medio, darcys.

1.0133 x 10⁶[=] dinas/cm² atm.

dz/ds: puede ser expresada como el sen θ , siendo θ el ángulo entre s y la horizontal.

¹ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Recommended Practices for Core Analysis. Second Edition. Washington, 1998

Dado que existen diferentes sistemas de flujo tales como son el horizontal, vertical y radial, dependiendo del patrón de flujo, la ecuación de Darcy puede ser simplificada, por ejemplo, para el flujo horizontal que es el que ocurre en las pruebas de desplazamiento, la ecuación de Darcy se ve reducida a la siguiente expresión:

$$Q = k * A \left(\frac{p_1 - p_2}{\mu * L} \right) \quad (3)$$

Donde P₁ y P₂ son las presiones a la entrada y la salida de la muestra y Q es la tasa de flujo promedio.²

1.1 CONCEPTOS PREVIOS

La **Permeabilidad Absoluta** es la capacidad de flujo que tiene un fluido a través de un medio poroso, cuando éste se encuentra 100% saturado con este fluido.

Se dice que un medio poroso tiene permeabilidad de 1 Darcy cuando una sola fase de fluido con viscosidad de 1 cP saturando completamente el espacio poroso del medio fluyendo a través de este a condiciones de flujo viscoso a una tasa de 1 cm³/seg a través de un área de sección trasversal de 1 cm² bajo un gradiente de presión de 1 Atm/cm.³

La **Permeabilidad Efectiva** se define como la facilidad con la que fluye un fluido en un medio poroso cuando se encuentra en presencia de otros fluidos inmiscibles, donde cada fluido presente restringe la capacidad de flujo de los otros siendo a permeabilidad efectiva de cada fluido menor a su respectiva permeabilidad absoluta.

² PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Segunda Edición. Maracaibo, Venezuela. 2007

³ HONARPOUR. M, KOEDERITZ, L., y HARVEY, A. H. Relative Permeability of Petroleum Reservoirs. Boca Raton, Florida. 1986.

La **Permeabilidad Relativa** es un término adimensional que se implementó para adaptar la Ley de Darcy al flujo multifásico (Muskat et al, 1936). Se define como la relación entre la Permeabilidad Efectiva de un fluido a una saturación dada y otra permeabilidad de referencia.

$$k_{ri|S_i} = \frac{k_i|S_i}{k_b} \quad (4)$$

Donde:

$k_{ri|S_i}$: Permeabilidad Relativa de la fase i a condiciones de saturación Si

$k_i|S_i$: Permeabilidad Efectiva de la fase i a condiciones de saturación Si

k_b : Permeabilidad Base

Como regla general se tiene que la suma de las permeabilidades relativas de las fases nunca será igual a uno, debido a interferencias generadas entre una fase y la otra. Algunas de las causas de dichas interferencias son la reducción de los canales de flujo debido a la presencia del otro fluido, obstrucción de los mismos bien sea por efectos de fuerzas capilares o gotas inmóviles y finalmente por el entrapamiento de glóbulos que se agrupan y no pueden ser movidos por el gradiente de presión generado.

Usualmente, las formaciones son anisotrópicas, lo que significa que sus propiedades dependen de la dirección en la cual son medidas sin embargo, por simplicidad, En la industria del petróleo se toman dos valores para la permeabilidad, estos son la permeabilidad vertical y la permeabilidad horizontal.⁴

La **Permeabilidad Relativa** es una propiedad muy importante en la ingeniería de yacimientos, caracteriza el flujo de un fluido en presencia de otro u otros en un

⁴ OILFIELD REVIEW. Vol 13. No.3 2002

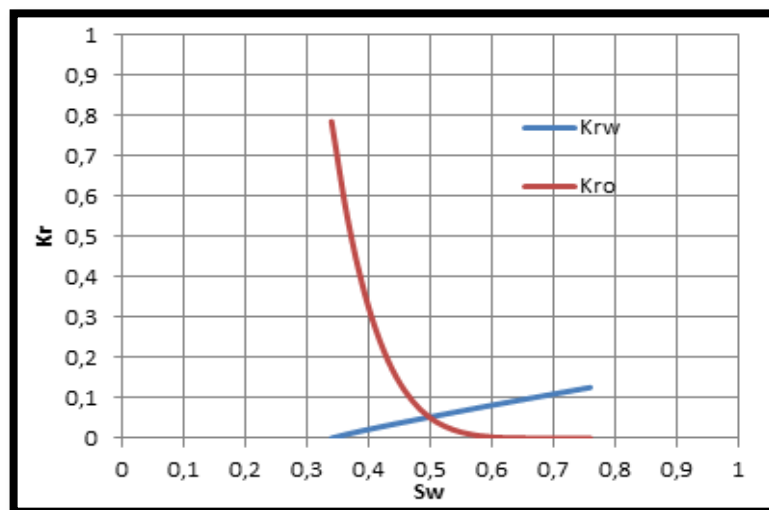
medio poroso y por esta razón son insumo de primera mano para el desarrollo de un campo petrolífero, tanto en etapas tempranas de desarrollo como en procesos de recuperación mejorada.

1.2 CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA AGUA - ACEITE

Dado que la permeabilidad relativa de cada fluido depende de la saturación de la fase mojante en el medio poroso, una forma práctica de presentar este comportamiento es mediante gráficos de permeabilidad en función de la saturación de la fase mojante. La Figura 2 muestra las curvas de permeabilidad relativa típicas para un sistema agua – aceite, siendo el agua la fase mojante.

La forma de las gráficas describe el comportamiento de la permeabilidad de la fase no mojante en función de la saturación de la fase mojante, existiendo entre ellas una relación inversamente proporcional, de manera inversa ocurre con la permeabilidad de la fase mojante que aumenta paralelamente a su saturación.

Figura 2. Curvas de Permeabilidad Relativa Agua – Aceite



Fuente: Los Autores

Dichas curvas representan el comportamiento del flujo en un desplazamiento inmisible de fase no humectante (aceite) por fase humectante (agua), en un medio poroso que se encuentra en su máxima saturación de fase no humectante.

1.3 FACTORES QUE AFECTAN LAS CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA

1.3.1 Mojabilidad

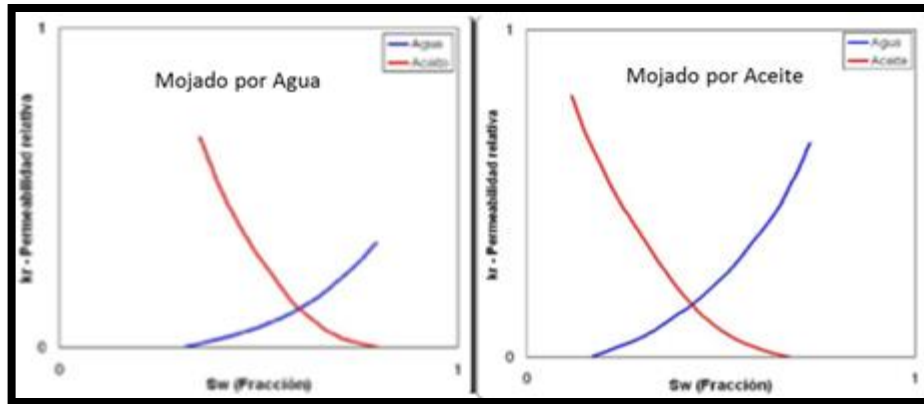
La mojabilidad es la presencia que tienen las rocas a estar en contacto con un fluido un fluido que con otros inmiscibles a este. La capacidad de adhesión del fluido dependerá de factores como la mineralogía de la roca y la composición del fluido.

Diversos estudios han concluido que el efecto que mayor repercusión tiene sobre las curvas de permeabilidad relativa es la humectabilidad de la roca, la relevancia que tiene este factor radica en que la distribución microscópica de fluidos en el medio poroso es regida por la condición de mojabilidad del mismo.

Una roca puede ser mojada por agua, por aceite o de mojabilidad intermedia. Así pues, en una roca mojada por agua a condiciones de saturación de agua crítica y de aceite máxima, los espacios porosos más pequeños estarán invadidos con agua definiendo una película y creando canales de flujo por los cuales el fluirá fácilmente el aceite al ser desplazado por el agua, a medida que más agua ingresa en el medio poroso la película formada por esta sobre las paredes de la roca va aumento progresivamente limitando los canales de flujo del aceite.

La Figura 3 muestra los pares de curvas de permeabilidad relativa de dos medios porosos con diferente mojabilidad, el de la izquierda mojado por agua y el de la derecha mojado por aceite.

Figura 3. Comparación de Efectos de la Mojabilidad



Fuente: Hove et al, 1987⁵

En una roca mojada por agua, cuando la saturación del agua y el aceite tienen el mismo valor, la permeabilidad del aceite será mayor que la del agua, esto permite identificar la condición de mojado de una roca a partir de las curvas de permeabilidad relativa. Craig⁶ presenta la siguiente guía para identificar la mojabilidad a partir de valores característicos:

	Mojado por Agua	Mojado por Aceite
S_{wi}	>20 – 25%	<15%, usualmente 10%
$k_{rw} = k_{ro}$	@ $S_w > 50\%$	@ $S_w > 50\%$
$k_{rw} @ S_{or}$	<0.3	>0,5, cerca de 1

⁵ HOVE , A., RINGEN, J. READ P. Visualization of laboratory corefloods with the computerized tomography of X-Rays. 1987

⁶ CRAIG F. F. Jr. The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding. Monograph Series, SPE. Dallas, 1971.

1.3.2 Saturación Inicial de Agua

Dado que este parámetro marca el inicio de la curva, puede cambiar la localización y forma de las curvas de permeabilidad relativa, teniendo más influencia en sistemas donde la roca es mojada por agua donde el valor de saturación inicial es mayor.

1.3.3 Estados de Saturación

La saturación es el término empleado para describir el porcentaje de volumen poroso ocupado por un fluido. A bajas saturaciones de fluido mojante, este rodea los granos formando anillos pendulares. Esta fase se mantiene inmóvil hasta alcanzar la saturación crítica, a partir de la cual puede empezar a fluir tortuosamente. A medida que la saturación de la fase mojante aumenta, su permeabilidad aumenta también debido a la fuerza de adhesión entre la superficie sólida y la fase mojante.

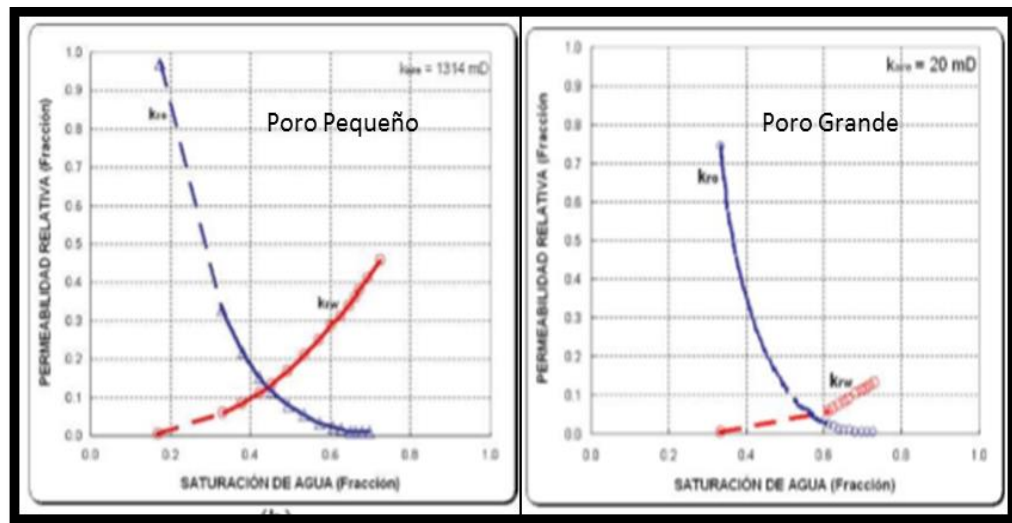
La tortuosidad de la vía de flujo por la cual se mueve la fase mojante se ve reflejada en los bajos valores de permeabilidad relativa de esta fase en comparación con los de la fase no mojante, que fluye libremente por los canales más grandes. Cuando la saturación de la fase no mojante se acerca a su valor residual, la distribución de esta dentro del medio poroso se hace discontinua llegando al estado insular donde es imposible de ser desplazada, causando una disminución de la permeabilidad de la misma.

Para arenas no consolidadas la permeabilidad de la fase mojante es función de su propia saturación. En rocas consolidadas fuertemente mojadas por agua la permeabilidad relativa de la fase no mojante depende tanto de su propia saturación como de la fase mojante. En los sistemas mojados preferencialmente por aceite, la permeabilidad de la fase mojante depende exclusivamente de su saturación.

1.3.4 Geometría del Poro

El tamaño y geometría de los poros tienen influencia sobre las curvas de permeabilidad relativa, ya que estos factores regulan el área superficial disponible al flujo. Por ejemplo una roca de poro grande, tiene menor área superficial y por consiguiente menor saturación crítica de agua ofreciendo canales de flujo más grandes, lo cual se refleja en alta permeabilidad relativa; en rocas de poro pequeño ocurre todo lo contrario.

Figura 4. Comparación de Efectos de Tamaño Poral



Fuente: WILLWHITE, 1986⁷

1.3.5 Presión de sobrecarga⁸

Al extraer un núcleo de la formación, se eliminan todas las cargas de confinamiento que existían sobre la roca cuando estaba en el yacimiento, esto

⁷ WILLWHITE. P. Waterflooding. SPE. Texas. 1986

⁸ LOPERA S. Permeabilidad Relativa. 1996

causa que la matriz de la roca se expanda en todas las direcciones cambiando así la forma de las trayectorias de flujo internamente en la muestra.

Es importante señalar que algunas formaciones son mucho más compresibles que otras. La compactación por sobrecarga puede originar hasta un 60% de reducción de permeabilidad.

1.3.6 Otros Factores

Otros factores que pueden llegar a tener un mínimo impacto sobre las curvas de permeabilidad relativa son la temperatura, densidad de los fluidos, porosidad, permeabilidad absoluta, presión de sobrecarga y diferencial de presión.

La reactividad de los líquidos no es una limitante para la aplicación de la ley de Darcy. Sin embargo, el problema de este fenómeno es que el medio poroso resulta modificado por las reacciones que genera el fluido sobre este y la permeabilidad que se calcula no sería la de la muestra original si no la de un nuevo medio poroso obtenido resultados no representativos del yacimiento en estudio.

1.4 NORMALIZACIÓN DE CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA

Los resultados de pruebas de permeabilidad relativa de diferentes muestras de núcleos de un mismo yacimiento varían. Una práctica común es promediar dichas curvas, este procedimiento no es apropiado, dado el alto grado de incertidumbre en la determinación de todos los end points, ya que éstos son considerados una incógnita dentro de la curva resultante.⁹

⁹ FAROUQ ALÍ en ROJAS Y OVIEDO. Tesis de Pregado. 2006

Dake¹⁰ expone: "... Bajo ninguna circunstancia debe realizarse la práctica habitual de "promediar" curvas de permeabilidad relativa. Conforme a esta práctica se grafican en forma conjunta familias de curvas normalizadas, posiblemente pertenecientes a tipos similares de roca de un reservorio...", luego se traza "a ojo de buen cubero" o mediante un elaborado programa de computadora, las curvas "promedio" para la permeabilidad relativa al agua y al petróleo. Posteriormente, las curvas resultantes se emplean para describir los tipos de roca similares en los modelos de simulación. Lamentablemente no existe ningún principio físico que justifique tal procedimiento. Si se considerara necesario la realización de algún tipo de promedio (lo cual no es cierto) parecería más apropiado realizarlo sobre la curva de flujo fraccional que tiene un mayor grado de realidad física - pero aún este procedimiento resulta difícil de justificar...".

Teniendo en cuenta lo anterior, en los resultados de este estudio se presentará la familia de curvas normalizadas para la formación de interés.

1.5 PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO DINÁMICO AGUA – ACEITE.

Las pruebas de desplazamiento realizadas a núcleos de perforación, son experimentos de laboratorio que buscan recrear los fenómenos que ocurren en los yacimientos para determinar el valor de sus propiedades.

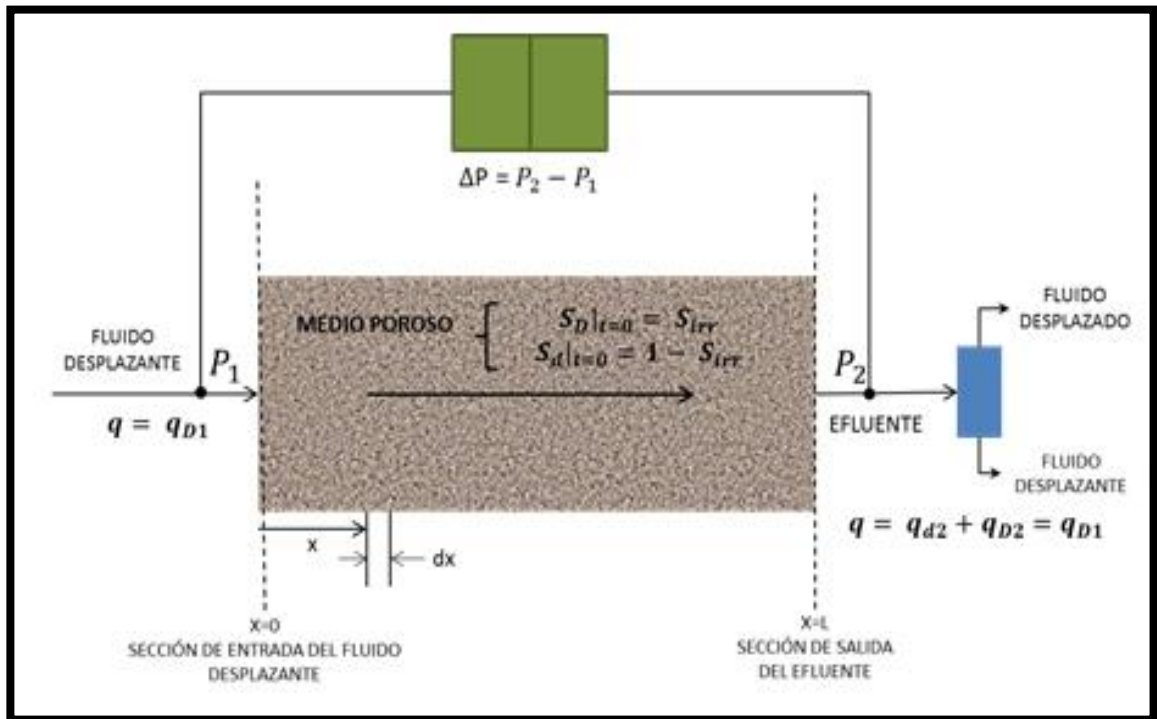
Esta sección explica el concepto, aplicaciones y los aspectos más relevantes de una prueba de desplazamiento dinámico. También cuenta con una breve descripción del equipo empleado para la realización de la prueba y los posibles fenómenos que pueden presentarse durante el desarrollo de la misma.

¹⁰ DAKE. L. The practice of Reservoir Engineering” 2001

1.5.1 Descripción de la prueba

Una prueba de desplazamiento de aceite por inyección de agua consiste en la inyección de un fluido desplazante (agua) a través de la cara de entrada de una muestra de medio poroso que inicialmente se encuentra saturada al 100% con una mezcla de los fluidos desplazante (agua) y a desplazar (aceite). La inyección puede realizarse ya sea a régimen de flujo constante o a presión constante, registrando el caudal de agua inyectada como función del tiempo transcurrido a partir del inicio del desplazamiento, la caída de presión a través de la muestra, el volumen acumulativo de agua inyectada y el volumen acumulativo de aceite producido.

Figura 5 Esquema conceptual Prueba de Desplazamiento



Fuente: Los autores

La inyección de agua hace que en el extremo de salida de la muestra, se produzca en tiempos tempranos únicamente aceite en una proporción equivalente al volumen de agua inyectada. La duración de este período depende de factores como la mojabilidad, viscosidad y permeabilidades relativas de los fluidos involucrados.

Cuando el frente de saturación de agua irrumpe en la cara de salida de la muestra, se produce simultáneamente agua y aceite. Este momento, se conoce como tiempo de ruptura y a partir del mismo, la producción de agua aumenta continuamente a medida que la de aceite disminuye.

La inyección de agua continúa hasta alcanzarse condiciones de saturación residual de aceite, en este punto puede decirse que la saturación de agua alcanza su máximo valor tanto en la cara de salida de la muestra como en el resto de la misma, mientras que la saturación de aceite alcanza su valor mínimo o residual. A partir de este momento no hay producción de aceite y el volumen producido de agua es igual al volumen inyectado.

Al finalizar el proceso se debe cuantificar los volúmenes producidos que conforman la mezcla efluente obtenida en la cara de la salida de la muestra.

1.5.2 Descripción del Equipo

Para la realización de la prueba se empleó el equipo de desplazamiento del Laboratorio de Análisis Petrofísicos y de Daño a la Formación de la Universidad Industrial de Santander, Sede Guatigará, el cual se muestra en la Figura 6, por otra parte la Figura 7 muestra el esquema de la configuración interna del equipo.

Figura 6. Equipo de Desplazamiento COREPET



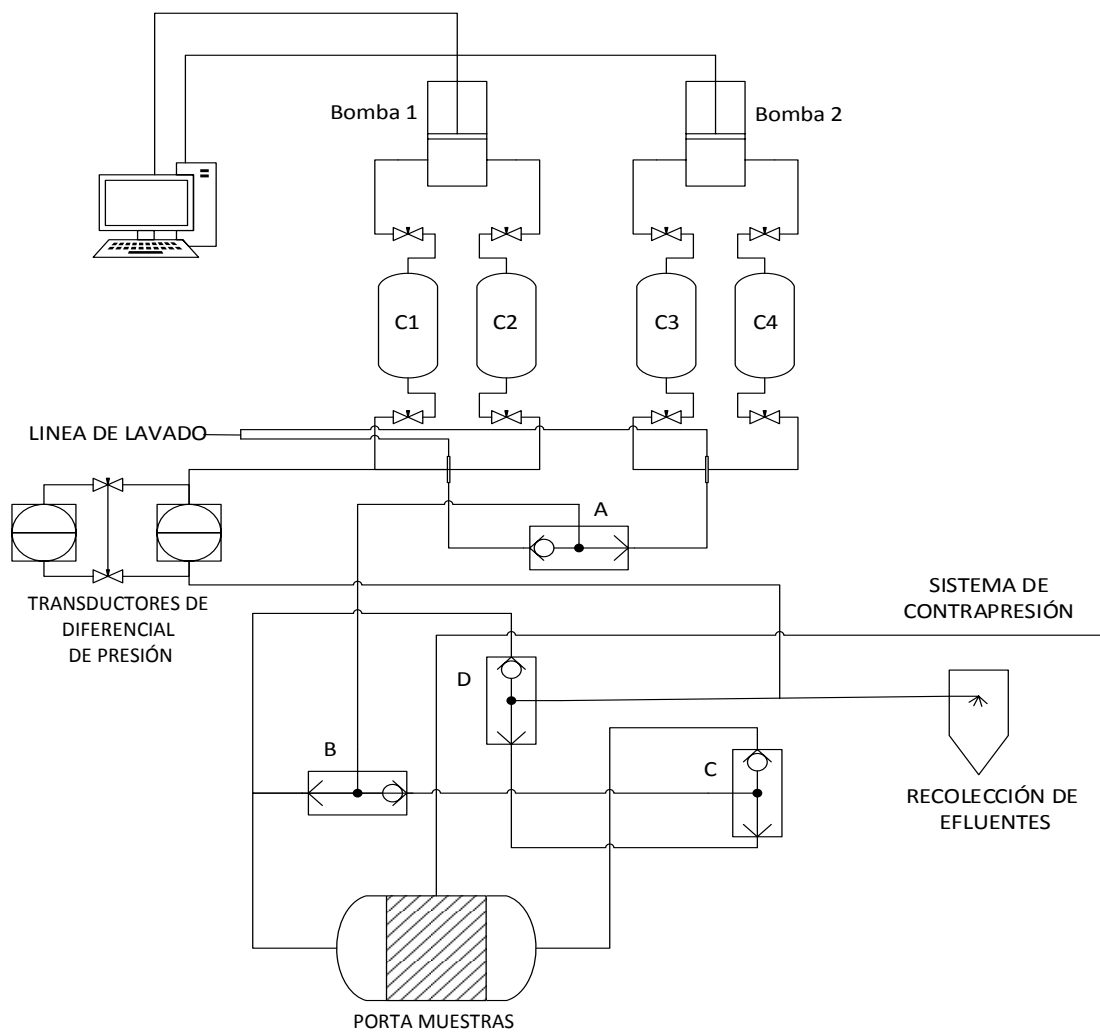
A grandes rasgos el sistema está diseñado para realizar pruebas a muestras de roca de 1" ó 1,5" de diámetro, soportando temperaturas que van desde la ambiente hasta los 130°C, presiones desde 14,7 psi hasta 5000psi y diferenciales de presión de 3000psi, manejando tasas de inyección de 0,01cc/min hasta 10cc/min.

A continuación se hace una breve descripción de las partes que conforman el equipo de desplazamiento:

- Panel: que comprende el computador y sus partes, los displays, los transductores de diferencial de presión para alta y baja presión los cuales trabajan en un rango de entre 0 y 36 psi y 0 y 3600 psi respectivamente, 4 válvulas de 3 vías y uniones.

- Portamuestras, además de un cilindro grande, los difusores, la manga, las líneas y uniones, ay dentro del horno en conexión con el core holder, 2 manifolds, una válvula manual y 4 electroválvulas.
- Cilindros: 4 cilindros nominados por su ubicación dentro del horno de izquierda a derecha: C1, C2, C3 y C4. Cada uno con dos válvulas de aguja; una superior y otra inferior.

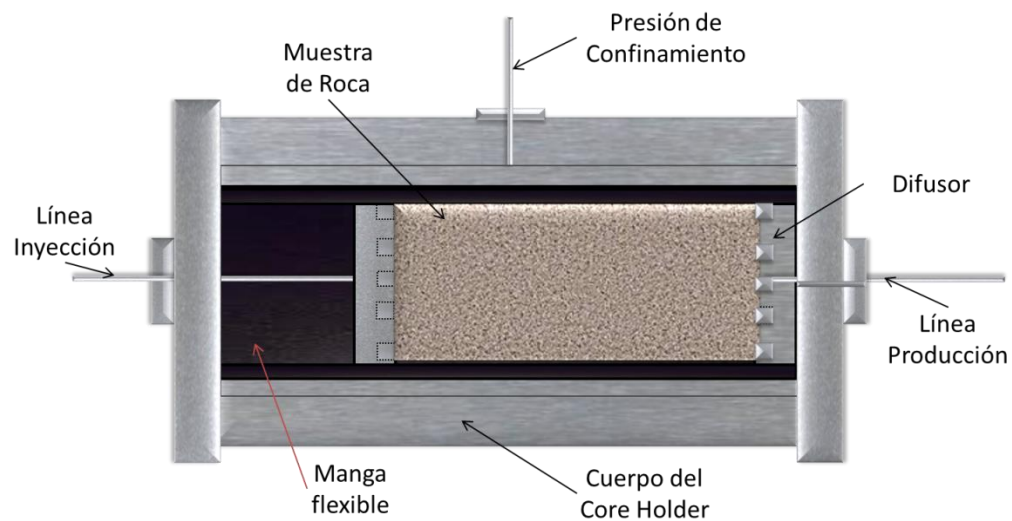
Figura 7. Esquema de configuración del equipo de Desplazamiento



Fuente: Los autores

- Contrapresión: Esta pieza viene acompañada en la parte derecha del horno por 1 válvula, líneas y conexiones, y un suministro de presión para incrementar la presión en las líneas.
- Bomba de desplazamiento positivo: Tiene dos pistones de desplazamiento positivo que trabajan con aceite, suministrado por un cilindro. Cada una viene conectada a un puerto USB del computador, se maneja mediante una interface en LABVIEW.

Figura 8 Detalle del Portamuestras



Fuente: Los autores

1.6 FENÓMENOS QUE SE PRESENTAN DURANTE LAS PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO

La teoría de avance frontal de Buckley-Leverett supone que el desplazamiento inicial de aceite por el agua, ocurre en forma de una interface suave, sustancialmente recta, sin embargo, en la práctica esto no ocurre la mayoría de las veces.

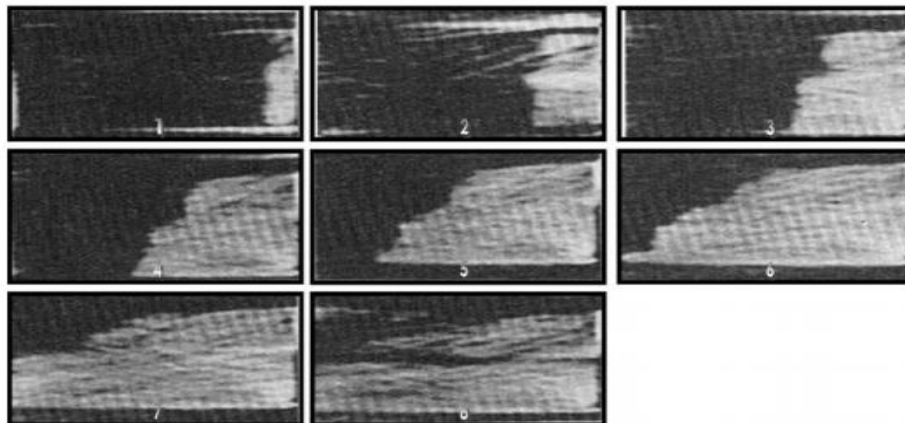
Existen fenómenos que puede afectar los resultados obtenidos en las pruebas de desplazamiento, entre los cuales destacan los canales preferenciales de flujo y los efectos capilares de frontera.

1.6.1 Lenguas de agua:

En 1953, Dietz¹¹ propuso la que podría calificarse como la teoría competidora de la del avance frontal de Buckley-Leverett. Dietz visualizó que el agua desplaza al aceite avanzando debajo de él en forma de “lenguas”, Visualizó en la región invadida por el agua una saturación de aceite residual en la que solamente el agua se mueve y considero que en la región no invadida, solamente fluye aceite.

Este fenómeno se presenta cuando la tasa de inyección es muy baja y los valores de permeabilidad absoluta de las muestras son muy altos ya que esto permite la segregación del agua hacia la parte baja del plug.

Figura 9. Formación de Lenguas de Agua



Fuente: Hove et al, 1987¹²

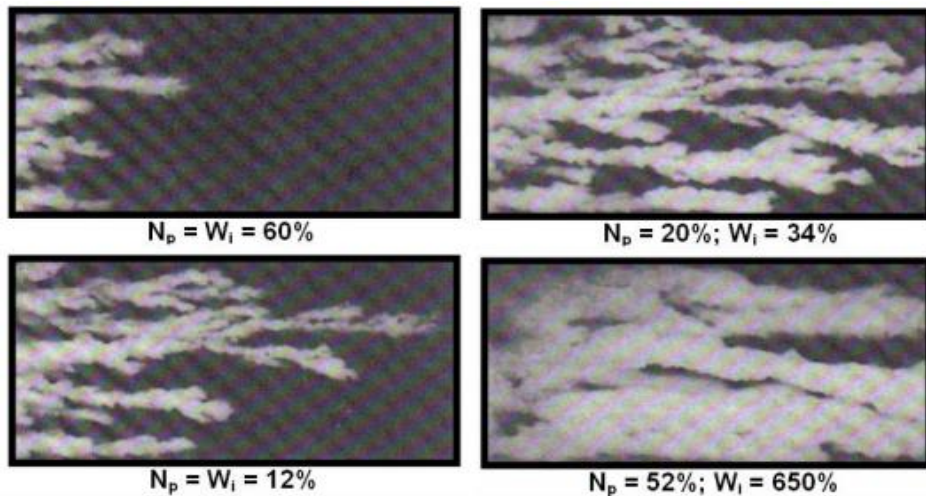
¹¹ Dietz en [CRAIG F. F. Jr. The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding. Monograph Series, SPE. Dallas, 1971.

¹² HOVE , A., RINGEN, J. READ P. Visualization of laboratory corefloods with the computerized tomography of X-Rays. 1987

1.6.2 Digitación Viscosa:

En 1951, Klinkenberg y Engelberts demostraron que en experimentos a escala, podría deducirse la existencia de corrientes discretas de agua desplazante en movimiento a través del aceite, la Figura 10 nos muestra que aun a condiciones de laboratorio, donde se puede garantizar la casi uniformidad de los medios porosos, la tendencia hacia la formación de estas digitaciones aumenta a medida que se aumenta la relación de viscosidad agua aceite.

Figura 10. Digitación Viscosa



Fuente: Craig F. 1982⁶

1.6.3 Efectos capilares de frontera:

Se trata de la tendencia que tiene la fase mojante a permanecer en el medio poroso, de esta forma, mientras no se aplique una diferencia de presión equivalente o superior a la presión capilar que retiene a la fase mojante, esta no es expulsada de la roca. Este efecto es responsable de la no producción de agua aunque la saturación de agua se notablemente mayor a la Swirr.

Este efecto se presenta tanto en la cara de entrada, como de salida del núcleo y es mucho más pronunciado cuando la roca presenta mojabilidad al agua

1.7 MÉTODOS DE DETERMINACIÓN

La determinación de Permeabilidad Relativa de una roca puede ser medida en un núcleo de perforación a partir de datos de desplazamiento por dos técnicas básicas: Estado Estable o Estado No Estable.

1.7.1 Técnica de Estado Estable

La técnica del estado estable consiste en hacer fluir a través del medio poroso un caudal establecido hasta que la saturación y la presión de equilibrio se establezcan. Los dos fluidos son inyectados al medio poroso y ambos en forma independiente deben lograr condiciones estabilizadas tanto de presión como de caudal, lo cual implicará que para ambos existe una condición de equilibrio en saturación.¹³

Los datos de permeabilidad relativa obtenidos por este método son valores promedios de la permeabilidad de la muestra. Las pruebas de desplazamiento realizadas bajo este método pueden alcanzar una duración de más de un mes por muestra de roca.

¹³ ESCOBAR F. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos .2004

1.7.2 Técnica de Estado No Estable

La técnica del estado no estable es la más empleada a nivel de laboratorio, puede aplicarse con mayor rapidez pero el análisis matemático es un poco más riguroso en comparación con el otro método.

Los métodos desarrollados en esta técnica parten de la teoría de desplazamiento de un fluido por otro propuesta por Buckley y Leverett en 1942 y Welge en 1952. Se parte del supuesto de la inexistencia de condiciones de equilibrio en las cuales se pueda considerar estados de saturación constantes, ya que durante el desplazamiento se presentan al interior del núcleo cambios de presión o cambios de caudal.

Por tanto las mediciones para la determinación de las permeabilidades relativas se realizan en la cara de salida del núcleo, siendo este un valor puntual de la capacidad de flujo en el plano de salida de la muestra.

Para la realización correcta del experimento es necesario que:

- El gradiente de presión sea lo suficientemente grande como para reducir los efectos capilares
- El diferencial de presión a lo largo del núcleo sea lo suficientemente pequeño para que los efectos de compresibilidad sean despreciables
- El núcleo sea homogéneo
- La fuerza de empuje y las propiedades del fluido permanezcan constantes durante la prueba

Existen varias alternativas para la determinación de la Permeabilidad Relativa bajo la técnica de estado no estable, las más comunes son: el método JBN, denominado así por sus autores y el Método Gráfico.

1.7.2.1 Método JBN¹⁴

Describe el procedimiento para determinar las permeabilidades relativas en estado transitorio o no estable, a partir de datos experimentales que se obtienen de pruebas de desplazamiento dinámico.

La determinación de las permeabilidades relativas mediante el método JBN se basa, en la cuantificación del flujo fraccional de la fase desplazada (aceite) en la cara de salida de la muestra, y en el establecimiento de la relación de este flujo fraccional con las condiciones de saturación en dicha cara tanto del propio aceite desplazado como del fluido desplazante.

Conceptualmente el método JBN consiste en un conjunto de ecuaciones que como el principio de conservación de la masa y la ley de Darcy, se combinan con la teoría de desplazamiento de Buckley y Leverett para flujo unidimensional de dos fluidos inmiscibles e incompresibles en un medio poroso homogéneo, para convertir datos de desplazamiento en curvas de permeabilidad relativa.

El algoritmo de cálculo de este método es el siguiente:

Determinar K_{rw} , K_{ro} y S_w , para el extremo de salida de la muestra con las Ecuaciones 2, 3 y 4.

$$K_{rw} = \left[\left(\frac{1-f_o}{f_o} \right) * \frac{\mu_w}{\mu_o} \right] * K_{ro} \quad (5)$$

¹⁴ JOHNSON, E. BOSSLER, D. y NAUMAN V. Calculation of Relative Permeability from Displacement Experiments. AIME (1959)

$$K_{ro} = \left[\frac{f_o}{d\left(\frac{1}{Q_w IR}\right) / d\left(\frac{1}{Q_w}\right)} \right] \quad (6)$$

$$S_w = \overline{S_w} - Q_i * (1 - f_w) \quad (7)$$

Para evaluar estas ecuaciones deben medirse f_w , f_o , Q_i , V_{op} y S_{wi} , además evaluarse Ir y $\frac{d\left(\frac{1}{Q_i IR}\right)}{\frac{1}{Q_i}}$

y,

$$IR = \left(\frac{\left(\frac{q}{\Delta P}\right)_{desp}}{\left(\frac{q}{\Delta P}\right)_{base}} \right) \quad (8)$$

Para evaluar $\frac{d\left(\frac{1}{Q_i IR}\right)}{\frac{1}{Q_i}}$ debe graficarse $1/Q_i \cdot IR$ vs $1/Q_i$, y en esta gráfica evaluar la pendiente para cada valor de Q_i , en el cual se quiere determinar la permeabilidad relativa.

La construcción de las curvas de permeabilidad relativa se logra graficando cada par de valores de permeabilidad relativa calculados con las ecuaciones 5 y 6 en función de la saturación de la fase mojanete calculado con la ecuación 7.

1.7.2.2 Método Gráfico¹⁵

Para el cálculo de las permeabilidades relativas se emplean los valores puntuales de saturación en un punto dado del núcleo, de forma similar el valor puntual de gradiente de presión por unidad de inyección es requerido.

El planteamiento de este método es equivalente a las ecuaciones presentadas por Welge y las descritas por el método JBN, permitiendo su aplicación a desplazamientos de tasa constante, presión constante o desplazamientos de tasa y presión variables, ofreciendo mayor precisión y una más fácil aplicación.

Ignorando los efectos gravitacionales y capilares, la permeabilidad relativa del agua y del aceite se determina por medio de las siguientes ecuaciones:

$$k_{rw} = \frac{\mu_w f_{w2}}{\lambda_2^{-1}} \quad (9)$$

$$k_{ro} = \frac{\mu_o f_{o2}}{\lambda_2^{-1}} \quad (10)$$

Donde el subíndice 2 indica el extremo de salida, λ_2^{-1} es definido como viscosidad efectiva y es equivalente a la inyectividad relativa I_R .

$$\lambda_2^{-1} = \mu_b \frac{\Delta P/q}{\Delta P_b/q_b} \quad (11)$$

¹⁵ JONES, S. y ROSZELLE, W. Graphical Techniques for Determining Relative Permeability from Displacement Experiments. SPE, AIME. 1978.

Donde el subíndice b quiere decir base.

Para usar estas ecuaciones, el flujo fraccional y la viscosidad efectiva deben ser calculados en función de la saturación, como valores puntuales y no como valores promedios. La ubicación más conveniente para el cálculo de estos valores es el extremo de salida del núcleo, porque en este punto el flujo fraccional es el mismo que el aceite producido o el corte de agua.

2. METODOLOGÍA DE TRABAJO

2.1 GENERALIDADES CAMPO DE ESTUDIO¹⁶

El campo seleccionado fue el Campo Escuela Colorado, una unidad académica y de operación de hidrocarburos, producto del Convenio de Cooperación Empresarial con Fines Científicos y Tecnológicos suscrito entre la Universidad Industrial de Santander y ECOPETROL, en el 2006. A partir del 2009 y mediante la firma de Convenio de Alianza Tecnológica, la Empresa WEIL GROUP ingresó como Aliado Tecnológico de la Universidad.

El Campo Colorado está localizado geográficamente en la Vereda Los Colorados, Corregimiento de Yarima, en el Municipio de San Vicente de Chucurí, Departamento de Santander. Ubicado al sudeste de la ciudad de Barrancabermeja y al sur del Campo La Cira-Infantas, en el área de la antigua concesión De Mares, entre coordenadas X= 1'036.000 – 1'040.500 E y Y=1'238.000 – 1'247.500 N.

2.1.1 Formaciones Productoras

La estructura geológica del Campo Colorado está conformada por un anticlinal asimétrico, elongado de dirección norte-sur limitado al este por la Falla inversa de Colorado. A su vez, este anticlinal está dividido en siete bloques separados por 6 fallas de tipo inverso y una normal que van en sentido SW-NE y que evidencia la relajación del sistema de esfuerzos compresivos.(ECOPETROL, 2003)

Estudios previos¹⁷ señalan las formaciones Colorado, Mugrosa (Zona B y C) y Esmeraldas (Zona E) y La Paz (Zona D) como las principales unidades almacenadoras de hidrocarburos en la Cuenca del Valle del Magdalena Medio.

¹⁶ ECOPETROL – ICP, 2003. Informe Diagnóstico y Estrategias de Recobro Campo Colorado.

2.1.1.1 Formación Mugrosa¹⁸

La Formación Mugrosa está ubicada entre las formaciones Colorado y Esmeraldas, depositada entre el Oligoceno y Mioceno Inferior.

La parte inferior de la Formación Mugrosa (Zona C) está constituida de areniscas de grano medio a fino, raramente grueso o con cantos, intercalados con shales de color azul o gris. La parte media (Zona B) consta de shales masivos y moteados con algunas intercalaciones de areniscas de grano fino. En la parte superior (Zona A) se encuentran areniscas a veces con cantos que se intercalan con shales moteados.

La Formación Mugrosa tiene un espesor que varía desde 1900 a 2400 fts, está compuesta por intercalaciones de areniscas de grano fino y lodolitas varicoloreadas, acumuladas dentro de un ambiente de sistemas de ríos meándricos; alcanza distancias muy grandes en continuidad lateral, lo cual justifica el hecho de que sea la formación almacenadora de hidrocarburos más importante de la Cuenca del Magdalena Medio.

2.2 PROCEDIMIENTO DE TRABAJO

Los procedimientos enunciados en esta fase, hacen parte de la metodología planteada y tienen como fin obtener curvas de permeabilidad relativa de la Formación Mugrosa, mediante pruebas de desplazamiento dinámico efectuadas tanto en núcleos de perforación restaurados a sus condiciones de yacimiento, como no restaurados. El registro fotográfico se encuentra en el Anexo E

¹⁷ LEÓN, J., MEJÍA, T. Comparación de Técnicas Cualitativas y Cualitativas para la determinación de la Mojabilidad del Campo Colorado – Formación Mugrosa. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander. 2009

¹⁸ Morales, et al, 1958 en De Porta 1974)

La metodología diseñada consta de 8 pasos, los cuales son resumidos a continuación:

Figura 11. Metodología Planteada



Fuente: Los autores

2.2.1 Selección de Muestras

Esta es una de las fases más importantes para el desarrollo experimental del objeto de este proyecto, de la correcta selección de muestras de roca/muestras de fluido depende en gran parte el éxito y la confiabilidad de los resultados esperados, y la representación a escala de los fenómenos que se presentan a nivel de yacimiento.

2.2.1.1 Selección de Muestras de Roca

La selección de muestras de roca se realizó así: primero se hizo un inventario general de los plugs a partir del cual se descartaron las muestras que no cumplían bien sea, con los parámetros petrofísicos deseados o con los requerimientos de calidad. Al iniciar se tenían en inventario 35 muestras correspondientes a diferentes pozos del Campo Colorado, al finalizar las etapas de selección sólo 2 muestras cumplían a satisfacción.

- **Inventario de plugs**

La fase inicial se realizó de acuerdo con el inventario de corazones cortos con los que cuenta el Laboratorio de Análisis Petrofísicos Básicos y de Daño a la Formación de la Universidad Industrial de Santander. Un total de 35 muestras correspondientes a diferentes pozos del Campo Colorado fueron encontradas.

- **Selección Fase I**

La selección se realizó teniendo en cuenta que las muestras pertenecieran a las arenas productoras más representativas del yacimiento y que además reunieran las siguientes características mínimas:

- Diámetro de 1,5”
- Longitud mayor o igual al diámetro
- Roca bien consolidada
- No presentar daño físico alguno (fracturas o fisuras)

Cumpliendo estos criterios inicialmente fueron preseleccionadas 12 muestras cuyas características básicas se enuncian en la Tabla 1

Tabla 1 Propiedades Básicas Muestras Seleccionadas Fase I

MUESTRA	POZO	PROFUNDIDAD [ft]	DIÁMETRO [cm]	LONGITUD [cm]	POROSIDAD %	PERMEABILIDAD [mD]
1	COL3	4060,17	3,82	5,81	17,53	13,12
2	COL3	4064,54	3,80	5,05	13,96	4,99
3	COL3	4065,25	3,81	5,50	7,52	0,11
4	COL3	4066,17	3,81	5,34	11,93	0,84
5	COL26	3537,5	3,81	4,39	5,81	1,05
6	COL21	3640,7	3,81	4,00	7,78	0,13
7	COL26	3846,3	3,81	4,10	19,73	745,80
8	COL26	3848,8	3,81	3,98	15,91	4,80
9	COL26	4140,1	3,80	4,22	4,04	0,12
10	COL27	3959,6	3,80	4,52	9,79	0,94
11	COL27	4033,5	3,79	3,97	13,85	4,80
12	COL27	4499	3,81	5,22	6,31	0,12

- **Selección Fase II**

Los criterios de selección aplicados en esta fase corresponden a características petrofísicas de las muestras. Se eligieron 5 muestras pertenecientes a la Formación Mugrosa – Zona C, según los valores de permeabilidad y porosidad. Se tuvieron en cuenta las muestras con los valores más altos de estas propiedades.

Las muestras seleccionadas son Colorado 3 – 4060,17 y 4064,54, Colorado 26 3846,3 y Colorado 27 – 3848,8 y 4033,5.

- **Selección Muestras Definitivas**

Para realizar esta selección, se debe asegurar condiciones óptimas del material rocoso, deben eliminarse todos los factores que puedan conducir a errores en el

desarrollo del experimento, por tanto las muestras deben ser sometidas a un proceso de limpieza, secado y de determinación de sus propiedades petrofísicas básicas.

- **Limpieza de muestras**

Se realiza con el fin de remover completamente los residuos de fluidos originales que puedan estar presentes en el núcleo y las posibles impurezas que puedan estar contenidas en el medio poroso.

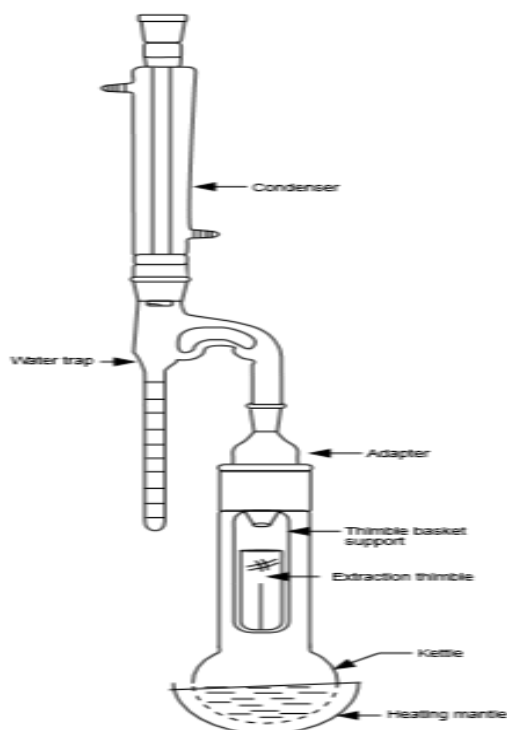
Generalmente este proceso es llevado a cabo mediante el flujo o contacto de solventes con el medio poroso para extraer hidrocarburos, agua y salmuera, que puedan afectar propiedades como porosidad y permeabilidad.

Las muestras seleccionadas en la etapa preliminar son sometidas al proceso de limpieza por el método de extracción por destilación – Dean Stark, empleando Tolueno como solvente (Figura 12). Se emplea el sistema Soxhlet, donde el solvente continuamente es destilado, condensado y distribuido a través del medio poroso, llevando consigo los fluidos a retirar, para iniciar el ciclo nuevamente. La limpieza se efectúa aprovechando la diferencia de temperatura de ebullición del tolueno en relación a los componentes hidrocarburos.

Las muestras se introducen en un dedal de celulosa con algodón en el fondo, colocando otra capa de algodón sobre ellas, para protegerlas de la posible erosión causada por el flujo del solvente.

El final del proceso es determinado por el color del solvente que queda en contacto con la muestra, cuando éste es completamente traslucido, se puede decir que la limpieza ha finalizado. El proceso de limpieza de las muestras seleccionadas duró 18 horas.

Figura 12. Esquema de Extracción Soxhlet



Fuente: API RP 40¹

- Secado de Muestras:

Una vez las muestras son retiradas del sistema de extracción son puestas en la cabina de extracción para permitir la evaporación de restos de tolueno, posteriormente son llevadas al horno convencional a una temperatura de 86°C para no afectar el agua asociada a las arcillas presentes en la formación.

El proceso de secado se realiza según las instrucciones de la Norma API RP-40:1998. Duración del proceso 4 horas.

Una vez finalizado el proceso de secado de muestras, éstas son pesadas y llevadas a un desecador con silica gel activa, que contendrá las muestras hasta el inicio del proceso de saturación, evitará que absorban humedad del ambiente y

atrapará humedad adicional que haya quedado al interior de las muestras, posterior al secado.

- **Medición de Propiedades Petrofísicas Básicas**

Al finalizar el proceso de limpieza y secado, se realiza la medición de Porosidad y Permeabilidad absoluta al aire. Los resultados están contenidos en la Tabla 2.

Tabla 2. Propiedades Petrofísicas Básicas Finales

MUESTRA	PROFUNDIDAD [ft]	ϕ	TIPO DE POROSIDAD	PERMEABILIDAD		TIPO DE PERMEABILIDAD	FORMACIÓN
				K@600 psi	K@1300 psi		
COL3	4060,17	17,2	BUENA	13,2	12,3	MALA	MUGROSA C
COL3	4064,54	14,75	REGULAR	4,6	4,5	MALA	MUGROSA C
COL26	3846,3	21,58	ALTA	745,8	722	ALTA	MUGROSA C
COL26	3848,8	15,89	BUENA	4,4	5,7	MALA	MUGROSA C
COL27	4033,5	14,57	REGULAR	4,5	3,7	MALA	MUGROSA C

La determinación de la porosidad se realizó con el Porosímetro de Helio CORE PET, a condiciones de presión y temperatura de laboratorio (P = 14,7psi y T = 21°C), siguiendo el protocolo estipulado por el Laboratorio de Análisis Petrofísicos y las recomendaciones de la Norma API RP 40. Sección 5. Determinación de Porosidad.

La determinación de la permeabilidad al aire se realizó con el Permeámetro CORE PET, siguiendo el protocolo estipulado por el Laboratorio de Análisis Petrofísicos y las recomendaciones de la Norma API RP 40:1998 – Sección 6 –Determinación de

Permeabilidad. ANEXO B. Finalmente se descartan las muestras correspondientes al pozo Colorado 26, dado que pertenece a una zona de acuífero.

2.2.1.2 Selección de Fluidos

Los fluidos seleccionados deben ser en lo posible los fluidos nativos del yacimiento, en caso de no contar con ellos, se recomienda la preparación de fluidos sintéticos que reproduzcan con la mayor precisión posible las propiedades de estos. La Tabla 3 resume las características de los fluidos seleccionados.

Tabla 3. Propiedades de Fluidos Seleccionados

FLUIDO	VISCOSIDAD	GRAVEDAD API	GRAVEDAD ESPECIFICA	DENSIDAD	pH	CONDUCTIVIDAD
Crudo Colorado Tanque	7,9 @ 62°C	37,9	0,835	0,835	N.R	N.R
Salmuera Sintética	0,98 @ 62°C	37,3	N.R	1,019	6,63	48,6
Aceite Mineral	13,29 @ 62°C	37,3	0,838	0,838	N.R	N.R
Varsol	0,95 @ 25°C	N.R	N.R	6,9	N.R	N.R
Aceite Mineral diluido	8,5 @ 62°C	N.R	N.R	N.R	N.R	N.R

- **Crudo**

El crudo seleccionado para el desarrollo del proyecto es el Crudo Colorado Tanque. Este crudo está previamente deshidratado, por tanto al único proceso al cual es sometido es a filtrado. Se hace pasar crudo a través de papel filtro Marca Whatman® Cualitativo de grado 5: 2,5 µm, para retirar cualquier partícula extraña que pueda ocasionar un taponamiento en el medio poroso. Se mide la gravedad

API, mediante el método del hidrómetro aplicando la norma ASTM D 287 -92¹⁹ Se obtiene un valor de 37,9° API, valor típico para el crudo liviano del Campo.

- **Agua de Formación**

Ante la ausencia de agua de formación se hace necesario preparar una salmuera sintética con la composición del agua de formación. En la revisión de la literatura se encontró la caracterización fisicoquímica del pozo Colorado 52²⁰, el cual esta perforado en la Zona C de la Formación Mugrosa, a la que pertenecen las muestras de roca que se tienen para el estudio.

Tabla 4. Caracterización fisicoquímica agua de formación Colorado 52.

CATIONES mg/L	Calcio	357,93	Dureza Total mg CaCO₃/L	2729,39
	Bario	3,31	Alcalinidad Total mg CaCO₃/L	408,72
	Hierro	4,01		
	Magnesio	213,55		
	Potasio	61,36	Conductividad mS/cm	52,22
ANIONES mg/L	Bicarbonatos	498,64	Resistividad Wm	0,19
	Sulfatos	9,64		
	Cloruros	18109,28	pH	7,18

Fuente: SIMANCAS D, y VILLABONA C. 2012

Basados en esta información se preparan 10 litros de Salmuera con la siguiente composición por litro:

¹⁹ AMERICAN SOCIETY FOR TESTING MATERIALS. Método de Prueba Estándar para la determinación de la gravedad API de Petróleo crudo y sus derivados. 2000

²⁰ SIMANCAS D., VILLABONA C. Diseño y evaluación de un fluido para la remoción de escamas de carbonato de calcio a partir de una solución de EDTA. Caso aplicado Campo Colorado. Tesis Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga.: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2012.

Tabla 5 Composición Salmuera Sintética

Compuesto	Cantidad [gr]
NaCl	28,17
KCl	0,12
CaCl ₂ 2H ₂ O	1,31
MgCl ₂ 6H ₂ O	1,81

Las propiedades de la salmuera sintética son verificadas y comparadas con las del agua de formación nativa. El pH se determinó con el medidor de pH y se corroboró con tiras indicadoras de pH de la marca Merck® (0-7).

- **Aceite Mineral**

En el protocolo establecido se requiere usar dos tipos diferentes de aceite mineral, uno que conserve sus propiedades originales y otro cuyas características se asemejen a las del crudo seleccionado. En ambos casos el aceite mineral evitará la formación de emulsiones en el medio poroso y dado el carácter parafínico del crudo del Campo Colorado evitará la precipitación de parafinas en las líneas de producción del equipo.

El aceite mineral a temperatura de yacimiento ($T_{yac} = 62^{\circ}\text{C}$), tiene una viscosidad igual a 1,67 veces la del crudo seleccionado a la misma temperatura, por tanto es necesario reducir su viscosidad con varsol. El varsol debe deshidratarse haciéndose fluir a través de silica disgregada hasta que se torne transparente.

2.2.2 Saturación de Núcleos

Una vez las muestras son secadas en el horno y pesadas, son confinadas dentro de un desecador conectado a un sistema de alto vacío, el cual se comunica lateralmente con el recipiente que contiene la salmuera. Las muestras descansan sobre esferas de cristal que disminuyen el área de contacto entre éstas y el recipiente que las contienen, favoreciendo la desaireación. Se aplican ciclos de alto vacío por 4 horas.

Posteriormente, la salmuera se hace gotear dentro del recipiente que contiene los plugs, y se aplican ciclos de vacío por tres días, favoreciendo así, la entrada de la salmuera en las muestras.

2.2.3 Restauración de la Mojabilidad

Se decide que se someterá a restauración de mojabilidad las muestras Colorado 3 4064,54, y Colorado 27 – 4033,5 basados en los valores de volúmenes porosos y permeabilidad absoluta, y para contrastar el efecto de la mojabilidad en las curvas de permeabilidad relativa.

Antes de ser sometidas al proceso de restauración de la mojabilidad, cada muestra es montada en el portamuestras y los cilindros del equipo de desplazamiento son cargados con los fluidos seleccionados.

Se hace fluir a través de cada muestra salmuera, después aceite mineral y finalmente crudo. En cada ciclo se inyectan 10 volúmenes porosos estabilizados y son calculadas la Permeabilidad Absoluta, Permeabilidad Efectiva del aceite mineral y Permeabilidad Efectiva del crudo a saturación de agua inicial. (Ver Tabla 9)

Al finalizar los desplazamientos mencionados, cada muestra queda en disposición para restaurar la mojabilidad; a condiciones de saturación de agua irreducible y saturación máxima de aceite.

Las muestras son pesadas y finalmente son dispuestas en el equipo “Sample Restoration System”, en un cilindro que contiene crudo del yacimiento y se confina a presión y temperatura de yacimiento ($P = 1350\text{psi}$ y $T = 135^\circ\text{F}$), para permitir que se establezca el equilibrio de adsorción.

El tiempo empleado para restaurar la mojabilidad de las muestras depende de características propias de la salmuera, el crudo y del medio poroso. Algunos autores (Anderson, 1986) recomiendan un tiempo de 1000 horas para alcanzar el equilibrio mojante al interior del medio poroso, Mungan²¹, empleó un tiempo de 1100 horas para restaurar la mojabilidad y Salathiel²² determinó 3 días como el tiempo necesario para restablecer mojabilidades mixtas en muestras de roca.

Teniendo en cuenta lo anterior, y un estudio previo de mojabilidad de la formación Mugrosa¹⁷ se decide dejar las muestras en el equipo durante un tiempo intermedio de 300 horas.

2.2.4 Desplazamiento de Fluidos – Determinación de Permeabilidades Relativas a partir de datos de desplazamiento

2.2.4.1 Muestras Restauradas

Una vez se ha cumplido el tiempo de confinamiento para las muestras a las que se le restauró la mojabilidad, se procede a retirarlas cuidadosamente del equipo, son pesadas y guardadas herméticamente en un recipiente que contiene crudo.

²¹ MUNGAN, N. EMERY, L, NICHOLSON R. Caustic Slug Injection in the Singleton Field. J. PET 22. 1970

²² SALATHIEL, H. Oil Recovery by Surface Film Drainage in mixed – wettability rocks. JPET25.1973

La muestra Colorado 27 – 4033,5 fue sometida al mismo proceso, pero una vez finalizado evidenció fisuras, razón por la cual fue retirada de las muestras seleccionadas, quedando solamente la muestra Colorado 3 – 4064,54.

- **Muestra Colorado 3 – 4064,54**

La muestra es montada en el portamuestras del equipo de desplazamiento, se estabiliza el equipo a condiciones de presión y temperatura de yacimiento. Una vez son estabilizadas las condiciones de yacimiento, se realiza desplazamiento miscible de aceite mineral de características similares al crudo de yacimiento a razón de 60 ml/hr, se determina la permeabilidad efectiva del aceite mineral a condiciones de saturación de agua irreducible.

Para concluir el proceso se realiza inyección de salmuera a razón de 60 ml/hr, se registra el caudal inyectado en función del tiempo y las caídas de presión. Se cuantifican los volúmenes recuperados de aceite.

Tabla 6. Datos de Desplazamiento Muestra Colorado 3 – 4064,54

Wi	Np	ΔP
[ml]	[ml]	[psi]
0,00	0,00	539,1
1,09	1,09	516,7
2,84	2,36	482,3
5,80	2,54	447,0
11,84	2,72	410,4
26,95	2,78	341,1
57,16	2,84	305,3
117,58	2,84	283,5
153,83	2,84	272,5

$$V_p = 8,43 \text{ mL}$$
$$S_{wi} = 0,49$$
$$\Delta P_b / q_b = 1,025 \text{ psi/ml hr}$$

En la

Tabla 6 se registran los datos recopilados del desplazamiento, con los cuales se generarán las curvas de permeabilidad relativa para la muestra en cuestión. Los datos resaltados en azul corresponden a la ruptura del agua en el extremo de salida de la muestra.

2.2.4.2 Muestras No Restauradas

Los desplazamientos realizados para las muestras a las cuales no se les restauró la mojabilidad difieren de los realizados a las muestras restauradas, a continuación se describe el procedimiento desarrollado.

- **Muestra Colorado 3 – 4060,17**

Se realizan desplazamientos consecutivos de salmuera, aceite mineral y nuevamente salmuera. Para los dos ciclos iniciales se inyectan 10 volúmenes porosos estabilizados de fluido y son calculadas la Permeabilidad Absoluta y Permeabilidad Efectiva del aceite mineral a saturación de agua irreducible. Finalmente se desplaza salmuera a razón de 60 ml/hr, se registra el caudal inyectado en función del tiempo y las caídas de presión. Se cuantifican los volúmenes recuperados de aceite. ($S_{wi}=0,34$)

En la Tabla 7 se registran los datos recopilados del desplazamiento, con los cuales se generarán las curvas de permeabilidad relativa para la muestra en

cuestión. Los datos resaltados en azul corresponden a la ruptura del agua en el extremo de salida de la muestra.

Tabla 7. Datos de Desplazamiento Muestra Colorado 3 – 4060,17

Wi [ml]	Np [ml]	DP [psi]
0,00	0,00	330,00
0,90	0,90	277,20
2,94	2,84	261,50
9,32	3,54	232,70
21,46	3,94	208,50
35,42	4,14	194,69
64,46	4,34	174,80
88,69	4,44	167,96
196,01	4,74	150,66
204,62	4,74	149,10

$$V_p = 11,32 \text{ mL}$$

$$S_{wi} = 0,34$$

$$\Delta P_b / q_b = 0,32 \text{ psi/ml hr}$$

- **Muestra Berea 98**

Se sigue el mismo procedimiento aplicado a la muestra anterior. La tasa empleada durante la inyección de salmuera para la determinación de las permeabilidades relativas fue 120ml/hr. ($S_{wi} = 0,33$)

La Tabla 8 registra los datos recopilados durante el desplazamiento. Los datos resaltados en azul corresponden a la ruptura del agua en el extremo de salida de la muestra.

Tabla 8. Datos de Desplazamiento Muestra Berea 98

Wi	Np	ΔP
[ml]	[ml]	[psi]
0,00	0,00	38,90
2,14	2,14	35,70
5,14	4,44	31,49
10,14	5,24	27,37
20,14	5,84	26,15
45,14	6,34	24,03
95,14	7,14	22,20
195,14	7,54	21,48
295,14	7,54	21,05

$$V_p = 16,96 \text{ mL}$$

$$S_{wi} = 0,33$$

$$\Delta P_b / q_b = 0,02 \text{ psi/ml hr}$$

La siguiente tabla resume los valores de las diferentes permeabilidades determinadas durante los respectivos desplazamientos. Las variaciones entre sí obedecen a cambios en la viscosidad de los fluidos, valores de saturación y diferenciales de presión.

Tabla 9. Permeabilidades Calculadas durante los Desplazamientos

MUESTRA	PROF.	LONGITUD	DIAMETRO	PERMEABILIDAD AL AIRE	PERMEABILIDAD ABSOLUTA Kw	PERMEABILIDAD EFECTIVA AL ACEITE MINERAL @Swir	PERMEABILIDAD EFECTIVA AL CRUDO @Swir	PERMEABILIDAD EFECTIVA AL ACEITE @Sor	PERMEABILIDAD AL AGUA @Sminor
COL 3	4060,17	5,81	3,81	12,3	6,39	3,88	N.A	N.A	0,82
COL 3	4064,54	5,05	3,79	4,5	1,75	0,99	1,17	2,13	0,39
COL 27	4033,5	3,97	3,79	3,7	0,65	0,59	0,42	-	-
BEREA 98	-	7,59	3,80	185,6	142,45	74,08	N.A	N.A	15,25

2.2.5 Disposición final de muestras

Las muestras de roca son sometidas a extracción por el método Dean Stark para triangular los datos de desplazamiento con obtenidos por saturación y son regresadas al inventario de muestras de roca del Laboratorio de Análisis Petrofísicos y de Daño a la Formación de la Universidad.

Los fluidos restantes que no presentan contaminación son dispuestos en recipientes debidamente rotulados, y los que presentan contaminación son desechados. En ambos casos se tiene en cuenta las recomendaciones de la Profesional HSEQ del Laboratorio y los protocolos establecidos para tal fin.

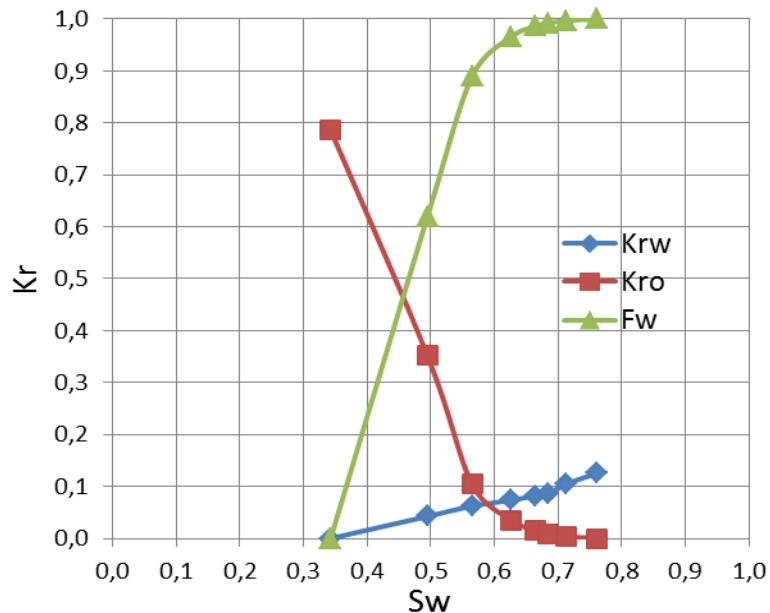
3. VALIDACIÓN DE RESULTADOS

Este capítulo comprende la fase final del proyecto, que consta de la aplicación del método seleccionado para la determinación de las curvas de permeabilidad relativa a partir de datos de pruebas de desplazamiento y validación de resultados mediante el uso de un software comercial.

3.1 APLICACIÓN DEL MÉTODO GRÁFICO JONES ROSZELLE

Se aplicó el procedimiento planteado en el Anexo E. Las Figura 13, Figura 14 y Figura 15, muestran los resultados obtenidos para las muestras Colorado 3 – 4060,17, Berea 98 y Colorado 3 – 4064,54 respectivamente.

**Figura 13 Curvas de Permeabilidad Relativa y Flujo Fraccional – Col 3
4060,17**

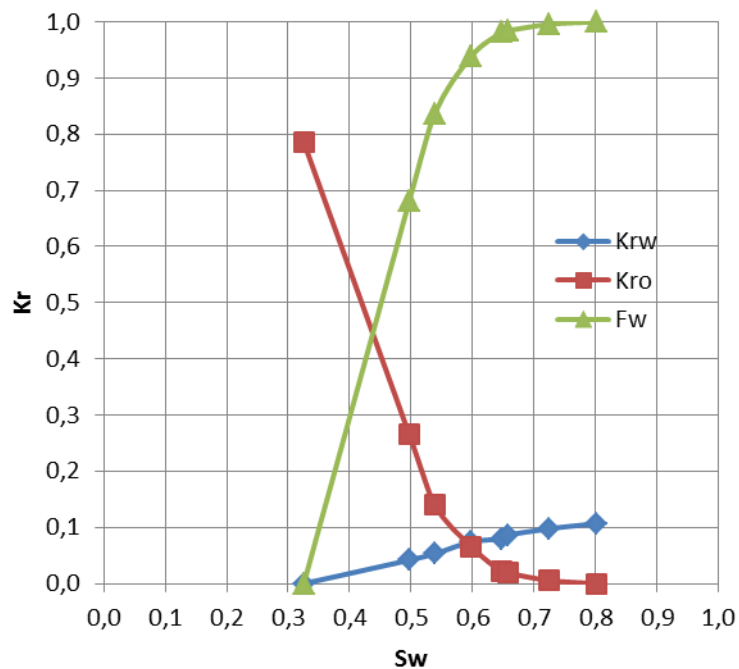


Fuente: Los Autores

Pese a que estudios previos¹⁷ realizados a muestras de roca en diferentes pozos del mismo Campo habían señalado la mojabilidad de la formación Mugrosa como mixta, las tres curvas obtenidas muestran una clara tendencia de la roca a la mojabilidad por agua.

Un punto importante a mencionar es que si bien suele ser un valor constante, la mojabilidad a nivel de yacimiento puede variar con la proximidad a los acuíferos o con la composición de los hidrocarburos en diferentes ubicaciones espaciales dentro de la estructura.

Figura 14 Curvas de Permeabilidad Relativa y Flujo Fraccional – Berea 98



Fuente: Los Autores

En general los yacimientos mojados por agua suelen presentar ese comportamiento en toda la estructura. Por otro lado, cuando se encuentran

indicios de mojabilidad mixta o de preferencia al petróleo, puede suponerse que en diferentes zonas, estas características pueden mostrar cambios importantes. Esto último obedece a que, en general una humectabilidad al petróleo implica un cambio de la mojabilidad original del sistema. Y este cambio puede haber alcanzado diferente magnitud en diferentes zonas del yacimiento.(OILFIELD REVIEW, 2002)

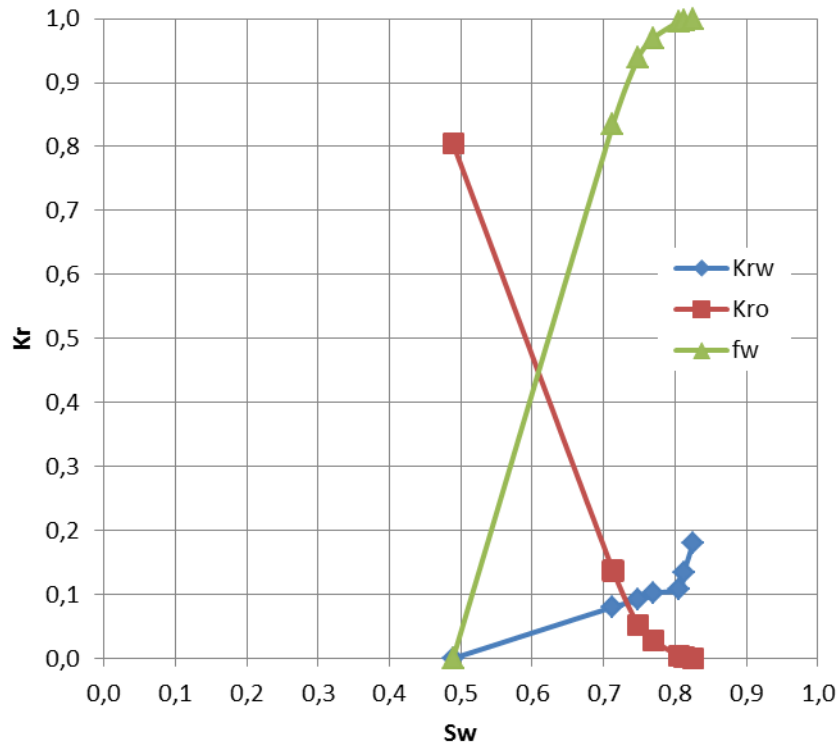
Las curvas de permeabilidad relativa obtenidas presentan una tendencia similar a las curvas de comportamiento teórico para un sistema bifásico compuesto por agua y aceite, y con tendencia de la roca a ser mojada por agua.

Presentan además una pobre dispersión para valores entre saturación de agua inicial y la correspondiente a punto de ruptura, dado que es imposible determinar valores de permeabilidad relativa entre estas dos condiciones a través del método de estado no estable.

Las gráficas obtenidas pueden considerarse válidas ya que cumplen con características tales como:

- Las saturaciones residuales son mayores que cero (usualmente $S_{or} > S_{wi}$).
- Las curvas son monótonas y no-lineales. Para muestras homogéneas las curvas son suaves. La curva de k_{ro} siempre decrece con S_w , en tanto que k_{rw} siempre es creciente.
- El valor máximo de permeabilidad relativa de la fase mojante (ej. k_{rw}) es menor que la k_r máxima de la fase no-mojante (ej. k_{ro}).
- La fase no-mojante exhibe una curva S, mientras que la mojante es una curva cóncava.

**Figura 15 Curvas de Permeabilidad Relativa y Flujo Fraccional – Col 3
4064,54**



Fuente: Los Autores

A partir de las diferencias obtenidas en los juegos de curvas correspondientes al Pozo 3, se corrobora el hecho de que las relaciones entre la permeabilidad relativa y la saturación no son idénticas para todas las rocas de reservorio, que pueden variar de formación e incluso dentro de la misma por efecto de las heterogeneidades de la misma. De igual manera se observa el efecto de la saturación de agua inicial en el comportamiento de las curvas de la muestra Colorado 3 – 4064,54; su alto valor inicial hace que la curva esté movida hacia la derecha.

3.2 VALIDACIÓN DE CURVAS OBTENIDAS MEDIANTE SIMULACIÓN

Para evaluar la validez de las curvas de permeabilidad relativa obtenidas a través de datos de desplazamiento en el laboratorio, y verificar si esta información puede ser utilizada en campo se utilizó Simulación Numérica de Yacimientos.

3.2.1 Selección del Simulador

En el mercado existen diversos simuladores tales como el simulador IMEX de Computer Modeling Group – CMG y SENDRA de Weatherford. IMEX es un simulador trifásico de aceite negro implícito/explicito mientras que SENDRA es un simulador de flujo de dos fases en núcleos basado en el modelo de aceite negro, especialmente diseñado para replicar y verificar experimentos de desplazamiento en núcleos de perforación.

El software seleccionado para simular el desplazamiento en laboratorio fue el Simulador IMEX de Computer Modeling Group – CMG debido a que la Universidad Industrial De Santander – UIS, no posee actualmente una licencia activa de SENDRA.

3.2.1.1 Simulador Avanzado de Yacimientos IMEX

IMEX es uno de los simuladores de yacimientos más rápidos del mundo. Usado para obtener datos históricos y pronósticos de procesos de recuperación primaria, secundaria y mejorada de petróleo, donde la composición del fluido y la temperatura del yacimiento no son factores relevantes para el modelado preciso de los procesos de recuperación.

IMEX es un simulador trifásico de aceite negro que modela el flujo en yacimientos de gas, gas-agua, agua-crudo, o agua-crudo-gas. Algunas de sus aplicaciones son:

- Depleción primaria y predicciones de recobro inicial en yacimientos subsaturados y saturados ejecutadas debajo del punto de burbuja.
- Estudios de conificación
- Desarrollo de yacimientos bajo condiciones de superficie
- Recobro secundario: Desplazamiento por inyección de agua y gas
- Recobro mejorado: inyección miscible y pseudomiscible, y procesos WAG.

Para realizar la simulación numérica es necesario contar con un archivo de entrada que incluya la descripción del yacimiento, propiedades PVT del fluido y características de los pozos. Puede ser construido a través de palabras claves “KEYWORDS” o por medio del preprocesador “BUILDER” ofrecido por CMG, siendo ésta última la forma más sencilla y segura de generar el archivo base.

Antes de crear un archivo base es necesario configurar el simulador, definiendo algunos criterios, como el simulador a usar, las unidades a emplearse, el tipo de yacimiento que se modelará y la fecha de la simulación. Hay que prestar especial atención a la selección de estos parámetros ya que una vez guardados, son imposibles de modificar.

Una vez se ha construido el modelo de simulación este es cargado al simulador para realizar la corrida, para generar los archivos de salida. CMG ofrece dos postprocesadores en los cuales pueden ser observados los resultados obtenidos, facilitando su análisis e interpretación, Results Graph visualiza los resultados en forma de curva, mientras que Results 3D los muestra en gráficas dinámicas de 2 o 3 dimensiones, en las cuales se puede apreciar la variación de las propiedades en el yacimiento a través del tiempo.

3.2.2 Construcción Modelo de Simulación

- **Muestra Colorado 3 - 4060,17**

Para realizar la simulación de los modelos de laboratorio, se seleccionó el simulador IMEX, unidades de laboratorio, porosidad simple y se estableció como fecha de inicio de la simulación julio 1 de 2014. El **ANEXO G** explica detalladamente el paso a paso seguido para la realización de la simulación de esta muestra.

- **Enmallado del modelo:**

Se elaboró un enmallado cartesiano, con 5 celdas activas (5, 1, 1) con las dimensiones especificadas en la Tabla 10. Las dimensiones de las celdas en dirección y y z se calcularon a partir del radio del plug según la Ecuación 12, representando así el área transversal del mismo. Se emplea una única capa en la dirección k para obtener un frente de desplazamiento uniforme que represente las condiciones del laboratorio.

$$l = \sqrt{\pi} * r \quad (12)$$

Este modelo cartesiano busca representar el plug empleado en el laboratorio, teniendo en cuenta que cada celda del grid debe ser lo suficientemente pequeña como para satisfacer los requisitos planteados por Mattax²³:

- Permitir identificar saturaciones y tiempos específicos por el estudio
- Describir adecuadamente tanto las propiedades físicas iniciales del medio poroso como su geometría
- Modelar adecuadamente la mecánica de los fluidos del medio poroso

²³ MATTAX, C, Y DALTON, R. Reservoir Simulation. SPE Monograph, Vol 13. 1990

- Describir la dinámica de los perfiles de saturación y de presión detalladamente
- Limitar los efectos de la dispersión numérica en los perfiles de saturación

Tabla 10. Características del Enmallado

Dirección	Número de Bloques	Ancho de Bloque
<i>I</i>	5	1,1625
<i>J</i>	1	3,3738
<i>K</i>	1	3,3738

- **Propiedades de la Roca:**

Las propiedades asignadas al medio poroso están resumidas en la Tabla 11, la Figura 16 muestra el enmallado construido.

Tabla 11. Propiedades de la roca

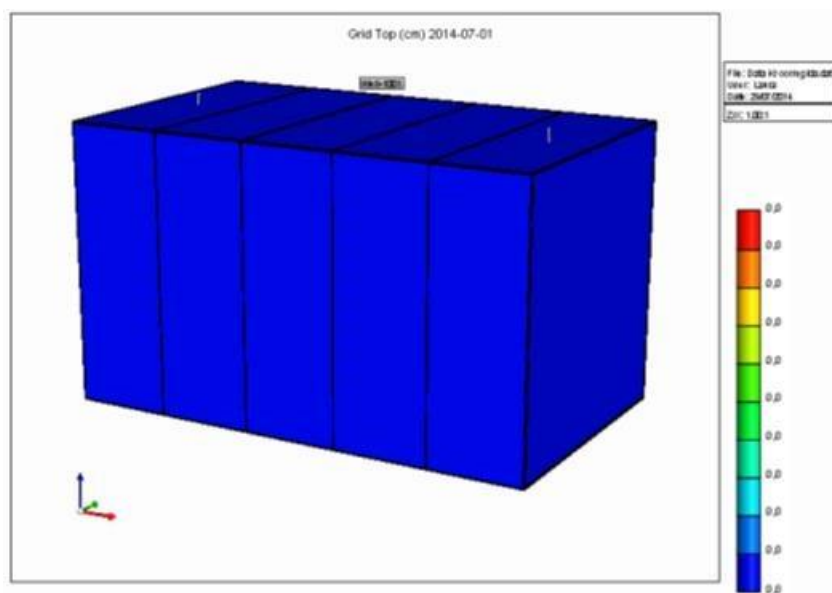
	Tope	Espesor	Porosidad	Permeabilidad i	Permeabilidad j	Permeabilidad k
Unidades	<i>cm</i>	<i>cm</i>	<i>Fracción</i>	<i>mD</i>	<i>mD</i>	<i>mD</i>
<i>Estrato 1</i>	0	3,3738	0,172	12,3	12,3	12,3

La compresibilidad de la formación empleada ($C_f = 3.8525e-5$ 1/kPa) fue calculada mediante la correlación de Hall y la presión de referencia empleada corresponde a la presión de yacimiento. ($P_{yac} = 9307.922$ kPa).

$$C_f = \frac{1,782}{\phi^{0.438}} * 10e^{-6} \quad (13)$$

La Figura 16 muestra el esquema tridimensional del enmallado construido para simular el plug Colorado 3 – 4060,17

Figura 16. Esquema Tridimensional del Enmallado



Fuente: CMG Technologies

Es necesario aclarar que el enmallado presenta algunas limitaciones en cuanto a la geometría de la muestra, ya que aunque el simulador permite la creación de enmallados cilíndricos, estos se emplean para recrear flujo radial, que no corresponde al tipo de flujo presentado en un desplazamiento. Además, se idealiza el “plug” como un medio completamente homogéneo tanto en permeabilidad como en porosidad. Estas suposiciones pueden generar algunas desviaciones en los resultados y más aún si se considera que se está trabajando a una escala tan pequeña.

- **Propiedades de los Componentes**

Se ingresan las propiedades del aceite mineral y salmuera sintética mencionadas en la Tabla 3. Propiedades de Fluidos Seleccionados.

- **Propiedades de la Roca Fluido**

Una vez se ha agregado un nuevo tipo de roca, se generan las curvas de permeabilidad relativa ingresando los valores de los endpoints calculados durante el desplazamiento. Inicialmente los exponentes asignados para la determinación de estas curvas es 2.

- **Condiciones Iniciales**

Se define Agua – Aceite como los fluidos contenidos en el yacimiento, y se ingresan los valores de Presión de sobrecarga, profundidad y Presión de burbuja. ($P_b = 14327.31 \text{ kPa}$).

- **Control Numérico**

Se configura el simulador para realizar cálculos cada minuto durante 3 horas y 25 minutos, que corresponde al tiempo de duración del desplazamiento.

- **Pozos y Eventos Recurrentes**

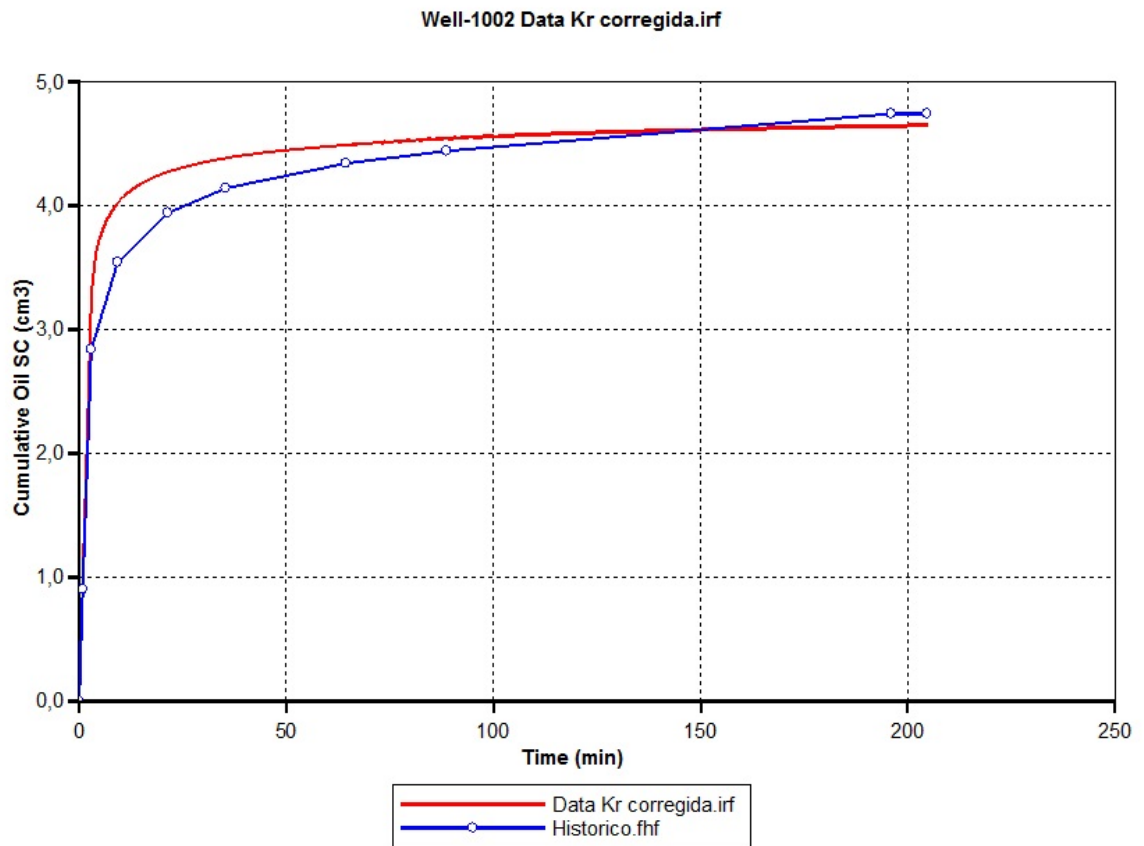
Finalmente se perforan dos pozos, uno inyector y otro productor ubicado en la primera y última celda respectivamente. Se asignan variables operacionales empleados en el laboratorio.

Tabla 12. Información de Pozos

Nombre Pozo	Tipo	Fecha de Perforación	Constrain	Parámetro Operacional Asignado	Valor
Pozo 1001	Inyector Mobweight	01/07/2014	Operate	Tasa de Agua Inyectada	1 cm ³ /min
Pozo 1002	Productor	01/07/2014	Operate	Tasa de Aceite Producido	1,1 cm ³ /min

Finalmente se procede a ajustar las curvas de Aceite Producido Acumulado (N_p). Para ello se modifican a prueba y error los exponentes dados para el cálculo de las Permeabilidades Relativas en la sección Roca/Fluido.

Figura 17. Ajuste Datos simulador – Datos Históricos de Producción Muestra Colorado 3 – 4060,17



Fuente: CMG Technologies

Se observa que antes de ruptura el comportamiento de la producción de aceite de la simulación y de la prueba es similar, debido a que antes de ese punto y teniendo en cuenta las condiciones de saturación, que los fluidos involucrados son incompresibles y que las condiciones operacionales del simulador son las mismas empleadas en laboratorio, toda el agua que ingrese al núcleo desplazará un mismo volumen de aceite.

La variación presentada en los datos de laboratorio a partir del punto de ruptura puede obedecer a fenómenos como canalización del agua inyectada como consecuencia de heterogeneidades locales que favorezcan la formación de canales de agua.

Al finalizar la inyección se observa una similitud entre los volúmenes de aceite producidos, $4,74 \text{ cm}^3$ para los datos de desplazamiento y $4,64 \text{ cm}^3$ para los datos de simulación.

Una vez se ha logrado el máximo ajuste entre las curvas, se consulta en la sección Roca/Fluido las nuevas curvas de permeabilidad Relativa y se comparan con las obtenidas gráficamente.

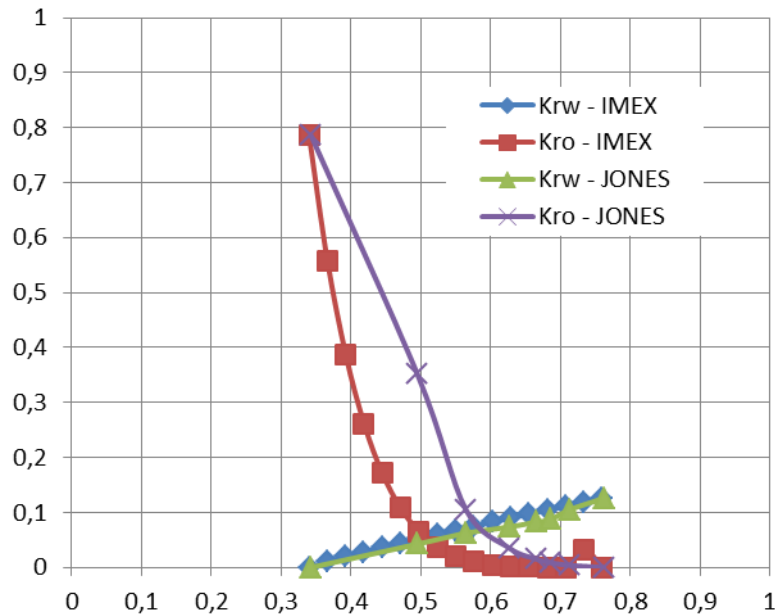
La Tabla 13. Exponentes de Ajuste muestra los exponentes empleados para el ajuste de la data de producción de laboratorio con la obtenida por simulación.

Tabla 13. Exponentes de Ajuste

Muestra	Exponentes empleados para la normalización			
	KRW	KROCW	KROGCG	KRGCL
Colorado 3 - 4060,17	0,9	5,3	5,3	0,9
Colorado 3 - 4064,54	1,2	4,5	4,5	1,2
Berea 98	2,5	3,3	3,3	2,5

La Figura 18. Comparación Curvas Muestra Col 3 – 4060,17 muestra los dos juegos de gráficas obtenidos para la muestra Col 3 4060,17

Figura 18. Comparación Curvas Muestra Col 3 – 4060,17



Fuente: Los autores

Las Figuras Figura 19 y Figura 20 muestran las gráficas obtenidas para las dos muestras restantes.

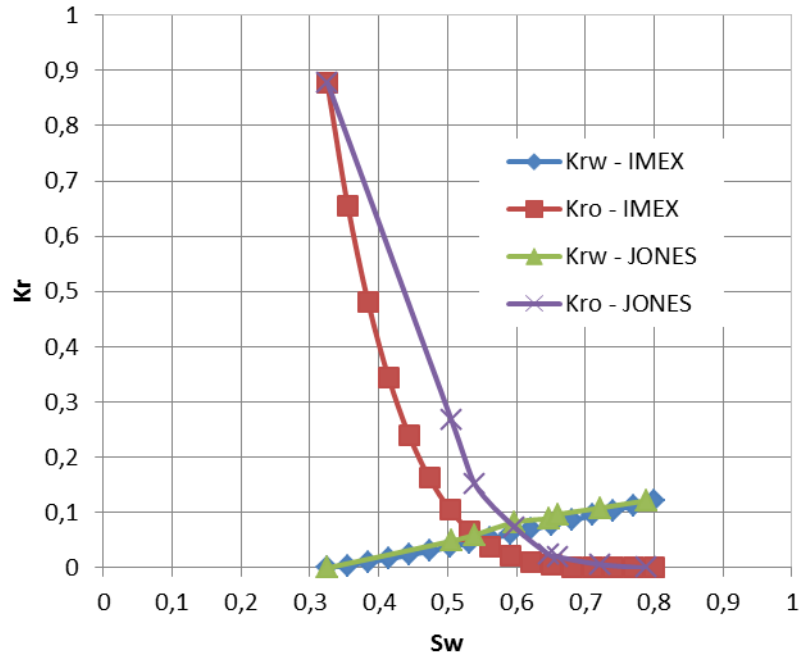
En una primera inspección, las curvas obtenidas por el método gráfico conservan la misma tendencia que las calculadas a partir de la simulación, por lo tanto puede considerarse la metodología planteada como válida.

Las curvas de permeabilidad obtenidas por el método gráfico presentan una pobre dispersión en los valores de saturaciones tempranas, siendo esta una limitante del método aplicado, que es incapaz de obtener valores permeabilidad relativa para saturaciones entre la inicial y la de ruptura.

Las diferencias entre las unas y las otras pueden obedecer al hecho de que el modelo recreado mediante simulación es un modelo homogéneo en todos los aspectos, mientras que en la práctica los medios porosos pueden presentar

heterogeneidades a pequeña escala y siempre existe alguna fracción del mismo que se desplaza más rápido que el resto.

Figura 19. Comparación Curvas Muestra Berea 98



Fuente: Los autores

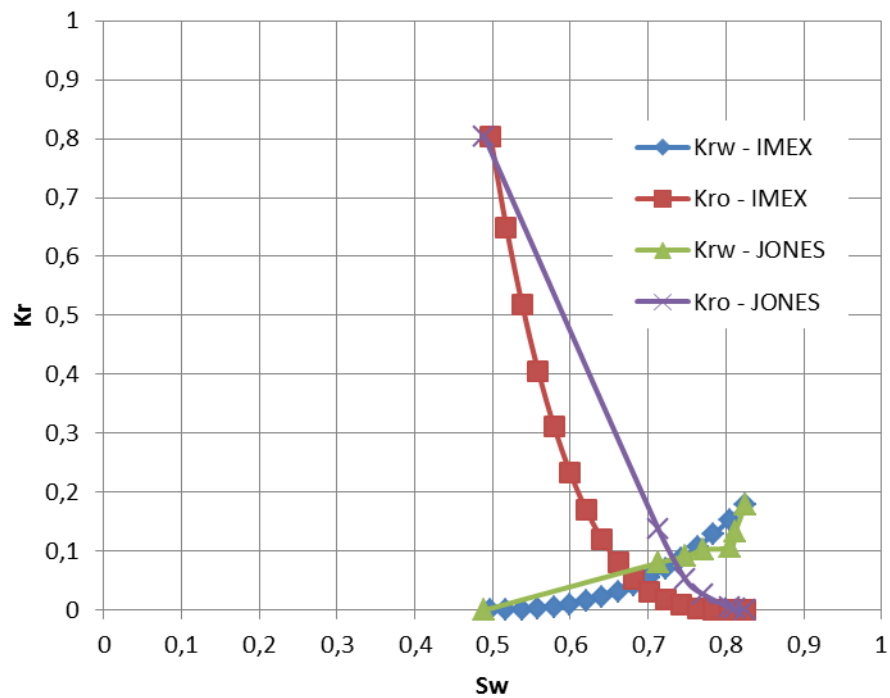
El modelo de simulación presenta una geometría diferente a la de los plugs utilizados en los desplazamientos.

Las perforaciones realizadas en el modelo para simular los extremos de entrada y salida de la muestra están situadas en el centro su respectiva celda, mientras que en el modelo del laboratorio tanto la inyección como la producción se realizan a través del área transversal de la cara correspondiente.

Otra posible causa de la diferencia entre las curvas es el hecho de que los volúmenes de fluido producido se miden en recipientes con una baja resolución afectando el cálculo de volúmenes porosos inyectados y por ende los valores de saturación de agua.

Por último, la aplicación del factor de corrección por volumen de líneas ($V_l = 12,56ml$), puede acarrear en imprecisiones en la toma de datos en tiempo real, tanto de diferenciales de presión como de volúmenes inyectados y producidos.

Figura 20 Comparación Curvas Muestra Col 3 – 4064,54

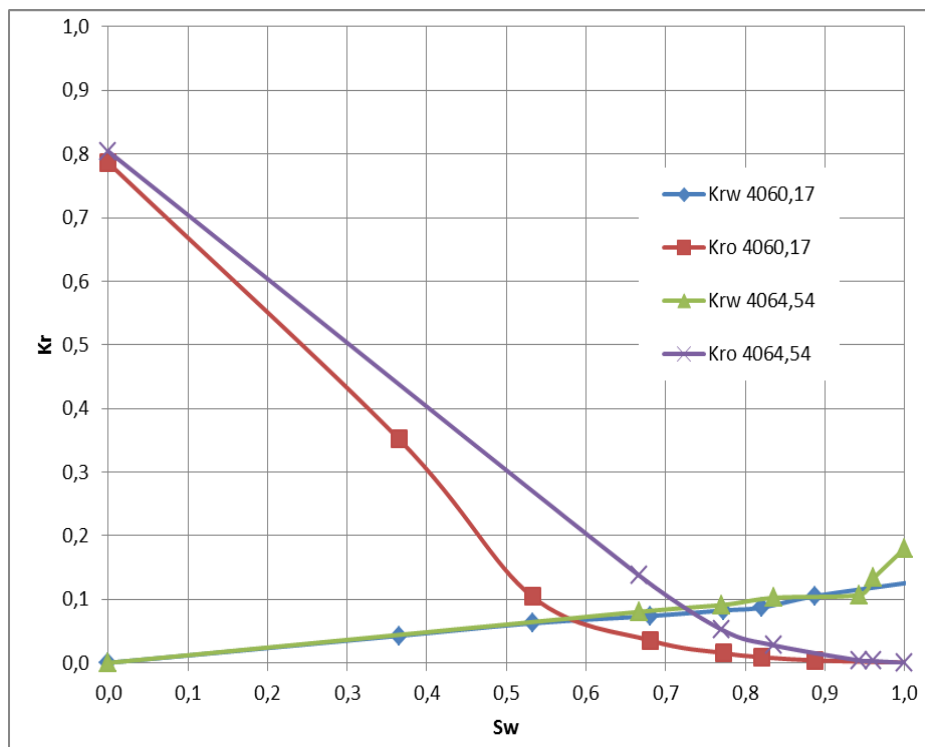


Fuente: Los autores

3.3 NORMALIZACIÓN DE CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA

Con el procedimiento detallado en el Anexo H, se obtiene a partir de las curvas de las muestras correspondientes al Campo Colorado, el par de curvas normalizadas que representan el comportamiento de los fluidos en la formación Mugrosa.

Figura 21. Curvas Normalizadas Muestras de la Formación Mugrosa



Fuente: Los Autores

4. CONCLUSIONES

- Se obtuvieron curvas de permeabilidad relativa agua – aceite, y de flujo fraccional del agua, a partir del desarrollo de la metodología aplicada a datos obtenidos de pruebas de desplazamiento realizadas en núcleos de perforación pertenecientes a la Formación Mugrosa del Campo Colorado.
- Puede representarse mediante simulación numérica los procesos de desplazamiento llevados a cabo a nivel de laboratorio, logrando una similitud entre los datos obtenidos experimentalmente y los obtenidos por simulación.
- La metodología planteada es válida y puede ser aplicada para determinar curvas de permeabilidad relativa y flujo fraccional de agua en pruebas de desplazamiento dinámico realizadas a caudal constante y puede ser implementada en el Laboratorio de Análisis Petrofísicos y de Daño a la Formación de la UIS.
- Al comparar las curvas obtenidas por ambos métodos se identifican diferencias que se pueden atribuirse a diferentes factores, entre ellos:
 - El modelo de simulación presenta una geometría diferente a la de los plugs utilizados en los desplazamientos.
 - Las perforaciones realizadas en el modelo para simular los extremos de entrada y salida de la muestra están situadas en el centro su respectiva celda, mientras que en el modelo del laboratorio tanto la inyección como la producción se realiza a través del área transversal de la cara correspondiente.
 - El modelo de simulación es homogéneo en todos los aspectos, mientras que en el núcleo pueden presentarse heterogeneidades a pequeña escala.

5. RECOMENDACIONES

- Realizar el experimento con el material de vidriería adecuado, dado que el método planteado requiere exactitud en los volúmenes recuperados y usa elementos de vidrio con resolución de 0.01 ml muy por encima de la resolución de los recipientes empleados en este proyecto.
- Reducir la longitud de líneas aguas abajo del portamuestras, con el fin lograr una toma de datos más precisa en tiempo real.
- El manejo de muestras de roca es un aspecto que requiere especial cuidado, ya que cualquier alteración a sus características puede acarrear errores.
- Es importante que los fluidos utilizados en los desplazamientos representen los propios del yacimiento ya que utilizar fluidos con propiedades diferentes puede crear "reacciones" que pueden modificar el medio poroso afectando los resultados.
- Para futuras reproducciones del experimento se recomienda desairear no solo las muestras de roca y salmuera, sino también todos los fluidos que vayan a emplearse.
- Profundizar también por medio de otro proyecto de grado en las opciones de sistematización y software de apoyo para el equipo diseñado, en este caso la aplicabilidad del software SENDRA como herramienta complementaria del equipo sería una buena opción gracias a que esta específicamente diseñado para realizar simulaciones de pruebas de desplazamiento sobre núcleos de roca.

- Determinar caudales de inyección óptimos para cada muestra a utilizar con el fin de evitar los fenómenos tanto de las “lenguas” de agua (Caudales muy bajos) como digitación viscosa (caudales muy altos)

BIBLIOGRAFÍA

- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Recommended Practices for Core Analysis. Recommended Practice 40. Second Edition, February 1998. Washinton. 2005.
- AMERICAN SOCIETY FOR TESTING MATERIALS. Método de Prueba Estándar para la determinación de la gravedad API de Petróleo crudo y sus derivados. 2000
- ARDILA, M., ARENAS, F. Metodología para el análisis e interpretación de resultados del laboratorio de Análisis Petrofísicos de la Escuela de Ingeniería de Petróleos. Trabajo de Grado. Universidad Industrial de Santander. 2010
- COMPUTER MODELLING GROUP, Simulator IMEX 2009, User's guide. 2009
- CONTRERAS, E. y GARCÍA P. Desarrollo y aplicación de la capacidad para realizar pruebas de desplazamiento dinámico en muestras de núcleos de perforación de pozos petroleros. Boletín Instituto de Investigaciones Eléctricas. México. 2001. Pg 165-192.
- CRAIG F. F. Jr. The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding. Monograph Series, SPE. Dallas, 1971.
- CROTTI, M. Movimiento de Fluidos en Reservorios de Hidrocarburos. Argentina, 2004.
- DAKE. L. The practice of Reservoir Engineering" Ed. Elsevier – Pag 383. 2001
- De Porta J., Lexique Stratigraphique Internationale Amerique Latine – Colombia. Volume V- Fascicule \$b. París, Francia. UNION INTERNATIONALE DES SCIENCIES GEOLOGIQUES. 1974
- ECOPETROL – ICP, 2003. Informe Diagnóstico y Estrategias de Recobro Campo Colorado.

- ESCOBAR, F. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. 2004
- HONARPOUR. M, KOEDERITZ, L., y HARVEY, A. H. Relative Permeability of Petroleum Reservoirs. Boca Raton, Florida. 1986.
- HOVE, A., RINGEN, J. y READ, P. Visualization of laboratory corefloods with the computerized tomography of Ray –X. SPE. 1987
- JOHNSON, E. BOSSLER, D. y NAUMAN V. Calculation of Relative Permeability from Displacement Experiments. AIME. 1959
- JONES, S. y ROSZELLE, W. Graphical Techniques for Determining Relative Permeability from Displacement Experiments. SPE, AIME. 1978.
- LEÓN, J., MEJÍA, T. Comparación de Técnicas Cualitativas y Cualitativas para la determinación de la Mojabilidad del Campo Colorado – Formación Mugrosa. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander. 2009
- LOPERA, S. Permeabilidad Relativa. Universidad Nacional de Colombia. 1996
- MATTAX, C, Y DALTON, R. Reservoir Simulation. SPE Monograph, Vol3. 1990
- MUNGAN, N. EMERY, L, NICHOLSON R. Caustic Slug Injection in the Singleton Field. J. PET 22. 1970
- OILFIELD REVIEW.Vol 13 No.3 2002
- OVIEDO. H. y ROJAS, A. Simulación numérica de los procesos de desplazamiento realizados en el modelo coreflooding. Trabajo de Grado. Universidad Industrial de Santander. 2006
- PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Segunda Edición. Maracaibo, Venezuela.2007
- RODRIGUEZ, J. Ingeniería Básica de Yacimientos. Universidad de Oriente. Venezuela. 2007

SALATHIEL, H. Oil Recovery by Surface Film Drainage in mixed – wettability rocks. JPET25.1973

SIMANCAS, D, y VILLABONA, C. Diseño y evaluación de un fluido para la remoción de escamas de carbonato de calcio a partir de una solución de EDTA. Caso Aplicado Campo Colorado. Trabajo de Grado. Universidad Industrial de Santander. 2012

WILLWHITE. P. Waterflooding. SPE. Texas. 1986

ANEXOS

ANEXO A

PROCEDIMIENTO PARA DETERMINACIÓN DE POROSIDAD

1. OBJETIVO

Determinar la porosidad de una muestra de núcleo de un yacimiento, empleando el porosímetro de Boyle.

2. ALCANCE

Realizar la prueba de determinación de la porosidad a muestras de núcleos de perforación por el método del porosímetro de Boyle (CORE PET), teniendo en cuenta la norma API RP 40: 1998.

Figura 1A. Porosímetro de Boyle (CORE PET)



3. PROCEDIMIENTO

Los pasos a seguir para la determinación de porosidad se establecen a continuación:

1 Prueba de fugas.

- a) Aplicar vacío a todo el sistema incluyendo la celda de referencia y Matrix Cup.
- b) Cerrar la válvula de vacío, y monitorear la presión en el transductor de presión digital. Esperar dos minutos (si no presenta variación en la presión, se asume que el equipo no tiene fugas).

2 Determinar volumen de conexiones (V_2) del matrix cup. Para esto:

- a. Coloque todos los discos de volumen conocido dentro del matrix cup respectivo (1" o 1,5").
- b. Aplique vacío al sistema, colocando la válvula en la posición *vacuum* y la válvula en *matrix cup*, encienda la bomba de vacío. Una vez estabilizada la lectura en el transductor, regístrela como (P_v).
- c. Cierre la válvula del matrix cup (*off*), válvula de vacío (*off*) y apague la bomba de vacío.
- d. Utilice el regulador de Helio (permita la entrada de 80 psi).
- e. Permita la entrada de Helio a las líneas y a la celda de referencia, colocando las válvulas en posición: 1) *Helium*, 2) en *On*. y asegurar que 3) esté en *off*. Una vez estabilizada la lectura en el transductor, regístrela como P_i .
- f. Cierre la válvula de entrada de Helio, en *off*. Espere que se estabilice la temperatura y la presión.
- g. Abrir la válvula del matrix cup y permitir que la presión se equilibre. Registrar la presión una vez estabilizada como (P_f) Repetir este procedimiento sin hacer vacío a la celda de referencia.
- h. Repetir el procedimiento para el otro matrix cup (Registre estos valores como V_2).

$$V_2 = ((P_i - P_f) * (V_1 + V_3)) / (P_f - P_v)$$

V_1 = Celda de referencia = 40.66 cc

V_3 = Vol. Conexiones internas = 7.70 cc

.

3 Realizar Control Calidad:

Determinar Porosidad a las muestras patrones (muestras con porosidad conocida):

- a. Introducir la muestra patrón en el matrix cup (1.5"). El espacio vacío se llena con discos de volumen conocido.
- b. Registrar los discos no utilizados en el formato F004.
- c. Montar la celda (matrix cup) con la muestra en la base de las celdas (ajustar tornillo superior).
- d. Aplicar vacío al sistema, colocando la válvula en la posición vacuum y la válvula en matrix cup, encender la bomba de vacío. Una vez estabilizada la lectura en el transductor, regístrela como (Pv).
- e. Cerrar la válvula del matrix cup (off) y de Vacío (off), apagar la bomba.
- f. Registrar la temperatura de prueba. Abra la válvula de Helio y permita expansión del gas en las líneas y celda de referencia. (presión recomendada 80 psi). Esperar a que la temperatura regrese a la lectura inicial y registre el dato leído en el transductor como Pi.
- g. Cerrar la válvula de Helio (off).
- h. Abrir la válvula del matrix cup y permitir que la presión se estabilice. (registre el dato estabilizado como Pf).
- i. Cerrar válvula de la celda de referencia, permitir la liberación de presión en la celda de muestra.
- j. Retirar la muestra.
- k. Verificar los datos de la muestra

4 Determinación de volumen de granos:

- a. Introducir el plug en el matrix cup apropiado (1" o 1.5"). El espacio vacío se llena con los discos de volumen conocido F004.
- b. Realizar los pasos anteriores (Control Calidad desde b hasta i)

NOTA: La determinación de la porosidad de una muestra se puede realizar a condiciones de presión de yacimiento, utilizando el Core Holder adjunto al equipo. Para lo que se deben los pasos relacionados a continuación.

5 Montaje del plug en el Core Holder

- a) Colocar la muestra en el Core Hólder.
- b) Verificar que no quede espacio entre la muestra y los cabezotes del Core Holder.
- c) Registrar los datos en el formato F027.
- d) Cerrar la válvula de baja presión (low pressure).
- e) Abrir la válvula de alta presión (hight pressure).
- f) Incrementar presión de confinamiento con la válvula manual al valor requerido para la prueba.
- g) Cerrar la válvula de alta presión.
- h) Realizar vacío al sistema con la bomba respectiva (5 min apróx).
- i) Las válvulas deben estar de la siguiente manera: VACUM, CELL ON, CORE HOLDER.
- j) La lectura de vacío es tomada en el manómetro y siempre es negativa.
- k) Terminado este proceso, las válvulas pasan a estado OFF excepto la válvula CELL ON.
- l) Abrir la válvula que da paso al Helio a la celda de referencia, pasando de estado OFF, a HELIUM.

- m) Cerrar esta misma válvula luego de un tiempo no mayor a dos minutos, pasa de estado HELIUM a OFF.
- n) En el manómetro se obtiene la presión de trabajo del equipo, que debe coincidir con la registrada por el manómetro análogo.
- o) Ese dato de presión es la presión inicial, P_i .
- p) Después se da paso de Helio al Core Holder, pasa de estado OFF a CORE HOLDER.
- q) La presión a la cual estabilice en el manómetro debe ser menor a la presión inicial, y es registrada como presión final, P_f .
- r) Para el alivio de presión del CORE HOLDER se pasa la válvula del estado Core Holder a Matrix CUP.

6 Desmante del plug

- a) Se abre la válvula de alta presión para aliviar la presión de confinamiento.
- b) Se cierra la válvula de alta presión y se abre la de baja presión.
- c) Se conecta la bomba de vacío.
- d) Se realiza el vacío hasta alcanzar valores de presión de 5 PSI.
- e) Se cierra la válvula de baja presión y luego de apaga la bomba.
- f) Se baja la muestra y se realizan los cálculos

ANEXO B

PROCEDIMIENTO PARA DETERMINACIÓN DE PERMEABILIDAD

1. OBJETIVO

Determinar la permeabilidad de una muestra de núcleo de un yacimiento, empleando el Permeámetro Core Pet.

2. ALCANCE

Realizar la prueba de determinación de la Permeabilidad a muestras de núcleos de perforación por el método del Permeámetro (CORE PET), teniendo en cuenta la norma API RP 40: 1998.

Figura 1 Permeámetro (CORE PET)



3. PROCEDIMIENTO

El procedimiento para la determinación de Permeabilidad al Aire, se describe así:

1 ENCENDIDO DEL PERMEÁMETRO

- a) Encender el computador asociado al permeámetro
- b) Encender el permeámetro conectándolo a la corriente eléctrica, y con el switch localizado en la parte superior izquierda del panel
- c) Iniciar el software de permeabilidad y cargar los datos de la muestra solicitados por el software
- d) Asegurar que el conector rápido que lleva el nitrógeno al equipo está conectado
- e) Abrir la válvula del cilindro de nitrógeno y ajustar el regulador de salida del cilindro entre 80 y 100 psi
- f) Con el regulador del equipo ajustar 100 psi
- g) Registrar los datos F005.

2 CARGA DE LA MUESTRA

- a) Abrir la válvula manual para baja presión y asegurar que la de alta presión esté cerrada
- b) Mueva la válvula de overburden a la posición vacuum. Realizar vacío verificando el ingreso de la muestra
- c) Cerrar la válvula de baja presión. Apagar la bomba de vacío, y cargar la muestra por el extremo inferior del portamuestras
- d) Armar nuevamente el portamuestras. Abrir la válvula de baja presión. Mover la válvula de overburden a la posición pressure. Encender la bomba de vacío hasta una presión de treinta libras.
- e) Cerrar la válvula de baja presión y abrir la válvula manual de alta presión. Llevar a la presión de sobrecarga deseada con la bomba manual.
- f) Cerrar la válvula.

3 CONTROL CALIDAD

- a) Determinar permeabilidad a la muestras patrón (Permeabilidad conocida) de manera que se verifique el estado del equipo.

4 DETERMINACIÓN DE PERMEABILIDAD

Seleccionar en el software si es permeabilidad al aire o Klinkenberg

- a) Revisar el comportamiento de la muestra
- b) Registrar los datos obtenidos en el formato (F005)

5 DESCARGUE DE LA MUESTRA

- a) Abrir la válvula de alta presión. Permitir el bypass del aceite de confinamiento en la bomba manual para aliviar la presión.
- b) Abrir la válvula manual para baja presión y asegurarse que la de alta presión esté cerrada
- c) Mover la válvula de overburden a la posición vacuum. Hacer vacío por dos minutos.
- d) Cerrar la válvula de baja presión. Apagar la bomba de vacío. Sacar la muestra por el extremo inferior del portamuestras.

ANEXO C

PROCEDIMIENTO PARA PREPARACIÓN DE FLUIDOS

1. OBJETIVO

Este procedimiento describe la manera estándar de preparación de los fluidos a utilizar en las pruebas petrofísicas especiales desarrolladas sobre muestras de roca en el Laboratorio de Análisis Petrofísicos y de Daño de la Formación, para el desarrollo de la tesis en mención. Recommended Practice API RP 40 February 1998 y SCA part. I January-February, 1990 pags. 20-28.

2. SELECCIÓN DE FLUIDOS

Los fluidos utilizados en los diversos ensayos sobre rocas de yacimientos en forma estándar son: agua, aceite original del yacimiento y aceite mineral.

a. Selección del agua.

El agua a utilizar en un determinado ensayo depende básicamente del objetivo final del estudio a realizar; estas aguas pueden ser: Agua de formación, Agua de producción, Agua de inyección y Agua sintética.

Para el objetivo del estudio se requiere reproducir la composición del agua de formación del CEC.

b. Selección del aceite original (crudo).

El aceite a utilizar está determinado por el ensayo específico a realizar, puede ser aceite crudo muerto o aceite crudo vivo.

Para el procedimiento a desarrollar se requiere crudo muerto o sin gas, dado que la presencia de una tercera fase distorsionaría los resultados, reduciendo su confiabilidad

c. Selección del aceite mineral.

El aceite mineral a utilizar en un ensayo específico, se selecciona comparando la viscosidad (*) y densidad (*) del aceite con el crudo a las condiciones de temperatura de trabajo, escogiéndose el más similar.

3 PROCEDIMIENTO DE ENSAYO

a. Preparación de agua sintética.

- Determinar composición fisicoquímica del agua de referencia según los procedimientos y con base en ésta composición realizar los cálculos para preparar el agua sintética y consignar estos datos en el formato.

Nota: La composición fisicoquímica del agua de referencia fue tomada de un estudio previo realizado a diferentes pozos del campo.

- Preparar una solución en agua destilada, utilizando la formulación obtenida en el paso anterior.
- Desairear con agitación constante hasta no evidenciar la presencia de burbujas por espacio de 1 a 2 horas.
- Almacenar el agua sintética (salmuera), desaireada en recipientes para vacío, debidamente

b. Preparación de aceite original (crudo).

- Realizar filtración de crudo original de yacimiento. Nota: El crudo utilizado debe ser previamente deshidratado.
- Almacenar en recipiente debidamente cerrado y rotulado

c. Preparación de aceite mineral.

Una vez seleccionado el aceite mineral a utilizar, preparar así:

- Desairear con agitación constante hasta no evidenciar presencia de burbujas, este paso puede durar hasta 8 horas.
- Almacenar el aceite mineral en recipientes libres de agua listo para utilizar.
- Si el aceite mineral requiere ser diluido, debe hacerse con varsol filtrado y deshidratado con silica gel disgregada. La deshidratación adecuada implica un cambio de coloración en el varsol, éste se torna transparente al perder el agua contenida.

ANEXO D
PROCEDIMIENTO EXPERIMENTAL PARA DETERMINACIÓN DE
PERMEABILIDADES RELATIVAS AGUA - ACEITE

1. OBJETIVO

Este procedimiento describe los pasos para determinar la permeabilidad relativa agua –aceite de una muestra de roca. Esta prueba sigue los lineamientos especificados en la norma: API RP 40 - 1998.

2. PREPARACION DEL ENSAYO

- a) Especificar los fluidos a utilizar, (agua de formación, salmuera sintética, aceite mineral o crudo).
- b) Seleccionar y calificar las muestras de corazón de acuerdo con la porosidad y permeabilidad predominantes en la zona de interés.
- c) Especificar las condiciones de desplazamiento, tales como tasa de flujo, condiciones de campo, evaluación de tasa crítica, temperatura yacimiento y presiones atmosférica y de confinamiento.
- d) Preparación del equipo de desplazamiento

3. PROCEDIMIENTO DE ENSAYO

La evaluación de la permeabilidad relativa se realizará tanto en muestras con mojabilidad restaurada, como en no restaurada. Una vez cumplido el tiempo de saturación inicial de la muestra con la salmuera se procede así:

- a. Desplazamiento de agua, determinación de la permeabilidad absoluta al agua.
- b. Desplazamiento inmiscible con aceite mineral, determinación permeabilidad efectiva al aceite mineral Kefmino, determinación Swirr.

- c. Desplazamiento miscible de crudo seleccionado, determinación permeabilidad efectiva al crudo Kefo, determinación Swirr
- d. Llevar las muestras dentro de un free piston con crudo seleccionado, a condiciones de presión y temperatura de yacimiento por tiempo no menor a 300 horas, para asegurar la restauración de la mojabilidad. ($T_{yac} = 144^{\circ}\text{F}$ y $P_{yac} = 1350\text{psi}$)
- e. Desplazamiento de aceite mineral de propiedades similares a las del crudo seleccionado, si la viscosidad del aceite mineral es mayor a la del crudo, diluir con varsol deshidratado hasta obtener el valor deseado.
- f. Desplazamiento de agua, monitoreo y registro de parámetros como tiempo, caudal de inyección, caída de presión, petróleo producido, agua producida. Mida el tiempo desde que se empieza a inyectar agua. Instale al final de la línea de producción recipientes de vidrio de volúmenes de 3, 2, 3, 5, 10, 15, 25, 50, 100 y 200ml, cuantifique los volúmenes recuperados y las caídas de presión y tasas de desplazamiento en cada etapa.

Nota₁: Si en el último recipiente el volumen de líquido recuperado es superior a 0.1cc, coloque de nuevo un recipiente de 10 ó 25, 50 ó 100cc, hasta que no haya producción de crudo. Cuando la muestra no permita el desplazamiento de más aceite, determine la permeabilidad efectiva del agua Keff,w

- g. Aplicación método Jones - Roszelle, y obtención de curvas de permeabilidad relativa

Nota₂: para muestras sin restauración de mojabilidad, proceder con los pasos a, b, f y g.

Nota₃: Los volúmenes de fluidos producidos son medidos una vez se ha recogido el volumen de líneas. Factor de Corrección por Volumen de Líneas ($V_{l=} 12,56 \text{ ml}$)

ANEXO E

REGISTRO FOTOGRÁFICO DE LA METODOLOGÍA DESARROLLADA

Figura 1 Muestras Seleccionadas Fase II



Figura 2 Muestras al inicio y final del proceso de limpieza



Figura 3. Secado de Muestras



Figura 4. Muestras en desecador



Figura 5. Muestras Definitivas Limpias y secas



Figura 6. Determinación de Gravedad API Crudo Colorado Tanque



Figura 7. Aplicación de Vacío a muestras de roca y salmuera

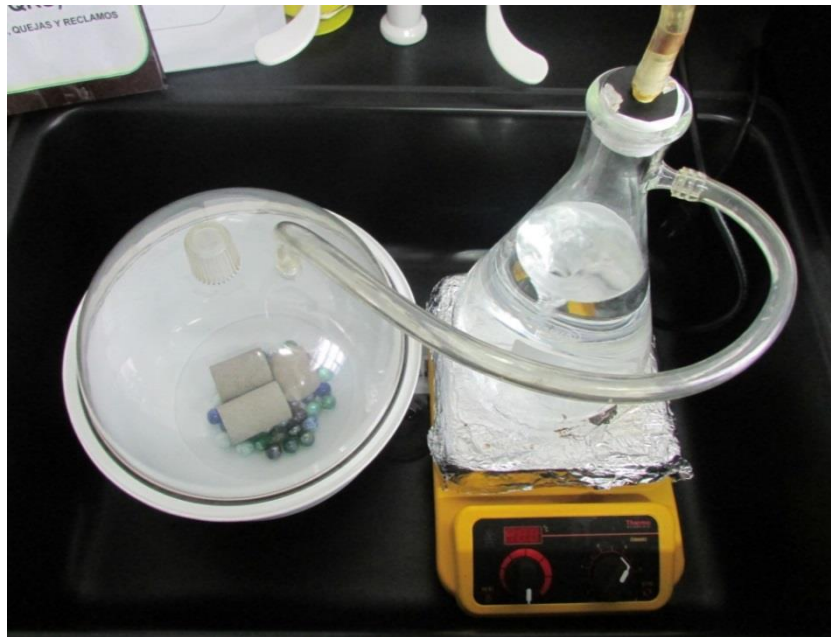


Figura 8. Saturación de Muestras

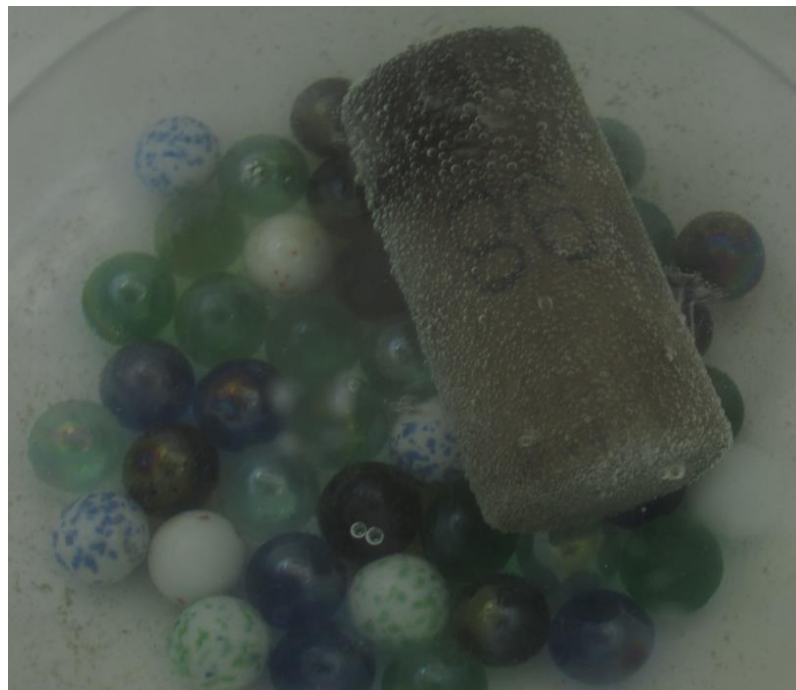


Figura 9. Ciclos de desplazamiento Muestra Colorado 3 -4064,54



Figura 10. Ciclos de desplazamiento Muestra Col 27 – 4033,5



Figura 11. Sample Restoration System

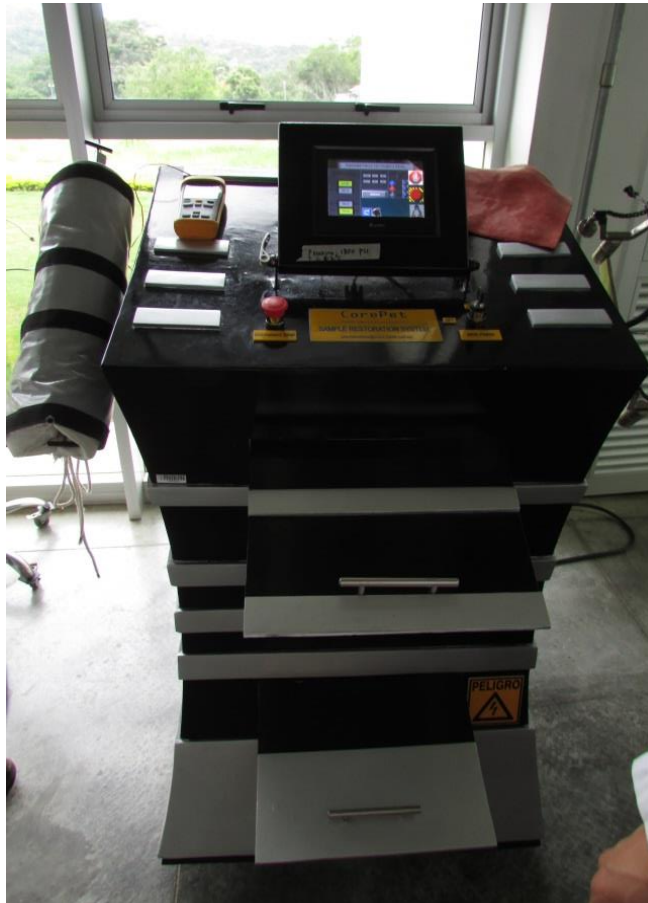


Figura 12. Ciclos de Desplazamiento Muestra Colorado 3 – 4060,17



Figura 13. Ciclos de Desplazamiento Muestra Berea 98



ANEXO F

PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DE CURVAS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS AGUA/ACEITE – MÉTODO JONES ROSZELLE

En esta sección se presenta una guía práctica para la aplicación del método gráfico, empleando los datos de desplazamiento correspondientes a la Muestra Colorado 3 – 4060,17, registrados en la Tabla 7.

1. Cálculo de Saturación de Agua Promedio y Viscosidad Efectiva Promedio

El primer paso es aplicar las ecuaciones *a*, *b* y *c*, y calcular los volúmenes porosos inyectados Q_i , la Saturación promedio S_{wp} y Viscosidad Efectiva λ_2^{-1} . Estos corresponden a valores promedios, más sin embargo para el desarrollo del método planteado se requiere determinar los valores puntuales de estas dos características en el extremo de salida de la muestra.

$$Q_i = \frac{W_i}{V_p} \quad (a)$$

$$S_{wp} = S_{wi} + \frac{N_p}{V_p} \quad (b)$$

$$\lambda_2^{-1} = \mu_b \frac{\Delta P/q}{\Delta P_b/q_b} \quad (c)$$

La siguiente tabla reúne los resultados obtenidos.

Tabla 1 Cálculo de Saturación Promedio – Viscosidad Efectiva

Wi	Np	DP	Qi	Swp	Viscosidad efectiva
[ml]	[ml]	[psi]	[Wi/Vp]	[Swi+(Np/Vp)]	$\mu_b(\Delta P/q)/(\Delta p_b/q_b)$
0,00	0,00	330,00	0,00	0,34	16,844
0,90	0,90	277,20	0,08	0,42	14,149
2,94	2,84	261,50	0,26	0,59	13,347
9,32	3,54	232,70	0,82	0,66	11,877
21,46	3,94	208,50	1,90	0,69	10,642
35,42	4,14	194,69	3,13	0,71	9,937
64,46	4,34	174,80	5,69	0,73	8,922
88,69	4,44	167,96	7,83	0,73	8,573
196,01	4,74	150,66	17,32	0,76	7,690
204,62	4,74	149,10	18,08	0,76	7,610

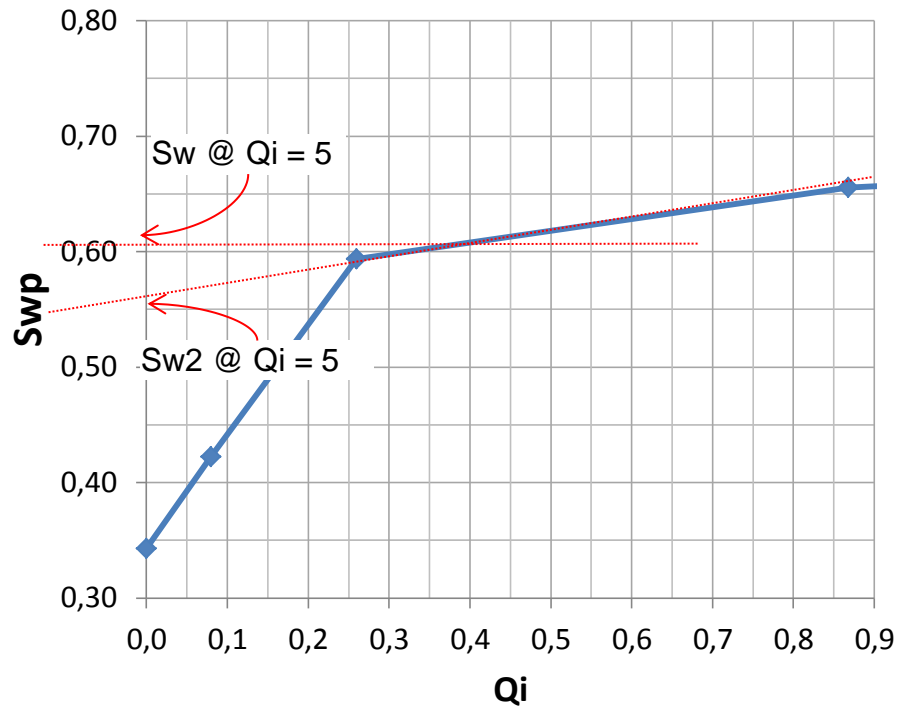
Fuente: Los autores

2. Determinación de Valores puntuales de Saturación de Agua y Viscosidad Efectiva

Para obtener valores puntuales de saturación de agua, se grafica la saturación de agua promedio vs Volúmenes porosos inyectados. La determinación de dichos valores se realiza aprovechando las variaciones en las pendientes en cada tramo de la curva. (Figura 1)

Antes de ruptura los valores de saturación conservan la misma pendiente, a partir de este valor deben dibujarse líneas tangentes a cada punto que se desee evaluar y extenderlas hasta el eje “y” para realizar la lectura del nuevo valor de saturación, que corresponde a la Saturación Puntual en el extremo de salida del núcleo. De igual modo debe proyectarse una línea perpendicular al eje “y” que pase por el punto a evaluar para leer un segundo valor denominado Saturación Promedio.

Figura 1 Gráfica de Saturación Promedio vs Q_i

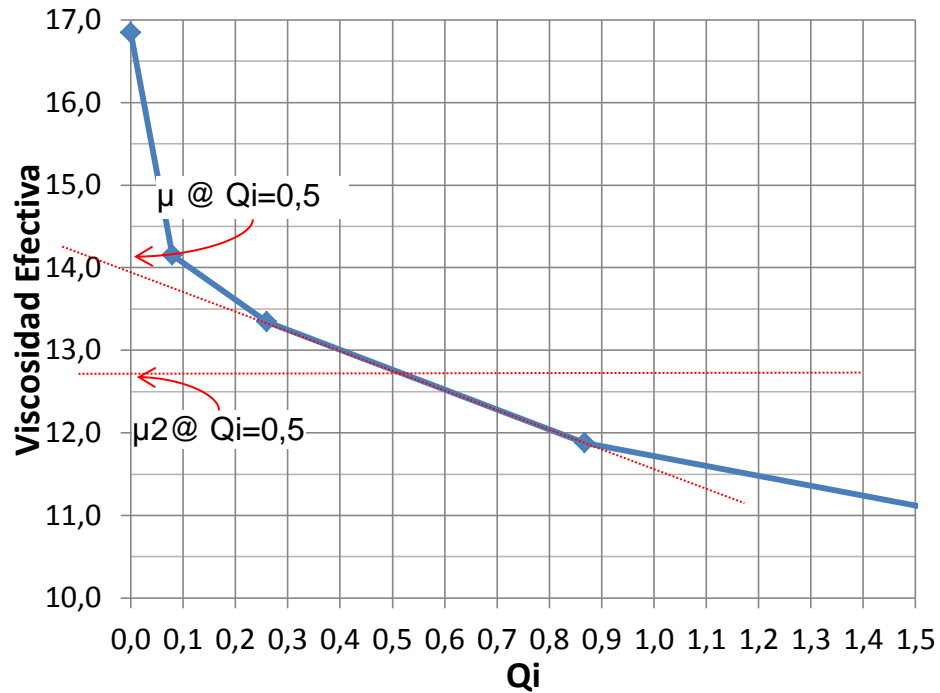


Fuente: Los autores

De manera análoga se procede con la Viscosidad efectiva, La Figura 3 muestra la construcción de tangentes para tiempos tempranos de inyección.

A medida que se incrementa el valor de Q_i , se observa que la diferencia entre valores puntuales y promedios disminuye, hasta hacerse cero con valores de Q_i infinitos.

Figura 2 Gráfica de Viscosidad Efectiva Promedio vs Qi

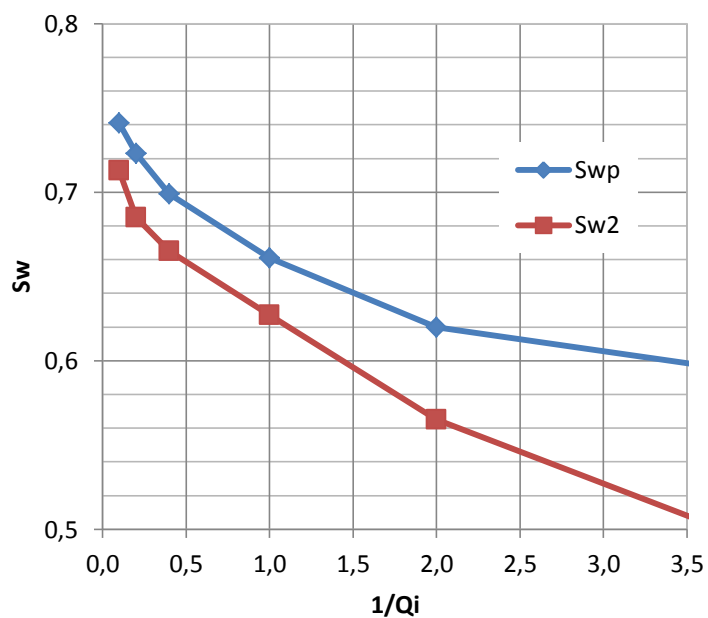


Fuente: Los autores

La lectura del valor correspondiente a tiempos de inyección infinitos para ambas propiedades se realiza graficando en una misma gráfica los valores de promedios y puntuales obtenidos en el paso anterior vs el inverso de la inyectividad, y luego prolongando las curvas obtenidas hasta que corten el eje “y”.

La Figura 3 muestra la construcción para la determinación de los valores de saturación a tiempos de inyección infinitos. De manera análoga se procede con la viscosidad. Estos valores son los que aparecen sombreados al final de su respectiva columna.

Figura 3 Construcción para determinación de Saturación para inyección infinita



Fuente: Los autores

Tabla 2. Valores Promedios y Puntuales de Saturación y Viscosidad

Qi	1/Qi	Swprom* Intercepto gráfica	Sw2 Intercepto Tangente	Viscosidad Efectiva Intercepto	Viscosidad Efectiva Tangente
0,000	∞	0,343	0,343	16,844	16,844
0,080	12,578	0,422	0,343	14,149	16,844
0,260	3,850	0,594	0,495	13,347	14,300
0,500	2,000	0,620	0,565	12,705	14,002
1,000	1,000	0,661	0,627	11,825	12,845
2,500	0,400	0,699	0,665	10,295	11,725
5,000	0,200	0,723	0,685	9,200	11,200
10,000	0,100	0,741	0,713	8,375	9,320
∞	0,000	0,762	0,762	7,775	7,775

Fuente: Los autores

3. Determinación de Flujo Fraccional y Permeabilidades Relativas

Se calcula el flujo fraccional para el agua y el aceite y las respectivas permeabilidades relativas, empleando las siguientes ecuaciones *d*, *e*, *f* y *g*. Los resultados se aprecian en la siguiente tabla.

$$f_o = \frac{Sw_{prom*} - Sw_2}{Q_i} \quad (d)$$

$$f_w = 1 - f_o \quad (e)$$

$$k_{rw} = \mu_w * \frac{f_w}{\mu_2} \quad (f)$$

$$k_o = \mu_o * \frac{f_o}{\mu_2} \quad (g)$$

Tabla 3. Flujo fraccional y Permeabilidad Relativa

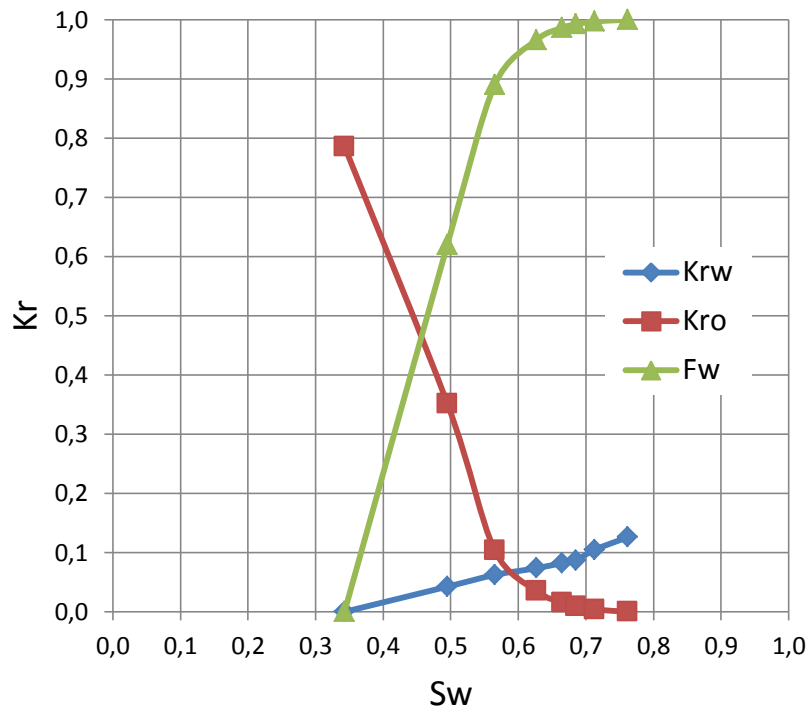
Fo	Fw	Krw	Kro
$\frac{Sw_{prom*} - Sw_2}{Q_i}$	$1 - f_o$	$\mu_w * \frac{f_w}{\mu_2}$	$\mu_o * \frac{f_o}{\mu_2}$
1,000	0,000	0,000	0,786
1,000	0,000	0,000	0,786
0,380	0,620	0,043	0,352
0,110	0,890	0,062	0,104
0,034	0,966	0,074	0,035
0,014	0,986	0,082	0,015
0,008	0,992	0,087	0,009
0,003	0,997	0,105	0,004
0,000	1,000	0,126	0,000

Fuente: Los autores

4. Graficar Resultados

Finalmente se procede a graficar permeabilidad relativa y flujo fraccional vs Saturación puntual.

Figura 4 Curvas de Kr y Fo



Fuente: Los autores

ANEXO G

GUIA PARA DETERMINACIÓN DE PERMEABILIDADES RELATIVAS MEDIANTE USO DE SIMULADOR IMEX

La guía presentada en este anexo muestra el paso a paso a seguir para la simulación de procesos de desplazamiento de aceite con agua en laboratorio.

1. INICIO DE LA PLATAFORMA DE LANZAMIENTO


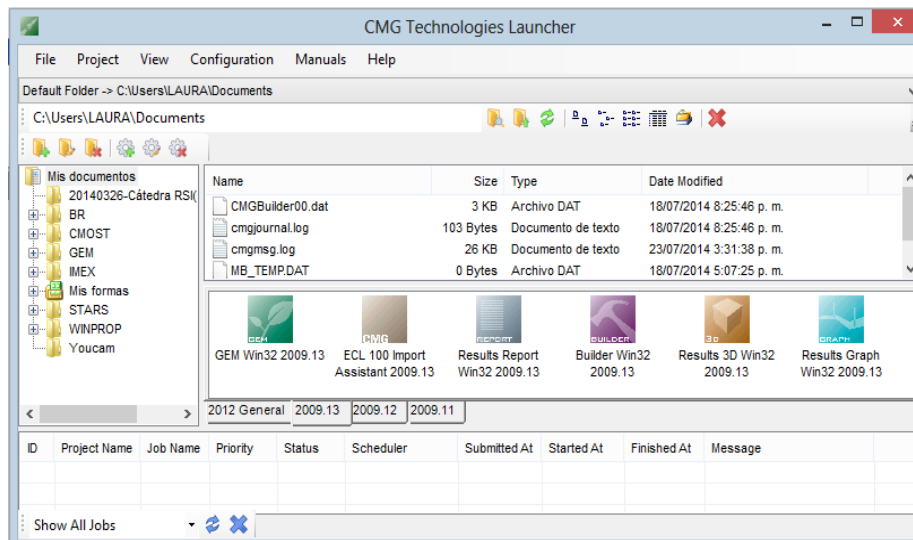
Para comenzar, ingrese al software haciendo doble click sobre el icono  que identifica al **Launcher**, una vez hecho esto, se abre una ventana que enlaza los preprocesadores y postprocesadores con los diferentes simuladores y que a su vez funciona como directorio de proyectos.

Figura 1. Plataforma de Simulación



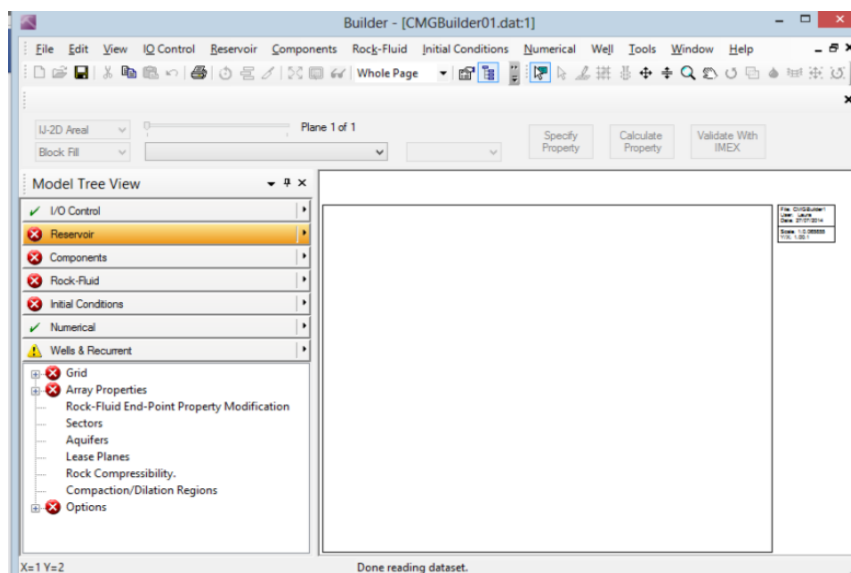
Fuente: CMG Technologies

2. CREACIÓN DE ARCHIVO DE SIMULACIÓN

Una vez abierto el **Builder** aparecerá una ventana en la cual se realiza la selección del simulador, las unidades en las que se desea trabajar, la porosidad y la fecha de inicio de simulación. En esta sección se debe tener especial cuidado ya que una vez seleccionadas no se pueden modificar. Si la configuración seleccionada es la correcta, haga click en **OK**.

Una vez hecho esto, el simulador lo remitirá a la interfaz del **Model Builder**, a través de la cual se ingresará los datos correspondientes para la creación del archivo base de simulación. La figura 2 muestra la interfaz mencionada, donde se pueden apreciar las 7 secciones que la conforman.

Figura 2 Interfaz del Builder



Fuente: CMG Technologies

A continuación se presenta una breve descripción de cada sección:

- **Sección de Control de Entrada y Salida de Datos:** En esta sección el usuario ingresa la información que identifica la corrida de simulación y

selecciona el tipo de información que debe aparecer en los archivos de resultados.

- **Sección de Descripción del Yacimiento:** En esta sección se proporciona la información correspondiente a las características de la roca y la estructura del yacimiento, de tal manera que tanto el enmallado como sus propiedades sean definidas. El enmallado puede ser cartesiano, cilíndrico o de profundidad y espesor variable en configuraciones de 2 o 3 dimensiones.
- **Sección de Propiedades de los Componentes:** Esta sección contiene la información relacionada con el número, tipo y características de los componentes que representan el comportamiento de los fluidos en el yacimiento a simular.
- **Sección de Datos Roca Fluido:** En esta sección se ingresa la información correspondiente a las curvas de permeabilidad relativa y presión capilar que representan la interacción entre los fluidos y la roca del yacimiento.
- **Sección de Condiciones Iniciales:** En esta sección se selecciona el método de cálculo de cada uno de los bloques del enmallado de simulación y los parámetros necesarios para realizar dicho cálculo.
- **Sección de Control de Métodos Numéricos:** En esta sección se elige el método de cálculo para las saturaciones de cada bloque del enmallado y se ingresan los parámetros necesarios para realizar dicho cálculo.
- **Sección de Control de Métodos Numéricos:** En esta sección se definen los parámetros que controlan los cálculos numéricos del simulador tales como intervalo de tiempo, solución iterativa de ecuaciones de flujo no lineales y la solución del sistema de ecuaciones lineales que se produce durante la simulación.
- **Sección de Datos Recurrentes y de Pozo:** En esta sección se ubican los pozos existentes en el modelo dentro del enmallado de simulación, asignando a cada uno los intervalos perforados y los eventos o carácter operativo en función del tiempo.

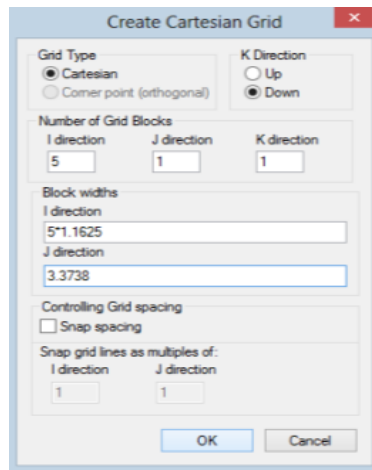
3. INGRESO DE DATOS EN EL MODEL BUILDER

De las siete secciones que lo conforman, dos secciones (**I/O Control** y **Numerical Methods Control**) están configuradas por defecto y no es necesario manipularlas. Las otras cinco son fundamentales para el desarrollo de la simulación.

En la interfaz se pueden observar los estados de cada sección, ya que un icono acompaña cada nombre. Un signo verde de aprobación o correcto aparece cuando una sección se ha completado satisfactoriamente, un signo rojo de error aparece junto a secciones incompletas y finalmente el signo amarillo de advertencia aparece junto a secciones con datos anómalos o con información faltante. La simulación podrá ejecutarse solo cuando todas las secciones estén validadas.

Para construir el enmallado debe ingresarse a la Sección **Reservoir**, seleccionar **Create Grid** y seleccionar **Cartesian**. Una vez realizado este paso, se abre la ventana mostrada en la Figura 3. Allí se deben ingresar las dimensiones del enmallado. Es importante tener en cuenta que cuando se asignan varios bloques en una dirección, deben relacionarse en donde se especifica el espesor. Asignando el número de bloques seguido de un asterisco y su espesor.

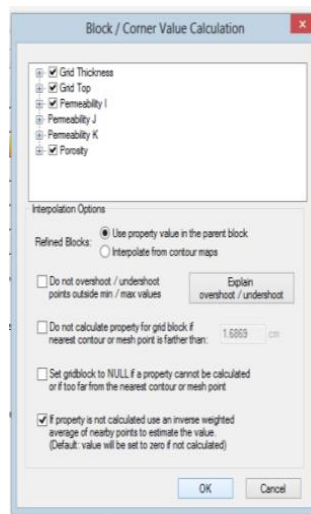
Figura 3 Ventana para Creación de Enmallado



Fuente: CMG Technologies

Para continuar, de click en **Array Properties** e ingrese las propiedades requeridas en la ventana de diálogo. De **OK**, se abrirá el cuadro de dialogo mostrado en la figura 4, chequee todas las propiedades que se relacionen en la lista, elija las opciones que se muestran en la figura. De **OK**.

Figura 4. Ventana para el método de cálculo de las propiedades del enmallado



Fuente: CMG Technologies

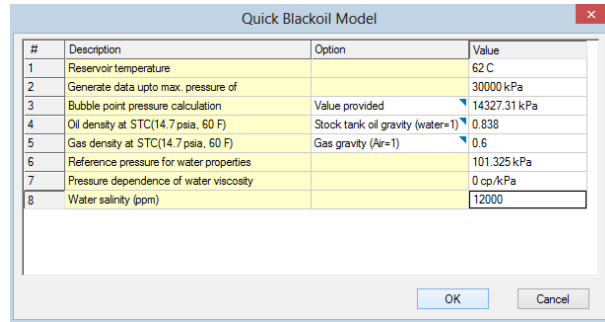
Finalmente de click en **Rock Compresibility** e ingrese las propiedades requeridas. De **OK** nuevamente. La sección **Reservoir** está completa, debe por tanto, aparecer junto al nombre el símbolo verde que la valida.

4. PROPIEDADES DE LOS COMPONENTES

Ingresa a la sección **Components**, seleccione **Quick Fluid Model** y después **Quick Black Oil Model**.

Se abrirá la ventana que se muestra en la Figura 5G, ingrese la información solicitada. De OK. La sección **Components** estará completa y validada.

Figura 5. Ventana para el ingreso de propiedades de los fluidos

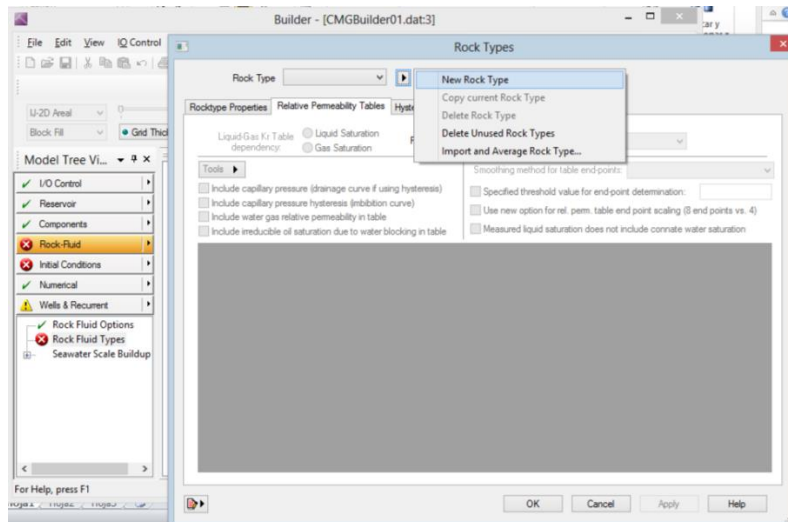


Fuente: CMG Technologies

5. PROPIEDADES DE LA ROCA Y EL FLUIDO

Ingrese a la sección **Rock-Fluid**, y haga click en **Rock Fluid Types**. Se abrirá un cuadro de dialogo como el de la Figura 6G., seleccione **New Rock Type**, luego haga click en **Tools**, y seleccione **Generate Tables Using Correlations**.

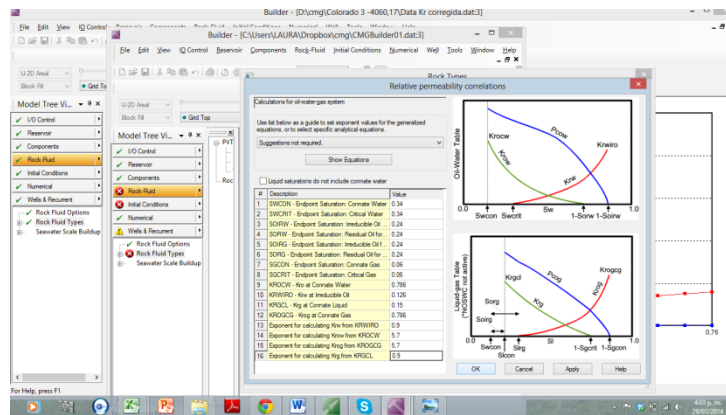
Figura 6 Ventana para Agregar Nuevo tipo de Roca



Fuente: CMG Technologies

Se abrirá una ventana como la mostrada en la Figura 7. Ingrese la información solicitada a partir de los datos de desplazamiento y los cálculos realizados en la determinación de las permeabilidades relativas por el método seleccionado. Haga click en **OK** hasta que esté nuevamente en la interfaz del **Builder**. Se generará una gráfica de permeabilidades relativas que podrá apreciar en la pantalla, esta gráfica es ideal y corresponde al experimento en condiciones ideales, no de laboratorio.

Figura 6. Ventana para el ingreso de datos de Permeabilidad Relativa



Fuente: CMG Technologies

6. CONDICIONES INICIALES

Ingrese a la sección **Initial Conditions**, seleccione el **Water, Oil** para definir el comportamiento de equilibrio del yacimiento, ingrese los demás datos solicitados y haga click en OK.

Figura 7. Ventana para definición de Condiciones Iniciales

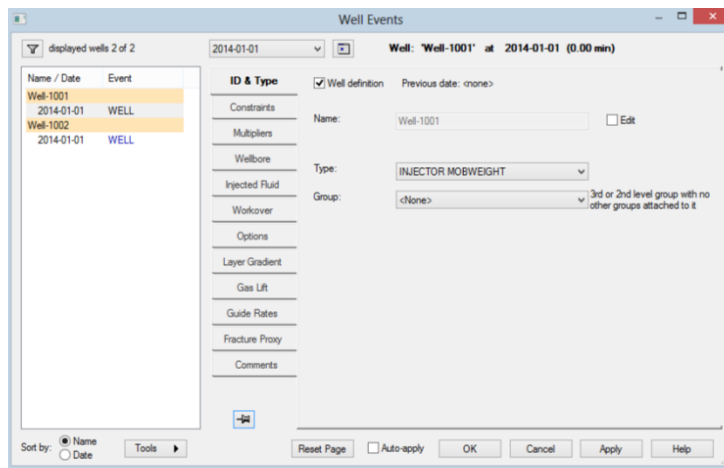
Fuente: CMG Technologies

7. POZOS Y EVENTOS

Ingrese a la sección **Well & Recurrent**, haga click en **Well New**, se abrirá una ventana que le permitirá seleccionar el número de pozos a agregar. Una vez definido este número, haga click en **OK**. Ingrese a la opción **Wells**, se abrirá una ventana como la mostrada en la Figura 10.

En la pestaña **ID & Type**, podrá definir el tipo de pozo y editar el nombre del mismo si lo desea, haga click en **Apply** y luego en la pestaña **Constrains**, allí podrá especificar los parámetros operacionales para cada pozo. Haga click en **OK**.

Figura 8. Ventana para la definición de Pozos y eventos relacionados



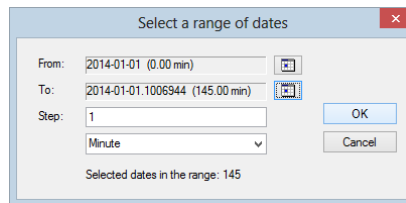
Fuente: CMG Technologies

Los pozos ya están definidos, pero aún no han sido perforados. Haga click en la sección **Well**, seleccione **Well Completions**, se abrirá una nueva ventana. En la pestaña **General**, modifique el radio efectivo a un valor aproximado de $\frac{1}{4}$ de espesor de celda. Después pase a la pestaña **Perforations**, y haga click en el botón **Begin**. Ubíquese sobre la celda en la que desea perforar el pozo y haga click. Repita el procedimiento para cada pozo.

Finalmente ingrese a la subsección **Dates**, aquí definirá el periodo de tiempo a simular. La ventana le mostrará una única fecha, la misma que se selecciona al inicio de la simulación.

Haga click en **Add a range of dates**, y seleccione la unidad de tiempo deseada, la periodicidad del cálculo y asigne el tiempo de duración de la simulación.

Figura 9. Ventana para selección de Rango de Fechas



Fuente: CMG Technologies

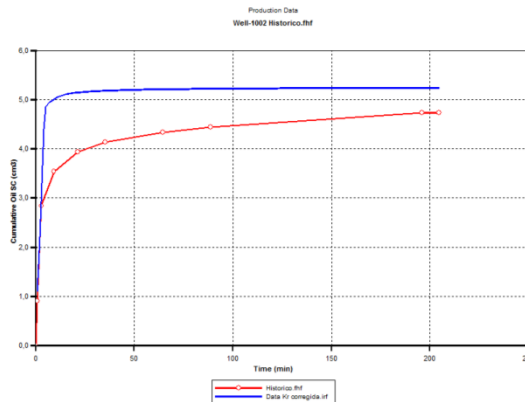
Cuando haya hecho esto el cuadro de dialogo le informará la cantidad de fechas contenidas en el periodo seleccionado. Haga click en **OK**. Una ventana le mostrará las fechas a manera de listado, indique la fecha de finalización de la simulación, haciendo click en el cuadro de chequeo que aparece junto a la última fecha.

Una vez alimentada la información en el simulador, todas las secciones deben estar completas y el icono de validación debe aparecer junto a ellas. Haga click en **VALIDATE WITH IMEX**. Y en la nueva ventana seleccione **Run Immediately** y haga click en **Run**.

Espere mientras el simulador realiza la corrida, una vez ha terminado exitosamente, haga click en **Launch Results** para abrir el postprocesador y graficar los resultados. Una vez se ha inicializado **Results**, vaya al menú **File** y seleccione **Open Result Graphs**. Una vez en la interfaz del postprocesador vaya nuevamente a **File** y seleccione **Open Field History**, y seleccione el archivo histórico creado.

Ahora haga click en añadir curva, seleccione el archivo de origen y la curva requerida, haga click nuevamente en añadir curva y seleccione la misma curva pero originándola en el otro archivo. El resultado será este:

Figura 10. Comparación gráfica de resultados Históricos/Simulador



Fuente: CMG Technologies

El siguiente paso es ajustar las dos curvas graficadas, variando mediante prueba y error los exponentes para el cálculo de las permeabilidades relativas. Una vez hecho el ajuste entre la data de simulación y la data histórica, se deben consultar las curvas de permeabilidad relativa en la sección **Roca/Fluido**.

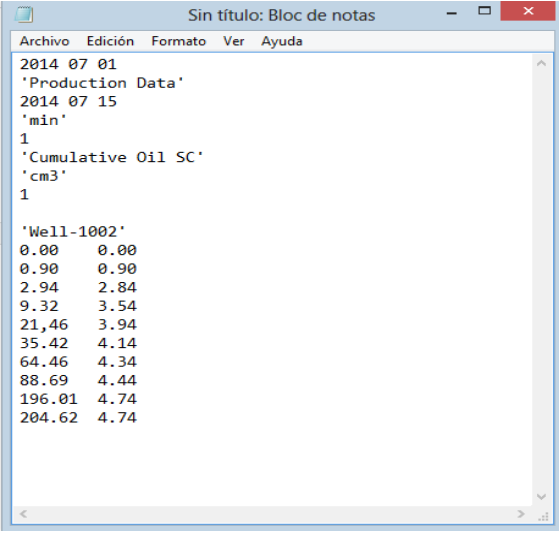
Éstas últimas son las gráficas de permeabilidad relativa ajustadas al experimento.

8. CONVERSIÓN DE DATOS DE DESPLAZAMIENTO A DATA HISTORICA

Es necesario construir un archivo compatible con el postprocesador **Result Graph**, para ello se toman los datos de producción de aceite obtenidos en la prueba de desplazamiento y se insertan en un archivo de texto a través del block de notas.

Escriba los comandos que aparecen en la Figura 11, y después de digitar el nombre del pozo productor, ingrese la data de producción. Vaya a Archivo – Guardar y en nombre de archivo escriba entre comilla sencilla el nombre deseado para el archivo añadiendo .fhf. Esta adición permitirá que el archivo sea compatible con el simulador. Guarde.

Figura 11. Archivo Histórico de Producción.



The image shows a Notepad window titled "Sin título: Bloc de notas" with a menu bar containing "Archivo", "Edición", "Formato", "Ver", and "Ayuda". The text content is as follows:

```
2014 07 01
'Production Data'
2014 07 15
'min'
1
'Cumulative Oil SC'
'cm3'
1

'Well-1002'
0.00 0.00
0.90 0.90
2.94 2.84
9.32 3.54
21,46 3.94
35.42 4.14
64.46 4.34
88.69 4.44
196.01 4.74
204.62 4.74
```

Fuente: CMG Technologies

ANEXO H

NORMALIZACIÓN DE CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA

Se tienen los juegos de curvas de permeabilidad relativa para dos muestras de núcleo de una misma roca reservorio, pero estas varían. Por lo tanto es necesario normalizar los datos de permeabilidad relativa obtenidos de las pruebas que se le hicieron a las muestras individuales. La información necesaria para realizar la normalización de las curvas de permeabilidad relativa para cada una de las muestras.

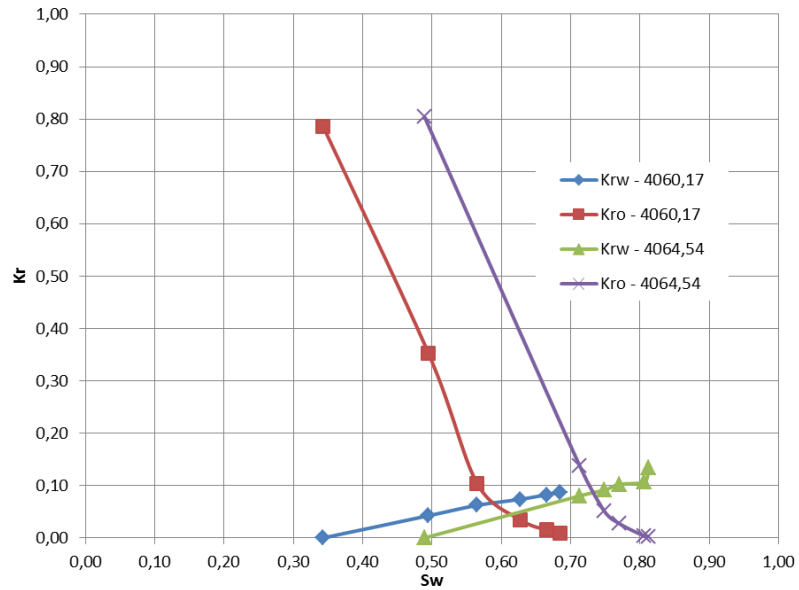
Tabla 1 Datos requeridos para la normalización de las curvas de permeabilidad relativa.

Colorado 3 4060,17			Colorado 3 - 4064,54		
k	12,3	mD	K	4,5	mD
Swi	0,34	Fracción	Swi	0,489	Fracción
Sor	0,24	Fracción	Sor	0,175	Fracción

A continuación se presenta el procedimiento que se debe seguir para la obtención de la curva de permeabilidad relativa promedio normalizada.

1. Seleccione diferentes valores de saturación de agua iniciando con la saturación de agua inicial y lea el correspondiente valor de permeabilidad relativa para cada uno de los valores de saturación seleccionados. Este procedimiento es realizado con cada juego de curvas de permeabilidad relativa que se muestra en la figura 1.

Figura 1. Curvas disponibles para la normalización



Fuente: Los Autores

En la tabla 2 se encuentra tabulada la información que se obtiene de este procedimiento.

Tabla 2. Valores Permeabilidad Relativa y Saturación de Agua

Colorado 3 4060,17			Colorado 3 - 4064,54		
Sw	Krw - 4060,17	Kro - 4060,17	Sw	Krw - 4064,54	Kro - 4064,54
0,34	0,00	0,79	0,49	0,00	0,80
0,50	0,04	0,35	0,71	0,08	0,14
0,57	0,06	0,10	0,75	0,09	0,05
0,63	0,07	0,04	0,77	0,10	0,03
0,67	0,08	0,02	0,81	0,11	0,00
0,69	0,09	0,01	0,81	0,13	0,00
0,71	0,10	0,00	0,83	0,18	0,00
0,76	0,13	0,00			

2. Se calcula la S_w^* para cada muestra del núcleo, usando la ecuación a. La tabla 3 presenta los valores de S_w^* obtenidos para cada una de las muestras.

$$S_w = \frac{(S_w - S_{wl})}{(1 - S_{wl} - S_{or})} \quad (a)$$

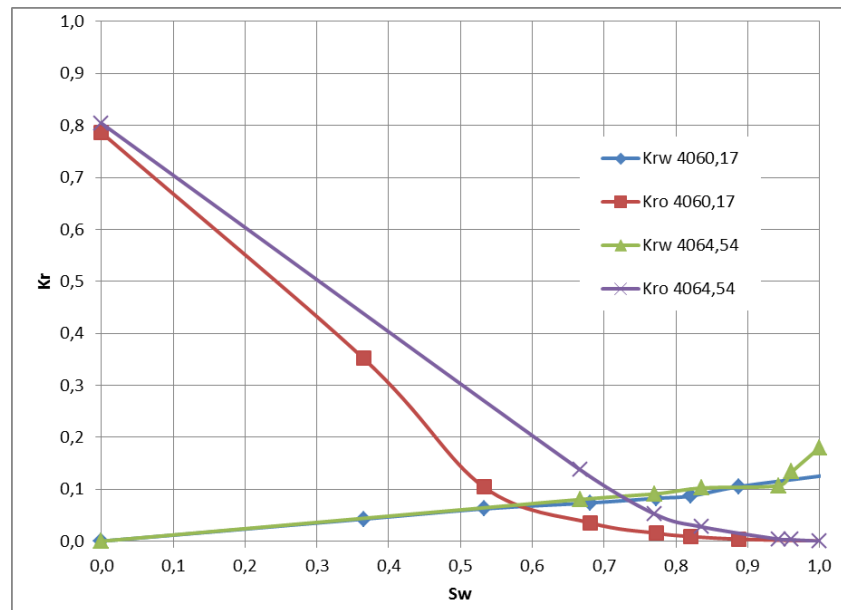
Tabla 3. Cálculo de Saturación

Colorado 3 4060,17		Colorado 3 - 4064,54	
Swi	0,34	Swi	0,489
Sor	0,24	Sor	0,175
Sw	Sw+	Sw	Sw+
0,34	0,00	0,49	0,00
0,50	0,36	0,71	0,67
0,57	0,53	0,75	0,77
0,63	0,68	0,77	0,84
0,67	0,77	0,81	0,94
0,69	0,82	0,81	0,96
0,713	0,89	0,83	1,00
0,762	1,00		

Fuente: Los autores

3. Se grafican los datos de permeabilidad relativa leídos en el paso uno contra S_w^* ; para cada una de las muestras. Las curvas resultantes empiezan ahora a una saturación de agua igual a cero y finalizan a una saturación de agua igual a uno, sin alterar sus formas. Como se muestra en la figura H.

Figura 2. Curvas Normalizadas



Fuente: Los autores