



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

Desplazamiento de Aceite por Agua

INFORME DE ACTIVIDADES PROFESIONALES

Que para obtener el título de

Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

José Antonio González Guerrero

ASESOR DE INFORME

Dr. Daniel Cabrera Sotelo



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2024



Facultad de Ingeniería
División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra
Desplazamiento de aceite por agua.





AGRADECIMIENTOS

A mi madre Gloria Araceli Guerrero Navarro (†) por haberme permitido ver la luz al nacer y por tanto amor y cariño incondicionales y desinteresados, a quien debo pedirle que me perdone por no haber sido el hijo que te merecías.

A mi padre Isaac González Hernández (†) por todo tu apoyo durante toda mi vida y también te pido perdón porque no fui un hijo digno de ti y de mi mamá.

A mi hermana Miriam por todo tu apoyo inmerecido.

A la Universidad Nacional Autónoma de México por ser mi Alma Mater y brindarme la oportunidad de tener una educación de excelencia.

A la Facultad de Ingeniería por darle los profesionistas ingenieros que requiere el desarrollo de nuestra Patria, y darme una carrera universitaria.

A mis maestros todos por darme los conocimientos necesarios para mi formación profesional.

Al Dr. Fernando Samaniego Verduzco por permitirme colaborar en el Laboratorio de Investigación en Núcleos Naturalmente Fracturados de la Facultad de Ingeniería.

Al Dr. Rafael Herrera Gómez por todas sus enseñanzas durante mi permanencia en el Laboratorio de Núcleos.



Al Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) por abrirme las puertas del Laboratorio de Plantas Piloto y Escalamiento de Catalizadores para efectuar mis actividades en uno de sus proyectos de investigación liderado por la Dra. Jetzabeth.

A la Doctora Jetzabeth Ramírez Sabag por darme la oportunidad de colaborar en su proyecto en el IMP.

A la M. en I. Norma Araceli García Muñoz por darme su confianza para seguir colaborando en el proyecto y por ser mi asesora adjunta en el presente trabajo.

Al Dr. Daniel Cabrera Sotelo por aceptar ser mi director de la presente tesina.

A mis compañeros de la Facultad por todo su apoyo en momentos de flaqueza.



Contenido

Abstract	8
Resumen	9
Objetivo	10
Capítulo 1	11
Selección de Núcleos	11
Introducción	11
1.1 Conceptos Básicos	11
1.1.1 Porosidad total (ϕ_t)	11
1.1.2 Porosidad primaria	12
1.1.3 Porosidad secundaria	12
1.1.4 Porosidad efectiva (ϕ_{ef})	13
1.1.5 Permeabilidad (k)	13
1.1.6 Permeabilidad absoluta (k_{abs})	13
1.1.7 Permeabilidad efectiva (k_{efec})	13
1.1.8 Permeabilidad relativa (k_{rel})	13
1.1.9 Permeámetro	14
1.1.10 Aceite muerto	14
1.1.11 Saturación de fluidos en el yacimiento (S)	14
1.1.12 Saturación inicial de agua (S_{wi})	15
1.1.13 Saturación crítica de agua (S_{wc})	15
1.1.14 Saturación de aceite remanente (S_{or})	15
1.1.15 Viscosidad del aceite (μ_o)	15
1.1.16 Mojabilidad	16
1.2 Selección de núcleos para su análisis petrofísico	17
1.2.1 Introducción	17
Capítulo 2	19
Propiedades Petrofísicas y de Flujo del Núcleo	19
Introducción	19
2.1 Determinación de la porosidad total de la muestra de roca	20
2.2 Determinación de la permeabilidad absoluta de la muestra de roca	28
Capítulo 3	30
Equipos y materiales empleados en el Desplazamiento de aceite por agua	30
Introducción	30
3.1 Equipos y materiales utilizados para un desplazamiento de aceite por agua	30



3.1.1 Núcleo de roca.....	30
3.1.2 Perlas de vidrio.....	31
3.1.3 Manga termo ajustable.....	31
3.1.4 Manga de vitón.....	32
3.1.5 Pistola de calor.....	32
3.1.6 Celda porta-núcleos (Core Holder).....	33
3.1.7 Caja de herramientas.....	34
3.1.8 Cilindros de transferencia.....	34
3.1.9 Horno.....	35
3.1.10 Bomba de desplazamiento positivo Quizix.....	35
3.1.11 Bomba de inyección tipo Ruska.....	36
3.1.12 Colector de líquidos DBR.....	37
3.1.13 Gasómetro DBR.....	37
3.1.14 Equipo para adquisición de datos.....	38
3.1.15 Transductor de presión diferencial.....	38
3.1.16 Válvulas a la entrada y salida.....	39
3.1.17 Computadora tipo laptop.....	40
Capítulo 4.....	41
Prueba de Desplazamiento de aceite por Agua.....	41
Introducción.....	41
4.1 Metodología para la recepción y acondicionamiento de las muestras de roca.	41
4.1.1 Inspección visual.....	41
4.1.2 Registro fotográfico.....	41
4.1.3 Carear.....	42
4.1.4 Identificación.....	43
4.1.5 Lavado con disolventes.....	44
4.1.6 Secado.....	45
4.1.7 Tomografía exploratoria de rayos X.....	47
Capítulo 5.....	62
Resultados y Conclusión.....	62
Conclusión.....	64
Nomenclatura.....	64
Definiciones.....	65
Referencias.....	66
Bibliografía.....	67



Lista de Figuras

Figura 1	Porosidad de matriz -----	12
Figura 2	Permeabilidad relativa -----	14
Figura 3	Saturación de fluidos en los poros de la roca -----	15
Figura 4	Viscosidad del aceite -----	16
Figura 5	Dimensiones de la muestra de roca -----	19
Figura 6	Núcleo de roca -----	19
Figura 7	Peso de la roca limpia y seca -----	20
Figura 8	Relleno de la roca con perlas de vidrio -----	20
Figura 9	Roca seca y rellena -----	21
Figura 10	Peso de la roca limpia y con relleno -----	21
Figura 11	Roca y dispersores -----	22
Figura 12	Roca con dispersores y manga termo ajustable -----	22
Figura 13	Ajuste de la manga termo ajustable con pistola de calor -----	23
Figura 14	Colocación de la roca A en el core holder -----	24
Figura 15	Maniobra de montaje del core holder al interior del horno -----	24
Figura 16	Vista general del equipo permeámetro -----	25
Figura 17	Detalle del interior del equipo permeámetro -----	25
Figura 18	Representación esquemática del permeámetro -----	26
Figura 19	Determinación del volumen de poro -----	26
Figura 20	Determinación de la permeabilidad absoluta de la roca -----	28
Figura 21	Determinación de la k_{abs} (P_{iny} vs tiempo) -----	28
Figura 22	Determinación de k_{abs} (q_{iny} vs tiempo) -----	29
Figura 23	Núcleo o muestra de roca -----	30
Figura 24	Perlas de vidrio -----	31
Figura 25	Manga o camisa de teflón termo ajustable -----	31
Figura 26	Manga o camisa de vitón para alta presión y temperatura -----	32
Figura 27	Pistola de calor -----	33
Figura 28	Celda porta núcleos (core holder) -----	33
Figura 29	Caja de herramientas -----	34
Figura 30	Cilindro de transferencia -----	34
Figura 31	Horno con gaveta inferior -----	35
Figura 32	Bomba de desplazamiento positivo Quizix -----	36
Figura 33	Bomba de inyección tipo Ruska -----	36
Figura 34	Colector de líquidos DBR -----	37
Figura 35	Gasómetro DBR -----	37
Figura 36	Equipo automático de adquisición de datos -----	38
Figura 37	Transductor de presión diferencial Valydine -----	38
Figura 38	Válvulas de entrada -----	39
Figura 39	Válvulas de salida -----	39
Figura 40	Computadora tipo laptop -----	40
Figura 41	Datos del núcleo de roca -----	42
Figura 42	Roca sin carear -----	42
Figura 43	Roca careada -----	42
Figura 44	Procedimiento de careo -----	43
Figura 45	Rotulación de la roca con herramienta Dremel -----	43
Figura 46	Herramienta Dremel con accesorios para rotular núcleos de roca -----	44
Figura 47	Equipo Dean Stark para lavado de núcleos (imagen tomada de internet) -----	45



Figura 48	Horno de vacío-----	46
Figura 49	Desecador con sílica gel -----	46
Figura 50	Tomógrafo exploratorio de rayos X (imagen tomada de internet) -----	47
Figura 51	Imagen frontal y lateral de la muestra de roca A -----	48
Figura 52	Dimensiones del núcleo de roca A-----	48
Figura 53	Tomografía exploratoria de rayos X del núcleo de roca A-----	49
Figura 54	Valores CT del núcleo de roca A -----	50
Figura 55	Reconstrucción transversal del núcleo de roca A -----	50
Figura 56	Peso del núcleo de roca limpio, seco y sin relleno-----	51
Figura 57	Núcleo de roca durante el proceso de relleno-----	52
Figura 58	Núcleo de roca A relleno con perlas de vidrio-----	52
Figura 59	Peso del núcleo de roca A con relleno-----	53
Figura 60	Ajuste de la manga termo ajustable sobre el núcleo de roca A -----	53
Figura 61	Núcleo de roca con dispersores y líneas de entrada y de salida -----	54
Figura 62	Colocación del núcleo A al interior de la manga de vitón-----	54
Figura 63	Colocación del núcleo y manga al interior de la celda porta núcleos -----	55
Figura 64	Enroscado y apriete de las tapas de la celda porta núcleos -----	55
Figura 65	Colocación del core holder en el interior del horno empleando una grúa -----	56
Figura 66	Preparación de salmuera sintética -----	57
Figura 67	Llenado de cilindro de transferencia con aceite muerto -----	57
Figura 68	Maniobra para apretar conexiones de válvulas dentro del horno-----	58
Figura 69	Bomba manual de inyección tipo Ruska-----	59
Figura 70	Temperatura del horno-----	59
Figura 71	Celda porta núcleos, valvulas y cilindros de transferencia -----	60
Figura 72	Volúmenes de agua y aceite obtenidos durante el desplazamiento -----	62
Figura 73	Comportamiento de la presión vs tiempo-----	63
Figura 74	Producción de fluidos (agua y aceite)-----	63



Abstract

In the reservoir engineering is very important the determination of the petrophysical properties of rock samples, with the objective of improve the production of oil. Petrophysical properties such as total porosity, effective porosity, absolute permeability, relative permeability, wettability, etc., are obtained in specialized laboratories from full diameter rock samples known as rock cores. The properties mentioned above are very important for the analysis and evaluation of the reservoir with the purpose to optimize the production of oil and gas.

On the other hand, the Single Well Chemical Tracer Test is a technique in situ to determine the S_{or} in the reservoir, because the oil industry continues producing less than a half of the original oil in place (OOIP) and the costs of find and develop new reserves are continuously increasing, is important the development of new techniques to enhance the recovery factor in the reservoirs discovered; for this reason, the old fields are the goal to determine the residual oil saturation in Enhanced Oil Recovery projects.

The present work shows the activities in a test of displacement of oil by water which was made in a sample of reservoir X in the laboratory of Pilot Plants of the Mexican Petroleum Institute.

Also, the displacement of oil by water is a useful tool because provide information about the wettability of the rock, through the curve of relative permeabilities water-oil.

Chapter 1 describes the process of selection of the rock sample, the Chapter 2 present the petrophysical and flow properties of the rock, subsequently in Chapter 3 show the equipment and methodology in the displacement of oil by water, the Chapter 4 presents the displacement per se, and finally Chapter 5 show the results of the test.



Resumen

En la ingeniería de yacimientos es muy importante la determinación de las propiedades petrofísicas de muestras de roca, con el objetivo de mejorar la producción de aceite. Las propiedades petrofísicas como porosidad total, porosidad efectiva, permeabilidad absoluta, permeabilidad relativa, mojabilidad, entre otras, son obtenidas en laboratorios especializados a partir de muestras de roca de diámetro completo, conocidos como núcleos de roca. Las propiedades mencionadas anteriormente son muy importantes para la evaluación del yacimiento con el propósito de optimizar la producción de aceite y de gas.

Por otra parte, una prueba de trazadores químicos en pozo simple es una técnica in situ para determinar la saturación de aceite remanente (S_{or}) en el yacimiento, debido a que la industria del petróleo continua produciendo menos de la mitad del aceite original en el yacimiento y los costos de encontrar y desarrollar nuevas reservas de hidrocarburos se incrementan continuamente, es importante el desarrollo de nuevas técnicas para mejorar el factor de recuperación en los yacimientos descubiertos; por esta razón, los campos antiguos son el objetivo para determinar la saturación residual de aceite en proyectos de recuperación mejorada de aceite.

El presente trabajo muestra las actividades efectuadas en una prueba de desplazamiento de aceite por agua, la cual se realizó en una muestra de roca del yacimiento X en el Laboratorio de Plantas Piloto del Instituto Mexicano del Petróleo.

El Capítulo 1 describe el proceso de selección de la muestra de roca, el Capítulo 2 presenta las propiedades petrofísicas y de flujo de la roca, posteriormente en el Capítulo 3 se muestra el equipo y metodología en un desplazamiento de aceite por agua, el Capítulo 4 presenta el desplazamiento de aceite per se, y finalmente el Capítulo 5 presenta los resultados de la prueba.



Objetivo

Mostrar las actividades, equipos, materiales y metodología utilizados durante una prueba de desplazamiento de aceite por agua en laboratorio.



Capítulo 1

Selección de Núcleos

Introducción

En la industria petrolera, la información es un activo fundamental para la toma de decisiones, por lo cual se deben realizar análisis de núcleos en laboratorios especializados para determinar las propiedades petrofísicas de las muestras de roca por lo que, en dichos análisis petrofísicos es importante contar con muestras de núcleos provenientes del yacimiento que se va a estudiar, en caso de que lo anterior no fuese posible, es aconsejable que se consigan núcleos con características semejantes o muy parecidas a las deseadas, y de preferencia se deben emplear núcleos de diámetro completo en lugar de tapones ya que son más representativas del yacimiento, porque el volumen de una muestra de diámetro completo varía en longitud entre 2 y 7 [in], y de 2 a 4 [in] de diámetro, lo cual, se traduce a volúmenes de entre 102.96 [cm³] y 1441.48 [cm³]

1.1 Conceptos Básicos

El presente trabajo muestra el desarrollo de una prueba experimental de desplazamiento de aceite por agua que se realizó en el Instituto Mexicano del Petróleo, para lo cual se presentan los siguientes conceptos básicos:

1.1.1 Porosidad total (ϕ_t)

La porosidad total se define como la fracción de espacios vacíos o poros dentro de la roca respecto al volumen total de la misma, es común que la porosidad se represente matemáticamente con la siguiente expresión:

$$\phi_t = (V_p/V_r) \times 100 \dots\dots\dots(1)$$

Donde: ϕ_t =porosidad total
 V_p = volumen de poros [cm³]
 V_r = volumen de roca [cm³]



La porosidad puede determinarse directamente mediante el análisis de núcleos de roca en el laboratorio, o bien, se puede determinar indirectamente a partir de registros geofísicos. La siguiente **Fig. 1** muestra un ejemplo de porosidad de matriz:

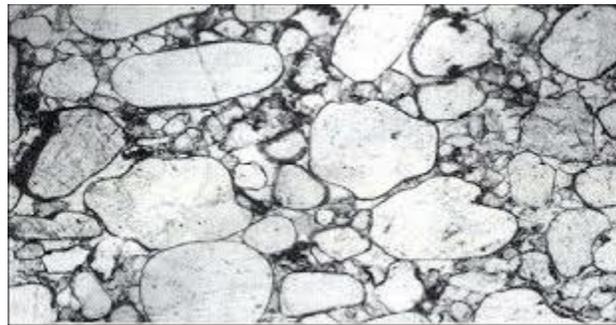


Figura 1 Porosidad de matriz

La porosidad total también puede ser expresada como la suma de la porosidad de la matriz y la porosidad secundaria, como se expresa en la siguiente ecuación:

$$\phi_t = \phi_m + \phi_f \dots\dots\dots(2)$$

donde: ϕ_t =porosidad total
 ϕ_m =porosidad de la matriz o primaria
 ϕ_f =porosidad de fractura o secundaria

1.1.2 Porosidad primaria

Es la porosidad que se origina durante el proceso de deposición y empaquetamiento que da origen a la roca y es el resultado de los procesos de formación de la roca tales como depositación, compactación, recristalización, cementación, etc.

1.1.3 Porosidad secundaria

Es aquella que se origina por procesos posteriores que sufre el medio poroso, tales como fracturas, disolución, dolomitización, etc.



1.1.4 Porosidad efectiva (ϕ_{ef})

La porosidad efectiva es aquella que toma en cuenta únicamente los espacios vacíos que se encuentran intercomunicados al interior de la roca.

1.1.5 Permeabilidad (k)

La permeabilidad se define como la capacidad del medio poroso para permitir que un fluido fluya a través del mismo.

1.1.6 Permeabilidad absoluta (k_{abs})

Es la propiedad del medio poroso de permitir el flujo de un fluido cuando dicho fluido satura 100% al medio poroso.

1.1.7 Permeabilidad efectiva (k_{efec})

Es la propiedad del medio poroso de permitir el flujo de un fluido cuando dicho fluido no satura al 100% el medio poroso.

1.1.8 Permeabilidad relativa (k_{rel})

Permeabilidad relativa depende de las características tanto del medio poroso como de los fluidos que lo saturan, así como del grado de saturación de los fluidos. Este tipo de permeabilidad se expresa en por ciento o fracción de la permeabilidad absoluta y es muy común representarla en función de la saturación de algún fluido. Generalmente se expresa como:

$$k_{rel} = k_{efec} / k_{abs} \dots\dots\dots(3)$$

En la ingeniería de yacimientos, la gráfica de permeabilidades relativas es una herramienta muy útil para determinar si una roca es mojada por agua, mojada por aceite o si tiene una mojabilidad intermedia, debido a que, en la industria petrolera, es preferible que la roca sea mojada por agua debido a que es relativamente más sencilla su explotación.

La **Fig. 2** siguiente presenta una curva de permeabilidades relativas agua-aceite

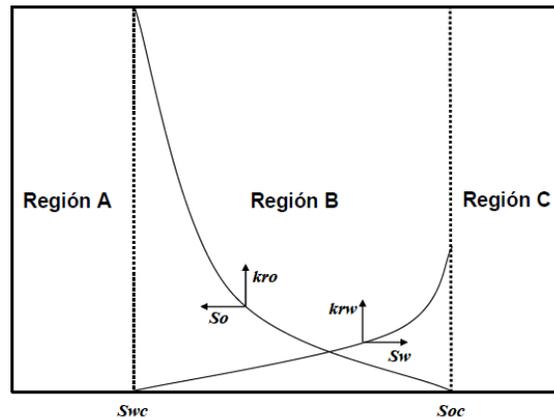


Figura 2 Permeabilidad relativa

Región A: Sólo fluye aceite.
Región B: Fluyen aceite y agua.
Región C: Sólo fluye agua.

1.1.9 Permeámetro

El permeámetro es un aparato utilizado para medir la permeabilidad de muestras de núcleos de roca al hacer pasar un fluido a través de la misma.

1.1.10 Aceite muerto

Se le denomina aceite muerto al aceite que, al disminuir la presión, todo el gas disuelto en su interior ya ha sido liberado.

1.1.11 Saturación de fluidos en el yacimiento (S)

La saturación de fluidos es la fracción del volumen de poros de una roca que se encuentra ocupada por algún fluido, ya sea aceite, agua o gas.

Se obtiene al dividir el volumen del fluido (V_f) a condiciones del medio poroso, entre el volumen de huecos o espacios intercomunicados del medio poroso, es decir:



$$S_f = \frac{V_f}{V_r} \dots\dots\dots(4)$$

donde: V_f = volumen del fluido.
 V_r = volumen de roca.

De tal modo que $S_w + S_o + S_g = 1$

La **Fig. 3** presenta la distribución de las saturaciones de fluidos en la roca:

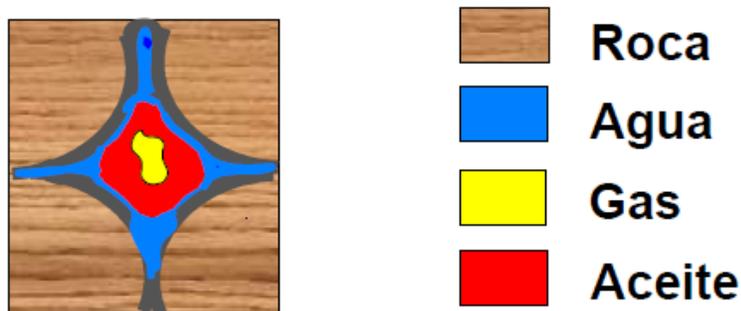


Figura 3 Saturación de fluidos en los poros de la roca

1.1.12 Saturación inicial de agua (S_{wi})

Es la saturación de agua a la que es descubierto el yacimiento.

1.1.13 Saturación crítica de agua (S_{wc})

Es la saturación a la cual el agua empieza a moverse.

1.1.14 Saturación de aceite remanente (S_{or})

Es la saturación de aceite que queda en el yacimiento después de un cierto tiempo de vida productiva de dicho yacimiento.

1.1.15 Viscosidad del aceite (μ_o)

La viscosidad del aceite se define como una medida de la resistencia del aceite a fluir debida a interacciones moleculares, y la viscosidad del aceite varia con la presión, pero principalmente, varia con la temperatura.

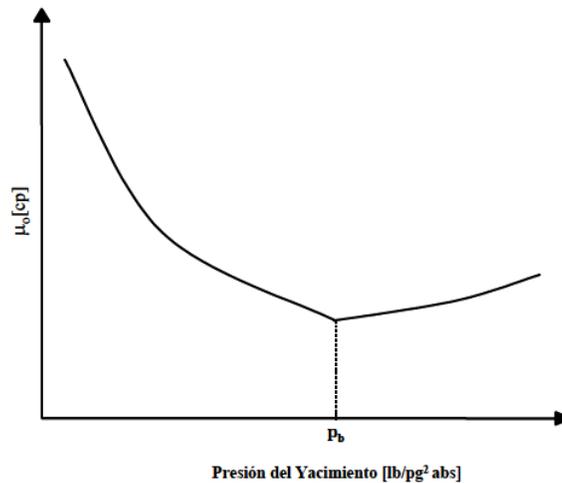


Figura 4 Viscosidad del aceite

La **Fig.4** representa el comportamiento de la viscosidad del aceite en función de la presión del yacimiento, a presiones menores a la presión de saturación (P_b) la viscosidad del aceite aumenta debido a que se libera el gas disuelto en el aceite, y a presiones por encima de la presión de saturación (P_b) aumenta debido a que, por efecto de mayor presión las moléculas del aceite son forzadas a juntarse más.

1.1.16 Mojabilidad

La mojabilidad es la tendencia que tiene un fluido para extenderse o adherirse sobre una superficie sólida, en presencia de otro fluido. Si la roca es mojada por aceite se dice que es oleofílica y si es mojada por agua será hidrofílica. Este parámetro es muy importante en la ingeniería de yacimientos, debido a que es preferible que una roca sea mojada por agua ya que su explotación resulta relativamente más sencilla, ya que si la roca es mojada por aceite es complicado producir los fluidos.



1.2 Selección de núcleos para su análisis petrofísico

1.2.1 Introducción

Para efectuar el análisis petrofísico en núcleos de roca, el primer paso consiste en hacer una selección de los núcleos para tomar muestras representativas del yacimiento, debido a que dicha operación de toma de núcleos del yacimiento es costosa, es necesario seguir algunos criterios de selección con el propósito de obtener la mayor cantidad de información posible del yacimiento, y con ello, optimizar la explotación de los fluidos. Las muestras recolectadas proporcionan información geológica, mineralógica, paleontológica, sedimentológica, petrofísica entre otras.

A inicios de los años 80's las muestras de roca eran seleccionadas mediante una simple inspección visual, lo que podía llevar a errores debido a que la vista humana no puede inspeccionar a detalle la muestra de roca. Con la llegada de la tomografía computarizada se mejoró la selección de los núcleos de roca para efectuar análisis petrofísicos, ya que hizo posible mirar el interior de la roca, lo cual, permitía seleccionar las mejores muestras para su análisis petrofísico. La tomografía computarizada permite caracterizar la roca y visualizar el flujo de fluidos de forma no destructiva. Durante el escaneo de un núcleo de roca en el tomógrafo, la fuente de rayos X y los detectores giran alrededor del núcleo mientras este se desliza, lo que resulta en "rebanadas" de imágenes de rayos X que representan datos de atenuación, debido a que, a energías altas de rayos X, la atenuación se hace principalmente función de la densidad de electrones del material que está siendo analizado en el tomógrafo, es decir que el coeficiente de atenuación CT permite conocer si una muestra de roca es más o menos densa.

Stiles y Hutfilz (1992) combinaron datos cualitativos de pruebas y de descripción geológica para seleccionar muestras de roca, mientras que **Gunter et al. (1997)** seleccionaron muestras basados en gráficas cruzadas de porosidad y permeabilidad.



Por otra parte, **Kolodzie (1980)** y **Corbett et al (2001)** destacaron que se debe establecer un conjunto de criterios para seleccionar muestras de roca tomando en cuenta los argumentos de geólogos, ingenieros de producción, y petrofísicos. Mientras que, en otros estudios, se toman en consideración como criterios de selección de muestras de roca, tanto la porosidad y la permeabilidad. En tanto, **Moorkerjee y Alias (2006)** usaron una combinación de datos sedimentología, petrografía, presión capilar por inyección de mercurio, y escaneo de tomografía computarizada para la selección de muestras de roca. **EIBelisy et al (2010)** escanearon núcleos con microscopía electrónica e imágenes de tomografía junto con gráficas cruzadas de porosidad-permeabilidad al seleccionar muestras de núcleos. **Maas y Springer (2014)** enfatizaron las descripciones geológicas y las fotos de núcleos para estudiarlos en tomógrafo, además, recomiendan seleccionar al menos, un 50% más muestras de las necesarias para su análisis petrofísico. En **Tavakoli (2018)** las unidades para la selección de muestras son tipos de roca definidas mediante la integración de las características de facies y diagénesis de las rocas en un marco porosidad-permeabilidad.

Lo anteriormente mostrado tiene por objetivo el seleccionar las muestras de roca que presenten las mejores características para poder determinar sus propiedades petrofísicas en el laboratorio.



Capítulo 2

Propiedades Petrofísicas y de Flujo del Núcleo.

Introducción

En este capítulo se describirá la forma en que se obtiene la porosidad total y la permeabilidad absoluta del núcleo de roca seleccionado.

Una vez que se ha determinado cual será el núcleo de roca a trabajar, se debe determinar la porosidad total y la permeabilidad absoluta de dicha roca, para lo cual se requiere que el núcleo de roca se encuentre limpio y seco, lo cual significa que ya fue sometido a un procedimiento de limpieza con disolventes (alcohol isopropílico y tolueno al 50% c/u) en un aparato de destilación conocido como Dean Stark o Soxhlet. Se deben tomar las dimensiones de dicha muestra de roca (longitud, diámetro y volumen total), estas medidas se presentan en la siguiente

Fig. 5

Muestra	Longitud [cm]	Diámetro [pg]	Diámetro [cm]	Volumen [cm ³]	Área Transversal [cm ²]
A	7.4	3.5	8.89	459.33	62.07

Figura 5 Dimensiones de la muestra de roca

La siguiente **Fig. 6** es una representación de un núcleo de roca



Figura 6 Núcleo de roca



2.1 Determinación de la porosidad total de la muestra de roca

La preparación de la muestra de roca consiste en diferentes pasos que inician al pesar la roca en una balanza y anotar dicho dato como

W_{limp} y $seca$. Este paso se ilustra en la siguiente **Fig. 7**:



Figura 7 Peso de la roca limpia y seca

En caso de que la roca presente grandes espacios huecos como cavernas y/o vórgulos de gran tamaño y para evitar que la roca colapse al ser sometida a la presión de confinamiento, se debe rellenar con un material (en nuestro caso se utilizan perlas de vidrio para ebullición), dichas perlas se deben fijar a la roca con cinta micropore, este procedimiento se muestra en las siguientes **Fig. 8** y **Fig. 9**:



Figura 8 Relleno de la roca con perlas de vidrio



Figura 9 Roca seca y rellena

Terminado el proceso de relleno de la roca se coloca sobre una balanza para determinar su peso, dicho dato se registra en la bitácora como $W_{seca\ y\ rellena}$ lo anterior se observa en la siguiente **Fig. 10**



Figura 10 Peso de la roca limpia y con relleno

Cuando la roca ya se encuentra rellena se procede a colocar en los extremos del núcleo, sus respectivos dispersores, los cuales tienen el objetivo de permitir que el fluido inyectado se disperse por toda la superficie transversal de la roca, lo que se ilustra en la imagen 5, enseguida se coloca una manga termo ajustable del diámetro y longitud de la roca y ambos dispersores como lo muestran las **Fig.11** y **Fig. 12** a continuación:



Figura 11 Roca y dispersores



Figura 12 Roca con dispersores y manga termo ajustable

Una vez que ya se colocó y ajustó con una pistola de calor (**Fig. 13**) la manga termo ajustable sobre la roca y con sus respectivos dispersores, se procede a colocarla al interior de la celda porta núcleos también conocida como core holder, posteriormente empleando una grúa móvil plegable, dicha celda se introduce al interior del horno del permeámetro como se muestra en la secuencia mostrada en la **Fig. 15**, finalizada esta maniobra se aprietan las líneas de entrada y de salida de la celda para poder iniciar con la inyección de agua al interior de la roca para determinar su porosidad total. La **Fig. 16** presenta el sistema permeámetro en su conjunto y la **Fig. 17** presenta el interior del permeámetro en el que se observa la celda porta núcleos y los cilindros de transferencia, así como las válvulas a la entrada y a la salida del



permeámetro.

Posteriormente en el siguiente capítulo se describirán los componentes y la función de los mismos en el desplazamiento.

Antes de iniciar con la inyección de agua, se debe realizar una prueba para comprobar la hermeticidad del sistema, tanto en el confinamiento, como en las líneas de acero a la entrada y a la salida, al realizar dicha prueba comprobamos que no existen fugas en todo el sistema por lo que procedemos a efectuar un vacío durante aproximadamente 2 horas.



Figura 13 Ajuste de la manga termo ajustable con pistola de calor



Figura 14 Colocación de la roca A en el core holder



Figura 15 Maniobra de montaje del core holder al interior del horno



Figura 16 Vista general del equipo permeámetro



Figura 17 Detalle del interior del equipo permeámetro

Terminado el proceso anterior se procede a hacer vacío a todo el sistema, a la roca y a las líneas de entrada y salida que conectan la celda porta núcleos durante dos horas. Posteriormente se llenan las líneas del tubo de acero hasta la válvula de entrada, empleando la bomba de inyección o desplazamiento positivo quizix, dicho volumen inyectado fue de 8.5 [cm³].

Para medir el volumen de poros de la roca se usó una presión de confinamiento de 500 [psi], se aplicó dicha presión con la bomba de inyección manteniendo cerrada la válvula de salida y abriendo sólo la válvula de entrada (inyección de agua destilada). El volumen de agua destilada admitida por la roca es proporcional a su porosidad. La **Fig. 18** siguiente, es la representación esquemática del equipo permeámetro con un núcleo de roca al interior:

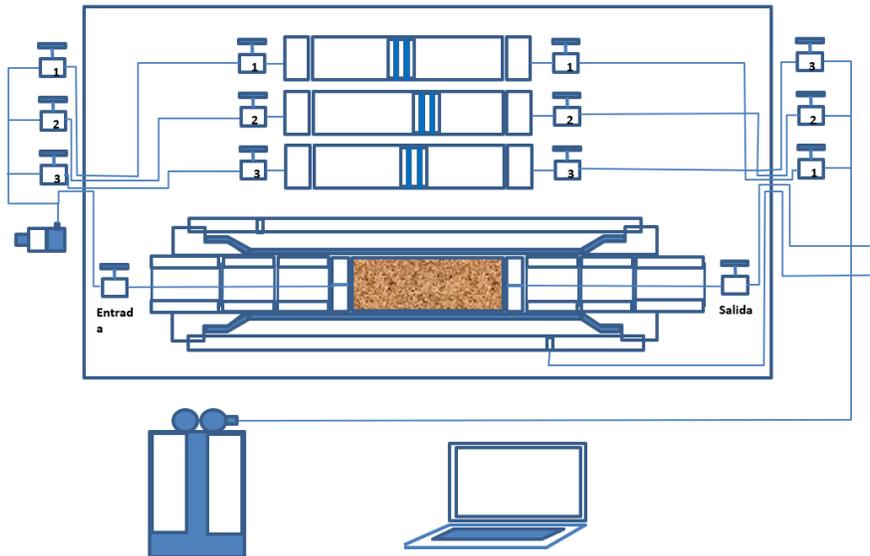


Figura 18 Representación esquemática del permeámetro

La **Fig. 19** muestra la gráfica de P_{iny} vs tiempo

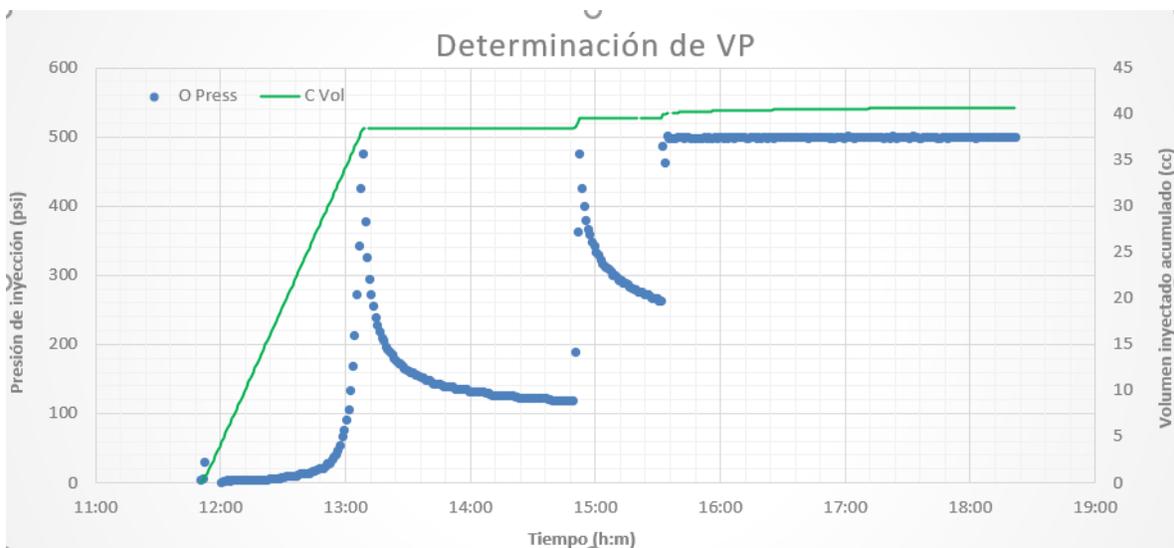


Figura 19 Determinación del volumen de poro

Estando la válvula de salida cerrada, se inicia la inyección de agua. Para realizar el llenado del volumen de poros, se efectuó en etapas de represionamiento con unas 2 horas de estabilización, al finalizar esta etapa, el volumen total admitido por la muestra fue de $34.32 \text{ [cm}^3\text{]}$ y el volumen de la roca es de $459.33 \text{ [cm}^3\text{]}$ por lo que, empleando la



ecuación (1) se obtiene el siguiente valor de la porosidad total:

$$\phi_t = (V_p / V_r) \times 100 = \phi_t \text{ [%]}$$

Obtenemos una porosidad total $\phi_t = (34.32 / 459.33) \times 100 = 7.47 \%$

$$\phi_t = 7.47 \%$$



2.2 Determinación de la permeabilidad absoluta de la muestra de roca

Estando la muestra de roca saturada al 100% con agua se determina la relación presión de inyección vs gasto de inyección con el propósito de determinar la permeabilidad absoluta de la roca, dicha relación se determinó a diferentes gastos de flujo. Los resultados se observan en la siguiente **Fig. 20**

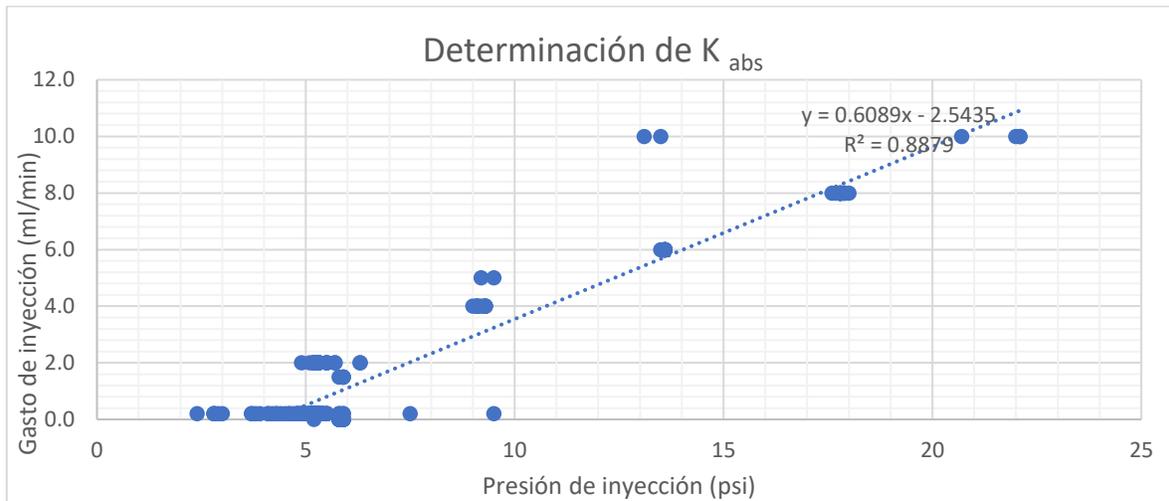


Figura 20 Determinación de la permeabilidad absoluta de la roca

La **Fig. 21** siguiente, presenta el comportamiento de la P_{iny} vs tiempo:

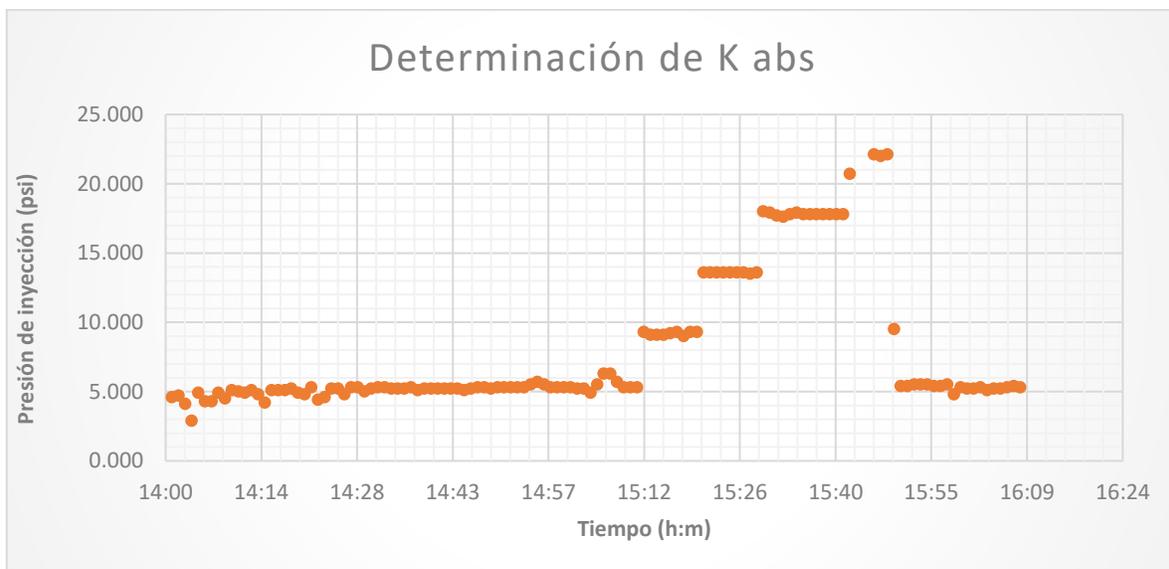


Figura 21 Determinación de la k_{abs} (P_{iny} vs tiempo)



La **Fig. 22** muestra el comportamiento del q_{iny} vs tiempo:

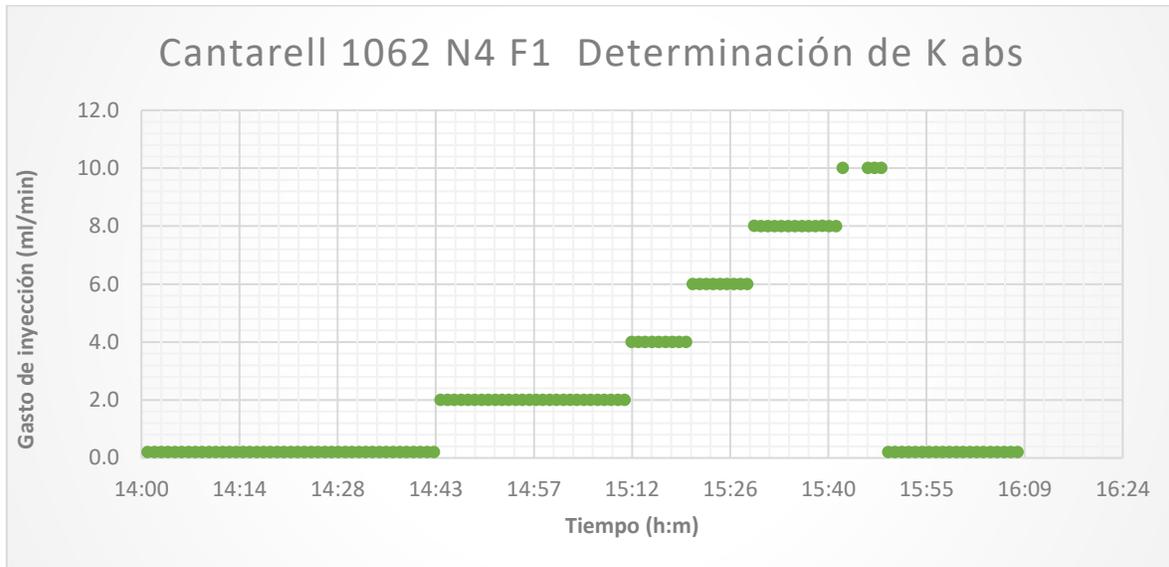


Figura 22 Determinación de k_{abs} (q_{iny} vs tiempo)

Empleando la ecuación de Darcy para determinar la permeabilidad y con los datos siguientes, se calcula la permeabilidad absoluta de la muestra de roca:

Datos:

$$A= 62.07 \text{ [cm}^2\text{]}$$

$$\mu=1 \text{ [cp]}$$

$$L=7.4 \text{ [cm]}$$

De la gráfica 2, la pendiente $m=0.6089 \text{ [cm}^3\text{/min/psi]}$ lo que en unidades Darcy equivale a
 $0.6089 \cdot (14.7/60) = 0.14918 \text{ [cm}^3\text{/seg/atm]}$

$$k_{abs}=0.14918 \text{ [cm}^3\text{/seg/atm]} \cdot 1 \text{ [cp]} \cdot (7.4 \text{ [cm]}/62.07 \text{ [cm}^2\text{)}) = 0.017784 \text{ [Darcys]}$$

$$k_{abs}=0.017784 \text{ [Darcys]} \cdot 1000= 17.78 \text{ [mD]}$$

$$\mathbf{k_{abs}= 17.78 \text{ [mD]}}$$



Capítulo 3

Equipos y materiales empleados en el Desplazamiento de aceite por agua

Introducción

En el presente capítulo se describen los materiales y equipos empleados al realizar una prueba de desplazamiento de aceite por agua en el laboratorio, así como su función durante dicha prueba experimental.

3.1 Equipos y materiales utilizados para un desplazamiento de aceite por agua

Los materiales y equipos utilizados durante una prueba experimental de desplazamiento de aceite por agua se enlistan a continuación:

3.1.1 Núcleo de roca

Es la materia objeto del estudio para realizar el desplazamiento por agua y que previamente debe haberse sometido a un proceso de limpieza con disolventes (alcohol isopropílico y tolueno) y de secado en un horno de vacío. La **Fig. 23** presenta un ejemplo de una muestra de roca:



Figura 23 Núcleo o muestra de roca



3.1.2 Perlas de vidrio

Se utilizan las perlas de vidrio de 2 [mm] para rellenar el núcleo de roca, cuando el mismo presente vórgulos grandes y huecos para que la roca mantenga su forma de cilindro circular recto, y de esta forma, evitar su colapso al ser sometido a la presión de confinamiento. La **Fig. 24** muestra un frasco con perlas de vidrio de 1 o 2 [mm] de diámetro:



Figura 24 Perlas de vidrio

3.1.3 Manga termo ajustable

Es un material de teflón y que sirve para dar protección a la muestra de roca dentro del permeámetro al someterse a la presión de confinamiento, esta manga se debe cortar tomando en cuenta la longitud y diámetro de la muestra de roca y de los difusores que se colocan en los extremos de la roca. La siguiente **Fig.25** presenta una manga termo ajustable de teflón:



Figura 25 Manga o camisa de teflón termo ajustable



3.1.4 Manga de vitón

Se emplea la manga de vitón resistente a alta presión y temperatura para proteger junto con la manga termo ajustable mencionada anteriormente, se aconseja que dicha manga sea fabricada en una sola pieza y sin costura, ya que puede romperse por este punto al someterse a la presión de confinamiento. La Fig. 26 es un ejemplo de una manga de vitón de 4[in] de diámetro interno y 40 [cm] de longitud:



Figura 26 Manga o camisa de vitón para alta presión y temperatura

3.1.5 Pistola de calor

Esta herramienta se utiliza cuando se coloca la manga termoajustable la cual previamente fue cortada a la longitud de la roca y de los difusores de acero inoxidable y una vez que la manga de teflón ya está ajustada se coloca dentro de la manga de vitón. La **Fig. 27** muestra una pistola de calor marca Milwaukee:



Figura 27 Pistola de calor

3.1.6 Celda porta-núcleos (Core Holder)

Es un equipo hecho en acero inoxidable el cual, cuenta con tapas roscadas en ambos extremos y que tiene la finalidad de contener en su interior la muestra de roca, la cual, debe estar sellada herméticamente para permitir que el flujo de fluidos sea perpendicular al área transversal de la roca, también permite simular las condiciones de presión de confinamiento. La **Fig. 28** presenta una celda porta núcleos conocida como core holder:



Figura 28 Celda porta núcleos (core holder)



3.1.7 Caja de herramientas

Contiene distintas herramientas (desarmadores, llaves de cadena, martillo, mazo, limas, pinzas, etc) las cuales son muy útiles durante el armado de la muestra de roca. La Fig. 29 presenta una típica caja de herramientas:



Figura 29 Caja de herramientas

3.1.8 Cilindros de transferencia

Estos cilindros son de acero inoxidable y en su pared interna tienen un acabado de espejo y un émbolo, tienen la finalidad de contener en su interior un solo fluido, el cual puede ser aceite o agua (salmuera sintética), dichos fluidos serán introducidos al interior de la roca empleando la bomba de desplazamiento positivo Quizix a un gasto de inyección constante. Dichos cilindros cuentan con válvulas de aguja para alta presión en ambos extremos. La siguiente **Fig. 30** presenta un cilindro de transferencia hecho en acero inoxidable con acabado espejo en su pared interna:

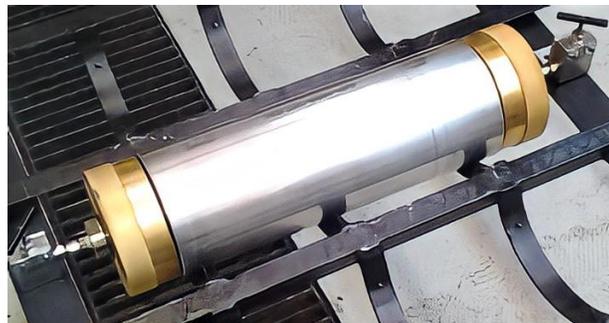


Figura 30 Cilindro de transferencia



3.1.9 Horno

El horno tiene la finalidad de contener en su interior tanto la celda portanúcleos, así como también los cilindros de transferencia, también permite simular la temperatura de yacimiento en la celda mediante unas resistencias eléctricas en su interior y, para mantener constante la temperatura deseada, cuenta con un controlador electrónico programable de temperatura. La **Fig. 31** muestra el Horno que forma parte del equipo permeámetro:



Figura 31 Horno con gaveta inferior

3.1.10 Bomba de desplazamiento positivo Quizix

Dicho equipo tiene la función de introducir los fluidos que se encuentran en los cilindros de transferencia a un gasto constante al interior del núcleo de roca durante los experimentos programados, cuentan con un software especializado (Pumpworks) para controlar el flujo de fluidos y un programa de adquisición de datos. La **Fig. 32** presenta una bomba de desplazamiento positivo Quizix de la marca Chandler Engineering:



Figura 32 Bomba de desplazamiento positivo Quizix

3.1.11 Bomba de inyección tipo Ruska

Este equipo se utiliza para proporcionar al sistema la presión de confinamiento mediante un proceso manual de succión–inyección del fluido de confinamiento hasta alcanzar la presión deseada que se puede observar en el manómetro. La siguiente **Fig. 33** presenta una bomba manual de inyección tipo Ruska:

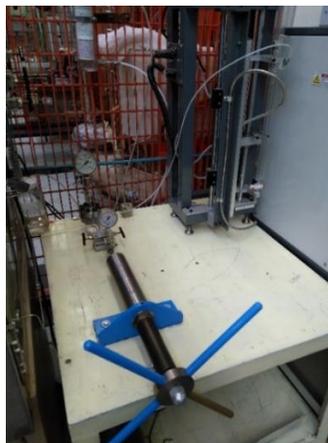


Figura 33 Bomba de inyección tipo Ruska



3.1.12 Colector de líquidos DBR

Este equipo tiene la función de separar los fluidos que son desplazados (agua y aceite) durante una prueba de desplazamiento cuando no se utiliza un muestreador automático de fluidos. La Fig. 34 muestra un colector de líquidos marca DBR:



Figura 34 Colector de líquidos DBR

3.1.13 Gasómetro DBR

Este equipo contabiliza el gasto de gas a la salida del permeámetro durante pruebas experimentales con gas, el cual, por lo general es nitrógeno (N_2) aunque se pueden utilizar otros gases según sean los requerimientos de la prueba experimental. La **Fig. 35** muestra un gasómetro marca DBR:



Figura 35 Gasómetro DBR



3.1.14 Equipo para adquisición de datos

Dicho equipo cuenta con un programa de cómputo para registrar los datos que se generan durante las pruebas experimentales en el permeámetro. La **Fig. 36** muestra un equipo de adquisición de datos marca Texas Instruments:



Figura 36 Equipo automático de adquisición de datos

3.1.15 Transductor de presión diferencial

Su función es la de registrar la diferencial de presión que existe a la entrada y salida del equipo permeámetro. La **Fig. 37** muestra un transductor de presión diferencial marca Valdyne:



Figura 37 Transductor de presión diferencial Valdyne



3.1.16 Válvulas a la entrada y salida

Mediante dichas válvulas se controla el flujo de fluidos (aceite, agua) que entran y salen de la muestra de roca. Las **Fig. 38** y **Fig. 39** muestran válvulas de entrada y de salida marca HiP del permeámetro:



Figura 38 Válvulas de entrada



Figura 39 Válvulas de salida



3.1.17 Computadora tipo laptop

El objetivo de este equipo es registrar y almacenar en su memoria interna los resultados de las pruebas experimentales, así como el de controlar la operación de la bomba de desplazamiento positivo Quizix, cuyo software ha sido previamente cargado en su disco duro. La **Fig.40** muestra la computadora tipo laptop marca HP del permeámetro:

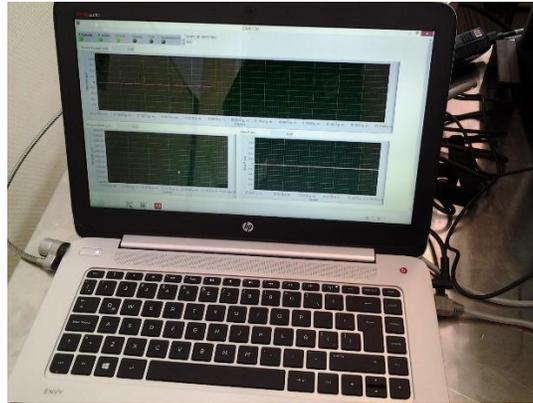


Figura 40 Computadora tipo laptop



Capítulo 4

Prueba de Desplazamiento de aceite por Agua

Introducción

En el presente capítulo se ilustra el desarrollo de una prueba de desplazamiento de aceite por agua en el laboratorio. Se muestra la metodología que se debe seguir al momento de recibir la(s) muestra(s) de roca en el laboratorio, para tener lista la roca para las pruebas que se deban efectuar sobre la misma.

4.1 Metodología para la recepción y acondicionamiento de las muestras de roca.

Para empezar, una vez que se reciben las muestras de núcleos se deben seguir los pasos siguientes:

4.1.1 Inspección visual

Inspeccionar visualmente que las muestras de roca, así como el recipiente en el que fueron transportadas no presenten golpes, y en cuanto a las rocas, éstas deben mantener su integridad y no estar rotas. En caso contrario se debe levantar un reporte en el que se especifique y registre el tipo de daño que presente la o las muestras de roca.

4.1.2 Registro fotográfico

Cada una de las muestras de roca para que se tenga evidencia de las condiciones en que fueron recibidas en el laboratorio, cabe anotar que las muestras son transportadas en cajas de plástico y las rocas se deben proteger de golpes con materiales como plástico burbuja, papel aluminio, bolsas de plástico o bien, introducirlos en tubos de aluminio etc. Utilizando un vernier o pie de rey se deben tomar las medidas y peso de cada una de las muestras y llenar una tabla como la que se muestra en la siguiente **Fig.41** en la que se debe anotar nombre, peso, longitud, diámetro y profundidad del núcleo de roca analizado:



<i>Nombre</i>	<i>Peso (gr)</i>	<i>Longitud (cm)</i>	<i>Diámetro (in)</i>	<i>Profundidad (m)</i>
A				
B				
C				

Figura 41 Datos del núcleo de roca

4.1.3 Carear

El, o los núcleos de roca, se deben carear, dicho procedimiento consiste en cortar la roca en sus dos extremos (en caso de que presenten superficies irregulares), con el objetivo de que el núcleo tenga la forma de un cilindro circular recto y permita que los dispersores que serán utilizados durante la o las pruebas asienten bien en el núcleo. Las **Fig.30** y **Fig.31** ilustran una roca antes y después de ser sometida al procedimiento de careo, por otra parte, la **Fig. 44** muestra un núcleo durante el careo.



Figura 42 Roca sin carear



Figura 43 Roca careada



Figura 44 Procedimiento de careo

4.1.4 Identificación

Las muestras de roca, deben ser identificadas de forma permanente, por lo que se utiliza una herramienta eléctrica tipo Dremel la cual, es una fresadora que permite marcar el nombre de la muestra de roca, evitando con ello, el uso de marcadores permanentes, los que tienen el inconveniente de que su tinta base agua o base aceite, se borra al momento de someter el núcleo al procedimiento de lavado con disolventes. En la **Fig. 45** se ilustra el proceso de rotulación de una muestra de roca, y en la **Fig. 46** se muestra la herramienta Dremel con sus accesorios.



Figura 45 Rotulación de la roca con herramienta Dremel



Figura 46 Herramienta Dremel con accesorios para rotular núcleos de roca

4.1.5 Lavado con disolventes

Los núcleos de roca se deben someter a un proceso de lavado con el objetivo de eliminar residuos del lodo de perforación y del proceso de toma de núcleos (aceite y salmuera), este lavado se realiza utilizando un equipo de destilación llamado Dean-Stark, también se le conoce como Soxhlet, el cual consiste en un matraz de bola de 4 litros, una cámara en la que se coloca la muestra de roca que se va a lavar, un condensador, una resistencia eléctrica, un controlador de temperatura, conexiones para un flujo continuo de agua. El procedimiento de lavado consiste en ciclos de evaporación y condensación de los disolventes empleados en una proporción de 50% de alcohol isopropílico y 50% de tolueno. La limpieza de la muestra de roca se determina a partir del color del disolvente, que se desvía periódicamente desde el extractor y que deberá ser claro. Las muestras se colocan en el extractor y se limpian por calentamiento a reflujo del disolvente.

El disolvente al calentarse se evapora en matraces de ebullición y se enfría en un condensador la parte superior. El líquido disolvente enfriado cae goteando en la cámara que contiene a la muestra de roca. El disolvente limpiado llena la cámara y moja completamente a la muestra. Cuando la cámara está llena, el disolvente sucio que se utiliza para limpiar el núcleo, mediante el efecto sifón se destila nuevamente en el matraz. En la siguiente **Fig. 47** se ilustra el equipo de destilación Dean Stark para el lavado de núcleos.

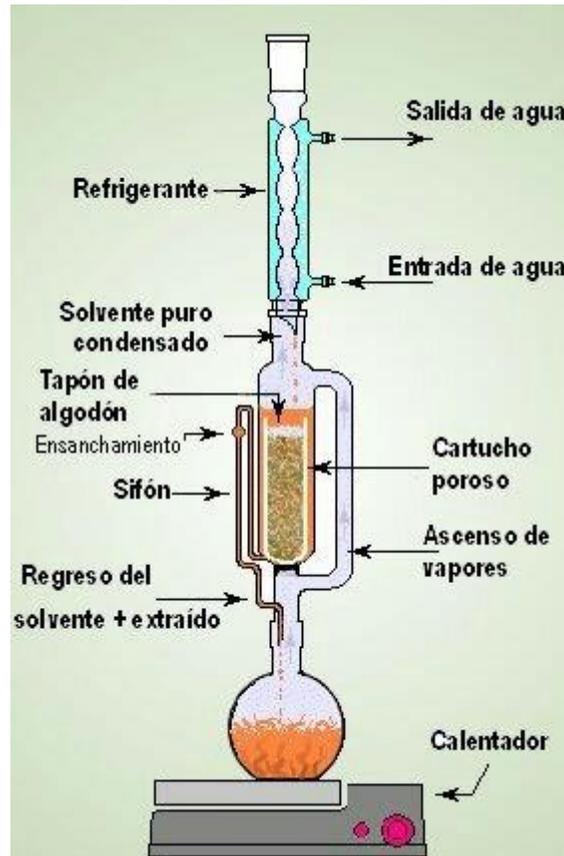


Figura 47 Equipo Dean Stark para lavado de núcleos (imagen tomada de internet)

Fuente: www.soxhletpoint.blogspot.com

4.1.6 Secado

Cuando el núcleo de roca ya se encuentra limpio, se deja ventilar a temperatura ambiente durante 1 día con el objetivo de permitir que los disolventes que todavía se encuentran en su interior se evaporen, una vez hecho lo anterior se coloca el núcleo dentro de un horno de vacío, en donde permanecerá hasta que sea requerido para realizarle pruebas experimentales, en su defecto, se coloca la muestra de roca dentro de un equipo desecador de vidrio el cual en su parte inferior contiene sílica gel, la cual elimina la humedad para que la roca se mantenga seca.



Las **Fig. 48** y **Fig. 49** muestran respectivamente un horno de vacío y un desecador con sílica gel para mantener los núcleos de roca secos y libres de humedad.

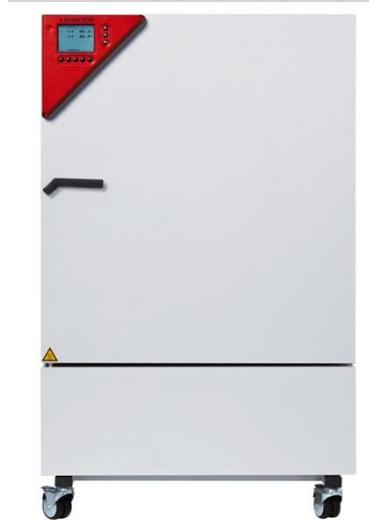


Figura 48 Horno de vacío



Figura 49 Desecador con sílica gel



4.1.7 Tomografía exploratoria de rayos X

Para obtener más información sobre el o los núcleos de roca que llegan al laboratorio se debe efectuar un estudio de tomografía exploratoria de rayos X en el cual, se utiliza un tomógrafo que toma imágenes con un espaciamiento de 3 [mm] hasta completar la longitud de la muestra de roca.

La **Fig.50** presenta un equipo de tomografía exploratoria de rayos X.



Figura 50 Tomógrafo exploratorio de rayos X (imagen tomada de internet)

Fuente: www.phillips.com

Se debe realizar una prueba de desplazamiento de aceite por agua para lo cual se selecciona la muestra X proveniente del campo Y de una zona petrolera en el sur de México, por lo que se le manda hacer un estudio de tomografía exploratoria de rayos X.

La muestra de roca X se trata de una roca de 4 pulgadas de diámetro, con una longitud de 7.4 cm y un peso de 1136 gr, presenta vórgulos de diferentes tamaños en los cuales hay restos de material de relleno, el que probablemente se utilizó para preparar la roca para distintas pruebas en el laboratorio anteriores. La **Fig.51** presenta la roca A analizada, tanto frontal como lateralmente:



Figura 51 Imagen frontal y lateral de la muestra de roca A

A esta muestra de roca se le realizó un estudio de tomografía exploratoria de rayos X en el Laboratorio de Recuperación de Hidrocarburos del IMP utilizando para ello un equipo de tomografía Phillips modelo Brilliance CT6 de tercera generación, el cual toma imágenes de rayos X con un espaciamiento de 3[mm],

Las características de la muestra de roca se resumen en la siguiente **Fig.52:**

Muestra	Longitud [cm]	Diámetro [cm]	W seca [gr]	Área [cm ²]	V _{total} [cm ³]	Φ [%]
A	7.4	8.89	1139	62.071	459.33	7.4

Figura 52 Dimensiones del núcleo de roca A

Por otra parte, la **Fig. 53** presenta el estudio de tomografía de rayos X efectuada en la muestra de roca A, las imágenes se tomaron a cada 3 [mm] en toda la longitud de la roca:

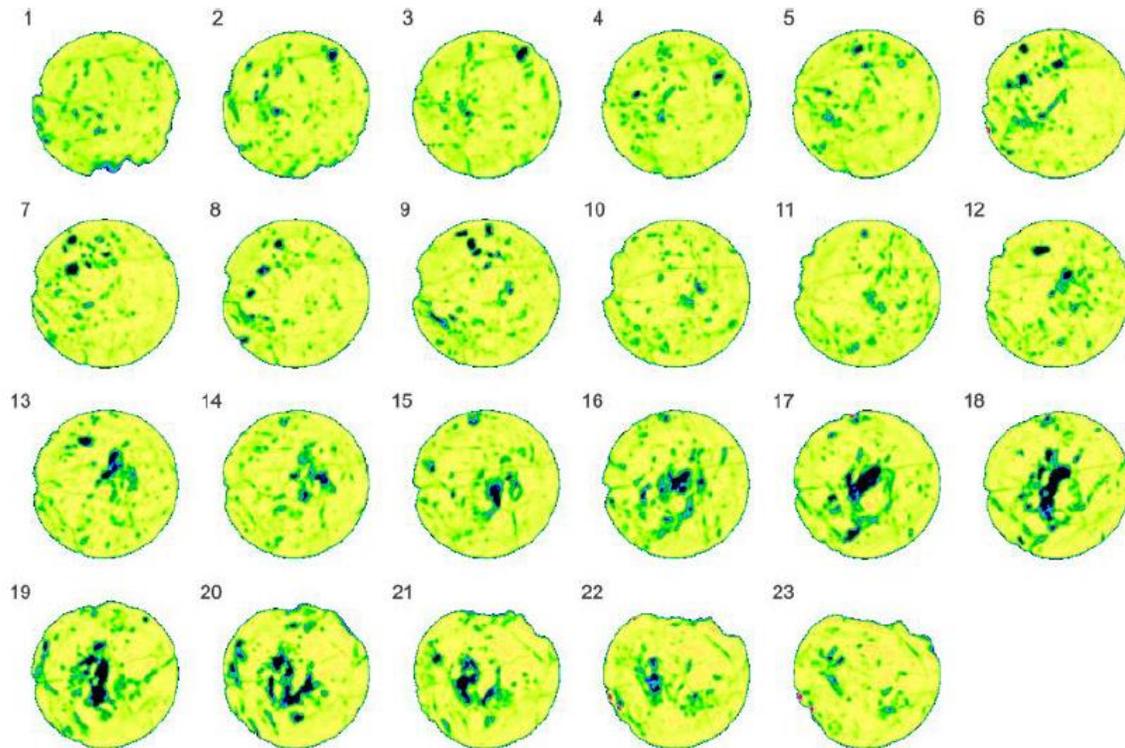


Figura 53 Tomografía exploratoria de rayos X del núcleo de roca A

En esta imagen de la tomografía exploratoria de rayos X, se muestran las estructuras internas que existen en el núcleo de roca.

En la **Fig. 54** se presenta el estudio del coeficiente de atenuación CT efectuado en la muestra de roca A:

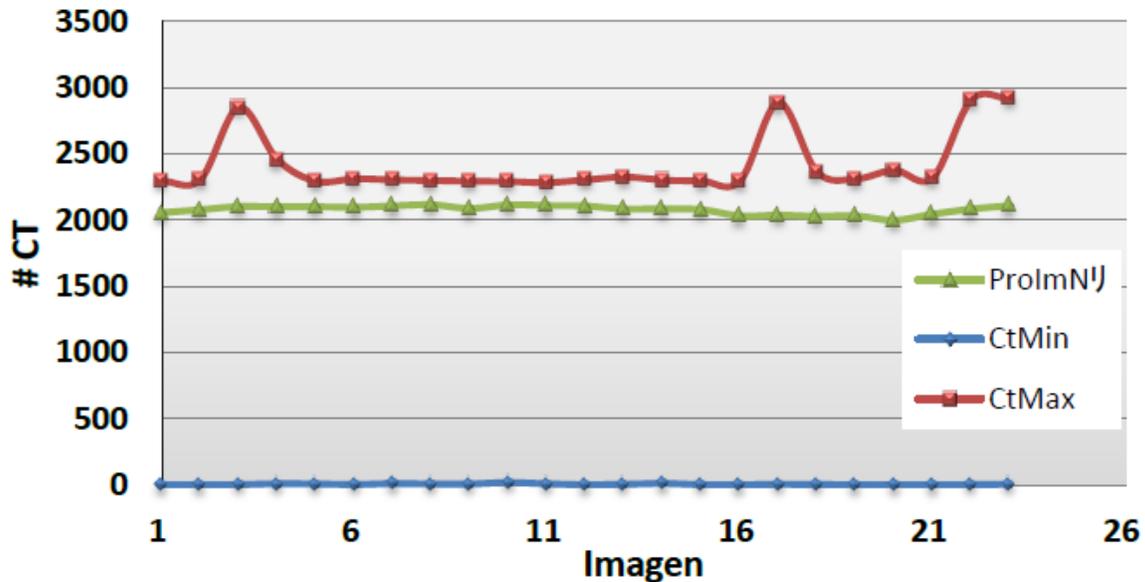


Figura 54 Valores CT del núcleo de roca A

La gráfica anterior, muestra los valores del coeficiente de atenuación CT del núcleo de roca, dicho coeficiente en tomografía computarizada, en pocas palabras, es un indicador de qué tan denso es un material que se analiza en el tomógrafo. La **Fig. 55** presenta la reconstrucción transversal del núcleo analizado en el tomógrafo exploratorio:

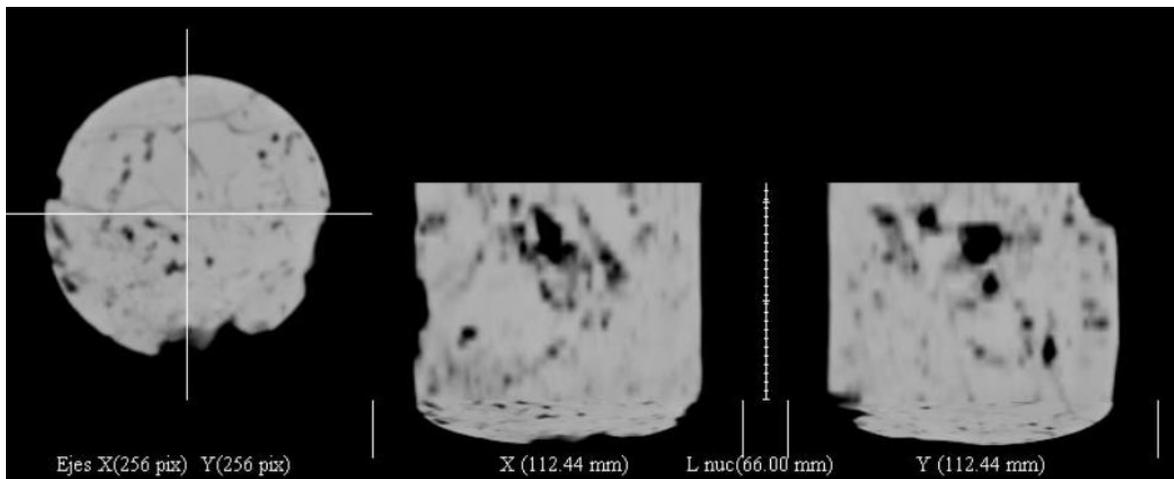


Figura 55 Reconstrucción transversal del núcleo de roca A



Para poder realizar una prueba de desplazamiento de aceite por agua en la muestra de roca A es necesario primero saturar la muestra de roca con agua de formación (salmuera), en caso de no contar con dicha salmuera se debe prepara una salmuera sintética de la misma salinidad del pozo, posteriormente se debe saturar con aceite muerto para enseguida, efectuar un desplazamiento de aceite por agua para llegar a la condición de saturación residual de aceite, para lo cual, se realizan las siguientes actividades:

Acondicionamiento de la muestra de roca A

El primer paso consiste en registrar el peso de la muestra de roca estando limpia y seca, en este caso, el peso resulto ser de 1136 [gr] lo anterior se ilustra en la siguiente **Fig. 56**:



Figura 56 Peso del núcleo de roca limpio, seco y sin relleno

Posteriormente la muestra de roca se debe rellenar con perlas de vidrio para cubrir los espacios huecos, esto tiene la finalidad de dar soporte en los espacios vacíos, para que no colapse la manga de vitón al ejercer sobre ella la presión de confinamiento y con ello evitar que se invada la roca con el fluido de confinamiento. La imagen 43 presenta el proceso de rellenar la muestra de roca con perlas de vidrio. Una vez que la roca se encuentra rellena, se registra nuevamente su peso en la báscula. La imagen 44 muestra el peso de la roca X con relleno. Posteriormente a la roca rellena se le coloca una manga termo ajustable, y en sus extremos se colocan los 2 difusores, el peso de la roca con los 2 difusores y enmangada es de 5131 [gr]. Las **Fig. 57** y **Fig.58** muestran

una roca durante y después del relleno con perlas de vidrio:



Figura 57 Núcleo de roca durante el proceso de relleno



Figura 58 Núcleo de roca A relleno con perlas de vidrio



La Fig. 59 muestra el peso de la roca después de ser rellenada:



Figura 59 Peso del núcleo de roca A con relleno

Armado de la muestra de roca A

Una vez que se termina de rellenar la roca A se procede a colocar en cada extremo del núcleo sus 2 difusores, los que tienen por objeto el de distribuir el flujo de fluidos en toda la cara transversal de la roca, posteriormente se coloca una manga termo ajustable y mediante calor se ajusta sobre la roca, como se ilustra en la imagen 46 siguiente:



Figura 60 Ajuste de la manga termo ajustable sobre el núcleo de roca A



La **Fig. 61** muestra el núcleo de roca con sus dispersores, manga termo ajustable y líneas de entrada y salida:



Figura 61 Núcleo de roca con dispersores y líneas de entrada y de salida

Posteriormente la roca se coloca dentro de la manga de vitón la cual en su pared interna tiene un poco de grasa de silicón para que pueda entrar suavemente en el interior de la manga de vitón; después, la manga con la roca en su interior, se coloca dentro de la celda porta núcleos (core holder) como se muestra en la **Fig.62** siguiente:



Figura 62 Colocación del núcleo A al interior de la manga de vitón



Enseguida, la manga con la roca en su interior se introduce en la celda porta núcleos como lo ilustra la **Fig. 63**:



Figura 63 Colocación del núcleo y manga al interior de la celda porta núcleos

Después de lo anterior se enroscan en ambos extremos de la celda porta núcleos sus tapas respectivas y, utilizando una llave de acero, se aprietan dichas tapas como se muestra en la **Fig. 64**:



Figura 64 Enroscado y apriete de las tapas de la celda porta núcleos



El paso siguiente consiste en colocar la celda porta núcleos (core holder) dentro del horno empleando para ello una grúa móvil cuya capacidad es de 1 [ton] como lo muestra la siguiente **Fig. 65**:



Figura 65 Colocación del core holder en el interior del horno empleando una grúa

Hecho lo anterior, se procede ahora a preparar una salmuera sintética de 60000 [ppm] empleando una parrilla magnética, un matraz Erlenmeyer de 2 [lt], un agitador magnético y cloruro de sodio (se debe pesar en una balanza 60 [gr] de cloruro de sodio por cada litro de agua) para llenar un cilindro de transferencia, el otro cilindro se llena con aceite muerto, los pasos anteriores se muestran en las **Fig. 66** y **Fig.67** respectivamente:

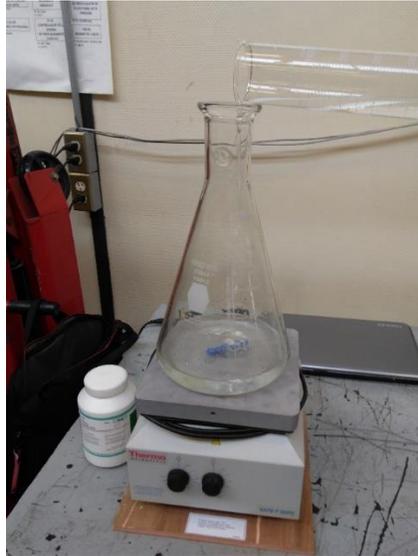


Figura 66 Preparación de salmuera sintética



Figura 67 Llenado de cilindro de transferencia con aceite muerto

Una vez que ya se colocaron los cilindros de transferencia con salmuera y con aceite, así como la celda porta muestra en su lugar, se procede a conectar y apretar la entrada y salida de los elementos anteriores con la llave de 7/16" y 9/16" como se aprecia en la **Fig. 68**:



Figura 68 Maniobra para apretar conexiones de válvulas dentro del horno

Cuando ya se terminó de colocar los cilindros de transferencia y la celda porta muestras en su lugar y sus conexiones ya fueron enroscadas y apretadas, se procede ahora a llenar el espacio anular que se forma entre la pared interna de la celda y la pared externa de la manga de vitón empleando para este fin la bomba tipo Ruska con un ciclo succión-inyección el cual se repite las veces necesarias hasta que el manómetro alcance la presión de yacimiento deseada, lo anterior se ilustra en la siguiente **Fig. 69**:



Figura 69 Bomba manual de inyección tipo Ruska

Posteriormente con la válvula BPR (Back Pressure Regulator, Regulador de Contra Presión), se ejerce una contrapresión de 1000 [psi].

Para simular la condición de temperatura del yacimiento, se programa en el controlador electrónico del horno la temperatura de 100 [°C] lo que se muestra en la **Fig. 70** a continuación:



Figura 70 Temperatura del horno

La **Fig. 71** muestra el detalle del interior del horno con la celda porta núcleos, los cilindros de transferencia y las válvulas en su interior:



Figura 71 Celda porta núcleos, valvulas y cilindros de transferencia

1. Saturación de la muestra de roca con agua

Una vez que se tiene la roca colocada en el equipo permeámetro y con la presión y temperatura de yacimiento deseadas se procede a iniciar con la inyección de agua a gasto constante al interior de la roca, empleando para ello la bomba de desplazamiento con el propósito de saturar el núcleo al 100 % con agua.

2. Saturación con aceite muerto del pozo B

Después de que la muestra de roca se encuentra saturada al 100 % con agua, se procede ahora a inyectar aceite muerto en su interior, lo anterior tiene como finalidad el de llevar a la muestra de roca a sus condiciones de saturación de agua inicial (S_{wi}) y saturación máxima de aceite para iniciar ahora con el desplazamiento de aceite por agua.

Antes de iniciar con el desplazamiento, se debe circular a través de la muestra un volumen de aceite muerto para garantizar que la muestra se encuentre completamente saturada con aceite.



Una vez hecho lo anterior se deja envejecer el aceite durante aproximadamente 96 [hrs].

Las condiciones iniciales para la prueba de desplazamiento de aceite por agua son las siguientes:

Muestra: A

Aceite muerto: pozo B

Temperatura: 100 [°C]

Presión en BPR: 1000 [psi]

Presión de confinamiento: 2000 [psi]

Gasto de inyección: 10 [ml/hr] = 0.166 [ml/min]

Temperatura en gasómetro: 22.9 [°C]

Durante el desplazamiento de aceite se utilizará un equipo automático de recolección de fluidos, para registrar los volúmenes de aceite y agua.



Capítulo 5 Resultados y Conclusión

La tabla con los resultados del desplazamiento de aceite se muestra a continuación, en la cual las columnas presentan el tiempo, la presión de salida, la presión de la bomba, el número de vial, el volumen de aceite, y el volumen de agua obtenidos durante la prueba:

<i>tiempo</i> [min]	p_{sal} [psi]	p_{bomb} [psi]	Vial #	V_o [ml]	V_w [ml]
30	1413	1571.9	1	6.25	0
60	1648	1357.7	2	7.4	0
90	1753	1251.6	3	7	0
120	1809	1219.5	4	4	2.5
150	1842	1209.1	5	1.5	4.5
180	1862	1184.4	6	2	4
210	1871	1190.1	7	1.25	4.5
240	1912	1186.8	8	1.25	4.25
270	1899	1170.8	9	1	4.5
300	1894	1170.5	10	1.5	4
330	1926	1173.4	11	1	4.5
360	1886	1178.6	12	0.5	5
390	1898	1166.7	13	1	4
420	1900	1178	14	1.25	4
450	1888	1183.3	15	1.25	4
480	1884	1183.5	16	0.75	4.75
510	1887	1158.7	17	1	4.25
540	1893	1162.9	18	0.5	4.5
			Totales:	40.4	63.25

Figura 72 Volúmenes de agua y aceite obtenidos durante el desplazamiento



La **Fig. 73** siguiente, presenta el comportamiento de la presión durante la prueba de desplazamiento de aceite.

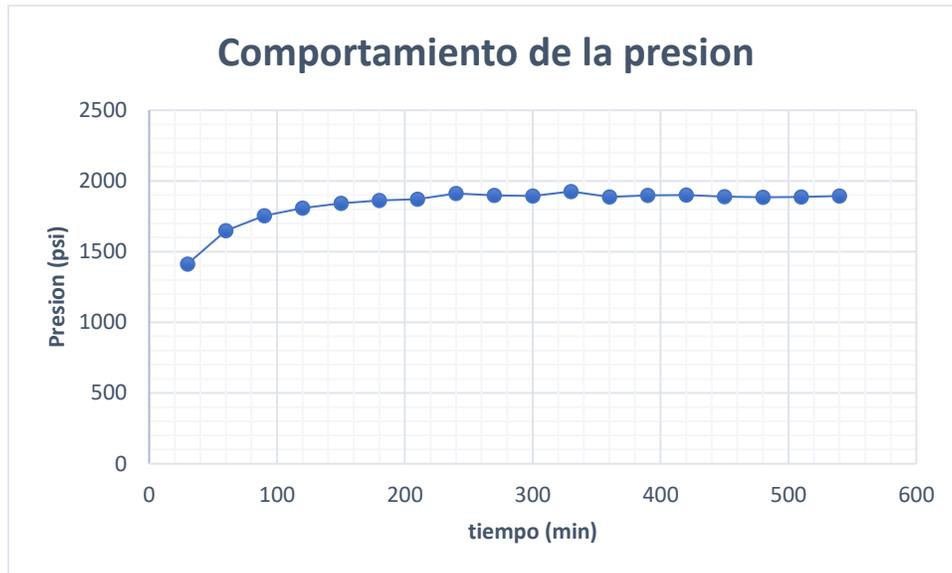


Figura 73 Comportamiento de la presión vs tiempo

La siguiente **Fig. 74** muestra la producción de fluidos (agua y aceite) durante el desplazamiento

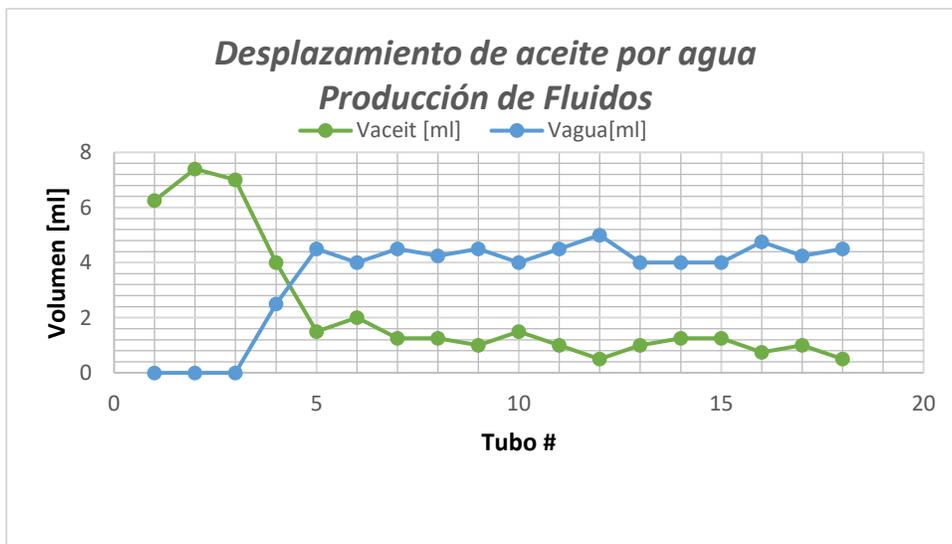


Figura 74 Producción de fluidos (agua y aceite)



Conclusión

El presente trabajo tuvo el objetivo de mostrar los materiales, equipos y metodología para realizar una prueba experimental de desplazamiento de aceite por agua, efectuada en el laboratorio de Plantas Piloto del Instituto Mexicano del Petróleo, también, se presentan los resultados de la producción de fluidos (agua y aceite). En la muestra de roca empleada en el desplazamiento se obtuvo una porosidad total de 7.47[%] y una permeabilidad absoluta de 17.78 [mD].

Nomenclatura

V_o = volumen de aceite [ml]

V_w = volumen de agua [ml]

V_t = volumen total = V_o+V_w [ml]

q_{bomb} = gasto de la bomba [cm^3/hr]

p_e = presión de entrada [psi]

p_s = presión de salida [psi]

p_b = presión de saturación [psi]

p_{conf} = presión de confinamiento [psi]

T = Temperatura [$^{\circ}C$]

k_{abs} = permeabilidad absoluta [mD]

k_{efec} = permeabilidad efectiva [mD]

k_{rel} = permeabilidad relativa [mD]

ϕ_m =porosidad de la matriz o primaria

ϕ_f =porosidad de fractura o secundaria



Definiciones

Núcleo de roca: Es una muestra de roca tomada con herramientas especiales en el pozo para hacer análisis petrofísicos y geológicos.

Aceite muerto: Es el aceite que ya no tiene gas disuelto en su interior.

Coeficiente CT: Es un parámetro que nos permite saber que tan denso es un material.

Presión de saturación p_b : Es la presión a la cual, aparece la primera burbuja de gas en el aceite.

Core holder: Celda porta núcleos fabricada en acero inoxidable que cuenta con tapas roscadas en sus extremos y que aloja en su interior la muestra de roca.

Permeámetro: Equipo experimental empleado para determinar la permeabilidad absoluta y relativa de núcleos de roca.



Referencias

- Corbett, P., Potter, D., Mohammed, K., Liu, S., 2001. "Forget better statistics concentrate on better sample selection". 6th Nordic Symposium on Petrophysics, 15-16 May 2001, Trondheim, Norway.
- ElBelisy, M., Bakr, A., Ahmed, I., Albaaj, E., Wahdan, M., "Special core analysis for integrated static and dynamic reservoir modeling Bapetco NEAG1 Field".
Paper SPE 128031, SPE North Africa Technical Conference and Exhibition, Cairo, Egypt, 14-17 February 2010.
- Gunter, G.W., Finneran, J.M. and Hartmann, D.J. "Early Determination of Reservoir Flow Units Using an Integrated Petrophysical Method". SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, 5-8 October 1997.
- Kolodzie Jr., S. "Analysis of Pore Throat Size and Use of the Waxman-Smits Equation to Determine OOIP in Spindle Field", Colorado. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas 21-24 september 1980, SPE 9382.
- Mookerjee, A., Alias, Z.A., 2006. "Core analysis program for a giant, complex fractured carbonate field in Oman: learnings and key results". International Symposium of the Society of Core Analysts Held in Trondheim, Norway 12-16 September 2006.
- Maas, J., Springer, N., JCR 7- "Advanced Core Measurements "Best Practices" for Low Reservoir Quality Chalk" November 2014.
- Tavakoli, V., 2018. "Geological Core Analysis, Application to Reservoir Characterization". Springer, SpringerBriefs in Petroleum Geoscience & Engineering.



Bibliografía

Abourzar Mirzaei-Paiaman, Seyed Reza Asadolahpour "A New Framework for Selection of Representative Samples for Special Core Analysis", Petroleum Research 2020.

Corbett, P., Potter, D., Mohammed, K., Liu, S., 2001. "Forget better statistics concentrate on better sample selection". 6th Nordic Symposium on Petrophysics, 15-16 May 2001, Trondheim, Norway.

Cruz Juana, Islas Ricardo, Pérez Candelario, et al. Desplazamiento de aceite por agua en medios porosos fracturados vulgares. UAEM Ciencia Ergo Sum vol. 8 num. 1 marzo 2001.

EIBelisy, M., Bakr, A., Ahmed, I., Albaaj, E., Wahdan, M., "Special core analysis for integrated static and dynamic reservoir modeling Bapetco NEAG1 Field". Paper SPE 128031, SPE North Africa Technical Conference and Exhibition, Cairo, Egypt, 14-17 February 2010.

Gunter, G.W., Finneran, J.M. and Hartmann, D.J. "Early Determination of Reservoir Flow Units Using an Integrated Petrophysical Method". SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, 5-8 October 1997.

Herrera Gomez, Rafael Tesis Doctoral "Estudio Petrofísico de Muestras de Nucleos de Diametro Completo con Doble Porosidad" Facultad de Ingeniería UNAM 2000.

Kolodzie Jr., S. "Analysis of Pore Throat Size and Use of the Waxman-Smits Equation to Determine OOIP in Spindle Field", Colorado. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas 21-24 september 1980, SPE 9382.

Maas, J., Springer, N., JCR 7- "Advanced Core Measurements "Best Practices" for Low Reservoir Quality Chalk" November 2014.



- Mookerjee, A., Alias, Z.A., 2006. "Core analysis program for a giant, complex fractured carbonate field in Oman: learnings and key results". International Symposium of the Society of Core Analysts Held in Trondheim, Norway 12-16 September 2006.
- Norma API RP 40 Recommended Practices for Core Analysis, American Petroleum Institute Washington February 1998.
- Perez Carrillo Edgar, Zapata Jose F. et al. "Improvements in Routine Core Analysis" Ecopetrol 2010.
- Pillado Torres Christian Mario, "Tecnologías para el Corte, Manipulación, Preservación y Análisis de Núcleos en Pozos Petroleros". Tesis Licenciatura Facultad de Ingeniería UNAM 2016.
- Shameem Siddiqui, Taha M. Okasha, James J. Funk "New Representative Sample Selection Criteria for Special Core Analysis"
International Symposium of the Society of Core Analysts
September 2003.
- Stiles, Jr, J H, and Hutfilz, J M. "The use of routine and special core analysis in characterizing Brent Group reservoirs, U. K. North Sea". United States 1992.
- Tavakoli, V., 2018. "Geological Core Analysis, Application to Reservoir Characterization". Springer, SpringerBriefs in Petroleum Geoscience & Engineering.
- Welge Henrym, Displacement of Oil from Porous Media by Water or Gas
Tulsa Meeting october 1947.