



UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE “SANTA ELENA”

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
ESCUELA DE PETRÓLEO
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

**“DETERMINACIÓN DE PARÁMETROS PETROFÍSICOS DE
PERMEABILIDAD Y PRESIÓN CAPILAR DE MUESTRAS TESTIGOS
DE ARENAS PRODUCTORAS DEL CAMPO ANCÓN”**

TESIS DE GRADO

**Previa la obtención del título de:
INGENIERO EN PETRÓLEO**

Autores:

**MARÍA ISABEL LONDOÑO TORO
EDGAR VINICIO GONZÁLEZ SORIANO**

Tutor:

ING. CHRISTIAN SÁNCHEZ RODRÍGUEZ

LA LIBERTAD – ECUADOR

2013

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE “SANTA ELENA”

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
ESCUELA DE PETRÓLEO
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

**“DETERMINACIÓN DE PARÁMETROS PETROFÍSICOS DE
PERMEABILIDAD Y PRESIÓN CAPILAR DE MUESTRAS TESTIGOS
DE ARENAS PRODUCTORAS DEL CAMPO ANCÓN”**

TESIS DE GRADO

**Previa la obtención del título de:
INGENIERO EN PETRÓLEO**

Autores:

**MARÍA ISABEL LONDOÑO TORO
EDGAR VINICIO GONZÁLEZ SORIANO**

Tutor:

ING. CHRISTIAN SÁNCHEZ RODRÍGUEZ

LA LIBERTAD – ECUADOR

2013

La Libertad, 12 de noviembre de 2013

APROBACIÓN DEL TUTOR

En mi calidad de Tutor de la tesis de grado “**DETERMINACIÓN DE PARÁMETROS PETROFÍSICOS DE PERMEABILIDAD Y PRESIÓN CAPILAR DE MUESTRAS TESTIGOS DE ARENAS PRODUCTORAS DEL CAMPO ANCÓN**” realizada por los señores, MARÍA ISABEL LONDOÑO TORO y EDGAR VINICIO GONZÁLEZ SORIANO, egresados de la carrera de Ingeniería en Petróleo, Facultad de Ciencias de la Ingeniería:

Pongo en conocimiento que he revisado la mencionada tesis y he comprobado que han sido realizadas las correcciones sugeridas; por lo tanto, sugiero se dé trámite favorable para que sus autores realicen la respectiva defensa.

Atentamente,

Ing. Christian Alejandro Sánchez Rodríguez

TUTOR

CERTIFICADO

El profesor, José Palma Borbor,

Certifica:

Haber revisado y corregido, integralmente, en los aspectos: ortográfico, sintáctico y semántico, el trabajo de investigación titulado: **DETERMINACIÓN DE PARÁMETROS PETROFÍSICOS DE PERMEABILIDAD Y PRESIÓN CAPILAR DE MUESTRAS TESTIGOS DE ARENAS PRODUCTORAS DEL CAMPO ANCÓN**, cuya autoría corresponde a MARÍA ISABEL LONDOÑO TORO y EDGAR VINICIO GONZÁLEZ SORIANO, estudiantes egresados de la UPSE, carrera de ingeniería en petróleo; por tanto, acredítese su aceptación conforme a las normas gramaticales en las áreas especificadas.

Santa Elena, 15 de noviembre del 2013

Atentamente,

JOSÉ PALMA BORBOR

DECLARACIÓN EXPRESA

Los suscritos MARÍA ISABEL LONDOÑO TORO y EDGAR VINICIO GONZÁLEZ SORIANO, declaramos: el tema de investigación **“DETERMINACIÓN DE PARÁMETROS PETROFÍSICOS DE PERMEABILIDAD Y PRESIÓN CAPILAR DE MUESTRAS TESTIGOS DE ARENAS PRODUCTORAS DEL CAMPO ANCÓN”**, es de nuestra autoría; el mismo, no ha sido desarrollado antes en ninguna tesis de grado en la Carrera de Ingeniería en Petróleo de la Universidad Estatal Península de Santa Elena; adicionalmente, hemos consultado una nutrida bibliografía incluida en estas páginas.

15 DE NOVIEMBRE DEL 2013.

AGRADECIMIENTOS

A Dios por ser mi luz y guía en todos los aspectos de mi vida; a mis hijos que han sacrificado su tiempo conmigo y supieron entender mis ausencias; por supuesto; a mi esposo por su incondicional e invaluable apoyo a lo largo de mi carrera; y, en especial, a mi madre quien me motivó cada día para seguir adelante.

En la Universidad Estatal Península de Santa Elena, al ingeniero Almir Álvarez Loor, director de la carrera en Ingeniería de Petróleo; a todos y cada uno de los profesores que con sus vastos conocimientos, hicieron posible la culminación de una etapa más en mi vida; y, en especial al tutor del trabajo de tesis ingeniero Christian Alejandro Sánchez, por toda la colaboración prestada, sin la que no hubiera sido posible este logro.

Además, a mi hermana Francia Helena por su valioso apoyo; finalmente, a todas las personas que de una u otra forma tuvieron que ver en mi proceso de formación profesional.

María Isabel Londoño Toro

AGRADECIMIENTOS

A DIOS, por ser mi guía y darme la fortaleza necesaria para seguir siempre adelante y poder cumplir todas mis metas.

A mis padres, quienes a pesar de la distancia física siempre están conmigo, y creen en mí, su confianza y amor me inspiran a ser cada día mejor.

A la insigne Universidad Estatal Península de Santa Elena, a quienes dirigen la Facultad de Ciencias de la Ingeniería; a todos los docentes cuyos conocimientos y experiencias aportaron en mi formación personal y profesional. De manera especial, a mi tutor de tesis ingeniero en Petróleo Christian Sánchez Rodríguez, por contribuir en la obtención de las muestras, por su apoyo incondicional y amistad, y por guiarnos en la excelente realización de este proyecto.

A la empresa PACIFPETROL S.A. Ecuador, en especial, a la Gerencia de Unidad de Negocios.

Finalmente, a todas las personas que de una u otra forma se involucraron y prestaron su ayuda para que el presente trabajo sea culminado con éxito.

Edgar Vinicio González Soriano

DEDICATORIA

A DIOS, principio y fin de todo.

A mis hijos, Cristian Camilo y Dahiana Marcela, motor de mi vida por quienes seguiré creciendo y aprendiendo en todos los aspectos.

A mi esposo, vital impulso no solo en lo académico sino en cada momento de mi vida.

A mi madre, cotidiana oración para que esperanzada llegue a mis metas.

A María Cristina, Francia Helena, Olga Lucía y Víctor Hugo, mis hermanos, presencia constante en mi laborioso proceso de aprendizaje.

María Isabel Londoño Toro

DEDICATORIA

A DIOS por permitir este logro, por conservarme sano y guiarme siempre, por no permitir que decaiga en los momentos difíciles y poder llegar a cumplir las metas propuestas.

A mi madre, Palmira Soriano, por ser la persona que me inculco, fundamentales valores, por tu gran entrega a mi cuidado y formación, por tus sabios consejos y por depositar en mí tu confianza.

A mi padre Alejandro González, por ser apoyo incondicional en toda mi vida y por tus oportunas enseñanzas.

A mis compañeros de Universidad por convertirse en familia en los momentos difíciles.

Edgar Vinicio González Soriano

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

Ing. Ramón Muñoz Suárez
DECANO DE LA FACULTAD DE
CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

Ing. Alamir Álvarez Loor
DIRECTOR DE LA ESCUELA DE
INGENIERÍA EN PETRÓLEO

Ing. Christian Sánchez Rodríguez
PROFESOR TUTOR

Ing. Carlos Malavé
PROFESOR DE ÁREA

Abg. Milton Zambrano Coronado, MSc.
SECRETARIO GENERAL – PROCURADOR

ÍNDICE GENERAL

PRESENTACIÓN GENERAL	1
RESUMEN	2
INTRODUCCIÓN	3
Capítulo I	4
CONCEPTOS BÁSICOS	
1.1. Ley de Darcy	4
1.2. Porosidad	11
1.2.1. Porosidad absoluta	14
1.2.2. Porosidad efectiva	14
1.3. Permeabilidad	14
1.3.1. Permeabilidad absoluta.....	17
1.3.2. Permeabilidad efectiva.....	17
1.3.3. Permeabilidad relativa.....	18
1.4. Factores que afectan la permeabilidad	19
1.4.1. Arreglo de los granos	19
1.4.2. Forma y tamaño de los granos	20
1.4.3. Presencia de arcilla y presión de sobrecarga	22
1.5. Presión capilar	24
1.5.1. Capilaridad	28
1.5.2. Curvas de presión capilar.....	28
1.5.3. Histéresis de las curvas de presión capilar. Drenaje e imbibición	30
1.5.4. Medios heterogéneos.....	31
1.5.5. Sellos capilares y capas semipermeables	32
1.6. Mojabilidad	37
1.7. Saturación de fluidos	39
Capítulo II	40
PARTES Y ESQUEMA DE UN EQUIPO PARA MEDIR LA PERMEABILIDAD Y LA PRESIÓN CAPILAR	
2.1. Permeámetro	40
2.1.1. Manómetro Bourdon	40
2.1.2. Porta núcleo.....	43

2.1.3. Regulador de presión de la línea de presión de gas	44
2.1.4. Válvula de corte	45
2.1.5. Válvula de línea de gas	47
2.1.6. Embudo	47
2.1.7. Bureta	48
2.1.8. Diagrama funcional	50
2.2. Equipo de presión capilar	51
2.2.1. Manómetro Bourdon	52
2.2.2. Regulador de presión	53
2.2.3. Celda de desaturación	54
2.2.4. Caja de desaturación	55
2.2.5. Principio de funcionamiento	56
Capítulo III.....	59
PROCEDIMIENTOS DE USO DEL PERMEÁMETRO Y EQUIPO DE PRESIÓN CAPILAR	
3.1. Calibración de los manómetros	59
3.1.1. Proceso de calibración del manómetro.....	60
3.2. Obtención de las muestras.....	62
3.3. Preparación de las muestras.....	65
3.3.1. Ensayo de lavado de núcleos.....	66
3.3.2. Ensayo de secado de núcleos.....	68
3.3.3. Ensayo de saturación.....	68
3.3.4. Ensayo de desecado.....	69
3.4. Procedimiento del uso del Permeámetro	70
3.5. Procedimiento del uso del equipo de presión capilar	71
3.6. Obtención de resultados.....	72
Capítulo IV	84
ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LOS ENSAYOS REALIZADOS A LOS NÚCLEOS DE LAS FORMACIONES PERTENECIENTES AL CAMPO ANCÓN	
4.1. Características del ensayo de permeabilidad	84
4.1.1. Presentación de resultados.....	84
4.1.2. Análisis estadístico de resultados.....	91
4.1.3. Comparación de resultados.....	93

4.2. Características del ensayo de presión capilar	93
4.2.1. Presentación de resultados	93
4.2.2. Análisis estadístico de resultados	97
4.2.3. Comparación de resultados.....	99
Capítulo V	100
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	
4.1 CONCLUSIONES	100
4.2 RECOMENDACIONES	101
BIBLIOGRAFÍA	102
ANEXOS	104
ANEXO A. USO DEL NITROGENO - AGA- GRUPO LINDE.....	104
ANEXO B. FOTOS DE LAS PRUEBAS REALIZADAS.....	108
ANEXO B1. CORTE HORIZONTAL DE LAS MUESTRAS.....	108
ANEXO B2. CORTE VERTICAL DE LAS MUESTRAS.....	109
ANEXO B3. LAVADO DE NÚCLEOS.....	110
ANEXO B4. SECADO DE NÚCLEOS.....	111
ANEXO B5. SATURADO DE NÚCLEOS.....	112
ANEXO B6. DESECADO DE NÚCLEOS.....	113
ANEXO B7. PRUEBA CON EL PERMEÁMETRO A LOS LÍQUIDOS.....	114
ANEXO B8. PRUEBA CON EL EQUIPO DE PRESIÓN CAPILAR.....	115

LISTA DE TABLAS

TABLA 1.1 Capacidad de la Porosidad.....	12
TABLA 3.1 Muestras del Campo Ancón	63
TABLA 4.1 Determinación del volumen total de la roca Atlanta 3393 - pies.....	84
TABLA 4.2 Determinación del volumen poroso de la muestra Atlanta - 3393 pies.....	85
TABLA 4.3 Determinación de la porosidad de la roca Atlanta - 3393 pies.....	85
TABLA 4.4 Valores ocupados para la permeabilidad de la roca Atlanta - 3393 pies.....	85
TABLA 4.5 Determinación de la permeabilidad de la roca Atlanta - 3393 pies.....	86
TABLA 4.6 Determinación del volumen total de la roca Atlanta - 3410 pies.....	86
TABLA 4.7 Determinación del volumen poroso de la muestra Atlanta - 3410 pies.....	87
TABLA 4.8 Determinación de la porosidad de la roca Atlanta - 3410 pies.....	87
TABLA 4.9 Valores ocupados para la permeabilidad de la roca Atlanta - 3410 pies.....	87
TABLA 4.10 Determinación de la permeabilidad de la roca Atlanta – 3410 pies.....	88
TABLA 4.11 Determinación del volumen total de la roca Santa Elena - 2030.....	88
TABLA 4.12 Determinación del volumen total de la roca Santa Elena - 2114 pies.....	89
TABLA 4.13 Determinación del volumen poroso de la muestra Sta. Elena - 2114 pies.....	89

TABLA 4.14 Determinación de la porosidad de la roca Santa Elena - 2114 pies.....	89
TABLA 4.15 Valores ocupados para la permeabilidad de la roca Santa Elena - 2114 pies.....	90
TABLA 4.16 Determinación de la permeabilidad de la roca Santa Elena - 2114 pies.....	90
TABLA 4.17 Determinación del volumen total de la roca PB – 1800 pies.....	91
TABLA 4.18 Determinación de la permeabilidad promedio de la roca Atlanta - 3393 pies.....	91
TABLA 4.19 Determinación de la permeabilidad promedio de la roca Atlanta - 3410 pies.....	92
TABLA 4.20 Determinación de la permeabilidad promedio de la roca Santa Elena - 2114 pies.....	92
TABLA 4.21 Comparación de la permeabilidad promedio	93
TABLA 4.22 Valores usados para Sw Atlanta - 3393 pies.....	94
TABLA 2.23 Determinación de Sw Atlanta - 3393 pies.....	94
TABLA 4.24 Valores usados para Sw Atlanta - 3410 pies.....	94
TABLA 4.25 Determinación de Sw Atlanta - 3410 pies.....	95
TABLA 4.26 Determinación de Volumen Total roca Santa Elena - 2030 pies.....	95
TABLA 4.27 Valores usados para Santa Elena - 2114 pies.....	96
TABLA 4.28 Determinación de Sw Santa Elena - 2114 pies	96
TABLA 4.29 Determinación de Volumen Total roca PB - 1800 pies	97
TABLA 4.30 Comparación de resultados.....	99

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1.1 Equipo experimental utilizado por Darcy.....	4
FIGURA 1.2 Orientación del equipo experimental utilizado por Darcy.....	6
FIGURA 1.3 Porosidad.	13
FIGURA 1.4 Esquema de una muestra de roca y dimensiones.....	15
FIGURA 1.5 Medio poroso con una permeabilidad de un Darcy.....	16
FIGURA 1.6 Representación de las Permeabilidades Relativas.....	18
FIGURA 1.7 Granos Planos Ordenados.....	19
FIGURA 1.8 Granos Planos Desordenados.....	20
FIGURA 1.9 Granos Planos y Largos.....	21
FIGURA 1.10 Granos Redondos y Largos.....	21
FIGURA 1.11 Granos Planos y Pequeños.....	22
FIGURA 1.12 Granos Irregulares y Pequeños.....	22
FIGURA 1.13 Granos Limpios.	23
FIGURA 1.14 Granos con Arcilla.	23
FIGURA 1.15 Principio de la Presión Capilar.	25
FIGURA 1.16 Diagrama de Fuerzas en X.....	26
FIGURA 1.17 Fuerzas aplicadas en un capilar.....	27
FIGURA 1.18 Presión en diferentes puntos de la zona de ascenso capilar.....	29
FIGURA 1.19 Histéresis capilar.	31
FIGURA 1.20 Idealización de un medio poroso heterogéneo.....	32
FIGURA 1.21 Un capilar abierto y un capilar cerrado.....	33
FIGURA 1.22 Una cámara aislada con una membrana "capilar".	34
FIGURA 1.23 Se aumenta la presión dentro del recipiente cerrado.	35
FIGURA 1.24 La presión interna (P3) equilibra exactamente la presión capilar del sistema.....	35
FIGURA 1.25 El exceso de presión interna "rompe" el sello capilar	36
FIGURA 1.26 Tipos de Mojabilidad.....	37

FIGURA 1.27 Atracción preferencial del fluido en función del diámetro.	38
FIGURA 2.1 Manómetro del permeámetro de líquido.....	41
FIGURA 2.2 Mecanismo de funcionamiento del manómetro	42
FIGURA 2.3 Partes del porta núcleo.....	44
FIGURA 2.4 Partes del regulador de presión de la línea de gas.	45
FIGURA 2.5 Válvula de corte.....	46
FIGURA 2.6 Válvula de línea de gas	47
FIGURA 2.7 Embudo.....	48
FIGURA 2.8 Bureta.....	49
FIGURA 2.9 Diagrama funcional del permeámetro.....	50
FIGURA 2.10 Equipo de Presión Capilar.....	52
FIGURA 2.11 Manómetros equipo de Presión Capilar.	53
FIGURA 2.12 Regulador de presión	54
FIGURA 2.13 Parte exterior de Celda de desaturación	54
FIGURA 2.14 Parte interior de Celda de desaturación.	55
FIGURA 2.15 Caja de desaturación.....	56
FIGURA 2.16 Curva de Presión Capilar.	57
FIGURA 3.1 Banco Calibrador de pesas	59
FIGURA 3.2 Esquema del calibrador de pesas.	60
FIGURA 3.3 Muestras del Campo Ancón	62
FIGURA 3.4 Taladro vertical.....	65
FIGURA 3.5 Equipo de extracción Soxhlet.....	67
FIGURA 3.6 Horno Convencional.....	68
FIGURA 3.7 Bomba de vacío.	69
FIGURA 3.8 Desecador.....	70
FIGURA 4.1 Determinación de Swi Formación Atlanta - 3393 pies.....	97
FIGURA 4.2 Determinación de Swi Formación Atlanta - 3410 pies.....	98
FIGURA 4.3 Determinación de Swi Formación Sta. Elena - 2114 pies..	99

Abreviaturas

ANC	Ancón
API	Instituto Americano de Petróleo
FWL	Nivel de agua libre
GOP	Contacto gas-petróleo
PB	Pasagge Beds
PU	Presión umbral
RP	Recomendaciones practicas
SPA	Santa Paula
TIG	Tigre
WOC	Contacto agua-petróleo

Simbología

q	Tasa de flujo
h	Altura
θ	Ángulo de contacto
A	Área transversal
ρ	Densidad
ρ_{ma}	Densidad de la matriz
ρ_{fl}	Densidad del fluido
CO₂	Dióxido de carbono
cp	Centipoise
z	Elevación relativa al plano de referencia
g	Gravedad
L	Longitud
N	Nitrógeno
mD	miliDarcy
k	Permeabilidad
k_r	Permeabilidad relativa
k_e	Permeabilidad efectiva
k_a	Permeabilidad absoluta
\emptyset	Porosidad
P	Presión
P_c	Presión capilar
P_{nw}	Presión de la fase no mojante
P_o	Presión de sobrecarga

Psi	Libras por pulgadas cuadradas
P_w	Presión de la fase mojante
r	Radio
S_w	Saturación de agua
S_{wi}	Saturación de agua irreductible
S_g	Saturación de gas
S_o	Saturación de petróleo
σ	Tensión superficial
T	Tiempo
v	Velocidad
μ	Viscosidad
V_m	Volumen de la matriz
V_p	Volumen poroso
V_t	Volumen total
W	Peso de la muestra

PRESENTACIÓN GENERAL

Para el desarrollo de la presente tesis, se decide dividir en capítulos, buscando una mayor claridad frente al tema de estudio. Con tal consideración la investigación se presenta de la siguiente forma:

En el primer capítulo se muestran los conceptos elementales que hacen relación a la Ley de Darcy para establecer parámetros de permeabilidad; otras propiedades de la roca también se describen en este capítulo.

En el segundo capítulo se describen las partes de los equipos utilizados para realizar las pruebas de laboratorio de permeabilidad y presión capilar.

El tercer capítulo comprende los procedimientos para el uso del permeámetro y equipo de presión capilar, además, de la obtención de resultados de las muestras utilizadas para determinar las propiedades de la roca.

El cuarto capítulo incluye los respectivos análisis de los resultados realizados a los núcleos de las formaciones pertenecientes al campo Ancón.

Ya, en el quinto capítulo, con un conjunto de conclusiones y recomendaciones, concluye el proceso investigativo.

Finalmente, se cierra con la bibliografía y los anexos, que, a su vez comprenden: tablas y figuras.

RESUMEN

Hacer un adecuado manejo de los resultados en cuanto a parámetros petrofísicos medidos en un laboratorio, resulta sumamente importante no solo en la perforación exploratoria sino también para los campos productores que existen en la provincia.

Los datos que se generan en cada análisis de núcleos, complementados con otras pruebas llevadas a cabo en los mismos, suministran una excelente respuesta para el desarrollo productivo del campo; por otra parte, proporciona bases concretas para llevar a cabo la valoración de reservas y el modelaje de cada yacimiento; además, se facilita interpretar los registros, a través de un sistema de correlación y orientación, que buscan recuperar y mejorar los análisis en los yacimientos.

Palabras claves: porosidad, presión capilar, yacimiento, Ley de Darcy.

ABSTRACT

Make a proper handling of the results in terms of petrophysical parameters measured in a laboratory, it is extremely important not only in the exploratory drilling but also for producing fields that exist in the province.

The data generated in each core analysis, complemented with other tests carried out on them, provide excellent feedback for the productive development of the field, on the other hand provides concrete bases to carry out the valuation of reserves and modeling each site also facilitates to interpreted the system through correlation and guidance seeking to recover and to improve reservoir analysis.

Keywords: porosity, capillary pressure, reservoir, Darcy's Law.

INTRODUCCIÓN

Llevar a cabo el análisis de los laboratorios de roca de un yacimiento en el que se maneja agua, aceite y gas, permite conocer la manera de cómo los fluidos pasan o fluyen a través de un medio poroso, y la saturación en la que son atrapados en el vacío del espacio que están ocupando .

El objetivo central de la presente tesis consiste en poder determinar los datos de permeabilidad y presión capilar de muestras analizadas en el campo Ancón, Formaciones: Atlanta, Santa Elena y Pasagge Beds; eso sí, implementando de manera rigurosa las técnicas de permeabilidad y presión capilar en condiciones controladas en el laboratorio de petróleo de la Universidad Estatal Península de Santa Elena; todo, para aportar a los procesos de caracterización petrofísica del Bloque No. 2 del campo Ancón, obteniendo datos de permeabilidad, saturación de fluidos, porosidad, entre otras. Seguidamente, la empresa que maneja el mencionado sector se encargará de comparar los resultados con datos de propiedades petrofísicas de los yacimientos que se determinen, a partir de los registros eléctricos del campo Ancón.

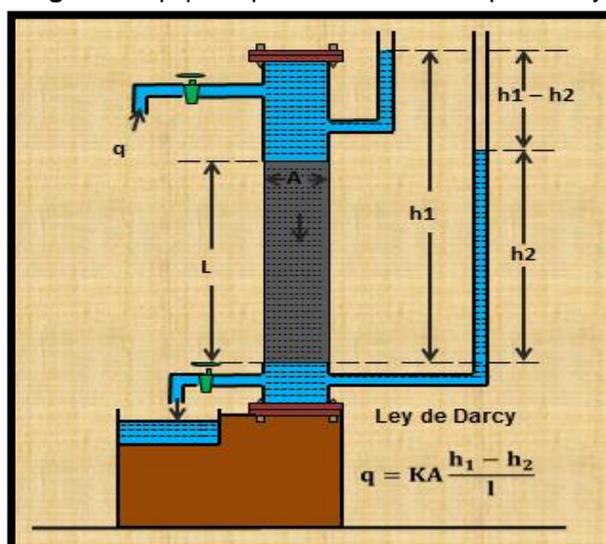
Capítulo I

CONCEPTOS BÁSICOS

1.1. Ley de Darcy

El ingeniero francés Henry Darcy en el año 1856, realizando estudios de la red de purificación de agua en la ciudad de Dijon, al diseñar filtros de arena, logró determinar la ecuación de permeabilidad conocida como la Ley de Darcy, cuyo enunciado define que "la velocidad de un fluido homogéneo en un medio poroso es proporcional al gradiente de presión e inversamente proporcional a la viscosidad del fluido"¹. En la actualidad esta ley se ha ampliado con ciertas limitaciones al desplazamiento de fluidos no miscibles y otros fluidos en distintos medios porosos. En la figura 1.1 se presenta un esquema del equipo experimental utilizado por el mencionado profesional.

Fig. 1.1. Equipo experimental utilizado por Darcy.



Fuente: Paris, M. 2009. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Pág. 242.

Complementación: Autores de tesis.

¹ Literatura gris

La Ley de Darcy se basa en aplicar promedios estadísticos de permeabilidad del flujo de fluidos en canales porosos; teniendo en cuenta la porosidad que presenta la roca, también la tortuosidad de las líneas de flujo y sumando a esto la ausencia del flujo en algunos de los poros incomunicados los cuales influyen en el cambio de un lugar a otro de la velocidad real del fluido dentro de la roca, lo que resulta en mantener un promedio mayor con relación a la velocidad aparente.

Observando sus experimentos Darcy logró demostrar la siguiente ecuación:

$$q = KA \frac{h_1 - h_2}{L} \quad (\text{Ecuación 1.1})$$

Donde:

q: Tasa de flujo en cm³/seg.

L: Longitud del empaque de arena en cm.

A: Área transversal en cm².

h₁ y **h₂**: Alturas en cm alcanzadas por el agua en los manómetros colocados a la entrada y salida del empaque.

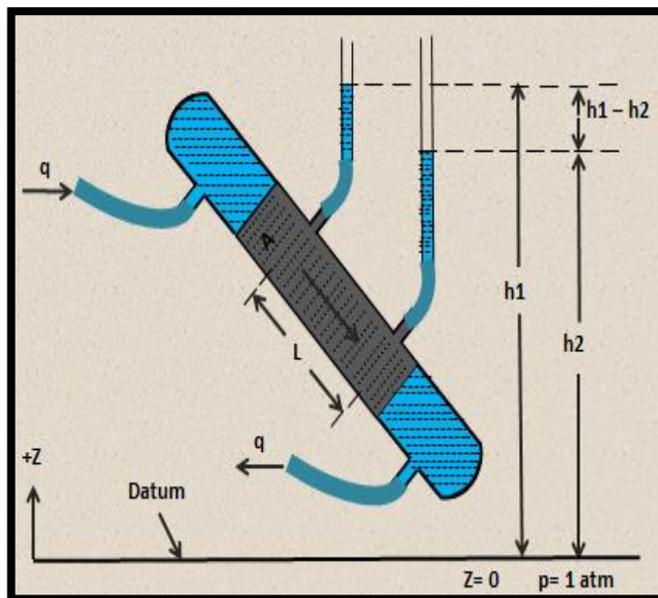
K: Una constante de proporcionalidad que depende de las características de la arena.

La viscosidad del fluido no fue considerada en todos los ensayos, por ser igual a uno, al utilizar agua para saturar 100% los empaques de arena. Estos experimentos fueron realizados con el cilindro de acero en posición vertical, cambiando el tipo de empaque de arena, dando como resultado la alteración de la constante K.

Tiempo después Darcy repite el experimento pero siendo más flexible con las condiciones requeridas; para el efecto, modificó la orientación del empaque de arena tomando ángulos diferentes con respecto al vertical

(ver figura 1.2); una vez hecho esto, encuentra que, independiente de la orientación del empaque de arena, la diferencia en la altura manométrica Δh , se conservó para la tasa de flujo definida; de esta manera, se demuestra la independencia de la dirección del flujo en el campo gravitacional.

Fig. 1.2. Orientación del equipo experimental utilizado por Darcy en relación con el campo gravitacional de la Tierra.



Fuente: Paris, M. 2009. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Pág. 242
Complementación: Autores de tesis.

El significado del término Δh debe siempre tenerse en cuenta. Ahora bien, el cambio de sentido del empaque de arena demuestra que la presión en cualquier parte del recorrido de flujo que tiene una elevación z relativa al plano de referencia, se puede determinar en unidades absolutas como:

$$p = \rho g(h - z) \quad (\text{Ecuación 1.2})$$

Con respecto a la presión atmosférica prevaleciente.

Donde:

h: Altura alcanzada por el líquido en el manómetro superior, con respecto a $z = 0$

ρ: Densidad del líquido, en este caso agua.

Esta ecuación también se puede expresar como:

$$hg = \left(\frac{p}{\rho} + gz \right) \quad (\text{Ecuación 1.3})$$

Al tener en cuenta que la velocidad $v = \frac{q}{A}$ y se expresa la ecuación 1.1 en forma diferente, entonces:

$$v = K \frac{dh}{dL} \quad (\text{Ecuación 1.4})$$

Donde v es la velocidad aparente del fluido a través de la arena.

Diferenciando la ecuación 1.3 y sustituyendo en la ecuación 1.4 resulta:

$$v = \frac{K}{g} \frac{d}{dL} \left(\frac{p}{\rho} + gz \right) = \frac{K}{g} \frac{d(hg)}{dL} \quad (\text{Ecuación 1.5})$$

El término $\left(\frac{p}{\rho} + gz \right)$ en la ecuación 1.5 posee unidades iguales que hg : (distancia) por (fuerza por unidad de masa), es decir, la energía potencial por unidad de masa. El símbolo Φ representa el potencial del fluido y define “el trabajo requerido en un proceso sin fricciones para llevar la unidad de masa de un fluido de un estado a presión atmosférica y elevación cero hasta el punto de consideración”². Se quiere decir con lo anterior que tomando en cuenta que no existen variaciones de

² Paris, M. 2009. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Pág. 243

temperatura y de velocidad de las circunstancias de flujo, y que la profundidad base es igual a cero, la ecuación resultante es:

$$\Phi = \int_{1atm}^p \frac{dp}{\rho} + gz \quad (\text{Ecuación 1.6})$$

Donde:

La presión base es 1 atmosfera.

ρ : Densidad del fluido.

z : Profundidad del punto referido a cierta profundidad base, la cual en este caso es $z = 0$.

En términos generales se define de este modo, pero es de suma importancia enfatizar en que no siempre la elevación será igual a cero, ni la presión medirá la atmosférica, sino que dependerá de cualquier presión base y elevación (p_b, z_b) , lo cual modifica la ecuación 1.6 de la siguiente manera:

$$\Phi = \int_{p_b}^p \frac{dp}{\rho} + g(z - z_b) \quad (\text{Ecuación 1.7})$$

Los potenciales absolutos no rigen el fluido entre dos puntos A y B, en cambio, rige la diferencia en potencial entre dos puntos, así:

$$\begin{aligned} \Phi_A - \Phi_B &= \int_{p_b}^{p_A} \frac{dp}{\rho} + g(z_A - z_b) - \int_{p_b}^{p_B} \frac{dp}{\rho} + g(z_B - z_b) \\ &= \int_{p_B}^{p_A} \frac{dp}{\rho} + g(z_A - z_B) \end{aligned}$$

Para la ingeniería de yacimientos, se hace necesaria la selección de un datum o plano arbitrario que será inherente al yacimiento, con el fin de

poder expresar cada uno de los potenciales con respecto del mismo. Ahora bien, suponiendo que el fluido incompresible (ρ es independiente de presión), se puede expresar la ecuación 1.6 de la siguiente manera:

$$\Phi = \frac{p}{\rho} + gz \quad (\text{Ecuación 1.8})$$

El término h que aparece en la ecuación 1.5 es directamente proporcional a la diferencia de potencial del fluido entre los extremos del empaque de arena.

La constante $\frac{k}{g}$ se aplica únicamente, al flujo de agua, que fue el líquido utilizado por Darcy; tiempo después Mustak logra demostrar que la Ecuación de Darcy, bien podría ser utilizada con otros fluidos, claro está, siempre que no reaccionen con el medio poroso; para tal caso, la constante de proporcionalidad se describe como $\frac{k}{\mu}$, siendo μ la viscosidad del fluido y k la permeabilidad, dependiendo esta propiedad única y exclusivamente de la roca. De esta forma la gran variedad de experimentos llevados a cabo con los diferentes líquidos permitieron dilucidar que la Ley de Darcy se puede generalizar como sigue:

$$v = \frac{k\rho}{\mu} \frac{d\Phi}{dL} \quad (\text{Ecuación 1.9})$$

En esta ecuación se puede observar la dependencia del caudal sobre la densidad del fluido ρ y la viscosidad μ . La nueva constante k exclusivamente depende de la composición de la arena y se define como permeabilidad. En este caso siendo la arena saturada completamente por el fluido, es decir, al 100% de saturación de una sola fase se conoce como permeabilidad absoluta de la roca.

Todos los términos de la ecuación 1.9 han sido tomados como positivos. Los términos se utilizan de manera independiente para la estimación de caudales de flujo, pero al usar otras ecuaciones matemáticas con la ecuación de la Ley empírica de Darcy, se hace necesario tomar en cuenta las convenciones de signos mencionadas a continuación:

➤ Flujo lineal

Si toma la distancia en la dirección del flujo como positiva, entonces en la misma dirección el gradiente de potencial $\frac{d\Phi}{dL}$ será negativo, esto se debe a que los fluidos se moverán desde el potencial más alto hasta el más bajo. En este caso la ecuación 1.10 de la Ley de Darcy resulta:

$$v = - \frac{k\rho}{\mu} \frac{d\Phi}{dL} \quad (\text{Ecuación 1.10})$$

➤ Flujo radial

Al tomar como positiva la producción del yacimiento hacia el pozo, y como sabemos que en la dirección opuesta al flujo el radio se mide como positivo, se tiene, $\frac{d\Phi}{dr}$ y es positivo, por lo que la Ley de Darcy quedaría de esta forma:

$$v = \frac{k\rho}{\mu} \frac{d\Phi}{dr} \quad (\text{Ecuación 1.11})$$

Ahora bien, teniendo flujo lineal y horizontal de un fluido incomprensible, la ecuación de Darcy quedaría de la siguiente manera:

$$v = \frac{k dp}{\mu dL} \quad (\text{Ecuación 1.12})$$

1.2. Porosidad

La porosidad ϕ es la propiedad física mayormente conocida de un yacimiento petrolífero. Constituye “los volúmenes de petróleo y/o de gas que pueden estar presentes en un yacimiento de petróleo”³, es necesario conocer su valor para explotar un campo, además de utilizar procesos de recuperación secundaria y mejorada de hidrocarburos.

Según la forma como se han ido distribuyendo, como también al proceso evolutivo de las rocas, los granos no están en contacto continuo unos con otros, lo que conlleva a que queden espacios vacíos entre ellas.

Los espacios libres o vacíos en las rocas se denominan poros; cuando estos, y las fisuras de cualquier material granular, son deformados hasta desaparecer, siendo sometidos a una presión hidrostática elevada, se tiene como resultado el sólido perfecto que recibe el nombre de matriz rocosa. Teniendo en cuenta lo anterior, se infiere que el volumen total de la roca se compone por la suma del volumen de poros y el volumen de la matriz, como se muestra en la ecuación 1.13

$$V_{Total} = V_{matriz} + V_{poros} \quad (\text{Ecuación 1.13})$$

Ahora bien, la porosidad en determinado material, se interpreta como la medida de capacidad de almacenamiento de fluidos que el material mismo posee y se define como la relación existente entre el volumen total ocupado por los poros y el volumen total del sólido. Ver ecuación 1.14.

³ Literatura gris

$$\emptyset = \frac{\text{Volumen de los poros}}{\text{Volumen total}} = \frac{V_p}{V_{Total}} = \frac{V_{Total} - V_{Matriz}}{V_{Total}}$$

(Ecuación 1.14)

El volumen total de la roca, es mayor al volumen de espacio disponible para almacenar fluidos; esto quiere decir: la porosidad será una fracción que se expresa, en tanto, por uno. Es de mucha utilidad ilustrar la porosidad como un porcentaje del volumen total de la roca, para hacerlo se toma la ecuación 1.14 y se multiplica por 100; cabe anotar que esta definición no ofrece información referente a la distribución, interconexión y el tamaño poroso en la roca, implicando que los diferentes tipos de roca o medios granulares podrían tener porosidades idénticas; pero, aun así, sus propiedades físicas se manifiestan de maneras diferentes como la permeabilidad.

Siendo la porosidad la unidad de medida para la capacidad de almacenamiento de fluidos en un sistema, el parámetro más usado y que permite conocer la calidad de la roca yacimiento es la porosidad de la misma, la variación de la calidad de la roca yacimiento en función de sus valores de porosidad se muestra en la tabla 1.1.

Tabla 1.1. Capacidad de la Porosidad

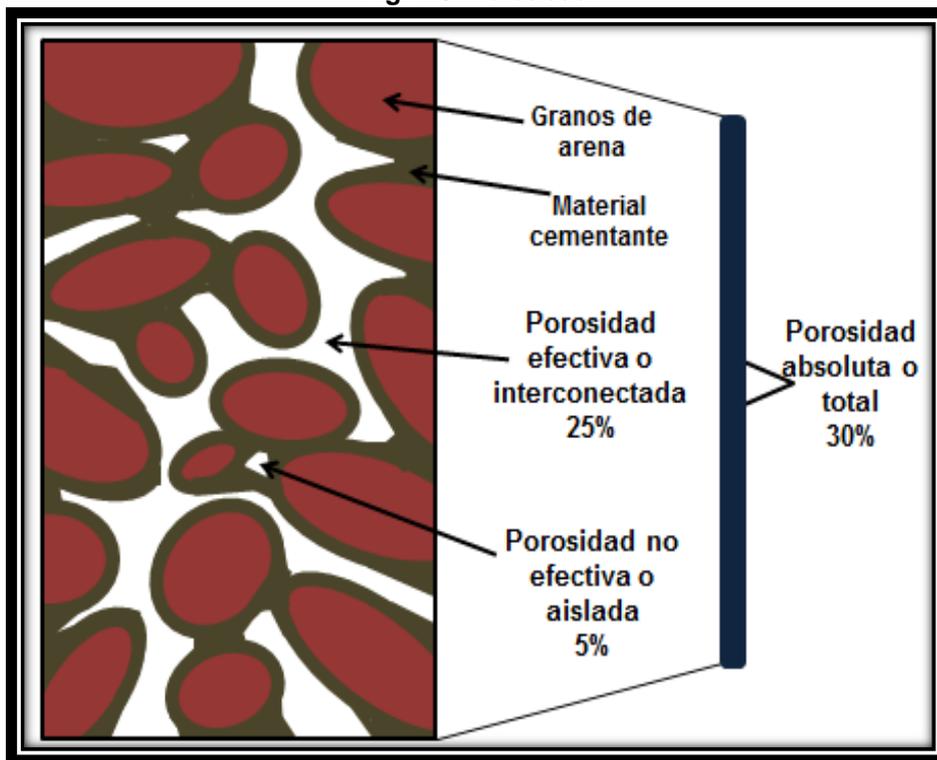
Calidad	Porosidad, %
Muy buena	> 20
Buena	15-20
Moderada	10-15
Pobre	5-10
Muy pobre	< 5

Fuente: París, M. 2009. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Pág. 223.

Existen varios métodos para establecer la porosidad, y para ellos se utilizan equipos que son muy sencillos para usar, todo depende de la experiencia que se va adquiriendo cuando se realiza la preparación, pruebas y cálculos de la porosidad de las muestras; ahora bien, para el trabajo de modelar un yacimiento se requiere de interpretaciones técnicas de ingeniería de yacimientos.

Algunos textos describen la porosidad de diferentes formas, pero las más comunes son: la porosidad absoluta o total y la porosidad efectiva. Ver figura 1.3.

Fig. 1.3. Porosidad.



Fuente: Paris, M. 2009. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Pág. 222

Complementación: Autores de tesis.

1.2.1. Porosidad absoluta

La porosidad absoluta se define como “el porcentaje de espacio poroso total, con respecto al volumen total de la roca, considerando los poros que estén o no interconectados entre sí”⁴.

Una roca x muestra porosidad absoluta considerable, pero eso no quiere decir que tiene conductividad a los fluidos, lo anterior se determina por la falta de continuidad o comunicación en los poros presentes en la roca.

1.2.2. Porosidad efectiva

“Es el porcentaje de espacio poroso intercomunicado, con respecto al volumen total de la roca. Lo anterior indica la conductividad que presentan los fluidos por la roca, sin querer decir que representa la media cualitativa del parámetro”.⁵

Es importante anotar que la porosidad efectiva resulta de la función de innumerables elementos litológicos. En este sentido se señalan como los más importantes: clase de arcilla, cantidad de arcilla, meteorización y lixiviación, empaque de los granos, cementación, tamaño de los granos y el estado de hidratación que presenta.

1.3. Permeabilidad

La permeabilidad de la roca resulta ser uno de los factores más significativos en el flujo de fluidos en un yacimiento, ya que constituye la destreza con que cuentan los fluidos para moverse a través del medio

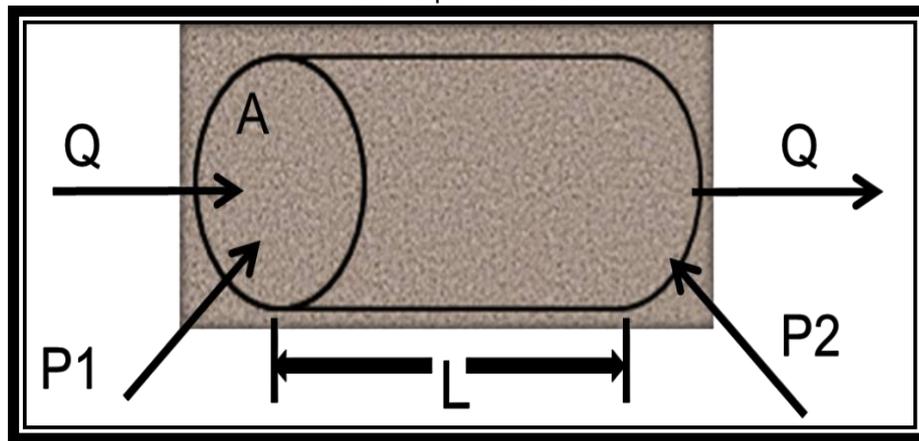
⁴ Rivera, José. 2004. Prácticas de Ingeniería de Yacimientos. Pág. 6

⁵ Rivera, José. 2004. Prácticas de Ingeniería de Yacimientos. Pág. 6

poroso; ahora bien, no se tiene conocimiento de una relación de proporcionalidad entre los factores de permeabilidad y porosidad.

La permeabilidad es definida como “la capacidad que tiene el medio poroso para permitir el flujo de fluidos”⁶. Según el ingeniero hidráulico francés Henry Darcy, expresa: “la velocidad del flujo de un líquido a través de un medio poroso, debido a la diferencia de presión, es proporcional al gradiente de presión en la dirección del flujo”⁷. Observar la representación en la figura 1.4.

Fig. 1.4. Esquema de una muestra de roca y dimensiones, utilizado en el laboratorio para medir la permeabilidad.



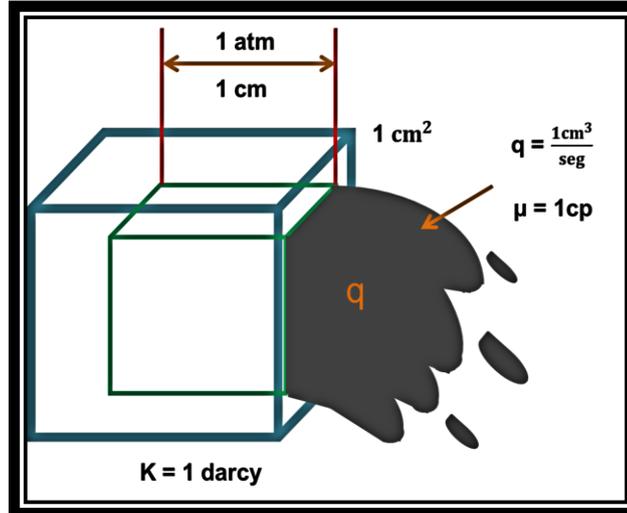
Fuente: Rodríguez, J. 2007. Ingeniería Básica de Yacimientos Petrolíferos. Pág. 75
Complementación: Autores de tesis.

La unidad de medida de la permeabilidad es el Darcy; y se habla de que una roca tiene la permeabilidad de un Darcy cuando el fluido con una viscosidad de un centipoise avanza con una velocidad de un centímetro por segundo (1 cm., /seg), y cuyo gradiente de presión es de una atmósfera sobre centímetro, lo anterior se ilustra en la figura 1.5.

⁶ Literatura gris

⁷ Literatura gris

Fig. 1.5. Medio poroso con una permeabilidad de un Darcy.



Fuente: Paris, M. 2009. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Pág. 245.

Complementación: Autores de tesis.

Se tiene:

$$1(\text{Darcy}) = \frac{1(\text{centpoise}) * 1\left(\frac{\text{cm}}{\text{seg}}\right)}{1\left(\frac{\text{Atm}}{\text{cm}}\right)}$$

Es importante conocer las dimensiones de cada término de la ecuación de Darcy para poder obtener las unidades de dicha fórmula.

$$k = \frac{\left(\frac{M}{LT}\right) * \left(\frac{L}{T}\right)}{\left(\frac{M}{LT^2} * \frac{1}{L}\right)} = (L^2)$$

Llegando a la obtención de dimensiones de longitud elevado al cuadrado. Por lo que podemos definir que se trata de un área.

La unidad usada para medir las rocas productoras es el mili-Darcy (10^{-3} Darcy), ya que un Darcy es una unidad muy grande para la medida de los espacios vacíos de la roca.

Sabiendo que la permeabilidad es una característica principal para la explotación hidrocarburífera, se debe conocer los diferentes tipos de permeabilidades, estas son:

- ✓ Permeabilidad absoluta.
- ✓ Permeabilidad efectiva.
- ✓ Permeabilidad relativa.

1.3.1. Permeabilidad absoluta

“La permeabilidad absoluta es la habilidad de una roca de transmitir un solo fluido o una sola fase, como por ejemplo petróleo crudo, agua o gas natural”.

En el reservorio no se presenta esta permeabilidad ya que el reservorio cuenta con algunos de los siguientes sistemas: gas natural-agua, petróleo-agua, gas natural-petróleo-agua. Determinando así que la permeabilidad absoluta se obtiene mediante pruebas de laboratorio usando un solo fluido (gases) que puede ser Nitrógeno o Helio.

1.3.2. Permeabilidad efectiva

“La permeabilidad efectiva es la habilidad de una roca de transmitir un fluido en la presencia de otro fluido cuando estos son inmiscibles”. Un flujo como el mencionado, es el que se encuentra presente en los reservorios de petróleo crudo o gas natural. El mismo que podemos determinar mediante pruebas de campo o laboratorio.

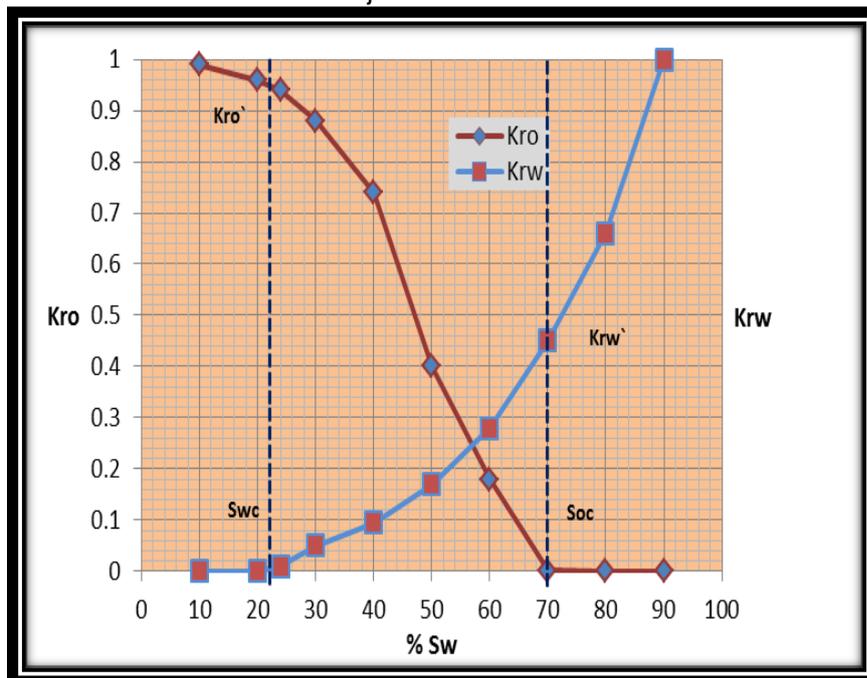
1.3.3. Permeabilidad relativa

La permeabilidad relativa resulta ser la razón de la permeabilidad efectiva de un fluido a saturación parcial dividido para la permeabilidad a una saturación de 100% (permeabilidad absoluta).

$$k_{relativa} = \frac{k_{efectiva}}{k_{absoluta}} \quad (\text{Ecuación 1.15})$$

Para determinar la permeabilidad relativa se debe obtener el volumen ocupado por uno de los fluidos o fase y expresarlas en función de la saturación. Ver figura 1.6.

Fig. 1.6. Representación de las Permeabilidades Relativas de Agua y de Petróleo de donde se pueden determinar parámetros como Swc y Soc, además de identificar fase mojante de la roca.



Fuente: Halliburton. Manual de Yacimientos. Pág. 14.
Complementación: Autores de tesis.

La permeabilidad relativa obtenida mediante pruebas de laboratorio es interpretada como modelo de flujo lineal, mientras que para realizar programas de producción e inyección se utiliza flujo radial.

1.4. Factores que afectan la permeabilidad

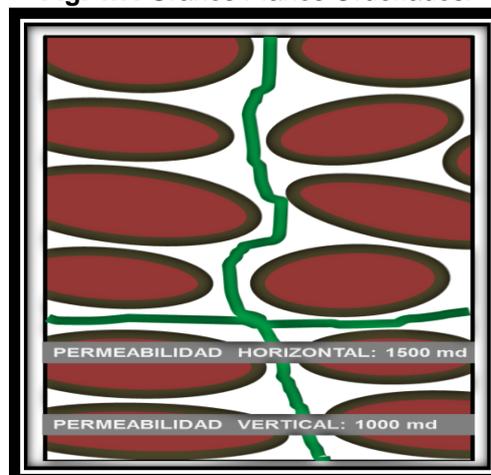
Entre los factores que afectan la permeabilidad tenemos:

- ✓ Arreglo de los granos de la roca.
- ✓ Forma y tamaño de los granos de la roca.
- ✓ Presencia de arcilla y presión de sobrecarga.

1.4.1. Arreglo de los granos

Cuando los granos de la roca poseen formas planas y se encuentran bien alineados, se hace más factible al fluido, circular a través de los canales porosos debido a que no existiría ningún cambio en la trayectoria del flujo; así puede obtener una alta permeabilidad tal como se muestra en la figura 1.7.

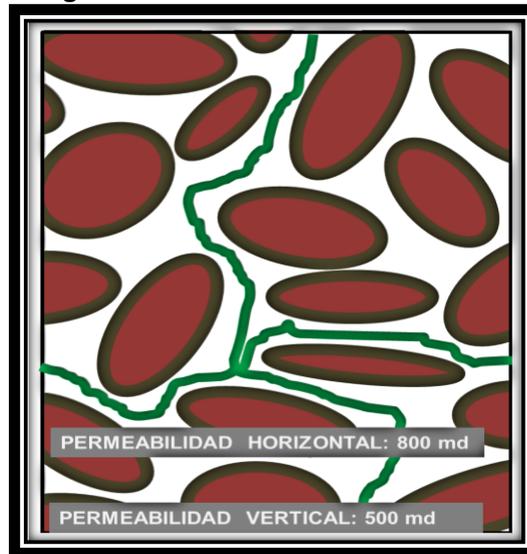
Fig. 1.7. Granos Planos Ordenados.



Fuente: Información gris.
Complementación: Autores de tesis.

Si los granos de la roca poseen formas desordenadas le resulta muy difícil al fluido circular a través del medio poroso debido a los cambios de curvaturas se obtiene una permeabilidad más baja tal como se muestra en la figura 1.8.

Fig. 1.8. Granos Planos Desordenados.

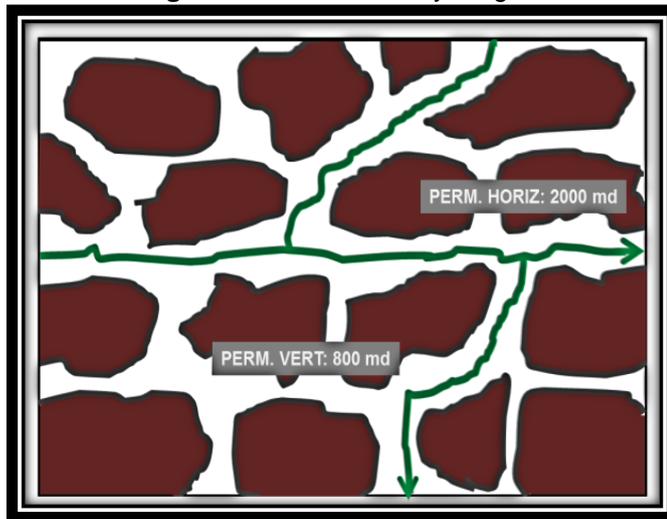


Fuente: Información gris.
Complementación: Autores.

1.4.2. Forma y tamaño de los granos

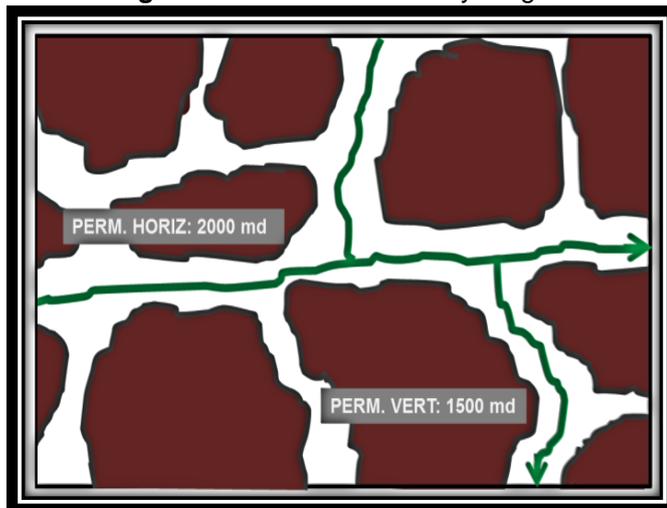
Los valores de las permeabilidades horizontal y vertical dependen de la forma y tamaño de los granos. Lo anterior si se tienen granos de arena en sentido horizontal largos, alargados y arreglados de manera uniforme, con relación al sentido vertical se puede conseguir una permeabilidad horizontal mayor que la permeabilidad vertical, se podrán tener valores idénticos de permeabilidad, si los granos se encuentran uniformemente redondeados. Ver figura 1.9 y figura 1.10.

Fig. 1.9. Granos Planos y Largos.



Fuente: Información gris.
Complementación: Autores de tesis.

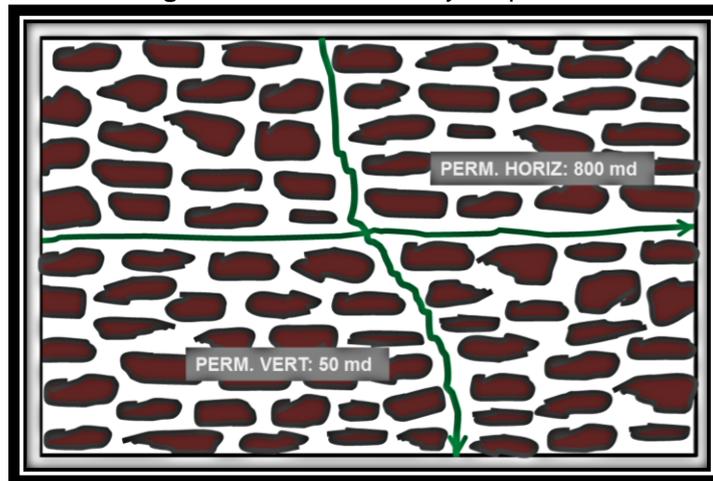
Fig. 1.10. Granos Redondos y Largos.



Fuente: Información gris.
Complementación: Autores de tesis.

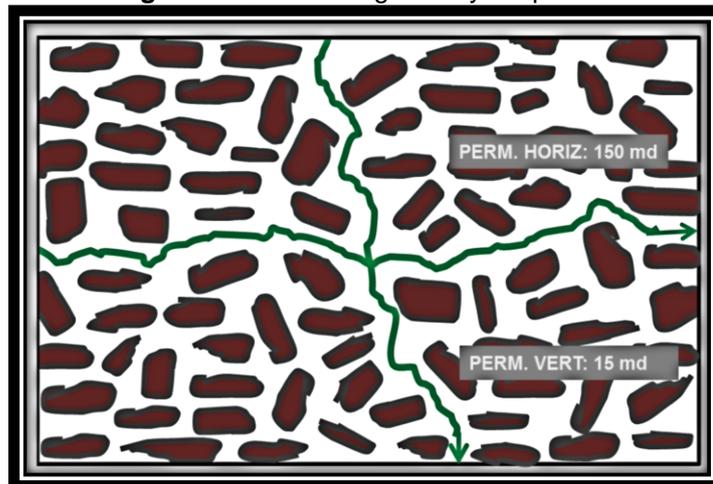
La permeabilidad disminuye a medida que el diámetro de la roca se reduce y se dificulta la salida del flujo de fluidos debido a que los canales porosos se hacen más pequeños. Ver variaciones de permeabilidades de granos pequeños en las figuras 1.11 y 1.12.

Fig. 1.11. Granos Planos y Pequeños.



Fuente: Información gris.
Complementación: Autores de tesis.

Fig. 1.12. Granos Irregulares y Pequeños.

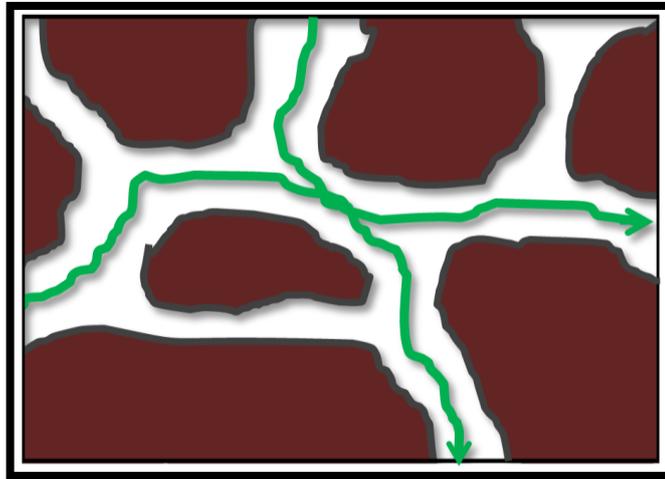


Fuente: Información gris.
Complementación: Autores de tesis.

1.4.3. Presencia de arcilla y presión de sobrecarga

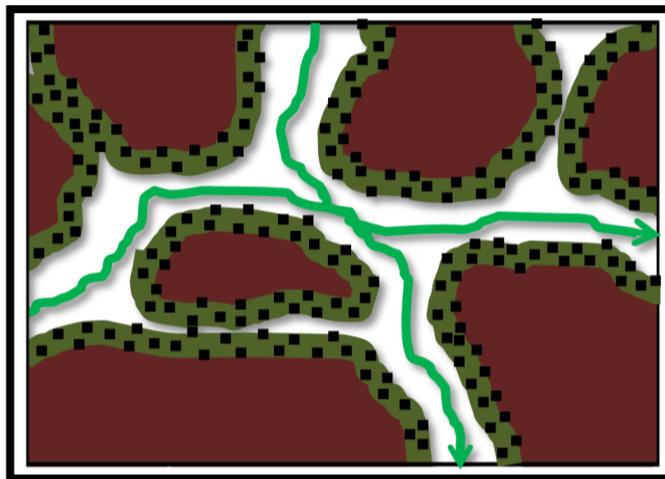
La presencia de arcilla resulta del proceso de formación de las rocas, donde estas al ser cementadas quedan ocupando el espacio vacío entre los granos de la roca. La figura 1.13, muestra los granos de la roca completamente limpios; y, la figura 1.14, muestra la presencia de arcilla entre los granos de la roca.

Fig. 1.13. Granos Limpios.



Fuente: Información gris.
Complementación: Autores de tesis.

Fig. 1.14. Granos con arcilla.



Fuente: Información gris.
Complementación: Autores de tesis.

La presión de sobrecarga no es más que la fuerza ejercida por la matriz de la formación y los fluidos que ocupen el espacio poroso sobre la formación de interés. Expresada matemáticamente como:

$$P_o = D [(1 - \phi)\rho_{ma} + \phi\rho_{fl}] \quad (\text{Ecuación 1.16})$$

Donde:

D: Longitud vertical de la columna estratigráfica en pies.

Ø: Porosidad en fracción.

ρ_{ma} : Densidad de la matriz de roca en $\frac{lb}{ft^3}$

ρ_{fl} : Densidad de los fluidos en $\frac{lb}{ft^3}$

1.5. Presión capilar

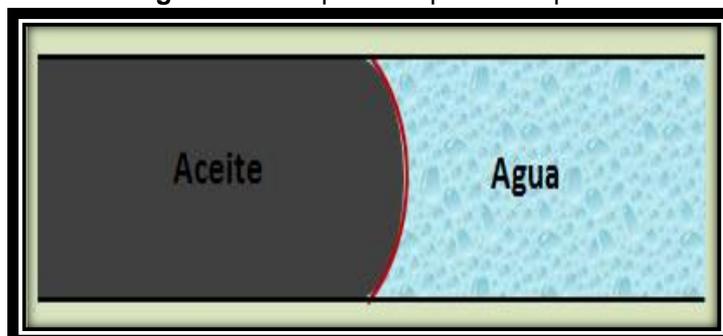
Conceptualmente la presión capilar “Es la diferencia de presión entre el fluido de la fase no mojante y la fase mojante”⁸ cuya expresión matemática es la siguiente ecuación:

$$P_c = P_{nw} - P_w \quad (\text{Ecuación 1.17})$$

Cuando se tiene un sistema poroso se puede observar que las fuerzas estimuladas por la mojabilidad preferencial del medio con alguno de los fluidos se puede extender en toda la interfase, esto puede ocasionar diferencias en la presión entre dos fluidos a través de la interface. Una vez que los fluidos hacen contacto, las moléculas que están cerca de la interfase son atraídas de manera heterogénea por las más cercanas. Cuando la interfase se encuentra curvada, la presión sobre el lado cóncavo (con respecto al fluido más espeso), excede el lado convexo (con respecto al fluido más denso), y se la conoce como presión capilar. Ver figura 1.15.

⁸ Escobar, F. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Pág. 114

Fig. 1.15. Principio de la presión capilar.



Fuente: Escobar, F. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Pág. 113.

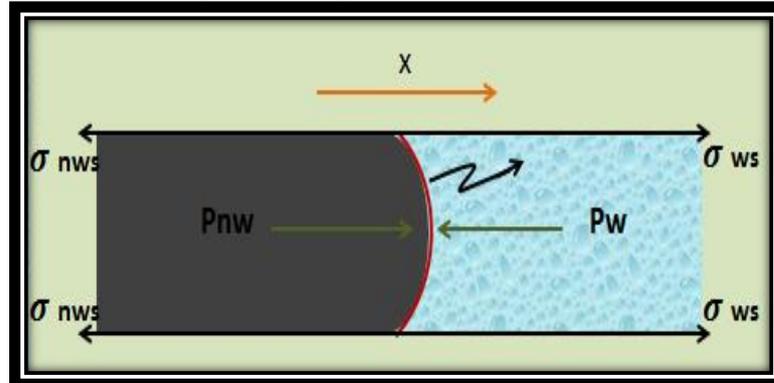
Complementación: Autores de tesis.

La presión capilar resulta de la forma de fenómenos capilares en pequeños tubos (capilares). La interfase de un sistema petróleo-agua en un tubo con diámetro grande es de forma plana debido a que las fuerzas en las paredes del tubo son distribuidas en un gran perímetro sin penetrar en el interior. Teniendo en cuenta lo anterior, las presiones de los fluidos son idénticas.

Se tiene entonces que la presión de los fluidos en las interfaces es igual, y los tubos de las rocas son análogos a los tubos capilares. Ahora bien, cuando se habla de pequeños diámetros, la fuerza que es inducida de preferencia humectable de cada sólido para cada uno de los fluidos se extenderá por toda la interfase lo que ocasiona presiones diferenciales entre los fluidos por medio de la interfase.

También, cuando el agua moja de manera fuerte y con un ángulo de contacto fijo, se debe tener en cuenta que la presión del petróleo es mucho más fuerte que la del agua y en esto no tiene injerencia la longitud del tubo por el cual se transporta el fluido, (ver figura 1.16). El agua es transportada mediante inyección de aceite y este se desplaza de manera espontánea; cuando la presión de la fase de aceite disminuye, se debe recordar que la presión de la fase agua es menor que la del aceite.

Fig. 1.16. Diagrama de Fuerzas en X.



Fuente: Escobar, F. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Pag.113.

Complementación: Autores de tesis.

Si realizamos un equilibrio de fuerzas, $\sum F_x = 0$, tenemos:

$$P_{nw} (\pi r^2) + \sigma_{ws} (\pi r) - P_w (\pi r^2) - \sigma_{nws} (2\pi r) = 0$$

Entonces:

$$P_{nw} - P_w = \frac{2 (\sigma_{nws} - \sigma_{ws})}{r} \quad (\text{Ecuación 1.18})$$

Como

$$\sigma_{nws} - \sigma_{ws} = \sigma_{nww} \cos \theta \quad (\text{Ecuación 1.19})$$

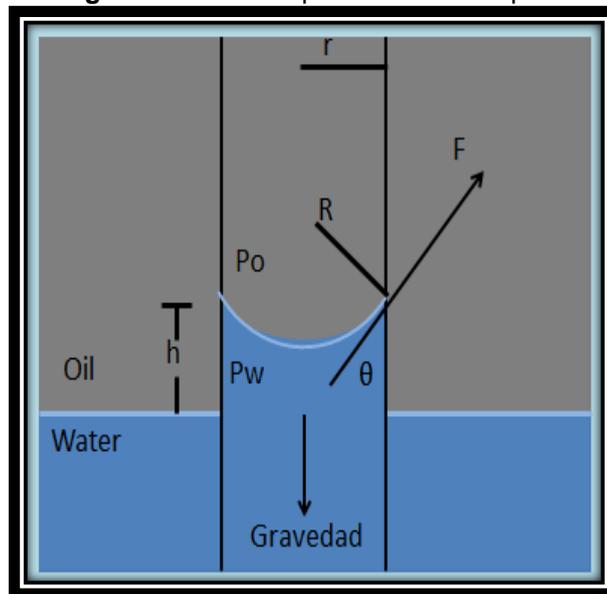
Reemplazamos en Ecuación 1.18:

$$P_{nw} - P_w = \frac{2 \sigma_{nww} \cos \theta}{r} \quad (\text{Ecuación 1.20})$$

La presión capilar $P_{nw} - P_w$ siempre será negativa cuando se trabaja con sistemas que están mojados con aceite.

Generalizando, la presión capilar es definida como la resta de presión entre la fase mojante y no mojante, considerándose siempre positiva. Es de anotar que existen también fases menos mojables; mojables de manera intermedia y fuertemente mojables. La determinación de su valor es de suma importancia para calcular la altura de la zona de transición y la saturación de agua irreducible y poder realizar modelos de simulación de ingeniería de yacimientos.

Fig. 1.17. Fuerzas aplicadas en un capilar.



Fuente: Escobar, F. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Pág. 115

Complementación: Autores de tesis.

En la figura 1.17, la longitud $2\pi r$ es la fuerza σ aplicada en el capilar de radio r , $2\pi r \sigma$ será el total de fuerza capilar y $2\pi r \sigma \cos \theta$ la fuerza vertical.

Como la presión es igual a $\frac{F}{A}$, tenemos:

$$P_c = \frac{2 \pi r \sigma \cos \theta}{\pi r^2} \quad (\text{Ecuación 1.21})$$

$$P_c = \frac{2 r \sigma \cos \theta}{r} \quad (\text{Ecuación 1.22})$$

La ecuación 1.22 indica que la presión capilar aumenta a medida que disminuye el radio.

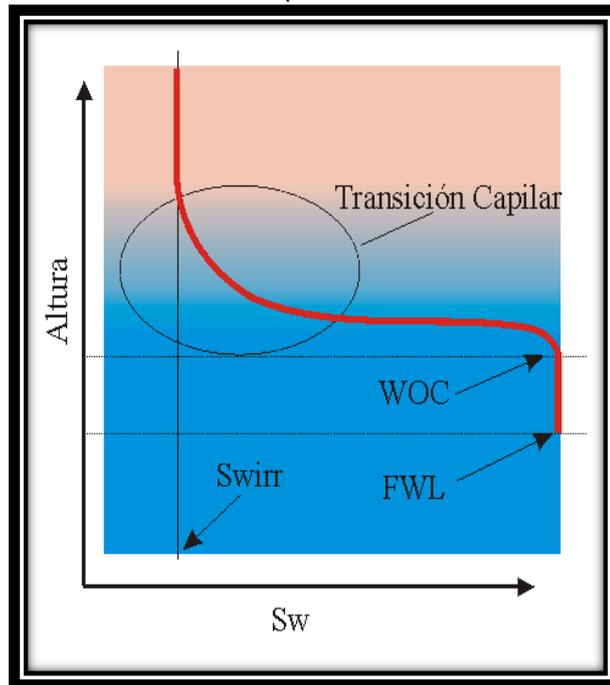
1.5.1. Capilaridad

Cada vez que un capilar es sumergido en la interfase de dos fluidos se espera que se produzca un ascenso (ascenso capilar) o descenso (descenso capilar) de la interfase. Lo anterior se atribuye a los fenómenos de superficie los que permiten que la fase mojante irrumpa en el medio poroso. En síntesis el ascenso o descenso capilar es detenido en el momento en que la gravedad contrarresta la fuerza capilar que llega a desarrollarse en el sistema.

1.5.2. Curvas de presión capilar

La figura 1.18 presenta un modelo no muy complejo donde la curva de color rojo señala el cambio de la saturación del agua con la altura que corresponde a un sistema de porosidad heterogénea, pero equivalente.

Fig. 1.18. Presión en diferentes puntos de la zona de ascenso capilar



Fuente: Información gris.

Cabe destacar en la figura los siguientes elementos:

- ✓ “Zona de Transición Capilar.- Es la zona que incluye todos los niveles en que la S_w varía entre el 100 % VP y la S_{wirr} .
- ✓ WOC. (Water Oil Contact) = Contacto Agua-Petróleo.- Se define como la mayor profundidad en el yacimiento donde existe un 100% de saturación de agua.
- ✓ GOP. (Gas Oil Contact) = Contacto Gas-Petróleo.-Se define como la mínima profundidad a la cual existe un 100% de líquido en el yacimiento.
- ✓ FWL. (Free Water Level) = Nivel de Agua Libre.- Es el nivel en el que se presentaría la interfase agua petróleo en ausencia de medio poroso.

- ✓ Swirr. Saturación de agua irreductible.- Es la mínima saturación de agua obtenida por desplazamiento capilar. En los capilares cilíndricos la Swirr es nula (no hay fases residuales), pero en los medios porosos naturales toma valores, en general superiores al 10% o 15 % VP, siendo frecuentes Swirr superiores al 25% VP”⁹.

1.5.3. Histéresis de las curvas de presión capilar. Drenaje e imbibición.

Comúnmente los espacios vacíos de las rocas están llenas de agua, pero a razón que el petróleo fluye hacia el yacimiento va desplazando el agua disminuyéndola a una saturación residual.

Originalmente los espacios porosos de las rocas de yacimiento están llenos de una saturación de agua connata y petróleo. En los laboratorios de petróleo se hacen experimentos que permiten duplicar la historia de saturación del yacimiento.

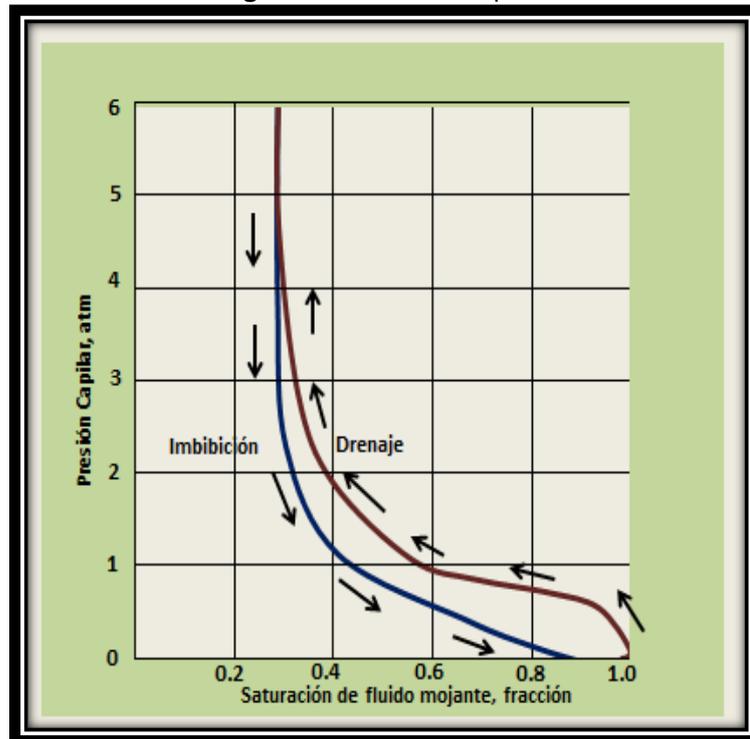
El proceso de drenaje consiste en graficar la curva de presión capilar en base “al desplazamiento de la fase mojanete (agua) por la fase no mojanete (petróleo o gas)”.

El proceso de imbibición consiste en graficar la curva de presión capilar en base “al desplazamiento de la fase no mojanete (petróleo o gas) por la fase mojanete (agua)”, es decir, lo contrario al proceso anterior.

La histéresis capilar consiste en saturar el núcleo con una fase mojanete y después desaturar con una fase no mojanete, en la figura 1.19 se observa la diferencia entre las dos curvas típicas de presión capilar.

⁹ Dickens, S. 2009. Diseño de equipo de Presión Capilar. Pág. 11

Fig. 1.19. Histéresis capilar.



Fuente: Paris, M. 2009. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Pág. 278

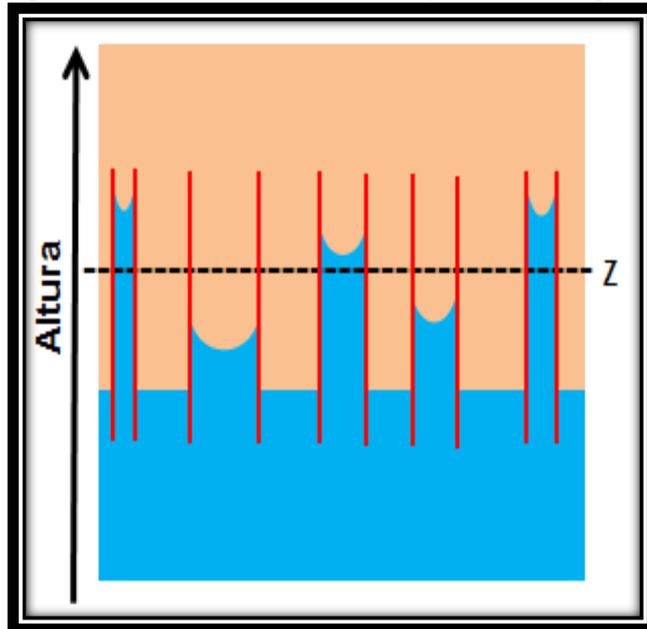
Complementación: Autores de tesis.

La diferencia entre los procesos de saturar y desaturar las curvas de presión capilar se relacionan con el avance y retroceso del ángulo de contacto de las interfaces de fluidos con sólidos. Comúnmente, para sistemas petróleo crudo-salmueras, puede existir una variación en el ángulo de contacto con respecto al tiempo.

1.5.4. Medios heterogéneos

Se identifican por tener capilares de tamaños diferentes, presentando así una alta escala de valores; en la figura 1.20 se puede visualizar que encima del nivel del agua libre (interfase plana entre el agua y el petróleo), en un nivel genérico (individualizado por la línea punteada "Z") existen algunos capilares con petróleo y otros con agua.

Fig. 1.20. Idealización de un medio poroso heterogéneo



Fuente: Información gris.

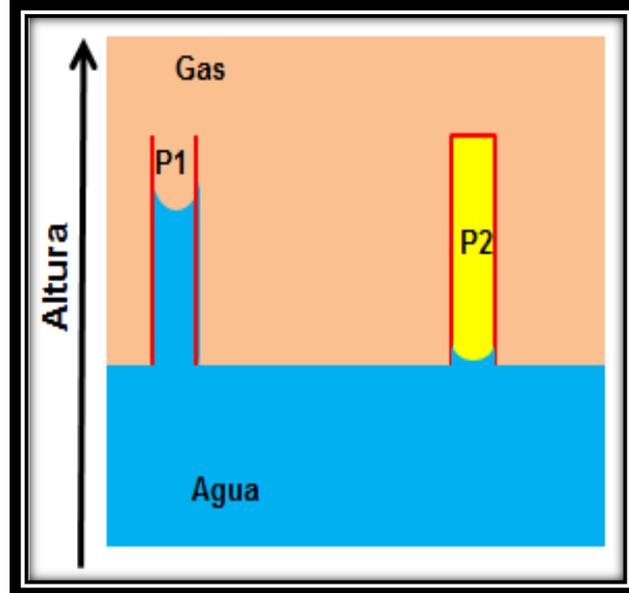
Complementación: Autores de tesis.

1.5.5. Sellos capilares y capas semipermeables

Se analiza de manera detallada la habilidad que tienen algunas estructuras porosas y que permiten el paso de algunos fluidos y de igual manera impedir el paso de otros. Los conceptos que se introducen permiten comprender las bases del patrón usado en la determinación de las curvas de presión capilar en el laboratorio.

En la figura 1.21, se muestra el esquema de dos capilares cilíndricos semejantes, únicamente difieren en que uno de ellos es abierto en el extremo superior y el otro es completamente cerrado.

Fig. 1.21. Un capilar abierto y un capilar cerrado. El capilar cerrado puede encerrar un fluido sobre-presurizado, retenido por fuerzas capilares



Fuente: Información gris.

Complementación: Autores de tesis.

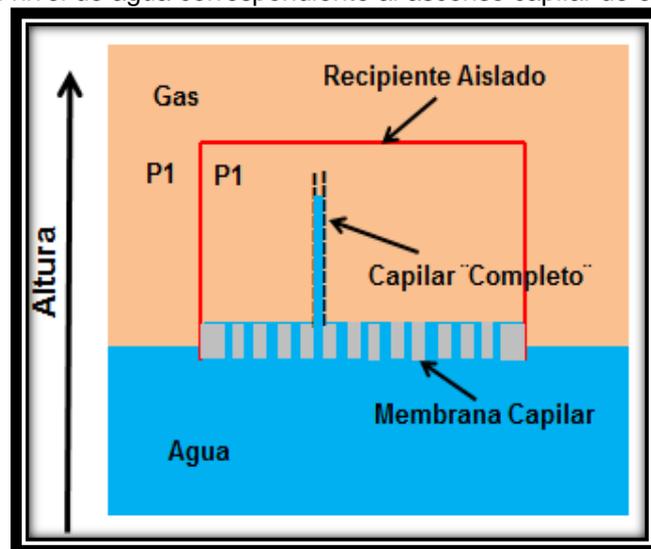
El capilar abierto eleva la columna de agua hasta que la presión hidrostática compensa la presión capilar desplegada en el sistema el que al alcanzar su equilibrio muestra la diferencia de presión entre las fases en ambos lados del menisco capilar, denominada presión capilar.

El capilar cerrado crea una presión adicional en el gas ($P_2 > P_1$), lo que equivale a la presión capilar. Así, se evita el ascenso capilar lo mismo que la diferencia de presión en las fases de un lado y otro del menisco capilar siendo semejante a la obtenida en el capilar abierto.

La capacidad de retener algún fluido presurizado por acción de la fuerza capilar es lo que se conoce como sello capilar; esto quiere decir que, el extremo abierto del tubo continúa sellado gracias a la acción de las fuerzas capilares. De querer romper el sello se deberá aplicar presión mayor a la que presenta la presión capilar del sistema.

La figura 1.22, de la membrana semi-permeable, deja ver la cámara (cuadro rojo) que está separada del sistema abierto gracias a una membrana capilar saturada con agua que, a su vez, es la fase mojante del sistema.

Fig. 1.22. Una cámara aislada con una membrana "capilar". El capilar "completo" muestra el nivel de agua correspondiente al ascenso capilar de este sistema.



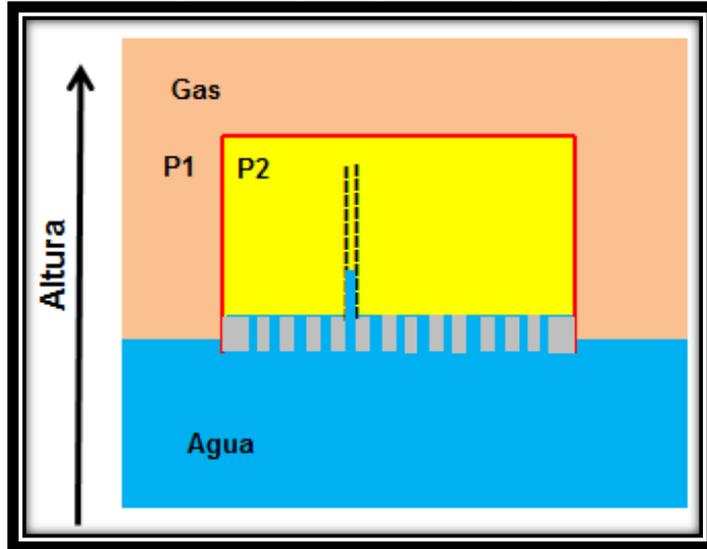
Fuente: Información gris.
Complementación: Autores de tesis.

La membrana capilar se forma por una matriz impermeable junto a una gran cantidad de capilares finos que tiene un diámetro igual.

Con la figura 1.22, se pueden visualizar eventos que se incluyen en un capilar que es más largo que los que están en la membrana. El capilar completo deja ver el ascenso capilar espontáneo producido cuando tanto la presión interna como externa son iguales.

En caso de que la presión llegara a aumentar ($P_2 > P_1$) la misma no sería liberada al exterior, gracias al sello capilar, aunque el nivel del agua en el capilar completo muestra una sensible disminución debido a que no se hace necesario contar con una columna de agua tan alta como en la figura 1.23, para poder compensar la presión capilar del sistema.

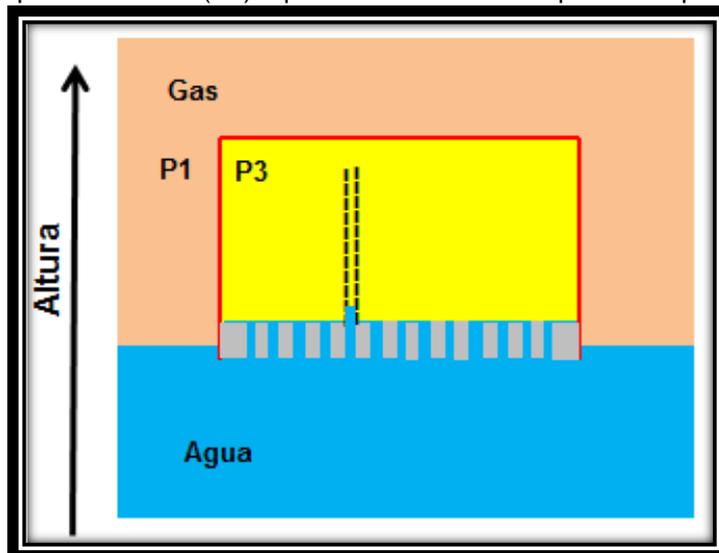
Fig. 1.23. Se aumenta la presión dentro del recipiente cerrado. El nivel de líquido disminuye dentro del capilar "completo" y el sello capilar impide la fuga de gas



Fuente: Información gris.
Complementación: Autores de tesis.

Cada vez que la presión interna es aumentada puede llegarse a la situación que observa la figura 1.24.

Fig. 1.24. La presión interna (P3) equilibra exactamente la presión capilar del sistema.

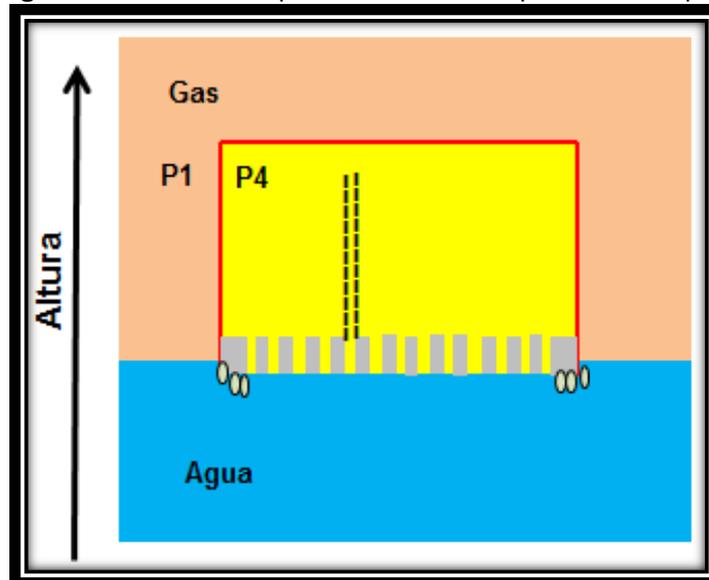


Fuente: Información gris.
Complementación: Autores de tesis.

En esta situación llega al límite de presión que puede soportar la membrana semi-permeable, siendo la Presión Umbral (PU) de la membrana.

A mayores presiones a la PU, el sello capilar tiende a romperse dejando la membrana de cumplir su tarea de semi-permeable, ya que se ha permitido el paso de ambos fluidos; ver figura 1.25.

Fig. 1.25. El exceso de presión interna "rompe" el sello capilar



Fuente: Información gris.

Complementación: Autores de tesis.

Estas características se presentan en las estructuras de los reservorios de hidrocarburos, las rocas permeables actúan como sellos de trampas, cada que la presión de las columnas de fluidos no generen presiones mayores a la PU (Presión Umbral).

Como particularidad de los sistemas, que impiden el paso de hidrocarburos, por ser permeables al agua, permiten la transmisión de presión y la aportación de aguas de estructuras cercanas.

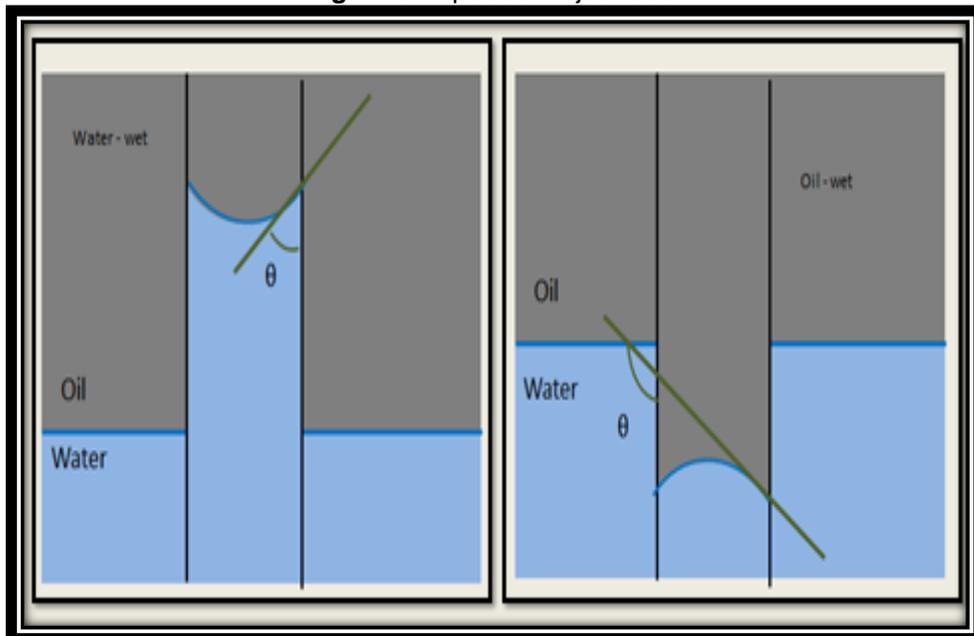
1.6. Mojabilidad

Se entiende a la mojabilidad como la propensión de un fluido en presencia de otro inmisible con él a ensanchar o adherirse a una superficie sólida. Los compuestos polares orgánicos contenidos en el crudo reaccionan con la superficie de la roca transformándola en mojabable por petróleo.

El agua es mojabable desde el punto de vista geológico, su grado de mojabilidad se relaciona así: Gas < Petróleo < Agua; en el momento en que dos fluidos inmiscibles hacen contacto, el ángulo que forman (se mide sobre el agua), es denominado ángulo de contacto.

Hablar del ángulo de contacto es el equivalente a pensar en una medida indirecta de mojabilidad. Si $\theta < 90$ traduce que el sistema ha sido mojado con agua pero; si $\theta > 90$ quiere decir que fue mojado por aceite. En la figura 1.26 se puede diferenciar los diferentes tipos de mojabilidad.

Fig. 1.26. Tipos de Mojabilidad.

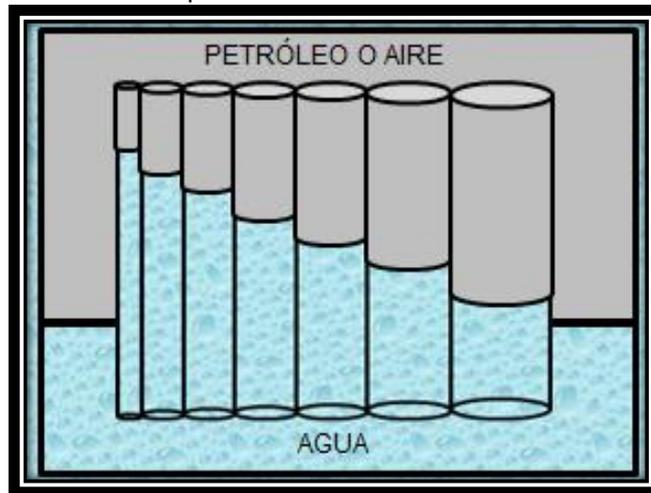


Fuente: Escobar, F. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Pág. 208.

Complementación: Autores de tesis.

Teniendo en cuenta que el contenido mineralógico es variable en el medio poroso y la integración de compuestos originarios del crudo, se pueden hallar zonas con diferente mojabilidad; este proceso, es conocido como mojabilidad dalmata. En medio poroso, el fluido mojante llena los poros menores y el no-mojante ocupa los poros mayores. En un gas la mojabilidad es prácticamente imperceptible, por no decir que no existe; lo anterior, permite que el gas se ubique en zonas que cuentan con mayor permeabilidad y porosidad. Ver figura 1.27.

Fig. 1.27. Atracción preferencial del fluido en función del diámetro.



Fuente: Rivera, J. 2004. Prácticas de Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos. Pág. 80.

Complementación: Autores de tesis.

1.7. Saturación de fluidos

La saturación de fluido es la relación entre el volumen total del fluido y el volumen poroso; para ello, es necesario conocer la fracción ocupada por cada uno de los fluidos en el yacimiento. Matemáticamente se dice que:

$$\text{Saturación del fluido} = \frac{\text{volumen total del fluido}}{\text{volumen poroso}} \quad (\text{Ecuación 1.23})$$

Al determinar la saturación de cada fluido tenemos:

$$S_w = \frac{\text{volumen de agua}}{\text{volumen poroso}} \quad (\text{Ecuación 1.24})$$

$$S_o = \frac{\text{volumen de petróleo}}{\text{volumen poroso}} \quad (\text{Ecuación 1.25})$$

$$S_g = \frac{\text{volumen de gas}}{\text{volumen poroso}} \quad (\text{Ecuación 1.26})$$

Las saturaciones son expresadas en porcentajes o fracción, entonces:

$$S_w + S_o + S_g = 1 \quad (\text{Ecuación 1.27})$$

Las saturaciones se basan en determinar el volumen poroso pero no el volumen bruto del yacimiento, esta saturación sirve para determinar la porosidad de las rocas yacimiento.

Además, es preciso definir la saturación de agua connata y la saturación de petróleo remanente. La saturación de agua connata reduce el espacio disponible para que el petróleo y el gas puedan distribuirse uniformemente a través del yacimiento. La saturación de petróleo remanente es la cantidad de petróleo crudo que va quedando detrás de la zona de petróleo al ser desplazado este ya sea por agua o por gas.

Capítulo II

PARTES Y ESQUEMA DE UN EQUIPO PARA MEDIR LA PERMEABILIDAD Y LA PRESIÓN CAPILAR

2.1. Permeámetro

El permeámetro existente en el Laboratorio de Petróleo de la Universidad Península de Santa Elena es de confección nacional y es una fiel réplica de la desaparecida marca RUSKA siguiendo los principios de la Ley de Darcy. Este equipo consta de las siguientes partes:

- ❖ Manómetro Bourdon
- ❖ Porta núcleo
- ❖ Regulador de presión de la línea de presión de gas
- ❖ Válvula de corte
- ❖ Válvula de línea de gas
- ❖ Embudo
- ❖ Bureta

2.1.1. Manómetro Bourdon

El permeámetro tiene un manómetro el cual refleja la presión en unidades Psi, atmosfera y kg/cm^2 ; todas estas absolutas cuya escala es la siguiente:

- ✓ Psi: 0 – 200 abs.

- ✓ Atmósfera: 0 – 14 abs.
- ✓ Kg/cm²: 0 – 14 abs.

Fig. 2.1. Manómetro del permeámetro de líquido.



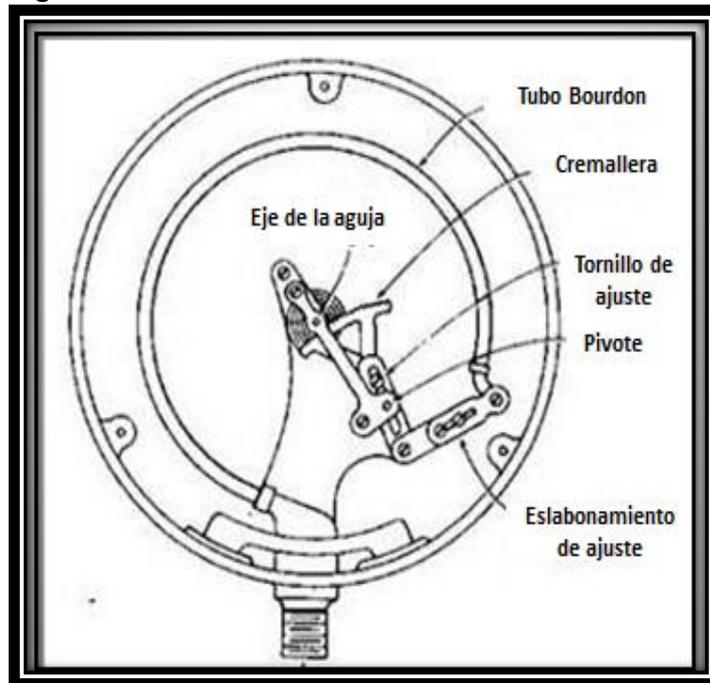
Fuente: Laboratorio de Petróleo de la Universidad Estatal Península de Santa Elena

La figura 2.1 muestra el manómetro instalado en el permeámetro existente en el referido laboratorio de petróleo.

El manómetro tiene un sistema de funcionamiento que está conformado por:

- ✓ Eje de aguja.
- ✓ Tubo Bourdon.
- ✓ Pivote.
- ✓ Tornillo de ajuste.
- ✓ Eslabonamiento de ajuste.
- ✓ Cremallera.

Fig. 2.2. Mecanismo de funcionamiento del manómetro.



Fuente: Manual de uso y mantenimiento de manómetros tipo Bourdon.

Cuando es aplicada presión interna al tubo Bourdon, su reacción es de reflexión de manera elástica y proporcional a la presión ejercida; esa presión que recibe a través de la varilla, es transferida a la cremallera, en donde, los engranajes adaptados al piñón en el que está la aguja del manómetro, permiten que se mueva.

La escala del manómetro del permeámetro es pequeña ya que la presión de trabajo no debe alcanzar más de 2 atmósferas; ahora bien, si se excede esta presión podrían ocurrir dos cosas:

- a) La bureta a causa de la presión se rompe.
- b) En manómetro pierde su calibración porque se ha aplicado una presión mayor a la que permite el elástico del tubo de Bourdon y éste no retoma la posición inicial.

2.1.2. Porta núcleo

El porta núcleo está ubicado en la parte inferior izquierda de la caja del permeámetro; este dispositivo se utiliza para almacenar los núcleos que serán objeto de evaluación; consta de cuatro partes: la camisa, el caucho, el cilindro, la prensa de ajuste y el fondo de drenaje.

La camisa fue confeccionada con acero galvanizado y posee un diámetro de 2 pulgadas; debe encontrarse sellada completamente al momento de realizar la prueba de permeabilidad para que los valores obtenidos sean confiables; y, se encuentra ubicada entre la válvula de corte y el fondo de drenaje.

El caucho se encuentra ubicado en la parte interior de la camisa; posee un cilindro con un espacio vacío en la parte central, donde se aloja el núcleo utilizado para la prueba de permeabilidad; dicho espacio vacío tiene el mismo diámetro y longitud de la muestra testigo.

La prensa de ajuste es de acero inoxidable y cumple con dos funciones elementales, cerrar el núcleo y sujetar la válvula de corte; al sellar por completo la camisa ésta obliga al fluido de prueba (agua destilada) a fluir a través del núcleo, obteniéndose así, buenos resultados. Se debe aplicar fuerza a la prensa para que, el porta núcleo quede cerrado por completo.

El fondo de drenaje tiene dos funciones básicas: enroscar la camisa y drenar el fluido de prueba.

Fig. 2.3. Partes del porta núcleo



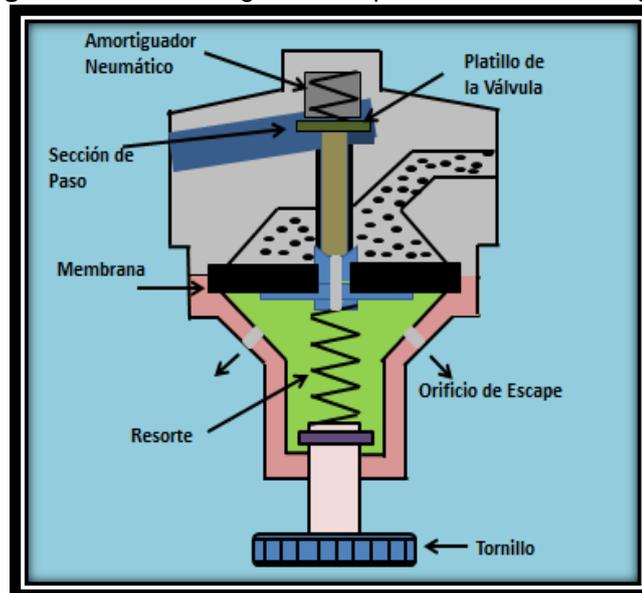
Fuente: Laboratorio de Petróleo de la Universidad Estatal Península de Santa Elena

2.1.3. Regulador de presión de la línea de presión de gas

El regulador de presión de la línea de gas es utilizado para controlar y mantener constante la presión que marca el manómetro del permeámetro durante la prueba, independientemente de la presión que marque el manómetro de la bombona de CO₂. La presión que ejerza el manómetro de la bombona de CO₂, debe ser mayor a la presión del manómetro del permeámetro.

Las partes principales del regulador de presión de la línea de gas se observa en la figura 2.4.

Fig. 2.4. Partes del regulador de presión de la línea de gas.



Fuente: Duarte, M. 2006. Diseño del Permeámetro de líquido.
Complementación: Autores de tesis.

2.1.4. Válvula de corte

La válvula de corte está hecha con hierro, característica bastante importante cuando se utiliza el permeámetro.

Cuatro agujeros se presentan en la válvula de corte uno de ellos cuenta con un diámetro de 3/16 pulgadas, se conecta a través de una manguera de plástico a un embudo, elaborado en vidrio, el que va lleno de agua destilada; el orificio permitirá que ingrese el fluido de prueba hasta donde está en núcleo para inundarlo y por esta acción se eleve hasta llegar a la bureta; allí, se controlará el volumen del fluido que está en prueba y que será inyectado a través del núcleo, lo que permitirá determinar la permeabilidad.

Los agujeros segundo y tercero hacen una operación unida debido a que ambos se conectan entre sí. Cuando el fluido de la prueba, después de pasar por el agujero uno, inunda el núcleo y el espacio por donde se

puede evacuar el mencionado fluido, es a través del agujero 2 que como ya se mencionó, se conecta con el agujero 3 y, a su vez, este último se conecta a una bureta, que será llenada con el fin de realizar las mediciones de cantidad de flujo que ha sido irrigado en un tiempo determinado.

La razón por la cual se deben utilizar dos agujeros y no uno al momento de llenar la bureta, se explica porque por un solo agujero el llenado es más rápido, esto entorpece la operación que es manual y que busca controlar el volumen de agua que se destila y que se requiere en la bureta; en cambio, al utilizar ambos agujeros, el proceso de llenado de la bureta se hace más lenta y se cumple con el propósito requerido para el procedimiento a realizar.

La llave utilizada en la válvula de corte reviste gran valor al momento de hacer el llenado, con agua destilada, de la bureta; lo anterior puesto que la mencionada llave cierra el agujero 1, además, frena el flujo deslizado por el núcleo, impidiendo que se escape por el orificio 1.

Fig. 2.5. Válvula de corte.



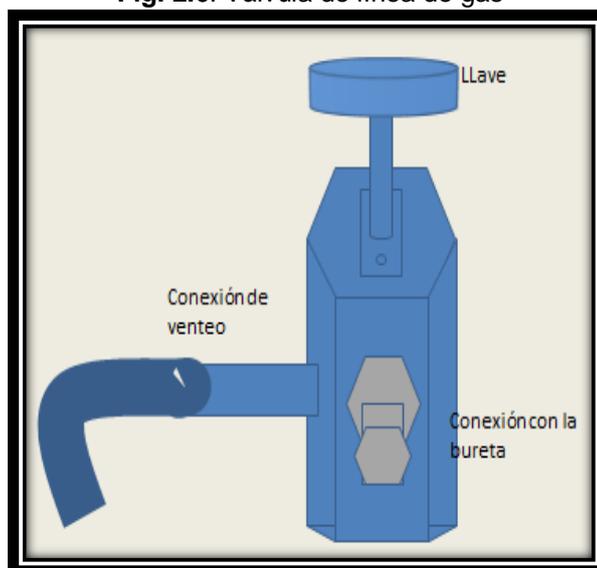
Fuente: Laboratorio de Petróleo de la Universidad Estatal Península de Santa Elena

2.1.5. Válvula de línea de gas

La válvula de línea de gas es de acero inoxidable, tiene tres usos cuyas funciones son:

- ✓ Posición de venteo (se abre cuando se llena la bureta con el fin de desplazar el aire que se encuentra en la bureta).
- ✓ Posición de pase gas (se abre para que pase el CO₂ hacia la bureta).
- ✓ Posición de cerrado.

Fig. 2.6. Válvula de línea de gas



Fuente: Laboratorio de Petróleo de la Universidad Estatal Península de Santa Elena.

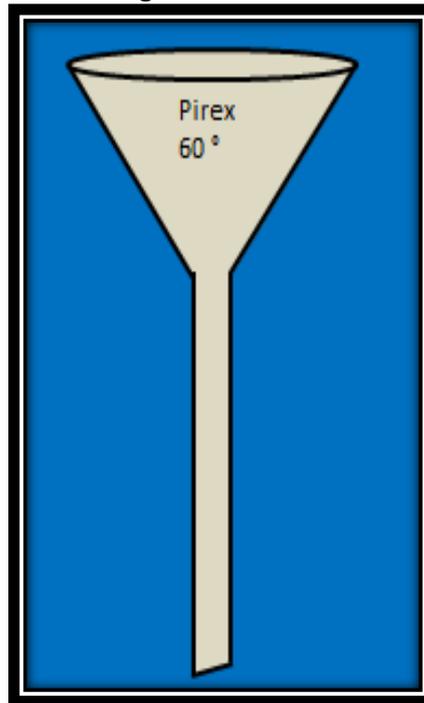
Elaboración: Autores de tesis.

2.1.6. Embudo

El embudo reposa sobre una placa de hierro con un hueco redondo adaptado a su forma de diseño; es necesario para facilitar la operación del llenado de la bureta; para este efecto, se necesita que el mismo tenga 60° de inclinación y sea conectado a una manguera la cual va adaptada a la válvula de corte. El fluido de prueba utilizado es agua destilada, la cual

debe estar en contacto con la atmosfera para que haya el efecto deseado de la presión hidrostática. La figura 2.7 muestra el embudo utilizado.

Fig. 2.7. Embudo.



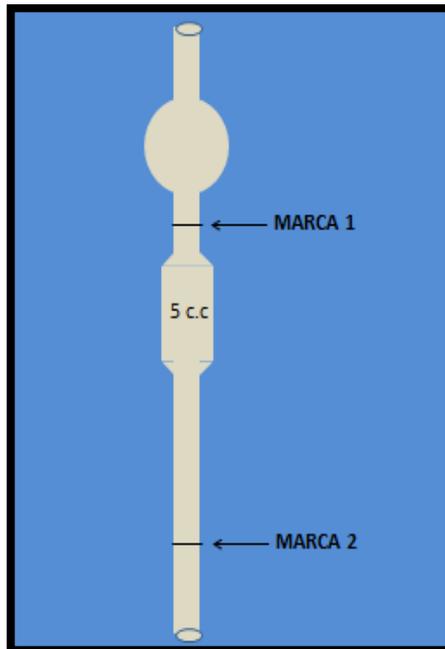
Fuente: Laboratorio de Petróleo de la Universidad Estatal Península de Santa Elena

Elaboración: Autores de tesis.

2.1.7. Bureta

Actualmente la bureta no existe en el mercado; por ello, se hace necesario confeccionarla, eso sí, teniendo en cuenta todas las especificaciones y características, de esta manera, se asegura el poder calcular el caudal que se utiliza, cuando se aplica la Ley de Darcy.

Fig. 2.8. Bureta



Fuente: Laboratorio de Petróleo de la Universidad Estatal Península de Santa Elena.
Elaboración: Autores de tesis.

La figura 2.8 muestra la bureta y las dos marcas que indican la capacidad para el caso particular de la bureta es de 5 cm^3 ; las marcas indican el llenado completo de la bureta; se tiene muy en cuenta el instante en que el fluido de la prueba alcanza la marca superior, en ese momento, se debe activar el cronometro y ponerlo a medir el tiempo que demora en llegar el fluido a la marca inferior; es entonces cuando se detiene el cronómetro y se observa el tiempo que tardaron esos 5 cm^3 para pasar por el núcleo.

Para que el fluido pase de manera lenta a través de la bureta, se puede apreciar que ésta, presenta una forma de espiral, lo que evita que se presenten errores a la hora de hacer la medición del tiempo real que tarda el fluido de la prueba pasar por los núcleos.

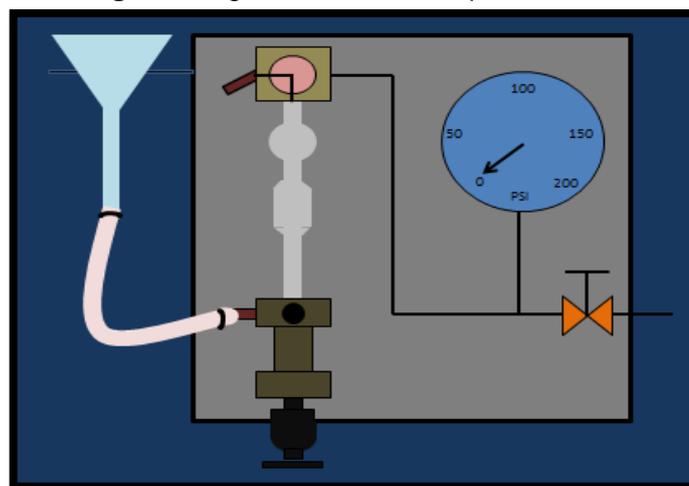
2.1.8. Diagrama funcional

El permeámetro de líquido presenta dos maneras de funcionar; éstas son: el llenado y la operación. Cabe anotar: es fundamental tener la máxima precaución al momento de manipular las válvulas disponibles, puesto que, cada una de ellas cuenta con una ubicación determinada, según sea la operación a realizar.

Es imprescindible estar atentos al momento del llenado; se recomienda comprobar la no existencia de alimentación que llega desde el tanque de CO₂; seguidamente, la válvula de gas deberá ser cerrada con el fin de permitir el venteo; así mismo, se le da apertura a la válvula de corte.

Aprovechando el efecto de gravedad fluida, se coloca agua destilada en el embudo, de esta manera se llena la bureta. Cuando la bureta esté llena en la medida requerida para el proceso, se cierra la válvula de corte y, a la vez, se abre la válvula de gas. Una vez llevados a cabo los pasos ya mencionados, estará listo el permeámetro de líquido para empezar el funcionamiento.

Fig. 2.9 Diagrama funcional del permeámetro.



Fuente: Duarte, M. 2006. Diseño del permeámetro de líquido.
Complementación: Autores de tesis.

Cuando se realiza la prueba en el permeámetro, el gas entra a través del adaptador que se encuentra conectado al tanque de CO₂, seguidamente la presión debe ser controlada con la ayuda del regulador de presión, esto permite evitar que el valor de 30 Psi sea sobrepasado esto con el fin de cuidar los elementos del permeámetro. A partir de ese momento el CO₂ sigue su camino hasta el manómetro donde indica a que presión y hasta la válvula de gas, donde se bloquea el contacto con la atmósfera, así consigue que el agua ya destilada tenga que atravesar el núcleo y por último salir cruzando el fondo de drenaje.

2.2. Equipo de presión capilar

En el laboratorio de la Universidad Estatal Península de Santa Elena se cuenta con el equipo de presión capilar, es de fabricación nacional diseñado por un ingeniero graduado en la Espol; dicho equipo, sirve para determinar la saturación de agua irreductible de las muestras testigos, basado en los principios de presión capilar.

Fig. 2.10. Equipo de presión capilar.



Fuente: Laboratorio de Petróleo de la Universidad Estatal Península de Santa Elena

2.2.1. Manómetro Bourdon

El equipo de presión capilar existente en el laboratorio de Petróleo de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, consta de tres manómetros tipo Bourdon en su caja principal, los cuales, son usados para medir la presión con la cual el fluido atraviesa el núcleo; cada manómetro, posee parámetros de medidas diferentes que se detallan continuación:

El manómetro ubicado en la parte superior izquierda tiene un rango de temperatura de 0 a 30 Psi.

El manómetro ubicado en la parte superior derecha tiene un rango de temperatura de 0 a 100 Psi.

En la parte central de la caja se encuentra el manómetro de 0 a 200 Psi y de 0 a 14 Bar. La figura 2.11 representa la ubicación de los manómetros en la caja.

Fig. 2.11. Manómetros equipo de presión capilar.



Fuente: Laboratorio de Petróleo de la Universidad Estatal Península de Santa Elena

El mecanismo de funcionamiento del manómetro se describió en la sección 2.1.6 del permeámetro de líquido.

2.2.2. Regulador de presión

El equipo de presión capilar consta de un solo regulador de 0 a 200 Psi, ubicado en la caja principal, sirve para controlar la presión a fin de que, ésta no exceda cuando se aumenta en cada ciclo de la prueba; cabe mencionar que la presión máxima es de 200 Psi, por lo que, con este regulador de presión resulta suficiente.

Fig. 2.12. Regulador de presión



Fuente: Laboratorio de Petróleo de la Universidad Estatal Península de Santa Elena

2.2.3. Celda de desaturación

Es donde se van a colocar los núcleos a los cuales se les quiere determinar su respectiva curva de presión capilar.

Fig. 2.13. Parte exterior de celda de desaturación



Fuente: Laboratorio de Petróleo de la Universidad Estatal Península de Santa Elena

Es importante anotar que las membranas tienen un diámetro de 10 pulgadas y su rango de funcionamiento es de 0 a 200 Psi; lo anterior, es ideal para el equipo.

Fig. 2.14. Parte interior de celda de desaturación.



Fuente: Laboratorio de Petróleo de la Universidad Estatal Península de Santa Elena

2.2.4. Caja de desaturación

La caja principal o panel de control del equipo de presión capilar del laboratorio de Petróleo de la Universidad Estatal Península de Santa Elena consta de tres manómetros (0-30 Psi, 0-100 Psi y 0-200 Psi); la instalación de los tres manómetros es de suma importancia porque, a través de estos, se puede determinar la presión ejercida en el equipo con mejor precisión que si se estuviera usando un solo manómetro de 200 Psi. Además, consta de una válvula reguladora de presión (con rango de funcionamiento de 0 a 200 Psi), para controlar la presión ejercida hacia el equipo; este regulador de presión consta con su respectiva línea de entrada de gas; esto, para permitir el control más preciso de la presión que se va a utilizar.

En la parte posterior del manómetro de 0 a 30 Psi se cuenta con una válvula de paso, desde allí, se abre o cierra, según sea el caso del flujo de gas dirigido a ese manómetro; los otros dos manómetros, también, cuentan con su respectiva llave de paso; las tres llaves de los manómetros van conectada a una válvula de tres vías que se encuentra ubicada en la parte posterior de la caja para ser utilizadas según los requerimientos. Cada uno de estos elementos se encuentra agrupado e interconectado en la caja principal como se muestra en la siguiente figura.

Fig. 2.15. Caja de desaturación.



Fuente: Laboratorio de Petróleo de la Universidad Estatal Península de Santa Elena

2.2.5. Principio de funcionamiento

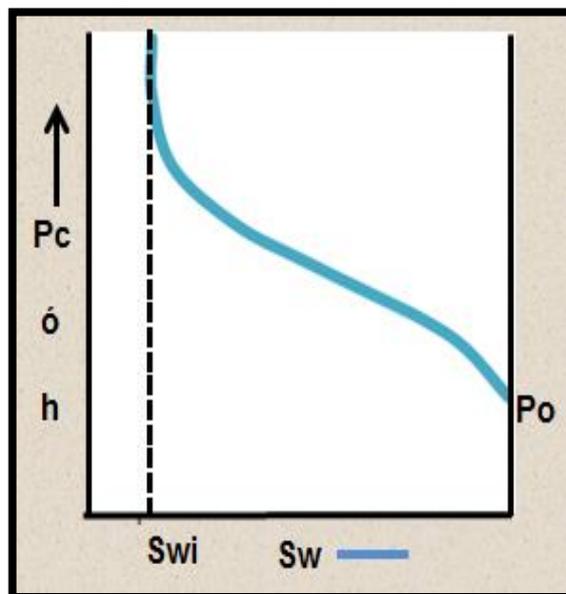
Antes de ingresar los núcleos al plato poroso estos deben estar saturados al 100%, el fluido que satura la roca es generalmente agua destilada.

Cada núcleo es colocado sobre un diafragma de material poroso, los poros serán en promedio más pequeños que los que presentan los núcleos. Fluidos no humectantes (gas, aire, petróleo), deben ser inyectados a presión adentro del recipiente que contiene los núcleos, el fluido que se usa en la saturación del núcleo se desplaza por medio del diafragma poroso.

Luego de esto, se pesa el núcleo mismo; y debe tener un peso menor al peso registrado al inicio de la operación, por causa del agua desplazada del núcleo por acción del nitrógeno.

La grafica de una curva de presión capilar se inicia con la saturación de agua obtenida a 1 Psi, incrementando la presión se obtienen las demás saturaciones hasta llegar al punto donde no exista variación en la saturación de agua y, de este modo, encontrar la saturación de agua irreductible.

Fig. 2.16. Curva de presión capilar.



Fuente: Rivera, J. Prácticas de Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos. Pág. 80.
Complementación: Autores de tesis.

Cabe anotar que estos procedimientos son muy lentos; sin embargo, bien cuentan con la ventaja de que se puede repetir el ensayo simultáneo de varios núcleos en una misma cámara usando la misma membrana.

Capítulo III

PROCEDIMIENTOS DE USO DEL PERMEÁMETRO Y EQUIPO DE PRESIÓN CAPILAR

3.1. Calibración de los manómetros

Los datos de presión, son confiables cuando el manómetro ha sido calibrado debidamente con el fin de que los valores mostrados correspondan a la presión real del material analizado; para llevar a cabo la calibración se utiliza el banco calibrador de pesas.

Fig. 3.1. Banco calibrador de pesas

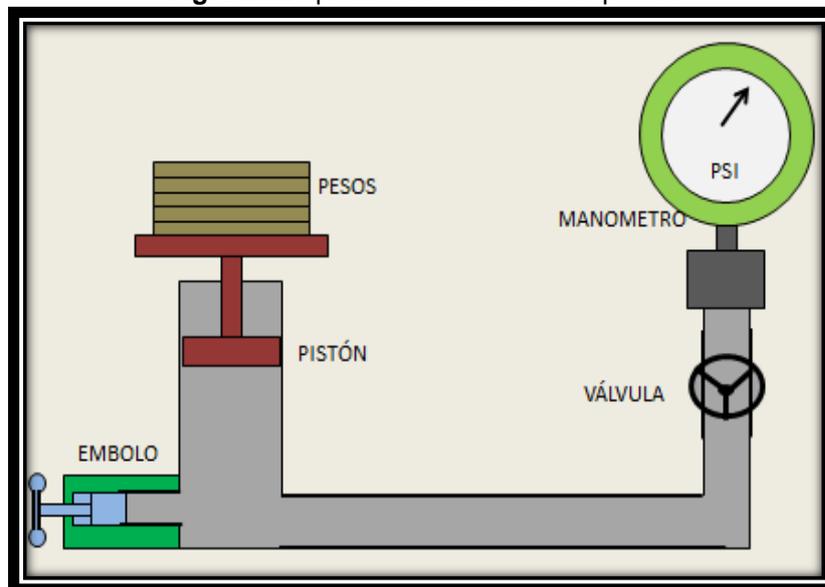


Fuente: Tecnoedu.com

El funcionamiento del banco calibrador de pesas, involucra una prensa hidráulica, al instante en que el volante del banco se mueve, transmitiendo presión al fluido, el que, a su vez, se esparce con el movimiento del platillo porta pesas.

Lo que se busca es equilibrar la altura entre el pistón del platillo porta pesas, que se encuentra en contacto con el aceite, y la base del aro porta manómetro; lo anterior, con el fin de que cumpla con una de las propiedades de la presión que establece: la presión de un líquido a una misma altura, siempre será igual; esto, quiere decir que la presión que lee el manómetro, es igual a la que ejerce el pistón del platillo porta pesas.

Fig. 3.2. Esquema del calibrador de pesas.



Fuente: Dickens, S. Diseño del equipo de presión capilar. Pág. 93.
Complementación: Autores de tesis.

3.1.1. Proceso de calibración del manómetro

- a) Con la palma de la mano, cubra el aro porta manómetro.
- b) Se gira la válvula del depósito en el sentido contrario de las manecillas de un reloj, lo anterior debe hacerlo dos veces.
- c) Extraiga el volante completamente con tres vueltas.
- d) Cierre la válvula de aceite.
- e) Retire la palma de la mano del aro porta manómetro.

- f) Gire el volante en el sentido de las manecillas del reloj hasta que el aceite haya salido por el aro porta manómetro.
- g) Instalar el manómetro a calibrar.
- h) Cuando existe excedente de aire, la aguja del manómetro se desplaza, por lo que se hace necesario abrir y cerrar la válvula del depósito de aceite a fin de que el excedente de aire salga.
- i) En el platillo porta pesas debe colocarse peso para que ejerza la presión nominal adecuada para el rango de presión del manómetro.
- j) Lentamente y uniformemente se debe girar el volante en el sentido de las manecillas del reloj, hasta que le platillo porta pesas se eleve y esté ubicada entre las marcas de referencia.
- k) Se hace la lectura de presión en el manómetro.
- l) Cuando a presión del manómetro difiere de la nominal, se hace necesario mover el tornillo de la aguja del manómetro hasta poder leer la presión nominal.

Es importante, también, en pro del buen funcionamiento del equipo de medición capilar, tener particular cuidado con posibles fugas en la cañería; éstas se pueden manifestar conectando la línea de suministro de presión al equipo. Se debe cerrar la válvula de alivio con el fin de sellar la salida del regulador de presión hacia la atmósfera. También, se cerrará la válvula de paso hacia celda de desaturación para así impedir la salida de aire.

Cuando es aplicada la máxima capacidad de presión al manómetro se debe cerrar la válvula reguladora. Se hace imprescindible NO desconectar la línea de presión de suministro durante el periodo de tiempo que la prueba de presión dure. Cuando no son observables fenómenos de caída de presión en el manómetro, en máximo diez minutos, se puede afirmar sin temor a equívocos, que el instrumento no presenta ninguna fuga.

Si se observa la disminución en la presión, se deben revisar cada una de las juntas y ser lavadas con agua y jabón, para así identificar el lugar exacto donde se encuentran las fugas, de haberlas. En cuanto a filtraciones en las líneas de la válvula de tres vías, la influencia es mínima para las medidas de permeabilidad.

3.2. Obtención de las muestras

Las muestras testigos fueron solicitadas mediante oficio por la Escuela de Petróleo de la Universidad Estatal Península de Santa Elena a PACIFPETROL. S.A; dichas muestras testigos fueron entregadas por la gerencia de la Unidad de Negocios del campo Ancón PACIFPETROL. S.A.

Las muestras testigo pertenecen al Campo Gustavo Galindo Velasco, ubicado al oeste de la Provincia de Santa Elena, comprende un área de 79,2 Km²

Fig. 3.3. Muestras del campo Ancón.



Fuente: Unidad de Negocios – Pacifpetrol. S.A

Dichas muestras fueron extraídas a una profundidad cuyo rango, varía entre 1800 y 3500 pies; tales profundidades dependen de la edad geológica del ambiente sedimentario a que fueron expuestas. A continuación se detallan las muestras entregadas.

Tabla 3.1. Muestras del campo Ancón

Pozo	Profundidad de las Muestras (PIES)	Formación Geológica
TIG0013	3393	ATLANTA
TIG0013	3410	ATLANTA
SPA0224	2030-2042	SANTA ELENA
SPA0224	2114-2223	SANTA ELENA
ANC1232	1800-1840	PASAGGE BEDS

Fuente: Unidad de Negocios – Pacifpetrol. S.A

A continuación se describen las formaciones del campo Ancón a ser evaluadas:

- a) **Formación Atlanta:** es de edad Paleoceno-Eoceno Inferior, se encuentra acotada entre la Formación Santa Elena del Cretácico y el Grupo Ancón del Eoceno; constituye una secuencia de areniscas y arena cuarzosa con coloración que varía de gris oscura a gris claro y blanquecina, grano fino a medio, moderadamente consolidada, matriz arcillosa, en parte cemento ligeramente silicio, ocasionalmente se presentan concreciones calcáreas y pequeños conglomerados.
- b) **Formación Santa Elena:** posee una edad Cretácico Superior, está constituida por depósitos turbidíticos finos de aguas profundas,

deslizamientos y flujos de detritos, representados por niveles finamente estratificados de pelitas silíceas y radiolaritas con participación tobácea de colores blanquecinos. El conjunto se caracteriza por una intensa deformación de tipo dúctil con desarrollo de clivaje penetrativo que determina pliegues y fallamientos de diferentes órdenes y geometría.

- c) **Formación Pasagge Beds:** posee una edad Eoceno Inferior – Eoceno Medio, se encuentra acotada entre la Formación Atlanta del Paleoceno-Eoceno Inferior y la Formación CPB del Eoceno Medio, presenta facies interestratificadas de lutitas, areniscas y conglomerados. Las areniscas son feldespáticas, de grano fino a medio, ricas en limo; tiene un ambiente de depositación de plataforma. Estratigráficamente se la ha dividido en secuencias progradantes identificadas como PB 1, PB 2 y PB 3.

Las secuencias PB 1 se presenta arcillosa, los reflectores sísmicos no presentan continuidad.

Las secuencias PB 2 presentan litologías arcillosas en menor cantidad que en PB 1; los reflectores sísmicos correspondientes a niveles arenosos y conglomeráticos, tienen un carácter muy marcado y corresponden a valores de resistividad altos.

Las secuencias PB 3 presentan litologías arcillosas, arenosas y conglomeráticas; los reflectores correspondientes a niveles arenosos son notorios, pero en menor intensidad que en PB 2¹⁰.

¹⁰ Tomado de Pacifpetrol. S.A.

3.3. Preparación de las muestras

Las muestras de roca reservorio provenientes de los pozos del campo Ancón, para ser analizadas en el laboratorio de Petróleo de la Universidad Estatal Península de Santa Elena son obtenidas mediante los siguientes cortes: un corte horizontal realizado con una sierra circular diamantada que sirve para cortar rocas de gran dureza; y, un corte vertical efectuado por la cortadora de núcleos vertical; para este corte, fue necesario utilizar una broca cilíndrica diamantada.

Finalmente se obtuvieron muestras cilíndricas de 2,35 centímetros de diámetro y 2,51 centímetros de largo. Cabe mencionar que para el tamaño de las muestras no existen requisitos; sin embargo, para obtener resultados representativos, éstas deben ser lo más pequeñas posible.

Fig. 3.4. Taladro vertical.



Fuente: Laboratorio de Petróleo de la Universidad Estatal Península de Santa Elena

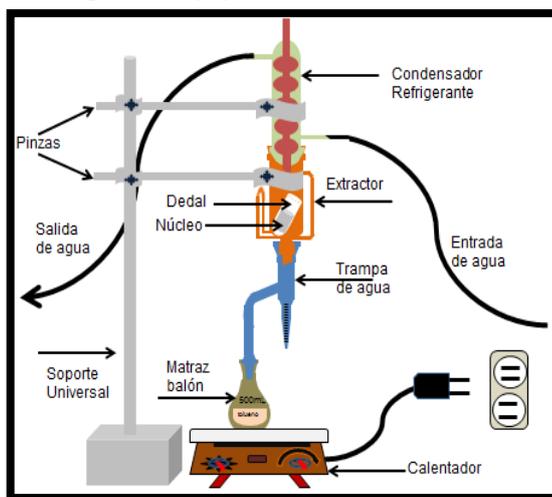
3.3.1. Ensayo de lavado de núcleos

Para poder llevar a cabo las pruebas que se realizan en los diferentes laboratorios, se deben realizar algunas actividades que conllevaran a obtener resultados confiables de cada proceso; inicialmente las muestras deben ser limpiadas para eliminar los residuos, esto se realiza por medio de un extractor Soxhlet, en el que se emplean solventes de petróleo, entre los más conocidos: benceno, tolueno o un hidrocarburo liviano; existen excelentes disolventes de petróleo, es el caso del cloroformo y el tetracloruro de carbono; pero, no son usados, debido a que pueden reaccionar y formar ácidos por hidrolisis produciendo variaciones en los valores de porosidad y permeabilidad; comúnmente se realiza la limpieza de núcleos con tolueno, para ello se requiere seguir algunos pasos:

- a) El equipo Soxhlet se encuentra conformado por:
- Reverbero, conocido también como manto de calentamiento.
 - Balón (500 o 1000 ml) el cual deberá contener 375 ml., de tolueno.
 - Porta muestra (dedal).
 - Extractor Soxhlet.
 - Refrigerante.
 - Trampa de agua.
 - Soporte universal.
 - Pinzas.
 - Dos imanes.

El principio de funcionamiento del equipo de extracción Soxhlet, se basa en efectuar una serie de extracciones de manera automática utilizando el mismo solvente que es evaporado y condensado ingresando siempre de manera pura a la muestra. Ver figura 3.

Fig. 3.5. Equipo de extracción Soxhlet.



Fuente: Laboratorio de Petróleo de la Universidad Estatal Península de Santa Elena
Elaboración: Autores de tesis.

Las etapas del proceso de extracción son las siguientes:

- a) Se coloca el solvente (tolueno) con dos pastillas de imán en un balón.
- b) Se introduce la muestra en el cartucho poroso (dedal); luego éste, es colocado en el extractor Soxhlet.
- c) Se prende el plato calentador.
- d) Se abre la llave de paso para la entrada del líquido refrigerante (agua)
- e) Ebullición del solvente pasando del balón a la trampa de agua y luego al extractor Soxhlet, hasta el condensador de reflujo.
- f) El condensado cae en el dedal con la muestra en su interior.
- g) Aumento en el nivel del solvente en el extractor cubriendo el dedal hasta el punto en que se produce reflujo que regresa el solvente con lo extraído al balón.
- h) Este proceso, se vuelve repetitivo, cuantas veces sean necesarias, hasta que la muestra quede agotada; la cantidad de agua que se forma, se reposa en la trampa de agua y, lo que se extrae de la muestra, se va concentrando con el solvente en el balón.

3.3.2. Ensayo de secado de núcleos

Después de la operación de lavado de las muestras, se procede a secarlas en un horno convencional a una temperatura de 100 a 105 °C; este proceso, a su vez, se realiza entre 6 a 12 horas de tiempo, según sea el caso.

Fig. 3.6. Horno convencional.



Fuente: Laboratorio de Petróleo de la Universidad Estatal Península de Santa Elena

3.3.3. Ensayo de saturación

El ensayo de saturación, es un proceso que, se realiza introduciendo la muestra en un recipiente adecuado; de allí, el aire es evacuado mediante una bomba de vacío. Los materiales usados para este ensayo son:

- Bomba de vacío.
- 500 ml de fluido de prueba (agua destilada).
- Matraz.
- Embudo.
- Tapones.

Con el núcleo totalmente limpio, se procede a saturar al 100% con la salmuera; para hacerlo, se requiere ubicar el núcleo en un matraz que deberá estar conectado a una bomba de vacío y a un embudo al que previamente se le ha agregado 500 ml de salmuera. El vacío de la botella se realiza por un lapso de tiempo de 30 minutos después de que, de manera lenta, se permite que el agua caiga desde el matraz, hasta llegar a sumergir el núcleo por unas 12 horas, esto permite asegurar la saturación al 100%.

Fig. 3.7. Bomba de vacío.



Fuente: Laboratorio de Petróleo de la Universidad Estatal Península de Santa Elena

3.3.4. Ensayo de desecado

Los núcleos deben permanecer en el desecador hasta que sean requeridos.

Una vez que las muestras hayan alcanzado la temperatura ambiente, se podrá, entonces, iniciar las respectivas prácticas de permeabilidad y presión capilar.

Fig. 3.8. Desecador



Fuente: Laboratorio de Petróleo de la Universidad Estatal Península de Santa Elena

3.4. Procedimiento del uso del Permeámetro

Antes de usar el equipo, se debe verificar que esté bien calibrado para, posteriormente, realizar el siguiente procedimiento:

- Verificar que el regulador de presión esté completamente cerrado y que no haya paso de CO_2 hacia el equipo.
- Cerrar la válvula de corte de agua.
- Sacar el porta núcleo para introducir la muestra testigo.
- Alojarse el núcleo en el caucho y fijarlo al porta núcleo.
- Asegurar el porta núcleo mediante la prensa para que no se presenten fugas.
- Abrir la válvula de gas en la posición de venteo.
- Llenar el embudo con el fluido de prueba (agua destilada).
- Levantar el embudo para permitir que el llenado de la bureta sea con mayor facilidad y abrir la válvula de corte de agua hasta que se llene la bureta.
- Cerrar la válvula de corte de agua.
- Cerrar la válvula de gas en la posición de venteo.
- Abrir la válvula de la bombona de CO_2 hasta obtener una presión de 40 psi.

- Abrir el regulador de presión; de inmediato tomar la presión que indica el manómetro del equipo.
- Abrir la válvula de la línea de gas.
- Tomar el tiempo que tarda en desplazarse el fluido de prueba entre las dos marcas de la bureta.

3.5. Procedimiento del uso del equipo de presión capilar

Para la correcta utilización del equipo de presión capilar, se hace indispensable cumplir cada paso requerido, estos pasos son:

- Lo primero consiste en limpiar la membrana capilar utilizando agua destilada, esto con el fin de que el agua se sature y quede sin impurezas.
- Para colocar la membrana de saturación dentro de la celda, ésta deberá estar previamente limpia; luego, se conecta al ducto que esta sobre la misma.
- Se coloca un kleenex sobre la membrana semipermeable y sobre el mismo se sitúa la muestra.
- La muestra saturada con la salmuera al 100%, se retira del desecador y luego se pesa. Se debe tener cuidado de tomar nota de cada una de las características del núcleo, por ejemplo: identificación de la muestra, longitud, diámetro, volumen poroso, porosidad, peso del núcleo tanto seco como saturado al 100%, entre otros datos.
- Paso seguido, se coloca la muestra dentro de la celda de desaturación, se ajustan los tornillos cerciorándose, no solo de que queden muy bien asegurados, sino también, de que el empaque esté ubicado en la forma correcta.
- Se ubica la manguera de aire al Air Intel, del regulador que se utilizará en el procedimiento.

- De igual manera se coloca la manguera del regulador en la válvula de entrada de la celda de desaturación, y se debe hacer presión de trabajo a 1 Psi.
- Abierta la válvula de desfogue para aliviar la presión de la celda, esta presión pasa a la presión atmosférica, se abre la tapa para pesar la muestra. El peso se reportará como el peso del núcleo a presión capilar de 1 Psi.
- La muestra deberá introducirse nuevamente en la celda, una vez allí se incrementa la presión a 2 Psi.
- Se alivia la presión de la celda a la presión atmosférica, se procede a abrir la tapa y pesar nuevamente la muestra y aquí el peso reportado será el peso del núcleo a la presión de 2 Psi.
- Cada vez, se incrementa la presión al doble de la que se usó inicialmente hasta llegar a una presión máxima; pero, antes de llegar a los 200 Psi, el proceso de alivio de la presión así como el registro de masa previamente utilizado, deben repetirse.

3.6. Obtención de resultados

Determinación de la porosidad

Formación Atlanta- Pozo TIG0013-Profundidad 3393 pies.

Datos:

DIÁMETRO = 2.35 cm.

LONGITUD = 2.51 cm.

PESO MUESTRA SECA = 26.87 gr.

PESO MUESTRA SATURADA 100% = 27.43 gr.

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

$$V_T = 2 * \pi * \left(\frac{D}{2}\right)^2 * L$$

$$V_T = 2 * 3.1416 * \left(\frac{D}{2}\right)^2 * L$$

$$V_T = 2 * 3.1416 * \left(\frac{2.35}{2}\right)^2 * 2.51$$

$$V_T = 21.774 \text{ cm}^3$$

$$V_p = \frac{\text{Peso de la Muestra 100 \% mojada} - \text{Peso de la muestra seca}}{\text{Densidad del fluido de prueba}}$$

$$V_p = \frac{27.48 - 26.87}{1}$$

$$V_p = 0.61 \text{ cm}^3$$

$$\emptyset = \frac{V_{\text{Poroso}}}{V_{\text{Total}}} * 100$$

$$\emptyset = \frac{0.61}{21.774} * 100$$

$$\emptyset = 2.8 \%$$

$$S_w = \frac{W_{\text{presion capilar}} - W_{\text{seco}}}{\rho * V_p}$$

A una P1 = 1 Psi W a presión capilar = 27.35 gr. $\rho = 1 \text{ gr} / \text{cm}^3$

$$S_w = \frac{27.35 - 26.87}{1 * 0.61}$$

$$S_w = 78.69 \%$$

A una P2 = 2 Psi W a presión capilar = 27.27 gr.

$$S_w = \frac{27.27 - 26.87}{1 * 0.61}$$

$$S_w = 65.57 \%$$

A una P3 = 4 Psi

W a presión capilar = 27.25 gr.

$$S_w = \frac{27.25 - 26.87}{1 * 0.61}$$

$$S_w = 62.3 \%$$

A una P4 = 8 Psi

W a presión capilar = 27.19 gr.

$$S_w = \frac{27.19 - 26.87}{1 * 0.61}$$

$$S_w = 52.46 \%$$

A una P5 = 16 Psi

W a presión capilar = 27.16 gr.

$$S_w = \frac{27.16 - 26.87}{1 * 0.61}$$

$$S_w = 47.54 \%$$

A una P6 = 32 Psi

W a presión capilar = 27.13 gr.

$$S_w = \frac{27.13 - 26.87}{1 * 0.61}$$

$$S_w = 42.62 \%$$

A una P7 = 64 Psi

W a presión capilar = 27.1 gr.

$$S_w = \frac{27.1 - 26.87}{1 * 0.61}$$

$$S_w = 37.7 \%$$

A una P8 = 128 Psi

W a presión capilar = 27.08 gr.

$$S_w = \frac{27.08 - 26.87}{1 * 0.61}$$

$$S_w = 34.43 \%$$

A una P9 = 150 Psi W a presión capilar = 27.078 gr.

$$S_w = \frac{27.078 - 26.87}{1 * 0.61}$$

$$S_w = 34.09 \%$$

A una P10 = 200 Psi W a presión capilar = 27.078 gr.

$$S_w = \frac{27.078 - 26.87}{1 * 0.61}$$

$$S_w = 34.09 \%$$

Formación Atlanta- Pozo TIG0013-Profundidad 3410 pies.

Datos:

DIÁMETRO = 2.35 cm.

LONGITUD = 2.51 cm.

PESO MUESTRA SECA = 27 gr.

PESO MUESTRA SATURADA 100% = 27.57 gr.

$$V_T = 2 * 3.1416 * \left(\frac{2.35}{2}\right)^2 * 2.51$$

$$V_T = 21.774 \text{ cm}^3$$

$$V_p = \frac{27.57 - 27}{1}$$

$$V_p = 0.57 \text{ cm}^3$$

$$\emptyset = \frac{V_{\text{Poroso}}}{V_{\text{Total}}} * 100$$

$$\emptyset = \frac{0.57}{21.774} * 100$$

$$\emptyset = 2.62 \%$$

A una P1 = 1 Psi
/cm³

W a presión capilar = 27.48 gr. ρ = 1 gr

$$S_w = \frac{27.48 - 27}{1 * 0.57}$$

$$S_w = 84.21 \%$$

A una P2 = 2 Psi

W a presión capilar = 27.41 gr.

$$S_w = \frac{27.41 - 27}{1 * 0.61}$$

$$S_w = 71.93 \%$$

A una P3 = 4 Psi

W a presión capilar = 27.34 gr.

$$S_w = \frac{27.34 - 27}{1 * 0.61}$$

$$S_w = 59.65 \%$$

A una P4 = 8 Psi

W a presión capilar = 27.3 gr.

$$S_w = \frac{27.3 - 27}{1 * 0.61}$$

$$S_w = 52.63 \%$$

A una P5 = 16 Psi

W a presión capilar = 27.26 gr.

$$S_w = \frac{27.26 - 27}{1 * 0.61}$$

$$S_w = 45.61 \%$$

A una P6 = 32 Psi

W a presión capilar = 27.23 gr.

$$S_w = \frac{27.23 - 27}{1 * 0.61}$$

$$S_w = 40.35 \%$$

A una P7 = 64 Psi

W a presión capilar = 27.21 gr.

$$S_w = \frac{27.21 - 27}{1 * 0.61}$$

$$S_w = 36.84 \%$$

A una P8 = 128 Psi

W a presión capilar = 27.19 gr.

$$S_w = \frac{27.19 - 27}{1 * 0.61}$$

$$S_w = 33.33 \%$$

A una P9 = 150 Psi

W a presión capilar = 27.188 gr.

$$S_w = \frac{27.888 - 27}{1 * 0.61}$$

$$S_w = 32.98 \%$$

A una P10 = 200 Psi

W a presión capilar = 27.188 gr.

$$S_w = \frac{27.188 - 26.87}{1 * 0.61}$$

$$S_w = 32.98 \%$$

Formación Santa Elena- Pozo SPA0224-Profundidad 2030 pies.

Datos:

DIÁMETRO = 2.35 cm.

LONGITUD = 2.8 cm.

PESO MUESTRA SECA = 25.98 gr.

Peso muestra Saturada 100% = no se obtuvo valor porque la muestra no era consolidada por lo que no resistió la prueba de saturación.

$$V_T = 2 * 3.1416 * \left(\frac{2.35}{2}\right)^2 * 2.8$$

$$V_T = 24.29 \text{ cm}^3$$

Formación Santa Elena- Pozo SPA0224-Profundidad 2114 pies.

Datos:

DIÁMETRO = 2.45 cm.

LONGITUD = 2.8 cm.

PESO MUESTRA SECA = 32.96 gr.

PESO MUESTRA SATURADA 100% = 33.49 gr.

$$V_T = 2 * 3.1416 * \left(\frac{2.45}{2}\right)^2 * 2.8$$

$$V_T = 26.4 \text{ cm}^3$$

$$V_p = \frac{33.49 - 32.96}{1}$$

$$V_p = 0.53 \text{ cm}^3$$

$$\emptyset = \frac{V_{\text{Poroso}}}{V_{\text{Total}}} * 100$$

$$\emptyset = \frac{0.53}{21.774} * 100$$

$$\emptyset = 2.0075 \%$$

A una P1 = 1 Psi

W a presión capilar = 33.41 gr. $\rho = 1 \text{ gr/cm}^3$

$$S_w = \frac{33.41 - 32.96}{1 * 0.53}$$

$$S_w = 84.9 \%$$

A una P2 = 2 Psi

W a presión capilar = 33.35 gr.

$$S_w = \frac{33.35 - 32.96}{1 * 0.53}$$

$$S_w = 73.58 \%$$

A una P3 = 4 Psi

W a presión capilar = 33.31 gr.

$$S_w = \frac{33.31 - 32.96}{1 * 0.53}$$

$$S_w = 66.03 \%$$

A una P4 = 8 Psi

W a presión capilar = 33.27 gr.

$$S_w = \frac{33.27 - 32.96}{1 * 0.53}$$

$$S_w = 58.49 \%$$

A una P5 = 16 Psi

W a presión capilar = 33.23 gr.

$$S_w = \frac{33.23 - 32.96}{1 * 0.53}$$

$$S_w = 50.94 \%$$

A una P6 = 32 Psi

W a presión capilar = 33.2 gr.

$$S_w = \frac{33.2 - 32.96}{1 * 0.53}$$

$$S_w = 45.28 \%$$

A una P7 = 64 Psi

W a presión capilar = 33.17 gr.

$$S_w = \frac{33.17 - 32.96}{1 * 0.53}$$

$$S_w = 39.62 \%$$

A una P8 = 128 Psi

W a presión capilar = 33.14 gr.

$$S_w = \frac{33.14 - 32.96}{1 * 0.53}$$

$$S_w = 34.43 \%$$

A una P9 = 150 Psi

W a presión capilar = 33.13 gr.

$$S_w = \frac{33.13 - 32.96}{1 * 0.53}$$

$$S_w = 32.07 \%$$

A una P10 = 200 Psi

W a presión capilar = 33.13 gr.

$$S_w = \frac{33.13 - 32.96}{1 * 0.53}$$

$$S_w = 32.07 \%$$

Formación Pasagge Beds- Pozo ANC1232-Profundidad 1800 pies.

Datos:

DIÁMETRO = 2.45 cm.

LONGITUD = 2.8 cm.

PESO MUESTRA SECA = 28.54 gr.

Peso muestra Saturada 100% = no se obtuvo valor porque la muestra no era consolidada por lo que no resistió la prueba de saturación.

$$V_T = 2 * 3.1416 * \left(\frac{2.45}{2}\right)^2 * 2.8$$

$$V_T = 26.4 \text{ cm}^3$$

DETERMINACIÓN DE LA PERMEABILIDAD

Formación Atlanta- Pozo TIG0013-Profundidad 3393 pies.

DATOS:

DIAMETRO = 2,35 cm.

LONGITUD = 2,51 cm.

VISCOSIDAD DEL AGUA DESTILADA A 23 °C= 0.941 cp

VOLUMEN DE LA BURETA = 5 cm³

PRESIÓN = 27 Psi

Determinación del volumen:

$$A = \frac{\pi(D)^2}{4}$$

$$A = \frac{\pi(2.35)^2}{4}$$

$$A = 4.337 \text{ cm}^2$$

Para $T_1 = 784 \text{ seg}$

$$k = \frac{14.7 * \mu * V * L}{A * P * t}$$

$$k = \frac{14.7 * (0.941) * (5) * (2.51)}{(4.337) * (27) * (784)}$$

$$k = 1.89 \text{ mD}$$

Los demás valores se muestran en el capítulo 4

Formación Atlanta- Pozo TIG0013-Profundidad 3410 pies.

DATOS:

DIAMETRO = 2,35 cm.

LONGITUD = 2,51 cm.

VISCOSIDAD DEL AGUA DESTILADA A 23 °C= 0.941 cp

VOLUMEN DE LA BURETA = 5 cm³

PRESIÓN = 27 Psi

Determinación del volumen:

$$A = \frac{\pi(D)^2}{4}$$

$$A = \frac{\pi(2.35)^2}{4}$$

$$A = 4.337 \text{ cm}^2$$

Para $T_1 = 580 \text{ seg}$

$$k = \frac{14.7 * \mu * V * L}{A * P * t}$$

$$k = \frac{14.7 * (0.941) * (5) * (2.51)}{(4.337) * (27) * (580)}$$

$$k = 2.55 \text{ mD}$$

Los demás valores se muestran en el capítulo 4

Formación Santa Elena- Pozo SPA0224-Profundidad 2114 pies.

DATOS:

DIAMETRO = 2,45 cm.

LONGITUD = 2,8 cm.

VISCOSIDAD DEL AGUA DESTILADA A 23 °C= 0.941 cp

VOLUMEN DE LA BURETA = 5 cm³

PRESIÓN = 27 Psi

Determinación del volumen:

$$A = \frac{\pi(D)^2}{4}$$

$$A = \frac{\pi(2.45)^2}{4}$$

$$A = 4.714 \text{ cm}^2$$

Para T1 = 784 seg

$$k = \frac{14.7 * \mu * V * L}{A * P * t}$$

$$k = \frac{14.7 * (0.941) * (5) * (2.51)}{(4.337) * (27) * (784)}$$

$$k = 1.89 \text{ mD}$$

Los demás valores se muestran en el capítulo 4

Capítulo IV

ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LOS ENSAYOS REALIZADOS A LOS NÚCLEOS DE LAS FORMACIONES PERTENECIENTES AL CAMPO ANCÓN

4.1. Características del ensayo de permeabilidad

Para determinar las características de los ensayos de permeabilidad de las muestras analizadas del campo Ancón, es necesario tabular y presentar los respectivos resultados:

4.1.1. Presentación de resultados

Formación Atlanta- Pozo TIG0013-Profundidad 3393 pies.

El siguiente cuadro muestra la determinación del volumen total del núcleo de la formación en mención.

Tabla 4.1. Determinación del volumen total de la roca Atlanta - 3393 pies

Diámetro	Longitud	Volumen Total
cm	cm	cm ³
2.35	2.51	21.773605

Elaboración: Autores de tesis.

La determinación del volumen poroso se realizó pesando la muestra de esta formación; se obtuvo los siguientes resultados.

Tabla 4.2. Determinación del volumen poroso de la muestra Atlanta - 3393 pies

M 100% saturada	M muestra seca	Densidad agua	Volumen poroso
gr	gr	gr/cm ³	cm ³
27.48	26.87	1	0.61

Elaboración: Autores de tesis.

Encontrado el volumen total de la roca y el volumen poroso se procede a mostrar los resultados de la porosidad de la formación Atlanta profundidad de 3393 pies.

Tabla 4.3. Determinación de la porosidad de la roca Atlanta - 3393 pies

Volumen poroso	Volumen Total	Porosidad
cm ³	cm ³	%
0.61	21.7736	2.801557

Elaboración: Autores de tesis.

A continuación se muestra la tabla con los datos que fueron constantes en la práctica del permeámetro a los líquidos.

Tabla 4.4. Valores ocupados para la permeabilidad de la roca Atlanta - 3393 pies

Diámetro	Longitud	Área	Volumen	Viscosidad	Presión
cm	cm	cm ²	cm ³	cp	Psi
2.35	2.51	4.3373715	5	0.941	27

Elaboración: Autores de tesis.

Obtención de la permeabilidad de muestra formación Atlanta profundidad 3393 pies en diferentes tiempos.

Tabla 4.5. Determinación de la permeabilidad de la roca Atlanta - 3393 pies

Tiempo	Permeabilidad
Seg	Md
784	1.89079409
775	1.9127517
780	1.90049047
786	1.88598291
777	1.90782827
788	1.88119615
771	1.92267518
776	1.91028681
764	1.94029132
786	1.88598291
768	1.93018563
762	1.94538394
783	1.8932089
791	1.8740614
773	1.9177006

Elaboración: Autores de tesis.

Formación Atlanta- Pozo TIG0013-Profundidad 3410 pies.

El siguiente cuadro muestra la determinación del volumen total del núcleo de la formación en mención.

Tabla 4.6. Determinación del volumen total de la roca Atlanta - 3410 pies

Diámetro	Longitud	Volumen Total
cm	cm	cm³
2.35	2.51	21.7736

Elaboración: Autores de tesis.

La determinación del volumen poroso se realizó pesando la muestra de esta formación; se obtuvo los siguientes resultados.

Tabla 4.7. Determinación del volumen poroso de la muestra Atlanta - 3410 pies

M 100% saturada	M (masa) muestra seca	Densidad agua	Volumen poroso
gr	gr	gr/cm ³	cm ³
27.57	27	1	0.57

Elaboración: Autores de tesis.

Encontrado el volumen total de la roca y el volumen poroso se procede a mostrar los resultados de la porosidad de la formación Atlanta profundidad de 3410 pies.

Tabla 4.8. Determinación de la porosidad de la roca Atlanta - 3410 pies

Volumen poroso	Volumen Total	Porosidad
cm ³	cm ³	%
0.57	21.7736049	2.617849

Elaboración: Autores de tesis.

A continuación se muestra la tabla con los datos que fueron constantes en la práctica del permeámetro a los líquidos para la formación Atlanta profundidad de 3410 pies.

Tabla 4.9. Valores ocupados para la permeabilidad de la roca Atlanta - 3410 pies

Diámetro cm	Longitud cm	Área cm ²	Volumen cm ³	Viscosidad cp	Presión Psi
2.35	2.51	4.3373715	5	0.941	27

Elaboración: Autores de tesis.

Obtención de la permeabilidad de muestra formación Atlanta profundidad 3410 en diferentes tiempos.

Tabla 4.10. Determinación de la permeabilidad de la roca Atlanta - 3410 pies

Tiempo seg	Permeabilidad Md
580	2.55583201
567	2.61443133
572	2.59157791
574	2.58254802
582	2.54704908
575	2.57805663
591	2.50826153
577	2.56912056
572	2.59157791
583	2.54268021
586	2.52966308
576	2.57358084
563	2.63300633
588	2.52105878
583	2.54268021

Elaboración: Autores de tesis.

Formación Santa Elena- Pozo SPA0224-Profundidad 2030 pies.

En relación con las muestras de la formación Santa Elena profundidad 2030 pies, no se pudo obtener más datos que el volumen total, por no haber tenido la debida conservación. Dichas muestras, no resistieron la prueba de saturación en la bomba de vacío.

Tabla 4.11. Determinación del volumen total de la roca Santa Elena - 2030 pies

Diámetro	Longitud	Volumen Total	M muestra seca
cm	cm	cm ³	gr
2.35	2.8	24.2892804	25.98

Elaboración: Autores de tesis.

Formación Santa Elena- Pozo SPA0224-Profundidad 2114 pies.

El siguiente cuadro muestra la determinación del volumen total del núcleo de la formación en mención.

Tabla 4.12. Determinación del volumen total de la roca Santa Elena - 2114 pies

Diámetro cm	Longitud cm	Volumen Total cm ³
2.35	2.8	24.28928

Elaboración: Autores de tesis.

La determinación del volumen poroso se realizó pesando la muestra de esta formación, se obtuvo los siguientes resultados.

Tabla 4.13. Determinación del volumen poroso de la muestra Santa Elena - 2114 pies

M 100% saturada gr	M muestra seca gr	Densidad agua gr/cm ³	Volumen poroso cm ³
33.49	32.96	1	0.53

Elaboración: Autores de tesis.

Encontrado el volumen total de la roca y el volumen poroso se procede a mostrar los resultados de la porosidad de la formación Santa Elena a la profundidad de 2114 pies.

Tabla 4.14. Determinación de la porosidad de la roca Santa Elena - 2114 pies

Volumen poroso cm ³	Volumen Total cm ³	Porosidad %
0.53	26.4	2.00757576

Elaboración: Autores de tesis.

A continuación se muestra la tabla con los datos que fueron constantes en la práctica del permeámetro a los líquidos para la formación Santa Elena profundidad 2114 pies.

Tabla 4.15. Valores ocupados para la permeabilidad de la roca Santa Elena - 2114 pies

Diámetro cm	Longitud cm	Área cm ²	Volumen cm ³	Viscosidad cp	Presión Psi
2.45	2.8	4.714364	5	0.941	27

Elaboración: Autores de tesis.

Obtención de la permeabilidad de muestra formación Santa Elena profundidad 2114 en diferentes tiempos.

Tabla 4.16. Determinación de la permeabilidad de la roca Santa Elena - 2114 pies

Tiempo seg	Permeabilidad md
50	30.4283329
51	29.831699
50	30.4283329
49	31.0493193
52	29.2580125
48	31.6961802
50	30.42833329
52	29.2580125
49	31.0493193
46	33.0742749
51	29.831699
50	30.4283329
51	29.831699
49	31.0493193
50	30.4283329

Elaboración: Autores de tesis.

Formación Pasagge Beds- Pozo ANC1232-Profundidad 1800 pies.

En relación con las muestras de la formación PB profundidad de 1800 pies, no se pudo obtener más datos que el volumen total, por no haber tenido la debida conservación. Estas no resistieron la prueba de saturación en la bomba de vacío.

Tabla 4.17. Determinación del volumen total de la roca PB - 1800 pies

Diámetro cm	Longitud cm	Volumen Total cm ³	M muestra seca gr
2.45	2.8	26.4004356	29.21

Elaboración: Autores de tesis.

4.1.2. Análisis estadístico de resultados

Formación Atlanta- Pozo TIG0013-Profundidad 3393 pies.

Se realizó una serie de pruebas para determinar la permeabilidad promedio de la roca Atlanta profundidad de 3393 pies, obteniendo diferentes tiempos los que se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 4.18. Determinación de la permeabilidad promedio de la roca Atlanta - 3393 pies

Permeabilidad	Tiempo							
T (seg)	1	2	3	4	5	6	7	8
k (mD)	1.891	1.91	1.9	1.89	1.91	1.88	1.92	1.91
T (seg)	9	10	11	12	13	14	15	k prom
k (mD)	1.94	1.89	1.93	1.95	1.89	1.87	1.92	1.91

Elaboración: Autores de tesis.

Formación Atlanta- Pozo TIG0013-Profundidad 3410 pies.

La permeabilidad promedio de la formación Atlanta profundidad de 3410 pies se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 4.19. Determinación de la permeabilidad promedio de la roca Atlanta - 3410 pies

Permeabilidad	Tiempo							
T (seg)	1	2	3	4	5	6	7	8
k (mD)	2.56	2.61	2.59	2.58	2.55	2.58	2.51	2.57
T (seg)	9	10	11	12	13	14	15	k pr
k (mD)	2.59	2.54	2.53	2.57	2.63	2.52	2.54	2.57

Elaboración: Autores de tesis.

Formación Santa Elena- Pozo SPA0224-Profundidad 2114 pies.

Los datos obtenidos de permeabilidad de esta formación se muestran a continuación.

Tabla 4.20. Determinación de la permeabilidad promedio de la roca Santa Elena - 2114 pies

Permeabilidad	Tiempo							
T (seg)	1	2	3	4	5	6	7	8
k (mD)	30.43	29.83	30.43	31.05	29.26	31.7	30.43	29.26
T (seg)	9	10	11	12	13	14	15	k prom
k (mD)	31.05	33.07	29.83	30.43	29.83	31.05	30.43	30.54

Elaboración: Autores de tesis.

4.1.3. Comparación de resultados

La formación Santa Elena muestra una menor porosidad; pero, la permeabilidad obtenida fue mayor en relación a las 2 muestras de formación Atlanta. Entre las formaciones Atlanta - 3393 pies y Atlanta - 3410 pies las porosidades y permeabilidades fueron directamente proporcionales. Tal como se muestra en la tabla 4.21.

Tabla 4.21. Comparación de la permeabilidad promedio.

Formación	Pozo	Profundidad de la muestra	Porosidad	Permeabilidad Promedio
		Ft	fracción	mD
Atlanta	TIG0013	3393	0.028	1.9
Atlanta	TIG0013	3410	0.0262	2.565
Santa Elena	SPA0224	2114	0.02	30.54

Elaboración: Autores de tesis.

4.2. Características del ensayo de presión capilar

Para determinar las características de los ensayos de presión capilar de las muestras analizadas del campo Ancón es necesario conocer, tabular y presentar los respectivos resultados:

4.2.1. Presentación de resultados

Formación Atlanta- Pozo TIG0013-Profundidad 3393 pies.

Los valores constantes usados para determinar la presión capilar de la muestra Atlanta profundidad 3393 pies se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 4.22. Valores usados para Sw Atlanta - 3393 pies

ρ agua (gr/cm ³)	Vp	Peso seco (gr)
1	0.61	26.87

Elaboración: Autores de tesis.

Utilizando el equipo de presión capilar de la Universidad Estatal Península de Santa Elena se logró determinar las saturaciones de agua a diferentes presiones, mostradas en la tabla 4.23.

Tabla 4.23. Determinación de Sw Atlanta - 3393 pies

Presión (psi)	Peso a Pc (gr)	Saturación de Agua (%)	Presión (psi)	Peso a Pc (gr)	Saturación de Agua (%)
1	27.35	78.68852459	32	27.13	42.62295082
2	27.27	65.57377049	64	27.1	37.70491803
4	27.25	62.29508197	128	27.08	34.42622951
8	27.19	52.45901639	150	27.078	34.09836066
16	27.16	47.54098361	200	27.078	34.09836066

Elaboración: Autores de tesis.

Formación Atlanta- Pozo TIG0013-Profundidad 3410 pies.

Los valores constantes usados para determinar la presión capilar de la muestra Atlanta profundidad 3410 pies se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 4.24. Valores usados para Sw Atlanta - 3410 pies

ρ agua (gr/cm ³)	Vp	Peso seco (gr)
1	0.57	27

Elaboración: autores de tesis.

Los valores obtenidos en las pruebas de presión capilar para la formación Atlanta profundidad 3410 pies se muestran en la tabla 4.25.

Tabla 4.25. Determinación de Sw Atlanta - 3410 pies

Presión (psi)	Peso a Pc (gr)	Saturación de Agua (%)	Presión (psi)	Peso a Pc (gr)	Saturación de Agua (%)
1	27.48	84.21052632	32	27.23	40.35087719
2	27.41	71.92982456	64	27.21	36.84210526
4	27.34	59.64912281	128	27.19	33.33333333
8	27.3	52.63157895	150	27.188	32.98245614
16	27.26	45.61403509	200	27.188	32.98245614

Elaboración: Autores de tesis.

Formación Santa Elena- Pozo SPA0224-Profundidad 2030 pies.

Las muestras de la formación Santa Elena profundidad 2030 pies, no se pudo obtener más datos que el volumen total por no haber tenido la debida conservación. Estas no resistieron la prueba de saturación en la bomba de vacío.

Tabla 4.26. Determinación de volumen total roca Santa Elena - 2030 pies

Diámetro cm	Longitud cm	Volumen Total cm ³	M muestra seca gr
2.35	2.8	24.2892804	25.98

Elaboración: Autores de tesis.

Formación Santa Elena- Pozo SPA0224-Profundidad 2114 pies.

Los valores constantes usados para determinar la presión capilar de la muestra Santa Elena profundidad 2114 pies, se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 4.27. Valores usados para Santa Elena - 2114 pies

ρ agua (gr/cm ³)	Vp	Peso seco (gr)
1	0.53	32.96

Elaboración: Autores de tesis.

De los ensayos realizados en el Laboratorio de Petróleo de la UPSE al núcleo de la formación Santa Elena profundidad 2114 pies, se obtuvieron los siguientes resultados.

Tabla 4.28. Determinación de Sw Sta. Elena - 2114 pies

Presión (psi)	Peso a Pc (gr)	Saturación de Agua (%)	Presión (psi)	Peso a Pc (gr)	Saturación de Agua (%)
1	33.41	84.90566038	32	33.2	45.28301887
2	33.35	73.58490566	64	33.16	37.73584906
4	33.31	66.03773585	128	33.135	33.01886792
8	33.27	58.49056604	150	33.13	32.0754717
16	33.23	50.94339623	200	33.13	32.0754717

Elaboración: Autores de tesis.

Formación Pasagge Beds- Pozo ANC1232-Profundidad 1800 pies.

Las muestras de la formación Santa Elena profundidad 1800 pies, no se pudo obtener más datos que el volumen total por no haber tenido la debida conservación. Estas no resistieron la prueba de saturación en la bomba de vacío.

Tabla 4.29. Determinación de volumen total roca PB - 1800 pies

Diámetro	Longitud	Volumen Total	M muestra seca
cm	cm	cm ³	gr
2.45	2.8	26.4004356	29.21

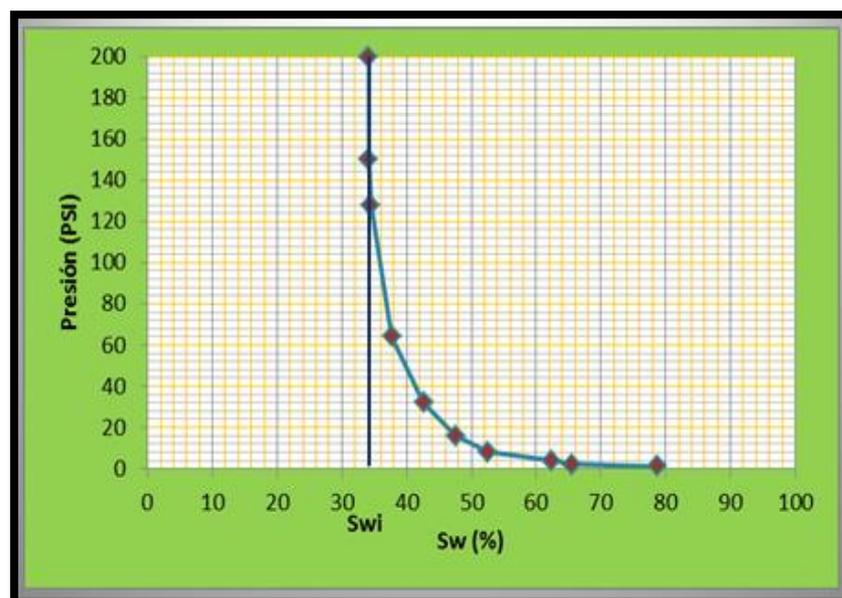
Elaboración: Autores de tesis.

4.2.2. Análisis estadístico de resultados

Formación Atlanta- Pozo TIG0013-Profundidad 3393 pies.

En las pruebas de presión capilar se pudo obtener la saturación de agua irreducible; sin duda, será la empresa encargada del campo la que determine los valores estadísticos llevando estos valores con las presiones a condiciones de yacimiento.

Fig. 4.1. Determinación de Swi formación Atlanta - 3393 pies

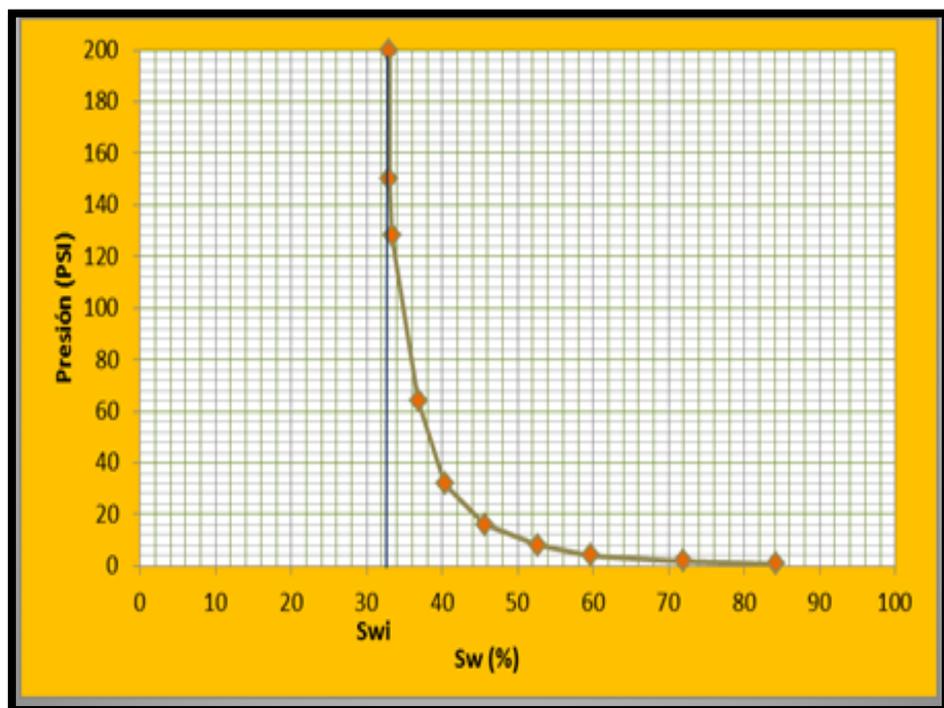


Elaboración: Autores de tesis.

Formación Atlanta- Pozo TIG0013-Profundidad 3410 pies.

En la figura 4.2 se muestra la curva de presión capilar vs saturación de agua obtenida mediante ensayos de laboratorio al núcleo de la formación Atlanta profundidad 3410 pies.

Fig. 4.2. Determinación de S_{wi} formación Atlanta - 3410 pies

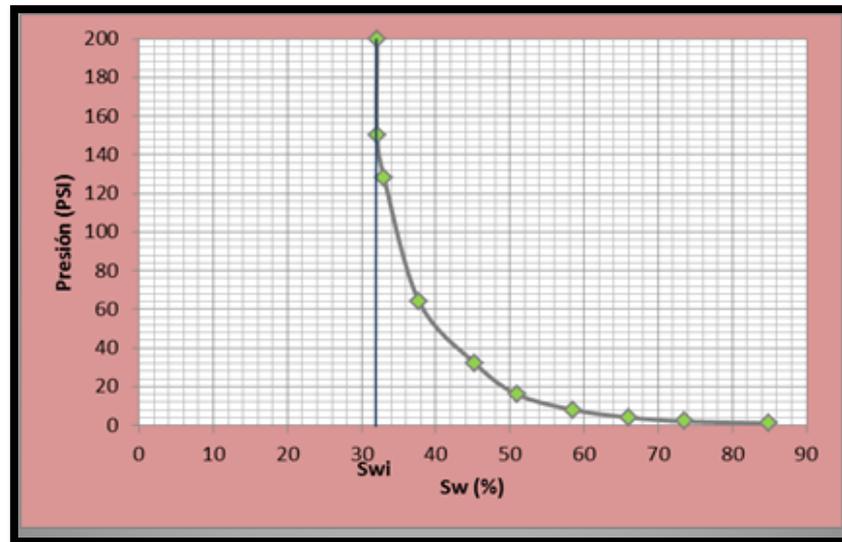


Elaboración: Autores de tesis.

Formación Santa Elena- Pozo SPA0224-Profundidad 2114 pies.

La curva de presión capilar de la formación Santa Elena profundidad 2114 pies, se muestra a continuación:

Fig. 4.3. Determinación de Swi formación Santa Elena - 2114 pies



Elaboración: Autores de tesis.

4.2.3. Comparación de resultados

Los resultados obtenidos en el equipo de presión capilar de la Universidad Estatal Península de Santa Elena muestran que, el núcleo de la formación Santa Elena - 2114 pies, posee la menor saturación de agua irreductible con un porcentaje de 32.07%; mientras que, el núcleo de la Formación Atlanta - 3393 pies, nos dio un valor de 34%; y, la formación Atlanta - 3410 pies, un porcentaje de 32,98%.

Tabla 4.30. Comparación de resultados

Formación	Pozo	Profundidad de la muestra	Porosidad	Swi
		Ft	fracción	%
Atlanta	TIG0013	3393	0.028	34
Atlanta	TIG0013	3410	0.0262	32.98
Santa Elena	SPA0224	2114	0.02	32.07

Elaboración: Autores de tesis.

Capítulo V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 CONCLUSIONES

El Laboratorio de Petróleo de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, está dotado con los equipos indispensables para realizar ensayos de propiedades petrofísicas de permeabilidad y presión capilar; ello, posibilita atender las actividades académicas de la materia Yacimientos.

Dichos resultados fueron entregados a PACIPETROL. S.A. que es la empresa que proporcionó las muestras, las mismas que serán comparadas con los datos interpretados mediante registros eléctricos, para así disminuir la incertidumbre de los datos analizados.

Cada prueba se realizó siguiendo la norma API RP-40 para análisis de núcleos, los resultados obtenidos de porosidad, permeabilidad y saturación de agua irreductible de las formaciones: Atlanta - 3393 pies, Atlanta - 3410 pies y Santa Elena - 2114 pies se ajustan a los datos que reposan en la empresa facilitadora de las muestras; por tanto las pruebas son satisfactorias.

La determinación de los parámetros petrofísicos obtenidos en el laboratorio de petróleo de la Universidad Estatal Península de Santa Elena resulta de mucha utilidad en la presente producción del campo y, de ser posible, en un futuro proceso de recuperación de hidrocarburos.

4.2 RECOMENDACIONES

Al utilizar gases como fluido de desplazamiento, se recomienda ventilar el área de trabajo, puesto que, al realizar el desfogue de los respectivos equipos, todo el gas se concentra en la atmósfera, por lo que, el oxígeno del aire es desplazado y puede provocar principio de asfixia.

Para la utilización de las muestras testigo, se debe tener en cuenta que deben ser manipuladas con guantes y pinzas; pues, al contacto directo con las manos pueden alterarse los datos de la prueba.

En la realización de los ensayos, se debe verificar que las muestras sean preferiblemente consolidadas, de lo contrario no resistirán la prueba de saturación con la bomba de vacío.

Tener bien en cuenta y seguir, estrictamente, los procedimientos respectivos en las diferentes pruebas, ya que un error alteraría los resultados.

Considerando las políticas nacionales en materia de Educación Superior para los avances científico-tecnológicos, sería conveniente que la Universidad, permanentemente, actualice sus laboratorios para que las investigaciones se efectúen de acuerdo a las exigencias de la tecnología moderna.

BIBLIOGRAFÍA

Bidner, Mirtha Susana. 2001. Propiedades de la Roca y los Fluidos en Reservorios de Petróleo. Buenos Aires, AR: Editorial Universitaria, 231 p.

Castán del Moral, C. (s. f.). Distribución de Fluidos. Coatzacoalcos, Ver: S. I. 7 p.

Craft, B. C. and Hawkins M. F Jr. 1968. Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos. Madrid, ES: Editorial Tecno, 281p.

Dickens Guerrero, S. 2009. Diseño y Calibración de un Equipo para Medición de Presión Capilar. Guayaquil, EC: Escuela Superior Politécnica del Litoral, 126 p.

Duarte Martillo, Mario. 2006. Diseño de un Permeámetro Líquido. Tesis. Ingeniero de Petróleo. Guayaquil, EC: Escuela Superior Politécnica del Litoral, 105 p.

Escobar Macualo, F. H. (S. f.). Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Neiva, CO: Universidad Sur-colombiana, 331 p.

Escobar Macualo, F. H. 2001. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. En: Da Silva, A. Paris Ferrer, M. UCV. 2 ed. Maracaibo: Escuela de ingeniería de petróleo UCV, 4 p.

Halliburton. S. f. Recopilación Técnica Ingeniería de Yacimientos. 175 p.

Mannucci, Jesús. Caracterización Física de Yacimientos. Maracaibo, VE: S. n. 146 p.

Martin, Essenfeld Y. 1979. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Caracas, VE: Foninves, 280 p.

Paris de Ferrer, Magdalena. 2008. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo, VE: Astro Dala S.A. 210 p.

Presilla Hernández, Ricardo Luis Claib Meinhardt, Amin Adolfo. 2009. Software de apoyo para la determinación y jerarquización de unidades de flujo, en función de índices de calidad de roca y saturación de fluidos producibles en yacimientos hidrocarburíferos, en la empresa inter-rock. C.A. Anzoátegui: Universidad de Oriente VE, 195 p.

Pirson, Sylvain. 1965. Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos. Barcelona, Ed. Omega. 779 p.

Rivera V, J. 2004. Práctica de Ingeniería de Yacimientos de Petrolíferos. S. I. 150 p.

Rodríguez, José Ramón. 2007. Ingeniería Básica de Yacimientos. S. I. Anzoátegui, VE: Universidad de Oriente, 201 p.

Universidad de Zulia. S. f. Manual de Laboratorio sobre Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo, VE: Universidad del Zulia.

- Mecánica de Yacimientos.

ANEXOS

ANEXO A. USO DEL NITROGENO-AGA-GRUPO LINDE

HOJA DE SEGURIDAD DEL MATERIAL (SDA) NITRÓGENO COMPRIMIDO		THE LINDE GROUP
1.- PRODUCTO QUÍMICO		
NOMBRE DEL PRODUCTO:	NITRÓGENO	
FAMILIA QUÍMICA:	GAS INERTE	
FÓRMULA:	N2	
USOS: Protección contra fuego y explosiones, industria química y metalúrgica, procesamiento de aceites y grasas vegetales, mantenimiento de ambientes en atmósferas inertes para ciertos propósitos, etc		
2.- COMPOSICIÓN/INFORMACIÓN SOBRE LOS COMPONENTES		
COMPONENTE	% MOLAR	LÍMITES DE EXPOSICIÓN
Nitrógeno	99,9-99,999%	TLV: Gas asfixiante simple
3.- IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS		
Resumen de emergencia		
El nitrógeno es un gas inerte, incoloro e inodoro. El peligro primordial para la salud asociado con escapes de este gas es asfixia por desplazamiento del oxígeno.		
Efectos potenciales para la salud		
Inhalación: Asfixiante simple. El nitrógeno no es tóxico pero puede causar asfixia al desplazar el oxígeno del aire. La exposición a una atmósfera deficiente de oxígeno (<19.5%) puede causar mareo, náusea, vómito, depresión, salivación excesiva, disminución de agudeza mental, pérdida de conocimiento y muerte. Exposición a atmósferas que contengan una cantidad de oxígeno menor al 10% pueden causar pérdida del conocimiento sin dar aviso y tan rápidamente que el individuo no tendrá tiempo de protegerse; se presentan movimientos convulsivos, colapso respiratorio, lesiones graves o muerte.		
Carcinogenicidad: El nitrógeno no está listado por la NTP, OSHA o IARC.		
4.- MEDIDAS DE PRIMEROS AUXILIOS		
Inhalación: Trasladar a la persona expuesta a altas concentraciones de nitrógeno al aire libre lo antes posible. Solamente personal profesionalmente entrenado debe suministrar oxígeno suplementario y/o resucitación cardio-pulmonar, de ser necesario. Suministrar asistencia médica inmediatamente		
5.- MEDIDAS CONTRA INCENDIO		
Riesgo general		
Gas no inflamable. Cuando los cilindros se exponen a intenso calor o llamas pueden explotar violentamente.		
Medios de extinción		
El nitrógeno no es inflamable ni tampoco comburente. Se pueden utilizar todos los elementos extintores conocidos.		
Instrucciones para combatir incendios		
El nitrógeno es un asfixiante simple. Si es posible, remover los cilindros de nitrógeno del incendio o enfriarlos con agua desde un lugar seguro. Algunos de los cilindros están provistos de válvulas con discos de ruptura que permiten evacuar el contenido de gas cuando son expuestos a altas temperaturas. La presión en el cilindro puede aumentar debido al calentamiento y puede romperse si los dispositivos de alivio de presión llegaran a fallar.		
Si un camión que transporta cilindros con nitrógeno se ve involucrado en un incendio, aislar un área de 800 metros (1 / 2 milla) a la redonda.		

6.- MEDIDAS CONTRA ESCAPE ACCIDENTAL

En caso de escape evacuar a todo el personal de la zona afectada (hacia un lugar contrario a la dirección del viento). Aislar un área de 25 a 50 metros a la redonda. Localizar y sellar la fuente de escape del gas. Dejar que el gas se disipe. Monitorear el área para comprobar los niveles de oxígeno. La atmósfera debe tener un mínimo de 19.5% de oxígeno antes de permitir el acceso del personal con aparatos de respiración autosuficiente. Eliminar posibles fuentes de ignición. Ventilar el área encerrada o mover el cilindro con fuga a un área ventilada. Escapes sin control deben ser atendidos por personal profesionalmente entrenado usando un procedimiento establecido previamente.

7.- MANEJO Y ALMACENAMIENTO

Precauciones que deben tomarse durante el manejo de cilindros

Antes del uso: Mover los cilindros utilizando un carro porta cilindros o montacargas. No hacerlos rodar ni arrastrarlos en posición horizontal. Evitar que se caigan o golpeen violentamente uno contra otro o con otras superficies. No se deben transportar en espacios cerrados como por ejemplo, el baúl de un automóvil, camioneta o van. Para descargarlos usar un rodillo de caucho.

Durante su uso: No calentar el cilindro para acelerar la descarga del producto. Usar una válvula de contención o anti retorno en la línea de descarga para prevenir un contraflujo peligroso al sistema. Usar un regulador para reducir la presión al conectar el cilindro a tuberías o sistemas de baja presión (<200 bar–3.000 psig). Jamás descargar el contenido del cilindro hacia las personas, equipos, fuentes de ignición, material incompatible o a la atmósfera.

Después del uso: Cerrar la válvula principal del cilindro. Marcar los cilindros vacíos con una etiqueta que diga "VACIO". Los cilindros deben ser devueltos al proveedor con el protector de válvula o la tapa. No deben reutilizarse cilindros que presenten fugas, daños por corrosión o que hayan sido expuestos al fuego o a un arco eléctrico. En estos casos notificar al proveedor para recibir instrucciones.

Precauciones que deben tomarse para el almacenamiento de cilindros

Almacenar los cilindros en posición vertical. Separar los cilindros vacíos de los llenos. Para esto, usar el sistema de inventario "primero en llegar, primero en salir" con el fin de prevenir que los cilindros llenos sean almacenados por un largo período de tiempo.

El área de almacenamiento debe encontrarse delimitada para evitar el paso de personal no autorizado que pueda manipular de forma incorrecta el producto. Los cilindros deben ser almacenados en áreas secas, frescas y bien ventiladas lejos de áreas congestionadas o salidas de emergencia. El área debe ser protegida con el fin de prevenir ataques químicos o daños mecánicos como cortes o abrasión sobre la superficie del cilindro. No permitir que la temperatura en el área de almacenamiento exceda los 54° C (130° F) ni tampoco que entre en contacto con un sistema energizado eléctricamente. Señalizar el área con letreros que indiquen "PROHIBIDO EL PASO A PERSONAL NO AUTORIZADO", "NO FUMAR" y con avisos donde se muestre el tipo de peligro representado por el producto. El almacén debe contar con un sistema extintor de fuego apropiado (por ejemplo, sistema de riego, extinguidores portátiles, etc.). Los cilindros no deben colocarse en sitios donde hagan parte de un circuito eléctrico. Cuando los cilindros de gas se utilicen en conjunto con soldadura eléctrica no deben estar puestos a tierra ni tampoco se deben utilizar para conexiones a tierra; esto evita que el cilindro sea quemado por un arco eléctrico, afectando sus propiedades físicas o mecánicas.

8.- CONTROLES DE EXPOSICIÓN/PROTECCIÓN PERSONAL

Controles de ingeniería

Ventilación: Usar ventilación natural o mecánica.

Equipos de detección: Utilizar sistemas de detección de gases diseñados de acuerdo con las necesidades. Se sugiere seleccionar una escala que permita mantener el nivel de oxígeno por encima del 19.5%. Solicitar asesoría técnica al respecto en LINDE ECUADOR S.A.

Protección respiratoria

Usar protección respiratoria como equipo de auto-contenido (SCBA) o máscaras con mangueras de aire o de presión directa cuando se presenten escapes de este gas o durante las emergencias.

Los purificadores de aire no proveen suficiente protección.

Vestuario protector

Para el manejo de cilindros es recomendable usar guantes industriales verificando que éstos estén libres de aceite y grasa, gafas de seguridad y botas con puntera de acero.

Equipo contra incendios

Los socorristas o personal de rescate deben contar, como mínimo, con un aparato de respiración auto-contenido y protección personal completa a prueba de fuego (equipo para línea de fuego).

9.- PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS

Densidad del gas a 21,1°C (70°F), 1 atm: 1.153 kg/m³ (0.072 lbs/ft³)

Punto de ebullición a 1 atm: -195.8°C (-320.4°F)

Punto de congelación / fusión a 1 atm: -210°C (-345.8°F)

pH: No aplica.

Peso específico (aire = 1) a 21.1°C (70°F): 0.967

Peso molecular: 28.01

Solubilidad en agua vol/vol a 0°C (32°F) y 1 atm: 0.023

Volumen específico del gas a 21,1°C (70 °F), 1 atm: 0,867 m³/kg (13.89 ft³/lb)

Presión de vapor a 21.1°C (70°F): No aplica.

Coefficiente de distribución agua / aceite: No aplica.

Apariencia y color: Gas incoloro y sin olor.

10.- REACTIVIDAD Y ESTABILIDAD

Estabilidad

El nitrógeno es un gas estable

Reactividad

a) Productos de descomposición : Ninguno

b) Polimerización peligrosa : Ninguna

11.- INFORMACIÓN TOXICOLÓGICA

El nitrógeno es un asfixiante simple. En humanos se presentan los siguientes síntomas por deficiencia de oxígeno:

Concentración Síntomas de exposición

12-16% Oxígeno: Respiración y grados del pulso aumenta, coordinación muscular es ligeramente alterada.

10-14% Oxígeno: Efectos emocionales, fatiga anormal, respiración perturbada.

6-10% Oxígeno: Nausea y vómito, colapso o pérdida de la conciencia.

Abajo 6%: Movimientos convulsivos, colapso respiratorio y posible

12.- INFORMACIÓN ECOLÓGICA

El nitrógeno compone cuatro quintos (78,03%) del volumen de aire en la atmósfera. El nitrógeno no puede considerarse como contaminante en sentido estricto ya que no es tóxico y se halla en la atmósfera de modo natural.

No obstante el problema ambiental es el relativo al ciclo del N₂. La acumulación de nitratos en el subsuelo, por lixiviación, pueden incorporarse a las aguas subterráneas o bien ser arrastrados hacia los cauces y reservorios superficiales. En estos medios los nitratos también actúan de fertilizantes de la vegetación acuática, de tal manera que, si se concentran, puede originarse la eutrofización del medio. En un medio eutrofizado, se produce la proliferación de especies como algas y otras plantas verdes que cubren la superficie. Esto trae como consecuencia un elevado consumo de oxígeno y su reducción en el medio acuático, así mismo dificulta la incidencia de la radiación solar por debajo de la superficie. Estos dos fenómenos producen una disminución de la capacidad auto depuradora del medio y una merma en la capacidad fotosintética de los organismos acuáticos.

13.- CONSIDERACIONES DE DISPOSICIÓN

Regresar los cilindros vacíos al fabricante para que éste se encargue de su disposición final, de acuerdo con lo establecido por la normatividad ambiental.

14.- INFORMACIÓN SOBRE TRANSPORTE

Número de Naciones Unidas : UN 1066

Clase de peligro D.O.T : 2.2

Rotulo y etiqueta D.O.T : GAS NO INFLAMABLE NO TÓXICO

El nitrógeno se transporta en cilindros color negro (color Black U), de acuerdo a lo establecido por la Norma Técnica Ecuatoriana NTE 441.

Información especial de embarque: Los cilindros se deben transportar en una posición segura en un vehículo bien ventilado. El transporte de cilindros de gas comprimido en automóviles o en vehículos cerrados presenta serios riesgos de seguridad y debe ser descartado.



15.- INFORMACIÓN REGLAMENTARIA

El transporte y manejo de este producto está sujeto a las disposiciones y requerimientos establecidos en el NTE INEN 2266 2.010 Transporte, almacenamiento y manejo de materiales peligrosos. Requisitos.

16.- INFORMACIÓN ADICIONAL

En las zonas de almacenamiento de cilindros se debe contar con la siguiente información de riesgos

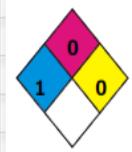
Código NFPA

Salud : 1 "Moderadamente peligroso"

Inflamabilidad : 0 "No arde"

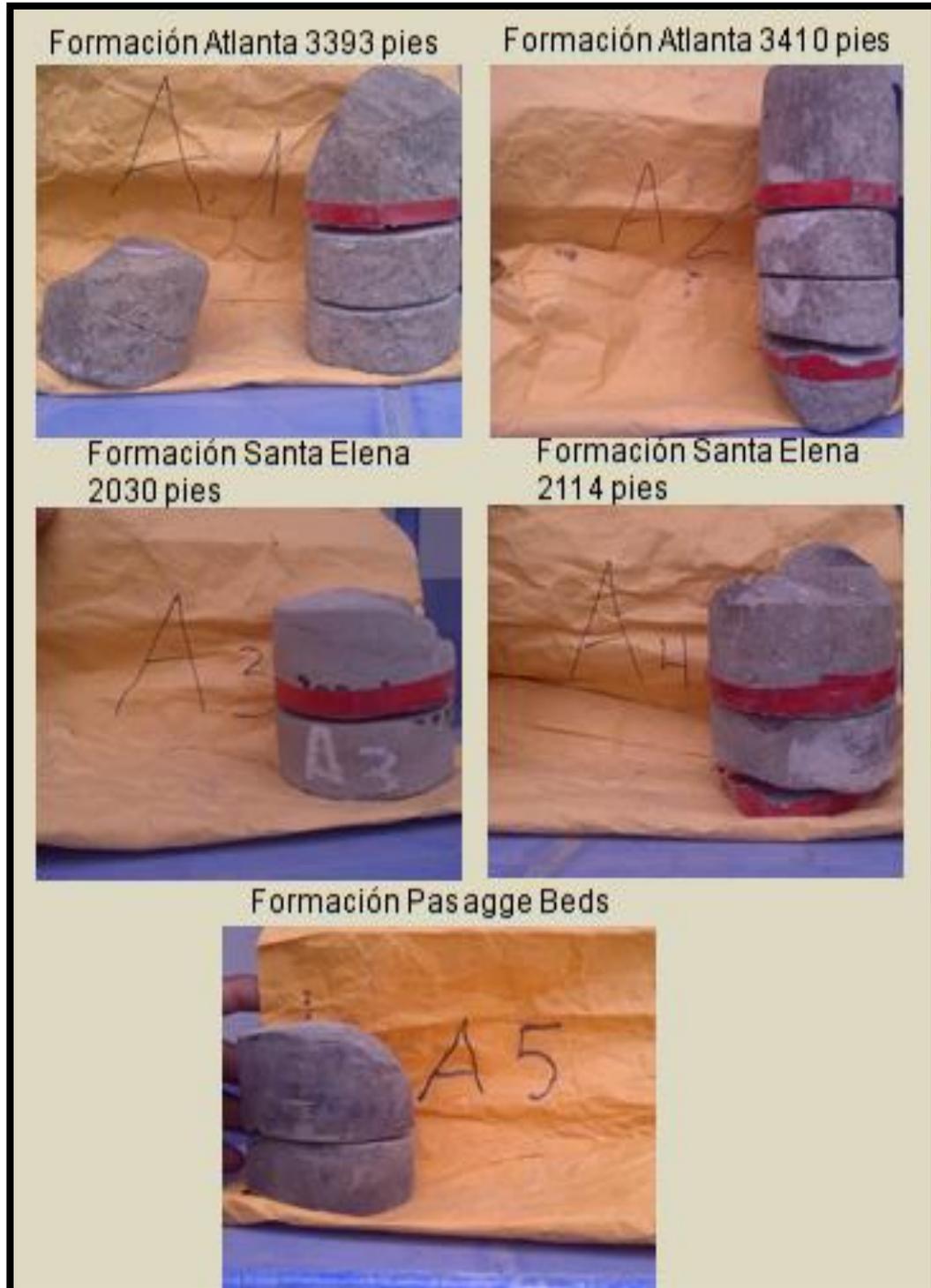
Reactividad : 0 "Estable"

Salida de válvula : CGA 580



ANEXO B. FOTOS DE LAS PRUEBAS REALIZADAS

ANEXO B1. CORTE HORIZONTAL DE LAS MUESTRAS.

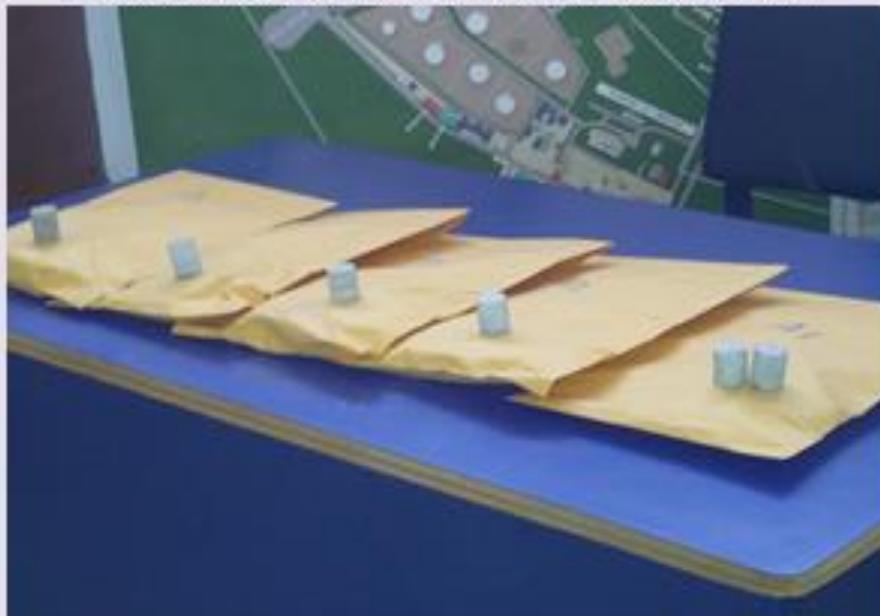


ANEXO B2. CORTE VERTICAL DE LAS MUESTRAS.

Cortadora vertical de núcleos



Núcleos de las formaciones del campo Ancón

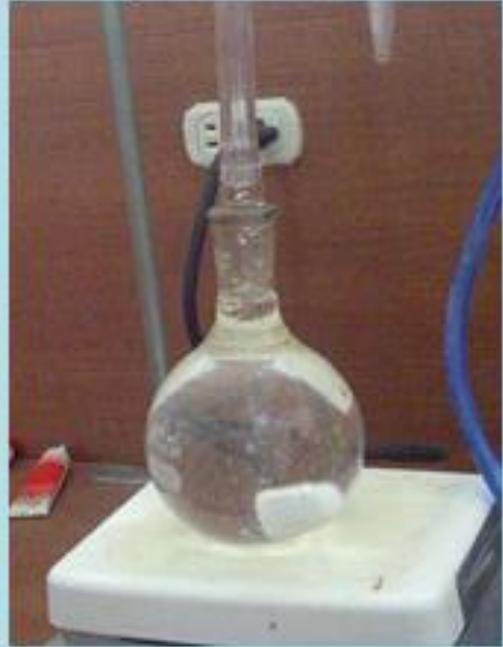


ANEXO B3. LAVADO DE NÚCLEOS.

Equipo de extracción Soxhlet



Evaporación del tolueno



Marca de ciclo del tolueno



Llenado del extractor



ANEXO B4. SECADO DE NÚCLEOS.



ANEXO B5. SATURADO DE NÚCLEOS.



ANEXO B6. DESECADO DE NÚCLEOS.

Primera prueba realizada con el desecador



Segunda prueba realizada con el desecador



ANEXO B7. PRUEBA CON EL PERMEÁMETRO A LOS LÍQUIDOS.

Permeámetro a los líquidos



Muestra colocada en el caucho



Colocación en el porta-núcleo



Sellar el porta-núcleo



CO₂ desplazando al agua



ANEXO B8. PRUEBA CON EL EQUIPO DE PRESIÓN CAPILAR.

