

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

“Rediseño y calibración de un instrumento de laboratorio para
medir porosidad usando helio”

TESIS DE GRADO

Previo a la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETRÓLEO

Presentada por:

Christian Fernando Ramón Saraguro

GUAYAQUIL – ECUADOR

Año: 2007

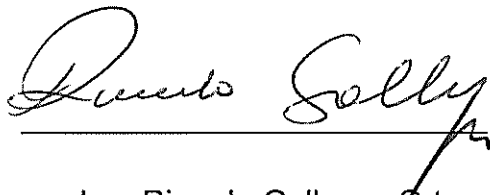
AGRADECIMIENTO

A mi padre el Ing. Segundo A. Ramón Ramírez, a mi madre la Sra. Fanny Victoria Saraguro Eras, mi tío el Dr. Homero Saraguro Eras, mis hermanos Karem y Bruno, mis sobrinos Leonardo y Rafael, mi Director de Tesis el Ing. Ricardo Gallegos Orta, Ing. Luís Amores, Ing. Segundo Mariño, Ing. Olga Guerrero, Sr. Iván Guzmán que me guiaron e hicieron posible el desarrollo y culminación del presente tema de Tesis.

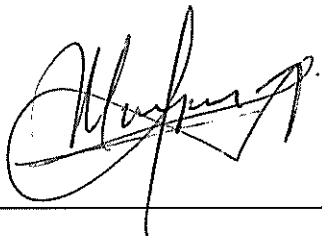
DEDICATORIA

A mi familia que me brindo la educación sin considerar el costo, para proyectar mi porvenir, pero principalmente me brindo su amor y dedicación para consolidarlo.

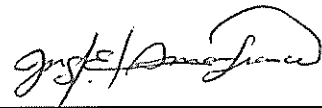
TRIBUNAL DE GRADUACIÓN



Ing. Ricardo Gallegos Orta
DECANO DE LA FICT
PRESIDENTE
DIRECTOR DE TESIS



Ing. Mario González Zambrano
MIEMBRO PRINCIPAL



Ing. Héctor Román Franco
MIEMBRO PRINCIPAL

DECLARACION EXPRESA

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

(Reglamento de Graduación de la ESPOL)

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Christian Fernando Ramón Saraguro', is written over a horizontal line.

Christian Fernando Ramón Saraguro

RESUMEN

El presente trabajo describe el Rediseño y calibración de un instrumento de laboratorio para medir porosidad usando helio, medición que se realiza sobre núcleos muestra (plug) extraídos de estratos de las zonas de interés de pozos de yacimientos petroleros. Instrumento cuya medición la realiza por medio de la expansión de un gas, el cual ha sido implementado en el laboratorio de yacimientos y petrofísica. Su descripción contiene, conceptos básicos, métodos, equipo, obtención y análisis de resultados, además de un programa de procesamiento de datos computarizado para el cálculo de resultados. La revisión de conceptos básicos, será primordial para tener una mayor comprensión durante el desarrollo de la prueba y análisis de resultados. Se realiza el rediseño y calibración del instrumento para las expansiones del gas, calibración de medidores digitales de presión, adecuación del sistema de regulación de presión, conexiones de ingreso de aire y gas.

Se realizan cálculos, por medio de la ecuación de los gases ideales (presión, volumen, temperatura) en base al principio de la Ley de Boyle. Obteniendo la calibración de un volumen de referencia, utilizado para la calibración del equipo, y realizar las correspondientes expansiones.

Los resultados obtenidos han sido corroborados por medio de instrumentos de medición de porosidad, pertenecientes a laboratorios de Petroproduccion en los que se utiliza el mismo principio para su medición.

Se describe el funcionamiento, el ingreso de datos y obtención de resultados por medio del programa de procesamiento de datos.

INDICE GENERAL

	Pág.
RESUMEN.....	II
ÍNDICE GENERAL.....	III
ABREVIATURAS.....	IV
SIMBOLOGÍA.....	V
INDICE DE FIGURAS.....	VI
INDICE DE TABLAS.....	VII
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPITULO 1	
1. CONCEPTOS BÁSICOS.....	3
1.1 Porosidad.....	3
1.1.1 Porosidad efectiva.....	18
1.1.2 Porosidad absoluta.....	20
1.1.3 Porosidad Primaria.....	21
1.1.4 Porosidad Secundaria.....	22
1.2 Factores que afectan la porosidad.....	25
1.2.1 Porosidad de las areniscas.....	25
1.2.1.1 Consolidación.....	27
1.2.1.2 Cementación.....	32

1.2.1.3	Cemento de sílice.....	32
1.2.1.4	Cemento de Carbonato.....	33
1.2.1.5	Cemento de Arcilla.....	34
1.2.2	Porosidad de las Calizas.....	36
1.2.21	Diaclasas.....	38
1.2.22	Acción de Lixiviación por aguas subterráneas.....	40
1.2.23	Dolomitización.....	40
1.3	Ley de Boyle.....	45
1.4	Usos de la porosidad.....	51

CAPITULO 2

2. MÉTODOS PARA DETERMINAR LA POROSIDAD	54
2.1 Registros eléctricos.....	55
2.2 Porosímetro de Boyle.....	85
2.3 Porosímetro de Ruska.....	89
2.4 Método de expansión del gas contenido en los poros.....	91
2.5 Método de inyección de mercurio.....	96
2.6 Método de pérdida de peso.....	100
2.7 Método de saturación de la muestra en un líquido.....	101
2.8 Método aditivo de saturaciones de fluidos.....	104

CAPITULO 3

3. DESCRIPCIÓN DEL POROSIMETRO.....	107
3.1 Indicador digital de Presión.....	107
3.2 Transductor de Presión.....	119
3.3 Pesos calibrados	128
3.4 Calibración del Equipo.....	131
3.5 Diagrama de funciones de porosímetro.....	149
3.6 Procedimiento para la determinación de la porosidad.....	150

CAPITULO 4

4. OBTENCIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	155
4.1 Preparación de la muestra.....	156
4.2 Determinación de volumen de la roca.....	160
4.3 Determinación del volumen poroso.....	165
4.4 Procesamiento de datos (Programa)	166
4.5 Análisis de los resultados.....	170
4.6 Comparación de resultado obtenido mediante otro método.....	177

CAPITULO 5

5. CONCLUSIÓN Y RECOMENDACIONES.....186

BIBLIOGRAFÍA

FOTOS

APÉNDICE

ABREVIATURAS

atm	Atmósferas
Bbl	Barril
cc	Centímetros cúbicos
cm	Centímetro
CW	Clockwise (sentido de las manecillas del reloj)
CCW	Counterclockwise (en contra del sentido de las manecillas del reloj)
eV	Electrón voltio
gal	Galón
°C	Grados centígrados
°F	Grados fahrenheit
gr/cc	Gramo por centímetro cúbico
Hz	Hertz
Kgf /cm ²	Kilogramos fuerza por centímetro cuadrado
l	Litro
lpc	Libras por pulgadas cuadradas absolutas
lb/gal	Libra por galón
m ³	Metros cúbicos
m/hr	Metro por hora
mA	Miliampere
µseg / ft	Microsegundo por pie
mm	Milímetro
md	Milidarcy
mi	Milla
mi ²	Milla cuadrada
ml	Mililitros
µf	Microfaraday
ohm-m	Ohmio por metro
ft	Pies
ft/seg	Pie por segundo
Psi	Pounds per square inch
Psig	Pounds per square inch gauge
in	Pulgada
seg	Segundos
Watt	Vatio

Vac Voltios de corriente alterna
Vdc Voltios de corriente continúa

SIMBOLOGÍA

θ	Angulo
Am-Be	Americio 246 - Berilio
k	Constante
C Δt_{sh}	Constante obtenida comparando Φ_s calculada por la formula de Wyllie con el verdadero valor de porosidad.
C _p	Compactación de la arcilla.
d	Diámetro
ρ	Densidad
ρ_a	Densidad de la anhidrita.
ρ_g	Densidad del grano de arena
ρ_b	Densidad neta corregida, dada por el registro.
ρ_f	Densidad de los fluidos de la formación
ρ_{gav}	Densidad promedia de los granos de la matriz.
ρ_d	Densidad de la dolomita.
ρ_y	Densidad del yeso
LED	Diodos emisores de luz
DSN	Dual-Spacing Neutrón
Ec.	Ecuación
L	Espesor
FVF	Factor volumétrico de formación
R	Factor de recobro
V' _{sh}	Fracción de volumen de arcillas laminares y estructurales, no arcillas dispersas
F	Fuerza
D, A, G, Y	Fracciones en la matriz de cada mineral, ya sea Dolomita, Anhidrita, Gibsonita, Yeso etc.
He	Helio
DPI	Indicador digital de presión
R _c , R _H	Lecturas del pistón micrométrico, cuando la copa contiene la muestra y otra cuando no la tiene, respectivamente.
Saran	Material termoplástico
n ₁ , n ₂	Moles de gas en la celda1 a condición I.

n_3, n_4	Moles de gas en la celda2 a condición II.
W_1	Peso de muestra 1
W_2	Peso muestra 2
W_{msat}	Peso de muestra saturada
W_{mdry}	Peso de muestra seca
Φ	Porosidad verdadera
Φ_s	Porosidad calculada por registro sónico
Φ_{sdis}	Porosidad calculada por registro sónico para arcillas dispersas.
Φ_{sh}	Porosidad de arcillas adyacentes
Φ_{ssh}	Porosidad del registro sónico, en arcillas, esta entre 0.2 y 0.4, y tan bajas como 0.1 en carbonatos arcillosos.
Φ_e	Porosidad efectiva de la formación arcillosa
Φ_{eff}	Porosidad efectiva
Φ_{ig}	Porosidad intergranular
Φ_{im}	Porosidad intermatriz
Φ_{neff}	Porosidad no-efectiva
$(\Phi_s)_{cc}$	Porosidad registro sónico corregido por compactación,
P	Presión
P_a	Presión atmosférica
FDC	Registro de Densidad Compensado
Dolostone	Roca compuesta por dolomita.
S	Saturación
S_g	Saturación de gas libre
S_o	Saturación de petróleo
S_w	Saturación de agua
S_{gxo}	Saturación del gas en la zona lavada.
SNP	Sidewall Neutrón Porosity
t	Tiempo gastado por la onda para recorrer determinada distancia, es inversamente proporcional a la velocidad de las ondas acústicas en cada tipo de formación ($\mu\text{seg}/\text{ft}.$)
Δt	Tiempo leído del registro sónico en ($\mu\text{seg} / \text{ft}.$)
Δt_{sh}	Tiempo leído del registro sónico para arcillas dispersas.
Δt_w	Tiempo leído del registro sónico para el agua.
Δt_{sh}	Tiempo de transito en arcillas adyacentes
Δt_{ma}	Tiempo de tránsito en el material de la matriz ($\mu\text{seg} / \text{ft}.$)
$\Delta t_{ma(ave)}$	Tiempo de transito en el material de la matriz promedio ($\mu\text{seg} / \text{ft}.$)
$\Delta t_{ma(dol)}$	Tiempo de transito en el material de la matriz dolomita ($\mu\text{seg} / \text{ft}.$)
$\Delta t_{ma(anh)}$	Tiempo de transito en el material de la matriz anhídrita ($\mu\text{seg} / \text{ft}.$)
$\Delta t_{ma(gyp)}$	Tiempo de transito en el material de la matriz yeso ($\mu\text{seg} / \text{ft}.$)
Δt_f	Tiempo de tránsito en el fluido ($\mu\text{seg} / \text{ft}.$)
T	Temperatura
A, B	Valores determinados empíricamente ($\mu\text{seg} / \text{ft}.$)
v	Velocidad de las ondas acústicas, pies /seg
V	Volumen

V_1, V_2	Volumen de las celdas (1) y (2)
V_{dis}	Volumen de arcillas dispersas.
V_a	Volumen conexión entre disco de acero.
V_{am}	Volumen conexión entre muestra y disco de acero.
V_{ch}	Volumen de conexión hidrostático
V_d	Volumen de discos no utilizados en la prueba.
V_{esfera}	Volumen de cada esfera
V_f	Volumen de fluidos
V_g	Volumen del grano de núcleo de muestra (plug)
V_{lp}	Volumen de lectura del porosímetro
V_{ig}	Volumen intergranular
V_{im}	Volumen intermatriz
V_{ma}	Volumen matriz
V_b	Volumen neto (bulk)
V_r	Volumen neto (bulk) del reservorio
V'_{sh}	Incluye la fracción de volumen de arcillas laminares y estructurales, pero no para arcillas dispersas
V_{sh}	Volumen de arcillas.
V_{shd}	Volumen de arcillas dispersas
V_p	Volumen del poro
V_{pe}	Volumen del poro interconectado
V_{pne}	Volumen del poro no interconectado
V_s	Volumen de sólidos

INDICE DE FIGURAS

	Pag.
Figura 1.1A	Empaquetamiento cúbico.....8
Figura 1.1B	Empaquetamiento hexagonal.....8
Figura 1.1C	Empaquetamiento romboédrico.....8
Figura 1.1D	Variación de la porosidad con la simetría de distribución de tamaño del grano (Tickell).....12
Figura 1.2	Tipos de volumen de roca clástica.....15
Figura 1.2.1	Efecto de la compactación natural sobre la porosidad.....29
Figura 1.2.2	Compresibilidad efectiva de la roca reservorio.....31
Figura 1.3A, B y C	Esquema de la ley de boyle.....47
Figura 1.3D y E	Esquema de la ley de boyle.....48
Figura 1.3.1	Diagrama en función de la ley de boyle.....50
Figura 2.1.2	Equipos de registro de pozos petrolíferos.....72
Figura 2.2A	Operación de dos celdas por el porosímetro de boyle a condición 1.....86
Figura 2.2B	Operación de dos celdas por el porosímetro de boyle a condición 2.....86
Figura 2.3.1A	Dibujo esquemático del porosímetro Ruska.....89
Figura 2.3.1B	Foto de un porosímetro de Ruska.....89
Figura 2.4	Diagrama esquemático del porosímetro de Washburn-Bunting.....94
Figura 2.5	Porosímetro de Ruska de alta presión.....96
Figura 2.7.1	Aparato de saturación para determinar volumen del poro.....101
Figura 3.1.1	Vista desde arriba de conexión del indicador digital de presión con el transductor.....110
Figura 3.1.2	Vista desde arriba del indicado digital de presión con la cubierta removida.....111
Figura 3.1.3	Diagrama del conector transductor con el indicador digital de presión.....112
Figura 3.1.4	Vista frontal del indicador de presión digital con la cubierta removida.....116

Figura 3.1.5	Vista posterior del indicador de presión digital con la cubierta removida.....	116
Figura 3.1.6	Conexión de la instalación eléctrica.....	117
Figura 3.2	Esquema de un transductor.....	119
Figura 3.2.1	Diagrama de ajuste para el transductor con la cubierta removida.....	126
Figura 3.3.1	Discos de calibración de 1in.....	129
Figura 3.3.2	Discos de calibración de 1.5 in.....	129
Figura 3.3.3	Cámara porta núcleo #1.....	130
Figura 3.3.4	Cámara porta núcleo # 2.....	130
Figura 3.5	Diagrama de funciones del porosímetro.....	149
Figura 4.1	Diagrama del extractor Soxhlet para limpieza de núcleos muestra.....	158
Figura 4.2	Picnómetro eléctrico.....	163
Figura 4.5	Esquema del análisis de resultados obtenidos en el Porosímetro del laboratorio de la FICT.....	173
Figura 4.5.1	Resultado del chequeo de la porosidad.....	176
Figura 4.6	Esquema de la comparación entre resultados de porosidad entre el Porosímetro de la FICT y de Petroproducción	185

INDICE DE TABLAS

		Pag.
Tabla 1.1	Definiciones de y relaciones entre porosidades de la roca y volúmenes.....	14
Tabla 2.1.1	Lecturas acústicas en variación de litología.....	66
Tabla 2.1.2	Características básicas de la fuente Am-Be.....	69
Tabla 2.1.3	Densidad de algunos minerales.....	82
Tabla 3.1.1	Despliegue en pantalla dpi.....	108
Tabla 3.1.2	Parámetros físicos dpi.....	109
Tabla 3.1.3	Precisión (lectura solamente) dpi.....	109
Tabla 3.1.4	Eléctrico dpi.....	109
Tabla 3.1.5	Resultados analógicos dpi.....	110
Tabla 3.1.6	Información del conector "transductor - dpi".....	112
Tabla 3.1.7	Selección de rango para el indicador digital de presión. .	118
Tabla 3.2.1	Conexiones del transductor.....	124
Tabla 3.3.1	Características discos 1 in de diámetro.....	129
Tabla 3.3.2	Características discos de 1.5 in de diámetro.....	129
Tabla 3.3.3	Dimensiones de las cámaras porta núcleo.....	130
Tabla 3.4.1	Valores típicos de densidad de los granos.....	147
Tabla 4.4	Identificación de la muestra.....	166
Tabla 4.4.1	Constantes si muestra es de 1in diámetro.....	166
Tabla 4.4.2	Constantes si muestra es de 1.5 in diámetro.....	167
Tabla 4.4.3	Determinación del volumen de referencia.....	167
Tabla 4.4.4	Determinación del volumen Poroso.....	168
Tabla 4.4.5	Determinación de la porosidad Efectiva.....	168
Tabla 4.5	Análisis de resultados obtenidos en el Porosímetro del laboratorio de la FICT.....	173
Tabla 4.5.1	Característica de muestras usadas por laboratorios importantes para comparación de métodos de expansión de gas y técnicas de saturación para medir porosidad.....	175
Tabla 4.6	Datos y resultados obtenidos con el Porosímetro de los Laboratorios de Petroproducción.....	182
Tabla 4.7	Datos y resultados obtenidos con el Porosímetro de helio del Laboratorio de la FICT.....	183

Tabla 4.8	Comparación de resultados de Porosidad entre el Porosímetro de la FICT y de Petroproducción.....	184
-----------	--------------------------------------------------------------------------------------------------	-----

INTRODUCCIÓN

Teniendo en cuenta la importancia de las propiedades físicas de la roca que compone un reservorio petrolífero, es fundamental el estudio del método o métodos más eficientes conocidos en la medición de estas propiedades, como son porosidad, permeabilidad, saturación, capilaridad, pues de ellas obtenemos la capacidad de captación y de producción de hidrocarburos gaseosos o líquidos, de un reservorio y hacer rentable su producción.

Por esta fundamental razón en esta tesis se ha desarrollado un sistema de medición, con uno de los métodos que provee el valor más confiable de una propiedad de la roca reservorio, importante en la industria petrolífera, como es la porosidad efectiva.

Este sistema de medición ha sido implementado en el laboratorio de yacimientos de la FICT de nuestra prestigiosa institución ESPOL, con el objetivo de enriquecer intelectualmente a los estudiantes de la carrera de ingeniería de petróleo, pues es de vital importancia para la vida profesional el conocimiento de los principios que se utilizan en los laboratorios para determinar un parámetro tan importante como son las propiedades físicas de la roca que conforman los reservorios de petróleo.

Utilizando un núcleo muestra tomado del reservorio a una profundidad determinada, zona de interés, este método aplica la expansión de un fluido ideal a condiciones específicas para considerar a este fluido como ideal.

El fluido utilizado en la expansión es gas-helio, esta expansión es realizada en un sistema conformado por portadores de muestra, sistema de tuberías, y un sistema de medición digital de presión para obtener valores más precisos. Para obtener un menor margen de error es realizada una calibración con núcleos de acero. Se trabaja con presión en un rango de 40 a 100 psig debido a que el fluido utilizado se comporta como un gas ideal en estos rangos de presión.

Las expansiones realizadas en núcleos macizos de acero se efectúan para obtener el volumen de referencia, para la calibración del sistema. Estas expansiones son efectuadas, registrando siempre los valores de presión de equilibrio en cada expansión. Aplicando una ley de los gases ideales y el desarrollo de ecuaciones se obtiene el volumen de los granos de la muestra, volumen poroso, volumen total y finalmente el valor de la porosidad efectiva.

CAPÍTULO 1

1. CONCEPTOS BÁSICOS

1.1 Porosidad

El elemento esencial de un yacimiento de petróleo es la roca reservorio, cuyo rasgo esencial es su porosidad, la roca debe tener poros, o huecos, de determinado tamaño y naturaleza, como para permitir el almacenamiento de petróleo y gas en yacimientos suficientemente amplios para que se justifique su explotación.

La porosidad (\emptyset) es la característica física más conocida de un yacimiento de petróleo, es un parámetro adimensional, generalmente reportado en porcentaje, y los límites de sus valores para cualquier medio poroso van de 0 a 1.

La porosidad de una roca puede estar formada por los intersticios que dejan los granos de arena, por cavernas, por grietas y fracturas, que llegan a intercomunicarse a largas distancias. En un yacimiento dado puede presentarse uno de los anteriores casos o combinaciones de varios de ellos.

√ La porosidad determina los volúmenes de petróleo o gas que pueden estar presentes, y todas las operaciones de recuperación se basan en la determinación de su valor

√ La porosidad es el volumen de huecos de la roca, y define la posibilidad de ésta de almacenar más o menos cantidad de fluido.

√ Se expresa por el porcentaje de volumen de poros respecto al volumen total de la roca (porosidad total o absoluta, incluye todos los intersticios o huecos interconectados o no).

Sin embargo la medida de porosidad que se usa comúnmente en los estudios sobre reservorios es la razón entre los espacios que ocupan los poros interconectados y el volumen total de la roca, razón a la que se denomina porosidad efectiva.

Se la puede calcular con la siguiente expresión:

$$\text{Porosidad, en porcentaje} = 100 \left(\frac{\text{volumen total de la roca} - \text{volumen de los granos}}{\text{volumen total de la roca}} \right)$$

Donde la diferencia entre el volumen total de la roca y el volumen de los granos representa el volumen poroso, por lo tanto se puede expresar de la siguiente forma:

$$\text{Porosidad, en porcentaje} = 100 \left(\frac{\text{volumen poroso}}{\text{volumen total de la roca}} \right)$$

A menudo se la expresa en los cálculos del reservorio como acre-pie de espacio poroso o como el volumen en barriles por acre-pie de la roca reservorio.

Como hay 0.1516 m³ en cada barril estadounidense de 42 galones (158.9 litros), un acre-pie tiene un volumen de 7758 Bbls. Una roca con un 10 % de porosidad contiene, pues 775.8 Bbls en capacidad porosa por acre-pie.

La porosidad de por sí no provee entendimiento total para la productividad de la roca o inyectividad, porque el valor de porosidad no

contiene información relativa hacia la variación en el tamaño del poro dentro de la roca.

Una metodología inicial para la comprensión de la porosidad puede ser explicada modelando una red porosa de esferas en arreglos cúbicos de tamaño uniforme (Figura 1.1A). En esta geometría, la porosidad es exactamente 47.6 % (la distribución menos compacta) y la porosidad es independiente del diámetro de las esferas.

Las Figuras 1.1A, B y C muestran arreglos de esferas cúbicas, hexagonales y romboédricas. El arreglo romboédrico provee el valor mínimo de porosidad, 25.96% (la distribución más compacta), cuando esferas de tamaño uniforme son consideradas.

En cualquiera de los arreglos cúbicos, hexagonales y romboédricos, la porosidad puede ser disminuida colocando partículas pequeñas en los espacios del poro formados por esferas. Esto sirve para ilustrar la observación geológica de un pozo conociendo que la porosidad de rocas disminuye como el tamaño de la partícula de los minerales de la roca se convierte en menos uniforme.

Tomando como ejemplo, la geología del yacimiento de petróleo, cuyas porosidades han sido observadas en rangos de 0.50 (Areniscas de Kansas) hacia el punto bajo 0.015 (Calizas fracturadas, el cinturón de Colinas de Canadá). Arenisca de Kansas y la caliza de Colinas de Canadá en ambas se ha encontrado una **alta productividad**, lo cual ilustra otra observación geológica; no se considera que la porosidad sea un criterio exclusivo para la inyectividad o productividad de fluidos.

Pero porque el flujo de fluido ocurre a través de una red de poros interconectados; la cantidad, tipo y la distribución de tamaño del poro que se comunican es importante.

Por supuesto, las arenas no son uniformes y estos valores de porosidad representarían el límite superior de porosidades posibles en rocas reales del reservorio.

Las areniscas también tienen material consolidado entre los granos que adicionalmente reduce el volumen disponible para el almacenamiento de hidrocarburos.

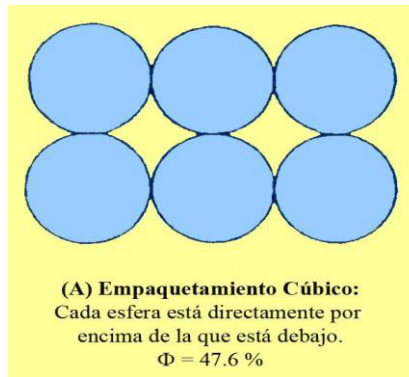


FIGURA. 1.1A EMPAQUETAMIENTO CUBICO

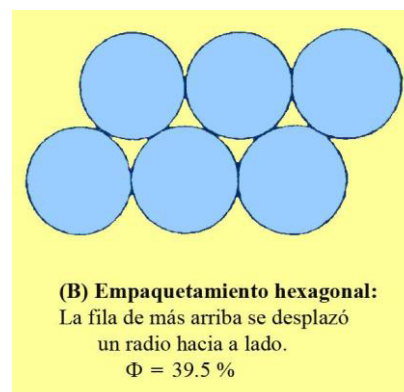


FIGURA. 1.1B EMPAQUETAMIENTO HEXAGONAL

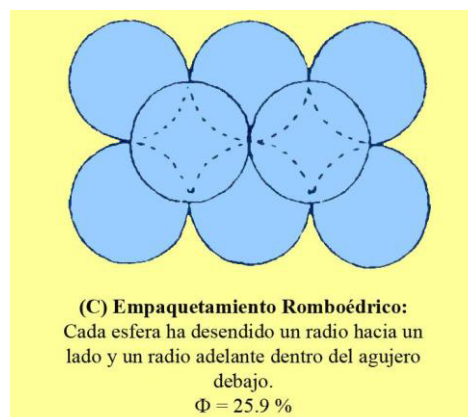


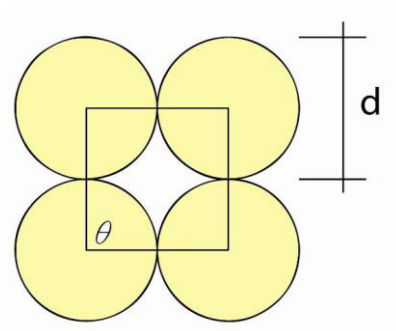
FIGURA. 1.1C EMPAQUETAMIENTO ROMBOEDRICO

Considerando el arreglo cúbico de las esferas, la porosidad puede ser calculada de la siguiente forma:

La celda es un cubo con lados iguales, con un ángulo de 90° , d el diámetro de N esferas que pueda contener.

Entonces:

$$\theta = 90^\circ$$



$$V_b = d^3 \quad V_{\text{esfera}} = \frac{4\pi r^3}{3}, \frac{4\pi \left(\frac{d}{2}\right)^3}{3}, \frac{\pi d^3}{6}$$

$$\phi = \frac{V_b - V_{\text{esfera}}}{V_b}, \frac{d^3 - \frac{\pi d^3}{6}}{d^3}, \frac{d^3 \left(1 - \frac{\pi}{6}\right)}{d^3} = 1 - \frac{\pi}{6} = 0.476$$

$$\phi = 47.6\%$$

Donde:

V_b = Volumen neto (bulk)

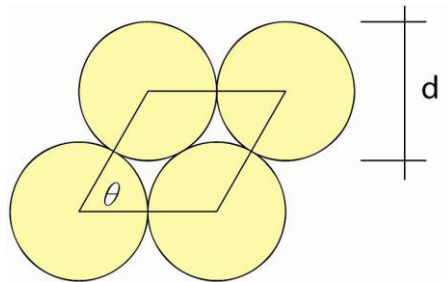
V_{esfera} = volumen de cada esfera

Considerando el arreglo hexagonal de las esferas, la porosidad puede ser calculada de la siguiente forma:

La celda es un hexágono con las caras, cuyos lados paralelos iguales de dos en dos, con ángulos opuestos iguales, tomando en cuenta el ángulo de 60° y d el diámetro de N esferas que pueda contener.

Entonces:

$$\theta = 60^\circ$$



$$V_b = d^2 \times d \sin(60), d^2 \times d \frac{\sqrt{3}}{2}, d^3 \frac{\sqrt{3}}{2}$$

$$V_{\text{esfera}} = \frac{4\pi r^3}{3}, \frac{4\pi \left(\frac{d}{2}\right)^3}{3}, \frac{\pi d^3}{6}$$

$$\phi = \frac{V_b - V_{\text{esfera}}}{V_b}, \frac{\frac{\sqrt{3}}{2}d^3 - \frac{\pi d^3}{6}}{\frac{\sqrt{3}}{2}d^3}, \frac{d^3 \left(\frac{\sqrt{3}}{2} - \frac{\pi}{6}\right)}{\frac{\sqrt{3}}{2}d^3} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} - \frac{\pi}{6}}{\frac{\sqrt{3}}{2}} = 0.395$$

$$\phi = 39.5 \%$$

Donde:

V_b = Volumen neto (bulk)

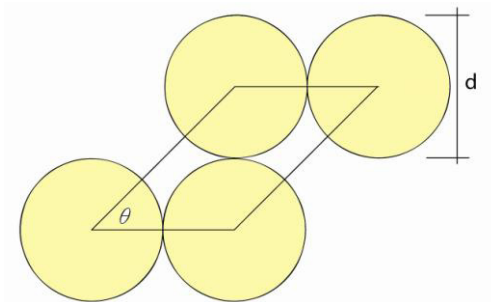
V_{esfera} = volumen de cada esfera

Considerando el arreglo romboedral de las esferas, la porosidad puede ser calculada de la siguiente forma:

La celda es un rombo con las caras, cuyos lados paralelos son desiguales de dos en dos, con ángulos opuestos iguales, tomando en cuenta el ángulo de 45° y d el diámetro de N esferas que pueda contener.

Entonces:

$$\theta = 45^\circ$$



$$V_b = d^2 \times d \operatorname{sen}(45), d^2 \times d \frac{\sqrt{2}}{2}, d^3 \frac{\sqrt{2}}{2}$$

$$V_{\text{esfera}} = \frac{4\pi r^3}{3}, \frac{4\pi \left(\frac{d}{2}\right)^3}{3}, \frac{\pi d^3}{6}$$

$$\phi = \frac{V_b - V_{\text{esfera}}}{V_b}, \frac{\frac{\sqrt{2}}{2} d^3 - \frac{\pi d^3}{6}}{\frac{\sqrt{2}}{2} d^3}, \frac{d^3 \left(\frac{\sqrt{2}}{2} - \frac{\pi}{6} \right)}{\frac{\sqrt{2}}{2} d^3} = \frac{\frac{\sqrt{2}}{2} - \frac{\pi}{6}}{\frac{\sqrt{2}}{2}} = 0.259$$

$$\phi = 25.9 \%$$

Donde:

V_b = Volumen neto (bulk)

V_{esfera} = volumen de cada esfera

Tickell ha presentado datos experimentales indicando que, para los empaquetamientos de arena Ottawa, la porosidad estaba en función de la simetría de la distribución de tamaño del grano.

La **simetría** es una medida estadística de la uniformidad de la distribución de un grupo de medidas.

Otros investigadores han medido los efectos de **distribución, tamaño del grano, y forma del grano**. En general la **mayor simetría** tiende a incrementar la porosidad, mientras un incremento en el rango de tamaño de la partícula tiende a disminuir porosidad.

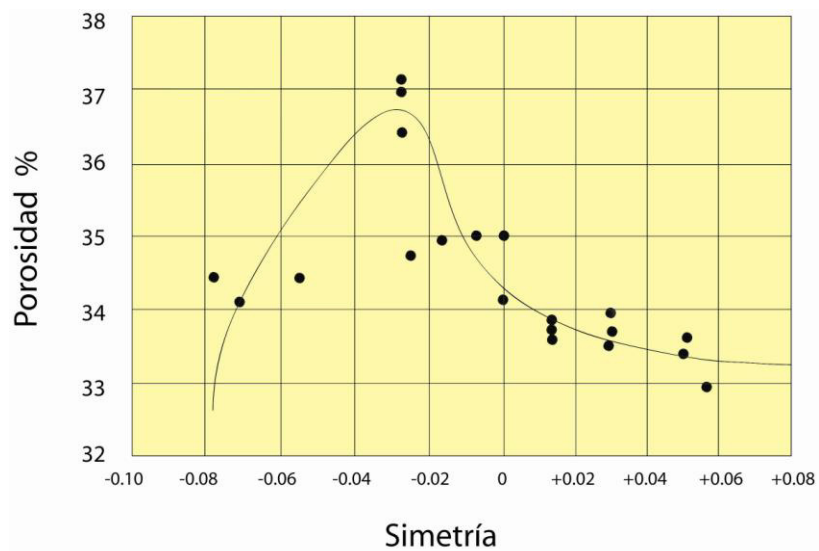


FIGURA 1.1 D VARIACIÓN DE LA POROSIDAD CON LA SIMETRÍA DE DISTRIBUCIÓN DE TAMAÑO DEL GRANO (TICKELL).

La porosidad es un parámetro estático, a diferencia de la permeabilidad que tiene relación con el movimiento de los fluidos en el medio poroso (permeabilidad relativa).

Este parámetro estático, se define localmente como un promedio sobre la base de un volumen de un elemento representativo del medio poroso en estudio.

La **porosidad puede ser determinada por métodos diferentes**, desde el volumen de grano, inyección de mercurio, la compresión /expansión de gas. El método más ampliamente usado es compresión del gas (la expansión de gas helio).

Como se mencionó anteriormente, la porosidad es el porcentaje de volumen de poros respecto al volumen total de la roca. Esta definición parece lo suficientemente simple; Sin embargo, una familia de definiciones de porosidad ha evolucionado para reunir varias condiciones de ingeniería de petróleo y registros de pozos, la Tabla 1.1 y Figura 1.2 es una recopilación de la Sociedad de

Ingenieros de Petróleo de definiciones de porosidad; estas parecen más aplicables para rocas clásticas.

Propiedades de la roca	Definición	Relaciones
Porosidad	fracción de volumen neto (bulk) ocupado por espacio del poro	$\phi = \frac{V_p}{V_b} = \frac{V_b - V_s}{V_b}$
Porosidad, aparente		ϕ_a
Porosidad, efectiva	fracción de volumen neto (bulk) ocupado por espacio del poro interconectados	$\phi_{\text{eff}} = \frac{V_{pe}}{V_b}$
Porosidad, no-efectiva	fracción de volumen neto (bulk) ocupado por espacio del poro no-interconectados	$\phi_{\text{neff}} = \frac{V_{pne}}{V_b}$
"Porosidad," intergranular	Fracción de volumen neto (bulk) ocupado por fluidos y todo shales	$\phi_{ig} = \frac{V_{ig}}{V_b} = \frac{V_b - V_g}{V_b}$
Porosidad, intermatriz	Fracción de volumen bulk ocupado por fluidos y shales dispersos	$\phi_{im} = \frac{V_{im}}{V_b} = \frac{V_b - V_{ma}}{V_b}$
Volumen, sólidos	volumen de todos los sólidos de formación	$V_s = V_b - V_f$
Volumen, grano	volumen de todos los sólidos de formación excepto todos shales	$V_g = V_s - V_{sh}$
Volumen, intergranular	volumen de fluidos y todos los shales	$V_{ig} = V_f + V_{sh} = V_b - V_g$
Volumen, matriz	Volumen de todos los sólidos de formación excepto shales dispersos	$V_{ma} = V_s - V_{shd}$
Volumen, intermatriz	Volumen de fluidos y shales dispersos	$V_{im} = V_f + V_{shd} = V_b - V_{ma}$

TABLA 1.1 DEFINICIONES DE Y RELACIONES ENTRE POROSIDADES DE LA ROCA Y VOLÚMENES

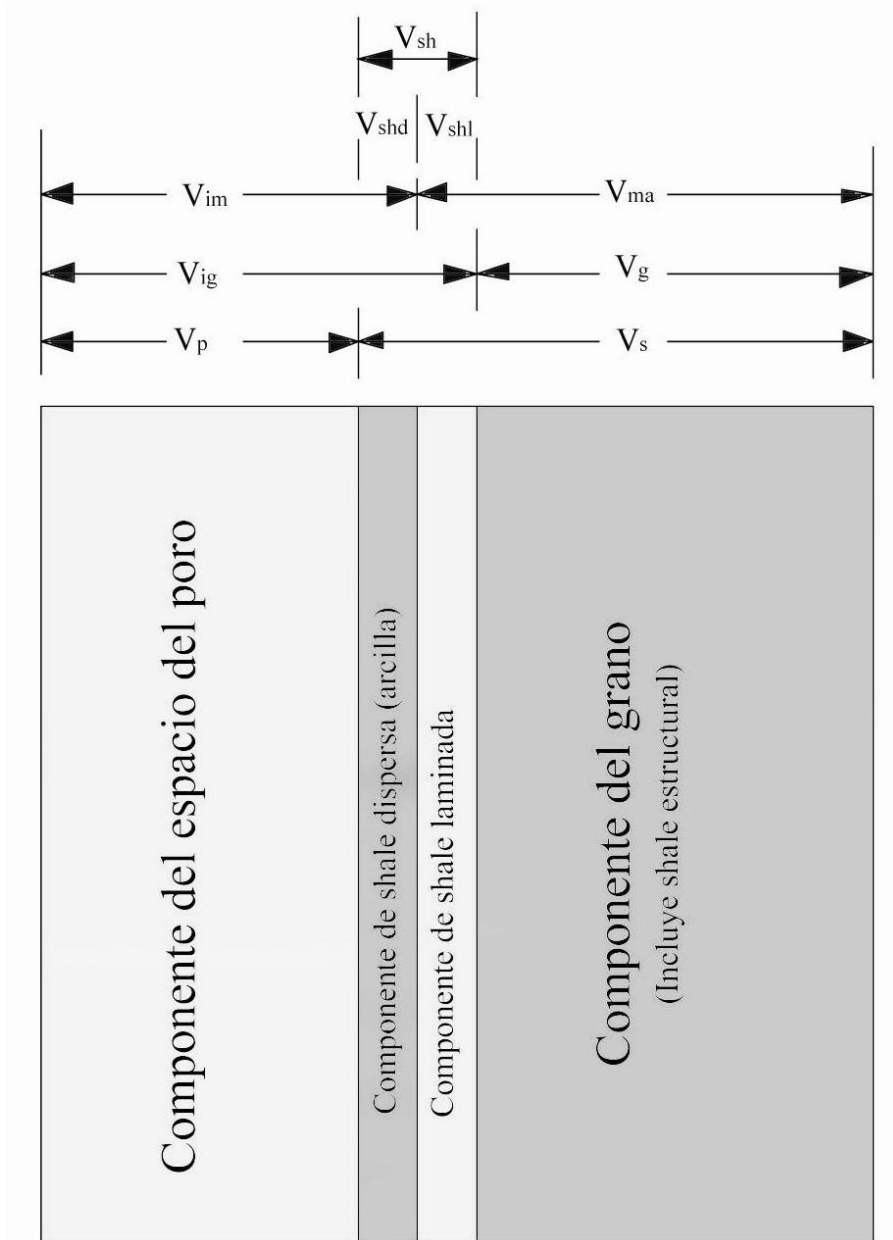


FIGURA 1.2 TIPOS DE VOLUMEN DE ROCA CLASTICA

El especialista de evaluación de formación, determinando la porosidad debería saber cómo la porosidad está relacionada con la litología y la porosidad esperada para cualquier roca determinada; Las respuestas y las relaciones son algo diferentes para cada clase importante de roca.

Rocas Clásticas:

Los sedimentos clásticos recién depositados van de moderada a altamente poroso. Las arenas artificialmente empaquetadas tienen rangos de porosidad de 0.23 a 0.43 y las siguientes relaciones entre las propiedades de porosidad y textural.

1. La porosidad es independiente de tamaño del grano para la misma separación (sorting).
2. La porosidad decrece como la separación se vuelve más escasa.
3. La porosidad aumenta como la esfericidad del grano (la forma) decrece y como la angularidad del grano (redondez) decrece.

En general, sin embargo no universal, la tendencia está a favor de que la diagenesis reduzca porosidades originales de rocas clásticas.

Rocas de carbonato

En la deposición, los sedimentos de carbonato son alta a muy altamente poroso. Los sedimentos de carbonato del Holocene tienen rangos de porosidades de 0.40 a 0.78 y las siguientes relaciones entre las propiedades de porosidad y textural.

- 1.- La porosidad no está correlacionada fuertemente con el tamaño medio del grano o separación (sorting).
- 2.- La porosidad se controla mayormente por la cantidad de finos presente, mientras mayor el porcentaje finos, mayor la porosidad.

Diagenesis de rocas de carbonato puede dar como resultado porosidades que no son significativamente menores o más grandes que la porosidad original.

1.1.1 Porosidad efectiva

Se define como porosidad efectiva a la correspondiente a los espacios vacíos interconectados para permitir el paso del petróleo y del gas a través de la roca; es decir el volumen de espacios vacíos susceptibles de ser ocupados por fluidos. Su valor es usado en todos los cálculos de ingeniería de reservorio pues representa el espacio interconectado del poro que contiene los fluidos recuperables de hidrocarburo

Este concepto de porosidad efectiva está directamente relacionado con el de permeabilidad. Es decir que la roca debe ser permeable. La porosidad efectiva es, en general, inferior en un 20-50% a la total, es una función de muchos factores litológicos.

Los más importantes son:

Tipo de roca, tamaño de los granos, arreglo de los granos, cementación; meteorización y lixiviación, tipo y contenido de arcilla, y estado de hidratación de las mismas, etc.

Desde el punto de vista de ingeniería del reservorio, la porosidad efectiva es el valor cuantitativo deseado, como ésta representa el espacio que es ocupado por fluidos móviles.

Para **materiales intergranulares**, pobremente a moderadamente bien cementado, la porosidad absoluta (total) es aproximadamente igual a la porosidad efectiva.

Para **materiales altamente cementados y calizas**, una diferencia significativa entre porosidad absoluta y valores de porosidad efectiva pueden surgir.

1.1.2 Porosidad absoluta

Porosidad absoluta es el porcentaje de espacio total con respecto al volumen total de la roca sin tener en cuenta si los poros están interconectados entre sí o no. Una roca puede tener una porosidad absoluta considerable y aun no tener conductividad a fluidos debido a la falta de intercomunicación de los poros. Éste es el caso de la lava y otras rocas ígneas con porosidad vesicular.

La porosidad puede ser clasificada en dos tipos según el tiempo de deposición los cuales son:

Primaria y

Secundaria.

1.1.3 Porosidad Primaria

Se denomina a veces porosidad original, porque es una característica inherente de la roca fijada cuando se deposita el sedimento; ejemplo, la mayor parte de las rocas reservorio areniscas es básicamente primaria.

Hay una amplia gama de rocas reservorio, que varían en el tamaño de sus poros y en la particular interrelación entre ellos.

Estas variaciones se denominan primarias si dependen de:

1. El ambiente de deposición de la roca.
2. El grado de uniformidad del tamaño en la partícula.
3. La naturaleza de los materiales que componen la roca.

Es decir según su origen y tiempo de deposición de las capas, a la cual se ha denominado porosidad primaria. Por tanto es aquella que se **desarrolla u origina en el momento de la formación o depositación del estrato**. Los poros formados en esta manera son espacios vacíos entre granos individuales de sedimento.

Es propia de las rocas sedimentarias como las areniscas (Detríticas o Clásticas) y calizas oolíticas (No-Detríticas), formándose empaques del tipo cúbico u ortorrómbico.

Las oolitas son pequeños agregados redondeados, por lo general de calcita pero también de sílice, que crecen concéntricamente alrededor de un núcleo de otra sustancia, su diámetro varia entre 0.25 y 2.0mm y por lo general son de entre 0.5 y 1.0mm.

Como ejemplo en el campo Magnolia en el condado de Columbia se ha extraído más de 120 millones de barriles de petróleo de la caliza oolíticas Smackover, densa y marrón (jurásico). La porosidad de la roca oolítica limpia es de alrededor del 20% y su permeabilidad de 1000 md, pero las zonas calcáreas y cretácica son menos porosas y permeables.

1.1.4 Porosidad Secundaria

La porosidad secundaria se refiere a aquella constituida después de la deposición y es caracterizada por caliza vugular y cualquiera de las rocas del reservorio que contenga fracturas, fisuras y junturas.

Hay una amplia gama de rocas reservorio, que varían en el tamaño de sus poros y en la particular interrelación entre ellos.

Las variaciones se denominan secundarias si dependen de acontecimientos que tuvieron lugar luego de la sedimentación de la roca, como:

1. Fracturación y trituración.
2. Disolución.
3. Resedimentación y cementación.
4. Compactación debido a un aumento en la carga.

Denominando porosidad Secundaria o Inducida, a aquella que se forma a posteriori, debido a un proceso geológico subsecuente a la depositación del material del estrato o capa. Esta porosidad puede ser:

➤ **Porosidad en Solución:**

Disolución de material sólido soluble constitutivo de las rocas.

➤ **Porosidad por Fractura:**

Originada en rocas sometidas a varias acciones de diastrofismo.

➤ **Porosidad por Dolomitización:**

Proceso mediante el cual las calizas se convierten en dolomitas, que son más porosas.

Los empaques de granos que presentan las rocas con porosidad secundaria son en general del tipo rombohedral, aunque es frecuente encontrar sistemas porosos de morfología compleja.

➤ **Porosidad Total:**

Corresponde a los llamados “yacimientos de doble porosidad”.

Cuando el medio poroso contiene poros intergranulares y fracturas, se le denomina “Doble porosidad” o “Fracturado naturalmente”.

1.2 Factores que afectan la porosidad

La porosidad en los sedimentos se forma y se reduce o elimina por procesos geológicos naturales. La existencia de porosidad primaria y secundaria se debe a condiciones geológicas. La **porosidad primaria** resulta de los vacíos que quedan entre los granos y los fragmentos minerales después de que se acumulan como sedimentos. La **porosidad secundaria** resulta por la acción de agentes geológicos tales como lixiviación, fracturamiento o fisuramiento que ocurren después de la litificación de los sedimentos.

De todos los sedimentos, las rocas más porosas y permeables son las areniscas. Aunque se asume que los carbonatos contienen la mayor parte de las reservas del mundo.

1.2.1 Porosidad de las areniscas

La porosidad de las areniscas puede ser de dos tipos: intergranular y de fracturas.

La **porosidad intergranular** es el espacio neto que queda después que la porosidad inicial ha sido reducida por agentes geológicos como consolidación, cementación, recristalización, granulación, molimiento, etc.

La porosidad primaria de una arenisca o de cualquier otra roca clástica depende inicialmente del grado de distribución o arreglo de los granos según su tamaño.

Los granos de arena bien distribuidos, moderadamente redondeados, depositados en agua, resultan en un empaque de 30 a 40 % de porosidad. En sedimentos de distribución deficiente los granos más pequeños se acomodan en los espacios existentes entre los granos más grandes, lo que reduce considerablemente la porosidad.

Gran parte de la porosidad en algunas areniscas y limolitas, aparentemente compactas, se debe a fracturas.

Un ejemplo típico de este caso es la formación Spraberry en el occidente de Texas, en donde se estima que las fracturas contribuyeron al 10 % de la porosidad.

Las **fracturas** son, sin embargo, responsables de la mayor parte de la permeabilidad del yacimiento. Debido a que es muy difícil obtener muestras de rocas fracturadas sin disturbar las condiciones originales, los métodos de análisis de núcleos para evaluar fracturas son por lo general inadecuados.

1.2.1.1 Consolidación

Consolidación (compactación) es el factor geológico que reduce la porosidad debido a la presión de los sedimentos superpuestos o a la presión orogénica.

Las areniscas exhiben una compresibilidad muy reducida (3×10^{-7} por lpc), mientras que las lutitas pueden ser reducidas a una pequeña fracción de su volumen original al tiempo de sedimentación.

La porosidad de **rocas sedimentarias** ha sido demostrada por **Krumbein y Sloss** por estar en función del grado de compactación de la roca. Las fuerzas que compacta están en función de la máxima profundidad de entierro de la roca. El efecto de compactación natural sobre la porosidad es mostrado en la Figura 1.2.1.

Este efecto es principalmente debido a la distribución resultante del empaquetado después de la compactación. Así los sedimentos que se han quedado profundamente sepultados, se emparejan si posteriormente son elevados, presentando valores más bajos de porosidad que sedimentos que no han estado sepultados a gran profundidad.

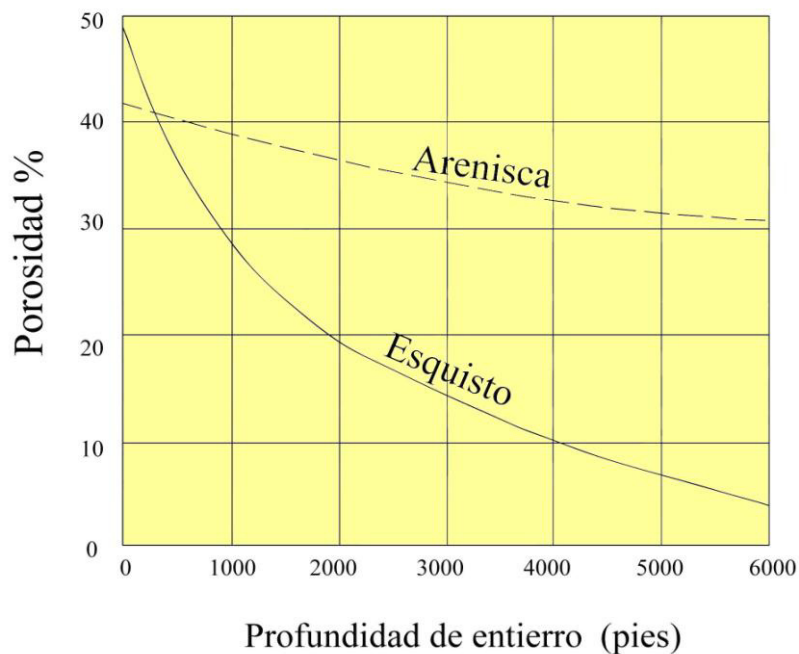


FIGURA 1.2.1 EFECTO DE LA COMPACTACIÓN NATURAL SOBRE LA POROSIDAD

Geerstma manifiesta que tres clases de compresibilidad deben ser distinguidas en rocas: (1) la compresibilidad de la matriz de roca, (2) la compresibilidad de roca neta (bulk), y (3) la compresibilidad del poro.

La compresibilidad de la matriz de roca es el cambio fraccional en el volumen del material sólido (granos) de la roca con una unidad de cambio en la presión.

La compresibilidad de roca neta es el cambio fraccional en el volumen neto de la roca con una unidad de cambio en la presión.

La compresibilidad del poro es el cambio fraccional en el volumen del poro de la roca con una unidad de cambio en la presión.

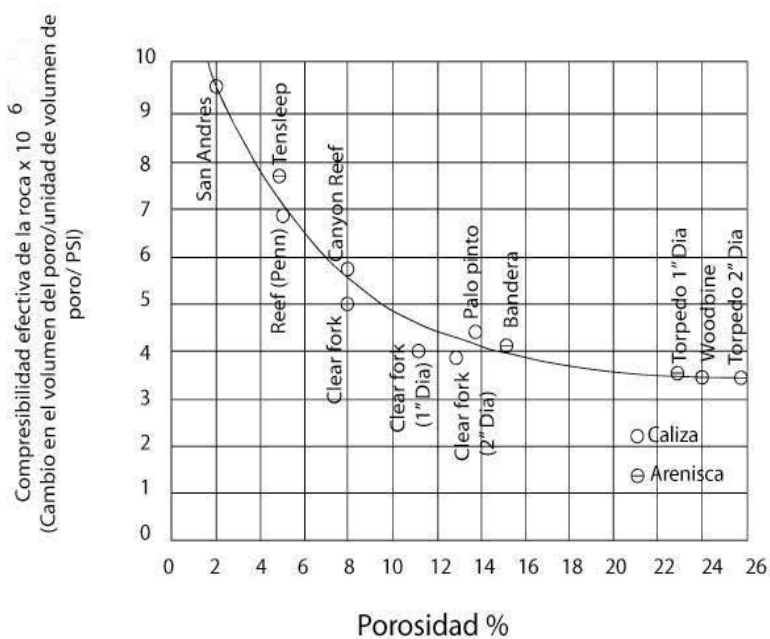
De interés principal para el ingeniero del reservorio es el cambio en el volumen del poro de la roca.

Hall presenta la compresibilidad del volumen de poro como una función de la porosidad. Estos datos están resumidos en la Figura. 1.2.2.

La compresibilidad efectiva de la roca en la Figura 1.2.2 resulta del cambio en porosidad causada por la expansión del grano y la disminución en espacio del poro por la compactación de la matriz. Es decir la compresibilidad decrece cuando la porosidad se incrementa.

En resumen, esto puede estar afirmando que las compresibilidades de volumen de poro de areniscas consolidadas son del orden de 5×10^{-6} (1 / psi).

Bajo las circunstancias normales algún error introducido descuidándose de la compresibilidad de la roca sería tan pequeño para ser escondido por otros errores de medida.



**FIGURA 1.2.2 COMPRESIBILIDAD EFECTIVA DE LA
ROCA RESERVORIO**

1.2.1.2 Cementación

Es el agente que tiene mayor efecto sobre la porosidad original y afecta el tamaño, forma y continuidad de los canales debido a una posible deposición de cuarzo secundario, calcita y dolomita o de combinaciones de las mismas. Además arcillas a menudo pueden actuar como material de cementación.

1.2.1.3 Cemento de sílice

Puede estar presente en una roca en cantidades que varían considerablemente. En una arena no consolidada y de granos uniformes, la forma actual de los poros se aproxima a la forma teórica.

En las primeras etapas de cementación de sílice secundaria, la forma original de los poros no se altera considerablemente pero el espacio poroso total se reduce y algunas de las conexiones son interrumpidas. A

medida que la cementación aumenta, el cuarzo secundario invade la mayor parte de las aberturas grandes del espacio poroso y se desarrolla gran cantidad de ángulos entrantes.

En la etapa final de cementación de sílice secundaria los granos individuales de cuarzo crecen y se unen a los contiguos formándose una roca de cuarcita en donde el espacio poroso está prácticamente eliminado.

1.2.1.4 Cemento de Carbonato

En una arenisca se puede formar al mismo tiempo que la arena se deposita o poco después del proceso de sedimentación.

Es posible que ocurra una cementación secundaria por calcita o dolomita proveniente de aguas en circulación, pero de todas maneras es de menor importancia que la cementación de sílice secundaria.

En la mayoría de los casos, el cemento dolomítico forma estructuras de cristales bien definidas, mientras que el cemento calcítico es irregular en su forma. El cemento de calcita se puede convertir en cemento dolomítico, lo que resulta en un aumento adicional de la porosidad.

1.2.1.5 Cemento de Arcilla

No causa exactamente endurecimiento de las arenas. El efecto obtenido por las partículas de arcilla es una acción de unión floja que deja a las rocas bastante friables.

El cemento de arcilla se deposita al mismo tiempo que los granos de arena y generalmente se adhiere a éstos de manera que después de la deposición aún existe una porosidad considerable. La porosidad total de una arenisca no es reducida considerablemente por pequeñas cantidades de arcilla.

El proceso de recristalización no es un factor importante en la porosidad de una arenisca.

Es de interés observar el efecto de la *granulación* y el *molimiento* de los granos de arena sobre la porosidad a grandes profundidades bajo la presión de los sedimentos superpuestos.

A medida que la presión de los sedimentos superpuestos aumenta, los granos de cuarzo tienden a formar una empaquetadura más compacta en una arenisca. Los granos de arena son molidos y también sufren una deformación plástica.

La persistencia de porosidad a grandes profundidades en cuencas sedimentarias profundas es motivo de gran interés y preocupación en la industria del petróleo, especialmente con la tendencia que existe hoy en día de alcanzar mayores profundidades en las operaciones de perforación.

Bell (1943) basado en experimentos de molimiento hechos en el laboratorio con núcleos secos, sugirió que

la máxima profundidad a que podía existir la porosidad era aproximadamente de 21 000 ft.

Sin embargo, cuando las rocas están saturadas de fluidos y no existen formas de escape, se puede esperar que la porosidad pueda aún persistir a mayores profundidades.

1.2.2 Porosidad de las Calizas

El desarrollo de la porosidad en un yacimiento de carbonato se diferencia en muchos aspectos a uno de areniscas. Mientras que en las areniscas se puede esperar un grado alto de continuidad horizontal, el desarrollo de porosidad en rocas de carbonato es de extensión limitada tanto horizontal como verticalmente.

En las calizas es raro encontrar porosidad laminar. Sin embargo, uno de estos casos es la caliza Lansing-Kansas City, en Kansas.

Aunque algunas aberturas individuales en las rocas de carbonato pueden ser bastante grandes, la porosidad promedia de una sección es generalmente inferior a la de las areniscas. La

razón por la cual las calizas forman yacimientos prolíficos se debe al mayor espesor de las capas.

Como en las areniscas, la porosidad en las rocas de carbonato puede ser primaria o secundaria.

La porosidad primaria en las rocas de carbonato puede resultar de:

- 1) Vacíos intersticiales entre granos clásticos de una roca detrítica de carbonato, tal como en conglomerados, brecha, coquina, oolita, creta, etc.

- 2) Vacíos formados de esqueletos cuando se remueve materia orgánica de corales y algas calcáreas.

- 3) Vacíos intercristalinos formados en calizas cristalinas a lo largo de planos de clivaje y por diferencia en el tamaño de los cristales.

Los yacimientos de gas y petróleo constituidos por calizas con porosidad primaria rara vez son importantes excepto en el caso de facies cretáceas (de creta) y oolíticas.

La porosidad primaria, sin embargo, facilita los medios para el desarrollo de porosidad secundaria permitiendo la circulación de aguas subterráneas.

En rocas de carbonato, la porosidad secundaria puede originarse de:

- √ Diaclasas
- √ Acción de Lixiviación por aguas subterráneas
- √ Dolomitización

1.2.2.1 Diaclasas

Diaclasas causadas por consolidación, contracción, esfuerzos tectónicos o cambios mineralógicos.

Las **diaclasas** consisten en una serie de fracturas que siguen un arreglo consistente con grupos de fracturas paralelos unos a los otros, mientras que otros grupos interceptan los primeros en un ángulo determinado. Entre las fracturas que se intersectan algunas son más grandes que otras constituyendo una mayor serie de diaclasas.

Por lo general, las diaclasas son verticales. Debido a lo frágil de los carbonatos, las diaclasas pueden producirse como resultado de aplicación de pequeñas fuerzas de tensión y se encuentran generalmente en la cresta de los anticlinales.

Por consiguiente, la porosidad formada por el efecto de soluciones se desarrolla más que todo en las partes altas de las estructuras en donde las aguas meteóricas encuentran fácil acceso.

1.2.2.2 Acción de Lixiviación por aguas subterráneas

Este proceso desarrolla la porosidad por medio de soluciones y está relacionada con la topografía de antiguas superficies de erosión.

Dicho proceso requiere un período de erosión suficientemente largo y un relieve superficial por encima del nivel hidrostático tal que permita la acción disolvente de aguas en percolación.

La porosidad en la mayoría de los yacimientos de caliza se debe a este tipo de desarrollo.

1.2.2.3 Dolomitización

El mecanismo del desarrollo de porosidad por dolomitización no se ha establecido claramente, pero se cree que es el resultado de la **restitución molecular de**

calcio por magnesio en las calizas, dando como resultado porosidades hasta del 12 %.

El proceso de dolomitización muchas veces es un proceso local, y no es raro encontrar calizas que gradualmente se convierten en dolomitas en una dirección lateral con la existencia de porosidad únicamente en las dolomitas.

Las calizas se caracterizan por tener **más de un sistema poroso**. Generalmente consiste en *porosidades intergranular, de canales y de drusas*.

En algunas calizas la porosidad consiste en una **combinación** de porosidades *intergranular y de fracturas*.

Al sistema múltiple de porosidad en las calizas se debe la presencia de series de canales a través de los cuales existe flujo preferencial, mientras que en los poros pequeños y en los que no están intercomunicados, el

flujo de petróleo hacia los canales principales depende de la influencia de la expansión del gas en solución.

Por dicha razón, la producción primaria en las calizas es más eficaz por empuje de gas en solución que la producción por estimulación secundaria (inyección de gas o de agua), ya que estos medios externos de desplazamiento siguen preferentemente el trayecto de menor resistencia, dejando atrás grandes cantidades de petróleo.

Archie (1951) clasificó en una forma bastante práctica la porosidad de los carbonatos:

- 1).- Porosidad cristalina compacta,
- 2).- Porosidad cretácea o tipo creta y
- 3).- Porosidad granular-sacaroidal.

1).- Las calizas con porosidad cristalina-compacta se reconocen por su lustre brillante y su apariencia resinosa en fracturas recién hechas. Si se examina una cortadura,

se observará que los bordes son agudos. Los cristales individuales están estrechamente entrelazados en forma compacta y, donde la porosidad secundaria no se ha desarrollado, no existe espacio visible entre los cristales. El diámetro de los poros es menor de 0,01 mm; el volumen poroso total es inferior al 5 % del volumen total, y la permeabilidad menor de 0,1 md. Por esta razón sólo pueden producir gas y petróleo en cantidades comerciales cuando el desarrollo de porosidad secundaria alcanza un valor total del 7 al 10 %. En este caso, el espacio entre los poros es visible con una lupa corriente, las drusas y los canales pueden llegar a formarse con un mayor grado de lixiviación.

2).- Las calizas con porosidad cretácea (tipo creta)

tienen una apariencia opaca y terrosa, y con frecuencia los cristales individuales no se distinguen debido al empaque imbricado, es decir, las caras de los cristales forman distintos ángulos. Este tipo de caliza requiere una porosidad mayor para poder producir petróleo en forma comercial. Una porosidad del 10 % corresponde aproximadamente a una permeabilidad de 0,1 md, y una

porosidad del 15 % convierte la caliza por lo general en un productor comercial de hidrocarburos.

3).- Las calizas con porosidad granular-sacaroidal se caracterizan por la apariencia gruesa de los granos, similar al azúcar. Este grupo lo constituyen las llamadas calizas oolíticas. La relación entre la porosidad y la permeabilidad de las calizas granulares es similar a las de porosidad cristalina-compacta y. por consiguiente, de requiere una porosidad del 7 al 10 % para que la roca pueda producir hidrocarburos en forma comercial.

Los análisis de las cortaduras de perforación o de núcleos, desde el punto de vista litológico, son de gran valor en los yacimientos de carbonato para ayudar a establecer las zonas productivas y las no productivas.

1.3 Ley de Boyle.

Los gases se caracterizan en su comportamiento por tres variables relevantes, Presión, Volumen y Temperatura, P V T, respectivamente.

Hay varias leyes que interrelacionan estas variables, una de ellas es la de Boyle - Mariotte o mas comúnmente conocida como Ley de Boyle, que establece:

“El volumen de un gas ideal es inversamente proporcional a la presión para una masa o peso determinado de gas cuando la temperatura es constante”.

En el siglo XVII, Robert Boyle demostró que el volumen ocupado por una misma masa de gas, a temperatura constante, es inversamente proporcional a la presión que soporta.

Es decir, si la presión de un gas aumenta, el volumen del gas disminuye en la misma proporción. Según la siguiente expresión:

$$PV = k \text{ (constante)}$$

Por lo tanto, para las condiciones iniciales (1) y finales (2) de P y T se pueden escribir 2 ecuaciones:

$P_1V_1 = k_1$
 $P_2V_2 = k_2$, en tanto se este empleando la misma muestra de gas

encerrado a una temperatura constante, k_1 será igual a k_2 , y el producto de la presión inicial por el volumen inicial será igual al producto de la presión final por el volumen final. En consecuencia se puede escribir la siguiente igualdad:

$$P_1V_1 = P_2V_2$$

$$P_2 = \frac{P_1V_1}{V_2} \quad \text{o} \quad V_2 = \frac{P_1V_1}{P_2}$$

En estas formulas, P_1 y V_1 son la presión y volumen inicial de un gas, y P_2 y V_2 la presión y volumen después de que el gas haya sido comprimido o expandido.

Importante:

- √ Para aplicar esta formula es necesario emplear valores de presión "absoluta" y no manométrica.
- √ Un gas ideal se comporta según la ley de Boyle.
- √ Un gas real, en buena aproximación, se comporta según esta ley.
- √ Son gases reales, por ejemplo, H, O, CO₂, el aire, etc.

La presión absoluta es la presión que ejerce el aire atmosférico que es igual a $1,033 \text{ Kgf /cm}^2 = 1 \text{ atmósfera}$ (kilogramo fuerza por centímetro cuadrado).

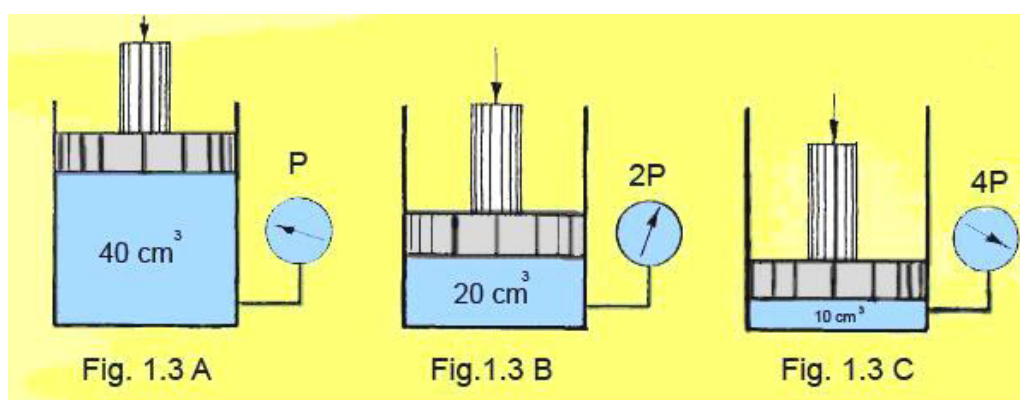


FIGURA 1.3A B C ESQUEMA DE LA LEY DE BOYLE.

📖 En la **Figura 1.3A**, 40 cm^3 de gas están contenidas en un recipiente cerrado a una presión P .

📖 En la **Figura 1.3B** el pistón se ha movido reduciendo el volumen a 20 cm^3 , provocando un incremento de la presión $2P$.

📖 En la **Figura 1.3C** el pistón a comprimido el gas a 10 cm^3 , provocando un incremento de cuatro veces la presión original $4P$.

Existe entonces una relación inversamente proporcional entre el volumen y la presión de un gas siempre que la temperatura se

mantenga constante, y que las lecturas de presión sean "absolutas" es decir referidas al vacío perfecto.

La Ley de Boyle, describe el comportamiento de un gas llamado "perfecto". El aire comprimido se comporta en forma similar a la ley de un gas perfecto a presiones menores de 70 Kgf/cm² y los cálculos empleando la Ley de Boyle ofrecen resultados aceptables. No ocurre lo mismo con ciertos gases, particularmente de la familia de los hidrocarburos como el propano y etileno.

Calculo

Partiendo con 40 cm³ de gas confinado a una presión manométrica de 3 Kgf/cm², **Fig. 1.3D**, ¿cual será la presión final después de que el gas haya sido comprimido a un volumen cuatro veces menor?

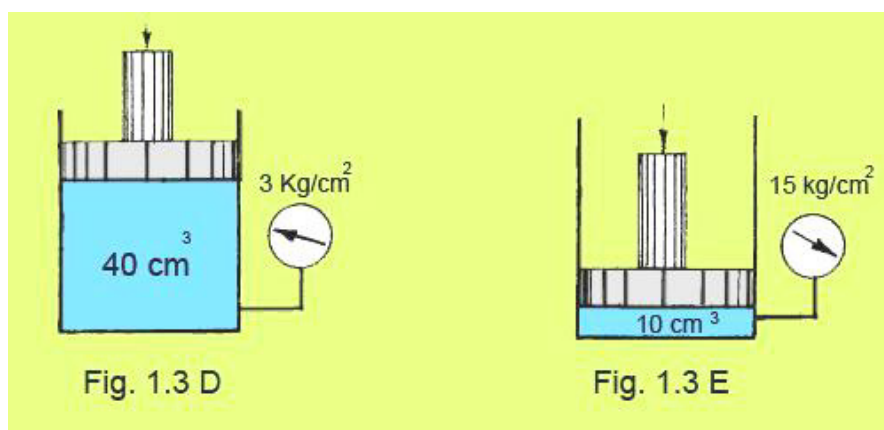


FIGURA 1.3D y E ESQUEMA DE LA LEY DE BOYLE

1ero. Convertimos la presión manométrica en absoluta: $3 + 1,033 = 4,033 \text{ Kgf/cm}^2$.

A continuación se aplica la ley de Boyle:

Sí el volumen se redujo a $1/4$, la presión se habrá multiplicado por 4 es decir: $4,033 \times 4 = 16,132 \text{ Kgf/cm}^2$ (absoluta).

Finalmente convertiremos esta lectura absoluta en manométrica:

$$16,132 - 1,033 = 15,099 \text{ Kgf/cm}^2 \text{ (Fig. 1.3E)}$$

La presión se mide en instrumentos tales como: el barómetro y manómetro y sus unidades dependerán del sistema de medida utilizando (ya que $P = F/A$, $F = \text{fuerza}$, $A = \text{área}$).

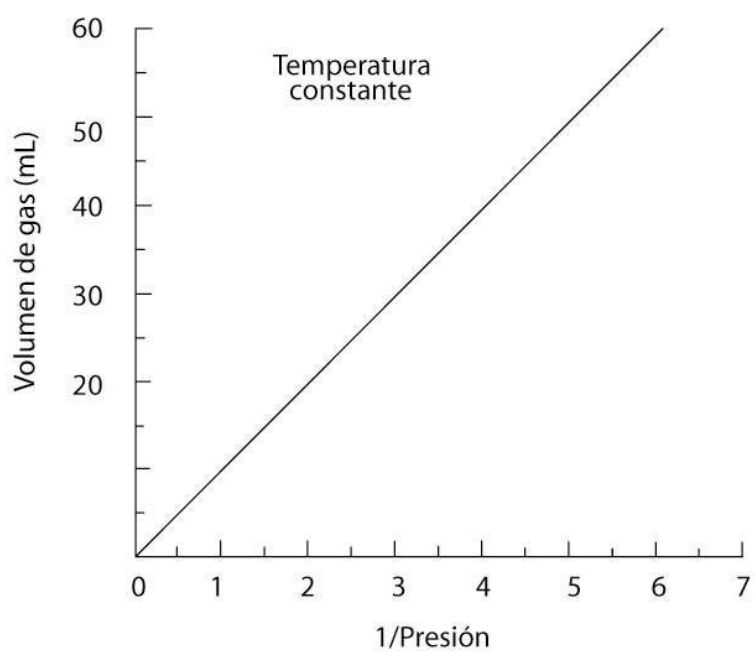
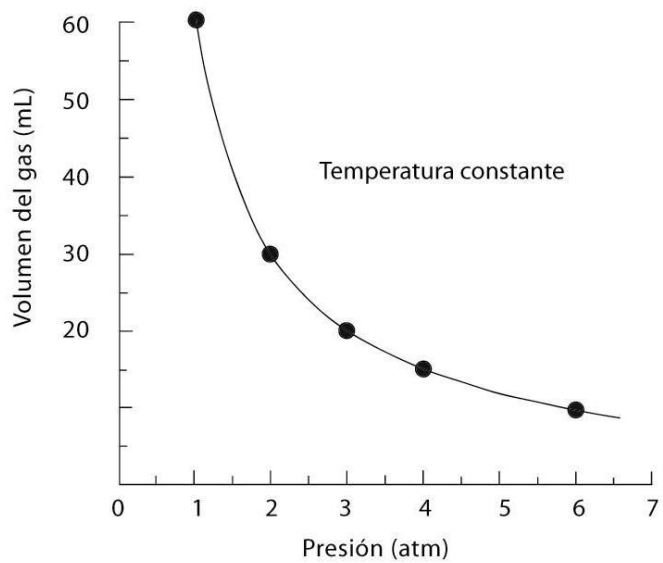


FIGURA 1.3.1 DIAGRAMA EN FUNCION DE LA LEY DE BOYLE

1.4 Usos de la porosidad

La industria petrolera requiere de una caracterización detallada de sus yacimientos, una de las más importantes que se debe conocer es la caracterización petrofísica de los núcleos productores de petróleo, conocer en forma exacta datos de porosidad, permeabilidad, densidad, entre otras. Por tal motivo se realizan análisis especiales a núcleos muestra, como son análisis de porosidad los cuales son usadas para calibrar registros y para cálculos de reservas.

Un ejemplo del uso de porosidad es la Estimación de la Capacidad de almacenamiento del reservorio para inyección de agua, provee el entendimiento, para los problemas en la actualidad encontrados en la reinyección de salmuera.

Asuma un ***acuífero cilíndrico*** definido dentro de **36 millas de diámetro** (Aproximadamente 1,000 millas cuadradas en la extensión areal) tiene una porosidad de $\Phi = 0.35$ y que el espesor de arena de la inyección promedia **100 ft**. Porque el acuífero se encuentra limitado, la

capacidad de almacenamiento de inyección está limitada por la compresibilidad de agua.

Si la presión neta de inyección en el fondo de pozo es **1,000 psi** (69 megabares) sobre la presión estática del reservorio, la compresibilidad de agua es **$45 \cdot 10^{-6}$ por megabar**.

1 acre-ft tiene un volumen de 7,758 bbls (1Bbl = 42 galones USA)

Entonces: La extensión areal del reservorio es = 1,000 millas cuadradas x 640 acres/milla cuadrada = **640,000 acres**

La capacidad total del poro es = **$6.4 \cdot 10^5$ acres x 7,758 (Bbls/acre-ft) x 100ft x 0.35 = $1.738 \cdot 10^{11}$ Bbls**

Luego, la capacidad total de inyección a partir de la compresibilidad = **$1.738 \cdot 10^{11}$ Bbls x 69 megabares x $45 \cdot 10^{-6}$ (1/megabares) = $5.4 \cdot 10^8$ Bbls**

Este tipo de análisis sobre un desarrollo de tiempo base puede proveer la comprensión importante que requiere el poder de la inyección a largo plazo, combinado con el incremento de la presión apropiada, causada por el flujo laminar de fluidos inyectadas a través de los medios porosos.

Además un ejemplo de la Estimación de las Reservas de petróleo:

Asumiendo:

$$A = 500 \text{ acres}$$

$$S_w = 0.40$$

$$L = 40 \text{ ft}$$

$$FVF = 1.4$$

$$V_r = 20,000 \text{ acre-ft}$$

$$R = 0.32$$

$$\phi_{\text{eff}} = 30 \%$$

Donde:

A: Area del reservorio

Sw: Saturación de agua

L: Espesor

intersticial

Vr: Volumen neto (bulk) del reservorio

FVF: Factor volumétrico de formación

Ø: Porosidad efectiva

R: Factor de recobro

$$\text{Petróleo recuperable} = \frac{A L 7,758 \Phi (1 - S_w) R}{FVF}$$

$$\text{Petróleo recuperable} = \frac{500 \times 40 \times 7,758 \times 0.30 (1 - 0.40) \times 0.32}{1.4}$$

$$\text{Petróleo recuperable} = 6,383,726 \text{ Bbls stock tank}$$

CAPITULO 2

2. MÉTODOS PARA DETERMINAR LA POROSIDAD

Numerosos métodos han sido desarrollados para la determinación de la porosidad de rocas consolidadas teniendo porosidad intergranular. La mayor parte de los métodos desarrollados han sido diseñados para muestras pequeñas, aproximadamente del tamaño de una nuez. Como los poros de material intergranular son bastantes pequeños, una determinación de la porosidad de semejante muestra implica medir el volumen de literalmente miles de poros. La porosidad de porciones más grandes de la roca es representada estadísticamente de los resultados obtenidos en numerosas muestras pequeñas.

En la medición de porosidad en el laboratorio es necesario determinar sólo dos de los tres parámetros básicos (volumen bulk, volumen del poro, y volumen del grano). Todos los métodos de determinación de volumen

neto (bulk) son, en general, aplicables para determinar ambas porosidades total y efectiva.

En el desarrollo de este capítulo se describirá cada método para la determinación de la porosidad, desde los registros eléctricos hasta los métodos de laboratorio.

2.1 Registros eléctricos.

Los registros más usados para determinar la porosidad son el registro sónico, el registro de densidad, y el registro Neutron.

2.1.1 Registro Sónico.

Teoría y principio de operación.

El sistema sónico consiste principalmente en registrar el tiempo requerido por una onda acústica para pasar a través de determinada longitud de una formación.

Estos tiempos de tránsito se registran en forma continua contra la profundidad. El tiempo de tránsito es inversamente proporcional a la velocidad de las ondas acústicas en cada tipo de formación

$$t = \frac{1}{v} \quad \text{Ec. 2.1}$$

En donde:

t = Tiempo gastado por la onda para recorrer determinada distancia. Se expresa en (μ seg / ft.)

v = Velocidad de la onda acústica, ft /seg.

La velocidad del sonido en la formación depende de las propiedades elásticas de la Roca Madre, de la porosidad, de los fluidos que contienen los poros y de la presión a que están sometidos.

En formaciones duras (bien cementadas y/ o compactas), el perfil sónico refleja la cantidad de fluido existente, en consecuencia, presenta un buen grado de correlación con su porosidad.

En formaciones no consolidadas donde la porosidad es relativamente baja, el perfil sónico da un valor aproximado de la porosidad, después de corregir las lecturas por compactación, la presencia de arcilla y el contenido de fluidos.

Las señales acústicas se pueden caracterizar en términos de 4 parámetros primarios:

- 1) Tiempo de llegada, del cual se puede obtener la velocidad de propagación en ese medio.
- 2) La amplitud, en general, disminuye en forma exponencial con la distancia recorrida.
- 3) La atenuación de la amplitud disminuye con la distancia de viaje.
- 4) La frecuencia o su Inverso el periodo, Todas la señales consideradas en registros acústicos, tienen una frecuencia o periodo aparente de oscilación.

Evaluación de porosidad.

Arenas consolidadas y compactadas.

Según Wyllie, en formaciones limpias y consolidadas con distribución uniforme de poros, existe una relación lineal entre la porosidad y el tiempo de tránsito, dada por la siguiente ecuación:

$$\Phi = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \quad \text{Ec. 2.2}$$

Donde:

Δt = Tiempo leído del registro sónico en ($\mu\text{seg}/\text{ft}$).

Δt_{ma} = Tiempo de tránsito en el material de la matriz

Δt_f = Tiempo de tránsito en el fluido.

La **Ec.2.2** por lo general es resuelta a partir de diagrama (**Apéndice C**), en la cual se procede de la siguiente forma:

1) Ingrese en el eje de la abscisas del grafico con el valor del tiempo de viaje Δt y luego vaya a la línea continua de la matriz de las areniscas, usualmente $55.5 \mu\text{seg}/\text{ft}$. Después vaya a la izquierda a la escala de porosidad de formación limpia.

Generalmente esas arenas compactadas y consolidadas tienen porosidades que varían en un rango de 18% a 25%.

Carbonatos.

En carbonatos que tienen porosidad intergranular, también se puede aplicar la fórmula de Wyllie, pero cuando hay porosidad secundaria, consistente en cavernas o fracturas se pueden aplicar la siguiente fórmula.

$$\Delta t = A\Phi + B (1 - \Phi) \quad \text{Ec. 2.3}$$

A y **B** se deben determinar empíricamente.

A: Depende de la litología de la formación.

B: Depende de la estructura de los granos y de la presión a que están sometidos.

Se han encontrado los siguientes valores:

A varía entre:

5 0 - 5 5 μ seg / ft para Arenas.

4 6 - 5 0 " " " Caliza.

4 2 - 4 8 " " " Dolomitas.

La magnitud de **B** tiende a aumentar con la disminución de las áreas de contacto de los granos; es menor para las rocas corrosivas y mayor para las rocas de granos finos y arcillosos.

Los valores más usados son:

B = 1.0 μ seg/ ft / Φ %para carbonatos.

B = 1.5 μ seg/ ft / Φ %para areniscas.

Entonces la porosidad se puede calcular de la siguiente forma:

$$\Phi = \frac{\Delta t - B}{A - B} \quad \text{Ec. 2.4}$$

Siendo:

Δt : Tiempo leído del registro sísmico.

Cuando los tiempos de tránsito son altos no se pueden suponer que son zonas de gas en formaciones de carbonatos sin la ayuda de información adicional.

Arenas no consolidadas.

Estas arenas se encuentran en formaciones geológicas más recientes, particularmente a poca profundidad. Para estas formaciones se dedujo la siguiente fórmula:

$$\Phi_s = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \frac{100}{C \Delta t_{sh}} \quad \text{Ec. 2.5}$$

El valor de $C \Delta t_{sh}$ se obtiene comparando la Φ_s calculada por la fórmula de Wyllie con el verdadero valor de porosidad.

O sea:

$$C \Delta t_{sh} = \frac{\Phi_s \times 100}{\Phi} \quad \text{Ec. 2.6}$$

Siendo:

Φ_s = Porosidad calculada por registro sísmico

Φ = Porosidad verdadera.

Arenas con litología compleja.

Para uso práctico en el campo, cuando la litología es compleja se usan datos promedios de la matriz para calcular la porosidad, haciendo la siguiente corrección a la formula de Wyllie.

$$\Phi = \frac{\Delta t - \Delta t_{m(ave)}}{\Delta t_f - \Delta t_{m(ave)}} \quad \text{Ec. 2.7}$$

Donde:

$$\Delta t_{m(ave)} = D \Delta T_{m(dol)} + A \Delta T_{m(anh)} + G \Delta T_{m(gyp)} + \dots$$

Siendo D, A, G, Y,....., etc las respectivas fracciones en la matriz de cada mineral, ya sea dolomita, anhidrita, gibsonita, yeso etc.

Δt : Tiempo de tránsito promedio leído del registro ($\mu\text{seg}/\text{ft}$)

Δt_f : Tiempo de transito a través del fluido intersticial.

Además se sabe que:

$$A + D + G + \dots = 1 \quad \text{Ec. 2.8}$$

Arenas arcillosas.

La velocidad del sonido en las arcillas es considerablemente más baja que en arenas, calizas o dolomitas, por esto, cuando arcilla forma parte de la matriz la velocidad del sonido es menor que el de la matriz limpia y el tiempo de tránsito es mayor.

Métodos para determinar la porosidad en arenas arcillosas.

Método de arcillas laminares y estructurales.

Para determinar la porosidad a partir del registro sónico en arenas con arcillas laminadas se utilizan ecuaciones diferentes para funciones compactadas y no compactadas.

a.- En formaciones compactadas:

La saturación de hidrocarburos es registrada generalmente por el sónico como si fuera agua, así:

$$\Delta t = (1 - \Phi_e - V'_{sh}) \Delta t_{ma} + V'_{sh} \Delta t_{sh} + \Phi_e \Delta t_f \quad \text{Ec. 2.9}$$

$$y \quad \Phi_s = \Phi_e + V'_{sh} \Phi_{sh} \quad \text{Ec. 2.10}$$

Donde:

V'_{sh} puede incluir la fracción de volumen de arcillas laminares y estructurales, pero no para arcillas dispersas.

$$\Phi_{ssh} = \frac{\Delta t_{sh} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \quad \text{Ec. 2.11}$$

Φ_{ssh} : Porosidad del registro sónico.

Para arenas arcillosas los rangos de Δt_{ma} varían de 55.5 a 50 $\mu\text{seg} / \text{ft}$ ($v = 18000$ a 20000 ft/seg)

El Δt_{sh} se lee de arcillas adyacentes; el valor de Φ_{ssh} en muchos casos está entre 0.2 y 0.4, pero pueden ser tan bajas como 0.1 para carbonatos arcillosos.

b.- En formaciones no compactadas:

La presencia de hidrocarburos y especialmente de gas, se registra con un aumento en Δt .

La corrección por compactación y gas para una arcilla se pueden determinar por la siguiente ecuación empírica.

$$\left(\Phi_s\right)_{cc} = \Phi_e + V_{sh} \Phi_{ssh} + (C_p - 1) \Phi_e S_{g_{x0}} \quad \text{Ec. 2.13}$$

Donde:

$(\Phi_s)_{cc}$: es la porosidad del registro sónico corregido por compactación. Siendo:

Φ_e : Porosidad efectiva de la formación arcillosa.

C_p : Compactación de la arcilla.

S_{gxo} : Saturación de gas en la zona lavada.

Método de arcillas dispersas.

La respuesta del sónico para arcillas dispersas se toma igual a la del agua ($\Delta t_{dis} = \Delta t_w$ y $\Phi_{Sdis} = 1$). De datos de laboratorio y experiencias de campo demuestran que ésta aproximación es generalmente válida para valores de $q = (V_{dis}/\Phi_z)$ sobre 40 a 50%.

Para valores más altos de q se considera la formación con una permeabilidad demasiado baja para ser comercialmente productora.

La respuesta del registro sónico se describirá:

a.- Para formaciones compactadas:

$$\Phi_s = \Phi_e + V_{dis} = \Phi_z \quad \text{Ec. 2.14}$$

b.- Para formaciones no compactadas:

$$(\Phi_s)_{cc} = \Phi_e + V_{dis} + (Cp-1)\Phi_e Sg_{xo} \quad \text{Ec. 2.15}$$

Siendo:

Φ_z = Porosidad de la matriz que incluye todo el espacio ocupado por fluidos y arcilla dispersa.

q = Fracción de la porosidad Φ_z ocupada por arcilla dispersa.

Se han determinado una serie de valores típicos de la velocidad del sonido para diferentes materiales con su respectivo tiempo de tránsito.

TABLA 2.1.1

LECTURAS ACUSTICAS EN VARIACION DE LITOLOGIA

MATERIAL	Vm (ft/seg)	Δt_m (μ seg/ft)	Δt_m comúnmente usados.
Areniscas	18000-1000	55.6-47.6	55.5 No consolidados 51.0 compactas.
Calizas	21000-3000	47.6-43.5	47.5
Dolomitas	23000	43.5	43.5
Anhidritas	20000	50	50
Sal	35000	67	67
Tubería	17500	57	57
Petróleo	4300	232	232
Lodo(agua)	5000-5300	200-159	

Limitaciones:

La limitación más importante es la variación litológica dentro de la zona de análisis, ya que al variar esta, se cambian las propiedades acústicas, esta variación en general se debe al contenido de arcillas, la cual aumenta el tiempo de tránsito.

Los principales factores que afectan la velocidad acústica en arenas o rocas consolidadas son:

1. Litología.
2. Porosidad.
3. Estructura de los granos.
4. Esfuerzo unitario-presión.

2.1.2 Registro Neutron.

2.1.2.1 Teoría y principio de operación.

El registro Neutrón, se usa para la identificación de formaciones porosas y cálculo de su porosidad, responde principalmente a la cantidad de hidrógeno presente en la formación.

Así, en formaciones limpias, es decir, con poca presencia de arcillas, cuando los poros están llenos de agua o petróleo, el perfil neutrónico nos da el valor del espacio poroso lleno de fluido.

La operación de este registro se basa en la detección de neutrones epitermales

Los neutrones son partículas eléctricamente neutras cuya masa es casi idéntica a la del átomo de Hidrógeno. Una fuente radioactiva, en este caso se trata de una muestra que emite neutrones, tal como Am-Be (Americio 246-Berilio), colocada en la sonda que es el equipo que porta la fuente y el detector, emite

continuamente neutrones a alta energía.

El equipo de esta operación consta de una zapata que presiona contra la pared la almohadilla, en la cual van montados un detector y una fuente de neutrones.

Los neutrones son emitidos por la fuente con una energía de 100000 eV o más (neutrones rápidos).

Estos neutrones, al encontrarse con núcleos del material de formación, pierden energía, es decir, son moderados por la formación hasta que alcanzan su estado térmico, en el cual su velocidad es similar a la de los átomos en el material y esto ocurre cuando los neutrones alcanzan la energía de 0.025 eV

La energía perdida en cada colisión depende de la masa relativa del núcleo con el cual choca el neutrón.

Cuando el neutrón alcanza una energía de 0.025 eV. (Neutrón termal) se mueven hasta que son capturados por núcleos de cloro o hidrógeno haciendo que se

exciten emitiendo una energía alta de rayos gamma.

Ya sea los rayos gamma o los mismos neutrones son contados por el detector de la sonda.

Cuando la concentración de hidrógeno es alta los neutrones son rebajados de energía rápidamente y capturados a corta distancia de la fuente.

Si por el contrario la concentración de hidrógeno es baja los neutrones viajan una mayor distancia antes de ser capturados.

De acuerdo a la concentración de hidrógeno la rata de conteo en el detector aumenta o disminuye.

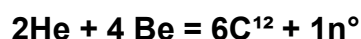
TABLA 2.1.2

CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DE LA FUENTE

AM-BE

Fuente	Emisor	Vida media	Actividad	Aplicación típica
Americio 246 - Berilio	Neutrones	458 años	5-25 Ci	Detección de hidrocarburos

El Americio emite partículas alfa (partículas de Helio) las cuales colisionan con los átomos de Berilio produciendo neutrones, de acuerdo a la siguiente reacción química:



La cantidad de energía perdida, depende de la masa relativa del núcleo con el que colisiona, siendo la mayor pérdida cuando el neutrón choca con un núcleo prácticamente de igual masa, es decir, el Hidrógeno. De ésta manera la pérdida de energía dependerá principalmente de la cantidad de Hidrógeno en la formación.

A los pocos microsegundos de ser moderados los neutrones, alcanzan su estado termal, es decir, energías de 0.025 eV. Entonces son capturados por núcleos de átomos tales como: cloro, hidrógeno, sílice, etc.

Este exceso de energía, ocasiona que los núcleos absorbentes se exciten y originen una emisión de rayos

gamma (radiación electromagnética) denominados Rayos Gamma de Captura para equilibrar aquel exceso energético recibido. De acuerdo al tipo de herramienta, ésta puede detectar los rayos gamma de captura o sus propios neutrones mediante un detector (o dos) colocado en la misma sonda

Interpretación y corrección por factores que afectan el registro.

El tablero de control en superficie procesa los datos y los computa, sobre una escala directamente en términos de porosidad.

También provee automáticamente las correcciones necesarias de hueco por peso del líquido en el hueco, salinidad, temperatura y variación de tamaño del hueco. Para huecos llenos de gas la corrección por tamaño del hueco. Se hace por nomograma. El registro SNP (Sidewall Neutrón Porosity) presenta la porosidad calculada directamente sobre una escala lineal para alguna de las tres matrices (caliza, arenisca o

dolomitas) seleccionadas en el tablero.

Como la mayoría de los registros SNP (Sidewall Neutrón Porosity) se corren suponiendo matrices de caliza, entonces se corrige o se interpola.

Si la diferencia entre el tamaño de broca y la lectura del caliper es del rango de 0 a 1/2 in primero se hace corrección.



**FIGURA 2.1.2 EQUIPOS DE REGISTRO DE POZOS
PETROLIFEROS**

Equipos:

Los equipos neutrónicos en uso incluyen el GNT, SNP y DSN. Las fuentes utilizadas que emiten neutrones con una energía inicial de varios millones de eV son las de Pu-Be ó Am-Be. El valor del tiempo muerto de los

equipos, que es el tiempo en que el detector no registra cuentas, es de 2 segundos y por lo tanto la velocidad de registro es de 1800 ft/hora ó 550 m/hr [4].

El GNT es una herramienta que emplea un detector sensible a los rayos gamma de captura y a neutrones térmicos (con energía de 0.025 eV). Puede utilizarse en pozo abierto o entubado. La porosidad leída de un registro en pozo entubado es menos exacta debido a la densidad de la tubería de revestimiento, la presencia de cemento detrás de ésta y otros factores. Se pueden utilizar combinaciones de distancias fuente-detector de acuerdo a las condiciones en que se encuentre el pozo y la porosidad de las formaciones.

En el SNP, la fuente y el detector de neutrones están colocados en una almohadilla en contacto con la pared del pozo. El detector es un contador proporcional, blindado de tal manera que sólo los neutrones con energía por encima de 0.4 eV pueden ser detectados.

En el DSN, se tiene dos detectores: uno cercano a la fuente y otro lejano a la misma, los dos detectores y la fuente se encuentra en una línea vertical dentro de la fuente. Debido a que los neutrones que llegan a ambos detectores atraviesan la misma formación y la misma cantidad de lodo del pozo, entonces al calcular la relación entre el registro del detector cercano y el registro del detector lejano, la influencia del lodo será minimizada mientras que la sensibilidad en la formación se mantendrá. De ésta manera se reduce en forma considerable el error en los registros.

Aplicaciones y limitaciones.

Las ventajas principales del SNP (Sidewall Neutrón Porosity) sobre el GNT se pueden resumir así:

- a) Es un equipo lateral contra la pared que reduce grandemente los efectos de pared del hueco.
- b) Absorbe y cuenta los neutrones epitermales pero no los neutrones termales procedentes del agua de formación y de la roca de la matriz.

c) La mayoría de las correcciones requeridas se hacen por el tablero de control de superficie.

En la herramienta GNT el detector por lo general aparece colocado a 15.5 o 19.5 in de la fuente y en la herramienta SNP a 16 in.

El promedio de velocidad del registro es 1800 ft/hr. El tamaño de la herramienta permite tomar registros de huecos de diámetro no inferior a 5 in.

Los rangos de presión y temperatura para los instrumentos en el hueco van hasta 350°C y 20.000 Psi.

2.1.3 Registro de Densidad.

2.1.3.1 Teoría y principio de operación.

Esta técnica es utilizada principalmente para determinar la porosidad de la formación. La medición de la densidad de la formación, también se aplica en la identificación de minerales, detección de gas, evaluación de arenas arcillosas y litologías complejas en la determinación de arcillas petrolíferas.

Una fuente radioactiva, que para este caso será una muestra que emita radiación gamma, colocada en una almohadilla es aplicada contra la pared del pozo. Esta fuente emite hacia la formación rayos gamma, los cuales interaccionan con los electrones de la formación según el Efecto Compton, según el cual los rayos son dispersados por los núcleos de la formación, de donde se obtiene rayos gamma de Compton, que es una radiación secundaria producida en los átomos de la formación y que se originan porque la formación cede energía a los átomos dejándolos en estados excitados.

Estos últimos rayos son detectados y evaluados como una medida de la densidad de la formación, ya que el número de rayos gamma Compton está directamente relacionado con el número de electrones en la formación.

Los registros de densidad de formación suministran datos valiosos sobre la porosidad, litología y contenido de fluidos de la formación.

No obstante sus limitaciones propias, la herramienta de este registro pueden proveer una interpretación efectiva bajo condiciones que impidan el uso de otros registros de porosidad.

Cuando se usa junto con otros registros de porosidad como el **Sónico o Neutrón**, se pueden definir mejor las condiciones de la matriz de la formación.

La herramienta del registro de densidad de formación fue diseñada para medir la densidad de las formaciones bajo superficie. Realmente responde a la densidad de electrones en la formación, pero en la mayoría de los

casos, la densidad de electrones está muy cerca de la densidad bruta. En otros casos se pueden hacer correcciones apropiadas si es necesario.

La herramienta consta de una fuente de rayos Gamma y dos detectores montados en una zapata - almohadilla que, durante la operación de registros, está en contacto con la pared del hueco. Los rayos Gamma, son emitidos por la fuente y difundidos a través de la formación.

El número de rayos Gamma difundidos que llegan al detector a través de un espacio fijo desde la fuente son contados. Un aumento en la rata de conteo en el detector indica una disminución en la densidad bruta de los estratos frente a la almohadilla.

A la inversa, una disminución en la rata de conteo significa un aumento en la densidad bruta.

Interpretación y corrección por factores que afectan el registro.

Como se dijo antes, la herramienta de este registro mide la densidad de electrones pero está es muy cercana a la densidad bruta de la formación.

El registro de densidad, da la densidad de la formación después de apropiadas correcciones por el efecto de hueco y torta con la densidad de formación se puede calcular la porosidad correspondiente a formaciones limpias usando la siguiente expresión:

$$\phi = \frac{\rho_g - \rho_b}{\rho_g - \rho_f}$$

Donde:

Φ = Porosidad.

ρ_g = Densidad de los granos de la formación.

ρ_b = Densidad neta corregida, dada por el registro.

ρ_f = Densidad de los fluidos de la formación.

La expresión es similar a la que se usa en el registro Sónico. En todos los casos es necesario conocer la matriz y del fluido. A diferencia de la fórmula empírica del registro sónico, la anterior tiene un fundamento teórico firme.

El valor de la densidad de los granos se puede escoger con suficiente precisión del conocimiento de la litología del Intervalo estudiado.

La densidad del fluido que ocupa el espacio poroso se supone normalmente unitaria (1 gr/cc) para pozos perforados con lodos arenosos.

Equipos

Los equipos utilizados con frecuencia son los contadores Geiger- Müller ó Scintilómetros, que son contadores proporcionales con fotomultiplicadores, y las fuentes normalmente usadas son: Cobalto (Co) que emite rayos gamma con energías entre 1.17 – 1.33 Mev, ó Cesio (Cs) que emite rayos gamma de 0.66 Mev

Para disminuir el efecto del pozo se realiza un corte en el revoque, que es un tipo de costra que se forma en la pared del pozo debido a las partículas del lodo de perforación que no puede invadir la formación. Este corte se realiza mediante un brazo que lleva la almohadilla donde se alojan la fuente y el detector. En zonas de revoques más consistentes, algo del mismo lodo puede quedar interpuesto entre el patín y la formación. En este caso el revoque es “visto” por la herramienta como si fuera formación y por lo tanto su influencia debe ser tomada en cuenta.

Al igual que en la técnica de Dual-Spacing Neutrón (DSN) descrita anteriormente, se pueden colocar en la sonda dos detectores para minimizar el efecto del lodo de perforación y dicha herramienta se llama FDC (Registro de Densidad Compensado).

Aplicaciones y limitaciones.

Las densidades verdaderas de la mayoría de los minerales con que trabajamos son conocidas:

TABLA 2.1.3
DENSIDAD DE ALGUNOS MINERALES

MINERAL	DENSIDAD (gr/cc)
Cuarzo	2.65
Calcita	2.71
Dolomita	2.87
Anhidrita	2.97
Yeso	2.32
Sal	2.16

Se ha visto que las herramientas de los registros de densidad indican la densidad de electrones, más bien que la densidad verdadera.

La respuesta del registro de densidad para determinar la porosidad y efectos de matriz se calculan por la siguiente expresión para una matriz no limpia.

$$\rho_b = \Phi \rho_f + \rho_{g_{av}} (1 - \Phi)$$

$$\text{O} \quad \Phi = \frac{\rho_b - \rho_{g_{av}}}{\rho_f - \rho_{g_{av}}}$$

Donde: ρ_{gav} = Densidad promedio de los granos de la matriz. Si la formación está compuesta por dolomita anhidrita y yeso:

$$\rho_{g_{av}} = D\rho_d + A\rho_a + Y\rho_y$$

Donde:

ρ_d = densidad de la dolomita.

ρ_a = Densidad de la anhidrita.

ρ_y = Densidad del yeso

D, A, Y = fracciones de dolomita, anhidrita y yeso.

$$D + A + Y = 1$$

Cuando muestras de formación u otras fuentes indican que calcita u algún otro mineral se hallan presentes, la ecuación se transforma de acuerdo a ese dato.

La medida de la densidad de formación ha dado solución a muchos problemas de registros que antes eran de muy difícil o imposible solución.

El registro de densidad se usa a menudo como un registro de porosidad.

Cuando se usa en combinación con otros registros de porosidad los problemas de fluidos y litologías complejas, se simplifican.

La aplicación del registro de densidad en la solución de muchos problemas de la industria del petróleo indica que cada día serán más usados los registros de densidad de formación.

2.2 Porosímetro de Boyle

La porosidad puede ser determinada por varios métodos, a partir de volumen de grano, inyección de mercurio, compresión /expansión de gas.

El método más ampliamente usado es compresión del gas (la expansión de gas helio).

La operación de estos dispositivos se basa en la ley Boyle. El tipo de **dos celdas** mostrado en las **Figuras 2.2A y 2.2B** es bastante conocido e ilustra este principio.

Dos celdas de volúmenes conocidos, V_1 y V_2 , están conectadas a una fuente de presión G de gas como se muestra en el diagrama. La **válvula B** de la conexión entre las celdas está cerrada y la celda 1 es llenada a una presión absoluta inicial $P_1 + P_a$. La **válvula A** está entonces cerrada. La muestra limpia, seca del núcleo es colocada en la **celda 2** a presión atmosférica P_a . La **válvula B** es entonces abierta, dejando la presión entrar en ambas celdas para igualar en $P_2 + P_a$. Asumiendo una expansión isotérmica de un gas perfecto, la siguiente ecuación para el volumen del grano de la muestra es

deducida. Primero, para un equilibrio de materiales entre **Condiciones I y II:**

$$(1) \quad n_1 + n_2 = n_3 + n_4$$

Donde

n1, n2 = moles de gas en la celda 1 y 2 a condición I

n3, n4 = moles de gas en la celda 1 y 2 a condición II

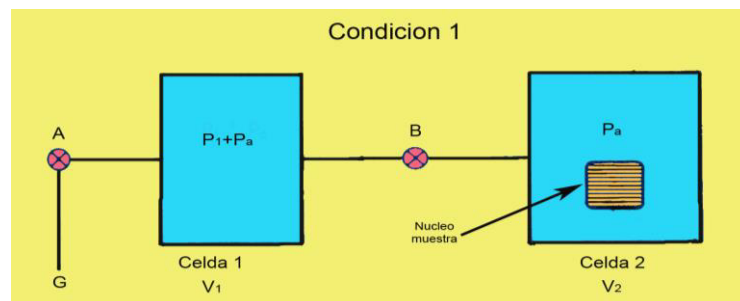


FIGURA. 2.2A OPERACIÓN DE DOS CELDAS POR EL POROSIMETRO DE BOYLE A CONDICION 1.

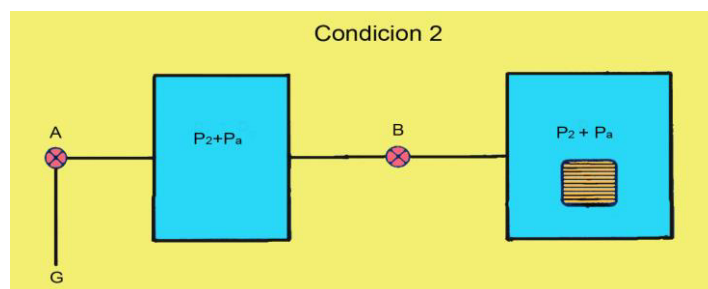


FIGURA. 2.2B OPERACIÓN DE DOS CELDAS POR EL POROSIMETRO DE BOYLE A CONDICION 2.

De la ley de gases ideales, $n = PV/RT$; por consiguiente,

$$\frac{(P_1 + P_a)V_1}{RT} + \frac{P_a(V_2 - V_g)}{RT}$$

$$= \frac{(P_2 + P_a)V_1}{RT} + \frac{(P_2 + P_a)(V_2 - V_g)}{RT}$$

a partir del cual:

$$V_g = V_1 + V_2 - \frac{P_1}{P_2} V_1 \quad \text{Ec.2.16}$$

Donde

P_1, P_2 = presiones en condiciones I y II, respectivamente

V_1, V_2 = volumen de las celdas (1) y (2)

V_g = volumen del grano de núcleo de muestra (plug)

No es conveniente calcular cada medida a partir de Ec. (2.16), debido al excesivo tiempo y posibles errores involucrados. Además, los volúmenes de la celda V_1 y V_2 son difíciles para medir con la exactitud deseada.

Este instrumento es, sin embargo, fácilmente calibrado con volúmenes precisamente conocidos macizos como balones de acero. Si todas las medidas son entonces empezado en el mismo P_1 es un material sencillo para obtener a V_g desde un gráfico de calibración previamente determinado de V_g Vs P_2 . La atención adicional considerable debe ser dada hacia el gas usado.

El aire es generalmente poco satisfactorio para el trabajo correcto debido a su adsorción en los granos de arena a presiones altas.

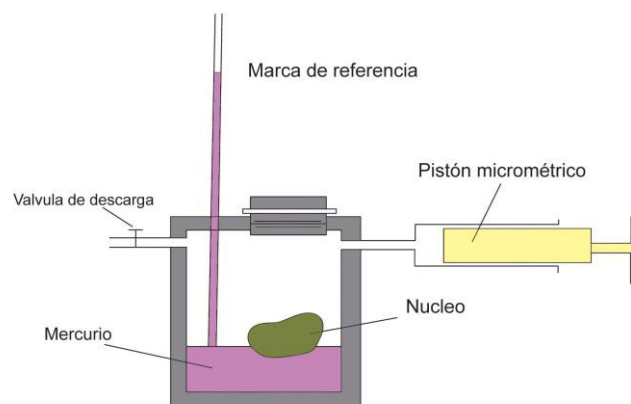
El helio no presenta este comportamiento y es por consiguiente una elección excelente para instrumentos de ley de Boyle; También, su desviación de la ley perfecta del gas es insignificante en las presiones complejas (generalmente de 60 hasta 100 psig).

Numerosos porosímetros con aplicación de la ley de Boyle con características diferentes de diseño sirven para determinar el volumen de granos.

Una vez obtenido el volumen de granos y determinando su volumen neto es posible calcular el valor de la porosidad efectiva del núcleo muestra.

2.3 Porosimetro de Ruska.

Opera con un principio similar al del porosimetro de Boyle. Un dibujo esquemático y foto de este aparato se presenta en las figuras 2.3.1A y 2.3.1B respectivamente.



**FIGURA 2.3.1A DIBUJO ESQUEMATICO DEL POROSIMETRO
RUSKA**

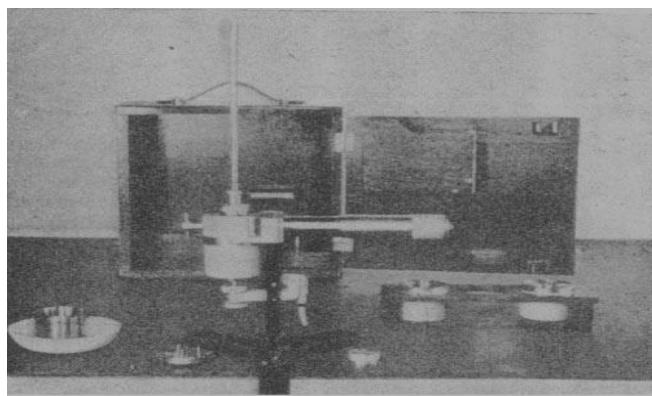


FIGURA 2.3.1B FOTO DE UN POROSIMETRO DE RUSKA

En este caso, el volumen total se puede obtener usando la copa del instrumento como picnómetro. Por medio de un pistón micrométrico aplicamos presión dentro de la copa hasta que el mercurio alcanza una marca de referencia establecida en el manómetro, por obtención dos lecturas del pistón para la misma referencia en el manómetro, una cuando la copa contiene la muestra y otra cuando no la tiene, y designando estas lecturas R_c y R_H respectivamente, la porosidad en porcentaje del volumen total puede calcularse por medio de la siguiente relación:

$$\varphi = 100 \left(1 - \frac{R_c}{R_H} \right)$$

2.4 Método de expansión del gas contenido en los poros

Por este método realmente obtenemos el volumen poroso. El volumen total debe determinarse independientemente. El volumen poroso se obtiene midiendo el volumen de aire contenido dentro de los poros de la arena, por un método de expansión. Debido a ello al porosímetro se le conoce como porosímetro de expansión.

Llamado también método de Washburn-Bunting (1922). El método usa una modificación de la bomba Toepler, empleada con mucha frecuencia para obtener vacíos muy efectivos y expulsar el aire de las muestras secas.

El aparato consiste de dos cámaras de vidrio unidas por una unión esmerilada (Fig. 2.4).

La cámara superior tiene una extensión graduada con una válvula en la parte superior. Una bomba, también de vidrio, se conecta a la cámara inferior por medio de un tubo de caucho flexible. Tal bomba, llena de mercurio, se utiliza para expandir el aire de los poros: vacío se crea en la muestra al bajar la bomba con mercurio permitiendo expansión del aire de los poros. La bomba luego se levanta, atrapando el aire expandido cuyo volumen se mide a presión atmosférica, en el vástago graduado.

El aparato requiere una corrección debido a la absorción de aire en las paredes.

Para obtener tal corrección proceda como sigue: abra la válvula de la cámara superior, y lentamente levanta la bomba hasta que mercurio aparezca sobre la válvula. Cierre la válvula y baje la bomba de mercurio a su posición más baja. Levante la bomba de nuevo hasta que el nivel del mercurio en la bomba y en el tubo de la cámara superior coincidir. Registre el volumen de aire, que será el "volumen de corrección".

La operación requiere los siguientes pasos:

1).- Colocar un núcleo de vidrio en el recipiente de prueba del aparato como indica la figura 2.4. El volumen y forma de dicho núcleo deben ser similares a los de la muestra de prueba. La lectura obtenida en el vástago graduado corresponde al aire absorbido sobre la superficie del vidrio. Considérese este valor como la lectura cero.

2).- Retirar el núcleo de vidrio del recipiente y colocar en su lugar la muestra de prueba. Al poner la cámara superior, déjese la válvula de

paso abierta. Ajústese bien la unión con grasa y para mayor seguridad colóquense bandas de caucho entre los salientes que poseen las cámaras.

3).- Levantar el bulbo de nivelación hasta que el mercurio pase por la válvula de paso. Esto se debe hacer poco a poco y con cuidado para evitar que el mercurio salga rápidamente por la válvula de paso.

4).- Cerrar la válvula de paso.

5).- Bajar el bulbo de nivelación hasta lograr que la muestra flote sobre el mercurio en el vacío barométrico creado. Déjese la muestra en esta posición por algunos minutos para permitir un escape completo del aire de los poros.

6).- Levantar el bulbo de nivelación lentamente hasta que los niveles de mercurio alcancen una misma altura. Esto permite la restauración de la presión atmosférica sobre el aire recuperado de la muestra. El volumen de aire en el vástago graduado representa el verdadero volumen efectivo de los poros de la muestra, ya que el aparato, igual que la muestra, están a temperatura ambiente. La porosidad efectiva en porcentaje se obtiene por medio de la siguiente relación:

Debe recordarse que el método Washburn-Bunting está sometido a bastante error. Esto se debe a que apreciable volumen de aire es absorbido en las superficies de los granos individuales de la muestra, y es liberado y medido junto con el aire contenido en los poros. Por lo tanto los resultados obtenidos por este método son generalmente altos. Para obviar parcialmente esta dificultad una determinación en blanco, con un pedazo de vidrio de tamaño aproximadamente igual al tamaño de la muestra, se efectúa.

Sin embargo, este método usado generalmente en el campo, es aun muy empleado a pesar de su inexactitud.

2.5 Método de inyección de mercurio

Cuando una roca tiene una fracción muy pequeña de espacio vacío es difícil de medir su porosidad por los métodos presentados.

En este caso se puede recurrir a la inyección a presión de un líquido incompresible. La idea original ha sido de Horner (1944).

Los aparatos para este método pueden obtenerse comercialmente y uno de éstos es el porosímetro de Ruska de alta presión (Fig. 2.5).

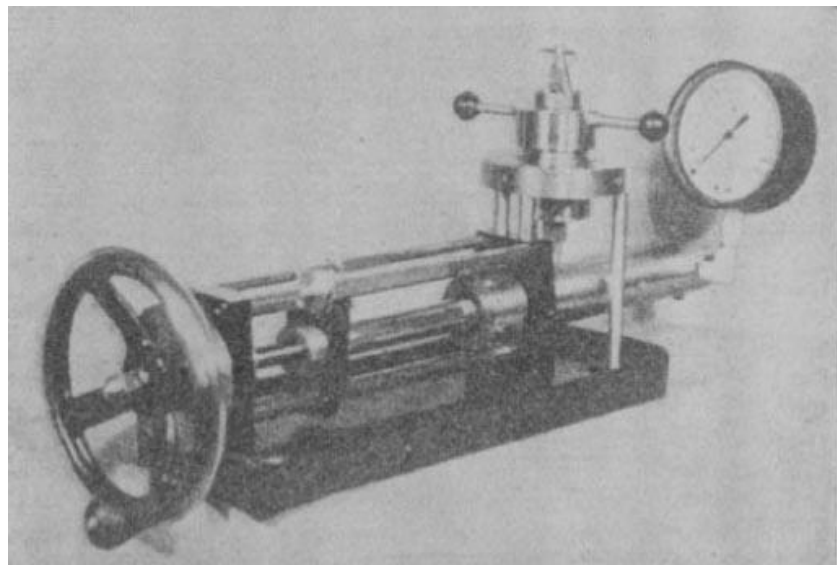


FIGURA 2.5 POROSIMETRO DE RUSKA DE ALTA PRESION

La porosidad de una muestra se obtiene, primero midiendo su volumen total a presión atmosférica con un fluido apropiado de desplazamiento (**mercurio**) en un picnómetro y, luego, forzando bajo presión el fluido dentro de la muestra y midiendo el volumen que penetra en el espacio poroso.

Este método es muy práctico, especialmente para muestras de baja permeabilidad en donde no se pueden obtener resultados exactos con otro equipo de porosidad.

El equipo consta de lo siguiente:

Un picnómetro de acero inoxidable de alta presión, suficientemente grande para acomodar un volumen total de muestras de 30 cc aproximadamente, con su tapa que posee una válvula de aguja.

Al picnómetro va conectado un cilindro con un émbolo de medición. Por medio de un cuadrante y una escala se puede obtener la lectura del émbolo de medición. La escala está graduada en centímetros cúbicos mientras que el cuadrante lo está en décimas de centímetros cúbicos. Un indicador de presión de 1000 lpc va conectado al cilindro para leer la presión a que el fluido entra en los poros.

El porosímetro de alta presión tiene dos escalas corredizas.

Una escala de volumen, construida en tal forma que el volumen de un objeto colocado en el picnómetro se puede leer en centímetros cúbicos sin cálculos de ninguna clase.

La escala de espacio poroso tiene un embrague de fricción con el émbolo de la bomba y se mueve con éste a menos que esté fija a su barra corrediza. Esta escala está graduada para leer directamente la porosidad en centímetros cúbicos. El índice está diseñado en tal forma que no es necesario el uso de un factor de corrección en el cálculo. La escala del espacio poroso se fija cuando se cierra la válvula, de aguja sobre la tapa del picnómetro. (El factor de corrección es el desplazamiento del volumen requerido para aumentar la lectura en el medidor de presión de cero a la presión de referencia. Este factor corrige los efectos causados por el aire que queda atrapado en el sistema y por los cambios elásticos que ocurren en la bomba cuando se le aplica presión.

Para determinar la porosidad de una muestra, primero se le extraen los finidos y después se seca. El volumen total del núcleo se

determina por desplazamiento de mercurio en un picnómetro, valor leído directamente de la escala volumétrica con aproximación de 0,01 cc. La lectura se obtiene colocando el núcleo en el picnómetro, poniendo la tapa, y observando el instante en que la primera gota de mercurio aparece en la válvula del picnómetro. Una vez que se obtiene el volumen total, se cierra la válvula, se fija la escala del espacio poroso y se somete el sistema a la presión de referencia establecido previamente, siendo generalmente de 750 lpc. Los centímetros cúbicos de mercurio requeridos para elevar la presión de 0 a 750 lpc representan el espacio poroso de la muestra, y se lee directamente en la escala de porosidad.

2.6 Método de pérdida de peso

El volumen de los granos de un núcleo muestra (plug), también puede determinarse observando la pérdida de peso que ocurre cuando el núcleo saturado con un líquido se sumerge en el mismo líquido.

Procedimiento.

Primero se extraen los fluidos a la muestra, se seca, se pesa y se satura con un líquido tal como keroseno, tetracloroetano o cualquier otro líquido apropiado. Luego se obtiene el peso aparente de la muestra saturada sumergida en el mismo líquido empleado en la saturación. El peso aparente de la muestra se determina suspendiéndola del brazo de una balanza con un alambre muy fino y observando el peso de la muestra cuando se encuentra completamente sumergida dentro del líquido. El volumen de los granos se calcula por la diferencia entre el peso de la muestra seca y el peso de la muestra saturada y sumergida, dividido por la densidad del líquido saturante.

Los resultados obtenidos con este método son bastante precisos y el sistema es tan rápido como el de expansión de gas. Es especialmente práctico cuando se requieren numerosos análisis de muestras.

2.7 Método de saturación de la muestra en un líquido

El volumen del poro de una muestra puede ser gravimétricamente medido saturando completamente una muestra con un líquido de densidad conocida, y registrando el incremento de peso. Un aparato sencillo para este procedimiento es mostrado en Figure 2.7.1.

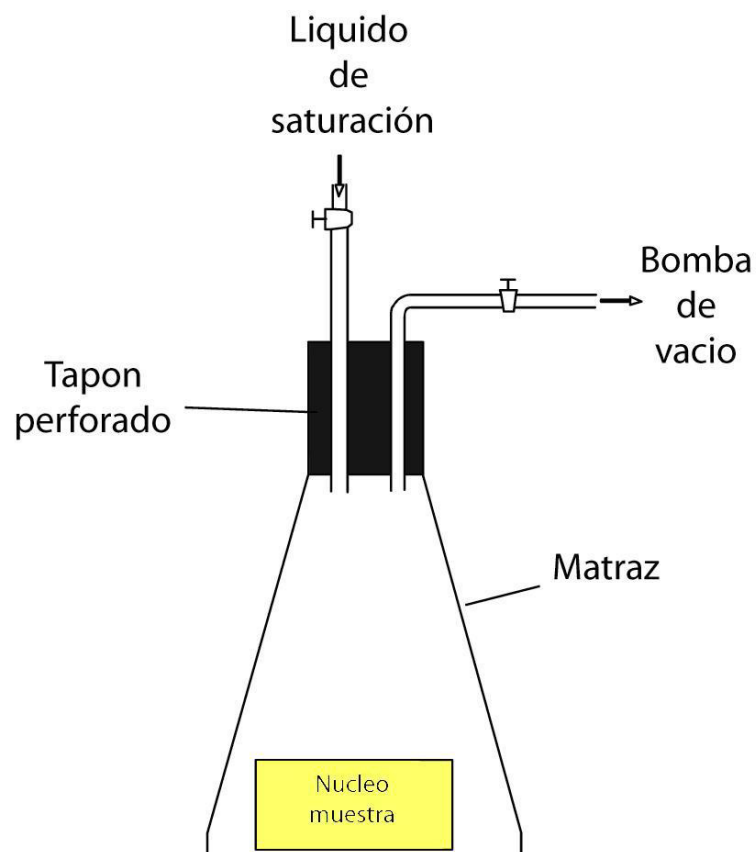


FIGURA 2.7.1 APARATO DE SATURACION PARA DETERMINAR VOLUMEN DEL PORO

Un vacío alto es creado interior del matraz que contiene la muestra limpia, seca, previamente pesada. Un líquido (comúnmente el kerosén o un hidrocarburo similar) es permitido para entrar en el recipiente (y los poros de la muestra) hasta que cubre la muestra. La muestra saturada es luego removida del matraz con pinzas, desecadas de líquido excedente, y rápidamente pesada. El volumen del poro es obtenido como:

$$V_p = \frac{W_{msat} - W_{mdry}}{\rho_l} \quad \text{Ec.(2.7.1)}$$

Donde:

W_{msat} = peso de muestra saturada

W_{mdry} = peso de muestra seca

ρ_l = densidad del líquido saturante

El volumen del grano también puede calcularse a partir de la siguiente ecuación:

$$V_g = \frac{W_{mdry}}{\rho_g} \quad \text{Ec.(2.7.2)}$$

Donde:

ρ_g = densidad del grano de arena.

La ecuación (2.7.2) es usada con el valor típico para ρ_g de 2.65 gr/cc.

Esto es generalmente bien preciso para arenas; Sin embargo, los errores pequeños en ρ_g se vuelven apreciables en muestras de baja porosidad.

La densidad del grano puede ser medida pulverizando una muestra para el tamaño del grano, pesando la cantidad reglamentaria, y midiendo el volumen de líquido que desplaza en un matraz volumétrico.

Debería ser apuntado fuera de ese total de medida de densidad del grano que utiliza medidas, no sólo la porosidad efectiva.

2.8 Método aditivo de saturaciones de fluidos

Este método para determinar la porosidad de núcleos es relativamente sencillo y muy práctico. El procedimiento es el siguiente:

- 1) Divídase el núcleo en dos partes; W_1 y W_2 .
- 2) Colóquese una parte, W_1 (de 100 a 120 gr) en una retorta.
- 3) Prepárese la otra parte W_2 (de 20 a 40 gr) para determinar con una bomba de mercurio el volumen ocupado por el gas.

Esta determinación consiste en las siguientes etapas:

- a) Pésese la muestra del núcleo W_2 .
- b) Mídase el volumen total de la muestra con una bomba de mercurio.
- c) Inyéctese mercurio dentro de la muestra. Regístrese y dibújese el volumen inyectado contra presión. Al comienzo de la inyección la pendiente de la curva es baja, pero una vez que el gas de la muestra haya entrado en solución debido al aumento en presión, habrá un cambio brusco en la pendiente. El punto de cambio en la pendiente dará el volumen de gas libre de la muestra.

Esta operación se debe realizar lo más pronto posible para evitar la evaporación del petróleo y del agua.

Saturación de gas libre expresado en porcentaje del volumen total de la muestra.

$$S_g = 100 \frac{\text{cc de gas libre en la muestra N}^\circ 2}{\text{volumen total de la muestra N}^\circ 2 (\text{cc})}$$

$$\text{Densidad de la muestra N}^\circ 2, \rho_2 = \frac{\text{Peso de la muestra N}^\circ 2}{\text{volumen total de la muestra N}^\circ 2}$$

4) Los volúmenes de petróleo y de agua obtenidos en cc por medio de la retorta se corrigen por efectos que pueden haber hecho variar estos valores de los valores actuales. En otras palabras, el volumen de agua puede ser un poco alto debido a que puede contener agua de hidratación, mientras que el volumen de petróleo puede ser un poco bajo debido a la posible evaporación de los hidrocarburos más livianos o de los hidrocarburos que quedan en el núcleo como coque. Para reducir estos efectos se debe evitar el empleo de temperaturas demasiado altas durante la operación de extracción de fluidos.

La porosidad se calcula de la siguiente forma:

$$\frac{\text{Peso de la muestra N}^\circ 1, W_1}{\text{Densidad de la roca, } \rho_2} = \text{volumen total de la muestra en la retorta, } V_t \text{ N}^\circ 1$$

$$\frac{\text{Volumen de petroleo recuperado, cc}}{V_t \text{ N}^\circ 1} \times 100 = \text{saturacion de petroleo en porcentaje del volumen total, } S_o$$

$$\frac{\text{Volumen de agua recuperado, cc}}{V_t \text{ N}^\circ 1} \times 100 = \text{saturacion de agua en porcentaje del volumen total, } S_w$$

La porosidad en porcentaje del volumen total está dada por la siguiente ecuación:

$$\phi = S_g + S_o + S_w$$

CAPITULO 3

3. DESCRIPCIÓN DEL POROSÍMETRO

En el presente capítulo se describen las características de los componentes principales que conforman el porosímetro de helio, como son:

Indicador digital de presión,

Transductor de presión,

Pesos calibrados.

Además su calibración, necesaria para obtener un parámetro estándar de referencia en el desarrollo de la prueba.

3.1 Indicador digital de Presión.

Modelo 300G con representación visual por diodos emisores de luz (LED).

Características

- Provisto de un enchufe para conexión con el cable del transductor en su panel posterior.
- Caja pequeña de banco portátil.
- Proporciona excitación al transductor y lectura digital.

Configuración típica del sistema

El 300G incluye fuente de alimentación, medidor y ajuste del cero, así también una conexión a un **transductor de presión** cercanamente localizado y conexión a corriente AC, requeridos para su normal operación.

Especificaciones:

TABLA 3.1.1

DESPLIEGUE EN PANTALLA DPI

Tipo	LED (diodos emisores de luz)
Color	rojo
Estatura de dígitos	0.56 in
Máxima lectura del instrumento	± 19999
Tasa de lectura del instrumento	2 por segundo
Señal de sobrecarga o carga	dígitos intermitentes
Señal de polaridad	negativa solamente
Brillo	constante

TABLA 3.1.2
PARÁMETROS FÍSICOS DPI

Temperatura de trabajo	32° a 130°f (0° to 55°c)
Temperatura de almacenamiento	-40° a 185t (-40° to 85°c)
Ancho	9.125 in
Altura	3.375 in
Profundidad (incluyendo conector)	9 in
Humedad relativa	0 a 80%

TABLA 3.1.3
PRECISIÓN (LECTURA SOLAMENTE)

a 73°F (23°C)	±0.01 %R ±1
de 60°F hasta 95°F (16°C a 35°C)	±0.04%R ±1 dígitos

TABLA 3.1.4
ELÉCTRICO DPI

voltaje /frecuencia de corriente alterna (1)	115vac ±10%, 50/60 Hz
poder de corriente alterna	7 watts nominal
longitud del cordón de	5 pies (aprox.)
El montaje distanciado (2)	2 pies (longitud estándar del cable en la mayoría de Transductores de presión SETRA)

TABLA 3.1.5
RESULTADOS ANALÓGICOS DPI

Idéntico como el voltaje de salida del transductor.
 (Normalmente 0 a 5 vdc para la presión unidireccional o los rangos de vacío. 0 a ± 2.5 vdc para los rangos bidireccionales).

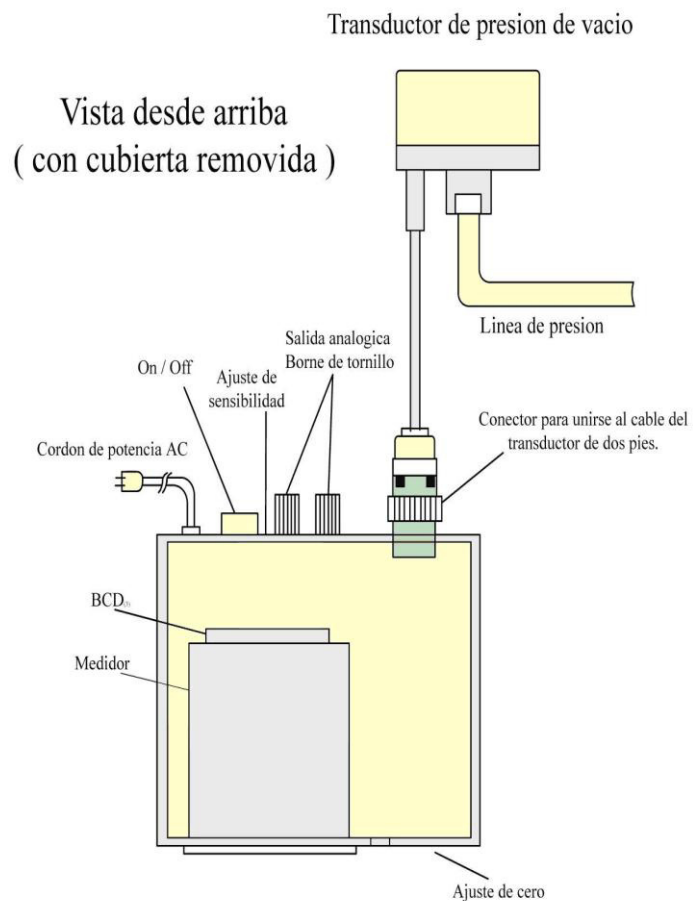


FIGURA. 3.1.1 VISTA DESDE ARRIBA DE CONEXIÓN DEL INDICADOR DIGITAL DE PRESIÓN CON EL TRANSDUCTOR.

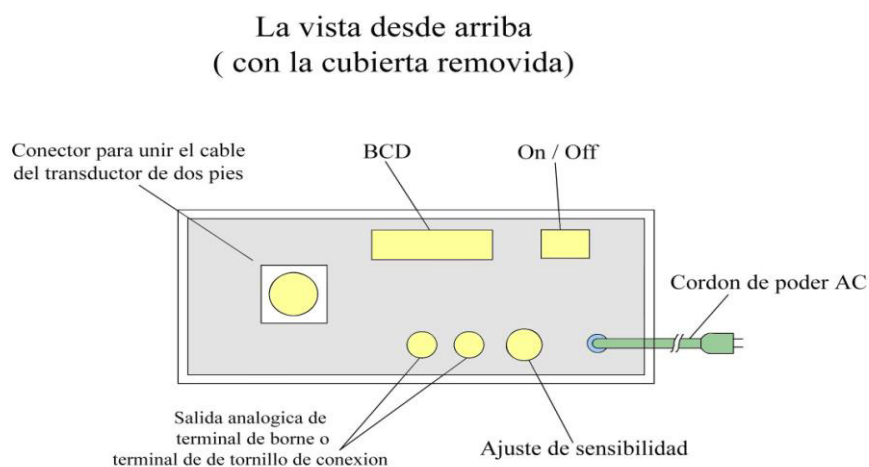


FIGURA. 3.1.2 VISTA DESDE ARRIBA DEL INDICADO DIGITAL DE PRESIÓN CON LA CUBIERTA REMOVIDA.

Instrucciones operativas.

- 1.- Instale el transductor de presión con el indicador digital de presión Modelo 300G.
- 2.- Enchufe el conector del cable del transductor en el receptáculo provisto en el panel trasero del DPI. Un cable extensión puede ser usado si es necesario. Advierta que el cable del transductor provee excitación para el transductor desde un suministro de poder provisto en el DPI.

3.- La información del conector es como sigue:

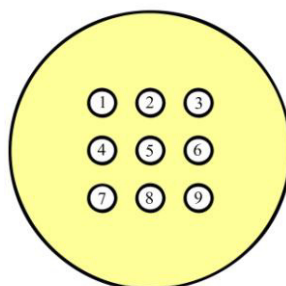


FIGURA. 3.1.3 DIAGRAMA DEL CONECTOR TRANSDUCTOR CON EL INDICADOR DIGITAL DE PRESIÓN.

TABLA 3.1.6

INFORMACION DEL CONECTOR "TRANSDUCTOR - DPI"

Pin		
No.	Función del cable	Modelo 204
1	salida negativa	Café
2	calibración remota	*rojo
3	excitación negativa / protector (shield)	negro /protector (shield)
4	cero remoto	Naranja
5	cero remoto	Verde
6	sensibilidad remota	*violeta
7	excitación positiva	Blanco
8	sensibilidad remota	*azul
9	salida positiva	Amarillo

*Utilizado si el transductor incluye la sensibilidad remota o las opciones de control de calibración. De lo contrario, estos pines pueden estar sin utilizar.

4.- Enchufe el cordón DPI dentro de 117Vac \pm 10 % 60 Hz la fuente de poder y el interruptor de "poder" localizado en el panel trasero para aplicar poder al sistema. Permita al menos 15 minutos para que el transductor y el DPI puedan precalentarse antes de tomar lecturas. Después del precalentado, si en la pantalla aparece el valor de presión diferente de 0000, ajuste el cero determinando del transductor usando el "ajuste de cero" control en el panel frontal del DPI o usando el dispositivo de control correcto localizado en el panel de circuito del transductor (con el punto decimal en su posición fija preajustada).

5.- La sensibilidad del transductor puede ser ajustada usando el potenciómetro ubicado en la parte posterior del case del DPI.

6.- La salida analógica de voltaje del sistema está disponible para el uso con un indicador, registrador, u otra carga externa sin conexión a tierra teniendo una impedancia de 5000 ohms o mayor.

7.- La recalibración del sistema de medición de presión en el modelo 300G DPI puede ser realizado siguiendo el método esquematizado en estas instrucciones.

8.- Cada modelo 300G DPI es calibrado con un transductor de presión, dependiendo de las características para su uso. Otros transductores con el mismo rango y salida pueden ser reemplazados sin pérdida significativa de precisión.

Instalación y procedimiento de calibración del indicador digital de presión (0 hasta 5 VDC)

El DPI modelo 300G es un indicador versátil de presión y puede ser fácilmente remodificado a escala de lectura deseada. Quite el bisel (marco frontal) delantero y la cubierta de arriba del 300G. Aquí adentro usted verá un indicador con ajustes de precisión para; selección decimal, selección de rango, cero, controles gruesos y finos de intervalo (ver Figura 3.1.4).

A.) Ajuste de cero

1.) Asegure 0 voltios a través de pines 3 y 2 en la parte posterior del conector interno de la terminal del medidor.

2.) Ajuste a R10 (cero) para una lectura de "0000".

B.) Ajuste de intervalo

1.) Programe switch del DPI (**SW 1**) para la escala de lectura total deseada (**vea Tabla 3.1.7**), si la escala completa deseada de lectura fuera 5.546 (ignore punto decimal), el siguiente arreglo:

SW 1-1: Abajo, **SW 1-2:** Arriba, **SW 1-3:** Abajo, y **SW 1-4:** Abajo.

2.) Aplique energía de entrada +5.000 vdc a través de pines 3 y 2.

3.) Ajuste a R107 para un intervalo grueso leyendo la escala completa ± 20 conteos.

4.) Ajuste a R12 para un intervalo fino leyendo la escala completa ± 1 conteo.

C.) Selección decimal

1.- Seleccione punto decimal correcto con switch del DPI (**SW 2**).

Cuidado: No fije más de un punto decimal a la vez. Desactive punto decimal antes de seleccionar nuevo punto decimal.

Después de asegurar energía AC no aplique para medir, conecte transductor de presión en pines 2, 3, 4, 5.

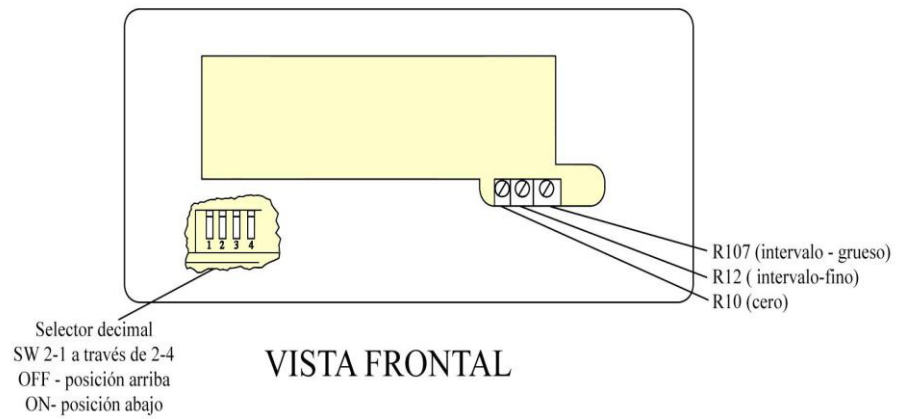


FIGURA 3.1.4. VISTA FRONTAL DEL INDICADOR DE PRESION DIGITAL CON LA CUBIERTA REMOVIDA

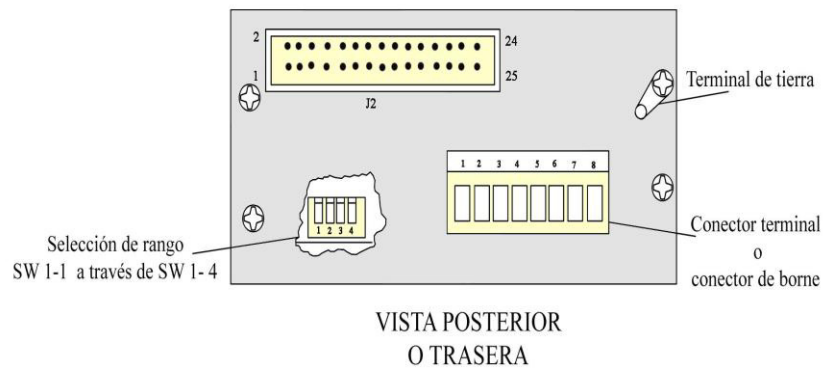


FIGURA 3.1.5. VISTA POSTERIOR DEL INDICADOR DE PRESION DIGITAL CON LA CUBIERTA REMOVIDA

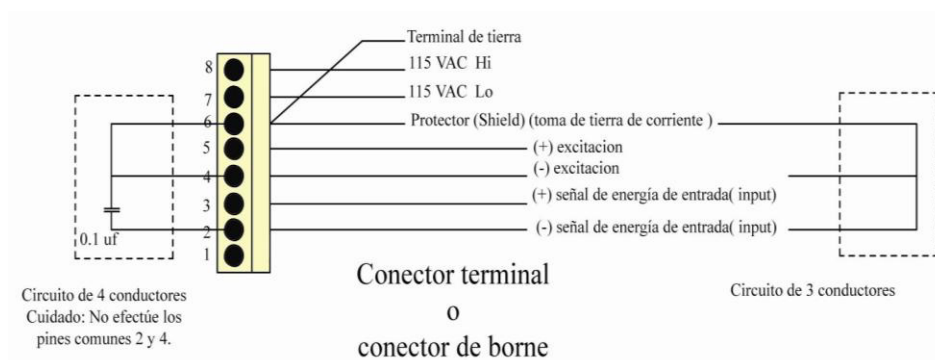


FIGURA 3.1.6. CONEXIÓN DE LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA

Procedimiento de conexión del transductor (4 conductores):

Conecte el cable del protector del transductor a la (-) excitación, el pin 4. Conecte a tierra la (-) excitación a la tierra de poder conectando un alambre del puente entre pines 4 y 6.

Para la supresión mejorada de ruido, conecte un capacitor de 0.1 uf a través de pines 2 y 4. (Estos son ahora preinstalado en la fábrica).

Cuidado:(-) excitación y (-) señal (pines 2 y 4) no debe ser común sobre un circuito de 4 conductores. El daño para el transductor u operación poco satisfactoria resultaría.

TABLA 3.1.7
SELECCIÓN DE RANGO PARA EL INDICADOR DIGITAL DE
PRESIÓN

				Lectura		
				R-12 completo CCW		
				R-107		R-107
				Completo		Completo
SW 1-1	SW 1-2	SW 1-3	SW 1-4	CCW		CW
down	down	down	down	0	→	2200
up	down	down	down	2200	→	4200
down	up	down	down	4200	→	6000
up	up	down	down	6000	→	7600
down	down	up	down	7600	→	9200
up	down	up	down	9200	→	10600
down	up	up	down	10600	→	12000
up	up	up	down	12000	→	13400
down	down	down	up	13400	→	14400
up	down	down	up	14400	→	15500
down	up	down	up	15500	→	16500
up	up	down	up	16500	→	17500
down	down	up	up	17500	→	18400
up	down	up	up	18400	→	19200
down	up	up	up	19200	→	20100

Estos valores son únicamente para ajustes gruesos de sensibilidad únicamente. Debería usarse para ponerle cerca a su resultado completo de escala.

3.2 Transductor de presión.

La palabra "transductor" en el sentido de metrología significa "elemento sensor", en Acústica significa "elemento excitador".

Un transductor es un equipo que traduce una señal mecánica (presión, velocidad, posición, etc) a una eléctrica (tensión, corriente o impedancia), por lo que puede entenderse como un convertidor.

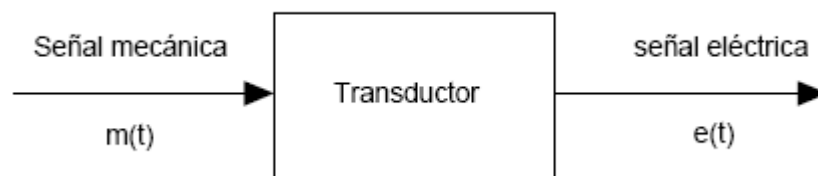


FIGURA 3.2 ESQUEMA DE UN TRANSDUCTOR

Los transductores de presión son sensores que transforman la presión de un medio en señal eléctrica para su posterior análisis. La medición de la presión puede realizarse empleando diversos principios físicos, algunos de ellos son:

Bombardeo molecular sobre lámina muy fina.

Chips sensores de presión.

Acelerómetros de tecnología integrada.

Tecnología integrada piezoresistiva.

El transductor necesita estar calibrado para ser útil como dispositivos de medida. La calibración es el procedimiento mediante el cual se establece la relación entre la variable medida y la señal de salida convertida.

Los transductores pueden clasificarse en dos tipos básicos, dependiendo de la forma de la señal convertida. Los dos tipos son:

Transductores analógicos

Transductores digitales

Los **transductores analógicos** proporcionan una señal analógica continua, por ejemplo voltaje o corriente eléctrica. Esta señal puede ser tomada como el valor de la variable física que se mide.

Los **transductores digitales** producen una señal de salida digital, en la forma de un conjunto de bits de estado en paralelo o formando una serie de pulsaciones que pueden ser contadas. En una u otra forma, las señales digitales representan el valor de la variable medida. Los

transductores digitales suelen ofrecer la ventaja de ser más compatibles con las computadoras digitales que los sensores analógicos en la automatización y en el control de procesos.

Características deseables de los transductores

Exactitud

La exactitud de la medición debe ser tan alta como fuese posible. Se entiende por exactitud que el valor verdadero de la variable se pueda detectar sin errores sistemáticos positivos o negativos en la medición. Sobre varias mediciones de la variable, el promedio de error entre el valor real y el valor detectado tendera a ser cero.

Precisión

La precisión de la medición debe ser tan alta como fuese posible. La precisión significa que existe o no una pequeña variación aleatoria en la medición de la variable. La dispersión en los valores de una serie de mediciones será mínima.

Rango de funcionamiento

El sensor debe tener un amplio rango de funcionamiento y debe ser exacto y preciso en todo el rango.

Velocidad de respuesta

El transductor debe ser capaz de responder a los cambios de la variable detectada en un tiempo mínimo. Lo ideal sería una respuesta instantánea.

Calibración

El sensor debe ser fácil de calibrar. El tiempo y los procedimientos necesarios para llevar a cabo el proceso de calibración deben ser mínimos. Además, el sensor no debe necesitar una recalibración frecuente. El término desviación se aplica con frecuencia para indicar la pérdida gradual de exactitud del sensor que se produce con el tiempo y el uso, lo cual hace necesaria su recalibración.

Fiabilidad

El sensor debe tener una alta fiabilidad. No debe estar sujeto a fallos frecuentes durante el funcionamiento.

Este transductor de presión tiene un rango de 0 a 5 VDC de salida, funciona en conjunto con su propio transmisor de presión a un rango de 4 a 20 mA de salida

Instalación e información general.

El transductor/transmisor, fue calibrado en conjunto con el medidor digital de presión para obtener una óptima lectura, por lo tanto debe ser manipulado con el mismo cuidado dado como a cualquier instrumento de precisión.

Condiciones del ambiente

No sumerja en líquidos, no use en condiciones de ambiente corrosivo para aluminio anodizado, sometido a aerosol o goteado, o use en un ambiente de alta vibración. El transductor/transmisor es muy sensitivo a la aceleración respecto a su eje de ajuste de presión. Se recomienda la instalación en posición vertical, con el puerto de presión hacia abajo. Esta posición minimiza daño de escurrimiento - goteo (drippage) de sistema de presión de la tubería.

Instalación y ajustes de presión

El transductor está diseñado para una operación más precisa cuándo es utilizado a presiones dentro del rango designado.

Recuerde no efectúe sobre presión.

Información eléctrica para transductores de presión de excitación estándar 24 VDC (nominal).

TABLA 3.2.1

CONEXIONES DEL TRANSDUCTOR

Cable conductor	Función
Blanco	Excitación positiva
Amarillo	Salida positiva
Cafe	Salida negativa
Negro	Excitación negativa - (hacia tierra del circuito)
Case	Protector (Cubierta metálica que encierra al circuito) (shield)

Eléctrico.- El circuito eléctrico es equivalentes para una red de 4 conductores, la cual puede ser conectado a tierra en solamente un punto, ya sea en la excitación o el cable de señal negativa de salida, no debe ser conectado a tierra en más de un punto.

El transductor de presión debe ser operado con el case conectado ya sea para la terminal negativa de excitación o para la terminal de salida negativa. El fracaso en hacer esto puede resultar en daño o la operación poco satisfactoria de la unidad. Esta conexión puede estar hecha conectando el shield y conductores negros (excitación negativa) o alternativamente por conectar el shield y conductores cafés (salida negativa) juntos.

La óptimo protección (Shielding) contra el ruido será obtenido conectando el protector (shield) y conductores de excitación negativa (negro).

Ajustes para transductores de presión y transmisores en cero y sensibilidad (cubierta debe ser removida)

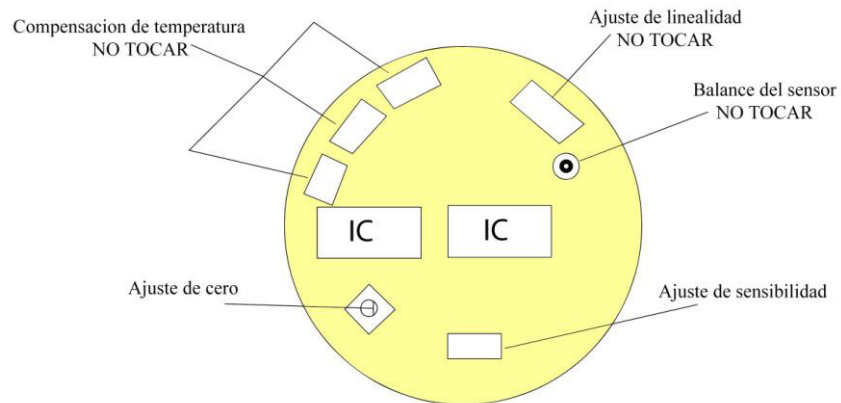


FIGURA 3.2.1 DIAGRAMA DE AJUSTE PARA EL TRANSDUCTOR CON LA CUBIERTA REMOVIDA.

Cuidado: Desactive energía de excitación durante la extracción de la cubierta o reemplazo

La salida de presión de cero - Puede ser ajustada para poner en cero con el potenciómetro como se muestra en la Tabla 3.1.7. La fábrica ajustó la unidad a una salida de cero (± 10 mV).

La sensibilidad (intervalo) - Puede ser ajustado por potenciómetro como es mostrado en la Tabla 3.1.7.

La linealidad - NO TOQUE

La fábrica ajustó para la mejor linealidad. El cambio de cualquier ajuste fuera de la salida cero o la sensibilidad puede necesitar recalibración.

Nota: La corrección de sensibilidad (probador de peso muerto, etc. (el intervalo) no es recomendada salvo un estándar primario de presión.) Está disponible para el uso como una referencia.

Los ajustes para transmisores de presión de salida (la cubierta debe ser removida).

La salida de presión de cero - la salida de cero puede estar ajustada ± 0.2 mA alrededor de 4 mA nominal. El ajuste del cero es el potenciómetro mostrado en el diagrama. Cambiar cero no se modificará el intervalo.

La sensibilidad (el intervalo) - La sensibilidad puede estar ajustada aproximadamente ± 5 mA de 16 mA nominal del intervalo completo de escala.

3.3 Pesos calibrados

Los pesos calibrados son discos de acero cuyas dimensiones son conocidas, se utilizan en la calibración del volumen de referencia, valor que está incluido durante la expansión del gas Helio en el sistema del porosímetro, este valor servirá posteriormente en los cálculos de la porosidad.

El diámetro de los discos a utilizarse depende de la cámara porta núcleo (1 in o 1.5 in), cada uno tiene diferentes longitudes, por lo cual en conjunto llenan por completo la cámara porta núcleo, pues se efectúa una expansión de gas Helio en conjunto con el núcleo muestra, esto se realiza variando la combinación de núcleo muestra con los discos, siempre procurando tener lleno casi por completo la cámara porta núcleo, para posteriormente realizar la correspondiente expansión.

Existen dos tipos de discos dependiendo del diámetro de la cámara porta núcleo, en este caso existen dos cámaras porta núcleo, de 1 y 1.5 in de diámetro, para determinar la porosidad de estos dos tipos de núcleos muestra.

Dimensiones:

TABLA 3.3.1

CARACTERÍSTICAS DISCOS 1 IN DE DIÁMETRO

Nombre	Longitud (cm.)	Peso (g)	Volumen(cc)
A	0.3	13,1	1.5201224
B	0.65	26,4	3.2935986
C	1	39,5	5.0670748
D	1.3	52,7	6.5871972
E	3.2	131,4	16.2146397

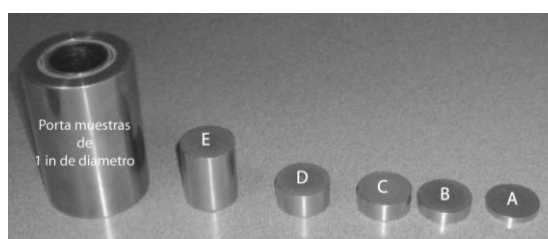


FIGURA 3.3.1 DISCOS DE CALIBRACION DE 1in

TABLA 3.3.2

CARACTERÍSTICAS DISCOS DE 1.5 IN DE DIÁMETRO

Nombre	Longitud (cm.)	Peso(g)	Volumen(cc)
A	0.3	29,4	3.4202754
B	0.65	58,6	7.4105968
C	1	88	11.4009182
D	1.3	117,2	14.8211937
E	3.2	293,7	36.4829384

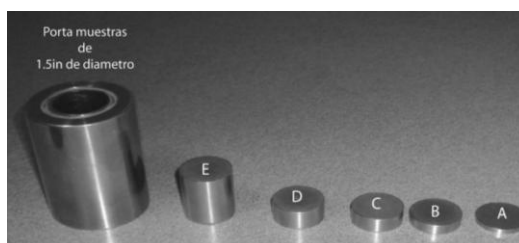


FIGURA 3.3.2 DISCOS DE CALIBRACION DE 1.5 in

TABLA 3.3.3

DIMENSIONES DE LAS CÁMARA PORTA NÚCLEO

Cámara porta núcleo	Diámetro interno (in)	Diámetro externo (in)	Longitud interna (in)	Longitud externa (in)
# 1	1	2	2.51	2.87
# 2	1.5	2	2.51	2.87



FIGURA 3.3.3 CÁMARA PORTA NÚCLEO #1



FIGURA 3.3.4 CÁMARA PORTA NÚCLEO # 2

3.4 Calibración del Equipo.

La muestra del núcleo es colocada en una cámara de retención de acero (cámara porta núcleo) y luego presurizada con gas (usualmente helio, nitrógeno, o aire) a una presión conocida y registrada por un sistema de medición de presión digital.

Se permite al gas expandirse dentro de un volumen que será calibrado (volumen referencia), el cual se efectúa en las dos primeras expansiones.

Esto es ejecutado mediante la combinación del núcleo muestra con los discos de calibración dentro de la cámara porta núcleo, cada vez registrando la presión de ingreso al sistema y de la presión de equilibrio al expandirse el gas dentro del sistema.

A partir de la tercera expansión del gas se procede a la determinación del volumen de los granos, cuyo procedimiento se basa en la ley de Boyle y se usa el gas para penetrar en los poros más finos del núcleo muestra de roca.

Este volumen es determinado por la expansión del Helio a temperatura constante.

La Ley de Boyle indica lo siguiente:

$$PV = \text{Constante} \quad \text{Ec.(3.4.0)} \quad (\text{a temperatura constante})$$

El helio es un gas que tiene un tamaño muy pequeño y una gran capacidad de penetración en la gran mayoría de poros y micro-fisuras de la roca, aproximadamente de 10^{-10} m, a bajas actúa como un gas ideal presiones (bajo 100 Psig). El helio tiene la particularidad de no adherirse a las paredes de la muestra y porta núcleo muestra.

Para determinar el volumen de los granos, se necesita calibrar el volumen de referencia, lo cual equivale a la calibración del equipo, que será descrita a continuación:

3.4.1 Procedimiento de calibración del equipo.

La calibración del equipo esta dividida en dos grupos:

- I. Calibración de los dispositivos de medición (transductor de presión y medidor digital de presión).
- II. Calibración del sistema del porosímetro.

I.- Calibración de los dispositivos de medición (transductor de presión y medidor digital de presión).

Para realizar la correspondiente recalibración es necesario tener acceso a un Estándar de Presión Primario de precisión por dentro de $\pm 0.01\%$ y un dispositivo de percepción de voltaje con en la resolución mínima del 0.001VDC y la exactitud del $\% \pm 0.01$

Las instrucciones para realizarla son:

- 1.- Conecte el transductor de presión y el Indicador Digital de Presión como descrito en las Instrucciones Operativas. Conecte el voltaje indicando dispositivo a la salida analógica

del transductor usando los conectores analógicos de salida en el panel trasero del Modelo 300G. Encienda poder y permita por lo menos 15 minutos de calentamiento gradual. Registre la salida de presión de cero.

2.- Desactive poder y remueva la cubierta del transductor para proporcionar acceso para el tablero del circuito del transductor. Encienda poder y note que la salida de cero ha cambiado. Registre este cambio de salida de cero y permita eso durante el más trabajo de recalibración cuándo la cubierta está fuera. (Cuando la cubierta es reemplazada, la salida de cero volverá a cambiar la misma cantidad de cambio.) Usando el diagrama esquemático provisto con el transductor localizan los controles de ajuste para cero, sensibilidad, y linealidad.

Si los componentes del tablero del circuito aparte de esos mencionasen arriba es alterado durante la recalibración del campo, devuélvalos inmediatamente a su original ajuste.

3.- Inspeccione el Certificado de Calibración provisto con el sistema para determinar la presión o nivel de vacío en el cual un 0.000 VDC que la salida analógica debería ocurrir (usualmente ponga cero presión o ponga cero vacío) y debería aplicar esta presión al sistema. Según el tipo de sistema, esto usualmente requerirá lo siguiente:

Sistemas de vacío y presión manométrica

Remueva la línea de presión /vacío del sistema o abra la línea para la presión atmosférica.

Sistemas de presión diferencial

Remueva las líneas de presión /vacío del sistema o, si dispone, habrá una válvula de acoplamiento entre las líneas de presión para garantizar presión igualada en los puertos primarios y referencia.

Presión absoluta

Use una bomba de vacío u otro equipo que produce vacío confiable para extraer vacío alto (10^{-2} Torr, o mejor) en la línea de presión.

Presión barométrica

No aplique presión inferior que el rango calificado de presión.

Si el sistema fuese inicialmente calibrado así es que 0.000 la salida VDC no ocurren en la presión de cero, como en algunos sistemas barométricos u otros haciendo rangos especiales, usa un estándar preciso de presión para aplicar la presión precisa requerida a obtener 0.000 salida VDC como se muestra en el certificado de calibración.

4.- Con la presión apropiada aplicada al sistema, ajuste el control de cero del transductor para obtener la salida apropiada de cero.

5.- Si la salida de voltaje del transductor no iguala 0.000 VDC en cualquier punto en el rango calibrado (por ejemplo, un transductor de presión barométrica con un rango calibrado de 800 a 1100 milibares y un 0.800 para 1.100 VDC de salida), el ajuste de cero debería ser hecho en la presión mínima dentro del rango calibrado. Aplique la presión apropiada al sistema (800.0 mb en el anteriormente citado ejemplo) y ajuste el control de cero del transductor hasta que el voltaje

correcto de salida sea obtenido (0.800 VDC en el ejemplo). Luego ajuste el control de cero del medidor como descrito en el Paso 5 para obtener el despliegue en pantalla digital correcto en el medidor.

NOTA: Si ni la presión exacta requirió obtener una salida 0.000 VDC ni la presión mínima en el rango calibrado puede ser aplicada a un sistema para la recalibración en el campo, cualquier presión precisamente conocida cerca del extremo inferior del rango calibrado puede servir para ajuste de cero. Este método alternativo no producirá la misma exactitud como los métodos preferidos mostrados encima, pero puede ser útil en algunas instancias. Cuando este método sea usado, calcule la salida analógica exacta que concuerda con la presión aplicada y ajuste primero el control de cero del transductor y luego el control de cero del medidor para obtener la salida analógica correcta y despliegue en pantalla digital, respectivamente.

6.- Después que el ajuste de cero ha sido hecho, use la presión estándar para aplicar la presión completa precisa de escala al sistema. (Para los sistemas diferenciales con

rangos bidireccionales, use ya sea la máxima presión positiva o negativa, cualquiera es máxima en magnitud). Haga constancia escrita del voltaje analógico de salida indicada en el dispositivo que mide voltaje y compare este valor al valor completo teórico de voltaje de salida de escala mostrado en el certificado de calibración. Si el valor indicado no es iguales a, o dentro de la tolerancia aceptable del valor teórico, ajuste el control de sensibilidad del transductor como corresponde. Cuando esto es concluido, observe la lectura digital de presión. Si la presión indicada no es iguales a o dentro de la tolerancia aceptable de la escala completa exacta el valor de presión digital mostrado en el certificado de calibración, ajuste el medidor que el control de intervalo situó en la esquina derecha inferior de la mano de la lámina de la cara del medidor hasta que el valor deseado es desplegado. (Mueva por medio de palanca fuera del bisel del frente del medidor usando las ranuras pequeñas provistos para este propósito sobre el borde más bajo del bisel).

7.- Si el sistema será usado sólo para medir presiones dentro de lo más alto 10% - 25% del rango calibrado completo, los

procedimientos de arriba pueden ser adecuados para la recalibración del campo. Compruebe esto aplicando uno o dos presiones dentro de esa porción del rango completo que será usado y notará que la precisión obtuvo. Si la observada exactitud es inadecuada, o si más del rango completo serán usados, use el estándar primario de presión para aplicar la presión de rango medio exacta al sistema. Calcule la salida analógica exacta de voltaje que debería estar presente en presión de rango medio (por ejemplo, en la presión de rango medio de 12.5 psig sobre un 0 para 25 el sistema psig, la salida de rango medio exacta sería 2.5000 VDC si la salida completa de rango es 0 a 5.000 VDC). Compare la observada salida analógica de rango medio al valor calculado. Si la diferencia es más que el $\% \pm 0.1$ de escala completa (0.005 VDC en el ejemplo utilizó) ajusta el control de linealidad en el tablero del circuito del transductor para traer la lectura dentro de la especificación. Este ajuste mejorará linealidad pero eso también afectará el ajuste de sensibilidad hecho en el Paso 6. Rechequee la sensibilidad y, si es necesario, repite Pasos 6 y 7 una o veces más adicionales para lograr las configuraciones óptimas de la sensibilidad y los controles de linealidad.

8.- Después de la primera linealidad de ajuste en el punto de rango medio, es recomendable comprobar linealidad en otro punto (s) en el rango cualquier más cercano para la presión(s) en la cual las subsiguientes mediciones serán hechas o circularán a través del rango calibrado completo del sistema. En este último caso, adicional chequea se hace típicamente en 20 %, 40 %, 60 % y 80 % de rango completo. Para evitar error de histéresis, las lecturas deberían ser tomadas ambos de presión baja para la presión alta y de presión alta para la presión baja, y promediado. Los reajustes por prueba y error adicionales de cero, sensibilidad, y la linealidad pueden estar obligados a minimizar error completo de rango del sistema. Advertido que algún error de linealidad será positivo (observó salida más gran que teórico) y algunos serán negativas (observó salida menos que teórico), y que un registro del error en cada punto específico de calibración dejará subsiguientes medidas corregirse matemáticamente para el error de poco linealidad.

9.- Reemplace la cubierta en el transductor pero, antes de apretarse los tornillos de agarrar, reverifican la salida de cero y la salida completa de escala del sistema. Un cambio leve en la sensibilidad puede ocurrir con la cubierta en el lugar. La magnitud y la dirección de este cambio son repetibles así es que, con la cubierta otra vez removida, ajuste el control de sensibilidad del transductor para compensar el cambio causado por la cubierta. Reemplace la cubierta y asegúrela.

II.- Calibración del sistema del porosímetro.

Consiste en calibrar un volumen de referencia, el cual es necesario para realizar los cálculos durante la prueba de porosidad.

Primera expansión.

El Helio es expandido en el sistema con todos los discos de calibración ingresados en el porta muestra, esto servirá para determinar el volumen muerto del equipo.

$$V_{\text{ref}} \times P_o = (V_{\text{ref}} + V_m) \times P_f \quad \text{Ec. (3.4.1)}$$

Donde:

V_{ref} : volumen de referencia que necesita ser calibrado (cm^3).

P_o : presión inicial de carga cuando el Helio ingresa al sistema (Psig).

V_m : volumen muerto existente en la cámara porta núcleos entre los discos de calibración, dentro de la válvula de expansión, etc. (cm^3).

P_f : presión final en el sistema (volumen de referencia + volumen muerto), durante la expansión hasta alcanzar el equilibrio (Psig).

Segunda expansión.

El Helio es expandido en el sistema, con la cámara porta núcleo cargada con los discos de calibración (A,B,D y E), menos el disco C, el cual servirá para efectuar la calibración del volumen de referencia.

$$P_{oc} \times V_{ref} = P_{fc} \times (V_{ref} + V_m + V_{calb}) \quad \text{Ec. (3.4.2)}$$

Donde:

P_{oc} : presión inicial de carga en el sistema (Psig).

P_{fc} : presión final durante la expansión, hasta alcanzar el equilibrio (P_{sig}).

V_{calb} : volumen del disco de calibración C (cm^3).

Las ecuaciones 3.4.1 y 3.4.2 pueden ser escritas de la siguiente forma:

$$\frac{P_o}{P_f} = \frac{(V_{ref} + V_m)}{V_{ref}} \quad \text{Ec. (3.4.1)}$$

$$\frac{P_{oc}}{P_{fc}} = \frac{(V_{ref} + V_m + V_{calb})}{V_{ref}} \quad \text{Ec. (3.4.2)}$$

Ejecutando una resta entre la Ec.(3.4.1) y Ec.(3.4.2), se obtiene:

$$\frac{P_{oc}}{P_{fc}} - \frac{P_o}{P_f} = \frac{V_{calb}}{V_{ref}} \quad \text{Ec.(3.4.3)}$$

Resolviendo para el volumen de referencia se obtiene:

$$V_{ref} = \left(\frac{V_{calb}}{\frac{P_{oc}}{P_{fc}} - \frac{P_o}{P_f}} \right) \quad \text{Ec. (3.4.4)}$$

Este volumen de referencia es necesario para proceder a la determinación del volumen de granos del núcleo muestra cuando el Helio se expande dentro de la muestra.

El disco de calibración marcado C, es utilizado para determinar el volumen de referencia, cuando V_{ref} es calibrado, el volumen de granos de la muestra puede ser determinado.

Tercera expansión.

La tercera expansión del gas puede ser escrita como:

$$P_{os} \times V_{ref} = (V_{ref} + \sum V - V_g + V_m) \times P_{fs} \quad \text{Ec. (3.4.5)}$$

Donde:

$\sum V$: volumen de todos los discos de calibración removidos, cuando el núcleo muestra de la roca es ingresado en el porta núcleo en combinación con los discos de calibración.

P_{os} : Presión inicial de carga en el sistema (Psig).

V_m : Volumen muerto, en el porosímetro (cm^3).

V_{ref} : volumen de referencia (cm^3).

P_{fs} : presión final en el sistema durante la expansión, hasta alcanzar el equilibrio (Psig).

V_g : volumen de granos del núcleo muestra (cm^3).

Utilizando al Ec.(3.4.1) en su segunda forma y reemplazando en la Ec.(3.4.5):

$$\frac{P_o}{P_f} = \frac{(V_{\text{ref}} + V_m)}{V_{\text{ref}}} \quad \text{Ec. (3.4.1)}$$

$$\frac{P_{\text{os}}}{P_{\text{fs}}} = \left(\frac{V_{\text{ref}} + \sum V - V_g + V_m}{V_{\text{ref}}} \right) \quad \text{Ec.(3.4.5)}$$

Se obtiene:

$$\frac{P_{\text{os}}}{P_{\text{fs}}} = \left[\frac{P_o}{P_f} + \frac{\sum V}{V_{\text{ref}}} - \frac{V_g}{V_{\text{ref}}} \right] \quad \text{Ec.(3.4.6)}$$

Resolviendo para el volumen de granos tenemos:

$$V_g = \sum V + V_{ref} \times \left[\frac{P_o}{P_f} - \frac{P_{os}}{P_{fs}} \right] \quad \text{Ec. (3.4.7)}$$

La porosidad de la muestra es determinada usando las Ec(3.4.8) y Ec(3.4.9).

$$V_p = V_b - V_g \quad \text{Ec. (3.4.8)}$$

$$\Phi_{eff} = \frac{V_b - V_g}{V_b}, \frac{V_p}{V_b} \quad \text{Ec. (3.4.9)}$$

La densidad de los granos puede ser calculada por la división del peso de la muestra seco para el volumen de granos de la muestra:

$$\rho_g = \frac{W_{mdry}}{V_g} \quad \text{Ec. (3.4.10)}$$

Donde:

V_p : volumen del poro de la muestra

V_g : volumen del grano de la muestra

V_b : volumen neto del núcleo muestra

Φ_{eff} : porosidad efectiva del núcleo muestra

ρ_g : densidad de los granos

W_{mdry} : peso de la muestra seca

TABLA 3.4.1
VALORES TÍPICOS DE DENSIDAD DE LOS GRANOS

Roca	Densidad de los granos
Anhidrita	2,90-3,00
Arcilla	2,64-2,66
Caliza-calcita	2,70-2,76
Dolomita	2,82-2,87
Feldespató	2,64-2,66
Arenisca	2,65-2,67
Yeso	2,30-2,40
Cuarzo	2,59-2,66
Esquisto	2,64-2,66

Equipo requerido:

📖 Núcleo muestra de la roca fresco, limpio y seco, con las siguientes dimensiones:


√ Diámetro: 1 in o 1.5 in


√ Longitud: 1in hasta 2.39 in

📖 Balanza digital.

📖 Tanque cilindro de abastecimiento de Helio.

📖 Sistema de abastecimiento de aire a presión (Compresor de aire).

 Teflón para aislar las conexiones roscadas evitando fuga de gas.

 Porosímetro constituido por el siguiente sistema:

- Sistema de Válvulas.
- Sistema de conexiones y reducciones de diámetro.
- Sistema de tuberías.
- Portadores de núcleo muestra con cámara de retención de 1 in o 1.5 in de diámetro.
- Transductor de presión.
- Indicador de presión digital.
- Manómetros.
- Regulador de presión.
- O-ring para aislar y hacer sello en unión base con porta núcleos, para evitar fugas de gas.

3.5 Diagrama de funciones del porosímetro.

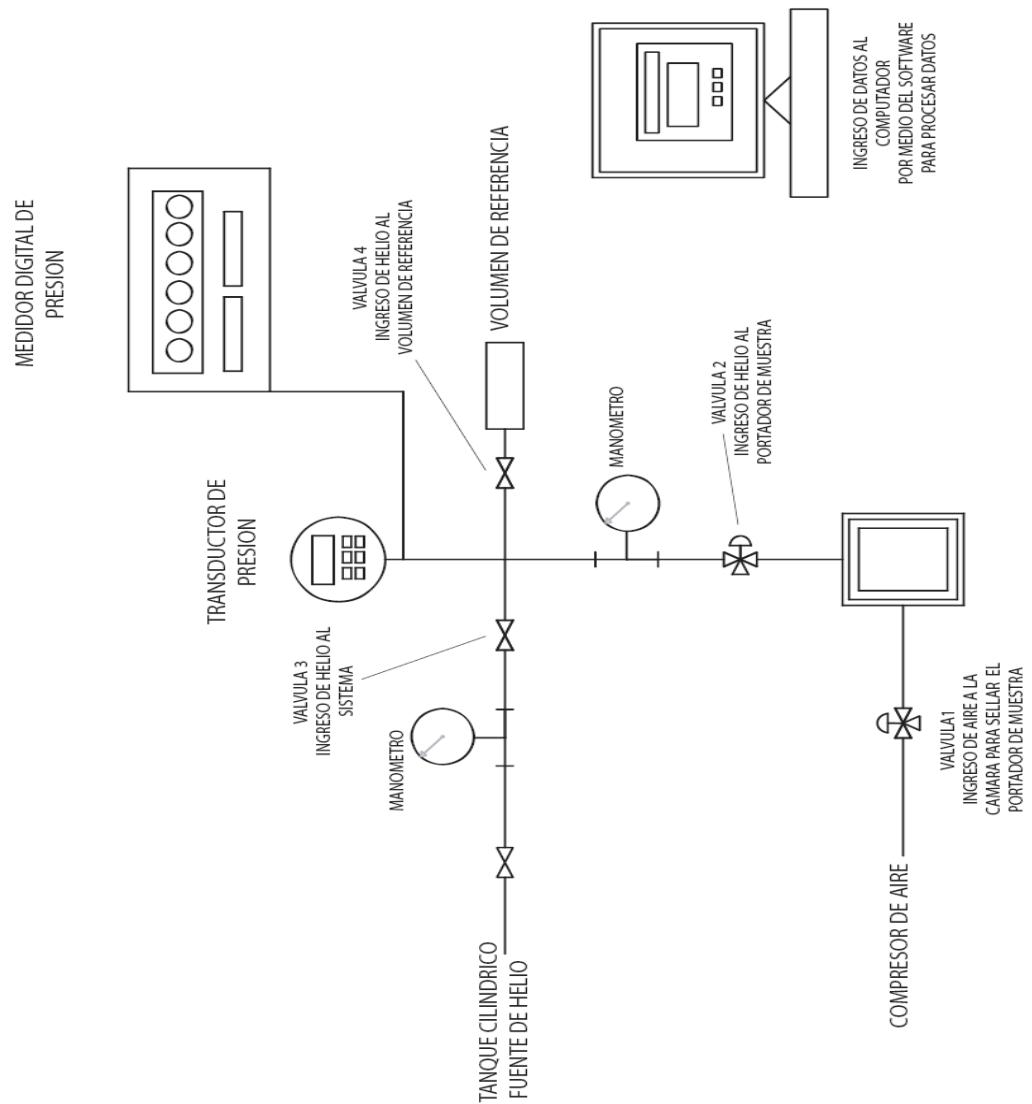





FIGURA 3.5 DIAGRAMA DE FUNCIONES DEL POROSIMETRO

3.6 Procedimiento para la determinación de la porosidad

El volumen del grano será medido por el desplazamiento del gas Helio en un sistema denominado Porosimetro de helio, aplicando básicamente la ley de Boyle, mediante expansiones de gas Helio.

 Para realizar la prueba de porosidad con resultados mas fiables es necesario contar con un núcleo muestra que sea fresco, seco y limpio.

 Se debe registrar su peso W_{mdry} dato que servirá para el cálculo de la densidad de los granos.

 Determinar el volumen poroso del núcleo muestra de la roca, por medio del método gravimétrico, que será descrito en el siguiente capitulo.

Ubicación del sistema de válvulas y pasos a seguir en el desarrollo de la prueba de porosidad.

Antes de comenzar el desarrollo de la práctica se debe verificar que las válvulas estén en las siguientes posiciones.

Válvula #1, cerrada (no ingreso de aire comprimido al embolo de ajuste de la cámara porta núcleo muestra).

Válvula #2, abierta a la atmósfera;

Válvula #3, cerrada (no ingreso de helio al sistema).

Válvula #4:

- a. Abierta si el portador de núcleo muestra es de 1.5 in de diámetro, para utilizar el mayor volumen de referencia
- b. Cerrada si el portador de núcleo muestra es de 1.0 in de diámetro, para utilizar el menor volumen de referencia.

1.- Cargar el portador de muestras con todos los discos de calibración (A,B,C,D y E), colocarlo en la base del porosímetro, ubicado sobre el embolo de ajuste.

2.- Dirigir la válvula#1 hacia la presión del aire comprimido y sellar la cámara de expansión (cámara porta núcleo), entonces la presión es atmosférica, debido a que la válvula#2 esta abierta a la atmósfera.

3.- Abrir y cerrar instantáneamente la válvula #3 para permitir el ingreso de Helio al sistema del porosímetro con una presión ubicada en un rango de entre 80 a 90 Psig para establecer el volumen

referencial y su calibración, registrar el valor de presión el cual se lo denomina P_o .

4.- Abrir la válvula #2 para permitir el ingreso de Helio a la cámara del portador de núcleo muestra. Una vez que la presión se estabilice registrar esta presión como P_f .

5.- Abrir la válvula #2 a la atmósfera para despresurizar el gas helio encerrado en el sistema.

6.- Abrir la válvula #1 a la atmósfera para desalojar el aire comprimido y liberar el portador de núcleo muestra.

7.- Sacar únicamente el disco de calibración C de la cámara porta núcleo, para efectuar el mismo procedimiento, pero sin el mencionado disco de calibración.

8.- Colocar el porta núcleo muestra en la base del porosímetro ubicado sobre el embolo de ajuste.

9.- Abrir la válvula#1 para sellar el portador de núcleo muestra.

10.- Abrir la válvula#3 para permitir el ingreso de helio al sistema, registrando este valor de presión como P_{oc} .

11.- Abrir la válvula#2 para permitir ingreso del Helio dentro del portador de núcleo muestra, esperar hasta que se expanda el gas y registrar este valor de presión como P_{fc} .

12.- Procedemos de igual forma como en el paso 5 al 9, pero esta vez se carga el porta núcleo con la muestra de roca a la que se efectuara la prueba, esto se efectúa en combinación con los discos de calibración y la muestra de roca, procurando llenar lo mejor posible el porta núcleo. Probar varias combinaciones. Registrar todos los discos de calibración omitidos. Su volumen total será usado para calcular el volumen del grano.

13.- Abrir la válvula#3 para permitir el ingreso de helio al sistema, registrando este valor de presión como P_{os} .

14.- Expandir el Helio dentro del portador abriendo la válvula #2 y después de que se establezca la presión regístrela como P_{fs} .

15.- Luego se procede como en el paso 5 al 6.

16.- Una vez terminada la prueba se debe cerrar la válvula del tanque de gas helio, se apaga el compresor de aire, se apaga y desenchufa el medidor de presión digital, se desconectan las conexiones de ingreso de gas helio y de aire comprimido, y se procede a limpiar el equipo.

17.- Con base en el programa presentado en el computador ingresar los parámetros que identifican la muestra y datos obtenidos durante la prueba, para obtener los resultados.

CAPITULO 4

4. Obtención y análisis de resultados

Para obtener valores confiables de porosidad, a partir de una prueba de laboratorio, utilizando el porosímetro de helio, es necesario tener un núcleo muestra fresco, el cual debe ser preparado adecuadamente para el normal desarrollo de la prueba. Por este motivo en el desarrollo de este capítulo, se describirá el procedimiento de preparación de la muestra, la determinación del volumen de la roca, volumen poroso, procesamiento de datos, análisis de los mismos y como último punto la comparación de los resultados obtenidos, por medio de otro método, para corroborar los mismos.

4.1 Preparación de la muestra

El análisis de núcleos muestra es adecuado para la mayoría de formaciones homogéneas, incluyendo carbonatos así como también areniscas.

Los núcleos muestra pueden ser tomadas del centro del núcleo entero y consecuentemente pueden contener menos lodo de perforación.

Las pruebas sobre formaciones homogéneas son normalmente realizadas en núcleos cilíndricos de 1 a 1.5 in de diámetro y aproximadamente 3in de longitud.

En formaciones heterogéneas, es más conveniente utilizar núcleos enteros, para realizar análisis de núcleos, cuyas dimensiones son de 8 hasta 11 in de longitud y de hasta 4 3/8 in de diámetro.

A continuación se describirán los pasos a seguir en la preparación de la muestra:

- 1.- Se extrae la muestra de un núcleo entero, al cual se efectúa un corte perpendicular, es decir paralelo al estrato, con ayuda de un taladro cortador de núcleos, el cual esta provisto de una broca que

efectúa cortes anulares, las dimensiones de la broca depende del porta muestras. Durante el corte se utiliza un fluido refrigerante con lubricante, pero es recomendable el uso de agua, debido a que este no afectara la constitución de la muestra.

2.- La obtención del núcleo muestra con las dimensiones específicas depende también de la constitución de la roca, pues se pueden presentar desmoronamientos, debido a la poca consolidación del material, por esta razón, se debe medir el volumen neto del núcleo muestra por un método que no dependa de sus dimensiones.

3.- Se procede a la limpieza del núcleo, extrayendo los fluidos por medio del extractor Soxhlet o con un aparato equivalente, empleando solventes de petróleo tales como benceno, tolueno o un hidrocarburo liviano, en nuestro caso se utilizó tolueno.

La limpieza completa de la muestra la determina el color del solvente cuando baja periódicamente (ciclos de condensado del solvente) de la trampa del extractor. La extracción debe continuarse hasta cuando el solvente baje completamente limpio. Las partículas de petróleo que permanecen en la muestra pueden detectarse colocándola a la luz fluorescente y observando si existe o no luminiscencia; si existen

todavía residuos petrolíferos debe continuar la extracción con otro solvente de mayor poder de disolución.

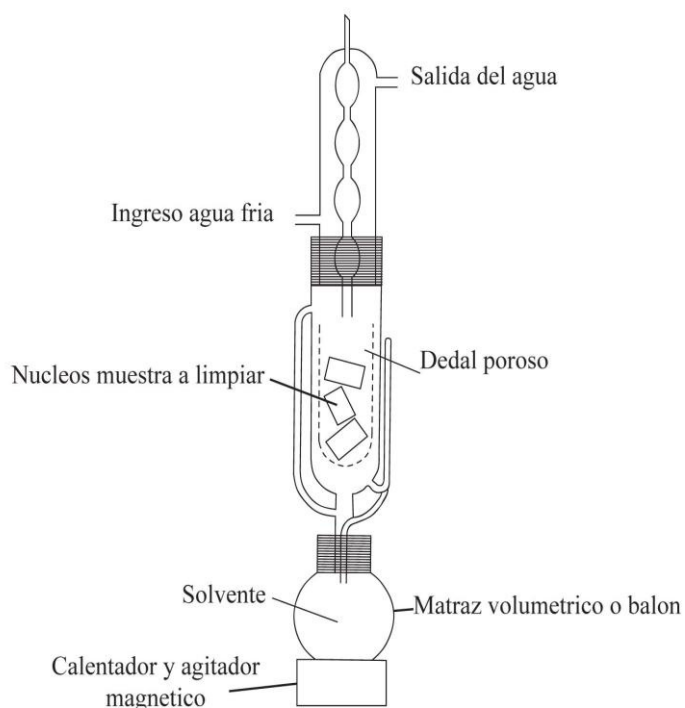


FIGURA 4.1 DIAGRAMA DEL EXTRACTOR SOXHLET PARA LIMPIEZA DE NUCLEOS MUESTRA.

4.- Una vez que la muestra se encuentre completamente limpia debe secarse a una temperatura suficientemente alta para remover todos los solventes y otros fluidos eficientemente, la temperatura no debe ser tan alta como para que pueda existir pérdida de agua de hidratación y cristalización de minerales presentes en la muestra; la

mayor temperatura de secado no debe ser por encima de 210 a 215° F, por un tiempo mínimo de 3 horas. El secado de la muestra, se lo efectúa en un horno, que puede ser convencional o al vacío.

5.- Se deja la muestra en el desecador para eliminar el exceso de humedad y la que existe en el medio ambiente.

4.1.1 Manejo del núcleo y conservación

Cuando un núcleo es extraído de un reservorio y traído hasta la superficie, la temperatura y la presión son reducidas desde los valores del reservorio hasta los valores ambientales. La pérdida de hidrocarburos volátiles de núcleos productores de petrolero precisa especial manejo y técnicas de preservación.

Cada muestra debería ser envuelta con un material termoplástico denominado **Saran** y luego envuelto en papel de aluminio.

4.2 Determinación de volumen de la roca

El volumen total del núcleo muestra se determina colocándolo dentro de un líquido que no penetre sus poros y registrando el desplazamiento del líquido evacuado, o bien, saturando primero la muestra, luego sumergir la misma en un líquido apropiado y registrar el desplazamiento del líquido evacuado.

Para realizar esta medición se puede aplicar dos métodos los cuales son: Gravimétrico y volumétrico, que son descritos a continuación;

4.2.1 Método gravimétrico

El volumen neto puede ser determinado, observando la pérdida en peso de la muestra cuando es sumergido en un fluido, u observando el cambio en el peso en un picnómetro cuando es llenado con un fluido, y cuando es llenado con el fluido y el núcleo muestra.

Se detalla a continuación por medio de varios ejemplos la aplicación de este método.

Ejemplos:**1.- La muestra bañada sumergida en agua**

W_{mdry} : El peso de la muestra seca en aire = 20.0 g

W_{msat} : El peso de prueba seca bañada con parafina
= 20.9 g (densidad de la parafina = 0.9 g/cc)

W_{msf} : Peso de la muestra bañada sumergida en agua a 40°F
= 10.0 g ($\rho_{\text{agua}} = 1.00 \text{ g/cc}$).

Peso de la parafina

= $W_{\text{msa}} - W_{\text{mdry}} = 20.9 - 20.0 = 0.9 \text{ g}$

Volumen de la parafina = $0.9/0.9 = 1 \text{ cc}$

Peso del agua desplazada

= $W_{\text{msat}} - W_{\text{msf}} = 20.9 - 10.0 = 10.9 \text{ g}$

Volumen del agua desplazada = $10.9/1.0 = 10.9 \text{ cc}$

Volumen del agua desplazada – volumen de la parafina

= $10.9 - 1.0 = 9.9 \text{ cc}$

Volumen neto de la roca = 9.9cc

2.- Muestra saturada con agua sumergida en agua

W_{mdry} Peso de muestra seca en aire = 20 g

W_{msat} Peso de muestra saturada con agua en aire = 22.5 g

W_{msf} Peso de la muestra saturada en agua a 40°F = 12.6 g

Peso del agua desplazada = $W_{\text{msat}} - W_{\text{msf}} = 22.5 - 12.6 = 9.9 \text{ g}$

Volumen del agua desplazada = $9.9/1.0=9.9$ cc

Volumen neto de la roca = 9.9 cc

3.- Muestra seca sumergida en un picnómetro con mercurio.

W_{mdry} Peso de la muestra seca en aire = 20.0 g

W_{phg} Peso del picnómetro llenado con mercurio a 20°C

= 350.0 g

W_{phgm} Peso de picnómetro llenado con mercurio y muestra a

20°C = 235.9 g (densidad del mercurio = 13.546 g/cc)

Peso de la muestra + peso del picnómetro llenado con

mercurio = $W_{\text{mdry}} + W_{\text{phg}} = 20 + 350 = 370$ g

Peso del mercurio desplazado

= $W_{\text{mdry}} + W_{\text{phg}} - W_{\text{phgm}} = 370 - 235.9 = 134.1$ g

Volumen del mercurio desplazado = $134.1/13.546 = 9.9$ cc

Volumen neto de la roca = 9.9 cc

4.2.2 Método volumétrico.

La determinación del volumen neto por métodos volumétricos utiliza una variedad de picnómetros especialmente contruidos o volúmetros.

Un picnómetro eléctrico del cual el volumen neto puede ser leído directamente es mostrado en la Figura 4.2.

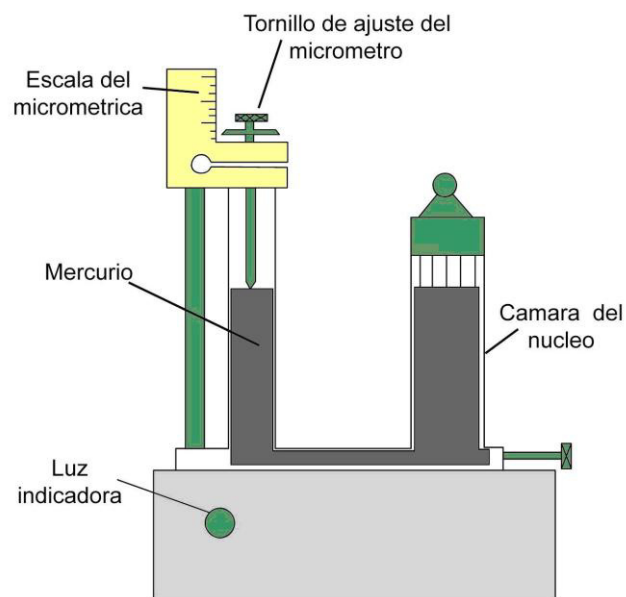


FIGURA 4.2 PICNOMETRO ELECTRICO

La muestra está sumergida en la cámara porta muestra, causando una subida resultante en el nivel del tubo en U de conexión. El cambio en el nivel de mercurio es medido por un tornillo del micrómetro conectado a un circuito de bajo voltaje.

El circuito eléctrico es cerrado siempre y cuando el punto medidor está en contacto con el mercurio.

La carrera de deslizamiento del punto medidor es calibrada en unidades de volumen tal que la diferencia en las lecturas del circuito abierto con y sin la muestra en la cámara del núcleo representa el volumen neto de la muestra.

Cualesquier muestras secas o saturadas pueden ser usadas en el dispositivo.

4.3 Determinación del Volumen Poroso

El volumen poroso es determinado de la siguiente manera. Registrando el peso de la muestra seca y limpia W_{mdry} , luego saturando la misma con tolueno y registrando su peso W_{msat} . Se calcula la diferencia entre los valores de peso de la muestra saturada y seca, obteniendo el peso del fluido saturante W_{fs} y después dividiendo para su densidad p_{fs} , se obtiene el volumen poroso.

$$W_{msat} - W_{mdy} = W_{fs} \quad (\text{Ec. 4.3})$$

$$W_{fs} / p_{fs} = V_p \quad (\text{Ec. 4.3.1})$$

Este procedimiento es el que se utilizó en el programa del Porosímetro de Helio, además se ofrece la opción de utilizar otro fluido de saturación, únicamente especificando su densidad.

También se la puede obtener con ayuda del valor de volumen de la roca y el volumen de los granos obtenidos durante el desarrollo de la prueba.

$$\text{Volumen poroso} = \text{volumen de la roca} - \text{volumen de los granos}$$

4.4 Procesamiento de datos (Programa).

Este programa nos permite un fácil manejo de datos, cálculos y obtención de resultados después de efectuar la prueba de porosidad.

A continuación un cronograma detallado de los como se debe ingresar los datos:

TABLA 4.4
IDENTIFICACIÓN DE LA MUESTRA

Datos ingresar:

Nombre del pozo	SSF-105
Campo	Shushufindi
Localización	Shushufindi
Profundidad de la muestra(pies)	9549.3
Diámetro de la muestra(in)	1 o 1.5

Constantes a utilizar durante el cálculo.

TABLA 4.4.1
CONSTANTES SI MUESTRA ES DE 1IN DE DIAMETRO

Discos de 1 in de diámetro	
Nombre	Volumen(cc)
A	1.5201224
B	3.2935986
C	5.0670748
D	6.5871972
E	16.2146397

TABLA 4.4.2
CONSTANTES SI MUESTRA ES DE 1.5 IN DE DIAMETRO

Discos de 1.5 in de diámetro	
Nombre	Volumen(cc)
A	3.4202754
B	7.4105968
C	11.4009182
D	14.8211937
E	36.4829384

TABLA 4.4.3
DETERMINACIÓN DEL VOLUMEN DE REFERENCIA

Datos a ingresar P_o, P_f, P_{oc}, P_{fc}

Resultado V_{ref}

Presión inicial P_o (psig) (1era expansión)	P_o
Presión final P_f (psig) (1era expansión)	P_f
Presión inicial P_{oc} (psig) (2da expansión)	P_{oc}
Presión final P_{fc} (psig) (2da expansión)	P_{fc}
Volumen de referencia V_{ref}	V_{ref}

Donde V_{calb} = constante C

$$V_{ref} = \left(\frac{V_{calb}}{\frac{P_{oc} - P_o}{P_{fc} - P_f}} \right) \quad \text{Ec. (3.4.4)}$$

TABLA 4.4.4
DETERMINACIÓN DEL VOLUMEN POROSO

Datos a ingresar W_{mdry} , W_{msat} , ρ_{fs}

Resultados W_{fs} , V_f , V_p

Peso de la muestra seca W_{mdry} (g)	W_{mdry}
Peso de la muestra saturada W_{msat} (g)	W_{msat}
Densidad del fluido saturante ρ_{fs} (g/cm ³)	ρ_{fs}
Peso del fluido saturante W_{fs} (g)	$W_{fs} = W_{msat} - W_{mdry}$
Volumen del fluido saturante V_{fs} (cm ³)	$V_{fs} = W_{fs} / \rho_{fs}$

Donde el valor de $V_p = V_{fs}$

V_p : volumen poroso

TABLA 4.4.5
DETERMINACIÓN DE LA POROSIDAD EFECTIVA

Datos a ingresar W_{mdry} , P_{os} , P_{fs} , A, B, C, D, E.

Resultados ΣV , V_g , V_p , Φ_{eff}

Peso de la muestra seca W_{mdry} (g)	W_{mdry}
Presión inicial P_{os} (psig) (3era expansión)	P_{os}
Presión final P_{fs} (psig) (3era expansión)	P_{fs}

Discos de calibración no utilizados, $\sum V=A+B+C+D+E$	A,B,C,D,E
Volumen del grano $V_g(\text{cm}^3)$	V_g
Volumen poroso $V_p(\text{cm}^3)$	V_p
Volumen neto (bulk) (cm^3)	V_b
Porosidad efectiva $\Phi_{\text{eff}}(\%)$	Φ_{eff}
Densidad del grano $\rho_g=W_{\text{mdry}}/V_g$ (g/cm^3)	$\rho_g=W_{\text{mdry}}/V_g$

Donde: $\sum V= A+B+C+D+E$

$$V_g = \sum V + V_{\text{ref}} \times \left[\frac{P_o}{P_f} - \frac{P_{os}}{P_{fs}} \right] \quad \text{Ec. (3.4.7)}$$

$$V_p = V_b - V_g \quad \text{Ec. (3.4.8)}$$

$$\phi = \frac{V_b - V_g}{V_b} \times 100, \quad \frac{V_p}{V_b} \times 100 \quad \text{Ec. (3.4.9)}$$

$$\rho_g = \frac{W_{\text{mdry}}}{V_g} \quad \text{Ec. (3.4.10)}$$

En el Apéndice H se presenta un esquema del programa cuando se ha corrido el mismo y además se ilustra un ejemplo, con datos obtenidos en una de las pruebas.

4.5 Análisis de los resultados

Para el análisis de resultados, del proyecto o prueba es primordial la organización y colección de datos. Registrando, interpretando, y aplicando correctamente los datos del reservorio, son algunas de las tareas más importantes que los geólogos e ingenieros petroleros realizan. La calidad y cantidad de estos datos determinan el éxito de cualquier subsecuente estudio de ingeniería o geología, consecuentemente del proyecto en conjunto. Porque la colección de datos y manejo son tan importantes para éxito del proyecto, deben ser cuidadosamente programados y transmitidos. Esto consiste en formular un programa que colecciona datos sistemáticos basados en los siguientes criterios:

- Primero debemos tener una comprensión clara del propósito de los datos y la aplicación de está, debemos poder explicar por qué necesitamos la información y lo que vamos a hacer con eso antes de seguir con la colección de datos

- Debemos obtener la cobertura más completa de datos y el ensayo posible entre los reservorios y pozos, proporcionado los recursos disponibles para la colección de datos.
- Debemos elaborar y aplicar un método consistente para asegurar que los datos colectados representan condiciones reales del reservorio y puede compararse mutuamente.
- Debemos efectuar el uso más efectivo y comprensivo de los datos.

La tabla que se muestra en el **Apéndice E** lista una fuente para diversos tipos de datos de reservorio. Estos datos pueden ser divididos en dos grupos: Estáticos y dinámicos.

Los datos estáticos representan medidas directas de alguna propiedad fija del reservorio o sus fluidos (por ejemplo, la porosidad, permeabilidad, la saturación innata de agua, la temperatura, composición química, etc.).

Los datos dinámicos se refieren al nivel de fuerzas contenidas o inducidas en el reservorio (por ejemplo, la presión, las propiedades

PVT, la permeabilidad efectiva obtenidos de ensayos en régimen transitorio, factor de piel y flujo frontal).

La porosidad y la permeabilidad son propiedades necesarias para definir pago efectivo. ***Medimos estas propiedades primordialmente a través de análisis de núcleo y registros.***

Precisión en la medición de porosidad, existe un margen de error menor a 3% en el volumen del grano y un error menor a 3.3% del volumen del poro. Este margen de error es debido a la posible absorción del gas en las paredes de la muestra o porta muestras, por este motivo gases inertes como el helio son utilizados para minimizar este problema de absorción. Por esto los valores obtenidos en este método son considerados ligeramente altos.

En la Tabla 4.5 y Figura 4.5 se presenta el análisis de los resultados obtenidos en el Porosímetro de helio de la FICT.

TABLA 4.5
ANALISIS DE RESULTADOS OBTENIDOS EN EL POROSIMETRO
DEL LABORATORIO DE LA FICT.

Profundidad (ft)	Muestra	POROSIDAD (%)		
		Promedio	Valor mas alto observado	Valor mas bajo observado
9549,3	1	16,872	16,932	16,856
9529,7	2	12,099	12,108	12,092
9555,6	3	16,061	16,074	16,032

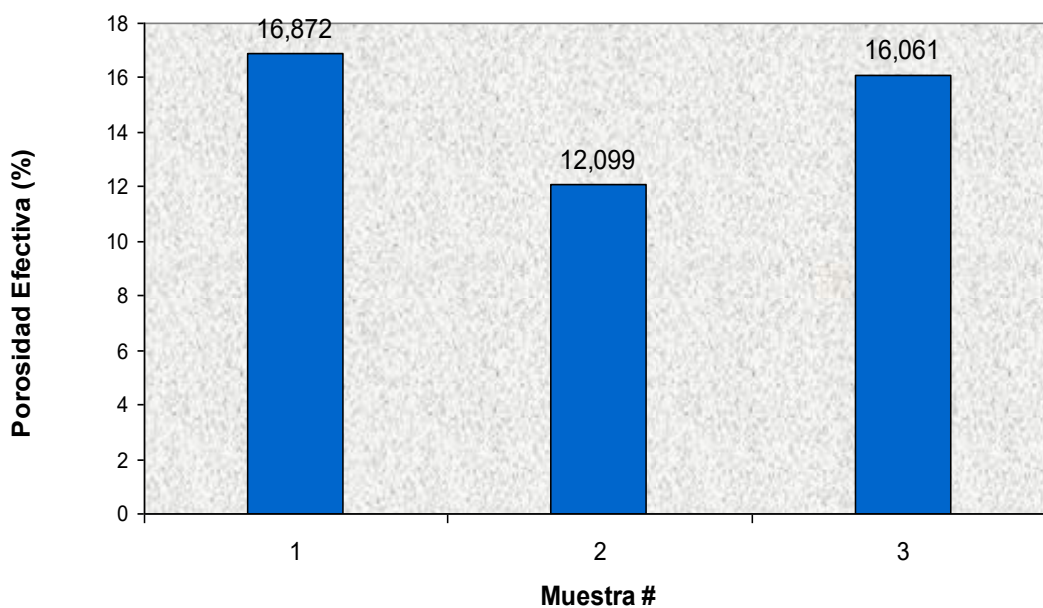


FIGURA 4.5 ESQUEMA DEL ANALISIS DE RESULTADOS
OBTENIDOS EN EL POROSIMETRO DEL LABORATORIO DE LA
FICT

Un **grupo de laboratorios de compañías importantes** condujeron una serie de pruebas. Los métodos utilizados fueron, expansión de un gas y un método de saturación.

Tomando en cuenta los resultados mostrados en la Tabla 4.5.1, se puede notar que el método de expansión de gas es regularmente más alto que el método de saturación.

Esto es indudablemente debido al hecho que los errores inherentes para cada uno tienden a estar en direcciones recíprocas.

En el caso de la **expansión de gas** los errores del método son debido a adsorción del gas en las paredes de la muestra y porta muestras, causando que se obtenga valores altos, mientras que en las **técnicas de saturación**, la saturación incompleta de la muestra resultaría en valores bajos. La diferencia en los valores promedio obtenidos por los dos métodos tiene aproximadamente 0.8% de la porosidad, lo cual es aproximadamente un 5 % de error para el 16% de porosidad de una muestra. Sin embargo, está considerado que todos los métodos comúnmente usado para determinar la porosidad efectiva de un campo resulta con un grado de exactitud deseado, si es efectuada con gran detalle.

TABLA 4.5.1 CARACTERÍSTICAS DE MUESTRAS USADAS POR LABORATORIOS IMPORTANTES PARA COMPARACION DE METODO DE EXPANSION DE GAS Y TECNICAS DE SATURACION PARA MEDIR POROSIDAD.

Muestra No.	Tipo de material	Aprox. Permeabilidad a los Gases (md)	POROSIDAD (%)				
			Promedio	Promedio de métodos con gas	Promedio de métodos de saturación observado	Valor mas alto observado	Valor mas bajo observado
1	Caliza	1	17.47	17.81	16.96	18.50	16.72
2	Fritted glass	2	28.40	28.68	27.97	29.30	27.56
3	Arenisca	20	14.00	14.21	13.70	15.15	13.50
4	Arenisca	1000	30.29	31.06	29.13	31.8	26.8
BZE	Arenisca semicuar crítica	0.2	3.95	4.15	3.66	4.60	3.50
BZG	Arenisca semicuar crítica	0.8	3.94	4.10	3.71	4.55	3.48
61-A	Alundum	1000	28.47	28.78	28.00	29.4	27.8
722	Alundum	3	16.47	16.73	16.08	17.80	16.00
1123	Carbonat o calcico	1.6	32.67	33.10	32.03	33.8	31.7
114	Arenisca	45	19.46	19.68	19.12	20.2	18.8

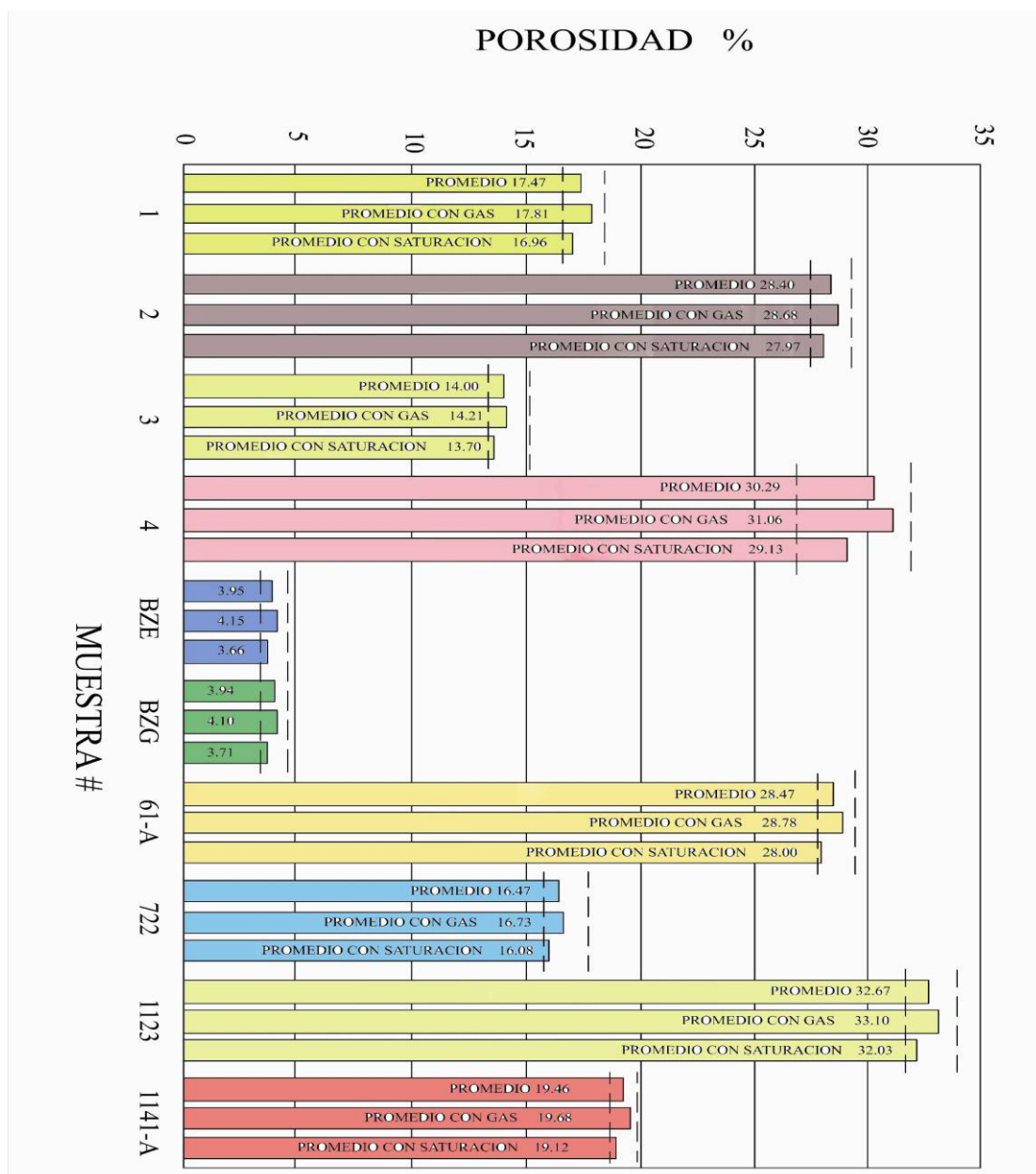


FIGURA 4.5.1 RESULTADO DEL CHEQUEO DE LA POROSIDAD.

4.6 Comparación de resultado obtenido mediante otro método (Porosímetro de Laboratorios de Petroproducción).

La comparación de resultados obtenidos en el método desarrollado en esta tesis, fue realizada en los laboratorios de Petroproducción, utilizando un instrumento el cual funciona con el mismo principio de expansión de gas y aplicando la Ley de Boyle, utilizado. A continuación se procede a describir el procedimiento, resultados obtenidos y comparación.

Determinación de la porosidad:

Procedimiento:

- 1.- Tener una muestra limpia y seca de 1in de diámetro y de hasta 2.5in de longitud, a la cual se debe medir su peso como dato inicial.

- 2.- Se efectúa la conexión del tanque de helio al porosímetro, el cual debe proveer la presión de hasta 100 psi.

- 3.- Encerar el equipo, utilizando las válvulas **Source, supply** y **exhaust**, logrando que las agujas queden dispuestas en el rango 0 a

100 psi. Debido a que la prueba se efectuara a partir de 100 psi, pues a esta presión el helio se comporta como un gas ideal.

4.- Se conecta el porta muestra en la toma **Outlet**.

5.- El porta muestra es llenado en su totalidad con 4 discos de acero, esto servirá para calibrar el volumen de conexión entre ellos, permitir el paso del helio al porta muestra abriendo la válvula **core holder**, lo cual producirá una disminución en la presión, se espera hasta que se estabilice, una vez estabilizada se anota el valor que se lee en el visor del porosímetro el cual esta en una escala de 50 a 2.5 cc, dicha escala indica los valores cuando las celdas 1 y 2 del porosímetro están cerradas.

Se anota este valor el cual representa el volumen de conexión existente entre los discos de acero V_a .

6.- Luego se efectúa el mismo procedimiento pero esta vez el porta muestras es llenado en combinación muestra y discos de acero, tratando de llenar por completo el porta muestras, se anotan los discos no utilizados.

El valor obtenido en este paso se denomina volumen de conexión existente entre la muestra y los discos de acero V_{am} .

7.- Luego se procede al cálculo del volumen de granos con ayuda de estos datos.

$$V_g = V_d - (V_{am} - V_a)$$

Donde:

V_d = suma de los volúmenes de los discos no utilizados.

V_a = volumen conexión entre disco de acero.

V_{am} = volumen conexión entre muestra y disco de acero.

V_g = volumen de los granos.

8.- Después efectuamos la conexión de la Tri-axial holder en la toma **Outlet** del porosímetro por medio de una manguera cuya conexión esta de tal manera que ingresa helio en la parte superior e inferior de una celda tri-axial y aire por la parte central.

Esta Tri-axial holder puede contener muestras de 1in de diámetro y de hasta 2.5in de longitud, tiene un sistema de regulación de presión de aire para confinar la muestra en dicha celda. La presión a la cual esta ajustada con el aire es de 800 psi.

9.- Se procede a colocar en dicha celda la muestra, luego abrir la válvula core holder permitiendo que ingrese helio a la celda tri-axial, se anota el valor leído en el visor del porosímetro, volumen de lectura del porosímetro V_{Ip} .

10.- Luego se efectúa el mismo procedimiento pero esta vez sin la muestra en su interior, obteniendo el volumen de conexión hidrostático V_{ch} .

11.- Se procede al cálculo del valor de Volumen Poroso V_p .

$$V_p = V_{Ip} - V_{ch}$$

Donde:

V_{Ip} = volumen de lectura del porosímetro método hidrostático

V_{ch} = volumen de conexión hidrostático

V_p = volumen Poroso

12.- Con los datos de volumen de granos y poroso obtenemos el volumen total.

$$V_b = V_g + V_p$$

Donde:

V_b = volumen neto (bulk)

13.- Procedemos a calcular la densidad de los granos con los datos de

V_b y V_p .

$$\rho_g = W_{\text{mdry}}/V_p$$

Donde:

W_{mdry} = peso muestra seca

V_g = volumen de los granos

ρ_g = densidad de los granos.

14.- Finalmente calculamos la porosidad efectiva.

$$\phi_{\text{eff}} = V_p/V_b * 100$$

Donde:

ϕ_{eff} = Porosidad efectiva

V_p = volumen poroso

V_b = volumen neto (bulk)

TABLA 4.6
DATOS Y RESULTADOS OBTENIDOS CON EL POROSIMETRO DE
LOS LABORATORIOS DE PETROPRODUCCION.

1	2	3	4
Profundidad (ft):	Diámetro de la muestra (in)	Vol. Conexión Va (cc)	Vol. Lectura porosímetro Vam (cc)
9549.3	1	5.05	9.3
9529.7	1	5.05	8.5
9555.6	1	5.05	9.5

5	6	7
Discos de acero no utilizados	Vd Volumen discos no utilizados	Volumen del grano Vg (cc) 6 - (4 - 3)
1-3-4	20.730	16.480
1-3-4	20.730	17.280
1-3-4	20.730	16.280

8	9	10
Vol. Conexión Hidrostático Vch(cc)	Vol. Lectura del porosímetro Vlp(cc)	Volumen Poroso Vp(cc) 9 - 8
11.0	14.3	3.3
11.0	13.4	2.4
11.0	14.0	3.0

11	12	13	14
V _b (cc) 10+7	W _{mdry} (gr)	ρ _g (gr/cc) 12 / 7	φ _{eff} (%) (10 / 11) *100
19.780	43.015	2.610	16.683
19.680	48.593	2.812	12.195
19.280	42.360	2.602	15.559

TABLA 4.7
DATOS Y RESULTADOS OBTENIDOS CON EL POROSIMETRO DE
HELIO DEL LABORATORIO DE LA FICT.

	Muestra N°	1	2	3
	Muestra profundidad (ft)	9549.3	9529.7	9555.6
	Diámetro de la muestra (in)	1	1	1
1era expansión	Po (psig)	49.03	49.03	49.03
	Pf (psig)	39.16	39.16	39.16
2da expansión	Poc(psig)	50.74	50.74	50.74
	Pfc(psig)	30.40	30.40	30.40
Volumen de referencia	Vref(cc)	12.150	12.150	12.150
Volumen poroso	Wmdry(g)	43.0	48.6	42.4
	Wmsat(g)	45.8	50.6	45.0
	Wfs(g)	2.8	2	2.6
	pfs(g/cc)	0.8623	0.8623	0.8623
	Vfs(cc)	3.247	2.319	3.015
	Vp=Vfs (cc)	3.247	2.319	3.015
3ra expansión	Pos(psig)	50.61	52.78	51.15
	Pfs(psig)	29.93	32.53	29.92
	Discos no usados	C, E	C, E	C, E
	Vg(cc)	16,015	16,836	15,791
Volumen neto (bulk)	Vb = Vp + Vg (cc)	19,262	19,155	18,807
	Porosidad efectiva $\phi_{eff}(\%)$	16,857	12.108	16,032
	Densidad del grano(g/cc)	2,685	2,886	2,685

TABLA 4.8
COMPARACIÓN DE RESULTADOS DE POROSIDAD ENTRE EL
POROSÍMETRO DE LA FICT Y DE PETROPRODUCCIÓN

POROSIMETRO DE HELIO (FICT)					
Muestra N°	Profundidad (ft)	Volumen Poroso (cc)	Volumen de granos (cc)	Porosidad efectiva (%)	Densidad de granos (g/cc)
1	9549,3	3.247	16,015	16,857	2,685
2	9529,7	2.319	16,836	12.108	2,886
3	9555,6	3.015	15,791	16,032	2,685

POROSIMETRO (Laboratorio de Petroproducción)					
Muestra N°	Profundidad (ft)	Volumen Poroso (cc)	Volumen de granos (cc)	Porosidad efectiva (%)	Densidad de granos (g/cc)
1	9549,3	3.3	16.480	16.683	2.610
2	9529,7	2.4	17.280	12.195	2.812
3	9555,6	3.0	16.280	15.559	2.602

		POROSIDAD (%)	
Muestra #	Profundidad (ft)	Error	Error (%)
1	9549.3	0.174	1.043
2	9529.7	0.087	0.713
3	9555.6	0.473	3.040

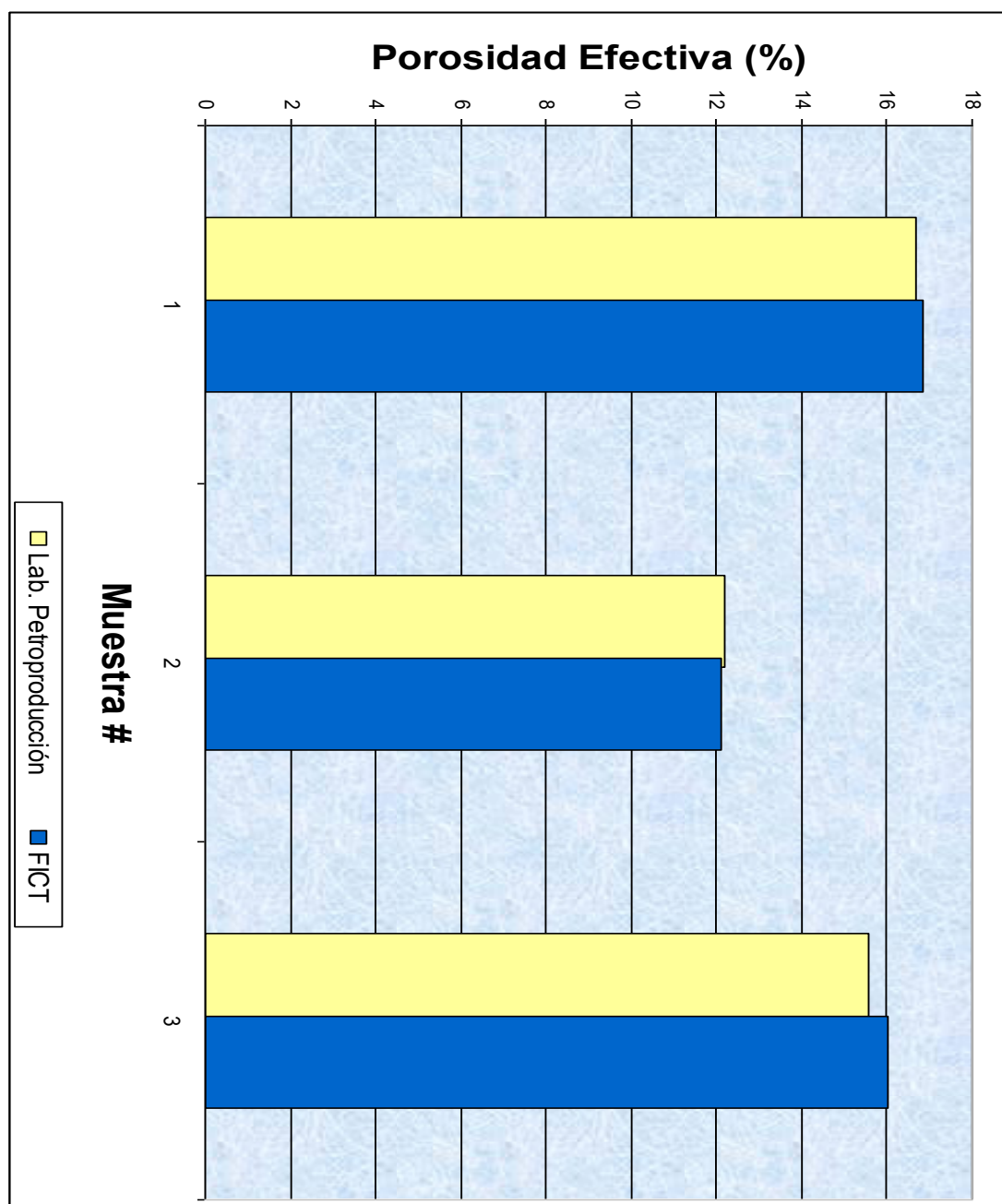


FIGURA 4.6 ESQUEMA DE LA COMPARACION ENTRE RESULTADOS DE POROSIDAD ENTRE EL POROSIMETRO DE LA FICT Y DE PETROPRODUCCION.

CAPITULO 5

5. Conclusión y recomendaciones

Conclusiones.

- ✓ Se logró rehabilitar e implementar, un instrumento de laboratorio para medir un parámetro de la roca reservorio (Porosidad efectiva), que aplica un método no destructivo, rápido y preciso.

- ✓ Se aplicó un principio basado en la ley de gases ideales (Ley de Boyle), en el instrumento de laboratorio para medir un parámetro de roca reservorio (Porosidad efectiva).

- ✓ Se obtuvo resultados confiables de porosidad efectiva, por medio de una comparación de resultados obtenidos, mediante pruebas de porosidad realizadas en un instrumento que aplica el mismo principio, pruebas que se realizaron en el Laboratorio de Yacimientos del Centro de Investigaciones Geológicas Quito - San Rafael – de la Empresa Petroproducción - Filial de Petroecuador.

- ✓ Se desarrollo e implemento un software, para procesar datos obtenidos durante en el desarrollo de la práctica en el instrumento de laboratorio, para calcular de manera mas rápida y eficiente los resultados de porosidad efectiva.

Recomendaciones.

- ◇ Antes de empezar la prueba verificar que las válvulas del regulador del cilindro de helio, se encuentre cerrada y las válvulas del porosímetro se encuentren ubicadas de acuerdo a la referencia mostrada en el manual de procedimiento.
- ◇ Al encender el medidor digital de presión, permitirle permanecer encendido alrededor de 15 minutos, antes de tomar medidas, para obtener una mejor comunicación entre este y el transductor, lo cual nos provee de mediciones más precisas.
- ◇ Nunca usar Helio a alta presión sin conocer el uso correcto de cilindros, válvulas, reguladores, etc.
- ◇ El Helio no es tóxico, pero representa peligro por desplazamiento del aire, lo cual provoca asfixia, por esta razón las pruebas de porosidad con helio se debe realizar en lugares bien ventilados.

BIBLIOGRAFÍA

- 1)** AMYX BASS AND WHITING, Petroleum Engineering Physical Properties, McGraw Hill Book Company, New York, Toronto, London, 1960.
- 2)** ANDERSON GENE, Coring and Core analysis handbook, PennWell Books, Tulsa Oklahoma 74101 USA, 1975.
- 3)** CALHOUN JOHN C. JR., Fundamentals of Reservoir Engineering, University of Norman Oklahoma Press, 1953.
- 4)** COLE FRANK W., Reservoir Engineering Manual, Gulf Publishing Company, Houston, Texas, 1961.
- 5)** DOHERTY HENRY L., Elements of Petroleum Reservoirs, SPE-AIME, Dallas, Texas, 1960.

- 6) FRICK THOMAS C. AND TAYLOR WILLIAM R., Petroleum Production Handbook, Volume 2, SPE of AIME, Dallas, Texas, 1962.
- 7) GATLIN CARL, Petroleum Engineering Drilling and Well Completions, Prentice Hall INC, Englewood Cliffs, N.J. USA, 1960.
- 8) MONICARD ROBERT P., Properties of Reservoir Rocks: Core Analysis, Editions Technip, Institut francais do petrole publications, Paris, 1980.
- 9) SMITH CHARLES –TRACY G.W.- FARRAR R. LANCE, Applied Reservoir Engineering, Volume 1, OGCI Publications, Tulsa Oklahoma 74135 USA, 1992.
- 10) UNIVERSIDAD DEL ZULIA FACULTAD DE INGENIERIA, ESCUELA INGENIERIA DE PETROLEO, Manual de Laboratorio sobre Ingeniería de yacimientos, Maracaibo - Venezuela, 1967.

REDISEÑO Y CALIBRACION DE UN INSTRUMENTO DE LABORATORIO PARA MEDIR
POROSIDAD USANDO HELIO FOTOS



FOTO 1. VISTA FRONTAL DEL POROSIMETRO DE HELIO

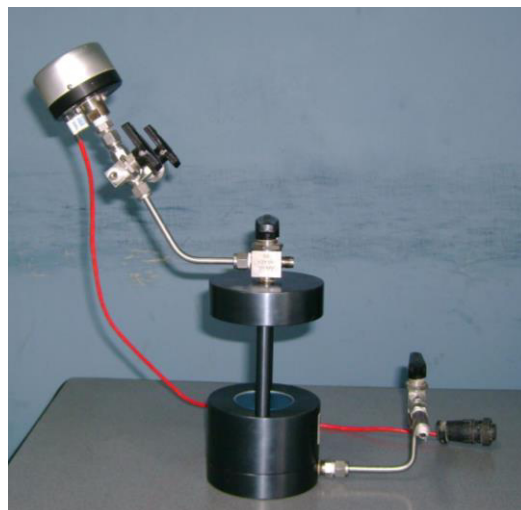


FOTO 2. VISTA LATERAL DEL POROSIMETRO DE HELIO

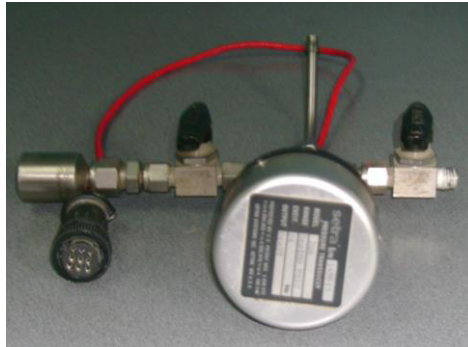


FOTO 3. TRANSDUCTOR DE PRESION

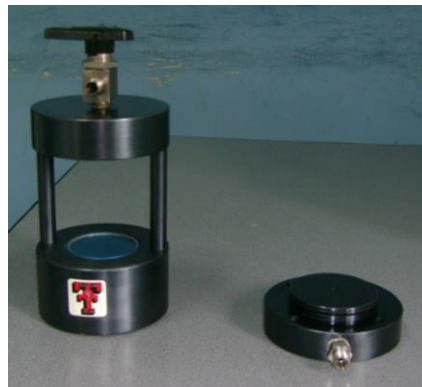


FOTO 4. BASE DEL POROSIMETRO CON LA CAMARA DE SELLO DEL PORTA MUESTRA SEPARADA

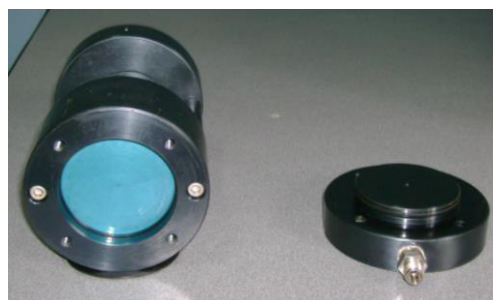


FOTO 5. VISTA LATERAL DE LA BASE DEL POROSIMETRO CON LA CAMARA DE SELLO DEL PORTA MUESTRA SEPARADA



FOTO 6. VISTA SUPERIOR DE LA BASE DEL POROSIMETRO CON LA CAMARA DE SELLO DEL PORTA MUESTRA SEPARADA

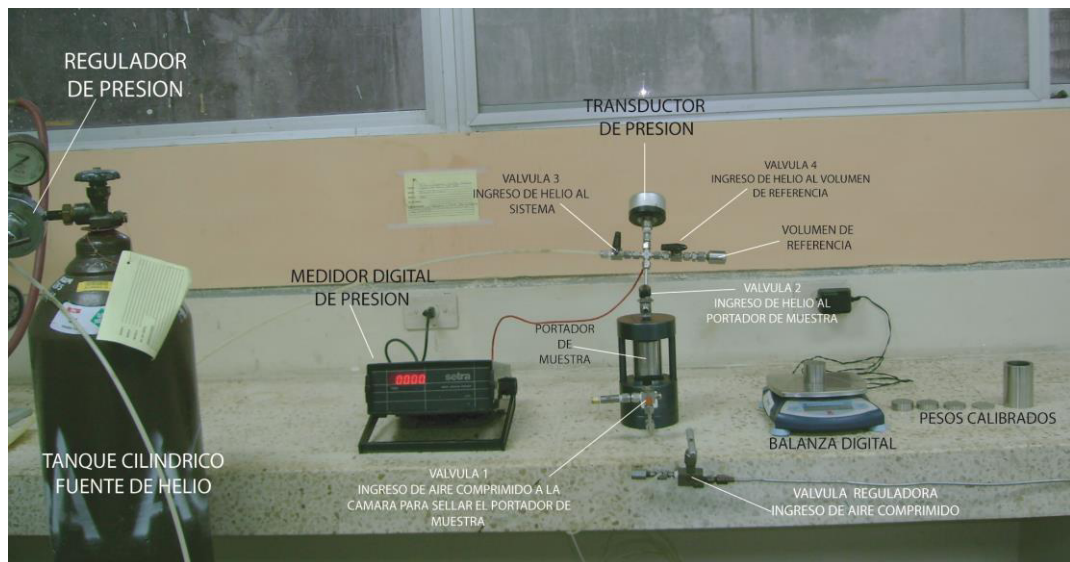


FOTO 7. POROSIMETRO DE HELIO

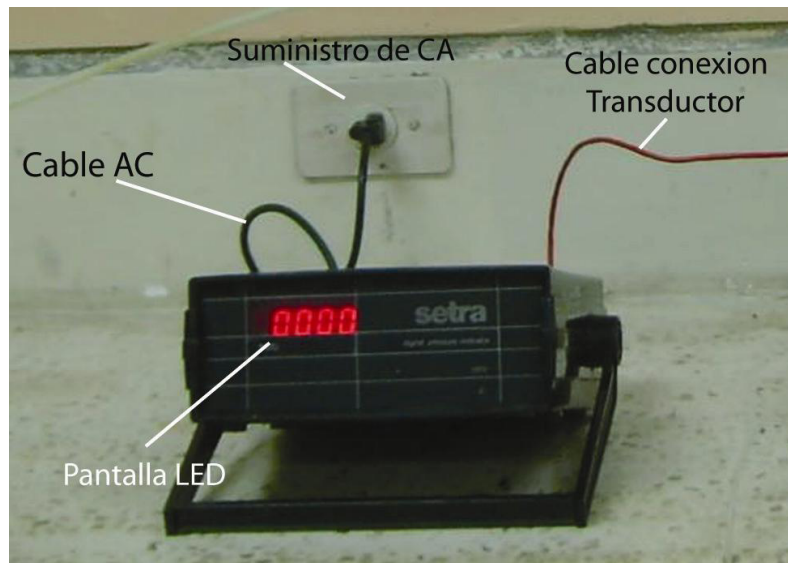


FOTO 8. VISTA FRONTAL DEL INDICADOR DIGITAL DE PRESION

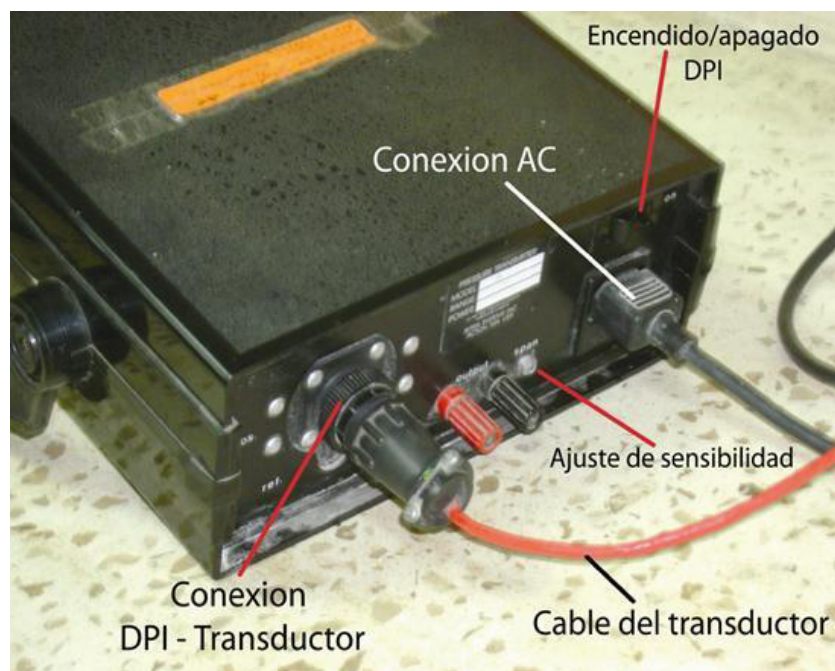


FOTO 9. VISTA POSTERIOR DEL INDICADOR DIGITAL DE PRESION

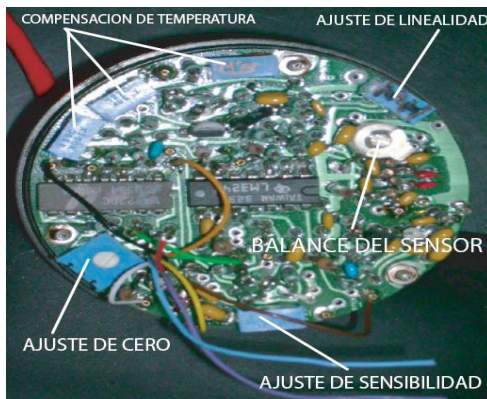


FOTO 10. AJUSTES DEL TRANSDUCTOR DE PRESION

VISTA INTERIOR

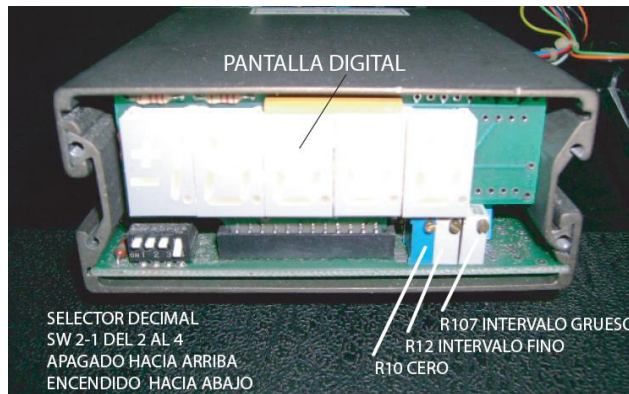


FOTO 11. AJUSTES DE SELECCIÓN DECIMAL DE MEDICION VISTA

CON LA CUBIERTA REMOVIDA

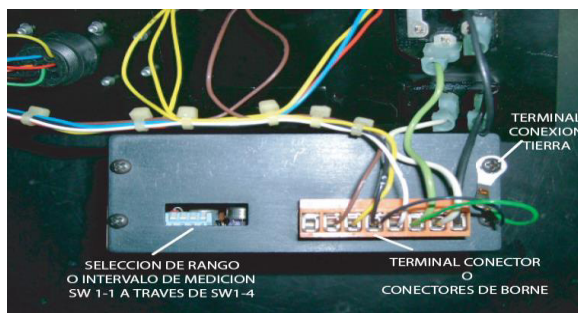


FOTO 12. AJUSTES DEL RANGO DE INTERVALO DE MEDICION

VISTA CON LA CUBIERTA REMOVIDA

APENDICES

APENDICE A

MANUAL DE SEGURIDAD DEL GAS

1.- CONCEPTOS GENERALES

1.1.- GASES - CARACTERISTICAS

Los gases representan uno de los tres estados comunes de la materia: sólido, líquido, y gaseoso. Hay muchas sustancias que pueden existir en los tres estados, el agua por ejemplo, puede existir como líquido, sólido (hielo) o gas (vapor de agua).

Otros ejemplos son los gases oxígeno y nitrógeno, que se convierten en líquido a temperaturas muy bajas; al bajar aún mas esta temperatura alcanzan el estado sólido.

El gas se define como un estado de la materia, que se puede expandir indefinidamente y que toma la forma del recipiente que lo contiene, ocupando todo el espacio disponible de dicho contenedor. En este sentido, los sólidos y los líquidos se diferencian de los gases en que los sólidos tienen su forma y volúmenes propios, y los líquidos adquieren la forma del recipiente que los contiene pero tienen volumen propio.

Los gases tienen cinco propiedades físicas fundamentales que los hacen a la vez útiles y potencialmente peligrosos. Estas características son:

- a.** Los gases son mucho más ligeros que los líquidos y los sólidos.
- b.** Las moléculas de los gases siempre están en movimiento.
- c.** Los gases, en caso de fuga, se distribuirán eventualmente por sí mismos a través del aire en una habitación u otro espacio cerrado.
- d.** Algunos gases tienen olor y otros no.
- e.** La mayoría de los gases son invisibles, aunque algunos si son visibles

Para comprender mejor el comportamiento de los gases, consideramos a un gas como una colección de partículas extremadamente pequeñas llamadas moléculas. Tal como se mencionó, las moléculas del gas siempre están en movimiento. Cuando se encuentran en un espacio determinado, como un

contenedor, las moléculas crean presiones al chocar con las paredes del contenedor.

El nivel de presión depende del número de choques moleculares que ocurran en un área definida, por unidad de tiempo.

A mayor cantidad de colisiones mayor presión.

Por lo tanto, la presión se puede elevar comprimiendo el gas al poner más moléculas en el mismo espacio para producir más colisiones, o bien aumentando la temperatura para lograr que las moléculas del gas se muevan más rápido, y haciéndolas así chocar con más frecuencia. En ambos casos, el incremento de presión resulta del aumento de choques moleculares contra las paredes del recipiente.

TIPOS DE GASES

Desde el punto de vista de sus características físicas y de envasado, los gases se dividen en cuatro tipos principales:

a. Gases comprimidos Independientemente de la presión, son completamente gaseosos dentro del rango normal de temperaturas, permanecen en estado gaseoso a cualquier presión. El oxígeno, el hidrógeno y el nitrógeno son ejemplos de este tipo de gases.

b. Gases comprimidos licuados Existen en ambos estados, líquido y gaseoso, dentro de los cilindros a temperaturas. El dióxido de carbono, óxido nítrico y el propano son ejemplos de este tipo de gases.

c. Gases comprimidos disueltos El acetileno es un gas comprimido en una solución. Para transportar y almacenar con seguridad el acetileno, éste se disuelve en una solución líquida en cilindros rellenos de un material sólido de alta porosidad.

d. Gases criogénicos Estos productos existen a temperaturas menores de $-100\text{ }^{\circ}\text{C}$ y se transportan y almacenan en contenedores especiales térmicamente aislados, especialmente diseñados para proteger a los gases del calor externo. El oxígeno, el nitrógeno y el argón son ejemplos de gases criogénicos que existen en estado líquido a muy bajas temperaturas.

HELIO

Descripción

El Helio en condiciones normales es un gas sin color, olor ni sabor. Está presente en el aire en muy baja concentración (5 ppm). Es un gas 7 veces más liviano que el aire. Es sumamente inerte, no inflamable y el menos soluble en líquidos de todos los gases. El Helio se licua a temperaturas extremadamente bajas (-268.9 °C) y para congelarlo debe ser enfriado a una temperatura cercana al cero absoluto (-271.4 °C) punto en que además se le debe aplicar una presión de 435.114 psi (29 .60774 atm), siendo la única sustancia que permanece fluida a tan bajas temperaturas, por lo que es de gran importancia para la investigación científica.

Este gas es importado, siendo un componente escaso del aire, su extracción desde la atmósfera es impráctica. Normalmente se obtiene de algunos yacimientos petrolíferos que lo contienen en altas concentraciones.

Propiedades físicas y químicas

Densidad de gas a 21.1°C (70°F), 1 atm :	0.165 kg/m ³ (0.010 lb/pies ³)
Punto de ebullición a 1 atm:	-268.9 °C (-452.1°F)
Punto de congelación / fusión a 1 atm:	-218.8°C (-361.8°F)
pH:	No aplica.
Peso específico (aire = 1) a 21.1°C (70°F):	0.1381
Peso molecular:	4003
Solubilidad en agua vol/vol a 0°C (32°F) y 1 atm:	0.0094
Volumen específico del gas (lb/ft ³) :	96.7
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 a presión y temperatura normal.

Usos

- Se usa Helio, asociado con oxígeno o aire, para crear atmósferas respirables en inmersión submarina, y en ciertas enfermedades de vías respiratorias. En fase líquida el helio es un elemento fundamental para el funcionamiento de los equipos de imagen por resonancia magnética.
- Se utiliza como atmósfera inerte de protección en soldadura (MIG, TIG, Plasma).
- Por su baja densidad y no inflamabilidad, es usado para inflar globos publicitarios, meteorológicos, de diversión, etc.
- Por su capacidad de mantenerse fluido a bajas temperaturas y su elevada conductividad térmica, puede ser usado en Criogenia, en aplicaciones especiales de refrigeración y en enfriamiento de equipos industriales.
- Se usa también en detección de fugas.
- Es ampliamente utilizado como gas de arrastre para cromatografía gaseosa.

2.- RECIPIENTES

2.1.- CILINDROS DE ALTA PRESIÓN

Los cilindros de alta presión para gases comprimidos son envases de acero de calidad especial, fabricados sin uniones soldadas y tratados térmicamente para optimizar sus propiedades de resistencia y elasticidad.

Todos los cilindros utilizados son fabricados bajo las normas D.O.T. (Department of Transportation), organismo regulador de estos envases en Estados Unidos. Estos cilindros son llenados a alta presión, comprimiendo el gas en el reducido espacio interior del cilindro. La fuerza ejercida por el gas sobre las paredes del recipiente al tratar de conservar su volumen en condiciones naturales, generan el efecto llamado "presión".

Tipos de Cilindros

Según la calidad del acero, los cilindros pueden ser tipo 3A de acero al manganeso, de pared gruesa, o 3AA, generalmente de acero cromo - molibdeno, de pared delgada.

Los cilindros utilizados en su mayoría son del tipo 3AA, lo que representa una ventaja para los usuarios ya que son más livianos y resistentes para un determinado volumen y presión de servicio.

Los cilindros utilizados pueden ser de distintos tamaños, y por lo tanto de diferentes capacidades. El espesor de pared varía entre 5 y 8 mm., salvo en la base y en el hombro, en que el espesor aumenta para hacer seguro el manejo y permitir el estampado con letras y números, de los datos y valores indicados por las normas.

En cuanto a las presiones de llenado, y según las características físicas de cada gas, podemos distinguir dos casos:

Gases comprimidos de alta presión: Son aquellos que no se licuan, pudiendo emplearse la presión máxima que establece la norma para el cilindro de alta presión empleado, que puede variar entre 1800 y 4000 psig. Es el caso de O₂, Aire, N₂, Ar, He, H₂, entre otros.

Gases comprimidos-licuados de presión intermedia: Son aquellos que se licuan, y que a temperatura ambiente tienen presiones dentro del cilindro del orden de 725 psig a 950 psig, para el caso del CO₂ y del N₂O respectivamente.

En el caso de los gases comprimidos licuados, el llenado se establece como un porcentaje en volumen de la capacidad de agua dentro del cilindro, el que para los gases mencionados es de 68%. Para estos gases se pueden utilizar cilindros de alta presión con menores restricciones que en el caso anterior

3.- TIPOS DE VÁLVULAS

a. Válvulas con Sello de Presión

Se usan para gases envasados a alta presión, de tipo industrial. Al igual que la válvula con sello de diafragma, también tienen perillas debido a la baja torsión requerida para cerrarlas y sella la válvula.



FIGURA 3.1 VALVULA CON SELLO DE PRESION

b. Válvulas con Pin-Index

Se usan en el área médica. Aunque la torsión requerida para cerrar y sellar estas válvulas es baja, el vástago de la válvula está diseñado con laterales plano, de modo que pueda utilizarse una llave apropiada para hacerlo con seguridad.



FIGURA 3.2 VALVULA CON PIN INDEX

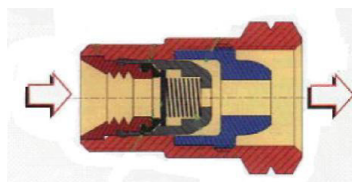
Dispositivos de Seguridad

La mayoría de las válvulas utilizadas en cilindros de gases comprimidos están dotadas con un dispositivo para alivio de presión (la norma DOT prohíbe este tipo de elementos en cilindros que contengan gases venenosos, como la Arsina y la Fosfina). Los dispositivos de alivio de presión son elementos de seguridad diseñados para permitir el escape del gas en caso de que la presión dentro del cilindro se eleve a niveles peligrosos.

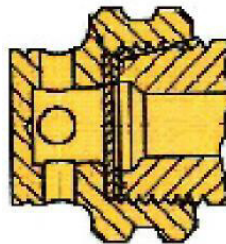
El dispositivo de alivio de presión, normalmente forma parte de la válvula del cilindro. Algunas veces su apariencia y forma pueden ser similares a las de una tapa o cubierta que protegen la conexión de salida de la válvula. Tenga mucho cuidado, debe distinguir claramente la diferencia entre ambas. Jamás quite o ajuste los dispositivos de alivio de presión, dicha acción puede causarle serios daños.

Los dispositivos de alivio de presión pueden tener diversas formas, tales como:

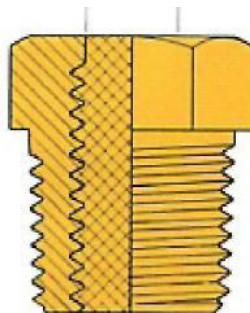
a. Dispositivo de alivio resellable



b. Discos de ruptura



c. Tapón fusible metálico.



El tipo y la cantidad de dispositivos de alivio de presión utilizados en un cilindro están determinados por el tamaño del cilindro y por el gas que contiene. La CGA (Compressed Gas Association) ha desarrollado un estándar de seguridad para dispositivos de alivio. Este estándar es parte de las regulaciones DOT, y su cumplimiento es obligatorio.

Conexiones de Salida

Las salidas de las válvulas de los cilindros tienen roscas que ajustan con las conexiones especificadas por la CGA. El utilizar los estándares para conexión de la CGA reduce las posibilidades de errores tales como gases incompatibles entre sí o conectar equipos o instalaciones de baja presión a una fuente de gas de alta presión. Por otra parte, las conexiones CGA hacen posible la compatibilidad entre los equipos y los cilindros fabricados por proveedores diferentes.

Las conexiones **CGA** utilizan varias formas de desempeño, para prevenir equivocaciones entre ellas.

a. Las roscas izquierdas se usan casi exclusivamente para conexiones de gases inflamables, como el hidrógeno, el propano y el metano. Las conexiones de roscas izquierdas se identifican por la muesca especial que aparece en las aristas de la tuerca de conexión. El oxígeno y muchos otros gases utilizan conexiones con rosca derecha. Las distintas conexiones también tienen diferentes tamaños de roscas.

b. Tuercas con formas geométricas diferentes. Las tuercas pueden variar en diámetro, longitud y forma en general.

c. PIN-INDEX. Los cilindros pequeños para uso médico, utilizan un sistema de orificios en sus válvulas, para evitar el intercambio de productos. Las conexiones para gas están equipadas con pines que encajan exactamente en los orificios de las válvulas.

4.- REGULADORES DE PRESIÓN

Un regulador de presión, es un dispositivo mecánico que permite disminuir la elevada presión del gas en el cilindro, hasta la presión de trabajo escogida y mantenerla constante.

Cada regulador está diseñado para un rango de presiones determinado y para un tipo de gas específico. Es importante hacer la selección del equipo adecuado para cada aplicación.

Estructura de un regulador

Básicamente, el regulador consta de un diafragma que recibe la presión del gas por un lado y la acción de un resorte ajustable por el otro. El movimiento del diafragma controla la apertura o cierre del orificio que entrega el gas. La llave de control del diafragma se usa para mantener una presión de entrega escogida constante, este valor debe estar dentro del rango de diseño del regulador. Una vez regulada la presión, el diafragma actúa automáticamente, abriendo o cerrando el orificio de salida para mantener la presión de servicio constante. Opcionalmente se puede agregar al regulador un dispositivo de control de flujo (flujómetro), que permite calibrar y leer el flujo de gas requerido.

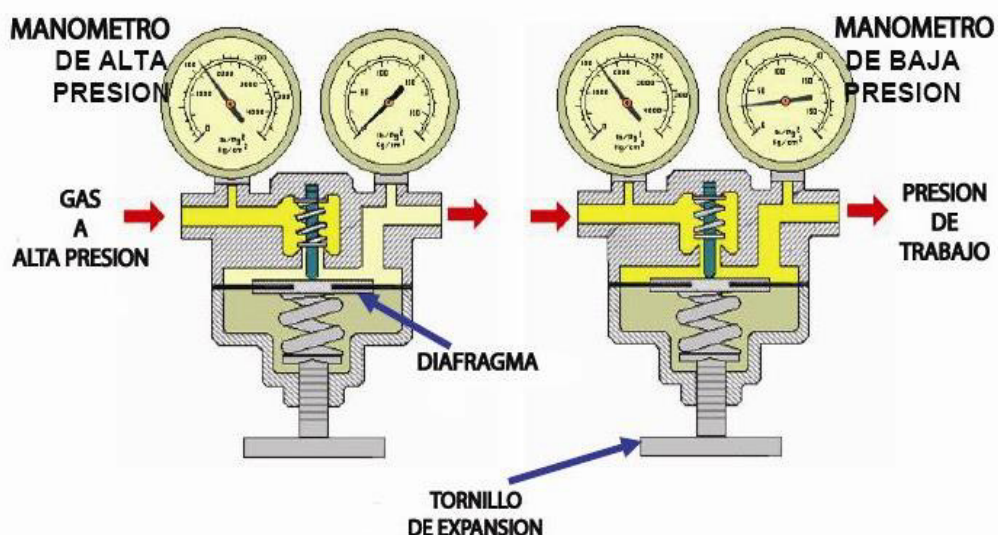


FIGURA 4 ESTRUCTURA DE UN REGULADOR DE PRESION

La mayoría de los reguladores tienen el mismo diseño básico o escasas modificaciones. Diferentes materiales de construcción son usados para diferentes aplicaciones, incluyendo el control de alta pureza o gases corrosivos.

Dos diseños básicos de reguladores son usados para controlar la presión. Estos dos tipos son llamados “**reguladores de una etapa**” (single-stage) y “**reguladores de dos etapas**” (two-stage). Los reguladores de una etapa reducen las altas presiones hasta la presión de trabajo necesaria en un sólo paso, mientras los de dos etapas, utilizan dos pasos.

Reguladores de una etapa.

Los reguladores de una etapa pueden tender a incrementar la presión de salida cuando la presión de entrada disminuye. Este cambio en la presión de salida es conocido como: elevación. Esta elevación algunas veces puede ser considerada como el incremento de la cantidad de PSIG de la presión de salida cada vez que la presión de entrada disminuye 100 PSIG. Los reguladores de una etapa son usados cuando se realizan ajustes frecuentes o cuando es usada una fuente líquida donde existe un remanente en la presión del cilindro (vapor). Si el nivel de elevación en el regulador de una etapa es inaceptable, entonces debe ser usado un regulador de dos etapas.



FIGURA 4.1 REGULADOR DE UNA ETAPA

Reguladores de dos etapas.

Los reguladores de dos etapas son usados cuando la presión de salida debe permanecer constante a pesar de que la presión de entrada sufra variaciones. Las dos etapas son usadas para eliminar el efecto de elevación en la presión de salida. La primera etapa o etapa intermedia reduce la alta presión para suplir una presión más baja a la segunda etapa. La pequeña cantidad de elevación que se da en la primera etapa cuando el cilindro es vaciado no afecta adversamente la presión de salida para la segunda etapa.

La selección de los reguladores debe basarse en los requerimientos de aplicación. Reguladores de propósitos generales son usados cuando la difusión interna o la fuga de componentes no afecta adversamente el proceso. Los reguladores de alta pureza son usados cuando los materiales de construcción no contaminan la corriente de gas y son resistentes a la difusión interna de contaminantes atmosféricos.

Los reguladores de acero inoxidable son usados cuando se requiere ultra alta pureza, resistencia a la corrosión y seguridad de fuga. Los componentes internos son elaborados de acero inoxidable, KEL-F, Teflón, u otro material resistente para alta pureza y corrosión.

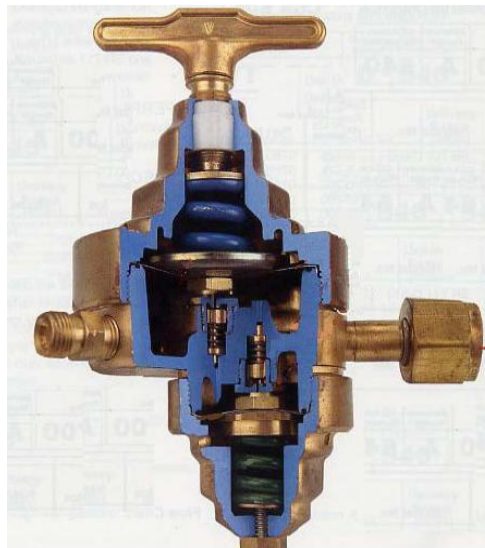


FIGURA 4.2 REGULADOR DE DOS ETAPAS

4.- Manómetros

Indican la presión a través de un sencillo mecanismo de fuelle y relojería. Los reguladores de presión normalmente cuentan con dos manómetros. Uno indica la presión de entrada del gas que viene del cilindro, y el otro, la presión de salida (presión de trabajo), que se puede regular con el tornillo o mariposa del regulador.

Los manómetros tienen diferentes escalas de acuerdo al rango de presión que se requiere medir. Normalmente las escalas vienen graduadas en psi y en la medida del Sistema Internacional SI que es el Kilo Pascal (kPa). Cabe recordar que los manómetros miden presiones manométricas, es decir que indican cero cuando la Presión absoluta es 1 atmósfera (14.7 psi). Esto se expresa como psig (gauge) para distinguir de los psia (absolutos). Cuando no se agrega esta última letra aclaratoria se entiende que se refiere a presiones manométricas.



FIGURA 4.3 MANOMETROS MECANICOS CONVENCIONALES

5.- Reglas para el manejo de cilindros con gas a presión



Antes de usar el cilindro, verifique la etiqueta y el color de la ojiva para comprobar que contenga el gas requerido.



Verifique que las válvulas y conexiones sean las especificadas para el uso del gas o líquido a utilizar.



Nunca purgue (ventile), ni abra la válvula del cilindro sin instalar el regulador. Colóquese a un lado del regulador cuando abra la válvula del cilindro (nunca de frente).



Apretar de más la conexión puede deformar o dañar la junta. Verifique fugas sólo con agua de jabón.



Desconectar un cilindro en operación es muy peligroso, ya que trabaja a alta presión.



Si detecta alguna fuga en la válvula de un cilindro, mueva éste a un área abierta y lejos de cualquier fuente de ignición (calor, chispas, flamas); coloque señales de prevención y llame a su proveedor del producto.



Siempre utilice el herramental adecuado para conectar los envases a sus equipos o líneas de consumo. Recuerde que es obligatorio el uso de equipo de protección adecuado.



Prohibido cambiar o forzar las conexiones de un cilindro. Si éstas no acoplan con las de sus equipos o líneas de consumo, no las force, llame a su proveedor del producto.



Cuando maneje cilindros con oxígeno, no use grasas, aceites o derivados de hidrocarburos, ya que en contacto con el oxígeno, éste puede reaccionar violentamente.

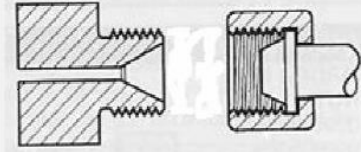
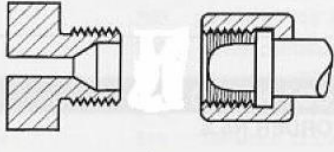
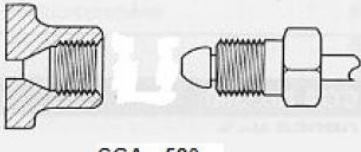
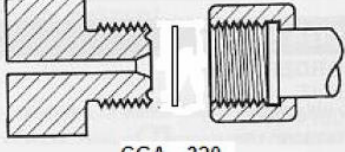
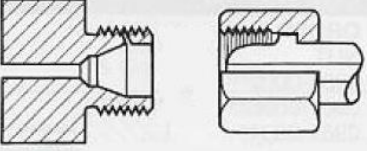
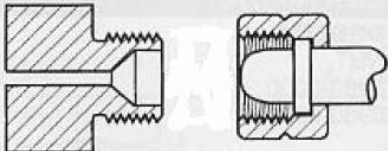
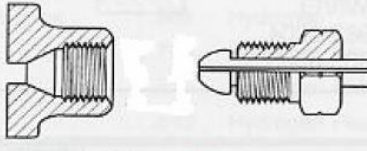
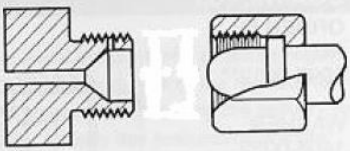


Nunca cambie el color de los cilindros, ni los marque con soldadura.

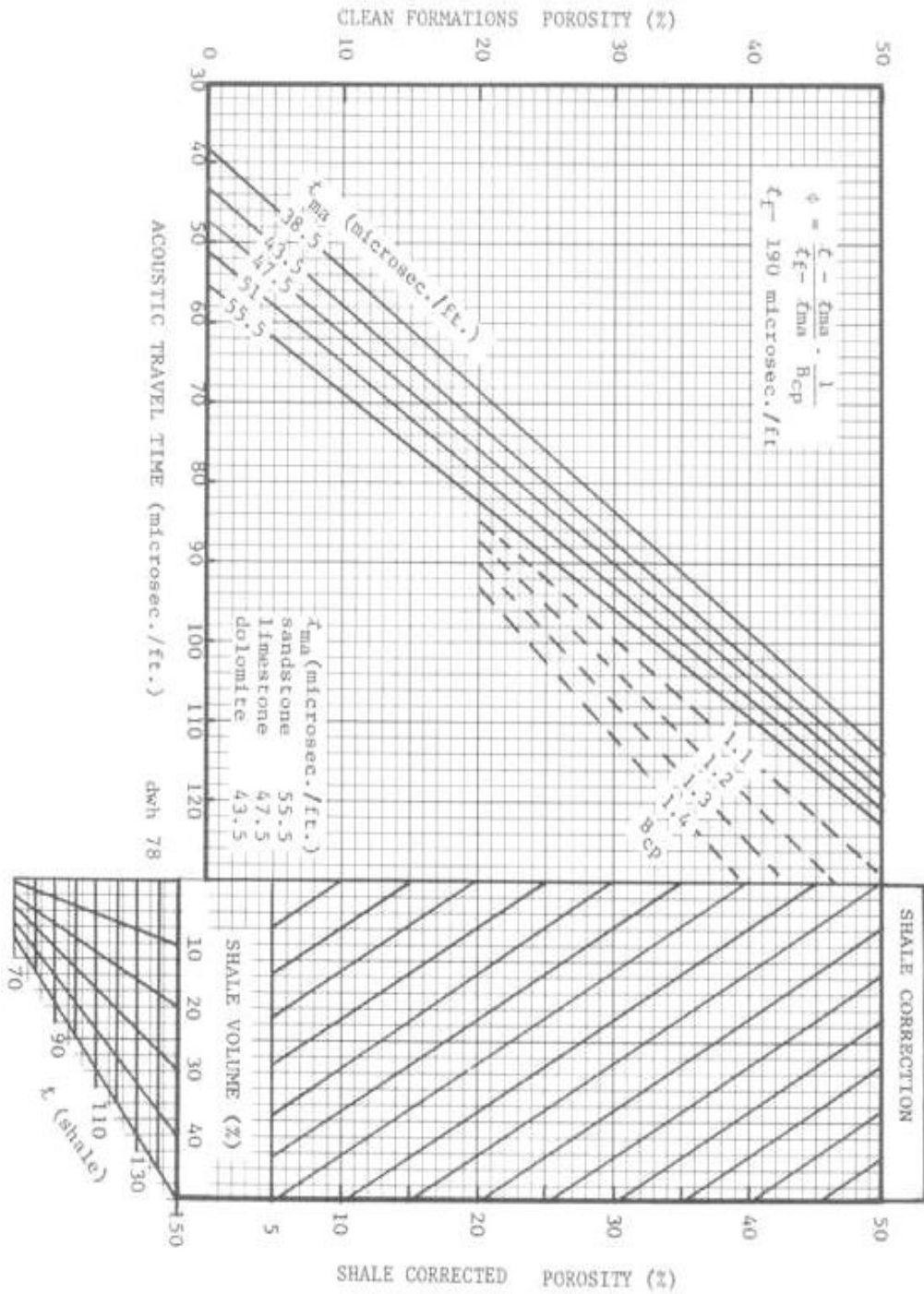
APENDICE B

CONEXIONES

1.- Según Norma CGA

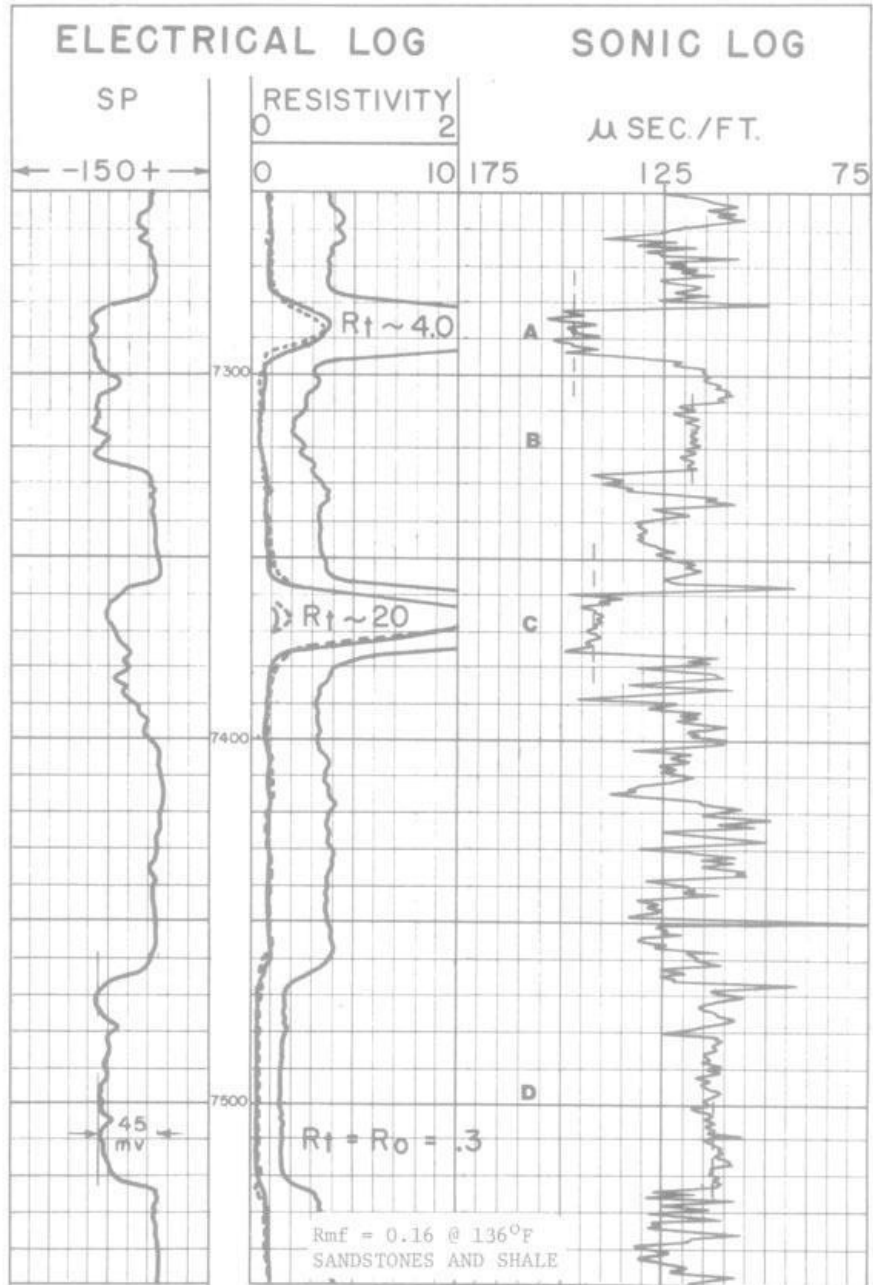
 <p>CGA - 300</p> <p>Conexión según norma CGA para Acetileno</p>	 <p>CGA - 540</p> <p>Conexión según norma CGA para Oxígeno</p>
 <p>CGA - 580</p> <p>Conexión según norma CGA para Nitrógeno, Argón y Helio</p>	 <p>CGA - 320</p> <p>Conexión según norma CGA para Dióxido de Carbono</p>
 <p>CGA - 346</p> <p>Conexión según norma CGA para Aire UH e Industrial</p>	 <p>CGA - 350</p> <p>Conexión según norma CGA para Hidrógeno</p>
 <p>CGA - 590</p> <p>Conexión según norma CGA para Aire grado cero</p>	 <p>CGA - 326</p> <p>Conexión según norma CGA para Oxido Nitroso</p>

APENDICE C



APENDICE D

EJEMPLO DE UN REGISTRO SÓNICO



APENDICE E

LISTA DE DIVERSOS TIPOS DE DATOS DE RESERVORIO.

Operación	Pre-perforación						Durante la perforación													Post - desarrollo									
	Gravedad	Sísmico			Estudio Ingeniería - Geología		Operación en el hoyo del pozo													Producción			Estudios Especiales						
	Gravedad	Tiempo	Velocidad	Amplitud	Carácter	Analogía, conocimiento regional y mapas	Ambiente deposicional	Razón de perforación	Registro de lodos	Cuttings	Núcleos	Drillstem	Eléctrico	REGISTROS					Wire Line		Prueba de flujo			Presión	Corte de agua	GOR	Historia	Analogía	Ingeniería y geología
													SP	Acústico	Densidad	Gamma Ray	Neutron	Prueba	Núcleos										
Marcador de profundidad		2	2			2	2	3	3	2	1	1	1	1	1	1	1	1	2	1	2								1
Estructura y área	2	2	1	3	3	2						4									2	2	3	3	1			1	
Hidrodinámica						1															2	1				3	1	1	
Espesor grueso			2		3	2	2	2	2	3	2	4	1	1	1	1	1				2								1
Espesor Neto				2	2	2	2	3	3	4	1	4	1	1	1	1					2								1
Litología			2	2	3	2	2	3		2	1		3	3	2	2	2	3		1							2	1	
Propiedades mecánicas			2	2	3	2	2	3		2	1				2	2	2	3		2							2	1	
Contactos			2	2	2	4			3	2	2	2	1	2	1	1		1	1	2	1	2	1		2	2	2		1
Presión			2	3		1			3			1						2			1	1					1	1	
Porosidad			2	2	3	2	2	4		3	1		3		1	1		1		2	4						2	1	
Permeabilidad					4	2	2			4	1	i	4		3	3		3	2	3	2	1					2	1	
Permeabilidad Relativa											1										1	2	2	2	2	2	2	1	
Fluido Saturación			3	3	3	4			3	3	2	1	1	3	2	2		2	2	3	1		1	1	1	2		1	
Tamaño de poro						2				2	1	4	4	4	4	4	4	4		3							2		
Producción Mecanismo		4	3	3	3	2	3																	1	1	1	1	1	
Propiedades Hidrocarburo			4	4		2			3	4	3	1			4	4		4	2	4	1	2		1		2	1		
Propiedades Agua						1				4	1							2		1		1				2	1		
Producción Razón						2	2			2	2			4	4		4	2	3	1	1				1	2	1		
Fluidos Producidos											1										1		1	1	1	1	2	1	
Daño Pozo																					1	1			1			1	
Recobro Eficiencia																							2	2	1	2	1		

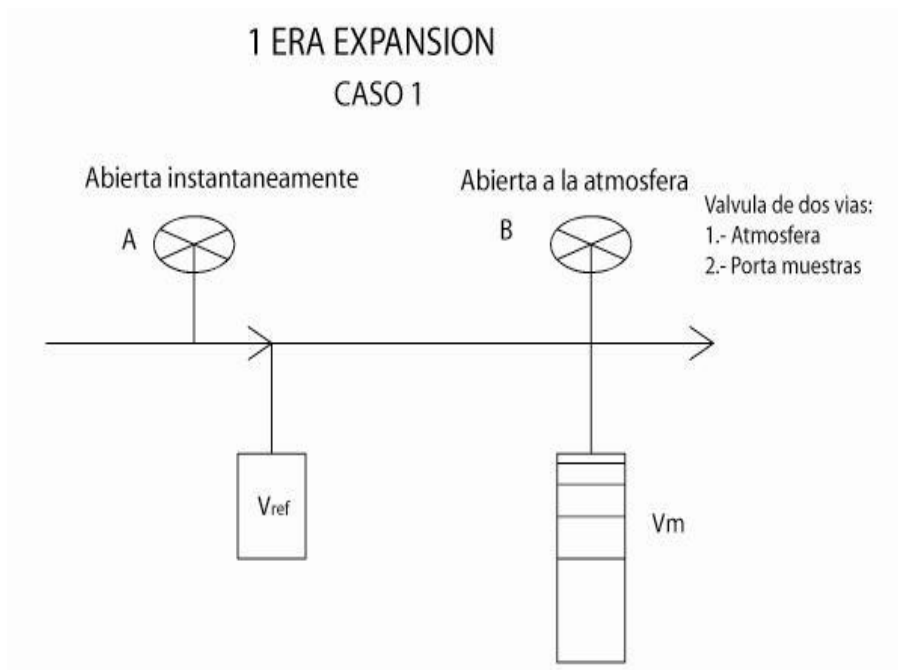
Código: 1. Mejor fuente, 2. Buena fuente de datos, 3. Fuente de datos promedio, 4. Fuente pobre de datos

APENDICE F

DESARROLLO DE LAS ECUACIONES QUE REPRESENTAN LAS EXPANSIONES DURANTE LA PRUEBA DE POROSIDAD

Primera expansión.

El Helio es expandido en el sistema con todos los discos de calibración ingresados en el porta muestra, esto servirá para determinar el volumen muerto del equipo.

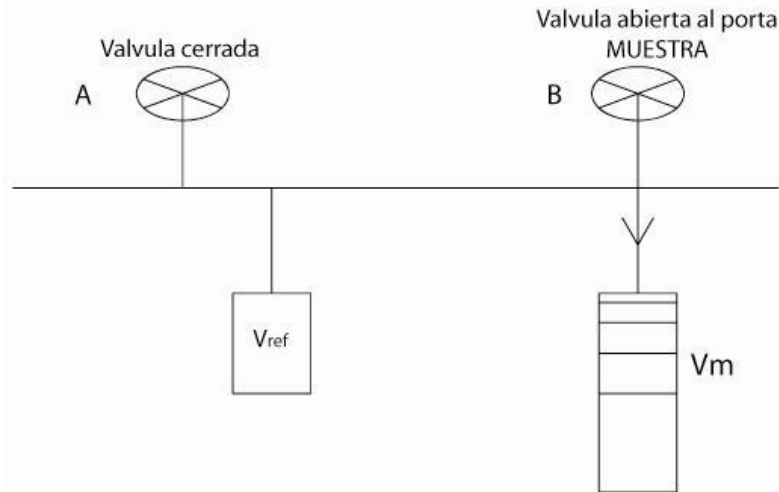


La válvula A es abierta instantáneamente, permitiendo el ingreso del gas helio al sistema, por otro lado la válvula B esta abierta a la atmósfera, lo cual se expresa de la siguiente forma:

$$(P_o + P_{atm})V_{ref} + P_{atm} V_m = k$$

1ERA EXPANSION

CASO 2



La válvula A es cerrada, almacenando gas en el sistema, para luego abrir la válvula B permitiendo que el gas invada el portador de muestra, luego esperando que se efectuase la expansión en el sistema, lo cual se expresa de la siguiente manera:

$$(P_f + P_{atm})(V_{ref} + V_m) = k$$

Entonces, debido a que $PV(\text{caso1})$ y $PV(\text{caso2})$ son iguales a una constante k , tenemos lo siguiente:

$$(P_o + P_{atm})V_{ref} + P_{atm}V_m = (P_f + P_{atm})(V_{ref} + V_m)$$

Lo cual se reduce a:

$$V_{ref} \times P_o = (V_{ref} + V_m) \times P_f \quad \text{Ec. (3.4.1)}$$

Donde:

V_{ref} : volumen de referencia que necesita ser calibrado (cm^3).

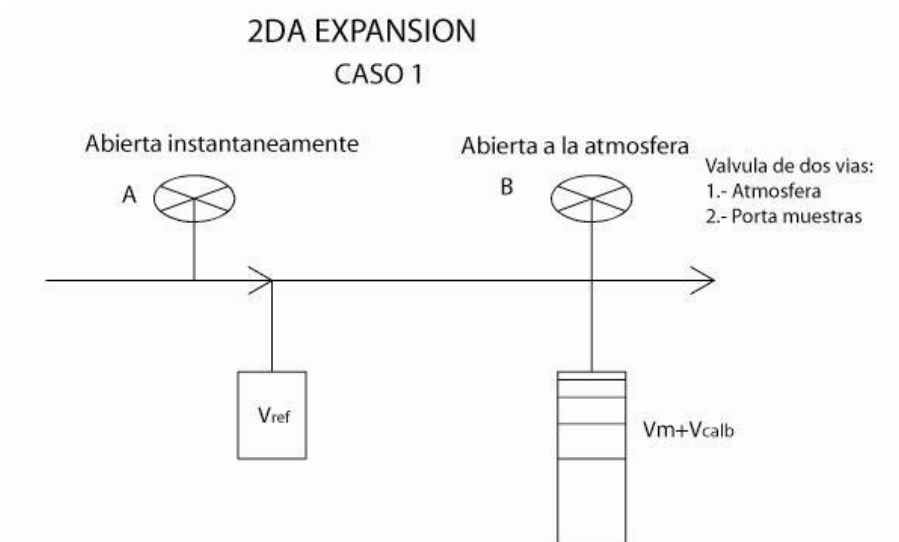
P_o : presión inicial de carga cuando el Helio ingresa al sistema (Psig).

V_m : volumen muerto existente en la cámara porta núcleos entre los discos de calibración, dentro de la válvula de expansión, etc. (cm^3).

P_f : presión final en el sistema (volumen de referencia + volumen muerto), durante la expansión hasta alcanzar el equilibrio (Psig).

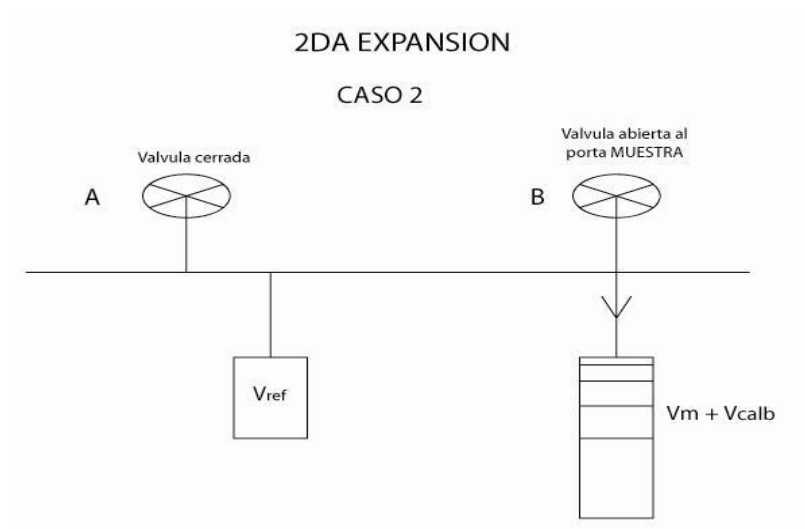
Segunda expansión.

El Helio es expandido en el sistema, con la cámara porta núcleo cargada con los discos de calibración (A,B,D y E), menos el disco C, el cual servirá para efectuar la calibración del volumen de referencia.



La válvula A es abierta instantáneamente, permitiendo el ingreso del gas helio al sistema, por otro lado la válvula B está abierta a la atmósfera, lo cual se expresa de la siguiente forma:

$$(P_{oc} + P_{atm})V_{ref} + P_{atm}(V_m + V_{calb}) = k$$



La válvula A es cerrada, almacenando gas en el sistema, para luego abrir la válvula B permitiendo que el gas invada el portador de muestra, luego

esperando que se efectuase la expansión en el sistema, lo cual se expresa de la siguiente manera:

$$(P_{fc} + P_{atm})(V_{ref} + V_m + V_{calb}) = k$$

Entonces, debido a que PV(caso1) y PV (caso2) son iguales a una constante k, tenemos lo siguiente:

$$(P_{oc} + P_{atm})V_{ref} + P_{atm}(V_m + V_{calb}) = (P_{fc} + P_{atm})(V_{ref} + V_m + V_{calb})$$

Lo cual se reduce a:

$$P_{oc} \times V_{ref} = P_{fc} \times (V_{ref} + V_m + V_{calb}) \quad \text{Ec. (3.4.2)}$$

Donde:

P_{oc} : presión inicial de carga en el sistema (Psig).

P_{fc} : presión final durante la expansión, hasta alcanzar el equilibrio (Psig).

V_{calb} : volumen del disco de calibración C (cm³).

Las ecuaciones 3.4.1 y 3.4.2 pueden ser escritas de la siguiente forma:

$$\frac{P_o}{P_f} = \frac{(V_{ref} + V_m)}{V_{ref}} \quad \text{Ec. (3.4.1)}$$

$$\frac{P_{oc}}{P_{fc}} = \frac{(V_{ref} + V_m + V_{calb})}{V_{ref}} \quad \text{Ec. (3.4.2)}$$

Ejecutando una resta entre la Ec.(3.4.1) y Ec.(3.4.2), se obtiene:

$$\frac{P_{oc}}{P_{fc}} - \frac{P_o}{P_f} = \frac{V_{calb}}{V_{ref}} \quad \text{Ec.(3.4.3)}$$

Resolviendo para el volumen de referencia se obtiene:

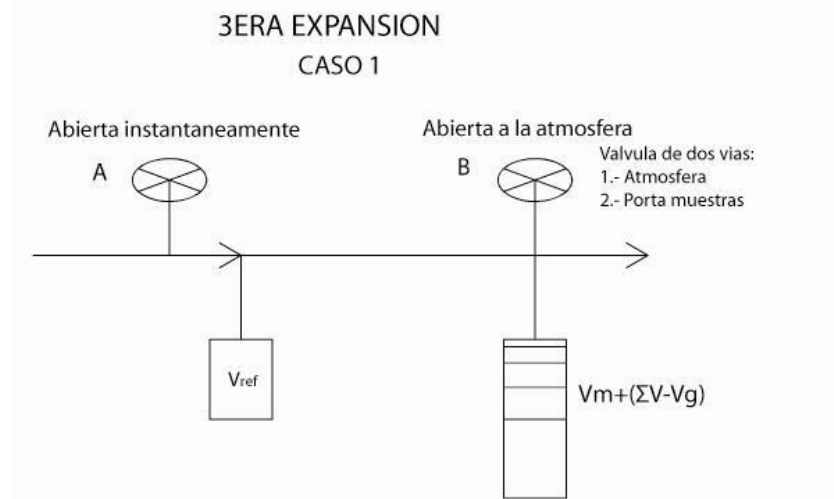
$$V_{ref} = \left(\frac{V_{calb}}{\frac{P_{oc}}{P_{fc}} - \frac{P_o}{P_f}} \right) \quad \text{Ec. (3.4.4)}$$

Este volumen de referencia es necesario para proceder a la determinación del volumen de granos del núcleo muestra cuando el Helio se expande dentro de la muestra.

El disco de calibración marcado C, es utilizado para determinar el volumen de referencia, cuando V_{ref} es calibrado, el volumen de granos de la muestra puede ser determinado.

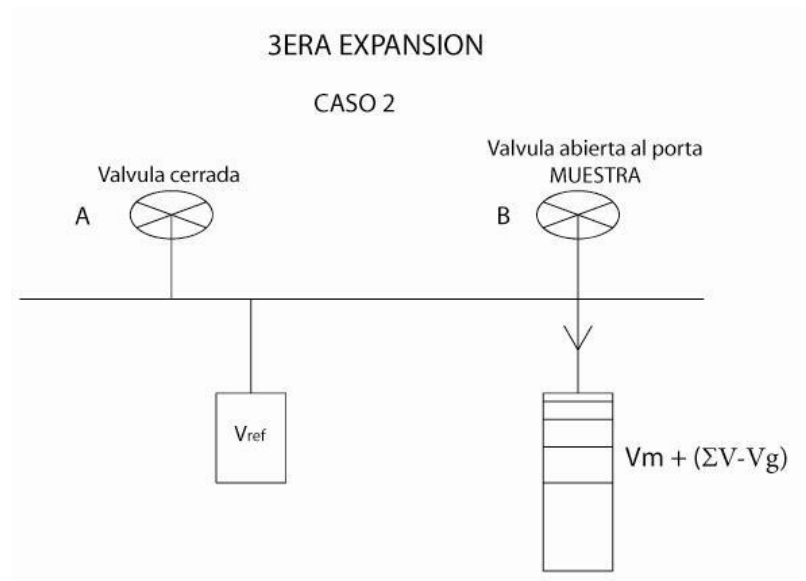
Tercera expansión.

La tercera expansión del gas se la efectúa sobre la muestra en combinación con los discos de calibración, de tal manera que se llene lo mejor posible el porta muestras.



La válvula A es abierta instantáneamente, permitiendo el ingreso del gas helio al sistema, por otro lado la válvula B esta abierta a la atmósfera, lo cual se expresa de la siguiente forma:

$$(P_{os} + P_{atm}) V_{ref} + P_{atm} (V_m + \sum V - V_g) = k$$



La válvula A es cerrada, almacenando gas en el sistema, para luego abrir la válvula B permitiendo que el gas invada el portador de muestra, luego esperando que se efectuase la expansión en el sistema, lo cual se expresa de la siguiente manera:

$$(P_{fs} + P_{atm})(V_m + \Sigma V - V_g + V_{ref}) = k$$

Entonces, debido a que PV (caso1) y PV (caso2) son iguales a una constante k , tenemos lo siguiente:

$$\begin{aligned} (P_{os} + P_{atm})V_{ref} + P_{atm}(V_m + \Sigma V - V_g) = \\ (P_{fs} + P_{atm})(V_m + \Sigma V - V_g + V_{ref}) \end{aligned}$$

Lo cual se reduce a:

$$P_{os} \times V_{ref} = (V_{ref} + \Sigma V - V_g + V_m) \times P_{fs} \quad \text{Ec. (3.4.5)}$$

Donde:

ΣV : volumen de todos los discos de calibración removidos, cuando el núcleo muestra de la roca es ingresado en el porta núcleo en combinación con los discos de calibración.

P_{os} : Presión inicial de carga en el sistema (Psig).

V_m : Volumen muerto, en el porosímetro (cm³).

V_{ref} : volumen de referencia (cm³).

P_{fs} : presión final en el sistema durante la expansión, hasta alcanzar el equilibrio (Psig).

V_g : volumen de granos del núcleo muestra (cm³).

Utilizando al Ec.(3.4.1) en su segunda forma y reemplazando en la Ec.(3.4.5):

$$\frac{P_o}{P_f} = \frac{(V_{ref} + V_m)}{V_{ref}} \quad \text{Ec. (3.4.1)}$$

$$\frac{P_{os}}{P_{fs}} = \left(\frac{V_{ref} + \sum V - V_g + V_m}{V_{ref}} \right) \quad \text{Ec. (3.4.5)}$$

Se obtiene:

$$\frac{P_{os}}{P_{fs}} = \left[\frac{P_o}{P_f} + \frac{\sum V}{V_{ref}} - \frac{V_g}{V_{ref}} \right] \quad \text{Ec. (3.4.6)}$$

Resolviendo para el volumen de granos tenemos:

$$V_g = \sum V + V_{ref} \times \left[\frac{P_o}{P_f} - \frac{P_{os}}{P_{fs}} \right] \quad \text{Ec. (3.4.7)}$$

La porosidad de la muestra es determinada usando las Ec(3.4.8) y Ec(3.4.9).

$$V_p = V_b - V_g \quad \text{Ec. (3.4.8)}$$

$$\Phi_{eff} = \frac{V_b - V_g}{V_b}, \frac{V_p}{V_b} \quad \text{Ec. (3.4.9)}$$

La densidad de los granos puede ser calculada por la división del peso de la muestra seco para el volumen de granos de la muestra:

$$\rho_g = \frac{W_{\text{mdry}}}{V_g} \quad \text{Ec. (3.4.10)}$$

Donde:

V_p: volumen del poro de la muestra

V_g: volumen del grano de la muestra

V_b: volumen neto del núcleo muestra

Φ_{eff}: porosidad efectiva del núcleo muestra

ρ_g: densidad de los granos

W_{mdry}: peso de la muestra seca

APENDICE G

HOJA DE DATOS AL REALIZAR LA PRUEBA DE POROSIDAD

	Muestra N°	1	2	3
	Muestra profundidad (ft)			
	Diámetro de la muestra (in)			
1era expansión	Po (psig)			
	Pf (psig)			
2da expansión	Poc(psig)			
	Pfc(psig)			
Volumen de referencia	Vref(cc)			
Volumen poroso	Wmdry(g)			
	Wmsat(g)			
	Wfs(g)			
	pfs(g/cc)			
	Vfs(cc)			
	Vp=Vfs (cc)			
3ra expansión	Pos(psig)			
	Pfs(psig)			
	Discos no usados			
	Vg(cc)			
Volumen neto (bulk)	Vb = Vp + Vg (cc)			
	Porosidad efectiva $\phi_{eff}(\%)$			
	Densidad del grano(g/cc)			

APENDICE H

ESQUEMA DEL PROGRAMA

1era Pantalla.

Volumen de referencia

Porosímetro de Helio

Nueva Práctica Salir

Identificación de la muestra:

Nombre del Pozo: Shushufindi105 Muestra: 1

Campo: Shushufindi Profundidad: 9529.7 (Pies)

Localización: Shushufindi Diámetro: 1.0 (Pulgadas)

Volumen de Referencia

Volumen Poroso

Porosidad Efectiva

Presión Inicial (Po): 37.11 (psig) [Primera Expansión]

Presión Final (Pf): 29.79 (psig)

Presión Inicial (Poc): 37.70 (psig) [Segunda Expansión]

Presión Final (Pfc): 22.61 (psig)

Calcular Salir

Volumen de Referencia (Vref) = 12.016230575 (cc)

2da Pantalla.

Volumen Poroso.

Porosímetro de Helio

Nueva Práctica Salir

Identificación de la muestra:

Nombre del Pozo: Shushufindi105 Muestra: 1

Campo: Shushufindi Profundidad: 9529.7 (Pies)

Localización: Shushufindi Diámetro: 1.0 (Pulgadas)

Volumen de Referencia

Volumen Poroso

Porosidad Efectiva

Peso de la muestra seca (Wmdry): 48.6 (g)

Peso de la muestra saturada (Wmsat): 50.6 (g)

Densidad del fluido saturante: 0.8623 (g/cc)

Calcular Salir

Peso fluido saturante (Wfs): 2 (g)


Volumen Poroso (Vp): 2.31337840658703 (cc)

3era Pantalla.

Porosidad efectiva.

Porosimetro de Helio

Nueva Práctica Salir



Identificación de la muestra:

Nombre del Pozo:	Shushufindi105	Muestra:	1
Campo:	Shushufindi	Profundidad:	9529.7 (Pies)
Localización:	Shushufindi	Diámetro:	1.0 (Pulgadas)

Volumen de Referencia
Volumen Poroso
Porosidad Efectiva

Presión Inicial (Pos) : 39.81 (psig) Tercera Expansión

Presión Final (Pfs) : 24.58 (psig)

Discos de Calibración no utilizados:

<input type="checkbox"/> Disco A	<input checked="" type="checkbox"/> Disco C
<input type="checkbox"/> Disco B	<input type="checkbox"/> Disco D
<input checked="" type="checkbox"/> Disco E	

Calcular Salir

Peso de la Muestra (Wmdry):	48.6 (g)
Volumen del grano (Vg):	16,795041720 (cc.)
Volumen poroso (Vp):	2,3193784065 (cc.)
Volumen Neto (bulk) (Vb):	19,114420127 (cc.)
Porosidad Efectiva:	12,134181372 (%)
Densidad del grano:	2,8937111802 (g/cc.)

