



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

COMPRESIBILIDAD DE LA POROSIDAD
SECUNDARIA EN ROCAS DE YACIMIENTOS DE
HIDROCARBUROS.

T E S I S P R O F E S I O N A L

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

I N G E N I E R O P E T R O L E R O

P R E S E N T A :

HERNÁNDEZ ROBLEDO JOSÉ LUIS.



DIRECTOR: DR. RAFAEL HERRERA GÓMEZ.

MEXICO, D. F., CIUDAD UNIVERSITARIA, 2007



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

AGRADECIMIENTOS

Con este trabajo termino uno de mis grandes retos como persona en la vida, de lo cual me siento infinitamente orgulloso y quiero agradecer por ello a todos y cada una de las personas que contribuyeron a este gran logro.

A MIS PADRES:

Evangelina Robledo Peñaflores y José Luis Hernández Jurado, por brindarme su apoyo incondicional, por sus palabras de aliento, por su cariño, por su comprensión, porque en los momentos más difíciles estaban ahí siempre a mi lado, porque sin ustedes muy difícilmente habría podido llegar al final de esta meta, por ser un ejemplo de dedicación y constancia, por su sabiduría, por ser pieza fundamental en mi formación como persona, por sus valores, por todo su esfuerzo trabajo y sacrificios, porque siempre me guiaron en la dirección correcta, por ser mis padres, por todo esto, mi amor y agradecimiento eterno para ustedes.

A MIS HERMANOS:

Wendy, Horacio, Josué y Ana Ruth, por ser parte de mi vida y que ni siquiera la distancia será un límite para poder expresarles lo mucho que los quiero, ya que siempre los llevo presentes y forman parte de mi ser. Este logro es también de ustedes y espero que sirva como ejemplo y motivación, que tomen en cuenta que todo se puede lograr siempre y cuando se tenga la determinación, el deseo, las ganas y el coraje para salir adelante.

A MI TÍO:

Salvador Robledo Peñaflores, a quien considero un hermano mayor y quien siempre me brindó su apoyo en todo momento, además de ser un ejemplo de superación, mi cariño y respeto para ti.

A MIS AMIGOS:

Gracias por su compañía, por su apoyo, pero sobre todo gracias por su amistad sincera. David Cruz Cortes, Arturo Zamora Cruz, Oscar Peña Chaparro de M., José Luis Morelia Trejo de P., Antelmo García García, Teodoro Iván Guerrero Sarabia, César González Barrera, José Pablo González Chávez, Juan Luis Brito Jiménez, Jonathan Hernández Mercado, Saúl Velásquez Tintor, José Luis González (tocayo), Grecia L. Ramírez Ovalle, Claudia Susarrey Montes de Oca, César Guerrero Polo, Edgard Sánchez González, Gerardo Bravo García, Jorge Ramos, Ramiro Raya Ramírez y todos los que me faltaron.

AL DR. RAFAEL HERRERA GÓMEZ:

Por haberme dado la oportunidad de entrar en su grupo de trabajo, de complementar la teoría con la práctica en el laboratorio de núcleos naturalmente fracturados y por ser mi director de Tesis.

AL JURADO DE MI EXAMEN PROFESIONAL:

M. I. José Ángel Gómez Cabrera, Dr. Rafael Herrera Gómez, M. I. Mario Becerra Zepeda, Ing. Martín Carlos Velázquez Franco y al M. C. Jaime Ortiz Ramírez, por su tiempo brindado en la revisión de este trabajo.

AL ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS:

Por la revisión elaborada a este trabajo y esperando su pronta recuperación.

A MI ESCUELA:

A la Universidad Nacional Autónoma de México y en especial a la Facultad de Ingeniería por darme la oportunidad de formarme como profesionista.

Por último y sin que sea por ello menos importante, a Dios y a la Virgen de Guadalupe por iluminar mi camino.

El camino al éxito no sería tan placentero sin antes haber pasado por valles oscuros.

José Luis Hernández Robledo.

ÍNDICE

ÍNDICE	I
LISTA DE FIGURAS	III
CAPÍTULO 1	
INTRODUCCIÓN.	1
CAPÍTULO 2	
ASPECTOS BÁSICOS.	4
2.1 Compresibilidad.	4
2.1.1 Definición.	4
2.1.2 Compresibilidad de la Formación.	4
2.1.3 Unidades Empleadas.	6
2.1.4 Tipos de Compresibilidades y Obtención.	6
2.1.5 Aplicaciones Principales.	12
2.1.6 Consideraciones.	13
2.2 Ecuación de Balance de Materia Aplicada en Yacimientos Bajo-Saturados.	13
2.2.1 Ejemplo.	16
2.3 Presión de Sobrecarga.	17
2.4 Presión de Poro.	17
2.5 Esfuerzo Matricial.	18
2.6 Porosidad.	18
2.6.1 Porosidad Absoluta.	19
2.6.2 Porosidad Efectiva.	20
2.6.3 Porosidad Primaria.	20
2.6.4 Porosidad Secundaria.	20
2.6.5 Origen de la Porosidad Primaria y Secundaria.	21
2.6.6 Porosidad Vugular.	24
2.7 Definición de Fractura.	24
2.8 Yacimiento Naturalmente Fracturado.	24
2.8.1 Características de los Yacimientos Fracturados.	24
2.9 Ecuación de Estado.	24
2.10 Definición de Gas.	25
2.11 Gases Ideales.	25
2.11.1 Ley de Boyle.	25
2.11.2 Ley de Charles.	26
2.11.3 Ley Combinada de los Gases.	27
2.11.4 Ley de las Presiones Parciales de Dalton.	32
2.11.5 Ley de los Volúmenes Parciales de Amagat.	33

CAPÍTULO 3	
ANTECEDENTES.	34
3.1 Terzaghi.	34
3.2 Biot.	34
3.3 Howard N. Hall.	34
3.4 Geertsma.	37
3.5 Van der Knaap.	38
3.6 Nur y Byerlee.	38
3.7 Newman.	38
3.8 Rice y Cleary.	40
3.9 Zimmerman y Greenwald.	40
3.10 Carpenter y Spencer.	45
3.11 Sampath.	46
3.12 Andersen.	50
3.13 Wissa.	51
3.14 Green y Wang.	51
3.15 Zheng, McLennan y Jones.	52
CAPÍTULO 4	
FUNDAMENTOS DE LA PRUEBA.	56
4.1 Definición de la Ecuación para el Cálculo del Volumen de Poros a Condiciones del Laboratorio.	56
4.2 Aproximación a Temperatura de Yacimiento.	60
CAPÍTULO 5	
DESCRIPCIÓN DE LA PRUEBA Y PROCEDIMIENTOS.	65
5.1 Descripción de la Prueba de Compresibilidad.	65
5.2 Procedimiento.	84
CAPÍTULO 6	
ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS.	90
6.1 Obtención de la Compresibilidad a partir del Análisis de los Resultados.	90
CAPÍTULO 7	
CONCLUSIONES.	120
NOMENCLATURA.	122
BIBLIOGRAFÍA.	124

LISTA DE FIGURAS

N. DE FIGURA	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
2.1	Representación de la Presión de Sobrecarga	17
2.2	Representación de la Presión de Poro	18
3.1	Diagrama del equipo empleado por Hall	35
3.2	Correlación de Hall	37
3.3	Gráfica comparativa de la correlación de Hall y los valores obtenidos por Newman de la compresibilidad del volumen poroso para arenas no consolidadas	40
3.4	Gráfica comparativa de la correlación de Hall y los valores de compresibilidad del volumen poroso obtenidos por Newman	40
3.5	Diagrama esquemático del sistema empleado para medir la compresibilidad de rocas porosas (Zimmerman 1984)	41
3.6	Dispositivo empleado por Zimmerman para medir los cambios en el volumen de poros y para controlar la presión de poro	43
3.7	Diagrama del aparato usado para saturar los núcleos con el fluido de poro	44
3.8	Diagrama esquemático del sistema empleado para medir C_{pc}	45
3.9	Diagrama esquemático del aparato empleado por Sampath (1982) para medir C_{pc} , usando nitrógeno como fluido de poro	47
3.10	Diagrama esquemático del método empleado por Greenwald (1980) para unir los medidores de deformación a los núcleos	48
3.11	Diagrama esquemático del aparato empleado para medir la compresibilidad total y de poro bajo condiciones de carga triaxial	50
3.12	Diagrama esquemático del aparato empleado por Green y Wang (1986) para medir presión de poro durante compresión sin drene	51
3.13	Esquema del sistema de medición por compresión hidrostática	54
3.14	Gráfica de los cambios en la porosidad de las muestras de la medición en los cambios del volumen de poro durante la aplicación de incrementos progresivos del esfuerzo efectivo de confinamiento hidrostático	54

N. DE FIGURA	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
3.15	Gráfica de C_{pc} obtenida de las pruebas realizadas por Zheng y colaboradores	55
5.1	Cajas en las cuales son transportados los núcleos	65
5.2	Núcleo cortado a las dimensiones de trabajo	66
5.3	Dremel	67
5.4	Identificación del núcleo	67
5.5 y 5.6	Equipo empleado para el lavado de muestras tipo Dean-Stark	68
5.7	Horno de vacío	70
5.8	Vernier	71
5.9	Balanza Analítica	71
5.10	Altímetro	71
5.11	Desecador	72
5.12	Porosímetro	73
5.13	Tanques de acero interconectados dentro del porosímetro	74
5.14	Mallas empleadas para flujo horizontal y flujo vertical	76
5.15	Dispersores de flujo	77
5.16	Conexión serpentín	77
5.17	Conexión corta en forma de “S”	78
5.18	Tapón de la celda de confinamiento	78
5.19	Muestra al concluir el armado	79
5.20	Rosca de la celda de presión de confinamiento	80
5.21	Diagrama del módulo de compresión de la muestra	80
5.22	Celda de presión de confinamiento	81
5.23	Armado del equipo para realizar la prueba de compresibilidad	82
5.24	Vista lateral del armado del equipo para la prueba de compresibilidad	83
5.25	Conexiones en la entrada y la salida de la muestra en el tapón de la celda de confinamiento	83
5.26	Diagrama del manejo de válvulas en el porosímetro	84
5.27	Formato empleado para el registro de las lecturas en la prueba de compresibilidad	89
6.1	Tabla de valores de los cálculos efectuados para la muestra 1	92
6.2	Gráfica del comportamiento del volumen de poros para la muestra 1	92
6.3	Gráfica del comportamiento de la porosidad para la muestra 1	95

N. DE FIGURA	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
6.4	Tabla de valores de los cálculos realizados para la muestra 2	96
6.5	Gráfica del comportamiento del volumen de poros para la muestra 2	96
6.6	Gráfica del comportamiento de la porosidad para la muestra 2	97
6.7	Tabla de valores de los cálculos realizados para la muestra 3	98
6.8	Gráfica del comportamiento del volumen de poros para la muestra 3	98
6.9	Gráfica del comportamiento de la porosidad para la muestra 3	99
6.10	Tabla de valores de los cálculos realizados para la muestra 4	100
6.11	Gráfica del comportamiento del volumen de poros para la muestra 4	101
6.12	Gráfica del comportamiento de la porosidad para la muestra 4	102
6.13	Tabla de valores de los cálculos realizados para la muestra 5	102
6.14	Gráfica del comportamiento del volumen de poros para la muestra 5	103
6.15	Gráfica del comportamiento de la porosidad para la muestra 5	104
6.16	Tabla de valores de los cálculos realizados para la muestra 6	104
6.17	Gráfica del comportamiento del volumen de poros para la muestra 6	105
6.18	Gráfica del comportamiento de la porosidad para la muestra 6	106
6.19	Tabla de valores de los cálculos realizados para la muestra 7	106
6.20	Gráfica del comportamiento del volumen de poros para la muestra 7	107
6.21	Gráfica del comportamiento de la porosidad para la muestra 7	107
6.22	Tabla de valores de los cálculos realizados para la muestra 8	108
6.23	Gráfica del comportamiento del volumen de poros para la muestra 8	108

N. DE FIGURA	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
6.24	Gráfica del comportamiento de la porosidad para la muestra 8	109
6.25	Tabla de valores de los cálculos realizados para la muestra 9	110
6.26	Gráfica del comportamiento del volumen de poros para la muestra 9	110
6.27	Gráfica del comportamiento de la porosidad para la muestra 9	111
6.28	Tabla de valores de los cálculos realizados para la muestra 10	112
6.29	Gráfica del comportamiento del volumen de poros para la muestra 10	112
6.30	Gráfica del comportamiento de la porosidad para la muestra 10	113
6.31	Tabla de valores de los cálculos realizados para la muestra 11	114
6.32	Gráfica del comportamiento del volumen de poros para la muestra 11	115
6.33	Gráfica del comportamiento de la porosidad para la muestra 11	116
6.34	Gráfica del comportamiento del volumen de poros para la muestra 12	116
6.35	Tabla de valores de los cálculos realizados para la muestra 12	117
6.36	Gráfica del comportamiento de la porosidad para la muestra 12	118

En los yacimientos de aceite bajosaturados, no se tiene presente una fase gaseosa: esto significa que los poros de la roca se encuentran ocupados únicamente por dos fluidos que son el aceite y el agua congénita.

La recuperación del aceite se obtiene mediante un proceso de desplazamiento. El gradiente de presión obliga al aceite a fluir hacia los pozos, pero ese movimiento se verifica solamente si otro material llena el espacio desocupado por el aceite y mantiene, en dicho espacio, la presión requerida para continuar el movimiento de los fluidos. En cierto modo el aceite no fluye del yacimiento, sino que es expulsado mediante un proceso de desplazamiento, siendo los principales agentes desplazantes el gas y el agua.

Existen diferentes procesos de desplazamiento, los cuales son: la expansión de la roca y los fluidos, empuje por gas disuelto liberado, empuje por capa de gas o casquete de gas, empuje por agua y desplazamiento por segregación gravitacional.

La expansión de la roca y de los fluidos ocurre en los yacimientos bajosaturados, hasta que se alcanza la presión de saturación. La expulsión del aceite se debe a la expansión de los elementos que forman el sistema; el aceite, el agua congénita y la matriz sólida de la roca, desalojando hacia los pozos productores el aceite contenido en el yacimiento.

En la Ecuación de Balance de Materia (EBM), inicialmente solo se consideró la expansión del aceite, sin tomar en cuenta las expansiones de la roca y el agua congénita. De hecho, esto puede ser una buena aproximación si las dos últimas presentan valores demasiado pequeños comparados con la expansión del aceite.

Con el desarrollo de técnicas de laboratorio más precisas para la medición de la compresibilidad de la roca y el agua congénita, así como las innovaciones de técnicas de muestreo que permiten tomar muestras representativas de los yacimientos, es posible incluir los términos correspondientes a éstas en la EBM.

En los yacimientos bajosaturados, el único mecanismo de desplazamiento es la expansión del sistema roca-fluidos, por eso cuando es analizado un yacimiento de este tipo se debe de tener especial atención en la obtención de los factores de compresibilidad isotérmica.

Es uso común que las compresibilidades de agua congénita y de la matriz rocosa no se midan, ya que existen correlaciones que se pueden utilizar para su obtención y que aportan resultados aceptables; para el agua congénita se tiene la correlación de Dodson y Standing y para la roca se cuenta con la correlación de Hall. Pero en el caso de la compresibilidad de la roca, el rango de valores es muy amplio debido a las diferentes características que pueden presentar las rocas. Por lo que, si se cuenta con muestras de núcleos obtenidos de diferentes pozos, la mejor opción es obtener los valores de la compresibilidad de la roca en pruebas realizadas en laboratorio.

La compresibilidad de las rocas de los yacimientos es un factor generalmente descuidado en cálculos de ingeniería de yacimientos. Esto es debido en parte al hecho de que existe poca información publicada sobre valores de compresibilidad en rocas de calizas y areniscas. La omisión de la compresibilidad de la roca es indudablemente justificada en cálculos para yacimientos saturados; sin embargo, en yacimientos bajosaturados, la expansión de la roca acompaña la disminución en la presión del yacimiento quizás de tal magnitud como para afectar sensiblemente la predicción del comportamiento del yacimiento.

El efecto de la compresibilidad de la roca será de mayor importancia en cálculos de la capacidad de almacenamiento de hidrocarburos del yacimiento por disminución de presión en yacimientos bajosaturados cuando los límites del campo son desconocidos o indefinidos y para estudios del comportamiento de entrada de agua natural. Además de ser empleada en la simulación de yacimientos.

La compresibilidad total o efectiva de algunas rocas de yacimientos son el resultado de más factores separados, a saber, la expansión de los granos individuales de la roca, así como la disminución de la presión en el fluido circundante, y la adicional compactación de la formación. Cuando la presión del fluido contenido en los espacios porosos de la roca, la cual está sometida a una presión externa constante (presión de sobrecarga), se abate a causa de la extracción, el volumen total de la roca decrece, mientras que el volumen de las partículas sólidas aumenta, los fluidos del yacimiento se vuelven menos efectivos en contra

del peso de la sobrecarga conforme la presión del yacimiento disminuye. Cuando la presión del yacimiento disminuye de un valor inicial P_i a cualquier valor P , en un yacimiento que produce arriba de la presión de saturación, el volumen inicial de poros (V_{pi}) declina a un valor (V_p), debido a la compresibilidad de la formación. En consecuencia, la porosidad tiende a disminuir. Este cambio en la porosidad para una determinada roca, depende sólo de la diferencia entre la presión interna y externa y no del valor absoluto de las presiones.

En yacimientos saturados, La compresibilidad del gas es muchísimo mayor que la compresibilidad del aceite, de tal manera que la compresibilidad del sistema se incrementa bastante, es por ello que para fines prácticos se desprecian los efectos de la expansión de la roca y la expansión del agua congénita por presentar valores comparativamente muy pequeños. En este caso a diferencia de los yacimientos de aceite bajosaturados, no se hace uso de una compresibilidad efectiva, si no que la expansión del aceite con su gas disuelto, gas disuelto liberado y la del gas libre del casquete se expresan en términos de los factores de volumen.

El trabajo realizado es básicamente la descripción detallada de la prueba realizada en laboratorio y el análisis de los resultados generados en dicha prueba para determinar la compresibilidad de la porosidad secundaria en rocas de yacimientos productores de hidrocarburos, obtenida a partir de núcleos naturalmente fracturados de diámetro completo.

El desarrollo que se presenta en este trabajo, es un avance en este tipo de mediciones, por el hecho de realizarse en núcleos de diámetro completo; además, la técnica se aplica sobre muestras de los principales campos productores de México, con el fin de obtener datos representativos de dichos campos, y por consiguiente, una mejor estimación de las reservas de hidrocarburos nacionales.

En este capítulo se describen diferentes conceptos útiles empleados en el desarrollo de este trabajo, los cuales ayudaran a comprender mejor el significado de lo que representan, así como la importancia que tiene conocer sus diferentes propiedades y características, tanto en el desarrollo de las ecuaciones descritas, como en el análisis de los resultados.

2.1 COMPRESIBILIDAD (C).

2.1.1 Definición de Compresibilidad.

La compresibilidad se define como el cambio de volumen que sufre un volumen unitario por unidad de variación de presión, o sea:

$$C = -\frac{1}{V} \left(\frac{dV}{dP} \right)_T \quad \dots (2.1)$$

Donde $\frac{dV}{dP}$ es de pendiente negativa, por lo que el signo negativo convierte la compresibilidad C en un valor positivo.

Debido a que el valor de la pendiente $\frac{dV}{dP}$ varía con la presión, la compresibilidad es diferente a cualquier presión, siendo mayor generalmente al disminuir ésta.

Rango usual de la compresibilidad de la formación: $4 - 14 \times 10^{-5} \left[\frac{kg}{cm^2} \right]^{-1}$

La compresibilidad promedio puede obtenerse por medio de la ecuación:

$$\bar{C} = -\frac{1}{V} \left[\frac{V_1 - V_2}{P_1 - P_2} \right] \text{ el volumen de referencia } V \text{ en la ecuación anterior debe ser un}$$

promedio de V_1 y V_2 , aunque algunos autores emplean el valor de V_1 o el de V_2 .

2.1.2 Compresibilidad de la Formación (C_f).

Es el cambio en volumen poroso que experimenta un volumen unitario de poros cuando se le somete a un cambio unitario de presión.

Cuando la presión del fluido contenido en los espacios porosos de la roca, la cual está sometida a una presión externa constante (presión de confinamiento), se abate a causa de la extracción, el volumen total de la roca decrece, mientras que el volumen de las partículas sólidas aumenta. Dichos cambios de volumen tienden a reducir la porosidad de la roca ligeramente. Este cambio en la porosidad para una determinada roca, depende sólo de la diferencia entre la presión interna y externa y no del valor absoluto de las presiones. La compresibilidad del volumen poroso (C_f) para cualquier valor de diferencia de presión externa-interna, se define como el cambio de volumen que experimenta un volumen unitario de poros por unidad de abatimiento de presión.

Cuando la presión del yacimiento declina de un valor inicial P_i a cualquier valor P , en un yacimiento que produce arriba de la presión de saturación, el volumen inicial de poros (V_{pi}) declina a un valor V_{pf} , debido a la compresibilidad de la formación. Usando una compresibilidad promedio de la formación, expresada en unidades de volumen de poro por

volumen de poros por $\left[\frac{kg}{cm^2} \right]$; cuando la presión promedio del yacimiento se abate en ΔP

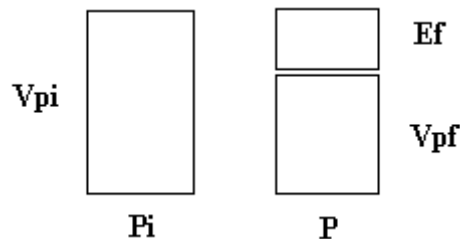
$\left[\frac{kg}{cm^2} \right]$, el volumen de poros final, a la presión P , es: $V_{pf} = V_{pi} (1 - C_f \Delta P)$.

$$V_{pi} = V_{pf} + E_f$$

$$V_{pf} = V_{pi} - E_f$$

$$V_{pf} = V_{pi} - V_{pi} C_f \Delta P$$

$$V_{pf} = V_{pi} (1 - C_f \Delta P)$$



2.1.3 Unidades Empleadas.

$$\left[\frac{kg}{cm^2} \right]^{-1} \quad \left[\frac{lb}{pg^2} \right]^{-1} \quad [atm]^{-1}$$

2.1.4 Tipos de Compresibilidades y Obtención.

En los estudios de caracterización se considera:

- a) Compresibilidad de la roca.

Es el cambio que tiene un volumen unitario de roca, con respecto a la variación unitaria de la presión, a temperatura constante.

$$c_r = -\frac{1}{V_r} \left(\frac{dV_r}{dP} \right)_T \quad \dots (2.2)$$

Básicamente existen tres formas para obtener la compresibilidad de la roca:

- 1) **Roca saturada con líquido a presión interna constante.** A una muestra de roca con geometría regular, generalmente cilíndrica, limpia y seca, se le mide su porosidad efectiva, se forra perfectamente bien con un material resistente y elástico (plástico, neopreno, lámina delgada de cobre), dejando una salida para introducir o drenar algún fluido de los poros, y se satura 100 % con un líquido que no reaccione con los sólidos. La muestra forrada y saturada se coloca en un equipo de alta presión, previamente calibrado por deformación (cambios de volumen debido a cambios de presión) y se controla la temperatura al valor deseado, ya sea temperatura atmosférica o temperatura de yacimiento. La presión hidrostática fuera del núcleo se incrementa por etapas hasta alcanzar la presión de sobrecarga, mientras que la presión interna permanece constante e igual a la atmosférica. Se determina para cada etapa de incremento de presión externa la reducción del volumen de roca a partir del volumen de fluido inyectado al sistema de compresión externo, para aumentar la presión, corrigiéndolo por el efecto de

deformación del equipo, y tomando en cuenta el volumen de roca inicial, sin presión externa. Con estos datos se determina el volumen de roca correspondiente a cada presión externa y se construye una gráfica de variación de volumen de roca con respecto a la presión externa. Con base en esta gráfica y aplicando la ecuación (2.2), se obtiene la gráfica de variación de compresibilidad de la roca con respecto a la presión externa.

- 2) **Roca saturada con gas a presión interna constante.** A una muestra de roca con geometría regular, generalmente cilíndrica, limpia y seca, se le mide su porosidad efectiva, se forra perfectamente bien con un material resistente y elástico (plástico, neopreno, lámina delgada de cobre) sin dejar salida para el aire contenido en los poros. Se coloca la muestra forrada en un equipo de alta presión, previamente calibrado por deformación (cambios de volumen debidos a cambios de presión) y se controla la temperatura al valor deseado, ya sea temperatura atmosférica o temperatura de yacimiento. La presión hidrostática, fuera del núcleo, se incrementa por etapas hasta alcanzar la presión de sobrecarga. Se determina para cada etapa de incremento de presión externa la reducción del volumen de roca a partir del volumen de fluido inyectado al sistema de compresión externo, para incrementar la presión, corrigiéndolo por efecto de deformación del equipo, y tomando en cuenta el volumen de roca inicial, sin presión externa. Con estos datos se determina el volumen de roca correspondiente a cada presión externa, con lo cual se puede preparar una gráfica de la variación del volumen de roca con respecto a la presión externa y empleando la ecuación (2.2), se obtiene la gráfica de variación de compresibilidad de roca con respecto a la presión externa.

- 3) **Roca saturada con líquido, a presión externa constante.** A una muestra de roca con geometría regular, generalmente cilíndrica, limpia y seca, se le mide su porosidad efectiva, se forra perfectamente bien con un material resistente y elástico (plástico, neopreno, lámina delgada de cobre), dejando

una salida para los fluidos de los poros y se satura 100 % con un líquido que no reaccione con los sólidos. La muestra forrada y saturada se coloca en un equipo para proporcionar valores altos de presiones externa e interna, controlando la temperatura al valor deseado, ya sea temperatura atmosférica o temperatura de yacimiento. La presión hidrostática externa se eleva hasta la presión de sobrecarga, o sea, la presión externa a la que estaba sometida la muestra en el yacimiento, y al mismo tiempo se eleva la presión interna hasta la presión del yacimiento. Manteniendo la presión externa constante, se abate por etapas la presión interna y se determina la reducción del volumen de roca con el volumen de líquido que se introduce al sistema de compresión externo para mantener constante la presión externa, haciendo las correcciones necesarias debido a la deformación del equipo (calibración). Con estos datos y tomando en cuenta el volumen de roca inicial, sin presión externa, se obtiene una gráfica del volumen de roca con respecto a la presión interna, y la compresibilidad de la roca se determina con pendientes calculadas de esta gráfica y aplicando la ecuación (2.2). Tal parámetro se relaciona con la presión correspondiente y se define la gráfica de la compresibilidad.

b) Compresibilidad de los sólidos.

Es el cambio que tiene un volumen unitario de sólidos, al haber un cambio unitario de presión, a temperatura constante.

$$c_s = -\frac{1}{V_s} \left(\frac{dV_s}{dP} \right)_T \quad \dots (2.3)$$

Forma de calcular:

- 1) A una muestra de roca con geometría regular, generalmente cilíndrica, limpia y seca, se le mide su porosidad efectiva, se satura 100 % con un líquido que no reaccione con los sólidos y se coloca en un equipo de alta presión, previamente calibrados por deformación (cambios de volumen

debidos a cambios de presión), controlando la temperatura al valor deseado, ya sea temperatura atmosférica o temperatura de yacimiento. Se incrementa la presión hidrostática por etapas hasta tener una presión en los sólidos de la muestra igual a la presión del yacimiento, que es la máxima presión a la que están sometidos los sólidos en el yacimiento. Se determina para cada etapa de incremento de presión, la reducción del volumen de sólidos a partir del volumen inicial de sólidos de la muestra y del volumen de fluido inyectado al sistema de compresión externo, para aumentar la presión, corrigiendo por deformación del equipo. Con estos datos se determina el volumen de sólidos correspondiente a cada presión y se construye una gráfica que indica la variación del volumen de sólidos con respecto a la presión. Partiendo de esta gráfica y con la ecuación (2.3), se obtiene la gráfica de la variación de compresibilidad de los sólidos con respecto a la presión.

c) Compresibilidad de los poros.

Es el cambio que tiene un volumen unitario de poros, con respecto a la variación unitaria de la presión, a temperatura constante.

$$c_p = -\frac{1}{V_p} \left(\frac{dV_p}{dP} \right)_T \quad \dots (2.4)$$

Básicamente existen dos formas de obtener la compresibilidad de los poros:

- 1) **Manteniendo constante la presión interna o de los poros y variando la presión externa.** A una muestra de roca con geometría regular, generalmente cilíndrica, limpia y seca, se le mide su porosidad efectiva, se forra perfectamente bien con un material resistente y elástico (plástico, neopreno, lámina delgada de cobre), dejando una comunicación entre los poros y el exterior y se satura 100 % con un líquido que no reaccione con los sólidos. La muestra forrada y saturada se coloca en un equipo de alta presión externa y se controla la temperatura al valor deseado, ya sea temperatura atmosférica o temperatura de yacimiento. La presión hidrostática fuera del

núcleo se incrementa por etapas hasta alcanzar la presión de sobrecarga, o sea la presión externa a la que estaba sometida la muestra en el yacimiento, manteniendo la presión interna constante e igual a la atmosférica. Para cada etapa de incremento de presión externa, se determina la cantidad de líquido que queda en la muestra con base en el volumen inicial de líquido en la muestra y la cantidad de líquido que sale. Con esta información, se construye una gráfica que indica la variación del volumen de poros con respecto a la presión externa o de sobrecarga. A partir de esta gráfica y aplicando la ecuación (2.4), se obtiene la gráfica de variación de compresibilidad de los poros con respecto a la presión externa.

2) **Manteniendo constante la presión externa y variando la presión interna.**

A una muestra de roca con geometría regular, generalmente cilíndrica, limpia y seca, se le mide su porosidad efectiva, se forra perfectamente bien con un material resistente y elástico (plástico, neopreno, lámina delgada de cobre), dejando una comunicación entre los poros y el exterior, y se satura 100 % con un líquido que no reaccione con los sólidos. La muestra se coloca en un equipo para proporcionar valores altos de presiones externa e interna, controlando la temperatura al valor deseado, ya sea temperatura atmosférica o temperatura de yacimiento. La presión hidrostática externa se eleva hasta la presión de sobrecarga, o sea la presión externa a la que estaba sometida la muestra en el yacimiento, y al mismo tiempo se eleva la presión interna hasta la presión del yacimiento. Manteniendo la presión externa constante, se abate por etapas la presión interna y se determina para cada una de ellas la cantidad de líquido que queda en la muestra, con base en el volumen inicial de líquido en la muestra y la cantidad de líquido expulsado. Con esta información se construye una gráfica que indica la variación del volumen de poros con respecto a la presión interna o del yacimiento, a partir de esta gráfica y aplicando la ecuación (2.4), se obtiene la gráfica de la variación de la compresibilidad de los poros con respecto a la presión interna.

Al considerar dos volúmenes independientes y dos presiones que pueden ser variadas, tendremos cuatro diferentes compresibilidades que pueden ser asociadas cada una de ellas a cambios en el volumen de poro (V_p) o el volumen de roca (V_r), cambios en la presión de poro (P_p) o en la presión de confinamiento (P_c).

Usando una notación en donde el primer subíndice indica el cambio relevante del volumen de interés y el segundo subíndice indica la presión que causa el cambio relativo del volumen, estas compresibilidades pueden ser definidas como sigue:

$$C_{bc} = -\frac{1}{V_b} \left(\frac{\partial V_b}{\partial P_c} \right)_{P_p} \dots (2.5)$$

$$C_{bp} = \frac{1}{V_b} \left(\frac{\partial V_b}{\partial P_p} \right)_{P_c} \dots (2.6)$$

$$C_{pc} = -\frac{1}{V_p} \left(\frac{\partial V_p}{\partial P_c} \right)_{P_p} \dots (2.7)$$

$$C_{pp} = \frac{1}{V_p} \left(\frac{\partial V_p}{\partial P_p} \right)_{P_c} \dots (2.8)$$

donde:

El subíndice b denota volumen total.

El subíndice p presión de poro o volumen de poro.

El subíndice c indica que se aplica presión de confinamiento.

P_p denota presión de poro.

P_c denota presión de confinamiento.

El subíndice fuera del paréntesis indica la presión que se mantiene constante.

La derivada en la definición de C_{bc} , por ejemplo, será interpretada como la derivada parcial del volumen de roca con respecto a la presión de confinamiento, con la presión de poro (y la temperatura) conservadas constantes.

Las primeras dos de estas compresibilidades, C_{bc} y C_{bp} , son referidas como compresibilidad de la roca, puesto que involucran cambios en el volumen total de la roca, que es el volumen que será medido microscópicamente si la porosidad de la roca fuera ignorada. Las otras dos compresibilidades, C_{pc} y C_{pp} son compresibilidades de poro y expresan el efecto de la variación de presión en el volumen de espacios vacíos contenidos en la roca. En general, el comportamiento de los esfuerzos de rocas porosas es no lineal, y cada una de estas compresibilidades será una función de las presiones de poro y confinamiento, también de otros parámetros como la temperatura. Las definiciones de las dos compresibilidades que implican cambios en la presión de confinamiento contienen el signo negativo, para asegurar que los valores numéricos de todas las cuatro compresibilidades sean positivos.

Como no es a menudo práctico medir las cuatro compresibilidades para cada tipo de roca a todas las presiones de interés, es deseable tener algún método para correlacionar los diferentes valores de las compresibilidades. Un concepto empleado para este propósito es el esfuerzo efectivo el cual tomaría alguna combinación de la presión de confinamiento y la presión de poro las cuales gobiernan la deformación de la roca. Esto tiene el efecto de reducir el número de variables de presión de dos a una.

En el laboratorio se reproduce lo que sucede en el yacimiento al explotarlo.

A una muestra de roca, convenientemente preparada de acuerdo a lo que se desea medir: C_r , C_p o C_s , se le somete a incrementos de presión, en un equipo de alta presión, hasta alcanzar la presión de sobrecarga (P_{ob}) a temperatura constante (Temperatura ambiente o Temperatura de yacimiento). Para cada variación de presión se mide la variación del volumen de roca, de poros o de sólidos, según sea el caso.

2.1.5 Aplicaciones Principales.

- Conocer la variación de la porosidad debido a los abatimientos de presión de los fluidos en el yacimiento.
- Conocer la variación de un volumen de roca, de poros o de sólidos al someterse a cambios de presión.

- Estimar valores de propiedades de la roca a condiciones de yacimiento a partir de datos obtenidos a condiciones atmosféricas.
- Cálculos de la capacidad de almacenamiento de hidrocarburos del yacimiento por disminución de presión en yacimientos bajosaturados.

2.1.6 Consideraciones.

- Al comprimir el sedimento, modifico la porosidad y la permeabilidad.
- Al comprimir puedo cerrar las gargantas de los poros y ya no hay flujo.
- La compresibilidad afecta más a la permeabilidad que a la porosidad.
- Los mayores cambios de volumen (V_r , V_p y V_s) los vamos a tener a presiones bajas.
- Si llego al límite elástico puedo romper la roca, por lo tanto modifico sus propiedades, sus características.
- En un yacimiento bajosaturado, de la P_{yi} a la P_s hay liberación de esfuerzos. Expansión lo contrario a compresión.

2.2 ECUACIÓN DE BALANCE DE MATERIA APLICADA EN YACIMIENTOS BAJOSATURADOS.

Un problema de la ingeniería de yacimientos es la prematura estimación del tamaño de yacimientos recién descubiertos. A menudo estos problemas son el tipo de expansión considerada cuando ocurren caídas de presión, incidiendo en la sobrestimación de reservas, una ecuación de balance de materia puede ser resuelta para calcular estas reservas.

La prematura forma de esta ecuación consideró solo la compresibilidad del aceite. Más tarde Hall mostró que la compresibilidad natural de la formación es un factor significativo en la producción de yacimientos que se encuentran por encima de la presión de burbujeo, presentó una nueva ecuación que incluye el término de la compresibilidad de la formación.

A continuación se presenta una extensión de la ecuación de balance de materia aplicada en yacimientos bajosaturados por encima de la presión de burbujeo, incluyendo un término para la presencia y compresibilidad natural del agua intersticial.

Durante una disminución en la presión promedio del yacimiento, $\Delta P = P_1 - P$, el volumen inicial del yacimiento V_{pi} disminuirá a algún valor V_p , debido a la reducción en el volumen de poros como resultado de una disminución en la presión hidrostática dentro de la formación:

$$V_p = V_{pi} [1 - C_f \Delta P] \quad \dots (2.9)$$

La compresibilidad de la formación C_f es expresada en términos de cambio en volumen de poro por unidad de volumen de poro por psi.

Simultáneamente el agua congénita dentro de la formación se expande de un volumen original $V_{wi} = S_w V_{pi}$ a un nuevo volumen V_w :

$$V_w = S_w V_{pi} [1 + C_w \Delta P] \quad \dots (2.10)$$

La diferencia $[V_p - V_w]$ es el volumen de poros con hidrocarburos a la presión P y puede ser comparada al volumen de aceite remanente, o:

$$[N - N_p] B_o = V_{pi} [1 - C_f \Delta P] - S_w V_{pi} [1 + C_w \Delta P] \quad \dots (2.11)$$

Pero el aceite inicial remanente en términos del volumen inicial del yacimiento, agua conata y el factor de volumen de la formación es:

$$N = \frac{V_{pi} (1 - S_w)}{B_{oi}} \quad \dots (2.12)$$

Dividiendo la ecuación (2.11) por la ecuación (2.12) par eliminar el V_{pi} , se tiene:

$$\frac{N - N_p}{N} = \frac{[1 - C_f \Delta P] - S_w [1 + C_w \Delta P]}{(1 - S_w)} * \frac{B_{oi}}{B_o} \quad \dots (2.13)$$

Ahora definiendo la compresibilidad con respecto al factor de volumen de la formación al disminuir la presión se tiene:

$$C_o = \frac{B_o - B_{oi}}{B_o \Delta P} \quad \text{ó} \quad \frac{B_{oi}}{B_o} = [1 - C_o \Delta P] \quad \dots (2.14)$$

Introduciendo esta equivalencia de $\frac{B_{oi}}{B_o}$ en la ecuación (2.13), expandiendo la expresión y finalmente al decaer todos los términos ΔP^2 , porque contiene el producto de dos compresibilidades, cada una del orden de 10^{-6} , resolviendo la siguiente ecuación para N se tiene:

$$N = \frac{[1 - S_w] N_p}{[C_f + C_o - S_w (C_o - C_w)] \Delta P} \quad \dots (2.15)$$

Donde las compresibilidades de la formación y del agua intersticial son despreciadas, por ejemplo, iguales a cero, la ecuación (2.15) se reduce a la forma siguiente:

$$N = \frac{N_p}{C_o \Delta P} \quad \dots (2.16)$$

Cuando $S_w = 0$, en la ecuación (2.15), se tiene la ecuación presentada por Hall:

$$N = \frac{N_p}{[C_f + C_o] \Delta P} \quad \dots (2.17)$$

Finalmente, una forma ligeramente diferente es obtenida incluyendo el agua intersticial pero despreciando la compresibilidad del agua, se tiene:

$$N = \frac{[1 - S_w]N_p}{[C_f + C_o(1 - S_w)]\Delta P} \dots (2.18)$$

2.2.1 Ejemplo.

$$N_p = 1.00 \times 10^6 \text{ [STB]}$$

$$\Phi = 8 \text{ [%]}$$

$$C_f = 5 \times 10^{-6} \text{ [psi]}^{-1}$$

$$C_o = 15 \times 10^{-6} \text{ [psi]}^{-1}$$

$$C_w = 3 \times 10^{-6} \text{ [psi]}^{-1}$$

$$S_w = 30 \text{ [%]}$$

$$\Delta P = 500 \text{ [psi]}$$

Calculando el aceite remanente sin tomar en cuenta las compresibilidades de la formación y del agua:

$$N = \frac{N_p}{C_o \Delta P} = \frac{1.00 \times 10^6}{(15 \times 10^{-6})(500)} = \mathbf{133 \text{ [MMSTB]}}$$

Ahora considerando la compresibilidad de la formación pero sin tomar en cuenta la compresibilidad del agua:

$$N = \frac{[1 - S_w]N_p}{[C_f + C_o(1 - S_w)]\Delta P} = \frac{(1 - 0.3)(1.00 \times 10^6)}{[5 \times 10^{-6} + 15 \times 10^{-6}(1 - 0.3)](500)} = \mathbf{90.3 \text{ [MMSTB]}}$$

Por último, considerando las compresibilidades del aceite, del agua y de la formación:

$$N = \frac{[1 - S_w]N_p}{[C_f + C_o - S_w(C_o - C_w)]\Delta P} = \frac{(1 - 0.3)(1.00 \times 10^6)}{[(5 \times 10^{-6} + 15 \times 10^{-6}) - 0.3(15 \times 10^{-6} - 3 \times 10^{-6})](500)} =$$

$$= \mathbf{85.4 \text{ [MMSTB]}}$$

2.3 PRESIÓN DE SOBRECARGA, ESFUERZO LITOSTÁTICO O PRESIÓN LITOSTÁTICA. (P_{ob})

Es el esfuerzo generado por el peso de las formaciones y fluidos contenidos en ellas. Esta presión se origina a partir del peso acumulativo de las rocas que sobreyacen en el subsuelo y se calcula a partir de la densidad combinada de la matriz rocosa y de los fluidos contenidos en los espacios porosos multiplicado por la profundidad de interés.

El esfuerzo de sobrecarga es creado por el peso de la matriz rocosa sobreyacente y por los fluidos que llenan los poros. Así se tiene que la presión de formación es la presión de sobrecarga menos el esfuerzo vertical de la matriz rocosa.

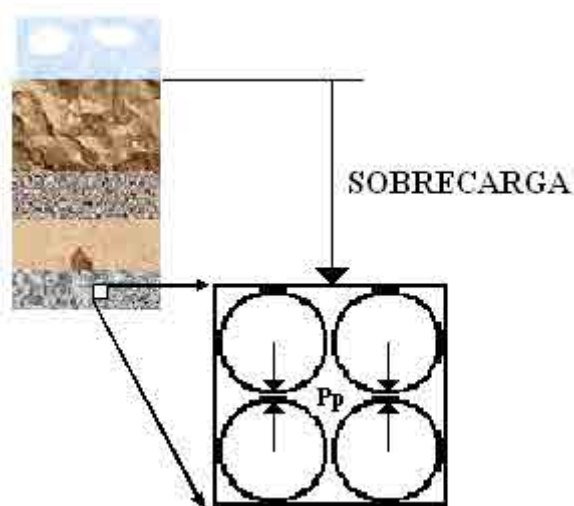


Figura 2.1. Representación de la Presión de Sobrecarga.

2.4 PRESIÓN DE PORO O PRESIÓN DE FORMACIÓN. (P_p)

Es la presión a la que se encuentran sometidos los fluidos que ocupan la sección porosa de la roca.

La presión de formación es la presión a la cual están sujetos los fluidos contenidos en los poros de la roca. Estos fluidos son típicamente aceite, gas o salmuera.

La presión de formación también llamada presión de poro, es aquella presión que ejercen los fluidos confinados en el espacio poroso de la formación sobre la matriz de la roca. Estos fluidos intersticiales son generalmente aceite, gas y agua salada.

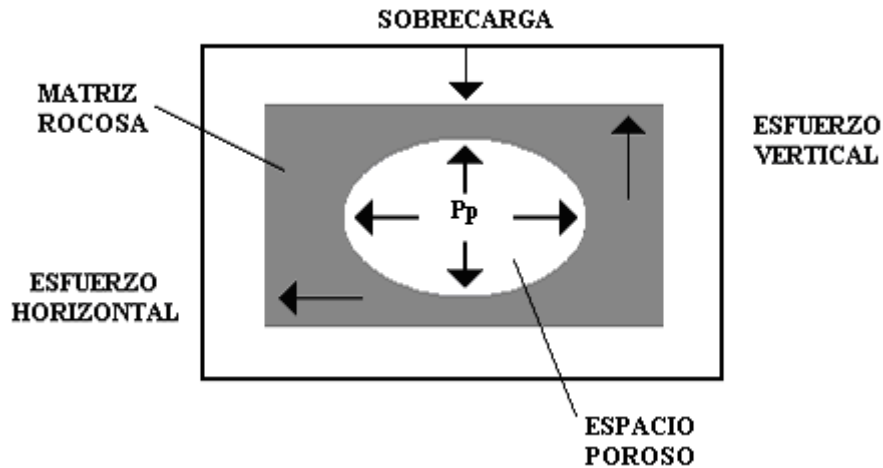


Figura 2.2. Representación de la Presión de Poro.

2.5 ESFUERZO MATRICIAL. (σ_m)

El esfuerzo efectivo o de matriz es el esfuerzo generado por el contacto grano a grano de la matriz de roca, el cual está en función de la sobrecarga a la profundidad de interés.

Es la porción de la sobrecarga soportada por los granos o material sólido de las rocas.

Es el esfuerzo que soportan los granos de la roca.

El esfuerzo matricial es el responsable de la consolidación de la roca.

$$\sigma_m = P_{ob} - P_p \dots (2.19)$$

Donde:

σ_m = Esfuerzo matricial.

P_{ob} = Presión de sobrecarga total.

P_p = Presión de poro.

2.6 POROSIDAD (ϕ).

La porosidad es un parámetro importante dentro del análisis de la roca almacenadora, ya que el volumen de roca sedimentaria (V_r), está formada por la suma del volumen de sólidos (V_s), y el volumen de huecos o poros (V_p), es decir:

$$V_r = V_s + V_p \dots (2.20)$$



De donde podemos decir que la porosidad es la relación que existe entre el volumen poroso (V_p), y el volumen de roca (V_r).

$$\phi = \frac{V_p}{V_r} \dots (2.21)$$

La porosidad puede expresarse en fracción o en por-ciento del volumen de roca.

Dentro de la roca se pueden tener poros comunicados y poros aislados en algunos casos, entonces la porosidad puede ser absoluta o efectiva.

2.6.1 Porosidad Absoluta (ϕ_a).

La porosidad absoluta se define como la relación entre el volumen total de poros (comunicados y no comunicados) y el volumen de roca.

$$\phi_a = \frac{V_{p_t}}{V_r} \dots (2.22)$$

Donde:

$$V_{p_t} = V_{p_c} + V_{p_{nc}}$$

V_{p_t} = Volumen de poros totales.

V_{p_c} = Volumen de poros comunicados.

$V_{p_{nc}}$ = Volumen de poros no comunicados.

2.6.2 Porosidad Efectiva (ϕ_e).

Se considera porosidad efectiva a la relación entre el volumen de poros comunicados y el volumen de roca.

$$\phi_e = \frac{Vp_c}{V_r} \quad \dots (2.23)$$

La porosidad efectiva, es el tipo de porosidad de mayor interés en la explotación de un yacimiento petrolero, dado que depende del volumen poroso comunicado, o sea, espacio al que se le pueden extraer fluidos.

De acuerdo con el origen de las rocas, la porosidad puede clasificarse en porosidad primaria y porosidad secundaria.

2.6.3 Porosidad Primaria (ϕ_p).

La porosidad primaria es establecida cuando el sedimento se deposita primero. Por tanto, esta es una característica original inherente de la roca. Por ejemplo, una roca arenisca tiene usualmente porosidad primaria. El valor de la porosidad primaria depende de muchos factores incluyendo arreglo y distribución, cementación y grado de interconexión entre los espacios vacíos (poros). Por consiguiente, es necesario distinguir entre la porosidad primaria total y la porosidad efectiva.

2.6.4 Porosidad Secundaria (ϕ_{sec}).

La porosidad secundaria es el resultado de procesos geológicos después de la depositación de rocas sedimentarias y no tiene relación directa a la forma de las partículas sedimentarias. La mayor parte de los yacimientos con porosidad secundaria son calizas o dolomías cualquiera de las dos. Sin embargo, los yacimientos naturalmente fracturados algunas veces se pueden encontrar en otros tipos de litologías incluyendo areniscas, lutitas, anhidritas, rocas ígneas y metamórficas.

En general, la porosidad secundaria se debe a la disolución, recristalización, dolomitización y fracturas. La porosidad secundaria por disolución puede ser generada por la penetración de agua ácida que disuelve principalmente calizas y dolomías, de esta manera mejorando sus porosidades. La dolomitización también mejora la porosidad de los carbonatos.

Las fracturas afectan la recuperación de hidrocarburos, en la mayoría de los casos la favorecen, pero en proyectos de inyección de agua se presentan problemas al comportarse como verdaderos canales al flujo del agua, dejando aceite en la matriz de la roca almacenadora. En otros casos las fracturas son la principal causa de los problemas de conificación.

2.6.5 Origen de la Porosidad Primaria y Secundaria.

El carácter de almacén de una roca puede ser un rasgo original de dicha roca (porosidad intergranular de las areniscas) o un carácter secundario resultante de cambios químicos (porosidad por disolución en calizas) o de cambios físicos (fracturación de cualquier tipo quebradizo de roca). Los cambios secundarios pueden simplemente aumentar la capacidad de almacenaje de una roca originalmente almacén o pueden convertir en roca almacén una que originalmente no lo era. Las rocas almacén más productivas tienen porosidades superiores al 10 por ciento.

La roca que tiene porosidad y permeabilidad se dice que posee porosidad efectiva. La porosidad efectiva es el porcentaje del volumen total de la roca ocupado por vacíos interconectados de tamaño supercapilar. Es la porosidad efectiva la que determina la cantidad de líquido o gas que una roca almacén puede ceder a un pozo.

La porosidad es creada y destruida por procesos geológicos naturales. La porosidad primaria en las rocas sedimentarias es el resultado de la acumulación de material detrítico u orgánico en tal forma que queden huecos o aberturas entre los granos de arena o los fragmentos de conchas. De hecho, es imposible la depositación de tales materiales, en especial granos esferoidales, sin que quede un considerable espacio vacío interconectado. La porosidad primaria es de máxima importancia en areniscas. La porosidad secundaria es

el resultado de algún tipo de actividad geológica después de que los sedimentos se hayan convertido en rocas. Es de mayor importancia en rocas de carbonatos.

Las aberturas de la roca de tipo fractura son rara vez visibles en los recortes generados al perforar un pozo, pero pueden verse más fácilmente en los núcleos.

La mejor forma de estudiar una roca almacenadora de un campo petrolero es por medio de muestras de núcleos obtenidos durante la perforación de pozos exploratorios y de explotación. Estas muestras permiten obtener datos cuantitativos respecto a la porosidad, permeabilidad y saturación de fluidos. El estudio de las muestras en el laboratorio se conoce como análisis de núcleos.

La porosidad en las areniscas es de dos tipos, intergranular y por fracturas. La porosidad intergranular es el espacio vacío neto que queda entre los granos que constituyen la roca. La porosidad intergranular inicial depende principalmente del tamaño y forma del grano. Granos de arena moderadamente redondeados, como los que corrientemente forman las areniscas, aproximadamente del mismo tamaño forman al asentarse en agua un agregado con una porosidad del 35 al 40 por ciento. Con una mezcla de tamaños la porosidad disminuye, pues los granos más pequeños llenan parcialmente los intersticios entre los granos mayores, que de otra forma permanecerían abiertos. Las arenas que no se encuentran bien asentadas tienen porosidades del 30 por ciento y menos. Si el sedimento es una mezcla de granos de arena y arcilla, la roca puede carecer totalmente de porosidad efectiva.

Las rocas de carbonatos son la caliza, la dolomía y las rocas intermedias entre estas dos. La porosidad de las rocas de carbonatos es el resultado final de los procesos de producción y reducción de poros. La porosidad efectiva puede ser primaria o secundaria. Los procesos negativos o de reducción de poros incluyen la cementación (o precipitación) y la recristalización. La porosidad primaria es la que resulta en la depositación original de la roca de carbonatos. Teóricamente tal roca debía tener los mismos vacíos intersticiales que los que tienen las areniscas, pero generalmente la porosidad intergranular original se ha

reducido por los rellenos debidos a la precipitación de calcita o dolomía de las soluciones en circulación, cementados por carbonato de calcio y puesto que, como regla general, el grado de cementación es mayor que en las areniscas, la porosidad y permeabilidad son inferiores.

La porosidad en la mayoría de las rocas almacenadoras de carbonatos es principalmente secundaria. Los procesos que producen porosidad incluyen recristalización, disolución, dolomitización y fracturación.

La recristalización, aunque tiende a destruir la porosidad primaria, produce nuevos huecos entre cristales y se conoce con el nombre de porosidad intercristalina.

El mayor aumento de la porosidad en las rocas de carbonatos es debido a la disolución. La calcita y la dolomía, son lixiviadas por las aguas que se filtran utilizando la porosidad primaria para agrandar los poros ya existentes. Las cavidades resultantes varían en tamaño desde poros diminutos hasta cavernas gigantescas. Sin tener en cuenta el tamaño, las cavidades resultantes están conectadas entre sí y son extremadamente irregulares. Cuando las cavidades son grandes es evidentemente imposible determinar el porcentaje de porosidad por los métodos usuales de análisis de núcleos. Cuando es posible medir la porosidad de calizas y dolomías petrolíferas, varía entre el 5 y el 20 por ciento. Debido a que las dolomías son comparables en solubilidad a las calizas, están sujetas a la misma lixiviación por la filtración de las aguas meteóricas.

Las rocas de carbonatos son quebradizas y en muchos lugares están extensamente fracturadas. En algunos campos las fracturas aumentan la porosidad pero en otros la caliza o la dolomía es completamente impermeable en el interior y todos los hidrocarburos están almacenados en grietas y otros tipos de fracturas. La porosidad en fracturas es el espacio vacío entre las paredes de una grieta o fisura. Todas las rocas son fracturables en grado variable, así que todo movimiento de la corteza terrestre, desde un plegamiento intenso hasta el asentamiento suave, tiende a fracturarlas.

2.6.6 Porosidad Vugular (ϕ_{vug}).

Porosidad secundaria formada por la disolución de las porciones más solubles de una roca en aguas que contienen ácido carbónico u otros ácidos.

2.7 DEFINICIÓN DE FRACTURA.

Es una abertura cuyos lados están separados, la separación puede llenarse posteriormente con algún otro material. El término lleva en sí la idea de la separación (macro o microscópica) de las partes en las que una masa o partícula ha sido rota. El tamaño interviene en la definición, las fracturas pueden tener miles de metros de largo, cientos de metros de profundidad y ser proporcionalmente anchas, o bien tener dimensiones microscópicas.

2.8 YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADO.

Son yacimientos que cuentan con dos tipos de permeabilidades, una que es la de matriz y otra que es la que se tiene como producto de las fracturas existentes. En general la permeabilidad de la matriz es mucho menor que la permeabilidad del sistema de fracturas, pero el volumen poroso de la matriz es mucho mayor que el volumen del sistema fracturado y los hidrocarburos se encuentran saturando los poros de la matriz.

2.8.1 Características de los Yacimientos Fracturados.

- Presentan alta permeabilidad promedio.
- Espesores considerables.
- Buena comunicación en sentido vertical.
- Alta porosidad de la matriz.
- Baja porosidad de las fracturas.
- Baja permeabilidad de la matriz.
- Alta permeabilidad del sistema de fracturas.

2.9 ECUACIÓN DE ESTADO (EDE).

Una ecuación de estado es una relación matemática entre la presión, el volumen y la temperatura. Varios tipos de EDE han sido desarrollados para calcular las propiedades

físicas y termodinámicas de componentes químicos y mezclas. La forma más simple de una EDE es la ley de los gases ideales. Esta ecuación asume la no interacción entre moléculas y es aplicable solo para gases simples a bajas presiones.

2.10 DEFINICIÓN DE GAS.

Un gas puede ser definido como un fluido homogéneo de baja densidad y viscosidad, el cual carece de forma propia y volumen definido. Las propiedades de los gases difieren considerablemente de las propiedades de los líquidos, debido a que la distancia entre las moléculas de un gas es considerable, en tanto que la distancia entre las moléculas de un líquido es pequeña. Por esto, un cambio en la presión tiene gran efecto sobre la densidad de los gases, no así sobre la densidad de los líquidos.

2.11 GASES IDEALES.

Los gases ideales obedecen ciertas leyes como son: el volumen ocupado por las moléculas es insignificante en comparación con el volumen total, y esto es válido para todas las presiones y temperaturas; además, la atracción intermolecular es pequeña bajo cualquier condición. Resulta claro que un gas ideal es hipotético, ya que cualquier gas debe contener moléculas que ocupan un volumen definido y ejercen atracciones entre sí. Sin embargo, con frecuencia la influencia de estos factores es insignificante y el gas puede considerarse ideal. Para el estudio de los gases se han llegado a establecer sus leyes o generalizaciones, que constituyen el punto de partida de la conducta gaseosa en cualquier discusión:

- La ley de Boyle.
- La ley de Charles o Gay – Lussac.
- La ley combinada de los gases.
- La ley de las presiones parciales de Dalton.
- La ley de los volúmenes parciales de Amagat.

2.11.1 Ley de Boyle.

De acuerdo a lo realizado experimentalmente por Robert Boyle (1662) se observó que el volumen de cualquier cantidad definida de gas a temperatura constante variaba

inversamente a la presión ejercida sobre él. Si se expresa matemáticamente, establece que a temperatura constante $V = 1 / P$, o que:

$$V = \frac{K_1}{P} \quad \dots (2.24)$$

Donde V es el volumen y P es la presión del gas, mientras que K_1 es un factor de proporcionalidad cuyo valor depende de la temperatura, el peso del gas, su naturaleza y las unidades en que se exprese, P y V .

La ecuación anterior conduce a lo siguiente:

$$PV = K_1 \quad \dots (2.25)$$

De lo cual se deduce que, si en cierto estado la presión y el volumen del gas son P_1 y V_1 , mientras que en otro son P_2 y V_2 , se cumple a temperatura constante:

$$P_1V_1 = K_1 = P_2V_2$$

$$\frac{P_1}{P_2} = \frac{V_2}{V_1}$$

2.11.2 Ley de Charles.

El trabajo experimental atribuido a Charles permite descubrir que el volumen de una cantidad definida de gas a presión constante es directamente proporcional a la temperatura absoluta, es decir:

$$V = K_2T \quad \dots (2.26)$$

Donde K_2 es un factor de proporcionalidad determinado por la presión, la naturaleza del gas y las unidades de V .

2.11.3 Ley Combinada de los Gases.

Las dos leyes mencionadas (ley de Boyle y ley de Charles) dan separadamente la variación del volumen de un gas con la presión y la temperatura. Si se desea obtener un cambio simultáneo, se procede así: considere una cantidad de gas a P_1 , V_1 y T_1 y suponga que se desea obtener el volumen del gas V_2 a P_2 y T_2 . Primero se comprime (o se expande) el gas desde P_1 a P_2 a temperatura constante T_1 . El volumen resultante V_x será entonces de acuerdo con la ley de Boyle:

$$\frac{V_x}{V_1} = \frac{P_1}{P_2}$$

$$V_x = \frac{V_1 P_1}{P_2} \quad \dots \quad (2.27)$$

Si ahora el gas a V_x , P_2 y T_1 es calentado a presión constante P_2 desde T_1 a T_2 , el estado final a P_2 y T_2 tendrá un volumen V_2 dado por la ley de Charles, esto es:

$$\frac{V_2}{V_x} = \frac{T_2}{T_1}$$

$$V_2 = \frac{V_x T_2}{T_1}$$

Si se sustituye en esta relación el valor de V_x obtenido en la ecuación (2.27) V_2 se transforma en:

$$V_2 = \frac{V_x T_2}{T_1} = \frac{P_1 V_1 T_2}{P_2 T_1}$$

y al reagrupar términos se observa que:

$$\frac{P_1 V_1}{T_1} = \frac{P_2 V_2}{T_2} = \text{constante} = K$$

es decir, la relación PV / T para cualquier estado gaseoso es una constante. En consecuencia, podemos descartar los subíndices y escribir para cualquier gas que obedece las leyes de Boyle y Charles:

$$PV = KT \quad \dots (2.28)$$

La ecuación (2.28) es conocida como la ley combinada de los gases que nos da la relación entre la presión, el volumen y la temperatura de cualquier gas, tan pronto como sea evaluada la constante K .

El valor numérico de la constante K en la ecuación (2.28) está determinada por el número de moles del gas problema y las unidades elegidas para medir P y V ; pero es totalmente independiente de la naturaleza del gas. La ecuación (2.28) nos enseña que, para una presión y una temperatura dadas, un incremento en la cantidad de gas aumenta el volumen y por lo tanto también la magnitud de K . En otras palabras, K es directamente proporcional al número de moles del gas.

Partiendo de la ecuación (2.28) se tiene que:

$$\frac{Pv}{T} = K$$

Si evaluamos en forma experimental se encuentra que para cada gas va a tener un valor y se llama constante particular del gas (R).

$$\frac{Pv}{T} = R$$

Donde:

$$Pv = RT \quad \dots (2.29)$$

Pero tomando en cuenta que v es el volumen molar el cual esta dado por: $v = \frac{V}{m}$,
sustituyendo en la ecuación (2.29) se tiene lo siguiente:

$$\boxed{PV = mRT} \quad \dots (2.30)$$

La cual se denomina ecuación característica del gas ideal.

Tomando en consideración la ley de Avogadro, la cual nos dice que a igual presión, volumen y temperatura gases diferentes tienen el mismo número de moles:

$$\eta_1 = \eta_2 \quad \dots (2.31)$$

Donde:

$$\eta = \frac{m}{M} \quad \dots (2.32)$$

Sustituyendo en la ecuación (2.31) se tiene:

$$\frac{m_1}{M_1} = \frac{m_2}{M_2} \quad \dots (2.33)$$

De acuerdo con la ecuación (2.30) para cada gas obtendremos:

$$P_1V_1 = m_1R_1T_1 \qquad P_2V_2 = m_2R_2T_2$$

Despejando m en cada una de las ecuaciones:

$$m_1 = \frac{P_1 V_1}{R_1 T_1} \qquad m_2 = \frac{P_2 V_2}{R_2 T_2}$$

Debido a que P, V y T son las mismas condiciones por lo tanto:

$$m_1 = \frac{PV}{R_1 T} \qquad m_2 = \frac{PV}{R_2 T}$$

Donde:

$$\frac{m_1}{m_2} = \frac{\frac{PV}{R_1 T}}{\frac{PV}{R_2 T}} = \frac{PVR_2 T}{PVR_1 T} = \frac{R_2}{R_1}$$

Por lo tanto:

$$\frac{m_1}{m_2} = \frac{R_2}{R_1}$$

De acuerdo con la ecuación (2.33) se tiene lo siguiente:

$$\frac{M_1}{M_2} = \frac{R_2}{R_1}$$

Donde:

$$M_1 R_1 = M_2 R_2 = \text{constante} = \bar{R} \quad \dots (2.34)$$

Esta relación se cumple para todos los gases e indica que el producto del peso molecular por la constante particular del gas siempre da un valor constante el cual se denomina constante universal del gas ideal. (\bar{R}).

$$MR = \bar{R} \quad \dots (2.35)$$

Sustituyendo el valor de R en la ecuación (2.30) se tiene:

$$PV = m \frac{\bar{R}}{M} T$$

y considerando la ecuación (2.32), llegamos a la siguiente expresión:

$$\boxed{PV = \eta \bar{R} T} \quad \dots (2.36)$$

La ecuación (2.36) es la de los gases ideales, una de las más importantes relaciones en fisicoquímica ya que establece una relación directa entre la presión, el volumen, la temperatura y el número de moles de un gas, y permite toda clase de cálculos cuando se conoce el valor de \bar{R} .

Este valor puede hallarse por el hecho de que 1 [mol] de cualquier gas ideal en condiciones estándar, es decir 0 [°C] y 1 [atm] de presión, ocupa un volumen de 22.413 [litros]. Si expresamos entonces el volumen en litros y la presión en atmósferas, se deduce de la ecuación (2.36) que \bar{R} vale:

$$\bar{R} = \frac{PV}{\eta T} = \frac{1(22.413)}{1(273.15)} = 0.08205 \left[\frac{\text{atm} - \text{litros}}{\text{mol} - ^\circ K} \right]$$

Este valor de \bar{R} puede usarse únicamente cuando el volumen se expresa en litros y la presión en atmósferas.

\bar{R} debe tomarse siempre en las mismas unidades que las elegidas para el volumen y la presión.

2.11.4 Ley de las Presiones Parciales de Dalton.

Cuando diferentes gases se introducen en el mismo recipiente se mezclan rápidamente. La ley de Dalton de las presiones parciales dice que a temperatura constante la presión ejercida por una mezcla de gases en un volumen definido es igual a la suma de las presiones individuales que cada gas ejercería si ocupase solo el volumen total. En forma matemática:

$$P_{\text{total}} = P_1 + P_2 + P_3 + \dots \quad (2.37)$$

Donde las presiones individuales, P_1 , P_2 , P_3 , etc; se denominan presiones parciales de los gases respectivos. La presión parcial de cada constituyente puede concebirse como la presión que ejercería si estuviera aislado en el mismo volumen y a igual temperatura que en la mezcla.

El significado de la ley de Dalton y el concepto de las presiones parciales se entiende con mayor claridad con el siguiente ejemplo:

Si tomamos tres frascos de un litro cada uno de ellos llenos con hidrógeno a 70 mm de Hg de presión, monóxido de carbono a 500 mm de Hg y nitrógeno a 1,000 mm de Hg, todos a igual temperatura y fueran obligados a ocupar un cuarto recipiente de un litro, la presión total dentro de este frasco sería:

$$P_{\text{total}} = P_{H_2} + P_{CO} + P_{N_2}$$

$$= 70 + 500 + 1,000$$

$$P_{\text{total}} = 1,570 \text{ mm de Hg.}$$

y las presiones de los gases individuales serían las presiones parciales de estos gases en la mezcla.

2.11.5 Ley de los Volúmenes Parciales de Amagat.

Una ley similar a la de Dalton es la ley de Amagat de los volúmenes parciales.

Dice que en una mezcla cualquiera de gases el volumen total puede ser considerado como la suma de los volúmenes parciales de los constituyentes de la mezcla, es decir:

$$V = V_1 + V_2 + V_3 + \dots \quad (2.38)$$

Donde V es el volumen total mientras V_1, V_2, V_3 , etc; son parciales. El volumen parcial de un componente es aquél que ocuparía si estuviese presente solo a una temperatura dada y a la presión total de la mezcla.

Las leyes de Dalton y Amagat son equivalentes y se cumplen igualmente bien con gases cuya conducta se aproxima a la ideal; es decir, cuando no se hallan próximos a las temperaturas de condensación o sometidos a presiones demasiado elevadas.

En este capítulo se presentan algunas de las pruebas realizadas por diferentes autores para obtener la compresibilidad tanto del volumen de roca como del volumen de poros, describiendo en los casos considerados más relevantes el equipo empleado, el procedimiento que llevaron a cabo y las consideraciones que fueron tomadas para llegar a los resultados pertinentes.

3.1 Terzaghi [1936] Fue el primero en reconocer que la presión del fluido de poro juega un papel importante en la deformación de la roca y del suelo. Consideró que los granos constitutivos del suelo se mantienen unidos por ciertas fuerzas moleculares que hacen que el material poroso tenga características elásticas. Realizó experimentos bajo condiciones hidrostáticas con arena, arcilla y concreto. Concluyó de estos experimentos que la diferencia entre la presión de confinamiento y la presión del fluido de poro era efectiva en el cambio del volumen de roca. Este esfuerzo efectivo es simplemente la diferencia entre el esfuerzo externo aplicado y la presión de poro. Concluyó después de sus experiencias que esta expresión empírica es aceptable para materiales no consolidados, o muy fracturados, pero no es válida como una regla general para todos los medios porosos. De hecho, no debe suponerse que el esfuerzo efectivo por falla sea el mismo por procesos elásticos, como las deformaciones de poro y total.

3.2 Biot [1941] Desarrolló la teoría para el comportamiento mecánico de materiales porosos basado en el principio de conservación de energía e introdujo el concepto que el esfuerzo efectivo debe ser la diferencia entre el esfuerzo confinante y una porción de la presión de poro. Biot consideró un caso más general en el cual los granos de la roca no son necesariamente homogéneos o isotrópicos, el cual tiende a una menor relación entre compresibilidades. Una dificultad con el trabajo de Biot es que utiliza términos que no son fáciles de identificar para las variables V_p , V_b , P_c y P_p . La teoría fue más tarde extendida [1973] para el caso de comportamiento no lineal.

3.3 Howard N. Hall [1953] encontró experimentalmente una relación entre la porosidad de la roca y su compresibilidad. La correlación mencionada se refiere al efecto combinado de

aumento del volumen de los granos al caer la presión y la disminución del volumen de la formación, por compactación, a causa de la extracción y por efecto de la presión de roca.

Hall determinó que la compresibilidad de la formación es independiente del tipo de roca y del rango de presiones y exclusivamente una función de la porosidad. En la correlación establecida se mantuvo constante la presión de sobrecarga.

Las pruebas de laboratorio fueron llevadas a cabo de manera que los valores de la compresibilidad representen una combinación de dos factores, y como casi es posible duplicar el comportamiento de la roca bajo condiciones de yacimiento. La figura 3.1 muestra un diagrama del equipo empleado para determinar la compresibilidad de la roca.

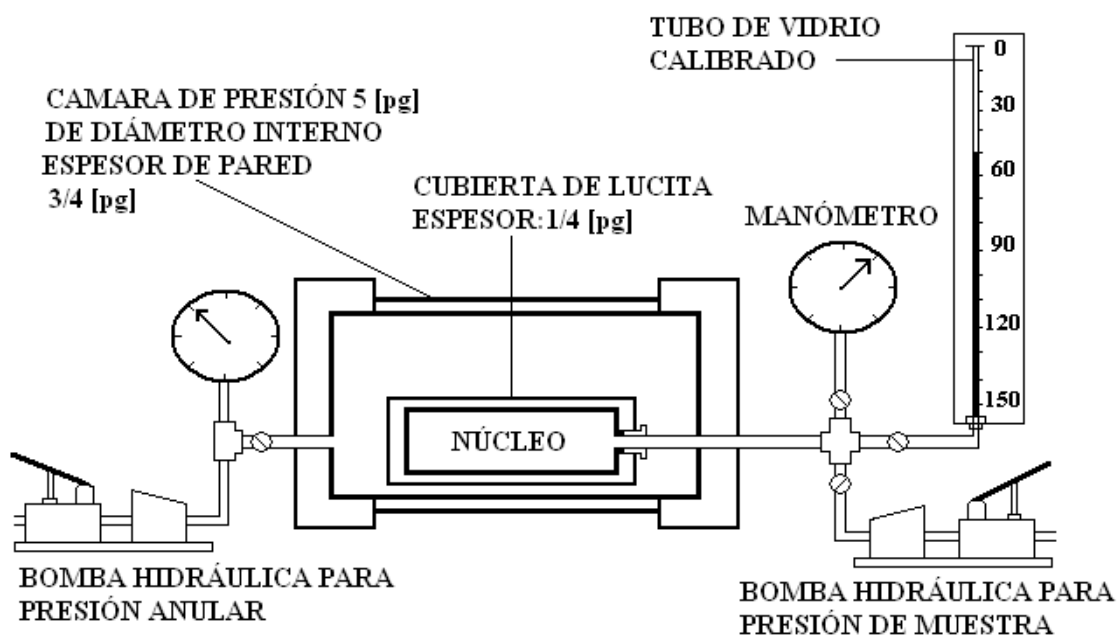


Figura 3.1. Diagrama del Equipo empleado por Hall.

Las rocas empleadas en estas pruebas fueron núcleos cortados de formaciones productoras de calizas y areniscas. Sus dimensiones fueron de 2 a 3 ½ [pg] de diámetro y de 5 a 6 [pg] de longitud. El núcleo fue rodeado por una cubierta de lucita con excepción de la conexión de salida, para permitir la producción de líquido durante la prueba. Para representar los

efectos de la sobrecarga, una presión hidrostática externa constante de 3,000 [psig] fue aplicada al núcleo durante la prueba (la cantidad de presión externa fue variada en una serie de pruebas y ningún cambio fue evidente en la medida de los valores de la compresibilidad). Iniciando a aproximadamente 1,500 [psi] de presión de fluido estática en el núcleo, la presión del núcleo fue reducida en pasos de 100 a 200 [psi]. La medición de la producción de líquido fue hecha en forma precisa para cada decremento de presión. Con el arreglo del equipo mostrado en la figura 3.1, la medición de la producción de líquido fue resultado de la expansión del sistema externo al núcleo (por ejemplo, el medidor y las líneas principales del núcleo a la válvula), de la expansión del líquido contenido en los espacios porosos de la roca y de la disminución actual en el espacio poroso provocado por la compactación de la roca y la expansión de los granos individuales de la roca.

La expansión del sistema externo hacia el núcleo fue determinado en mediciones separadas; conociendo el espacio poroso en el núcleo y la compresibilidad del fluido con el que éste fue saturado, la expansión del líquido en el núcleo pudo ser calculada por alguna caída de presión. La reducción en el espacio poroso fue empleada para obtener los valores de la compresibilidad para la roca. Todos los valores de compresibilidad fueron expresados como “cambio en el volumen poroso por unidad de volumen de poro por psi”.

Para mostrar que la cubierta de lucita alrededor del núcleo no afecta dentro del mismo durante la prueba, y de este modo causar errores en los valores de la compresibilidad, dos núcleos de 2 pulgadas de diámetro y una pulgada de longitud fueron cortados para redeterminar los valores de la compresibilidad. El hecho de que casi fueron idénticos los valores obtenidos, mostraron que la lucita alrededor del núcleo actuó solo como una barrera impermeable.

La figura 3.2 muestra los valores de la compresibilidad obtenidos. Se puede observar que existe una buena correlación entre la compresibilidad de la roca y la porosidad.

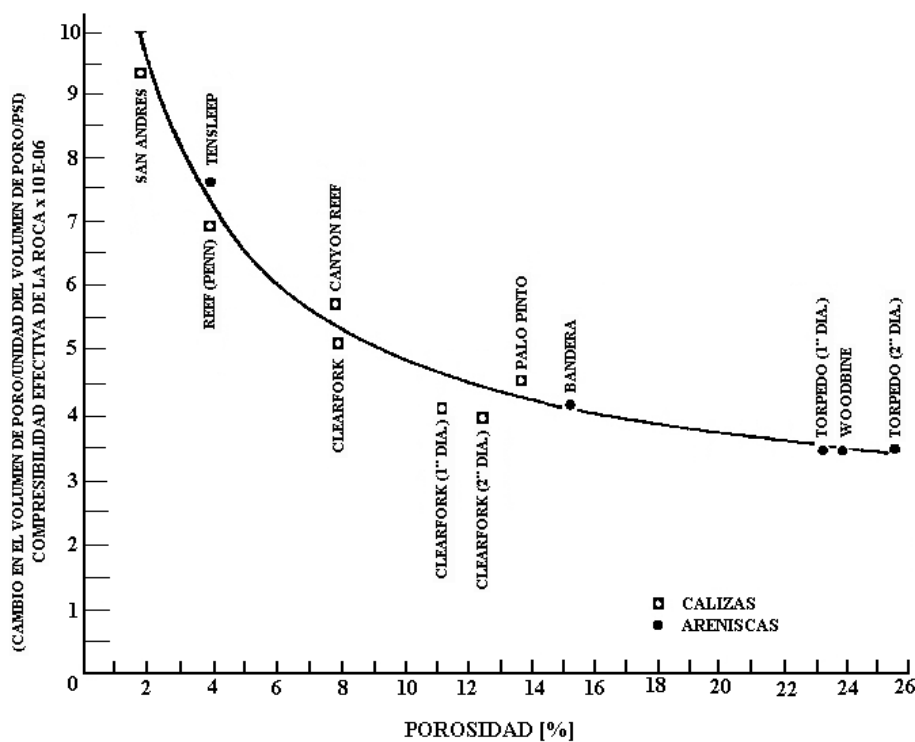


Figura 3.2.

Las muestras probadas incluyen una amplia variedad de rocas de yacimientos de calizas y areniscas, cubriendo el rango de porosidades existentes en la mayoría de los yacimientos de producción. De la variedad de rocas probadas y la buena correlación de la compresibilidad de la roca con la porosidad, la correlación es considerada a ser aplicable para obtener valores de la compresibilidad de la roca útiles en más yacimientos. Todos los valores de compresibilidad reportados fueron medidos a 95 [°F]. Esta correlación no es aplicable en arenas no consolidadas o en formaciones altamente fracturadas.

3.4 Geertsma [1957] rederivó las ecuaciones de Biot entre las diferentes compresibilidades, usando un grupo de variables físicamente más adecuadas para V_p , V_b , P_c y P_p . Con la suposición explícita de isotropía (matriz de material homogéneo) y elasticidad lineal, dando lugar a la correcta determinación de los coeficientes del esfuerzo efectivo.

3.5 Van der Knaap [1959] Extendió el trabajo de Geertsma y calculó el factor de corrección para el esfuerzo efectivo no lineal de la relación esfuerzo-deformación, aunque esto también requirió la suposición de que el coeficiente de Poisson fuera igual a la unidad. Las compresibilidades obtenidas no correspondían al modelo de Geertsma.

3.6 Nur y Byerlee [1971] rederivaron la expresión correcta para n_b , empleando un razonamiento similar al de Geertsma. Se supuso que la relación finita tensión-deformación era lineal, lo cual es claramente cierto para los datos que ellos presentaron, sin que se cumpliera en las areniscas Weber, ni en las demás rocas porosas.

3.7 Newman [1973] Su estudio consistió en comparar sus resultados obtenidos con correlaciones publicadas. Los valores de compresibilidad fueron realizados en 256 muestras de rocas de 40 yacimientos (197 muestras de 29 yacimientos de areniscas y 59 muestras de 11 yacimientos de calizas). El rango de porosidades vario de 1 % a 35 %. También fueron añadidos valores de compresibilidad de la literatura de 79 muestras, incluyendo los resultados obtenidos por Hall y Van der Knaap.

Las muestras empleadas en este estudio fueron tapones de núcleos de 1 [pg] de diámetro y 3 [pg] de longitud. Estos tapones fueron lavados con solvente para remover el agua y los hidrocarburos, el volumen de roca de las muestras fue determinado a partir de sus dimensiones, después se colocaron dentro de una camisa y se resaturaron con un aceite refinado, finalmente la muestra fue colocada en la celda de prueba. Una presión hidrostática de sobrecarga de 50 [psi] fue ejercida en las muestras antes de que fueran limpiadas con solventes y resaturadas con el aceite refinado.

Después de la prueba de compresibilidad, la muestra fue lavada con tolueno y se determinó el volumen de los granos de arena. El volumen de los granos de arena fue restado del volumen de roca total para obtener un volumen de poros y por consiguiente la porosidad a cero presión efectiva. Estos valores de porosidad a la presión cero fueron seleccionados para compararlos con la compresibilidad del volumen poroso. Las porosidades restantes

fueron determinadas por métodos API aprobados, los cuales consisten en determinar el volumen de poros por restauración.

Toda su información fue obtenida de muestras bajo esfuerzo uniforme hidrostático; esto fue realizado transmitiendo la presión de sobrecarga a la camisa de prueba en la muestra con fluido hidráulico.

El cambio en el volumen de poro en la muestra como una función del esfuerzo efectivo fue obtenido por varios métodos de laboratorio. Estos incluyen medición directa de fluidos expulsados de las muestras y la determinación por medición dimensional de las muestras. Los valores fueron obtenidos durante incrementos y decrementos del esfuerzo efectivo (75 % de la presión litostática real confinante), presentando valores de la compresibilidad del volumen poroso obtenidos con diferenciación gráfica a partir de la relación volumen de poro-esfuerzo efectivo, los cuales fueron obtenidos empleando incrementos de presión de 500 [psi] cada 30 minutos. Este tiempo fue generalmente suficiente para alcanzar un equilibrio de esfuerzos en la muestra. De los valores presentados para las compresibilidades, 81 % fueron medidos a 74 [°F]; el resto fueron medidos entre 130 y 275 [°F]. Los valores obtenidos, fueron comparados con las correlaciones realizadas por Hall y Van der Knaap.

Observaron que las muestras con altas porosidades (Figura 3.3) tienden a ser no consolidadas y se comportan en forma contraria a la tendencia general de la correlación realizada por Hall.

Concluyeron que los valores obtenidos en este estudio (compresibilidad del volumen poroso-porosidad son pobres de acuerdo con las correlaciones (compresibilidad-porosidad) publicadas (Figura 3.4); en parte porque Hall se baso en solo 12 muestras de roca (7 calizas y 5 areniscas) con un rango de porosidades de 2 a 26 %. Mencionando que su información es basada en 256 muestras, 194 de ellas en el mismo rango de porosidades que las empleadas por Hall. Además, la compresibilidad del volumen de poro para una porosidad determinada, puede variar ampliamente según el tipo de roca. Por consiguiente, existe la

necesidad de medir la compresibilidad de la roca en el laboratorio para un determinado yacimiento.

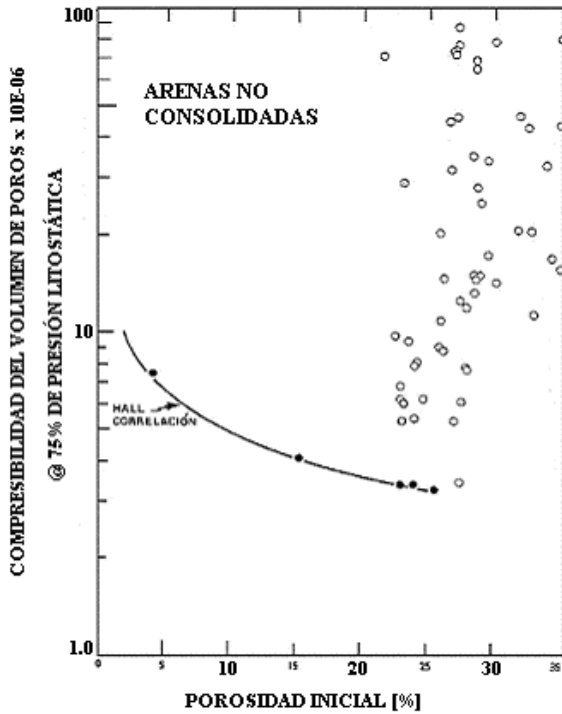


Figura 3.3

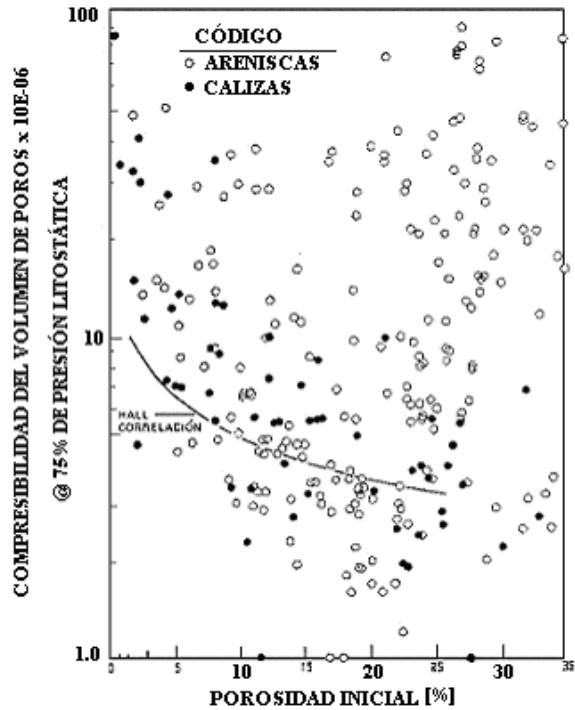


Figura 3.4

3.8 Rice y Cleary [1976] Formularon ecuaciones para varios problemas de valor límite, dentro del contexto de la teoría de Biot [1941] asumiendo deformación cuasi-estática de el material poroso. Los parámetros de compresibilidad fueron asumidos constantes.

Para medir las diferentes compresibilidades en un laboratorio, es necesario someter una muestra de roca arenisca a niveles controlables de presiones de confinamiento y de poro, y medir los cambios que resultan de volumen de poro y de la roca.

3.9 Un sistema típico para realizar estas mediciones es el usado por **Greenwald [1980]**, que fue modificado más adelante por **Zimmerman [1984]**. Este sistema se ilustra esquemáticamente en la figura 3.5.

En general, este aparato consiste de cuatro subsistemas: una celda de presión, una muestra cilíndrica, un sistema de presión de confinamiento (lado izquierdo de la Figura 3.5), y un sistema de presión de poro (lado derecho de la Figura 3.5).

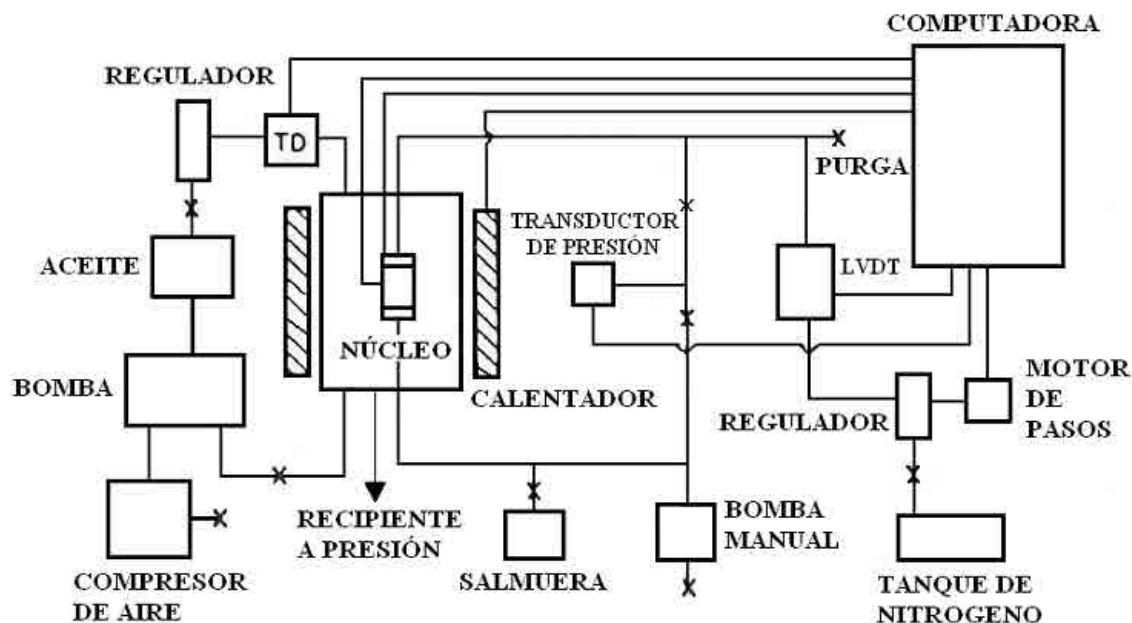


FIGURA 3.5 Diagrama esquemático del sistema empleado para medir la compresibilidad de rocas porosas (Zimmerman, 1984).

La celda de presión utilizada por Greenwald [1980] y Zimmerman [1984] era un cilindro hueco de aleación acero-cromo con un espesor de pared de por lo menos 2.5 centímetros. La presión de trabajo estándar de esta celda era de 69 [MPa] (10,000 [psi]), con capacidad para manejar presiones mayores aunque sería ventajoso poder presurizar el sistema a presiones más altas. La longitud interna del recipiente sellado era cerca de 23 centímetros. El fondo de la celda tenía conectores para manómetros, medidores de deformación, termocoples, etc; para entrar en el recipiente. Esta celda permitió que las presiones de confinamiento hidrostáticas fueran aplicadas solamente a los núcleos. El recipiente cilíndrico es rodeado por dos calentadores semi-cilíndricos, que alternadamente son rodeados por capas de aislamiento. Los calentadores son controlados por un regulador de temperatura, que permite la operación del sistema a temperaturas elevadas. El aislamiento se utiliza para proporcionar que la temperatura se mantenga constante por un mayor espacio

de tiempo, permitiendo un mejor control de la misma. Una alternativa es tener calentadores más pequeños dentro del recipiente, rodeando el núcleo, así se elimina la necesidad de calentar encima del sistema. Las medidas de compresibilidades bajo temperaturas elevadas han sido hechas por Contreras et al. [1982] y Somerton [1982].

La celda se llena de un fluido que proporcione la presión de confinamiento. Este líquido no corroe la celda, o crea cortos circuitos eléctricos, es un líquido inerte, no conductivo tal como aceite de silicón el cual se utiliza generalmente. El fluido es presurizado por una bomba de desplazamiento positivo, que está conectada a un compresor de aire (ala izquierda más abajo de la Figura 3.5). La línea de salida de la celda pasa a través de un transductor de presión, que mide la presión de confinamiento (P_c), y luego un regulador de presión, después de lo cual pasa nuevamente dentro del depósito de aceite que provee la bomba. La lectura del transductor de presión se transmite a una computadora para la colección de datos (derecha superior de la Figura 3.5); alternativamente, la presión se podía leer manualmente en un indicador de presión (manómetro). El sistema usado por Zimmerman [1984] contenía un transductor de presión (medidor de deformación) con un radio de acción de 0-20.000 [psi] (0-138 [MPa]), que media la presión de confinamiento a una exactitud de ± 5 [psi].

El sistema de la presión de poro se indica en la parte derecha de la figura 3.5. Empleo un transductor de presión, con un radio de acción de 0-10.000 [psi] (0-69 [MPa]) y una exactitud de ± 5 [psi], se utiliza para medir la presión de poro. El dispositivo representado en la figura 3.6 se utiliza para medir cambios en el volumen de poro, y para controlar la presión de poro.

El dispositivo consiste en una perforación cilíndrica de precisión que contiene un pistón movable, esta conectado a una desviación que se dirige al sistema de fluido de poro. Se une a este pistón un sensor diferencial de variación de desplazamiento lineal (LVDT), cuyo movimiento permite medir los cambios de volumen con una aproximación de $\pm 1.3 \times 10^{-4}$ [cm³]. Este pistón está conectado rígidamente a un pistón más grande, con una proporción de área de 20:1, sobre el cual actúa el nitrógeno a presión para controlar la presión del

fluido de poro. La presión del nitrógeno es controlada por un regulador que es operado por un motor de pasos, que alternadamente es controlado por la computadora.

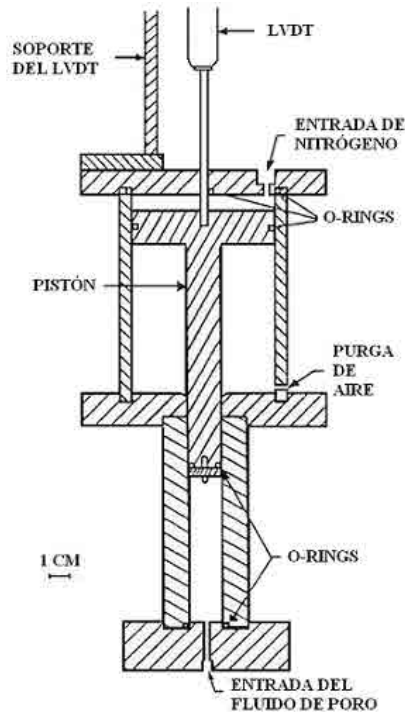


Figura 3.6. Dispositivo empleado por Zimmerman [1984] para medir los cambios en el volumen de poros, y para controlar la presión de poro.

Los especímenes usados en la mayoría de las medidas de la compresibilidad son cilindros circulares derechos, con diámetro y longitud en la gama de 1 a 2 [pg] (2.5 a 5.0 [cm]). Es de suma importancia que el núcleo se forre para que los fluidos de confinamiento y poro no se mezclen. Un método para lograr esto es el sistema usado por Greenwald [1980] y Zimmerman et al. [1985]. Los núcleos cilíndricos, 5.08 [cm] en longitud y 5.08 [cm] de diámetro, fueron unidos a dos tapas de acero inoxidable del mismo diámetro que los núcleos, las cuales tienen agujeros perforados a través de ellas para tener en cuenta el paso del fluido de poro. Una hoja fina de cobre se envuelve alrededor del núcleo, rodeándola junto con las tapas terminales, después la muestra y tapones se envuelven con un tubo de trifluorotileno, encogible con calor. Una pistola de calor se utiliza para contraer la tubería

sobre el ensamble del núcleo. Como precaución final contra la invasión de fluidos externos, se coloca una capa de silicón entre las tapas y el tubo. (Greenwald, 1980).

La primera parte del proceso de prueba es la preparación de la muestra y la saturación de los núcleos; este procedimiento es descrito detalladamente por Greenwald (1980). Después de cortar los núcleos El espécimen se seca por veinticuatro horas a $66\text{ [}^\circ\text{C]}$ en un horno de vacío para quitar cualquier humedad de los poros, después de lo cual se satura cuidadosamente con la salmuera integrada por el KCl de 5 [gms] por $1,000\text{ [cm}^3\text{]}$ de agua destilada y desaireada. La saturación se logra con un aparato tal como el mostrado en la figura 3.7.

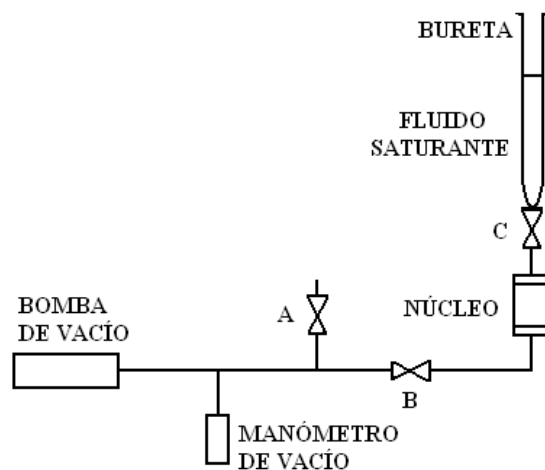


Figura 3.7. Diagrama del aparato usado para saturar los núcleos con el fluido de poro.

Con las válvulas A y C cerradas, se mantiene un vacío de aproximadamente $100\text{ [}\mu\text{m]}$ de Hg (13.3 [Pa]) en el núcleo por cerca de doce horas, para evitar que quede aire en los poros. La válvula B se cierra, y se abre la válvula C, permitiendo a la salmuera saturar el núcleo. El proceso de la saturación se completa cuando el nivel de líquido en la bureta se estabiliza. El volumen de poro del núcleo se determina entonces de la diferencia entre el peso de la muestra seca y saturada, mientras que el volumen (de roca) total es determinado midiendo las dimensiones de la muestra con un calibrador vernier.

3.10 De las diferentes compresibilidades, en gran medida la más fácil de medir es C_{pc} , que es derivada del esfuerzo de poro con respecto a la presión de confinamiento, con la presión de poro mantenida constante. Las primeras medidas de C_{pc} fueron hechas por **Carpenter y Spencer [1940]**, con un método que es exacto y simple, pero que se restringe a las medidas en las cuales la presión de poro es atmosférica. En su sistema, el aparato de medición de la presión de poro mostrado en la figura 3.6 fue substituido por una bureta graduada donde su extremo superior está abierto a la atmósfera; una versión esquemática de este tipo de sistema se demuestra en figura 3.8.

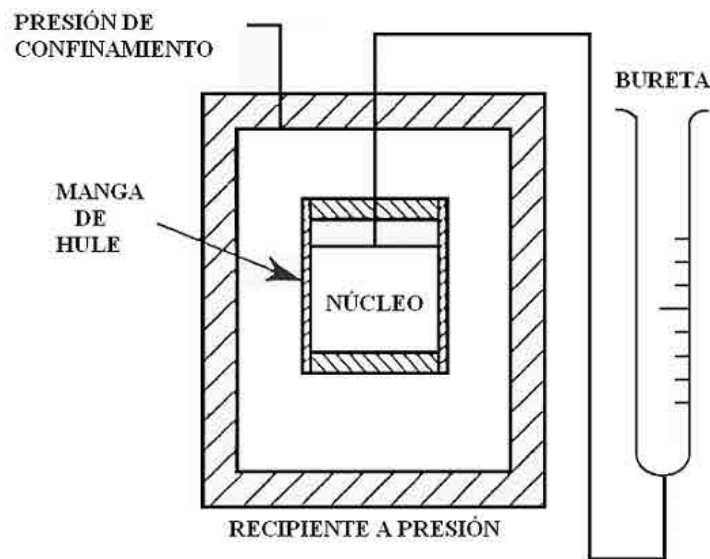


Figura 3.8. Diagrama esquemático del sistema empleado para medir C_{pc} . Conforme la presión de confinamiento es aumentada, el fluido de poro es expulsado del núcleo dentro de la bureta.

Cuando se incrementa la presión de confinamiento, la presión de poro en el núcleo aumenta, y algo del fluido de poro será expulsado hacia la bureta. Puesto que el líquido del poro está a presión y temperatura constante, el volumen total de este fluido se mantiene sin cambio. Por lo tanto cualquier cantidad expulsada de fluido de poro del núcleo será reflejada como aumento en la altura del líquido en la bureta. Hughes y Cooke (1953), con un aparato similar, colocaron una porción de mercurio sobre la columna de agua en la

bureta, para facilitar la localización del nivel de agua, y para prevenir la evaporación del fluido de poro.

Zimmerman [1984] midió C_{pc} por un método semiautomatizado, con el dispositivo mostrado en la figura 3.6 usado en lugar de la bureta. El proceso de medición comenzó con la programación del motor de pasos en la computadora para mover el regulador, de tal manera que proporcione la presión de nitrógeno adecuada. Esto alternadamente proporciona una presión de fluido de poro particular por medio del dispositivo de pistón previamente discutido. La presión de confinamiento entonces es aumentada inyectando más aceite de silicón en la celda de presión por medio del intensificador de presión activado con aire. Después de un incremento específico en la presión de confinamiento, es necesario esperar un período de tiempo para equilibrar el sistema (que puede ser debido a los efectos de fricción en el dispositivo del pistón o a los efectos viscoelásticos en el núcleo), después de lo cual la computadora graba los cambios de volumen de poro desde la salida del LVDT. Este proceso se continúa cíclicamente durante incrementos y decrementos de presión de confinamiento; el procedimiento se repite a diversas presiones de poro. Los incrementos de la presión de confinamiento podían también ser automatizados, utilizando un motor de pasos y una bomba de pistón tipo tornillo.

3.11 En el método usado por **Sampath [1982]**, el fluido de presión de poro (nitrógeno) está conectado a una bomba de desplazamiento positivo operada manualmente (Figura 3.9).

Después de cada incremento en la presión de confinamiento, la posición del pistón en la bomba se altera hasta que la presión de poro vuelve a su valor preestablecido; el cambio del volumen de poro se lee del dial de la bomba. Observe que el uso de un gas como fluido de poro hace necesario el control preciso de la temperatura, de otra forma la expansión térmica del gas afectaría el cambio de volumen de poro debido a la compresibilidad del poro. La ventaja de este método es que al emplear nitrógeno como fluido de poro, se evitan las dificultades asociadas con la saturación de la muestra.

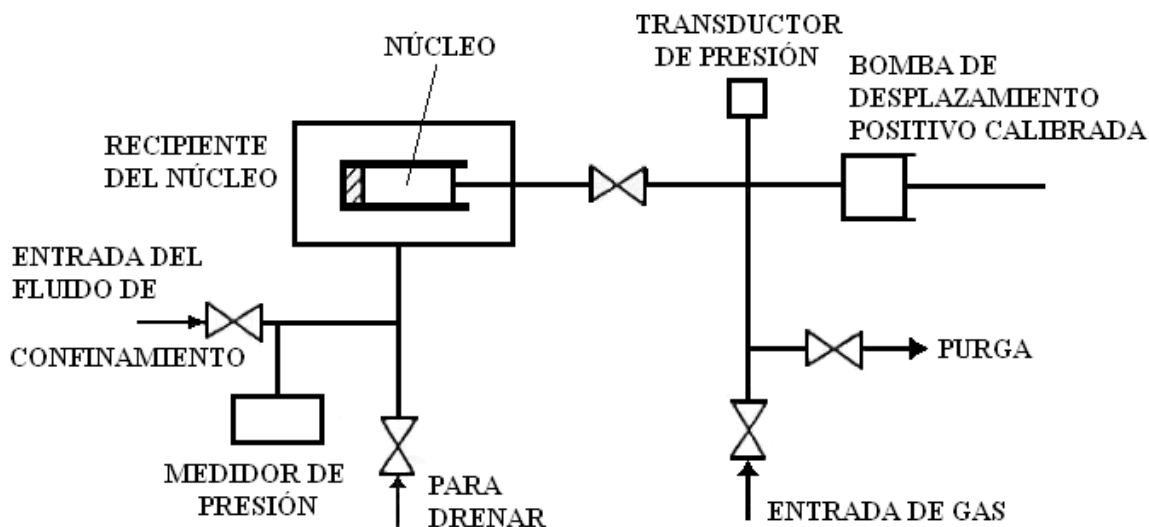


Figura 3.9. Diagrama esquemático del aparato empleado por Sampath [1982] para medir C_{pc} , usando nitrógeno como el fluido de poro.

Para medir C_{pp} , uno debe explicar el hecho de que como la presión del fluido de poro cambia, el volumen de fluido de poro también cambiará. Por ejemplo, si se aumenta la presión de poro, el volumen medido cambia por el dispositivo del volumen de poro (Figura 3.6) reflejaría parcialmente el líquido inyectado en el espacio poroso del núcleo, pero también reflejaría la disminución del volumen fluido de poro debido a la compresibilidad fluida. Puesto que la compresibilidad del fluido de poro es a menudo del mismo orden que C_{pp} , esta corrección no puede ser ignorada. Otro factor que debe ser considerado es la "compresibilidad" del mismo sistema. Pues la presión de poro aumenta, por ejemplo, el volumen disponible de fluido de poro fuera de la celda, en los tubos, etc; aumentará, debido a la conformidad del aparato.

Fatt (1958) obtuvo la compresibilidad del fluido de poro (keroseno, en su caso) estimando la cantidad de fluido de poro en el sistema entero, y usando datos publicados de presión-volumen-temperatura. Greenwald (1980) intentó desarrollar una ecuación de estado para calcular ambas compresibilidades (fluido de poro y sistema), realizando varias calibraciones del aparato sin una muestra. El procedimiento necesario para explicar estos

efectos es descrito detalladamente por Sawabini et al. (1971). Otra manera de corregir estos efectos sería poner un núcleo de acero hueco en la celda, y varía la presión de poro mientras se mantiene la presión de confinamiento constante, usando un dispositivo tal como el mostrado en la figura 3.6. Puesto que el núcleo de acero es menos compresible que la roca arenisca por algunos órdenes de magnitud, podría ser considerado incompresible. El dispositivo del pistón entonces estaría midiendo la relación presión-volumen del sistema experimental del mismo aparato. Si la misma prueba entonces se realiza con un núcleo verdadero de roca la discrepancia en las medidas del volumen fluido de poro se podría atribuir solamente a los cambios en el volumen de poro del núcleo.

Si las muestras están unidas a registradores de deformación, las dos compresibilidades totales (C_{bc} y C_{bp}), se pueden medir en aparatos del tipo descrito en la figura 3.5. Los registradores deben colocarse en la forma que ilustra la figura 3.10.

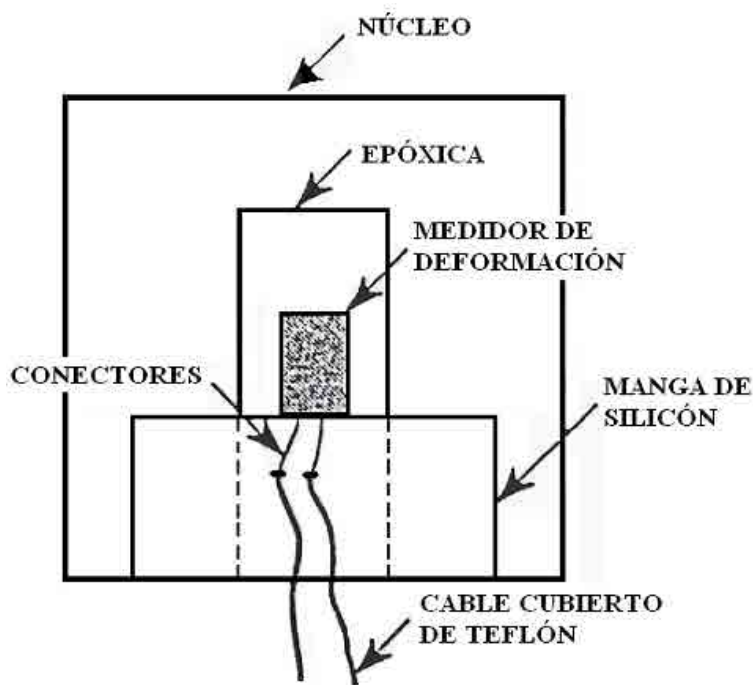


Figura 3.10. Diagrama esquemático del método empleado por Greenwald [1980] para unir los medidores de deformación a los núcleos.

Para que los cables del registrador no sufran un corto circuito ni daño por abrasión, se les aplica silicón a las terminales. Los registradores quedan adheridos con pasta epóxica y cubiertos con una placa de teflón. La resina de epóxica de alta temperatura primero se aplica a una región pequeña del núcleo. La epóxica se seca en un horno por doce horas a 66 [°C], después de lo cual se enarena abajo para ser rasante con el núcleo. El propósito de completar la superficie porosa con epóxica es proporcionar una superficie lisa para el uso de los registradores. Típicamente los registradores se aplican en las direcciones longitudinal y transversal para detectar la anisotropía del núcleo. Greenwald (1980) también utilizó un registrador sin que este estuviera unido a la muestra, y así poder compensar los efectos de la presión (o de la temperatura).

Zimmerman (1984) realizó mediciones de C_{bp} en núcleos de la arenisca Bandera, usando un método análogo al usado por Sampath (1982) para medir C_{pc} . Estas mediciones fueron hechas con una versión modificada del aparato experimental demostrado en la figura 3.5, con una bomba de tipo tornillo controlada manualmente reemplazando a la bomba activada por aire. Esta bomba funciona como el volumen de roca análogo del dispositivo representado en la figura 3.6, con el desplazamiento volumétrico leído directamente de una escala tipo vernier en vez de la salida de un LVDT. Como la presión de poro aumenta, por ejemplo, el volumen de roca del núcleo aumentará. El líquido que se emplea para ejercer la presión de confinamiento entonces tiene menos espacio a ocupar, y su presión aumenta levemente. La bomba del tipo tornillo entonces se libera, hasta que la presión de confinamiento vuelve a su valor nominal. Puesto que C_{bp} se mide a presión de confinamiento constante, el volumen del líquido que confina es constante, y así que el cambio del volumen total del núcleo es medido directamente por la escala tipo vernier de la bomba. Estas mediciones demostraron ser muy sensibles a los cambios de temperatura del sistema, lo cual se debe principalmente a la gran relación de volumen de fluido de confinamiento al volumen de roca. Este problema fue parcialmente resuelto usando un fluido de confinamiento menos compresible (glicerina) para las medidas de C_{bp} ; un sistema óptimo debe tener una relación de volúmenes de fluido de confinamiento-muestra tan

pequeño como sea posible. Todos los tipos de medición antes discutidos se realizaron bajo condiciones de presión de confinamiento hidrostático.

3.12 Las mediciones de esfuerzo triaxial de compresibilidad en areniscas citadas por Zimmerman en su trabajo de investigación fueron hechas por Chierici et al. (1967), Wilhelmi y Somerton (1967), Teeuw (1971), y Andersen [1988], con dispositivos similares al mostrado en la figura 3.11. Este aparato crea un esfuerzo uniaxial en la parte superior con ayuda de un pistón y un esfuerzo biaxial que se aplica por medio de la presión anular a los lados de la muestra. (Figura 3.11).

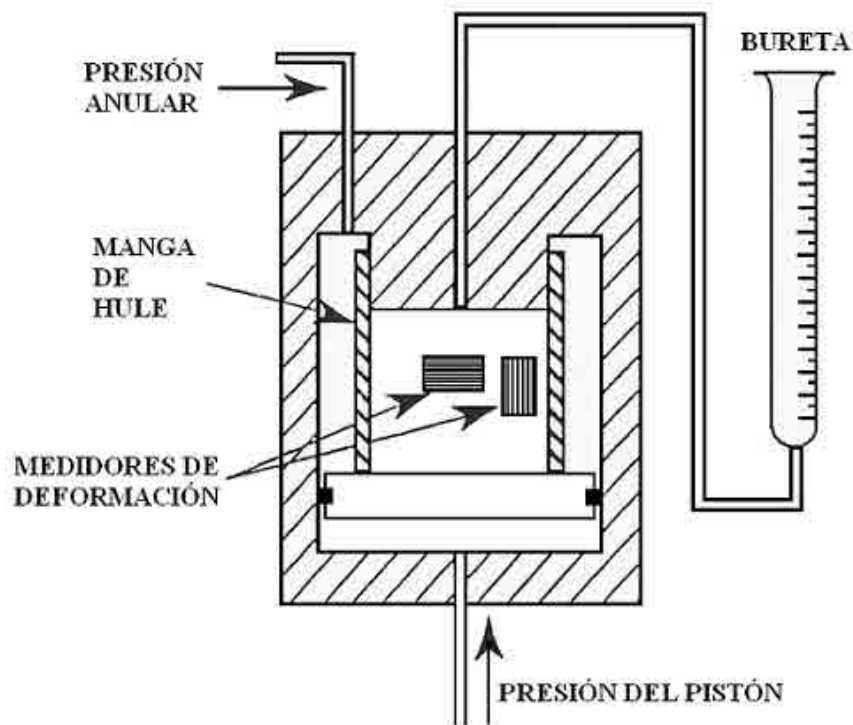


Figura 3.11. Diagrama esquemático del aparato empleado para medir la compresibilidad total y de poro bajo condiciones de carga triaxial.

Andersen utilizó medidores de deformación para obtener la deformación total a través de las direcciones longitudinal y transversal de la muestra, y utilizando una bureta externa graduada para medir el volumen de fluido de poro expulsado del núcleo. Si la muestra fuera linealmente elástica, la relación entre la compresibilidad triaxial y la compresibilidad

hidrostática sería trivial (véase a Teeuw, 1971); para una arenisca no lineal típica, esta relación no se entiende todavía enteramente (véase a Andersen, 1988).

La compresibilidad total sin drene puede ser medida usando el mismo procedimiento según lo utilizado para medir C_{bc} , pero con las líneas del fluido de poro cerradas. Además es importante que no exista fluido de poro por fuera del núcleo para que el experimento reproduzca exactamente las condiciones de no drene.

3.13 Wissa [1969] analizó la compresibilidad no drenada de una muestra con una tubería externa del fluido de poro, y concluyo que, la relación entre los volúmenes de fluido de poro exterior y la muestra no debe exceder 0.003.

3.14 Green y Wang [1986] idearon un sistema para medir la compresibilidad sin drene de poros que reemplazo el uso del transductor de presión pegado en la muestra, el cual se puede observar en la figura 3.12.

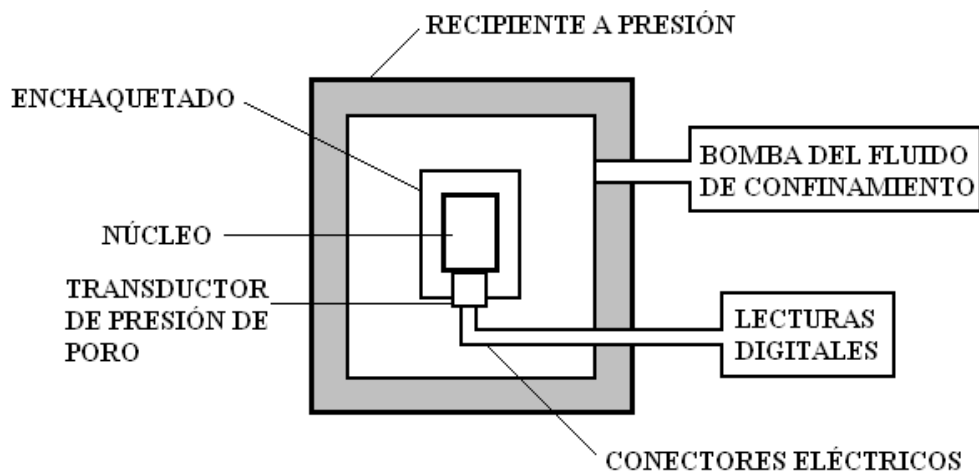


Figura 3.12. Diagrama esquemático del aparato empleado por Green y Wang [1986] para medir presión de poro durante compresión sin drene.

El único volumen extraño estaba en el compartimiento del transductor, y ascendió típicamente a solamente 5×10^{-4} del volumen de poro del núcleo. Este sistema fue utilizado para medir el coeficiente inducido de la presión de poro en núcleos de las areniscas Berea,

Massillon y Tunnel City. Las medidas de las presiones inducidas de poro en rocas y las arenas porosas también han sido hechas por Mesri et al. (1976) y Dropek et al. (1978).

3.15 Ziqiong Zheng, John McLennan y Arfon Jones [1990] realizaron pruebas con dos grupos de arenas no consolidadas para determinar su compresibilidad, las cuales fueron sujetas a diferentes condiciones.

Las tres muestras del grupo A fueron sujetas a compresión hidrostática y fueron simuladas las condiciones de producción (abatimiento de la presión de poro bajo esfuerzo axial constante y cero deformación lateral) mientras que las cuatro muestras del grupo B fueron solo probadas bajo condiciones simuladas de producción.

Las muestras empleadas fueron tapones de núcleos, de las cuales se consideraron las más uniformes, cortadas en cada localización de interés. Para evitar alguna incertidumbre debido a las diferentes fases del fluido de poro en la muestra (fluido original del poro y la saturación del fluido para la prueba), un limpiador dean-stark fue utilizado para limpiar el fluido original de la formación en la muestra. Cada muestra fue saturada con salmuera.

Medidas de la compresibilidad bajo esfuerzo hidrostático.

La compresibilidad del volumen de poros fue medida en una de las muestras del grupo A bajo incrementos progresivos de esfuerzo compresivo hidrostático. Este es el método más comúnmente empleado en ingeniería petrolera para determinar la compresibilidad del volumen poroso como una función del esfuerzo efectivo.

El esfuerzo de confinamiento hidrostático fue incrementado en pasos de diferentes intervalos y los cambios de volumen de poro en la muestra fueron medidas. En esta prueba, la presión de poro fue mantenida como la atmosférica, la deformación de la muestra no fue medida.

Medidas de la compresibilidad simulando condiciones de producción in-situ.

Muestras de los grupos A y B fueron sujetas al abatimiento de la presión de poro bajo condiciones de deformación uniaxial.

La muestra fue sujeta entre dos capas con ranuras para alojar el fluido de los poros desplazado y el fluido de poro acumulado. La muestra y sus capas fueron selladas en una membrana impermeable para prevenir la invasión del fluido de confinamiento. El sistema de medición fue extremadamente preciso.

Cada muestra fue colocada dentro de una vasija a presión, capaz de proveer una presión de confinamiento de hasta 30,000 [psi]. Una presión de vacío de aproximadamente 50 [psi] fue aplicada al sistema entero por doce horas. Esto fue seguido de la saturación con salmuera. Los esfuerzos en la muestra fueron incrementados primero para dar por hecho las condiciones in-situ. (El esfuerzo axial fue aplicado para simular el esfuerzo de sobrecarga, el esfuerzo lateral de confinamiento fue aplicado para simular un promedio del esfuerzo horizontal y la presión de poro fue aplicada para simular la presión inicial del yacimiento), estos niveles de presión y esfuerzo fueron mantenidos constantes para permitir el equilibrio de todos los esfuerzos. En este punto, la muestra fue sujeta a condiciones de pre-producción in-situ simuladas. Después del equilibrio de esfuerzos, fue iniciado el abatimiento de la presión de poro para simular la producción. Durante toda la simulación de producción, el esfuerzo axial y lateral fue mantenido constante para simular la sobrecarga constante y la limitación horizontal. Como la presión de poro es reducida, la presión fue manejada vía computarizada para mantener constante el esfuerzo lateral. Un abatimiento de presión de poro de 0.1 [psi/seg] fue empleado en intervalos de 100 [psi] de 4,800 a 4,000 [psi] para simular la producción inicial (por inyección de agua), y en intervalos de 400 [psi] de 4,000 a 2,000 [psi] para simular de la inyección de agua al abandono del pozo. Al final de cada intervalo de abatimiento en la presión de poro, fue mantenido un periodo de tiempo para permitir el equilibrio de esfuerzos.

Durante toda la prueba, el volumen de fluido cambio en el acumulador, lo que representa los cambios en la muestra del volumen de fluido, los cuales fueron medidos.

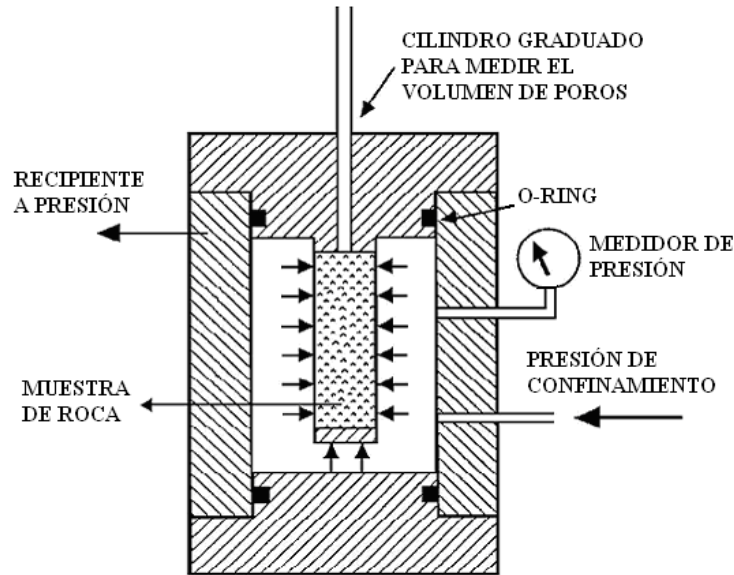


Figura 3.13. Esquema del sistema de medición por compresión hidrostática.

La figura 3.14 muestra los cambios en la porosidad de las muestras, calculado de la medición en los cambios del volumen de poro durante la aplicación de incrementos progresivos del esfuerzo efectivo hidrostático de confinamiento.

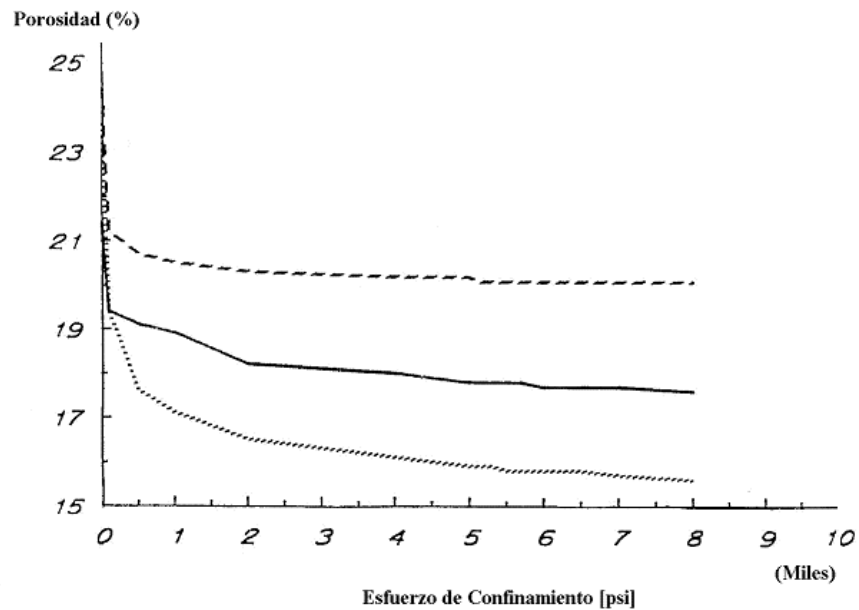


Figura 3.14

La figura 3.15 fue calculada empleando la ecuación $C_{pc} = \frac{\partial V}{V} \frac{p}{\partial P_c}$; $P_p = 0$ ó constante.

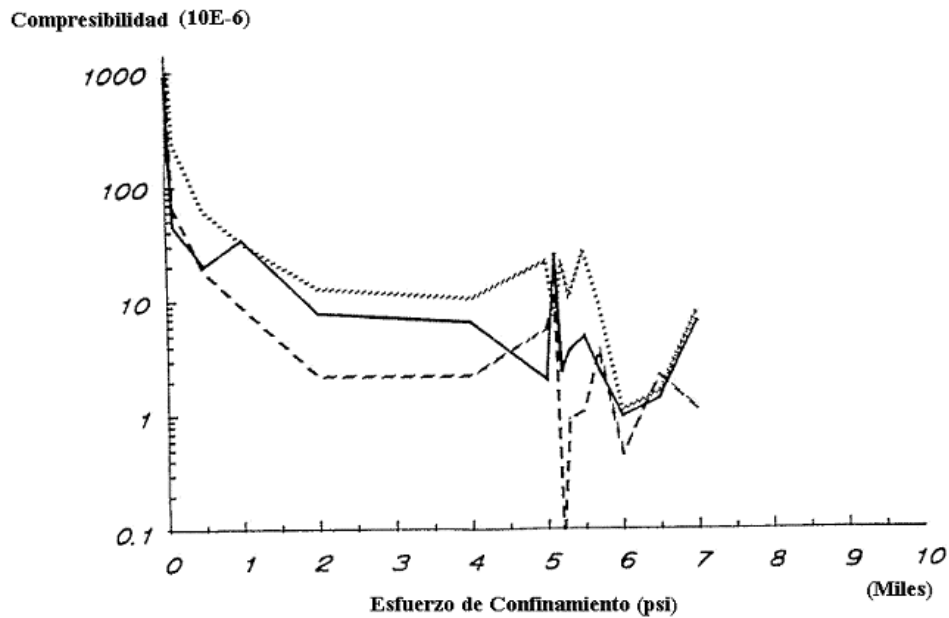


Figura 3.15.

La tendencia general en los cambios de la compresibilidad fue como se esperaba. Nótese que existe una variación en la compresibilidad del poro y en la porosidad a un nivel de esfuerzos de confinamiento entre 5,000 y 6,000 [psi]. Aunque las muestras no fueron examinadas microscópicamente, estas variaciones son debidas al inicio del colapso del espacio poroso. Un incremento en el esfuerzo efectivo, con el abatimiento, pueden resultar en un colapso del poro y corresponde a un incremento en la compresibilidad de poro. Cualquier incremento en el esfuerzo efectivo (debido a la reducción de la presión de poro) resulta en un colapso del poro.

La compresibilidad del volumen poroso es una función del esfuerzo efectivo, pero es también una función del valor absoluto de la presión de poro. Considerando la compresibilidad del volumen poroso como una función solo del esfuerzo efectivo, puede introducir errores significantes en cálculos de ingeniería de yacimientos.

En este capítulo se presenta la forma en la cual se obtiene el volumen de poros, empleando para su desarrollo ecuaciones que determinan el comportamiento de los gases ideales; tomando en consideración que este volumen de poros es el punto de partida para lograr obtener el valor de la compresibilidad de la porosidad secundaria, así como también el valor de la compresibilidad de la porosidad primaria.

4.1 DEFINICIÓN DE LA ECUACIÓN PARA EL CÁLCULO DEL VOLUMEN DE POROS A CONDICIONES DEL LABORATORIO.

Para definir la ecuación que calcule el volumen de poros, se utiliza la combinación de la Ley de Dalton de las presiones parciales, la Ley de Amagat de los volúmenes parciales y la Ecuación de Estado de los Gases Ideales en función del número de moles de gas presentes.

$$\boxed{PV=\eta \bar{R} T} \quad \dots (4.1)$$

Se utiliza esta ecuación de estado ya que la mayoría de los gases a baja presión se comportan como ideales (≤ 300 [lb/pg²]); además, las mediciones se llevaron a cabo con gas helio, el cual, debido al tamaño de su molécula, tiene un comportamiento ideal en un rango de presión mayor. Las mediciones de volumen de poro se realizan en un rango de ± 100 [lb/pg²].

Los tiempos de estabilización de presión en el porosímetro y en la celda de presión de confinamiento, son lo suficientemente amplios para evitar errores de estabilización de lecturas, además, el tipo de transductor en el porosímetro corrige automáticamente por variación de temperatura. Este hecho es muy importante, ya que el dispositivo es extremadamente sensible.

El cálculo del volumen de poros se realizó con el criterio propuesto por Ruth y Pohjoisrinne (1991) y Herrera (1997), empleando la Ley de los Gases Ideales y de Dalton de las presiones Parciales en la forma siguiente:

El número de moles de gas helio en los recipientes de referencia (de volumen conocido) es:

$$\eta_{\text{He}} = \frac{P_1 V_R}{\bar{R}T} \quad \dots (4.2)$$

El número de moles de aire en la celda porta muestras es:

$$\eta_a = \frac{P_a V_a}{\bar{R}T} \quad \dots (4.3)$$

Donde:

V_R = Volumen de los recipientes de referencia.

V_a = Volumen de aire en la celda porta muestras.

η_{He} = Número de moles de helio.

η_a = Número de moles de aire.

P_1 = Presión inicial en los recipientes de referencia.

P_a = Presión atmosférica.

\bar{R} = Constante universal de los gases.

T = Temperatura ambiente.

Al expandir el helio de las celdas de referencia a la celda porta muestras, por medio de la Ley de Presiones Parciales de Dalton se tiene que:

La ley de Dalton expresa que, a una temperatura específica, la presión ejercida por una mezcla de gases en un volumen definido (en este caso, el sistema de medición completo), es igual a la suma de las presiones que cada uno de los componentes ejercería si ocupara solo el volumen total.

$$P_2 = P_{2\text{He}} + P_{2a} \quad \dots (4.4)$$

Donde:

P_2 = Presión de la mezcla de gases en el sistema total de medición.

$P_{2\text{He}}$ = Presión del gas helio si ocupara el sistema total de medición.

P_{2a} = Presión del aire si ocupara el sistema total de medición.

Por la interconexión de volúmenes, las Leyes de los Gases Ideales y la Ley de Amagat, se tiene que:

$$P_{2\text{He}}(V_R + V_a) = \eta_{\text{He}} \bar{R} T \quad \dots (4.5)$$

$$P_{2a}(V_R + V_a) = \eta_a \bar{R} T \quad \dots (4.6)$$

Se realiza la suma de las presiones parciales ecuaciones (4.5) y (4.6):

$$P_{2\text{He}}(V_R + V_a) = \eta_{\text{He}} \bar{R} T$$

+

$$P_{2a}(V_R + V_a) = \eta_a \bar{R} T$$

$$P_{2\text{He}}(V_R + V_a) + P_{2a}(V_R + V_a) = \eta_{\text{He}} \bar{R} T + \eta_a \bar{R} T$$

Tomando en cuenta la ecuación (4.4) y factorizando se tiene:

$$(P_{2\text{He}} + P_{2a}) (V_R + V_a) = \bar{R} T(\eta_{\text{He}} + \eta_a)$$

$$P_2(V_R + V_a) = \bar{R} T(\eta_{\text{He}} + \eta_a) \quad \dots (4.7)$$

Sustituyendo los valores correspondientes a las ecuaciones (4.2) y (4.3) para el número de moles en la ecuación (4.7) se tiene lo siguiente:

$$P_2(V_R + V_a) = \bar{R} T \left(\frac{P_1 V_R}{RT} + \frac{P_a V_a}{RT} \right) \dots (4.8)$$

Simplificando:

$$P_2(V_R + V_a) = P_1 V_R + P_a V_a \dots (4.9)$$

Para poder manejar las presiones en una Ecuación de Estado, éstas deben ser absolutas, por lo tanto:

$$P_1 = P_1 + P_a \dots (4.10)$$

$$P_2 = P_2 + P_a \dots (4.11)$$

Sustituyendo (4.10) y (4.11) en (4.9):

$$(P_2 + P_a)(V_R + V_a) = (P_1 + P_a)V_R + P_a V_a \dots (4.12)$$

Desarrollando la ecuación (4.12):

$$P_2(V_R + V_a) + P_a(V_R + V_a) = P_1 V_R + P_a V_R + P_a V_a$$

$$P_2(V_R + V_a) + P_a(V_R + V_a) = P_1 V_R + P_a(V_R + V_a) \dots (4.13)$$

Se eliminan términos iguales en ambos lados de la igualdad en la ecuación (4.13)

$P_a(V_R + V_a)$, quedando la siguiente expresión:

$$P_2(V_R + V_a) = P_1 V_R \dots (4.14)$$

Se despeja el volumen de aire en la celda porta muestras:

$$(V_R + V_a) = \frac{P_1 V_R}{P_2}$$

$$V_a = \frac{P_1}{P_2} V_R - V_R \quad \dots (4.15)$$

Tomando en cuenta el volumen de la tubería de cobre (V_{tc}) que une el porosímetro con la celda porta muestras, y sustituyendo $V_a = V_p + V_{tc}$ se tiene:

$$V_p + V_{tc} = \frac{P_1}{P_2} V_R - V_R \quad \dots (4.16)$$

Y finalmente, despejando el volumen de poros:

$$V_p = \frac{P_1}{P_2} V_R - V_R - V_{tc} \quad \dots (4.17)$$

Ecuación que se emplea para determinar el volumen de poros en una muestra de roca a condiciones de laboratorio (temperatura ambiente) empleando diferentes incrementos en la presión de confinamiento.

4.2 APROXIMACIÓN A TEMPERATURA DE YACIMIENTO.

Para obtener el volumen de poros a temperatura de yacimiento, se emplea el siguiente desarrollo matemático:

Se supone que el volumen de poros (V_p) y la tubería del serpentín (V_{sp}), se encuentran a temperatura de yacimiento, y que la tubería de cobre (V_{tc}) y el volumen de referencia (V_R) se encuentran a temperatura ambiente, así como el volumen de las tuberías de salida (V_{ts}),

se encuentra a una temperatura media entre la celda de presión de confinamiento y la temperatura ambiente.

De acuerdo a la Ley de los Gases Ideales en función del número de moles de gas helio en el porosímetro (a temperatura ambiente, T):

$$P_1 V_R = \eta_{\text{He}} \bar{R} T \quad \dots (4.18)$$

$$\eta_{\text{He}} = \frac{P_1 V_R}{\bar{R} T} \quad \dots (4.19)$$

De la Ley de los Gases Ideales, aplicando la Ley de Dalton y Amagat para calcular el número de moles de aire en el sistema se tiene lo siguiente:

$$\eta_a = \frac{P_a V_R}{\bar{R} T} + \frac{P_a V_{sp}}{\bar{R} T_y} + \frac{P_a V_p}{\bar{R} T_y} + \frac{P_a V_{ts}}{\bar{R} T} \quad \dots (4.20)$$

$$\eta_a = P_a \left[\frac{V_R}{\bar{R} T} + \frac{V_{sp}}{\bar{R} T_y} + \frac{V_p}{\bar{R} T_y} + \frac{V_{ts}}{\bar{R} T} \right] \quad \dots (4.21)$$

Agrupando términos:

$$\eta_a = \frac{P_a}{\bar{R} T_y} (V_p + V_{sp}) + P_a \left(\frac{V_R}{\bar{R} T} + \frac{V_{ts}}{\bar{R} T} \right) \quad \dots (4.22)$$

Donde:

T_y = Temperatura a condiciones de yacimiento.

\bar{T} = Temperatura media.

V_{sp} = Volumen de la tubería del serpentín en la muestra, el cual se encuentra dentro de la celda porta muestras.

V_{ts} = Volumen de las tuberías de salida en la muestra.

Al unir ambos recipientes, el número de moles de gas helio en el sistema completo se calcula mediante la siguiente expresión:

$$\eta_{\text{He}} = P_{2\text{He}} \left[\frac{V_R}{RT} + \frac{V_{tc}}{RT} + \frac{V_{sp}}{RT_y} + \frac{V_p}{RT_y} + \frac{V_{ts}}{RT} \right] \dots (4.23)$$

Donde, V_{tc} = Volumen de la tubería de cobre.

Por otra parte, el número de moles de aire en ambos recipientes (sistema completo) se obtiene mediante la siguiente expresión:

$$\eta_a = P_{2a} \left[\frac{V_R}{RT} + \frac{V_{tc}}{RT} + \frac{V_{sp}}{RT_y} + \frac{V_p}{RT_y} + \frac{V_{ts}}{RT} \right] \dots (4.24)$$

Sustituyendo los números de moles en el sistema completo.

Para el gas helio:

$$\frac{P_1 V_R}{RT} = P_{2\text{He}} \left[\frac{V_R}{RT} + \frac{V_{tc}}{RT} + \frac{V_{sp}}{RT_y} + \frac{V_p}{RT_y} + \frac{V_{ts}}{RT} \right] \dots (4.25)$$

Para el aire:

$$P_a \left[\frac{V_R}{RT} + \frac{V_{sp}}{RT_y} + \frac{V_p}{RT_y} + \frac{V_{ts}}{RT} \right] = P_{2a} \left[\frac{V_R}{RT} + \frac{V_{tc}}{RT} + \frac{V_{sp}}{RT_y} + \frac{V_p}{RT_y} + \frac{V_{ts}}{RT} \right] \dots (4.26)$$

Para poder manejar las presiones en una Ecuación de Estado, éstas deben ser absolutas, por lo tanto:

$$P_1 = P_1 + P_a \quad \dots (4.27)$$

$$P_2 = P_2 + P_a \quad \dots (4.28)$$

$$P_1 = \frac{P_{1\text{He}} V_R}{RT} + P_a \left[\frac{V_{tc}}{RT} + \frac{V_{sp}}{RT_y} + \frac{V_p}{RT_y} + \frac{V_{ts}}{RT} \right] \quad \dots (4.29)$$

$$P_2 = P_2 \left[\frac{V_R}{RT} + \frac{V_{tc}}{RT} + \frac{V_{sp}}{RT_y} + \frac{V_p}{RT_y} + \frac{V_{ts}}{RT} \right] + P_a \left[\frac{V_{tc}}{RT} + \frac{V_{sp}}{RT_y} + \frac{V_p}{RT_y} + \frac{V_{ts}}{RT} \right] \quad \dots (4.30)$$

Si se unen los dos recipientes ($P_1 = P_2$):

$$\begin{aligned} & \frac{P_{1\text{He}} V_R}{RT} + P_a \left[\frac{V_{tc}}{RT} + \frac{V_{sp}}{RT_y} + \frac{V_p}{RT_y} + \frac{V_{ts}}{RT} \right] = \\ & P_2 \left[\frac{V_R}{RT} + \frac{V_{tc}}{RT} + \frac{V_{sp}}{RT_y} + \frac{V_p}{RT_y} + \frac{V_{ts}}{RT} \right] + P_a \left[\frac{V_{tc}}{RT} + \frac{V_{sp}}{RT_y} + \frac{V_p}{RT_y} + \frac{V_{ts}}{RT} \right] \quad \dots (4.31) \end{aligned}$$

Los dos elementos que multiplican a P_a en ambos lados de la igualdad se eliminan, quedando de la siguiente forma:

$$\frac{P_{1\text{He}} V_R}{RT} = P_2 \left[\frac{V_R}{RT} + \frac{V_{tc}}{RT} + \frac{V_{sp}}{RT_y} + \frac{V_p}{RT_y} + \frac{V_{ts}}{RT} \right] \quad \dots (4.32)$$

Simplificando:

$$P_1 V_R = P_2 \left[V_R + (V_p + V_{sp}) \frac{T}{T_y} + V_{tc} + V_{ts} \frac{T}{T} \right] \quad \dots (4.33)$$

Despejando el volumen de poros:

$$\frac{P_1 V_R}{P_2} - V_R - V_{tc} - V_{ts} \frac{T}{\bar{T}} = (V_p + V_{sp}) \frac{T}{T_y} \quad \dots (4.34)$$

$$\frac{P_1 V_R T_y}{P_2 T} - \frac{V_R T_y}{T} - \frac{V_{tc} T_y}{T} - \frac{V_{ts} T_y T}{T \bar{T}} = V_p + V_{sp} \quad \dots (4.35)$$

$$V_p = \frac{P_1 V_R T_y}{P_2 T} - \frac{V_R T_y}{T} - \frac{V_{tc} T_y}{T} - \frac{V_{ts} T_y T}{T \bar{T}} - V_{sp} \quad \dots (4.36)$$

Al final obtenemos:

$$V_p = \frac{T_y}{T} \left[\frac{P_1}{P_2} V_R - V_R - V_{tc} \right] - V_{ts} \frac{T_y}{\bar{T}} - V_{sp} \quad \dots (4.37)$$

Ecuación que se utiliza para determinar el volumen de poros en una muestra de roca a condiciones de yacimiento (temperatura de yacimiento) empleando diferentes incrementos en la presión de confinamiento.

5.1 DESCRIPCIÓN DE LA PRUEBA DE COMPRESIBILIDAD.

Para obtener los datos necesarios para determinar la compresibilidad, se llevan a cabo una serie de eventos, los cuales se describen a continuación paso a paso.

1) Recepción de los Núcleos en el Laboratorio.

El análisis inicia a partir de la recepción de los núcleos que se envían de los diferentes activos al Laboratorio de Investigación de Núcleos Naturalmente Fracturados de la División de estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería en la Universidad Nacional Autónoma de México, los cuales son de diámetro completo. Estos núcleos son enviados en cajas y se protegen para evitar que se maltraten, además contienen información relacionada a su origen, tales como: nombre y número del pozo, profundidad a la cual fueron cortados, la formación de la cual provienen, la edad geológica, número de núcleos, número de fragmentos, su orientación en el pozo, etc.

A continuación se procede a desempacar los núcleos de las cajas que vienen debidamente aseguradas, se registra toda la información que viene con ellos, se seleccionan las partes de los núcleos con mejores características para los análisis y se toman fotografías de cada uno de ellos.



Figura 5.1. Cajas en las cuales son Transportados los Núcleos.

2) Corte de los Núcleos.

Después de haber seleccionado las partes de los núcleos con mejores características, se deben de cortar, ya que las dimensiones del equipo solo permiten trabajar con una longitud máxima del núcleo de 17 [cm]. También es conveniente que el núcleo tenga una forma cilíndrica y que sus extremos (las dos caras) estén planos ya que no siempre vienen de esta forma. Todo esto se lleva a cabo con la finalidad de tener mayor facilidad en el armado de las muestras así como para obtener el volumen de roca del núcleo, dato importante y necesario en el cálculo de diferentes propiedades petrofísicas.

Para esto, se emplea una cortadora de núcleos, la cual esta compuesta por un disco de diamante y un depósito de agua el cual tiene la función de enfriar el disco, limpiarlo y lubricarlo cuando se cortan los núcleos.



Figura 5.2. Núcleo cortado a las dimensiones de trabajo.

3) Identificación de los Núcleos.

Ya que se han cortado, se marca en cada una de las caras de los núcleos el nombre y el número del pozo del cual provienen, el número del núcleo y el fragmento correspondiente al corte que se llevo a cabo en el paso anterior y en caso de ser necesario la parte

correspondiente. La marca de los núcleos se realiza con un equipo de nombre “dremel”, el cual cuenta con diferentes accesorios para poder grabarlo. Esto se lleva a cabo con el fin de tener un mejor control de cada núcleo y sus respectivos fragmentos, ya que si se utiliza un marcador de tinta para marcar el nombre, al lavarlos se perderá su identificación y se corre el riesgo de confundirlos, generando errores y provocando por consiguiente pérdida de tiempo.



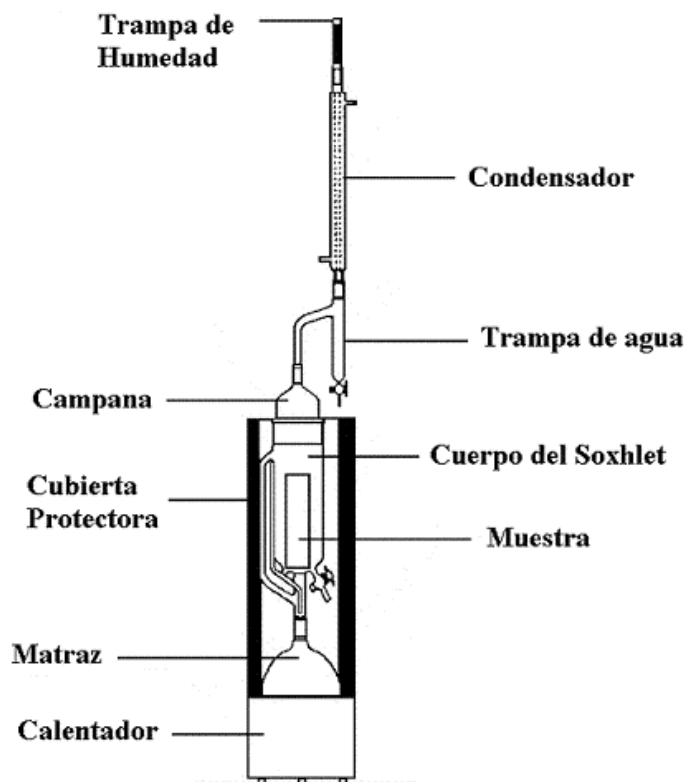
Figura 5.3. Dremel.



Figura 5.4. Identificación del Núcleo.

4) Limpieza de los Núcleos.

Ya que se tienen identificados los núcleos, el siguiente paso es meterlos a lavar en un dispositivo tipo soxhlet denominado dean-stark el cual fue hecho especialmente para muestras de diámetro completo, esta hecho de cristal y pueden introducirse muestras de hasta 4 [in] de diámetro por 16 [in] de longitud, además cuenta con un soxhlet, un matraz de 4000 [ml], un calentador, un controlador de calor y una cubierta protectora.



Figuras 5.5 y 5.6. Equipo empleado para el lavado de las muestras tipo Dean-Stark.

Se emplea una mezcla de solventes 50-50 de alcohol metílico-tolueno para limpiarlas de todos los fluidos que pueda tener provenientes del yacimiento (aceite y sales residuales, el fluido de perforación, etc.), este dispositivo trabaja en forma cíclica, se calienta el solvente en la parte inferior contenido en el matraz por medio de una resistencia arriba de su punto de ebullición para que pueda evaporarse y ascienda por un tubo colocado a un costado del porta muestras hacia el condensador, (tubo vertical de vidrio) enfriado por agua por el cual pasa el vapor que al enfriarse se condensa, el cual aun caliente cae sobre el núcleo para infiltrarse dentro de éste y durante su recorrido remueve cualquier fluido y sal que pueda contener. La cubierta protectora es empleada para que al calentar el solvente, se mantenga el calor generado en el cuerpo del soxhlet.

El ritmo con el que caen las gotas depende de la temperatura a la que se calienta la mezcla. Las gotas que caen sobre el núcleo se van acumulando, por lo que el núcleo queda sumergido dentro de la mezcla caliente, hasta que ésta alcanza el nivel del tubo de sifón de salida, por el que desciende la mezcla hasta el matraz del equipo y continúa su evaporación. El proceso de lavado de los núcleos es lento, ya que hay que permitir que la mezcla caliente actué con el alcohol despegando el aceite y las sales, en tanto que el tolueno los disuelve y los saca del núcleo.

El tiempo de lavado dependerá de que tan sucios se encuentren los núcleos, esto puede ser como mínimo una semana, pero hay casos en que pueden llevarse hasta cuatro semanas o más. La manera de determinar cuando una muestra esta limpia, es mediante la observación directa. Si la muestra ya no se observa manchada, ni presenta aceite, o la mezcla alcohol tolueno es incolora, se puede sacar el núcleo del dean-stark.

Al haber transcurrido el tiempo de lavado, se sacan los núcleos del dean-stark y se colocan cerca de una ventana junto a un extractor para que se ventilen a temperatura ambiente y evaporar la mayor parte de la mezcla alcohol-tolueno contenida en los poros, esto es aproximadamente uno o dos días.

Es importante dejar que los núcleos se ventilen antes de meterlos al horno de vacío, ya que la mezcla de alcohol con tolueno es muy explosiva y podrían causar un accidente si se meten directamente al horno.

5) Evaporación de Solventes.

Después de transcurrir un periodo de tiempo ventilándose a temperatura ambiente, los núcleos se meten a un horno de vacío en el cual se incrementa la temperatura a 100 [°C], esto con la finalidad de evaporar los solventes residuales que pueden haber quedado dentro del núcleo.

El periodo de tiempo que permanecen los núcleos dentro del horno será de dos a tres días. En el caso de que se observe aceite escurriendo en algún núcleo, se tendrá que volver a lavar nuevamente en el dean-stark. Al concluir el periodo de tiempo establecido en el horno de vacío, el espacio poroso quedará totalmente limpio.



Figura 5.7. Horno de Vacío.

6) Dimensiones de los Núcleos.

A continuación se hace una relación de las dimensiones de cada uno de los núcleos. Se le toma a cada uno de ellos tres lecturas de su longitud empleando un altímetro, tres lecturas de su diámetro utilizando un vernier, y se saca el valor promedio de las tres lecturas, además de tomar su peso en una balanza analítica. Estos valores se almacenan tanto en una hoja de cálculo de una computadora personal, así como en hojas de papel las cuales son guardadas en una carpeta, puesto que son datos necesarios que se requieren para realizar las diferentes pruebas en el laboratorio.



Figura 5.8. Vernier.



Figura 5.9. Balanza Analítica.



Figura 5.10. Altímetro.

7) Desecador.

Después de obtener las dimensiones de cada uno de los núcleos, se colocan en un desecador de vidrio, el cual contiene en su parte inferior silica gel, esto se realiza para absorber la humedad que puedan tener los núcleos. La tapa del desecador debe de estar bien colocada para que no se comunique con la atmósfera. Se dejan las muestras en el desecador por un periodo de tiempo de doce horas o hasta que se necesite realizar alguna prueba con ellos.



Figura 5.11. Desecador.

8) Calculo de la Porosidad Total.

Se determina la porosidad total de cada núcleo a condiciones del laboratorio. Para esta prueba se utiliza el porosímetro, el cual incluye una celda de prueba de 5 [pg] de diámetro y 13 [pg] de longitud, camisas de 5 [pg] de diámetro exterior y diferentes diámetros interiores (4 [pg], 3½ [pg], 3 [pg], 2 5/8 [pg] y 2 [pg]), además de espaciadores de aluminio de diferentes espesores los cuales fueron previamente calibrados, medidos en su longitud y

diámetro. Los espaciadores sirven para complementar la longitud del núcleo a la longitud de la celda de prueba, de tal manera que el volumen de sólidos en la celda sea siempre el máximo posible. La función principal de los cilindros es reducir el volumen de helio requerido y mejorar la exactitud de las mediciones. El porosímetro cuenta también con tres tanques de acero con volúmenes de referencia de 50, 150 y 300 [cm³], dos de los cuales pueden utilizarse conjuntamente para obtener un volumen de referencia de 450 [cm³] o independientes uno del otro. Los tanques se encuentran interconectados y aislados empleando válvulas de control.



Figura 5.12. Porosímetro.

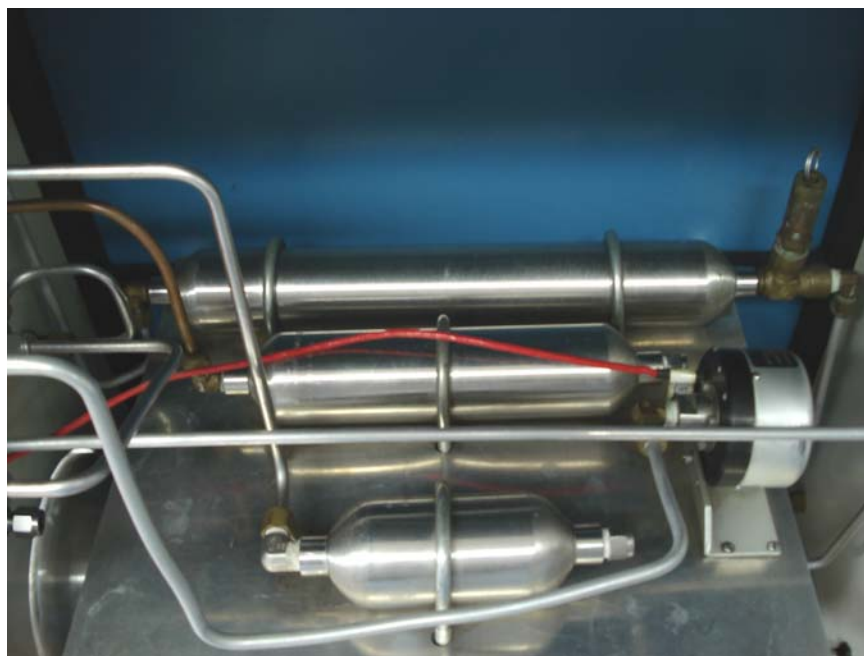


Figura 5.13. Tanques de acero Interconectados dentro del Porosímetro.

Con este equipo se calcula el volumen de sólidos del núcleo empleando la calibración del equipo para cada diámetro de núcleos.

Para llevar a cabo esta prueba, se realiza lo siguiente:

Se conecta el porosímetro a la toma de corriente y el tanque de helio con su respectivo regulador al porosímetro. Se introduce el núcleo en una camisa de aluminio de su mismo diámetro y con los cilindros se completa la longitud máxima de la camisa, identificando los cilindros empleados, después se introduce la muestra en la celda de prueba colocando su tapa correspondiente. A continuación se abre el tanque de helio y se regula una presión de $100 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$ en el mismo, se selecciona un volumen de referencia el cual por lo general es de $450 \text{ [cm}^3\text{]}$ y se incrementa la presión para este volumen en $90 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$ la cual se registra y la llamaremos P_1 (presión inicial).

Después de realizar lo anterior se expande el gas a la celda de prueba observando en la carátula del porosímetro la reducción de la presión en forma gradual, al transcurrir un

periodo de tiempo, la presión se estabiliza, a este valor la llamaremos presión final (P_2). Este valor también se registra.

Para cada una de las camisas de diferentes diámetros y sus respectivos cilindros, se obtienen curvas de calibración, estas se elaboran realizando lo descrito anteriormente en el porosímetro obteniendo los valores correspondientes de presión inicial y presión final pero solamente introduciendo los cilindros de aluminio uno por uno hasta llenar completamente la camisa. Las curvas de calibración son empleadas para calcular el volumen total de sólidos en las muestras, en las que se gráfica el cociente de las presiones obtenidas para cada cilindro (P_1/P_2) vs. Volumen de sólidos.

Ya calculado el cociente (P_1/P_2) para el núcleo en cuestión, por medio de las curvas de calibración obtendremos el volumen de sólidos en la celda. Al restar el volumen de los cilindros de relleno al volumen de sólidos en la celda obtenemos el volumen de sólidos en el núcleo. Al tener las dimensiones de cada núcleo, o sea el volumen de roca (V_r) debido a su forma cilíndrica, se puede determinar la porosidad total (Φ_T). Ya que al restar al volumen de roca el volumen de sólidos en el núcleo (V_s), obtengo el volumen de poros (V_p), y al dividir el volumen de poros entre el volumen de roca obtengo la porosidad total.

9) Cálculo de la Permeabilidad al Gas.

Se determina empleando como base la ecuación de Darcy para cada uno de los núcleos, la permeabilidad al gas en tres direcciones de flujo perpendiculares entre si, esto es, el flujo de gas circulará por el núcleo en forma vertical y en forma horizontal en dos direcciones. La primera horizontal (h_1) será en dirección paralela a las fracturas observadas en el núcleo y la segunda (h_2) será perpendicular a la primera. Para realizar esto, se emplean mallas, las cuales desvían el flujo de gas en forma vertical forzando al gas a entrar en forma horizontal en el núcleo. Esto se realiza para diferentes presiones de confinamiento y diferentes presiones de entrada con lo cual se obtiene un gasto, empleando además, la geometría del núcleo y la viscosidad del gas nitrógeno, generando resultados de permeabilidad al gas los cuales son corregidos por los efectos de deslizamiento y de alta velocidad.

A partir de los resultados obtenidos de permeabilidad para cada núcleo en sus tres direcciones, se determinan cuales son los más representativos, así como la dirección en la cual se obtuvo la mejor permeabilidad, por lo que estos núcleos son los seleccionados para realizar la prueba de compresibilidad.

10) Armado de la Muestra.

El siguiente paso es preparar el núcleo para realizar la prueba de compresibilidad.

El núcleo se cubre con una o dos mangas de vitón, silicón o neopreno para evitar que la muestra llegue a comunicarse con el aceite mineral el cual se encuentra entre la muestra y la celda, proporcionando la presión de confinamiento. Si en la prueba a realizarse el flujo pasa verticalmente por el núcleo, se colocarán en la parte superior e inferior 3 mallas de acero entretejidas de diferente grosor; si el flujo es horizontal, se colocaran mallas con lamina de acero diametralmente opuestas entre si, las cuales desviarán el flujo en forma vertical forzándolo a entrar horizontalmente en el núcleo.



Figura 5.14. Mallas empleadas para Flujo Horizontal y Flujo Vertical.

En el extremo de cada núcleo se colocan dispersores de flujo, los cuales están hechos de acero inoxidable y son del mismo diámetro de la muestra empleada, los dispersores deben ser colocados encima de las mallas, ya sea las empleadas para flujo vertical u horizontal. La

función de los dispersores es distribuir todo el flujo del fluido que se esta empleando por la cara principal de la muestra y proporcionar un sello entre el dispersor y la manga.



Figura 5.15. Dispersores de Flujo.

Se emplean dos conexiones, la primera es corta en forma de “S” la cual es conectada en un dispersor de flujo y en el lado negativo del tapón, la segunda conexión es un serpentín, el cual será conectado en el segundo dispersor de flujo y en el lado positivo del tapón.



Figura 5.16. Conexión Serpentin.



Figura 5.17. Conexión corta en forma de “S”.



Figura 5.18. Tapón de la Celda.

El tapón se emplea para que la muestra quede fija dentro de la celda a una cierta distancia sumergida dentro del aceite mineral y que se pueda llevar a cabo un sello para poder aumentar la presión de confinamiento sin ningún problema asegurando el tapón con su respectiva rosca.

Los dispersores son asegurados con fleje y grapas sobre la manga para evitar que el aceite mineral pueda entrar y comunicarse con el núcleo.



Figura 5.19. Muestra al concluir el Armado.

11) Probar a Fugas la Muestra.

Para verificar que el armado se realizó de forma correcta, en todas las conexiones así como en la unión de la manga y los dispersores de flujo se coloca espuma de jabón y se inyecta aire con poca presión por el lado negativo del tapón para verificar que no se tengan fugas antes de introducir la muestra a la celda de presión de confinamiento.

Se introduce la muestra armada a la celda de presión de confinamiento, verificar que el nivel de aceite cubra totalmente a la muestra, enseguida se coloca la rosca para aislar la muestra y asegurarla.



Figura 5.20. Rosca de la Celda de Presión de Confinamiento.

En la parte posterior del modulo de compresión, se encuentra un deposito de aceite mineral, el cual cuenta con una pequeña manguera para poder observar su nivel.

Verificar que todas las válvulas del módulo de compresión se encuentren en la posición correcta. Las válvulas de aislamiento deben permanecer siempre abiertas (V_2 y V_3), las válvulas de purga deben de estar cerradas (V_4 y V_5), al igual que la válvula de aire (V_1), además de conectar la manguera que proporciona el suministro de aire para activar la bomba neumática y de cerrar completamente el regulador de aire, todo esto para poder incrementar la presión de confinamiento.

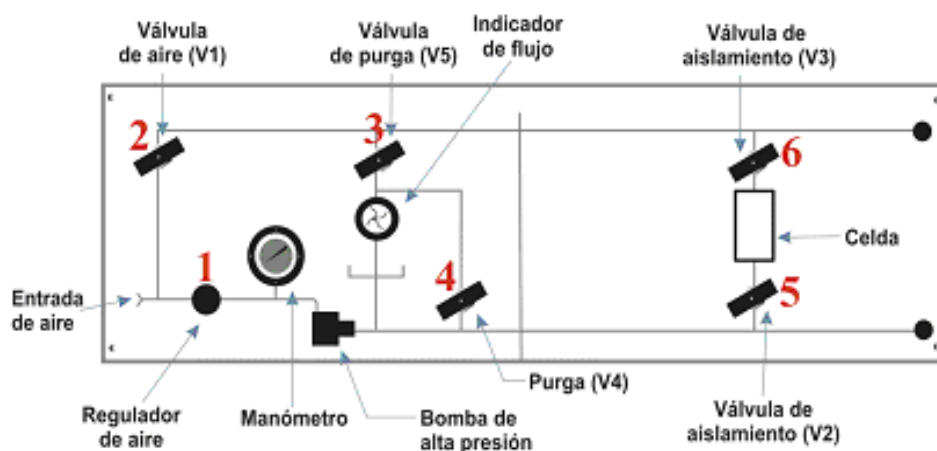


Figura 5.21. Diagrama del Módulo de Compresión de la Muestra.

Girando en el sentido de las manecillas del reloj la perilla del regulador de aire se incrementa la presión de confinamiento a 500 [lb/pg²], con lo cual se ejerce una presión uniforme en toda la muestra, realizado por medio de una bomba manejada con aire por una compresora inyectando pequeñas cantidades de aceite mineral en la celda, esto para corroborar que el aceite mineral no se introduzca a la muestra. Si la presión de confinamiento permanece constante por un periodo de tiempo de 5 a 10 minutos, significa que no hay invasión. En caso de existir comunicación, la presión de confinamiento disminuye y el aceite mineral comenzará a manifestarse por las conexiones del tapón. En este caso se debe sacar la muestra de la celda, desarmarla y meter el núcleo en un vaso con la mezcla alcohol-tolueno para lavarlo. Si no existe invasión, continuar con la prueba. Cabe mencionar que al aplicar la presión de confinamiento, se expulsa todo el aire que se encuentra entre el núcleo y la manga, quedando la manga totalmente adherida al núcleo. La presión de confinamiento se puede leer en un manómetro, el cual tiene un rango máximo de trabajo de 20,000 [lb/pg²]. También puede incrementarse la temperatura hasta 150 [°C] en la muestra a través de resistencias las cuales están colocadas en la celda para simular las condiciones de yacimiento.



Figura 5.22. Celda de Confinamiento.

12) Armado del Equipo para Realizar la Prueba.

A continuación se conecta el porosímetro al sistema de control de presión de confinamiento por medio de una línea de cobre al lado positivo del tapón, en el lado negativo del mismo tapón, se coloca una válvula de aguja la cual se emplea para purga del sistema.

Al porosímetro se conecta un tanque de gas helio por medio de una manguera flexible de alta presión, además se emplea un regulador de presión en la salida del tanque. Por último, se conecta el porosímetro a la toma de corriente.



Figura 5. 23. Armado del Equipo para Realizar la Prueba de Compresibilidad.



Figura 5.24. Vista lateral del Armado del Equipo para la Prueba de Compresibilidad.



Figura 5.25. Conexiones en la entrada y salida de la Muestra en el tapón de la Celda de Confinamiento.

13) Probar a Fugas las Conexiones.

Debido a que el sistema es demasiado sensible, si se presenta alguna fuga los resultados de las lecturas no serán los correctos. Por esta razón se simula una primera lectura de prueba para verificar que no exista ninguna fuga tanto en las líneas del porosímetro y sus válvulas, como en la línea de cobre que se conecta al tapón de la celda de la muestra.

5.2 PROCEDIMIENTO.

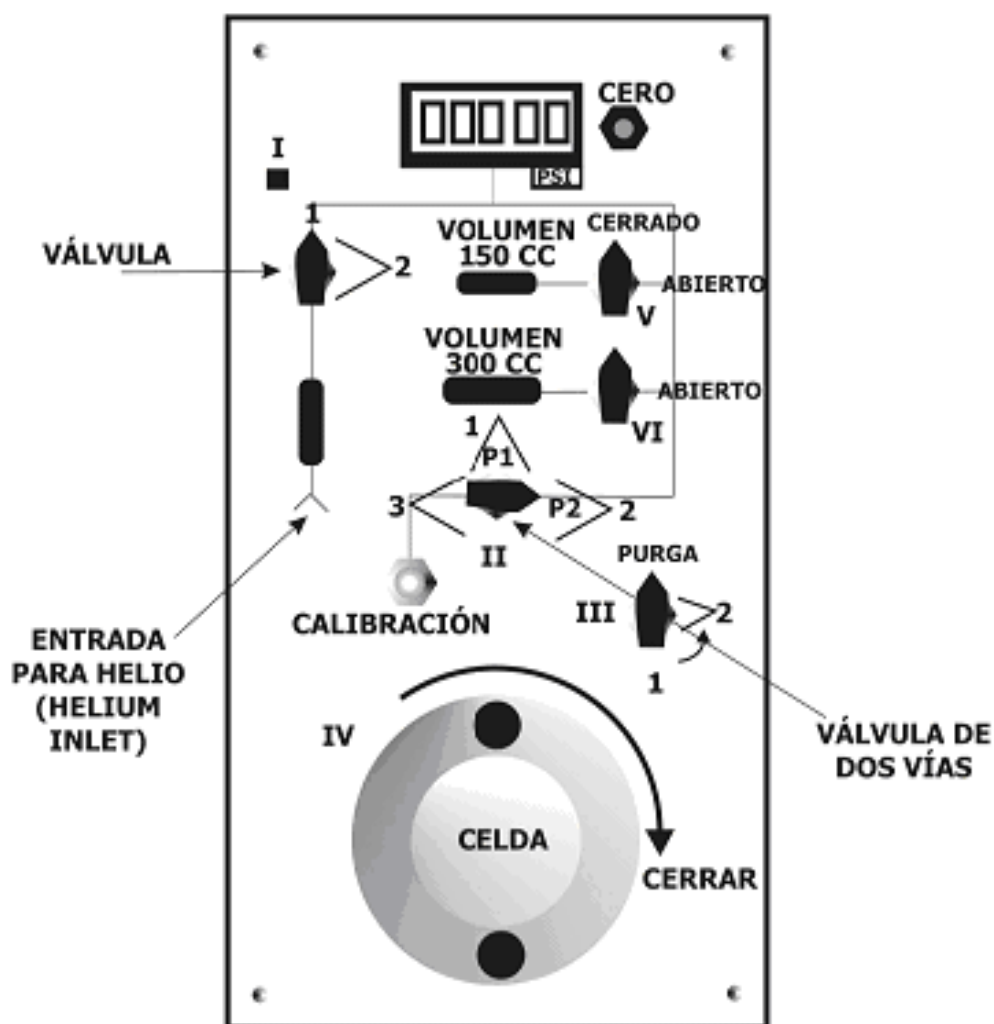


Figura 5.26. Diagrama del manejo de válvulas en el Porosímetro.

14) Inicio de la Prueba.

- a) Conectar el porosímetro a la toma de corriente y colocar cada una de las válvulas del mismo en la siguiente posición:

Válvula	Posición
I	2
II	1
III	1
V	Abierta
VI	Abierta

- b) Verificar que existan las 500 [lb/pg²] de presión de confinamiento.
- c) La válvula de aguja colocada en la salida del tapón debe cerrarse. La presión interna en el núcleo es la atmosférica, ya que la válvula de aguja conectada en la salida del tapón (lado negativo), se encontraba abierta antes de incrementar la presión de confinamiento en 500 [lb/pg²].
- d) Abrir el tanque de helio y con la perilla del regulador, dejar una presión entre 95 y 100 [lb/pg²]. El porosímetro cuenta con una válvula de seguridad que se activa cuando se sobrepasan las 100 [lb/pg²].
- e) Anotar la lectura inicial de la carátula del porosímetro o ponerla a cero con el botón que está a la derecha de la carátula.
- f) Girar la válvula I a la posición 1 para llenar el sistema de gas, el aumento de la presión se observará en la carátula del porosímetro, cuando se tengan 90 [lb/pg²], girar la válvula I a la posición 2. La presión de 90 [lb/pg²] debe de permanecer estable, en caso contrario se tienen fugas y habrá que corregirlas.
- g) Anotar la presión que marque la carátula, esta corresponde a P₁ (presión inicial).

- h) Girar la válvula II a la posición 3, en este momento el gas está invadiendo a la muestra (se expande) lo cual se observa en el manómetro digital del porosímetro al ir disminuyendo la presión inicial de 90 [lb/pg²] hasta llegar un momento en el cual el decremento de presión ya no es tan rápido, este valor se anota y lo llamaremos lectura cero que corresponderá a P₂ (presión final). Se seguirán tomando lecturas con intervalos de tiempo de un minuto hasta obtener una variación mínima o constante entre lectura y lectura. Ver la tabla siguiente:

P de Confinamiento [psi]	P₁ [psi]	P₂ [psi]	Tiempo [min]
500	90	58.25	Lectura Cero Cuando se Estabiliza
		58.20	1`
		58.18	2`
		58.17	3`
		58.16	4`
		58.15	5`
		58.15	6`

Si la variación entre lectura y lectura pasando el minuto de espera es mínima, se pueden tomar menos lecturas.

- i) El siguiente paso es purgar el gas contenido dentro de la muestra: cerrar válvulas V y VI para evitar liberar todo el gas contenido en los tanques de referencia, abrir la válvula de purga que se conectó en la salida del tapón; en la carátula del porosímetro se observará la disminución de la presión la cual debe de llegar al valor inicial al darle un tiempo de purga, 5 minutos como mínimo.
- j) Al concluir el tiempo de purga, colocar las válvulas en la siguiente posición:

Válvula	Posición
II	1 (P ₁)
V	Abierta
VI	Abierta

Al abrir las válvulas V y VI se libera el gas almacenado en los cilindros de 150 y 300 [cm³]. Con esta acción no se llegará a la presión inicial de 90 [lb/pg²] que requerimos, por lo que hay que regular girando la válvula I a la posición 1 para completar las 90 [lb/pg²].

- k) Se debe repetir este proceso tres veces para la presión de confinamiento de 500 [lb/pg²] desde el inciso a) para la colocación de las válvulas.
- l) Al concluir las últimas lecturas con una presión de confinamiento de 500 [lb/pg²], se purga el sistema dejando su respectivo tiempo de purga y se incrementa la presión de confinamiento a 1000 [lb/pg²].
- m) Se repite la misma operación hecha con la presión de confinamiento de 500 [lb/pg²] para la presión de confinamiento de 1000 [lb/pg²].
- n) Se deben de realizar lecturas para cada intervalo de presión de confinamiento, estos intervalos son: 500, 1000, 1500, 2000, 3000, 4000 y 5000 [lb/pg²].

En caso de que se llegara a romper la manga, se desconecta la línea de cobre que está conectada del porosímetro al tapón de la celda y se procede a sacar la muestra para meterla a lavar en la mezcla de alcohol con tolueno y posteriormente realizar la prueba.

15) Fin de la Prueba.

- a) Ya que se han terminado todas las lecturas necesarias, cerrar el tanque de helio, abrir la válvula de purga del tapón y purgar todo el sistema:

Válvula	Posición
III	2
V	Abierta
VI	Abierta
I	1

- b) Regresar las perillas del regulador de presión en el tanque de helio a su posición inicial.
- c) Desconectar el cable del porosímetro de la corriente.
- d) Purgar la presión de confinamiento lentamente.
- e) Sacar la muestra de la celda, desarmarla, lavar todo el equipo utilizado con la muestra y meter el núcleo al horno de vacío.

La prueba de compresibilidad a temperatura de yacimiento, se realiza de la misma forma, el único detalle es que al introducir la muestra en la celda de confinamiento, se incrementa la temperatura. Cuando la temperatura ha llegado al valor de prueba, se empiezan a tomar las lecturas correspondientes.

6.1 Obtención de la Compresibilidad a partir del Análisis de los Resultados.

En este capítulo se presentan varios ejemplos de la forma en la cual se obtienen los valores de la compresibilidad de la porosidad secundaria (fracturas, micro-fracturas, vórgulos, canales de disolución, etc.) y de la porosidad primaria (matriz de la roca) a partir del análisis de los resultados obtenidos en el desarrollo de la prueba.

Tomando en cuenta que un sistema de porosidad secundaria tiene permeabilidades notablemente mayores que un sistema de porosidad primaria, se deduce que la distribución de su espacio poroso tiene mayor continuidad de espacios libres para el flujo. Por consiguiente, al actuar la presión de confinamiento en incrementos sucesivos sobre el núcleo de roca el cual es considerado elástico, cada sistema de porosidad se opone a reducir su espacio libre de flujo de manera diferente, lo que causa que al medir su porosidad al núcleo, se obtengan varios comportamientos lineales, con un efecto predominante de cualquiera de los dos tipos de porosidad, primaria o secundaria.

Cuando la roca es naturalmente fracturada, el comportamiento del volumen poroso en función de la presión de confinamiento efectiva, define varias relaciones que se aproximan a ser lineales para los diferentes efectos predominantes, es decir, una para fracturas principales, una para fracturas secundarias y la última para la matriz, con intervalos de transición entre ellas. Estos comportamientos lineales se diferencian por el cambio de pendiente de uno a otro, correspondiendo el de mayor pendiente a las fracturas principales, la pendiente intermedia a las fracturas secundarias y la más pequeña a la matriz de la roca. Por lo tanto, en muestras de núcleos naturalmente fracturados se pueden definir uno o varios comportamientos lineales, dependiendo de las características del espacio poroso.

Para obtener los valores correspondientes de compresibilidad se procede de la siguiente manera:

En el capítulo 4, se desarrollaron las ecuaciones (4.17 y 4.37) empleadas para poder calcular el volumen de poros, ya sea a condiciones de laboratorio o a condiciones de yacimiento. De la prueba realizada en el laboratorio se obtuvieron dos presiones, una

presión inicial y una presión final para cada incremento de presión de confinamiento efectiva, repitiendo las lecturas dos o tres veces para cada intervalo de presión de confinamiento, como se mencionó en el capítulo 5; acto seguido, se obtiene la relación de presiones (P_1/P_2), el volumen de referencia empleado fue de 450 [cm³] y el volumen de las conexiones fue determinado previamente; con lo cual se calcula el volumen de poros para cada incremento de presión de confinamiento efectivo.

El volumen de roca se determina a partir de las dimensiones de cada muestra ($V_r = \pi d^2 L/4$), con este valor es posible determinar la porosidad efectiva si se divide el volumen de poros previamente calculado, entre el volumen de roca multiplicado por cien. Para determinar el volumen de poros a condiciones de yacimiento, se emplea la temperatura a la cual se están llevando a cabo las lecturas.

Los cálculos realizados se muestran en la tabla 6.1.

MUESTRA 1.

Diámetro de la muestra = 10 [cm]

Longitud de la muestra = 10.6 [cm]

$V_r = 832.524$ [cm³]

Temperatura = 22 [° C]

El volumen de poros y la porosidad efectiva se calcula de la siguiente manera:

$$V_p = \frac{P_1}{P_2} V_R - V_R - V_{tc} = \left(\frac{89.90}{70.95} (450) \right) - 450 - 15 = \mathbf{105.1902748 \text{ [cm}^3\text{]}}$$

$$\Phi = \left(\frac{V_p}{V_r} \right) (100) = \left(\frac{105.1902748}{832.524} \right) (100) = \mathbf{12.63510419 \text{ [\%]}}$$

P de conf.	P ₁	P ₂	P ₁ /P ₂	V _p [cm ³]	Porosidad (Φ)
[lb/pg ²]	[lb/pg ²]	[lb/pg ²]	[adimensional]	[@ C. Lab.]	[%]
500	89.90	70.95	1.267089500	105.1902748	12.63510419
500	90.00	70.96	1.268320180	105.7440812	12.70162556
500	90.03	71.01	1.267849599	105.5323194	12.67618944
1000	90.03	71.58	1.257753562	100.9891031	12.13047349
1000	90.00	71.55	1.257861635	101.0377358	12.13631509
1500	90.00	72.06	1.248959201	97.03164030	11.65511628
1500	90.00	72.06	1.248959201	97.03164030	11.65511628
2000	90.10	72.56	1.241730981	93.77894157	11.26441299
2000	90.15	72.56	1.242420066	94.08902977	11.30165974
3000	90.10	73.17	1.231378980	89.12054121	10.70486151
3000	90.11	73.18	1.231347363	89.10631320	10.70315249
4000	90.01	73.52	1.224292709	85.93171926	10.32183087
4000	90.00	73.51	1.224323221	85.94544960	10.32348012
5000	90.07	73.90	1.218809202	83.46414073	10.02543359
5000	90.07	73.88	1.219139145	83.61261505	10.04326783

FIGURA 6.1. Tabla de Valores de los Cálculos Efectuados para la Muestra 1.

A continuación, se grafican los valores obtenidos del volumen de poros contra la presión de confinamiento efectiva, y se trazan líneas de tendencia de acuerdo a los comportamientos de fractura y matriz (ver figura 6.2).

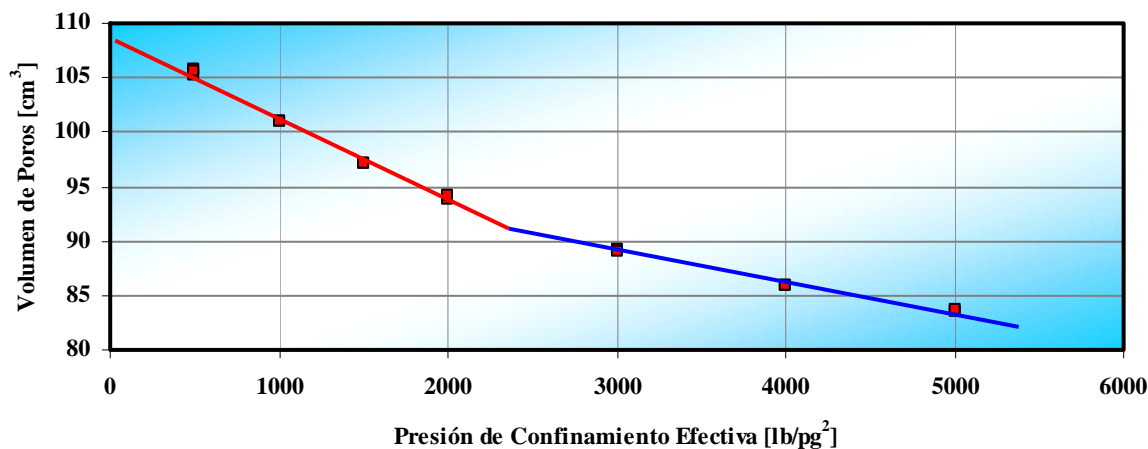


FIGURA 6.2. Gráfica del Comportamiento del Volumen de Poros para la Muestra 1.

La compresibilidad se obtiene a partir de cada una de las diferentes variaciones de los comportamientos observados en el volumen poroso.

En la figura 6.2 se pueden observar dos tendencias, la primera de pendiente mayor se interpreta como el comportamiento preferente de fractura principales y la compresibilidad se calcula empleando la siguiente ecuación:

$$C_{pc} = -\frac{1}{V_p} \left(\frac{dV_p}{dP_{eff}} \right) \dots (6.1)$$

Se calcula la pendiente de la recta $m = \left(\frac{dV_p}{dP_{eff}} \right)$ [$\text{cm}^3/\text{lb/pg}^2$], y se prolonga la recta hasta el eje “Y” para determinar el valor de la ordenada al origen, el cual es el valor del volumen de poros original (V_{p_0}).

De la primera tendencia en la gráfica 6.2 se obtienen los siguientes valores:

$$V_{p_0} = 108 \text{ [cm}^3\text{]}$$

$$V_{p_1} = 80 \text{ [cm}^3\text{]}$$

$$P_{c_0} = 0 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

$$P_{c_1} = 3700 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

$$m_1 = \left(\frac{dV_p}{dP_{eff}} \right) = \left(\frac{V_{p_1} - V_{p_0}}{P_{c_1} - P_{c_0}} \right) = \left(\frac{80 - 108}{3700 - 0} \right) = -0.007567568 \text{ [cm}^3/\text{lb/pg}^2\text{]}$$

Por consiguiente, la compresibilidad para esta primera tendencia es:

$$C_{pc} = -\frac{1}{V_{p_0}} \left(\frac{V_{p_1} - V_{p_0}}{P_{c_1} - P_{c_0}} \right) = -\frac{1}{108} \left(\frac{80 - 108}{3700 - 0} \right) = 0.0000700701 \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]^{-1}$$

$$C_{pc} = 70.0701 \times 10^{-6} \left[\frac{lb}{pg^2} \right]^{-1} \quad \text{Comportamiento Preferente de Fracturas Principales.}$$

Cuando la presión de confinamiento efectiva se incrementa de 2000 a 3000 [lb/pg²] el comportamiento cambia a una pendiente menor, el cual puede ser debido al cierre de fracturas principales y de garganta de poro (comportamiento preferente de fracturas secundarias o de matriz).

Para el comportamiento de la segunda tendencia se tiene lo siguiente:

La recta se lleva al origen para determinar el volumen de poros original, de la misma manera como se realizó con la primera tendencia, obteniendo los siguientes valores de la figura 6.2:

$$V_{p_0} = 97.5 \text{ [cm}^3\text{]}$$

$$V_{p_1} = 80 \text{ [cm}^3\text{]}$$

$$P_{c_0} = 0 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

$$P_{c_1} = 6100 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

$$m_2 = \left(\frac{dV_p}{dP_{eff}} \right) = \left(\frac{V_{p_1} - V_{p_0}}{P_{c_1} - P_{c_0}} \right) = \left(\frac{80 - 97.5}{6100 - 0} \right) = -0.002868852 \text{ [cm}^3\text{/lb/pg}^2\text{]}$$

Por lo tanto, el valor de la compresibilidad para la segunda tendencia es:

$$C_{pc} = -\frac{1}{V_{p_0}} \left(\frac{V_{p_1} - V_{p_0}}{P_{c_1} - P_{c_0}} \right) = -\frac{1}{97.5} \left(\frac{30 - 60}{4000 - 0} \right) = 0.0000294241 \left[\frac{lb}{pg^2} \right]^{-1}$$

$$C_{pc} = 29.4241 \times 10^{-6} \left[\frac{lb}{pg^2} \right]^{-1} \quad \text{Comportamiento Preferente de Fracturas Secundarias.}$$

Por medio de la prueba realizada, se puede también determinar la porosidad efectiva conforme aumenta la presión de confinamiento efectiva, mostrando así la siguiente gráfica.

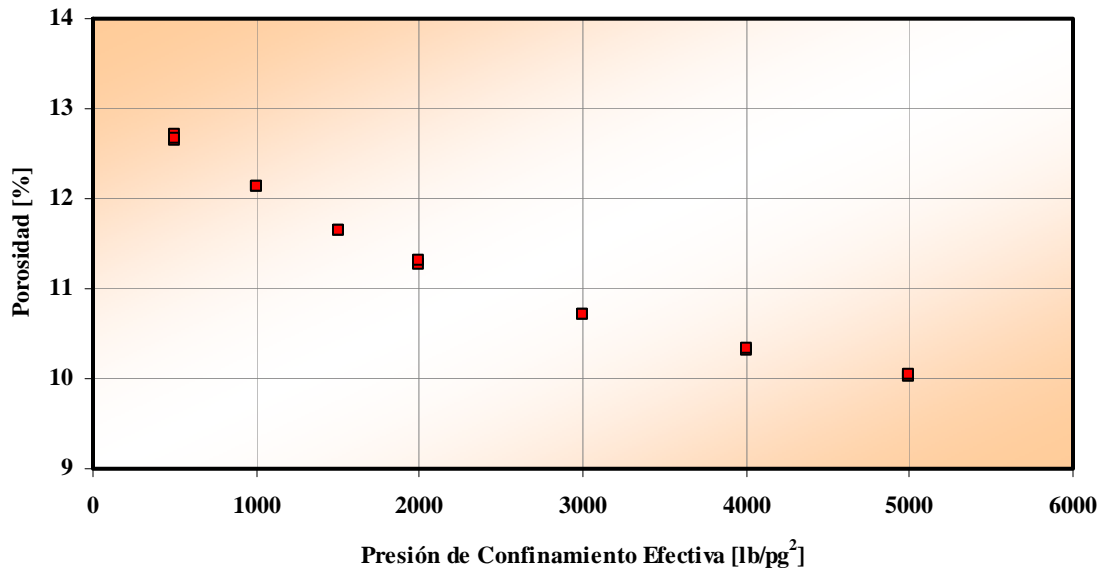


FIGURA 6.3. Gráfica del Comportamiento de la Porosidad para la Muestra 1.

A continuación se presentan cálculos de diferentes muestras, empleando el mismo desarrollo descrito anteriormente para determinar los valores de la compresibilidad tanto de la porosidad secundaria como de la porosidad primaria.

MUESTRA 2.

- Diámetro = 10.2 [cm]
- Longitud = 17.4 [cm]
- $V_r = 1421.80648 \text{ [cm}^3\text{]}$
- Temperatura = 21 [° C]

P de conf.	P ₁	P ₂	P ₁ /P ₂	V _p [cm ³]	Porosidad (Φ)
[lb/pg ²]	[lb/pg ²]	[lb/pg ²]	[adimensional]	[@ C. Lab.]	[%]
500	90.75	49.20	1.844512195	365.0304878	25.67371111
500	90.01	48.79	1.844807444	365.1633498	25.68305570
1000	90.50	49.23	1.838309974	362.2394881	25.47741156
1000	90.53	49.22	1.839292970	362.6818367	25.50852329
1500	90.03	49.17	1.830994509	358.9475290	25.24587800
1500	90.16	49.20	1.832520325	359.6341463	25.29416990
2000	90.46	49.54	1.825999193	356.6996367	25.08777686
2000	90.01	49.24	1.827985378	357.5934200	25.15063937
3000	90.09	49.60	1.816330645	352.3487903	24.78176852
3000	90.04	49.58	1.816054861	352.2246874	24.77303998
4000	90.30	50.00	1.806000000	347.7000000	24.45480488
4000	90.08	50.00	1.801600000	345.7200000	24.31554542
4000	90.00	50.10	1.796407186	343.3832335	24.15119348
4000	90.00	50.10	1.796407186	343.3832335	24.15119348
5000	90.11	50.42	1.787187624	339.2344308	23.85939549
5000	90.09	50.42	1.786790956	339.0559302	23.84684100

FIGURA 6.4. Tabla de Valores de los Cálculos Realizados para la Muestra 2.

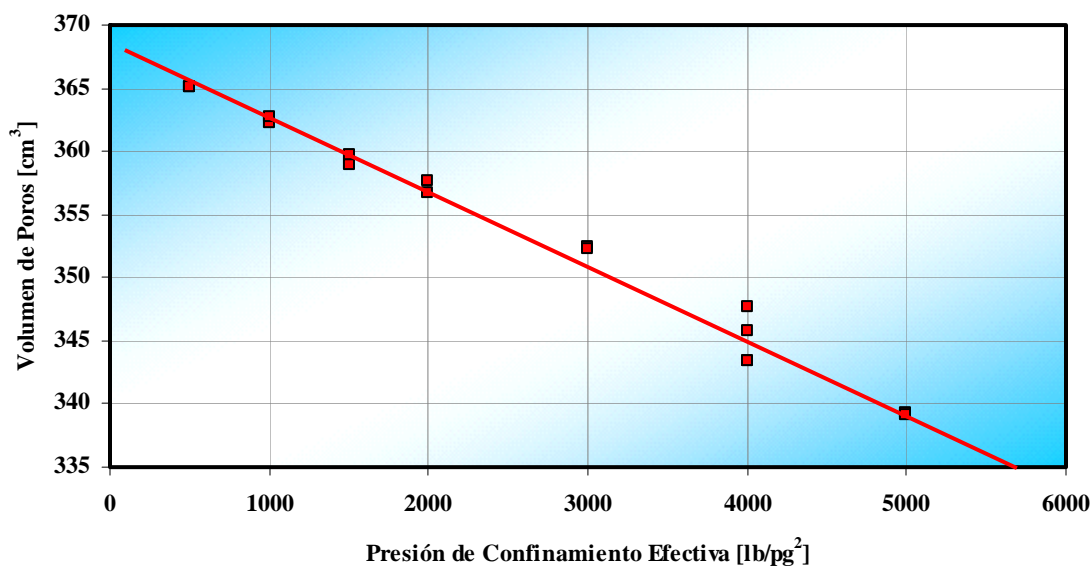


FIGURA 6.5. Gráfica del Comportamiento del Volumen de Poros para la Muestra 2.

Los datos que se obtienen de la figura 6.5 son los siguientes:

$$V_{p_0} = 368 \text{ [cm}^3\text{]}$$

$$m = -0.005892857 \text{ [cm}^3\text{/lb/pg}^2\text{]}$$

$$C_{pc} = 16.01 \times 10^{-6} \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]^{-1} \text{ Comportamiento Preferente de Fracturas Secundarias.}$$

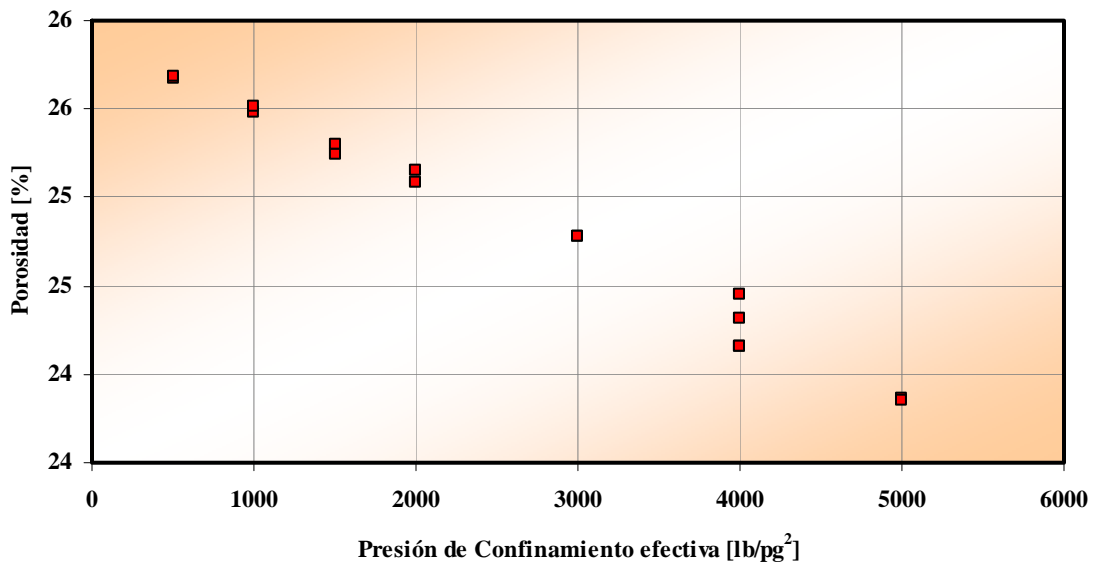


FIGURA 6.6. Gráfica del Comportamiento de la Porosidad para la Muestra 2.

MUESTRA 3.

Diámetro = 10.2 [cm]

Longitud = 17.4 [cm]

$V_r = 1421.80648 \text{ [cm}^3\text{]}$

Temperatura = 120 [° C]

P de conf.	P ₁	P ₂	P ₁ /P ₂	V _p [cm ³]	Porosidad (Φ)
[lb/pg ²]	[lb/pg ²]	[lb/pg ²]	[adimensional]	[@ C. Yac.]	[%]
500	90.24	54.60	1.652747253	357.2813187	25.12868833
500	90.11	54.62	1.649761992	355.4543391	25.00019127
500	90.15	54.73	1.647177051	353.8723552	24.88892550
1000	90.20	55.42	1.627571274	341.8736196	24.04501772
1000	90.12	55.41	1.626421224	341.1697888	23.99551514
1000	90.11	55.21	1.632131860	344.6646984	24.24132283
1000	90.08	55.28	1.629522431	343.0677279	24.12900301
1500	90.07	55.86	1.612423917	332.6034372	23.39301742
1500	90.00	55.90	1.610017889	331.1309481	23.28945276
2000	90.03	56.02	1.607104605	329.3480186	23.16405387
2000	90.03	56.00	1.607678571	329.6992857	23.18875956
3000	90.01	56.22	1.601031661	325.6313767	22.90265108
3000	90.00	56.18	1.601993592	326.2200783	22.94405626
4000	90.00	56.51	1.592638471	320.4947443	22.54137600
4000	90.00	56.44	1.594613749	321.7036145	22.62639954
5000	90.00	56.86	1.582835033	314.4950405	22.11939847
5000	90.02	56.86	1.583186775	314.7103060	22.13453876

FIGURA 6.7. Tabla de Valores de los Cálculos Realizados para la Muestra 3.

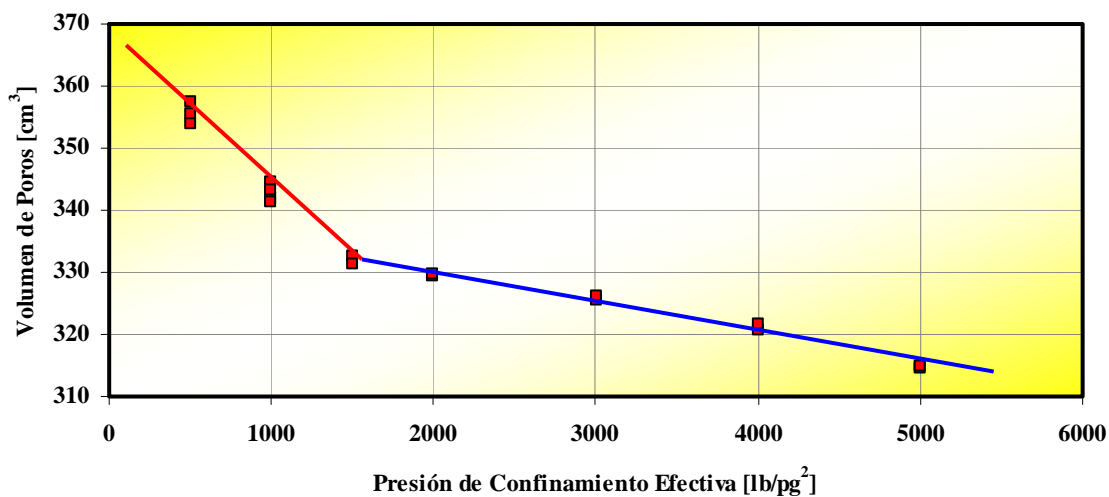


FIGURA 6.8. Gráfica del Comportamiento del Volumen de Poros para la Muestra 3.

Los valores que se obtienen de la figura 6.8 para el cálculo de las compresibilidades de los dos comportamientos son:

Fracturas Principales:

$$V_{p_0} = 368 \text{ [cm}^3\text{]}$$

$$m = -0.024 \text{ [cm}^3\text{/lb/pg}^2\text{]}$$

$$C_{pc} = 65.22 \times 10^{-6} \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]^{-1}$$

Fracturas Secundarias:

$$V_{p_0} = 339 \text{ [cm}^3\text{]}$$

$$m = -0.0045 \text{ [cm}^3\text{/lb/pg}^2\text{]}$$

$$C_{pc} = 13.27 \times 10^{-6} \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]^{-1}$$

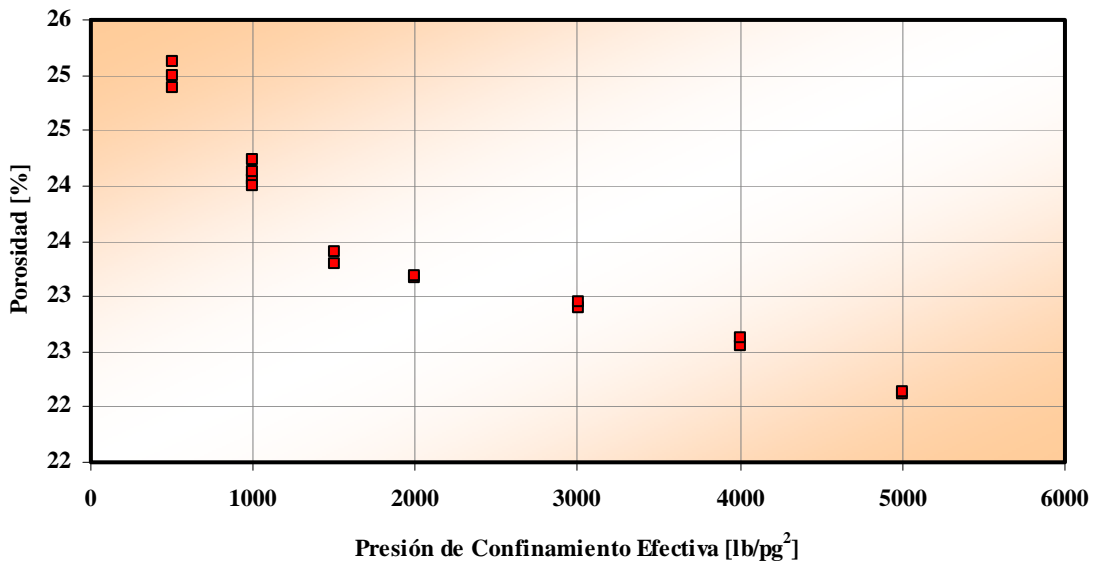


FIGURA 6.9. Gráfica del Comportamiento de la Porosidad para la Muestra 3.

MUESTRA 4.

Diámetro = 9.9 [cm]

Longitud = 13.1 [cm]

$V_r = 1008.39941$ [cm³]

Temperatura = 130 [° C]

$$V_p = \frac{T_y}{T} \left[\frac{P_1}{P_2} V_R - V_R - V_{ic} \right] = \left[\frac{130 + 273}{23 + 273} \right] \left[\left(\frac{90.00}{75.65} (450) \right) - 450 - 15 \right] = 95.79447714 \text{ [cm}^3\text{]}$$

$$\Phi = \left(\frac{V_p}{V_r} \right) (100) = \left(\frac{95.79447714}{1008.39941} \right) (100) = 9.499656232 \text{ [%]}$$

P de conf.	P₁	P₂	P₁/P₂	V_p [cm³]	Porosidad (Φ)
[lb/pg²]	[lb/pg²]	[lb/pg²]	[adimensional]	[@ C. Yac.]	[%]
500	90.00	75.65	1.189689359	95.79447714	9.499656232
500	90.12	75.94	1.186726363	93.97914161	9.319634751
1000	90.10	76.38	1.179628175	89.63030244	8.888373176
1000	89.15	75.65	1.178453404	88.91055671	8.816998111
1500	90.03	76.89	1.170893484	84.27882892	8.357683305
1500	90.07	76.99	1.169892194	83.66536941	8.296848331
2000	90.02	77.39	1.163199380	79.56489027	7.890215889
2000	90.03	77.32	1.164381790	80.28931625	7.962055081
3000	90.02	77.35	1.163800905	79.93342607	7.926762500
3000	90.03	77.72	1.158389089	76.61777465	7.597959111
4000	90.08	78.00	1.154871795	74.46283784	7.384260373
4000	90.08	78.11	1.153245423	73.46641042	7.285447599
4000	90.05	78.14	1.152418736	72.95992467	7.235220899
5000	89.98	78.47	1.146680260	69.44413901	6.886570787
5000	90.03	78.48	1.147171254	69.74495568	6.916401891
5000	90.12	78.56	1.147148676	69.73112305	6.915030150

FIGURA 6.10. Tabla de Valores de los Cálculos Realizados para la Muestra 4.

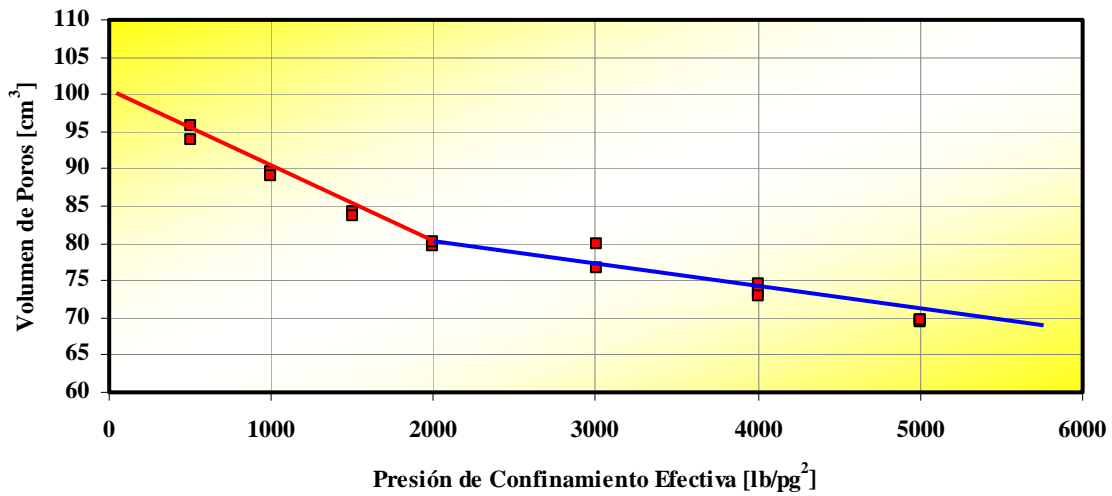


FIGURA 6.11. Gráfica del Comportamiento del Volumen de Poros para la Muestra 4.

Los valores que se obtienen de la figura 6.11 para el cálculo de las compresibilidades de los dos comportamientos son:

Fracturas Principales:

$$V_{p_0} = 100 \text{ [cm}^3\text{]}$$

$$m = -0.010040 \text{ [cm}^3\text{/lb/pg}^2\text{]}$$

$$C_{pc} = 100.40 \times 10^{-6} \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]^{-1}$$

Fracturas Secundarias:

$$V_{p_0} = 85.50 \text{ [cm}^3\text{]}$$

$$m = -0.002950 \text{ [cm}^3\text{/lb/pg}^2\text{]}$$

$$C_{pc} = 34.50 \times 10^{-6} \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]^{-1}$$

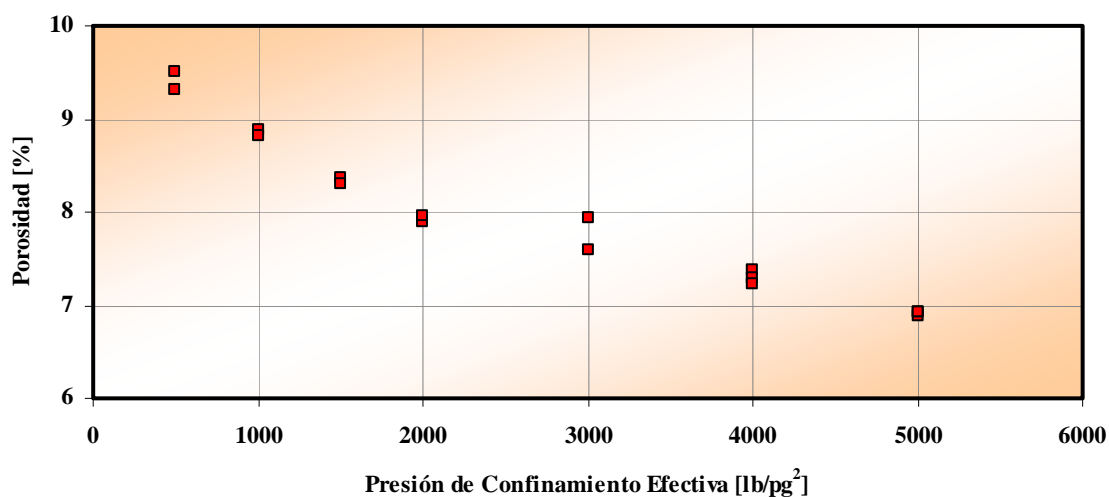


FIGURA 6.12. Gráfica del Comportamiento de la Porosidad para la Muestra 4.

MUESTRA 5.

Diámetro = 10.1 [cm]

Longitud = 17.6 [cm]

V_r = 1410.08831 [cm³]

Temperatura = 23 [° C]

P de conf.	P₁	P₂	P₁/P₂	V_p [cm³]	Porosidad (Φ)
[lb/pg²]	[lb/pg²]	[lb/pg²]	[adimensional]	[@ C. Lab.]	[%]
500	90.09	68.04	1.324074074	130.8333333	9.278378692
500	90.03	68.09	1.32222059	129.9992657	9.219228662
1000	90.07	68.18	1.321061895	129.4778527	9.182251338
1000	90.00	68.15	1.320616288	129.2773294	9.168030716
1500	90.00	68.35	1.316752012	127.5384053	9.044710486
1500	90.00	68.33	1.317137421	127.7118396	9.057010023
2000	90.09	68.53	1.314606742	126.5730337	8.976248705
2000	90.13	68.58	1.314231554	126.4041995	8.964275396
3000	90.10	68.62	1.313028272	125.8627222	8.925875160
3000	90.05	68.63	1.312108407	125.4487833	8.896519630
4000	90.15	68.75	1.311272727	125.0727273	8.869850658
4000	90.12	68.73	1.311217809	125.0480140	8.868098051
5000	90.02	68.74	1.309572301	124.3075356	8.815585146
5000	90.10	68.83	1.309022229	124.0600029	8.798030733

FIGURA 6.13. Tabla de Valores de los Cálculos Realizados para la Muestra 5.

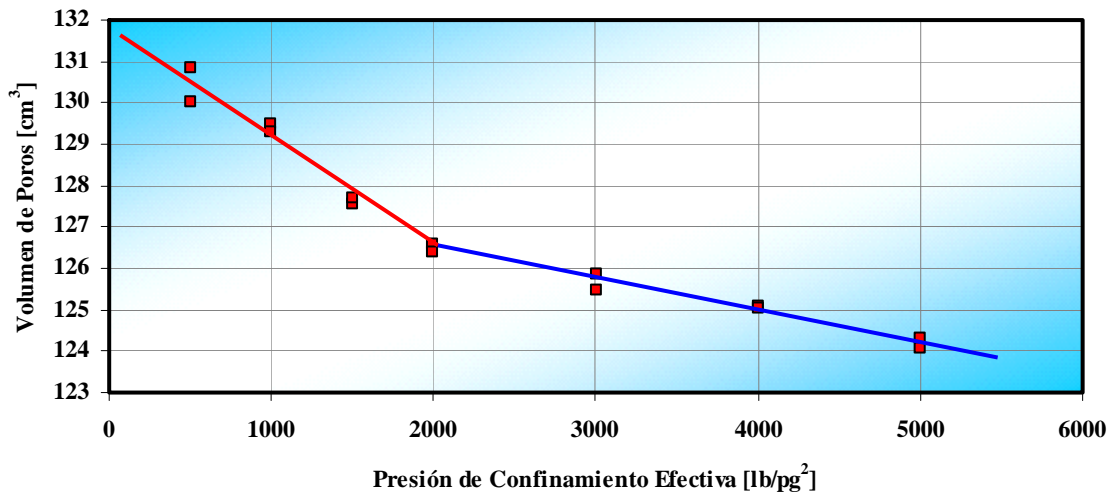


FIGURA 6.14. Gráfica del Comportamiento del Volumen de Poros para la Muestra 5.

En esta muestra también se observan dos comportamientos y los datos para el cálculo de la compresibilidad son los siguientes:

Fracturas Secundarias:

$$V_{p_o} = 131.6 \text{ [cm}^3\text{]}$$

$$m = -0.002646 \text{ [cm}^3\text{/lb/pg}^2\text{]}$$

$$C_{pc} = 20.11 \times 10^{-6} \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]^{-1}$$

Matriz:

$$V_{p_o} = 127.75 \text{ [cm}^3\text{]}$$

$$m = -0.000768 \text{ [cm}^3\text{/lb/pg}^2\text{]}$$

$$C_{pc} = 6.01 \times 10^{-6} \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]^{-1}$$

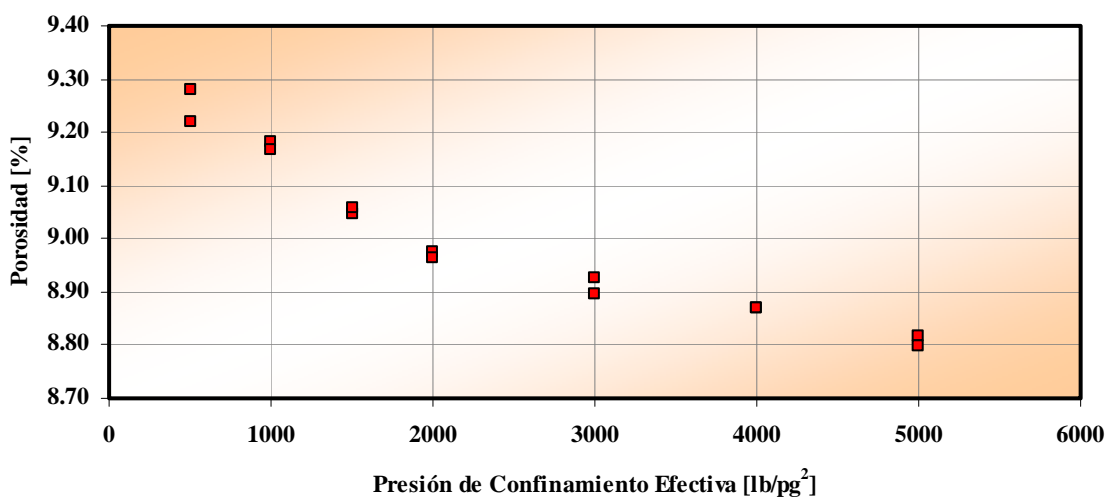


FIGURA 6.15. Gráfica del Comportamiento de la Porosidad para la Muestra 5.

MUESTRA 6.

Diámetro = 10 [cm]

Longitud = 12 [cm]

$V_r = 942.48 \text{ [cm}^3\text{]}$

Temperatura = 23 [° C]

P de conf.	P₁	P₂	P₁/P₂	V_p [cm³]	Porosidad (Φ)
[lb/pg²]	[lb/pg²]	[lb/pg²]	[adimensional]	[@ C. Lab.]	[%]
500	90.03	73.18	1.230254168	88.61437551	9.402255275
500	90.01	73.18	1.229980869	88.49139109	9.389206253
1000	90.02	73.38	1.226764786	87.04415372	9.235649958
1000	90.00	73.35	1.226993865	87.14723926	9.246587648
1500	90.00	73.49	1.224656416	86.09538713	9.134982931
1500	90.00	73.50	1.224489796	86.02040816	9.127027434
2000	90.01	73.63	1.222463670	85.10865136	9.030287260
2000	90.05	73.70	1.221845319	84.83039349	9.000763251
3000	90.05	73.85	1.219363575	83.71360867	8.882268978
3000	90.00	73.76	1.220173536	84.07809111	8.920941676
4000	90.01	73.94	1.217338382	82.80227211	8.785573393
4000	90.05	73.98	1.217220871	82.74939173	8.779962623
5000	90.00	74.03	1.215723355	82.07550993	8.708461710
5000	90.09	74.17	1.214642039	81.58891735	8.656832755

FIGURA 6.16. Tabla de Valores de los Cálculos Realizados para la Muestra 6.

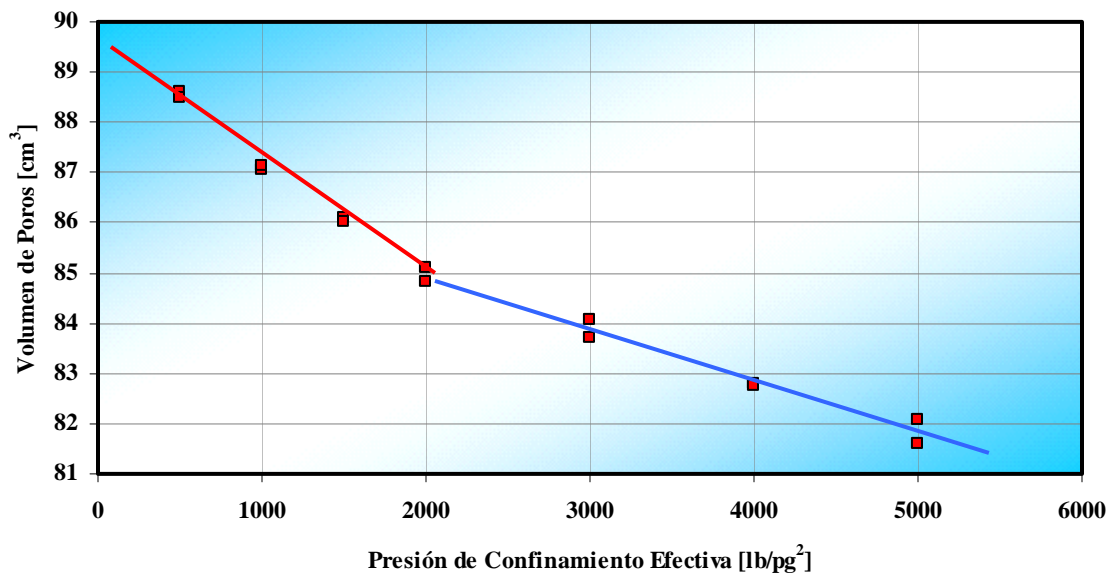


FIGURA 6.17. Gráfica del Comportamiento del Volumen de Poros para la Muestra 6.

En este caso la muestra presenta dos comportamientos y los datos para el cálculo de la compresibilidad son los siguientes:

Fracturas Secundarias:

$$V_{p_0} = 89.5 \text{ [cm}^3\text{]}$$

$$m = -0.002333 \text{ [cm}^3\text{/lb/pg}^2\text{]}$$

$$C_{pc} = 26.07 \times 10^{-6} \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]^{-1}$$

Matriz:

$$V_{p_0} = 86.8 \text{ [cm}^3\text{]}$$

$$m = -0.001000 \text{ [cm}^3\text{/lb/pg}^2\text{]}$$

$$C_{pc} = 11.52 \times 10^{-6} \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]^{-1}$$

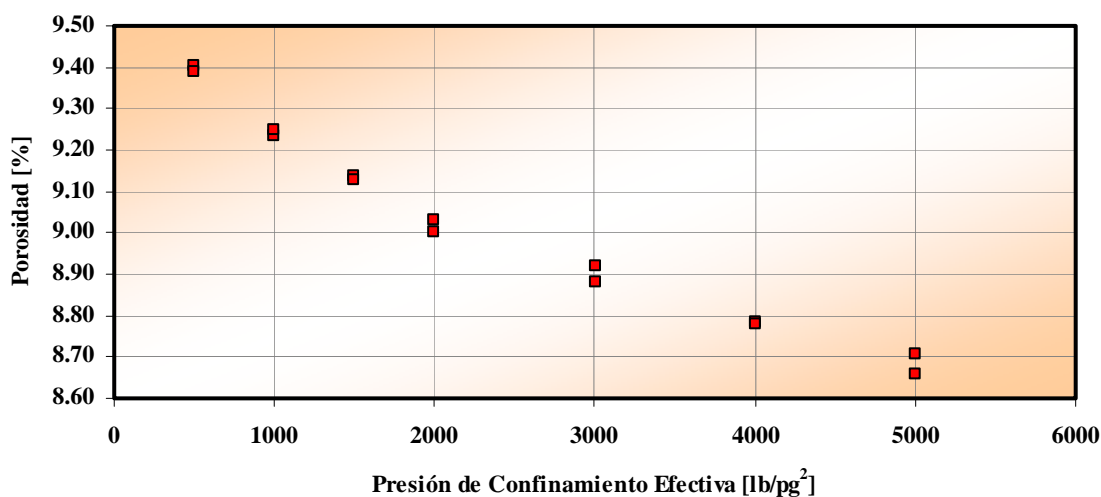


FIGURA 6.18. Gráfica del Comportamiento de la Porosidad para la Muestra 6.

MUESTRA 7.

Diámetro = 8.8 [cm]
 Longitud = 14.5 [cm]
 $V_r = 881.909952$ [cm³]
 Temperatura = 21 [° C]

P de conf.	P₁	P₂	P₁/P₂	V_p [cm³]	Porosidad (Φ)
[lb/pg ²]	[lb/pg ²]	[lb/pg ²]	[adimensional]	[@ C. Lab.]	[%]
500	90.03	84.85	1.061048910	12.47200943	1.414204409
500	90.02	84.86	1.060806033	12.36271506	1.401811492
1000	90.00	85.13	1.057206625	10.74298132	1.218149461
1000	90.05	85.20	1.056924883	10.61619718	1.203773374
1500	90.02	85.50	1.052865497	8.78947368	0.996640719
1500	90.08	85.19	1.057401103	10.83049654	1.228072834
2000	90.16	85.63	1.052902020	8.80590914	0.998504340
2000	90.08	85.71	1.050985883	7.94364718	0.900732231
3000	90.07	85.88	1.048789008	6.95505356	0.788635342
3000	90.15	86.09	1.047159949	6.22197700	0.705511599
4000	90.09	86.32	1.043674699	4.65361446	0.527674560
4000	90.02	86.30	1.043105446	4.39745075	0.498628090

FIGURA 6.19. Tabla de Valores de los Cálculos Realizados para la Muestra 7.

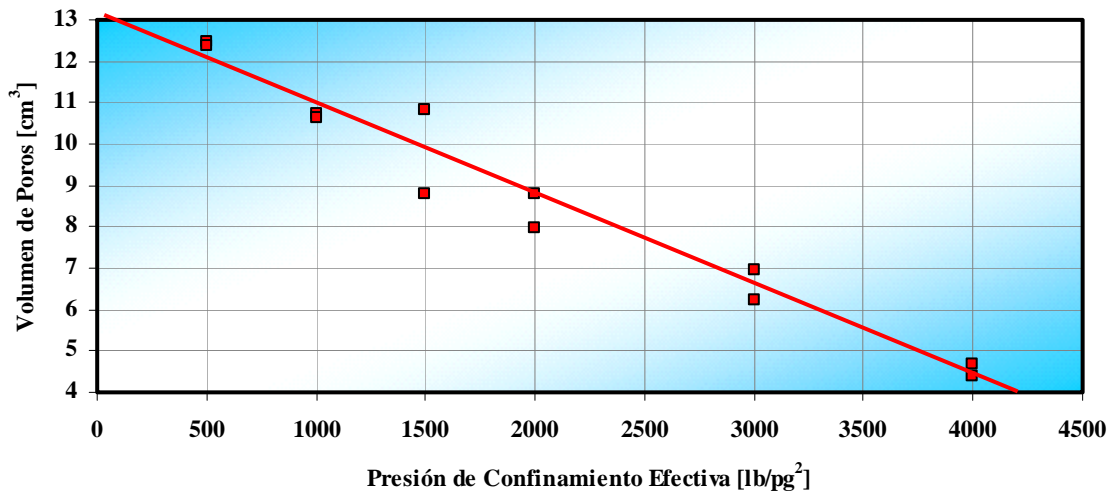


FIGURA 6.20. Gráfica del Comportamiento del Volumen de Poros para la Muestra 7.

Los datos que se obtienen de la figura 6.20 son los siguientes:

$$V_{p_0} = 13 \text{ [cm}^3\text{]}$$

$$m = -0.001833 \text{ [cm}^3\text{/lb/pg}^2\text{]}$$

$$C_{pc} = 141.03 \times 10^{-6} \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]^{-1} \text{ Comportamiento Preferente de Fracturas Principales.}$$

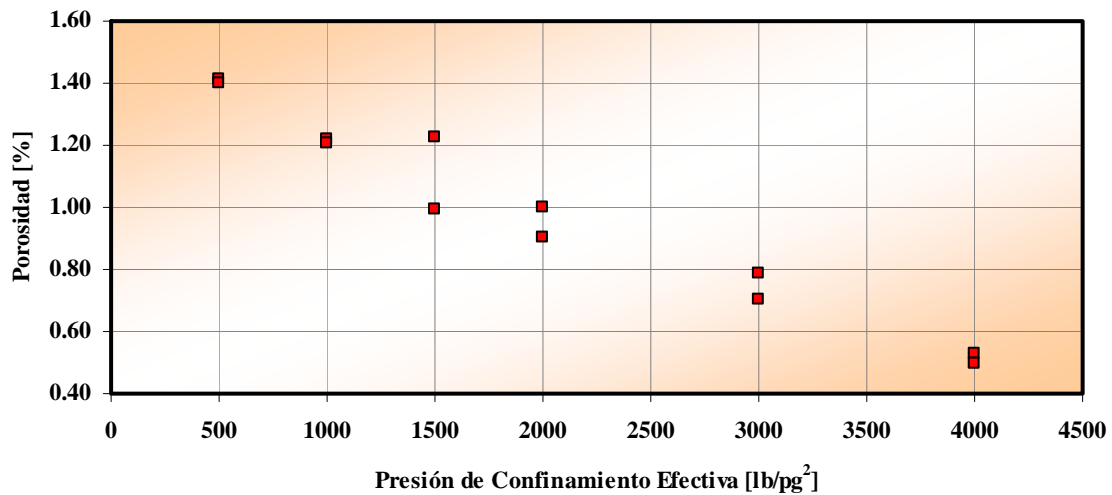


FIGURA 6.21. Gráfica del Comportamiento de la Porosidad para la Muestra 7.

MUESTRA 8.

Diámetro = 8.8 [cm]

Longitud = 13.5 [cm]

$V_r = 821.088576$ [cm³]

Temperatura = 21 [° C]

P de conf.	P ₁	P ₂	P ₁ /P ₂	V _p [cm ³]	Porosidad (Φ)
[lb/pg ²]	[lb/pg ²]	[lb/pg ²]	[adimensional]	[@ C. Lab.]	[%]
500	90.17	76.69	1.175772591	64.09766593	7.806425251
500	90.09	76.71	1.174423152	63.49041846	7.732468861
1000	90.10	76.74	1.174094345	63.34245504	7.714448464
1000	90.11	77.03	1.169803972	61.41178762	7.479313366
1500	90.02	77.15	1.166817887	60.06804925	7.315660090
1500	90.03	77.10	1.167704280	60.46692607	7.364239113
2000	90.06	77.32	1.164769788	59.14640455	7.203413405
2000	90.00	77.27	1.164746991	59.13614598	7.202164019
3000	90.05	77.45	1.162685604	58.20852163	7.089189075
3000	90.08	77.58	1.161124001	57.50580046	7.003604988
4000	90.03	77.72	1.158389089	56.27509007	6.853717335
4000	90.00	77.80	1.156812339	55.56555270	6.767303105
5000	90.06	78.03	1.154171473	54.37716263	6.622569625
5000	90.05	78.21	1.151387291	53.12428078	6.469981721

FIGURA 6.22. Tabla de Valores de los Cálculos Realizados para la Muestra 8.

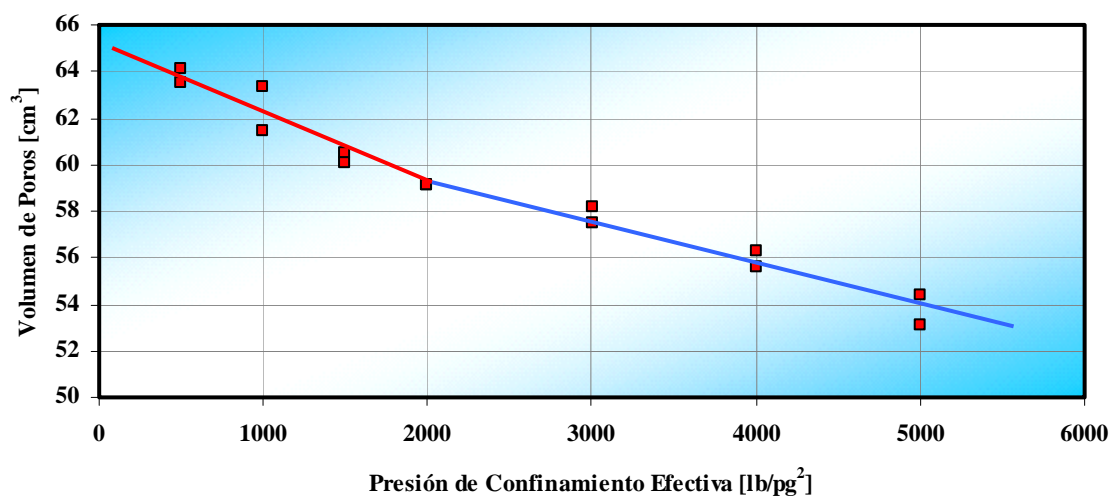


FIGURA 6.23. Gráfica del Comportamiento del Volumen de Poros para la Muestra 8.

En esta muestra se observan dos comportamientos y los datos para el cálculo de la compresibilidad son los siguientes:

Fracturas Principales:

$$V_{p_0} = 65.2 \text{ [cm}^3\text{]}$$

$$m = -0.002625 \text{ [cm}^3\text{/lb/pg}^2\text{]}$$

$$C_{pc} = 50.61 \times 10^{-6} \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]^{-1}$$

Fracturas Secundarias:

$$V_{p_0} = 62.6 \text{ [cm}^3\text{]}$$

$$m = -0.00179661 \text{ [cm}^3\text{/lb/pg}^2\text{]}$$

$$C_{pc} = 28.70 \times 10^{-6} \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]^{-1}$$

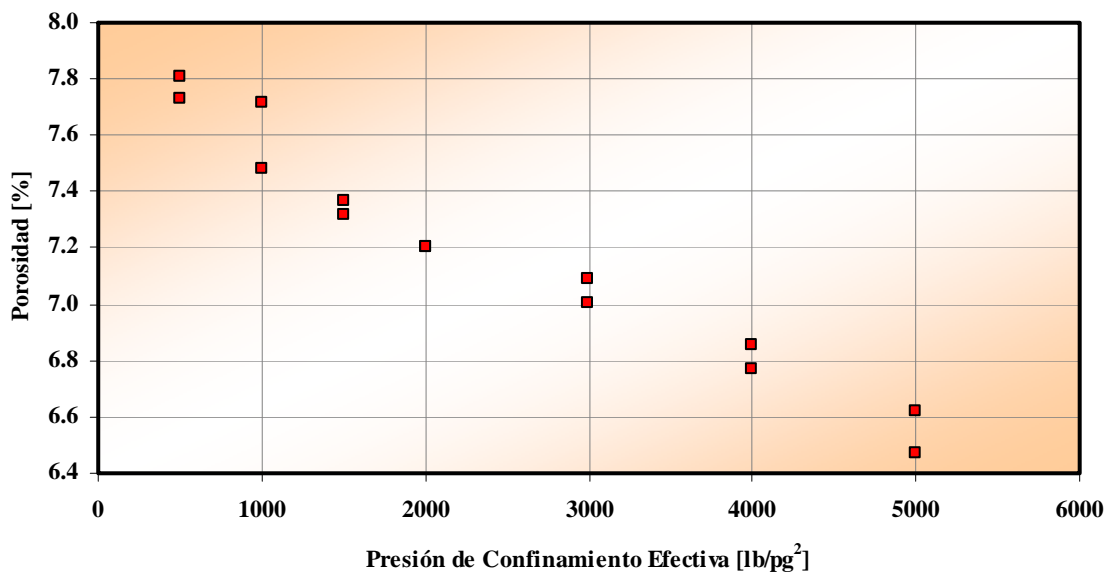


FIGURA 6.24. Gráfica del Comportamiento de la Porosidad para la Muestra 8.

MUESTRA 9.

Diámetro = 10 [cm]

Longitud = 5.1 [cm]

$V_r = 400.554$ [cm³]

Temperatura = 21 [° C]

P de conf.	P₁	P₂	P₁/P₂	V_p [cm³]	Porosidad (Φ)
[lb/pg ²]	[lb/pg ²]	[lb/pg ²]	[adimensional]	[@ C. Lab.]	[%]
500	90.04	74.24	1.212823276	80.77047414	20.16469044
500	90.08	74.29	1.21254543	80.64544353	20.13347602
500	90.05	74.36	1.211000538	79.95024207	19.95991603
1000	90.07	74.66	1.206402357	77.88106081	19.44333618
1000	90.01	74.63	1.206083344	77.73750502	19.40749687
1000	90.03	74.65	1.206028131	77.71265908	19.40129398
1500	90.03	74.98	1.200720192	75.32408642	18.80497671
1500	90.01	75.00	1.200133333	75.06000000	18.73904642
1500	90.05	75.09	1.199227594	74.65241710	18.63729163
2000	90.09	75.37	1.195303171	72.88642696	18.19640472
2000	90.05	75.48	1.193031267	71.86406995	17.94116897
2000	90.10	75.53	1.192903482	71.80656693	17.92681310

FIGURA 6.25. Tabla de Valores de los Cálculos Realizados para la Muestra 9.

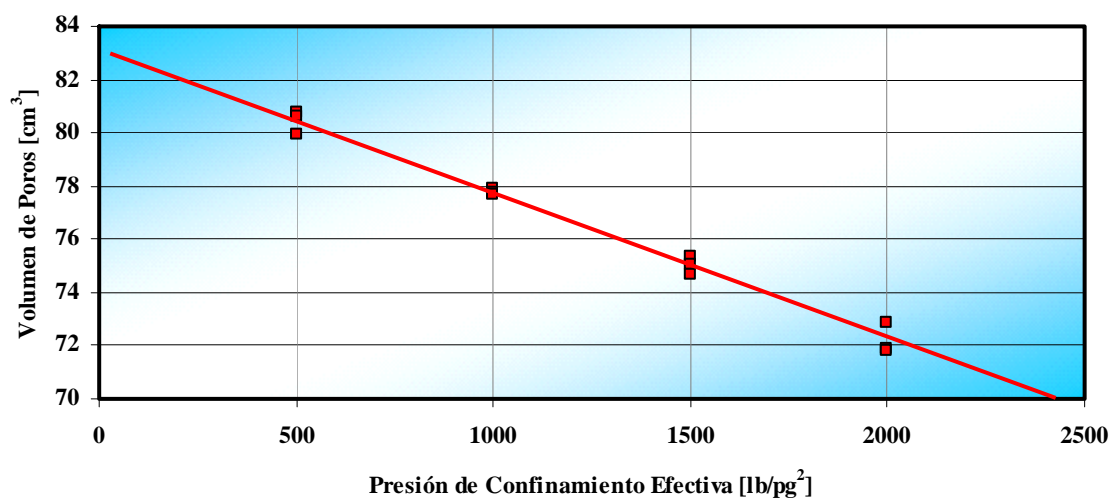


FIGURA 6.26. Gráfica del Comportamiento del Volumen de Poros para la Muestra 9.

Los datos que se obtienen de la figura 6.26 son los siguientes:

$$V_{p_0} = 83 \text{ [cm}^3\text{]}$$

$$m = -0.004830 \text{ [cm}^3\text{/lb/pg}^2\text{]}$$

$$C_{pc} = 58.19 \times 10^{-6} \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]^{-1} \text{ Comportamiento Preferente de Fracturas Principales.}$$

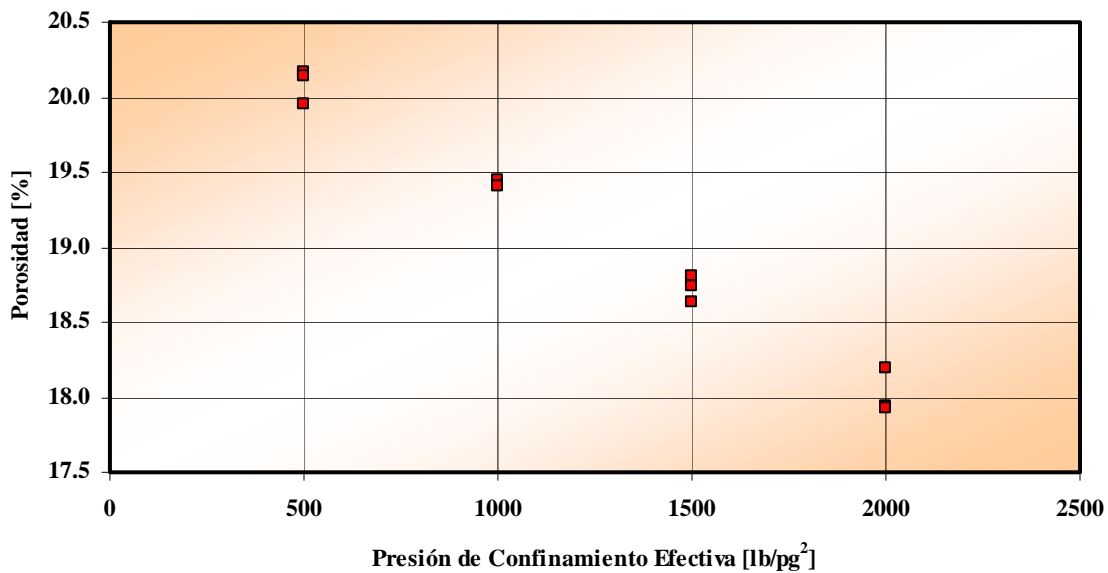


FIGURA 6.27. Gráfica del Comportamiento de la Porosidad para la Muestra 9.

MUESTRA 10.

Diámetro = 8.8 [cm]

Longitud = 16.9 [cm]

$V_r = 1027.88125 \text{ [cm}^3\text{]}$

Temperatura = 21 [° C]

P de conf.	P ₁	P ₂	P ₁ /P ₂	V _p [cm ³]	Porosidad (Φ)
[lb/pg ²]	[lb/pg ²]	[lb/pg ²]	[adimensional]	[@ C. Lab.]	[%]
500	90.06	78.63	1.145364365	50.41396414	4.904648657
500	90.06	78.60	1.145801527	50.61068702	4.923787335
1000	90.02	79.00	1.139493671	47.77215190	4.647633342
1000	90.04	79.14	1.137730604	46.97877180	4.570447374
1500	90.04	79.60	1.131155779	44.02010050	4.282605633
1500	90.01	79.65	1.130069052	43.53107345	4.235029412
2000	90.10	80.07	1.125265393	41.36942675	4.024728204
2000	90.04	80.19	1.122833271	40.27497194	3.918251429
3000	90.02	80.38	1.119930331	38.96864892	3.791162525
3000	90.15	80.56	1.119041708	38.56876862	3.752259169
4000	90.07	80.83	1.114313992	36.44129655	3.545282725
4000	90.09	80.96	1.112771739	35.74728261	3.477763842
5000	90.03	81.35	1.106699447	33.01475108	3.211922674
5000	90.02	81.35	1.106576521	32.95943454	3.206541067

FIGURA 6.28. Tabla de Valores de los Cálculos Realizados para la Muestra 10.

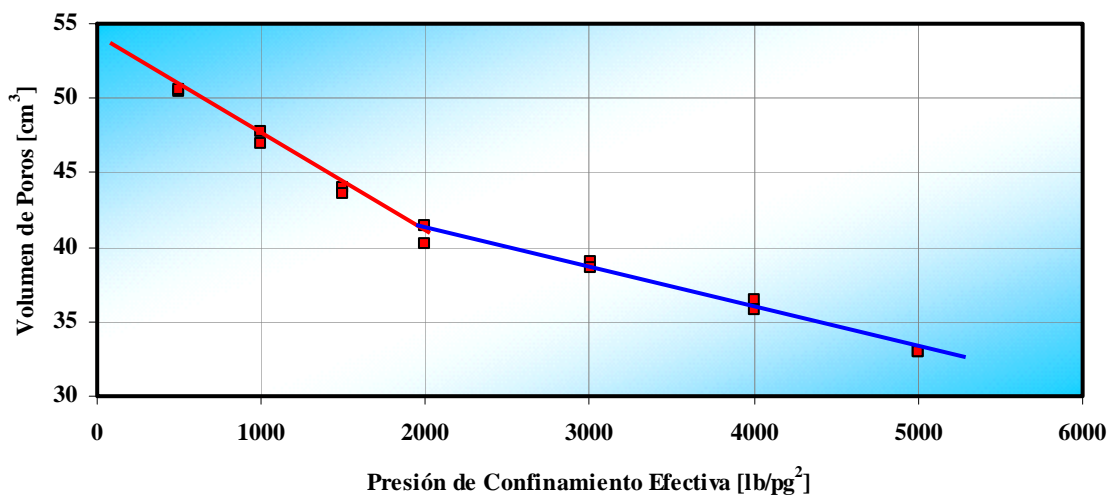


FIGURA 6.29. Gráfica del Comportamiento del Volumen de Poros para la Muestra 10.

En esta muestra se observan dos comportamientos y los datos para el cálculo de la compresibilidad son los siguientes:

Fracturas Principales:

$$V_{p_0} = 54 \text{ [cm}^3\text{]}$$

$$m = -0.006800 \text{ [cm}^3\text{/lb/pg}^2\text{]}$$

$$C_{pc} = 125.93 \times 10^{-6} \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]^{-1}$$

Fracturas Secundarias:

$$V_{p_0} = 45.8 \text{ [cm}^3\text{]}$$

$$m = -0.00242750 \text{ [cm}^3\text{/lb/pg}^2\text{]}$$

$$C_{pc} = 53 \times 10^{-6} \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]^{-1}$$

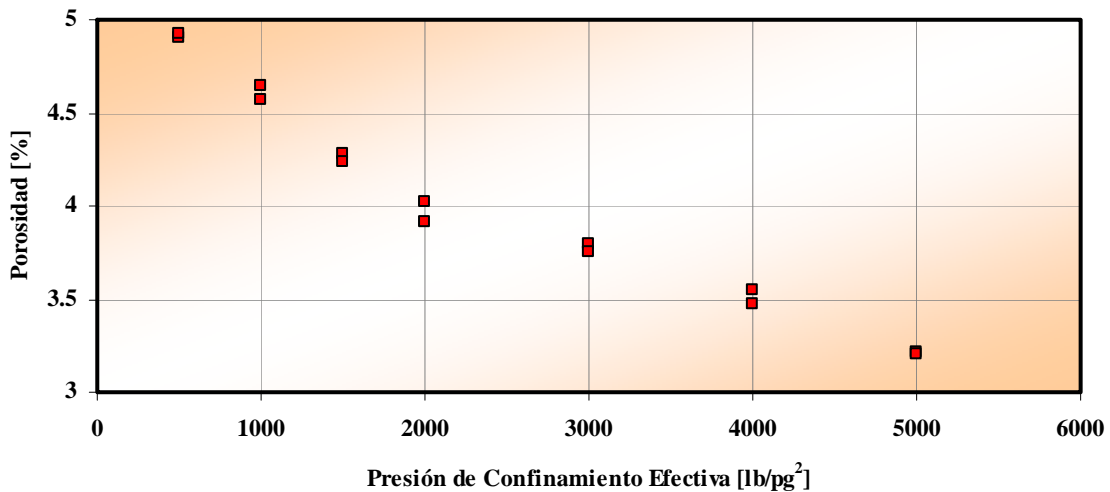


FIGURA 6.30. Gráfica del Comportamiento de la Porosidad para la Muestra 10.

MUESTRA 11.

Diámetro = 6.459 [cm]

Longitud = 14.045 [cm]

$V_r = 460.19639$ [cm³]

Temperatura = 24 [° C]

P de conf.	P₁	P₂	P₁/P₂	V_p [cm³]	Porosidad(Φ)
[lb/pg²]	[lb/pg²]	[lb/pg²]	[adimensional]	[@ C. Lab.]	[%]
500	90.00	79.85	1.127113338	37.20100188	8.08372306
500	90.03	79.89	1.126924521	37.11603455	8.06525978
500	90.00	79.87	1.126831101	37.07399524	8.05612471
1000	90.02	80.05	1.124547158	36.04622111	7.83279090
1000	90.01	80.01	1.124984377	36.24296963	7.87554406
1000	90.01	80.02	1.124843789	36.17970507	7.86179677
1500	90.00	80.10	1.123595506	35.61797753	7.73973420
1500	90.00	80.10	1.123595506	35.61797753	7.73973420
1500	90.00	80.09	1.123735797	35.68110875	7.75345252
2000	90.04	80.18	1.122973310	35.33798952	7.67889321
2000	90.04	80.17	1.123113384	35.40102283	7.69259026
2000	90.01	80.10	1.123720350	35.67415730	7.75194198
3000	90.01	80.25	1.121619938	34.72897196	7.54655459
3000	90.01	80.25	1.121619938	34.72897196	7.54655459
3000	90.00	80.23	1.121774897	34.79870373	7.56170720
4000	90.02	80.34	1.120487926	34.21956684	7.43586161
4000	90.02	80.33	1.120627412	34.28233537	7.44950112
4000	90.00	80.29	1.120936605	34.42147216	7.47973534
5000	90.02	80.37	1.120069678	34.03135498	7.39496345
5000	90.02	80.36	1.120209059	34.09407666	7.40859277
5000	90.01	80.36	1.120084619	34.03807865	7.39642449

FIGURA 6.31. Tabla de Valores de los Cálculos Realizados para la Muestra 11.

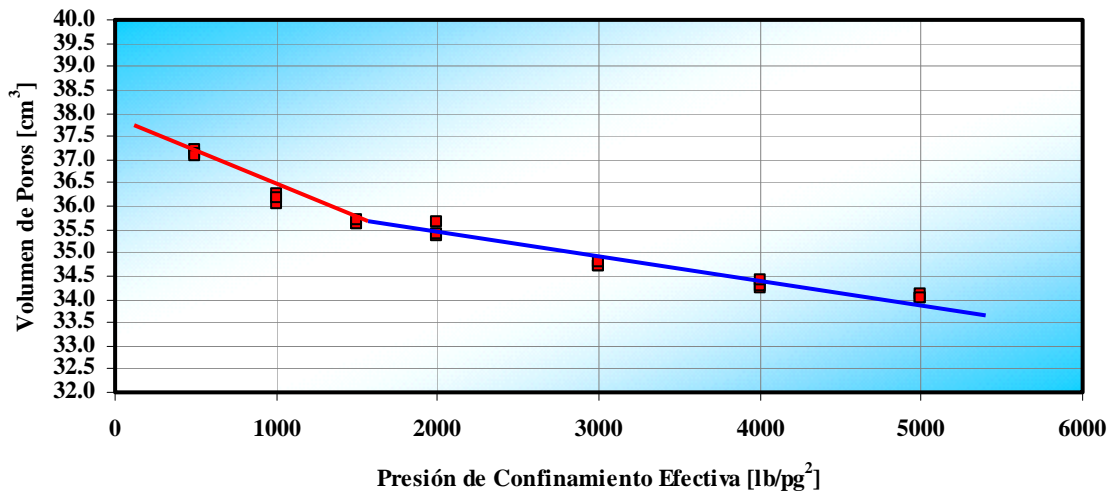


FIGURA 6.32. Gráfica del Comportamiento del Volumen de Poros para la Muestra 11.

En esta muestra también se observan dos comportamientos y los datos para el cálculo de la compresibilidad son los siguientes:

Fracturas Secundarias:

$$V_{p_o} = 54 \text{ [cm}^3\text{]}$$

$$m = -0.00140 \text{ [cm}^3\text{/lb/pg}^2\text{]}$$

$$C_{pc} = 37.14 \times 10^{-6} \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]^{-1}$$

Matriz:

$$V_{p_o} = 45.8 \text{ [cm}^3\text{]}$$

$$m = -0.00050 \text{ [cm}^3\text{/lb/pg}^2\text{]}$$

$$C_{pc} = 13.74 \times 10^{-6} \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]^{-1}$$

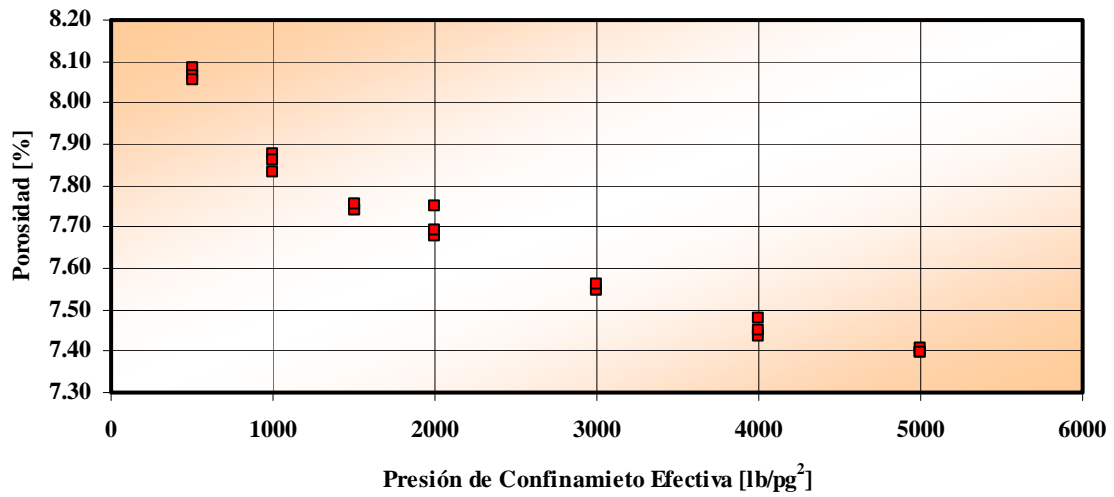


FIGURA 6.33. Gráfica del Comportamiento de la Porosidad para la Muestra 11.

MUESTRA 12.

Diámetro = 6.459 [cm]

Longitud = 14.045 [cm]

$V_r = 460.19639$ [cm³]

Temperatura = 80 [° C]

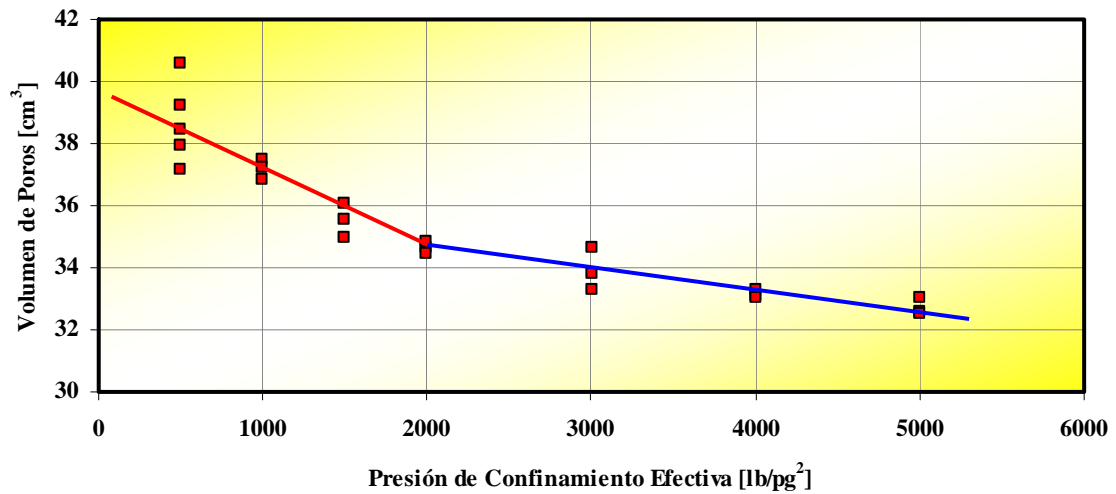


FIGURA 6.34. Gráfica del Comportamiento del Volumen de Poros para la Muestra 12.

P de conf.	P₁	P₂	P₁/P₂	V_p [cm³]	Porosidad(Φ)
[lb/pg²]	[lb/pg²]	[lb/pg²]	[adimensional]	[@ C. Yac.]	[%]
500	90.02	80.37	1.120069678	40.58469023	8.818993570
500	90.01	80.54	1.117581326	39.24930285	8.528815853
500	90.01	80.65	1.116057037	38.43128466	8.351061703
500	90.02	80.73	1.115074941	37.90423785	8.236535205
500	90.00	80.81	1.113723549	37.17900598	8.078943384
1000	90.00	80.77	1.114275102	37.47499992	8.143262432
1000	90.00	80.80	1.113861386	37.25297699	8.095017176
1000	90.00	80.86	1.113034875	36.80942537	7.998634060
1500	90.00	80.96	1.111660079	36.07163364	7.838313002
1500	90.01	81.04	1.110686081	35.54893229	7.724730767
1500	90.00	81.11	1.109604241	34.96835712	7.598572635
2000	90.01	81.16	1.109043864	34.66762768	7.533224568
2000	90.02	81.15	1.109303758	34.80710146	7.563532018
2000	90.01	81.19	1.108634068	34.44770858	7.485436471
3000	90.01	81.16	1.109043864	34.66762768	7.533224568
3000	90.02	81.29	1.107393283	33.78183464	7.340743043
3000	90.01	81.35	1.106453596	33.27754614	7.231161892
4000	90.00	81.37	1.106058744	33.06564691	7.185116502
4000	90.02	81.36	1.106440511	33.2705244	7.229636078
4000	90.01	81.38	1.106045711	33.05865293	7.183596720
5000	90.03	81.40	1.106019656	33.04467013	7.180558278
5000	90.03	81.46	1.105205009	32.60748519	7.085558632
5000	90.02	81.46	1.105082249	32.54160556	7.071243086

FIGURA 6.35. Tabla de Valores de los Cálculos Realizados para la Muestra 12.

A continuación se presentan los datos obtenidos de la figura 6.34 para obtener los cálculos de la compresibilidad.

Fracturas Secundarias:

$$V_{p_o} = 39.8 \text{ [cm}^3\text{]}$$

$$m = -0.00260 \text{ [cm}^3\text{/lb/pg}^2\text{]}$$

$$C_{pc} = 65.33 \times 10^{-6} \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]^{-1}$$

Matriz:

$$V_{p_o} = 36 \text{ [cm}^3\text{]}$$

$$m = -0.00070 \text{ [cm}^3\text{/lb/pg}^2\text{]}$$

$$C_{pc} = 19.44 \times 10^{-6} \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]^{-1}$$

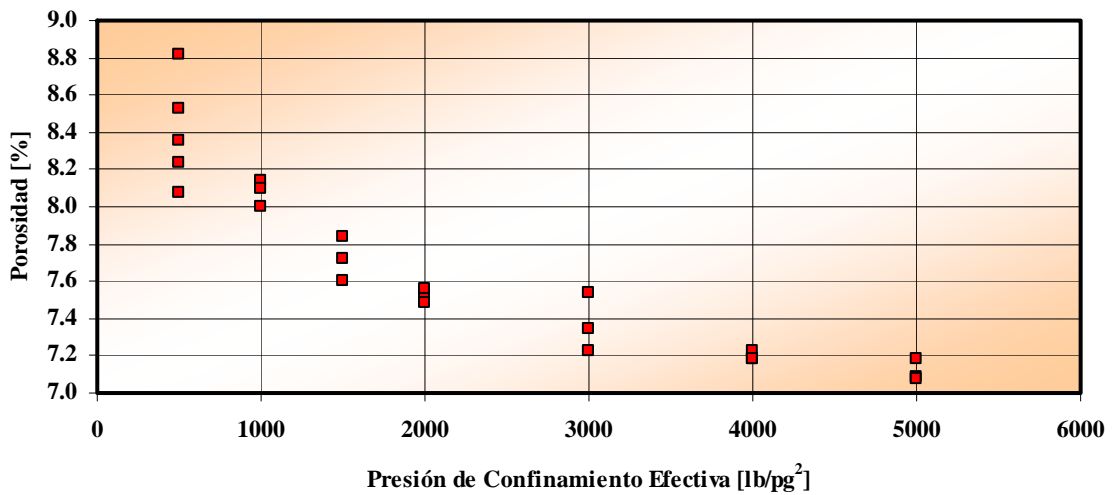


FIGURA 6.36. Gráfica del Comportamiento de la Porosidad para la Muestra 12.

A partir de los resultados obtenidos en diferentes muestras, podemos determinar un rango para los comportamientos de fracturas principales, fracturas secundarias y para la matriz.

Tipo	Compresibilidad [lb/pg²]⁻¹
Fracturas principales	50 – 200
Fracturas secundarias	12 – 40
Matriz	4 – 10

La obtención de la compresibilidad de la porosidad secundaria y primaria por medio de este método, es muy simple, tomando en cuenta la forma en que, una vez graficado el comportamiento del volumen poroso, se calculan los valores de dichas compresibilidades.

Conclusiones.

- ✓ El comportamiento del volumen de poros define los efectos predominantes de fracturas principales, fracturas secundarias y de matriz, mientras que en los resultados obtenidos con una curva exponencial típica, no se aprecia el comportamiento de los primeros puntos de medición, los cuales son los más importantes en el comportamiento de la porosidad secundaria.
- ✓ Los resultados obtenidos son muy confiables, ya que cada medición para establecer el comportamiento del volumen poroso es independiente una de otra.
- ✓ La obtención de la compresibilidad de la porosidad secundaria puede ser determinada en forma rápida, sencilla y de bajo costo, empleando el equipo del cual dispone la Facultad de Ingeniería.
- ✓ Es indispensable calcular el valor de la compresibilidad de la porosidad secundaria en muestras de núcleos de diámetro completo para cada yacimiento a caracterizar, ya que alojan fracturas, vórgulos y canales de disolución debido a que se considera un mayor volumen de roca y al emplear correlaciones existentes, estas no consideran la porosidad secundaria, puesto que las pruebas para obtenerlas fueron realizadas en su mayoría con muestras pequeñas (núcleo tipo tapón) en las cuales solo es considerada la porosidad primaria y en núcleos de diámetro completo se considera tanto la porosidad primaria como la secundaria.
- ✓ Al método empleado no le afecta la reducción de la permeabilidad por el efecto de la presión de confinamiento efectiva, ya que al emplear gas helio se puede medir el volumen de poros aun cuando las gargantas de los poros se han reducido significativamente, y no así en los métodos que emplearon líquidos, ya que la mojabilidad y la presión capilar afectan en la distribución y el movimiento de los líquidos.

- ✓ Al emplear como variable la presión de confinamiento efectiva y emplear gas para medir el volumen de poros, se reduce el tiempo de estabilización y por consiguiente el tiempo para concluir la prueba.

Nomenclatura.

B_o	Factor de Volumen del Aceite.
B_{oi}	Factor de Volumen del Aceite Inicial.
C	Compresibilidad.
\bar{C}	Compresibilidad Promedio.
C_{bc}	Compresibilidad Total de la Roca aplicando Presión de Confinamiento.
C_{bp}	Compresibilidad Total de la Roca aplicando Presión de Poro.
C_f	Compresibilidad de la Formación.
C_o	Compresibilidad del Aceite.
C_p	Compresibilidad de Poro.
C_{pc}	Compresibilidad del Volumen de Poro aplicando Presión de Confinamiento.
C_{pp}	Compresibilidad del Volumen de Poro aplicando Presión de Poro.
C_r	Compresibilidad de la Roca.
C_s	Compresibilidad de los Sólidos.
C_w	Compresibilidad del Agua.
d	Diámetro del Núcleo.
E_f	Expansión de la Formación.
L	Longitud del Núcleo.
LVDT	Censor Diferencial de Variación de Desplazamiento Lineal.
m	Masa.
M	Peso o Masa Molecular.
N	Volumen Original de Aceite @ C.S.
N_p	Producción Acumulada de Aceite @ C.S.
P	Presión.
P_a	Presión Atmosférica.
P_c	Presión de Confinamiento.
P_{eff}	Presión de Confinamiento Efectiva.
P_i	Presión inicial.
P_{ob}	Presión de Sobrecarga.
P_p	Presión de Poro.
P_s	Presión de Saturación.
P_{yi}	Presión inicial en el Yacimiento.
P_{2a}	Presión del aire si ocupara el sistema total de medición.
P_{2He}	Presión del gas Helio si ocupara el sistema total de medición.
R	Constante Particular para cada Gas.
\bar{R}	Constante Universal de los Gases.
S_w	Saturación de Agua.
T	Temperatura Ambiente.

\bar{T}	Temperatura Media.
T_y	Temperatura de Yacimiento.
V	Volumen.
v	Volumen Molar.
V_a	Volumen de aire en la Celda Porta-muestras.
V_b	Volumen de Roca Total o Bruto.
V_p	Volumen de Poros.
V_{pc}	Volumen de Poros Comunicados.
V_{pf}	Volumen de Poros Final.
V_{pi}	Volumen de Poros Inicial.
V_{pnc}	Volumen de Poros no Comunicados.
V_{pt}	Volumen de Poros Totales.
V_r	Volumen de Roca Total o Bruto.
V_R	Volumen de los Recipientes de Referencia.
V_{sp}	Volumen de la Tubería Serpentin.
V_{tc}	Volumen de la Tubería de Cobre.
V_{ts}	Volumen de las Tuberías de salida en la Muestra.
V_w	Volumen de Agua.
V_{wi}	Volumen de Agua Inicial.
ΔP	Abatimiento de Presión.
η	Número de Moles.
η_a	Número de Moles de Aire.
η_{He}	Número de Moles de Gas Helio.
σ_m	Esfuerzo Matricial.
Φ	Porosidad.
Φ_a	Porosidad Absoluta.
Φ_e	Porosidad Efectiva.
Φ_p	Porosidad Primaria.
Φ_{sec}	Porosidad Secundaria.
Φ_{vug}	Porosidad Vugular.

Bibliografía.

- 1) **Aguilera Roberto.** *Naturally Fractured Reservoirs.* Editorial: Pennwell Books. 1995.
- 2) **Becerra Zepeda Mario.** *Notas de Comportamiento de Yacimientos.* Facultad de Ingeniería; UNAM, 2004.
- 3) **De la Torre Ibáñez Javier.** *Análisis Petrofísico: Propiedades Básicas de los Medios Porosos y su Medición en Laboratorio.* Tesis, Facultad de Ingeniería, UNAM, 1993.
- 4) **Garaicochea Francisco.** *Apuntes Comportamiento de Yacimientos.* Facultad de Ingeniería, UNAM, 1972.
- 5) **Hall Howard N.** *Compressibility of Reservoir Rocks.* Petroleum Transactions AIME, Technical Note 149, 1953, vol. 198; 309-311.
- 6) **Hawkins Jr. Murray F.** *Material Balances in Expansion Type Reservoirs above Bubble Point.* Petroleum Transactions AIME, Technical Note 305, 1955, vol. 204; 267-271.
- 7) **Herrera Gómez Rafael.** *Estudio Petrofísico de Muestras de Núcleos de Diámetro Completo con Doble Porosidad.* Tesis Doctoral, Universidad Nacional Autónoma de México, 1997.
- 8) **Landes Kennet K.** *Geología del Petróleo.* Editorial: Ediciones Omega. 1977.
- 9) **Maron Samuel H. y Prutton Carl E.** *Fundamentos de Físicoquímica.* Editorial Limusa. 1982.
- 10) **Newman G. H.** *Pore-Volume Compressibility of Consolidated, Friable, and Unconsolidated Reservoir Rocks under Hydrostatic Loading.* Journal of Petroleum Technology, SPE-AIME, February 1973; 129-134.
- 11) **Pérez Monsalvo Maria Luisa.** *Glosario Ejemplificado de Terminología utilizada en Caracterización de Yacimientos Petroleros.* Tesis, Facultad de Ingeniería, UNAM, 1996.
- 12) **Pirson Sylvain J.** *Oil Reservoir Engineering.* Editorial: McGraw-Hill.
- 13) **Selley Richard C.** *Elements of Petroleum Geology.* Editorial: Academy Press.
- 14) **Tiab Djebbar and Donaldson Erle C.** *Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties.* Editorial: Gulf Publishing Company; Houston, Texas.

-
-
- 15) **Villamar Viguera Manuel.** *Notas de Caracterización de Formaciones.* Facultad de Ingeniería; UNAM, 2003.
 - 16) **Zheng Ziqiong, McLennan John and Jones Arfon.** *Pore Volume Compressibilities under Different Stress Conditions.* SCA Conference Paper Number 9005, Salt Lake City, Utah 1990.
 - 17) **Zimmerman Robert W.** *Compressibility of Sandstones.* Editorial: Elsevier Science Publishers B. V. 1991.
 - 18) **Zimmerman Robert W., Somerton Wilbur H., and King Michael S.** *Compressibility of Porous Rocks.* Journal of Geophysical Research, vol. 91, Number B-12, November 10, 1986.