

**DETERMINACIÓN DE PROPIEDADES ELÉCTRICAS Y PRESIÓN CAPILAR
POR PLATO POROSO EN MUESTRAS DE CORAZONES DEL CAMPO
COLORADO, FORMACIÓN MUGROSA**

**CARLOS GABRIEL MÉNDEZ SUÁREZ
JOSÉ FERNANDO GÓMEZ BARBOSA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FISICO-QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2010

**DETERMINACIÓN DE PROPIEDADES ELÉCTRICAS Y PRESIÓN CAPILAR
POR PLATO POROSO EN MUESTRAS DE CORAZONES DEL CAMPO
COLORADO, FORMACIÓN MUGROSA**

**CARLOS GABRIEL MÉNDEZ SUÁREZ
JOSÉ FERNANDO GÓMEZ BARBOSA**

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

Directores

**M.Sc. Hernando Buendía Lombana
Ingeniero Químico**

Codirector ICP

**M.Sc. Edgar Ricardo Pérez
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FISICO-QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2010

AGRADECIMIENTOS

Al director del proyecto Hernando Buendía por su apoyo en todo momento, al ingeniero Luis Felipe Carrillo por sus importantes aportes en el transcurso de la pruebas, al ingeniero Edgar Ricardo Pérez por facilitarnos la información requerida para el desarrollo del proyecto, al grupo de investigación Campos Maduros por incentivar en nosotros una actitud investigativa.

DECICATORIA

A Dios primeramente por brindarme salud y fortaleza en todo momento y por permitirme llegar hasta aquí.

A mis padres por ser el apoyo incondicional en toda mi vida.

A mis hermanos por ser mi motivación para trazarme metas cada vez más altas.

Especialmente a mi abuelo por ser ese ángel de la guarda que Dios puso para cumplir muchos propósitos en mi vida.

A mis amigos por convertirse en familia en los momentos difíciles.

Carlos Gabriel Méndez Suárez

DEDICATORIA

A Dios por ser la fuerza que me ayuda a seguir adelante.

A mis padres por la confianza depositada, por siempre creer y por apoyarme a pesar de las dificultades.

A mis hermanos y a Sarita.

A mi novia Ángela por estar siempre conmigo y por haber llegado en el momento indicado.

A mis amigos Wilson Suárez, Carlos Méndez y Edgar Vesga.

A la familia Vesga Buenahora.

A la familia Suarez Rúgeles.

José Fernando Gómez Barbosa

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	1
1 GENERALIDADES	2
1.1 Resistividad y Presión Capilar	2
1.2 Porosidad, Permeabilidad y Saturación De Fluidos	6
2 GENERALIDADES DEL CAMPO ESCUELA COLORADO	11
2.1 Localización	11
2.2 Historia de Producción del -Campo	11
2.3 Datos de Yacimiento	13
2.4 Modelo Geológico	13
2.5 Modelo Estructural	15
2.6 Modelo Estratigráfico	19
2.7 Modelo Petrofísico	19
3 METODOLOGÍAS PARA ANÁLISIS PETROFÍSICOS ESPECIALES	21
3.1 Limpieza y Determinación de Saturación	21
3.2 Preparación de Salmuera y Determinación de su Resistividad para Medición de Resistividad Eléctrica	26
3.2.1 Sales	26
3.2.2 Agua	27
3.2.3 Preparación de la Solución	28
3.2.4 Efecto de la Temperatura	32
3.2.5 Manejo de Unidades	33
3.2.6 Ecuaciones de Conversión Para una solución de	

NaCl	34
3.3 Densidad del Líquido	42
3.4 Presión Capilar por plato poroso	44
4 ESTANDARIZACIÓN DE PROCEDIMIENTOS LABORATORIO PETROFÍSICA UIS-GUATIGUARÁ	48
4.1 Selección de Muestras	48
4.2 Preparación de muestras para análisis petrofísicos especiales	48
4.3 Determinación de Porosidad y Volumen de Grano	49
4.4 Cálculo de Presión Capilar y Resistividad	54
4.4.1 Preparación de la Salmuera	54
4.4.2 Saturación de muestras	54
4.4.3 Cálculos de Presión Capilar y Resistividades simultáneamente	56
5 PROCEDIMIENTO EXPERIMENTAL CAMPO COLORADO	61
CONCLUSIONES	91
RECOMENDACIONES	93
BIBLIOGRAFÍA	94

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Representación del contacto Agua-Aceite en la matriz de una roca	5
Figura 2. Histéresis de la curva de Presión Capilar	5
Figura 3. Empaquetamiento cúbico y romboédrico	8
Figura 4. Ubicación Geográfica Del Campo Escuela Colorado	12
Figura 5. Línea sísmica DM-89-1440. Sentido NW-SE	16
Figura 6. Líneas Sísmicas cercanas al Campo Colorado	17
Figura 7. Mapa Estructural al tope de la Formación Mugrosa (Zona B)	18
Figura 8. Columna Estratigráfica Generalizada Cuenca VMM	20
Figura 9. Sistema de Extracción Soxhlet	23
Figura 10. Equipo de Destilación-Extracción Dean-Stark	24
Figura 11. Sistema de Destilación-Extracción Dean-Stark	24
Figura 12. Sistema de destilación al Vacío	25

Figura 13. Diferentes tipos de Hidrómetros	43
Figura 14. Diferentes tipos de Picnómetros	44
Figura 15. Equipo Dean-Stark Laboratorio Petrofísico UIS-Guatiguará	49
Figura 16. Horno de Secado. Laboratorio Petrofísico UIS-Guatiguará.	49
Figura 17. A la izquierda, Vista Frontal Porosímetro CorePet. A la derecha su vista	50
Figura 18. Celda de Referencia de 1.5 Pulgadas. Porosímetro CorePet Laboratorio	52
Figura 19. Montaje para vacío de muestras Laboratorio Petrofísico UIS-Guatiguará	55
Figura 20. Vista frontal (fotografía izquierda) y posterior (fotografía derecha) del equipo Plato Poroso CorePet.	56
Figura 21. Esquema de funcionamiento del plato poroso.	56
Figura 22. Resistómetro SR715/720	58
Figura 23. Kelvin Clips del Resistómetro SR715/720.	58
Figura 24. Celda medición de resistividad para Plugs.	58
Figura 25. Tierra Diatomácea.	59
Figura 26 Montaje de las muestras sobre el Plato Poroso.	59

Figura 27. Manipulación de la Celda del Plato Poroso	59
Figuras 28. Muestras Seleccionadas para las Pruebas	62
Figura 29. Gráfica de presión Capilar Muestra Bérea 191	75
Figura 30. Gráfica de presión Capilar Muestra Bérea 262	76
Figura 31. Gráfica de presión Capilar Muestra Col 21 3640.5	77
Figura 32. Gráfica de presión Capilar Muestra Col 26 3846.3	78
Figura 33. Gráfica de presión Capilar Muestra Col 26 3848.8	79
Figura 34. Gráfica de presión Capilar Muestra Col 27 3832.4	80
Figura 35. Gráfica de presión Capilar Muestra Col 27 3917.3	81
Figura 36 Gráfica de presión Capilar Muestra Col 26 4140.1	82
Figura 37. Curva de $P_C V_S S_W$. Col 26 (3846.3; 3848.8; 4140.1)	83
Figura 38. Curva de $P_C V_S S_W$. Col 27 (3824.4; 3917.3)	84
Figura 39 Exponente de Saturación para las Muestras Béreas	84
Figura 40 Exponente de Saturación Colorado 21 3640.5	85

Figura 41. Exponente de Saturación. Col 26 (4140.1)	85
Figura 42 Exponente de Saturación. Col 26 (3846.3'; 3848.8')	86
Figura 43 Exponente de Saturación. Col 27 (3832.4; 3917.3)	86
Figura 44. Exponente de Saturación. Mugrosa C1	87
Figura 45. Exponente de Saturación. Mugrosa C1	87
Figura 46. Exponente de Saturación. Mugrosa C1	88
Figura 47. Factor de Formación Vs. Porosidad	90
Figura 48. Factor de Formación Vs. Porosidad (Bereas 191 y 262)	90

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Datos básicos de yacimiento Campo Colorado	13
Tabla 2. Propiedades de las Arenas. Campo Colorado	14
Tabla 3. Propiedades Petrofísicas Campo Colorado	19
Tabla 4. Resumen de máximos errores en la prueba de conversión resistividades-concentraciones	36
Tabla 5. Resistividad, concentración, y densidad solución acuosa de NaCl a 25°C	40
Tabla 6. Selección de Muestras	61
Tabla 7. Datos Petrofísicos ICP para las Muestras Seleccionadas	63
Tabla 8. Datos Porosímetro CorePet	64
Tabla 9. Datos de saturaciones con valores obtenidos en el Laboratorio Petrofísico Guatiguará	65
Tabla 10. Saturaciones determinadas con valores de volumen de la muestra y porosidades obtenidos por el ICP.	66
Tabla 11. Máxima Saturación alcanzada para inicio de las Pruebas de	67

Presión Capilar y Resistividades

Tabla 12. Datos de Corrida a 1psi	68
Tabla 13. Datos de Corrida a 3psi	69
Tabla 14. Datos de Corrida a 5psi	70
Tabla 15. Datos de Corrida a 10psi	71
Tabla 16. Datos de Corrida a 13.6psi	72
Tabla 17. Datos de Corrida a 20.0psi	73
Tabla 18. Datos de Corrida a 35psi	74
Tabla 19. Presión Capilar e Índice de resistividad. Bérea 191	75
Tabla 20. Presión Capilar e Índice de resistividad. Bérea 262	76
Tabla 21. Presión Capilar e Índice de resistividad. Col 21 3640.5	77
Tabla 22. Presión Capilar e Índice de resistividad. Col 26 3846.3	78
Tabla 23. Presión Capilar e Índice de resistividad. Col 26 3548.8	79
Tabla 24. Presión Capilar e Índice de resistividad. Col 27 3842.4	80

Tabla 25. Presión Capilar e Índice de resistividad. Col 27 3917.3	81
Tabla 26. Presión Capilar e Índice de resistividad. Col 26 4140.1	82
Tabla 27. Valores de F_F . Campo Colorado	89

TÍTULO: DETERMINACIÓN DE PROPIEDADES ELÉCTRICAS Y PRESIÓN CAPILAR POR PLATO POROSO EN MUESTRAS DE CORAZONES DEL CAMPO COLORADO, FORMACIÓN MUGROSA*

AUTORES: JOSÉ FERNANDO GÓMEZ BARBOSA**, CARLOS GABRIEL MÉNDEZ SUÁREZ**

PALABRAS CLAVES: Presión capilar, índice de resistividad, factor de formación,

CONTENIDO:

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

Este estudio determina datos de 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 y III, implementando las técnicas de Presión Capilar y medidas de resistividad a condiciones del laboratorio Petrofísico de la Universidad industrial de Santander y hace un aporte en la caracterización Petrofísica de la Zona C1 del Campo, obteniendo datos del Factor de formación, índice de resistividad, Saturación de Fluidos, coeficientes de saturación y de cementación. Posteriormente, se comparan con datos de propiedades petrofísicas del yacimiento determinados a partir de registros eléctricos, con los que cuenta el Campo.

El estudio de los datos generados por los análisis de núcleos, acompañado de pruebas complementarias desarrollados en éstos, proporcionan una buena respuesta al desarrollo productivo del Campo, provee una base sólida para la estimación de reservas y modelaje del yacimiento y hace más fácil la interpretación de registros mediante el sistema de correlación, suministrando también, orientación para programas de Recobro Mejorado.

* Proyecto de Grado

** Facultad Fisicoquímica. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director M.Sc. Hernando Buendía. Codirector M.Sc. Edgar Ricardo Pérez

TITLE: DETERMINATION ELECTRICAL PROPERTIES AND PRESSURE CAPILLARY BY POROUS PLATE METHOD IN COLORADO FIELD CORES, MUGROSA BASIN*

AUTHORS: JOSÉ FERNANDO GÓMEZ BARBOSA, CARLOS GABRIEL MÉNDEZ SUÁREZ**

KEYWORDS: Pressure capillary, wettability, resistivity index, formation factor

The reservoir rocks containing oil, brine and gas, is important to assessment in the laboratory to know the saturation of fluids trapped within the void space, the ability of these fluids to flow through the rocks, and other related physical properties that help to quantify reserve.

This proyectdetermines capillary pressure and electrical properties data in samples of Layer – Mugrosa, Colorado field, following the guidelines of the API Recommended Practices 40 (RP 40), and the guide SCA part I, II & III, by the implementation of - capillary pressure and Resistivity measurement – techniques.

Testing procedures were carried out in the Petrophysical analysis laboratory of Industrial University of Guatiguará.

The formation Factor, resistivity index, fluid saturation, saturation and cementing coefficient, was obtained by this project. After that, the data are validated, by comparing with other Petrophysical properties existing from field studies.

The studies of Core Analysis Data, additional development test in the cores, provide a good answer about the field's performance. Also offers, a solid base for reserve estimation and reservoir modeling. The study makes it easy the logging interpretation through the correlation system, providing further, orientation for Improved Recovery Programs.

* Grade Thesis.

** Physicochemical engineering faculty. Petroleum engineering school. Director M.Sc. Hernando Buendía, Co-director M.Sc. Edgar Ricardo Pérez (ICP).

INTRODUCCIÓN

Los análisis de corazonces juegan un papel importante en la descripción del yacimiento. Estos análisis, permiten obtener medidas cuantificables que sirven para describir el yacimiento tan completo como sea posible y también, mejorar la interpretación de registros de pozos para el campo en estudio.

Determinar las propiedades eléctricas del yacimiento y presiones capilares, permite conocer las saturaciones de fluidos (aceite, agua y gas), características del agua de formación, estructura poral de las rocas, contacto agua-aceite, cambios de presiones mínimas a las cuales se presenta movimiento de fluidos, rango de distribución del tamaño de los poros, que apoyado a otros análisis como registros de litología y registros eléctricos, se convierten en la base de toma de decisiones en el desarrollo productivo del Campo.

Para validar y soportar experimentalmente la información en los modelos estáticos de yacimientos, se hace necesaria la implementación de procedimientos de laboratorios y para el caso de este proyecto, se contó con los recursos del laboratorio de petrofísica de la Universidad Industrial de Santander, para la implementación de las técnicas de presión capilar por plato poroso y medidas de resistividad a condiciones de laboratorio, haciéndolo un procedimiento de fácil desarrollo, generando un primer registro de resultados para el equipo, tomando como caso estudio el Campo Escuela Colorado, que cuenta con información necesaria para llevar a cabo las técnicas.

Se determinaron las propiedades petrofísicas básicas y especiales tales como porosidades, curvas de presión capilar y propiedades eléctricas para las muestras seleccionadas del Campo Colorado.

1. GENERALIDADES

1.1 RESISTIVIDAD Y PRESIÓN CAPILAR

El uso efectivo de registros eléctricos de pozos en evaluación de yacimientos, depende notablemente de la exactitud con la cual se miden las propiedades eléctricas hechas sobre la muestra relacionada principal en el laboratorio¹.

Las rocas porosas están compuestas de granos sólidos y espacio vacío. Los sólidos, con excepción de algunos minerales son no conductores. Las propiedades eléctricas de una roca dependen de la geometría de los poros y el líquido que se deposita en éstos. El petróleo y el gas son fluidos no conductores, mientras que el agua es conductora cuando posee sales disueltas como NaCl, KCl, MgCl₂.

La resistividad del material poroso se define como:

$$R = \frac{rA}{L} \quad (1)$$

Donde

r = resistencia, ohm (Ω)

A = sección transversal, m²

L = longitud, m

R = resistividad, Ohm-m ($\Omega \cdot m$).

La resistividad en las rocas depende de:

- Composición de la roca
- Porosidad
- Temperatura
- Salinidad del agua

¹ J.G.W. Price, J.A. Imus, & R.A. Hulse. SCA Conference. Paper number 8807.

- 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 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** (ecuación 1), donde R_o es la Resistividad de la roca saturada 100% con agua, $\Omega.m$ y R_w es la Resistividad del agua, $\Omega.m$.

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:

$$I = \frac{R_t}{R_o} \quad (2)$$

Donde,

R_t = Resistividad de la roca cuando está parcialmente saturada, $\Omega.m$.

R_o = Resistividad de la roca cuando está saturada con agua 100%, $\Omega.m$.

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:

$$F = \phi^{-m} \quad (3)$$

Donde,

ϕ = Porosidad de la roca.

m = Exponente de Cementación (Fracción).

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

$$I = \frac{R_t}{R_o} = S_w^{-n} \quad (4)$$

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.

R_t y R_o pueden ser obtenidos de registros eléctricos, el exponente de saturación se determina experimentalmente en laboratorio y la saturación de agua por la ecuación de Archie.

La **presión Capilar** es una medida de la interacción entre los fluidos y la superficie de la roca. Es la diferencia de presiones entre dos fluidos inmiscibles a través de una interface en equilibrio. Esta interface se da por la preferencia mojante en las paredes capilares de una de las fases,

$$P_c = P_{no\ mojante} - P_{mojante} \quad (5)$$

La presión capilar puede tener valores negativos o positivos. Para un sistema aceite-agua, gas-agua o gas aceite, la presión capilar se define como:

$$P_c = P_o - P_w \quad (6)$$

$$P_c = P_g - P_w \quad (7)$$

$$P_c = P_g - P_o \quad (8)$$

Donde, $P_c = \text{Presión Capilar}$
 $P_o = \text{Presión de la Fase aceite}$
 $P_w = \text{Presión de la Fase agua.}$
 $P_g = \text{Presión de la Fase gas.}$

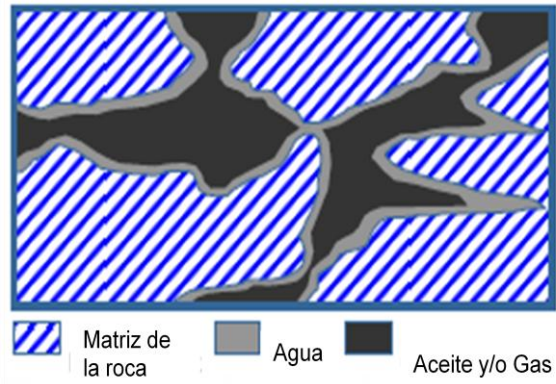


Figura 1 Representación de la matriz de una roca

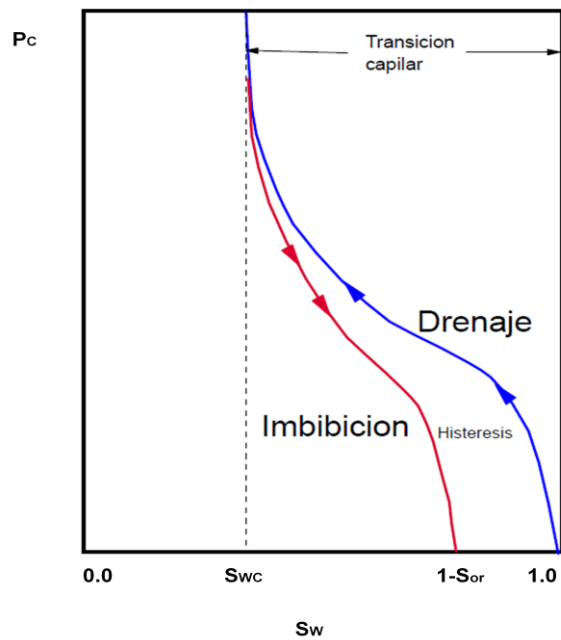


Figura 2. Histéresis de la curva de Presión Capilar. Modificado de ESCOBAR, Freddy H. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Cap. 2 p. 78

La condición de capilaridad conlleva a que exista cierta curvatura de una interface fluido-fluido. La relación entre el fluido de saturación y la presión capilar en el yacimiento es función del tamaño de poro, mojabilidad, tensión interfacial e historial de saturación de fluido (drenaje e imbibición).

El drenaje es la disminución de la saturación de la fase mojante; la imbibición es el aumento de la saturación de la fase mojante. La histéresis es la diferencia de presión que se presentan cuando ocurre un proceso de saturación y desaturación.

1.2 POROSIDAD, PERMEABILIDAD Y SATURACIÓN DE FLUIDOS

Durante la sedimentación y la litificación, algunos de los espacios porosos desarrollados inicialmente se aíslan de otros por diversos procesos diagenéticos y catagenéticos como cementación y compactación. Así, muchos de los poros estarán interconectados, mientras que los otros estarán completamente aislados².

Definida como ϕ , La **porosidad** es una medida de la capacidad de almacenamiento de un yacimiento. Se define como la relación entre el volumen de los poros y el volumen total, y se puede expresar como un porcentaje o fracción. Matemáticamente, la porosidad se define como:

$$\phi = \frac{V_p}{V_t} \quad (9)$$

$V_p = \text{volumen poroso}$

$V_t = \text{volumen total}$

De acuerdo con la comunicación de los poros, la porosidad se clasifica en absoluta, efectiva y no efectiva³:

² Editado de DJEBBAR, Tiab. y ERLE, Donaldson. Petrophysics, Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties, Second edition. Gulf Professional Publishing and ELSEVIER 2004. p. 91

³ Editado de ESCOBAR, Freddy H. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Cap. 2 p. 25-26

Porosidad absoluta: Tiene en cuenta el volumen de los poros independientemente de si están conectados o no.

- Porosidad efectiva: Sólo tiene en cuenta los poros interconectados, que son a su vez los que permiten el flujo de fluidos.
- Porosidad no efectiva: Es la diferencia entre la porosidad absoluta y la efectiva.

De acuerdo a los eventos geológicos presentes en la depositación y formación de las rocas, la porosidad se clasifica en:

- Porosidad primaria o intergranular: Se presenta al mismo tiempo de la depositación de los sedimentos (ej. Areniscas y calizas).
- Porosidad secundaria o inducida: Se presenta por eventos geológicos (solución o fractura) después de la depositación de los sedimentos.

Los tipos de factores que afectan la Porosidad son:

- Tipo de empaque: Dependiendo del empaquetamiento, será el valor de la porosidad:

Cúbico: $\phi = 47.6\%$

Romboedral: $\phi = 25.9\%$

Ortorrómico: $\phi = 39.54\%$

Tetraédrico: $\phi = 30.9\%$

- Tipo de cemento: Material que une los granos en la roca y se forma luego de la depositación por dilución o transporte. Algunos materiales cementantes son arcilla, FeO, CaCO₃ y Sílice.
- Geometría y distribución de granos: Dependiendo de la redondez de los granos será la magnitud de la porosidad. Ésta redondez y el arreglo depende de varios factores: Tamaño del material, tipo de depositación y duración del proceso de sedimentación.

- Compactación: durante y después de la depositación: La compactación tiende a perder espacios y expulsar los fluidos para que las partículas más finas se sedimenten. La porosidad es menor en rocas más antiguas y profundas, aunque existen algunas excepciones.
- Método de Compactación: Con una sobrecarga de presión, los granos de arena mal ordenados muestran un cambio progresivo al azar mejorando su arreglo, cambiando sustancialmente su porosidad.

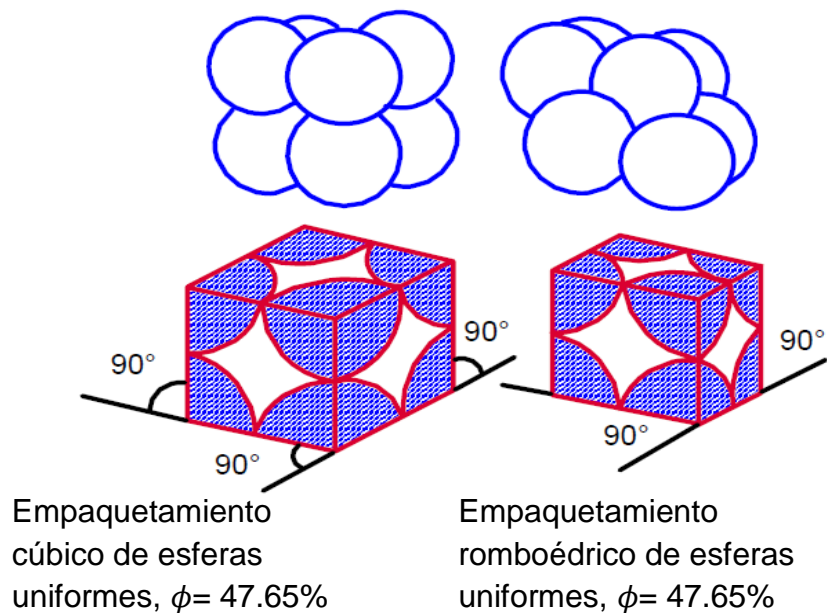


Figura 3. Empaquetamiento cúbico y romboédrico. Tomado de ESCOBAR, Freddy H. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Cap. 2.

La permeabilidad es la propiedad del medio poroso que mide la capacidad del medio para dejar fluir los fluidos, es función de la presión y puede variar por las heterogeneidades del medio.

El Ingeniero Francés Henry Darcy desarrolló una ecuación para el flujo de fluidos, que matemáticamente involucra la constante k como se conoce a la permeabilidad:

$$u = \frac{q}{A_c} = - \frac{k}{\mu} \frac{dp}{dl} \quad (10)$$

Donde,

u = Velocidad del Fluido, cm/s.

q = Tasa de flujo cm^3/s

k = Permeabilidad de la roca, Darcy.

A_c = área transversal de la roca, cm^2 .

μ = viscosidad del fluido en centipoises (cP).

l = Longitud de la muestra de roca, cm

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

La variación en la permeabilidad determinada con gases como fluido de circulación en vez de líquidos no reactivos es llamada **Efecto Klinkenberg**. Estas variaciones son consideradas por el fenómeno de deslizamientos que se produce cuando el diámetro de las aberturas capilares genera un camino libre para el gas, dependiendo éste valor de la permeabilidad, temperatura, presión y tamaño molecular del gas.

La permeabilidad se puede clasificar de la siguiente manera:

- Permeabilidad Absoluta: Permeabilidad medida con saturación de la muestra 100% en sus espacios porosos. Se usa como fluido de prueba aire o agua.
- Permeabilidad Efectiva: Permeabilidad medida un fluido en presencia de otro(s) que saturan el medio poroso. La permeabilidad efectiva es función de la saturación de fluidos. Se cumple que $k_r < k_{ab}$.

- Permeabilidad Relativa: Permeabilidad que relaciona la efectiva y absoluta. Representa la forma cómo un fluido se mueve en el medio poroso. La sumatoria de las permeabilidades relativas es menor a 1.

La relación entre la cantidad de fluido que satura el medio poroso y el volumen poroso es la **Saturación de Fluidos**. Se pueden presentar:

- Saturación de Agua connata (S_{WC}): Es la saturación inicial del yacimiento.
- Nivel de agua Libre (FWL)⁴: Nivel de saturación de agua 100% y presión Capilar 0. Todas las presiones Capilares son medidas a partir del nivel de agua libre y no del contacto original agua/petróleo.

⁴ Tomado de <http://quipu.uni.edu.pe/OtrosWWW/webproof/acade/fipp/lucioc/mojabilidad101.html>.

2. GENERALIDADES DEL CAMPO ESCUELA COLORADO

2.1 LOCALIZACIÓN

Localizado al sudeste de la ciudad de Barrancabermeja y al sur del campo La Cira – Infantas, en el área de la antigua concesión de Mares, sobre la cuenca del valle medio del Río Magdalena (VMM), en la región estructural del piedemonte occidental de la cordillera oriental, y geográficamente ubicado en el departamento de Santander (Colombia), vereda los colorados, corregimiento de Yarima en el municipio de San Vicente de Chucurí, ver figura 4.

Geográficamente se encuentra localizado entre las coordenadas: X=1´036.000 – 1´040.500 Este, y Y= 1´238.000 - 1´247.500 Norte, del sistema de coordenadas conforme de Gauss (Transverso de Mercator) y elipsoide de deformación Hayford, con origen en el observatorio astronómico de Bogotá.

Su estructura geológica está conformada por un anticlinal elongado de dirección norte-sur, limitado al Este por la falla de colorado, la cual es inversa (Ecopetrol, 2003); Este anticlinal se encuentra dividido en siete bloques separados por 6 fallas de tipo inverso y una normal, con sentido SW- NE (Ecopetrol, 2003)⁵.

2.2 HISTORIA DE PRODUCCIÓN

La primera etapa de perforación se llevó a cabo en el año de 1923 a 1932, se perforaron 7 pozos, todos los pozos excepto C-7 fueron abandonados por problemas mecánicos. El 11 de febrero de 1932 con el abandono de C-6 se finalizó la primera fase de exploración para campo colorado. En 1945 se inicia la segunda fase exploratoria con la perforación del pozo C-9, perforando hasta 4680', se tomaron 14 corazones entre 2506' y 4580', junto con esto se realizaron una serie de pruebas adecuadas generando una gran expectativa para la

⁵ FONSECA C Y GARCIA J: Grupo de Investigación en Campo Maduros (UIS-ICP); Sandoval José: Ecopetrol; Pinto Jorge: Universidad Industrial de Santander

compañía Troco, que en su momento dieron inicio a un programa de perforación para el lapso (1945-1946) con un total de 8 pozos perforados.



Figura 4. Ubicación Geográfica Del Campo Escuela Colorado

Fuente: Google Earth, autores.

En el año de 1953 Ecopetrol desarrolló el campo hasta 1964 con un total de 60 pozos perforados completando 75 pozos en la estructura. En 1961 alcanza su máxima producción, con un caudal de 1771 BOPD; y en 1963 la mayor cantidad de pozos en producción con total de 44 pozos activos, para el mes de abril de 1966 la producción declina rápidamente, hasta llegar a 467 BOPD, provocando una de las etapas más problemáticas en el desarrollo del campo debido a que se hizo presente la pérdida de pozos productores por diferentes factores como problemas mecánico y taponamiento de las líneas por parafinas. A partir de 1966 y hasta el año 1976 se mantuvo con una producción promedio de 670 BOPD. En los

años 1976 hasta 1989 la declinación paso de 692 BOPD a 47 BOPD. Se realizaron campañas de “Workover” con el fin de recuperar la producción del área, pero igualmente persiste la rápida declinación haciendo poco efectivo los trabajos realizados⁶.

2.3 DATOS BASICOS DE YACIMIENTO

El campo escuela colorado cuenta con datos fundamentales que a través de su existencia se han realizado mediante diferentes pruebas con el propósito de alcanzar una mejor caracterización del yacimiento.

Tabla N°1 datos básicos de yacimiento.

PARÁMETROS	UNIDAD
Espaciamiento/pozo	20-30 Acres
Pozos perforados	75
Pozos activos	7
Pozos produciendo	4
Aceite Original Estimado, OOIP	59 MMBLs
Reservas Primarias Producidas, Np	8.59 MMBLs
Factor de Recobro, % FR	14.6 %

Fuente: Tomado de Cuarto Informe de Yacimientos campo Colorado, Ing. Karen L. Pachano, Dic. 2007.

2.4 MODELO GEOLOGICO

Con un área de 32949 Km² la cuenca del Valle del Magdalena medio localizada a lo largo del rio Magdalena entre la cordillera central y oriental, caracterizada por eventos tectónicos distensivos que tuvieron lugar en el Triásico tardío y el Cretácico tardío, comenzando con un graben supracontinental limitado por

⁶ DIAGNOSTICO Y ESTRATEGIAS DE RECOBRO CAMPO COLORADO, ECOPELROL 2003.

paleofallas normales, cuya subsidencia causada por tectónica de bloques (Fabre, 1983) está ligada a la depositación de los sedimentos pre-Cretáceos de las formaciones Bocas, Jordán, Girón y Los Santos. Al inicio del Cretáceo una separación desencadena un retroceso general hasta principios del Terciario, la cual está señalada por la depositación de la formación Lisama en la misma época en que ocurre volcanismo en la Cordillera Central⁷.

Tabla N°2, Propiedades de las Arenas.

PARÁMETRO	ARENA B	ARENA C	ARENA D	ARENA E	UNIDADES
Temperatura de yacimiento	114	174	186	186	°F
API @ 60°F	41.2	39.7	40.1	40.1	°API
Profundidad Promedia	1800	3500	4700	5600	Ft
Presión de Burbuja, Pb	648	2078	2958	2958	Psia
Viscosidad @ Pb	1.64	0.462	0.441	0.441	Cp
Bo @ Pb	1.091	1.401	1.373	1.373	RB/STB
Porosidad	15.7	14.5	13	13	%
Swi	40	40	50	50	%
Aceite Original	20.062	37.336	0.507	1.157	MMBLs
Rsb	140	648	667	667	Pc/Bls
Espesor Promedio de Arena	50	57	25	25	ft
Área	634	1083	---	---	Acres

Fuente: Informe campo Colorado. Calculo de reservas, Ing. Jorge Camacho, Junio 1978

La fase tectónica compresiva de la depresión de VMM habría comenzado a formarse a finales del Cretáceo e inicios del paleoceno y se extiende hasta el

Reciente, adquiriendo su forma actual en el Mioceno (Morales, 1985). Durante el Paleoceno medio ocurre el levantamiento del Macizo de Santander-Floresta y desde el Eoceno hasta el Mioceno se depositaron en las formaciones La Paz, Esmeraldas; Mugrosa y Colorado en ambientes continentales⁸. Destacándose las anteriores formaciones como las más importantes para la extracción de hidrocarburos, como es el caso del campo Colorado las formaciones Mugrosa (Zonas B y C) y Esmeraldas (Zona D) de edad Oligoceno – Mioceno inferior, depositadas en un sistema fluvial meándrico, caracterizadas por intercalaciones de depósitos areniscas y lodolitas continentales.

El VMM se compone por una depresión tectónica con dos márgenes bien diferenciadas; un borde pasivo al occidente caracterizado por una geometría monoclinical con presencia de truncamiento de las formaciones Cretácicas que desaparecen hacia la cordillera central bajo sedimentos terciarios. Hacia la cordillera oriental la deformación se incrementa con un complicado margen compresional (Martínez et al., 1989), de tal manera que el subsuelo del Cretáceo es cada vez más antiguo hacia el Oeste y el Cretácico superior se restringe al Este del VMM. La distribución y el tipo de depósitos están fuertemente controlados por la paleo-topografía que distribuye diferentes asociaciones de facies de acuerdo a su localización paleogeográfica⁹.

2.5 MODELO ESTRUCTURAL

La estructura del campo Colorado está conformada por un anticlinal asimétrico, cuyo flanco más extenso buza al oriente y el más corto al occidente con inclinaciones entre 25° a 45°, con N-S y cabeceo hacia el norte, ubicado en el bloque colgante de una falla inversa homotética en sentido N-S y buzamiento al Este denominada como la falla de Colorado.

^{13,8} DIAGNOSTICO Y ESTRATEGIAS DE RECOBRO CAMPO COLORADO, ECOPETROL 2003.

⁹ DIAGNOSTICO Y ESTRATEGIAS DE RECOBRO CAMPO COLORADO, ECOPETROL 2003.

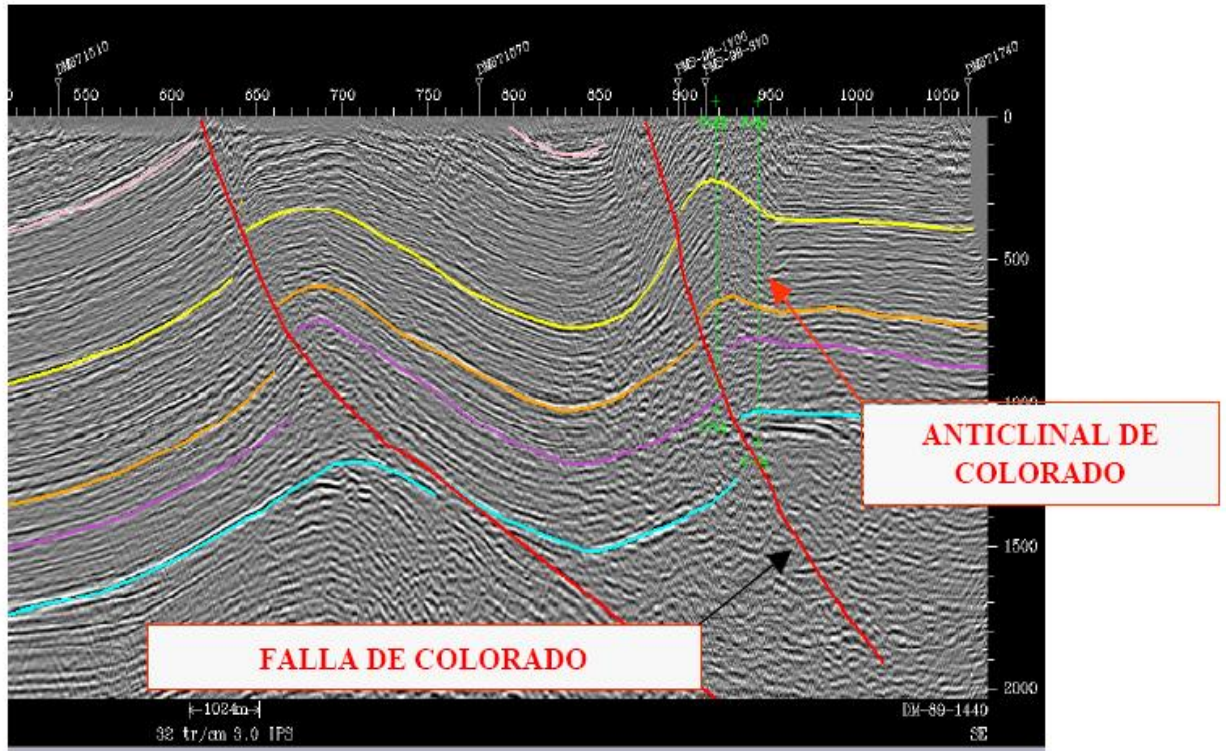


Figura 5. Línea sísmica DM-89-1440. Sentido NW-SE.

Fuente: Ecopetrol ICP 2003, D.E.R

Bajo soportes técnicos como registros y sísmica disponible para el área cercana al campo. Se evidenciaron un sistema de fallas SW-NE en el bloque colgante de la falla colorado; 6 fallas tipo inverso y una normal que evidencia relajación del sistema de esfuerzos compresivos dominante hacia el norte de la estructura,¹⁰ ver figura.

¹⁰ CASTILLO, A. RIOS, J. Tesis de Grado "Caracterización Petrofísica a Partir de Nucleos de Perforación y Registros de Pozo Para las Areniscas de la Formación Mugrosa del Campo Colorado Bloques I y II". UIS: Bucaramanga. Pag.46.

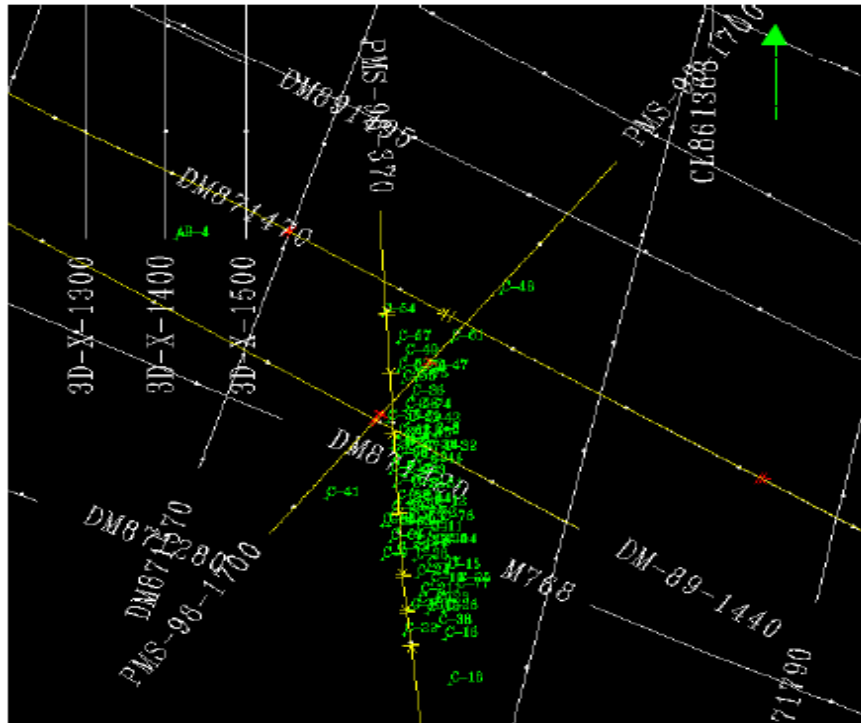


Figura 6. Líneas Sísmicas cercanas al Campo Colorado.

Fuente: Ecopetrol ICP 2003, D.E.R

El Anticlinal colorado está dividido en siete bloques por fallas locales en sentido W-E y SW-NE. Los bloques IB, I, II, III y IV están limitados por fallas inversas con buzamiento hacia el sur, cabalgándose unos a otros hacia el norte, de tal forma que el bloque IB está más alto y el bloque IV más bajo. Este último está limitado por una falla inversa que buza hacia el norte y que lo separa del bloque V, el cual a su vez está limitado por una falla normal que buza hacia el norte y que lo separa del bloque VI en la parte norte del campo¹¹, ver figura 7.

Para acreditar esta información se realizaron correlaciones estructurales en sentido SW-NE y N-S siguiendo las zonas permeables de acuerdo a la respuesta del registro SPN (Potencial Espontáneo Normalizado) y que tuviera reportados el mismo tipo de fluidos en la pruebas iniciales de producción.

¹¹ Tomado de informe. DIAGNOSTICO Y ESTRATEGIAS DE RECOBRO CAMPO COLORADO, ECOPETROL 2003.

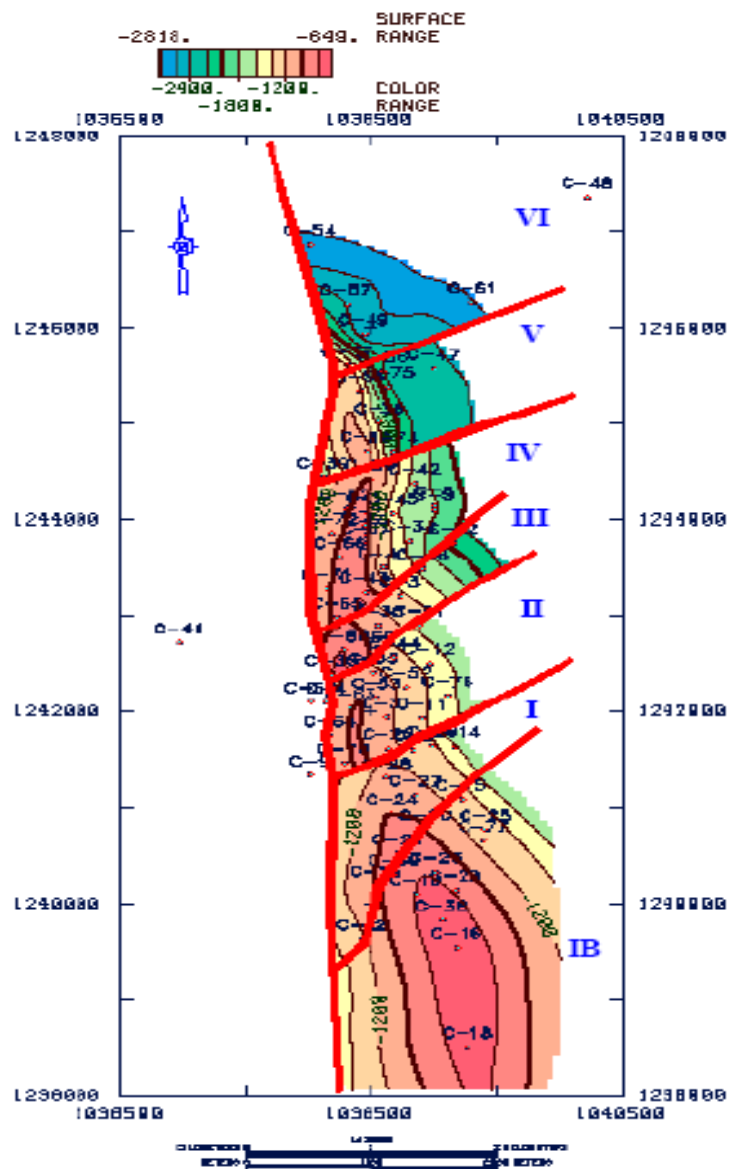


Figura 7. Mapa Estructural al tope de la Formación Mugrosa (Zona B)

Fuente: Ecopetrol ICP 2003 D.E.R

Dicha interpretación no corresponde a los marcadores geológicos de la zona sino que se basó en las respuestas de registros SPN, micro resistivos, pruebas de producción e intervalos cañoneados¹².

¹² Tomado de informe, DIAGNOSTICO Y ESTRATEGIAS DE RECOBRO CAMPO COLORADO, ECOPETROL 2003.

2.6 MODELO ESTRATIGRAFICO

La secuencia inicialmente descrita por morales et al. (1958) y modificada por etayo et al. (1958). Cubre edades desde el jurasico tardío hasta el reciente, ver figura 9. La litología que se hace presente en el Campo Colorado incluye rocas depositadas en el terciario, destacándose la Formación Mugrosa y Esmeralda, que son principalmente donde se extrae el hidrocarburo del Campo Colorado; compuesta por intercalaciones de arcillas de grano fino y lodolitas varicoloreadas, acumuladas dentro de sistemas de ríos meándricos (Rubiano, 1995). Para Suarez (1996), esta deformación corresponde a la denominada tectonosecuencia cuyo tope está marcado por un nivel arcilloso rico en fósiles de agua dulce, restos de reptiles, peces y mamíferos que se conoce como el “Horizonte fosilífero de Mugrosa”.

2.7 MODELO PETROFISICO

Tabla N°3. Propiedades Petrofísicas Campo Colorado.

CAMPO COLORADO, FORMACION MUGROSA		
REGION	PROPIEDAD	PROMEDIO
Zona B1	SW	0.30
	PHIER	0.13
	NET PAY	22.96
Zona B2	SW	0.32
	PHIER	0.14
	NET PAY	23.20
Zona C1	SW	0.30
	PHIER	0.16
	NET PAY	24.23
Zona C2	SW	0.30
	PHIER	0.20
	NET PAY	40.62

Fuente: Informe Colorado

Basado en el modelo estratigráfico el yacimiento está constituido por depósitos de areniscas y lodolitas continentales que varían en un sistema fluvial meándrico trezado.

Catalogada como la unidad más importante del yacimiento, la formación mugrosa presenta las propiedades petrofísicas promedio principales, ver tabla N° 3.

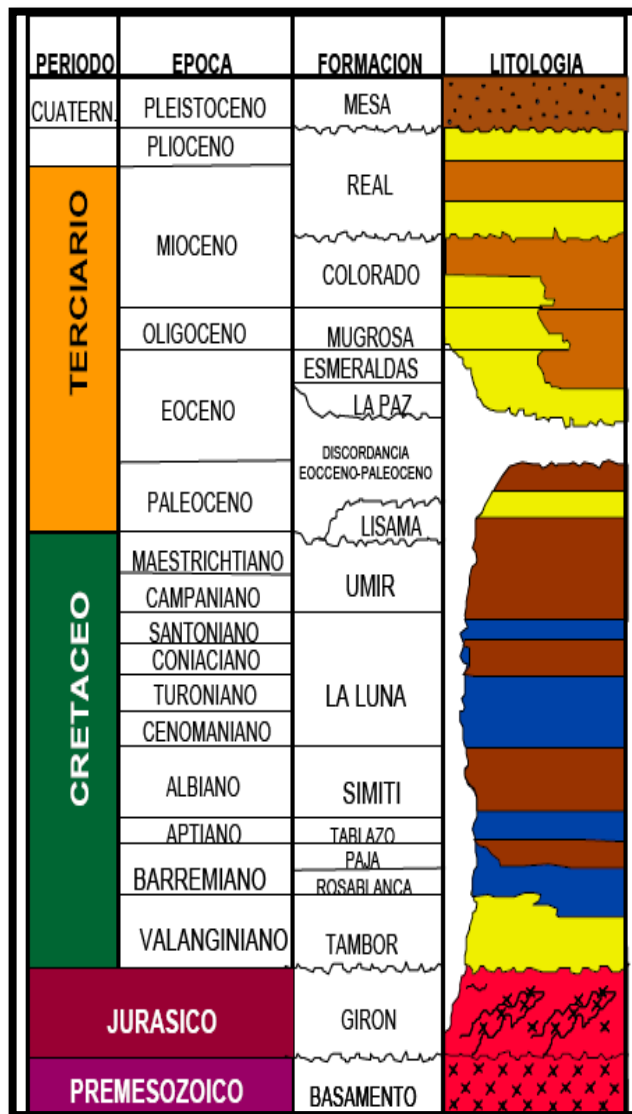


Figura 8. Columna Estratigráfica Generalizada Cuenca VMM.

Fuente: Ecopetrol- ICP 2003 D.E.R

3. METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS DE PETROFÍSICOS ESPECIALES

3.1 LAVADO Y DETERMINACIÓN DE SATURACIÓN

Luego de medir la porosidad y la permeabilidad, se extraen de los Plugs los fluidos (aceite, agua y lodo), para luego ser secados por completo. El proceso de limpieza también puede ser aparte de la determinación de saturación de líquido.

La saturación de fluido se define como la relación entre el volumen de líquido en una muestra dada respecto a su volumen poroso,

$$S_w = \frac{V_w}{V_p}, \quad S_o = \frac{V_o}{V_p}, \quad S_g = \frac{V_g}{V_p} \quad (10)$$

$$S_w + S_o + S_g = 1 \quad (11)$$

Donde,

V_w = Volumen de agua [cc],

V_o = Volumen de aceite [cc],

V_g = Volumen de gas [cc],

V_p = Volumen Poroso [cc],

S_w = Saturación de agua,

S_o = Saturación de aceite,

S_g = Saturación de Gas.

La saturación de fluidos puede ser reportada como una fracción de la porosidad efectiva. Debido a que los fluidos en los espacios porosos que no están relacionados entre sí no pueden ser producidos, la saturación es más significativa si se expresa con base en la porosidad efectiva. El peso del agua tomada de la muestra se calcula a partir del volumen de agua por la relación:

$$W_w = \rho_w V_w \quad (12)$$

Donde ρ_w es la densidad del agua en g/cm^3 . El peso del aceite removido del plug puede ser calculado como el peso del líquido menos el peso del agua:

$$W_0 = W_L - W_w \quad (13)$$

Donde W_L es el peso del líquido removido de la muestra en gramos. El volumen de aceite puede ser calculado también como W_0 / ρ_0 . El volumen de poro V_p es determinado por una medición de la porosidad, la saturación de aceite y agua pueden calcularse por la ecuación 12. La saturación de gas puede determinarse usando la ecuación 13.

Los métodos de limpieza para plugs son:

- **Inyección directa de solvente:** El solvente es inyectado dentro de la muestra en un proceso continuo. La muestra mantiene en una manga de caucho lo que obliga a que el flujo sea uniaxial.
- **Lavado con centrífuga:** Se equipa una centrifuga con un spray especial con el disolvente caliente en cabeza de la muestra. La fuerza centrífuga desplaza el solvente a través de la muestra. El solvente usado puede ser recolectado y reciclado.
- **Extracción por desplazamiento de Gas:** La muestra es colocada en un ambiente presurizado de solvente que contiene gas disuelto. El solvente llena los poros de la muestra. Cuando la presión decrece, el gas sale de la solución, se expande y expulsa los fluidos de los espacios porosos de la roca. Este proceso puede repetirse las veces que sea necesario.

- **Extracción soxhlet:** El equipo de extracción Soxhlet es el método más común para limpieza de muestras, y es habitualmente usado por la mayoría de laboratorios. Como se muestra en la figura 9, el tolueno es calentado a fuego lento en un recipiente de Pyrex, sus vapores se mueven hacia arriba y envuelven a la muestra a aproximadamente 110°C. Los contenidos de agua de la muestra se evaporan. El tolueno y los vapores de agua entran en la cámara interior del condensador, el agua fría que circula cerca de la cámara interior condensa a los vapores de los líquidos inmiscibles. El tolueno recondensado junto con el agua líquida cae de la base del condensador en la muestra representativa del dedal; el tolueno empapa la muestra y se disuelve el aceite con el que entra en contacto. Cuando el nivel del líquido dentro del tubo Soxhlet llega a la altura del sistema sifón del tubo, el líquido se desocupa del tubo Soxhlet por el efecto sifón y desemboca en el matraz. Aquí el tolueno está listo para comenzar otro Ciclo.

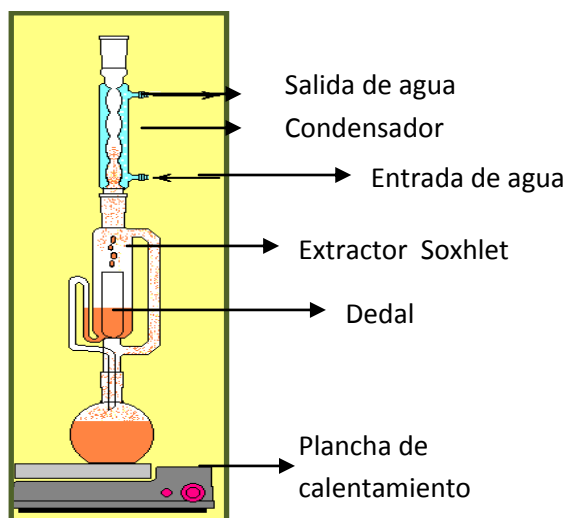


Figura 9. Sistema de Extracción Soxhlet. Fuente: <http://www.campbell.edu/faculty/jung/images/Soxhlet.gif>.

- **Destilación-Extracción Dean-Stark:** La destilación Dean-Stark proporciona una determinación directa del contenido de agua. El Petróleo y agua se extrae por goteo de un disolvente, por lo general tolueno o una mezcla de acetona y cloroformo sobre las muestras. En este método, el agua y el solvente se evaporan, recondensándose en un tubo de refrigeración en la parte superior del equipo, recogándose el agua en un tubo calibrado (figura 13). El disolvente gotea por la parte superior del plug. 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.

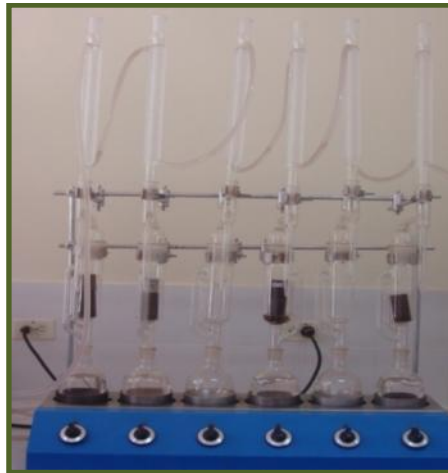


Figura 10 Equipo de Destilación-Extracción Dean-Stark. Laboratorio Petrofísica.

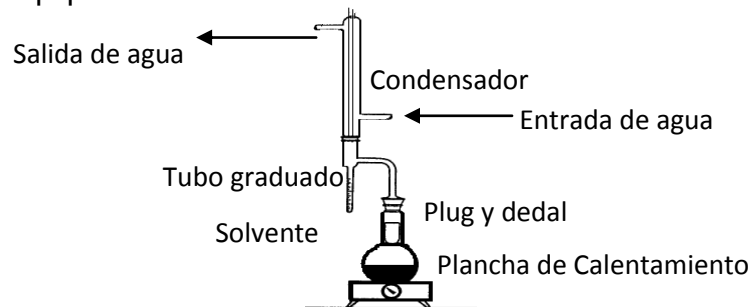


Figura 11. Sistema de Destilación-Extracción Dean-Stark. Modificado de TORSAETER, O. ABTAHI, M. Experimental Reservoir Engineering Laboratory Workbook. 2003. p. 5

- **Destilación al vacío:** El aceite y el agua contenido en el plug pueden ser calculados por destilación al vacío. La muestra se coloca dentro de un sistema de vacío a prueba de fugas y se calienta a una temperatura máxima de 230°C. Los líquidos dentro de la muestra se vaporizan y se pasa a través de una columna de condensación enfriada con nitrógeno líquido.

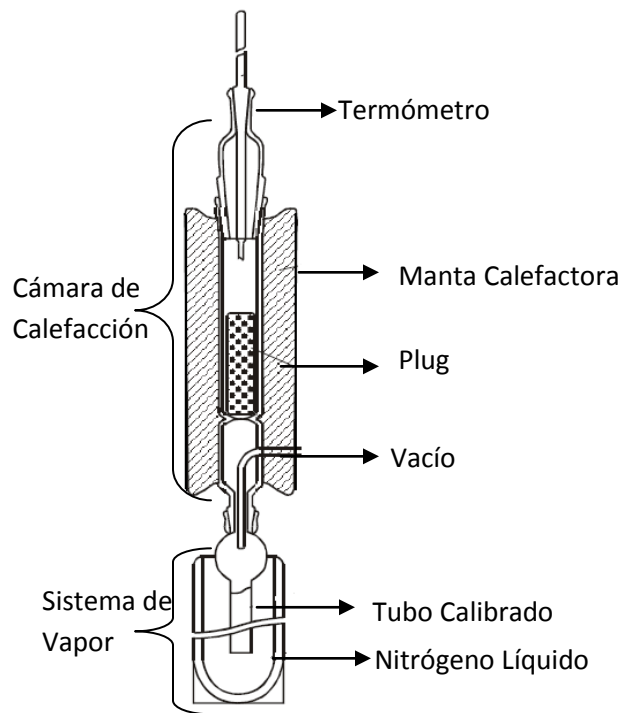


Figura 12. Sistema de destilación al Vacío Modificado de TORSAETER, O. ABTAHI, M.
Experimental Reservoir Engineering Laboratory Workbook. 2003. p. 5

3.2 PREPARACIÓN DE SALMUERA Y DETERMINACIÓN DE SU RESISTIVIDAD PARA MEDICIÓN DE RESISTIVIDAD ELÉCTRICA¹³

La resistividad de una solución de NaCl preparada con exactitud puede ser calculada con alta confianza de datos que se obtiene de la literatura y pueden ser obtenidos por medidas directas en cualquiera de los equipos estándar de laboratorios. Por lo tanto, se recomiendan que la resistencia de salmueras NaCl sea determinada por el cálculo de masas con exactitud moderadas o volúmenes de componentes. Los controles de medida de resistividad, usando celdas de constante conocida, deberían ser hechos sobre la salmuera recién lista para protegerse contra el error en la preparación y proporcionar una base continuada de datos de calibración para las celdas de medidas.

Para determinar la resistividad de la salmuera de agua de formación, salmuera sintética, etc., que no son soluciones puras NaCl, la resistividad debería ser medida en lugar de ser calculada. También se recomiendan que la constante de la celda para la sonda sea comprobada usando salmuera preparada con exactitud NaCl antes de realizar la medida.

La sección siguiente describe procedimientos para preparar salmueras, incluyendo las soluciones de NaCl con resistividad conocida, para hacer las medidas exactas de resistencia de salmuera, y para calcular la resistencia de una solución preparada con exactitud NaCl.

3.2.1 Sales: Las sales deben ser de grado analítico si las concentraciones son calculadas directamente de las masas de las sales. El grado analítico NaCl es de alta pureza, y no requieren ningunas correcciones excepto asegurar que la sal no ha adsorbido las cantidades significativas del agua. En ambientes de humedad

¹³ A.E. "Pat" Worthington;Chevron Oil Field Research Company. H. H. James. Phillips Petroleum Company. PALLATT, Nadia. British Petroleum Company. SCA Guidelines for Sample Preparation and Porosity Measurement of Electrical Resistivity Samples. Part I- Guidelines for Preparation of Brine and Determination of Brine Resistivity for Use in Electrical Resistivity Measurements.

alta, o usando un patrón, es necesario secar el NaCl en un horno de secado a un valor constante de 450 ° a 500 ° C antes de usarla.

Las salmueras que contienen otras sales que, además de NaCl son nombradas como salmueras "no-NaCl". La preparación de tales salmueras a menudo requiere el empleo de las sales que contienen el agua como la parte de su estructura de cristalina. El Hidrato más estable debería ser usado cuando diferentes hidratos están disponibles. Si requieren la alta exactitud compositiva, entonces puede ser necesario tener la solución analizada después de que está preparada. Sin embargo, las incertidumbres en la composición de salmueras no-NaCl no afectarán la exactitud de una determinación de resistencia hecha por la medida en una celda calibrada con una solución de NaCl muy bien preparada.

Habría que ser cauteloso en el cálculo de la resistencia de salmuera NaCl de una composición decidida por el análisis de la salmuera debido a incertidumbres potenciales en el análisis. Los métodos habituales analíticos causarán un valor para la concentración, y de ahí para la resistencia, que es menos exacta y puede ser obtenida por el cálculo de las masas directamente moderadas o los volúmenes de componentes usados en la preparación de la salmuera.

3.2.2 Agua: Agua des- ionizada o destilada de alta pureza que esta fácilmente libre de sólidos podría ser usada en la preparación y calibración de las soluciones. El agua con alto grado de pureza sin disolver dióxido de carbono podría tener una resistividad de aproximadamente 100,000 ohm-m. El agua purificada en equilibrio con el dióxido de carbono en la atmósfera tiene una resistencia de aproximadamente de 13,000 ohmio-m.

La resistividad del agua dulce desionizada puede ser mucho más alta tanto que se acercará este valor al de equilibrio con el CO₂. Los errores minuciosos introducidos por cada traza de CO₂ no garantiza el esfuerzo requerido para realizar los experimentos libres de CO₂. El agua desionizada, sin embargo, puede tener un más bajo pH que el agua destilada y podría causar interacción negativa

con la roca. Esto es especialmente importante en corazones carbonatos. Si este es el caso el pH debería ser ajustado.

3.2.3 Preparación De La Solución

- **Peso:** las masas de sal y agua deben ser determinadas para mejorar $\pm 0.1\%$, o 1g en 1kg. El equilibrio eléctrico exacto mucho mejor que $\pm 0.1\%$ están extensamente presentes y generalmente deben usarse para asegurar que ese error del peso no contribuya al error en la medida eléctrica.

Una corrección de boyanza (Swift y Butler, 1972) puede hacerse midiendo masas de sal y agua. Esta corrección surge de la diferencia entre la densidad de la sustancia que esta pesada y la densidad de la pesada en la balanza. Si es pesada a vacio, allí no habría diferencia, pero sumergida en aire, la sustancia tendría mayor volumen para la misma masa (la densidad más baja) experimentando con grandes fuerzas boyanzas del aire que este desplaza y, por lo tanto, aparenta pesar menos que el actual. La siguiente ecuación puede ser usada para calcular la masa a vacio de la sustancia en la balanza:

$$M_{\text{assvac}} = M_{\text{assair}} * [1.0 + \rho_{\text{air}} * (1.0 / \rho_{\text{sample}} - 1.0 / \rho_{\text{wts}})] \quad (14)$$

Donde:

M_{assvac} Masa verdadera de la sustancia al vacio,

M_{assair} : Masa de la sustancia medida en la balanza,

ρ_{air} : Densidad del aire en el lugar de medición (0.0012g/cm³ a 1 atmosfera y 70°F),

ρ_{sample} : Densidad de la sustancia,

ρ_{wts} : Densidad de equilibrio de la balanza.

Por ejemplo; para preparar una solución de 100 g de NaCl disuelto en 1,000 g de agua, la masa requerida de NaCl medida en el aire está dada por:

$$100 \text{ g} = M_{\text{assair}} * [1.0 + 0.0012 * (1.0/2.17 - 1.0/8.4)]$$

$$100 \text{ g} = M_{\text{assair}} * 1.00041 \text{ g, y}$$

$$M_{\text{assair}} = 100/1.00041 \text{ g} = 99.959 \text{ g.}$$

Similarmente, para 1,000g de agua

$$1,000 \text{ g} = M_{\text{assair}} * [1.0 + 0.0012 * (1.0/1.0 - 1.0/8.4)]$$

$$1,000 \text{ g} = M_{\text{assair}} * 1.00106 \text{ g, y}$$

$$M_{\text{assair}} = 1,000/1.00106 = 998.94 \text{ g.}$$

La concentración de NaCl en agua, referida a vacío, es 100 g en 1,000 g, o 0.10000 g por g de agua (90,909 ppm). Si uno simplemente pesa 100 g de NaCl y 1,000 g de agua en aire sin corrección, entonces la concentración referida al vacío es $100 * (1.00041/1,000) * 1.00106 = 0.099935$ g por gramo de agua (90,855 ppm).

Este error relativo de 0.065% permanece constante para toda solución acuosa de NaCl, de concentración independiente. Como este error es menos de la exactitud de la mayoría de balanzas de laboratorio y menos de la mayoría de los otros errores que surgen en las medidas eléctricas en los corazones, la corrección de boyanza debe hacerse para las medidas de la exactitud más alta, pero puede ignorarse para muchas aplicaciones prácticas. Extremada presión atmosférica y humedad al nivel del mar pueden cambiar la densidad de aire 10%, pero esto a su vez, cambia la corrección de boyanza por no más que 10% de la corrección. Por lo tanto, no es necesario corregir el efecto de boyanza para los cambios razonables de condiciones de la sala. El error de boyanza está más reducido por la densidad del aire reducida en las altitudes altas.

Nota que casi todas las balanzas están estructuradas para desempeñarse como si el equipo con pesas de cobre o aun cuando ellos no contienen los pesos en absoluto y dependen de fuerza electromotriz obligando a apoyar las cacerolas de la balanza contra la gravedad. La base para la calibración de la masa de una balanza puede encontrarse en su manual de instrucciones o del departamento técnico de fabricación.

- **Preparación de una Solución basado en Volumen:** Se pesa afuera la cantidad requerida de sal en una tara pesada. Luego se transfiere la sal a un frasco volumétrico del volumen requerido usando un embudo de polvo y un metal o espátula de plástico. Lavar cualquier sal que permanezca en el plato del peso, la espátula, o el embudo en el frasco que usa una botella del lavado llena de agua destilada. Llenar el frasco aproximadamente los tres-cuartos del agua destilada. Insertar el tapón y agitar los volúmenes hasta que toda la sal se disuelva. Cuidadosamente, se retira el tapón mientras es lavado de cualquier gota de líquido que adhiere al tapón en el frasco con el agua destilada. Lavar de abajo a arriba las paredes del frasco con el agua destilada y se continúa la adición hasta que el nivel líquido sea un décimo de un mililitro debajo de la línea de la calibración. Se inserta el tapón, se mezcla, y se permite la posición hasta que el equilibrio de temperatura se alcance. La disolución de sales en el agua resulta calentando o enfriando la solución, dependiendo de la sal. Cuando esté en equilibrio, se retira el tapón, mientras se lava de cualquier líquido adherido en el frasco, y se adiciona el volumen para que el fondo del menisco coincida exactamente en la marca de la calibración. Insertar el tapón y agitar.

Antes de quitar la solución del frasco, se invierte para lavar abajo cualquier agua que se puede haber evaporado de la solución y pudo haber condensado en las paredes sobre el nivel de la solución. Quitar el tapón y

secarlo. Verter fuera la cantidad deseada de solución, o quitarlo con una pipeta. Limpiar cualquier solución del margen del frasco y la parte superior de la superficie de la unión del tapón y reemplazar el tapón. Si la solución libre no está alejada de la superficie exterior cerca del tapón, la sal cristalizará allí cuando el agua se evapore. Seguido a esto, el tapón es removido, los cristales de sal pueden entrar en el frasco o pueden lavarse cuando la solución es removida, cambiando así la concentración de la solución.

- **Preparación de la solución basada en la masa:** Se selecciona un recipiente abierto de tamaño apropiado para la mezcla y una balanza electrónica de capacidad suficiente y exactitud que pueda usarse para pesar la masa entera de la solución final. Pesar el recipiente. Adicione $\frac{3}{4}$ del agua requerida en el recipiente. Pesar la sal en una balanza aparte de capacidad y exactitud apropiada. Se transfiere la sal al recipiente en la balanza grande y se revuelve hasta disolver. Cuidadosamente agregar el agua hasta el peso deseado para alcanzar la solución final. Continuar revolviendo la solución. Transferir la solución a un recipiente cerrado para el almacenamiento. Tener cuidado en la adicción de sal y asegurarse que la solución final no sea contaminada por el contacto con sal que se ha cristalizado de salmuera, que se ha evaporado alrededor de los tapones de los recipientes de almacenamiento.

La técnica de gravimetría es muy conveniente para preparar grandes volúmenes de salmuera. Sin embargo, se debe tener el cuidado para asegurar que esos volúmenes grandes guardados largos tiempos no cambien la concentración, por ejemplo, evaporación de agua a través de las paredes de un plástico.

- **Desgasificación:** El gas disuelto en el agua, o introducirlo a la solución en el momento que las sales se disuelven, afecta el volumen del agua por menos de 1 ppm a 25°C. Por consiguiente, no es necesario desgasificar el agua o la salmuera para obtener las concentraciones exactas por métodos volumétricos o gravimétricos. Sin embargo, las salmueras pueden requerir la desgasificación como un paso en algunas técnicas para la saturación de corazones en el orden de minimizar el aire residual que permanece en el corazón después de la saturación.
- **Filtración:** Todas las salmueras usadas para saturación de corazones deberían ser cuidadosamente filtradas inmediatamente antes del contacto con los corazones; alguna composición de la salmuera puede formar un precipitado durante la mezcla o dar lugar a una verdadera reacción entre los componentes, o la formación de carbonatos insolubles por la reacción con el anhídrido carbónico disuelto de la atmósfera. La precipitación por reacción entre componentes puede ocurrir durante la preparación o incluso cuando la composición final es químicamente estable. Se recomiendan consultas a especialistas químicos para cada situación.

3.2.4 Efectos de la Temperatura: Durante la medición de resistencia por inmersión, debe hacerse a temperatura constante en un baño que use un fluido no conductor, como aceite o aire como medio de transferir el calor. El agua y otros fluidos conductores, no pueden utilizarse porque proporcionan fuertes acoplamientos capacitivos a través del baño de fluido en todas las combinaciones de los electrodos.

La temperatura del coeficiente de resistividad de otras salmueras es de aproximadamente 2% por °C cerca de 25°C. Por consiguiente, se precisa control y medición de temperatura es un requerimiento necesario para mantener la

exactitud durante las mediciones de la resistividad eléctrica de la salmuera o de la roca saturada con salmuera. Las ecuaciones de calibración relacionando la resistividad y la concentración son para soluciones a 25°C (ver ecuación de conversión para una solución NaCl). La ecuación de ARPS es usada para convertir la resistividad de la roca y salmuera de una temperatura a otra, no es de la misma exactitud como estas ecuaciones. Además, no hay ningún otro procedimiento más exacto en la literatura. La ecuación de ARPS para ajustar la resistividad (R) de una temperatura (T) a otra es:

$$R_2 = R_1 \frac{(T_1 + 21.5)}{(T_2 + 21.5)} ; ^\circ\text{C} \quad \text{o} \quad R_2 = R_1 \frac{(T_1 + 6.77)}{(T_2 + 6.77)} ; ^\circ\text{F} \quad (15)$$

R_1 = Resistividad de laboratorio ($\Omega\cdot\text{m}$)

R_2 = Resistividad a condiciones de yacimiento ($\Omega\cdot\text{m}$)

T_1 = Temperatura de laboratorio ($^\circ\text{F}$)

T_2 = Temperatura de yacimiento ($^\circ\text{F}$)

Esta fórmula representa un ajuste empírico entre la temperatura y la resistividad para la solución de NaCl.

3.2.5 Manejo de unidades: La concentración de un soluto en un solvente puede ser expresada por cualquiera de los dos métodos básicos: masa de soluto por masa de solución, o masa de soluto por volumen de solución. El método basado en masa o volumen de solvente es prontamente convertible a una solución base. Masa de soluto por masa de solvente difiere por masa de solución en un simple tipo de aditivo. Masa de soluto por volumen de solvente es convertida por masa de solvente multiplicando por la densidad conocida del solvente. La conversión de masa de soluto por volumen de solución requiere la densidad de la solución.

El más amplio uso de unidades por masa de solución es:

- **Partes por millón (ppm)** = masa de soluto por millón masa unidad de solución.

Las unidades químicas correspondientes son expresadas por masa de solvente:

- **Molaridad** = masa de soluto en unidades químicas de peso molecular por 1,000 g de solvente.

Las unidades por volumen de solución son:

- **Gramos por litro** = gramos de soluto por litro de solución (miligramos por litro es frecuentemente y erróneamente llamado “ppm”)
- **Molaridad** = masa de soluto en unidades de fórmula química peso por litro de solución.
- **Normalidad** = masa de soluto en unidades de química equivalentes por litro de solución (un peso equivalente de sal es igual a su fórmula del peso dividida por el total de valencia de sus cationes o aniones).

Partes por millón es la unidad usualmente usada en campos de crudo; Los datos de la literatura química expresa la resistividad de la solución NaCl en molaridad. La conversión entre estas dos unidades básicas requiere conocimiento de la densidad de la solución a una concentración específica y temperatura de interés.

3.2.6 Ecuaciones de Conversión para una solución de NaCl: Los datos en la literatura (Shedlovsky, 1934; Chambers, 1956) muestran en forma de tablas la conductividad versus valores específicos de la concentración a temperaturas específicas. La unidad de conductividad es mhos por metro, la concentración está en moles por litro (mol/L), y la temperatura en Grados Celsius. Los datos son escasos a más de 25⁰C luego, todas las ecuaciones de conversiones son tomadas para una sola temperatura. La ecuación de Arps puede ser usada para convertir a otras temperaturas. La conductividad es fácilmente convertida a resistividad en ohm-metro tomando su recíproco. Sin embargo, la conversión de

mol/L a ppm requiere información independiente sobre la densidad de la solución de NaCl como función de la concentración.

Para reproducir los datos de la literatura lo más fielmente posible, los datos relativos de conductividad a concentración en mol/L fueron provistos por regresión de mínimos cuadrados a una ecuación polinomial. Una ecuación adicional relaciona la densidad a mol/L desarrollada en otra literatura. La conversión entre ppm y mol/L es entonces realizada independientemente de la conversión entre mol/L y conductividad.

Es necesario dividir la conductividad y los datos de concentración en tres intervalos que solapan ligeramente con el fin de obtener una adecuada aproximación que encaje. Las regresiones son entre el logaritmo de la conductividad (expresada como el recíproco de la resistividad) y el logaritmo de la concentración. Dos ecuaciones fueron desarrolladas para cada rango: una expresión algorítmica del recíproco de la resistividad como un polinomio en el logaritmo de la concentración; la otra, viceversa. En el rango de alta concentración, la ecuación expresa el logaritmo de la concentración en términos de un polinomio en el logaritmo del recíproco de la resistividad no representando los datos de literatura con una precisión aceptable y no fue encontrado mejor ajuste usando otra ecuación polinomial de la misma forma para diferentes grados. Por consiguiente, para este rango, es necesario determinar la concentración correspondiente a tomar una resistividad por iteración de la ecuación que expresa la resistividad en función de la concentración.

- **Errores en Ajuste de Datos:** Los datos son ajustados por el método de mínimos cuadrados: minimizando el error en la variable dependiente asumiendo no error en la variable independiente. La concentración se transformo a su logaritmo y la resistividad al logaritmo del recíproco de la conductividad antes de efectuar el ajuste. Toda la programación se realizó

en doble precisión y el coeficiente resultante redondeando a seis figuras significativas, la cual es suficiente para redondear errores menores que 0.01%.

La tabla 4 resume el máximo error individual del ajuste. Los errores en los ajustes son expresados como la máxima desviación observada y el correspondiente valor de entrada de datos. Note que esos errores son expresados en términos del actual valor de las variables, o de sus inversos. El error de mínimos cuadrados fue minimizado en términos de esa variable transformada logarítmicamente. Expresando el error en términos de la variable original es más apropiado para evaluar la aplicabilidad de la. Cinco de los seis ajustes reproduce los datos originales mucho mejor que 0.1%.

Tabla N° 4. Resumen de máximos errores en la prueba de conversión resistividades-concentraciones.

Rango	R rango (ohm-m)	c rango (mol/L)	Número de Puntos de datos	Máximo error (transformado) en la variable dependiente	
				c Ajuste en 1/R	1/R ajuste en c (%)
Alto R, bajo c	769-0.94	0.0001-0.10	20	0.022	0.022
Medio R, medio c	1.03- 0.09	0.09-1.4	22	0.058	0.037
Bajo R, alto c	0.11- 0.04	1.0-5.35	13	1.3	0.017

- **Conversión entre ppm y mol/L**

$$\text{ppm} = 58.443 \times 10^3 c / \rho \quad (16)$$

Donde ppm es la masa de NaCl por 10^6 unidades de masa de solución, 58.443 la masa molecular de NaCl (g), c es la concentración de la solución (mol/L), y ρ la densidad de la solución (g/cm).

Esta conversión es sencilla si ppm es calculada de un valor dado de c . El valor requerido de la densidad de la solución NaCl como una función de c , es dada por la ecuación que sigue. Sin embargo, si un ppm es dado y requiere c , entonces es necesario tener un valor de c antes de comenzar, con el fin de obtener la densidad. Un algoritmo computacional puede ser creado para comenzar asumiendo densidad de 1.0, luego, cuando un valor de c es obtenido, este valor puede ser sustituido dentro de la siguiente ecuación de densidad para obtener un mejor valor de densidad y el proceso repite hasta que la iteración converja. Sucesivos valores de ρ que difieren por no más de 0.0001 g/cm son adecuada evidencia de convergencia.

- **Densidad de solución NaCl a 25°C**

$$\rho_{25^\circ\text{C}} = 9.9708 \times 10^{-1} + 4.0785 \times 10^{-2}c - 9.5818 \times 10^{-4}c^2 + 5.1208 \times 10^{-5}c^3. \quad (17)$$

El valor de ρ en la ecuación anterior es aproximadamente $\pm 1 \times 10^{-4}$ g/cm³. La ecuación fue obtenida por mínimos cuadrados probando a 36 valores de las *international Critical Tables* y la 43rd edición de la *Handbook of Chemistry and Physics*. La densidad dada en g/ml fue convertida a g/cm³ dividiendo por 1.000027. Concentración a 20 °C fue convertida a 25 °C multiplicando por el volumen específico dado a 25 °C y 20 °C.

- **Descripción del procedimiento de conversión entre resistividad y concentración:** El procedimiento a partir de una concentración dada de NaCl en ppm a resistividad a 25 °C es:
 - a) Sustituir de la concentración dada en ppm y asumir valores de densidad de 1.00 dentro de la ecuación (16) y calcular la concentración en mol/L.
 - b) Sustituir la concentración química calculada dentro de la ecuación (19) y calcular la densidad de la solución.
 - c) Regresar al paso (a), sustituyendo el valor de la densidad calculada en el paso (b) en lugar del valor previo. Se calcula el nuevo valor de la concentración química. Continuar este proceso hasta que sucesivas iteraciones produzcan diferencias en la densidad menores a 0.0001 g/cm³.
 - d) Seleccionar la ecuación de conversión de *ecuaciones de conversión entre resistividad y concentración de soluciones NaCl* para un rango en concentración que incluya el valor calculado arriba. Se sustituye el valor de concentración y se calcula la resistividad correspondiente.

El procedimiento de la resistividad conocida de una solución de NaCl a 25 °C a una concentración es:

- e) Sustituir el valor de resistividad dentro de la ecuación de *Ecuaciones de conversión entre resistividad y concentración de soluciones de NaCl* para el rango apropiado y calcular la concentración correspondiente en mol/L.
- f) Si la resistividad cae dentro de resistividades bajas, en un rango de concentración alto, entonces no es posible la conversión directa a la concentración. El esquema siguiente de la iteración producirá el valor deseado de concentración, usando la ecuación de resistividad expresada en términos de concentración.

1. Se comience con un valor asumido inicial de $c = 1.0 \text{ mol/L}$.
 2. Sustituir este valor dentro de la ecuación de conversión entre concentración y resistividad para este rango. Calcular un valor de resistividad. Hallar la diferencia de restar el valor inicial dado de resistividad del valor calculado.
 3. Si la diferencia es positiva, entonces la resistividad calculada es demasiado alta; Por consiguiente, el valor asumido de c es demasiado bajo. Se suma 1.0 a c y se repite el paso 2. Continuar hasta que la diferencia sea negativa o hasta que $c=5.0 \text{ mol/l}$. Cuando $c=5.0$, reduzca la magnitud del incremento en c de 1.0 a 0.1, y continúe incrementando c y recalculando la diferencia en R .
 4. Cuando la diferencia venga a ser negativa, el valor de c es muy alto. Comience decreciendo c en pasos de 0.1, y recalculé una resistividad y una diferencia.
 5. Repetir el paso 4 hasta que la diferencia sea positiva. La concentración es nuevamente muy baja, entonces comience incrementando en pasos de 0.01, y repita hasta que la diferencia sea negativa.
 6. Continuar el procedimiento anterior, invirtiendo el signo del cambio en c y la magnitud del cambio por un factor de 10 cada vez que cambia el signo de la diferencia, hasta que la diferencia entre la resistencia calculada y el valor dado sea menor que 0.000001 ohm-m . El valor actual de c es entonces la concentración correspondiente en mol/L con precisión dentro de la ecuación de conversión.
- g).** Si la concentración en unidades de volumen es aceptada, no se necesitan más cálculos. Si se requiere la concentración en ppm, entonces se sustituye la concentración en mol/L dentro de la ecuación de densidad y se calcula la densidad de la solución.
- h).** Sustituir los valores de densidad y concentración dentro de la ecuación de conversión de ppm y calcular la concentración en ppm.

Tabla 5: Resistividad, concentración, y densidad solución acuosa de NaCl a 25°C.

Resistividad (ohm-m)	Concentración		Densidad (g/cm ³)
	ppm	mol/L	
0.050000*	161,61	3.084	1.1152
0.050332	160,000*	3.0498	1.114
0.050832	157,640	3.0000*	1.1122
0.10000*	67,200	1.2013	1.0448
0.10028	67,000*	1.1976	1.0446
0.10009	67,130	1.2000*	1.0447
0.20000*	30,878	0.53825	1.0188
0.20534	30,000*	0.52263	1.0181
0.21362	28,726	0.50000*	1.0172
0.50000*	11,419	0.19639	1.0051
0.49673	11,500*	0.19778	1.0051
0.49163	11,628	0.20000*	1.0052
1.0000*	5,447.60	0.09329	1.0009
0.9908	5,500.0*	0.09419	1.0009
0.9368	5,837.60	0.10000*	1.0012
2.0000*	2,618.60	0.044758	0.9989
2.0903	2,500.0*	0.042726	0.9988
1.8004	2,924.70	0.050000*	0.9991
5.0000*	1,006.30	0.01718	0.9978
5.0305	1,000.0*	0.017073	0.9978
5.6994	878.7	0.015000*	0.9977
10.000*	491.96	0.008396	0.9974
9.844	500.00*	0.008533	0.9974
8.439	585.9	0.010000*	0.9975

1. La entrada para cada línea de esta tabla fue computada por el procedimientos y ecuaciones de *Ecuaciones de Conversión para Soluciones NaCl*, comenzando por el valor de resistividad o concentración mostrado con un "*" en la línea.
2. Todas las entradas son redondeadas al dígito más cercano correspondiente al 0.001% del valor de entrada. Por consiguiente, cinco cifras significativas son dadas para comenzar entrando con el dígito "1" por "5" y cuatro para entradas empezando con "6" por "9".
3. Errores en los datos originales, errores que provienen del fracaso de la ecuación polinomial representa correctamente los datos, y errores de redondeo computacional puede aparecer en la última cifra significativa de cada entrada. Cada error puede nunca afectar la siguiente cifra más significativa por más de "1".
4. Los datos arrojados por algoritmos computacionales deben coincidir exactamente con los datos en esta tabla donde la entrada para el algoritmo es un "*" y luego la salida es redondeado de acuerdo a la nota 3 de arriba. Note que el redondeo en esta tabla fue realizada en la representación decimal de los valores no redondeados. Automáticamente el redondeo del computador puede producir un resultado ligeramente diferente para algunas entradas si el computador realiza el redondeo en la hexadecimal representación del valor decimal.

5. Si una entrada que no tiene un "*" es usada como input al logaritmo computacional, el output puede fallar al coincidir la otra entrada en la misma línea

dentro de la deseada aproximada por que el redondeo aplica a las no entradas “*”. Cada cross-checks entre el algoritmo computacional puede ser realizado usando no redondeados, doble precisión total, valores de algoritmos generados como input.

- **Ecuación para conversión entre Resistividad y Concentración de Solución NaCl:**

Rango Alta resistividad (R), baja concentración (c):

Para $R = 796$ a 0.94 ohm-m y c 0.0001 a 0.10 mol/L:

$$\begin{aligned} \log c = & -1.03024 + 1.06627 \log(1/R) \\ & + 2.41239 \times 10^{-2} [\log(1/R)]^2 \\ & + 3.68102 \times 10^{-3} [\log(1/R)]^3 \\ & + 1.46369 \times 10^{-4} [\log(1/R)]^4 \end{aligned} \quad (18)$$

$$\begin{aligned} \log(1/R) = & 9.42203 \times 10^{-1} + 8.88900 \times 10^{-1} \log c \\ & - 2.72398 \times 10^{-2} (\log c)^2 \\ & - 2.25682 \times 10^{-3} (\log c)^3 \\ & + 1.46605 \times 10^{-5} (\log c)^4 \end{aligned} \quad (19)$$

Rango Resistividad Media (R), Concentración Media (c):

Para $R = 1.03$ a 0.09 ohm-m y $c = 0.09$ a 1.4 mol/L:

$$\begin{aligned} \log c = & -1.03015 + 1.06090 \log(1/R) \\ & + 5.66201 \times 10^{-2} [\log(1/R)]^2 \\ & - 6.09085 \times 10^{-2} [\log(1/R)]^3 \\ & + 5.33566 \times 10^{-2} [\log(1/R)]^4 \end{aligned} \quad (20)$$

$$\begin{aligned} \log(1/R) = & 9.33134 \times 10^{-1} + 8.47181 \times 10^{-1} \log c \\ & - 1.04563 \times 10^{-1} (\log c)^2 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& - 7.05334 \times 10^{-2}(\log c)^3 \\
& - 2.35562 \times 10^{-2}(\log c)^4
\end{aligned}
\tag{21}$$

Rango Baja resistividad (R), alta Concentración (c):

Para $R = 0.11$ a 0.0399 ohm-m y $c = 1.0$ a 5.35 mol/L (la siguiente ecuación representa aproximadamente el dato original):

$$\begin{aligned}
\log(1/R) = & 9.33292 \times 10^{-1} + 8.45971 \times 10^{-1} \log c \\
& - 9.10632 \times 10^{-2}(\log c)^2 \\
& - 2.27399 \times 10^{-1}(\log c)^3 \\
& + 2.27456 \times 10^{-2}(\log c)^4 \\
& - 3.81035 \times 10^{-1}(\log c)^5
\end{aligned}
\tag{22}$$

Para convertir un valor dado de resistividad a concentración, hay que emplear esta ecuación en un proceso iterativo como el descrito en *Overview of the Procedure for Conversion Between Resistivity and Concentration*.

3.3 DENSIDAD DEL LÍQUIDO

La densidad (ρ) es definida como la masa de un fluido por unidad de volumen. En general, ésta varía con la presión y la temperatura. Las unidades de la densidad son kg/m^3 en SI o lb/ft^3 en el Sistema Inglés.

La gravedad específica (γ) se define como el cociente de densidad de una sustancia dada a la densidad de agua, cuando ambos están en la misma temperatura, es por lo tanto una cantidad adimensional. La gravedad específica de un líquido en la industria del petróleo se mide con un hidrómetro que posee una escala especial. El instituto Americano del Petróleo (API) ha adoptado un hidrómetro para la escala de aceite más práctico que del agua, se conoce como escala API y es,

$$\text{°API} = \frac{141.5}{\gamma} - 131.5
\tag{23}$$

Los métodos más comúnmente usados para determinar la densidad o peso específico de un líquido son:

- Balance Westphal.
- Balance de Gravedad Específica.
- Hidrómetro API.
- Picnómetro.
- Picnómetro Bicapilar.

Los dos primeros métodos se basan en el principio de Arquímedes: Un cuerpo inmerso en un líquido es impulsado por una fuerza igual al peso del líquido que desplaza. Un volumen conocido del líquido de ensayo se pondera por éste método. El hidrómetro API es usado para determinar gravedad del aceite en campo. Cuando el hidrómetro es colocado en aceite, flotará en su eje vertical luego de desplazar una masa de aceite igual a la masa del hidrómetro. El hidrómetro se puede usar a presión atmosférica o en cualquier otra modalidad de presión en cilindros de presión.



Figura 13. Diferentes tipos de Hidrómetros.

Fuente: <http://www.yotta.com.ve/images/hidrometro.jpg>

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 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.



Figura 14. Diferentes tipos de Picnómetros.

Fuente: <http://pinzuar.net/images/fotos%20arregladas>

3.4 PRESIÓN CAPILAR POR PLATO POROSO¹⁴

La mayor ventaja del método de plato poroso es que elimina el efecto capilar final, pues contiene la zona del efecto dentro del plato poroso. Los platos porosos permanecen totalmente saturados con el agua, porque este selecciona el tamaño de poro más pequeño para entrar en la fase no mojante a las altas presiones capilares de la prueba. Los platos son a menudo fuertemente hidrófilos y son colocados a drenar una cara de la muestra del plug. El gradiente de saturación en

¹⁴N.L., National Institute for Petroleum and Energy Research. B.A., Baldwin. Phillips Petroleum Co. A.A., Chaves. Terra Tek, Inc., Salt Lake City, Utah. G.A. La Torraca. Chevron Corporation. B.F. Swanson. Shell Development Co. SCA Guidelines for Sample Preparation and Porosity Measurement of Electrical Resistivity Samples. Part IV- Guidelines for Saturating and Desaturating Core Plugs during Electrical Resistivity Measurements.

la roca es generalmente eliminado cuando el sistema está equilibrado a una dada presión capilar. En la práctica, puede existir alguna no uniformidad en la saturación, especialmente a altas saturaciones de agua cuando la presión capilar no es suficiente para manejar bajas saturaciones de agua en la región plana de las curvas de presión capilar. Esto podría resultar en una baja estimación de la saturación de agua.

Cuando la salmuera se está desplazando en el plug a través del plato poroso, algún tipo de medio de comunicación flexible y permeable se necesita entre los dos para asegurar continuidad de la fase de la salmuera (es decir un puente capilar). Sin esto, la fase no mojante puede penetrar la región del contacto y el desplazamiento se puede detener prematuramente. Algunos de los materiales comunes usados para esto incluyen el pañuelo de papel tal como papel Kleenex, tierra diatomácea, y filtro celuloso (como millipore). Las superficies planas de la muestra deben ser bien planas de tal manera que se alcance la máxima área de contacto. El uso de tierra diatomácea y un pañuelo de papel adherido a la muestra previenen su invasión en el corazón. Raspar la superficie plana del plug ayuda a asegurar un contacto continuo, especialmente para plugs de baja permeabilidad.

Se puede elegir aceite o agua como la fase no mojante para sistemas mojados por agua. El uso de aire simplifica y aumenta la exactitud de medida de saturación por la técnica de gravimetría. El uso de aire es comúnmente acoplado con el uso de múltiples muestra para desaturación en grandes platos porosos. El uso de aceite como medio de desaturación puede crear algunos problemas con el electrodo de contacto.

La técnica del plato poroso puede ser usada con o sin presión de confinamiento. Las medidas sin presión de confinamiento permiten el manejo de múltiples muestras, pero sacar las muestras del equipo es necesario para determinar la saturación de salmuera a cada tiempo. Por otro lado, el uso de un plato poroso de baja presión de confinamiento permite sólo una muestra de corazón por core

holder, pero la muestra necesita no se perturbada para la medida de saturación. La resistividad eléctrica puede ser medida durante el proceso de desaturación. Se prefieren las medidas a condiciones de yacimiento.

Un medio más exacto de medir el volumen del poro es completar el proceso de medir la resistividad eléctrica contra la saturación de la salmuera, después limpiar la muestra con solvente, y finalmente medir el volumen de poro con un porosímetro de Helio sin bajar la presión.

Es bueno usar una presión extra en el agua para asegurar la saturación completa del espacio del poro. Después de la saturación al vacío, esto puede hacerse cerrando todas las válvulas en las líneas flujo y elevando la presión de confinamiento simplemente a unos valores más bajos que la requerida, para la compresión efectiva. La condensación resultante reduce el espacio poral y presuriza la salmuera en él, mientras está causando una penetración completa de salmuera en la red poral. Después de abrir las válvulas lentamente, la presión de confinamiento está reducida. El proceso puede repetirse hasta que el volumen de la referencia esté repetitivo en la presión elevada. El agua en este proceso, se bombea en el plug hasta que ya no pueda tomar más volumen. Los ejercicios volumétricos anteriores también rinden una primera medida del volumen del poro de la roca.

Deben supervisarse cambios en el volumen de agua durante el proceso del desaturación, por aceite o inyección de gas, usando los tubos capilares precisamente calibrados. Las saturaciones pueden ser calculadas por la técnica de balance de materia. En un método más sofisticado, motor de bombeo por etapas manejadas por una computadora.

El procedimiento del plato poroso está reprimido por varias incertidumbres y fuente de errores:

- 1) La equivalencia de agua en el espesor de la membrana en los sistemas aire-agua y aceite-agua no se demuestra en la literatura; 2) una cantidad ligera de pérdida de grano durante el manejo de la muestra del plato poroso puede causar

un error significativo en la determinación de saturación, pero puede considerarse por si se guardan los pesos cuidadosamente; 3) el cambio en el volumen de poro puede ser sustancial en rocas friables y pobremente consolidadas debido al incremento y decrecimiento repetitivo de la presión de confinamiento; 4) la conducción de agua en la superficie puede afectar la resistencia eléctrica si no se aplica adecuadamente una presión de confinamiento; y 5) la incertidumbre en el grado de repetición de contacto del electrodo (ambos en el área y resistencia del contacto). Sin embargo, hay una ventaja importante en el plato poroso: se pueden obtener curvas de presión capilar aceite-agua o aire –agua como un producto de la medida de la resistividad eléctrica (índice de resistividad vs datos de saturación de agua).

La medida debe tomarse a la condición de equilibrio. Para asegurar que el equilibrio se ha logrado a una presión capilar dada, el tiempo extendido tendría que ser permitido. Una grafica de volumen de agua contra tiempo podría ser útil aproximando el requisito de tiempo. Una extrapolación de cambio de volumen versus curva de tiempo para un tiempo infinito se puede usar para este propósito. Una alternativa de aproximación es una grafica del cambio de la tasa de saturación versus tiempo en una hoja log-log. En largos tiempos, A tal una relación normalmente se pone lineal, con una pendiente negativa de menos de la unidad. Una ecuación para este segmento de línea es entonces escrito e integrado durante tiempo infinito para determinar los cambios de volumen totales esperados ser el resultado de tiempos de espera más largos.

4. ESTANDARIZACIÓN DE PROCEDIMIENTOS LABORATORIO PETROFÍSICA UIS-GUATIGUARÁ

4.1 SELECCIÓN DE MUESTRAS:

Los criterios de selección¹⁵:

- Inspección Visual.
- Descripción Litológica.
- La longitud mayor o igual al diámetro¹⁶.

Otros parámetros de selección corresponden a:

- Gráfico de Permeabilidad Vs. Porosidad.
- Perfiles Eléctricos.
- Volumen Poroso mayor a 1.00 cc, para mejor exactitud.

4.2 PREPARACIÓN DE MUESTRAS PARA ANÁLISIS PETROFÍSICOS ESPECIALES:

Las muestras necesitan estar completamente libre de fluidos y humedad para comenzar a saturar con salmuera. Este procedimiento se realiza con el método de destilación cíclica (Dean-Stark) con tolueno como solvente.

Una vez limpias, las muestras son secadas en el horno de humedad relativa (preferiblemente) o convencional y se determinan sus propiedades básicas, porosidad y permeabilidad.

¹⁵ FUNDACIÓN LABORATORIOS DE SERVICIOS TÉCNICOS PETROLEROS. Maracaibo Venezuela. Pág. 12

¹⁶ D.B., Lerner; Chevron Oil Field Research Company. J.M, Dacy; Core Laboratories. C.J., Raible. NIPER. J.J., Rathmell. Arco Oil and Gas Company. J.D., Walls. Core Laboratories. SCA Guidelines for Sample Preparation and Porosity Measurement of Electrical Resistivity Samples. Part II- Sample Preparation and Porosity Measurement. Pag. 58



Figura 15. Equipo Dean-Stark Laboratorio Petrofísico UIS-Guatiguará.



Figura 16. Horno de Secado. Laboratorio Petrofísico UIS-Guatiguará.

4.3 DETERMINACIÓN DE POROSIDAD Y VOLUMEN DE GRANO:

El porosímetro del Laboratorio de Guatiguará es un equipo que puede utilizarse para determinar el volumen de granos o el volumen poroso de una muestra de roca, basado en la Ley de Boyle. De acuerdo con esta ley, se parte de un volumen conocido de gas Helio, el cual está confinado a una presión que se mide, esto es, presión conocida. Luego, el Helio se expande isotérmicamente en un volumen no conocido, el cual corresponde principalmente a la muestra de roca. Cuando se

alcanza el equilibrio, se mide la presión final, la cual depende de la magnitud del volumen desconocido, es decir del volumen poroso de la roca.

Para los cálculos se tiene:

$$V_3 = V_A + V_B + V_C + V_D = 7.70 \text{ cc} \quad (24)$$

$$V_1 = \text{Constante} = 40.66 \text{ cc} \quad (25)$$



Figura 17. A la izquierda, Vista Frontal Porosímetro CorePet. A la derecha su vista posterior.

El valor de V_3 , es válido para las líneas actuales. Cada vez que se haga un cambio de líneas debe recalcularse el valor de V_3 .

Cuando se hace vacío, se cierra la válvula de la celda de referencia, mientras que la válvula de la celda de muestra permanece abierta. En estas condiciones, quedan a presión de vacío los volúmenes V_2 y V_3 . Cuando se suministra helio, se abre la válvula de entrada a la celda de referencia, y la válvula de la celda de muestra permanece cerrada. De esta manera, quedan a condiciones de presión de suministro del Helio, los volúmenes V_1 y V_3 .

En estas condiciones se tiene:

V_1 y V_3 a presión de Helio, y

V_2 a presión de vacío

De acuerdo con la Ley de Boyle:

$$P_i V_i + P_v V_m = P_f V_f \quad (26)$$

Donde:

- P_i corresponde a la presión inicial de Helio en la celda de referencia y en las conexiones.
- $V_i = V_1 + V_3$, al volumen a la presión inicial de Helio
- P_v , a la presión inicial en la celda de muestra, es decir presión de vacío.
- V_m , al volumen de la celda de muestra y sus conexiones = V_2
- P_f , a la presión final en las dos celdas, luego que se ha abierto la válvula de la celda de muestra y se ha alcanzado el equilibrio
- $V_f = V_1 + V_2 + V_3$

Reemplazando estos valores en la ecuación (26) se tiene:

$$P_i * (V_1 + V_3) + P_v V_2 = P_f * (V_1 + V_2 + V_3) \quad (27)$$

Despejando la Variable desconocida en términos de conocidas, la ecuación 27 queda así:

$$V_2 = \frac{(P_i - P_f) * (V_1 + V_3)}{P_f - P_v} \quad (28)$$

Para los cálculos de volumen poro, la ecuación (29) se puede expresar como:

$$P_i * (V_1 + V_3) + P_v * (V_2 + X) = P_f * (V_1 + V_2 + V_3 + X) \quad (29)$$

Donde X corresponde al espacio vacío en la cámara. Despejando X se tiene:

$$X = \frac{(P_i - P_f) * (V_1 + V_3) + V_2 * (P_v - P_f)}{P_f - P_v} \quad (30)$$

Para calcular el volumen de granos, V_g se utiliza:

$$V_g = V_{DNU} - X \quad (31)$$

Donde, V_{DNU} , corresponde al volumen de los discos no utilizados.

Finalmente se calcula la porosidad empleando la ecuación (34):

$$\phi = \left[1 - \frac{V_g}{V_T} \right] * 100 \quad (32)$$

Donde, ϕ , corresponde a la porosidad expresada en porcentaje; V_g , al volumen de granos, y V_T , al volumen total.

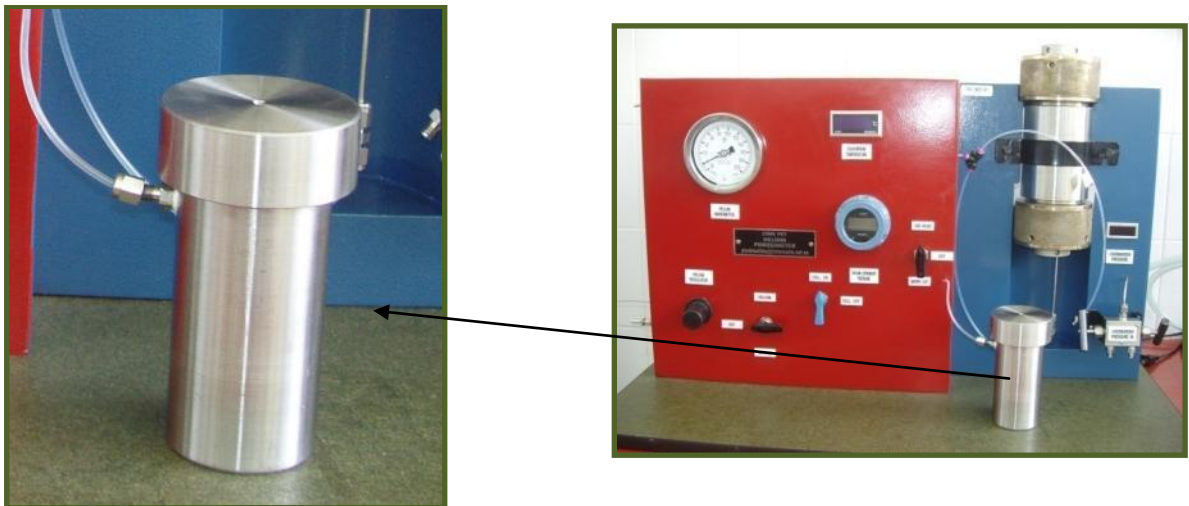


Figura 18. Celda de Referencia de 1.5 Pulgadas. Porosímetro CorePet Laboratorio Petrofísica Guatiguará.

A continuación se calculó la porosidad para cada una de las muestras tres veces, los datos que se muestran seguidamente corresponde a lo promediado de los valores encontrados.

Los valores constantes para el Porosímetro CorePet del Laboratorio son:

V_1 40,66 cc Celda de referencia.

V3 7,7 cc Línea

Como las muestras tienen un diámetro alrededor de pulgadas, se usa la celda de referencia para tal diámetro. Los volúmenes de los discos son:

DISCO 1 43,293cc

DISCO 2 28,96cc

DISCO 3 21,76cc

DISCO 4 7,2817cc

Previamente a la prueba con las muestras, se debe determina el V_2 que corresponde al volumen vacío del sistema, valor que será fundamental para los cálculos. Este valor se obtiene haciendo una corrida del equipo con los discos originales. Este valor obtenido servirá para todas las corridas de las muestras pero sí y solo sí se mantienen las condiciones de operación como temperatura, discos y gas inerte.

Para hallar V_2 se obtuvo:

Pv (psi) -10,352

Pi (psi) 96,832

Pf (psi) 85,67

Y reemplazando en la ecuación 4.5, encontramos que,

V_2 (cond. Oper.) = 5,398

4.4 CÁLCULO DE PRESIÓN CAPILAR Y RESISTIVIDAD

Antes de iniciar las pruebas de Presión Capilar por Plato Poroso, es necesario someter las muestras seleccionadas a un proceso de saturación con una salmuera sintética que represente la concentración de yacimiento. Para el caso del Campo Escuela Colorado, la salmuera tiene una concentración promedio de 12000 ppm.

4.4.1 Preparación de la Salmuera:

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

- 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.

Una vez obtenida la solución a la concentración deseada, se desairea un tiempo prudente dependiendo del método usado para luego saturar las muestras.

Usando las tablas de Schlumberger Resistivity of NaCl Solutions (Gen-9), corrobore el valor de la resistividad.

4.4.2 Saturación de Muestras:

Una vez limpias, las muestras, se someten a vacío en el sistema mostrado en la figura 27. El vacío se aplica por el tiempo necesario hasta alcanzar un dato de saturación constante o un dato de resistividad constante.

Someta las muestras a una saturación al vacío entre 10-14 horas. Aplique vacío hasta alcanzar una saturación del 100% o en su defecto, hasta hallar una saturación máxima constante. Junto con la determinación de la saturación, Registre datos de resistividad hasta observar un equilibrio iónico reflejado en un dato constante.

Determine las saturaciones usando los datos de porosidad y volumen de las muestras. Matemáticamente, la saturación de una muestra se determina a partir de:

$$\phi = \frac{V_p}{V_t}, \text{ despejando } V_p \text{ (volumen poroso)} \quad (33)$$

$$V_p = \phi V_t, \text{ donde } V_t \text{ es el volumen de la muestra.} \quad (34)$$

$$\text{Peso Saturado} - \text{Peso Seco} = \text{liquido saturado (g).} \quad (35)$$

$$\frac{\text{Liquido saturado (g)}}{\text{Densidad líquido (g/ml)}} = \text{Volumen de saturación} \quad (36)$$

$$\% \text{Saturación} = \frac{\text{Volumen de Saturación}}{\text{Volumen Poroso}} \times 100 \quad (37)$$

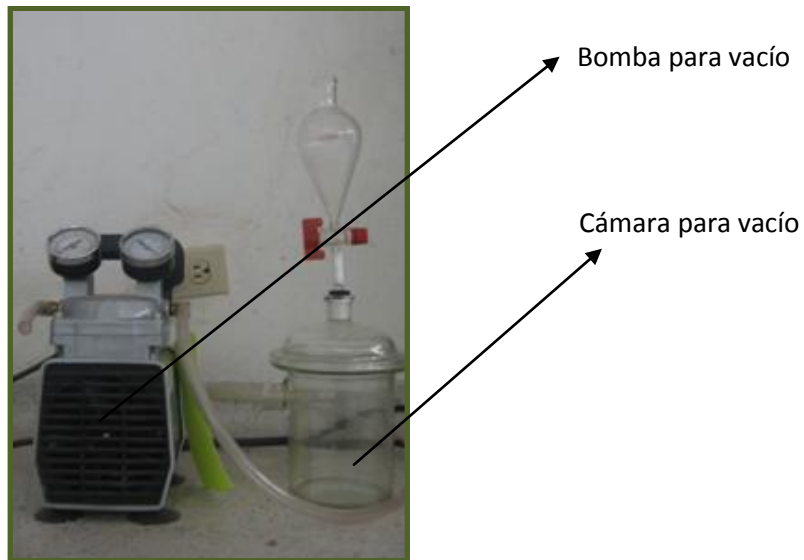


Figura 19. Montaje para vacío de muestras Laboratorio Petrofísico UIS-Guatiguará.

4.4.3 Cálculo de Presión Capilar y Resistividades Simultáneamente

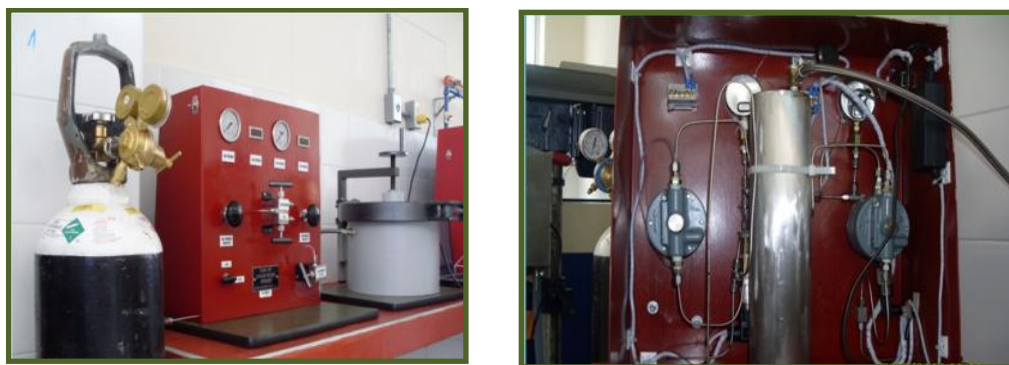


Figura 20. Vista frontal (fotografía izquierda) y posterior (fotografía derecha) del equipo Plato Poroso CorePet.

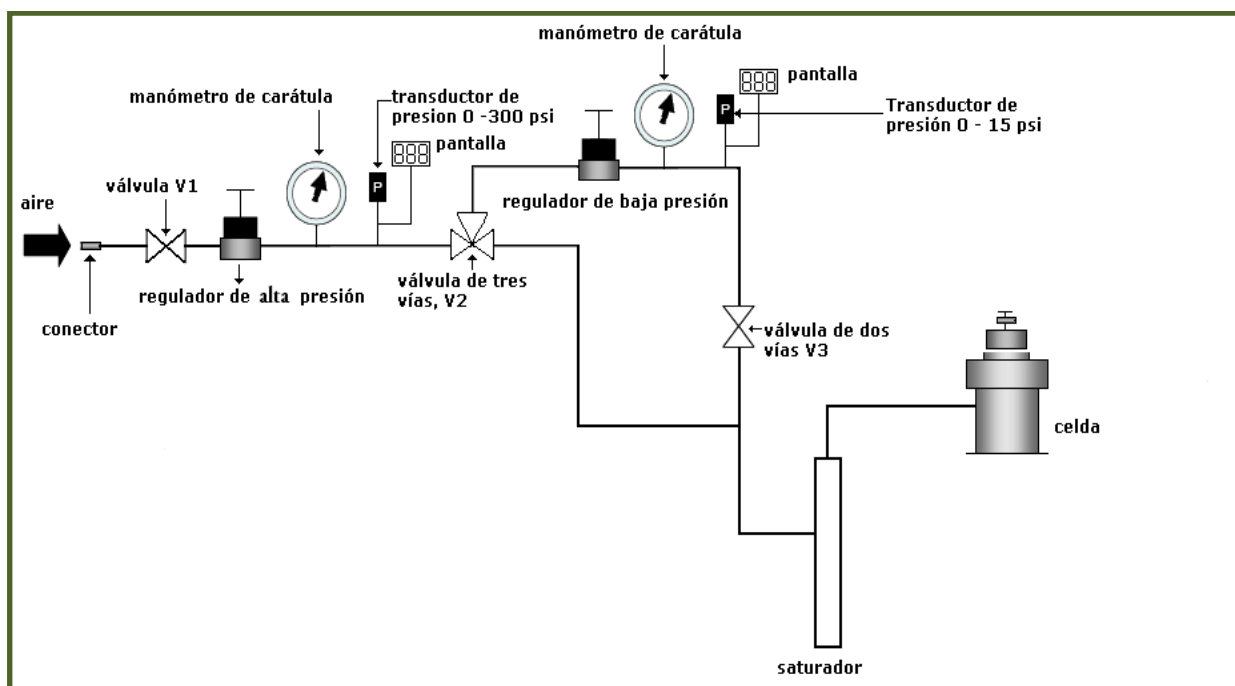


Figura 21. Esquema de funcionamiento del plato poroso.

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.

Esta técnica puede alternarse tomando datos de resistividad para cada etapa de desaturación de la muestra. Cuando los plugs están saturados 100% (caso ideal), tomamos un dato de resistividad; seguidamente al final del primer punto de presión (1psi) pesamos para calcular la desaturación alcanzada y se toma un nuevo valor de resistividad antes de pasar al segundo punto de presión capilar.

Estos valores de resistividad son fundamentales para el cálculo del Factor de Formación, índice de resistividad, factor de cementación y exponente de saturación.

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 la figura 23 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 (Ω). La lectura se hace directamente en el Display.

Por otra parte, para operar el plato poroso se tiene en cuenta:

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.



Figura 22. Resistómetro SR715/720



Figura 23. Kelvin Clips del Resistómetro SR715/720.



Figura 24. Celda medición de resistividad para Plugs. Fuente: Autores.

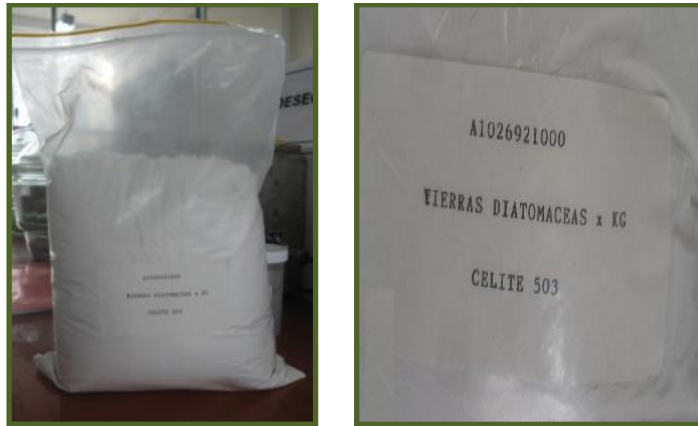


Figura 25. Tierra Diatomácea.



Figura 26. Montaje de las muestras sobre el Plato Poroso.



Figura 27. Manipulación de la Celda del Plato Poroso

Para asegurar un buen contacto con el plato poroso, se usa una capa muy fina de la tierra diatomácea, en la superficie de un papel Kleenex, y encima se colocan las muestras. Se cierra la celda herméticamente. Se realiza un Chequeo de que haya suficiente agua en el saturador.

Es importante también verificar que no haya fugas en las líneas del equipo, desde la fuente de aire hasta la celda. Para éste propósito se usa un líquido detector de fugas, que normalmente son detergentes.

Se define el rango de presiones a trabajar antes de iniciar la prueba. Normalmente se trabaja de 1 psi, 2 psi, 3 psi, 5psi, 10psi, 15psi, 20psi, 30 psi y 35psi cuando se usa el plato de baja (1 bar). Cuando se trabaja a alta presión (plato 15 bar) se espera un cambio mínimo en la desaturación y 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 con Saturación (%) de la muestra antes de aplicar presión, igualmente su peso y el valor de resistividad en $\Omega.m$.

5. PROCEDIMIENTO EXPERIMENTAL CAMPO COLORADO

Las muestras analizadas corresponden a plugs de aproximadamente 1.5 pulgadas de diámetro, con una longitud que varía entre 0.94 pulgadas a 1.85 pulgadas. A continuación un resumen de las muestras seleccionadas.

Tabla N°6: Selección de Muestras

Pozo	Profundidad	Longitud	Diámetro	Comentarios
21	3640.5	2.40	3.803	Arenisca se grano fino. Presenta fracturas en su base.
26	4140.1	4.23	3.805	Arenisca muy fina a limosa, dura, algo calcárea bien cementada
26	3846.3	4.155	3.802	Arenisca gruesa a muy fina bien cementada con bandas de arcillolita.
26	3848.8	4.00	3.801	Arenisca gruesa a muy fina bien cementada.
27	3917.3	4.236	3.789	Arenisca Semiconsolidada
27	3832.4	4.236	3.789	Arenisca Semiconsolidada

Todas las muestras referidas en la Tabla N° 6 se encuentran disponibles en el laboratorio Petrofísico de UIS-Guatiguará.

Simultáneamente, se hizo inventario de las muestras Béreas del laboratorio y se escogieron la Bérea 191 y Bérea 262 siguiendo los parámetros descritos anteriormente y sobre todo por la disponibilidad de esas muestras en el momento.



Figuras 28. Muestras Seleccionadas para las Pruebas

Extracción de Fluidos: El tiempo aproximado en el quipo Dean-Stark fue de 16 horas. Inicialmente las muestras se encontraban limpias, para asegurarnos de un secado total; luego se secaron en el horno convencional a una temperatura de 70°C por 3 horas aproximadamente.

Propiedades Petrofísicas Básicas: Se contó con el apoyo del laboratorio de Básicos del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) para la determinación de los parámetros Petrofísicos Básicos como parte del convenio interlaboratorios UIS-ICP, parámetros fundamentales para cumplir con la selección definitiva de las muestras y punto de comparación en los procedimientos llevado a cabo en el laboratorio Petrofísico de Guatiguará.

Tabla N°7. Datos Petrofísicos ICP Para Las Muestras Seleccionadas

ID	Profundidad		Presión Confinamiento		L (cm)	D (cm)	Vol. Total (cm ³)	Vol. Poroso cm ³	Φ %	K Klinkenberg		K al Aire	
	(ft)	(m)	psi	MPa						(md)	(μm ²)	(md)	(μm ²)
Col 21 3640	3640,5	1109,6	800	5,516	2,423	3,796	27,42	2,96	10,8	9,38E-1	9,26E-4	1,1	1,04E-3
Col 21 3640	3640,5	1109,6	1400	9,653	2,423	3,796	27,42	2,77	10,1	4,90E-1	4,84E-4	5,90E-1	5,82E-4
Col 26 3846	3846,3	1172,4	800	5,516	4,117	3,796	46,58	8,240	17,7	653	6,44E-1	671	6,63E-1
Col 26 3846	3846,3	1172,4	1400	9,653	4,117	3,796	46,58	8,108	17,4	638	6,30E-1	658	6,49E-1
Col 26 3848	3848,08	1172,9	800	5,516	3,972	3,798	44,99	5,547	12,3	2,8	2,74E-3	3,5	3,41E-3
Col 26 3848	3848,08	1172,9	1400	9,653	3,972	3,798	44,99	5,385	12,0	2,5	2,46E-3	3,1	3,05E-3
Col 26 4140	4140,1	1261,9	800	5,516	4,225	3,797	47,84	1,514	3,2	2,90E-3	2,86E-6	7,00E-3	6,91E-6
Col 26 4140	4140,1	1261,9	1400	9,653	4,225	3,797	47,84	1,392	2,9	2,10E-3	2,07E-6	5,30E-3	5,23E-6
Col 27 3832	3832,4	1168,1	800	5,516	2,541	3,755	28,15	3,542	12,6	32	3,20E-2	35	3,50E-2
Col 27 3832	3832,4	1168,1	1400	9,653	2,541	3,755	28,15	3,326	11,8	26	2,59E-2	29	2,85E-2
Col 27 3917	3917,3	1194,0	800	5,516	4,225	3,773	47,24	7,757	16,4	23	2,23E-2	26	2,57E-2
Col 27 3917	3917,3	1194,0	1400	9,653	4,225	3,773	47,24	7,377	15,6	18	1,82E-2	22	2,13E-2
BEREA191	----	----	800	5,516	7,528	3,794	85,10	15,562	18,3	168	1,66E-1	177	1,74E-1
BEREA262	----	----	800	5,516	5,002	3,798	56,68	10,387	18,3	149	1,47E-1	158	1,56E-1

Luego de obtener estos resultados, se determinaron las porosidades en el laboratorio, para esto se realizaron tres corridas en el Porosímetro CorePet, obteniendo los siguientes resultados:

Tabla N°8. Datos Porosímetro CorePet

Muestra	D prom (cm)	L prom (cm)	Vt (cc)	Pi (psi)	Pv (psi)	Pf (psi)	X	Discos no usados		Vg (cc)	ρ (g/cc)	Φ (%)
								Discos	V (cc)			
Bérea 262	3,805	4,99	56,789	96,715	-10,372	68,159	11,963	3,4,2	58,002	46,04	2.64	18,93
Bérea 191	3,802	7,534	85,567	96,85	-10,506	54,89	25,408	1,2,3	94,013	68,61	2.64	19,82
Col 26-3848,8	3,814	3,989	45,581	83,515	-10,506	58,73	11,69	4,1	50,575	38,88	2.62	14,69
Col 27-3917,3	3,799	4,23	47,963	96,715	-10,372	65,734	14,065	4,1	50,575	36,5	2.64	23,88
Col 26-4140,1	3,803	4,208	47,819	96,85	-10,506	78,665	4,24	4,1	50,575	46,3	2.65	3,106
Col 26-3846,3	3,807	4,112	46,83	83,469	-10,372	57,113	13,265	4,1	50,575	37,3	2.65	20,331
Col 27-3832,4	3,792	2,56	28,923	83,38	-10,506	65,33	5,888	2	28,96	23,1	2.62	20,23
Col 21-3640,5	3,805	2,419	27,515	83,38	-10,506	66,946	4,639	2	28,96	24,3	2.62	11,61

Basados en estudios realizados la salinidad promedio de agua de formación para el Campo Colorado es de 12000 ppm; de esta forma determinamos la cantidad de NaCl y agua desmineralizada a usar¹⁷:

$$12000 \frac{mg}{L} \times \frac{1g}{1000mg} = 12 \frac{g}{L} \quad (38)$$

Se necesitan entonces 12 gramos de salmuera por cada litro de agua desmineralizada a usar. Para el procedimiento, se prepararon 8L de salmuera según la norma SCA parte 1.

La salmuera fue preparada en el ICP debido a que en su momento no se disponía con NaCl analítico en los laboratorios de Guatiguará. Luego, se midió la

¹⁷ A.E. "Pat" Worthington; Chevron Oil Field Research Company. H. H. James. Phillips Petroleum Company. PALLATT, Nadia. British Petroleum Company. SCA Guidelines for Sample Preparation and Porosity Measurement of Electrical Resistivity Samples. Part I- Guidelines for Preparation of Brine and Determination of Brine Resistivity for Use in Electrical Resistivity Measurements. [Pág. 20](#)

conductividad de la salmuera: 19.7 mS/cm, en unidades que reporta el equipo. Convirtiendo a unidades del SI: 0.5 Ω *m.

Luego de esto, la salmuera se desaireó con una plancha agitadora por 4 horas. Usando las tablas de Schlumberger Resistivity of NaCl Solutions (Gen-9), se corroboró el valor de la resistividad entrando por concentración, obteniendo un valor de 0.49 Ω *m y entrando por temperatura de 77°C, el valor es 0.5 Ω *m.

Se determinó también la densidad de la salmuera usando un picnómetro¹⁸ en el laboratorio, el valor fue: 1.007 g/ml.

Una vez limpias, las muestras se sometieron a vacío con una bomba para dicho fin. En éste caso, el vacío se aplicó en aproximadamente cinco sesiones de 4 horas queriendo alcanzar un buen vacío para empezar la saturación.

Se sometieron las muestras a una saturación al vacío entre 10-14 horas. Debido a la baja potencia de la bomba, se aplicó 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 tomaron datos de resistividad hasta observar un equilibrio iónico reflejado en un dato constante.

Tabla N°9. Datos de saturaciones con valores obtenidos en el Laboratorio Petrofísico Guatiguará.

Muestra	PESO SECO g	Peso Saturado	DIFERENCIA DE PESOS	Volumen Total muestra Lab.	Φ LAB.	V sat	VP LAB.	% Sat. LAB.
Col 26 (3848.8)	102,187	108.414	6,227	45,582	14,69	6,184	6,696	92.349
Col 26 (3846.3)	97,713	106.387	8,183	46,831	20,33	8,126	9,520	90.473
Col 21 (3640.5)	63,733	66.585	2,566	27,515	11,61	2,548	3,194	88.644
Col 27 (3832.4)	60,374	65.093	6,719	28,924	20,23	6,672	5,851	84.743
Col 26 (4140.1)	123,059	124.900	1,358	47,82	3,11	1,349	1,487	122.92
Col 27 (3917.3)	96,027	105.339	8,67	47,964	23,88	8,609	11,453	80.735
Bérea 191	181,692	199.000	16,611	85,568	19,82	16,495	16,959	101.374
Bérea 262	121,546	132.700	10,65	56,79	18,93	10,576	10,750	103.033

¹⁸ Pág. sección 3.2.2.

La tabla N^o9 muestra los porcentajes de saturación máxima alcanzadas con la bomba disponible en el laboratorio. Cabe anotar que los valores de Volúmenes de las muestras, pesos secos, pesos saturados y porosidades para el cálculo de las saturaciones, fueron determinados en el laboratorio.

Tabla N^o10. Saturaciones determinadas con valores de volumen de la muestra y porosidades obtenidos por el ICP

Muestra	PESO SECO g	Peso Saturado g	DIFERENCIA DE PESOS g	volumen total muestra ICP	ϕ ICP 800 psi	ϕ ICP 1400 psi	V sat (cc)	VP ICP 800 psi	VP ICP 1400 psi	% sat ICP 800 psi	% sat ICP 1400 psi
Col 26 (3848.8)	102,187	108.414	6,227	44,992	12,3	12	6,183714	5,53401	5,39904	111.740	114,533584
Col 26 (3846.3)	97,713	106.387	8,183	46,584	17,7	17,4	7,9781529	8,24536	8,10561	104.467	106,268346
Col 21 (3640.5)	63,733	66.585	2,566	27,421	10,8	10,1	2,5372393	2,96146	2,76952	95.620	102,26226
Col 27 (3832.4)	60,374	65.093	6,719	28,15	12,6	11,8	4,6861966	3,5469	3,3217	139.848	200,869854
Col 26 (4140.1)	123,059	124.900	1,358	47,84	3,2	2,9	1,3227408	1,53088	1,38736	119.422	131,775645
Col 27 (3917.3)	96,027	105.339	8,67	47,241	16,4	15,6	8,5263157	7,74752	7,36959	119.358	125,478644
Bérea 191	181,692	199.000	16,611	85,104	18,3	-	16,379344	15,5740	..	110.361	..
Bérea 262	121,546	132.700	10,65	56,687	18,3	-	10,548162	10,3737	..	106.774	..

La tabla N^o10 representa las saturaciones usando los datos de porosidad y volumen de las muestras.

Seguido a esto, se inició la prueba de presión capilar por plato poroso sistema aire-salmuera, alternadamente con las resistividades de las muestras.

La presión del aire contenido en la celda, fue incrementada en etapas sucesivas desde 1psi hasta 35 psi. En cada una de las etapas, se esperó 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 era 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, 5, 10, 13.6, 20, 25, 35 psi) y las resistividades tomadas.

Tabla N°11. Máxima Saturación alcanzada para inicio de las Pruebas de Presión Capilar y Resistividades.

Muestra	Profundidad	100%	
		saturación	Rt
Bérea 191	1	8,828
Bérea 262	1	11,357
colorado 21	3640,5	0,886	26,671
colorado 26	3846,3	0,905	10,498
colorado 26	3848,8	0,923	10,887
colorado26	4140,1	1	105,636
colorado 27	3832,4	0,847	10,961
colorado 27	3917,3	0,810	7,582

Luego de saturar las muestras 100%, simultáneamente se toman resistividades por tiempo suficiente hasta alcanzar un equilibrio iónico, registrando estos valores mientras alternadamente se dejan inhibidas en salmuera para evitar la desaturación antes de empezar la prueba de Presión Capilar a la primera presión. Se usan taras para las muestras al desmontarlas de las celdas de presión capilar y resistividad para evitar desaturaciones indeseadas, reacciones con el oxígeno del medio y maltrato de las muestras. Igualmente se pesan las muestras con sus taras. Los pesos registrados en este proyecto no incluye el peso de las taras.

Prueba de presión capilar a 1psi:

Duración de la Prueba: Cuatro días.

- Se inicio con Regulador de alta en 10.4 psi y regulador de baja en 1psi.
- Plato usado: 1bar.
- 8 muestras en el Plato Poroso.

Observaciones de la Prueba:

- Tres horas y media después de comenzar la prueba, desplazó las primeras gotas de salmuera en la Probeta hasta aproximadamente una horas después.
- Se usó Compresor como fuente alimentadora de aire para el equipo. La carga del compresor se graduó hasta 100psi, demorando en cagar 1.30 min de 70 psi a 100psi. Cuando registraba presiones de 70psi automáticamente se cargaba hasta 100psi. La carga dura 33 min.
- Los resultados después de la prueba se observan en la tabla N°12.

Tabla N° 12. Datos de Corrida a 1psi

Muestra	Profundidad	1 psi	
		% saturación	Rt
Bérea 191		96,025	102,772
Bérea 262		95,875	205,421
colorado 21	3640,5	85,087	150,365
colorado 26	3846,3	73,267	190,731
colorado 26	3848,8	92,926	264,929
colorado26	4140,1	84,130	762,310
colorado 27	3832,4	70,493	89,995
colorado 27	3917,3	76,141	101,561

Prueba de presión capilar a 3psi:

- Duración de la Prueba: Cuatro días.
- Se inicio con Regulador de alta en 10.6 psi y regulador de baja en 3psi.
- Plato usado: 1bar.
- 8 muestras en el Plato Poroso.

Observaciones de la Prueba:

- Se usó Compresor como fuente alimentadora de aire para el equipo. El comportamiento de carga y descarga sigue igual.
- Resultados de prueba en la tabla N°13.

Tabla N°13. Datos de Corrida a 3psi

Muestra	Profundidad	3 psi	
		% saturación	Rt
Bérea 191		64,82	179,584
Bérea 262		61,98	216,671
colorado 21	3640,5	80,01	813,967
colorado 26	3846,3	41,03	185,656
colorado 26	3848,8	91,02	158,050
colorado26	4140,1	72,70	950,134
colorado 27	3832,4	55,36	173,745
colorado 27	3917,3	65,40	127,295

Prueba de presión capilar a 5psi:

- Duración de la Prueba: Cinco días.
- Se inicio con Regulador de alta en 10.4 psi y regulador de baja en 5psi.
- Plato usado: 1bar.
- 8 muestras en el Plato Poroso.

Resultados de prueba en la tabla N°14

Tabla N°14. Datos de Corrida a 5psi

Muestra	Profundidad	5 psi	
		% saturación	Rt
Bérea 191		35,024	439,346
Bérea 262		37,512	746,908
colorado 21	3640,5	70,390	733,321
colorado 26	3846,3	29,749	374,348
colorado 26	3848,8	75,213	192,467
colorado26	4140,1	62,531	1051,964
colorado 27	3832,4	48,044	185,857
colorado 27	3917,3	53,092	155,370

Prueba de presión capilar a 10psi:

- Duración de la Prueba: Cinco días.
- Se inicio con Regulador de alta en 15.2 psi y regulador de baja en 10psi.
- Plato usado: 1bar.
- 8 muestras en el Plato Poroso.

Observaciones de la Prueba:

- Hubo goteo muy lento 6 horas después de iniciada la prueba.

Resultados de prueba en la tabla N°15.

Tabla N° 15. Datos de Corrida a 10psi

Muestra	Profundidad	10 psi	
		% saturación	Rt
Bérea 191		27,195	578,133
Bérea 262		24,750	1202,766
colorado 21	3640,5	61,943	791,725
colorado 26	3846,3	24,714	545,480
colorado 26	3848,8	69,486	337,457
colorado26	4140,1	62,331	1153,371
colorado 27	3832,4	40,108	274,118
colorado 27	3917,3	37,766	155,968

Prueba de presión capilar a 13.6psi:

- Duración de la Prueba: Cinco días.
- Se inicio con Regulador de alta en 18.2psi y regulador de baja en 13.6psi.
- Plato usado: 1bar.
- 8 muestras en el Plato Poroso.

Observaciones de la prueba:

- Se observo un aumento en la probeta graduada de 1ml.
- Tener cuidado con la perdida de grano al momento de desmontar las muestras debió aque pueden tener una gran influencia en el tratamiento de los datos.

Resultados de prueba en la tabla N°16.

Tabla N° 16. Datos de Corrida a 13.6psi

Muestra	Profundidad	13,6 psi	
		% saturación	Rt
Bérea 191		25,505	751,910
Bérea 262		22,811	1908,378
colorado 21	3640,5	59,283	947,256
colorado 26	3846,3	23,188	1288,723
colorado 26	3848,8	62,120	382,089
colorado26	4140,1	58,543	1419,973
colorado 27	3832,4	38,504	407,167
colorado 27	3917,3	32,132	343,637

Después de este punto, se procede a correr la prueba a 20 psi, por lo cual se hace necesario saturar el plato de 15bar para tal propósito. Esta saturación se realizó por 7 horas, logrando desplazar un volumen considerable de salmuera de la celda.

Prueba de presión capilar a 20.0psi:

- Duración de la Prueba: Seis días.
- Se inicio con Regulador de alta en 20psi.

Nota: Para presiones por encima de 15 psi, sólo se trabaja con el regulador de alta presión como lo muestra el diagrama de funcionamiento¹⁹.

- Plato usado: 15bar.
- 8 muestras en el Plato Poroso.

Resultados de prueba en la tabla N°17.

¹⁹ Fig.30 Esquema de funcionamiento del plato poroso.

Tabla N° 17. Datos de Corrida a 20.0psi

Muestra	Profundidad	20 psi	
		% saturación	Rt
Bérea 191	22,82	758,34
Bérea 262	20,91	3029,135
colorado 21	3640,5	55,63	1026,649
colorado 26	3846,3	23,00	1482,79
colorado 26	3848,8	57,01	443,09
colorado26	4140,1	56,88	2084,38
colorado 27	3832,4	32,48	661,05
colorado 27	3917,3	27,48	352,10

Prueba de presión capilar a 35psi:

- Duración de la Prueba: Seis días.
- Se inicio con Regulador de alta en 35psi.
- Plato usado: 15bar.
- 8 muestras en el Plato Poroso.

Observaciones de la prueba:

No se observo cambio en la lectura de la probeta graduada.

Resultados de prueba en la tabla N°18.

Tabla N° 18. Datos de Corrida a 35psi

Muestra	Profundidad	35 psi	
		% saturación	Rt
Bérea 191		17,34	1301,88
Bérea 262		17,34	4665,69
colorado 21	3640,5	49,75	1789,48
colorado 26	3846,3	18,05	4096,34
colorado 26	3848,8	55,50	564,890
colorado26	4140,1	53,69	2974,65
colorado 27	3832,4	24,18	1877,54
colorado 27	3917,3	23,50	949,690

Se cumplió con éxito las pruebas planteadas. Los platos fueron sometidos a presiones de saturaciones sin salmuera (10psi y 20psi respectivamente) por tres horas cada uno para su limpieza. Las muestras usadas fueron guardadas en una bolsa marcada con el nombre de: Proyecto Presión Capilar en las cajas donde reposan los demás corazones del Campo Colorado en el laboratorio de Petrofísica de la UIS-Guatiguará.

A continuación se muestra gráficamente los datos obtenidos en curvas de presión capilar (P_C en función de S_w):

Tabla N° 19. PRESION CAPILAR E INDICE DE RESISTIVIDAD
Muestra Bérea 191

CAMPO:		ARENA:	
POZO:	BEREA 191	POROSIDAD:	19,82
PROF:		VOL.POROSO:	16,96
FLUIDO SATURANTE:		Rw @ 77°F :	0,48 ohm-m
SALMUEARA 12000 PPM NACL			
Ro @ 77 °F:	8,828	FF:	34,7

TIEMPO DIAS	PRESION (PSI)	FUNCIÓN LEVERETT	SATURACION %	Rt @ 77 °F	Índice de Resistividad
4	1,0	0.4044	0,960	102,772	11,642
4	3,0	1.2131	0,648	179,584	20,343
5	5,0	2.0218	0,350	439,346	49,768
5	10,0	4.0436	0,272	578,133	65,490
5	13,6	5.4993	0,255	751,910	85,175
6	20,0	8.0872	0,228	758,344	85,904
6	35,0	14.1527	0,173	1,301,878	147,475

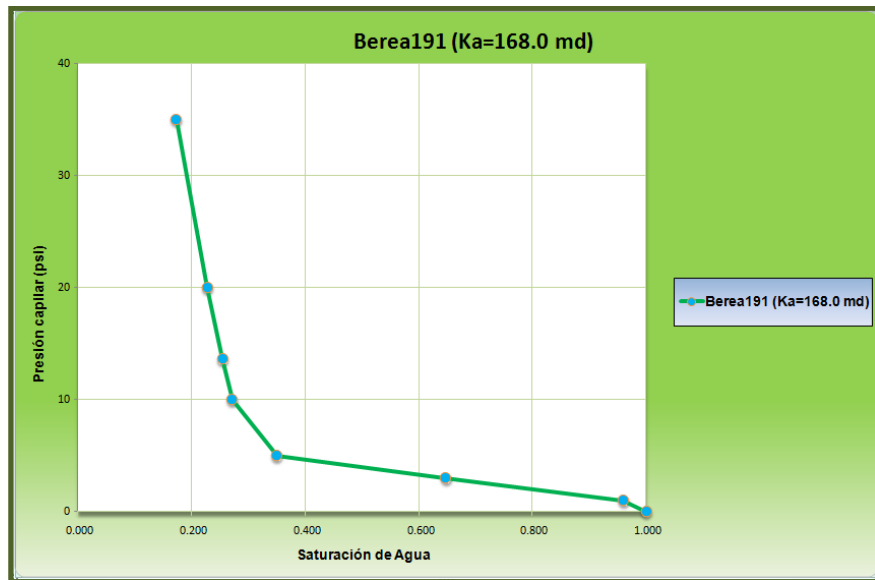


Figura 29. Gráfica de presión Capilar Muestra Bérea 191

Tabla Nº 20. PRESION CAPILAR E INDICE DE RESISTIVIDAD
Muestra Bérea 262

CAMPO:		ARENA:	
POZO:	BEREA 262	POROSIDAD:	18,93
PROF:		VOL. POROSO:	10,75
FLUIDO SATURANTE:	1200 ppm de NaCl	Rw @ 77°F	0,48 ohm-m
Ro @ 77 °F:	11,357	FF:	45

TIEMPO DIAS	PRESIÓN (PSI)	FUNCIÓN LEVERETT	SATURACIÓN %	Rt @ 77 °F	Índice de Resistividad
4	1,0	0.390	0,959	205,421	18,087
4	3,0	1.169	0,620	216,671	19,077
5	5,0	1.948	0,375	746,908	65,764
5	10,0	3.897	0,248	1,202,766	105,901
5	13,6	5.299	0,228	1,908,378	168,029
6	20,0	7.793	0,209	3,029,135	266,710
6	35,0	13.638	0,173	4,665,691	410,805

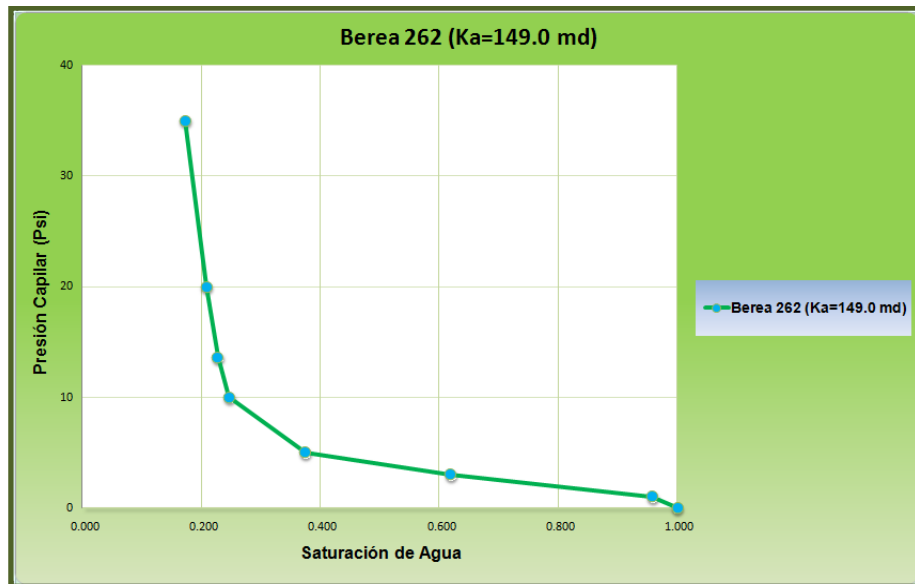


Figura 30. Gráfica de presión Capilar Muestra Bérea 262

**Tabla Nº 21. PRESION CAPILAR E INDICE DE RESISTIVIDAD Col 21
3640.5'**

CAMPO:	Colorado	ARENA:	
POZO:	Colorado 21	POROSIDAD:	11,61
PROF:	3640.5'	VOL. POROSO:	3,19
FLUIDO SATURANTE:	12000 ppm de NaCl	Rw @ 77°F	0,48 ohm-m

TIEMPO DIAS	PRESIÓN (PSI)	FUNCIÓN LEVERETT	SATURACIÓN %	Rt @ 77 °F	Índice de Resistividad
4	1,0	0.125	0,886	662,009	24,821
4	3,0	0.375	0,851	813,967	30,518
5	5,0	0.624	0,704	733,321	27,495
5	10,0	1.248	0,619	791,725	29,684
5	13,6	1.698	0,593	947,256	35,516
6	20,0	2.497	0,556	1,026,649	38,492
6	35,0	4.369	0,498	1,255,667	47,079

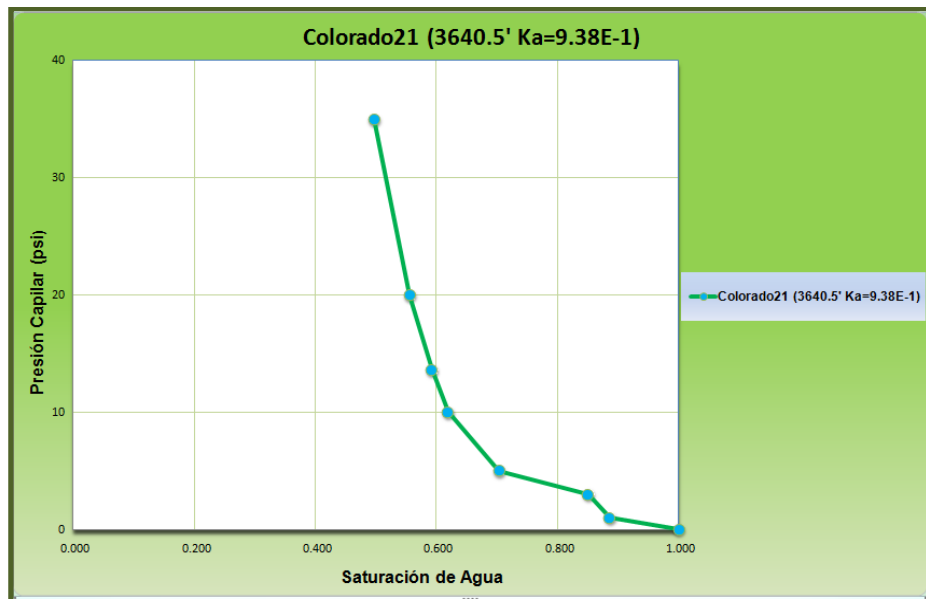


Figura 31. Gráfica de presión Capilar Muestra Col 21 3640.5

**Tabla N° 22. PRESION CAPILAR E INDICE DE RESISTIVIDAD Col 26
3846.3'**

CAMPO:	Colorado	ARENA: M-C1
POZO:	Colorado 26	POROSIDAD: 20,33
PROF:	3846.3'	VOL. POROSO: 9,521
FLUIDO SATURANTE:	12000	ppm de NaCl Rw @ 77°F 0,48 ohm-m
Ro @ 77 °F	: 10,598 ohm-m	FF: 40,1

TIEMPO DIAS	PRESIÓN (PSI)	FUNCIÓN LEVERETT	SATURACIÓN %	Rt @ 77 °F	Índice de Resistividad
4	1,0	0.787	0,733	662,009	18,168
4	3,0	2.361	0,410	813,967	17,684
5	5,0	3.936	0,297	733,321	35,658
5	10,0	7.871	0,247	791,725	51,959
5	13,6	10.705	0,232	947,256	122,756
6	20,0	15.743	0,230	1,026,649	141,241
6	35,0	27.550	0,180	1,255,667	170,455

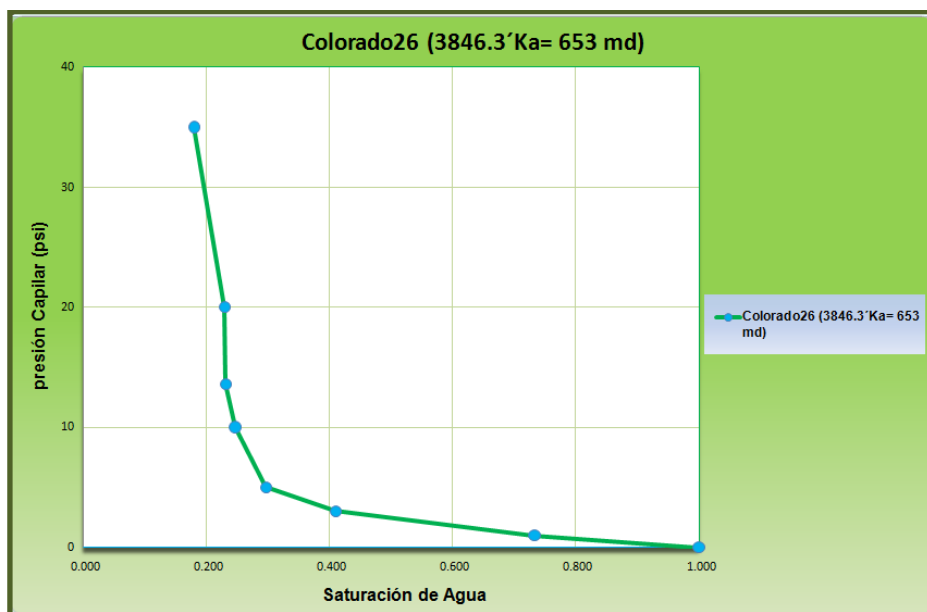


Figura 32. Gráfica de presión Capilar Muestra Col 26 3846.3

**Tabla N° 23. PRESION CAPILAR E INDICE DE RESISTIVIDAD Col 26
3848.8'**

CAMPO:	Colorado	ARENA: M-C1
POZO:	Colorado 26	POROSIDAD: 14,69
PROF:	3848.8'	VOL. POROSO: 6,184
FLUIDO SATURANTE:	12000 ppm de NaCl	Rw @ 77°F 0,48 ohm-m
Ro @ 77 °F	: 10,887 ohm-m	FF: 42,5

TIEMPO DIAS	PRESIÓN (PSI)	FUNCIÓN LEVERETT	SATURACIÓN %	Rt @ 77 °F	Índice de Resistividad
4	1,0	0.061	0,929	150,365	13,812
4	3,0	0.182	0,910	185,049	16,998
5	5,0	0.303	0,752	192,467	17,679
5	10,0	0.606	0,695	337,447	30,996
5	13,6	0.825	0,621	382,089	35,097
6	20,0	1.213	0,570	443,094	40,700
6	35,0	2.122	0,559	564,895	51,888

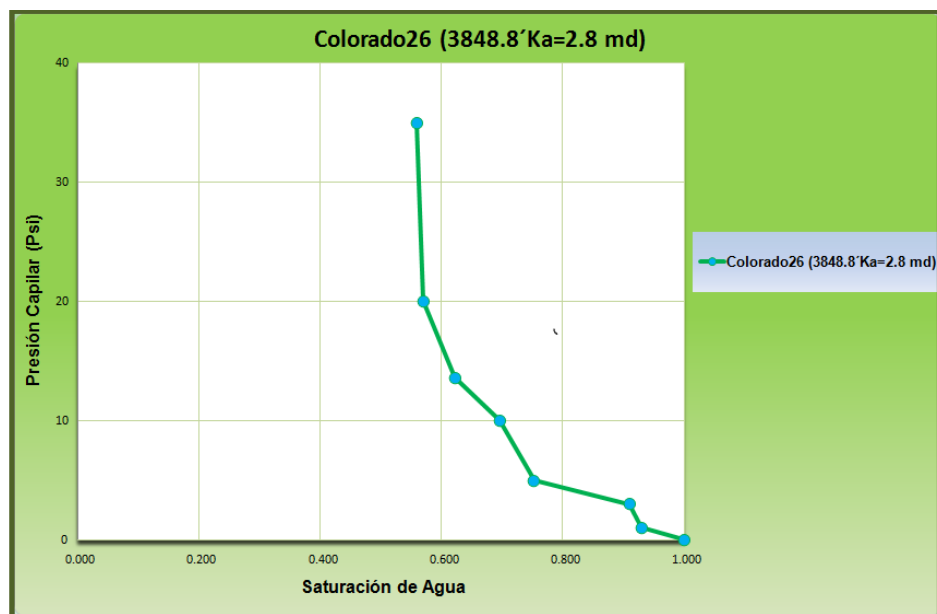


Figura 33. Gráfica de presión Capilar Muestra Col 26 3848.8

**Tabla N° 24. PRESION CAPILAR E INDICE DE RESISTIVIDAD Col 27
3832.4'**

CAMPO:	Colorado	ARENA:	M-C1
POZO:	Colorado 27	POROSIDAD:	20,23
PROF:	3832.4'	VOL. POROSO:	6,672
FLUIDO SATURANTE:	12000	ppm de NaCl	Rw @ 77°F 0,48 ohm-m
Ro @ 77 °F	: 10,916 ohm-m	FF:	42,8

TIEMPO DIAS	PRESIÓN (PSI)	FUNCIÓN LEVERETT	SATURACIÓN %	Rt @ 77 °F	Índice de Resistividad
4	1,0	0.175	0,705	89,995	8,211
4	3,0	0.524	0,554	173,475	15,827
5	5,0	0.873	0,480	185,857	16,957
5	10,0	1.747	0,401	274,118	25,009
5	13,6	2.376	0,385	407,167	37,148
6	20,0	3.494	0,325	661,049	60,311
6	35,0	6.114	0,242	1,877,536	171,297

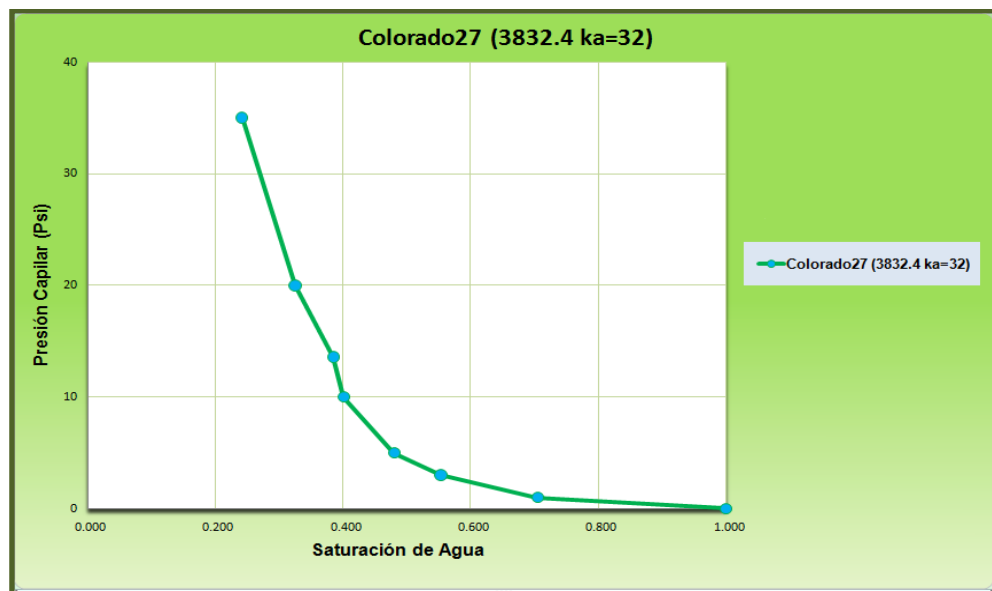


Figura 34. Gráfica de presión Capilar Muestra Col 27 3832.4

**Tabla N° 25. PRESION CAPILAR E INDICE DE RESISTIVIDAD Col 27
3917.3**

CAMPO:	Colorado	ARENA: M-C1
POZO:	Colorado 27	POROSIDAD: 23,88
PROF:	3917.3'	VOL. POROSO: 8,611
FLUIDO SATURANTE:	12000 ppm de NaCl	Rw @ 77°F 0,48 ohm-m
Ro @ 77 °F	: 7,582 ohm-m	FF: 42,8

TIEMPO DIAS	PRESIÓN (PSI)	FUNCIÓN LEVERETT	SATURACIÓN %	Rt @ 77 °F	Índice de Resistividad
4	1,0	0.136	0,761	101,561	13,396
4	3,0	0.409	0,654	127,295	16,790
5	5,0	0.682	0,531	155,370	20,493
5	10,0	1.363	0,378	155,968	20,572
5	13,6	1.854	0,321	343,637	45,326
6	20,0	2.726	0,275	352,096	46,441
6	35,0	4.771	0,235	949,690	125,264

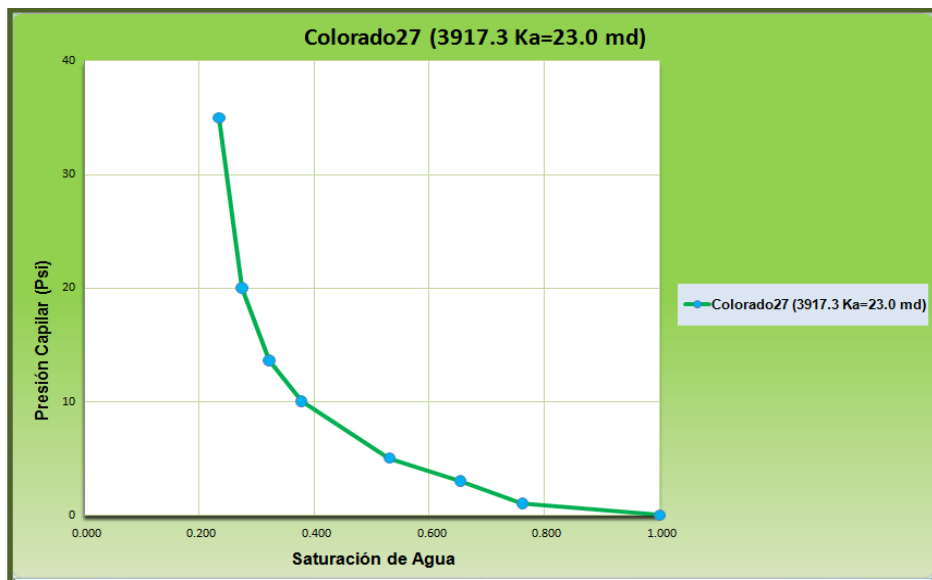


Figura 35. Gráfica de presión Capilar Muestra Col 27 3917.3

Tabla N° 26. PRESION CAPILAR E INDICE DE RESISTIVIDAD Col 26 4140.1

CAMPO:	Colorado	ARENA:	
POZO:	Colorado 26	POROSIDAD:	3,11
PROF:	4140.1	VOL. POROSO:	1,349
FLUIDO SATURANTE:	12000	ppm de NaCl	Rw @ 77°F 0,48 ohm-m

TIEMPO DIAS	PRESIÓN (PSI)	FUNCION LEVERETT	SATURACIÓN %	Rt @ 77 °F	Índice de Resistividad
4	1,0	0.0042	0,906	762,310	7,216
4	3,0	0.0127	0,860	950,134	8,994
5	5,0	0.0212	0,758	1,051,964	9,958
5	10,0	0.0424	0,756	1,153,371	10,918
5	13,6	0.0577	0,718	1,419,973	13,442
6	20,0	0.0848	0,717	2,084,385	19,732
6	35,0	0.1484	0,708	2,974,646	28,159

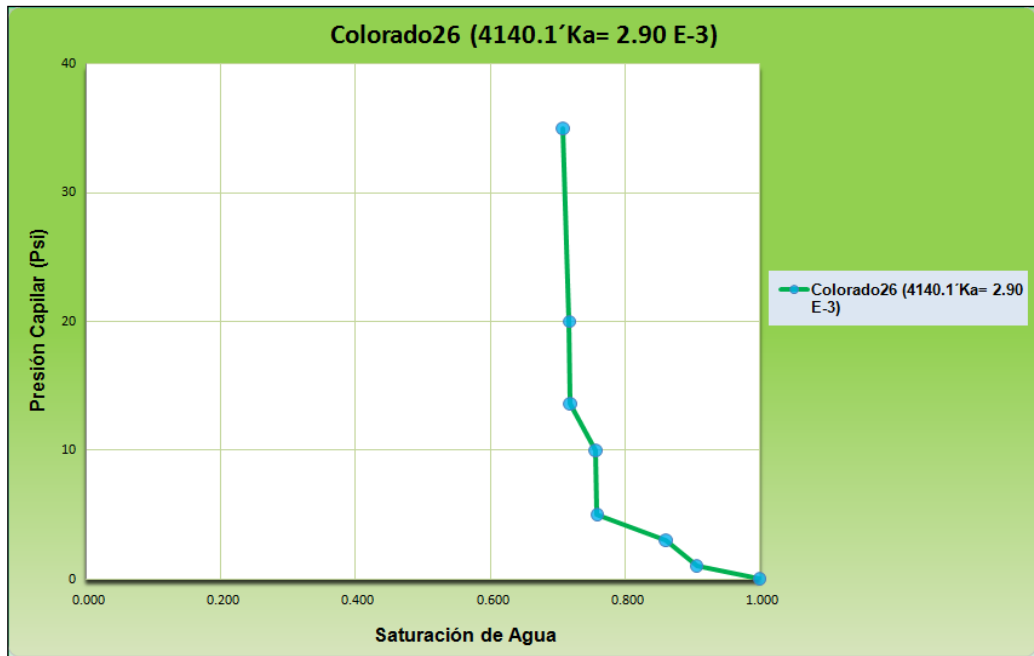


Figura 36 Gráfica de presión Capilar Muestra Col 26 4140.1

Para efectos de una mejor interpretación y comparación, se graficaron las curvas de Presión Capilar para los pozos Colorado 26 y Colorado 27, especificando los tipos de roca que se tenían como muestra. Los resultados se muestran en las figuras 45 y 45, notándose el comportamiento esperado de una prueba de Presión capilar, donde la inclinación de la curva está marcada por la permeabilidad, determinando el porcentaje de saturación irreducible y la tendencia asintótica de la curva a tempranos cambios de presiones 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.

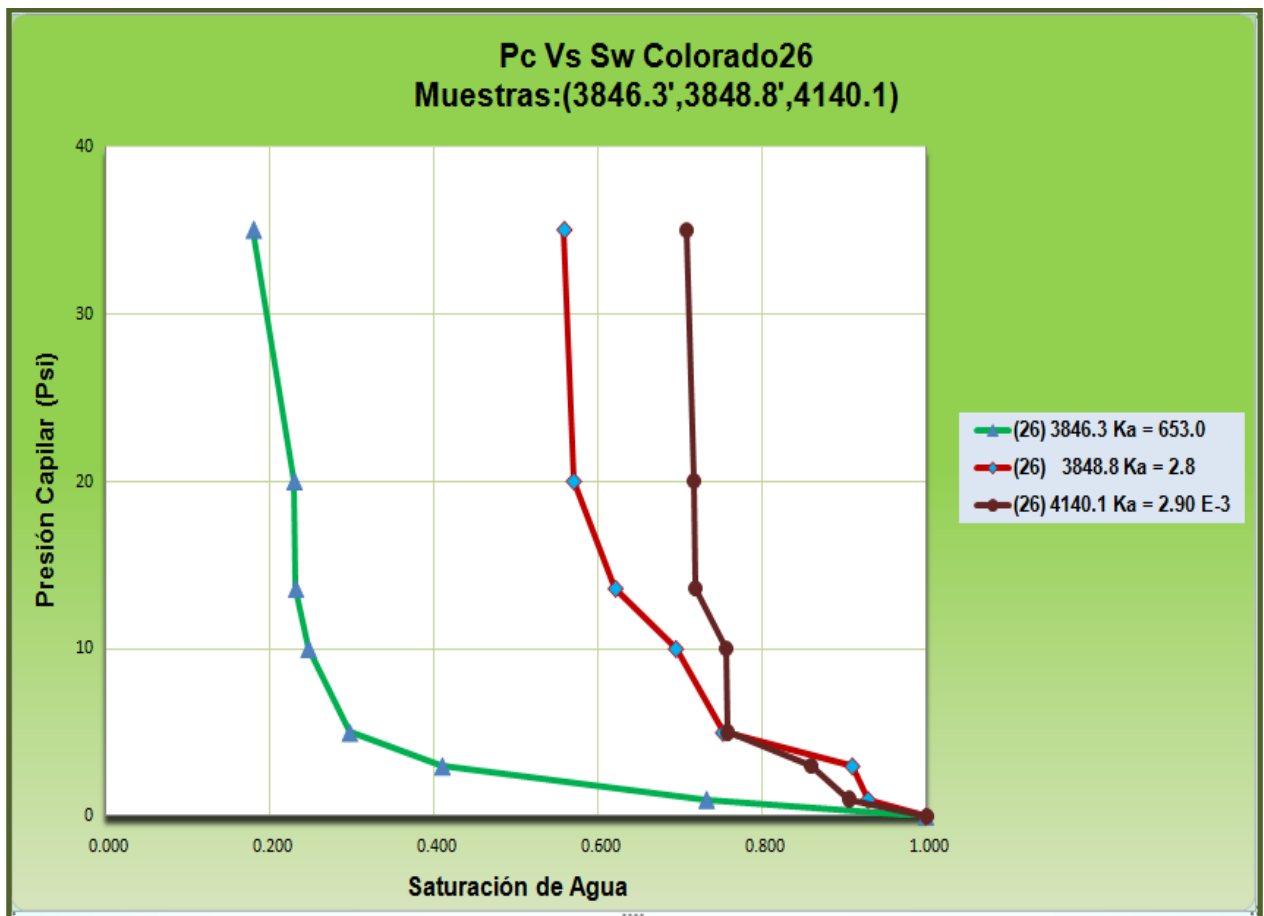


Figura 37. Curva de P_c Vs S_w . Col 26 (3846.3; 3848.8; 4140.1)

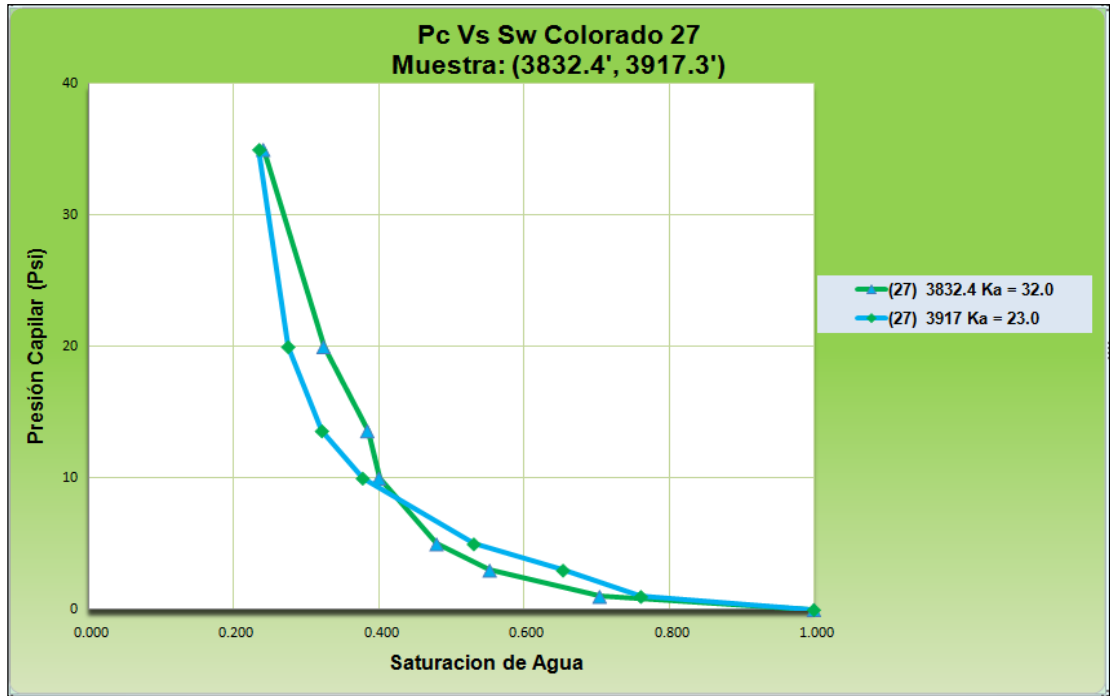


Figura 38. Curva de P_c Vs S_w . Col 27 (3824.4; 3917.3)

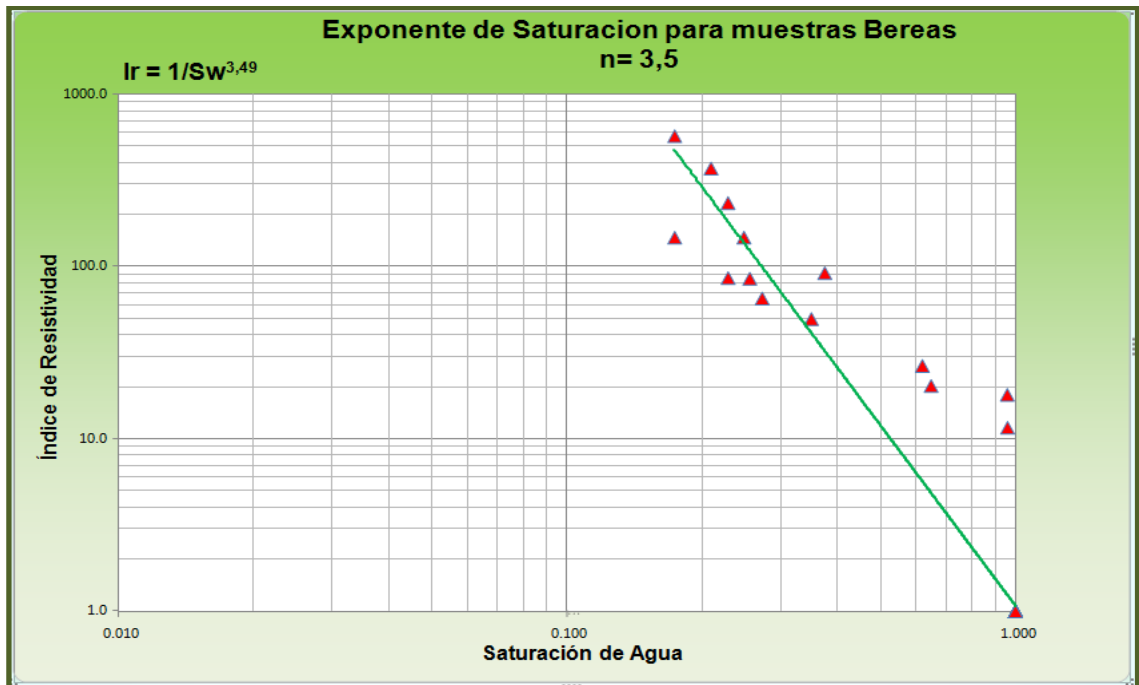


Figura 39 Exponente de Saturación para las Muestras Béreas

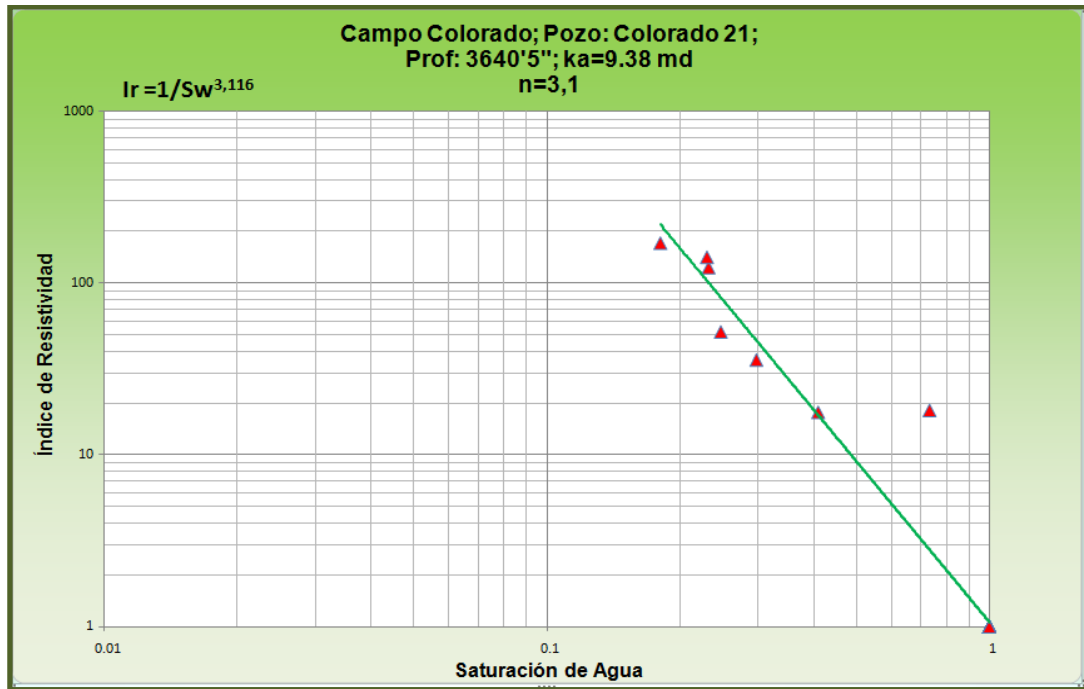


Figura 40 Exponente de Saturación Colorado 21 3640.5

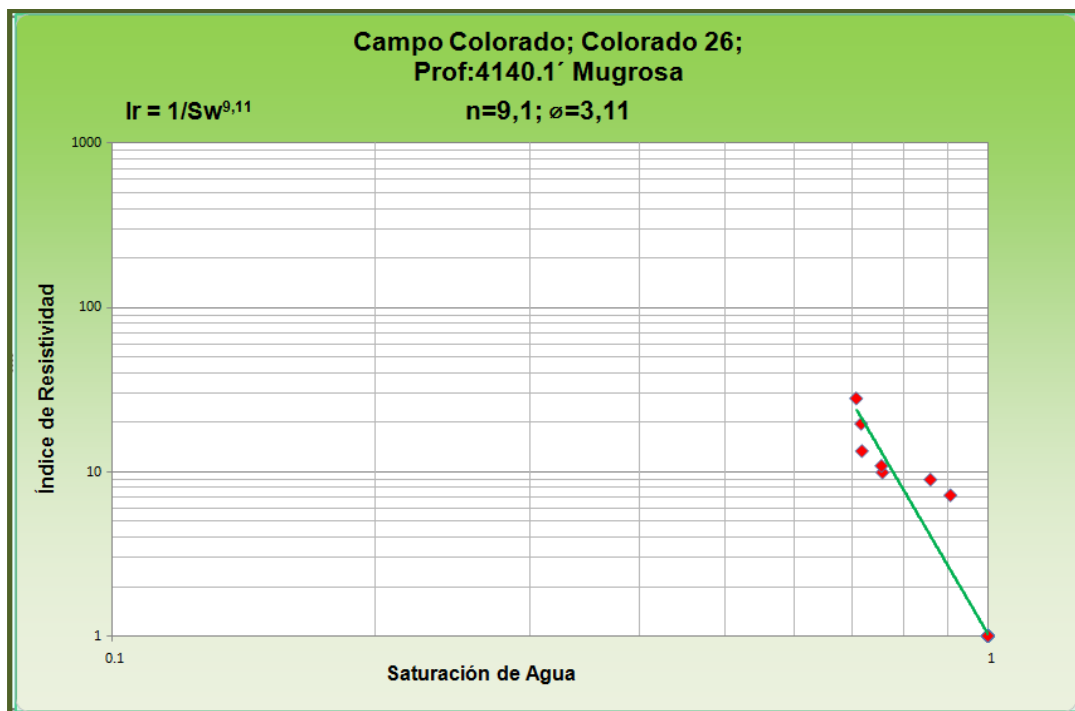


Figura 41. Exponente de Saturación. Col 26 (4140.1)

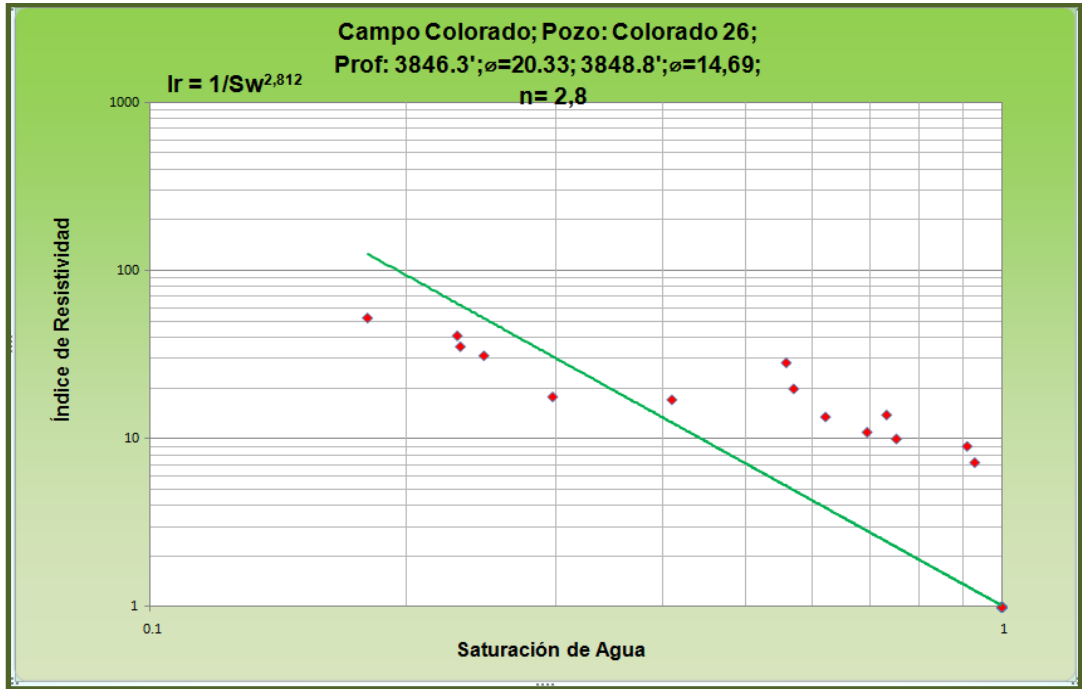


Figura 42 Exponente de Saturación. Col 26 (3846.3'; 3848.8')

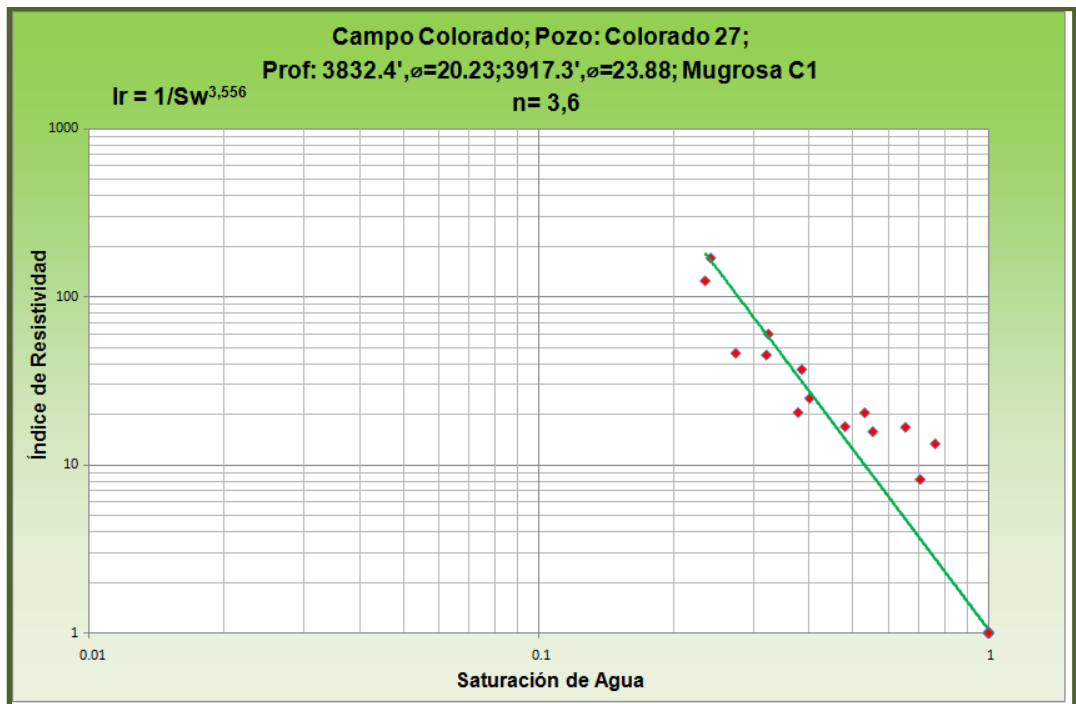


Figura 43. Exponente de Saturación. Col 27 (3832.4; 3917.3)

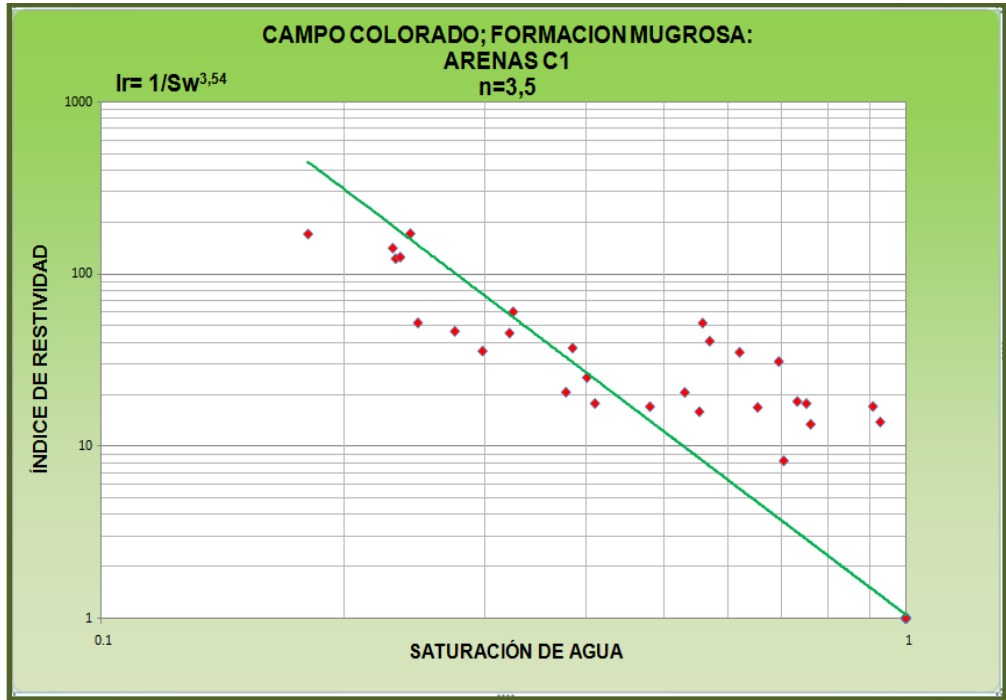


Figura 44. Exponente de Saturación. Mugrosa C1

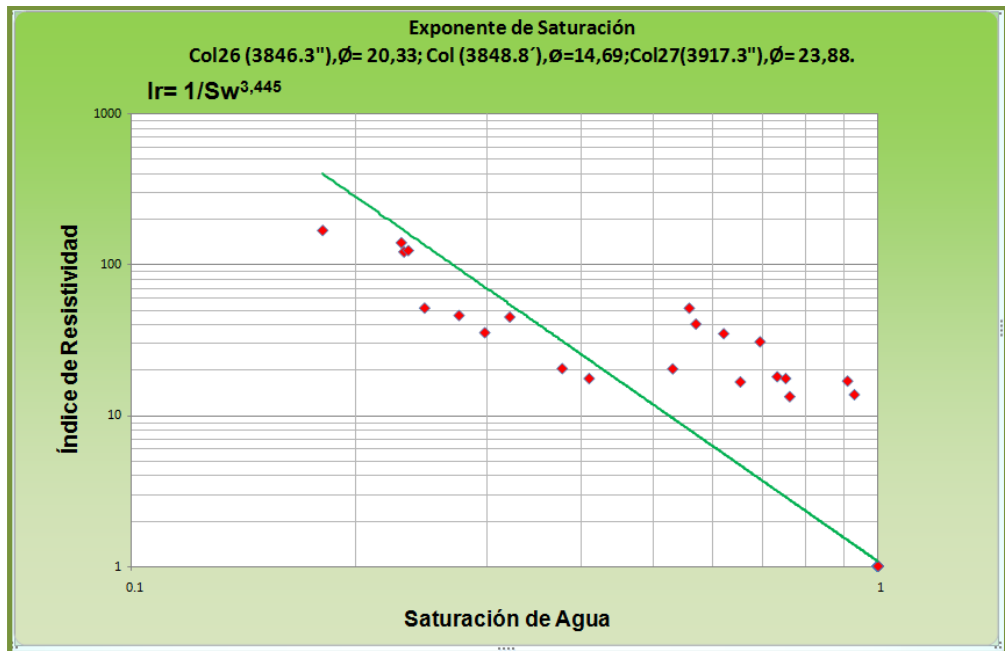


Figura 45. Exponente de Saturación. Mugrosa C1

En la figura 44 se tuvo en cuenta las muestras de los pozos colorado 26 (3846.3'; 3848.8') y colorado 27, para estimar el exponente de saturación (n); en la formación Mugrosa C1.

La figura 45 muestra el exponente de saturación para mugrosa C1, pero excluyendo la muestra Colorado 27 (3832.4'), debido a que no cumple con la norma (longitud > diámetro) para calculo de propiedades especiales.

Figura 46 muestra el exponente de saturación para mugrosa C1, teniendo en cuenta los plugs Col 27 (3917.3') y Col 26 (3846.3'), ya que tiene buenos valores de porosidad y permeabilidad.

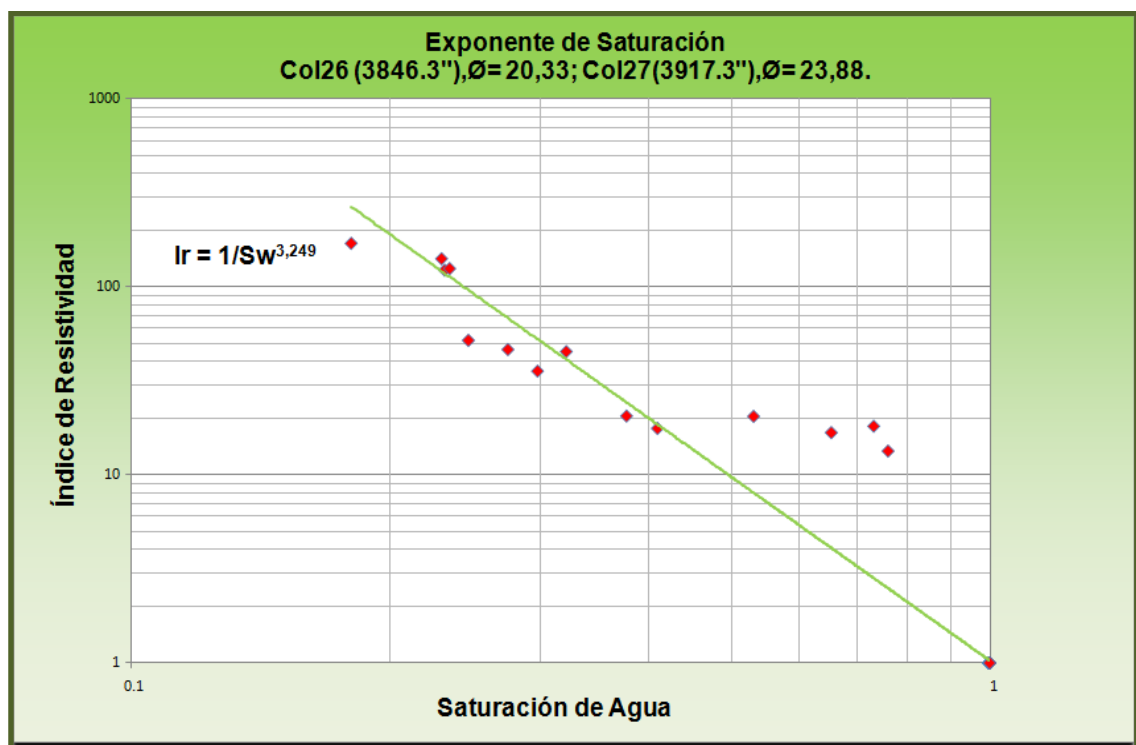


Figura 46. Exponente de Saturación. Mugrosa C1

FACTOR DE FORMACIÓN Y EXPONENTE DE CEMENTACIÓN

Para el cálculo del factor de Formación y el exponente de saturación, usamos la ecuación ARPS (ecuación 3.12) y para ajustar a la temperatura de formación, empleamos la ecuación empírica reportada por ECOPETROL-ICP 2003:

$$T_{mf} = 0.01649 * Depth + 86.8896 \quad (39)$$

Para el cálculo de “m”, se graficó F_F Vs. Φ (fracción) y la pendiente representa en la tendencia potencial el valor de “m”. El punto de corte con el eje x es el valor del coeficiente de porosidad “a”.

Los resultados se muestran en la siguiente tabla:

Tabla N°27. Valores de F_F . Campo Colorado

MUESTRAS CAMPO COLORADO								
Permeabilidad Klinkenberg (md) 800 (Res a condiciones de yto)								
	Res w [Ω -m]	Rw a 77°F Ohm-m	Prof [ft]	TRw [°F]	Tem F	ϕ FRACCION		Ro
(21) 3640.5 Ka = 9.38 E-1	0,26	0,48	3640	77	147	0,12		26,671
(26) 3846.3 Ka = 653.0	0,26	0,48	3846	77	150	0,20		10,498
(26) 3848.8 Ka = 2.8	0,26	0,48	3848	77	150	0,15		10,887
(26) 4140.1 Ka = 2.90 E-3	0,25	0,48	4140	77	155	0,03		105,636
(27) 3832.4 Ka = 32.0	0,26	0,48	3832	77	150	0,20		10,961
(27) 3917.3 Ka = 23.0	0,25	0,48	3917	77	151	0,24		7,582

Res w : resistividad de agua de formación

Rw: resistividad de agua de formación a condiciones de Laboratorio

Tem F: Temperatura de formación

TRw: Temperatura de la resistividad del agua a condiciones de Laboratorio.

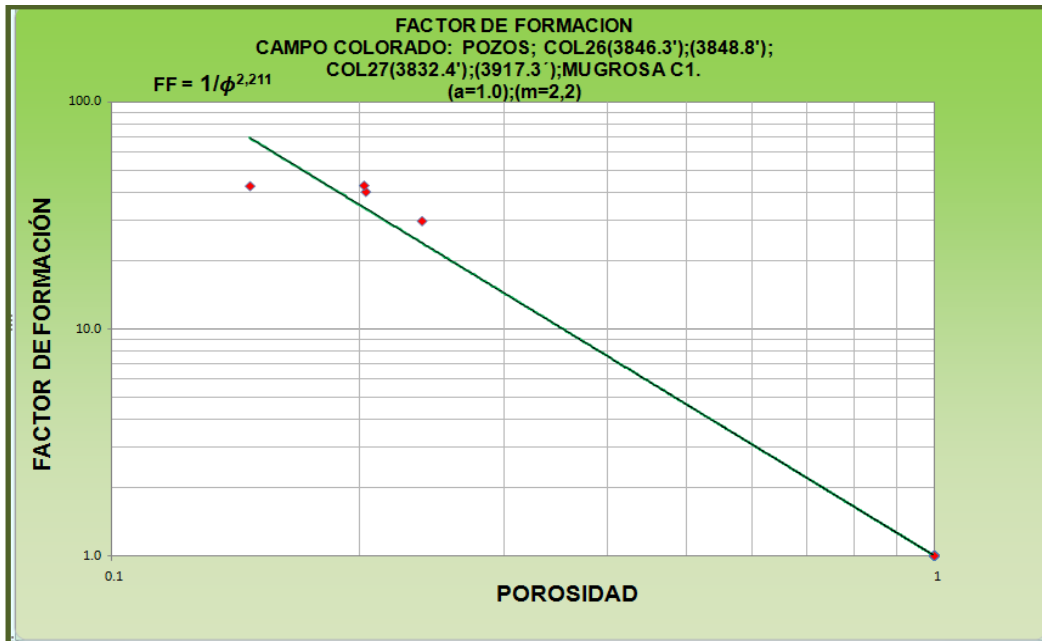


Figura 47. Factor de Formación Vs. Porosidad

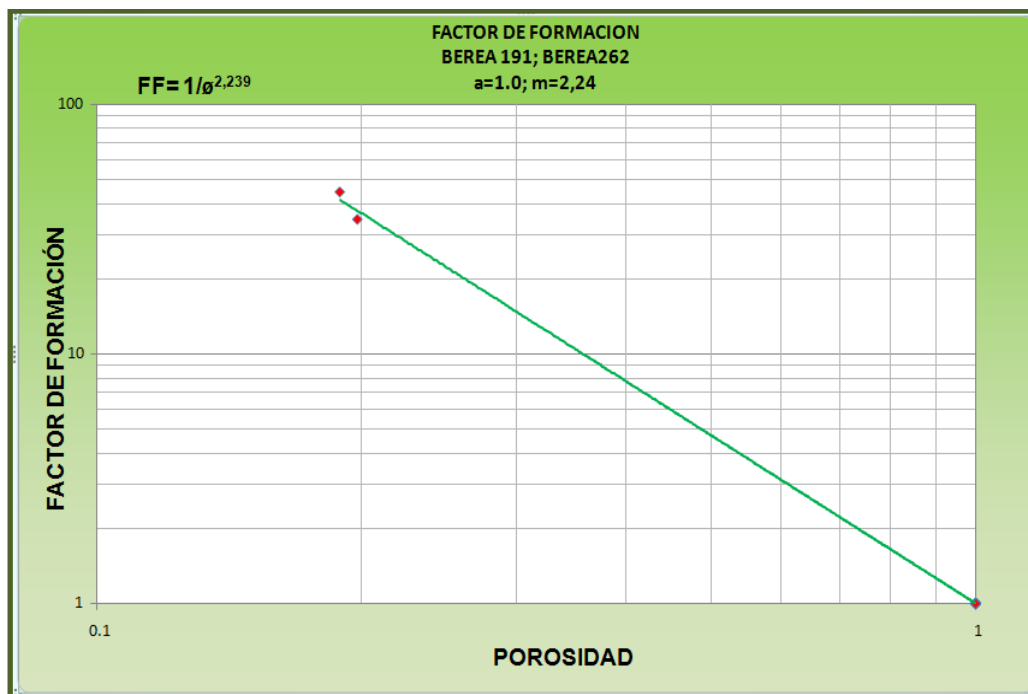


Figura 48. Factor de Formación Vs. Porosidad (Bereas 191 y 262)

CONCLUSIONES

Los datos obtenidos de las curvas de presión capilar, confirman la no uniformidad en la distribución de los tamaños de poro para la formación Mugrosa C1 del Campo Colorado.

El restablecimiento del equilibrio iónico a condiciones de laboratorio entre los minerales presente en la roca y el agua de formación es un proceso lento, que para el caso de las muestras evaluadas del Campo Colorado, duró entre 25 y 30 días.

Se concluye que el valor obtenido de exponente de saturación para la arena C1 del Campo Colorado, refleja la tendencia a ser mojado por aceite, debido a que es mayor de 2 ($n = 2.8$).

Evaluando con la ecuación de Archie, la saturación de agua S_w con los valores hallados en laboratorio de exponente de cementación y de saturación, $m = 2.2$ y $n = 2.8$ respectivamente, se presenta una disminución en la saturación de agua respecto a los valores usados inicialmente de $m = 2$ y $n = 2$.

RECOMENDACIONES

Se recomienda realizar un estudio de revaluación de saturación de agua (S_w) para el Campo Colorado con los valores hallados en laboratorio de m y n .

Se recomienda revestir las muestras incosolidadas del Campo Colorado con teflón Termoencogible con el propósito de evitar pérdida de grano que pueda afectar los datos de laboratorio.

Para la medición de la resistividad en Muestras del Campo Colorado, se recomienda un tiempo mínimo de 27 días en un proceso de inmersión y saturación, para lograr el restablecimiento del equilibrio iónico.

Para mayor aproximación en los datos de Presión Capilar, se recomienda adaptar al equipo de Plato Poroso un Coreholder con electrodos incorporados, logrando evitar el montaje y desmontaje de los Plugs en los valores de Presión evaluados.

BIBLIOGRAFÍA

Anderson, W.G.: "Wettability Literature Survey- Part 1: Rock/Oil/Brine Interactions, and the Effects of Core Handling on Wettability," JPT (oct. 1986)".

Anderson, W.G.: "Wettability Literature Survey. Part 2 Wettability Measurement, "to be published in JPT (Nov. 1986)".

Anderson, W.G.: "Wettability Literature Survey. Part 3: The Effects of Wettability on The Electrical Properties of Porous Media," to be published in JPT (Dec. 1986).

Anderson, W.G.: "Wettability Literature Survey-Part 4: The Effects of Wettability on Capillary Pressure paper."SPE 15271 available at SPE, Richardson, TX. Oct. 1987".

BENDECK, Olivilla Jorge, 1992. Perfiles Eléctricos, una herramienta para la evaluación de formaciones.

CAMACHO, Jorge. Campo Colorado: Cálculo de reservas. Junio 30 de 1978.

CASTILLO, Aldemar. RIOS, Julio. Caracterización petrofísica a partir de núcleos de perforación y registros de pozo para las areniscas de la formación mugrosa del campo colorado bloques I y II. Tesis de pregrado, Universidad Industrial de Santander (2008).

D. G., Argaud, M.J. Resistivity and Capillary Pressure Measurements Under Reservoir Conditions Using Crude Oil. Longeron, SPE 19859.

E. A. Spinler and B. A. Baldwin. Capillary Pressure Scanning Curves By Direct Measurement of Saturation. Phillips Petroleum Co.

O. Torsæter, M. Abtahi. EXPERIMENTAL RESERVOIR ENGINEERING.

LABORATORY WORK BOOK. Department of Petroleum engineering and Applied Geophysics Norwegian University of Science and Technology, January, 2003.

PÉREZ CARRILLO, Edgar Ricardo. Diseño De Una Metodología Experimental Para Evaluación De Permeabilidades Relativas Tres Fases. Tesis de Maestría En ingeniería de Petróleos. Universidad Industrial de Santander (2008).

R. N. Choudhary, P. L. Nagar and B. K. Sharma. Effect of Pore Geometry on Saturation Exponent.

RAMIREZ, Jeny. MENESES, Johanna Desarrollo De Una Metodología Para La Caracterización De Atributos Petrofísicos Básicos De La Formación Mugrosa: Caso De Estudio Campo Colorado. Tesis de Pregrado. Escuela de ingeniería de Petróleos Universidad Industrial de Santander (2008).

SCA Guidelines for Sample Preparation and Porosity Measurement of Electrical Resistivity Samples. Part I- Guidelines for Preparation of Brine and Determination of Brine Resistivity for Use in Electrical Resistivity Measurements.

SCA Guidelines for Sample Preparation and Porosity Measurement of Electrical Resistivity Samples. Part II- Sample Preparation and Porosity Measurement.

SCA Guidelines for Sample Preparation and Porosity Measurement of Electrical Resistivity Samples. Part IV. Guidelines for Saturating and Desaturating Core Plugs during Electrical Resistivity Measurements.