



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

Diseño de un permeámetro de líquido

TESIS DE GRADO

Previo a la obtención del Título de:

INGENIERO DE PETRÓLEO

Presentado por:

Mario Iván Duarte Martillo

GUAYAQUIL – ECUADOR

Año: 2006

AGRADECIMIENTO

A todas las personas que colaboraron con este trabajo, especialmente al Ing. Erick López I., Sr. Ángel Castro y al Sr. Iván Guzmán, por su ayuda incondicional.

Al Ing. Ricardo Gallegos, Director de Tesis, Ing. Daniel Tapia, y al Ing. Heinz Terán, por orientarme en la ejecución de esta tesis.

DEDICATORIA

A Dios, quien es el ser que me ha iluminado.

A mis padres Andrés Duarte y Yolanda Martillo por todos los sacrificios, ejemplos y ayuda incondicional que siempre me han dado.

A mi hija Lady, este logro es de ella también.

A mi esposa, Katty Castro, por la paciencia que me tuvo, la espera y el apoyo brindado siempre.

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

Ing. Ricardo Gallegos O.
DECANO DE LA FICT
DIRECTOR DE TESIS

Ing. Daniel Tapia
VOCAL

Ing. Heinz Terán
VOCAL

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, me corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL”

(Reglamento de Graduación de la ESPOL).

Mario Duarte M.

BIBLIOGRAFÍA

1. Magdalena Paris de Ferrer, Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos, Segunda Edición, 2001
2. Sylvain Pirson, Oil Reservoir Engineering, Second Edition, Graw- Hill Book Company, 1958
3. John Lee, Well Testing, First Edition, Society of Petroleum Engineers of AIME, 1982
4. O. Serra, Fundamentals of Well- Log Interpretation, First Edition, Elsevier Science Publishers, 1984
5. Zaki Bassiouni, Theory, Measurement and Interpretation of Well Logs, First Edition, Society of Petroleum Engineers, 1994
6. Gene Anderson, Coring and Core Analysis Handbook, Penn Well Books, 1975

7. Robert Movicard, Properties of Reservoir Rocks: Core Analysis, Third Edition, Institute French of Petroleum, 1980
8. Robert Yagual, Instrumentación Básica, Primera Edición, 2005
9. Irwin Miller, Probabilidad y Estadística para Ingenieros, Cuarta Edición, Editorial Prentice Hell

RESUMEN

El presente trabajo desarrolla el diseño de un permeámetro de líquidos para la determinación de la permeabilidad efectiva de las rocas de los yacimientos de petróleo, teniendo como modelo el permeámetro existente en el mercado el cual es comercializado por la compañía Ruska de los Estados Unidos y cual tiene como finalidad su aplicación en el laboratorio de petrofísica de la Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra de la ESPOL.

En su primera parte se revisan todos los conceptos teóricos relacionados con la permeabilidad como son el trabajo realizado por Henry Darcy quien asentó las bases para el estudio del flujo de fluidos en medios porosos mediante la ley que lleva su nombre la cual es útil para calcular la permeabilidad, además se mencionan los factores que afectan la permeabilidad y la aplicación de la permeabilidad.

Luego se explican los diferentes métodos usados en la determinación de la permeabilidad efectiva que van desde los métodos indirectos como una prueba de restauración de presión muy utilizada en el campo y que sirve además para determinar el daño de formación, pero por ser un método indirecto tiene algunas desventajas en cambio los métodos directos los

cuales consisten en el uso de permeámetros ya sea de líquido o de gas proporcionan un valor más real y confiable de la permeabilidad.

Finalmente se describen cada uno de los elementos constituyente del permeámetro de líquido diseñado y además se explica el procedimiento a seguir con el objetivo de determinar la permeabilidad de las rocas yacimiento y el análisis estadístico de los resultados obtenidos mediante el permeámetro.

ÍNDICE GENERAL

	Pág.
RESUMEN.....	II
ÍNDICE GENERAL.....	IV
ABREVIATURAS.....	VIII
SIMBOLOGÍA.....	X
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XI
ÍNDICE DE TABLAS.....	XIII
INTRODUCCIÓN.....	XIV
CAPITULO 1	
1. Conceptos básicos.....	1
1.1. Ley de Darcy.....	1
1.2. Porosidad.....	8

1.2.1. Porosidad absoluta.....	9
1.2.2. Porosidad efectiva.....	10
1.3. Permeabilidad.....	11
1.3.1. Permeabilidad absoluta.....	14
1.3.2. Permeabilidad efectiva.....	14
1.3.3. Permeabilidad relativa.....	14
1.4. Factores que afectan la permeabilidad.....	17
1.3.1. Arreglo de los granos de la roca.....	17
1.3.2. Forma y tamaño de los granos de la roca.....	19
1.3.3. Presencia de arcilla.....	21
1.3.4. Presión de sobrecarga.....	23
1.5. Usos de la permeabilidad.....	24
1.4.1. Prueba de pozos.....	25
1.4.2. Ingeniería de yacimientos.....	27
1.4.3. Recuperación secundaria.....	30
1.4.4. Producción.....	32

CAPITULO 2

2. Métodos usados para determinar la permeabilidad.....	34
2.1. Registros eléctricos.....	34
2.2. Ecuaciones que relacionan diámetros de poros, porosidad y permeabilidad.....	43
2.3. Correlación permeabilidad porosidad.....	46
2.4. Método de Horner.....	48
2.5. Métodos de laboratorio.....	54
2.5.1. Determinación de la permeabilidad mediante permeámetro de gas.....	55
2.5.2. Determinación de la permeabilidad mediante permeámetro de líquido.....	57

CAPITULO 3

3. Partes y esquema de funcionamiento del permeámetro diseñado.....	58
3.1. Porta núcleo.....	58
3.2. Válvula de corte.....	62

3.3. Bureta.....	65
3.4. Válvula de línea de gas.....	69
3.5. Regulador de presión de la línea de presión de gas.....	70
3.6. Manómetro Bourdon.....	73
3.7. Embudo.....	76
3.8. Diagrama funcional.....	78

CAPITULO 4

4. Procedimiento de uso del permeámetro

4.1. Obtención de la muestra.....	81
4.2 Preparación de la muestra.....	85
4.3. Calibración del equipo.....	87
4.4. Obtención de resultados.....	91
4.5. Análisis estadístico de resultados.....	92
4.6. Presentación de resultados.....	96

CAPITULO 5

5. Conclusiones y recomendaciones.....	155
--	-----

BIBLIOGRAFÍA

ABREVIATURAS

v	Velocidad de flujo
ve	Velocidad de flujo equivalente
V	Volumen
q	Caudal
qo	Caudal de petróleo
qg	Caudal de gas
qglibre	Caudal de gas libre
qgdisuelto	Caudal de gas disuelto
h	Altura
l	Longitud
P	Presión
Pi	Presión inicial
Po	Presión de sobre carga
Ps	Presión estática
Pwf	Presión fluyente
Pws	Presión de cierre
Pr	Presión promedio del yacimiento
Z	Elevación
D	Longitud de columna estratigráfica
rw	Radio del pozo
rs	Radio de daño
re	Radio del yacimiento
I	Intensidad de corriente

V	Voltaje
G	Generador
A	Área
Ae	Área equivalente
r	Resistencia
rw	Resistencia del agua
ro	Resistencia de la roca saturada con agua
R	Resistividad
Rw	Resistividad del agua
Ro	Resistividad de la roca saturada por agua
Le	Longitud equivalente
F	Factor de formación
Sv	Superficie específica
d	Diámetro de poros
tp	Tiempo de producción
Δt	Tiempo de cierre del pozo

SIMBOLOGÍA

k	Permeabilidad
ks	Permeabilidad en la zona de daño
S	Factor de daño
Krw	Permeabilidad relativa al agua
kro	Permeabilidad relativa al petróleo
kr _g	Permeabilidad relativa al gas
ρ	Densidad
ρ_{ma}	Densidad de la matriz de roca
ρ_{fl}	Densidad de los fluidos
g	Gravedad
Φ	Potencial
ΔP_s	Caída de presión en la zona de daño
μ	Viscosidad
S _w	Saturación de agua
S _{wirr}	Saturación de agua irreductible
\emptyset	Porosidad
m	Pendiente
C	Comprensibilidad de la roca
B _o	Factor volumétrico del petróleo
B _g	Factor volumétrico del gas
R _s	Solubilidad del gas
J	Índice de productividad

ÍNDICE DE FIGURAS

	Pag.
Figura 1.1 Flujo vertical.....	3
Figura 1.2 Flujo inclinado.....	4
Figura 1.3 Porosidad.....	10
Figura 1.4 Medio poroso con 1 Darcy.....	13
Figura 1.5 Curva de permeabilidad relativa.....	16
Figura 1.6 Granos planos ordenados.....	18
Figura 1.7 Granos planos desordenados.....	19
Figura 1.8 Granos largos y planos.....	20
Figura 1.9 Granos largos y redondos.....	20
Figura 1.10 Granos planos y pequeños.....	21
Figura 1.11 Granos irregulares y pequeños.....	21
Figura 1.12 Granos limpios.....	22
Figura 1.13 Granos con arcilla.....	22
Figura 1.14 Efecto de la presión de sobrecarga.....	44
Figura 1.15 Efecto de daño de formación.....	26
Figura 2.1 Circuito eléctrico.....	35
Figura 2.2 Resistividad de rocas.....	37
Figura 2.3 Circuito con volumen de agua.....	39
Figura 2.4 Correlación entre ϕ y K.....	47
Figura 2.5 Correlación entre ϕ , radio de poro y K.....	48
Figura 2.6 Tiempo de producción.....	49
Figura 2.7 Pendiente del grafico Pws VS. T.....	50
Figura 2.8 Regiones en prueba de restauración.....	53
Figura 2.9 Curvas de calibración.....	56
Figura 3.1 Prensa.....	60

Figura 3.2 Fondo de drenaje.....	61
Figura 3.3 Camisa.....	62
Figura 3.4 Válvula de corte.....	64
Figura 3.5 Ensamblaje para porta núcleo.....	65
Figura 3.6 Bureta.....	68
Figura 3.7 Válvula de línea de gas.....	70
Figura 3.8 Esquema de regulador de presión.....	72
Figura 3.9 Regulador de presión.....	72
Figura 3.10 Manómetro Bourdon.....	73
Figura 3.11 Partes del manómetro.....	74
Figura 3.12 Mecanismo de funcionamiento.....	75
Figura 3.13 Embudo.....	77
Figura 3.14 Permeámetro.....	78
Figura 3.15 Permeámetro en llenado.....	79
Figura 3.16 Permeámetro en operación.....	80
Figura 4.1 Cabezas de corte.....	83
Figura 4.2 Cabezas de corte de diamante.....	83
Figura 4.3 Cortadores de pared.....	84
Figura 4.4 Equipo de limpieza de núcleo.....	86
Figura 4.5 Banco calibrador a pesas.....	88
Figura 4.6 Esquema del calibrador a pesas.....	89
Figura 4.7 Detalle de marca.....	90
Figura 4.8 Dimensiones del núcleo.....	96
Figura 4.9 Histograma de frecuencia.....	98
Figura 4.10 Distribución de datos.....	99

ÍNDICE DE TABLAS

	Pag.
Tabla 1 Constantes de empaquetamiento.....	44
Tabla 2 Resultados de la permeabilidad.....	97
Tabla 3 Medidas de tendencia central.....	88

INTRODUCCIÓN

Una de las propiedades petrofísica de gran importancia en el estudio del flujo de fluidos a través de un medio poroso en los yacimientos petrolíferos es la permeabilidad, cuya medida indica que tan hábil es el yacimiento para permitir el paso de un determinado fluido. Es así que en el año de 1856 el Físico francés Henry Darcy dio el primer paso para poder modelar los medios porosos mediante una ley que en su honor lleva su nombre.

Diferentes son los métodos que se han inventado para poder obtener la permeabilidad de una formación la cual afecta directamente en la producción de hidrocarburos y hoy en día existen muchas técnicas útiles para elevar el valor de esta propiedad petrofísica mediante trabajos de estimulación o cañoneo. Una de las formas mas comunes para medir la permeabilidad es mediante un prueba de restauración de presión en la cual se registran datos de presión como función del tiempo de cierre del pozo lo cual da resultados de permeabilidad buenos pero no exactos.

El objetivo de esta tesis es diseñar un permeámetro de líquido para determinar un valor más confiable y real de la permeabilidad de las rocas de los yacimientos petrolíferos haciendo uso de la ley de Darcy.

CAPITULO 1

1. CONCEPTOS BASICOS

1.1. Ley de Darcy

Cada rama de la ciencia y de la ingeniería ha tenido su propio héroe particular, uno solo tiene que pensar, por ejemplo en los nombres celebres de Newton y Einsten en física o Darwin en ciencias naturales. En la ingeniería de yacimientos, nuestro equivalente en el siglo XIX es el ingeniero francés Henry Darcy quien, aunque no lo percibió, se ha ganado un lugar especial en la historia como el primer ingeniero experimental de yacimientos. En 1856 Darcy publico una descripción detallada de su trabajo en mejorar los trabajos de agua en Dijon y en particular sobre el diseño de un gran filtro para procesar los requerimientos diarios de agua del pueblo. Aunque la dinámica de fluidos fue poco avanzada en esos días, no habían muchas publicaciones de los fenómenos de flujo de fluido a través de medios

porosos y siendo un hombre práctico, Darcy diseñó un filtro como el que se muestra en la figura 1.1 para investigar el asunto.

El equipo consistía de un cilindro de acero conteniendo empaquetamiento de arena no consolidada, de alrededor un metro de longitud, el cual era sostenido entre dos telas metálicas impermeables. Manómetros fueron conectados dentro del cilindro inmediatamente arriba y abajo del empaquetamiento de arena. Por el flujo de agua a través del paquete de arena Darcy estableció que, para cualquier tasa de flujo, la velocidad de flujo fue directamente proporcional a la diferencia de altura en los manómetros, siendo la relación:

$$v = k \frac{h_1 - h_2}{l} = k \frac{\Delta h}{l}$$

Donde

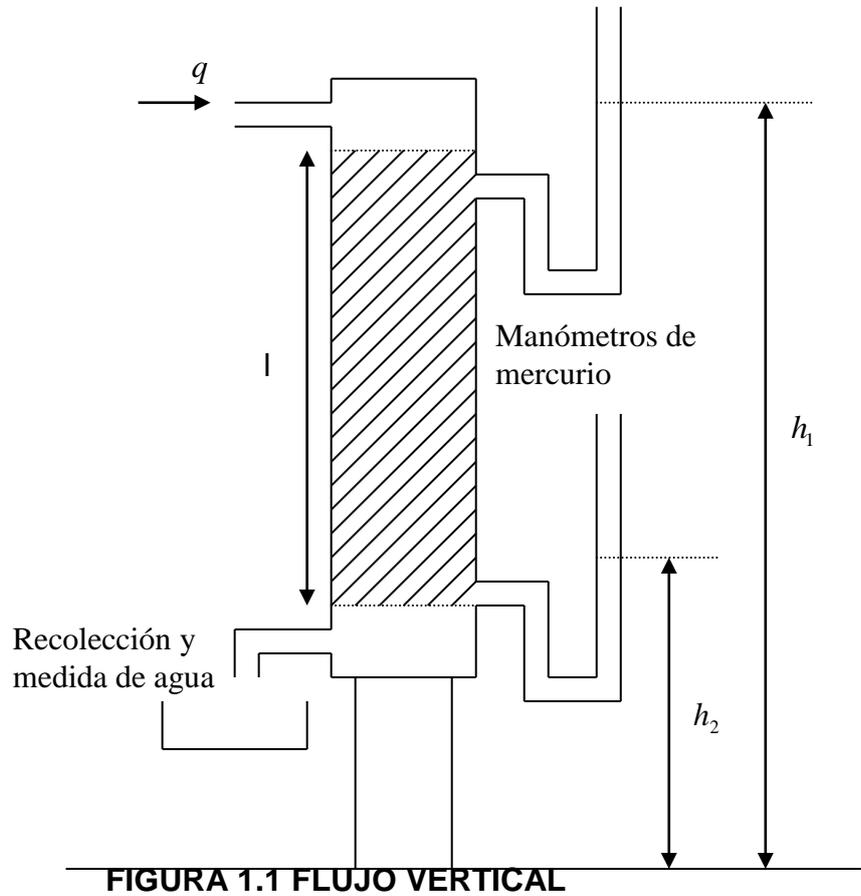
v : Velocidad de flujo en cm/s,

q : Caudal en cc/s

Δh : Diferencia en niveles manométricos, cm (equivalente de agua)

l : Longitud total del paquete de arena, cm

k : Constante



La única variación en el experimento de Darcy fue cambiar el tipo de paquete de arena, el cual tubo un efecto de alterar el valor de la constante k , los efectos de la densidad y la viscosidad sobre la ley de flujo no fueron investigados. Adicionalmente el cilindro de acero siempre fue mantenido en posición vertical.

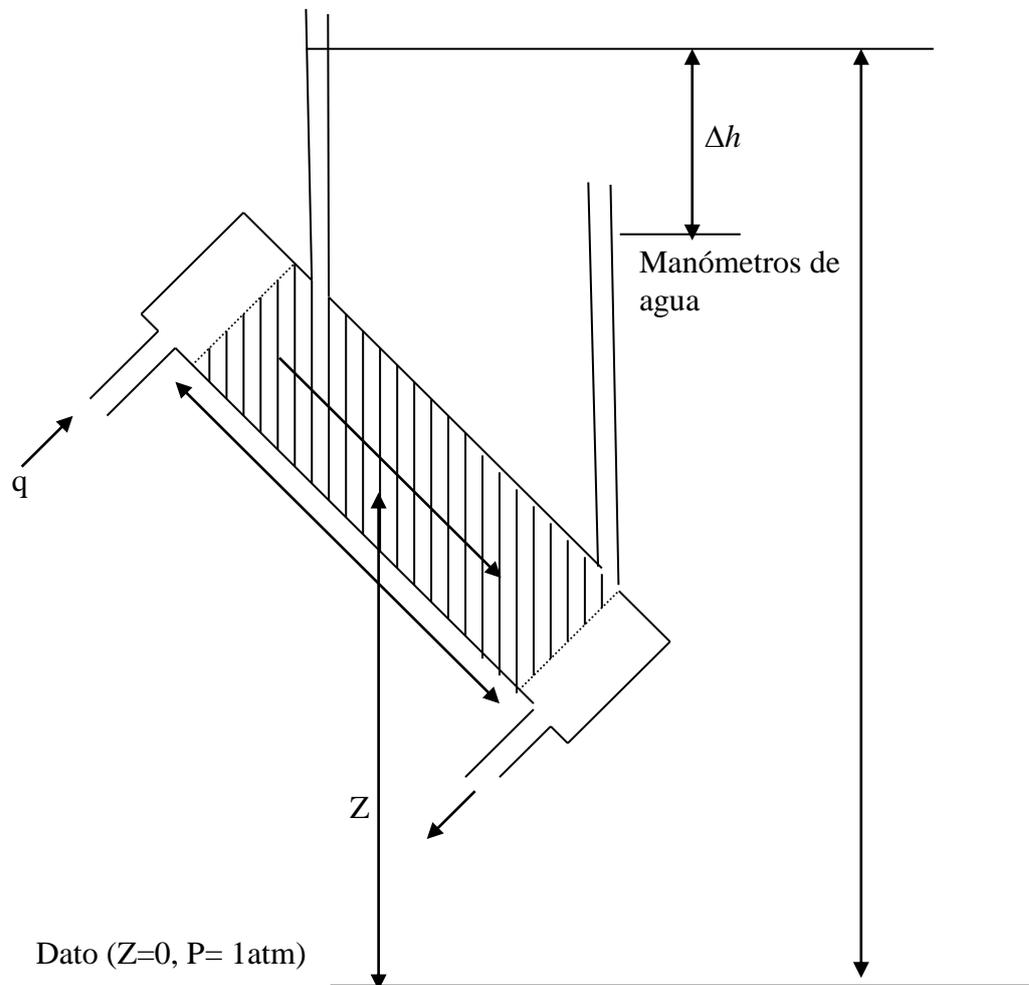


FIGURA 1.2 FLUJO INCLINADO

Seguidamente, otros experimentos repetidos de Darcy bajo menos condiciones de restricción, y una de las primeras cosas que hicieron fue cambiar la orientación del empaquetamiento de arena a diferentes ángulos con respecto a la vertical, como se muestra en la figura 1.2, se encontró que indiferentemente de la orientación del empaquetamiento de arena, la diferencia en la altura manométrica,

Δh , fue siempre la misma para una tasa de flujo dada. Así la ley experimental de Darcy provee ser independiente de la dirección de flujo en relación al campo gravitacional de la tierra.

Es de gran valor considerar el significado del término Δh que aparece en la ley de Darcy. La presión en cualquier punto del flujo, la cual tiene una elevación z , relativa al plano de dato, puede ser expresado en unidades absolutas como:

$$p = \rho g(h - z)$$

Con respecto a la presión atmosférica prevaleciente. En esta ecuación h es la elevación del manómetro superior, otra vez, con respecto a $z=0$ y ρ es la densidad del liquido. Esta ecuación puede ser alternativamente expresada como:

$$hg = \left(\frac{p}{\rho} + gz \right)$$

Y sabiendo que

$$v = k \frac{dh}{dl}$$

Diferenciando $hg = \left(\frac{p}{\rho} + gz \right)$ y reemplazando en $v = k \frac{dh}{dl}$, se obtiene:

$$v = \frac{k}{g} \frac{d}{dl} \left(\frac{p}{\rho} + gz \right) = \frac{k}{g} \frac{d(hg)}{dl}$$

El término $\left(\frac{p}{\rho} + gz \right)$ en esta ecuación, tienen las mismas unidades que hg las cuales son: fuerza por distancia por unidad de masa, que es la energía potencial por unidad de masa. Este potencial del fluido es usualmente dado por el símbolo Φ y define el trabajo requerido por un proceso friccionado para transportar una unidad de masa de un fluido desde un estado de presión atmosférica y elevación cero a un punto en cuestión, esto es:

$$\Phi = \int_{1atm}^p \frac{dp}{\rho} + gz$$

Aunque la definición es de esta forma, el potencial de un fluido no siempre es medido con respecto a la presión atmosférica y elevación cero, más bien con respecto a una presión y elevación base (p_b , z_b) la cual modifica la ecuación anterior de la siguiente forma:

$$\Phi = \int_{p_b}^p \frac{dp}{\rho} + g(z - z_b)$$

Por esta razón es que el fluido fluye entre los puntos A y B, y es gobernado por la diferencia de potenciales entre los puntos:

$$\Phi_A - \Phi_B = \int_{p_b}^{p_A} \frac{dp}{\rho} + g(Z_A - Z_b) - \int_{p_b}^{p_B} \frac{dp}{\rho} + g(Z_A - Z_B) = \int_{p_B}^{p_A} \frac{dp}{\rho} + g(Z_A - Z_B)$$

Si consideramos que el fluido en el reservorio es incompresible (ρ es independiente de la presión) por lo tanto la ecuación anterior se puede expresar como:

$$\Phi_{A-B} = \frac{P_A - P_B}{\rho} + g(Z_A - Z_B)$$

La constante $\frac{k}{g}$ es solo aplicable para flujo de agua, el cual fue el experimento exclusivo de Darcy. Experimentos hechos con una gran variedad de líquidos revelaron que la ley puede ser generalizada como:

$$v = \frac{k\rho}{\mu} \frac{d\Phi}{dl}$$

En la cual la velocidad de flujo depende de la densidad, viscosidad. La constante k ha sido dependiente de la naturaleza de la arena y descrita como permeabilidad.

Para un flujo horizontal y lineal de un fluido incomprensible la ecuación de Darcy se puede escribir de la siguiente forma:

$$v = \frac{k}{\mu} \frac{dp}{dl}$$

1.2 Porosidad

Las rocas de los yacimientos, como todas las rocas están compuestas por millones de granos que por lo general no son redondos ya que su forma depende de la erosión que les dio origen, que pudo haber sido por la acción de los vientos y de las aguas o del vulcanismo y de las alteraciones bruscas de temperatura. Los granos de arena nunca se ajustan completamente unos a otros y los espacios que quedan entre ellos forman la porosidad en la cual se encuentran los fluidos. Una roca con mayor porosidad es aquella en

la cual existe mas espacio entre los granos de la roca en los cuales los fluidos pueden ser retenidos.

Se define a la porosidad como la fracción del volumen total de la roca no ocupada por el esqueleto mineral de la misma. En los yacimientos de petróleo la porosidad representa el porcentaje del espacio total que puede ser ocupado por líquidos o gases. Esta propiedad física de la roca determina la capacidad de acumulación o de deposito de la arena y generalmente se la expresa como porcentaje, fracción o decimal.

Existen dos clases de porosidad:

Porosidad absoluta

Porosidad efectiva

1.2.1 Porosidad absoluta

Es el porcentaje del espacio poroso total con respecto al volumen total de la roca sin tener en cuenta si los poros están intercomunicados entre si o no. Una roca puede tener porosidad absoluta considerable y aun no poseer conductividad a los fluidos debido a la falta de intercomunicación de los poros.

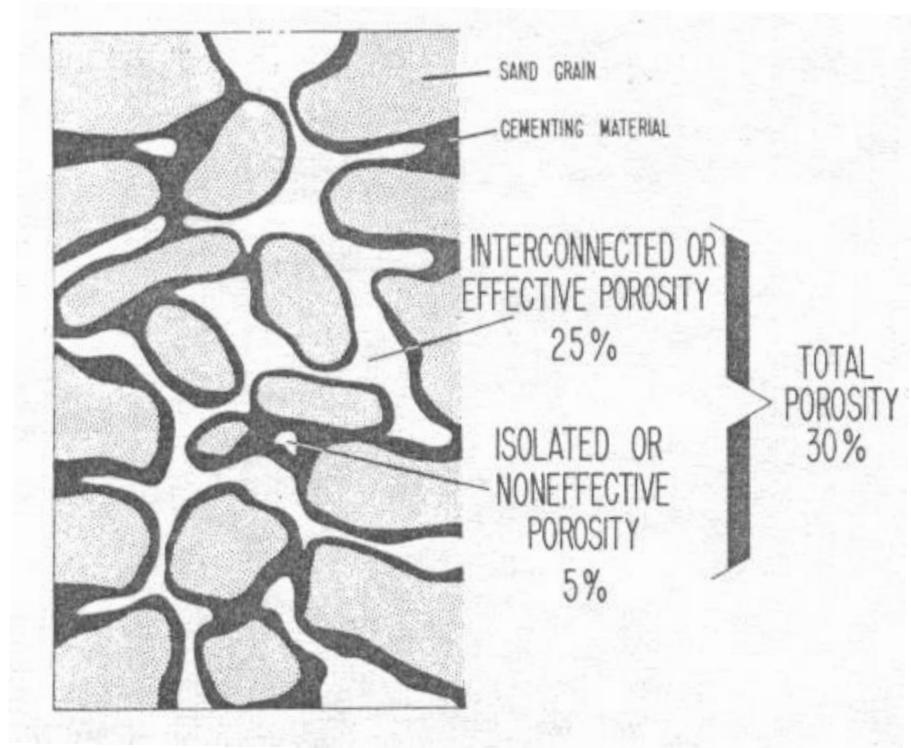


FIGURA 1.3 POROSIDAD

1.2.1 Porosidad efectiva

Es el porcentaje del espacio poroso intercomunicado con respecto al volumen total de la roca; por consiguiente es una indicación de la conductividad a los fluidos aunque no una medida de ellos necesaria.

1.3 Permeabilidad

La facilidad con la cual un fluido puede moverse a través del espacio poroso intercomunicado de la roca denota el grado de permeabilidad poseída por la roca. La roca es más o menos permeable dependiendo sobre si la roca permite el paso de fluidos dentro de la misma en mayor o menor facilidad. Es similar a las tuberías donde la longitud y la horizontalidad permite al fluido moverse más fácilmente. Muchas rocas son impermeables al movimiento de agua, petróleo o gas aunque tienen una alta porosidad. Algunas de estas son arcillas, anhidrita y algunas arenas altamente cementada.

Si los poros de una roca no están interconectados no habrá permeabilidad; por consiguiente es de esperar que exista una relación entre la permeabilidad y la porosidad efectiva.

La ecuación de Darcy para flujo lineal es:

$$v = \frac{k}{\mu} \frac{dp}{dl}$$

En la cual los diferentes parámetros tienen las siguientes dimensiones:

$$v: L/T$$

$$\mu: M/LT$$

$$l = L$$

$$P = \frac{ML}{L^2T^2}$$

Entonces el análisis dimensional de la permeabilidad es de la siguiente forma:

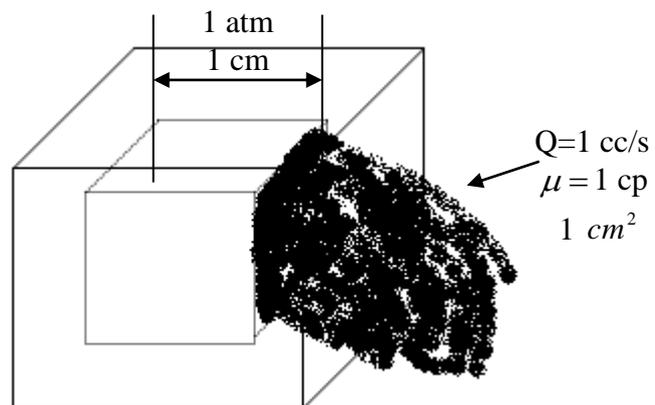
$$\frac{L}{T} = \frac{[k]}{[M/LT]} \frac{[ML/L^2T^2]}{L}$$

Dando como resultado que las unidades de la permeabilidad es $[k] = [L^2]$; entonces la unidad de la permeabilidad debe ser cm^2 en el sistema cgs o m^2 en el sistema SI.

Estas unidades son prácticamente no usadas, un conjunto de unidades fue derivada en la cual la permeabilidad tendría una unidad mas conveniente. Estas unidades son llamadas "unidades Darcy" en la cual la unidad de la permeabilidad es el darcy.

Se dice que una roca tiene una permeabilidad de un darcy cuando un fluido con una viscosidad de un centipoise avanza a una velocidad

de un centímetro por segundo bajo un gradiente de presión de una atmósfera por centímetro. La figura 1.4 muestra un medio poroso cuya permeabilidad es un darcy.



FIGURA

1.4 MEDIO

POROSO CON 1 DARCY

Existen tres tipos de permeabilidades que son:

Permeabilidad absoluta o específica

Permeabilidad efectiva

Permeabilidad relativa

1.3.1 Permeabilidad absoluta

Es la permeabilidad absoluta de una roca cuando un fluido homogéneo satura 100% el espacio de la misma.

1.3.2 Permeabilidad efectiva

Es la conductividad de un material poroso a una fase cuando dos o más fases están presentes y también se miden en darcy. Cuando dos o mas fases están fluyendo simultáneamente en un medio poroso permeable, como por ejemplo en un proceso de desplazamiento, la permeabilidad efectiva a una fase dada es menor que la permeabilidad absoluta y es función de la saturación de la fase.

1.3.3 Permeabilidad relativa

Es la razón entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta. Consecuentemente habrá permeabilidades relativas al agua (k_{rw}), al petróleo (k_{ro}) y al gas (k_{rg}), donde:

$$k_{rw} = \frac{k_w}{k}$$

$$k_{ro} = \frac{k_o}{k}$$

$$k_{rg} = \frac{k_g}{k}$$

La importancia de la permeabilidad relativa es que se la considera en función de todos los fluidos o fases existentes en el yacimiento. Que en general son dos o a veces tres (agua, petróleo y gas).

La permeabilidad relativa a un fluido particular depende de la saturación de ese fluido en la roca o sea de la fracción del espacio poroso ocupada por dicho fluido, son muy usadas las curvas de permeabilidad relativa en función de la saturación de un fluido determinado.

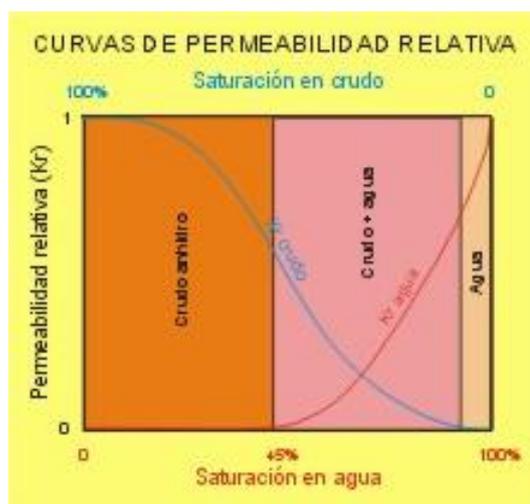


FIGURA 1.5 CURVA DE PERMEABILIDAD RELATIVA

La curva de permeabilidad relativa permite hacer las siguientes observaciones:

- a) La permeabilidad relativa es siempre menor que la unidad
- b) La suma de las permeabilidades relativas es siempre menor que la unidad
- c) La permeabilidad relativa a un determinado fluido es cero en el momento en que alcanza un cierto valor mínimo de la saturación de dicho fluido, llamada saturación irreductible.
- d) Una variación de saturación tiene por efecto disponer más poros o canales al flujo de la fase cuya saturación aumentó y disminuir el número poros permisibles al paso de la otra fase.

1.4 Factores que afectan la permeabilidad

Existen factores que influyen en la permeabilidad los cuales son:

Arreglo de los granos de la roca

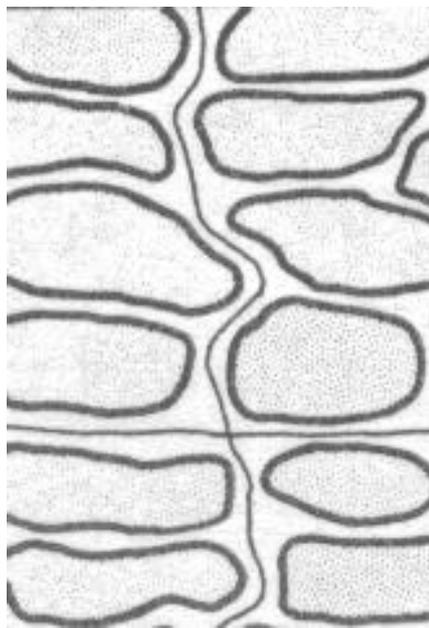
Forma y tamaño de los granos de la roca

Presencia de arcilla

Presión de sobrecarga

1.4.1 Arreglo de los granos de la roca

Si los granos de la roca que tienen formas planas y estuvieran alineados la permeabilidad sería muy grande debido a que le resultaría relativamente fácil a un fluido fluir a través del medio poroso, dado que este camino del espacio poroso no tiene muchos cambios en la curvatura de la trayectoria tal como se muestra en la figura 1.6.



Per. Horizontal: 1500md
Per. Vertical: 1000md

FIGURA 1.6 GRANOS PLANOS ORDENADOS

Cuando los granos de la roca tienen un posicionamiento desordenado el valor de la permeabilidad es bajo debido a que el camino del espacio poroso es muy tortuoso es decir con muchas curvas tal como se muestra en la figura 1.7.

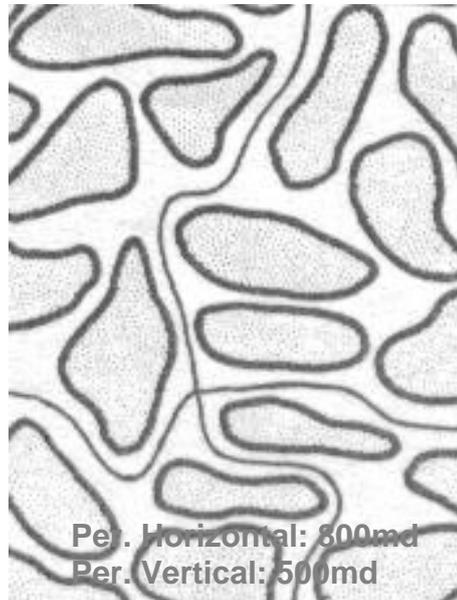


FIGURA 1.7 GRANOS PLANOS DESORDENADOS

1.4.2 Forma y tamaño de los granos de la roca

La forma y tamaño de los granos son importante partes que determinan el tamaño de las aberturas entre los granos de la arena. Si los granos son largos, alongados y uniformemente arreglado con la dimensión mas larga horizontal, la permeabilidad horizontal será mayor que la permeabilidad vertical. Si los granos son uniformemente redondeados la permeabilidad vertical y horizontal serán mas o menos la misma.

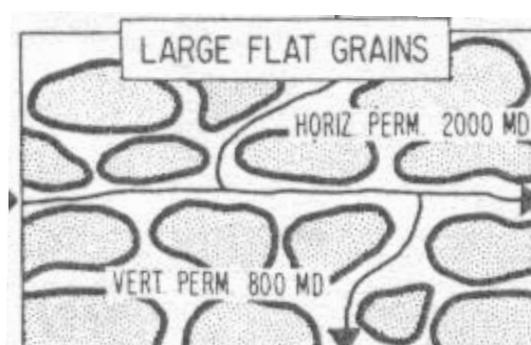


FIGURA 1.8 GRANOS LARGOS Y PLANOS



FIGURA 1.9 GRANOS LARGOS Y REDONDOS

La permeabilidad es mas baja si los granos son pequeños se ha determinado que la permeabilidad es baja. Esto ocurre porque los canales de los poros se hacen más pequeños a medida que el diámetro del grano de la roca se reduce, lo cual hace más difícil al fluido fluir a través de estos canales pequeños.

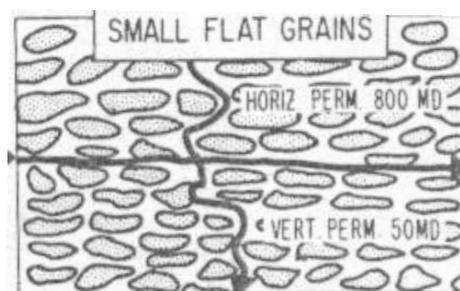


FIGURA 1.10 GRANOS PLANOS Y PEQUEÑOS

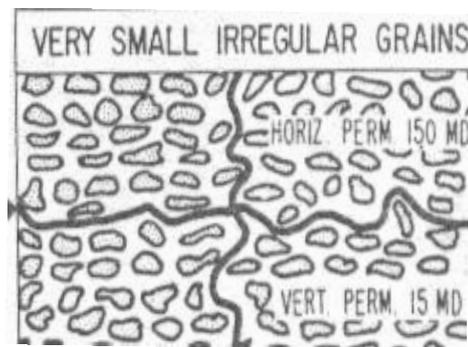


FIGURA 1.11 GRANOS IRREGULARES Y PEQUEÑOS

1.4.3 Presencia de arcilla

Las rocas son compactadas y cementadas junto con arcilla y minerales. La permeabilidad de las rocas son altamente influenciada por la cantidad de arcilla cementada en los canales de los poros y de esta forma la arcilla ocupa el espacio poroso entre los granos.

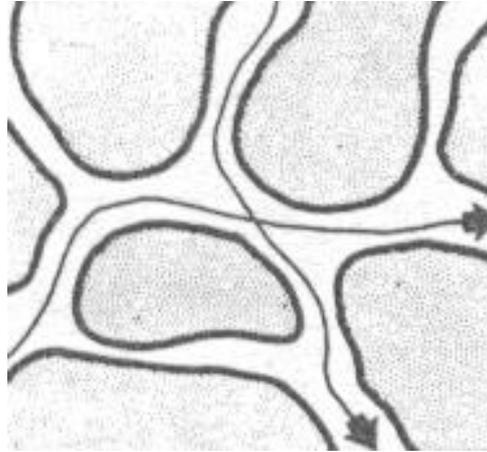


FIGURA 1.12 GRANOS LIMPIOS

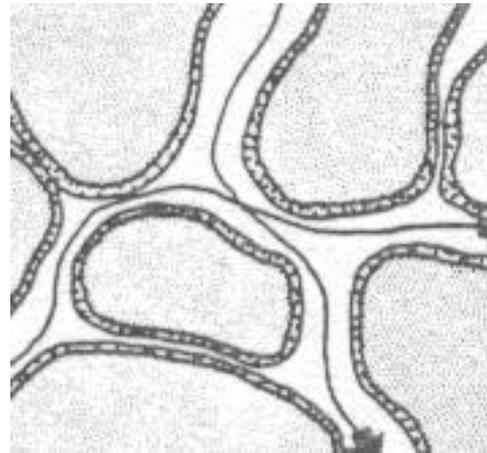


FIGURA 1.13 GRANOS CON ARCILLA

1.4.4 Presión de sobrecarga

La presión de sobrecarga es originada por la combinación de pesos de la matriz de la formación y los fluidos que se encuentren en el espacio poroso sobre la formación de interés. Matemáticamente la presión de sobrecarga puede ser expresada como:

$$P_o = D[(1 - \phi)\rho_{ma} + \phi\rho_{fl}]$$

Donde:

D: longitud vertical de la columna estratifica en pies

ϕ : Porosidad en fracción

ρ_{ma} : Densidad de la matriz de roca en lb/ft^3

ρ_{fl} : Densidad de los fluidos en lb/ft^3

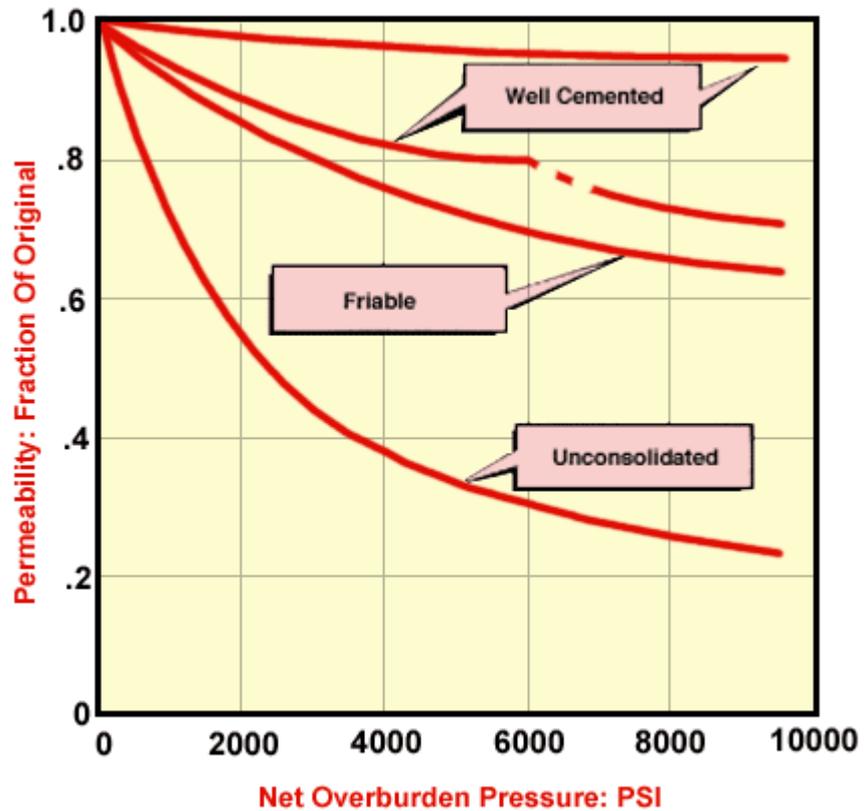


FIGURA 1.14 EFECTO DE LA PRESIÓN DE SOBRECARGA

1.5 Usos de la permeabilidad

La permeabilidad es una propiedad petrofísica de gran importancia en muchas ramas de la ingeniería de petróleos, dentro de las principales aplicaciones de la permeabilidad son:

Prueba de pozos

Ingeniería de yacimientos

Recuperación secundaria

Producción

1.5.1 Prueba de pozos

En muchos casos ha sido hallado que la permeabilidad de la formación cerca del pozo es reducida como resultado de las operaciones de perforación y completación. La invasión por fluidos de perforación, dispersión de arcillas, presencia de una costra de lodo y presencia de una alta saturación de gas alrededor del pozo son algunos factores responsables de la reducción de la permeabilidad.

El efecto de una reducción en la permeabilidad cerca del pozo puede ser tomado en cuenta como una caída adicional de presión, la zona de caída de presión ha sido llamada zona de daño y una manera de cuantificar la caída de presión es mediante el factor de daño, S .

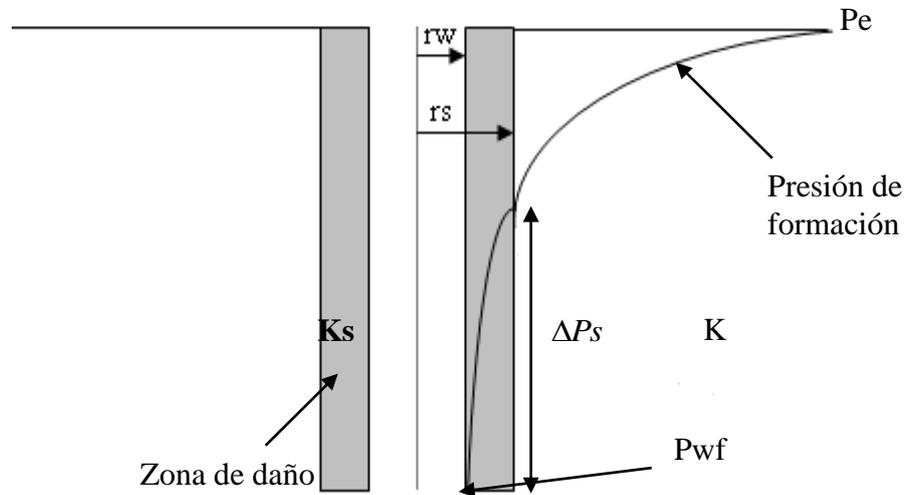


FIGURA 1.15 EFECTO DE DAÑO DE FORMACION

Para calcular el factor de daño es necesario tener el valor de la permeabilidad de la formación sin daño, k que es determinada mediante una prueba de restauración de presión que luego será usada en la siguiente ecuación:

$$S = 1.151 \left[\frac{P_{i\text{hora}} - P_{wf}}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c r_w^2} \right) + 3.23 \right]$$

Existe una relación entre el factor de daño, S , y las permeabilidades K y K_s que es la siguiente:

$$S = \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \frac{r_s}{r_w}$$

De esta ecuación se puede concluir que el factor de daño puede ser positivo o negativo dependiendo de la relación que exista entre K y Ks , si el valor de Ks es mayor que K lo cual implica daño el valor de S será negativo; mientras que si el valor de Ks es menor que K lo cual implica estimulación el valor de S será positivo.

1.5.2 Ingeniería de yacimientos

Dentro de la ingeniería de yacimientos existen métodos para determinar el comportamiento futuro de yacimiento por empuje de gas disuelto liberado y sin producción de agua, estos métodos son:

Método de Tarner

Método de Muskat

Método de Tracy

Los tres métodos tienen una secuencia de pasos para realizar la predicción del comportamiento del yacimiento, los tres

coinciden en que se debe calcular la relación gas- petróleo instantánea.

Por definición, la relación gas-petróleo R es:

$$R = \frac{q_g}{q_o}$$

Pero la producción total de gas esta constituida por el gas libre, que fluye en el yacimiento, mas el gas disuelto en el aceite que se libera al alcanzar las condiciones superficiales de presión y temperatura.

$$q_g = q_{glibre} + q_{gdisuelto}$$

$$q_g = q_{glibre} + q_o R_s$$

Entonces sustituyendo q_g en la ecuación de R se tiene:

$$R = \frac{q_{glibre} + q_o R_s}{q_o} = \frac{q_{glibre}}{q_o} + R_s$$

De acuerdo a la ley de Darcy para flujo radial se tiene:

$$q_{glibre} = C \frac{k k_{rg} h}{\mu_g \beta_g \log \frac{re}{rw}} (\bar{Pr} - P_{wf})$$

$$q_o = C \frac{k k_{ro} h}{\mu_o \beta_o \log \frac{re}{rw}} (\bar{Pr} - P_{wf})$$

Sustituyendo en la ecuación de R se tiene que:

$$R = \frac{k_{rg} \mu_o \beta_o}{k_{ro} \mu_g \beta_g} + R_s$$

En el desarrollo de esta ecuación se ha considerado que el gas y el petróleo se encuentran uniformemente distribuidos en el yacimiento. Lo importante que cabe recalcar para nuestro estudio es que en la ecuación esta presente la permeabilidad relativa al gas y al petróleo.

1.5.3 Recuperación secundaria

La magnitud de la permeabilidad de un yacimiento controla en un alto grado, la tasa de inyección de agua que se puede mantener en un pozo de inyección para una determinada presión en la cara de la arena. Por lo tanto, en la determinación de la factibilidad de inyección de agua en un yacimiento, es necesario conocer:

La presión máxima de inyección aconsejable.

La relación entre tasa y espaciamiento a partir de los datos presión-permeabilidad.

Esto permite determinar rápidamente los pozos adicionales que deben perforarse para cumplir con el programa de invasión en un lapso razonable. La prospectiva del proyecto puede calcularse comparando el recobro que se estima lograr con los gastos que involucra el programa de inyección: si resulta económico, se debe efectuar un estudio más detallado.

El grado de variación de la permeabilidad ha recibido mucha atención en los últimos años, pues determina la cantidad de

agua que es necesario utilizar, entre menos heterogénea sea esta propiedad mayor éxito se obtendrá en un programa de inyección de agua. Si se observan grandes variaciones de permeabilidad en estratos individuales dentro del yacimiento y si estos estratos mantienen su continuidad sobre áreas extensas, el agua inyectada alcanzara la ruptura demasiado temprano en los estratos de alta permeabilidad y se transportaran grandes volúmenes de agua antes que los estratos menos permeables hayan sido barridos eficientemente.

Esto por supuesto influye en la economía del proyecto y sobre la factibilidad de la invasión del yacimiento. No debemos dejar a un lado que la continuidad de estos estratos es tan importante como la variación de la permeabilidad. Si no existe una correlación del perfil de permeabilidad entre pozos individuales, existe la posibilidad de que las zonas mas permeables no sean continuas y que la canalización del agua inyectada sea menos severa que la indicada por los procedimientos aplicados a todo el yacimiento.

1.5.4 Producción

La relación entre la tasa de flujo en el yacimiento y la caída de presión ha sido frecuentemente expresada en la forma de índice de productividad J , en donde el valor de J puede ser calculado de la siguiente manera:

$$J = \frac{0.00708 k_{ro} kh}{\mu_o \beta_o \ln(0.472 r_e / r_w)}$$

El flujo de petróleo en el yacimiento puede ser escrito de la siguiente forma:

$$q_o = J(\bar{p}_R - p_{wf})$$

El análisis de la primera ecuación indican de que el índice de productividad es directamente proporcional a la permeabilidad de la formación, es decir que si la permeabilidad de formación se ve alterada por daño o estimulación esto se vera reflejado en el índice de productividad, por lo tanto si existe daño en la formación el valor de J disminuirá y con ello la capacidad de

producción del yacimiento pero por otro lado si existe estimulación en el yacimiento el valor de J aumentara lo cual hará que el valor de J aumente.

Mientras que el análisis de la segunda ecuación anterior indica la importancia del valor de J , pues mientras mayor sea este valor mayor será la tasa de producción de petróleo en el yacimiento.

CAPITULO 2

2. METODOS USADOS PARA DETERMINAR LA PERMEABILIDAD

2.1 Registros eléctricos

Uno de las propiedades físicas de las rocas más comúnmente medida es la resistividad eléctrica. Las rocas ígneas, sedimentarias y metamórficas son pobres conductores de la corriente eléctrica.

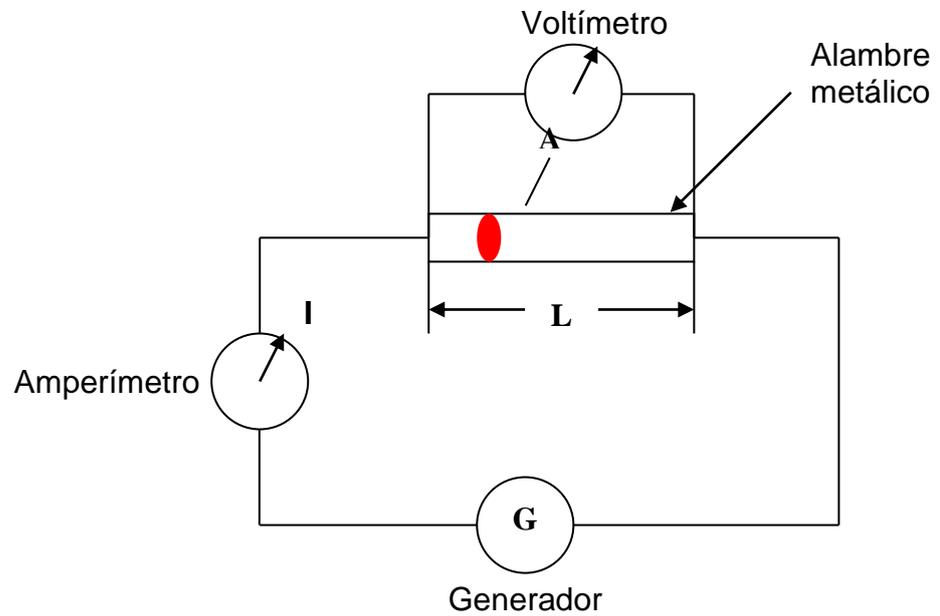


FIGURA 2.1 CIRCUITO ELECTRICO

La figura 2.1 ayudara a explicar el concepto de resistividad eléctrica. Un generador eléctrico genera una corriente, I , que atraviesa la sección transversal de área A y longitud L . la diferencia de potencial que existe entre los dos extremos del alambre metálico V es directamente proporcional a I . Esto es expresado matemáticamente por la ley de Ohm como:

$$V = rI$$

Donde r es la constante del alambre. Esta constante es la medida de la oposición ofrecida por el alambre al flujo de la corriente eléctrica y es llamada resistencia del alambre.

Si en la figura 2.1 se cambia el alambre por otro hecho del mismo material pero con geometría diferente (por ejemplo la longitud y/o el área transversal) y la corriente entregada por el generador se mantiene constante, entonces la diferencia de potencial entre los dos extremos del alambre cambiara. Este cambio en la diferencia de potencial es causado por el cambio de la resistencia: cuando la longitud del alambre se incrementa la resistencia incrementa y cuando el área transversal es disminuida la resistencia aumenta; es decir que la resistencia de un material es proporcional a su longitud e inversamente proporcional al área. Matemáticamente se expresa de la siguiente forma:

$$r = R \frac{L}{A}$$

Donde R es la constante de proporcionalidad y es una constante característica de del material del alambre y se conoce con el nombre de resistividad del material. Si la longitud se expresa en metros, la

resistencia en ohmios y el área en metros cuadrados la resistividad tiene unidades de ohm.m o $\Omega \cdot m$.

La resistividad de las rocas de yacimientos puede ser explicada reemplazando en alambre del circuito de la figura 2.2 con un núcleo seco y limpio del yacimiento a ser analizado. Un núcleo normalmente es una muestra cilíndrica usada en laboratorios de petrofísica. Solventes son usados para limpiar la muestra de todos los fluidos residuales.

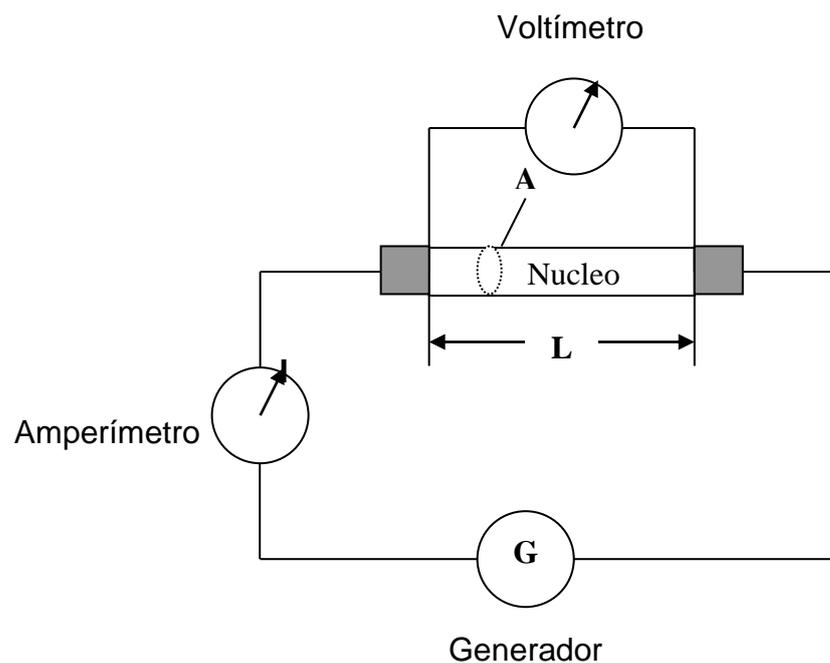


FIGURA 2.2 RESISTIVIDAD DE ROCAS

Con la colocación del núcleo en lugar del alambre metálico, no significa que la corriente pasara a través del circuito porque la roca y el aire que satura el espacio poroso ambos son malos conductores de la corriente eléctrica. Sin embargo las rocas en los yacimientos son conductoras debido a la presencia de agua. Si saturamos el núcleo de la figura 2.2 con agua pura no significa un cambio significativo en el paso de la corriente pero si sal como cloruro de sodio es disuelta en el agua, la corriente fluirá a través del núcleo.

Cuando la muestra de la figura 2.2 es saturada con agua salada de resistividad R_w , una corriente circulara a través del circuito eléctrico y una correspondiente caída de potencial se observara a través del núcleo. La resistencia de la roca puede ser determinada por la ley de Ohm. Cuando la roca es completamente saturada con agua salada, la resistividad es R_o . En este caso el único medio conductor de electricidad es el agua entonces es posible remplazar el núcleo por un volumen de agua de la misma resistividad y obtener la misma resistencia entre los dos electrodos tal como lo muestra el grafico 2.3.

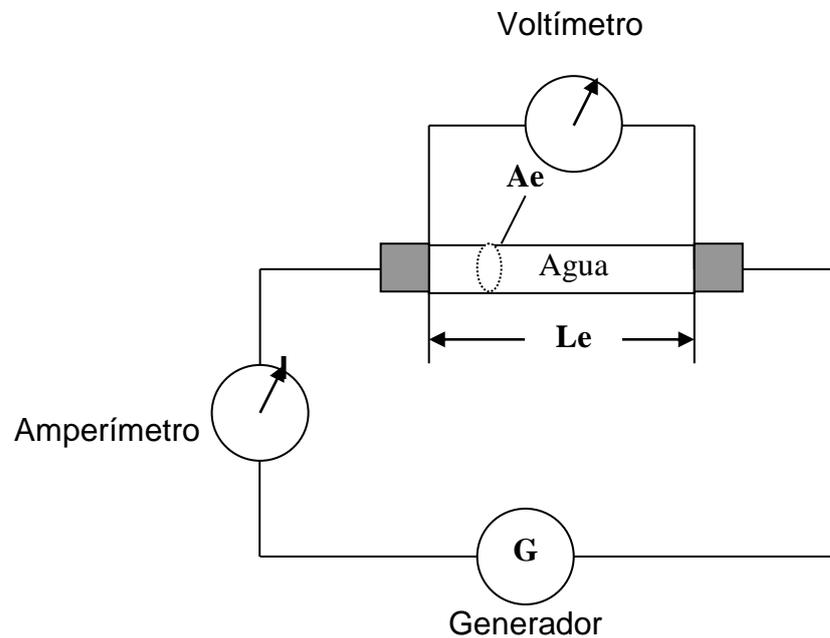


FIGURA 2.3 CIRCUITO CON VOLUMEN DE AGUA

Los iones se mueven a través de los poros de la roca siguiendo un camino tortuoso, entonces la longitud equivalente del volumen de agua en L_e la cual es mas grande que la longitud actual. Si la porosidad de la roca es ϕ , entonces el volumen de agua del núcleo es ϕAL . Este volumen debe ser igual que el cuerpo de agua equivalente de la misma salinidad, es decir:

$$\phi AL = AeLe$$

De donde se obtiene que Ae es igual a:

$$Ae = \frac{\phi AL}{Le}$$

La resistencia del núcleo completamente saturado por agua r_o y la resistencia del volumen equivalente de agua r_w son:

$$r_o = R_o \frac{L}{A}$$

$$r_w = R_w \frac{Le}{Ae} = R_w \frac{Le}{\frac{\phi AL}{Le}} = R_w \frac{L^2 e}{\phi AL}$$

Dado que el único medio conductor para la roca saturada completamente por agua salada y el volumen de agua equivalente de la misma salinidad es el agua entonces se tiene que:

$$r_o = r_w$$

$$R_o \frac{L}{A} = R_w \frac{L^2 e}{\phi AL}$$

Despejando R_o se obtiene:

$$Ro = R_w \frac{L^2 e}{\phi L^2}$$

$$Ro = \frac{1}{\phi} \left(\frac{Le}{L} \right)^2 R_w$$

$$Ro = FR_w$$

Donde $F = \frac{1}{\phi} \left(\frac{Le}{L} \right)^2 = \frac{\tau^2}{\phi}$ y es conocido como el factor de resistividad

de la formación y es cantidad adimensional.

La velocidad actual de flujo, v_e , de un fluido dentro del espacio poroso es más grande que la velocidad macroscópica, v que se obtiene de la división entre q y A que son la tasa de flujo y el área transversal del medio poroso. El incremento de la velocidad es un resultado del incremento de la longitud del actual camino de flujo, Le , comparada con la longitud, L , a través del medio poroso y de la disminución del área actual de flujo. Esta área disminuye por un factor ϕ , entonces la velocidad actual de flujo esta dada por:

$$ve = \frac{v}{\phi} \frac{Le}{L} = \frac{v}{\phi} \tau \quad \text{Entonces } v = \frac{ve\phi}{\tau}$$

Recordando la ley de Darcy:

$$v = \frac{k}{\mu} \frac{dp}{dl}$$

Y despejando k se obtiene y reemplazando ve se obtiene.

$$k = \frac{v\mu}{dp/dl} = \frac{ve\phi\mu}{\tau(dp/dl)}$$

En esta ecuación se puede notar de la permeabilidad es inversamente proporcional a la tortuosidad. Es evidente que tanto la resistividad y la permeabilidad del medio poroso esta determinadas para la longitud efectiva. Una ecuación empírica relaciona estas dos propiedades físicas del medio poroso, esta relación es:

$$F = Ak^{-B}$$

Donde A y B son constantes específicas propias de cada formación.

2.2 Ecuaciones que relacionan diámetros de poros, porosidad y

Permeabilidad

La constante de proporcionalidad K o permeabilidad absoluta es una propiedad específica que caracteriza al medio poroso. Se descubrió empíricamente ser independiente de las dimensiones del medio, de la presión diferencial aplicada sobre el fluido y de la viscosidad del fluido.

La permeabilidad entonces debe ser entonces expresada en términos de otras propiedades físicas que se puedan medir del medio poroso y numerosos pensamientos y extensas investigaciones han sido dadas por algunos investigadores para encontrar tal relación aun desde los días de la formulación de Darcy.

El primero en introducir el tamaño del grano dentro de las relaciones parece que tuvo que haber sido Seelheim en 1880, quien encontró que la tasa de flujo de fluido es proporcional al cuadrado del diámetro de los granos. Hanze en 1892, introdujo el tamaño efectivo del grano. Slichter en 1899 hizo un análisis teórico del flujo de fluidos a través de un medio homogéneo compuestas de esferas de tamaño uniforme y fue el primero en introducir el efecto del empaquetamiento como un

factor que influye en la permeabilidad. La ecuación de Slichter es la siguiente:

$$K_{darcy} = \frac{10.2d^2}{K_s}$$

Donde

d : diámetro de las esferas, cm

K_s : constante de empaquetamiento que depende de la porosidad

La siguiente tabla da los valores de la constante de empaquetamiento como una función de la porosidad para esferas de diámetros iguales.

ϕ	K_s
26.0	84.4
30.0	52.5
35.0	31.6
40.0	20.3
45.0	13.7

TABLA 1 CONSTANTES DE EMPAQUETAMIENTO

King en 1899, reviso los procedimientos de cálculos y la teoría aplicada por Slichter para determinación del diámetro promedio de las partículas para arenas de forma irregular. De acuerdo a Mavis y Wilsey en 1936 el valor de K_s puede ser obtenido de la siguiente relación:

$$K_s = 20 \left(\frac{40}{\phi} \right)^{3.3}$$

Más contribuidores de relaciones de la permeabilidad absoluta con la textura de la roca y la porosidad son Terzaghi y Uren. Terzaghi en 1925 propuso la siguiente relación:

$$K = Cd^2 \left[\frac{\phi - 0.13}{(1 - \phi)^{1/3}} \right]^2$$

Uren por su lado propuso lo siguiente:

$$K = Cd^2 \phi^{3.31}$$

En cada caso el valor de C es experimentalmente determinado.

Kozeny en 1927 es el responsable para una de las relaciones mas importantes relaciones de las discutidas antes. En su original forma, la cual fue derivada de conceptos físicos básicos y teóricos, la relación para empaquetamientos no consolidados es la siguiente:

$$K = \frac{\phi^3}{5S_v^2(1-\phi)^2}$$

En la cual S_v representa la superficie total de granos por unidad de volumen de la roca reservorio exclusivo del espacio poroso.

De todas las ecuaciones presentadas la más valiosa es indudablemente que la de Kozeny, como no hace asunciones concernientes al estado de consolidación de las rocas de yacimientos y también es valida para rocas consolidadas.

2.3 Correlaciones entre la permeabilidad y la porosidad

No existe relación matemática que expresa a la permeabilidad en términos de la porosidad que pueda ser aplicado para todos los casos. En formaciones clásticas tendencias como las mostradas en las figuras 2.4 Y

2.5 son frecuentemente observadas. Sin embargo es posible tener una muy alta porosidad sin alguna permeabilidad como en el caso de las arcillas donde los poros y los canales son tan finos que las fuerzas de tensión superficial son tan fuertes que evitan el movimiento de fluidos

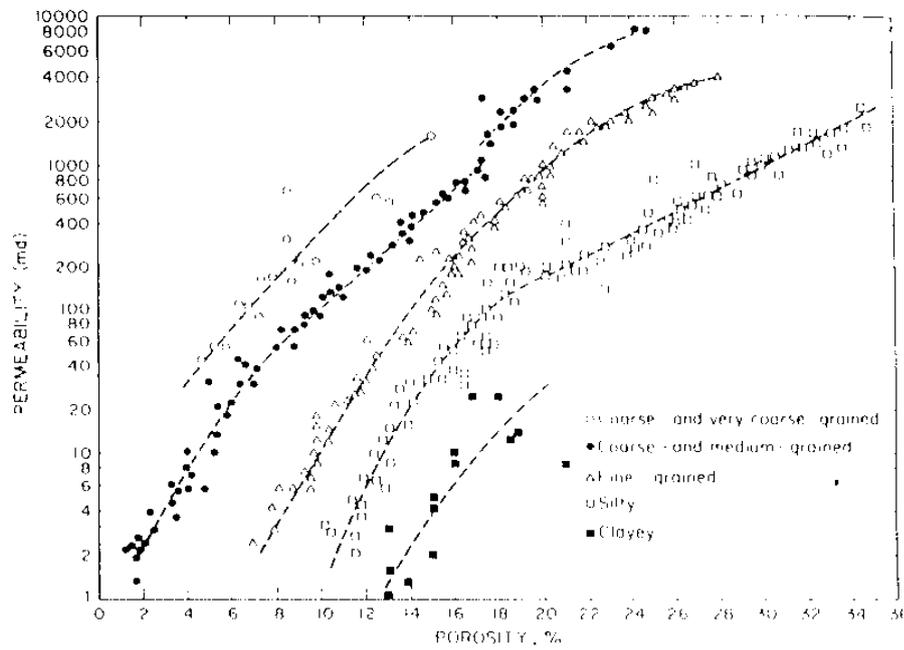


FIGURA 2.4 CORRELACION ENTRE ϕ Y K

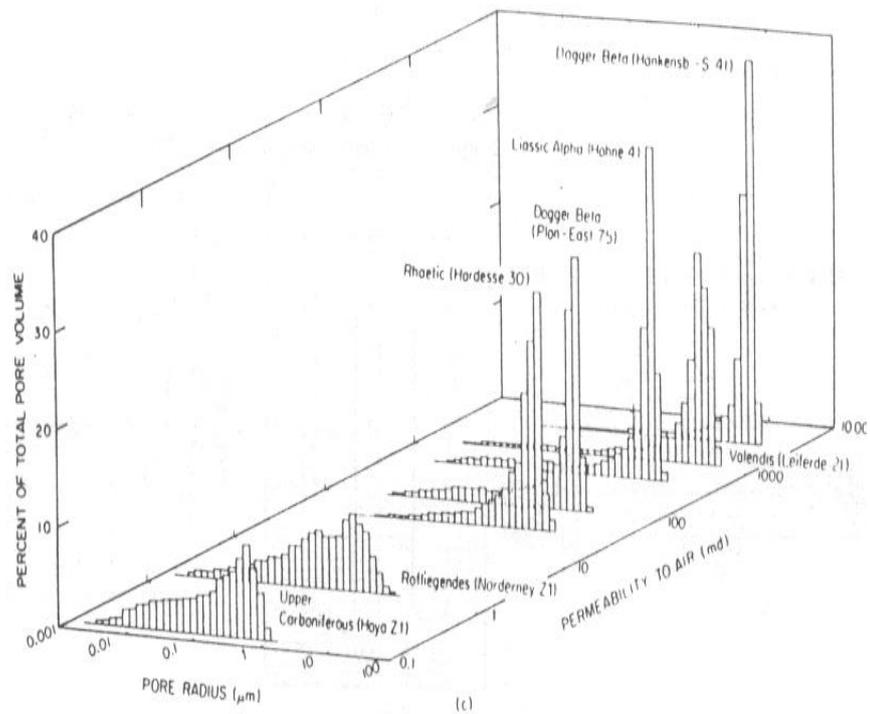


FIGURA 2.5 CORRELACION ENTRE ϕ , RADIO DE PORO Y K

2.4 Método de Horner

Este método usado en pruebas de pozos en una prueba conocida como de restauración de presión y sirve para determinar la permeabilidad y el efecto de daño. La prueba de restauración de presión consiste básicamente en producir un pozo a una tasa constante por un cierto tiempo para luego cerrar el pozo y registrar la presión en el fondo del pozo como una función del tiempo.

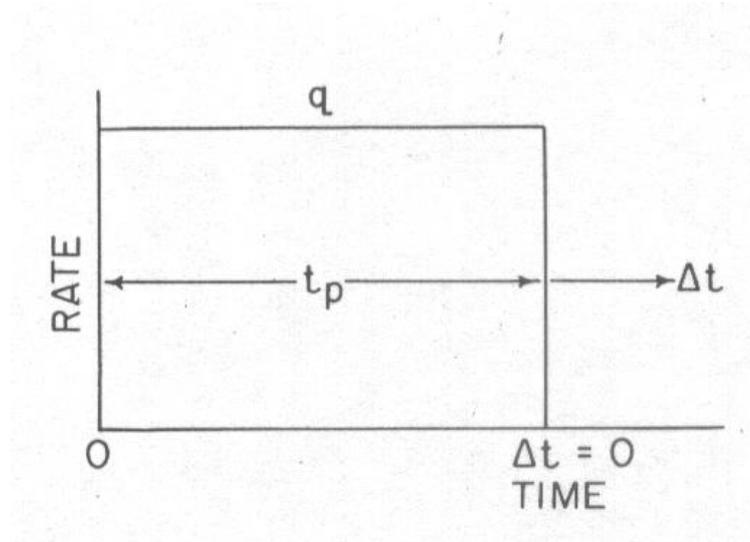


FIGURA 2.6 TIEMPO DE PRODUCCION

Las ecuaciones usadas en una prueba de restauración de presión describen una prueba de restauración ideal, con una prueba ideal queremos decir que es un yacimiento infinito, homogéneo, isotrópico, ligeramente compresible, flujo de una sola fase y que las propiedades son constantes. Si el pozo ha estado en producción por un periodo de tiempo t_p a una tasa de producción q antes del cierre y llamemos Δt al tiempo a partir del cierre del pozo entonces se tiene lo siguiente:

$$p_{ws} = p_i - 162.6 \frac{q\beta\mu}{kh} \log \left[\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) \right]$$

Esta prueba sugiere que p_{ws} sea registrada durante la prueba de restauración de presión y luego graficada como función

$\log \left[\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) \right]$ lo cual da como resultado una recta de la forma

$y = mx + b$ cuya pendiente es:

$$m = 162.6 \frac{q\beta\mu}{kh}$$

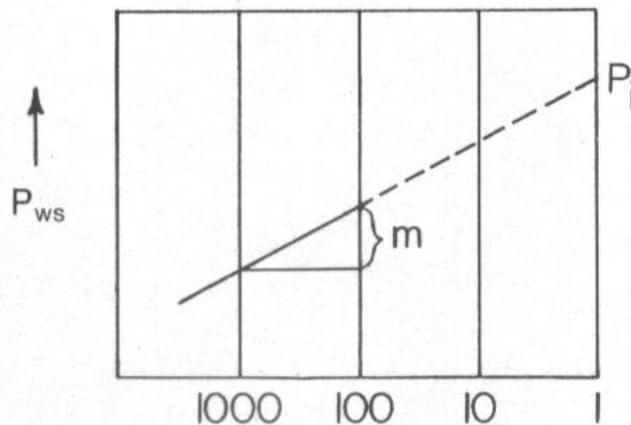


FIGURA 2.7 PENDIENTE DEL GRAFICO Pws VS. T

De este modo la permeabilidad de la formación k puede ser determinada de la prueba de restauración de presión por la medida de la pendiente. Adicionalmente si extrapolamos la línea recta hasta

donde $\left[\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) \right]$ sea 1 la presión a este tiempo será la presión

original p_i . En la práctica convencional en la industria hay que graficar

p_{ws} vs. $\left[\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) \right]$ sobre un papel semilogarítmico con los valores de

$\left[\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) \right]$ disminuyendo de izquierda a derecha. La pendiente de la

gráfica se obtiene por simple resta de presión en dos puntos sobre la línea recta que están sobre un ciclo.

En la práctica es convencional en la industria petrolera escoger un valor fijo de tiempo, Δt , de 1 hora y la correspondiente presión de 1 hora. Esta presión de 1 hora puede estar sobre la recta o se encuentra extrapolando la recta que es usada en la determinación del factor de daño.

Lo explicado anteriormente hace referencia a una prueba ideal pero en la realidad obtenemos resultados más distorsionados porque en lugar de tener una línea recta para todos los tiempos obtenemos una curva de forma complicada. El concepto de radio de investigación puede ser introducido y lógicamente podemos dividir la curva de restauración de presión en tres regiones:

Región 1: una región de tiempo temprano, en la cual la presión transiente se transmite cerca del pozo. Dado que la mayoría de los pozos tienen alterada la permeabilidad cerca del pozo, hasta que la presión transiente causada por el cierre en el pozo para la prueba de restauración de presión se mueva a través de esta región de permeabilidad alterada entonces no hay razón para esperar una zona para esperar una línea recta.

Región 2: una región de tiempo mediano que es cuando el radio de investigación se ha movido de la zona alterada y cuando ha cesado la distorsión de los datos de restauración de presión observamos una línea recta ideal la cual permite calcular la permeabilidad de la formación. Esta línea recta continúa hasta que el radio de investigación ha alcanzado uno de los límites del yacimiento.

Región 3: una región de tiempo tardío que es cuando el radio de investigación alcanza los límites del yacimiento. En esta región la presión es influenciada por la configuración de los límites, interferencia de pozos cercanos.

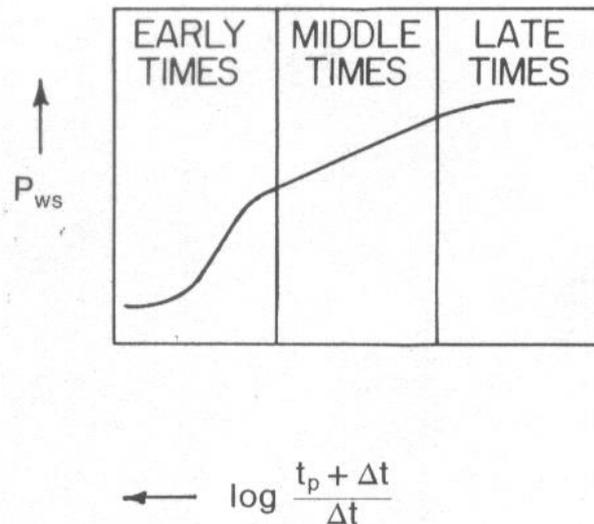


FIGURA 2.8 REGIONES EN PRUEBA DE RESTAURACION

Los pasos para determinar la permeabilidad son:

1. Determinar donde posiblemente comienza la región de tiempo mediano donde no haya efecto de llene.
2. Asuma que el fin de la región de tiempo mediano ocurre cuando el grafico de Horner no es lineal.
3. Si hay una aparente línea en la región de tiempo mediano, calcular la pendiente y estimar la permeabilidad de la ecuación

$$k = 162.6 \frac{q\beta\mu}{mh}$$

2.5 Métodos de laboratorio

Los métodos de laboratorio proporcionan una medida más verdadera de la permeabilidad absoluta ya que los métodos explicados anteriormente la determinación de la permeabilidad es indirecta tienen un mayor porcentaje de error en relación con los obtenidos en laboratorio.

En el caso de la determinación de la permeabilidad en laboratorio hay que hacer dos correcciones básicas dado que el núcleo está a condiciones diferentes a las del yacimiento estos factores correctivos mediante un estudio detallado son por la temperatura y la presión de los estratos superiores al que se encuentra al yacimiento.

Dentro de los métodos directos para determinar la permeabilidad tenemos:

1. Determinación de la permeabilidad mediante permeámetro de gas
2. Determinación de la permeabilidad mediante permeámetro de líquido

2.5.1 Determinación de la permeabilidad mediante permeámetro de gas

El permeámetro de gas mide la permeabilidad de una sección de núcleo consolidado forzando un gas de viscosidad conocida a ingresar por el núcleo. La presión, temperatura y tasa de flujo a través del núcleo son medidas.

El instrumento incluye un porta núcleo, termómetro, triple rango de medición de flujo, manómetro y una válvula de control de presión. Estos componentes son interconectados y ensamblados sobre un panel. El núcleo es sellado en el porta núcleo entonces el gas es pasa a través del núcleo y es ventilado a la atmósfera.

La tasa de flujo de gas es determinada por la altura del centro de flotación en uno de los tubos medidores de flujo. El medidor de flujo deseado es seleccionado con el selector de tres vías. Luego de medir la altura del centro de flotación se recurre a las curvas de calibración de donde se obtiene el caudal de gas.

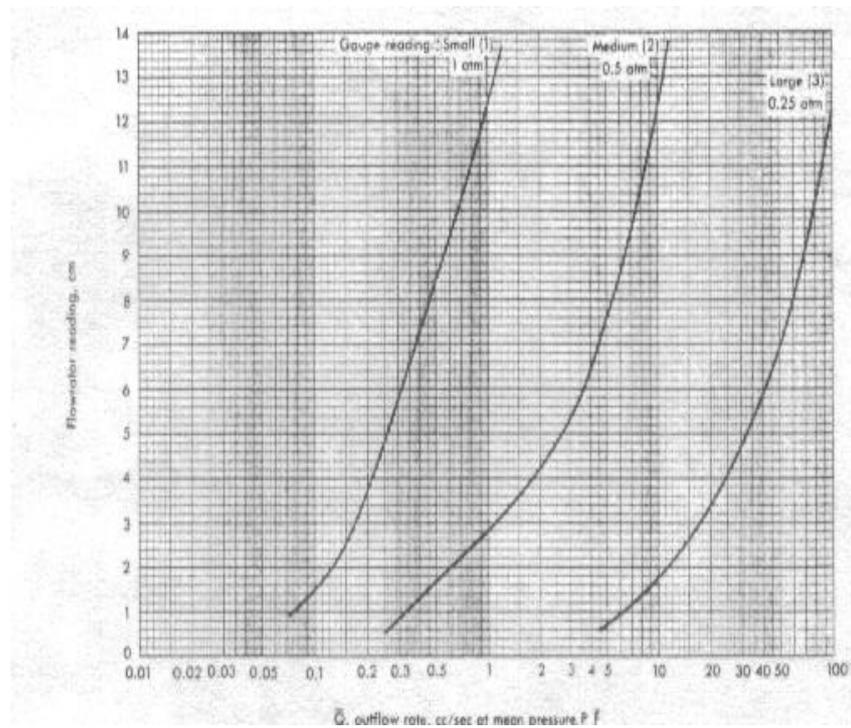


FIGURA 2.9 CURVAS DE CALIBRACION

Un gas comprimido tal como nitrógeno es recomendado para hacer la medida de la permeabilidad y un regulador auxiliar de presión debe ser usado para disminuir la presión

La determinación de la permeabilidad se hace aplicando únicamente la ley de darcy:

$$k = \frac{\mu \bar{Q} L}{AP}$$

Donde:

k : Permeabilidad en darcy de la muestra

μ : Viscosidad en centipoise del gas usado

\bar{Q} : Caudal obtenido del grafico de calibración

P : Presión en atmósferas leída del manómetro.

L : Longitud del núcleo en centímetro

2.5.2 Determinación de la permeabilidad mediante permeámetro de líquido

El permeámetro de líquido es usado para determinar la permeabilidad absoluta de una muestra de roca de yacimiento.

El uso de un líquido para determinar la permeabilidad absoluta provee que no haya factores que compliquen tales como hidratación del núcleo o saturaciones de gas residual. El líquido usado debe ser compatible con el núcleo es decir inerte con respecto al material.

La medida de la permeabilidad con líquido se hace mediante la determinación del tiempo requerido por un volumen de líquido para fluir a través del núcleo de dimensiones conocidas a una presión y temperatura observada. Estos datos dados por el

instrumento junto con la viscosidad del fluido, son usados para calcular la permeabilidad absoluta. La base de estos cálculos es la ley de Darcy para flujo lineal.

El permeámetro de líquido está equipado con un porta núcleo, el núcleo es saturado con el fluido de prueba antes de que sea montado en el porta núcleos. Una bureta contiene el fluido de prueba que es instalado entre el porta núcleo y una válvula y puede ser conectada a la válvula con la línea de gas. El gas es usado como un medio de transferencia de presión para empujar el líquido a través del núcleo.

Una vez que el fluido ha atravesado el núcleo en un determinado tiempo que ha sido registrado por la persona que realiza la prueba se usa la siguiente ecuación:

$$k = 14.7 \frac{\mu VL}{APt}$$

Donde:

k : Permeabilidad en darcy de la muestra

μ : Viscosidad en centipoise del líquido usado

V : Volumen en centímetros cúbicos de líquido

t : Tiempo en segundos que requiere al volumen en fluir a través de la muestra.

P : Presión en psi leída del manómetro.

L : Longitud del núcleo en centímetro

A : Área transversal del núcleo en centímetro cuadrados

La desventaja que presenta este equipo en relación al permeámetro de gas es que se necesita leer el tiempo que tarda al fluido en pasar por el núcleo lo cual origina errores porque la medición del tiempo no es exacta sino aproximada.

CAPITULO 3

3. PARTES Y ESQUEMA DE FUNCIONAMIENTO DEL PERMEAMETRO DISEÑADO

3.1 Porta núcleo

El porta núcleo es el dispositivo usado por el permeámetro para almacenar los núcleos que se desean evaluar su permeabilidad. El porta núcleo esta conformado de tres partes que son: la prensa de ajuste, el fondo de drenaje y camisa.

La prensa la cual esta hecha de acero inoxidable tiene dos funciones elementales que son: sellar el núcleo y sujetar la válvula de corte. La importancia de sellar completamente el compartimiento destinado para el núcleo es que el fluido de prueba que por lo general es agua

destilada solo se encuentre forzado a fluir por el núcleo pero si por lo contrario si el fluido de prueba no logra fluir completamente por el núcleo debido a que no se realiza un buen sello no se tendrá el valor preciso de volumen que fluye por el núcleo. Normalmente cuando existen fugas en el porta núcleo si se realiza la prueba bajo esas condiciones el valor obtenido de la permeabilidad será erróneo entonces para obtener el valor mas correcto debe sellarse el núcleo mediante mas aplicación de fuerza sobre la camisa la cual se logra gracias a la prensa de ajuste.

La segunda función que tiene la prensa ajustadora es el de sujetar la válvula de corte que ira sobre la camisa. Para realizar esta función la prensa ajustadora tiene 5 orificios, cuatro de ellos son de un diámetro de 3/16" por medio de los cuales irán tuercas necesarias para sostener la válvula de corte y también tiene un orificio central de un diámetro de 3/8".



FIGURA 3.1 PRENSA

El segundo elemento que constituye el porta núcleo es el fondo de drenaje. Este fondo de drenaje tiene dos funciones básicas: enroscar la camisa y drenar el fluido de prueba. La camisa para poder ser ensamblada en el conjunto operativo llamado porta núcleo debe tener rosca y para tal objetivo el fondo de drenaje tiene un ligero hundimiento con hilos que permitirán que la camisa sea roscada hasta la profundidad del hundimiento. El hundimiento y rosca del fondo de drenaje cumple la función principal del porta núcleo la cual es que exista el suficiente sello entre la partes del mismo.

En la figura 3.2 se puede observar el fondo de drenaje tiene un orificio en la parte central, esto sirve para que el fluido de prueba una vez que ha ingresado por el núcleo pueda salir por el. El fondo de drenaje

tiene dos orificios para el fin de permitir la salida del fluido de prueba uno vertical que se ve en el centro y otro horizontal, estos orificios se conectan y juntos hacen un solo canal de drenaje para el agua destilada usada en la determinación de la permeabilidad.

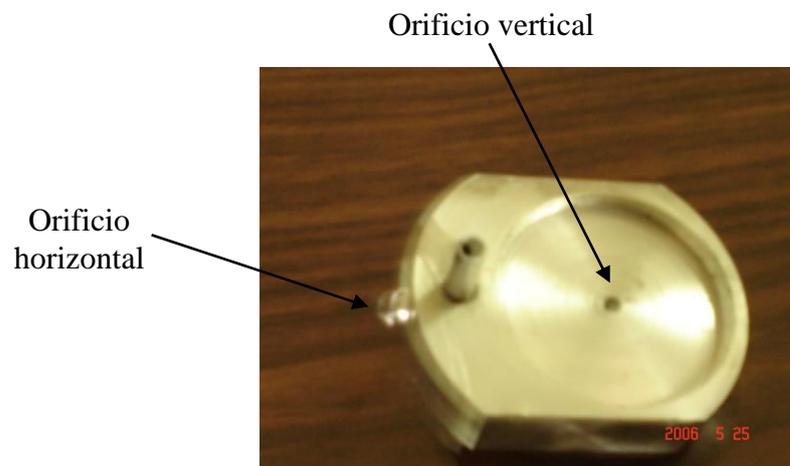


FIGURA 3.2 FONDO DE DRENAJE

El ultimo elemento que conforma el porta núcleo es la camisa, la cual esta hecha de acero galvanizado y tiene un diámetro de 2" el objetivo fundamental de la camisa es mantener el núcleo en el interior de la misma mediante el uso adicional de un caucho del mismo diámetro. Esta camisa se encuentra ubicada entre la válvula de corte y el fondo de drenaje, la cual debe encontrarse completamente sellada en el momento de que el permeámetro este en operación para dar valores confiables de permeabilidad.



FIGURA 3.3 CAMISA

3.2 Válvula de corte

Esta válvula esta hecha en hierro y es de gran importancia en el funcionamiento del permeámetro. Esta válvula consta de 4 orificios que tienen varias funciones. El orificio 1 que tiene un diámetro de 3/16" va conectado mediante una manguera plástica a un embudo de vidrio al cual se llena con agua destilada la función de este orificio es permitir el ingreso del fluido de prueba dentro del núcleo hasta que este se inunde y suba hasta la bureta para poder controlar el volumen de fluido de prueba a ser inyectado por el núcleo para determinar la permeabilidad.

Los orificios 2 y 3 realizan una operación conjunta ya que estos se encuentran conectados entre si. Una vez que el fluido de prueba ha ingresado por el orificio 1 e inundado el núcleo el único lugar por el cual puede este fluido salir es por medio del orificio 2 que se conecta al orificio 3 y este va conectado a la bureta la cual será llenado para poder medir la cantidad de fluido inyectado en un determinado tiempo. La razón por la cual se utilizan dos orificios para llenar la bureta en lugar de uno que seria la más fácil es porque si estuviera un solo orificio seria mas rápido llenar la bureta lo cual dificulta la operación manual de controlar el volumen de agua destilada necesaria en la bureta, en cambio si se utilizan dos orificios la operación de llenado de la bureta es un poco mas lenta.

La llave que utiliza la válvula de corte es de gran importancia en el momento de llenar de agua destilada la bureta. Esta llave cierra el orificio 1 que permite el paso fluido de prueba cuando la bureta contiene la cantidad de volumen de agua destilada deseada por el operador del permeámetro, además cuando se cierra impide que el fluido obligado a fluir por el núcleo se escape por el orificio 1.

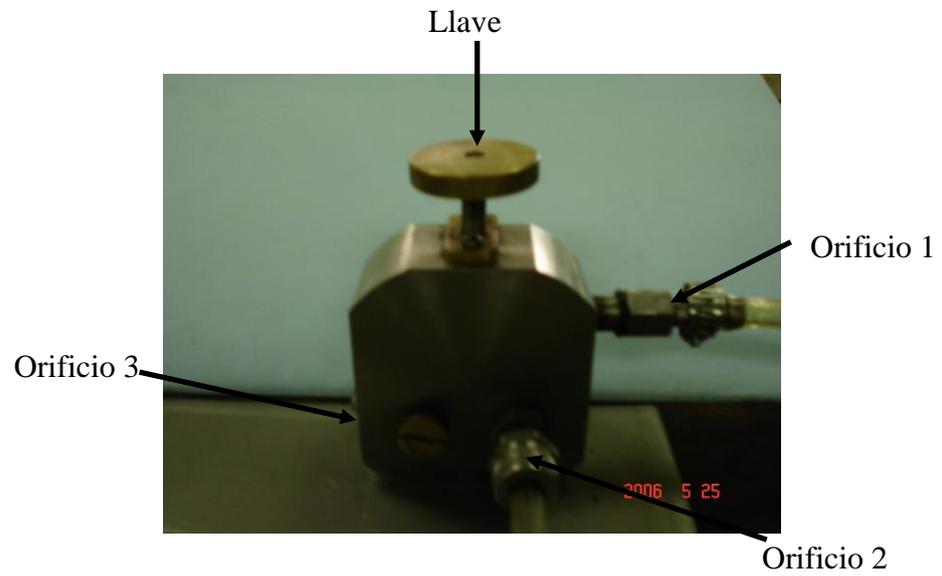


FIGURA 3.4 VALVULA DE CORTE

En la figura 3.5 se muestra la configuración del porta núcleo ensamblado con la válvula de corte, este ensamblaje ira en la caja del permeámetro.

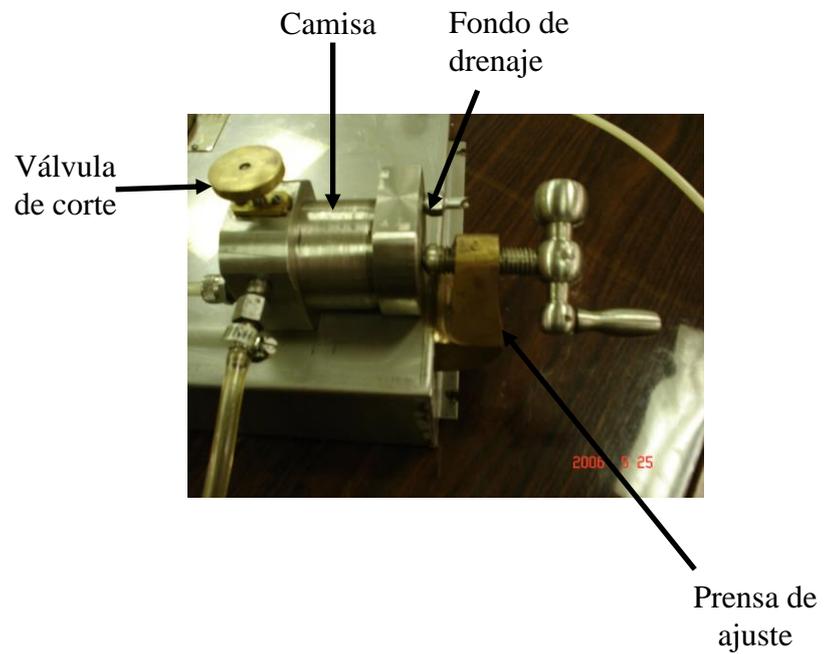


FIGURA 3.5 ENSAMBLAJE PARA PORTA NULCEO

3.3 Bureta

El permeámetro requiere de un equipo de medida del volumen de fluido de prueba inyectado para de esta forma poder calcular el caudal requerido por la ley de Darcy. Además este debe ser capaz de ayudar en la lectura del tiempo necesario para que un volumen dado de fluido de prueba ingrese en el núcleo para tal fin se utiliza una bureta como la se muestra en la figura 3.6.



FIGURA 3.6 BURETA

Esta bureta consta de dos marcas entre las cuales la capacidad de volumen es de 5 centímetros cúbicos. Estas marcas tienen su razón de ser, cuando el equipo se está llenando la bureta se la llena completamente pero hay que estar atento en el momento en que el fluido de prueba pasa por la marca superior para activar un cronometro y esperar que el fluido de prueba llegue a la marca inferior para parar el cronometro y determinar entonces el tiempo en que 5 centímetros cúbicos pararon por el núcleo.

La bureta tiene una forma especial lo cual ayuda que el fluido pase más lentamente que si la bureta fuera del mismo diámetro y evitar errores tan considerables en la medida del tiempo.

3.4 Válvula de línea de gas

La válvula de línea de gas esta hecha de acero inoxidable y esta compuesta por tres orificios y una llave. El orificio 1 va conectado a la parte superior de la bureta y trabaja conjuntamente con la llave y el orificio 3. Cuando se requiere llenar la bureta con agua destilada es necesario de que exista comunicación de la atmósfera con la parte superior de la bureta es aquí cuando la válvula de gas realiza su primera función que es la de permitir llenar la bureta mediante venteo para ello la llave debe ser cerrada.

La segunda función que realiza esta válvula es permitir el ingreso del gas de empuje del agua destilada para que esta pueda ingresar en el núcleo. El ingreso del gas de empuje es por el orificio 2 que se conecta a la red de tubería de distribución de gas que por lo general es CO₂ y que se encuentra comunicado con el orificio 1, para ello se debe abrir la llave y consecuentemente se cierra el venteo.

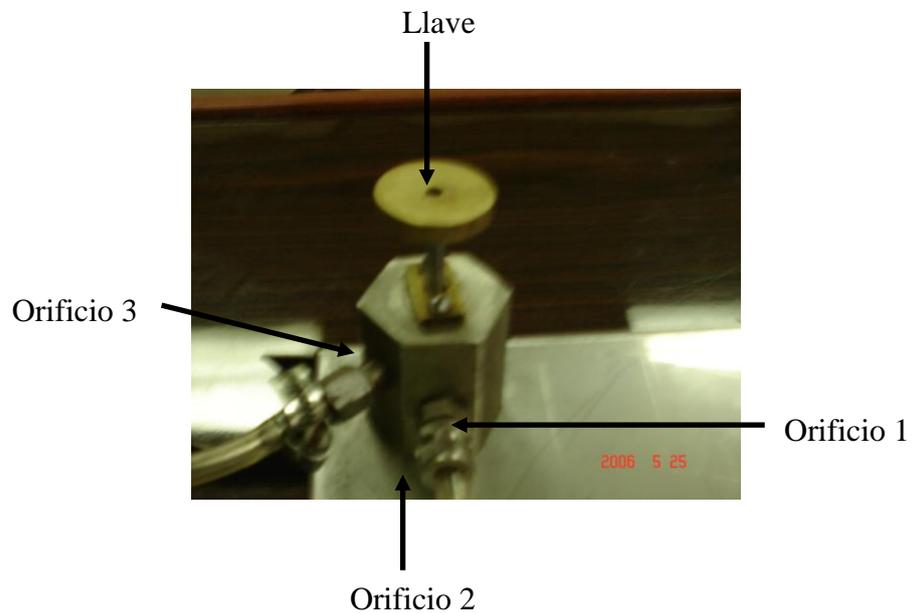


FIGURA 3.7 VALVULA DE LINEA DE GAS

3.5 Regulador de presión de línea de gas

El regulador tiene la misión de mantener la presión de trabajo (secundaria) lo más constante posible, independientemente de las variaciones que sufra la presión de red (primaria) y del consumo de CO₂. La presión primaria siempre ha de ser mayor que la secundaria. Es regulada por la membrana (1), que es sometida, por un lado, a la presión de trabajo, y por el otro a la fuerza de un resorte (2), ajustable por medio de un tornillo (3).

A medida que la presión de trabajo aumenta, la membrana actúa contra la fuerza del muelle. La sección de paso en el asiento de válvula (4) disminuye hasta que la válvula cierra el paso por completo. En otros términos, la presión es regulada por el caudal que circula. Al tomar aire, la presión de trabajo disminuye y el muelle abre la válvula. La regulación de la presión de salida ajustada consiste, pues, en la apertura y cierre constantes de la válvula. Al objeto de evitar oscilaciones, encima del platillo de válvula (6) hay dispuesto un amortiguador neumático o de muelle (5). La presión de trabajo se visualiza en un manómetro.

Cuando la presión secundaria aumenta demasiado, la membrana es empujada contra el muelle. Entonces se abre el orificio de escape en la parte central de la membrana y el CO₂ puede salir a la atmósfera por los orificios de escape existentes en la caja.

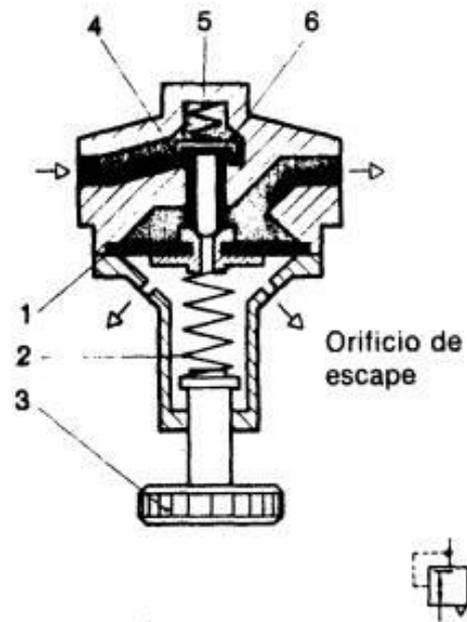


FIGURA 3.8 ESQUEMA DE REGULADOR DE PRESIÓN



FIGURA 3.9 REGULADOR DE PRESION

3.6 Manómetro Bourdon

El permeámetro de líquido cuenta con un manómetro de 4 1/2" de diámetro que esta en escalas de 0-30 psi y 0-2.2 bar el cual es usado para medir la presión con la cual el fluido atraviesa el núcleo. El tipo de manómetro usado para dicha función es un manómetro Bourdon.



FIGURA 3.10 MANOMETRO BOURDON

Las partes que constituyen a este tipo de manómetros son:

- Bisel
- Cristal
- Aguja
- Anillo espaciador
- Escala

- Carátula
- Tornillo de carátula
- Conector
- Base
- Tubo Bourdon
- Final del tubo
- Marco exterior
- Tapa posterior
- Tornillo de ajuste
- Tornillo sujetador de marco exterior

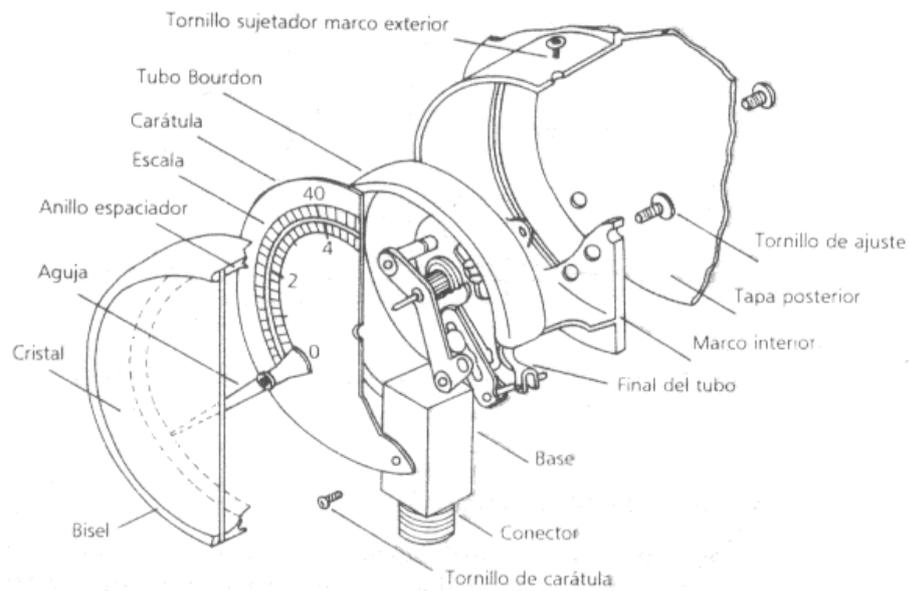


FIGURA 3.11 PARTES DEL MANOMETRO

El mecanismo de funcionamiento del manómetro esta constituido por:

- Tubo Bourdon
- Tornillo de ajuste
- Cremallera
- Eslabonamiento de ajuste
- Cremallera
- Eje de aguja

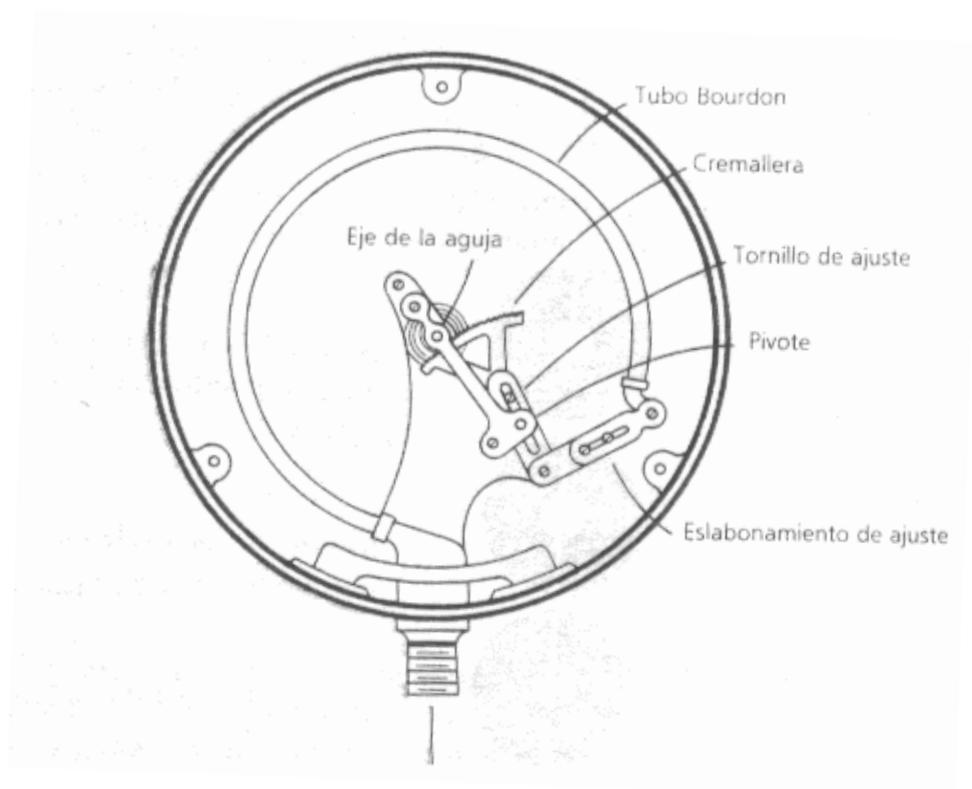


FIGURA 3.12 MECANISMO DE FUNCIONAMIENTO

El funcionamiento consiste que cuando se aplica presión interna al tubo Bourdon, este se flexiona elásticamente y proporcional a la presión y esa presión por medio de la varilla se transmite a la cremallera la cual tiene unos engranajes que están adaptados al piñón en el cual se encuentra la aguja del manómetro y permite que este se mueva.

El manómetro del permeámetro es de escala pequeña debido a que la presión de trabajo no puede ser mayor de 2 atmósferas si la presión excede de esta pueden ocurrir dos cosas: la bureta se rompe o el manómetro se descalibra debido a que si se aplican presiones mayores que la del límite elástico del tubo Bourdon este no vuelve a su posición original.

3.8 Embudo

El fluido de trabajo el cual es agua destilada debe ser colocado en un reservorio para que en el momento que la válvula de corte se abre este ingrese al equipo sin ningún problema y además debe estar adaptado al permeámetro. Para este fin se utiliza un embudo de vidrio con 60° de inclinación, este embudo se encuentra situado en la esquina superior izquierda esta ubicación es estratégica puesto que

al tener una elevación permite que se genere una presión hidrostática que obliga al fluido a ingresar a la bureta. El embudo se encuentra colocado sobre placa de hierro con un hueco redondo que permite la adaptación del embudo evitando de esta forma posibles caídas.



FIGURA 3.13 EMBUDO

Pero para que esta presión hidrostática haga el efecto deseado es necesario que exista contacto con la atmósfera y es aquí la importancia de la válvula de la línea de gas. El embudo va conectado a un adaptador presente en la válvula de corte mediante una manguera. Si el embudo no estuviera sería difícil ingresar el fluido de prueba en el permeámetro y si que este no tuviera elevado no habría manera de que el fluido de prueba ingresara a la bureta.

3.8 Diagrama funcional

El permeámetro de líquido tiene dos formas diferentes de funcionar las cuales son: llenado y operación. Se debe tener mucha precaución en el manejo de las válvulas disponibles por el manómetro ya que cada una tiene su posición específica para cada operación requerida.

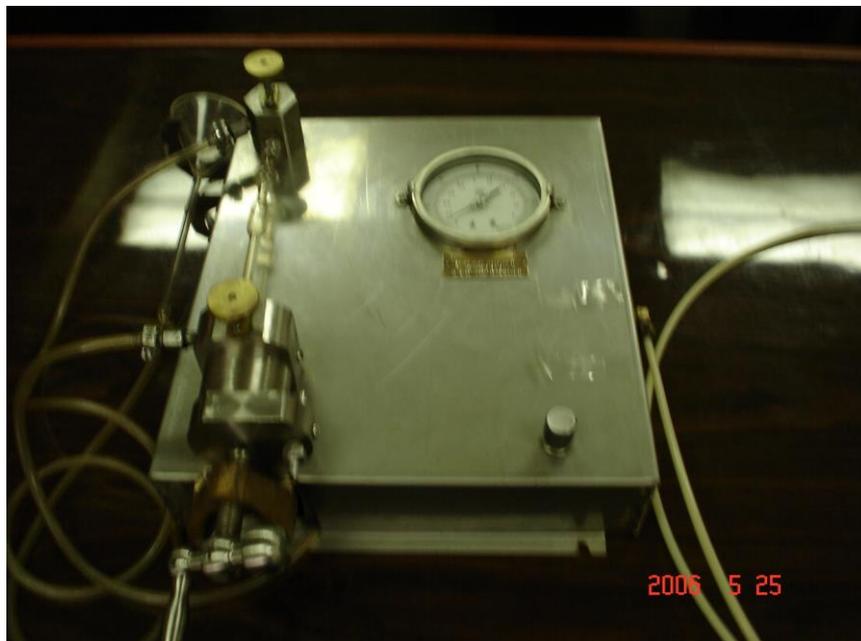


FIGURA 3.14 PERMEAMETRO

Durante la operación de llenado debe comprobarse de que no existe alimentación proveniente del tanque de CO₂ luego se deben cerrar la válvula de gas para permitir el venteo y abrirse la válvula de corte. Colocar agua destilada en el embudo que por efecto de gravedad fluirá para de esta forma llenar la bureta. Una vez que la bureta se llene a la medida deseada se deben cerrar la válvula de corte y abrir la válvula la válvula de gas. Después de realizar todos estos pasos el permeámetro de líquido esta listo para entrar en funcionamiento.

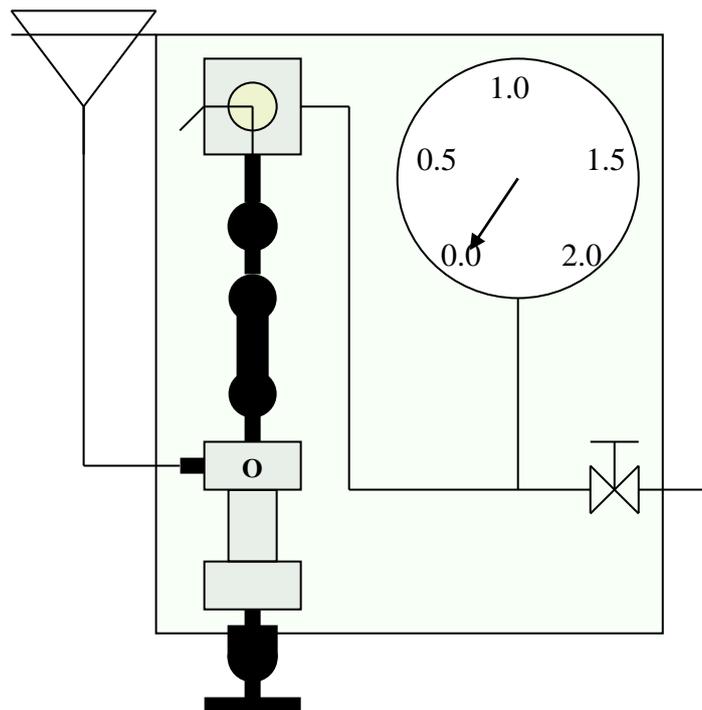


FIGURA 3.15 PERMEAMETRO EN LLENADO

En la operación del permeámetro el gas ingresa por un adaptador que va conectado al tanque de CO₂ y luego la presión es controlada por el regulador de presión para evitar que sobrepase el valor de 30 psi para seguridad de los elementos del permeámetro. De aquí el CO₂ continúa su recorrido hasta el manómetro para indicar la presión y hasta la válvula de gas la cual tiene bloqueado su contacto con la atmósfera y de esta manera se logra que el agua destilada se empujada y obligada a atravesar el núcleo y salir por el fondo de drenaje.

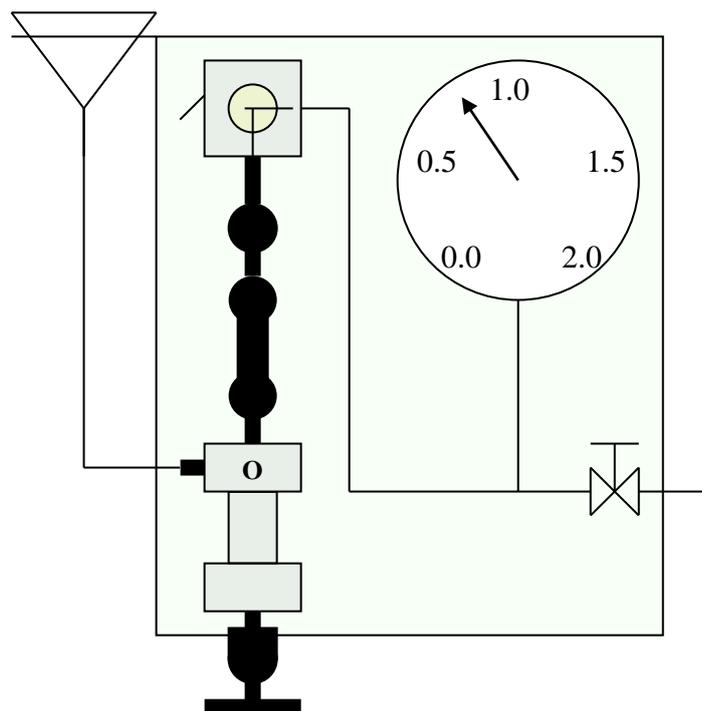


FIGURA 3.16 PERMEAMETRO EN OPERACION

CAPITULO 4

PROCEDIMIENTO DE USO DEL PERMEAMETRO

4.1 Obtención de la muestra

La obtención de núcleos en el campo se lo hace normalmente mediante dos métodos de corte mediante rotación que son:

- Corte de fondo
- Corte de pared

Todos los métodos de corte de fondo utilizan el mismo tipo de broca con un hueco en el centro en el cual el corte realizado adapta la forma del hueco, dejando un núcleo cilíndrico en el centro. Como la perforación avanza, este núcleo central crece dentro del tubo hueco arriba de la broca donde es capturado y después recuperado en

superficie. Los métodos de corte de fondo se clasifican en función del equipo usado en:

- Cortadores convencionales
- Cortadores mediante cable

Los equipos de corte convencional requieren que todo el equipo sea bajado para obtener núcleos. Esto es una desventaja pero sin embargo se convierte en una ventaja porque se pueden obtener núcleos de 3 a 5 pulgadas de diámetro y de 30 a 55 pies de longitud. Núcleos con diámetro de 3 1/2 de pulgadas son los más comunes.

Dos típicas cabezas de corte se muestran en las figuras 4.1 Y 4.2 los cuales son usados para formaciones suaves y formaciones duras. También existen cabezas de corte de diamante que son generalmente mas largas que las cabezas de corte convencionales pero su costo es muy alto en relación con los convencionales.

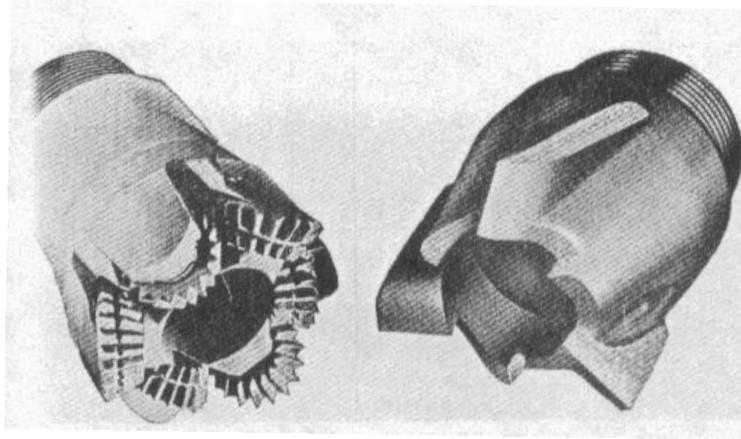


FIGURA 4.1 CABEZAS DE CORTE

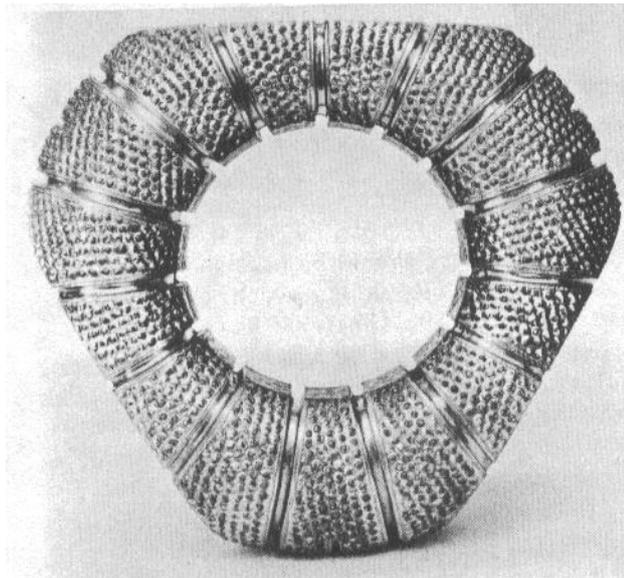


FIGURA 4.2 CABEZAS DE CORTE DE DIAMANTE

Los cortadores mediante cable son aquellos en los cuales el núcleo puede ser recuperado sin introducir todo el equipo en el fondo. Los núcleos obtenidos por este método normalmente son de 1 1/8 a 1 3/4 de pulgadas de diámetro y entre 10 a 15 pies de longitud. La principal ventaja es el tiempo de viaje y la durabilidad del cortador de diamante.

Los cortes de pared son frecuentemente deseables para obtener núcleos de una zona particular. Esto se logra mediante el uso del equipo tal como el que se muestra en la figura #.

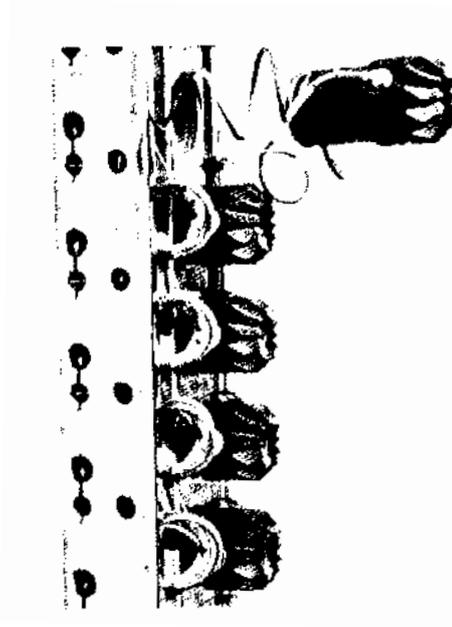


FIGURA 4.3 CORTADORES DE PARED

Una bala con un hueco en el centro se introduce en la pared de la formación el cual es activado desde un panel de control eléctrico en superficie. Un cable de acero flexible recupera la bala que contiene el núcleo. Los núcleos obtenidos por este método son normalmente entre $3/4$ o $1 \frac{3}{16}$ de pulgadas de diámetro y $3/4$ a 1 pulgada de longitud.

4.2 Preparación de la muestra

Los núcleos que son obtenidos del campo deben ser cortados en la cortadora de núcleos de los laboratorios de petrofísica para poder determinar la permeabilidad ya que el porta núcleo requiere que sea de un diámetro $\frac{1}{2}$ pulgada de y un longitud de 2 pulgadas.

Luego de que el núcleo ha sido cortado debe ser limpiado de todos los fluidos intersticiales. El proceso de limpieza es común obtenerlo en un aparato de extracción tal como el que se muestra en la figura denominado Soxhlet.

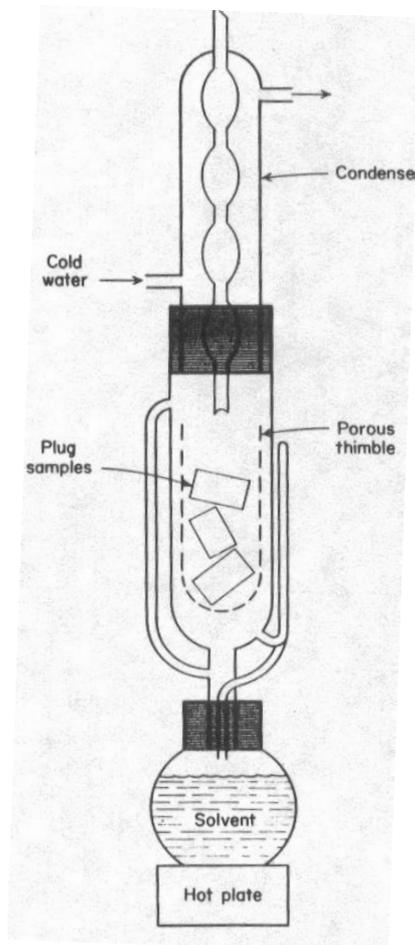


FIGURA 4.4 EQUIPO DE LIMPIEZA DE NUCLEO

El proceso de limpieza consiste en colocar un matraz que contiene un líquido solvente, tal como xileno, tolueno o una fracción de gasolina, de temperatura de ebullición de 150 ° C aproximadamente sobre un calentador eléctrico. Al matraz se le conecta el extractor Soxhlet donde se colocan los núcleos que serán limpiados por el vapor de tolueno sobrecalentado el cual luego pasa a un condensador para

que nuevamente se haga liquido el refrigerante usado es agua. Este proceso de limpieza dura 2 horas.

Una vez que el núcleo ha sido limpiado se debe saturar con agua destilada para lograr dicho objetivo es necesario colocar el núcleo en una botella conectada a una bomba de vacío y un matraz que contenga agua destilada. Se debe realizar vacío en la botella por un tiempo de 30 minutos luego del cual lentamente se dejara caer agua del matraz hasta sumergir el núcleo por un tiempo de 2 horas.

4.3 Calibración del equipo

Para poder obtener una permeabilidad confiable es necesario que el manómetro este calibrado para que pueda dar valores correctos de la presión, esta calibración del manómetro se la realiza mediante el banco calibrador a pesas.

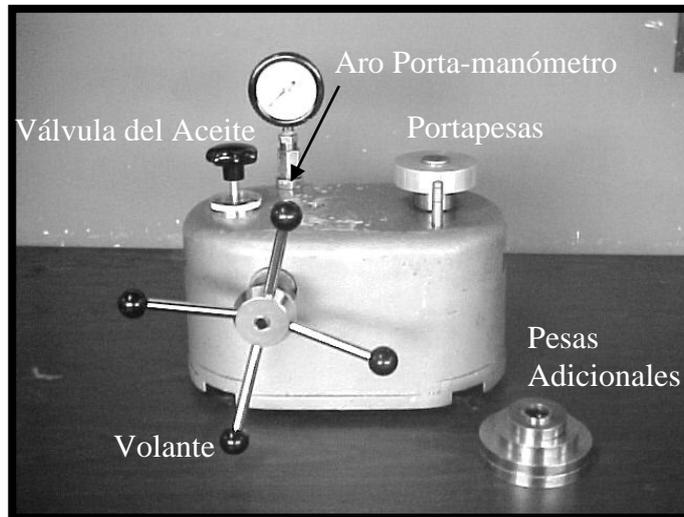


FIGURA 4.5 BANCO CALIBRADOR A PESAS

El principio de funcionamiento del banco calibrador de pesas esta basado en el funcionamiento de una prensa hidráulica; en el momento en que se mueve el volante del banco se transmite presión en el fluido la cual es apreciada en el movimiento del platillo porta pesas.

El objetivo se lograr que el pistón del platillo porta pesas que esta en contacto con el aceite se encuentre a la misma altura que la base del aro porta manómetro ya que una de las propiedades de la presión establece que la presión en un liquido a una misma altura es igual

entonces la presión leída por el manómetro es igual a la presión ejercida por el pistón del platillo porta pesas.

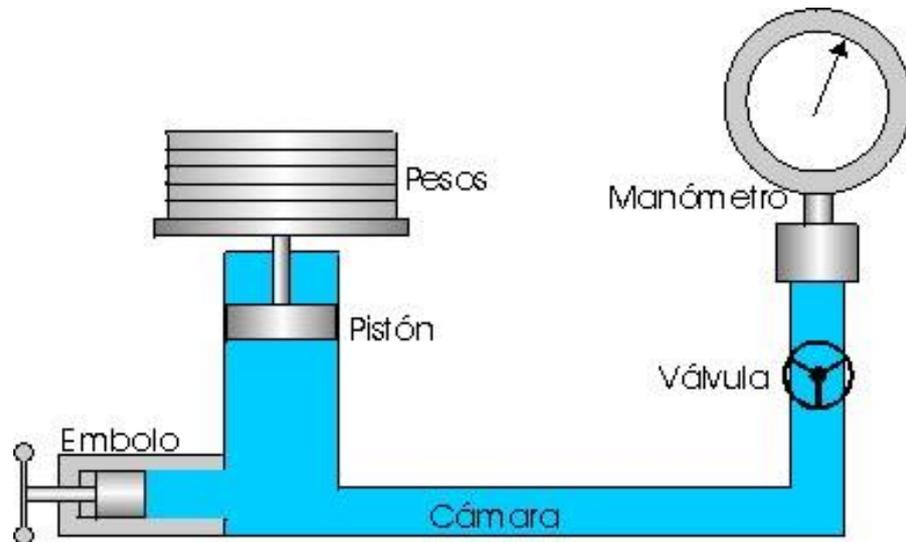


FIGURA 4.6 ESQUEMA DEL CALIBRADOR A PESAS

El procedimiento de calibración del manómetro es el siguiente:

1. Tape con la palma de la mano el aro porta manómetro.
2. Gire la válvula del depósito de aceite en sentido antihorario dos vueltas.
3. Extraer completamente el volante tres vueltas.
4. Cierre la válvula de aceite.
5. Quitar la palma de la mano del aro porta manómetro.
6. Girar el volante en sentido horario hasta que salga aceite por el aro porta manómetro.

7. Instalar el manómetro a ser calibrado.
8. Si la aguja del manómetro se desplaza es necesario abrir y cerrar la válvula del depósito de aceite para dejar salir el excedente de aire.
9. Colocar en el platillo porta pesas un peso que ejerza una presión nominal adecuada al rango de presión del manómetro.
10. Girar el volante en sentido horario en forma lenta y uniforme hasta elevar el platillo porta pesas entre las marcas de referencia.
11. Leer la presión indicada en el manómetro.
12. Si la presión del manómetro es diferente a la presión nominal será necesario mover el tornillo de la aguja del manómetro hasta leer la presión nominal.

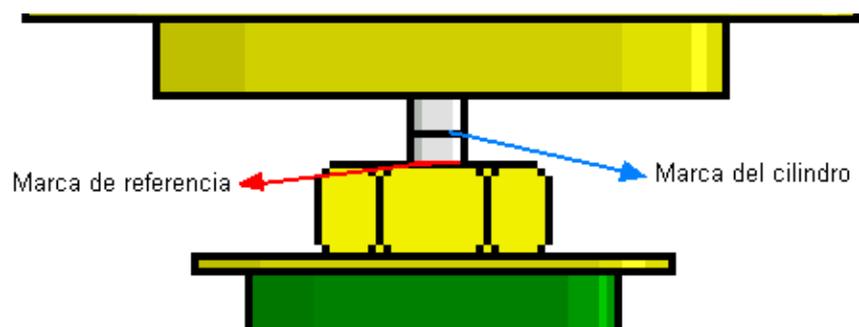


FIGURA 4.7 DETALLE DE MARCA

4.4 Obtención de resultados

Una vez que el núcleo está limpio y el equipo calibrado se procede a usar el permeámetro para poder determinar la permeabilidad. El procedimiento para obtener la permeabilidad es el siguiente:

1. Saturar el núcleo con el fluido de prueba al vacío.
2. Cerrar el regulador de presión.
3. Cerrar la válvula de corte.
4. Colocar el núcleo en el porta núcleo.
5. Sellar el porta núcleo mediante la prensa para evitar fuga.
6. Abrir la válvula de gas en la posición de venteo.
7. Llenar el embudo con agua destilada.
8. Abrir la válvula de corte hasta que la bureta se llene de agua destilada.
9. Cerrar la válvula de corte.
10. Cerrar la válvula de gas de la posición de venteo.
11. Abrir la válvula del tanque de CO_2 hasta obtener una presión de 30 psi.
12. Abrir el regulador de presión.
13. Leer el valor de presión indicado por el manómetro.
14. Abrir la válvula de gas en la posición de pase de gas.

15. Tomar el tiempo que le toma al agua destilada pasar entre las dos marcas de la bureta.

La formula para el cálculo de la permeabilidad es:

$$k = \frac{14.7 \mu VL}{APt}$$

Donde:

k : Permeabilidad en darcy de la muestra

μ : Viscosidad en centipoise del líquido usado

V : Volumen en centímetros cúbicos de líquido

t : Tiempo en segundos que requiere al volumen en fluir a través de la muestra.

P : Presión en psi leída del manómetro.

L : Longitud del núcleo en centímetro

A : Área transversal del núcleo en centímetro cuadrados

4.5 Análisis estadístico

Una vez obtenidos los resultados de permeabilidad del permeámetro de líquido es necesario realizar un análisis estadístico de los resultados. Dentro de los principales análisis estadísticos tenemos:

1. Elaboración de histogramas de frecuencias

2. Cálculo de las medidas descriptivas
3. Distribución de los datos

4.5.1 Elaboración de histogramas de frecuencias

Un histograma de frecuencias se construye con rectángulos adyacentes, las alturas de los cuales representan las frecuencias de clase mientras que sus bases se extienden entre sucesivas fronteras de clases.

Los pasos para construir un histograma de frecuencia son los siguientes:

1. Obtener los resultados de permeabilidad del permeámetro de líquido.
2. Ordenar los datos de menor a mayor.
3. Calcular el rango restando el valor menor del valor mayor.
4. Determinar el número de intervalos a usar, los cuales deben estar siempre entre 5 y 15.
5. Determinar la longitud de los intervalos de clase, dividiendo el rango para el número de intervalos.
6. Construir los intervalos de clase.

7. Contar las observaciones encontradas en cada intervalo y de este modo determinamos las frecuencias.
8. Graficar el histograma de frecuencia

4.5.2 Calculo de las medidas de tendencia central

Dado un conjunto de n observaciones k_1, k_2, \dots, k_n se puede describir su centro de muchas maneras. Las más comunes son la media aritmética y la mediana.

La media aritmética o sencillamente media se define como:

$$\bar{k} = \frac{\sum_{i=1}^n k_i}{n}$$

Donde:

$\sum_{i=1}^n k_i$: Sumatoria de todas las permeabilidades obtenidas

n : Número de observaciones

A veces es preferible usar la mediana como medida descriptiva del centro de un conjunto de datos. Esto es así, sobre todo,

cuando se desea reducir los cálculos o eliminar el efecto de valores extremos. La mediana de n observaciones k_1, k_2, \dots, k_n , puede definirse como el valor más intermedio una vez que los datos son dispuestos de acuerdo a su tamaño. Mas precisamente, si las observaciones se organizan de acuerdo a su tamaño y n es un número impar, la mediana es el valor de la observación con el número $\frac{n+1}{2}$; si n es un número par, la mediana se define como la media de las observaciones con los números $\frac{n}{2}$ y $\frac{n+2}{2}$.

Una medida de dispersión de los datos de una prueba puede ser un valor estadístico conocido como desviación estándar. Para encontrar la desviación estándar se saca la raíz cuadrada a la desviación de cada valor de la media y después se elevan al cuadrado y se dividen para el número de datos. La desviación estándar se denota con el símbolo σ y su ecuación es:

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (\bar{k} - k_i)^2}{n}}$$

4.6 Presentación de resultados

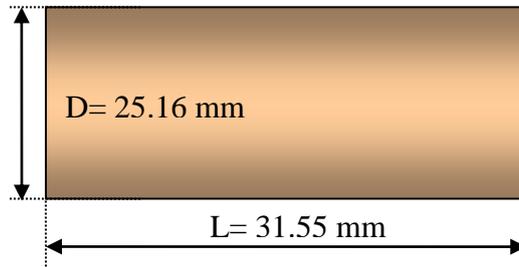


FIGURA 4.8 DIMENSIONES DEL NUCLEO

Temperatura del fluido = 26° C

Presión de trabajo = 27 psi

Viscosidad del agua destilada = 0,895 cp

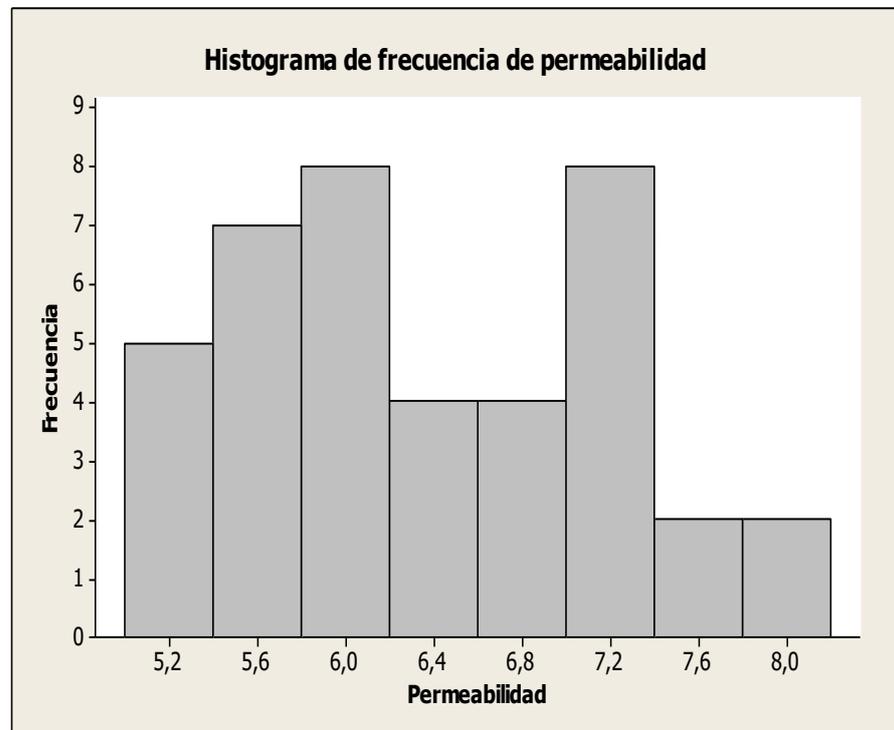
Volumen de agua = 5 cc

Tiempo(segundos)	Permeabilidad (md)
213,7	7,0852
207,4	7,3004
216,55	6,9920
220,5	6,8667
201,2	7,5254
260,8	5,8056
270,4	5,5995
241,5	6,2696
199,2	7,6010
276,3	5,4800
261,8	5,7835
258,6	5,8550
231,3	6,5461
235,05	6,4417
215,25	7,0342
225,65	6,7100
192,7	7,8574
244,1	6,2028
260,7	5,8079
210,7	7,1861
249,8	6,0613
209	7,2446
280,65	5,3950
283,5	5,3408
245,3	6,1725
189,4	7,9943
225,9	6,7026
273	5,5462
292,3	5,1800
270	5,6078
283,1	5,3483
211	7,1759
256,8	5,8961
211,75	7,1505
258,1	5,8664
267,5	5,6602
205,6	7,3644
248,2	6,1004
285,45	5,3043
279,8	5,4114

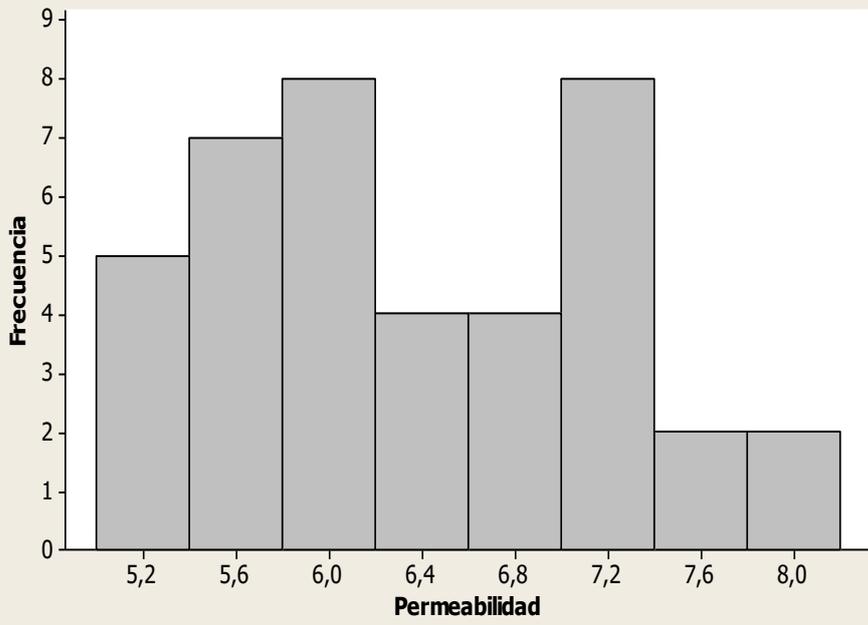
TABLA 2 RESULTADOS DE LA PERMEABILIDAD

Parámetro	Ecuación	Valor
Permeabilidad promedio	$\bar{k} = \frac{\sum_{i=1}^n k_i}{n}$	6.36 md
Mediana	$\frac{k_{\frac{n}{2}} + k_{\frac{n+2}{2}}}{2}$	6.18756 md
Desviación estándar	$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (\bar{k} - k_i)^2}{n}}$	0.8122 md

TABLA 3 MEDIDAS DE TENDENCIA CENTRAL



Histograma de frecuencia de permeabilidad



A DE FRECUENCIA

eabilidad

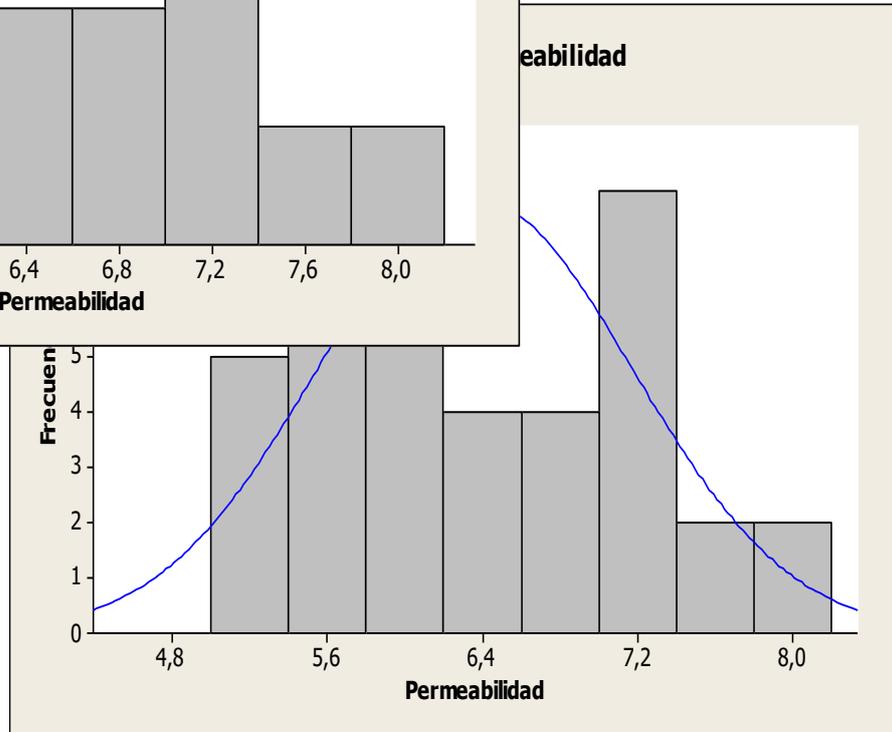


FIGURA 4.10 DISTRIBUCION DE DATOS

CAPITULO 5

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

Conclusiones.

- La permeabilidad es una propiedad petrofísica de gran importancia en el estudio de las rocas yacimientos que contienen petróleo especialmente en la producción de hidrocarburos.
- Existen diferentes métodos que pueden ser usados para determinar la permeabilidad absoluta de una roca yacimiento los cuales son los métodos directos e indirectos.
- Los métodos directos para determinar la permeabilidad tienen menos factores que afecten su medida real y por ende resultan más confiables que los métodos indirectos.

- Los núcleos analizados en el permeámetro se les deben extraer líquidos residuales y eliminar el gas que contenga por que si esto ocurre la permeabilidad que se determina es la permeabilidad
- Cuando el núcleo no es saturado al vacío la determinación de la permeabilidad es errónea debido a que junto al fluido de prueba ingresa aire en el espacio poroso de la roca.
- El principal factor que afecta la medida de la permeabilidad de las rocas de yacimientos petrolíferos es la presión de sobrecarga puesto que en el yacimiento la presión que soporta las rocas es mucho mayor que la presión a la cual se determina la permeabilidad en el laboratorio.
- El permeámetro de líquido es un equipo cuyo funcionamiento es similar al experimento realizado por Henry Darcy.
- La presión de trabajo en el permeámetro es pequeña para tratar de cumplir una de las suposiciones de Darcy la cual es flujo laminar si la presión es muy elevada el flujo se vuelve turbulento.

- Las rocas que tienen baja permeabilidad dan como resultados tiempos muy altos cuando se realizan las pruebas en el permeámetro.
- El fluido de prueba es agua destilada para evitar que reaccione con el núcleo y además que no tape los canales del núcleo.
- No se utiliza petróleo como fluido de prueba debido a que es más viscoso que el agua destilada y por ende para hacerlo fluir requiere de mayor presión lo cual no es posible hacerlo con este equipo.
- La camisa que tiene el porta núcleo tiene como función impedir que el caucho se deforme transversalmente en el momento de cerrar el porta núcleo por medio de la prensa y por ende lograr el flujo del fluido de prueba solo por el núcleo.
- El cálculo de las medidas de tendencia central proporcionan a la persona que realiza las pruebas de permeabilidad que tan confiable son sus resultados ya que si los resultados están considerablemente alejados de la media quiere decir que entre las diferentes pruebas del mismo núcleo no se tomaron las mismas prevenciones.

- Los histogramas de frecuencia ayudan a ver que valores de permeabilidad son los más comúnmente obtenidos y para determinar la forma de la curva de distribución de los datos.
- Las medidas de tendencia central sirven para ver que tan agrupados se encuentran los datos alejados de la permeabilidad promedio.

Recomendaciones.

- Evitar colocar el permeámetro en posiciones inclinadas porque entonces el flujo sería inclinado y la ecuación sugerida en el cálculo de la permeabilidad con el permeámetro no tendría validez.
- Evitar trabajar con presiones superiores a las del rango de medida del manómetro porque esto ocasiona que se supere el límite elástico con lo cual el manómetro se descalibra.
- Antes de realizar cada prueba chequear que no existen fugas ya sean de gas o fluido de prueba para evitar errores en la determinación de la permeabilidad.
- Realizar una calibración a pesas del manómetro del permeámetro periódicamente con el fin de reducir los errores en la medida de la presión.
- Instalar un dispositivo electrónico en el permeámetro que permita disminuir los errores de las lecturas del tiempo que tarda un volumen de 5 cc .

- No trabajar con otro gas de empuje que no sea CO₂ porque los elementos del permeámetro especialmente el regulador están diseñados para este tipo de gas caso contrario se puede ocasionar corrosión.
- Colocar O-rings en la bureta para evitar perdidas de presión y fugas del fluido de prueba.
- No usar como fluido de prueba agua potable porque contiene elementos que pueden reaccionar con la roca a ser probada y además contienen partículas que pueden tapar los poros de la roca.