

**ESTUDIO PETROFÍSICO INTEGRADO A PARTIR DE ANÁLISIS DE NÚCLEOS**

**MARIA CAMILA CARDENAS OSPINA  
MARIA PAULA RAMIREZ TRUJILLO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETROLEOS  
BUCARAMANGA  
2015**

**ESTUDIO PETROFÍSICO INTEGRADO A PARTIR DE ANÁLISIS DE NÚCLEOS**

**MARIA CAMILA CARDENAS OSPINA  
MARIA PAULA RAMIREZ TRUJILLO**

**Trabajo de grado como requisito para optar al título de  
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director**

**M.Sc. HELENA MARGARITA RIBON BARRIOS  
Ingeniera de Petróleos**

**Codirector**

**M.Sc. ARISTOBULO BEJARANO WALLENS  
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2015**

## DEDICATORIA

*Mi Dios y mi rey con humildad para ti, gracias por ser mi guía, mi sustento y darme las fuerzas necesarias para seguir adelante, por todas las bendiciones recibidas y los dones dados.*

*A mis dos ángeles del cielo por cuidar siempre de mí, por el amor tan grande que me dieron y los recuerdos inolvidables que son inspiración para todo aquello, ellos mis padres amados. Carlos Humberto Ospina y Luis Fernando Cárdenas.*

*A mi guerrera por ser ejemplo de vida por brindarme el amor más grande del planeta. Gracias mami por todo lo que has creado de mi Claudia Milena Ospina Cruz.*

*A mi abuela por ese amor incondicional, por ser pieza indispensable en mi vida y por ser más que mi abuela como una madre. Luz Marina Cruz*

*A mis hermanos ya que me dan el privilegio de tener por quien luchar y buscar un futuro estupendo. Juliana y Juan José.*

*A mis tíos por ser incondicionales en mi vida y estar ahí cuando los he necesitado. Hugo Alejandro, Carlos Andrés, Alcira y Mary.*

*A Sergio Andrés, Luisa Tavera y Alexis Rivera por ser parte de nuestra familia. Y a mí primita Mariana Ospina.*

*A mis alondritas por ser mis amigas del alma, porque hicieron de esta etapa algo inolvidable. Gracias por brindarme gran felicidad. Jeimy Riveros y Laura Zambrano.*

*A mis demás amigos (María Paula, Jessi, Paula G, Sarah, Liz y Javi) por ser esas bellas personas y ser parte de recuerdos inolvidables es esta linda etapa.*

*A mi familia Ospina Cruz por brindarme esos momentos de alegría e indiscutiblemente por ser cada uno en mi vida una bendición.*

**María Camila Cárdenas Ospina**

## DEDICATORIA

*A Dios padre todo poderoso por permitirme alcanzar mi sueño, darme sabiduría y fortaleza en los momentos difíciles y acompañarme en este proceso.*

*A mi papito Roberto Ramirez por tanta entrega, tanto sacrificio, tanto amor y apoyo en este largo camino.*

*A mi mami Millyn Trujillo por tantos consejos, tanta paciencia, tanto amor, por ser ejemplo de honestidad, sencillez y nobleza y por inculcar en mi tantos valores para lograr la mujer que hoy soy.*

*A mi hermanita Natalia Ramirez por siempre alegrar mis días con sus ocurrencias, por ser incondicional a pesar de las peleas.*

*A mi mejor amiga Sazha Viloría por acompañarme durante todo el proceso, por brindarme palabras de cariño y apoyo, por estar siempre dispuesta a escucharme, por recibirme en su casa como una hermana.*

*A mi tía Albita Ramirez por ayudarme a cumplir mi sueño, te debo tantas cosas mi viejita, espero algún día te pueda devolver una parte de lo que me has dado con tanto amor y entrega.*

*A Cristian Plata por enseñarme que la vida tiene otras caras, que si nos proponemos ser mejores lo podemos lograr, por su amor y cariño en este año y por contribuir de una u otra forma en este logro.*

*A mi tía Olga Ramirez por ayudar a mi familia en los momentos más difíciles.*

*A mis amigos Maria Camila Cárdenas Ospina Jessica Franco, Paula Galvis, Luis Atuesta, Catalina Monroy, Lina Silva, Laura Zambrano, Jeimy Riveros, Javier Pacheco, Sarahy Mateus por compartir conmigo esta etapa importante de mi vida, por sus consejos y amistad.*

**Maria Paula Ramirez Trujillo**

## AGRADECIMIENTOS

*A la Universidad Industrial de Santander y a la Escuela de Ingeniería de Petróleos, por formarnos con calidad humana y académica para enfrentar nuestra vida profesional.*

*A la ingeniera Helena Margarita Ribon por su confianza e incondicional apoyo y principalmente por creer en nosotras.*

*Al ingeniero Aristóbulo Bejarano por su orientación y compromiso en el desarrollo de este proyecto.*

*Al ingeniero Hernando Buendía por su gran colaboración, acogimiento y respaldo para sacar nuestro proyecto adelante.*

*Al ingeniero Luis Felipe Carrillo por su apoyo y colaboración en el desarrollo de este.*

*El personal profesional del laboratorio de análisis petrofísicos y daño a la formación del parque tecnológico Guatiguara por su colaboración y disposición para ayudarnos en este proyecto: Jhon Fredy Badillo, Mauricio Álvarez, Carolina León y especialmente a Loribeth Átala Buendía por ser nuestra guía y amiga en este proceso y siempre estar dispuesta a colaborarnos.*

## CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCIÓN	17
1. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA	18
1.1 ANÁLISIS PETROFÍSICOS BÁSICOS	18
1.1.1 Porosidad	18
1.1.2 Saturación de fluidos	19
1.1.3 Permeabilidad	19
1.1.4 Densidad de grano	20
1.2 ANÁLISIS PETROFÍSICOS ESPECIALES	21
1.2.1 Presión capilar	21
1.2.2 Propiedades eléctricas	23
1.2.3 Mojabilidad	25
1.3 CORRELACIONES EMPÍRICAS PARA DETERMINAR VARIABLES DEL YACIMIENTO	26
1.3.1 Función J de Leverett o curva promedia de presión capilar	26
1.3.2 Correlaciones para la estimación de la permeabilidad	27
1.3.3 Modelo de Pickett para la estimación de la saturación de agua en yacimiento	29
1.3.4 Método Kozeny – Carman	31
1.4 GENERALIDADES DE LAS MUESTRAS ANALIZADAS	33
1.4.1 Generalidades del campo de estudio	33
1.4.2 Formaciones Productoras	34
1.4.3 Formación mugrosa	34
2. METODOLOGÍA EXPERIMENTAL	35
2.1 SELECCIÓN DE MUESTRAS	35
2.2 LIMPIEZA DE LAS MUESTRAS	36
2.2.1 Secado	38
2.3 POROSIDAD	39
2.4 PERMEABILIDAD	40
2.5 PRESIÓN CAPILAR Y RESISTIVIDAD	41
2.5.1 Saturación de las muestras	41
3. RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS	47

3.1 RESULTADOS	47
3.2 ANÁLISIS DE RESULTADOS	55
4. CONCLUSIONES	70
5. RECOMENDACIONES	71
BIBLIOGRAFÍA	72
ANEXOS	75

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Ángulo de contacto agua-aceite	22
Figura 2. Muestras seleccionadas	36
Figura 3. Montaje Dean stark	37
Figura 4. Montaje muestras Colorado-Berea. Equipo Dean Stark.	37
Figura 5. Montaje Dean Stark.	38
Figura 6. Horno convencional de secado de muestras	39
Figura 7. Permeámetro "Core Pet".	40
Figura 8. Permeámetro "Core Pet".	41
Figura 9. Montaje saturación de muestras	42
Figura 10. Celda del resistometro- balanza.	43
Figura 11. Resistometro SR715/720.	44
Figura 12. Esquema de funcionamiento del plato poroso.	45
Figura 13. Equipo Presión Capilar	45
Figura 14. Montaje muestras en la celda	46
Figura 15. Muestra para montaje equipo presión capilar.	46
Figura 16. PC vs Sw	56
Figura 17. Curvas de saturación de agua en función de la presión capilar.	59
Figura 18. FF vs. $\emptyset$	60
Figura 19. IR vs Sw (Col-4140,1 ft)	62
Figura 20. IR vs Sw (Col-4065.25 ft)	62
Figura 21. IR vs Sw (Col-4066.17 ft)	63
Figura 22. IR vs Sw (Col-4064.54 ft)	63
Figura 23. IR vs Sw (Col-4060.17 ft)	64

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Selección de muestras Campo Colorado	47
Tabla 2. Selección de muestra Berea	47
Tabla 3. Presentación de resultados de análisis petrofísicos básicos	48
Tabla 4. Datos de saturaciones obtenidas en el laboratorio	49
Tabla 5. Máxima saturación alcanzada para inicio de las pruebas de presión capilar y resistividad	50
Tabla 6. Datos a una presión de 1 psi	51
Tabla 7. Datos a una presión de 3 psi	51
Tabla 8. Datos a una presión de 6 psi	52
Tabla 9. Datos a una presión de 10 psi	52
Tabla 10. Datos a una presión de 15 psi	53
Tabla 11. Datos a una presión de 20 psi	54
Tabla 12. Datos a una presión de 25psi	54
Tabla 13. Datos a una presión de 30 psi	55
Tabla 14. Saturación de agua irreducible para cada una de las muestras	57
Tabla 15. Datos de presiones capilares y altura sobre el nivel de agua libre.	58
Tabla 16. Datos FF vs. $\emptyset$	60
Tabla 17. Permeabilidad obtenida por la correlación de Timur	66
Tabla 18. Permeabilidades obtenidas por las correlaciones de Coates y Tixier	66
Tabla 19. RQI, $\phi_z$ y FZI para las muestras seleccionadas	69
Tabla 20. Swr Amafeule, Swr Aristóbulo para las muestras seleccionadas	69

## LISTA DE ANEXOS

	<b>Pág.</b>
Anexo A. Tabla de temperatura para horno de secado según el tipo de roca	75
Anexo B. Protocolo experimental para la determinación de la porosidad por el método del porosímetro de Boyle	76
Anexo C. Protocolo experimental para la determinación de la permeabilidad por medio del Permeámetro “Core Pet”	81
Anexo D. Preparación de la salmuera	83
Anexo E. Tabla Schlumberger Resistivity of NaCl Solutions.	85
Anexo F. Protocolo saturación	86
Anexo G. Presión capilar	89
Anexo H. Cálculo de la altura sobre el nivel de agua libre, (H)	91
Anexo I. Determinación del exponente de cementación, m.	93
Anexo J. Métodos de ensayo y procedimientos utilizados en la evaluación de las propiedades petrofísicas básicas y especiales en núcleos de perforación	96

## RESUMEN

**TITULO: ESTUDIO PETROFÍSICO INTEGRADO A PARTIR DE ANÁLISIS DE NÚCLEOS<sup>1</sup>**

**AUTORES: MARIA CAMILA CARDENAS OSPINA**

**MARIA PAULA RAMIREZ TRUJILLO<sup>2</sup>**

**PALABRAS CLAVE:** Análisis petrofísicos básicos, Análisis petrofísicos específicos, Correlaciones

La importancia de evaluar en el laboratorio muestras de rocas de yacimientos que contienen aceite, agua y gas, es poder conocer la saturación de estos fluidos que se encuentran atrapados en el espacio poroso, la capacidad de esos fluidos para que fluyan a través del medio poroso, y otras propiedades físicas relacionadas, que ayudan a cuantificar el hidrocarburo en sitio.

Este estudio determina datos de Porosidad, Permeabilidad, Saturación de fluidos, Densidad de Grano, Presión Capilar y Propiedades Eléctricas en muestras del Campo Colorado Formación Mugrosa, siguiendo los lineamientos de la Norma API-RP 40 y las guías SCA parte i, II, III, implementando las técnicas de Porosidad, Permeabilidad, Presión Capilar y medidas de Resistividad a condiciones del Laboratorio de Análisis petrofísicos y Daño a la Formación de la Universidad Industrial de Santander

Este estudio hace un aporte en la caracterización Petrofísica de la Zona C1 del Campo Colorado, obteniendo datos del Factor de Formación, Índice de Resistividad, Saturación de Fluidos, Saturación de Agua Irreducible, Coeficientes de Saturación y de Cementación. Posteriormente, se comparan con datos de propiedades petrofísicas obtenidas por métodos empíricos

El estudio de los datos generados por los análisis de núcleos, proporcionan una buena respuesta al desarrollo productivo del Campo y provee una base sólida para la estimación de hidrocarburo en sitio y modelaje del yacimiento.

---

<sup>1</sup> Trabajo de Grado

<sup>2</sup> Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

Director Msc. Helena Margarita Ribon Barrios

Codirector. Msc. Aristóbulo Bejarano Wallens

## ABSTRACT

**TITLE: INTEGRATED PETROPHYSICAL STUDY BASED ON CORE ANALYSIS<sup>3</sup>**

**AUTHORS:** MARIA CAMILA CARDENAS OSPINA

MARIA PAULA RAMIREZ TRUJILLO<sup>4</sup>

**KEY WORDS:** Basic Petrophysical analysis, Specific Petrophysical Analysis, Correlations

The experimental evaluation of reservoir rock cores containing oil, water and gas in laboratory is important in order to acknowledge the saturation of the contained fluids in the porous spaces, the fluids capacity to flow across the porous media and another related physical properties, which allows quantifying the hydrocarbon in-situ.

In this study, a number of petrophysical properties are determined in core samples from the Mugrosa Formation of the Colorado Oil Field. Among these properties were Porosity, Permeability, Fluids Saturation, Capillary Pressure and Electrical behavior. The experimental procedure implemented was according to the API RP 40 and the SCA guidelines (parts I, II and III), using the techniques of Porosity, Permeability, Capillary Pressure and Resistivity measurements at the Petrophysical Analysis and Formation Damage laboratory conditions.

This study contributes to the Petrophysical characterization of the Colorado Oil Field C1 zone, obtaining data of Formation Factor, Resistivity Index, Fluids Saturation, Irreducible Water Saturation, Saturation and cementation coefficients. In addition, the experimental data is compared with petrophysical data obtained by empirical methods.

The study of the generated data by core analysis provides a positive answer to the productive development of the field and offers solid bases for the estimation of hydrocarbon in-situ, and posterior reservoir modeling.

---

<sup>3</sup> Bachelor Thesis

<sup>4</sup> Faculty of Physicochemical Engineering. Petroleum Engineering School.  
Director M. Sc. Helena Margarita Ribon Barrios  
Co-director: M. Sc. Aristóbulo Bejarano Wallens

## INTRODUCCIÓN

En la industria de los hidrocarburos un reto es la construcción de un modelo petrofísico que permita caracterizar las heterogeneidades y discontinuidades del yacimiento para identificar criterios para la toma de decisiones en la planificación del desarrollo del mismo, mediante la observación directa de resultados de pruebas básicas y especiales de corazonas y/o indirectas a través de interpretación de registros.

El estudio petrofísico a través de análisis de núcleos, juega un papel vital en los programas de exploración, operaciones de completamiento y reacondicionamiento de pozos, así como en la evaluación de yacimientos. Estos datos los proporciona el análisis de núcleos e indican una evidencia positiva en la presencia de petróleo, la capacidad de almacenamiento de los fluidos del yacimiento y la capacidad y distribución del flujo esperado. Las saturaciones residuales de los fluidos permiten la interpretación de la producción probable de petróleo, gas o agua.

Este trabajo busca aumentar el conocimiento y disminuir el riesgo con el estudio de las propiedades petrofísicas para llegar a un modelo que permita conocer el comportamiento del yacimiento de la mejor forma y así proporcionar un manejo eficiente, definiendo técnicas y estrategias para la reducción de petróleo remanente y aumento de factor de recobro.

# 1. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA

## 1.1 ANÁLISIS PETROFÍSICOS BÁSICOS<sup>5</sup>

El análisis de propiedades petrofísicas básicas de las muestras de roca (corazones), se realiza siguiendo las normas API RP 40 de 1998. Estos resultados son importantes para la caracterización petrofísica de un yacimiento, pues facilitan la determinación de tipos de roca, unidades hidráulicas de flujo, evaluación de reservas y producción. Igualmente, permiten calibrar y correlacionar la información obtenida de los registros eléctricos, como medio para realizar la caracterización y simulación del yacimiento.

**1.1.1 Porosidad<sup>6</sup>.** La porosidad se define como la relación entre el volumen poroso y el volumen total de la roca (la propiedad inversa a la porosidad es la compacidad). Matemáticamente:

$$\phi = \frac{V_p}{V_t} \text{ (Ecuación 1)}$$

**V<sub>p</sub>**= Volumen poroso

**V<sub>t</sub>**= Volumen total

De acuerdo a la interconexión del volumen poroso, la porosidad se define en porosidades absoluta, efectiva y no efectiva.

**Porosidad absoluta:** Es aquella que considera el volumen poroso de la roca este o no interconectado.

---

<sup>5</sup> Evaluación integrada y Caracterización Petrofísica Instituto Colombiano del Petróleo

<sup>6</sup> Editado de ESCOBAR, Freddy H. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Cap.2 p. 48-54

**Porosidad efectiva:** Es la relación del volumen poroso interconectado con el volumen bruto de roca. Esta porosidad es una indicación de la habilidad de la roca para conducir fluidos, sin embargo esta porosidad no mide la capacidad de flujo de una roca. La porosidad efectiva es afectada por un número de factores litológicos como tipo, contenido e hidratación de arcillas presentes en la roca, entre otros.

**Porosidad no efectiva:** Es la diferencia que existe entre la porosidad absoluta y efectiva.

**1.1.2 Saturación de fluidos<sup>7</sup>.** Para estimar la cantidad de hidrocarburos presentes en el yacimiento es necesario determinar la fracción del volumen poroso ocupado por cada uno de los fluidos presentes. Esta fracción es precisamente lo que se denomina saturación del fluido. Matemáticamente, esta propiedad se expresa por la siguiente relación:

$$\textit{saturacion del fluido} = \frac{\textit{volumen total del fluido}}{\textit{volumen poroso}} \quad (\text{Ecuación 2})$$

**1.1.3 Permeabilidad<sup>8</sup>.** La permeabilidad es la capacidad, o medición de la capacidad de una roca, para transmitir fluidos, medida normalmente en darcies o milidarcies. El término fue definido básicamente por Henry Darcy, quien demostró que la matemática común de la transferencia del calor podía ser modificada para describir correctamente el flujo de fluidos en medios porosos.

$$\mathbf{u} = \frac{q}{A_c} = - \frac{K dp}{\mu dl} \quad (\text{Ecuación 3})$$

---

<sup>7</sup> Editado de PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Cap.5 p.237-238

<sup>8</sup> PERMEABILIDAD. [Disponible en: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/p/permeability.aspx>] [Citado Octubre de 2015]

Donde,

$u$  = velocidad del fluido, cm/s

$q$  = tasa d flujo  $\text{cm}^3/\text{s}$

$k$  = permeabilidad de la roca, Darcy

$A_c$  = área transversal de la roca,  $\text{cm}^2$

$\mu$  = viscosidad del fluido en centipoise (cP)

$\frac{dp}{dl}$  = gradiente d presión en la dirección de flujo, atm/cm

La **permeabilidad absoluta** es la medición de la permeabilidad obtenida cuando solo existe un fluido, o fase, presente en la roca.

La **permeabilidad efectiva** es la capacidad de flujo preferencial o de transmisión de un fluido particular cuando existen otros fluidos inmiscibles presentes en el yacimiento (por ejemplo, la permeabilidad efectiva del gas en un yacimiento de gas-agua). Las saturaciones relativas de los fluidos, como así también la naturaleza del yacimiento, afectan la permeabilidad efectiva.

La **permeabilidad relativa** es la relación entre la permeabilidad efectiva de un fluido determinado, con una saturación determinada, y la permeabilidad absoluta de ese fluido con un grado de saturación total. Si existe un solo fluido presente en la roca, su permeabilidad relativa es 1. El cálculo de la permeabilidad relativa permite la comparación de las capacidades de flujo de los fluidos en presencia de otros fluidos, ya que la presencia de más de un fluido generalmente inhibe el flujo.

**1.1.4 Densidad de grano**<sup>9</sup>. El termino grano se refiere a todo el material solido presente en la roca, ya que, a la hora de la interpretación de las mediciones, no se adoptan medidas para distinguir los granos de otro material sólido. La densidad de

---

<sup>9</sup> Tomado de [http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/g/grain\\_density.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/g/grain_density.aspx)

los granos de las muestras de núcleos se calcula a partir del peso medido en seco, dividido por el volumen de granos. En los registros, la densidad de los granos se calcula a partir del registro de densidad, utilizando una estimación de la porosidad y el conocimiento del contenido de fluidos.

## 1.2 ANÁLISIS PETROFÍSICOS ESPECIALES

Determinan propiedades petrofísicas como permeabilidad relativa (agua-aceite, gas- líquido), presión capilar (métodos de inyección d mercurio a alta presión, plato poroso y ultra-centrifuga), propiedades eléctricas (factor de formación e índice de resistividad), tendencia de mojabilidad (métodos Amott-Harvey y Usbm), sensibilidad de roca a salmueras de inyección y tasa crítica.

**1.2.1 Presión capilar<sup>10</sup>.** Las fuerzas capilares presentes en un yacimiento de petróleo son el resultado del efecto combinado de las tensiones superficiales e interfaciales que se originan entre la roca y los fluidos que coexisten en dicho medio poroso. Dependen, además, de la geometría y tamaño de los poros y de las características humectantes del sistema, y son realmente las fuerzas retentivas que impiden el vaciamiento total del yacimiento.

- Drenaje: proceso donde la fase no mojante va aumentando su saturación en el sistema con el tiempo. Este es un proceso forzado
- Imbibición: es el proceso inverso al drenaje y en este, la fase mojante incrementa su saturación en el sistema con el tiempo. Este es un proceso espontaneo.

---

<sup>10</sup> PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos.Cap.5 p.271

La presión capilar es principalmente una función del diámetro de las gargantas de poros, la mojabilidad de la roca y la tensión interfacial entre los fluidos

$$P_c = \frac{2\sigma_{o,w} \cos \theta_c}{r} \quad (\text{Ecuación 4})$$

Donde,

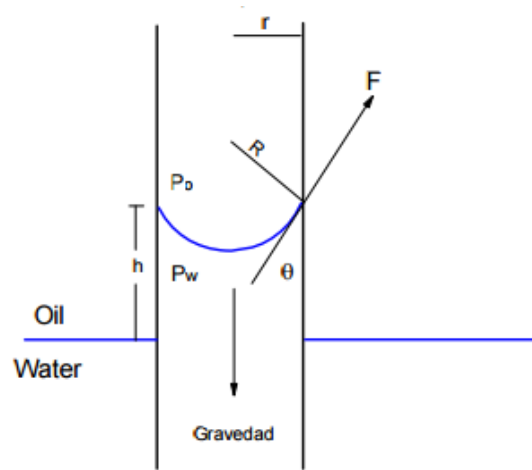
$P_c$ : presión capilar, psi

$\sigma_{o,w}$ : tensión interfacial entre el aceite y el agua, dinas/cm

$\theta_c$ : ángulo de contacto entre el aceite y el agua

$r$ : radio de la garganta de poros, cm

**Figura 1. Ángulo de contacto agua-aceite**



Fuente: Fredy H. Escobar Bueno. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos.

La presión capilar se utiliza para determinar la distribución de fluidos en el yacimiento, determinar la saturación de aceite residual en un proceso de inundación de agua, permitir la identificación de zonas y tipos de roca, como dato de entrada para la simulación de yacimientos y para identificar la saturación de agua crítica.

Hay varios métodos para determinar la presión capilar y se aplica cada cual dependiendo de los requerimientos. Los métodos más utilizados son: inyección de mercurio, que es muy útil en la determinación del tamaño de poros; el método de la centrifuga, que sirve para determinar la saturación inicial de fluidos y el Sor; la imbibición espontanea, para conocer la imbibición espontanea de la roca; y el método del plato poroso que es utilizado para determinar esencialmente, la saturación de agua irreducible y la calidad de la permeabilidad de la muestra<sup>11</sup>

**1.2.2 Propiedades eléctricas**<sup>12</sup>. El uso efectivo de registros eléctricos de pozos en evaluación de yacimientos, dependen notablemente de la exactitud con la cual se miden las propiedades eléctricas hechas sobre la muestra relacionada principal en el laboratorio<sup>13</sup>.

Las rocas porosas están compuestas de granos sólidos y espacio vacío. Los sólidos, con excepción de algunos minerales no son conductores. Las propiedades eléctricas de una roca dependen de la geometría de los poros y el líquido que se deposita en estos. El petróleo y el gas son fluidos no conductores, mientras que el agua es conductora cuando posee sales disueltas como NaCl, KCl, MgCl<sub>2</sub>.

La resistividad del material poroso se define como:

$$R = \frac{r \cdot A}{L} \quad (\text{Ecuación 5})$$

Donde,

r= resistencia, ohm ( $\Omega$ )

A= sección transversal, m<sup>2</sup>

L= longitud, m

---

<sup>11</sup> ARENAS, F, & ARDILA, M. (2010). Metodología para el análisis e interpretación de resultados del laboratorio de análisis petrofísicos de la escuela de ingeniería de petróleos (tesis de grado). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.

<sup>12</sup> MENDEZ, C, & GOMEZ, J. (2010). Determinación de propiedades eléctricas y presión capilar por plato poroso en muestras de corazones del campo colorado, formación mugrosa (tesis de grado). Universidad industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.

<sup>13</sup> J.G.W. Price, J.A. Imus, & R.A. Hulse. SCA Conference. Paper number 8807.

R= resistividad, ohm ( $\Omega \cdot m$ )

La resistividad en las rocas depende de:

- Composición de la roca
- Porosidad
- Temperatura
- Salinidad del agua
- Geometría de poro
- Formación de esfuerzos

La resistividad de la corriente eléctrica en las rocas se debe principalmente a la circulación de iones disueltos en la salmuera presente en los poros. Esta resistividad varía con la temperatura debido a la creciente actividad de los iones disueltos al aumentar la temperatura.

Debido a las propiedades conductivas del agua de formación, los registros eléctricos son una herramienta importante en la determinación de la saturación de agua en la relación a la profundidad, convirtiéndose en un dato confiable en la evaluación de hidrocarburo in situ.

Dentro de las propiedades eléctricas, es importante determinar el factor de formación.

El factor de formación depende de la estructura poral de la roca y representa una relación entre la conductividad de la roca saturada con agua y la conductividad del agua.

La propiedad eléctrica de una roca que contiene hidrocarburo y agua es el índice de resistividad (I), y se define como:

$$I = \frac{R_t}{R_o} \text{ (Ecuación 6)}$$

Donde,

$R_t$ = resistividad de la roca cuando está parcialmente saturada, ( $\Omega \cdot m$ )

$R_o$ = resistividad de la roca cuando está saturada con agua 100%, ( $\Omega \cdot m$ )

Dentro de las relaciones sugeridas por Archie, está el factor de formación y la porosidad: factor de cementación ( $m$ ), que define la tortuosidad que sigue la corriente eléctrica:

$$F = \phi^{-m} \text{ (Ecuación 7)}$$

Donde,

$\phi$ = porosidad de la roca

$m$ = exponente de cementación

La relación entre el índice de resistividad y la saturación de la roca propuesta por Archie es el exponente de saturación:

$$I = \frac{R_t}{R_o} = S_w^{-n} \text{ (Ecuación 8)}$$

Donde,

$S_w$ = saturación de agua

$n$ = exponente de saturación (rango 1.4 a 2.2)

Cuando no hay datos suficientes,  $n$  se asume 2

**1.2.3 Mojabilidad**<sup>14</sup> . Tendencia de un fluido en presencia de otro inmisible con él a extenderse o adherirse a una superficie sólida. Los compuestos polares orgánicos

---

<sup>14</sup> ESCOBAR, Freddy H. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Cap.2 p. 106

en el crudo reaccionan con la superficie de la roca convirtiéndola en mojable por petróleo.

Geológicamente el agua es mojable. El grado de mojabilidad está relacionado de la siguiente forma: Gas < Aceite < Agua. Cuando dos fluidos inmiscibles están en contacto, el ángulo formado por ellos (medido sobre el agua) se llama ángulo de contacto.

El ángulo de contacto es una medida indirecta de mojabilidad. Si  $\theta < 90^\circ$  se dice que el sistema es mojado por agua y si  $\theta > 90^\circ$  hace referencia a un sistema mojado por aceite. En virtud a la variación del contenido mineralógico del medio poroso y a la depositación de compuestos orgánicos procedentes del crudo, habrá zonas de diferente mojabilidad. Esto se conoce como mojabilidad dalmata. En un medio poroso el fluido mojante ocupa los poros menores y el no-mojante los mayores. La mojabilidad de un gas prácticamente no existe, esto hace que el gas se localice en las zonas de mayor permeabilidad y porosidad.

### **1.3 CORRELACIONES EMPÍRICAS PARA DETERMINAR VARIABLES DEL YACIMIENTO**

**1.3.1 Función J de Leverett o curva promedia de presión capilar<sup>15,16</sup>.** El hecho que las curvas de presión capilar de casi todos los materiales naturalmente porosos tienen muchas características en común y ha conducido a introducir algunas ecuaciones generales desde el punto de vista adimensional. Basado en el hecho que la presión depende de la porosidad, la fuerza interfacial y la geometría del poro, Leverett definió su función adimensional de saturación la cual la llamo la función J. La Función J de Leverett es una herramienta poderosa para el desarrollo de técnicas

---

<sup>15</sup> Towler, F. Fundamental Principles of Reservoir Engineering. SPE Textbook Series Vol.8. Richardson, TX., 2001

<sup>16</sup> Guerrero. Practical Reservoir Engineering. The Petroleum Publishing Co. Tulsa, Ok.1956.

nuevas y veloces de mejoramiento de procesos que intentan obtener un punto de vista más exacto de la distribución de los fluidos del yacimiento.

Esta función tiene una gran importancia y una relación fuerte con el mejor entendimiento del comportamiento del yacimiento.

$$J(S_w) = \frac{P_c}{\sigma} \sqrt{\frac{k}{\phi}} \text{ (Ecuación 9)}$$

Esta función adimensional sirve muy bien en muchos casos para remover discrepancias en las curvas de presión capilar y las reduce a una curva común. Las curvas de permeabilidad relativa también sufren de histéresis que está relacionada con la histéresis de las curvas de presión capilar. Yacimientos que son candidatos a ser inyectados con agua usualmente tienen saturaciones de petróleo inferior a la inicial. Luego, la condición inicial del yacimiento estará sobre uno de los caminos de desplazamiento. Si el proceso de recobro moviliza aceite, creando un banco de petróleo con saturación incrementada de petróleo, el camino de saturación cambia de imbibición a drenaje o viceversa. La histéresis del ángulo de contacto y la rugosidad de las superficies son posibles contribuyentes a la histéresis de las permeabilidades relativas. La pendiente de la curva de presión capilar durante drenaje, es una buena medida cualitativa del rango de distribución del tamaño del poro. Entre más cerca de la horizontalidad o entre más plana sea la curva de presión capilar es más uniforme el tamaño de los poros dentro de la roca.

**1.3.2 Correlaciones para la estimación de la permeabilidad.** En una caracterización de yacimiento, sin duda uno de los parámetros de la roca más difíciles de determinar y aún más de predecir es la permeabilidad.

Por décadas, se han hecho muchos esfuerzos por estimar la permeabilidad usando mediciones indirectas. Algunas siguen metodologías estadísticas para encontrar correlaciones entre permeabilidad y otras mediciones adicionales.

La mayoría de las correlaciones altamente reconocidas en la literatura, en los últimos años, como lo son las desarrolladas por Archie (1941), Tixier (1949), Wyllie y Rose (1950) y Timur (1968), evalúan en forma resumida las propiedades de la roca (porosidad, resistividad y saturación de agua) para predecir o estimar la permeabilidad de forma indirecta.

Kozeny y Carman<sup>17</sup> relacionan la permeabilidad con porosidad y área de los granos expuestos al flujo. Propusieron que la misma se relacionaba con la porosidad de la siguiente forma:

$$k = \frac{\phi^3}{5 \cdot A_g (1-\phi)^2} \quad (\text{Ecuación 10})$$

Donde  $A_g$  es el área superficial expuesta de los granos al flujo por unidad de volumen de material sólido y  $\phi$  es la porosidad del medio.

Quizás la correlación más conocida es la ecuación de Timur<sup>18</sup> para areniscas, basada en 155 medidas de diferentes campos en el mundo.

$$k^{1/2} = \frac{1000\phi^{4.5}}{S_{wir}} \quad (\text{Ecuación 11})$$

Algunas veces, en la práctica la correlación puede ser baja entre los datos medidos y los correlacionados de la ecuación de Timur, es por ello que en algunos casos es variado el valor de potencia 2.25 en relación con otros autores.

**Coates:**

$$k = \sqrt{100 * \frac{\phi^2(1-S_{wirr})}{S_{wirr}^2}} \quad (\text{Ecuación 12})$$

<sup>17</sup> Amaefule, J. & Altunbay, M. (1993). Enhanced Reservoir Description: Using Core Data and Log Data to Identify Hydraulic (Flow) Units and Predict Permeability in Uncored Intervals/wells. Society of Petroleum Engineers. Artículo SPE 26436.

<sup>18</sup> Balan, B.; Mohaghegh, S. & Ameri, S. (1995). State-Of-The-Art in Permeability Determination from Well Data Part 2. Society of Petroleum Engineers. Artículo SPE 30979.

**Tixier:**

$$k = \sqrt{\frac{250 * \phi^3}{S_w i r r^2}} \quad (\text{Ecuación 13})$$

**Udegbumam:**

$$\log k = -0.83565 + 13.069\phi \quad (\text{Ecuación 14})$$

**1.3.3 Modelo de Pickett para la estimación de la saturación de agua en yacimiento**<sup>19</sup>. Las gráficas de Pickett son ampliamente reconocidas por su utilidad en la interpretación de registros. En el método de Pickett, un índice de resistividad (I) y la saturación de agua son calculadas de una gráfica log-log de porosidad y resistividad verdadera.

Este análisis ha sido extendido continuamente para incluir nuevos procedimientos y esquemas de resolución en función de los parámetros presentes y relacionados directa e indirectamente con el modelo. La correlación de Pickett es presentada principalmente para obtener la saturación de agua ( $S_w$ ) y la resistividad del agua de formación. Determinar las saturaciones de fluidos es una de las principales funciones de los petrofísicos. A pesar de que esta es una tarea enfrentada diariamente en la evaluación petrofísica, todavía representa un reto técnico, sobre todo porque es la saturación de hidrocarburos el verdadero interés para los ingenieros. Sin embargo, con algunas excepciones, el problema se resuelve con la determinación de la saturación de agua, algunas veces definida utilizando las siguientes ecuaciones

$$S_w = I^{-1/n} \quad (\text{Ecuación 15})$$

---

<sup>19</sup> Pickett, G. R. (1966). A Review of current Techniques for Determination of Water Saturation from logs. Society of Petroleum Engineers. Artículo SPE 1446.

$$I = \frac{R_t}{FR_w} = \frac{R_t}{R_o} \text{ (Ecuación 16)}$$

$$F = \phi^{-m} \text{ (Ecuación 17)}$$

Donde,

Sw= saturación de agua en fracción

I= índice de resistividad

n= exponente de saturación

Rt= resistividad verdadera de la formación (ohm\*m)

Rw= resistividad del agua de formación (ohm\*m)

Ro= resistividad de una arena con Sw=100% (ohm\*m)

F= factor de formación

$\phi$ = porosidad de la roca

m= exponente de cementación

En función de obtener la Sw la secuencia de pasos propuestos es la siguiente:

- Obtener la porosidad de pruebas de núcleo o registros de porosidad (sónico, neutrón y densidad)
- Calcular el factor de formación (F), usando un valor estimado de “m” o uno obtenido de pruebas de laboratorio o medida de resistividad en intervalos saturados 100% de salmuera.
- Calcular el índice de resistividad (I) usando la resistividad verdadera obtenida de un registro o una herramienta confiable; y la Rw obtenida de una muestra de agua de la formación, otro pozo cercano u obtenido del registro de SP debidamente calibrado.

**1.3.4 Método Kozeny – Carman.** Un gran número de investigadores han obtenido correlaciones para relacionar las propiedades de la roca, pero quizás Kozeny - Carman<sup>20</sup> han sido generalmente los acreditados con las primeras ideas fundamentales relacionadas con la interdependencia entre la porosidad y la permeabilidad, cuando introducen su trabajo de investigación, que plantea las bases teóricas de la dependencia de la permeabilidad en forma directa, con la estructura del poro mediante la expresión:

$$k = \frac{\phi_e^3}{(1-\phi)^2} \left( \frac{1}{F_s \tau^2 S_{gv}^2} \right) \quad (\text{Ecuación 18})$$

Donde,

La permeabilidad está dada en micrómetro cuadrado,  $\phi$  es la porosidad efectiva en fracción del volumen bruto de la roca,  $F_s$  es un factor de forma (asumido como 2 para un arreglo circular),  $\tau$  es la tortuosidad y  $S_{gv}$  es el área por unidad de volumen de grano.

La constante de Kozeny,  $F_s \tau^2$  puede variar entre  $5 < F_s \tau^2 < 100$ , este valor se encuentra delimitado por parámetros geológicos y petrofísicos.

Convirtiendo la permeabilidad ( $k$ ) a milidarcies e introduciendo el término de porosidad normalizada,  $\phi_z$  y la calidad de la roca, RQI se obtiene la ecuación 25

$$\sqrt{\frac{K_{kzo}}{\phi_e}} = \frac{\phi_e}{1-\phi_e} \left( \frac{1}{F_s \tau^2 S_{gv}} \right) \quad (\text{Ecuación 19})$$

$$RQI = \phi_z FZI \quad (\text{Ecuación 20})$$

---

<sup>20</sup> Two point determination of permeability and PV vs. Net confining stress; SPE 15380

$$\phi_z = \left( \frac{\phi_e}{1-\phi_e} \right) \text{ (Ecuación 21)}$$

$$\mathbf{RQI}(\mu\mathbf{m}) = \sqrt{\frac{K_{kzo}}{\phi_e}} = \mathbf{0.0314} \sqrt{\frac{k(\mathbf{md})}{\phi_e}} \text{ (Ecuación 22)}$$

$$\mathbf{FZI}(\mu\mathbf{m}) = \left( \frac{1}{\sqrt{F_z \tau S_{gv}}} \right) = \frac{\mathbf{RQI}}{\phi_z} \text{ (Ecuación 23)}$$

“El indicador de zona de flujo (FZI), es un parámetro único, que incorpora atributos geológicos y petrofísicos de textura y mineralogía en la discriminación de distintas facies en la geometría poral que a su vez correlaciona las respuestas de las herramientas de registros para el desarrollo de modelos de regresión en pozos corazonados y no corazonados”<sup>21</sup>

De las ecuaciones anteriores podemos ver que la ecuación 22 modificada, aplicando (Log) indica que para una unidad hidráulica; una gráfica log-log del índice de la Calidad del Yacimiento, RQI, versus “Índice de Porosidad Normalizada”, debe producir una línea recta con pendiente unitaria.

$$\mathbf{\log RQI = \log \phi_z + \log FZI} \text{ (Ecuación 24)}$$

Cada unidad de flujo conectada tendrá un único valor “verdadero” de FZI, indicador de flujo que caracteriza el tipo de roca en particular, sin embargo, los valores de FZI en la práctica se ubicarán alrededor de este valor verdadero, debido a errores experimentales.

El indicador de la zona de flujo, FZI, es por lo tanto el único parámetro para la identificación de cada unidad hidráulica, y representa la variación de la constante

---

<sup>21</sup> SOTO, A; GALEANO, D. (2007). Determinación de unidades hidráulicas y su correlación con el tipo de roca para un campo maduro colombiano, mediante análisis Cluster. (tesis de grado). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia

de Kozeny. El valor de FZI puede determinarse de la intercepción entre la línea de pendiente unitaria y  $\phi_z = 1$

El indicador de la zona de flujo, FZI, se puede correlacionar a ciertas combinaciones de repuestas de registros y así desarrollar modelos de regresión para la predicción de permeabilidad en pozos e intervalos corazonados y no corazonados.

Las unidades hidráulicas permiten identificar zonas con características petrofísicas similares, aplicando los conceptos de Indicador de Zona de Flujo e Índice de Calidad del Yacimiento (FZI y RQI respectivamente), los cuales incorporan las características de la geometría de poro, que a su vez son controladas por los procesos geológicos (deposicionales y diagenéticos)

## **1.4 GENERALIDADES DE LAS MUESTRAS ANALIZADAS**

**1.4.1 Generalidades del campo de estudio<sup>22</sup>.** 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 ingreso 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 Chucuri, 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.

---

<sup>22</sup> ECOPETROL-ICP, 2003. Informe Diagnóstico y estrategias de recobro Campo Colorado

**1.4.2 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 previos<sup>23</sup> 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

**1.4.3 Formación mugrosa<sup>24</sup>.** 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 tienen un espesor que varía desde 1900 a 2400fts, está compuesta por intercalaciones de areniscas de grano fino y lodolitas variacoloradas, 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.

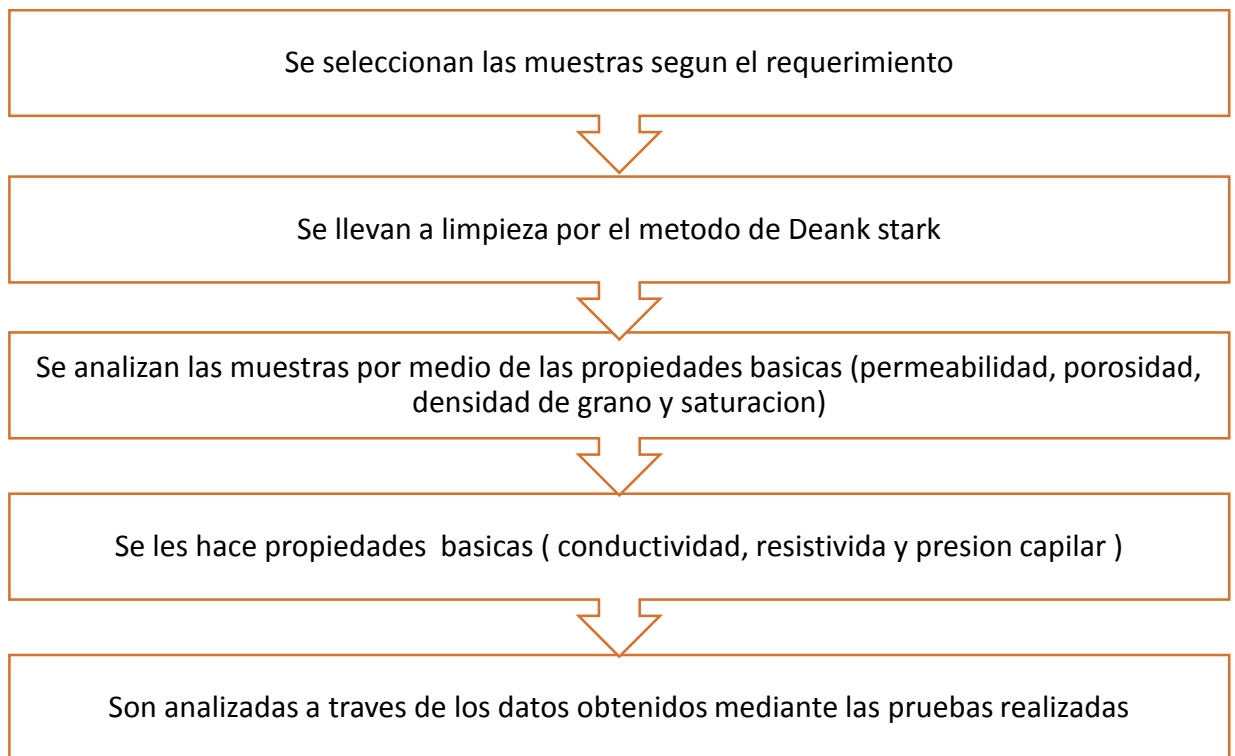
---

<sup>23</sup> LEÓN, J., MEJÍA, T (2009). Comparación de técnicas cuantitativas y cualitativas para la determinación de la mojabilidad del Campo Colorado-Formación Mugrosa (trabajo de grado). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia

<sup>24</sup> Morales, et, al, 1958 en De Porta (1974)

## 2. METODOLOGÍA EXPERIMENTAL

Se plantea una metodología para hacer el estudio tanto de propiedades básicas y especiales, siguiendo el siguiente procedimiento:



### 2.1 SELECCIÓN DE MUESTRAS

Se revisó el inventario de los plugs del Campo Colorado y de las muestras de Béreas disponibles en el Laboratorio de Análisis Petrofísicos y Daño a la Formación de la UIS y después de analizar sus propiedades y características litológicas se seleccionaron las muestras colorado 3 (4065,25), colorado 3 (4066,17), colorado 3 (4064,54), colorado 3 (4060,17), colorado 26 (4140,1) y berea 41.

**Figura 2. Muestras seleccionadas**



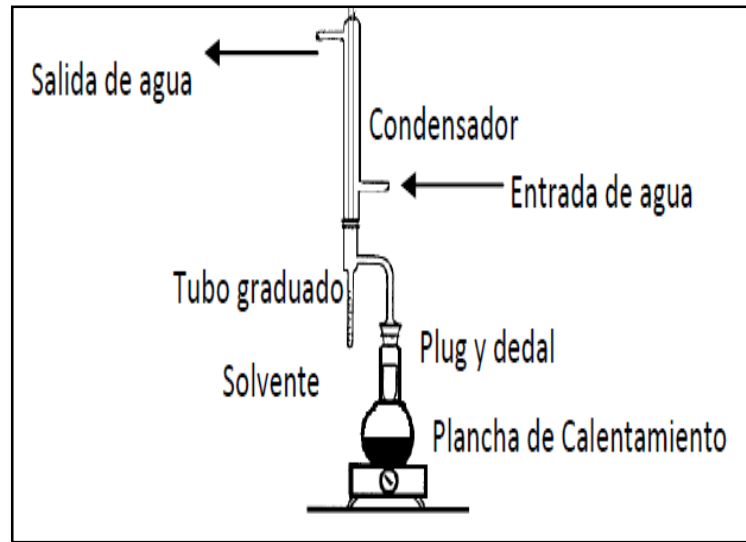
## **2.2 LIMPIEZA DE LAS MUESTRAS**

Aunque las muestras utilizadas no fueron muestras provenientes de núcleos frescos, se sometieron a un proceso de limpieza utilizando el método de Destilación-Extracción Dean-Stark, para asegurar que las muestras estén libres de fluidos y así garantizar la confiabilidad y calidad de los datos a obtener en los análisis posteriores. Los fluidos se extraen por goteo de un disolvente, en este caso se utilizó tolueno. En este método el agua y el solvente se evaporan, condensándose en un tubo de refrigeración en la parte superior del equipo, recogándose el agua en un tubo calibrado. El disolvente gotea por la parte superior del núcleo. El aceite retirado de las muestras se mantiene en la solución. El contenido de aceite es calculado por la diferencia de pesos entre el agua recuperada y el peso total perdido después de la extracción y secado<sup>25</sup>

---

<sup>25</sup> AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Recommended practices for core analysis: Recommended practice 40. Washington: API Publishing Services, 1998. 44h: il. (Norma RP 40)

**Figura 3. Montaje Dean stark**



Fuente: Magdalena Paris de Ferrer.

**Figura 4. Montaje muestras Colorado-Berea. Equipo Dean Stark.**



**Figura 5. Montaje Dean Stark.**



**2.2.1 Secado.** Después del proceso de limpieza, las muestras deben someterse a secado. Aunque el tiempo de secado puede variar sustancialmente, por lo general es superior a cuatro horas. La temperatura del horno depende de la mineralogía de la roca. La temperatura requerida según la litología de las muestras a trabajar fue de 80°C, para evitar evaporar el agua contenida en las arcillas. Posteriormente, deben llevarse a un desecador para que las muestras se enfríen y se retire la humedad de las mismas.

**En el Anexo A.** Se encuentra disponible la tabla de las temperaturas a utilizar según el tipo de roca analizar.

**Figura 6. Horno convencional de secado de muestras**



### **2.3 POROSIDAD**

La determinación de la porosidad se realizó con el porosímetro de helio CORE PET, a condiciones de presión y temperatura de laboratorio ( $P= 14,7$  psi,  $T= 21$  °C), siguiendo el protocolo estipulado por el laboratorio de análisis petrofísicos y daño a la formación y las recomendaciones que se encuentran en la Norma API RP 40. Sección 5. Se realizó la prueba de la porosidad a muestras de núcleo de perforación por el método del porosímetro de Boyle.

**Figura 7. Permeámetro “Core Pet”.**



El protocolo experimental para la determinación y cálculos de porosidad por el método de Boyle se encuentran disponibles en el **Anexo B**<sup>26</sup>

## **2.4 PERMEABILIDAD**

La permeabilidad es la medida de la capacidad de flujo de la roca. La permeabilidad al aire generalmente se mide usando nitrógeno o helio.

La permeabilidad se puede determinar a diferentes presiones de confinamiento y de esta forma evaluar el efecto de la presión de sobrecarga sobre la permeabilidad de las muestras.

---

<sup>26</sup> ARENAS, F, & ARDILA, M. (2010). Metodología para el análisis e interpretación de resultados del laboratorio de análisis petrofísicos de la escuela de ingeniería de petróleos (tesis de grado). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.

**Figura 8. Permeámetro “Core Pet”.**



El protocolo experimental para la determinación de la permeabilidad se encuentra disponible en el **Anexo C**<sup>27</sup>

## **2.5 PRESIÓN CAPILAR Y RESISTIVIDAD**

Para llevar a cabo este procedimiento deben estar las muestras debidamente saturadas.

**2.5.1 Saturación de las muestras.** Se debe preparar la salmuera que represente la salinidad del agua de formación, en este caso se hizo con una concentración de 60000 ppm de NaCl de alta pureza. Se trabajó a la temperatura de laboratorio y se corroboró la resistividad con las tablas de Schlumberger Resistivity of NaCl Solutions.

---

<sup>27</sup> CAMACHO, LF & EBRATTH, D. (2014). Desarrollo de una metodología para la determinación experimental de permeabilidades relativas crudo agua en un campo colombiano. (tesis de grado). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.

Se saturan las muestras durante 4 días, para asegurar la saturación total de las muestras hasta que estén saturadas idealmente al 100 % como lo indica la norma API RP40.

**En el anexo D** se encuentra el protocolo experimental para la preparación de salmuera y la tabla de Schlumberger resistivity of NaCl solutions.

**Figura 9. Montaje saturación de muestras**



**En el anexo E** se encuentra el protocolo experimental y cálculos de la saturación de muestras.

La técnica del Plato poroso consiste en tener una muestra de roca completamente saturada de un fluido específico y someterla a un proceso de drenaje a diferentes valores de presión, sobre un plato poroso.

En cada etapa de desaturación de la muestra se toman datos de resistividad para determinar los coeficientes de cementación, saturación entre otros cálculos que son de interés para el estudio de las muestras. Cuando los plugs están saturados 100%

(caso ideal), se toma un dato de resistividad; seguidamente al final del primer punto de presión (1psi), se pesan las muestras para calcular la desaturación alcanzada y se toma un nuevo valor de resistividad antes de pasar al segundo punto de presión capilar y así seguidamente en cada punto de presión.

El plato de baja presión (1 bar), permite trabajar a presiones de 1 psi, 2 psi, 3 psi, 5psi, 10psi, 15psi. Con el plato de alta presión (15 bares) se puede trabajar a 20psi, 25 psi y 30 psi hasta una presión máxima de 250 psi. Cabe aclarar que la presión se aumenta hasta que ya la muestra ya no se desatura más, lo cual se refleja en el comportamiento asintótico de la curva de presión capilar Vs Saturación de Agua, obteniéndose el punto de saturación de agua irreducible.

Se reporta paso a paso los valores de presión en función Saturación (%) de la muestra antes de aplicar presión, igualmente su peso y el valor de resistividad en  $\Omega.m^{28}$

**Figura 10. Celda del resistometro- balanza.**



<sup>28</sup> Mendez, C. & Gomez, J. (2010). DETERMINACIÓN DE PROPIEDADES ELÉCTRICAS Y PRESIÓN CAPILAR POR PLATO POROSO EN MUESTRAS DE CORAZONES DEL CAMPO COLORADO, (tesis de grado) FORMACIÓN MUGROSA. Universidad Industrial de Santander.

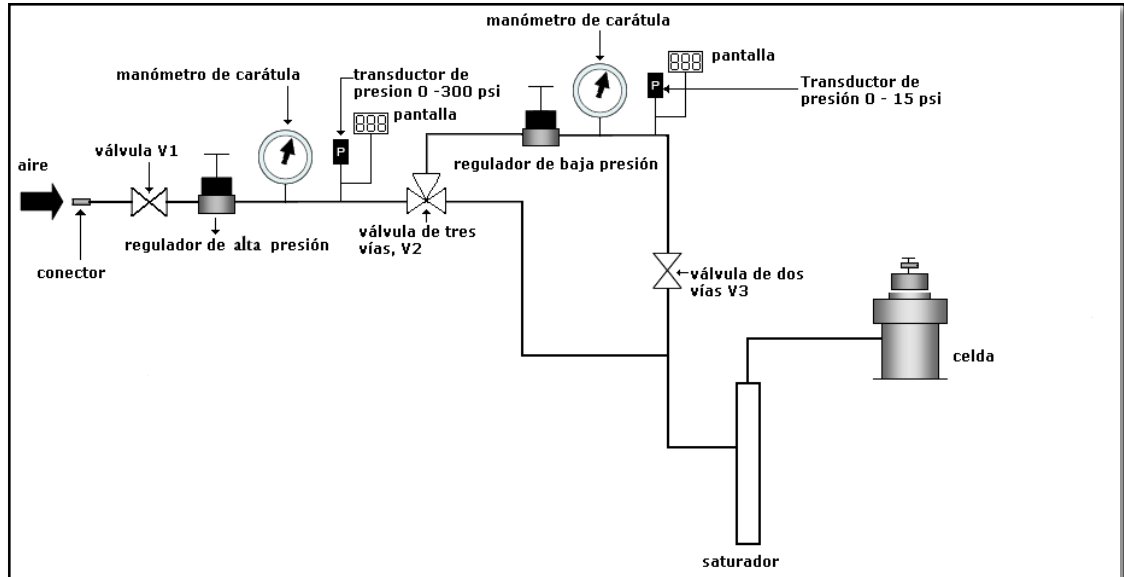
**Figura 11. Resistometro SR715/720.**



El SR715/720 mide la impedancia de un componente por medición del voltaje y la corriente que atraviesa la muestra. Esto se debe por lo real e imaginario de las fases componentes de las señales. La muestra se coloca sobre la celda de una vez medido su peso y porcentaje de saturación. Se conectan los Kelvin Clips en los extremos de la celda. El equipo se calibra con las resistencias estando éste en unidades ohm ( $\Omega$ ). La lectura se hace directamente en el Display.

La figura 12. Muestra el funcionamiento del equipo presión capilar (core pet) en el laboratorio de petrofísica y daño a la formación UIS.

Figura 12. Esquema de funcionamiento del plato poroso.



Fuente: Catálogo equipo de presión capilar. Laboratorio de Análisis petrofísicos y Daño a la Formación UIS.

Figura 13. Equipo Presión Capilar



**Figura 14. Montaje muestras en la celda**



**Figura 15. Muestra para montaje equipo presión capilar.**



Protocolo experimental para la determinación de presión capilar se muestra en el **Anexo F.**

### 3. RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

#### 3.1 RESULTADOS

Las muestras seleccionadas corresponden al Campo Colorado, a continuación se presenta un resumen de las muestras a analizar.

**Tabla 1. Selección de muestras Campo Colorado**

Muestra	Profundidad (ft)	Longitud (cm)	Diámetro (cm)	Comentarios
Colorado 3	4060.17	5.81	3.82	Arenisca gruesa a muy fina, bien cementada
Colorado 3	4064.54	5.05	3.80	Arenisca gruesa a muy fina bien cementada
Colorado 3	4065.25	5.50	3.81	Arenisca de grano fino
Colorado 3	4066.17	5.34	3.81	Arenisca gruesa a muy fina, bien consolidada
Colorado 26	4140.1	4.22	3.80	Arenisca muy fina a limosa, dura, algo calcárea bien cementada

Se hizo inventario de las muestras Bereas del Laboratorio de Análisis Petrofísicos y Daño a la Formación UIS-Guatiguara y se escogió la muestra Berea 41, para poder comparar los datos de esta muestra con los datos obtenidos del Campo Colorado debido a que ésta muestra es una homogénea y presenta mejores propiedades petrofísicas.

**Tabla 2. Selección de muestra Berea**

Muestra	Longitud (cm)	Diámetro (cm)	Comentarios
Berea 41	7.6	3.80	Arenisca semiconsolidada

**Propiedades petrofísicas básicas:** Se procede a determinar las propiedades petrofísicas básicas (porosidad, permeabilidad, densidad de grano) a las muestras seleccionadas, a continuación se presentan los datos obtenidos

**Tabla 3. Presentación de resultados de análisis petrofísicos básicos**

Muestra	Profundidad (ft)	Densidad de grano (g/ml)	Porosidad (%)	Permeabilidad (mD)		
				P @ 850(psi)	P @ 1050(psi)	P @ 1350(psi)
<b>Colorado 3</b>	4060.17	2.64	17.09	8.86	8.73	8.54
<b>Colorado 3</b>	4064.54	2.657	14.79	3.49	3.48	3.48
<b>Colorado 3</b>	4065.25	2.653	6.41	0.12	0.11	0.11
<b>Colorado 3</b>	4066.17	2.697	12.41	0.65	0.47	0.4
<b>Colorado 26</b>	4140.1	2.67	3.54	0.12	0.12	0.12

Muestra	Densidad de grano (g/ml)	Porosidad (%)	Permeabilidad (mD)
<b>Berea 41</b>	2.681	20.02	164.605

Se toman tres datos de permeabilidad para cada muestra a diferentes presiones de confinamiento dependiendo de la profundidad de las muestras, para evidenciar como varia la permeabilidad, se observa que los valores de permeabilidad son cercanos en los tres casos.

Una vez limpias las muestras se saturan al vacío, hasta alcanzar una saturación del 100% o en su defecto, hasta hallar una saturación máxima constante. Junto con la determinación de la saturación se toman datos de resistividad hasta observar un equilibrio iónico reflejado en un dato constante.

**Tabla 4. Datos de saturaciones obtenidas en el laboratorio**

<b>Muestra</b>	<b>Profundidad (ft)</b>	<b>Peso saturado (g)</b>	<b>Peso seco (g)</b>	<b>Máxima Saturación (%)</b>
<b>Colorado 3</b>	4060.17	156.401	145.747	90.29
<b>Colorado 3</b>	4064.54	124.821	123.242	89.88
<b>Colorado 3</b>	4065.25	159.8721	155.72	99.62
<b>Colorado 3</b>	4066.17	150.89	143.804	90.45
<b>Colorado 26</b>	4140.1	137.621	129.663	90.60
<b>Berea 41</b>	-	201.2373	184.824	91.73

La tabla 4 muestra los porcentajes de saturación máximos alcanzados después de la saturación al vacío.

Seguido a esto, se inicia la prueba de presión capilar por plato poroso sistema aire-salmuera, alternadamente con la prueba de resistividad.

La presión del aire contenido en la celda, se incrementa en etapas sucesivas desde 1 psi hasta que no haya más drenaje de salmuera. En cada una de las etapas, se espera el tiempo necesario para el establecimiento del equilibrio de fluidos dentro de la muestra. Una vez establecido el equilibrio en cada punto de presión aplicada, la muestra es desmontada y pesada con el fin de determinar la saturación de agua gravimétricamente.

La siguiente tabla muestra los resultados a las diferentes presiones establecidas (1,3, 6, 10, 15, 20, 25, 30 psi) y las resistividades tomadas.

**Tabla 5. Máxima saturación alcanzada para inicio de las pruebas de presión capilar y resistividad**

Muestra	Profundidad (ft)	100%	
		Saturación (%)	Rt ( $\Omega \cdot m$ )
<b>Colorado 3</b>	4060.17	90.29	1.992
<b>Colorado 3</b>	4064.54	89.88	3.369
<b>Colorado 3</b>	4065.25	99.62	10.116
<b>Colorado 3</b>	4066.17	90.45	5.188
<b>Colorado 26</b>	4140.1	90.60	37.206
<b>Berea 41</b>	-	91.73	1.643

**Prueba de presión capilar a 1psi:**

- Duración de la prueba: Tres días.
- Se inicia la prueba con presión en el regulador de alta en 10 psi y regulador de baja en 1 psi
- Plato usado: 1 bar
- 6 muestras en el plato poroso

**Observaciones de la prueba:**

- 5 horas después de comenzar la prueba, se registran las primeras gotas de salmuera en la probeta
- Se usa compresor como fuente de aire para el equipo.

**Tabla 6. Datos a una presión de 1 psi**

Muestra	Profundidad (ft)	1 psi	
		Saturación (%)	Rt ( $\Omega^*m$ )
Colorado 3	4060.17	85.17	34.777
Colorado 3	4064.54	82.08	44.623
Colorado 3	4065.25	98.11	135.692
Colorado 3	4066.17	86.79	43.960
Colorado 26	4140.1	83.50	265.657
Berea 41	-	89.06	2.146

**Prueba de presión capilar a 3psi:**

- Duración de la prueba: Tres días
- La prueba se realiza con presión en el regulador de alta en 10 psi y regulador de baja en 3 psi
- Plato usado: 1 bar
- 6 muestras en el plato poroso

**Tabla 7. Datos a una presión de 3 psi**

Muestra	Profundidad (ft)	3 psi	
		Saturación (%)	Rt ( $\Omega^*m$ )
Colorado 3	4060.17	80.17	44.246
Colorado 3	4064.54	75.68	52.776
Colorado 3	4065.25	96.14	172.672
Colorado 3	4066.17	81.21	62.556
Colorado 26	4140.1	80.93	402.853
Berea 41	-	79.63	4.126

**Prueba de presión capilar a 6 psi:**

- Duración de la prueba: Siete días
- La prueba se realiza con presión en el regulador de alta en 15 psi y regulador de baja en 6 psi

- Plato usado: 1 bar
- 6 muestras en el plato poroso

**Tabla 8. Datos a una presión de 6 psi**

Muestra	Profundidad (ft)	6 psi	
		Saturación (%)	Rt ( $\Omega^*m$ )
Colorado 3	4060.17	70.34	63.972
Colorado 3	4064.54	69.65	65.060
Colorado 3	4065.25	95.02	186.498
Colorado 3	4066.17	77.46	78.355
Colorado 26	4140.1	77.51	451.254
Berea 41	-	40.11	10.945

**Prueba de presión capilar a 10 psi:**

- Duración de la prueba: Seis días
- La prueba se realiza con presión en el regulador de alta en 20 psi y regulador de baja en 10 psi
- Plato usado: 1 bar
- 6 muestras en el plato poroso

**Tabla 9. Datos a una presión de 10 psi**

Muestra	Profundidad (ft)	10 psi	
		Saturación (%)	Rt ( $\Omega^*m$ )
Colorado 3	4060.17	61.55	79.693
Colorado 3	4064.54	63.31	72.673
Colorado 3	4065.25	93.57	192.468
Colorado 3	4066.17	71.10	86.404
Colorado 26	4140.1	71.92	505.461
Berea 41	-	30.14	22.635

### Prueba de presión capilar a 15 psi:

- Duración de la prueba: Cinco días
- La prueba se realiza con presión en el regulador de alta en 22 psi y regulador de baja en 15 psi
- Plato usado: 1 bar
- 6 muestras en el plato poroso

**Tabla 10. Datos a una presión de 15 psi**

Muestra	Profundidad (ft)	15 psi	
		Saturación (%)	Rt ( $\Omega \cdot m$ )
Colorado 3	4060.17	54.33	89.438
Colorado 3	4064.54	60.68	82.375
Colorado 3	4065.25	90.82	201.589
Colorado 3	4066.17	67.10	97.527
Colorado 26	4140.1	66.73	590.304
Berea 41	-	24.43	39.878

### Prueba de presión capilar a 20 psi:

- Duración de la prueba: Cinco días
- La prueba se realiza con presión en el regulador de alta en 20 psi
- Plato usado: 15 bar
- 6 muestras en el plato poroso

**Tabla 11. Datos a una presión de 20 psi**

Muestra	Profundidad (ft)	20 psi	
		Saturación (%)	Rt ( $\Omega^*m$ )
Colorado 3	4060.17	48.99	121.670
Colorado 3	4064.54	58.12	88.910
Colorado 3	4065.25	89.91	210.689
Colorado 3	4066.17	62.48	105.042
Colorado 26	4140.1	63.82	656.524
Berea 41	-	20.98	60.169

**Prueba de presión capilar a 25 psi:**

- Duración de la prueba: Seis días
- La prueba se realiza con presión en el regulador de alta en 25 psi
- Plato usado: 15 bar
- 6 muestras en el plato poroso

**Tabla 12. Datos a una presión de 25psi**

Muestra	Profundidad (ft)	25 psi	
		Saturación (%)	Rt ( $\Omega^*m$ )
Colorado 3	4060.17	47.03	180.868
Colorado 3	4064.54	57.30	105.978
Colorado 3	4065.25	87.52	221.219
Colorado 3	4066.17	60.52	118.151
Colorado 26	4140.1	61.94	757.277
Berea 41	-	19.75	77.868

### Prueba de presión capilar a 30 psi:

- Duración de la prueba: Cuatro días
- La prueba se realiza con presión en el regulador de alta en 30 psi
- Plato usado: 15 bar
- 6 muestras en el plato poroso

Tabla 13. Datos a una presión de 30 psi

Muestra	Profundidad (ft)	30 psi	
		Saturación (%)	Rt ( $\Omega^*m$ )
Colorado 3	4060.17	45.48	206.078
Colorado 3	4064.54	56.45	116.241
Colorado 3	4065.25	84.41	227.293
Colorado 3	4066.17	58.24	157.094
Colorado 26	4140.1	60.29	951.904
Berea 41	-	18.85	97.473

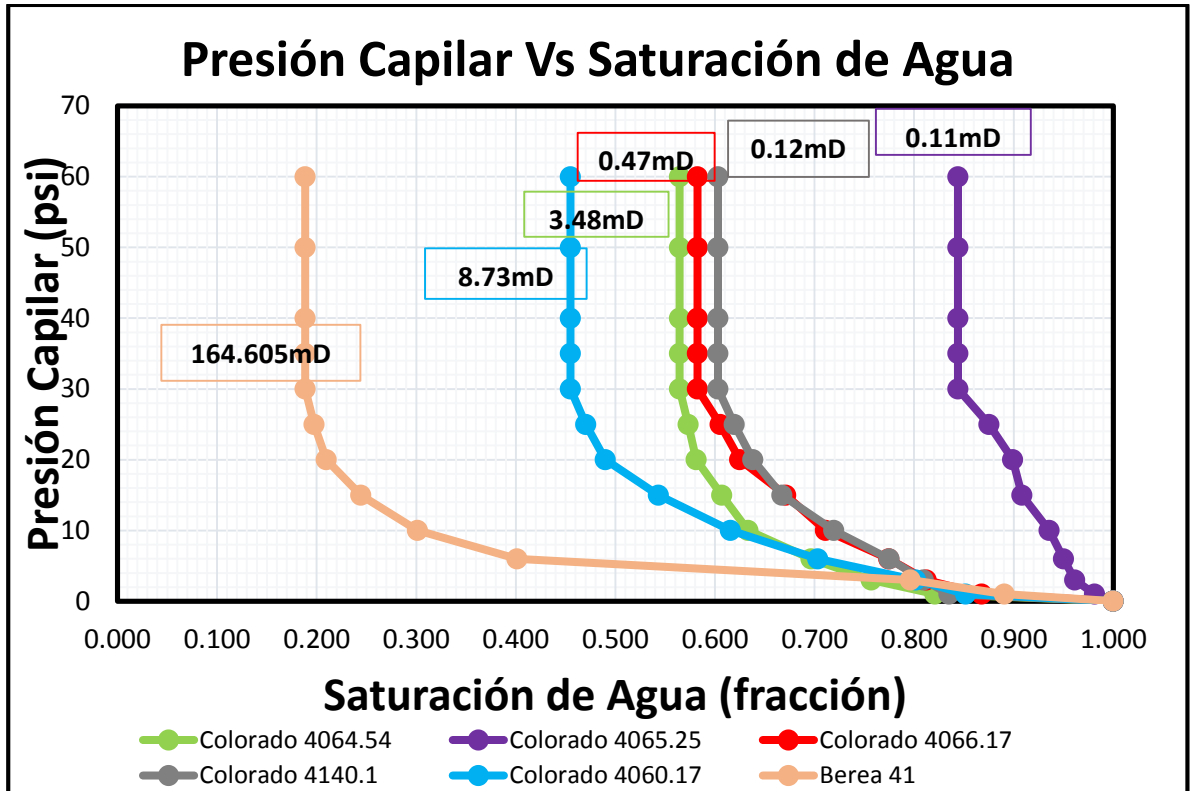
Después de la prueba a 30 psi se procede a aumentar la presión a 35 psi, durante tres días no ocurre drenaje de salmuera, por lo tanto se decide pasar a un punto de presión de 40 psi, después de dos días no se observa drenaje de salmuera, por lo tanto se sigue aumentando la presión hasta llegar a una presión de 60psi al no observarse drenaje y las muestras presentar el mismo peso que en el punto de 30psi se decide finalizar con la prueba

### 3.2 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Se presenta gráficamente los datos obtenidos en curvas de presión capilar ( $P_c$  en función  $S_w$ ), notándose el comportamiento donde la inclinación de la curva está marcada por la permeabilidad, determinando el porcentaje de saturación de agua irreducible y la tendencia asintótica de la curva a tempranos cambios de presión debido a la baja permeabilidad, o de manera contraria, una desaturación

considerable con cambios pequeños de la presión capilar debido a una buena permeabilidad, entre otros factores

Figura 16. PC vs Sw



Fuente: Autores

La figura.16 Muestra el comportamiento de la presión capilar de una roca en función de su permeabilidad. La curva de mayor permeabilidad (Berea 41), necesita una presión menor para alcanzar la saturación de agua irreducible. Teniendo una zona de transición mínima lo que muestra la homogeneidad del yacimiento. La curva de la muestra Colorado 3 (4060,17 ft) es una muestra aceptable lo que lleva a una aplicación de mayor presión para alcanzar su saturación de agua irreducible, su zona de transición es mayor que la muestra berea. La muestra Colorado 3 (4065,25 ft) que tiene una permeabilidad de 0.12 mD requiere de una presión mucho mayor

para drenar la misma proporción de fluido mojante ya que tiene una zona de transición muy alta lo que confirma su heterogeneidad.

Con esta grafica se puede obtener los valores de saturación de agua irreducible para cada una de las muestras, los cuales se evidencian en la tabla 14.

**Tabla 14. Saturación de agua irreducible para cada una de las muestras**

<b>Muestra</b>	<b>Profundidad (ft)</b>	<b>Swirr</b>
<b>Colorado 3</b>	4060.17	0.455
<b>Colorado 3</b>	4064.54	0.564
<b>Colorado 3</b>	4065.25	0.844
<b>Colorado 3</b>	4066.17	0.582
<b>Colorado 26</b>	4140.1	0.603
<b>Berea 41</b>	-	0.188

- Presiones capilares altas están asociadas a bajas permeabilidades y Presiones capilares bajas (cuando el drenaje de la muestra se alcanza a bajas presiones) indican una alta permeabilidad y homogeneidad de la muestra.
- El punto en el cual el trazado de la curva empieza a tener un comportamiento horizontal con el incremento de la presión, es denominado presión de desplazamiento. Ésta presión de umbral es la mínima presión necesaria para que empiece a ocurrir el drenaje.
- Se puede observar en la gráfica 16, que la Swirr aumenta por disminución en la calidad del yacimiento

### **Altura sobre el nivel de agua libre vs Saturación de agua.<sup>29</sup>**

En el **anexo H** se encuentra disponible el cálculo de la presión capilar en el yacimiento a partir de la presión capilar obtenida en el laboratorio.

Para los cálculos, se usaron los siguientes datos; Densidad del aceite, 53 lb/ft<sup>3</sup>; Densidad del agua, 68 lb/ft<sup>3</sup>; Tensión interfacial agua-aceite, 24 dinas/cm, y Tensión interfacial agua-aire, 72 dinas/cm. Estos datos son tomados de acuerdo a un estudio que tiene en cuenta las tensiones interfaciales y las densidades en el Campo Colorado, las cuales varían entre agua-petróleo en 20 y 30 Dynas/cm, y la tensión interfacial agua-gas (el gas, aire, también llamada tensión superficial) es aproximadamente 72 Dynas/cm a 21 °C.<sup>30</sup>

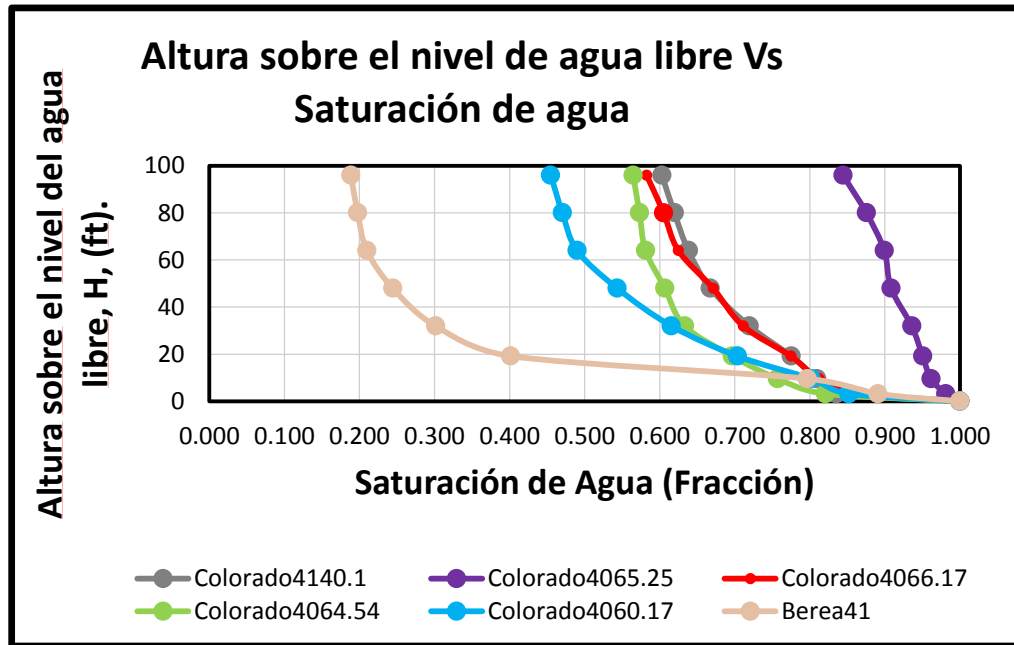
**Tabla 15. Datos de presiones capilares y altura sobre el nivel de agua libre.**

<b>PC lab (psi)</b>	<b>PC yac (psi)</b>	<b>H</b>
0	0	0
1	0.33	3.2
3	1	9.6
6	2	19.2
10	3.33	32
15	5	48
20	6.66	64
25	8.33	80
30	10	96

<sup>29</sup> ARENAS, F, & ARDILA, M. (2010). Metodología para el análisis e interpretación de resultados del laboratorio de análisis petrofísicos de la escuela de ingeniería de petróleos (tesis de grado). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.

<sup>26</sup> ARENAS, F, & ARDILA, M. (2010). Metodología para el análisis e interpretación de resultados del laboratorio de análisis petrofísicos de la escuela de ingeniería de petróleos (tesis de grado). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.

Figura 17. Curvas de saturación de agua en función de la presión capilar.



Fuente: autores

Al graficar los datos de saturación de agua versus la altura el nivel de agua libre, se puede determinar la saturación de agua irreducible ( $S_{wirr}$ ), el nivel de agua libre (FWL), el contacto agua-petróleo (WOC), la presión umbral (thresholdpressure) y la zona de transición. La zona de transición es aquella donde la saturación de agua está entre el 100 % y la  $S_{wirr}$ . Thresholdpressure, es la mínima presión de desplazamiento. WOC, o contacto agua-petróleo, se da debido al ascenso capilar de los poros de mayor diámetro.

### Determinación del exponente de cementación, m

En el **Anexo I** se encuentra el cálculo por el cual se puede hallar el factor de formación (FF) de cada muestra analizada.

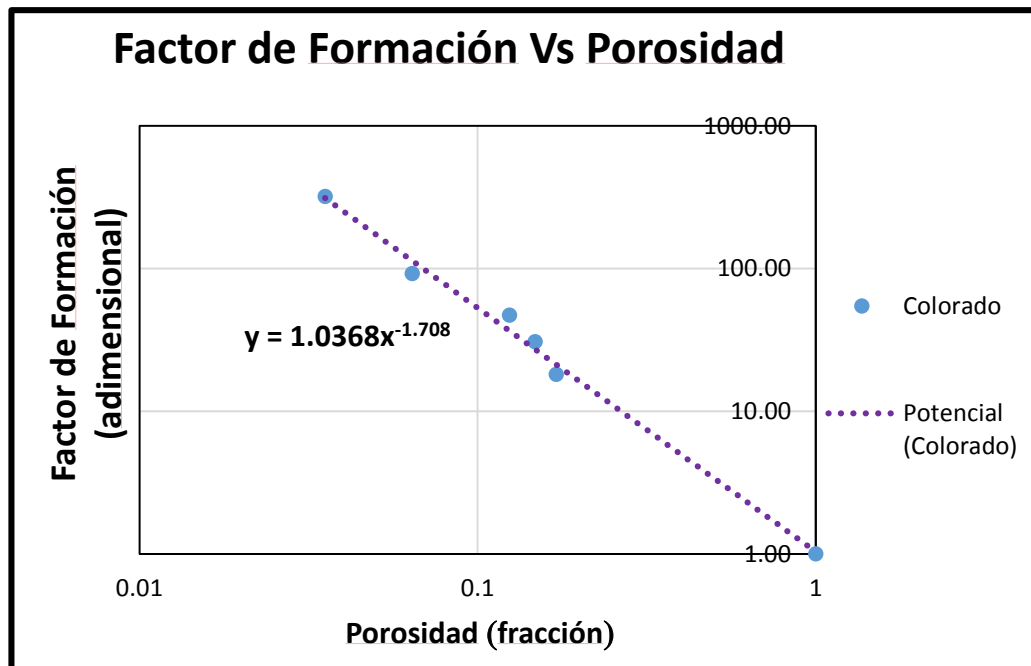
En la tabla 16 se encuentran los datos obtenidos a partir del análisis, presentando de estos factor de formación (FF) y porosidad ( $\phi$ ) los cuales son función para la obtención del cálculo del exponente de cementación.

Tabla 16. Datos FF vs.  $\phi$

Muestras	FF	Porosidad
4140,1	320,04	0,0354
4065,25	90,76	0,0641
4066,17	47,16	0,1241
4064,54	30,62	0,1479
4060,17	18,11	0,1709

La grafica de la figura 19 corresponde a los resultados mostrados en la tabla 16.

Figura 18. FF vs.  $\phi$



Fuente: Autores

- Las muestras con mayor factor de resistividad de la formación (FF), indica una baja porosidad o una baja saturación de agua.

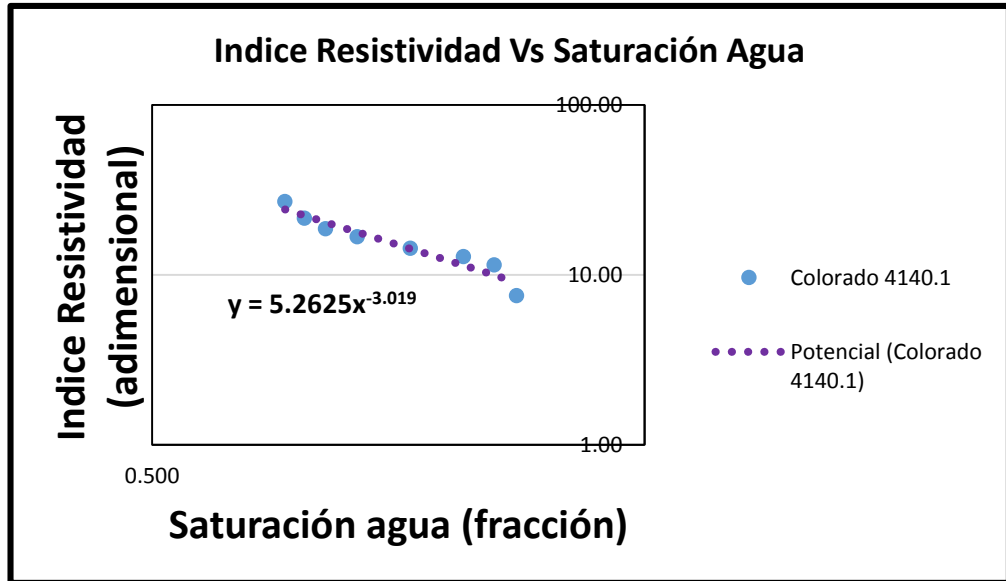
- Los valores bajos del exponente de cementación indican una saturación de agua pequeña, alta permeabilidad y una tortuosidad muy baja, lo que conlleva a determinar que tiene una buena capacidad de almacenamiento
- Los valores altos en el factor de cementación indican poca capacidad de almacenamiento.
- Un factor de cementación de 1,7 indica que la muestra está bien cementada lo cual se puede corroborar con la prueba de permeabilidad, donde al aumentar la presión de confinamiento las muestras no presentan cambios significativos en su permeabilidad
- El factor de cementación (m) es un parámetro de gran relevancia para el cálculo de reservas.
- El valor de la constante a indica que es una roca no Archie

**Determinación coeficiente de saturación, n:**

En el **Anexo I** se encuentra el cálculo para obtener el Índice de Resistividad para cada muestra analizada.

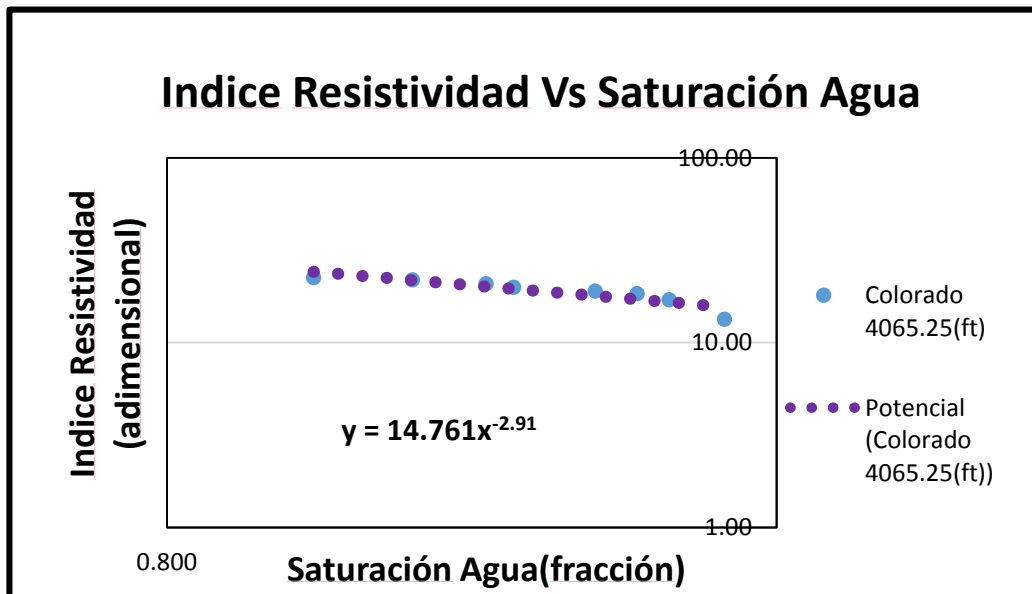
Las gráficas (19, 20, 21,22 y 23) pertenecen a las gráficas de IR vs Sw para la determinación del coeficiente de saturación.

Figura 19. IR vs Sw (Col-4140,1 ft)



Fuente: Autores

Figura 20. IR vs Sw (Col-4065.25 ft)



Fuente: Autores





la geometría de poro y el análisis de campos electrostáticos en regiones libres de carga. La solución permite el cálculo de las resistividades equivalentes (resistencias normalizadas) para tomar ventaja de las relaciones eléctricas establecidas. Las ecuaciones adicionales calculan los exponentes, variables y coeficientes de la ecuación de Archie en cada profundidad. Por lo tanto, se consiguen mejores cálculos de hidrocarburos en sitio.

Correlaciones geológicas verdaderas pueden obtenerse utilizando ángulos de esquina y de divergencia equivalentes. La necesidad del trabajo forzoso, coeficientes constantes (igual a 1, 0,81, o 0,62) o exponentes ha terminado. De esta manera, los resultados no están distorsionados por correlaciones matemáticas inducidas<sup>31, 32, 33</sup>

### **Correlación para la estimación de la permeabilidad**

La correlación más conocida y utilizada para la determinación de la permeabilidad se conoce como la ecuación de Timur para areniscas, basada en 155 medidas tomadas en diferentes Campos en el mundo.

$$k^{1/2} = \frac{100\phi^{2.25}}{S_{wirr}} \text{ (Ecuación 25)}$$

Teniendo la ecuación 25 se encuentran los siguientes resultados:

---

<sup>31</sup> HARO, Carlos. The Equations Archie Forgot: Anisotropy of the Rocks. SPE, Octubre 2009.

<sup>32</sup> HARO, Carlos. The Perfect Permeability Transform Using Logs and Cores. SPE, Septiembre, 2004.

<sup>33</sup> TOUMELIN, E y TORRES, Verdín. Influence of Oil Saturation and wettability on Rocks Resistivity Measurements: A Uniform Pore- Scale Approach. SPWLA, Junio 2005.

**Tabla 17. Permeabilidad obtenida por la correlación de Timur**

Muestra	Profundidad (ft)	Swirr	Porosidad	K (Timur)
Colorado 3	4060.17	0.455	0.1709	7,365
Colorado 3	4064.54	0.603	0.1479	3,45
Colorado 3	4065.25	0.844	0.0641	0,011
Colorado 3	4066.17	0.582	0.1241	0,467
Colorado 26	4140.1	0.564	0.0354	0.0008
Berea 41	-	0.188	0.2002	33,178

Otras correlaciones de interés representan la ecuación 26 (Coates, 1981), Ecuación 27 (Tixier, 1949)

$$k = \sqrt{100 * \frac{\phi^2(1-Swirr)}{Swirr}} \text{ (Ecuación 26)}$$

$$k = \sqrt{\frac{250*\phi^3}{Swirr}} \text{ (Ecuación 27)}$$

**Tabla 18. Permeabilidades obtenidas por las correlaciones de Coates y Tixier**

Muestra	Profundidad (ft)	Swirr	Porosidad	K (Coates)	K (Tixier)
Colorado 3	4060.17	0.455	0.1709	10,111	6,79
Colorado 3	4064.54	0.603	0.1479	3,68	2,305
Colorado 3	4065.25	0.844	0.0641	0,06	0,011
Colorado 3	4066.17	0.582	0.1241	0,44	0,467
Colorado 26	4140.1	0.564	0.0354	0,038	0,0008
Berea 41	-	0.188	0.2002	210,056	85,745

Siendo la ecuación de Timur la más ideal entre las ecuaciones anteriormente mostradas por su extenso estudio y particular uso en los análisis petrofísicos.

## Correlaciones para la calidad del yacimiento y saturación de agua

La definición de unidad de flujo asume que los yacimientos son sistemas heterogéneos y no uniformes. Las variaciones en los atributos geométricos define la existencia de zonas hidráulicas distintas con características similares de flujo de fluidos. En estas zonas, para cada valor de porosidad, el valor de la permeabilidad puede variar en varios órdenes de magnitud, lo que indica la existencia de varias unidades de flujo<sup>34</sup>.

Una unidad de flujo se define como un volumen específico del yacimiento que está compuesta por una o más litologías que pueden o no tener calidad de yacimiento dentro de ese mismo volumen, así como los fluidos que se contienen. Es decir que se identifican de acuerdo a una combinación de propiedades, que incluye: facies geológicas cualitativas y propiedades del yacimiento cuantitativas.<sup>35</sup>

Dentro de los modelos petrofísicos a considerar se encuentra el de kozeny-Carmen, cuyo objetivo es expresar la permeabilidad en términos de propiedades medibles de la roca.

Se escoge la relación propuesta por Amafeule et al., que consiste en determinar el indicador de zona de flujo (FZI), con ayuda de los siguientes parámetros que si consideran la heterogeneidad de las zonas de flujo

$$RQI = 0.0314 * \sqrt{\frac{K}{\phi_e}} \text{ (Ecuación 28)}$$

---

<sup>34</sup> AMAEFULE, Jude. ALTUNBAY, Mehmet. TIAB, Djebbar. KERSEY, David y KEELAN, Dare. Enhanced Reservoir Description: Using Core Data and Log Data to Identify Hydraulic (Flow) Units and Predict Permeability in Uncored Intervals/Wells. SPE, Octubre 1993.

<sup>35</sup> SLAT.M. Roger. Stratigraphic reservoir characterization for Petroleum geologists, geophysicists and Engineers. Handbook of Petroleum exploration and production. University of Oklahoma.ELSEVIER.2006

$$\phi_z = \left( \frac{\phi_e}{1-\phi_e} \right) \text{ (Ecuación 29)}$$

$$FZI = \left( \frac{1}{\sqrt{F_z} \tau S_{gv}} \right) = \frac{RQI}{\phi_z} \text{ (Ecuación 30)}$$

Para calcular la saturación de agua irreducible se utilizaron los modelos de Amafeule y de Aristóbulo:

**Amafeule.** La relación entre la saturación de agua irreducible y el FZI se representa matemáticamente por la siguiente ecuación:

$$S_w = 1 - \left[ \frac{1}{a+bFZI^{-c}} \right] \text{ (Ecuación 31)}$$

En donde a= 1.12, b= 0,5634, c= 1,44 y r<sup>2</sup>= 0,998.

**Aristóbulo Bejarano**<sup>36</sup>. La ecuación que la representa es la siguiente:

$$S_w = \frac{1}{1+FZI} \text{ (Ecuación 32)}$$

Esta ecuación demuestra que para bajos valores de FZI, la saturación de agua será cercana a 1 y para altos valores la saturación será cercana a 0.

Los cálculos de calidad del yacimiento (RQI), unidades de flujo hidráulico (FZI), Swr Amafeule y Swr Aristóbulo, se muestran en la tabla 19 y 20. Al realizarlos, se hizo la siguiente suposición:

- Se utiliza una permeabilidad absoluta promedio para cada muestra

---

<sup>36</sup> Bejarano. A. Comunicación verbal

**Tabla 19. RQI,  $\phi_z$  y FZI para las muestras seleccionadas**

Muestra	Profundidad (ft)	$\phi_z$	RQI	FZI
Colorado 3	-	0,25	0.9	3,59
Colorado 3	4060.17	0,206	0.224	1,088
Colorado 3	4064.5	0,173	0.152	0,877
Colorado 3	4066.17	0.141	0.061	0.431
Colorado 26	4140.1	0.036	0.057	1.575
Berea 41	4065,3	0.068	0.041	0,6

**Tabla 20. Swr Amafeule, Swr Aristóbulo para las muestras seleccionadas**

Muestra	Profundidad (ft)	Swr Amafeule	Swr Aristóbulo	Swr laboratorio
Colorado 3	4060.17	0.3820	0.4787	0.455
Colorado 3	4064.54	0.4445	0.5326	0.603
Colorado 3	4065.25	0.5645	0.6247	0.844
Colorado 3	4066.17	0.6686	0.6986	0.582
Colorado 26	4140.1	0.2919	0.3883	0.564
Berea 41	-	0.1726	0.2175	0.188

Los valores bajos de FZI reflejan la baja permeabilidad de las muestras colorado 3 (4065,25), colorado 3 (4066,17), colorado 3 (4064,54), colorado 3 (4060,17), colorado 26 (4140,1) y la berea 41 teniendo mejores propiedades entre las analizadas modela el mejor valor de FZI.

#### 4. CONCLUSIONES

- Los valores de permeabilidad de las muestras utilizadas del Campo Colorado varían entre 0,11 y 8,54 mD, siendo estas de muy bajas permeabilidades; y la muestra Berea 41 tiene una permeabilidad de 164,5 mD lo que indica una buena permeabilidad.
- Los valores de porosidad de las muestras analizadas varían entre 3.54% y 17.09%.
- La muestra Berea tiene una permeabilidad (164,5mD) y una porosidad de 20,2(%) definiéndola como la muestra más homogénea analizada en este estudio. Este tipo de muestra es lo que puede ser considerada una roca Archie.
- Los exponentes de saturación mayores a 2 se ven reflejados en las altas saturaciones de agua irreducibles en las muestras que se ajustaron a la prueba de presión capilar.
- El modelo empírico que mejor se ajusta para las estimaciones de permeabilidad es el de Coates.
- El modelo empírico que mejor se ajusta para las estimaciones de la saturación de agua irreducible es el de Aristóbulo Bejarano.

## 5. RECOMENDACIONES

Se debe tener poco contacto con las muestras para disminuir las pérdidas de granos, ya que esto generaría una pérdida de peso y causaría una estimación errónea de la saturación de las muestras

En estudios similares se recomienda correlacionar los datos experimentales con registros eléctricos o pruebas de pozos.

Se recomienda hacer un análisis mineralógico con difracción de rayos x (DRX) o de tomografía computarizada para obtener una mejor descripción de los minerales arcillosos presentes en la roca

Se recomienda hacer prueba de mojabilidad a las muestras para tener un estudio más completo y poder tomar decisiones acertadas que optimicen la productividad y el recobro del yacimiento

## BIBLIOGRAFÍA

AMAEFULE, Jude. ALTUNBAY, Mehmet. TIAB, Djebbar. KERSEY, David y KEELAN, Dare. Enhanced Reservoir Description: Using Core Data and Log Data to Identify Hydraulic (Flow) Units and Predict Permeability in Uncored Intervals/Wells. SPE, Octubre 1993.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Recommended practices for core analysis: Recommended practice 40. Washington: API Publishing Services, 1998. 44h: il. (Norma RP 40)

ARENAS, Félix y ARDILA, Maryuri. Metodología para el análisis e interpretación de resultados del laboratorio de análisis petrofísicos de la escuela de ingeniería de petróleos. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga.: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Fisicoquímicas, 2010.

CAMACHO, Laura y EBRATTH, Michael. Desarrollo de una metodología para la determinación experimental de permeabilidades relativas crudo agua en un campo colombiano. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga.: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Fisicoquímicas, 2014.

ESCOBAR, Freddy H. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Neiva.: Universidad Surcolombiana, 2004. 48,106 p.

HARO, Carlos. The Equations Archie Forgot: Anisotropy of the Rocks. SPE, Octubre 2009.

HARO, Carlos. The Perfect Permeability Transform Using Logs and Cores. SPE, Septiembre, 2004.

J.G.W, Price. J.A, Imus y R.A, Hulse. An Improved Laboratory System for Measuring the Electrical Resistivity of Small Core Samples at Reservoir Conditions. SCA, 1988.

J.M, Dacy. D.B, Lerner. C.J, Raible. J.J, Rathmell. G, Swanson y J.D, Walls. Part II- Sample Preparation and Porosity Measurement; Sca Guidelines for Sample Preparation and Porosity Measurement of Electrical Resistivity Samples. SPE, Marzo 1990.

LEÓN, J y MEJIA, T. Comparación de técnicas cuantitativas y cualitativas para la determinación de la mojabilidad del Campo Colorado-Formación Mugrosa. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga.: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Fisicoquímicas, 2009.

MENDEZ, C y GOMEZ, J. Determinación de propiedades eléctricas y presión capilar por plato poroso en muestras de corazones del campo colorado, formación mugrosa. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga.: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Fisicoquímicas, 2010.

MOHAGHEGH, S. BALAN, B y Ameri, S. State-Of-The-Art in Permeability Determination from Well Log Data: Part 2- Verifiable, Accurate Permeability Predictions, the Touch- Stone of All Models. SPE, Septiembre 1995.

PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo.: Astro Data S.A, 2009. 237, 271 p.

PICKETT, G. A Review of Current Techniques for Determination of Water Saturation from Logs. SPE, Noviembre 1966.

SOTO, A y GALEANO, D. Determinación de unidades hidráulicas y su correlación con el tipo de roca para un campo maduro colombiano, mediante análisis Cluster. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga.: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Físicoquímicas, 2007.

STANLEY, C. Two-Point Determinations of Permeability and PV vs. Net Confining Stress. SPE, Marzo 1988.

TOUMELIN, E y TORRES, Verdín. Influence of Oil Saturation and wettability on Rocks Resistivity Measurements: A Uniform Pore- Scale Approach. SPWLA, Junio 2005.

## ANEXOS

### Anexo A. Tabla de temperatura para horno de secado según el tipo de roca

<b>TIPO DE ROCA</b>	<b>MÉTODO</b>	<b>TEMPERATURA °C</b>
Arenisca (bajo contenido de arcilla)	Horno convencional u horno al vacío	116 90
Arenisca (alto contenido de arcilla)	Horno de humedad, humedad relativa 40 %	63
Carbonato	Horno convencional u horno al vacío	116 90
Con yeso	Horno de humedad, humedad relativa 40 %	60
Shale u otra roca con alto contenido de arcilla	Horno humedad, humedad relativa 40 % Horno convencional	60

## **Anexo B. Protocolo experimental para la determinación de la porosidad por el método del porosímetro de Boyle**

- Chequeo de fugas. Aplique vacío a todo el sistema incluyendo la celda de referencia y la cámara de muestra. Cierre la válvula de vacío y monitoree la presión en el transductor. Si no observa cambios en la lectura de presión durante dos minutos, se asume que el sistema no tiene fugas.
- Determinación del volumen de conexiones V2. Corresponde al sistema donde se alojará la muestra.
- Coloque todos los discos calibrados dentro de la cámara.
- Abra las válvulas de la celda de referencia V7 y la cámara de las muestras V11.
- Aplique vacío a todo el sistema con V4 en la posición vacuum. Cierre la V4. Una vez estabilizada la lectura en el transductor registre la presión como  $P_v$ .
- Cierre la válvula de la cámara de muestra (v11)
- Utilice el regulador y permita el suministro de 100 psia de Helio.
- Permita la entrada de Helio al porosímetro; para ello V4 debe estar en la posición Helium y V7 en la posición ON. Observe que la temperatura aumenta aproximadamente  $2\text{ }^{\circ}\text{C}$ , por lo tanto se debe esperar a que descienda y una vez estabilizada la lectura de la presión en el transductor, registre la presión como  $P_i$ .
- Cierre la válvula V4.

- Abra la válvula de la cámara de muestra (V11) y permita que el helio se expanda. Una vez estabilizada la presión, regístrela como Pf.
- Libere la presión del sistema por la válvula de desfogue.
- Determine el volumen de conexiones y de las celdas de muestras, registre ese valor como V2.
- Determinación del volumen de granos
- Use guantes desechables para manipular la muestra. Determine sus dimensiones; diámetro y longitud, con el calibrador digital disponible en el laboratorio. Registre los datos en el formato. Calcule y registre el volumen total de la muestra, Vb
- Coloque en la cámara de muestras, el plug al cual se le va a determinar la porosidad. Retire de la cámara porta-muestras los discos que más se ajusten a la longitud de la muestra y registre el número de los discos como DNU (Discos no utilizados)
- Ajuste la matrixcup con el tornillo ubicado en la parte superior.
- Con la válvula V4 en la posición vacuum, aplique vacío a todo el sistema, deben estar abiertas las demás válvulas. Después de 4 minutos, cierre la válvula V4 y

espere a que se establezca la lectura de presión en el transductor. Registre el dato como  $P_v$ .

- Cierre la válvula de la cámara de muestras V11.
- Mueva la válvula V4 a la posición Helium. Observe el aumento que ha sufrido la temperatura, espere a que regrese al valor de inicio de la prueba. Coloque la V4 en la posición OFF y una vez estabilizada la presión de Helio, registre el dato como  $P_i$ .
- Abra la válvula de la cámara de muestra V11 y espere a que la presión se estabilice. Regístrela como  $P_f$ .
- Libere la presión del sistema por la válvula de desfogue. Saque la muestra y calcule el volumen de granos de acuerdo a las siguientes ecuaciones:

$$V_g = VDNU - X \quad (a)$$

#### ✓ Cálculos de porosidad

Cálculo del volumen de conexiones:

Con los datos obtenidos en la primera parte de las lecturas de presiones, sin la muestra dentro de la matrixcup. Calcule el volumen de conexiones así:

$$V_2 = \frac{(P_i - P_f) * (V_1 + V_3)}{P_f - P_v} \quad (b)$$

Dónde,

V2: Volumen de conexiones, en  $\text{cm}^3$

V1:  $40.66 \text{ cm}^3$

V3:  $7.70 \text{ cm}^3$

$P_i$ : Presión inicial, en psi

Pf: Presión final, en psi

Pv: Presión de vacío, en psi

✓ **Cálculo del volumen de granos:**

Con el dato del volumen 2, se calcula x que representa el volumen de espacios vacíos contenidos entre el volumen de los discos y el volumen de la muestra. Entonces X se calcula así:

$$X = \frac{(P_i - P_f) \cdot (V_1 + V_3) + V_2 \cdot (P_v - P_f)}{P_f - P_v} \quad (c)$$

Dónde,

Vg: Es el volumen de granos

VDNU: El volumen de discos no utilizados. En la Tabla 2, se observan los volúmenes de los dichos.

**Tabla 1. Volumen de los discos del porosímetro de Boyle.**

	1.0 Pulgadas	1.5 Pulgadas
1	14.314	43.293
2	11.337	28.960
3	6.462	21.760
4	6.434	7.2817
5	4.899	-
6	1.739	-

**Cálculo de la porosidad**

Al final la porosidad por el método del porosímetro de helio, se calcula así:

$$\Phi = \left[1 - \frac{V_g}{V_b}\right] * 100 \quad (d)$$

$$V_b = \pi * r^2 * L \quad (e)$$

Dónde,

$\Phi$ : Es la porosidad expresada en porcentaje

$V_g$ : Es el volumen de granos

$V_b$ : Es el volumen total de la muestra que se determina en base a sus dimensiones.

## **Anexo C. Protocolo experimental para la determinación de la permeabilidad por medio del Permeámetro “Core Pet”**

### **1. ENCENDIDO DEL PERMEÁMETRO**

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

### **2. CARGA DE LA MUESTRA**

- Abrir la válvula manual para baja presión y asegurar que la de alta presión esté cerrada.
- Mueva la válvula de overburden a la posición vacuum. Realizar vacío verificando el ingreso de la muestra.
- Cerrar la válvula de baja presión. Apagar la bomba de vacío, y cargar la muestra por el extremo inferior del portamuestras.
- 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.

- 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.
- Cerrar la válvula.

### 3. CONTROL CALIDAD

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

### 5. DESCARGUE DE LA MUESTRA

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

## Anexo D. Preparación de la salmuera

Teniendo en cuenta los datos obtenidos en la tesis<sup>37</sup> el contenido de los aniones de cloruro en el agua de formación en esta zona es de un promedio de 25000 mg/l, por tanto la concentración de la solución NaCl con la cual se trabajara será de 60000ppm

$$60000 \text{ ppm NaCl} = 60000 \left( \frac{\text{mg}}{\text{L}} \right) = \left( \frac{1 \text{ g}}{1000 \text{ mg}} \right) = 60 \frac{\text{g}}{\text{L}} \text{NaCl} \quad (\text{f})$$

Conocida la concentración de la solución NaCl especificada para la prueba, proceda a preparar la solución teniendo en cuenta:

Se necesitan 60 gramos de salmuera por cada litro de agua desmineralizada a usar. Para el procedimiento, se prepararon 5L de salmuera. Luego, se midió la conductividad de la salmuera: 84.04 mS/cm, en unidades que reporta el equipo convirtiendo a unidades del SI: 0.119  $\Omega \cdot \text{m}$

- El agua para la solución debe ser desionizada y desmineralizada.
- El Solute NaCl debe ser de alta pureza y no la sal convencional.
- Agite el tiempo necesario para conseguir una solución homogénea.
- Determine la densidad de la salmuera:

El picnómetro es un matraz de precisión que puede ser llenado con un volumen conocido de líquido. El peso específico del líquido se define como el residuo entre el peso de un volumen de líquido con el peso de un volumen igual de agua a la misma temperatura. Ambos pesos deben ser corregidos por flotabilidad (debido al aire) si se requiere un alto grado de precisión. La relación de las diferencias entre

---

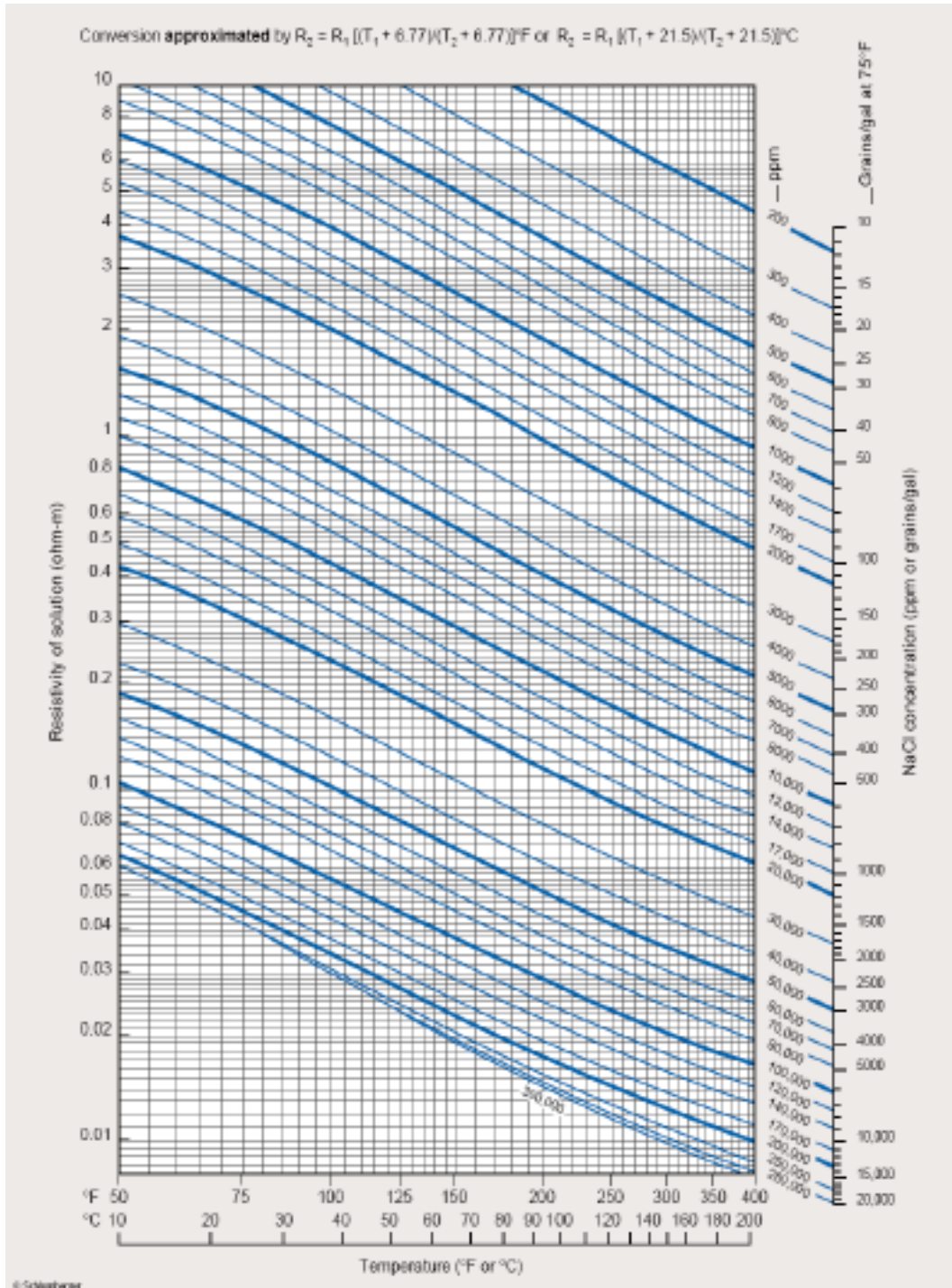
<sup>37</sup> SIMANCAS, D. & VILLABONA, C. (2012). Diseño y evaluación de un fluido para la remoción de escamas de carbonato de calcio a partir de una solución de EDTA. Caso aplicado Campo Colorado (tesis de grado). UIS, Bucaramanga, Colombia

los pesos del matraz lleno de líquido y el peso vacío, con el peso del recipiente lleno de agua destilada y el peso vacío, es el peso específico del líquido desconocido. El agua y el líquido deben estar a la misma temperatura.

La densidad de la salmuera usando un picnómetro en el laboratorio, el valor fue de: 1.0395 g/ml.

- Una vez obtenida la solución a la concentración deseada, se desairea un tiempo prudente dependiendo del método usado para luego saturar las muestras.
- Se someten las muestras a saturación durante 4 días para cumplir con la norma RP40, las muestras debe quedar estar saturadas idealmente al 100 %.

**Anexo E. Tabla Schlumberger Resistivity of NaCl Solutions.**



## **Anexo F. Protocolo saturación**

- Utilice guantes desechables para manipular la muestra. Seleccione la muestra de forma regular y registre su peso seca y limpia como  $W_{md}$ .
- Determine las dimensiones de la muestra. Tome 6 datos del diámetro y 6 de la longitud y halle sus promedios por medio del calíper digital disponible en el laboratorio.
- Describa brevemente la litología de la muestra:

Grado de compactación: consolidada, regularmente consolidada o friable

Tamaño de los granos: grandes ( $>0.5$  mm), medianos (entre 0.25 y 0.5 mm) y pequeños ( $<0.25$  mm)

Presencia o no de hidrocarburos

Características de la matriz (material de menor tamaño y que está presente entre los espacios porosos): Arenosa, Lodosa, Areno-lodosa, Areno-gravosa, Gravo-areno-lodosa (caso muy especial y se observa solo cuando hay presencia de materiales de tamaño muy grueso.

- Coloque la muestra en la cámara de vacío y aplique alto vacío por un tiempo no inferior de 8 horas. Para muestras de baja permeabilidad el tiempo debe ser entre 12 y 18 horas.
- El período de evacuación puede ser seguido de una inyección de  $CO_2$  para retirar el aire absorbido en la roca. Se pueden requerir varios ciclos de evacuación y de inyección de  $CO_2$  para muestras de baja permeabilidad. Se requiere un mayor tiempo de contacto con  $CO_2$  y ciclos de vacío más largos para desplazar el  $N_2$  en rocas más apretadas.
- Elimine el aire del líquido que va a saturar la muestra. Para ello coloque el fluido en un erlenmeyer con desprendimiento lateral y llévelo a una plancha con agitación magnética. Al tiempo que agita, extrae el aire con una bomba

de vacío. Traslade el líquido al embudo de decantación derramándolo por las paredes teniendo cuidado de que no vuelva a tomar aire.

- Luego del periodo de evacuación, permita que el líquido que se encuentra en el embudo de decantación, ocupe los espacios porosos de la muestra, para ello abra la válvula del embudo tal que permita el paso del líquido a la cámara de vacío muy lentamente hasta que quede la muestra totalmente sumergida en el líquido y no haya burbujas de aire. Cierre la válvula del embudo sin interrumpir el vacío.
- Abra un poco la válvula del embudo y permita que la presión atmosférica actúe lentamente, espere unos minutos antes de manipular la muestra.
- Saque la muestra, elimínele de forma rápida el líquido saturante sobrante se debe rodar la muestra sobre un trapo libre de pelusa o sobre una toalla de papel mojada con el líquido saturante, o limpiarla cuidadosamente con el trapo humedecido o los dedos son técnicas adecuadas para remover el exceso de líquido. Este procedimiento debe hacerse con la precaución de no extraer fluido contenido en los poros de la muestra, por tal razón no es posible hacerlo con material absorbente. Pese la muestra y registre el dato como  $W_{ms}$ .
- Determine el volumen poroso de la muestra mediante la diferencia de la muestra saturada y la muestra limpia y seca y dividiendo el resultado en la densidad del líquido saturante. Con la porosidad de la muestra determinada en el porosímetro de helio, determinar el volumen poroso y verificar que la muestra ha quedado saturada por lo menos en un 95%.
- Saturar los platos porosos: Con la salmuera desairada, se coloca sobre la celda cubriendo el plato que se va a saturar. Se aplica una presión de 10 psi para el plato de 1 bar o de 20 psi en el caso del plato de 15 bars. Se desplaza la salmuera y se deja sumergido en salmuera, mientras se va a utilizar.

- **Cálculos de saturación**

$$\emptyset = \frac{V_p}{V_t} \text{ Despejando } V_p \text{ (volumen poroso)}$$

Ecuación (g)

$$V_p = \emptyset * V_t, \text{ Donde } V_t \text{ es el volumen de la muestra}$$

Ecuación (h)

$$\text{Peso Saturado} - \text{Peso Seco} = \text{Liquido Saturado (g)}$$

Ecuación (i)

$$\frac{\text{Liquido Saturado}}{\text{Densidad del liquido } \left(\frac{\text{g}}{\text{ml}}\right)} = \text{Volumen de saturacion}$$

Ecuación (j)

$$\% \text{ Saturacion} = \frac{\text{Volumen de saturacion}}{\text{Volumen Poroso}} * 100$$

Ecuación (k)

## Anexo G. Presión capilar

- Sature 100% la muestra con salmuera sintética o agua de formación utilizando cualquiera de las técnicas existentes; desplazamiento miscible ó saturación al vacío.
- Pese las muestras 100% saturadas, compare el resultado con el volumen poroso obtenido en el porosímetro de helio. Ellas deben quedar saturadas como mínimo en un 95%.
- Coloque el plato de 1 bar en la celda. Asegúrese de que el plato esté saturado.
- Coloque en su superficie las muestras de roca. Procure hacer paquetes de muestras con permeabilidades semejantes. Para asegurar un buen contacto con el plato, utilice una capa muy fina de tierra diatomácea en la superficie de un papel Kleenex y adhiéralos a la muestra. Esto asegura un excelente contacto con el plato poroso.
- Cierre la celda herméticamente. Verifique que haya suficiente agua en el saturador.
- Abra la fuente de aire y permita el paso al regulador de alta mediante la válvula V1.
- Opere el regulador de alta presión para que permita el paso de 20 psi a través de la válvula V2, al regulador de baja presión. La otra válvula debe estar cerrada. Asegúrese de que el regulador de baja presión no permita el paso aguas abajo.
- Manipule el regulador de baja presión y permita el paso de aire a la presión capilar fijada. Se recomienda al menos valores de 1, 2, 5 y 10 psi.
- Abra la válvula V3. para permitir el paso del aire del regulador de baja presión al saturador y luego a la celda.
- Coloque un recipiente graduado al otro extremo de la celda con aceite como interfase de sello.
- Dos veces al día haga las lecturas del nivel de agua desplazado. Si se observa paso de fluido no mojante (aire), suspenda la prueba y sature el plato. Cuando

por dos días se obtenga la misma lectura, desmonte las muestras y péselas. Registre los pesos obtenidos en cada incremento de presión al igual que el agua desplazada de las muestras. Pase al siguiente punto de presión y repita el procedimiento.

#### USO DEL PLATO POROSO DE ALTA PRESIÓN (15 BARES).

- Coloque el plato de 15 bares en la celda. Asegúrese de que el plato este saturado. Coloque en su superficie muestras de roca, de la misma forma como se explicó en el punto anterior. Procure hacer paquetes de muestras con permeabilidades semejantes. Cierre la celda herméticamente. Verifique que haya suficiente agua en el saturador.
- Abra la fuente de aire y de paso al regulador de alta mediante la válvula V1.
- Opere el regulador de alta presión y permita el paso de 250 psi, al regulador de baja presión por medio de la válvula V2. La válvula situada en el mismo bloque debe estar cerrada. Asegúrese de que el regulador de baja presión no permita el paso aguas abajo.
- Opere el regulador de baja presión y permita el paso del aire al equipo de presión capilar. Se recomienda valores de 20, 25, 30, 35, hasta 200 psi, si la muestra lo requiere. Regularmente el punto final se encuentra muy por debajo de 200 psi.
- A cada incremento de presión, abra la válvula V3 para permitir el paso del aire del regulador de baja presión al saturador y luego a la celda.
- Coloque un recipiente graduado al otro extremo de la celda con aceite como interface de sello. Dos veces al día haga las lecturas del nivel de agua desplazado. Cuando por dos días se obtenga la misma lectura, desmonte las muestras y péselas. Registre los pesos al igual que el volumen de agua recuperada.

## Anexo H. Cálculo de la altura sobre el nivel de agua libre, (H)

Para determinar la altura sobre el nivel de agua libre de cada una de las muestras, es necesario conocer las tensiones interfaciales agua-gas y agua aceite.

El valor de la tensión interfacial agua-aceite se encuentra entre 20 y 30 dinas/cm. La tensión interfacial agua-gas es aproximadamente igual a 72 dinas/cm.

- a. Convierta las presiones capilares tomadas en laboratorio a condiciones de yacimiento así:

$$P_{C,R} = P_{C,L} * \left( \frac{\sigma_{w,o}}{\sigma_{w,g}} \right) \quad (I)$$

Dónde:

$P_{C,R}$  : Presión capilar a condiciones de yacimiento, en psi

$P_{C,L}$ : Presión capilar a condiciones de laboratorio, en psi

$\sigma_{w,o}$ : Tensión interfacial de ocurrencia en el yacimiento. En este caso, agua aceite, en un yacimiento de aceite y en toda la zona por debajo de la capa de gas, en Dynas/cm

$\sigma_{w,g}$ : Tensión interfacial a condición de laboratorio. En el caso de la presión capilar por plato poroso por inyección de aire, agua-aire, en Dynas/cm

Las tensiones interfaciales agua-petróleo están entre 20 y 30 Dynas/cm, y la tensión interfacial agua-gas (el gas, aire, también llamada tensión superficial) es aproximadamente 72 Dynas/cm a 20 °C.

- b. Calcule la altura (H), sobre el nivel de agua libre, para cada una de las presiones capilares con la siguiente ecuación:

$$H = \frac{144 * P_c}{(\rho_w - \rho_o)} \quad (m)$$

Dónde:

H: Altura sobre el nivel de agua libre, en ft

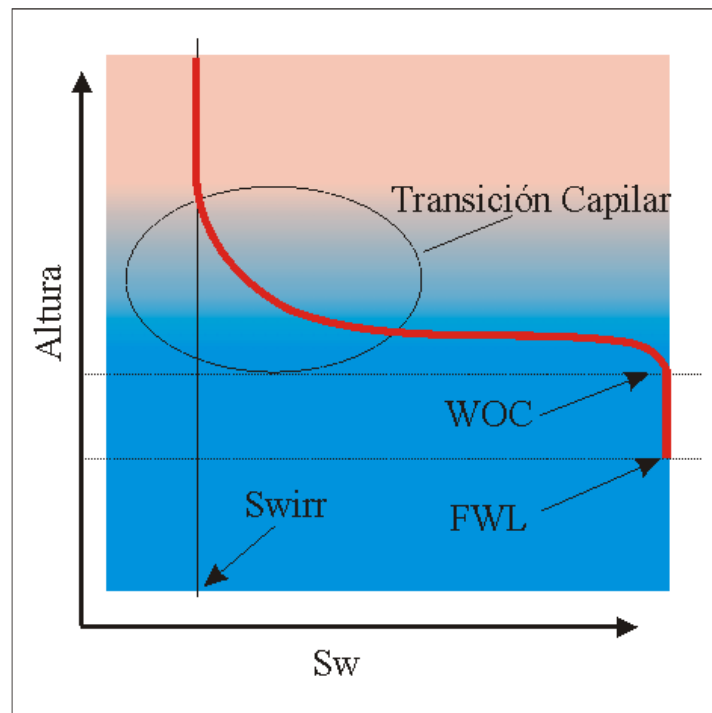
Pc: Presión capilar a condición de yacimiento, en psi

$\rho_w$  : Densidad del agua, en lb/ft<sup>3</sup>

$\rho_o$ : Densidad del aceite a condiciones de yacimiento, en lb/ft<sup>3</sup>

Figura. H vs Sw (partes)

**Figura 1. Grafico altura Vs saturación de agua**



Fuente: <http://www.inLab.Soluciones integrales para ingeniería de reservorios>

## Anexo I. Determinación del exponente de cementación, m.

- a. Cálculo de la temperatura del yacimiento: Si no se tiene el dato de la temperatura del yacimiento, utilice la siguiente ecuación empírica desarrollada por el ICP.

$$T_R = 0,01649 * depth + 88,8896 \text{ (n)}$$

Dónde:

TR: Temperatura del yacimiento, en °F

Depth: Profundidad del yacimiento, en ft

- b. Corrección de la resistividad del agua a temperatura de yacimiento: Determinar la resistividad del agua a temperatura del laboratorio y corregirla a temperatura de yacimiento mediante la siguiente ecuación:

$$R_{W,R} = R_{W,L} * \frac{(T_L+6,77)}{(T_R+6,77)} \text{ (o)}$$

Dónde:

R<sub>w,R</sub> : resistividad a temperatura de yacimiento, en ohm-m

R<sub>w,L</sub>: resistividad a temperatura de laboratorio, en ohm-m

TL: temperatura de laboratorio, en °F

TR: temperatura de yacimiento, en °F

- c. Cálculo del factor de resistividad de la formación (FF o FR): Calcule el factor de formación para muestras diferentes del mismo yacimiento, aplicando la siguiente ecuación:

$$FF = \frac{R_o}{R_w} \quad (p)$$

Dónde:

FF: factor de formación, adimensional

Ro: resistividad de la roca 100% saturada con agua, en ohm-m

Rw: resistividad del agua de formación a temperatura de yacimiento, en ohm-m

- d. Construcción de la gráfica del exponente de cementación (m): Grafique en coordenadas log – log los datos obtenidos de factor de formación (eje Y), versus porosidad de las muestras y determine el exponente de cementación mediante la regresión exponencial de la serie de puntos para todas las muestras. La pendiente es el valor de m

#### **Determinación del exponente de saturación, n.**

- a. Cálculo de la resistividad de la muestra saturada 100 % de salmuera: Mediante las dimensiones de la muestra, determine el área transversal. Calcular Ro, con la siguiente ecuación:

$$R_o = \frac{r * A}{L} \quad (q)$$

Dónde:

Ro: Resistividad de la muestra 100% saturada, en ohm-m

r : Resistencia de la muestra, en ohm

A: Área transversal de la muestra, en m<sup>2</sup>

L: Longitud de la muestra, en m

- b. Cálculo del índice de resistividad (IR ó RI): Cada vez que halle la saturación de la muestra para cada nivel de presión en el equipo de presión capilar, determine el índice de resistividad aplicando la siguiente ecuación:

$$RI = \frac{R_t}{R_o} (r)$$

Dónde:

RI: Índice de resistividad, adimensional

R<sub>t</sub>: Resistividad de la roca en cada valor de saturación, en ohm-m

R<sub>o</sub>: Resistividad de la muestra 100% saturada de salmuera, en ohm-m

- c. Construcción de la gráfica de IR en función de la saturación de agua: Grafique en coordenadas log – log los datos obtenidos de índice de resistividad (eje Y) en función de la saturación de agua de la muestra y determine el exponente de saturación por medio de la regresión exponencial de los datos obtenidos. La pendiente es el valor de n

## **Anexo J. Métodos de ensayo y procedimientos utilizados en la evaluación de las propiedades petrofísicas básicas y especiales en núcleos de perforación.**

- **POROSIDAD**

Métodos de determinación de la porosidad en laboratorio

**Medición de la porosidad mediante un análisis de rutina del núcleo:** Las técnicas de medición en el laboratorio consisten en determinar dos de los tres parámetros básicos de la roca (volumen total, volumen poroso y volumen de los granos).

Para ello se utilizan núcleos de roca, los cuales son obtenidos durante la etapa de perforación del pozo.

La medición de la porosidad es realizada generalmente en tapones de núcleos, los cuales son muestras de diámetro pequeño (entre 25-40 mm) extraídas del núcleo, utilizando herramientas de corte especiales.

**Determinación del volumen total:** El volumen total puede ser calculado por medición directa de las dimensiones de la muestra utilizando un vernier. Este procedimiento es útil cuando las muestras presentan formas regulares debido a su rapidez.

Para muestras de volúmenes irregulares el procedimiento utilizado usualmente consiste en la determinación del volumen de fluido desplazado por la muestra. Algunos de los métodos utilizados para determinar el volumen del fluido desplazado son:

**Métodos gravimétricos:** El volumen total se obtiene observando la pérdida de peso de la muestra cuando es sumergida en un líquido, o por el cambio en peso de un picnómetro cuando se llena con mercurio y cuando se llena con mercurio y la muestra.

Los métodos gravimétricos son:

- Recubrimiento de la muestra con parafina e inmersión en agua
- Saturación de la muestra e inmersión en el líquido saturante.
- Inmersión de la muestra seca en mercurio

**Métodos volumétricos:** los métodos utilizados son el del picnómetro y la inmersión de una muestra saturada.

El método del picnómetro de mercurio consiste en determinar el volumen de un picnómetro lleno con mercurio hasta una señal. Luego se coloca la muestra y se inyecta mercurio hasta la señal. La diferencia entre los dos volúmenes de mercurio representa el volumen total de la muestra.

El método de inmersión de una muestra saturada consiste en determinar el desplazamiento volumétrico que ocurre al sumergir la muestra en un recipiente que contiene el mismo líquido empleado en la saturación.

El método de desplazamiento con mercurio es práctico para determinar el volumen total de muestras cuando se encuentran bien cementadas, de lo contrario debe emplearse el método de inmersión de una muestra saturada.

**Determinación del volumen de los granos:** en estos métodos se utilizan muestras consolidadas y se le extraen los fluidos con un solvente que posteriormente se evapora. Los principales métodos utilizados son:

**Método de Melcher-Nutting:** El método de Melcher-Nutting consiste en determinar el volumen total de la muestra y posteriormente triturarla para eliminar el volumen de espacios vacíos y determinar el volumen de los granos.

**Método del porosímetro de Stevens:** El método de Stevens es un medidor del volumen efectivo de los granos. El porosímetro consta de una cámara de muestra que puede ser aislada de la presión atmosférica y cuyo volumen se conoce con precisión. El núcleo se coloca en la cámara, se hace un vacío parcial por la manipulación del recipiente de mercurio, con esto se logra que el aire salga de la muestra y es expandido en el sistema y medido a la presión atmosférica. La diferencia entre el volumen de la cámara y el aire extraído es el volumen efectivo de los granos.

**Densidad promedio de los granos:** Tomando la densidad del cuarzo (2.65 g/cm) como valor promedio del grano, el volumen de los granos puede ser determinado con el peso de la muestra. Este método se utiliza en trabajos que no requieren gran exactitud.

**Determinación del volumen poroso efectivo:** Todos los métodos utilizados para determinar el volumen poroso miden el volumen poroso efectivo, y se basan en la extracción o introducción de fluidos en el espacio poroso.

A continuación se presenta un resumen de algunos usados para determinar el volumen poroso efectivo

**Método de inyección de mercurio:** consiste en inyectar mercurio a alta presión en los poros de la muestra. El volumen de mercurio inyectado representa el volumen poroso efectivo de la muestra.

**Método del porosímetro de helio:** su funcionamiento está basado en la Ley de Boyle, donde un volumen conocido de helio (contenido en una celda de referencia) es lentamente presurizado y luego expandido isotérmicamente en un volumen vacío desconocido. Después de la expansión, la presión de equilibrio resultante estará dada por la magnitud del volumen desconocido; esta presión es medida. Usando dicho valor y la Ley de Boyle, se calcula el volumen desconocido, el cual representa el volumen poroso de la muestra.

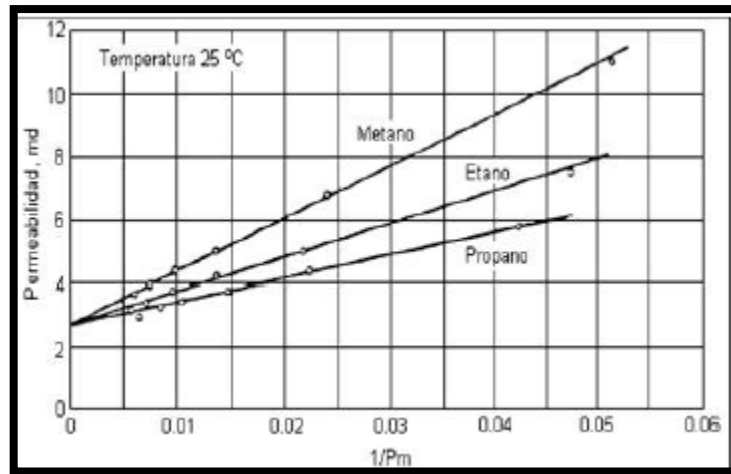
**Método de saturación de Barnes:** Este método consiste en saturar una muestra limpia y seca con un fluido de densidad conocida y determinar el volumen poroso por ganancia en peso de la muestra.

- **PERMEABILIDAD**

La permeabilidad de una muestra de formación es la medida de su capacidad para permitir el tránsito de fluidos. La permeabilidad consiste en la medición de la tasa de flujo de un fluido de viscosidad conocida a través de una muestra bajo un diferencial de presión. El aire es el fluido utilizado normalmente debido a su conveniencia, disponibilidad, y la relativa inercia hacia el material del núcleo. Las

mediciones de permeabilidad con aire y con otros gases, se corrigen a un "equivalente" de la permeabilidad de los líquidos mediante el uso de la conocida corrección Klinkenberg.

Figura. Corrección Klinkenberg con diferentes gases



Fuente: Artículo, propiedades de rocas de yacimiento, ICP

## PRUEBA DE LA PERMEABILIDAD ABSOLUTA AL GAS (PERMEÁMETRO RUSKA; API RP-40)

### EQUIPOS Y ELEMENTOS:

- Desecador de vidrio
- Permeámetro Ruska
- Calibrador digital
- Cilindro de nitrógeno o de aire comprimido
- Corazón de análisis

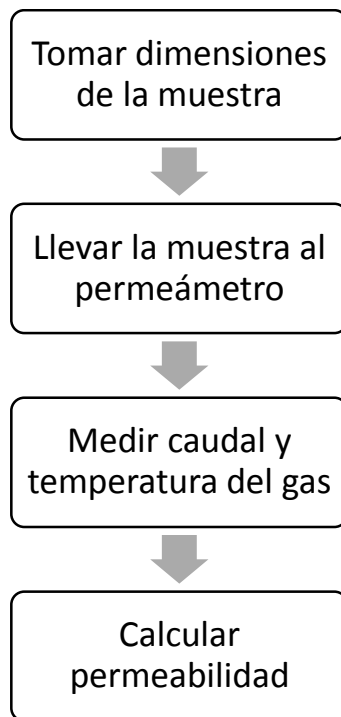
- Guantes desechables



**Fuente:** Laboratorio de Petrofísicos EIP. Permeámetro al gas Ruska

## PROCEDIMIENTO

Procedimiento para el análisis de la permeabilidad al gas.



1. Con la muestra debidamente limpia, seca y preservada en un desecador de vidrio, determine sus dimensiones utilizando el calibrador digital disponible en el laboratorio. Manipule las muestras usando guantes desechables para que la grasa de las manos no altere la masa y los poros de la muestra.
2. Describa brevemente la litología de la muestra:
  - Grado de compactación: consolidada, regularmente consolidada o friable
  - Tamaño de los granos: grandes ( $>0.5$  mm), medianos (entre 0.25 y 0.5 mm) y pequeños ( $<0.25$  mm)
  - Presencia o no de hidrocarburos
  - Características de la matriz (material de menor tamaño y que está presente entre los espacios porosos): Arenosa, Lodosa, Areno-lodosa, Areno-gravosa, Gravo-areno-lodosa (caso muy especial y se observa solo en materiales de tamaño muy grueso).

3. Inserte la muestra en el receptor de caucho y verifique que quede debidamente confinada.
4. Lleve el conjunto muestra–receptor de caucho, al coreholder y ajuste todo al equipo.
5. Lleve la válvula selectora de los rotámetros a la posición “LARGE”. Ajuste al sistema una presión de 0.25 atmósferas y verifique que la lectura de flujo esté entre 2 y 14 cm.
6. Con la lectura del rotámetro en cm, remítase a la gráfica de calibración y traduzca esa lectura a  $\text{cm}^3/\text{segundo}$ .
7. Si la lectura en el rotámetro es inferior a 2 cm, lleve la válvula a la posición “MEDIUM” y eleve la presión a 0.5 atmósferas. Si de nuevo la lectura en el rotámetro respectivo es aún menor de 2 cm, lleve la válvula selectora a la posición “SMALL” y eleve la presión a 1.0 atmósferas. La lectura en el rotámetro representa un caudal en  $\text{cm}^3/\text{segundo}$  en la gráfica de calibración.
8. Registre la temperatura del gas (aire o Nitrógeno), en el termómetro del equipo. Con esa lectura determine la viscosidad del gas en centipoises (cP), por medio de la gráfica de temperatura Vs viscosidad disponible en el catálogo del permeámetro.
9. Calcule la permeabilidad al gas de la muestra usando la ecuación de Darcy. Registre el dato en miliDarcys.

### **Cálculo De La Permeabilidad Al Gas.**

## Permeámetro Ruska.

### Cálculo de la permeabilidad (K), en miliDarcys.

$$K_g = \left( \frac{Q * \mu_g * L}{A * \Delta p} \right) * 1000 \text{ (miliDarcys)}$$

Dónde:

$K_g$ : Permeabilidad de la muestra, en milidarcys

Q: Caudal del gas a través de la muestra, en cm<sup>3</sup>/segundo. (Figura 11)

$\mu_g$ : Viscosidad del gas, en cp. (Figura 12)

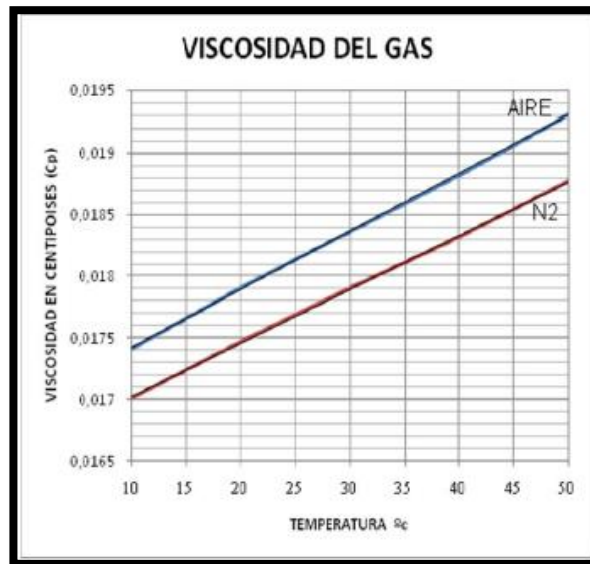
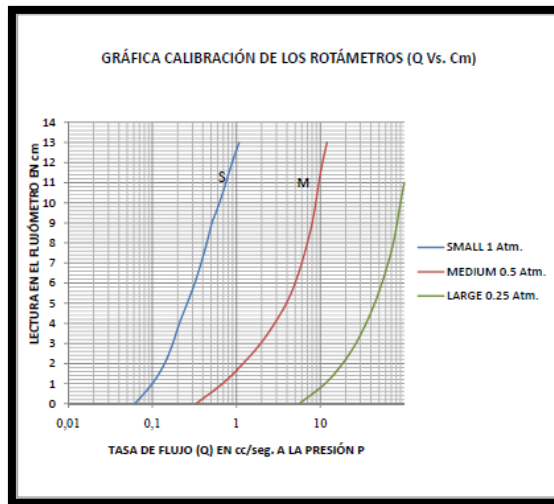
L: Longitud de la muestra, en cm.

A: área transversal de la muestra, en cm<sup>2</sup>.

$\Delta p$ : Delta de presión, en atmósferas.

**Verificación del estado de la muestra:** Verifique posibles fracturas inducidas, causadas por la manipulación de la muestra. Si esto ha ocurrido, deseche la muestra y rotúlela de nuevo con la inscripción “muestra fracturada”.

**Repetitividad:** Determine de nuevo la permeabilidad de la muestra y compare el resultado con el anterior. La repetitividad no puede ser superior al 5 %, de lo contrario repita el procedimiento hasta que sea inferior a dicho porcentaje.



**Fuente:** Catálogo del permeámetro Ruska. Viscosidad del Aire y del Nitrógeno en función de la temperatura

**Fuente:** Catálogo del permeámetro Ruska. Carta de calibración de los rotámetros del permeámetro al gas Ruska.

## **Análisis E Interpretación De Resultados. Permeabilidad Al Gas**

### **(Permeámetro Ruska).**

#### **Análisis de resultados.**

- Compare la permeabilidad calculada con la descripción litológica de la muestra. Por ejemplo; Una muestra friable debe mostrar una alta permeabilidad y viceversa; una muestra consolidada mostrará una baja permeabilidad.
- Si la muestra es muy consolidada y registra una permeabilidad alta, es posible que hayan sucedido dos cosas: que la muestra se haya fracturado, o que haya canalización de fluidos por mal confinamiento de la muestra. Repita la prueba verificando que la muestra quede bien confinada, si sigue presentando alta permeabilidad, compare el dato de permeabilidad con una muestra del mismo segmento de corazón; Si la diferencia es apreciable, la muestra está fracturada. Reporte el incidente y rotule la muestra como “muestra fracturada”.
- Si la muestra es friable y registra una permeabilidad baja, probablemente ha sufrido arrastre de finos por tasas de fluidos superiores a la tasa crítica. Compare la permeabilidad con la de otra muestra similar y del mismo segmento de corazón. Reporte el incidente y rotule la muestra como “muestra canalizada”.
- Clasifique la permeabilidad obtenida como:

Alta permeabilidad  $K > 250$  milidarcys,

Aceptable para  $100 < K \text{ (md)} < 250$

Regular para  $50 < K \text{ (md)} < 100$ .

Mala para  $1 < K \text{ (md)} < 50$ .

Muy mala si  $K < 1 \text{ md}$ .

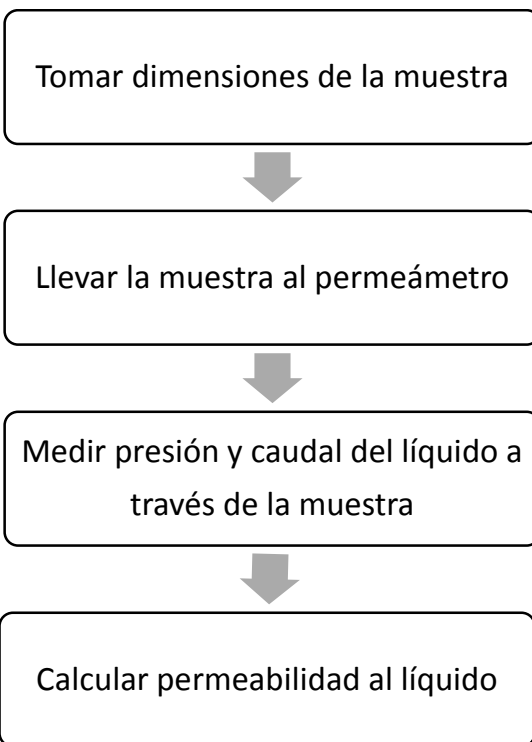
## **PRUEBA DE LA PERMEABILIDAD ABSOLUTA AL LÍQUIDO (PERMEÁMETRO RUSKA)**

### **EQUIPOS Y ELEMENTOS:**

- Desecador de vidrio
- Permeámetro al líquido Ruska
- Calibrador digital
- Cilindro de nitrógeno o de aire comprimido
- Corazón de análisis
- Guantes desechables
- Líquido saturante



**Fuente:** catálogo del permeámetro Ruska.



## PROCEDIMIENTO

Procedimiento para el análisis de la permeabilidad al líquido.

1. Con la muestra debidamente limpia, seca y preservada en un desecador de vidrio, determine sus dimensiones utilizando el calibrador digital disponible en el laboratorio. Manipule las muestras usando guantes desechables para evitar que la grasa de las manos altere la masa y los poros de la muestra.
2. Describa brevemente la litología de la muestra:

Grado de compactación: consolidada, regularmente consolidada o friable  
Tamaño de los granos: grandes (>0.5 mm), medianos (entre 0.25 y 0.5 mm) y pequeños (<0.25 mm)

Presencia o no de hidrocarburos

Características de la matriz (material de menor tamaño y que está presente entre los espacios porosos): Arenosa, Lodosa, Areno-lodosa, Areno-gravosa, Gravo-areno-lodosa (caso muy especial y se observa solo en materiales de tamaño muy grueso)

3. Lleve la muestra a la cámara de vacío disponible en el laboratorio.
4. Coloque el líquido de prueba (salmuera, queroseno, diesel o aceite minera), en un erlenmeyer con desprendimiento lateral, llévelo a una plancha con agitación magnética y elimine del líquido saturante todo el aire usando una bomba de vacío.
5. Coloque el líquido desaireado en el embudo saturador de la cámara de vacío y lleve las muestras al interior del recipiente para empezar el proceso de saturación.
6. . Haga vacío por mínimo 8 horas. Si la muestra es muy consolidada, haga vacío por un tiempo entre 12 y 18 horas.
7. El período de evacuación puede ser seguido de una inyección de CO<sub>2</sub> para retirar el aire absorbido en la roca. Se pueden requerir varios ciclos de evacuación y de inyección de CO<sub>2</sub> para muestras de baja permeabilidad. Se requiere un mayor tiempo de contacto con CO<sub>2</sub> y ciclos de vacío más largos para desplazar el N<sub>2</sub> en rocas más apretadas.
8. Permita el ingreso del líquido saturante lentamente al interior de la cámara y verifique que la saturación de la muestra se está llevando a cabo adecuadamente. La saturación termina cuando la muestra quede

completamente sumergida en el líquido saturante y no muestre burbujas de aire.

9. Abra lentamente la válvula y permita que la presión atmosférica actúe sobre la muestra.
10. Manipule la muestra con guantes desechables y llévela al receptor de caucho, luego al coreholder metálico y después ajústelo al permeámetro.
11. Permita el llenado de la probeta volumétrica del permeámetro.
12. Ajuste la presión de acuerdo al tipo de muestra analizada en el paso 2. Esto es; en muestras friables utilice bajas presiones y en muestras consolidadas la rata de líquido no debe superar la tasa crítica. Si no se conoce la tasa crítica para el tipo de muestra; permita que el caudal sea de aproximadamente 0.1 cm<sup>3</sup>/minuto.
13. Registre el tiempo que gasta el volumen de líquido en atravesar la muestra, en segundos.
14. Calcule la permeabilidad al líquido de acuerdo a la ecuación de Darcy.

### **Cálculo De La Permeabilidad Al Líquido (Permeámetro Ruska)**

#### **Cálculo de la permeabilidad al líquido (KI), en miliDarcys.**

$$K_L = \left( \frac{V_L * \mu_L * L}{t * A * \Delta p} \right) * 1000 \quad (\text{miliDarcys})$$

Dónde:

$K_L$ : Permeabilidad al líquido de la muestra, en milidarcys

$V_L$ : Volumen de líquido según la capacidad de la probeta, en cm<sup>3</sup>. 75

$\mu_L$ : Viscosidad del líquido, en cP.

$L$ : Longitud de la muestra, en cm.

$t$ : Tiempo de flujo, en segundos

$A$ : área transversal de la muestra, en cm<sup>2</sup>.

$\Delta p$ : Delta de presión, en atmósferas.

**Verificación del estado de la muestra:** Verifique posibles fracturas inducidas, causadas por la manipulación de la muestra. Si esto ha ocurrido, deseche la muestra y rotúlela de nuevo con la inscripción “muestra fracturada”.

**Repetitividad:** Determine de nuevo la permeabilidad de la muestra y compare el resultado con el anterior. La repetitividad no puede ser superior al 5 %, de lo contrario repita el procedimiento hasta que sea inferior a dicho porcentaje.

### **Análisis e Interpretación De Resultados.**

#### **Permeámetro Al Líquido Ruska.**

- Compare la permeabilidad calculada con la descripción litológica de la muestra. Por ejemplo; Una muestra friable debe mostrar una alta permeabilidad y viceversa; una muestra consolidada mostrará una baja permeabilidad.

- La medida de la permeabilidad al líquido debe ser muy inferior a la permeabilidad al gas; si es superior; el caudal de líquido no es el real. Verifique que esté bien confinada la muestra.
- Si la muestra es muy consolidada y registra una permeabilidad alta, es posible que la muestra se haya fracturado. Compare el dato de permeabilidad con una muestra similar y del mismo segmento de corazón. Si hay incertidumbre, observe la litología de la muestra y tome una decisión al respecto de acuerdo a los conocimientos adquiridos. Reporte el incidente y si hay fractura, rotule la muestra como “muestra fracturada”.
- Si la muestra es friable y registra una permeabilidad baja, probablemente la muestra ha sufrido arrastre de finos por tasas de fluidos superiores a la tasa crítica. Compare la permeabilidad con la de otra muestra del mismo segmento de corazón. Reporte el incidente y rotule la muestra como “muestra canalizada”

- Clasifique la permeabilidad obtenida como:

- Alta si  $K > 250$  milidarcys,
- Aceptable para  $100 < K \text{ (md)} < 250$
- Regular para  $50 < K \text{ (md)} < 100$ .
- Mala para  $1 < K \text{ (md)} < 50$ .
- Muy mala si  $K < 1$  md.

## **PROPIEDADES ESPECIALES**

- **PRESION CAPILAR**

Existen varios métodos experimentales para obtener los datos necesarios para construir las curvas de presión capilar en función de la saturación.

## **Método de Inyección de Mercurio**

Este método es más sencillo y rápido; para su aplicación se somete una muestra pequeña y homogénea con alta presión de vacío, considerando al mercurio líquido como la fase no mojante y los vapores del mercurio junto con el gas residual en la muestra, como la fase mojante. El método consiste en inyectar lentamente el mercurio líquido a la muestra, hasta que cesa su admisión a una presión determinada. La saturación de mercurio se determina por el cociente del volumen inyectado de mercurio entre el volumen de poros de la muestra. Posteriormente se incrementa la presión predeterminada inyectando mercurio de nuevo hasta que deja de admitir; este paso se repite varias veces hasta alcanzar la última presión programada, pudiendo definirse a partir de estos resultados el comportamiento presión capilar-saturación

La presión capilar dinámica puede ser determinada por una modificación a la técnica de Hassler para la medición de la permeabilidad relativa. En este método ambas fases son permitidas o son dejadas fluir a través del núcleo con un control ejercido sobre la diferencia de presión existente entre ellos. Al llegar al equilibrio las dos fases continúan el flujo pero su respectiva saturación no cambia.

Aunque la técnica de restauración de estado es probablemente el método más usado y es considerado el más confiable, la técnica de inyección de mercurio tiene la ventaja de ser más rápido. Ya que los fluidos similares a aquellos encontrados en los yacimientos pueden ser usados en la determinación del método de restauración de estado, los resultados son usualmente más directamente aplicables a los problemas de los yacimientos; los resultados del método de Inyección de Mercurio por otro lado pueden ser convertidos por medio de un factor de conversión a los de presión capilar los cuales podrían ser obtenidos con los fluidos del yacimiento.

Ventajas:

1. Es un método rápido. En general la medición (sobre muestras previamente acondicionadas) requiere entre 1 y 2 hs.
2. La elevada tensión superficial del mercurio permite obtener mayor sensibilidad que con otras metodologías para caracterizar presión umbral o detalles "finos" de la estructura de poros.
3. Se puede aplicar a muestras mal conformadas.
4. Permite desarrollar elevadas presiones capilares.
5. Permite caracterizar el medio poroso en función de la distribución de diámetros de gargantas de poro

Desventajas:

1. No permite obtener valores de Swirr ( saturación de agua irreductible). 2.8.3 Método Dinámico en Régimen Permanente La presión capilar se evalúa como la diferencia de presiones existente entre el agua y el gas en la cara de entrada de flujo, en una muestra porosa colocada en una celda tipo Hassler, con una membrana semipermeable en cada uno de sus dos extremos, en la cual el flujo se mantiene en régimen permanente, considerando condiciones de régimen permanente cuando la diferencia de presiones entre ambas fases es la misma en ambas caras, o sea cuando el gasto de ambas fases es constante. La saturación de la muestra porosa se determina por el cociente del peso del agua, obtenido de la diferencia entre los pesos de la muestra, cuando está saturada 100% de agua inicial, menos el peso de la muestra después de determinar el valor de la presión capilar para un gasto estabilizado de ambas fases, entre el peso del agua inicial que satura la muestra 100%. Repitiéndose el proceso varias veces con diferentes gastos de las fases en cada ocasión, se define un comportamiento de presión capilar-saturación.

Aufricht y cols. (1957) comentan que para los ingenieros de yacimientos y de producción, la aplicación principal de los comportamientos de presión capilar-saturación (transformados en distribución de la fase mojante en columnas con

variación de su saturación), es determinar la distribución inicial de fluidos y su movilidad en el yacimiento; la distribución se refiere a la magnitud de las saturaciones de aceite y agua en equilibrio capilar en todo el yacimiento, como resultado de las propiedades de la roca, de su cercanía al contacto aceite-agua y de su posición en el yacimiento, lo cual es de gran importancia para su explotación y para los cálculos de comportamiento y procesos de recuperación secundaria. La presión capilar se transforma en altura de la columna agua-aceite, usando valores promedio de tensión interfacial, ángulo de contacto y densidades del agua y aceite del yacimiento, tomando como plano de referencia el nivel al cual se obtiene una producción del 100% de agua o aquel en donde la saturación del aceite es 0%. Esta forma de presentar los datos de la presión capilar en función de la variación de las saturaciones, permite correlacionar la profundidad con datos determinados de núcleos, la permeabilidad al gas, porosidad, saturación de agua irreducible y el corte de agua determinado con permeabilidades relativas. Arps (1964) presenta una forma de emplear los datos de presión capilar en combinación con las curvas de permeabilidades relativas, para definir la distribución de fluidos en el yacimiento. Los métodos previamente discutidos para determinar la presión capilar, emplean muestras pequeñas, o sea consideran esencialmente el efecto predominante de matriz, midiendo la presión directamente o a través de algún parámetro físico; algunos requieren tiempos grandes de prueba, o la presión de prueba es pequeña, otros emplean equipo sofisticado siendo difícil la interpretación de los datos registrados o de alto costo y/o riesgo de operación.

### **Método Centrífugo**

Este método emplea una centrífuga de alta velocidad para aumentar la diferencia de presión entre las fases y de esta manera medir el promedio del fluido de saturación en un núcleo en equilibrio, durante la rotación a varias velocidades angulares ( $\Theta$ ). Manteniendo en sujeción a la muestra, la aceleración de la centrífuga incrementa el campo de fuerza sobre los fluidos, teniendo con ellos un incremento

en la fuerza gravitacional que obliga a los fluidos a desplazarse al núcleo. La velocidad de rotación se mantiene constante y es convertida en unidades de fuerza que actúan en el centro de la muestra. El fluido desplazado es leído visualmente por el operador. Cuando la muestra es sometida a diferentes velocidades de rotación, es posible obtener una curva completa de presión capilar.

Ventajas:

1. Es un método rápido.
2. El instrumental es más elaborado pero no es necesario asegurar contactos capilares. El drenaje de la fase desplazada es directo.
3. Permite hacer mediciones de Drenaje e Imbibición.
4. Permite definir perfectamente la presión umbral de muestras poco permeables.
5. Permite alcanzar presiones capilares más elevadas que con el método de Restauración de Estado.
6. Compara favorablemente con el método de Restauración de Estado en todo el rango de saturaciones.

Desventajas:

1. El cálculo es indirecto. La saturación de fases varía a lo largo de la muestra.

- **PROPIEDADES ELÉCTRICAS**

Las propiedades eléctricas de una formación son llevadas a cabo en el laboratorio con el propósito de calibrar los registros eléctricos utilizados en el campo y al mismo tiempo para profundizar en el estudio de la roca contenedora de hidrocarburos. La exactitud de los registros en determinar la saturación de agua, depende en la

exactitud de la medida del laboratorio al determinar el factor de formación (FF) y exponente de saturación (n).

Las propiedades eléctricas de la roca, dependen de la geometría de los poros y de los fluidos que llenan esos poros. Los fluidos de interés en los yacimientos de petróleo son el aceite, el gas y el agua. El petróleo y el gas son no conductores, pero el agua es conductora de electricidad cuando contiene sales disueltas. La corriente es conducida en agua debido al movimiento de iones y por lo tanto se le puede denominar, conducción electrolítica. La resistividad de un material es el recíproco de la conductividad y comúnmente se usa para definir la habilidad del material para conducir la corriente.

La definición del factor de resistividad de la formación, es tal vez, el concepto más importante al considerar las propiedades eléctricas de las rocas. El factor de resistividad de formación (FFo FR), algunas veces es función de la geometría interna de la roca, de acuerdo a la ecuación;  $FR = K\phi^m$ . Donde K, es algunas veces es función de la tortuosidad y m (exponente de cementación,) es función del número de reducciones en el tamaño de poros intercomunicados o de canales cerrados. Esto sugiere que K debe ser 1 o mayor, y el valor de m, según la teoría, se encuentra entre 1 y 2. Para minimizar los errores en el laboratorio en la determinación del factor de formación y el exponente de saturación de los corazones, se deben establecer normas específicas para el adecuado manejo de los plugs, la saturación completa del volumen poroso y la desaturación apropiada del corazón.

Debido a que la mayor pérdida de los granos ocurre por la manipulación de los corazones, se debe minimizar el contacto con las muestras. La manipulación es a menudo necesaria cuando la muestra es removida de la celda de resistividad eléctrica para la determinación de saturación durante el proceso de saturación y desaturación. La técnica de desaturación usada en el laboratorio de petrofísicos de la Escuela de Ingeniería de petróleos, es el plato poroso y el método gravimétrico.

Cuando hay pérdida de granos, la interpretación de los resultados se complica. Para minimizar la histéresis y la deformación irreversible del corazón, debe tenerse extremo cuidado cuando los plugs de corazones están por fuera de un vaso presurizado durante la saturación o el procedimiento de desaturación. La evaporación de la salmuera también debe minimizarse reduciendo la cantidad de tiempo que la muestra de corazón se expone al aire e impidiendo la excesivas

### **Permeabilidad relativa**

## **FLUJO DE FLUIDOS**

El flujo de fluidos es el proceso de transporte de mayor importancia en la recuperación de aceite, gas, y agua de formación asociada de un yacimiento petrolero. La permeabilidad relativa es importante para comprender, pronosticar y controlar la producción. Permeabilidad relativa es el concepto que se usa regularmente para describir el flujo de fluidos inmiscibles de dos o tres fases a través del medio poroso de rocas sedimentarias.

La permeabilidad es conocida como una medida de la habilidad de una roca porosa de permitir la conducción de fluidos. Si se encuentra un solo fluido en los intersticios, este coeficiente de transporte se denomina permeabilidad específica o permeabilidad absoluta, y se conoce como permeabilidad efectiva, a la determinada cuando en el espacio poroso está presente más de un fluido. La permeabilidad relativa es la relación entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad específica (también llamada permeabilidad absoluta). Entonces la permeabilidad específica o absoluta es el coeficiente de transporte en la ecuación de Darcy para una sola fase.

Las técnicas de medición para la determinación de la permeabilidad relativa son de dos clases. En el método llamado estado estacionario, la permeabilidad efectiva en

función de la saturación es calculada de los datos de flujo obtenidos. La cuestión es hacer mediciones directas de variables como las tasas de flujos volumétricos, las caídas de presión y los niveles de saturación de fluidos. Los métodos de estado no estacionario se basan en la sumatoria de los datos obtenidos para cada uno de los fluidos. La idea es observar las consecuencias, (es decir, los resultados en términos de la producción acumulada), de experimentos de desplazamiento multifásico controlado y luego volver a calcular los valores de permeabilidad relativa que sean consistentes y sirvan para calcular los resultados. Los datos de producción acumulativa son procesados para proveer una base para el cálculo de los niveles de saturación promedio asociados con los valores de la permeabilidad relativa. Se ha determinado que los métodos de estado estacionario consumen más tiempo que los métodos de estado no estacionario y los datos son casi tan exactos como los obtenidos con el método estacionario, sobre todo si se toman medidas para reducir al mínimo los efectos capilares finales.

#### **Método de estado no estacionario JBN.**

El método que implementaron Johnson, Bossler y Naumann, se fundamenta en la teoría de Buckley-Leveret-Welge. La teoría asume dos condiciones que se deben llevar a cabo antes de aplicar el método y ellas son; que la velocidad de flujo sea lo suficientemente alta para alcanzar un desplazamiento estabilizado y que la velocidad del flujo sea constante en toda la sección transversal del medio poroso lineal. Un desplazamiento estabilizado, asegura un gradiente de presión alto comparado con la diferencia de presión capilar entre las fases. Un delta de presión elevado, hace que la parte del núcleo donde predominan los efectos capilares (tamaño de garganta de poros reducida), se disminuyan a una fracción despreciable con respecto al espacio poroso total del núcleo. Como se requiere que las fases sean fluidos inmiscibles e incompresibles, se espera una velocidad de flujo constante en toda la sección transversal. Si una de las fases es gas, el mantener la

presión alta durante la prueba, hace que la expansión del gas ocasionado por la caída de presión llegue a ser despreciable.

## **PRUEBA DE PERMEABILIDADES RELATIVAS (MÉTODO NOESTACIONARIO)**

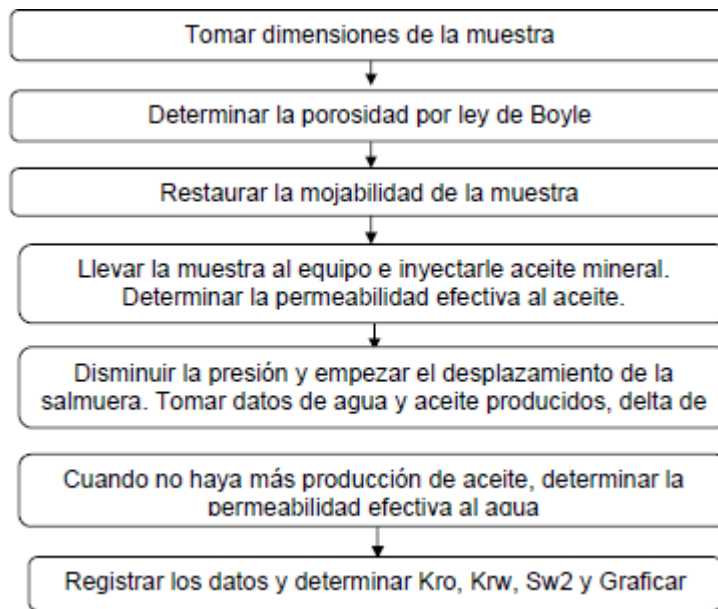
### **EQUIPOS Y ELEMENTOS:**

- Equipo de desplazamiento con todos los equipos accesorio.
- Equipo de vidrio; probetas, receptores aforados, butirómetros, etc
- Calibrador digital
- Horno convencional y horno de humedad controlada
- Balanza analítica. Con resolución en milésimas.
- Core-holder tipo Hassler
- Corazones de análisis
- Guantes desechables

### **PROCEDIMIENTO**

La Figura 36 describe el procedimiento para el análisis de las permeabilidades relativas por el método JBN.

Figura 36. Procedimiento para el análisis de las permeabilidades relativas.



1. **Restauración del núcleo:** Haga restauración de la muestra de corazón de la siguiente manera:

- Sature la muestra con una salmuera de composición y propiedades eléctricas iguales al agua de formación. Determine la permeabilidad absoluta de la muestra,  $K_a$ .
- Desplace aceite mineral de viscosidad parecida a la del crudo a temperatura de yacimiento hasta que la muestra quede a condición de saturación de agua irreducible.
- Inyecte crudo a la muestra y desplace el aceite mineral. Vuelva a calcular  $Sw_{irr}$ . Mida la permeabilidad efectiva al aceite. Registre como  $K_{effo}$ .
- Lleve la muestra al core-holder, el cual está con crudo del yacimiento, cierre herméticamente e instale el conjunto en un horno a temperatura de yacimiento por un tiempo no inferior a 300 horas.

2. Después de restaurar la mojabilidad de la muestra, inyecte aceite mineral para desplazar el crudo presente en la muestra. Determine la permeabilidad

efectiva al aceite mineral después de haber restaurado la mojabilidad de la muestra. Registre con Keff,om.

3. Disminuya la presión del sistema de inyección obedeciendo los siguientes criterios:
  - Si  $K_a > 600$  md, bajar la presión de inyección o el delta de presión a  $1/3$
  - Si  $K_a$  está entre 150 y 600 md., bajar la presión de inyección ó el delta de presión a  $1/2$ ., Y
  - Si la  $K_a < 150$  md. , bajar la presión de inyección o el delta de presión a  $2/3$ .
4. Prepárese para empezar el desplazamiento de agua y la toma de datos de agua y aceite producidos, delta de presión, caudales y tiempo.
5. Sitúe los elementos de vidrio de forma adecuada, tal que permitan la medición exacta del líquido desplazado. Instálelos muy cerca de la cara extrema del núcleo. Verifique que están limpios y secos. La línea de producción debe caer en el fondo de los primeros tubos, pues inicialmente se mide volumen de agua recuperada.
6. Empiece el desplazamiento de salmuera dependiendo de la permeabilidad de la roca; para una muestra con alta permeabilidad, a una tasa de entre 0.8 y 1.5  $\text{cm}^3/\text{min}$ . La tasa de flujo para una muestra de baja permeabilidad, entre 1.0 y 2.5  $\text{cm}^3/\text{min}$ . Es importante que la irrupción de agua ocurra lo antes posible sin ocasionar arrastre de finos.
7. Coloque en cero el cronómetro. Empiece a medir el tiempo desde que empieza a desplazar el agua. Cuando ocurra la ruptura del agua, mida en el recipiente de 3 ml., con una resolución de 0.01 ml., el agua y el aceite recuperados, la caída de presión y tasa de desplazamiento.

8. Después instale el tubo de vidrio de 2 ml. Con resolución de 0.2 ml. Registre el agua y aceite recuperados, la caída de presión y tasa de inyección.
9. Tome las mismas lecturas en los respectivos elementos de vidrio así: 3, 2, 3,5, 10, 25, 50, 100 y 200 ml con las caídas de presión y tasas de desplazamiento en cada etapa. Si en el último recipiente, la lectura de aceite, es superior a 0.1 cm<sup>3</sup>., coloque de nuevo un recipiente de 10, o de 25, de 50, o de 100 cm<sup>3</sup> hasta que no haya producción de crudo.
10. Cuando la muestra no permita el desplazamiento de más aceite, es decir, la roca ha quedado en saturación de aceite residual. Determine la permeabilidad efectiva al agua. Regístrela como K<sub>eff,w</sub>
11. Tome todas las medidas con la mayor exactitud posible. Siga el método JBN y grafique los datos.

### Calculo De Saturación Y Permeabilidad Efectiva

1. **Determinación de la permeabilidad absoluta, K<sub>a</sub>:** Determine la permeabilidad absoluta de la roca. Para ello la muestra debe estar saturada 100 % con el líquido de prueba. Siga el procedimiento de permeabilidad absoluta al líquido consignada en el capítulo 3 de éste trabajo, y aplique la siguiente ecuación:

$$K_a = \left( \frac{V_L \cdot \mu_L \cdot L}{t \cdot A \cdot \Delta p} \right) * 1000 \text{ (miliDaycys)}$$

Dónde:

Ka: Permeabilidad absoluta, en miliDarcys

VL: Volumen de líquido que atraviesa la muestra, en cm<sup>3</sup>

μL: Viscosidad del líquido, en cP

L: Longitud de la muestra, en cm

t: Tiempo que tarda el volumen de líquido en pasar a través de la muestra, en segundos

A: Área transversal de la muestra, en cm<sup>2</sup>

Δp: Delta de presión, en psi

## 2. Cálculo del volumen total y del volumen poroso de la muestra:

- a. Calcule el volumen total de la muestra con las dimensiones de la muestra así:

$$V_b = \pi * r^2 * L$$

Dónde:

Vp : volumen poroso, en cm<sup>3</sup>

Vb : volumen total de la muestra, en cm<sup>3</sup>

Φ : porosidad, en fracción

## 3. Cálculo de las permeabilidades relativas por el método JBN:

- a. Asegúrese de tener todos los datos requeridos de la muestra, tales como: volumen poroso, longitud, saturación de agua inicial, permeabilidad absoluta,

porosidad; de los fluidos, viscosidad del agua, viscosidad del aceite y caída de presión.

- b. Cálculo de la saturación de agua promedio. Debido a que la presión de inyección será relativamente alta, el fluido se comporta como incompresible. La saturación de agua promedio, después de que ocurra la erupción, se calcula así:

$$S_{w,prom} = \frac{W_i - W_p}{V_p} + S_{wi}$$

Dónde:

$S_{w,prom}$  : saturación de agua promedio, en fracción

$W_i$  : volumen de agua inyectada, en cm<sup>3</sup>

$W_p$  : volumen de agua producida, en cm<sup>3</sup>

$V_p$  : volumen poroso, en cm<sup>3</sup>

- c. Cálculo del volumen poroso de agua inyectada,  $Q_i$ : Se aplica la siguiente ecuación:

$$Q_i = \frac{W_i}{V_p}$$

Dónde:

$Q_i$  : volumen poroso de agua inyectada, en fracción.

$W_i$  : agua inyectada, en cm<sup>3</sup>

Vp: volumen poroso en cm<sup>3</sup>

En la Tabla 7 se registran los datos de la prueba de desplazamiento inmisible por el método de Johnson, Bossler y Naumann (JBN).

Tabla 7. Datos de la prueba de desplazamiento con agua.

Tiempo (min.)	Wi (cm <sup>3</sup> )	Np (cm <sup>3</sup> )	ΔP (psi)	S <sub>wprom</sub> (fracción)	Qi=Wi/Vp (fracción)

- d. Cálculo del flujo fraccional de aceite, f<sub>o</sub>: Se determina solo después de la erupción de agua, así:

$$f_o = \frac{\Delta S_w}{\Delta(Q_i)}$$

Dónde:

f<sub>o</sub>: flujo fraccional de aceite

ΔS<sub>w</sub>: cambio en la saturación de agua, en fracción

ΔQ<sub>i</sub>: cambio en el volumen poroso de agua inyectada, en cm<sup>3</sup>

- e. Cálculo del flujo fraccional de agua actual, f<sub>w</sub>.

$$f_w = (1 - f_o)$$

Dónde:

fw : flujo fraccional de agua, en fracción

fo : flujo fraccional de aceite, en fracción

En la Tabla 8. Se registran los cálculos de flujos fraccionales de aceite y agua.

Tabla 8. Cálculo de los flujos fraccionales de agua y aceite.

$\Delta S_{w,prom}$ (fracción)	$\Delta W_i$ (cm <sup>3</sup> )	$\Delta Q_i = W_i / V_p$ (fracción)	fo (fracción)	fw (fracción)	Sw <sub>2</sub> (fracción)

- f. Cálculo de la saturación de agua actual, Sw<sub>2</sub>: Las curvas de permeabilidades relativas calculadas por el método JBN, se reportan como una función de las saturaciones de agua puntuales, Sw<sub>2</sub>, no de los valores de saturación promedios.

$$S_{w2} = S_{w,prom} + (Q_i * f_{o2})$$

Dónde:

Sw<sub>2</sub>: saturación de agua actual, en fracción

Sw<sub>prom</sub> : saturación de agua promedio, en fracción

Qi: volumen poroso de agua inyectada, en fracción

f<sub>o2</sub> : flujo fraccional de aceite actual, en fracción

- g. Cálculo de la inyectividad relativa, Ir: La Ir es la variación de la movilidad del agua en el núcleo cuando se continúa con la inyección.

$$I_r = \frac{\left(\frac{\Delta W_i}{\Delta t}\right)}{\left(\frac{\Delta W_i}{\Delta t_i}\right)}$$

Dónde:

Ir: inyectividad relativa, en fracción

$\Delta W_i$  : Cambio de la inyección de agua, en cm<sup>3</sup>

$\Delta t$  : cambio de tiempo, en min

$\Delta t_i$  : delta de tiempo inicial, en min.

En la Tabla 9 se registran los cálculos de inyectividad relativa obtenidos.

Tabla 9. Cálculo de la inyectividad relativa.

fo (fracción)	fw (fracción)	Sw <sub>2</sub> (fracción)	$\Delta W_i/\Delta t$ (cm <sup>3</sup> /min.)	Ir

- h. Cálculo de la permeabilidad relativa al aceite y al agua, Kro y Krw: A la saturación de agua irreducible, la Kro es igual a 1.0 y la Krw es cero. Las permeabilidades relativas a Sor son, la Kro es igual a cero y la Krw es igual a su máximo valor. Use las siguientes ecuaciones para el cálculo de la permeabilidades relativas:

$$K_{ro} = f_o * \frac{\Delta\left(\frac{1}{W_i}\right)}{\Delta\left(\frac{1}{W_i I_r}\right)}$$

$$K_{rw} = \frac{(1-f_o) \mu_w}{f_o \mu_o} * K_{ro}$$

Dónde:

Kro: permeabilidad relativa del aceite, en fracción

fo : flujo fraccional de aceite, en fracción

Wi : volumen de agua inyectada, en cm<sup>3</sup>

Ir : inyektividad relativa, en fracción

Krw: permeabilidad relativa del agua, en fracción

μw : viscosidad del agua, en cP

μo : viscosidad del aceite, en cP

En la Tabla 10, se tabulan los cálculos de las permeabilidades relativas al aceite y al agua.

Tabla 10. Permeabilidades relativas

1/Wi*Ir	Δ(1/Wi*Ir)	1/Wi	Δ(1/Wi) (cm <sup>3</sup> /min.)	Δ(1/Wi*Ir)/ Δ(1/Wi)	Kro	Krw

- i. Cálculo de la permeabilidad efectiva al agua: Calcule la permeabilidad efectiva al agua cuando la muestra esté en saturación de aceite residual (Sor), es decir, al final de la inyección de agua, cuando no se produzca más aceite. La permeabilidad efectiva al aceite se realiza cuando la saturación de

agua es irreducible,  $S_{wi}$  (antes de la erupción del agua en la prueba de inyección).

Ésta es la ecuación general:

$$K_{eff(w,o)} = \frac{Q \cdot \mu_w \cdot L}{A \cdot \Delta p}$$

Dónde:

$K_{eff(w,o)}$ : permeabilidad efectiva al agua o al aceite, en Darcy's

Q : caudal del fluido a través de la muestra, en cm<sup>3</sup>/seg

$\mu_w$  : viscosidad del fluido respectivo, en cP (centipoises)

L : longitud de la muestra, en cm

$\Delta p$  : Caída de presión, en psi

A : área transversal de la muestra, en cm<sup>2</sup>

4. Construcción de la gráfica  $K_r(w,o)$  Vs  $S_w$ : Construya la gráfica de permeabilidades relativas versus saturación de agua, a partir de los cálculos realizados en los pasos anteriores.

La Tabla 11. Muestra los cálculos obtenidos de saturación de agua actual y permeabilidades relativas en cada punto, por el método JBN

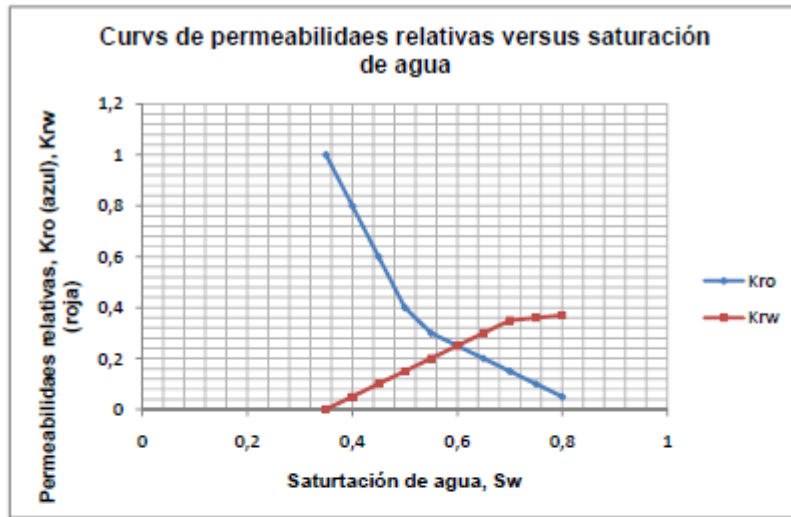
Tabla 11. Resultados finales de  $S_w$ ,  $K_{ro}$  y  $K_{rw}$  por el método JBN

$S_w$ (fracción)	$K_{ro}$ (fracción)	$K_{rw}$ (fracción)

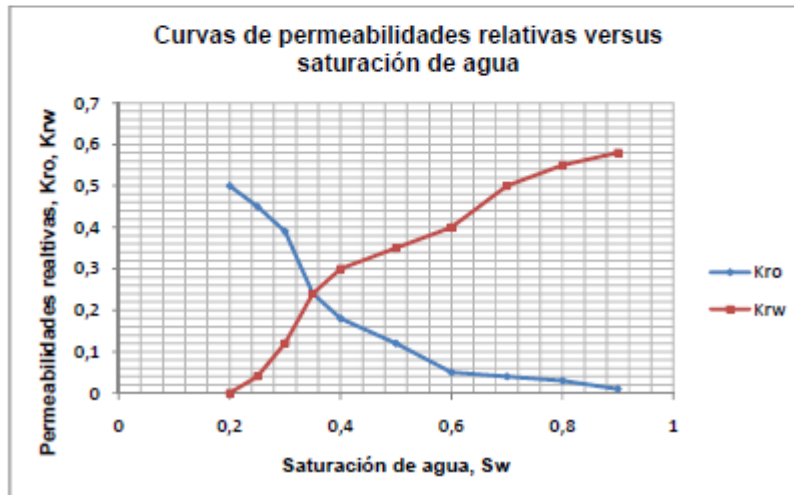
## **Análisis E Interpretación De Resultados De La Prueba De Permeabilidades Relativas.**

- -De acuerdo a los datos obtenidos durante el desplazamiento de agua, si el intercepto de las curvas de la permeabilidad relativa al aceite y la permeabilidad relativa al agua, ocurre por encima del 50 % de  $S_w$ , la muestra es preferiblemente mojada por agua (Figura 37 a). Por el contrario, si el cruce ocurre por debajo del 50 % de  $S_w$ , la muestra es preferiblemente saturada por aceite (ver Figura 37b), y si la muestra registra que el cruce de las permeabilidades relativas, ocurre muy cerca al 50 % de  $S_w$ , la muestra se comporta como neutra, es decir, no tiene una preferencia definida a ser mojada por uno de los dos fluidos.

Figura 37. Curvas de permeabilidades relativas; a) yacimiento mojado por agua y b) yacimiento mojado por aceite.



(b)



- En muestras muy permeables, la curva de presiones capilares versus saturación de agua, muestran una rápida caída. El sistema de puntos deben trazar una línea casi recta, de pendiente negativa para las  $K_{ro}$ , y de pendiente positiva para las  $K_{rw}$ . En éste caso se dice que predominan las fuerzas gravitatorias.

- Una prueba donde ocurran sobresaltos de presión muy pronunciados, debe ser objeto de revisión. Esos baches pueden ser el producto de una bomba en mal estado o de taponamientos en las líneas de inyección.

**Construcción de la gráfica de  $f_w$ , versus  $S_w$  para evaluar proyectos de inyección de agua:** Los datos de permeabilidades relativas, son de gran importancia en los proyectos de inyección de agua. Con ellos se puede encontrar el flujo fraccional de agua a través de la zona de interés y determinar otros parámetros que ayudan en la determinación de la viabilidad económica del proyecto. Para el cálculo de flujo fraccional, se usa la siguiente ecuación:

$$f_w = \frac{1 + \frac{0.001127 \cdot K_{ro} \cdot A}{\mu_o \cdot q_t} \left[ \frac{\partial P_c}{\partial x} - 0.00694 (\rho_w - \rho_o) \sin \alpha \right]}{1 + \frac{\mu_w K_{ro}}{\mu_o K_{rw}}}$$

Al suponer que no hay cambios en la presión capilar y que la influencia de la gravedad es nula, la ecuación simplificada queda así:

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{\mu_w K_{ro}}{\mu_o K_{rw}}}$$

Dónde:

$f_w$  : flujo fraccional de agua, en fracción

$\mu_w$  : viscosidad del agua, en cP

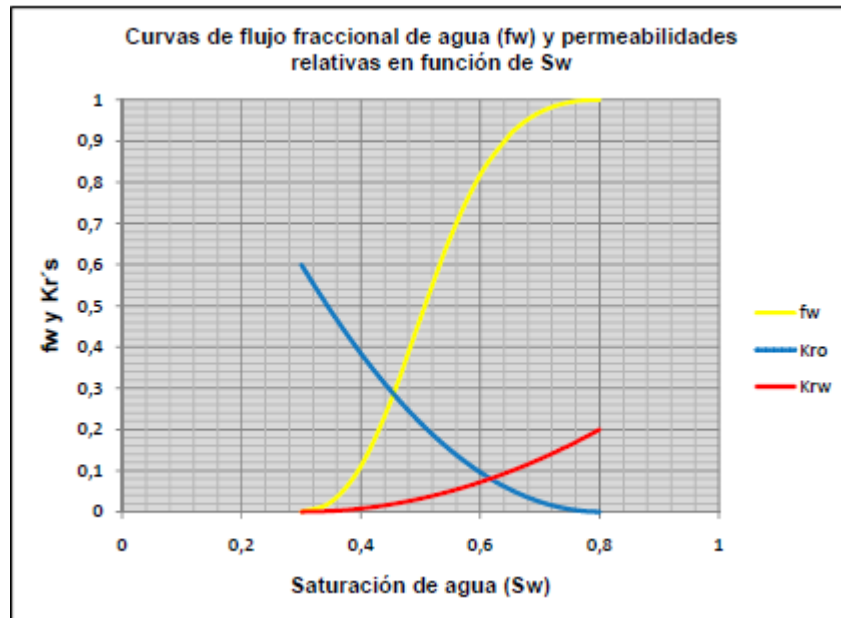
$\mu_o$  : viscosidad del aceite, en cP

$K_{ro}$  : permeabilidad relativa del aceite, adimensional

$K_{rw}$  : permeabilidad relativa del agua, adimensional

A continuación se muestra la gráfica de flujo fraccional en función de la saturación de agua (curva de color amarillo), a partir de los datos de permeabilidades relativas (ver Figura 38). Observe que las curvas comienzan cuando la saturación de agua es de 0.35, que es la saturación de agua irreducible ( $S_{wirr}$ ), y terminan en una saturación de agua igual a 0.8, que pertenece a la saturación de aceite residual ( $S_{or}$ ).

Figura 38. Curvas tipo de permeabilidades relativas y flujo fraccional de agua.



En la Tabla 12. Se muestran las variables necesarias para realizar todos los cálculos en un proyecto de waterflooding.

Swi	Sor	hN (ft)	X (ft)	d(ft) distancia entre pozos	qt (BPD)	Kabs (md)	$\Phi$	$\mu_o$ (cP)	Bo (RB/STB)	Área transversal (ft <sup>2</sup> )
0.3	0.2	70	1300	500	200	100	0.2	6	1.125	35000

En la Tabla 13. Seregistran los resultados obtenidos con base en los datos de la tabla anterior y con la aplicación de cada una de las ecuaciones.

Tabla 13. Cálculos para un proyecto de inyección de agua.

No	t (días)	qw (bls)	qo (bls)	RAP	cw	Swp	Np (bls)	fwx	(dfw/dsw) <sub>s wx</sub>	Wp (bls)
1	297	0.00	200.00	0.00	0.00	0.67	11383.24	0.79	2.73	
2	594	0.00	200.00	0.00	0.00	0.67	105600.00	0.79	2.73	
3	1188	0.00	200.00	0.00	0.00	0.67	211200.00	0.79	2.73	
4	1483	0.00	200.00	0.00	0.00	0.66	55950.13	0.79	2.73	
5	1485	0.00	200.00	0.00	0.00	0.67	264000.00	0.79	2.73	
6	1782	0.00	200.00	0.00	0.00	0.67	316800.00	0.79	2.73	
7	2673	0.00	200.00	0.00	0.00	0.67	475200.00	0.79	2.73	
8	2966	157.91	37.41	4.22	0.81	0.67	527288.89	0.79	2.73	
9	3263	163.59	36.41	4.49	0.82	0.67	537677.06	0.82	2.48	652600
10	21879	197.94	2.06	96.09	0.99	0.76	669606.27	0.99	0.37	4375800

De la Tabla 13 se puede deducir lo siguiente:

- El tiempo de ruptura (fila 8, segunda columna) es de 2966 días, aproximadamente 8 años. Empieza la irrupción de agua en el pozo productor y como se observa, algunas condiciones que inicialmente eran constantes como la saturación de agua promedio y el corte de agua, ahora varían con el tiempo.
- El tiempo límite económico (fila 10, segunda columna) es de 21879 días (60 años), cuando se alcanza una relación agua-petróleo del 96.09 %. Cuando esto ocurra, el proyecto de inyección de agua deja de ser rentable.

- Como la saturación de agua inicial es igual a la saturación de agua irreducible, antes de la ruptura no hay producción de agua como se observa en la última columna a la derecha, lo que quiere decir que solo hay producción de petróleo.
- La máxima pendiente de la gráfica de flujo fraccional contra saturación de agua en este caso, es de 2.73 (generalmente está entre 2.0 y 4.0). En base a la máxima pendiente, se determina el tiempo de ruptura con la siguiente ecuación:

$$t_R = \frac{A \cdot \theta \cdot L}{5.615 \cdot q_t \cdot \left( \frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_{S_{wX}}}$$

Dónde:

$t_R$  : tiempo de ruptura, en días

$A$  : área transversal, en ft<sup>2</sup>

$L$  : distancia entre pozos, en ft

$q_t$  : caudal de inyección de agua, en BAPD

$\partial f_w / \partial s_w$ : la máxima pendiente de la gráfica de  $f_w$  Vs.  $S_w$ . 5.615: factor de conversión, ft<sup>3</sup>/barril.

Las anteriores observaciones muestran la gran cantidad de información que se puede obtener de las curvas de permeabilidades relativas. De la adecuada realización de las pruebas, el debido análisis de resultados y su interpretación, depende el éxito o fracaso de un proyecto de inyección de agua.