

**METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS
DEL LABORATORIO DE ANÁLISIS PETROFÍSICOS DE LA ESCUELA DE
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**

**MARYURI ARDILA MATEUS
FÉLIX ARENAS RUEDA**

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

2010

**METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS
DEL LABORATORIO DE ANÁLISIS PETROFÍSICOS DE LA ESCUELA DE
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**

**MARYURI ARDILA MATEUS
FÉLIX ARENAS RUEDA**

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

Director

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

Codirector

**M.Sc. Luis Felipe Carrillo
Químico**

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

2010

AGRADECIMIENTOS

Agradecimientos al Director del proyecto, el Ingeniero Hernando Buendía, al Codirector, el Ingeniero Luis Felipe Carrillo, a los Ingenieros Emiliano Ariza y Fernando Londoño por sus sugerencias y aportes en el desarrollo de este trabajo, a los Ingenieros Nelson León y Carolina Arámbula por su colaboración, a los Ingenieros Jorge Alberto Rojas y Pedro Juan Rojas, igualmente a todo el Personal que labora en el laboratorio de especiales del ICP, por el aporte de sus experiencias.

DEDICATORIA

A Dios por permitirme llegar hasta donde estoy dándome la voluntad y la fuerza necesaria para cumplir con éste propósito.

A mi Mamá y mi Papá, gracias por quererme y apoyarme en todo.

A Oscar Ricardo por darme la fortaleza, apoyo y por su paciencia.

A todos los Profesores por su enseñanza y a mis compañeros por su apoyo.

Maryuri Ardila Mateus

DEDICATORIA

Al Todo-Poderoso por haberme dado la voluntad y la fuerza necesaria para cumplir con éste propósito.

A mi Esposa Xenia Patricia y mis Hijos Félix David, Estefanía y Daniela; por su paciencia y apoyo incondicional.

A todos mis familiares por su apoyo y sus oraciones.

A mis Padres por haber heredado de Ellos la fortaleza, la paciencia y la longanimidad.

A todos los Maestros por su enseñanza, a mis compañeros de trabajo y a los Profesores y directores de la Escuela de Ingeniería de Petróleos; Zullí Calderón, Oscar Vanegas y Nicolás Santos por su apoyo.

*En fin, a todas aquellas Personas que hicieron posible este momento.
Que Dios los Bendiga.*

FÉLIX ARENAS RUEDA

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	18
1. METODOLOGÍA PARA LA REALIZACIÓN DE LAS PRUEBAS, CÁLCULO, ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS	19
2. METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS DE LA PRUEBA DE SATURACIÓN DE FLUIDOS POR EL MÉTODO DE DESTILACIÓN EXTRACCIÓN	24
2.1. PRUEBA DE SATURACIÓN A MUESTRAS DE ROCA DISGREGADAS	28
2.1.1. Cálculos Desaturación A Muestras Disgregadas.	32
2.1.2. Análisis E Interpretación De Resultados De La Prueba De Saturación De Muestras Disgregadas.	35
2.2. PRUEBA DE SATURACIÓN A MUESTRAS DE FORMA REGULAR (CILÍNDRICAS)	36
2.2.1. Cálculo De Saturación A Muestras Cilíndricas	40
2.2.2 Análisis E Interpretación De Resultados. Saturación A Muestras Cilíndricas.	42
3. METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS DE LA PRUEBA DE POROSIDAD	44
3.1. PRUEBA DE POROSIDAD POR EL MÉTODO DE SATURACIÓN (API RP-40)	48
3.1.1. Cálculo De La Porosidad Por El método De Saturación.	52
3.1.2 Análisis E Interpretación De Resultados. Porosidad Por El Método De Saturación	54
3.2. PRUEBA DE LA POROSIDAD. MÉTODO DEL POROSÍMETRO DE HELIO (BASADO EN LA LEY DE BOYLE) (API RP-40)	55
3.2.1. Cálculo De La Porosidad. Método Del Porosímetro De Helio.	58
3.2.2 Análisis E Interpretación De Resultados. Porosidad Por El Método Del Porosímetro De Helio	60

4. METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS DE LA PRUEBA DE PERMEABILIDAD ABSOLUTA AL LÍQUIDO Y AL GAS.	62
4.1 PRUEBA DE LA PERMEABILIDAD ABSOLUTA AL GAS (PERMEÁMETRO RUSKA; API RP-40)	64
4.1.1. Cálculo De La Permeabilidad Al Gas. Permeámetro Ruska.	67
4.1.2 Análisis E Interpretación De Resultados. Permeabilidad Al Gas (Permeámetro Ruska).	69
4.2 PRUEBA DE LA PERMEABILIDAD ABSOLUTA AL LÍQUIDO (PERMEÁMETRO RUSKA)	70
4.2.1. Cálculo De La Permeabilidad Al Líquido (Permeámetro Ruska)	74
4.2.2. Análisis E Interpretación De Resultados. Permeámetro Al Líquido Ruska.	75
5. METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS DE LA PRUEBA DE PRESIÓN CAPILAR POR EL MÉTODO DEL PLATO POROSO	77
5.1. PRUEBA DE LA PRESIÓN CAPILAR. MÉTODO DEL PLATO POROSO	79
5.1.1 Cálculo De La Saturación A Cada Presión Capilar Por El Método Del Plato Poroso.	86
5.1.2 Análisis E Interpretación De Resultados De La Prueba De Presión Capilar (Método Del Plato Poroso).	90
6. METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS DE LA PRUEBA DE PROPIEDADES ELÉCTRICAS DE LA ROCA DE FORMACIÓN	95
6.1. PRUEBA DE LAS PROPIEDADES ELÉCTRICAS DE UNA FORMACIÓN	96
6.1.1. Cálculos, Análisis E Interpretación De Resultados	99
6.1.2. Análisis E Interpretación De Resultados	103
7. METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS DE LA PRUEBA DE PERMEABILIDADES RELATIVAS	109
7.1 PRUEBA DE PERMEABILIDAD RELATIVA (MÉTODO NO-ESTACIONARIO)	110

7.1.1. Calculo De Saturación Y Permeabilidad Efectiva	114
7.1.2. Análisis E Interpretación De Resultados De La Prueba De Permeabilidades Relativas.	121
CONCLUSIONES	127
RECOMENDACIONES	128
BIBLIOGRAFÍA	129

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Registro de datos en la hoja de cálculo.	21
Figura 2. Hoja de reporte de resultados.	22
Figura 3. Diagrama de flujo de la metodología para la realización de las pruebas.	23
Figura 4. Saturación de fluidos en los espacios porosos de una roca.	24
Figura 5. Muestras disgregadas de rocas de yacimiento petrolífero.	28
Figura 6. Diagrama de flujo del procedimiento de saturación	29
Figura 7. Dedal de celulosa	30
Figura 8. Muestras cilíndricas extraídas de un núcleo	37
Figura 9. Procedimiento análisis de saturación, muestras de forma regular.	38
Figura 10. Calidad de la porosidad en función de la selección de granos	44
Figura 11. Porosidades original e inducida de una roca.	47
Figura 12. Porosidad efectiva	48
Figura 14. Procedimiento para el análisis de la porosidad por sat	50
Figura 15. Porosímetro de helio	55
Figura 16. Procedimiento del análisis de porosidad por el porosímetro de helio.	56
Figura 17. Corrección Klinkenberg con diferentes gases	62
Figura 18. Permeámetro al gas Ruska	65
Figura 19. Procedimiento para el análisis de la permeabilidad al gas.	65
Figura 20. Viscosidad del Aire y del Nitrógeno en función de la temperatura	68
Figura 21. Carta de calibración de los rotámetros del permeámetro al gas Ruska.	69
Figura 22. Permeámetro al líquido Ruska	71
Figura 23. Procedimiento para el análisis de la permeabilidad al líquido.	72
Figura 24. Ángulo de contacto agua-aceite	78
Figura 25. Equipo de presión capilar (plato poroso)	79
Figura 26. Esquema del equipo de presión capilar.	80

Figura 27. Procedimiento del análisis de la presión capilar.	81
Figura 28. Gráfica de saturación de agua en función de la presión capilar a muestras de un mismo yacimiento.	88
Figura 29. Curvas de saturación de agua en función de la presión capilar y altura sobre el nivel de agua libre	91
Figura 30. Saturación de agua en función de la altura sobre el nivel de agua libre.	93
Figura 31. Procedimiento para el análisis de propiedades eléctricas.	97
Figura 32. Determinación del exponente de saturación, n .	100
Figura 33. Determinación del exponente de cementación (m).	102
Figura 34. Reservas de petróleo en función de diferentes valores de m y n .	106
Figura 35. Valor de las reservas en Millones de Dólares en función de diferentes valores de m y n .	108
Figura 36. Procedimiento para el análisis de las permeabilidades relativas.	111
Figura 37. Curvas de permeabilidades relativas; a) yacimiento mojado por agua y b) yacimiento mojado por aceite.	122
Figura 38. Curvas tipo de permeabilidades relativas y flujo fraccional de agua.	124

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Pruebas, equipos y procedimientos.	20
Tabla 2. Propiedades de la roca.	31
Tabla 3. Volumen de los discos del porosímetro de helio.	60
Tabla 4. Datos de presión capilar y saturación de agua a muestras de diferentes permeabilidades y de un mismo pozo.	88
Tabla 5. Datos de presiones capilares y altura sobre el nivel de agua libre.	91
Tabla 6. Comparativo de reservas con diferentes valores de m y n.	105
Tabla 7. Datos de la prueba de desplazamiento con agua.	117
Tabla 8. Cálculo de los flujos fraccionales de agua y aceite.	118
Tabla 9. Cálculo de la inyectividad relativa.	119
Tabla 10. Permeabilidades relativas	120
Tabla 11. Resultados finales de Sw, Kro y Krw por el método JBN	121
Tabla 12. Datos conocidos para un proyecto de inyección de agua.	125
Tabla 13. Cálculos para un proyecto de inyección de agua.	125

RESUMEN

TÍTULO: “METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS DEL LABORATORIO DE ANÁLISIS PETROFÍSICOS DE LA ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS”*

AUTORES: MARYURI ARDILA MATEUS. FÉLIX ARENAS RUEDA**

PALABRAS CLAVES:

Saturación, porosidad, permeabilidad, presión capilar, permeabilidades relativas.

Descripción

Las rocas de yacimientos de petróleo tienen algunas propiedades que las hacen diferentes una de otras y de acuerdo a ellas se puede determinar si dicha roca sedimentaria es de buena calidad o no, es decir; si la condición en que ocurrió el depósito de material hace posible extraer la mayor cantidad de aceite del depósito. Para conocer esas propiedades se necesita la implementación de unas pruebas de laboratorio, esas pruebas son denominadas de análisis petrofísicos.

El laboratorio de análisis Petrofísicos de la Escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander, cuenta con todos los equipos, elementos y Personal especializado para llevar a cabo dichos análisis. Las pruebas que se realizan son las de saturación de fluidos, porosidad, permeabilidad, presión capilar, propiedades eléctricas, permeabilidades relativas y mojabilidad.

Los procedimientos, cálculos, análisis e interpretación de resultados de los análisis petrofísicos de las rocas, se han documentado en este trabajo con el propósito de unificar criterios en cuanto al manejo de cada una de las pruebas y a la forma de presentar el informe final. Se hace énfasis en la importancia que tiene la correcta manipulación de las muestras y el manejo de los resultados, teniendo en cuenta que con base en la información obtenida, el Ingeniero de yacimientos realiza los cálculos de reservas o de los estudios de un proyecto específico como es el caso de la inyección de agua en el recobro mejorado de un reservorio de aceite.

* Proyecto de Grado

** Facultad de Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director. M.Sc. Hernando Buendía Lombana. Codirector. M.Sc. Luis Felipe Carrillo.

SUMMARY

TITLE: "METHOD FOR THE ANALYSIS AND RESULTS INTERPRETATION OF PETROPHYSICS ANALYSIS LABORATORY OF SCHOOL PETROLEUMENGINEERING"*

AUTHORS: MARYURIARDILAMATEUS. FÉLIX ARENAS RUEDA**

KEY WORDS:

Saturation, porosity, permeability, capillary pressure, relative permeabilities

Description

Oilfields rocks have certain properties that make them different from each other and according to them can determine whether the sedimentary rock has a good quality or not, if the condition in which the material deposition occurred allows extract enough oil from the reservoir. Calculate those properties is needed to develop some tests, which are known as petrophysical analysis.

Petrophysical analysis laboratory of the Escuela de Ingeniería de Petróleos from the Universidad Industrial de Santander, with all equipment, components and specialized personnel to develop such analysis. The tests performed are those of fluid saturation, porosity, permeability, capillary pressure, electrical properties, relative permeability and wettability.

The procedures, calculations, analysis and interpretation of results from the rock petrophysical analysis have been documented in this paper in order to unify criteria regarding the handling of each tests and its final report structure. It emphasizes the importance of proper handling of samples and results, considering that based on the information obtained, the reservoir engineer performs reserves calculations or studies based on a particular project as the case of water injection enhanced oil recovery in a oil reservoir.

* Graduation Project

** Faculty of Physical Chemistry. School of Petroleum Engineering. Director. M.Sc. Hernando Buendia Lombana. Codirector. M.Sc. Luis Felipe Carrillo.

INTRODUCCIÓN

La Escuela de ingeniería de petróleos tiene actualmente en la sede de la UIS en Guatiguará - Piedecuesta, el laboratorio de “Análisis Petrofísicos” donde se realizan las prácticas de laboratorio a rocas de yacimientos petrolíferos. Al laboratorio de “Análisis Petrofísicos” acuden los estudiantes de pregrado y posgrado; además se realizan proyectos de investigación en las diferentes disciplinas y trabajos a la industria. El laboratorio se encuentra dotado con todos los equipos necesarios para la realización de las diferentes pruebas que se incluyen en este proyecto.

En la actualidad el Laboratorio de Análisis Petrofísicos no cuenta con una metodología para realizar los cálculos, los análisis y la interpretación de los resultados obtenidos en cada una de las pruebas. Éste trabajo de grado se ha desarrollado con el fin de proveer una metodología sencilla y una herramienta adecuada de trabajo.

Además de las pruebas petrofísicas básicas como son: la saturación de fluidos, la porosidad y la permeabilidad; el laboratorio de Análisis Petrofísicos está en la capacidad de realizar los análisis especiales a las rocas tales como la presión capilar, la mojabilidad, las propiedades eléctricas y permeabilidades relativas.

1. METODOLOGÍA PARA LA REALIZACIÓN DE LAS PRUEBAS, CÁLCULO, ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS.

Esta metodología está basada en normas internacionales y en la experiencia de los análisis petrofísicos desarrollada en el Laboratorio de la Escuela de Ingeniería de Petróleos de la UIS.

Como valor agregado de éste trabajo y con el fin de mejorar la implementación de los procedimientos y evaluación de los resultados en el Laboratorio de Petrofísicos, se ha diseñado una hoja de cálculo en Excel denominado, “CORE-EIP”, que permite hacer e imprimir el informe final.

Se sugiere aplicar la siguiente metodología:

1. Recurrir a la parte teórica de cada prueba consignada en este libro y en los documentos disponibles a cerca de los análisis petrofísicos.
2. Preparar los equipos y elementos necesarios para la realización de las pruebas que están documentados tanto en éste libro como en la hoja de cálculo. En la Tabla 1 de la siguiente página, se enumeran las pruebas, los equipos utilizados y los procedimientos de manera breve.
3. Seguir el procedimiento de análisis y proceder a la realización de las pruebas. Paralelamente, comience a introducir los datos en la hoja de cálculo CORE-EIP, en las casillas definidas como “DATOS DE ENTRADA” (ver Figura 1). Excel realiza los cálculos respectivos. Los resultados son inicialmente analizados por el programa para verificar que no existe alguna incoherencia. Si eso sucede, aparecerá el resultado resaltado con letra de otro color, indicando que deben ser revisados y corregidos.


Tabla 1. Pruebas, equipos y procedimientos.

PRUEBA	EQUIPOS	PROCEDIMIENTO
Saturación	Destiladores-extractores, Balanza analítica, Calibrador digital, Horno	Tomar dimensiones, pesar, llevar a limpieza, medir agua, deshidratar y pesar, calcular S_w , S_o y S_g .
Porosidad	Porosímetro de helio, Calibrador digital	Tomar dimensiones, llevar al porosímetro, calcular porosidad.
Permeabilidad	Permeámetro, Calibrador digital cronómetro	Tomar dimensiones, llevar al permeámetro, tomar datos, calcular K
Presión capilar	Aparato de presión capilar (plato poroso), Balanza analítica	Tomar dimensiones, pesar, saturar 100%, llevar al equipo, tomar datos de S_w y R_t , graficar.
Propiedades eléctricas	Resistómetro, Core-holder	Tomar dimensiones, saturar 100%, hallar R_o , llevar al core-holder, desaturar, tomar R_t , graficar.
Permeabilidades relativas	Equipo estado no-estacionario Cronómetro, Computador	Tomar dimensiones, restaurar mojabilidad, inyectar aceite mineral, desplazar agua, tomar datos, graficar.

Fuente: Los autores

- Después de ingresar los datos al programa y realizados los cálculos, se procede a su análisis e interpretación. Para cumplir con este objetivo se dispone de una serie de sugerencias descritas en este libro y en CORE-EIP. Se recomienda verificar que los resultados correspondan a las propiedades de las muestras.

Figura 1. Registro de datos en la hoja de cálculo.



UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
LABORATORIO DE ANÁLISIS PETROFÍSICOS

SATURACIÓN DE MUESTRAS DISGREGADAS

Fecha _____ **Compañía** _____

Campo _____ **Pozo** _____

Reservorio _____

Número de Muestra _____ 50 _____

Propiedades de la Roca

Profundidad (ft)	Grado de Consolidación	Tamaño de	Porcentaje de	Matriz
3400	Consolidada	Pequeña (<0,25	No	Arena-Lodosa

Datos de entrada	
$W = [a-e]$	1
$V = [a-e]$	1
$\rho = [a-e]$	1
$W_d = [a-e]$	1
$W_{ud-d} = [a-e]$	1
$W_{ud-d} = [a-e]$	1
$V = [a-e]$	1
$V_g = [a-e]$	1

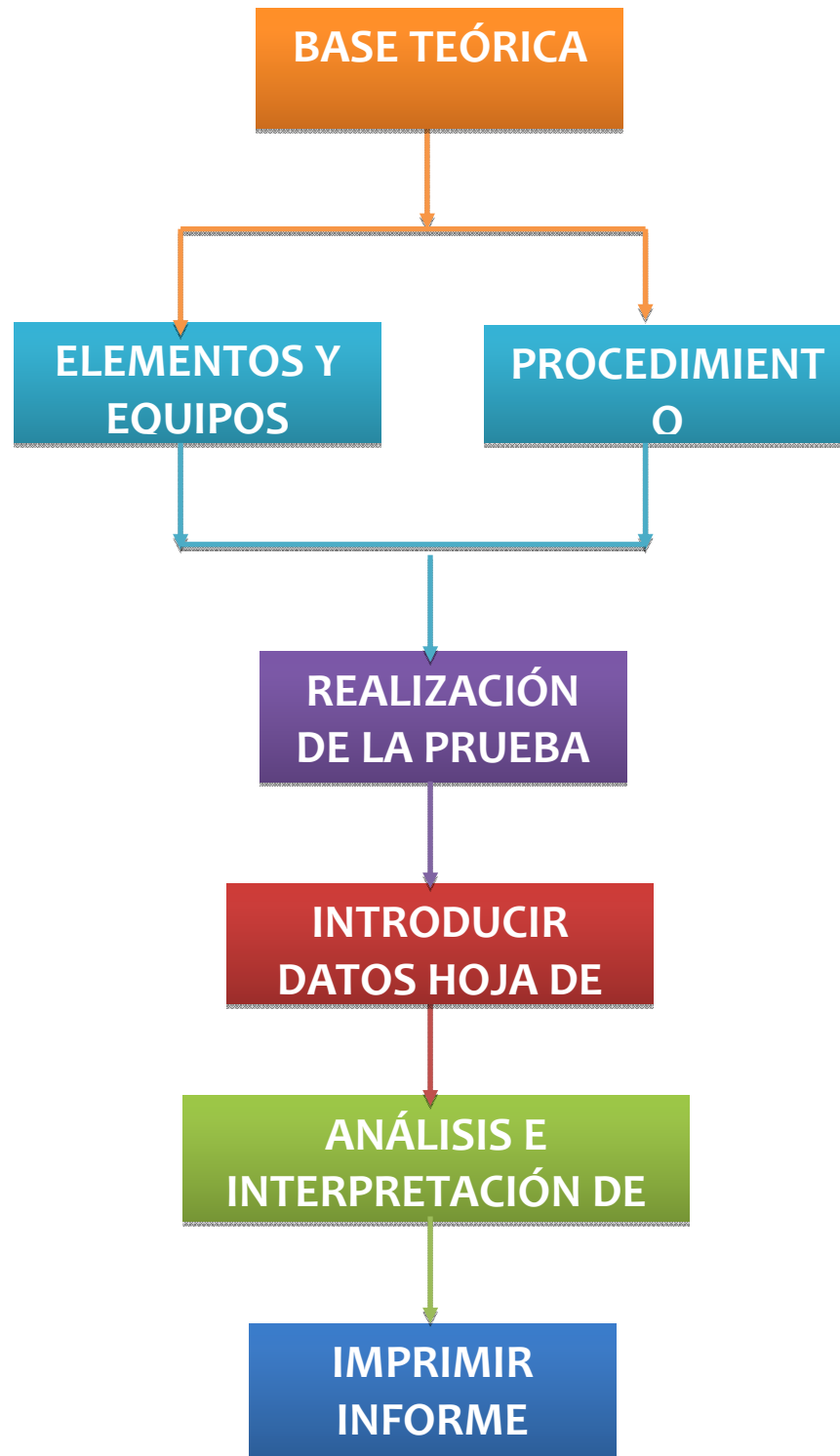
Resultados	
$\rho = [a-e]$	1.000
$V_h = [a-e]$	0.000
$\rho = [a-e]$	1.068
$W = [a-e]$	1.000
$V = [a-e]$	-1.873
$V_g = [a-e]$	0.127
$S_w = [X]$	786.111
$S_w = [X]$	-1472.222
$S_w = [X]$	786.111
$S_w + S_w + S_w$	100.000

Observaciones

Fuente: Los autores.

5. Elaborar el informe donde debe incluirse una introducción, el procedimiento llevado a cabo, la hoja que se muestra en la Figura 1, la hoja de reporte de resultados que se muestra en la Figura 2, los análisis e interpretación de resultados basándose en la teoría y las recomendaciones aquí documentadas y las conclusiones y recomendaciones.

Figura 3. Diagrama de flujo de la metodología para la realización de las pruebas.



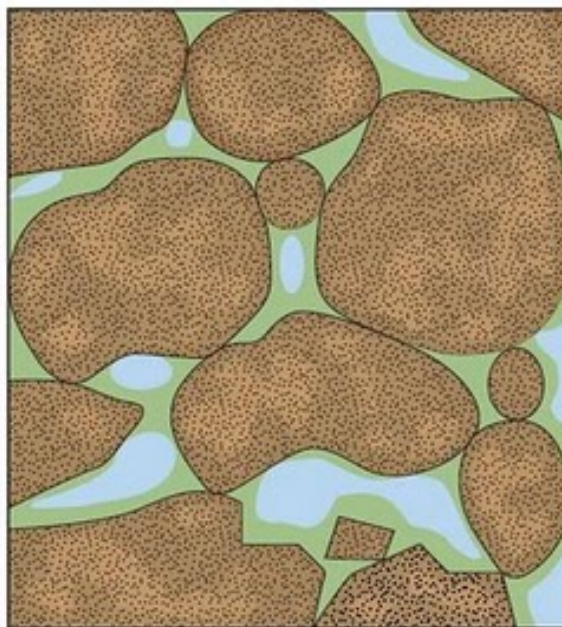
Fuente: Los autores.

2. METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS DE LA PRUEBA DE SATURACIÓN DE FLUIDOS POR EL MÉTODO DE DESTILACIÓN EXTRACCIÓN

SATURACIÓN DE FLUIDOS

Es la relación que expresa la fracción de fluido que satura el medio poroso. Los fluidos presentes en los poros de la roca son el agua, el aceite y el gas (ver Figura 3). Hay dos métodos básicos para la extracción de los fluidos presentes en la roca utilizados en la determinación de la saturación en rocas: reflujo de disolventes y flujo a través de la roca. Actualmente en el laboratorio de Petrofísicos, la determinación de la saturación se realiza por el método de reflujo de disolventes denominado método de destilación extracción Dean-Starksohxlet. Éste método se ha utilizado ampliamente porque es simple y razonablemente económico.

Figura 4. Saturación de fluidos en los espacios porosos de una roca.



Fuente: <http://ingenieria-de-petroleo.blogspot.com>

Para la extracción por Dean-Stark, las muestras se colocan cerca del reflujo del disolvente. El solvente condensado gotea en la muestra y en el recipiente donde el aceite se acumula. Se usa un dispositivo volumétrico calibrado para recoger el condensado, entonces el agua destilada de la muestra se recoge allí y permite determinar la saturación de agua. La saturación de petróleo se determinada por la diferencia de pesos antes y después de la extracción (corregida por la cantidad de agua extraída).

La extracción con Dean-Stark, puede alterar la mojabilidad de la muestra porque el agua se evapora primero, dejando el aceite directamente sobre los granos. Además, la alta temperatura de la extracción Dean-Stark deshidratará el yeso que puede estar presente en la muestra. Para evitar los daños anteriormente mencionados, que se le puedan causar a la muestra, en el laboratorio se debe hacer control de la temperatura de destilación de los solventes.

Una alternativa al método de DeanStark es usar un extractor estándar de reflujo Soxhlet en el que la muestra o las muestras se mantienen en un recipiente que se llena de destilado (caliente o frío), hasta que llega a un punto de vertido. En este momento, el disolvente por sifón regresa de nuevo al matraz de reflujo. La limpieza de la muestra se realiza por imbibición de solvente, difusión y drenaje. Este método puede ser muy ineficiente para las muestras de baja permeabilidad o las que contienen petróleo muy pesado¹.

Los disolventes de extracción típicos son el tolueno, metanol, cloruro de metileno, y el azeótropo cloroformo al 80/20% de acetona y 87% de cloroformo / 13% de metanol. El Tolueno es un buen disolvente para muchos aceites. Debido a que hierve a 111 °C, también destila el agua presente en la muestra. El metanol se

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

utiliza principalmente para lixiviar las sales precipitadas en la muestra y remover el agua, aunque también se disuelve algunos de los componentes más polares del petróleo¹.

No todos los disolventes son compatibles con todas las configuraciones de equipo de extracción. Las diferencias en los puntos de ebullición, la acción del disolvente en el petróleo crudo, y las posibles reacciones de los solventes en el equipo deben tenerse en consideración. Gránulos de ebullición de Carbonato de calcio deben ser utilizados con disolventes clorados para evitar la disolución de carbonatos en la muestra por la liberación de ácido clorhídrico y la descomposición del disolvente.

La muestra debe ser controlada visualmente, cuando un bache fresco de solvente no decolora después de varias horas de reflujo. Con frecuencia se observa que una muestra que aparentemente se ve limpia en un disolvente muestra una decoloración adicional si se utiliza un disolvente distinto. Para acelerar la limpieza, se recomienda que se utilice más de un disolvente y que éstos se deben alternar con frecuencia. Algunos crudos contienen asfáltenos que los disolventes comúnmente usados difícilmente los remueven. Se ha comprobado que el desplazamiento de aceite diesel a bajas tasas; entre 0.1 y 0.5 cm³/minuto, remueve los asfáltenos, debido a su alto contenido de aromáticos. Como una herramienta adicional, la fluorescencia ultravioleta es un método sensible para la detección de aceite residual.

TIPOS DE SATURACIÓN

Saturación Crítica (Sc):

Es el valor de la saturación a partir del cual un fluido adquiere movimiento; por lo tanto, la permeabilidad relativa y el valor de flujo fraccional toman un valor

diferente de cero. En la industria del petróleo el término de saturación crítica es aplicado principalmente al gas (S_{gc}).

Saturación Residual (S_r): Es una medida de la saturación irreducible; es decir que la saturación del fluido no puede ser reducida de este valor, debido a que el fluido ha perdido la movilidad al alcanzar el valor de la saturación crítica (S_c). Esto sucede cuando los valores de permeabilidad relativa y flujo fraccional toman un valor de cero, e indica que ese valor del componente en mención es inherente a la roca, es decir, por los métodos de empuje de un yacimiento no es posible extraerlo de la misma. En la industria el término se aplica principalmente al aceite (S_{or}) y al gas (S_{gr}) y por ejemplo, un aumento en la saturación residual del aceite, (S_{or}), trae como consecuencia una disminución en el factor de recobro.

Saturación inicial (S_i): Se refiere al valor de saturación que existe originalmente en el yacimiento para determinado fluido. El valor de la saturación inicial puede ser mayor o igual al valor de la saturación crítica, pero nunca menor, ya que por debajo de la saturación crítica, el fluido no se mueve. Cuando el valor de saturación inicial es mayor al valor de la saturación crítica, se presenta un movimiento de dicho fluido en el medio poroso y por consiguiente hay producción de dicho fluido

La saturación crítica; residual e inicial, son de gran importancia para el cálculo de reservas, ya que nos indican el volumen de hidrocarburos que pueden ser extraídos del yacimiento.

Mediante la siguiente expresión se puede representar el comportamiento de las saturaciones:

$$S_{crítica} \leq S_{inicial} \leq S_{máxima} \quad (1)$$

2.1.PRUEBA DE SATURACIÓN A MUESTRAS DE ROCA DISGREGADAS (Norma API RP-40)

Se les llama disgregadas, a las muestras extraídas de los núcleos, que presentan una forma irregular y que generalmente se destinan solamente para la determinación de la saturación de fluidos (ver Figura 4).

Figura 5.Muestras disgregadas de rocas de yacimiento petrolífero.



Fuente: <http://acalzonquita.files.wordpress.com/2008/12/arena.jpg>

EQUIPOS Y ELEMENTOS:

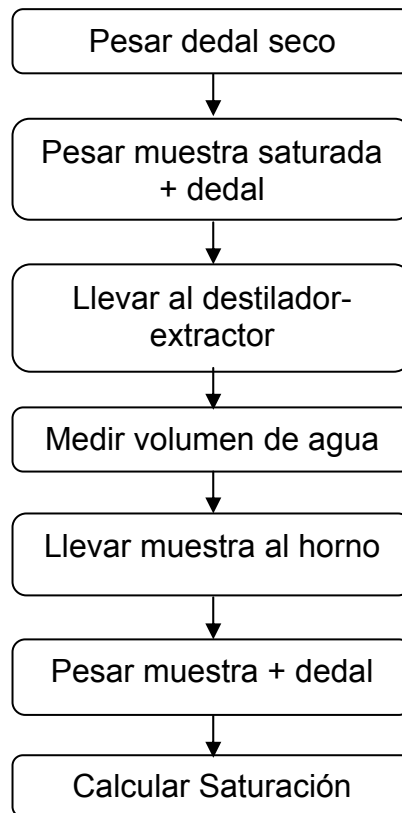
- Equipo Deanstark – sohxlet de destilación – extracción.
- Calentadores automáticos.
- Equipo de refrigeración.
- Horno convencional y horno de humedad controlada.
- Balanza analítica con resolución en milésimas de gramo.
- Bomba de mercurio o picnómetro de mercurio.
- Corazón de análisis.

- Guantes desechables.
- Tolueno y metanol.
- Dedal de celulosa.
- Algodón laminado.

PROCEDIMIENTO

La Figura 6 describe el procedimiento del análisis de saturación a muestras disgregadas por medio de un diagrama de flujo.

Figura 6. Diagrama de flujo del procedimiento de saturación



1. Utilice la hoja de cálculo "CORE-EIP", Registre el dato de gravedad API del aceite del yacimiento.
2. Prepare el dedal de celulosa o el material que contenga la muestra, el cual debe contener algodón laminado en el fondo y en la parte superior de la muestra (ver Figura 7). El dedal debe ser secado, rotulado, pesado y llevado a un desecador de vidrio. Registre eso como W_d .

Figura 7. Dedal de celulosa



Fuente: catálogo FOSSanalytical

3. Haga control de calidad al tolueno destilándolo por 3 horas y verificando que no contiene agua.
4. Se sugiere que en un cuarto libre de corrientes de aire y a temperaturas no superiores de 20°C, se disgregue la muestra rápidamente y se agreguen al dedal aproximadamente 50 gramos, evitando la parte contaminada con lodo. Pésela en una balanza analítica con una resolución de milésimas de gramo. Registre este dato como W_{ms+d} .

5. Haga una breve descripción litológica de la muestra tal como se ilustra en la tabla 2.

Tabla 2. Propiedades de la roca.

Grado de compactación	Tamaño de granos	Propiedades de la matriz
Consolidada Regularmente consolidada friable	Grandes: > 0.5 mm. Medianos: entre 0.25 y 0.5 mm Pequeños: < 0.25 mm	Arenosa Lodosa Areno-lodosa Areno-gravosa Gravo-areno-lodosa

6. Agregue al dedal una muestra saturada y representativa (de un tamaño mínimo de entre 3 y 7 cm³), para el cálculo de densidad de la muestra saturada.
7. Lleve la muestra al extractor deanstark – soxhlet e inicie la destilación.
8. Tome datos de agua recuperada cada hora hasta que las últimas 3 lecturas sean iguales, regístrela como volumen de agua recuperada (V_w).
9. Termine el procedimiento cuando el solvente en el cilindro esté totalmente limpio durante por lo menos 2 horas.
10. Haga un control de calidad a la muestra sumergiéndola en un recipiente con tolueno metanol al 50 %, a temperatura ambiente por 6 horas. Al término del tiempo, el solvente debe estar limpio de lo contrario lleve la muestra de nuevo al destilador – extractor. Inicie el procedimiento desde el paso 7.
11. Lleve la muestra al horno. Si es una muestra con alto contenido de arcillas, llévela al horno de humedad relativa previamente saturado con un 40% de humedad a una temperatura de 63 °C. Si es una muestra con bajo contenido

de arcillas, llévela a un horno convencional a una temperatura de 116 °C. Termine el proceso de secado cuando no haya olor a solvente.

12. Pese la muestra en intervalos de 15 minutos hasta que las 3 últimas lecturas sean iguales. Registre el dato como W_{md+d} . Lleve la muestra a un desecador de vidrio especialmente destinado para conservación de muestras.

13. Registre los datos en la hoja de cálculo provista para el respectivo cálculo de saturaciones.

2.1.1. Cálculos Desaturación A Muestras Disgregadas. Regularmente se supone saturación de agua y aceite, la saturación de gas es despreciable para yacimientos de blackoil.

1. Cálculo de la densidad de la muestra.

a) Pese en la balanza analítica, la muestra de tamaño entre 3 y 7 cm³. Registre eso con W_m .

b) Lleve la muestra a un picnómetro de mercurio o a una bomba de mercurio y determine el volumen de la muestra. Registre el dato como V_m .

$$\rho_m = \frac{W_m}{V_m} \quad (2)$$

Dónde:

ρ_m : Densidad de la muestra en gramos por centímetro cúbico

W_m : Peso de la muestra en gramos

V_m : Volumen de la muestra determinado en la celda de la bomba de mercurio o en un picnómetro con mercurio, en cm³

2. Cálculo del volumen total de la muestra (V_b). Siguiendo el procedimiento, calcula el volumen total de la muestra con la siguiente ecuación:

$$V_b = \frac{W_{ms+d} - W_d}{\rho_m} \quad (3)$$

Dónde:

V_b : Volumen total de la muestra en cm^3

W_{ms+d} : Masa del dedal más la muestra en gramos

W_d : Masa del dedal en gramos

ρ_m : Densidad de la muestra, en gr/cm^3

3. Cálculo de la densidad del aceite. La densidad del aceite se calcula en base a su gravedad API así:

$$\rho_o = \frac{141.5}{131.5 + ^\circ\text{API}} \quad (4)$$

4. Cálculo del volumen de aceite. El volumen de aceite calculado es:

$$V_o = \frac{W_{ms+d} - (W_{md+d} + W_w + W_d)}{\rho_o} \quad (5)$$

Dónde:

W_{ms+d} : masa de la muestra saturada más dedal, en gramos

W_{md+d} : masa de la muestra seca más dedal, en gramos

W_w : masa del agua presente en la roca ($\rho_w = 1.0 \text{ gr}/\text{cm}^3$), en gramos

W_d : masa del dedal limpio y seco, en gramos

ρ_o : densidad del aceite, en gr/cm^3

5. Cálculo de la saturación de aceite:

$$S_o = \frac{V_o}{V_p} \quad (6)$$

Dónde:

S_o : saturación de aceite, adimensional

V_o : volumen de aceite, en cm^3

V_p : volumen poroso, en cm^3

El volumen poroso es igual a la suma de los volúmenes de los fluidos, generalmente agua y aceite, para yacimientos de aceite negro.

$$V_p = V_o + V_w \quad (7)$$

6. Cálculo de la saturación de agua (S_w)

$$S_w = \frac{V_w}{V_p} \quad (8)$$

Dónde:

S_w : saturación de agua en porcentaje

V_w : volumen de agua recuperado en la trampa del extractor, en cm^3

V_p : volumen poroso de la muestra (suma de todos los fluidos), en cm^3

7. Cálculo del volumen poroso de la muestra (V_p)

$$V_p = V_w + V_o + V_g \quad (9)$$

Dónde:

V_p : volumen poroso (es igual a la suma de todos los fluidos), en cm^3 .

V_w : volumen de agua, en cm^3 .

V_o : volumen de aceite, en cm^3 .

V_g : volumen de gas (generalmente se aproxima a cero), en cm^3 .

2.1.2. Análisis E Interpretación De Resultados De La Prueba De Saturación De Muestras Disgregadas.

- Si la suma de la saturación de agua (S_w), más la del aceite (S_o), son superiores a 1; tomando como referencia el volumen poroso de la muestra calculado a partir de la determinación de la porosidad por el método de saturación, y el volumen total de la muestra por el método de Arquímedes, significa que ocurrió invasión del fluido de perforación. La muestra que muestre estos resultados se desecha por mal procedimiento.
- Si la suma de la saturación de agua, más la del aceite es inferior a 1.0 y el crudo del pozo es de una gravedad API superior a 25; tomando como referencia el volumen poroso de la muestra calculado a partir de la determinación de la porosidad por el método de saturación y el volumen total de la muestra por el método de Arquímedes, significa que: $1 - (S_w + S_o)$ es igual a la saturación del gas (S_g)
- Muestras con una saturación de agua del 100%, se encuentra por debajo del nivel de agua libre.
- Muestras con una saturación de agua igual a la saturación de agua irreducible, se encuentra por encima del contacto agua-petróleo.

- Muestras con saturaciones de agua por encima del valor de agua irreducible e inferior al 100 %, se encuentran en zona de transición.

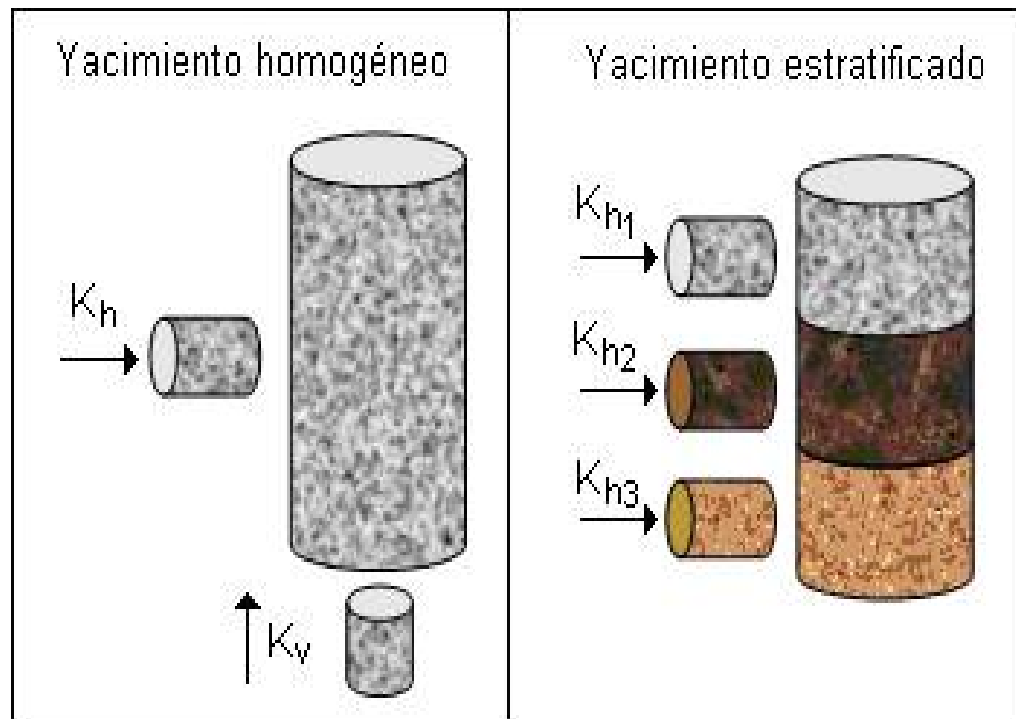
2.2. PRUEBA DE SATURACIÓN A MUESTRAS DE FORMA REGULAR (CILÍNDRICAS)

Las muestras de forma cilíndrica (ver Figura 8), son extraídas de un núcleo por medio de un taladro que está provisto de brocas especiales de 1.0 o de 1.5 pulgadas de diámetro. El equipo requiere de un fluido de lubricación y que por la experiencia, actualmente se usa nitrógeno líquido. Éste fluido tiene las ventajas de no contaminar la muestra al tiempo que congela los fluidos saturantes de la roca impidiendo de esta manera que ocurran pérdidas por evaporación, mientras que el plug es debidamente revestido para su conservación.

EQUIPOS Y ELEMENTOS:

- Equipo Deanstark – sohxlet de destilación – extracción
- Calentadores automáticos
- Equipo de refrigeración
- Horno convencional y horno de humedad controlada
- Balanza analítica. Con resolución en milésimas.
- Corazón de análisis
- Guantes desechables
- Tolueno y metanol
- Dedal de celulosa
- Algodón laminado

Figura 8. Muestras cilíndricas extraídas de un núcleo

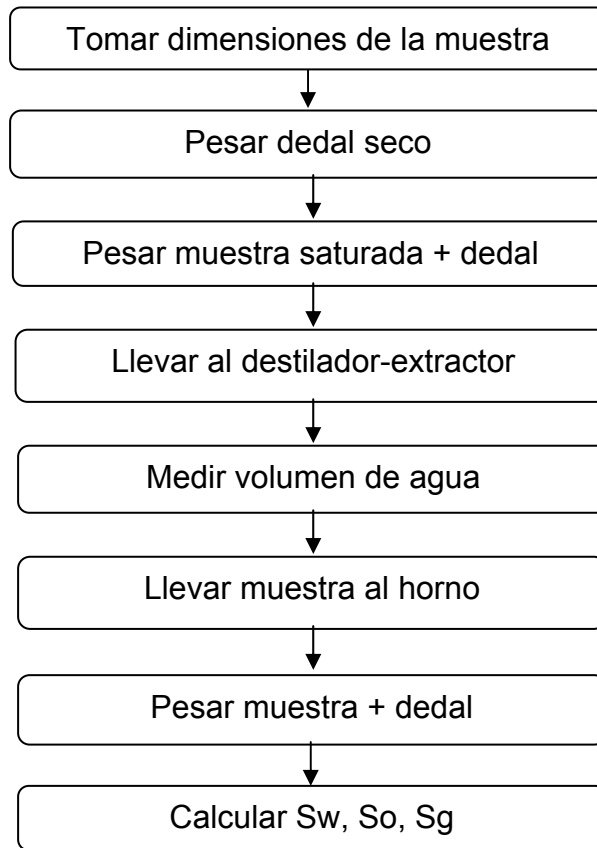


Fuente: Artículo, propiedades de rocas de yacimiento, ICP

PROCEDIMIENTO

La Figura 9 describe el procedimiento del análisis de saturación a muestras cilíndricas.

Figura 9. Procedimiento análisis de saturación, muestras de forma regular.



1. Registre el dato de gravedad API del aceite del yacimiento.
2. Use guantes desechables. Prepare el dedal de celulosa o el material que contenga la muestra, el cual debe contener algodón laminado en el fondo y en la parte superior de la muestra. El conjunto dedal más algodón debe ser secado, rotulado, pesado y llevado a un desecador de vidrio. Registre como W_d .
3. Se recomienda que en un cuarto libre de corrientes de aire y a una temperatura no superior a $20\text{ }^{\circ}\text{C}$, desenvuelva el plug que debe estar recubierto de un material impermeable. Rápida mente describa el grado de

compactación, el tamaño de los granos, la presencia o no de hidrocarburos, la presencia de material arcilloso. Determine y registre sus dimensiones por medio del calíper digital disponible en el laboratorio y pese la muestra. Registre el peso como W_{ms} . Este procedimiento no debe demorar más de 5 minutos ya que la muestra está expuesta a la pérdida de masa por evaporación de fluidos.

4. Lleve la muestra al dedal poroso y pésela. Registre el dato como W_{ms+d} .
5. Lleve la muestra al extractor deanstark – soxhlet y comience el calentamiento del solvente.
6. Tome datos de agua recuperada cada hora hasta que las últimas 3 lecturas sean iguales.
7. Termine el procedimiento cuando el solvente en el cilindro esté totalmente limpio durante por lo menos 2 horas.
8. Haga control de calidad sumergiendo la muestra en un recipiente con tolueno-metanol al 50 % y a temperatura ambiente por 6 horas. Al término del tiempo el solvente debe estar limpio de lo contrario lleve la muestra de nuevo al destilador – extractor. Repita el procedimiento desde el paso No. 7. Si de nuevo el control de calidad muestra contaminación, posiblemente hay presencia de asfáltenos, entonces desplace diesel a través de la muestra a una tasa entre 0.1 y 0.5 cm^3/min . hasta que haya limpiado de asfáltenos totalmente la muestra y vuelva al paso 7.
9. Si es una muestra con alto contenido de arcillas, llévela al horno de humedad relativa previamente saturado con un 40% de humedad a una temperatura de

63 °C. Si es una muestra con bajo contenido de arcillas, llévela a un horno convencional a una temperatura de 116 °C.

10. Retire la muestra del horno cuando no haya olor a solvente y pese la muestra en intervalos de 15 minutos hasta que las 3 últimas lecturas sean iguales. Registre el dato como W_{md+d} .

11. Registre los datos en la hoja de cálculo.

2.2.1. Cálculo De Saturación A Muestras Cilíndricas. Regularmente se supone saturación de agua y aceite, la saturación de gas es despreciable para yacimientos de aceites negros (blackoil).

1. Cálculo del volumen total de la muestra (V_b)

$$V_b = \pi * r^2 * L \quad (10)$$

Dónde:

V_b : Volumen total de la muestra en cm^3

r : radio de la sección transversal, en cm

L : longitud de la muestra, en cm

2. Cálculo de la densidad del aceite:

$$\rho_o = \frac{141.5}{131.5 + ^\circ API} \quad (11)$$

Dónde:

ρ_o : densidad del aceite, en gr/cm^3

3. Cálculo del volumen de aceite

$$V_o = \frac{W_{ms+d} - (W_{md+d} + W_w + W_d)}{\rho_o} \quad (12)$$

Dónde:

V_o : volumen de aceite en la muestra, en gr/cm^3

W_{ms+d} : masa de la muestra saturada más dedal, en gramos

W_{md+d} : masa de la muestra seca más dedal, en gramos

W_w : masa del agua presente en la roca ($\rho_w = 1.0 \text{ gr/cm}^3$), en gramos

ρ_o : densidad del aceite, en gr/cm^3

4. Cálculo de saturación de aceite (S_o):

$$S_o = \frac{V_o}{V_p} \quad (13)$$

Dónde:

S_o : saturación de aceite, adimensional

V_o : volumen de aceite, en cm^3 .

V_p : volumen poroso, en cm^3

5. Cálculo de la saturación de agua (S_w):

$$S_w = \frac{V_w}{V_p} \quad (14)$$

Dónde:

S_w : saturación de agua en porcentaje

V_w : volumen de agua recuperado en la trampa del extractor, en cm^3

V_p : volumen poroso de la muestra (suma de todos los fluidos), en cm^3

6. Cálculo del volumen poroso de la muestra (V_p)

$$V_p = V_w + V_o + V_g \quad (15)$$

Dónde:

V_p : volumen poroso (es igual a la suma de todos los fluidos), en cm^3 .

V_w : volumen de agua, en cm^3 .

V_o : volumen de aceite, en cm^3 .

V_g : volumen de gas (generalmente se aproxima a cero), en cm^3 .

2.2.2 Análisis E Interpretación De Resultados. Saturación A Muestras Cilíndricas.

- Si la suma de la saturación de agua (S_w), más la del aceite (S_o), son superiores a 1.0, y se ha calculado el volumen de poroso de la muestra, usando el dato de porosidad dado por el porosímetro de helio ($V_p = \Phi \cdot V_b$), significa que ocurrió invasión del fluido de perforación o de lubricación, al cortar el plug. Con el fin de obtener unos datos aproximados de saturación, para uso exclusivo del laboratorio y no para que se genere un reporte al cliente, se recomienda comparar

con datos de corazón del mismo segmento en estudio y estimar una saturación de agua promedio y calcular las demás saturaciones. Estas muestras son rotuladas como “desechada por contaminación de fluidos”, solo para el cálculo de saturación de fluidos; ellas sirven para las demás pruebas.

- Muestras con una saturación de agua del 100%, se encuentra por debajo del nivel de agua libre

- Muestras con saturación de agua por encima del agua irreducible e inferior al 100%, se encuentran en zona de transición.

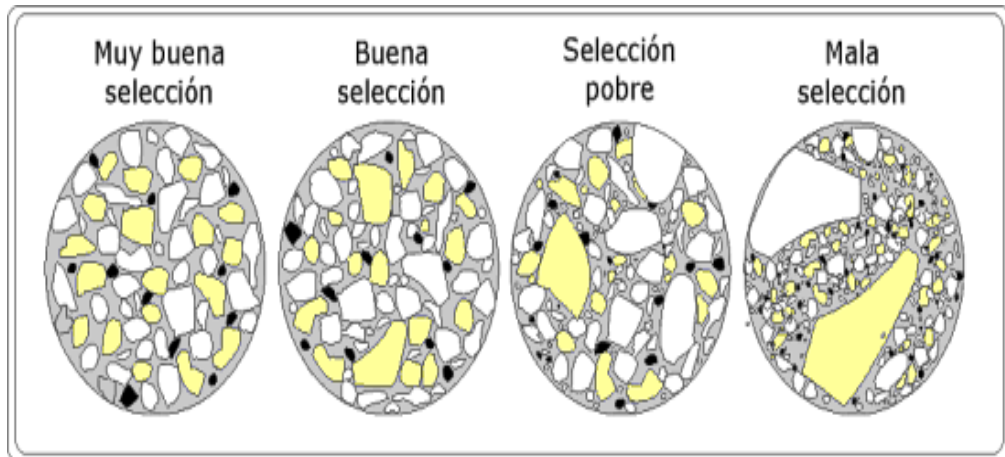
- Muestras con una saturación de agua igual a la saturación de agua irreducible, se encuentra en la zona libre de agua móvil.

3. METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS DE LA PRUEBA DE POROSIDAD

POROSIDAD

La porosidad es una medida del espacio anular o la capacidad de almacenaje de un reservorio. La porosidad, definida como la relación del volumen poroso respecto al volumen total del material, es una propiedad intrínseca de todas las rocas de yacimientos y su calidad depende del tamaño y homogeneidad de los granos, selección (ver Figura 10). En términos generales, una muestra con buena selección de granos, tiene una alta porosidad y viceversa; una muestra con una mala selección, la porosidad es baja.

Figura 10. Calidad de la porosidad en función de la selección de granos



Fuente: http://profesores.sanvalero.net/~w0548/sedimentarias.html&usg__

El nivel de precisión con el cual se determine la porosidad, es en general una función de los métodos utilizados en estas mediciones. Varias herramientas de registro utilizadas en los métodos eléctricos, nucleares, síncos o de densidad son utilizadas para la determinación continua de la porosidad en el pozo. Las mediciones obtenidas con estas herramientas de registro deben ser calibradas con

las porosidades del núcleo determinadas bajo condiciones subterráneas simuladas y con las determinaciones realizadas en el laboratorio.

A menos que se especifique lo contrario, los métodos de análisis descritos son aplicables a tapones de núcleo cilíndricos perforados de rocas consolidadas y relativamente homogéneas. La porosidad obtenida con el análisis de núcleos puede ser determinada por varios métodos diferentes. La medición del volumen total (V_b) y del volumen del Grano (V_g) nos da el volumen poroso (V_p) por diferencia, y la porosidad (\emptyset), como se explica en los procedimientos aquí documentados.

Históricamente, la porosidad efectiva ha sido definida como una medida de los espacios vacíos conectados. Se deriva a partir de la diferencia entre las determinaciones del volumen total y el volumen aparente del grano, o con una medición directa del espacio vacío conectado. El volumen medido del espacio vacío conectado puede variar con la preparación de la muestra y el método analítico utilizado. La porosidad total es una medida del espacio vacío total, tanto conectado como aislado, en la muestra de roca. Este puede ser determinado con la medición del volumen total, el peso seco y el volumen del grano en una muestra disgregada.

En el campo de la interpretación de registros, la porosidad efectiva se ha definido como el volumen poroso interconectado ocupado por los fluidos libres. En esta definición, la porosidad efectiva no incluye el volumen del agua ligada a arcilla o a minerales, y en algunos enfoques analíticos, no incluye tampoco el agua adicional contenido dentro del shale por fuerzas capilares. Además, en el campo de la interpretación de registros, la porosidad total es ese volumen que ocupan todos los fluidos (espacio poroso conectado y aislado) en la roca, incluyendo el volumen ocupado por el agua unida a la arcilla.

La experiencia en el análisis de núcleos indica que para la mayoría de las rocas de yacimiento existen pocos poros aislados, y por lo tanto existe muy poco (o no existe) diferencia medible en la porosidad total y efectiva históricamente definida. Por lo tanto, con estas definiciones, la porosidad efectiva determinada con los análisis de núcleo en una muestra totalmente seca entre 210° y 240°F (99° a 116°C), corresponde más aproximadamente a la porosidad total definida por los analistas.

En ciertas circunstancias, tal como el de las rocas volcánicas, puede haber una diferencia medible entre la porosidad efectiva (conectada) y la total (conectada y aislada,) a partir del análisis del núcleo.

El volumen total de una muestra seleccionada para la medición de porosidad debe medir preferiblemente por lo menos 10 cm³. Normalmente, las muestras son cilindros rectos con diámetros desde los 2.54 cm hasta 3.81 cm y longitudes de por lo menos 2.54 cm y 3.81 cm respectivamente. La experiencia en trabajos con núcleos, recomienda que la longitud de la muestra, deba ser dos veces su diámetro. Se pueden utilizar formas irregulares tomando las precauciones adecuadas, si no se pueden obtener muestras de dimensiones regulares. Lo que indica que para determinar el volumen total de la muestra irregular se debe usar el método de Arquímedes que también aplica para muestras regulares, pero que para ellas es más sencilla la determinación por medio del calibrador.

TIPOS DE POROSIDAD

De acuerdo a la conexión de sus poros:

Conectada: Poros conectados por un solo lado

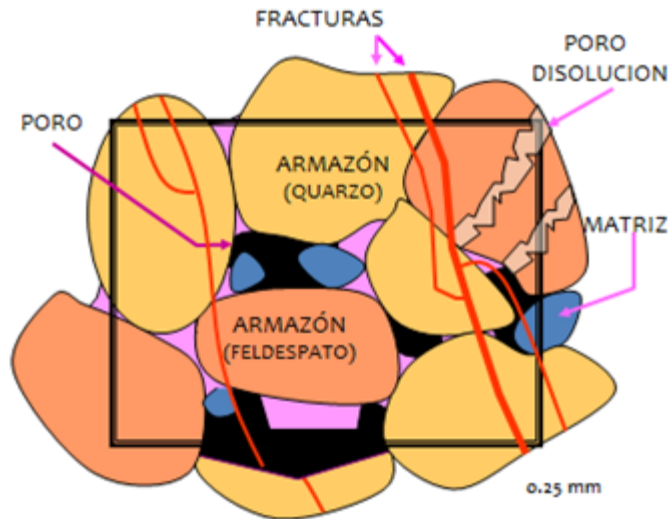
Interconectada: Poros conectados por todos los lados.

Aislada: poros aislados.

CLASIFICACIÓN DE LA POROSIDAD

Porosidad Original: Es aquella desarrollada durante la depositación del material (ver Figura 11).

Figura 11. Porosidades original e inducida de una roca.



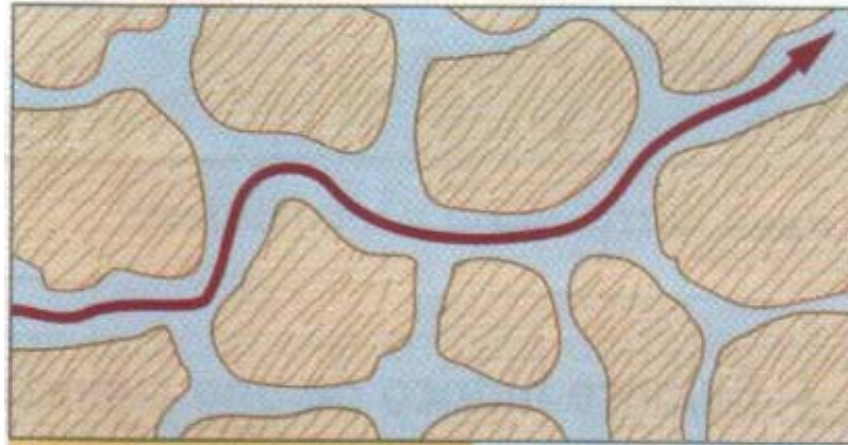
Fuente: presentación powerpoint, porosidad, Ingeniería de yacimientos. Profesor Willian Navarro. EIP

Porosidad Inducida: Es aquella ocasionada por algunos procesos geológicos subsiguientes a la depositación de los sedimentos, tales como fracturamiento o disolución de material por corrientes de aguas subterráneas.

Porosidad Efectiva (ver Figura 12). La porosidad efectiva es la medida de interés en la Industria del petróleo, ya que relaciona el volumen de los poros intercomunicados que permiten el flujo de fluidos a través de ellos, con el volumen total de la roca.

$$\phi_e = \frac{\text{Espacios Porosos Interconectados}}{V_b} \quad (16)$$

Figura 12. Porosidad efectiva



Fuente: <http://www.inea.uva.es/web/materiales/web/porosidad>

Porosidad Absoluta: Es la medida de la porosidad que relaciona el volumen total de los poros, intercomunicados y aislados, con el volumen de la roca. Esta porosidad es difícil de medir con exactitud y no es de máximo interés en la industria del petróleo.

$$\phi_A = \frac{\text{Espacios Porosos Totales Roca}}{V_b} \quad (17)$$

Porosidad No Efectiva: Es la diferencia que existe entre las porosidades absolutas y efectivas.

$$\phi_{NE} = \phi_A - \phi_e \quad (18)$$

3.1. PRUEBA DE POROSIDAD POR EL MÉTODO DE SATURACIÓN (API RP-40)

La Figura 13, muestra los principales equipos necesarios en la prueba de porosidad por el método de saturación.

EQUIPOS Y ELEMENTOS:

- Desecador de vidrio
- Cámara de vacío.
- Bomba de vacío
- Calibrador digital
- Picnómetro de vidrio
- Balanza analítica. Con resolución en milésimas de gramo.
- Plancha de calentamiento y agitación magnética.
- Equipo de inyección de CO₂.
- Erlenmeyer de 500 ml. Con desprendimiento lateral.
- Corazón de análisis
- Guantes desechables
- Tolueno y metanol

Figura 13. Equipo de saturación

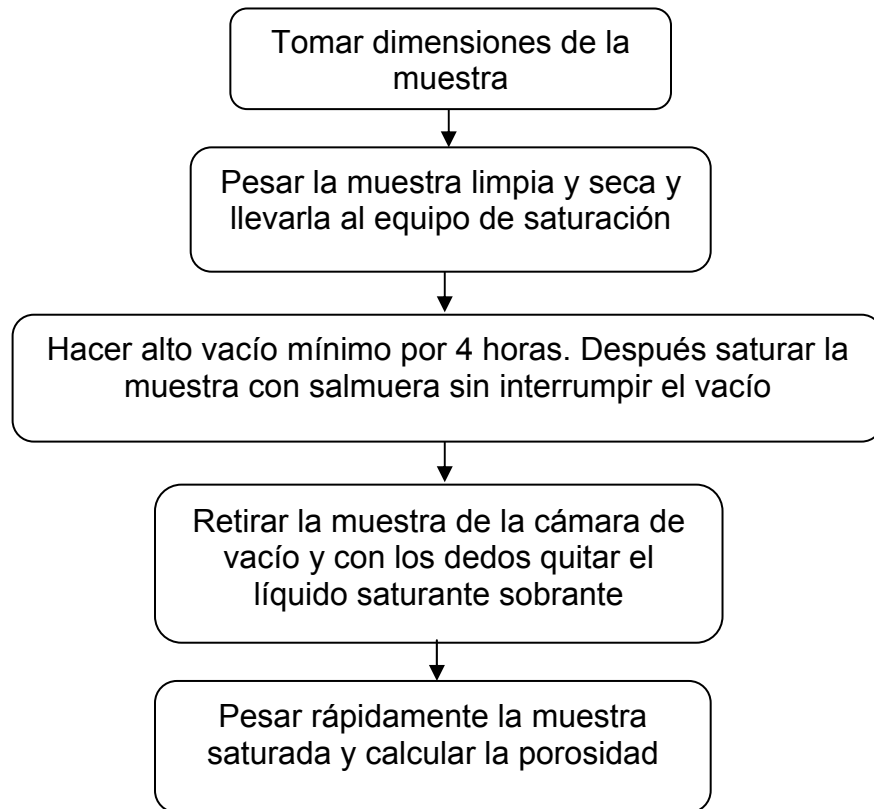


Fuente: Laboratorio de Petrofísicos EIP

PROCEDIMIENTO

La Figura 14 describe el procedimiento del análisis de la porosidad por el método de saturación.

Figura 14. Procedimiento para el análisis de la porosidad por saturación.



1. Utilice guantes desechables para manipular la muestra. Seleccione la muestra de forma regular y registre su peso seca y limpia como W_{md} .
2. Determine las dimensiones de la muestra. Tome 6 datos del diámetro y 6 de la longitud y halle sus promedios por medio del calibrador digital disponible en el laboratorio. Calcule el volumen total de la muestra. Regístrela como V_b .

3. Describa brevemente la litología de la muestra:

Grado de compactación: consolidada, regularmente consolidada o friable

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

Presencia o no de hidrocarburos

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

4. Coloque la muestra en la cámara de vacío y aplique alto vacío por un tiempo no inferior de 8 horas. Para muestras de baja permeabilidad el tiempo debe ser entre 12 y 18 horas.

5. El período de evacuación puede ser seguido de una inyección de CO_2 para retirar el aire absorbido en la roca. Se pueden requerir varios ciclos de evacuación y de inyección de CO_2 para muestras de baja permeabilidad. Se requiere un mayor tiempo de contacto con CO_2 y ciclos de vacío más largos para desplazar el N_2 en rocas más apretadas².

6. Retire el aire del líquido que va a saturar la muestra. Para ello coloque el fluido en un erlenmeyer con desprendimiento lateral y llévelo a una plancha con agitación magnética. Al tiempo que agita, extrae el aire con una bomba de vacío. Traslade el líquido al embudo de decantación derramándolo por las paredes teniendo cuidado de que no vuelva a coger aire.

2. 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.

7. Luego del periodo de evacuación, permita que el líquido que se encuentra en el embudo de decantación, ocupe los espacios porosos de la muestra, para ello abra la válvula del embudo tal que permita el paso del líquido a la cámara de vacío muy lentamente hasta que quede la muestra totalmente sumergida en el líquido y no haya burbujas de aire. Cierre la válvula del embudo sin interrumpir el vacío.
8. Abra un poco la válvula del embudo y permita que la presión atmosférica actúe lentamente, espere unos minutos antes de manipular la muestra.
9. Saque la muestra, elimínele de forma rápida el líquido saturante sobrante se debe rodar la muestra sobre un trapo libre de pelusa o sobre una toalla de papel mojada con el líquido saturante, o limpiarla cuidadosamente con el trapo humedecido o los dedos son técnicas adecuadas para remover el exceso de líquido. Este procedimiento debe hacerse con la precaución de no extraer fluido contenido en los poros de la muestra, por tal razón no es posible hacerlo con material absorbente. Pese la muestra y registre el dato como W_{ms} .
10. Calcule la porosidad de la muestra.

3.1.1. Cálculo De La Porosidad Por El método De Saturación.

1. Cálculo de la porosidad.

$$\Phi = \frac{W_{ms} - W_{md}}{\rho_{ls} * V_b} \quad (19)$$

$$V_b = \pi * r^2 * L \quad (20)$$

Dónde:

Φ : porosidad de la muestra, en %

W_{ms} : masa de la muestra saturada 100%, en gramos

W_{md} : masa de la muestra seca, en gramos

ρ_{ls} : densidad del líquido saturante, en gr/cm^3

V_b : volumen total de la muestra, en cm^3

2. Cálculo de la densidad de la salmuera.

$$\rho_{\text{salm}} = 1.0 + 0.73N \quad (21)$$

Dónde:

ρ_{salm} : densidad de la salmuera, en gr/cm^3

N : ppm de NaCl * 10^{-6}

3. Cálculo de la densidad de un líquido diferente a la salmuera por el método del picnómetro:

- Pesar el picnómetro limpio y seco. Usar guantes. Registrar como W_{pd}
- El picnómetro debe estar rotulado con su volumen a una temperatura dada. Registrar como V_p
- Llenar completamente el picnómetro con el líquido de prueba hasta que rebose por el capilar ubicado en la tapa.
- Limpiar muy bien la parte externa del picnómetro teniendo especial cuidado de no absorber líquido del capilar.
- Pesar el picnómetro con el líquido. Registrar como W_{pf}

$$\rho_L = \frac{W_{pf} - W_{pd}}{V_p} \quad (22)$$

Dónde:

ρ_L : densidad del líquido, en gr/cm^3

3.1.2 Análisis E Interpretación De Resultados. Porosidad Por El Método De Saturación

- Verifique que el dato de porosidad concuerda con la descripción litológica. Por ejemplo: muestras limpias y tamaño de grano grande, tienen una alta porosidad; mientras que muestras sucias y de granos con mala selección, tiene baja porosidad. Muestras muy consolidadas tienen baja porosidad, mientras que muestras poco consolidadas tiene alta porosidad.
- Clasifique la porosidad de acuerdo al siguiente criterio: Alta Porosidad, mayores del 20 %. Porosidad aceptable, entre 15 y 20 %. Porosidad regular, entre 5 y 15 % y Mala porosidad, menores del 5 %
- Compare el dato de porosidad de cada muestra con los obtenidos en otras pruebas y verifique que; Muestras sucias (areno-lodosa), pueden arrojar datos de porosidad superiores por el método de saturación que por el de la ley de Boyle (Porosímetro de helio). Por el contrario, en muestras limpias y muy consolidadas los datos de porosidad por el método de la ley de Boyle son superiores que los del método de saturación, aunque no pueden ser mayores del 5 % en ninguno de los casos.
- Con el dato de porosidad, determine el volumen poroso de la muestra y repórtelo en el formato de resultados.

3.2.PRUEBA DE LA POROSIDAD. MÉTODO DEL POROSÍMETRO DE HELIO (BASADO EN LA LEY DE BOYLE) (API RP-40)

La Figura 15. Permite apreciar el Porosímetro de helio del laboratorio de Análisis petrofísicos de la Escuela de Ingeniería de Petróleos.

EQUIPOS Y ELEMENTOS:

- Desecador de vidrio
- Bomba de vacío
- Calibrador digital
- Porosímetro de helio.
- Cilindro de helio comprimido
- Corazón de análisis
- Guantes desechables

Figura 15.Porosímetro de helio

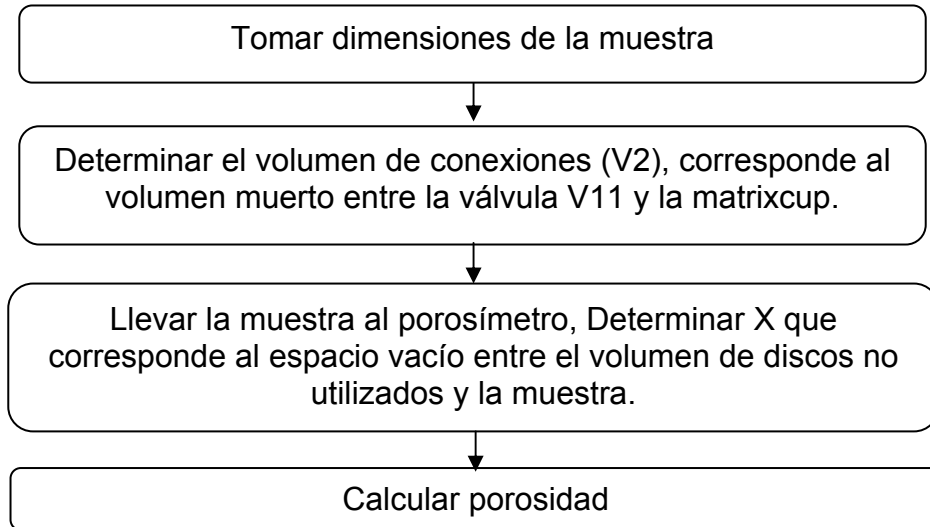


Fuente: Laboratorio de Petrofísicos EIP

PROCEDIMIENTO

La Figura 16 describe el procedimiento del análisis de la porosidad por el método basado en la ley de Boyle. Porosímetro Core-pet.

Figura 16. Procedimiento del análisis de porosidad por el porosímetro de helio



1. Chequeo de fugas. Aplique vacío a todo el sistema incluyendo la celda de referencia y la cámara de muestra. Cierre la válvula de vacío y monitoree la presión en el transductor. Si no observa cambios en la lectura de presión durante dos minutos, se asume que el sistema no tiene fugas.
2. Determinación del volumen de conexiones V_2 . Corresponde al sistema donde se alojará la muestra.
 - Coloque todos los discos calibrados dentro de la cámara.
 - Abra las válvulas de la celda de referencia V_7 y la cámara de las muestras V_{11} .

- Aplique vacío a todo el sistema con V4 en la posición vacuum. Cierre la V4. Una vez estabilizada la lectura en el transductor registre la presión como P_v .
- Cierre la válvula de la cámara de muestra (v11)
- Utilice el regulador y permita el suministro de 100 psia de Helio.
- Permita la entrada de Helio al porosímetro; para ello V4 debe estar en la posición Helium y V7 en la posición ON. Observe que la temperatura aumenta aproximadamente 2 °C, por lo tanto se debe esperar a que descienda y una vez estabilizada la lectura de la presión en el transductor, registre la presión como P_i .
- Cierre la válvula V4.
- Abra la válvula de la cámara de muestra (V11) y permita que el helio se expanda. Una vez estabilizada la presión, regístrela como P_f .
- Libere la presión del sistema por la válvula de desfogue.
- Determine el volumen de conexiones y de las celdas de muestras, registre ese valor como V2.

3. Determinación del volumen de granos

- Use guantes desechables para manipular la muestra. Determine sus dimensiones; diámetro y longitud, con el calibrador digital disponible en el laboratorio. Registre los datos en el formato. Calcule y registre el volumen total de la muestra, V_b
- Coloque en la cámara de muestras, el plug al cual se le va a determinar la porosidad. Retire de la cámara porta-muestras los discos que más se ajusten

a la longitud de la muestra y registre el número de los discos como DNU (Discos no utilizados)

- Ajuste la matrixcup con el tornillo ubicado en la parte superior.
- Con la válvula V4 en la posición vacuum, aplique vacío a todo el sistema, deben estar abiertas las demás válvulas. Después de 4 minutos, cierre la válvula V4 y espere a que se estabilice la lectura de presión en el transductor. Registre el dato como P_v .
- Cierre la válvula de la cámara de muestras V11.
- Mueva la válvula V4 a la posición Helium. Observe el aumento que ha sufrido la temperatura, espere a que regrese al valor de inicio de la prueba. Coloque la V4 en la posición OFF y una vez estabilizada la presión de Helio, registre el dato como P_i .
- Abra la válvula de la cámara de muestra V11 y espere a que la presión se estabilice. Regístrela como P_f .
- Libere la presión del sistema por la válvula de desfogue. Saque la muestra y calcule el volumen de granos de acuerdo a las siguientes ecuaciones:

$$V_g = V_{DNU} - X \quad (23)$$

Determinación de la porosidad.

3.2.1. Cálculo De La Porosidad. Método Del Porosímetro De Helio.

1. Cálculo del volumen de conexiones:

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

$$V_2 = \frac{(P_i - P_f) * (V_1 + V_3)}{P_f - P_v} \quad (24)$$

Dónde:

V_2 : volumen de conexiones, en cm^3

V_1 : 40.66 cm^3

V_3 : 7.70 cm^3

P_i : presión inicial, en psi

P_f : presión final, en psi

P_v : presión de vacío, en psi

2. Cálculo del volumen de granos:

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

Entonces X se calcula como sigue:

$$X = \frac{(P_i - P_f) * (V_1 + V_3) + V_2 * (P_v - P_f)}{P_f - P_v} \quad (25)$$

X: volumen de espacios vacíos, en cm^3 ; Las demás variables son ya conocidas.

Para calcular el volumen de granos V_g , se procede así:

$$V_g = V_{\text{DNU}} - X \quad (26)$$

Dónde:

V_g : Es el volumen de granos

V_{DNU} : El volumen de discos no utilizados. En la Tabla 3, se observan los volúmenes de los dichos.

Tabla3. Volumen de los discos del porosímetro de helio.

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

3. Cálculo de la porosidad:

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

$$\emptyset = \left[1 - \frac{V_g}{V_b} \right] * 100 \quad (27)$$

$$V_b = \pi * r^2 * L \quad (28)$$

Dónde:

Φ :Es la porosidad expresada en porcentaje

V_g : Es el volumen de granos

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

3.2.2 Análisis E Interpretación De Resultados. Porosidad Por El Método Del Porosímetro De Helio

Análisis de resultados.

- Verifique que el dato de porosidad concuerda con la descripción litológica. Por ejemplo: muestras limpias y de tamaño de grano grande, tienen una alta porosidad; mientras que muestras sucias y de granos con una mala selección, tienen baja porosidad.

- Clasifique la porosidad de acuerdo al siguiente criterio: Alta Porosidad, mayores del 20 %. Buena porosidad, entre 15 y 20 %. Regular porosidad, entre 5 y 15 %. Mala porosidad, menores del 5 %

- Con el dato de porosidad, determine el volumen poroso de la muestra y regístrelo. Éste dato es importante en otras pruebas tales como; presión capilar, mojabilidad y desplazamiento de fluidos.

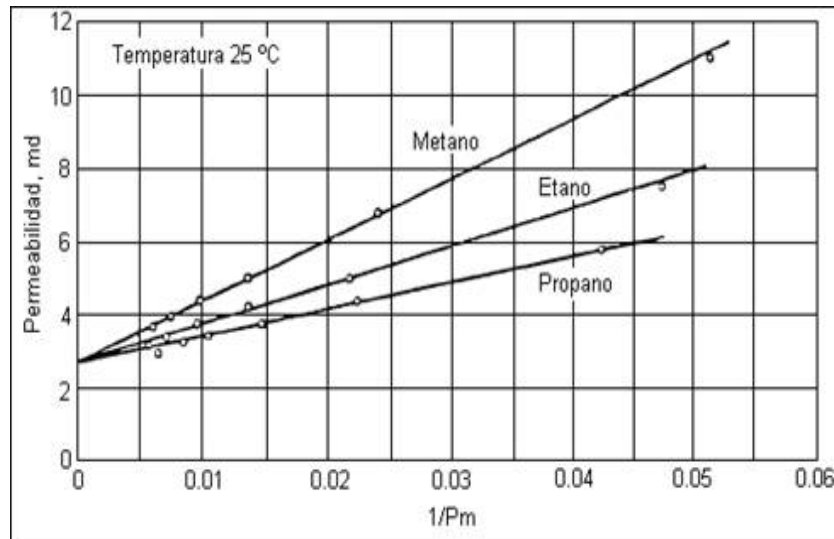
- Compare el dato de porosidad de cada muestra con los obtenidos en otras pruebas y analice lo siguiente: Muestras sucias (areno-lodosas), pueden arrojar datos de porosidad mayores por el método de saturación que por el de la ley de Boyle. Por el contrario, en muestras limpias y muy consolidadas los datos de porosidad por el método de la ley de Boyle son superiores que los del método de saturación, aunque las diferencias no pueden ser superiores al 5 % en ninguno de los casos.

4. METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS DE LA PRUEBA DE PERMEABILIDAD ABSOLUTA AL LÍQUIDO Y AL GAS.

PERMEABILIDAD

La permeabilidad de una muestra de formación es la medida de su capacidad para permitir el tránsito de fluidos. La permeabilidad consiste en la medición de la tasa de flujo de un fluido de viscosidad conocida a través de una muestra bajo un diferencial de presión. El aire es el fluido utilizado normalmente debido a su conveniencia, disponibilidad, y la relativa inercia hacia el material del núcleo. Las mediciones de permeabilidad con aire y con otros gases, se corrigen a un "equivalente" de la permeabilidad de los líquidos mediante el uso de la conocida corrección Klinkenberg (ver Figura 17).

Figura 17. Corrección Klinkenberg con diferentes gases



Fuente: Artículo, propiedades de rocas de yacimiento, ICP

En muestras de núcleo full diámetro la permeabilidad se mide regularmente en dos direcciones horizontales tal que una medición se hace en la dirección de los

planos de fractura importante y se reporta como k . Este valor indica la eficacia de las fracturas como el flujo de canales. La muestra se gira 90 y la medición se hace en una dirección del flujo perpendicular a la dirección de la primera medición, estos segundos valores son normalmente reportados como K_{90} y este dato representa normalmente la permeabilidad de la matriz. Todos los valores son corregidos a valores equivalentes de permeabilidad al líquido.

La permeabilidad se determina en ambas direcciones, horizontal y vertical. Los ingenieros pueden utilizar los datos de permeabilidad horizontal para definir la capacidad de flujo, la distribución y el perfil de permeabilidad. La permeabilidad vertical se utiliza para definir la probabilidad de extraer núcleos y el potencial de drenaje por gravedad.

Existe una relación entre permeabilidad y mecanismos de desplazamiento que indica que en rocas de baja permeabilidad, dominan las fuerzas capilares, en rocas de permeabilidad media, dominan las fuerzas viscosas, y en rocas con altas permeabilidades, dominan las fuerzas gravitatorias.

TIPOS DE PERMEABILIDADES

Permeabilidad Absoluta (K_a): Se define como la facilidad que tiene un medio poroso para permitir el flujo de fluidos a través del sistema poroso interconectado y/o sistema de fracturas, si el medio esta 100% saturado con el fluido que fluye.

Permeabilidad Efectiva (K_e): Es la permeabilidad de la roca para un fluido cuando la roca es solo llenada en parte por ese fluido. La permeabilidad efectiva depende de la saturación del fluido y de la permeabilidad absoluta de la roca. Debido a la presencia de dos o más fluidos inmiscibles en un sistema, esto causa que un fluido interfiera en el flujo del otro. La permeabilidad efectiva es siempre menor que la permeabilidad absoluta.

Permeabilidad Relativa (k_r): La permeabilidad relativa está definida como la relación de la permeabilidad efectiva de un fluido a un valor dado de saturación con la permeabilidad efectiva de ese mismo fluido saturada al 100%.

La permeabilidad relativa es una medida directa de la capacidad de un sistema poroso para conducir un fluido en presencia de uno o varios fluidos, la cual depende de varios elementos relacionados con dicho fenómeno tales como:

- Las características de los fluidos, tendencia a ser incompresibles, densidades, viscosidades y tensiones interfaciales.
- La saturación de los fluidos.
- La aceleración de la gravedad
- Las características del medio poroso (tamaño característico de los poros, garganta de poros y morfología)
- El caudal total de flujo por unidad de área.

Los valores de permeabilidad existen solo si la roca presenta porosidad efectiva.

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

EQUIPOS Y ELEMENTOS:

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

La Figura 18, muestra el permeámetro al gas Ruska disponible en el laboratorio de Petrofísicos.

Figura 18. Permeámetro al gas Ruska

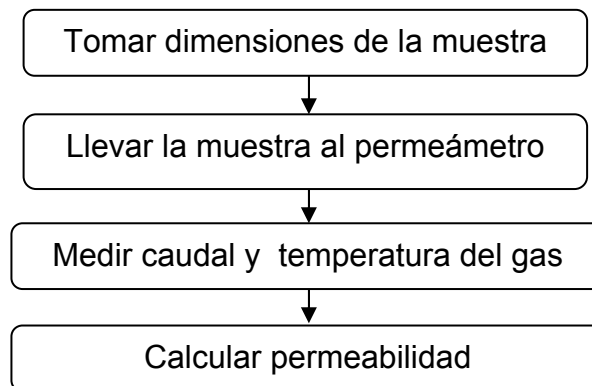


Fuente: Laboratorio de Petrofísicos EIP

PROCEDIMIENTO

La Figura 19 describe el procedimiento para la determinación de la permeabilidad por el permeámetro de gases Ruka.

Figura 19. Procedimiento para el análisis de la permeabilidad al gas.



1. Con la muestra debidamente limpia, seca y preservada en un desecador de vidrio, determine sus dimensiones utilizando el calibrador digital disponible en el laboratorio. Manipule las muestras usando guantes desechables para que la grasa de las manos no altere la masa y los poros de la muestra.
2. Describa brevemente la litología de la muestra:
 - Grado de compactación: consolidada, regularmente consolidada o friable
 - Tamaño de los granos: grandes (>0.5 mm), medianos (entre 0.25 y 0.5 mm) y pequeños (<0.25 mm)
 - Presencia o no de hidrocarburos
 - Características de la matriz (material de menor tamaño y que está presente entre los espacios porosos): Arenosa, Lodosa, Areno-lodosa, Areno-gravosa, Gravo-areno-lodosa (caso muy especial y se observa solo en materiales de tamaño muy grueso).
3. Inserte la muestra en el receptor de caucho y verifique que quede debidamente confinada.
4. Lleve el conjunto muestra–receptor de caucho, al coreholder y ajuste todo al equipo.
5. Lleve la válvula selectora de los rotámetros a la posición “LARGE”. Ajuste al sistema una presión de 0.25 atmósferas y verifique que la lectura de flujo esté entre 2 y 14 cm.
6. Con la lectura del rotámetro en cm, remítase a la gráfica de calibración y traduzca esa lectura a $\text{cm}^3/\text{segundo}$.

7. Si la lectura en el rotámetro es inferior a 2 cm, lleve la válvula a la posición “MEDIUM” y eleve la presión a 0.5 atmósferas. Si de nuevo la lectura en el rotámetro respectivo es aún menor de 2 cm, lleve la válvula selectora a la posición “SMALL” y eleve la presión a 1.0 atmósferas. La lectura en el rotámetro representa un caudal en cm³/segundo en la gráfica de calibración.
8. Registre la temperatura del gas (aire o Nitrógeno), en el termómetro del equipo. Con esa lectura determine la viscosidad del gas en centipoises (cP), por medio de la gráfica de temperatura Vs viscosidad disponible en el catálogo del permeámetro.
9. Calcule la permeabilidad al gas de la muestra usando la ecuación de Darcy. Registre el dato en miliDarcys.

4.1.1. Cálculo De La Permeabilidad Al Gas. Permeámetro Ruska.

Cálculo de la permeabilidad (K), en miliDarcys.

$$K_g = \left(\frac{Q \cdot \mu_g \cdot L}{A \cdot \Delta p} \right) * 1000 \quad (\text{miliDarcys}) \quad (29)$$

Dónde:

K_g : permeabilidad de la muestra, en milidarcys

Q : caudal del gas a través de la muestra, en cm³/segundo. (Figura 11)

μ_g : viscosidad del gas, en cp. (Figura 12)

L : longitud de la muestra, en cm.

A : área transversal de la muestra, en cm².

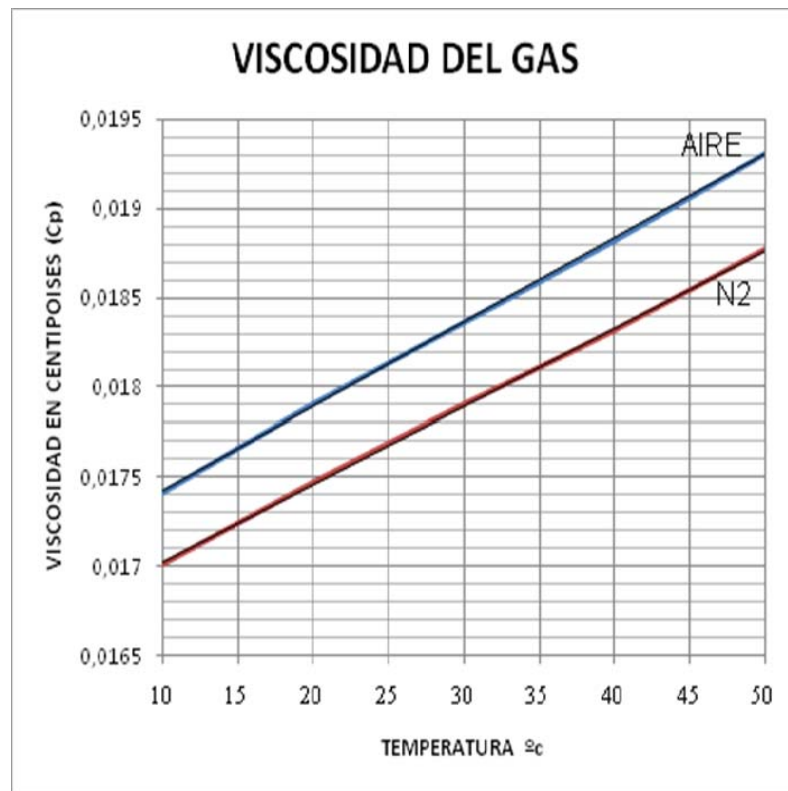
Δp : delta de presión, en atmósferas.

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

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

La Figura 20, muestra la forma de determinar la viscosidad del gas, aire o Nitrógeno, en función de la temperatura en °C.

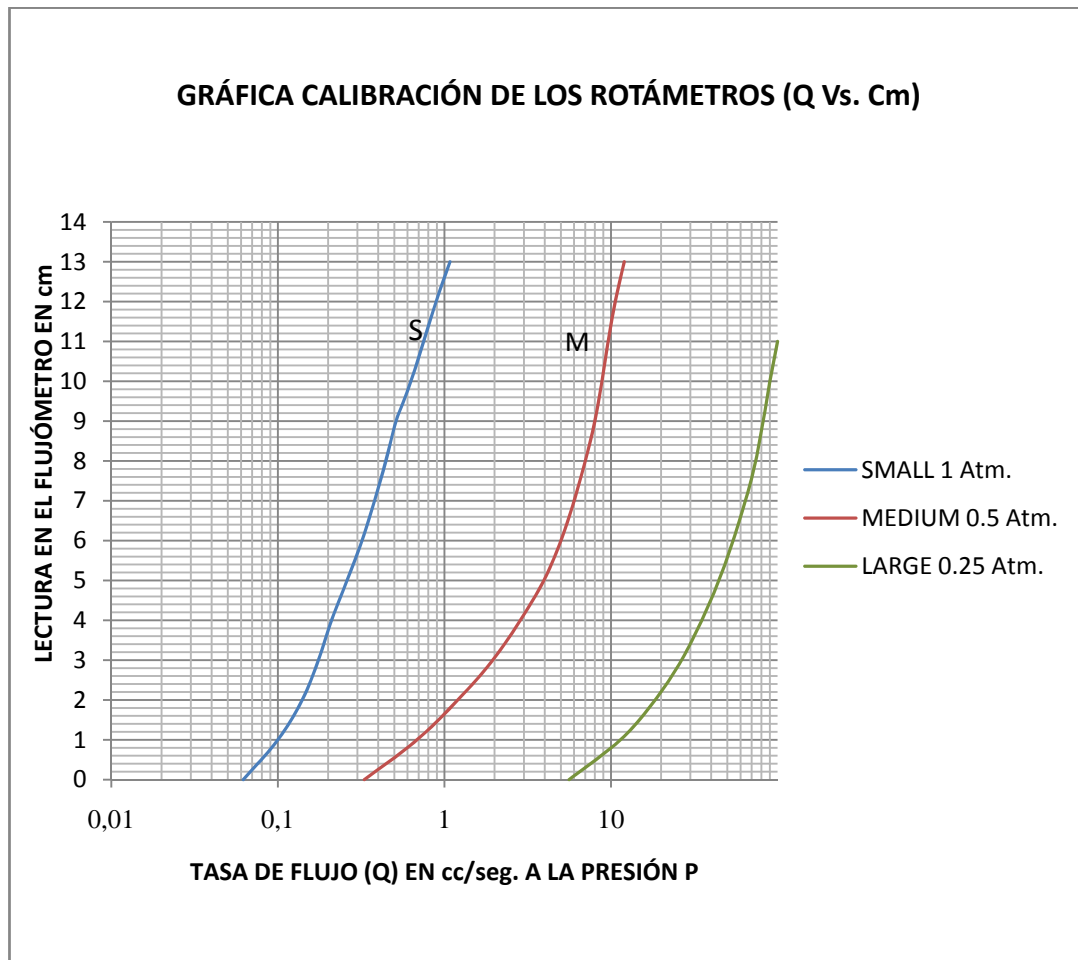
Figura 20. Viscosidad del Aire y del Nitrógeno en función de la temperatura



Fuente: catálogo del permeámetro Ruska.

La Figura 21, muestra la calibración de los rotámetros del permeámetro Ruska. Cada rotámetro trabaja a una presión diferente.

Figura21. Carta de calibración de los rotámetros del permeámetro al gas Ruska.



Fuente: catálogo del permeámetro Ruska.

4.1.2 Análisis E Interpretación De Resultados. Permeabilidad Al Gas (Permeámetro Ruska).

Análisis de resultados.

- Compare la permeabilidad calculada con la descripción litológica de la muestra. Por ejemplo; Una muestra friable debe mostrar una alta permeabilidad y viceversa; una muestra consolidada mostrará una baja permeabilidad.
- Si la muestra es muy consolidada y registra una permeabilidad alta, es posible que hayan sucedido dos cosas: que la muestra se haya fracturado, o que haya canalización de fluidos por mal confinamiento de la muestra. Repita la prueba verificando que la muestra quede bien confinada, si sigue presentando alta permeabilidad, compare el dato de permeabilidad con una muestra del mismo segmento de corazón; Si la diferencia es apreciable, la muestra está fracturada. Reporte el incidente y rotule la muestra como “muestra fracturada”.
- Si la muestra es friable y registra una permeabilidad baja, probablemente ha sufrido arrastre de finos por tasas de fluidos superiores a la tasa crítica. Compare la permeabilidad con la de otra muestra similar y del mismo segmento de corazón. Reporte el incidente y rotule la muestra como “muestra canalizada”.
- Clasifique la permeabilidad obtenida como:
 - Alta permeabilidad $K > 250$ milidarcys,
 - Aceptable para $100 < K \text{ (md)} < 250$
 - Regular para $50 < K \text{ (md)} < 100$.
 - Mala para $1 < K \text{ (md)} < 50$.
 - Muy mala si $K < 1$ md.

4.2 PRUEBA DE LA PERMEABILIDAD ABSOLUTA AL LÍQUIDO (PERMEÁMETRO RUSKA)

EQUIPOS Y ELEMENTOS:

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

Figura 22. Permeámetro al líquido Ruska



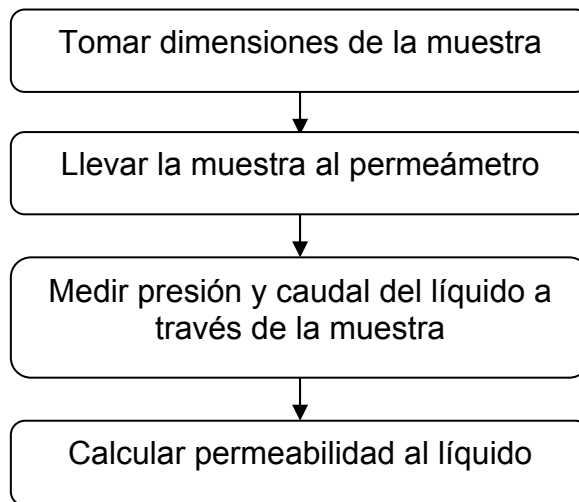
Fuente: catálogo del permeámetro Ruska.

La Figura 22 muestra el permeámetro al líquido Ruska del laboratorio de Petrofísicos de la Escuela de Petróleos

PROCEDIMIENTO

La Figura 23 describe el procedimiento del análisis de la permeabilidad al líquido por el permeámetro Ruska.

Figura 23. Procedimiento para el análisis de la permeabilidad al líquido.



Fuente: Los autores

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

Grado de compactación: consolidada, regularmente consolidada o friable

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

Presencia o no de hidrocarburos

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

3. Lleve la muestra a la cámara de vacío disponible en el laboratorio.
4. Coloque el líquido de prueba (salmuera, queroseno, diesel o aceite minera), en un erlenmeyer con desprendimiento lateral, llévelo a una plancha con agitación magnética y elimine del líquido saturante todo el aire usando una bomba de vacío.
5. Coloque el líquido desaireado en el embudo saturador de la cámara de vacío y lleve las muestras al interior del recipiente para empezar el proceso de saturación.
6. Haga vacío por mínimo 8 horas. Si la muestra es muy consolidada, haga vacío por un tiempo entre 12 y 18 horas.
7. El período de evacuación puede ser seguido de una inyección de CO_2 para retirar el aire absorbido en la roca. Se pueden requerir varios ciclos de evacuación y de inyección de CO_2 para muestras de baja permeabilidad. Se requiere un mayor tiempo de contacto con CO_2 y ciclos de vacío más largos para desplazar el N_2 en rocas más apretadas.
8. Permita el ingreso del líquido saturante lentamente al interior de la cámara y verifique que la saturación de la muestra se está llevando a cabo adecuadamente. La saturación termina cuando la muestra quede completamente sumergida en el líquido saturante y no muestre burbujas de aire.

9. Abra lentamente la válvula y permita que la presión atmosférica actúe sobre la muestra.
10. Manipule la muestra con guantes desechables y llévela al receptor de caucho, luego al coreholder metálico y después ajústelo al permeámetro.
11. Permita el llenado de la probeta volumétrica del permeámetro.
12. Ajuste la presión de acuerdo al tipo de muestra analizada en el paso 2. Esto es; en muestras friables utilice bajas presiones y en muestras consolidadas la rata de líquido no debe superar la tasa crítica. Si no se conoce la tasa crítica para el tipo de muestra; permita que el caudal sea de aproximadamente 0.1 cm³/minuto.
13. registre el tiempo que gasta el volumen de líquido en atravesar la muestra, en segundos.
14. Calcule la permeabilidad al líquido de acuerdo a la ecuación de Darcy.

4.2.1. Cálculo De La Permeabilidad Al Líquido (Permeámetro Ruska)

Cálculo de la permeabilidad al líquido (K_L), en miliDarcys.

$$K_L = \left(\frac{V_L * \mu_L * L}{t * A * \Delta p} \right) * 1000 \quad (\text{miliDarcys}) \quad (30)$$

Dónde:

K_L : permeabilidad al líquido de la muestra, en milidarcys

V_L : volumen de líquido según la capacidad de la probeta, en cm³.

μ_L : viscosidad del líquido, en cP.

L : longitud de la muestra, en cm.

t : tiempo de flujo, en segundos

A : área transversal de la muestra, en cm^2 .

Δp : delta de presión, en atmósferas.

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

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

4.2.2. Análisis E Interpretación De Resultados. Permeámetro Al Líquido Ruska.

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

- La medida de la permeabilidad al líquido debe ser muy inferior a la permeabilidad al gas; si es superior; el caudal de líquido no es el real. Verifique que esté bien confinada la muestra.

- Si la muestra es muy consolidada y registra una permeabilidad alta, es posible que la muestra se haya fracturado. Compare el dato de permeabilidad con una muestra similar y del mismo segmento de corazón. Si hay incertidumbre, observe la litología de la muestra y tome una decisión al respecto de acuerdo a los

conocimientos adquiridos. Reporte el incidente y si hay fractura, rotule la muestra como “muestra fracturada”.

- Si la muestra es friable y registra una permeabilidad baja, probablemente la muestra ha sufrido arrastre de finos por tasas de fluidos superiores a la tasa crítica. Compare la permeabilidad con la de otra muestra del mismo segmento de corazón. Reporte el incidente y rotule la muestra como “muestra canalizada”.

- Clasifique la permeabilidad obtenida como:

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

5. METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS DE LA PRUEBA DE PRESIÓN CAPILAR POR EL MÉTODO DEL PLATO POROSO

PRESIÓN CAPILAR

Presión capilar es la diferencia de presión que existe a través de la Interfase que separa dos fluidos inmiscibles. El efecto capilar es la elevación de un fluido dentro de un tubo capilar cuando uno de sus extremos se introduce en dicho fluido. Es la interface que se debe a la resultante entre las fuerzas de adhesión de los fluidos con las paredes de los poros (tensión de adhesión) y la tensión interfacial entre los fluidos.

- DRENAJE: Proceso donde la fase no mojante va aumentando su saturación en el sistema con el tiempo. Este es un proceso forzado.
- IMBIBICIÓN: Es el proceso inverso al drenaje y en este, la fase mojante incrementa su saturación en el sistema con el tiempo. Este es un proceso espontáneo.

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

$$P_C = \frac{2\sigma_{w,o}\cos\theta_c}{r} \quad (31)$$

Dónde:

P_c : presión capilar, en psi

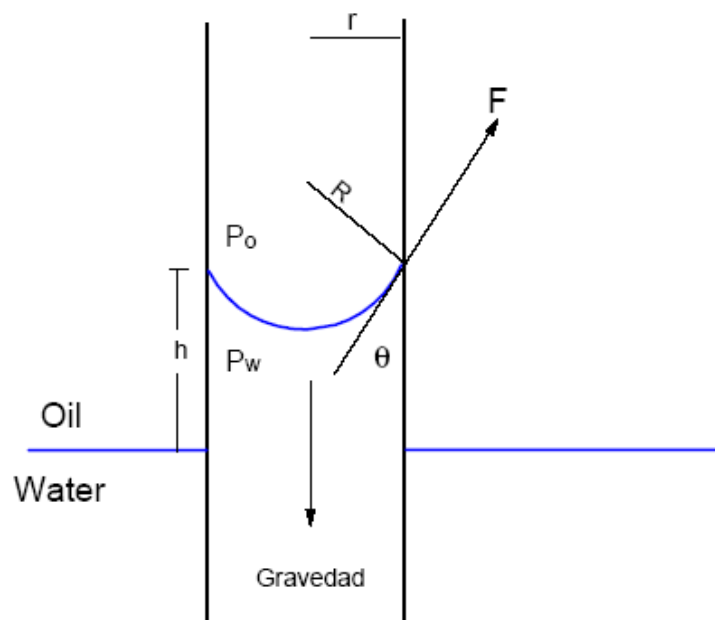
$\sigma_{o,w}$: tensión interfacial entre el aceite y el agua, en dinas/cm

θ_c : ángulo de contacto entre el aceite y el agua.

r : radio de la garganta de poros, en cm

La Figura 24 muestra el ángulo de contacto existente en un tubo capilar entre el agua y el aceite.

Figura 24. Ángulo de contacto agua-aceite



Fuente: Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Fredy H. Escobar Bueno.

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

Hay varios métodos para determinar la presión capilar y se aplica cada cual dependiendo de los requerimientos. Los métodos más utilizados son: inyección de

mercurio, que es muy útil en la determinación del tamaño de poros; el método de la centrifuga, que sirve para determinar la saturación inicial de fluidos y el Sor; la imbibición espontánea, para conocer la imbibición espontánea de la roca; y el método del plato poroso que es utilizado para determinar esencialmente, la saturación de agua irreducible y la calidad de la permeabilidad de la muestra.

La presión capilar por el método del plato poroso tiene las siguientes ventajas:

- Es posible analizar varias muestras al tiempo.
- Es aplicable a muestras heterogéneas.
- Permite determinar la saturación de agua crítica.
- Por medio del trazado de la curva de saturación de agua versus presión capilar, se puede determinar la composición de la roca.

5.1. PRUEBA DE LA PRESIÓN CAPILAR. MÉTODO DEL PLATO POROSO

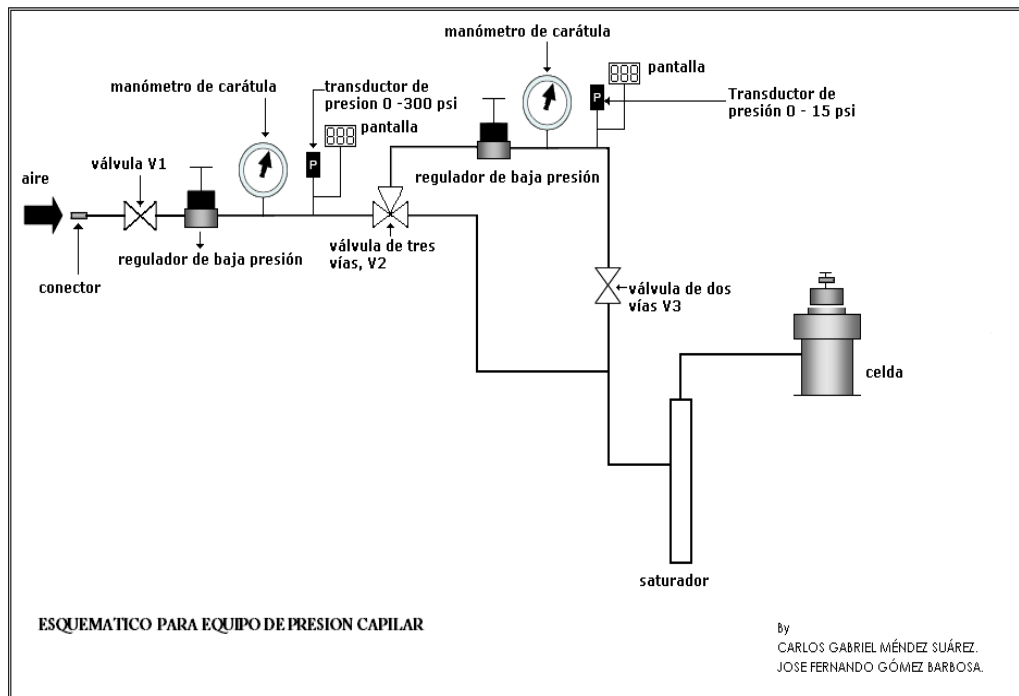
La Figura 25 muestra el aparato de presión capilar por plato poroso del Laboratorio de Petrofísicos de la Escuela de Ingeniería de Petróleos.

Figura 25. Equipo de presión capilar (plato poroso)



Fuente: Laboratorio de Petrofísicos - EIP

Figura 26. Esquema del equipo de presión capilar.



Fuente: catálogo del equipo.

EQUIPOS Y ELEMENTOS:

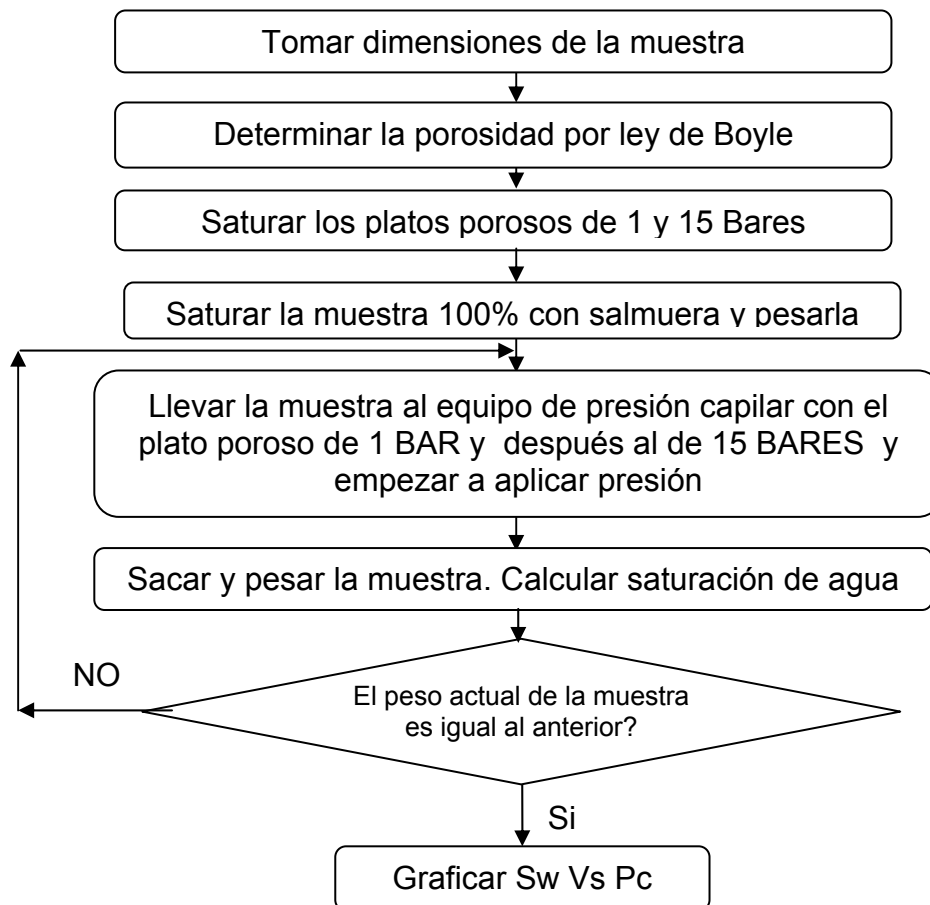
- Desecador de vidrio
- Cámara de vacío.
- Bomba de vacío
- Calibrador digital
- Picnómetro de vidrio
- Balanza analítica. Con resolución en milésimas de gramo.
- Plancha de calentamiento y agitación magnética.
- Equipo de inyección de CO₂.
- Erlenmeyer de 500 ml. Con desprendimiento lateral.
- Equipo de presión capilar plato poroso
- Platos porosos de 1 y 15 bares

- Horno convencional y horno de humedad controlada
- Corazón de análisis
- Guantes desechables
- Tierra diatomácea
- Papel Kleenex
- Probeta aforada de 25 mililitros

PROCEDIMIENTO

La Figura 27 describe el procedimiento para el análisis de la presión capilar por el método del plato poroso.

Figura 27. Procedimiento del análisis de la presión capilar.



SATURACIÓN DE LA MUESTRA

1. Utilice guantes desechables para manipular la muestra. Seleccione la muestra de forma regular y registre su peso seca y limpia como W_{md} .
2. Determine las dimensiones de la muestra. Tome 6 datos del diámetro y 6 de la longitud y halle sus promedios por medio del calíper digital disponible en el laboratorio.
3. Describa brevemente la litología de la muestra:
 - Grado de compactación: consolidada, regularmente consolidada o friable
 - Tamaño de los granos: grandes (>0.5 mm), medianos (entre 0.25 y 0.5 mm) y pequeños (<0.25 mm)
 - Presencia o no de hidrocarburos
 - Características de la matriz (material de menor tamaño y que está presente entre los espacios porosos) : Arenosa, Lodosa, Areno-lodosa, Areno-gravosa, Gravo-areno-lodosa (caso muy especial y se observa solo cuando hay presencia de materiales de tamaño muy grueso)
4. Coloque la muestra en la cámara de vacío y aplique alto vacío por un tiempo no inferior de 8 horas. Para muestras de baja permeabilidad el tiempo debe ser entre 12 y 18 horas.
5. El período de evacuación puede ser seguido de una inyección de CO_2 para retirar el aire absorbido en la roca. Se pueden requerir varios ciclos de evacuación y de inyección de CO_2 para muestras de baja permeabilidad. Se requiere un mayor tiempo de contacto con CO_2 y ciclos de vacío más largos para desplazar el N_2 en rocas más apretadas¹.

6. Elimine el aire del líquido que va a saturar la muestra. Para ello coloque el fluido en un erlenmeyer con desprendimiento lateral y llévelo a una plancha con agitación magnética. Al tiempo que agita, extrae el aire con una bomba de vacío. Traslade el líquido al embudo de decantación derramándolo por las paredes teniendo cuidado de que no vuelva a tomar aire.
7. Luego del periodo de evacuación, permita que el líquido que se encuentra en el embudo de decantación, ocupe los espacios porosos de la muestra, para ello abra la válvula del embudo tal que permita el paso del líquido a la cámara de vacío muy lentamente hasta que quede la muestra totalmente sumergida en el líquido y no haya burbujas de aire. Cierre la válvula del embudo sin interrumpir el vacío.
8. Abra un poco la válvula del embudo y permita que la presión atmosférica actúe lentamente, espere unos minutos antes de manipular la muestra.
9. Saque la muestra, elimínele de forma rápida el líquido saturante sobrante se debe rodar la muestra sobre un trapo libre de pelusa o sobre una toalla de papel mojada con el líquido saturante, o limpiarla cuidadosamente con el trapo humedecido o los dedos son técnicas adecuadas para remover el exceso de líquido. Este procedimiento debe hacerse con la precaución de no extraer fluido contenido en los poros de la muestra, por tal razón no es posible hacerlo con material absorbente. Pese la muestra y registre el dato como W_{ms} .
10. Determine el volumen poroso de la muestra mediante la diferencia de la muestra saturada y la muestra limpia y seca y dividiendo el resultado en la densidad del líquido saturante. Con la porosidad de la muestra determinada en el porosímetro de helio, determinar el volumen poroso y verificar que la muestra ha quedado saturada por lo menos en un 95%.

SATURACIÓN DEL PLATO POROSO

- a. Prepare salmuera sintética de las mismas características del agua de formación o utilice agua de formación filtrada, desairear y llevar a la celda cubriendo completamente el plato poroso. Aplicar una presión de 10 psi cuando se utiliza el plato poroso de hasta 1bar o de 20 psi en el caso del plato poroso de hasta 15 bares. Desplazar la salmuera y después dejar el plato sumergido en ella.

USO DEL PLATO POROSO DE BAJA PRESIÓN (1 BAR)

- a. Sature 100% la muestra con salmuera sintética o agua de formación utilizando cualquiera de las técnicas existentes; desplazamiento miscible ó saturación al vacío.
- b. Pese las muestras 100% saturadas, compare el resultado con el volumen poroso obtenido en el porosímetro de helio. Ellas deben quedar saturadas como mínimo en un 95%.
- c. Coloque el plato de 1 bar en la celda. Asegúrese de que el plato esté saturado.
- d. Coloque en su superficie las muestras de roca. Procure hacer paquetes de muestras con permeabilidades semejantes. Para asegurar un buen contacto con el plato, utilice una capa muy fina de tierra diatomácea en la superficie de un papel Kleenex y adhiéralos a la muestra. Esto asegura un excelente contacto con el plato poroso.
- e. Cierre la celda herméticamente. Verifique que haya suficiente agua en el saturador.

- f. Abra la fuente de aire y permita el paso al regulador de alta mediante la válvula V1.
- g. Opere el regulador de alta presión para que permita el paso de 20 psi a través de la válvula V2, al regulador de baja presión. La otra válvula debe estar cerrada. Asegúrese de que el regulador de baja presión no permita el paso aguas abajo.
- h. Manipule el regulador de baja presión y permita el paso de aire a la presión capilar fijada. Se recomienda al menos valores de 1, 2, 5 y 10 psi.
- i. Abra la válvula V3. para permitir el paso del aire del regulador de baja presión al saturador y luego a la celda.
- j. Coloque un recipiente graduado al otro extremo de la celda con aceite como interfase de sello.
- k. Dos veces al día haga las lecturas del nivel de agua desplazado. Si se observa paso de fluido no mojante (aire), suspenda la prueba y sature el plato. Cuando por dos días se obtenga la misma lectura, desmonte las muestras y péselas. Registre los pesos obtenidos en cada incremento de presión al igual que el agua desplazada de las muestras. Pase al siguiente punto de presión y repita el procedimiento.

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

- a. Coloque el plato de 15 bares en la celda. Asegúrese de que el plato este Saturado. Coloque en su superficie muestras de roca, de la misma forma como se explicó en el punto anterior. Procure hacer paquetes de muestras con permeabilidades semejantes. Cierre la celda herméticamente. Verifique que haya suficiente agua en el saturador.

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

5.1.1 Cálculo De La Saturación A Cada Presión Capilar Por El Método Del Plato Poroso.

1. Construcción de la gráfica de presión capilar Vs saturación de la muestra.

Calculo de la saturación de la muestra:En cada incremento de presión de aire al sistema, se debe calcular la saturación de la muestra con la siguiente ecuación:

$$S_w = 1 - \left[\frac{W_{msi} - W_{ms*}}{\rho_w * V_p} \right] \quad (32)$$

Dónde:

S_w : saturación de agua, en fracción

W_{msi} : masa de la muestra saturada 100%, en gramos

W_{ms*} : masa de la muestra saturada actualmente, en gramos

ρ_w : densidad de la salmuera, en gr/cc

V_p : volumen poroso de la muestra, en cm^3

Las lecturas de masas se realizan en una balanza analítica con una resolución de milésimas de gramo y en un cuarto donde no haya corrientes de aire y a una temperatura no superior a 20 °C.

Cálculo de la densidad de la salmuera:

La densidad de la salmuera se puede determinar por el método del picnómetro o calculada por medio de la siguiente ecuación:

$$\rho_w = 1.0 + 0.73N$$

$$\text{Donde } N = \text{ppm de NaCl} \times 10^{-6} \quad (33)$$

La densidad en gr/cm^3

Otro método, es el cálculo de la densidad por picnómetro (remitirse al procedimiento descrito en la prueba de porosidad por el método de saturación).

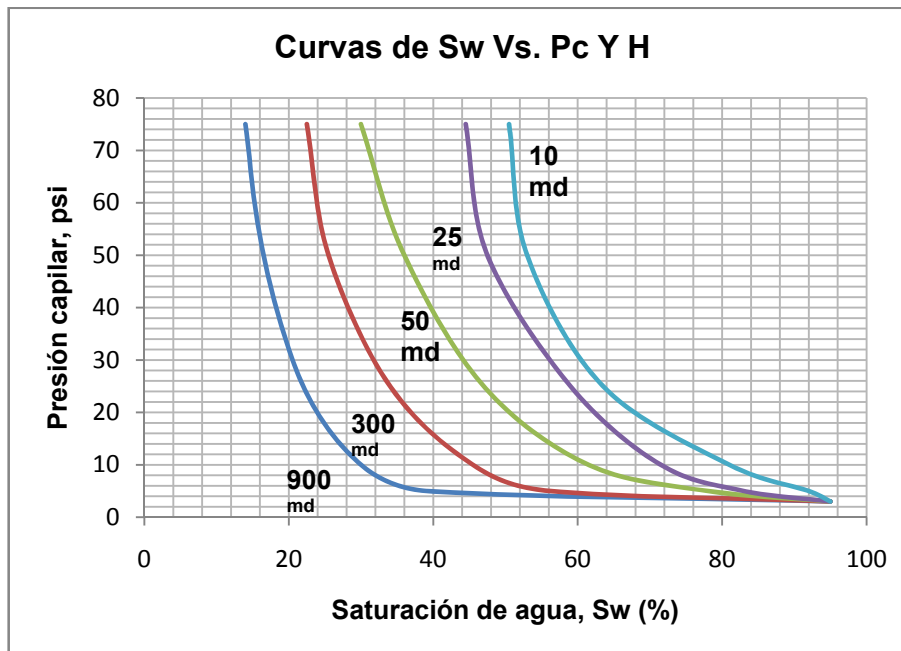
Ejemplo: La Figura 28 muestra la construcción de la gráfica de P_c Vs. S_w . Los cálculos se realizaron con base en los datos obtenidos en el laboratorio y consignados en la Tabla 2.

Tabla 4. Datos de presión capilar y saturación de agua a muestras de diferentes permeabilidades y de un mismo pozo.

Pc (PSI)	SATURACIÓN DE AGUA, Sw (%)				
	k=950 md	K=300 md	K=50 md	K=25 md	K=10 md
75	14	22,5	30	44,5	50,5
50	16,5	25,5	36	47,5	53
25	22	34	47	59	63,5
10	30	45,5	61,5	71,5	81
5	39	56	78	83	92
3	95	95	95	95	95

Fuente: Escobar B. Fredy H. fundamentos en ingeniería de yacimientos

Figura 28. Gráfica de saturación de agua en función de la presión capilar a muestras de un mismo yacimiento.



Fuente: Los autores

- b. Construcción de la gráfica de, altura sobre el nivel de agua libre, H versus saturación de la muestra.

Cálculo de la altura sobre el nivel de agua libre, (H): Para determinar la altura sobre el nivel de agua libre de cada una de las muestras, es necesario conocer las tensiones interfaciales agua-gas y agua-aceite. El valor de la tensión interfacial agua-aceite se encuentra entre 20 y 30 dinas/cm. La tensión interfacial agua-gas es aproximadamente igual a 72 dinas/cm.

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

$$P_{c,R} = P_{c,L} * \left(\frac{\sigma_{w,o}}{\sigma_{w,g}} \right) \quad (34)$$

Dónde:

$P_{c,R}$: presión capilar a condiciones de yacimiento, en psi

$P_{c,L}$: presión capilar a condiciones de laboratorio, en psi

σ_{wo} : tensión interfacial de ocurrencia en el yacimiento. En este caso, agua-aceite, en un yacimiento de aceite y en toda la zona por debajo de la capa de gas, en Dynas/cm

σ_{wg} : tensión interfacial a condición de laboratorio. En el caso de la presión capilar por plato poroso por inyección de aire, agua-aire, en Dynas/cm

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

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

$$H = \frac{144 * P_c}{(\rho_w - \rho_o)} \quad (35)$$

Dónde:

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

P_c : presión capilar a condición de yacimiento, en psi

ρ_w : densidad del agua, en lb/ft³

ρ_o : densidad del aceite a condiciones de yacimiento, en lb/ft³

c) Grafique en coordenadas cartesianas los resultados obtenidos de H, versus S_w .

d) Hacer los cálculos para todas las muestras y graficar.

5.1.2 Análisis E Interpretación De Resultados De La Prueba De Presión Capilar (Método Del Plato Poroso).

Análisis de resultados.

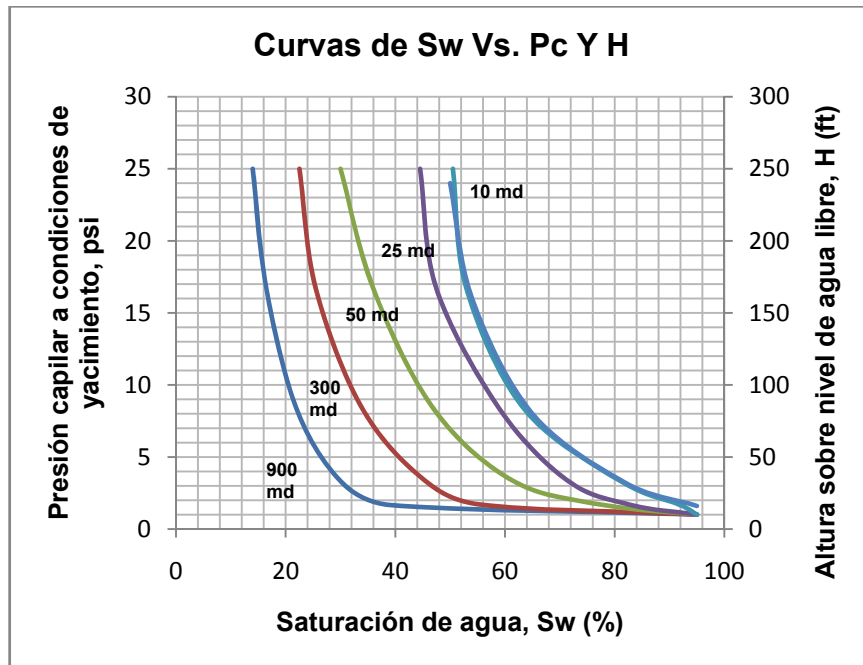
Ejemplo 4.1: Cálculo y construcción de la gráfica en coordenadas cartesianas de la saturación de agua (S_w), Vs. Altura sobre el nivel de agua libre (H). Los datos se encuentran en la Tabla 5 y la Figura 29 muestra las curvas respectivas.

Para los cálculos, se usaron los siguientes datos; densidad del aceite, 53 lb/ft³; densidad del agua, 68 lb/ft³; tensión interfacial agua-aceite, 24 dinas/cm, y tensión interfacial agua-aire, 72 dinas/cm.

Tabla 5. Datos de presiones capilares y altura sobre el nivel de agua libre.

Pc,L	Pc,R	H
5	1,67	16
10	3,33	32
25	8,33	80
50	16,67	160
75	25,00	240

Figura 29. Curvas de saturación de agua en función de la presión capilar y altura sobre el nivel de agua libre

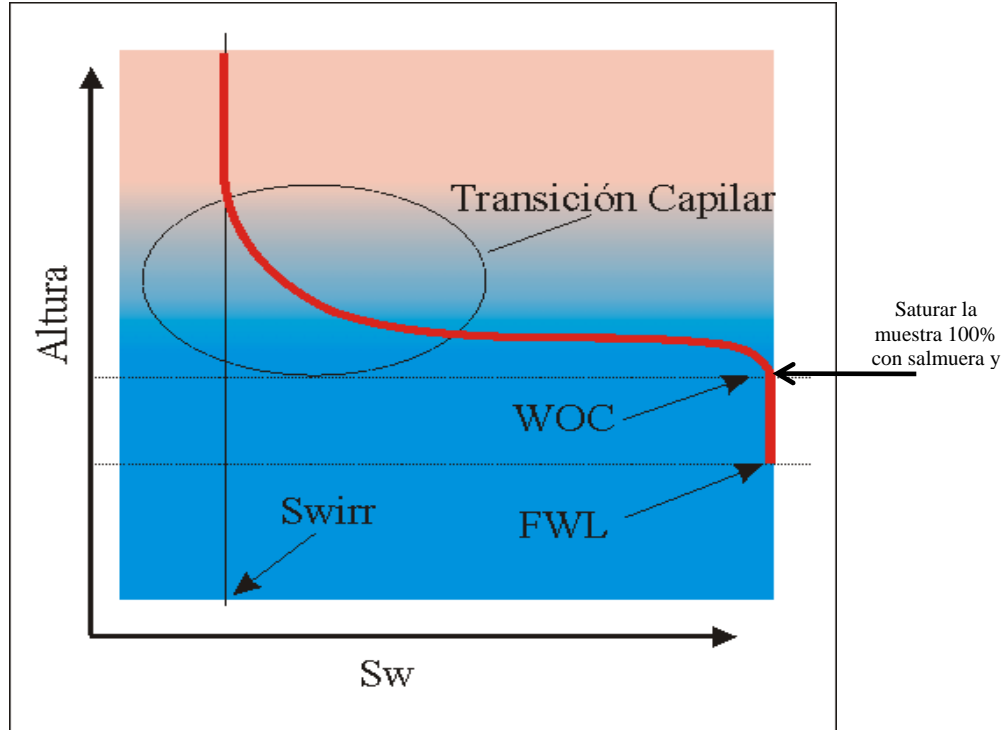


- La Figura 29, muestra el comportamiento de la presión capilar de una roca en función de su permeabilidad. La curva de 900 miliDarcys, alta permeabilidad, necesita una mínima presión para alcanzar la saturación de agua irreducible, la zona de transición es muy pequeña y es lo ideal en un yacimiento. La curva de

300 miliDarcys es el caso de una muestra de una permeabilidad aceptable y es el resultado de tener que aplicar más presión para que ocurra el drenaje y pueda alcanzar la Swirr., la zona de transición es más grande que la de 900 mD. La curva de la muestra de 10 miliDarcys es una muestra muy heterogénea que implica que para drenar la misma proporción del fluido mojante es necesario aplicar mayor presión y la zona de transición es muy extensa. En éstas dos últimas, la presión mínima de desplazamiento está a una altura muy superior sobre el nivel de agua libre, con respecto a la muestra de permeabilidad de 900 mD.

- Presiones capilares altas, asociadas a bajas permeabilidades y Presiones capilares bajas (cuando el drenaje de la muestra se alcanza a bajas presiones) indican una alta permeabilidad y una buena homogeneidad de la muestra.
- El punto en el cual el trazado de la curva empieza a tener un comportamiento horizontal con el incremento de la presión, es denominado presión de desplazamiento (“thresholdpressure”). Ésta presión de umbral es la la mínima presión necesaria para que empiece a ocurrir el drenaje.
- Al graficar los datos de saturación de agua versus la altura (ver figura 30), se puede determinar la saturación de agua irreducible (Swirr), el nivel de agua libre (FWL), el contacto gua-petróleo (WOC), la presión de umbral (thresholdpressure) y la zona de transición. La zona de transición es aquella donde la saturación de agua está entre el 100 % y la Swirr. Thresholdpressure, es la mínima presión de desplazamiento.WOC, o contacto agua-petróleo, es debido al ascenso capilar de los poros de mayor diámetro. El nivel de agua libre (FWL) es aquella región donde se encuentra la interfaseplana agua-petróleo. Si la saturación de agua actual (Sw), es igual a la saturación de agua irreducible (Swiir), la sección representativa de la muestra está en la zona donde no hay agua móvil.

Figura 30. Saturación de agua en función de la altura sobre el nivel de agua libre.



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

- Los datos como la saturación de agua irreducible, el nivel de agua libre y la zona de transición; son de gran importancia para el ingeniero de yacimientos en el cálculo de reservas de un yacimiento de petróleo. La saturación de agua inicial se utiliza en la ecuación del cálculo de reservas mediante la aplicación de la siguiente ecuación:

$$N = \frac{7758 \cdot A \cdot h \cdot \theta \cdot (1 - S_{wi})}{B_o} \quad (36)$$

Dónde:

A : área superficial, en acres

Φ : porosidad de la formación, en fracción

h : espesor de la formación de interés, en pies

S_{wi} : saturación de agua inicial de la formación de interés, en fracción

B_o : factor volumétrico del aceite, en fracción (RB/STB)

7758 : factor de conversión de acre-pie a barriles.

6. METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS DE LA PRUEBA DE PROPIEDADES ELÉCTRICAS DE LA ROCA DE FORMACIÓN

PROPIEDADES ELÉCTRICAS

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

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

La definición del factor de resistividad de la formación, es tal vez, el concepto más importante al considerar las propiedades eléctricas de las rocas. El factor de resistividad de formación (FFo FR), algunas veces es función de la geometría interna de la roca, de acuerdo a la ecuación; $FR = K\phi^{-m}$. Donde K, es algunas veces es función de la tortuosidad y m (exponente de cementación,) es función del número de reducciones en el tamaño de poros intercomunicados o de canales

cerrados. Esto sugiere que K debe ser 1 o mayor, y el valor de m, según la teoría, se encuentra entre 1 y 2. Para minimizar los errores en el laboratorio en la determinación del factor de formación y el exponente de saturación de los corazones, se deben establecer normas específicas para el adecuado manejo de los plugs, la saturación completa del volumen poroso y la desaturación apropiada del corazón.

Debido a que la mayor pérdida de los granos ocurre por la manipulación de los corazones, se debe minimizar el contacto con las muestras. La manipulación es a menudo necesaria cuando la muestra es removida de la celda de resistividad eléctrica para la determinación de saturación durante el proceso de saturación y desaturación. La técnica de desaturación usada en el laboratorio de petrofísicos de la Escuela de Ingeniería de petróleos, es el plato poroso y el método gravimétrico. Cuando hay pérdida de granos, la interpretación de los resultados se complica. Para minimizar la histéresis y la deformación irreversible del corazón, debe tenerse extremo cuidado cuando los plugs de corazones están por fuera de un vaso presurizado durante la saturación o el procedimiento de desaturación. La evaporación de la salmuera también debe minimizarse reduciendo la cantidad de tiempo que la muestra de corazón se expone al aire e impidiendo las excesivas corrientes de aire como también se recomienda trabajar a temperaturas no superiores a los 20 °C.

6.1. PRUEBA DE LAS PROPIEDADES ELÉCTRICAS DE UNA FORMACIÓN

EQUIPOS Y ELEMENTOS:

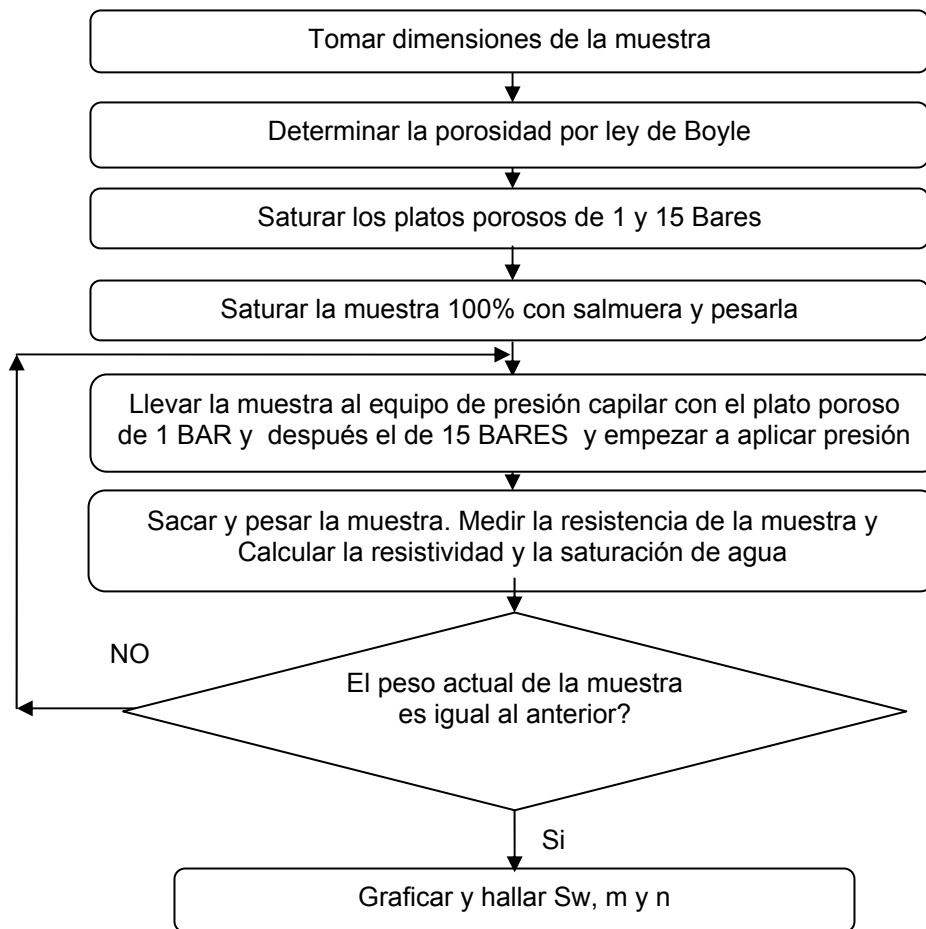
- Equipo medidor de resistividad
- Equipo de presión capilar plato poroso
- Calibrador digital
- Horno convencional y horno de humedad controlada

- Balanza analítica. Con resolución en milésimas.
- Aire comprimido
- Corazones de análisis
- Guantes desechables
- Tierra diatomácea
- Papel Kleenex
- Probeta aforada de 25 mililitros

PROCEDIMIENTO

La Figura 31 describe el procedimiento para el análisis de las propiedades eléctricas.

Figura 31. Procedimiento para el análisis de propiedades eléctricas.



1. Utilice guantes desechables. Elija la muestra a analizar y verifique que se encuentre limpia y seca.
2. Pese la muestra seca, registre eso como W_d .
3. Determine el volumen de la muestra, para ello determine sus dimensiones por medio del caliper digital. Tome seis datos del diámetro y seis de la longitud en toda la muestra y promedie esas mediciones. Calcule el área transversal de la muestra y regístrela como A . Calcule el volumen de la muestra, regístrelo como V_t .
4. Sature la muestra 100% agua de formación filtrada o con salmuera utilizando el método de vacío o el de desplazamiento miscible. En cualquiera de los métodos asegúrese de que el líquido saturante se encuentre libre de aire. Pese la muestra y registre eso como W_s .
5. Halle el volumen poroso de la muestra restando la masa de la muestra saturada menos la muestra seca y dividiendo el resultado por la densidad de la salmuera, registre el dato como V_p .
6. Montar la muestra saturada en el equipo de medición a presión de yacimiento y temperatura ambiente.
7. Desplace salmuera a través de la muestra a razón de $1 V_p/\text{día}$, para acelerar el equilibrio iónico entre la roca y la salmuera.
8. Monitorear todos los días la resistencia de la muestra. El equilibrio iónico se alcanza cuando la medida de la resistencia se estabiliza.
9. Determine la resistividad de la muestra 100% saturada, utilizando la educación descrita en los cálculos.
10. Empiece a desaturar la muestra preferiblemente por el método del plato poroso, siga el procedimiento de presión capilar por el plato poroso, aquí descrito.

11. Calcule el índice de resistividad IR (oRI).
12. Calcule el exponente de saturación n , con base en la gráfica log-log de IR vs. S_w .
13. Calcule la resistividad de la salmuera que está saturando la muestra, R_w .
14. Calcule el Factor de resistividad de la formación, también llamada Factor de formación, FR o FF.
15. Calcule el exponente de cementación m , con base en la gráfica log-log de FF Vs. Φ de la muestra.

6.1.1. Cálculos, Análisis E Interpretación De Resultados

1. Determinación del exponente de saturación, n .
 - a. Cálculo de la resistividad de la muestra saturada 100 % de salmuera: Mediante las dimensiones de la muestra, determine el área transversal. Calcular R_o , con la siguiente ecuación:

$$R_o = \frac{r \cdot A}{L} \quad (37)$$

Dónde:

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

r : Resistencia de la muestra, en ohm

A : Área transversal de la muestra, en m^2

L : Longitud de la muestra, en m

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

$$RI = \frac{R_t}{R_o} \quad (38)$$

Dónde:

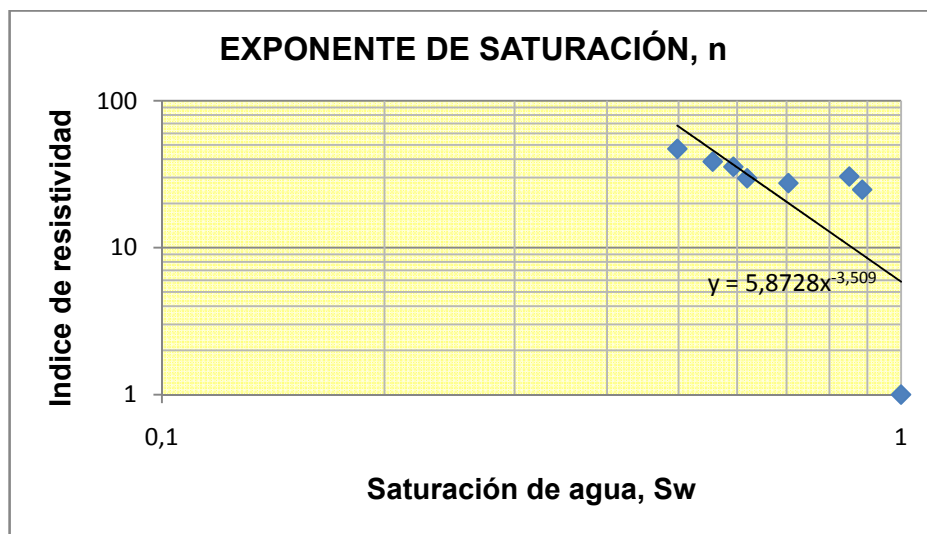
RI: Índice de resistividad, adimensional

Rt : Resistividad de la roca en cada valor de saturación, en ohm-m

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

- c. Construcción de la gráfica de IR en función de la saturación de agua: Grafique en coordenadas log – log los datos obtenidos de índice de resistividad (eje Y) en función de la saturación de agua de la muestra y determine el exponente de saturación por medio de la regresión exponencial de los datos obtenidos. La pendiente es el valor de n (ver Figura 32).

Figura 32. Determinación del exponente de saturación, n.



Fuente: Los autores

2. Determinación del exponente de cementación, m.

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

$$T_R = 0.01649 * \text{Depth} + 88.8896 \quad (39)$$

Dónde:

T_R : temperatura del yacimiento, en °F

Depth: profundidad del yacimiento, en ft

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

$$R_{w,R} = R_{w,L} * \frac{(T_L + 6.77)}{(T_R + 6.77)} \quad (40)$$

Dónde:

$R_{w,R}$: resistividad a temperatura de yacimiento, en ohm-m

$R_{w,L}$: resistividad a temperatura de laboratorio, en ohm-m

T_L : temperatura de laboratorio, en °F

T_R : temperatura de yacimiento, en °F

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

$$FF = \frac{R_o}{R_w} \quad (41)$$

Dónde:

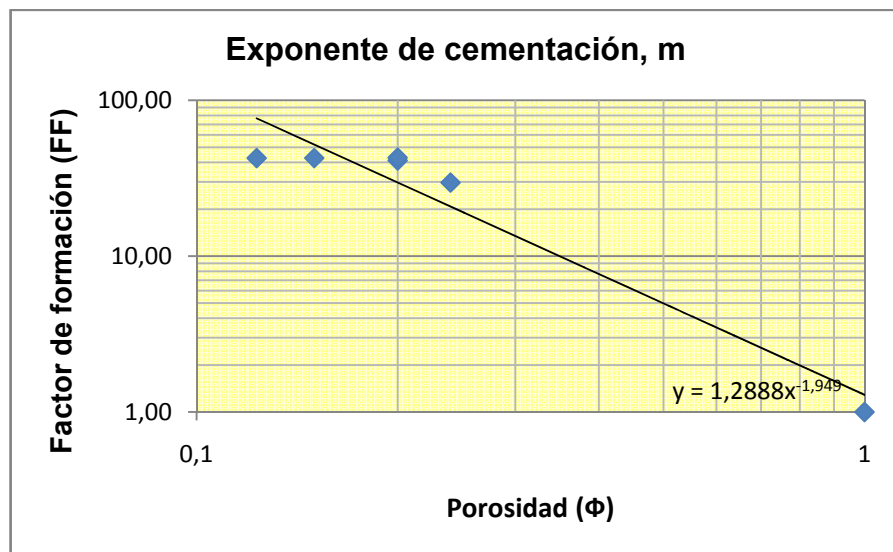
FF : factor de formación, adimensional

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

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

- d. Construcción de la gráfica del exponente de cementación (m): Grafique en coordenadas log – log los datos obtenidos de factor de formación (eje Y), versus porosidad de las muestras y determine el exponente de cementación mediante la regresión exponencial de la serie de puntos para todas las muestras. La pendiente es el valor de m (ver Figura 33).

Figura 33. Determinación del exponente de cementación (m).



Fuente: Los autores

Para el correcto análisis de los datos, tener en cuenta las siguientes recomendaciones:

- A medida que la muestra se desatura, la resistividad debe aumentar.
- A mayor porosidad de la muestra, menor es su resistividad.
- Si se utiliza el método gravimétrico, se debe estar seguro que no ocurrió pérdida de granos y por esa razón los cálculos no se ajustan.
- Si utilizó el método volumétrico, estar seguro de que las medidas tanto del volumen poroso de la muestra como del volumen desplazado en cada valor de presión, se han tomado de manera adecuada. No olvidar colocar un líquido de sello en la probeta volumétrica, y que esté aforada debidamente.
- Que el resistómetro esté debidamente calibrado.
- Que se use la balanza con una resolución en milésimas de gramo.
- Hacer las correcciones a temperatura de laboratorio. Todos los resultados expresado a esa temperatura.
- Hacer las correcciones por arcillosidad de la formación en caso de que los valores de m y n , sean inferiores a 2.0

6.1.2. Análisis E Interpretación De Resultados

Observe los resultados y verifique que cumplan con las siguientes premisas:

- para el exponente de cementación (m) que es función de la tortuosidad en el flujo de los fluidos en un medio poroso, se pueden tener valores cercanos a 1 para yacimientos fracturados, de 2 para yacimientos convencionales y de 3 a 4 para yacimientos con presencia de vugs.

- para el exponente de saturación (n) que es función de la mojabilidad, se suele utilizar un valor mayor de 2.0 para rocas mojadas por aceite y cercano a 2.0 para rocas mojadas por agua. m y n son siempre diferentes de cero y no necesariamente son iguales, depende de la mojabilidad y la tortuosidad del flujo.
- Según Archie; el exponente de cementación de una arena limpia consolidada, debe estar entre 1.8 y 2.0 y el exponente de cementación de una muestra de arena limpia no consolidada, debe ser cercano a 1.3.
- Una muestra con un factor de resistividad de la formación (FF) alto, indica una baja porosidad o una baja saturación de agua.
- Correlacione los datos obtenidos con los registros eléctricos y haga el cálculo de reservas mediante el dato de la saturación de agua. Una saturación de agua inicial alto, indica bajas reservas de petróleo.

El Ingeniero de yacimientos generalmente toma el exponente de cementación y el exponente de saturación como iguales a 2.0 para realizar los cálculos de reservas. En los cálculos presentados en La tabla 6 para diferentes valores de m y n, intenta demostrar hasta qué punto es importante determinar con mayor exactitud estas variables. La forma generalizada de la ecuación de ecuación de Archie es:

$$S_w^n = (a/\theta^m) * (R_w/R_t) \Rightarrow S_w = [(a/\theta^m) * (R_w/R_t)]^{1/n} \quad (42)$$

Dónde:

S_w : saturación de agua, en fracción

a : 1.0 para carbonatos y 0.9 para arenas.

Φ : porosidad, en fracción

R_w : resistividad del agua de formación, en ohm-m

R_t : resistividad a la saturación de agua inicial, en ohm-m

m : exponente de cementación, adimensional

n : exponente de saturación, adimensional

Tabla 6. Comparativo de reservas con diferentes valores de m y n .

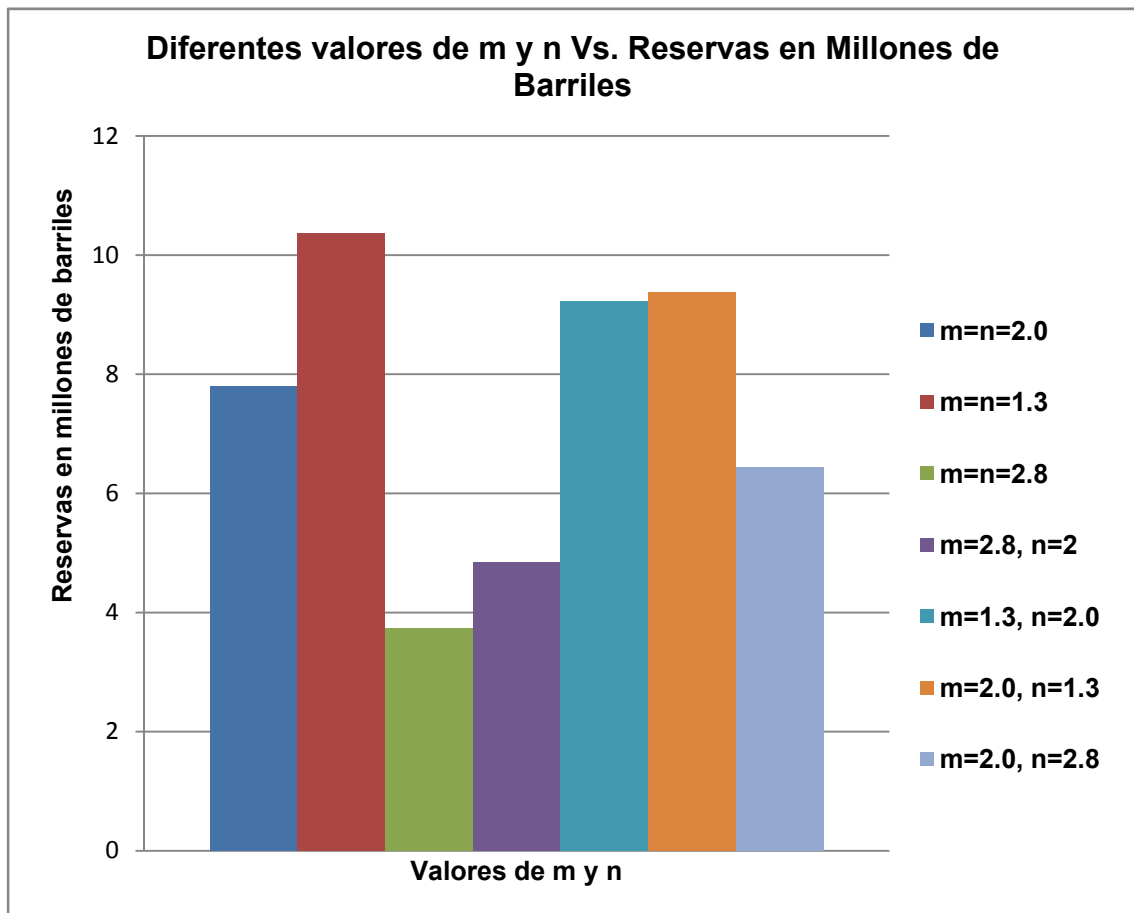
No	n	m	S_w	Reservas (barriles)	Diferencia en barriles	Dólares	Diferencia en Millones de Dólares (US\$)	Diferencia en Millones de pesos (\$)
1	2	2	0.29	1.95E+07		1.56E+09		
2	1.3	1.3	0.064	2.59E+07	+6.4E+06	2.07E+09	+5.13E+02	+1.01E+06
3	2.8	2.8	0.66	9.32E+06	-10.2E+06	7.46E+08	-8.15E+02	-1.61E+06
4	1.3	2.8	0.41	1.63E+07	-3.2E+06	1.30E+09	-2.61E+02	-5.16E+05
5	2.8	1.3	0.28	1.99E+07	+4.0E+05	1.60E+09	+3.47E+01	+6.87E+04

Los resultados fueron obtenidos con $a=0.9$ (arenas), porosidad del 20%, $R_w = 0.07$, $R_t=18$. El barril a US\$85 y el Dólar a \$1980.

Analizando la tabla 6. Los datos de la de la segunda fila muestran que es una roca arcillosa, de bajo exponente de cementación. Como m es pequeño y menor de 2.0, indica que es una muestra bastante porosa y que además está mojada por agua; éste es el escenario que genera más reservas. Los de la tercera fila es una arena mojada por aceite debido a que el exponente de saturación es mayor de 2.0, se observa que alcanza una saturación de agua del 66%, lo que deja muy poco espacio para el petróleo que además no es fácil de extraer y se evidencia en los resultados pues las reserva se bajan en 10 millones de barriles aproximadamente del sistema base, donde $n = m = 2.0$.

Lo expuesto anteriormente para demostrar la importancia que tiene el no tener en cuenta el verdadero valor de m y n en el cálculo de reservas, y en la toma de otras importantes decisiones.

Figura 34. Reservas de petróleo en función de diferentes valores de m y n.



Fuente: Los autores.

Respecto al Figura 34 se concluye:

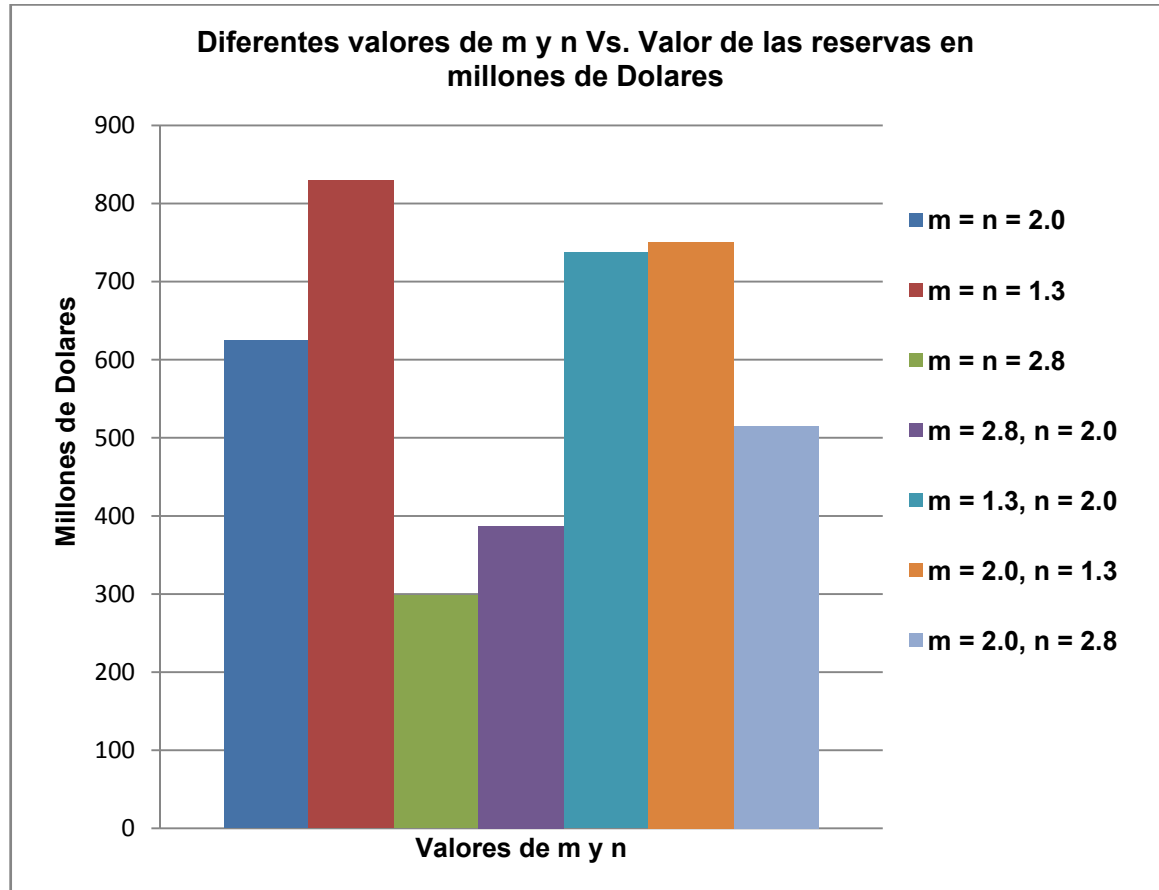
- Cuando m y n son iguales a 1.3, la saturación de agua es muy pequeña. Un exponente de cementación de 1.3, indica que es un yacimiento de una arena limpia y friable que a su vez tiene una alta permeabilidad y por consiguiente una tortuosidad muy baja, cercana a 1. El exponente de saturación de 1.3, indica que es mojada por agua. Esta combinación, como puede observarse en el gráfico, es la que muestra las mayores reservas de petróleo y el hecho de que la roca sea mojada por agua, la producción de petróleo es la óptima.

- Opuesto a lo anterior, cuando m y n son superiores a 2, en este caso iguales a 2.8, las reservas de petróleo llegan a su límite inferior. Se combinan resultados adversos de éstas dos variables, un yacimiento heterogéneo con poca capacidad de almacenamiento y además mojado por aceite que dificulta la recuperación del hidrocarburo que se encuentra en el medio poroso. Debido a que la saturación de agua, según los resultados registrados en la Tabla 6 es del 66 %, el volumen de petróleo presente en el yacimiento es muy reducido, lo que hace poco viable su explotación.

- Otra conclusión importante es que el exponente de cementación, m , es el que tiene más relevancia en el cálculo de reservas. Lo anterior se deduce al analizar el gráfico, ya que cuando m permanece constante en un valor de 2 y n varia, las reservas no cambian tan drásticamente como cuando el valor que cambia es m .

- También se hace la observación de que cuando se tienen unas reservas aceptables con un exponente de saturación superior a 2, se recomienda realizar un estudio del flujo de fluidos a través del medio poroso por medio de una prueba de permeabilidades relativas, para determinar el volumen de petróleo recuperable.

Figura 35. Valor de las reservas en Millones de Dólares en función de diferentes valores de m y n.



Fuente: los autores.

7 METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS DE LA PRUEBA DE PERMEABILIDADES RELATIVAS

FLUJO DE FLUIDOS

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

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

Las técnicas de medición para la determinación de la permeabilidad relativa son de dos clases. En el método llamado estado estacionario, la permeabilidad efectiva en función de la saturación es calculada de los datos de flujo obtenidos. La cuestión es hacer mediciones directas de variables como las tasas de flujos volumétricos, las caídas de presión y los niveles de saturación de fluidos. Los métodos de estado no estacionario se basan en la sumatoria de los datos obtenidos para cada uno de los fluidos. La idea es observar las consecuencias, (es decir, los resultados en términos de la producción acumulada), de

experimentos de desplazamiento multifásico controlado y luego volver a calcular los valores de permeabilidad relativa que sean consistentes y sirvan para calcular los resultados. Los datos de producción acumulativa son procesados para proveer una base para el cálculo de los niveles de saturación promedio asociados con los valores de la permeabilidad relativa. Se ha determinado que los métodos de estado estacionario consumen más tiempo que los métodos de estado no estacionario y los datos son casi tan exactos como los obtenidos con el método estacionario, sobre todo si se toman medidas para reducir al mínimo los efectos capilares finales.

Método de estado no estacionario JBN.

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

7.1 PRUEBA DE PERMEABILIDADES RELATIVAS (MÉTODO NO-ESTACIONARIO)

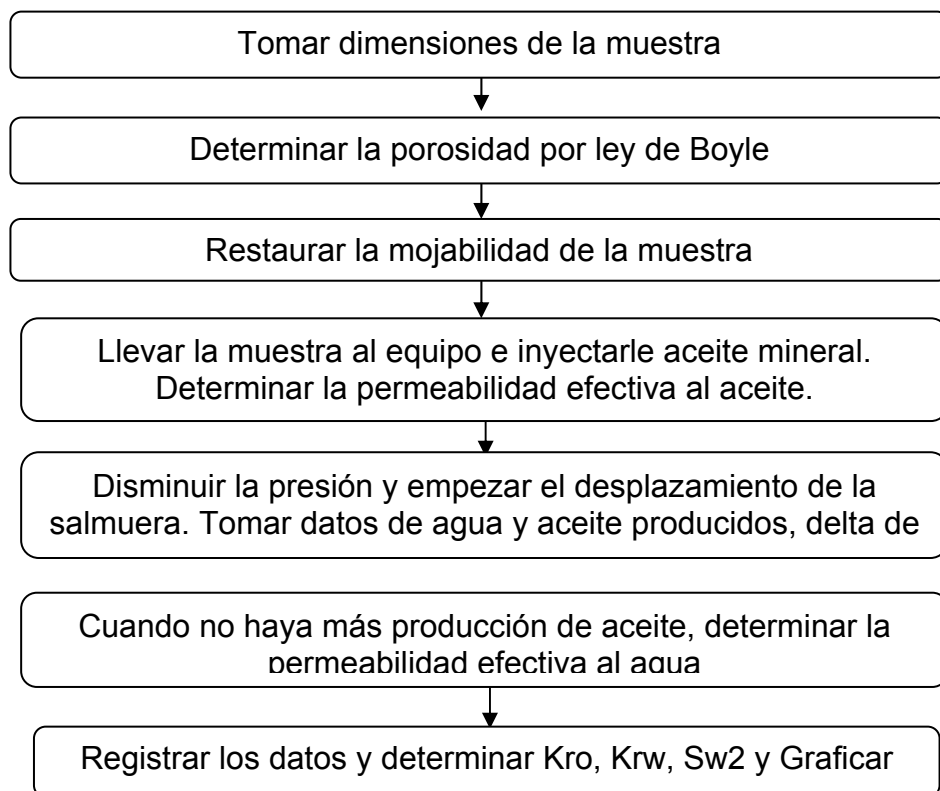
EQUIPOS Y ELEMENTOS:

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

PROCEDIMIENTO

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

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



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

- Sature la muestra con una salmuera de composición y propiedades eléctricas iguales al agua de formación. Determine la permeabilidad absoluta de la muestra, K_a .

- Desplace aceite mineral de viscosidad parecida a la del crudo a temperatura de yacimiento hasta que la muestra quede a condición de saturación de agua irreducible.

- Inyecte crudo a la muestra y desplace el aceite mineral. Vuelva a calcular S_{wirr} . Mida la permeabilidad efectiva al aceite. Registre como K_{effo} .

- Lleve la muestra al core-holder, el cual está con crudo del yacimiento, cierre herméticamente e instale el conjunto en un horno a temperatura de yacimiento por un tiempo no inferior a 300 horas.

2. Después de restaurar la mojabilidad de la muestra, inyecte aceite mineral para desplazar el crudo presente en la muestra. Determine la permeabilidad efectiva al aceite mineral después de haber restaurado la mojabilidad de la muestra. Registre con $K_{eff,om}$.

3. Disminuya la presión del sistema de inyección obedeciendo los siguientes criterios:

- Si $K_a > 600$ md, bajar la presión de inyección o el delta de presión a $1/3$
- Si K_a está entre 150 y 600 md., bajar la presión de inyección ó el delta de presión a $1/2$, Y
- Si la $K_a < 150$ md. , bajar la presión de inyección o el delta de presión a $2/3$.

4. Prepárese para empezar el desplazamiento de agua y la toma de datos de agua y aceite producidos, delta de presión, caudales y tiempo.
5. Sitúe los elementos de vidrio de forma adecuada, tal que permitan la medición exacta del líquido desplazado. Instálelos muy cerca de la cara extrema del núcleo. Verifique que están limpios y secos. La línea de producción debe caer en el fondo de los primeros tubos, pues inicialmente se mide volumen de agua recuperada.
6. Empiece el desplazamiento de salmuera dependiendo de la permeabilidad de la roca; para una muestra con alta permeabilidad, a una tasa de entre 0.8 y 1.5 cm^3/min . La tasa de flujo para una muestra de baja permeabilidad, entre 1.0 y 2.5 cm^3/min . Es importante que la irrupción de agua ocurra lo antes posible sin ocasionar arrastre de finos.
7. Coloque en cero el cronómetro. Empiece a medir el tiempo desde que empieza a desplazar el agua. Cuando ocurra la ruptura del agua, mida en el recipiente de 3 ml., con una resolución de 0.01 ml., el agua y el aceite recuperados, la caída de presión y tasa de desplazamiento.
8. Después instale el tubo de vidrio de 2 ml. Con resolución de 0.2 ml. Registre el agua y aceite recuperados, la caída de presión y tasa de inyección.
9. Tome las mismas lecturas en los respectivos elementos de vidrio así: 3, 2, 3, 5, 10, 25, 50, 100 y 200 ml con las caídas de presión y tasas de desplazamiento en cada etapa. Si en el último recipiente, la lectura de aceite, es superior a 0.1 cm^3 ., coloque de nuevo un recipiente de 10, o de 25, de 50, o de 100 cm^3 hasta que no haya producción de crudo.

10. Cuando la muestra no permita el desplazamiento de más aceite, es decir, la roca ha quedado en saturación de aceite residual. Determine la permeabilidad efectiva al agua. Regístrela como $K_{eff,w}$
11. Tome todas las medidas con la mayor exactitud posible. Siga el método JBNy grafique los datos.

7.1.1. Calculo De Saturación Y Permeabilidad Efectiva

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

$$K_a = \left(\frac{V_L * \mu_L * L}{t * A * \Delta p} \right) * 1000 \quad (\text{miliDarcys}) \quad (43)$$

Dónde:

K_a : Permeabilidad absoluta, en miliDarcys

V_L : Volumen de líquido que atraviesa la muestra, en cm^3

μ_L : Viscosidad del líquido, en cP

L : Longitud de la muestra, en cm

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

A : Área transversal de la muestra, en cm^2

Δp : Delta de presión, en psi

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

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

$$V_b = \pi * r^2 * L \quad (44)$$

Dónde:

V_b : volumen total de la muestra, en cm^3

r : radio de la muestra, en cm

L : longitud de la muestra, en cm

b) Determine el volumen poroso de la muestra en función de la porosidad.

$$V_p = V_b * \theta \quad (45)$$

Dónde:

V_p : volumen poroso, en cm^3

V_b : volumen total de la muestra, en cm^3

Φ : porosidad, en fracción

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

a. Asegúrese de tener todos los datos requeridos de la muestra, tales como: volumen poroso, longitud, saturación de agua inicial, permeabilidad absoluta, porosidad; de los fluidos, viscosidad del agua, viscosidad del aceite y caída de presión.

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

$$S_{w,prom} = \frac{W_i - W_p}{V_p} + S_{wi} \quad (46)$$

Dónde:

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

W_i : volumen de agua inyectada, en cm^3

W_p : volumen de agua producida, en cm^3

V_p : volumen poroso, en cm^3

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

$$Q_i = \frac{W_i}{V_p} \quad (47)$$

Dónde:

Q_i : volumen poroso de agua inyectada, en fracción.

W_i : agua inyectada, en cm^3

V_p : volumen poroso en cm^3

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

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

Tiempo (min.)	Wi (cm3)	Np (cm3)	ΔP (psi)	S_{wprom} (fracción)	Qi=Wi/Vp (fracción)

- d. Cálculo del flujo fraccional de aceite, f_o : Se determina solo después de la erupción de agua, así:

$$f_o = \frac{\Delta S_w}{\Delta(Q_i)} \quad (48)$$

Dónde:

f_o : flujo fraccional de aceite

ΔS_w : cambio en la saturación de agua, en fracción

ΔQ_i : cambio en el volumen poroso de agua inyectada, en cm^3

- e. Cálculo del flujo fraccional de agua actual, f_w .

$$f_w = (1 - f_o) \quad (49)$$

Dónde:

f_w : flujo fraccional de agua, en fracción

f_o : flujo fraccional de aceite, en fracción

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

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

ΔS_{wprom} (fracción)	ΔW_i (cm ³)	$\Delta Q_i = W_i / V_p$ (fracción)	f_o (fracción)	f_w (fracción)	S_{w2} (fracción)

- f. Cálculo de la saturación de agua actual, S_{w2} : Las curvas de permeabilidades relativas calculadas por el método JBN, se reportan como una función de las saturaciones de agua puntuales, S_{w2} , no de los valores de saturación promedios.

$$S_{w2} = S_{w,prom} \mp (Q_i * f_{o2}) \quad (50)$$

Dónde:

S_{w2} : saturación de agua actual, en fracción

S_{wprom} : saturación de agua promedio, en fracción

Q_i : volumen poroso de agua inyectada, en fracción

f_{o2} : flujo fraccional de aceite actual, en fracción

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

$$I_r = \frac{\left(\frac{\Delta W_i}{\Delta t}\right)}{\left(\frac{\Delta W_i}{\Delta t_i}\right)} \quad (51)$$

Dónde:

I_r : inyectividad relativa, en fracción

ΔW_i : Cambio de la inyección de agua, en cm³

Δt : cambio de tiempo, en min

Δt_i : delta de tiempo inicial, en min.

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

Tabla 9. Cálculo de la inyectividad relativa.

f_o (fracción)	f_w (fracción)	S_{w2} (fracción)	$\Delta W_i/\Delta t$ (cm³/min.)	I_r

- h. Cálculo de la permeabilidad relativa al aceite y al agua, K_{ro} y K_{rw} : A la saturación de agua irreducible, la K_{ro} es igual a 1.0 y la K_{rw} es cero. Las permeabilidades relativas a S_{or} son, la K_{ro} es igual a cero y la K_{rw} es igual a su máximo valor. Use las siguientes ecuaciones para el cálculo de la permeabilidades relativas:

$$K_{ro} = f_o * \frac{\Delta\left(\frac{1}{W_i}\right)}{\Delta\left(\frac{1}{W_i I_r}\right)} \quad (52)$$

$$K_{rw} = \frac{(1-f_o) \mu_w}{f_o \mu_o} * K_{ro} \quad (53)$$

Dónde:

K_{ro} : permeabilidad relativa del aceite, en fracción

f_o : flujo fraccional de aceite, en fracción

W_i : volumen de agua inyectada, en cm³

I_r : inyectividad relativa, en fracción

K_{rw} : permeabilidad relativa del agua, en fracción

μ_w : viscosidad del agua, en cP

μ_o : viscosidad del aceite, en cP

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

Tabla 10. Permeabilidades relativas

$1/W_i \cdot I_r$	$\Delta(1/W_i \cdot I_r)$	$1/W_i$	$\Delta(1/W_i)$ (cm ³ /min.)	$\Delta(1/W_i \cdot I_r) / \Delta(1/W_i)$	K_{ro}	K_{rw}

- i. Cálculo de la permeabilidad efectiva al agua: Calcule la permeabilidad efectiva al agua cuando la muestra esté en saturación de aceite residual (S_{or}), es decir, al final de la inyección de agua, cuando no se produzca más aceite. La permeabilidad efectiva al aceite se realiza cuando la saturación de agua es irreducible, S_{wiir} (antes de la erupción del agua en la prueba de inyección). Ésta es la ecuación general:

$$K_{eff(w,o)} = \frac{Q \cdot \mu_w \cdot L}{A \cdot \Delta p} \quad (54)$$

Dónde:

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

Q : caudal del fluido a través de la muestra, en cm³/seg

μ_L : viscosidad del fluido respectivo, en cP (centipoises)

- L : longitud de la muestra, en cm
- Δp : Caída de presión, en psi
- A : área transversal de la muestra, en cm^2

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

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

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

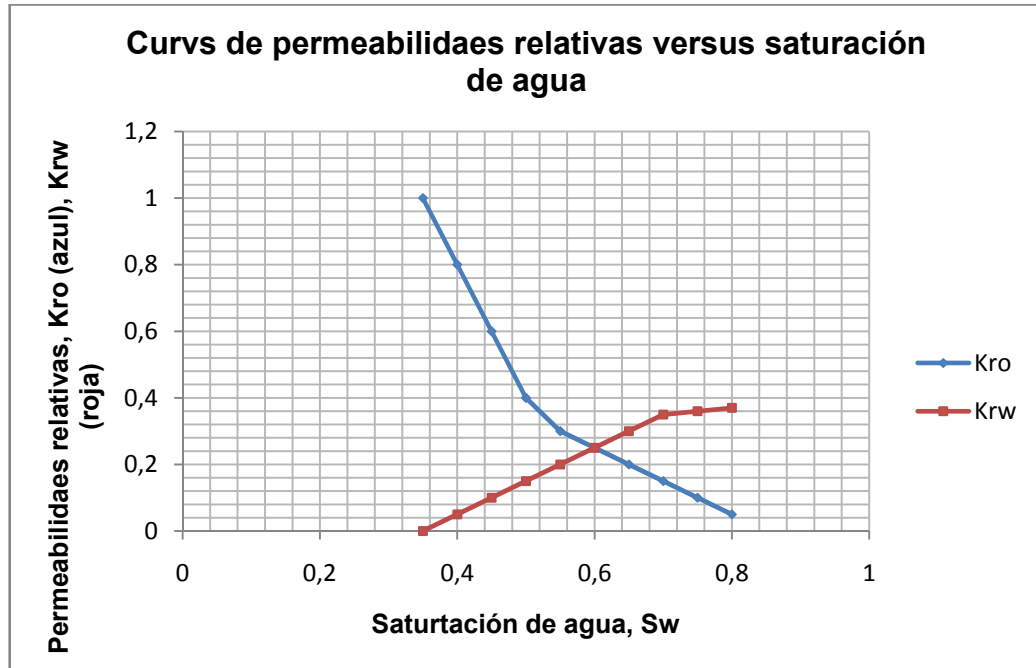
S_w (fracción)	K_{ro} (fracción)	K_{rw} (fracción)

7.1.2. Análisis E Interpretación De Resultados De La Prueba De Permeabilidades Relativas.

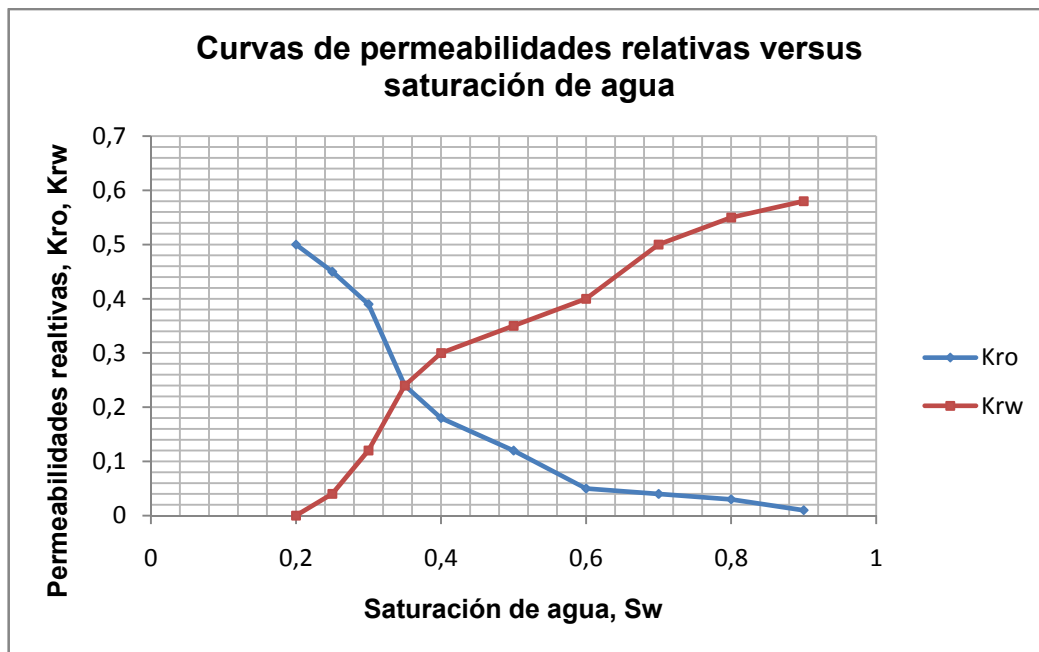
- De acuerdo a los datos obtenidos durante el desplazamiento de agua, si el intercepto de las curvas de la permeabilidad relativa al aceite y la permeabilidad relativa al agua, ocurre por encima del 50 % de S_w , la muestra es preferiblemente mojada por agua (Figura 37 a). Por el contrario, si el cruce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

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

(a)



(b)



Fuente: Los Autores

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

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

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

$$f_w = \frac{1 + \frac{0.001127 * K_o * A}{\mu_o * q_t} \left[\frac{\partial P_c}{\partial x} - 0.00694 (\rho_w - \rho_o) \sin \alpha \right]}{1 + \frac{\mu_w K_{ro}}{\mu_o K_{rw}}} \quad (55)$$

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

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{\mu_w K_{ro}}{\mu_o K_{rw}}} \quad (56)$$

Dónde:

f_w : flujo fraccional de agua, en fracción

μ_w : viscosidad del agua, en cP

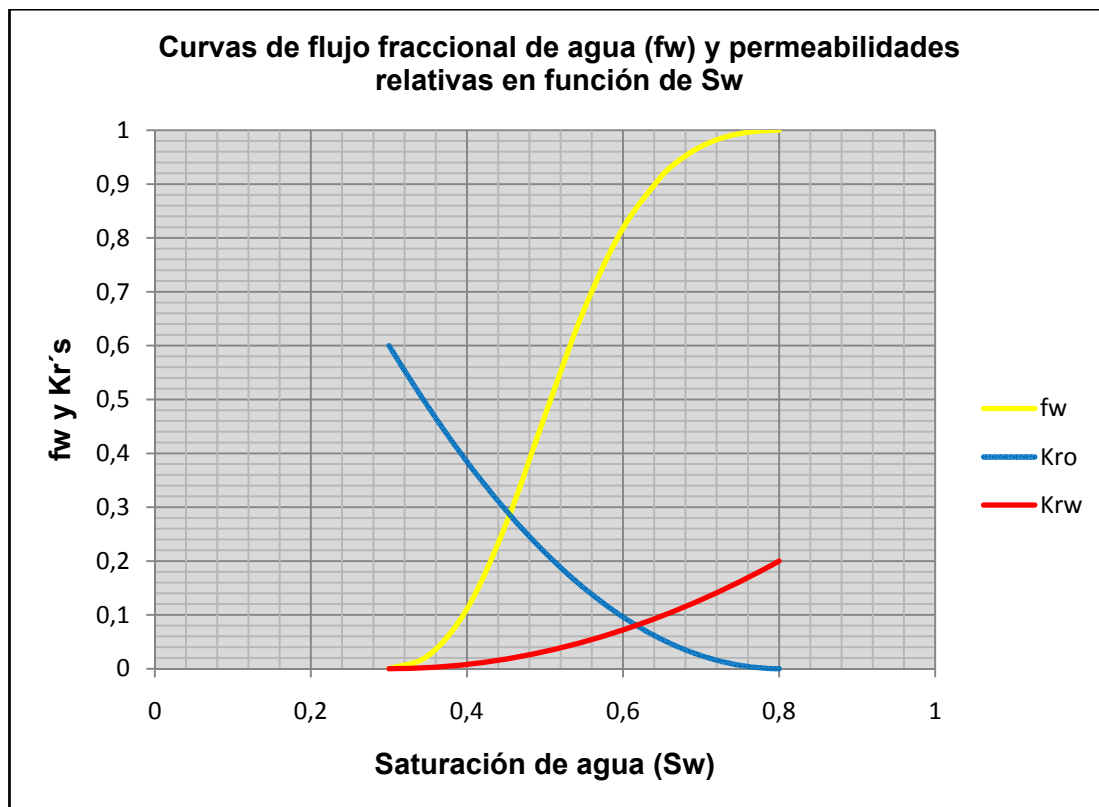
μ_o : viscosidad del aceite, en cP

K_{ro} : permeabilidad relativa del aceite, adimensional

K_{rw} : permeabilidad relativa del agua, adimensional

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

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



Fuente: Los Autores

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

Tabla 12. Datos conocidos para un proyecto de inyección de agua.

Swi	Sor	hN (ft)	X (ft)	d(ft) distancia entre pozos	qt (BPD)	Kabs (md)	Φ	μ_o (cP)	Bo (RB/STB)	Área transversal (ft ²)
0.3	0.2	70	1300	500	200	100	0.2	6	1.125	35000

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

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

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

De la Tabla 13 se puede deducir lo siguiente:

- El tiempo de ruptura (fila 8, segunda columna) es de 2966 días, aproximadamente 8 años. Empieza la irrupción de agua en el pozo productor y como se observa, algunas condiciones que inicialmente eran constantes como la saturación de agua promedio y el corte de agua, ahora varían con el tiempo.

- El tiempo límite económico (fila 10, segunda columna) es de 21879 días (60 años), cuando se alcanza una relación agua-petróleo del 96.09 %. Cuando esto ocurra, el proyecto de inyección de agua deja de ser rentable.
- Como la saturación de agua inicial es igual a la saturación de agua irreducible, antes de la ruptura no hay producción de agua como se observa en la última columna a la derecha, lo que quiere decir que solo hay producción de petróleo.
- La máxima pendiente de la gráfica de flujo fraccional contra saturación de agua en este caso, es de 2.73 (generalmente está entre 2.0 y 4.0). En base a la máxima pendiente, se determina el tiempo de ruptura con la siguiente ecuación:

$$t_R = \frac{A \cdot \theta \cdot L}{5.615 \cdot q_t \cdot \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_{S_{wx}}} \quad (57)$$

Dónde:

t_R : tiempo de ruptura, en días

A : área transversal, en ft^2

L : distancia entre pozos, en ft

q_t : caudal de inyección de agua, en BAPD

$\partial f_w / \partial s_w$: la máxima pendiente de la gráfica de f_w Vs. S_w .

5.615 : factor de conversión, ft^3 /barril.

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

CONCLUSIONES

Éste trabajo permite tener una herramienta que unifica criterios en la presentación de los informes requeridos para la acreditación de las diferentes pruebas que se llevan a cabo en el Laboratorio de Análisis Petrofísicos de la Escuela de Ingeniería de Petróleos.

Éste trabajo presenta un análisis del manejo de los resultados de los análisis petrofísicos realizados a una muestra. También se determina en que momento los resultados no pueden ser reales y permite hacer las correcciones pertinentes.

Las bases teóricas y experimentales de las pruebas petrofísicas, fueron consignadas en ésta tesis facilitando la documentación, la realización y el análisis de las pruebas.

El Laboratorio de Petrofísicos de la Escuela de Ingeniería de Petróleos, actualmente cuenta con los elementos esenciales para la realización de las pruebas y está en la capacidad de atender las actividades académicas y de servicios a la industria.

RECOMENDACIONES

Para pruebas que actualmente no se están realizando en el laboratorio y que a futuro se implementen, se recomienda estructurarla siguiendo la metodología presentada en este trabajo.

Para realizar cada una de las pruebas, se recomienda dotar el laboratorio de un computador portátil que permita hacer interface con los equipos con el fin de obtener los datos y mejorar la calidad y eficiencia de los resultados obtenidos y realizar los cálculos en tiempo real.

En ésta tesis de grado se documentó todo lo concerniente a la prueba de permeabilidades relativas. Se recomienda dotar el laboratorio con los implementos necesarios para hacer el montaje de éste análisis tan importante no solamente en el programa de pregrado, sino también en los de maestría y futuro Doctorado.

Se recomienda implementar la prueba de presión capilar por el método de inyección de mercurio. Éste análisis permite conocer una propiedad muy importante de la roca, el tamaño de la garganta de poros. La presión capilar por el método de inyección de mercurio, es un método rápido, de gran utilidad en el área de la investigación y con un inmenso mercado en la industria.

BIBLIOGRAFÍA

AHMED, Tared and MCKINNEY, Paul D., "Advanced Reservoir Engineering". 2005

BASS, Daniel M. jr. "PROPERTIES AND RESERVOIR ROCKS" , Chapter 26, Colorado School of Mines.

CRAFT, B. C., and HAWKINS, M:F:, "applied petroleum reservoir engineering". 2nd ed. 1990.

ESCOBAR, Fredy H., Ph.D. "FUNDAMENTOS EN INGENIERÍA DE YACIMIENTOS".

JENKINS, R.E., "TYPICAL CORE ANALYSIS OF DIFFERENT FORMATIONS", Chapter 27, Core Laboratories inc.

OVIEDO V., Harold Antonio, y ROJAS Suarez, Adriana Yaneth. "Simulación numérica de los procesos de desplazamiento realizados en el modelo coreflooding. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ciencias Físicoquímicas. 2006

PARIS de Ferrer, Magdalena. "Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos". 2001, 1era edición.

ROSE, Walter. "RELATIVE PERMEABILITY", Chapter 28 , consultant.

SCA, Guidelines for sample preparation and Porosity measurement of Electrical Resistivity samples. Part I - 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.