



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

“VARIACIÓN DEL VOLUMEN
POROSO DE ARENAS Y CALIZAS
CON DOBLE POROSIDAD”

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO

PRESENTA:

OSIRIS FLORES GUTIÉRREZ



DIRECTOR: DR. RAFAEL HERRERA GÓMEZ

MÉXICO DF.

septiembre 2013

Agradecimientos

A mis padres **María Gutiérrez** y **Nicolás Flores[†]** por apoyarme en mis estudios, por todo el esfuerzo que día día aportaron, por que a pesar de la adversidad supieron salir adelante siempre con honestidad y constancia, por sus valores y sacrificios. Esto es para ustedes.

Al 70% de mi educación, mis hermanas: **Cristina, Marina[†], Matilde, Bernardita, Luz, Aristeo, Nora, Blanca y Mayte**; por su apoyo en todo, por que cada una son mi ejemplo y motivación; por su determinación, ganas, superación y coraje para salir adelante. También este logro es para ustedes.

Al **Dr. Rafael Herrera Gómez** por brindarme la oportunidad de desarrollar éste trabajo, por sus consejos y pláticas. Por ayudarme cuando más lo necesitaba y darme esperanza cuando yo la perdía, por que sin usted nada de esto hubiera sido posible. Muchas Gracias.

A la **Universidad Nacional Autónoma de México**; por darme la oportunidad de ser parte de ésta gran comunidad, por abrirme sus puertas y permitirme ser una de las personas con el privilegio de estudiar en ella. Por transformar mi sangre azul y mi piel dorada.

Por último, a mis amigos por su compañía y apoyo; a mis profesores Y sinodales por transmitirme sus conocimientos y consejos, a todos los involucrados indirectamente en mi educación como trabajadores de: limpieza, vigilancia, administrativos, investigación, etc.

Osiris Flores Gutiérrez

ÍNDICE

	Página
ÍNDICE.....	I
LISTA DE FIGURAS	III
NOMENCLATURA.....	V
RESUMEN	VI
SUMMARY	VII
ANTECEDENTES.....	VIII
CAPÍTULO 1. DEFINICIONES Y CONCEPTOS BÁSICOS.	1
1.1 Permeabilidad	1
1.2 Porosidad	2
1.3 Porosidad secundaria.....	3
1.4 Disolución.....	3
1.5 Dolomitización.....	3
1.6 Métodos para la determinación de la porosidad	5
1.7 Fracturas.....	6
1.8 Clasificación de las fracturas	6
1.9 Características de un yacimiento con doble porosidad	7
1.10 Yacimientos con doble porosidad o yacimientos naturalmente fracturados.....	8
1.11 Clasificación según su capacidad de almacenamiento	9
1.12 Deposito en rocas carbonatadas.....	10
1.13 Diferencias de los sedimentos carbonatados con los sedimentos siliciclásticos	11
1.14 Estructuras sedimentarias características de las rocas carbonatadas	11
1.15 Componentes mineralógicos de las rocas carbonatadas	12
1.16 Los granos	13
1.17 Clasificaciones de las rocas carbonatadas	13
1.18 La acción de los organismos.....	14
CAPÍTULO 2. COMPRESIBILIDAD	15
2.1 Definición de compresibilidad.....	15

2.2 Compresibilidad de la matriz de la roca (Cr).....	16
2.3 Compresibilidad de los poros (Cp).....	16
2.4 Valores promedio de compresibilidad de agua y roca	17
2.5 Descripción de los instrumentos de compresibilidad	18
CAPÍTULO 3. CASO DE ESTUDIO	22
3.1 Descripción del equipo.....	23
3.2 Procedimiento para el armado del equipo.....	25
3.3 Preparación de las muestras	28
3.4 Procedimiento para la prueba de compresibilidad.....	28
3.5 Procedimiento para el desarmado del equipo	31
3.6 Análisis de los datos obtenidos	31
Conclusiones	52
Recomendaciones	53
Bibliografía	54

LISTA DE FIGURAS

	Página
Figura 1.	Permeabilidad en la roca 1
Figura 2.	Distribución de poros en la roca 2
Figura 3.	Mapa de la distribución geográfica de las cuatro regiones en la que está dividida la actividad de explotación en PEMEX 11
Figura 4.	Esfuerzos efectivos de compresibilidad 15
Figura 5.	Tabla de valores promedio de compresibilidad para las formaciones 17
Figura 6.	Porosímetro 23
Figura 7.	Celda de compresión básica de permeabilidades 24
Figura 8.	Equipo armado para la prueba de Compresibilidad 27
Figura 9.	Diagrama de la celda de compresión 27
Figura 10.	Diagrama del manejo de válvulas en el porosímetro 30
Figura 11.	Tabla de registro para la prueba de compresibilidad 29
Figura 12.	Posición de válvulas de purga 31
Figura 13.	Tabla de datos para la muestra 1 32
Figura 14.	Tabla de cálculos para la muestra 1 32
Figura 15.	Gráfica del comportamiento del volumen de poros, muestra1 33
Figura 16.	Obtención de los puntos para la pendiente 1 34
Figura 17.	Obtención de los puntos para la pendiente 2 35
Figura 18.	Comportamiento de la muestra 1 36
Figura 19.	Gráfica del comportamiento de la porosidad para la muestra 1 36
Figura 20.	Tabla de valores para la muestra 2 37
Figura 21.	Gráfica de la muestra 2 38
Figura 22.	Gráfica del comportamiento de la porosidad para la muestra 2 39
Figura 23.	Tabla de cálculos para la muestra 3 40
Figura 24.	Gráfica de la muestra 3 40
Figura 25.	Gráfica del comportamiento de la porosidad para la muestra 3 41
Figura 26.	Tabla de cálculos para la muestra 4 42
Figura 27.	Gráfica de la muestra 4 42
Figura 28.	Gráfica del comportamiento de la porosidad para la muestra 4 44
Figura 29.	Tabla de cálculos para la muestra 5 44

Figura 30.	Gráfica de la muestra 5	45
Figura 31.	Gráfica del comportamiento de la porosidad para la muestra 5	46
Figura 32.	Tabla de cálculos para la muestra 6	47
Figura 33.	Gráfica de la muestra 6	47
Figura 34.	Gráfica del comportamiento de la porosidad para la muestra 6	49
Figura 35.	Tabla de cálculos para la muestra 7	49
Figura 36.	Gráfica de la muestra 7	50
Tabla 1.	Clasificación de la porosidad secundaria	37

NOMENCLATURA

Símbolo	Descripción	Unidades
C	Compresibilidad	$[\text{lb/pg}^2]^{-1}$
C_f	Compresibilidad de la formación	$[\text{lb/pg}^2]^{-1}$
C_g	Compresibilidad del gas	$[\text{lb/pg}^2]^{-1}$
C_o	Compresibilidad de aceite	$[\text{lb/pg}^2]^{-1}$
C_p	Compresibilidad de los poros	$[\text{lb/pg}^2]^{-1}$
C_r	Compresibilidad de la roca	$[\text{lb/pg}^2]^{-1}$
C_t	Compresibilidad total del yacimiento	$[\text{lb/pg}^2]^{-1}$
C_T	Compresibilidad Total de roca	$[\text{lb/pg}^2]^{-1}$
C_w	Compresibilidad del agua	$[\text{lb/pg}^2]^{-1}$
C_{pc}	Compresibilidad de la presión de confinamiento	$[\text{lb/pg}^2]^{-1}$
k	Permeabilidad	md
m	Pendiente	$\text{cm}^3/\text{lb/pg}^2$
P	Presión	lb/pg^2
P_c	Presión de confinamiento	lb/pg^2
P_{c0}	Presión de confinamiento en el punto 1	lb/pg^2
P_{c1}	Presión de confinamiento en el punto 2	lb/pg^2
P_{ef}	Presión efectiva	lb/pg^2
S_g	Saturación de gas	%
S_o	Saturación de aceite	%
S_w	Saturación de agua	%
T	Temperatura	$^{\circ}\text{C}$
V	Volumen	cm^3
V_p	Volumen de poros	cm^3
V_{p0}	Volumen de poros en el punto 1	cm^3
V_{p1}	Volumen de poros en el punto 2	cm^3
V_r	Volumen de roca	cm^3
V_s	Volumen de sólidos	cm^3
V_T	Volumen Total de roca	cm^3
v_{tc}	Volumen de tubería de cobre	cm^3
Φ	Porosidad	%
Φ_f	Porosidad de fractura	%
Φ_m	Porosidad de matriz	%
Φ_t	Porosidad total del yacimiento	%

RESUMEN

La tesis muestra varios ejemplos de aplicación para la obtención de la compresibilidad del volumen de poros con núcleos de diámetro completo, tomando muestras de algunas cuencas petroleras del país.

Uno de los principales objetivos de la industria petrolera es la optimización de la producción de hidrocarburos asociados a criterios económicos, estudios de caracterización estática y dinámica, así como la simulación de yacimientos proporciona la base para el establecimiento de programas de explotación orientados a lograr una óptima recuperación de hidrocarburos con menor riesgo económico.

En una primera etapa de la caracterización de yacimientos, es necesario definir un modelo geológico-petrofísico que describa de manera detallada el yacimiento. Para esto hay que conocer los diferentes procesos geológicos a que estuvo expuesta el área de estudio. Aunado a la geología del yacimiento, las propiedades petrofísicas de las rocas son de gran importancia por lo que es necesario conocer sus comportamientos, efectos y, principalmente, su distribución dentro del sistema.

La variación del volumen poroso de arenas y calizas con doble porosidad representa una herramienta muy práctica en base a la compresibilidad del yacimiento, tiene una gran ventaja, debido a que sus costos son relativamente bajos y puede ser llevado a cabo en un corto tiempo. Debido a esto se pueden ensayar diferentes alternativas, evaluarlas sin incurrir en grandes desembolsos de dinero. La compresibilidad no solo se usa como indicador de potencial de producción, también con ella se puede calcular la capacidad de almacenamiento en varias etapas de desarrollo. El comportamiento del volumen de poros precisa los efectos predominantes de cierre en sus poros secundarios principales, porosidad secundaria de segundo orden y de matriz, los cuales son importantes en la conducta de las fracturas.

SUMMARY

VARIATION OF PORE VOLUME OF SAND AND LIMESTONE DOUBLE POROSITY

This paper shows several examples of application for obtaining the pore volume compressibility with samples of full diameter cores, actual sampling sites in the country.

One of the main objectives in the oil industry is to optimize hydrocarbon production associated with economic criteria, studies of static and dynamic characterization, as well as reservoir simulation provides the basis for establishing operating programs designed to achieve optimal recovery of hydrocarbons with less financial risk.

In the first stage of reservoir characterization is necessary to define a geological-petro physical model that describes in detail the site. For this, one must know the different geological processes that were exposed to the study area. In addition to the geology of the deposit, the petro physical properties of the rocks are of great importance and it is necessary to know its behavior, effects, and mainly, its distribution within the system.

The variation of pore volume of sand and limestone with dual porosity represents a practical tool based on the compressibility of the reservoir and has a great advantage, because their costs are relatively low and can be performed in a short time. The compressibility is not only used as an indicator of production potential, but also can calculate the oil storage capacity in various stages of production as: exploitation or enhanced recovery.

The pore volume behavior accurately predominant effects of secondary porosity high, junior high secondary porosity and matrix, which are important in the behavior of fractures.

ANTECEDENTES

El agotamiento de presión en los yacimientos de petróleo y gas, provoca un aumento en el esfuerzo efectivo en la roca del yacimiento y, en consecuencia, una disminución en el volumen de poros por compresión. Éste fenómeno puede aumentar el factor de recobro de hidrocarburo a medida que aumenta su valor y puede ser aprovechado como mecanismo de producción. Sin embargo, también puede impactar negativamente produciendo subsidencia o hundimiento de la superficie.

La variación del volumen poroso de arenas y calizas con doble porosidad representa una herramienta muy práctica con base en la compresibilidad del yacimiento, tiene una gran ventaja debido a que sus costos son relativamente bajos y puede ser llevada a cabo en un tiempo corto. Gracias a ésta, es posible disponer de un recurso con el que se pueden ensayar diferentes alternativas, evaluarlas y seleccionar la opción más adecuada sin incurrir en grandes desembolsos de dinero.

En algunos casos notables, la compresibilidad del yacimiento se ha convertido en considerables volúmenes de producción debido a la contribución del terreno; cálculos precisos de la compresibilidad del yacimiento requiere, entre otras cosas datos representativos de pruebas de laboratorio.

En los últimos años, diversos autores han señalado la importancia de incluir a la compresibilidad del volumen de poros de la roca del yacimiento en los cálculos de ingeniería de yacimientos.

Los factores que se han citado en la literatura, conducen a una mayor importancia de la compresibilidad como fuente de energía de expansión, especialmente si la formación es poco consolidada. Se tienen efectos medibles de la compresibilidad del laboratorio, de temperatura y la perturbación en muestras grandes de diámetro completo, dado que las muestras pequeñas no son representativas de la heterogeneidad en las rocas.

Parece que la capacidad de compresibilidad en yacimientos sobre-presionados no consolidados, pueden ser del mismo orden de magnitud que la compresibilidad del gas y significativamente mayor que la compresibilidad del aceite.

En algunos tipos de yacimientos, el orden de magnitud de la compresibilidad cambia durante la explotación. Usando el concepto de factor de volumen (B_f) en la

Ecuación de Balance de Materia (MBE) puede ser modificada para incluir los efectos de la presión dependiendo de la compresibilidad de la formación. Por ejemplo, podemos encontrar el uso de valores de compresibilidad en la MBE, de acuerdo a la parte de la igualdad en que se trabaje, que son significativamente menores que aquellos que existen en el yacimiento, se podría sugerir un mecanismo tan fuerte como el agua; que no se encuentra.

Hall (1953) mostró que en el cálculo del volumen de hidrocarburos de un yacimiento de producción subsaturada por unidad de cambio en la presión del yacimiento, el abandono de la compresibilidad de roca podrían, en el caso extremo de baja porosidad de la roca, conducir a resultados en error de un factor de dos. Hawkins, Hobson y Mrosovsky (1955) mostraron que tanto la roca y el agua intersticial sus compresibilidades deben ser incluidos para lograr una precisión satisfactoria en éste cálculo.

Aunque la compresibilidad de la roca es una reserva importante en estos cálculos, muy pocos datos están disponibles; Hall (1953) hizo mediciones de compresibilidad en algunas muestras en un rango de presión pequeña. No hay otras mediciones directas de la compresibilidad del volumen de poros que hayan sido reportados. Geertsma (1957) discutió en su artículo, la elasticidad de la roca del yacimiento, pero no presento ningún dato nuevo.

El impacto de la compresibilidad del yacimiento sobre la producción, puede ayudar enormemente la producción a favor de “exprimir” el aceite de la roca en el pozo, sin embargo, la compresibilidad también puede afectar a la permeabilidad y reducir la producción.

Por lo que comprender la interacción de estos efectos para los diversos escenarios de producción es esencial para una óptima gestión del yacimiento.

Una gran parte de las reservas y de la producción de hidrocarburos en México proviene de los Yacimientos Naturalmente Fracturados, que se relacionan con formaciones de carbonatos afectados por un intenso sistema de porosidad secundaria por fracturas, dolomitización, cavidades de disolución, etc. Los principales yacimientos se encuentran en una etapa avanzada de explotación y requiere un conocimiento detallado del sistema matriz-vúgulos-fracturas para optimizar su explotación, principalmente con la puesta en marcha de proyectos de recuperación secundaria y mejorada de hidrocarburos. Por otro lado, una parte importante de los recursos prospectivos costa afuera está ligado a este tipo de yacimientos.

A nivel mundial el estudio de los yacimientos de carbonatos fracturados ha tomado una gran relevancia, tanto por su complejidad como por las perspectivas de producción y descubrimiento de nuevas reservas en este tipo de yacimientos.

Otro aspecto importante es la estructura completa del yacimiento, las fallas que resulten de la compresibilidad sobre la estructura en Yacimientos Naturalmente Fracturados (YNF) pueden ocasionar el cierre de estas fracturas; el problema se complica en este tipo de situaciones, por lo que las fracturas se caracterizan por sus propiedades físicas, tales como la superficie y la forma, cada una posee propiedades de flujo de fluidos específicas tales como permeabilidad, compresibilidad y apertura.

Un yacimiento naturalmente fracturado es un yacimiento que contiene fracturas, las cuales se crearon naturalmente debido a esfuerzos de tensión y compresión. Enseguida se revisarán conceptos generales sobre compresibilidad, las fracturas y su clasificación, conceptos de porosidad secundaria, pruebas de laboratorio y lo relacionado con la compresibilidad para explicar la migración de los hidrocarburos o mecanismo de producción.

CAPÍTULO I. DEFINICIONES Y CONCEPTOS BÁSICOS

En este capítulo se tratarán algunos aspectos que se ha considerado conveniente de analizar antes de abordar de lleno el estudio de la compresibilidad.

1.1 PERMEABILIDAD (k)

Es una propiedad de la roca que representa la cualidad que tiene para permitir el flujo de fluidos a través de ella (figura 1) cuando se le aplica un gradiente de presión sin deteriorar la estructura interna o desplazar las partículas. Los factores que afectan la permeabilidad son: la presión externa, el tamaño, distribución de las partículas, y la porosidad efectiva de las rocas. Se le expresa en milidarcys y se simboliza con k .

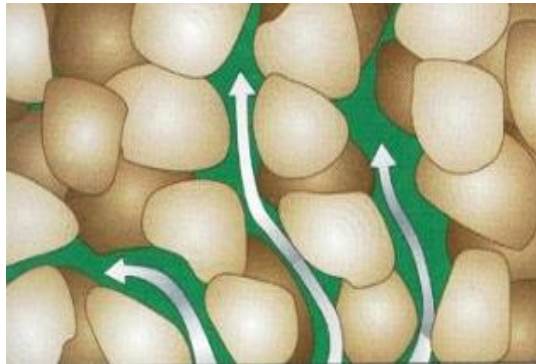


Figura 1. Permeabilidad en la roca.

La permeabilidad de la roca, k , es una propiedad muy importante del medio poroso, ya que ésta controla la dirección preferencial por la que tendrá lugar el flujo de los fluidos en el medio poroso a través del yacimiento.

La medición de la permeabilidad de la roca se hace en muestras de núcleos con equipos llamados permeámetros; en el momento de hacer estas mediciones se debe tener especial cuidado con la orientación de los núcleos, ya que cada dirección de flujo arrojará un valor diferente de permeabilidad.

La gran mayoría de los yacimientos con doble porosidad son heterogéneos, es decir, hay variaciones macroscópicas en las propiedades de la formación. La idea de que las fracturas son canales de flujo homogéneos, es una concepción bastante ideal que no tiene aplicación válida en la realidad.

CAPÍTULO I. DEFINICIONES Y CONCEPTOS BÁSICOS

1.2 POROSIDAD (Φ)

La porosidad es una relación de volúmenes, se define como la cantidad de huecos en un determinado volumen de roca, y representa una medida de la cantidad de fluidos que puede almacenar (figura 2); matemáticamente se expresa como:

$$\Phi = \frac{\text{Volumen de poros } (V_p)}{\text{Volumen total de roca } (V_r)}$$

La porosidad puede ser medida en forma directa en el laboratorio a partir de núcleos o, indirectamente, a partir de registros geofísicos de pozo (sónico, densidad y neutrón).

Para medir la porosidad es necesario determinar dos de los tres volúmenes que la definen, el total de la muestra, el de poros y el del sólido (granos o matriz).

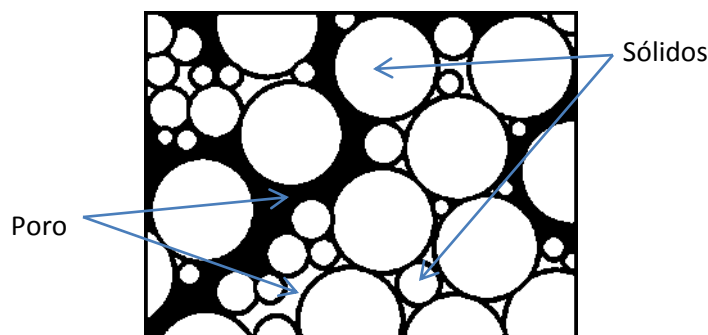


Figura 2. Distribución de poros en la roca.

El volumen de roca total puede ser medido por desplazamiento de fluidos, por métodos gravimétricos, por diferencia de volumen en picnómetro y por dimensiones de la muestra. El volumen de sólidos o granos puede ser obtenido con el peso de la muestra seca y la densidad del grano de la roca.

El volumen de poros se determina básicamente por la extracción o inyección de fluidos en la muestra, como son el método de retorta, el de expansión de aire en muestras con vacío parcial, el de expansión de nitrógeno o helio a baja presión, el de saturación con líquidos, en el cual se determina el volumen de poros por la diferencia de peso de la muestra seca y saturada.

La clasificación de la porosidad se realiza con base en dos criterios, considerando el tiempo geológico en el que se originó la porosidad y a la conectividad que existe entre los espacios porosos.

CAPÍTULO I. DEFINICIONES Y CONCEPTOS BÁSICOS

De acuerdo a su origen, la porosidad puede ser clasificada en primaria o intergranular y secundaria:

- Porosidad primaria o intergranular. Es aquella que se origina durante el proceso de depositación de material que da origen a la roca.
- Porosidad secundaria. Es aquella que se origina por algunos procesos geológicos de diagénesis y orogénesis posteriores al momento en el cual los sedimentos que dieron origen a la roca fueron depositados, tales como: fracturamiento o disolución.

En general las rocas con porosidad primaria presentan características más uniformes que aquellas en que parten de su porosidad secundaria.

1.3 POROSIDAD SECUNDARIA (generalmente llamado fracturas)

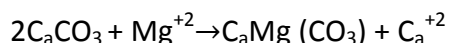
Después de producirse la depositación de sedimentos a nivel del mar y originarse la roca sujeta a diagénesis, ésta se puede encontrar sometida a procesos geológicos de deformación originados por actividades tectónicas que pueden generar fisuras o desplazamiento de los granos que conforman la matriz de la roca. Estas fracturas originan un aumento en el volumen de espacios que pueden contener fluidos, lo que se traduce en un aumento en la porosidad.

1.4 DISOLUCIÓN

Es un desarrollo mediante el cual se origina un proceso químico entre los fluidos que saturan el medio poroso y la matriz de la roca. Este proceso origina una modificación en el volumen poroso del sistema y por ende en la porosidad, ya que se originan espacios como producto de la disolución cuando el material calcáreo forma vóculos o cavernas.

1.5 DOLOMITIZACIÓN

Es una transformación mediante el cual la calcita se transforma en dolomita. La ecuación de la reacción química que permite visualizar el proceso de dolomitización se muestra a continuación:



El proceso de dolomitización ocurre cuando rocas carbonáticas (constituidas por calizas) entran en contacto con agua (con alguna cantidad de magnesio disuelto y sólo a nivel del mar), que circula a través del medio poroso. Al entrar en contacto el magnesio desplaza al calcio y debido a un proceso fisicoquímico, tomando en consideración que, el magnesio es considerablemente más pequeño que el calcio; la roca generada luego del desplazamiento

CAPÍTULO I. DEFINICIONES Y CONCEPTOS BÁSICOS

presenta una porosidad mayor. Es importante mencionar que la dolomita resultante de un proceso de dolomitización por lo que presentará generalmente una porosidad mayor a la caliza de donde se originó, sin embargo, desde el punto de vista teórico, si el proceso de dolomitización fuera total, es decir, el magnesio sustituyera completamente al calcio, la nueva roca podría presentar una porosidad menor a la de la roca original.

Debido a que el material que sustituye puede sellar algunos poros de la roca, aislándolos del resto del volumen poroso, los poros se pueden encontrar unidos entre sí, o aislados. Dependiendo de cómo sea la comunicación entre ellos, la porosidad se puede clasificar de la siguiente manera:

- Porosidad total o absoluta. Considera a todos los espacios porosos, aquellos que se encuentran interconectados entre sí y aquellos que no lo están.
- Porosidad efectiva. Es la que considera únicamente aquellos espacios porosos que se encuentran interconectados entre sí. Ésta es la más importante debido a que se utiliza en los cálculos de ingeniería de yacimientos porque representa el espacio poroso que contiene hidrocarburos recuperables.

La porosidad efectiva depende de varios factores tales como el tipo de roca, heterogeneidad del tamaño de grano, empaque de los granos, cementación, tipo y contenido de arcilla y volumen de hidratación, por ejemplo.

- Porosidad no interconectada o no efectiva. Es aquella que representa la fracción del volumen total de la roca que está conformada por los espacios que pueden contener fluidos pero no están comunicados entre sí.

Como la sumatoria del volumen de los poros no interconectados más el volumen de los poros interconectados es igual al volumen total de los poros de la roca, entonces la porosidad absoluta o total del sistema es igual a la sumatoria de la porosidad efectiva más la porosidad no efectiva.

$$\Phi_{\text{total}} = \Phi_{\text{efectiva}} + \Phi_{\text{no efectiva}}$$

Para el ingeniero de yacimientos la porosidad de mayor importancia es la efectiva, debido a que representa el volumen de espacios comunicados de la roca que puede estar ocupado por fluidos móviles.

En los yacimientos con doble porosidad se presentan ambos tipos de porosidades. La porosidad primaria corresponde a la porosidad del subsistema matriz y es llamada porosidad de matriz (ϕ_m), **mientras que la porosidad secundaria corresponderá a la**

CAPÍTULO I. DEFINICIONES Y CONCEPTOS BÁSICOS

porosidad de las fracturas (canales de disolución, vórgulos y cavernas), la cual es llamada porosidad de fractura (ϕ_f).

Porosidad de Matriz (ϕ_m). Forma la parte principal del suelo poroso, los espacios formados entre los granos acomodados se denominan poros del suelo y pueden estar completa o parcialmente llenos de gas, agua o hidrocarburos.

Porosidad Secundaria (Porosidad de Fractura) (ϕ_f). Son aperturas en la roca producto de fallamiento estructural de las rocas del yacimiento debido a la compresión o tensión originada por actividades tectónicas, tales como plegamientos, fallamiento y fracturamiento.

1.6 MÉTODOS PARA LA DETERMINACIÓN DE LA POROSIDAD (Φ)

Existen varios métodos para determinar la porosidad, los cuales fueron divididos por Collins (1961) y Scheidegger (1974) en las siguientes categorías:

- a) Método directo: Este método consiste en la medición del volumen de una muestra porosa y entonces de alguna manera destruir los huecos y medir sólo el sólido. Se mide el volumen total del sólido y luego se compacta, volviendo a medir el nuevo volumen. La relación entre ambos nos da la variación del volumen poroso.
- b) Método óptico: La porosidad de una muestra es igual a la porosidad areal. La porosidad areal es determinada por secciones pulidas de la misma muestra. Es frecuentemente necesario impregnar los poros con algún material como: cera, plástico o algún otro material para hacer los poros más visibles para distinguirlos entre poros interconectados o no interconectados. Este método puede tener muchas variaciones con otros métodos debido a que poros pequeños a lo largo de poros grandes son difíciles de cuantificar y sugieren errores.
- c) Método de imbibición: Este método consiste en sumergir un medio poroso completamente en un fluido humectante en vacío durante suficiente tiempo para causar que el fluido humectante penetre en todos los poros. La muestra es pesada antes y después de la imbibición. Estos dos pesos junto con la densidad del fluido permite la determinación del volumen del poro. Cuando la muestra está completamente saturada con el líquido humectante, una medición del desplazamiento volumétrico con el mismo líquido humectante da directamente el valor del volumen total de la muestra. A partir del volumen de la muestra y el poro, la porosidad puede ser directamente determinada. La imbibición si es hecha con suficiente cuidado, será el mejor valor de la porosidad efectiva.

CAPÍTULO I. DEFINICIONES Y CONCEPTOS BÁSICOS

- d) Método de inyección de mercurio: El volumen de la muestra es determinado por la inmersión de una muestra en el mercurio.
Después de evacuar la muestra, la presión hidrostática del mercurio en la cámara conteniendo la muestra y el mercurio, se incrementa la presión a niveles altos. Como resultado el mercurio penetrará en el espacio del poro y debido a que la presión es suficientemente alta, el mercurio penetrará en poros suficientemente pequeños.
Sin embargo, la penetración nunca es perfecta debido a que se necesitaría una presión muy alta para hacer que todos los poros fueran llenados completamente y ésta presión alta provocaría cambios en la estructura de los poros en la muestra, que ya no tiene utilidad.
- e) Método de expansión de gas: Este método también mide la porosidad efectiva. El volumen de la muestra es medido por separado. Posteriormente se conecta la muestra a un recipiente hermético vacío de volumen conocido y se miden las presiones antes y después de conectar la muestra; a partir de la Ley de Boyle-Mariotte se puede conocer la porosidad.
- f) Método de densidad: El método de densidad depende en la determinación de la densidad de la muestra y la densidad del sólido en la muestra.

Se revisarán conceptos generales sobre las fracturas y su clasificación; se evaluarán las teorías planteadas para explicar la migración de los hidrocarburos para este tipo de yacimientos

1.7 FRACTURAS

Las fracturas son definidas como una discontinuidad que resulta de esfuerzos que exceden la resistencia a la ruptura de la roca. Estas pueden producirse por deformación de la roca o por algún proceso físico-químico.

Desde el punto de vista geomecánico, en la superficie de una fractura han tenido lugar esfuerzos que han debilitado la fuerza de cohesión que tenía la roca a lo largo de ésta superficie originando un rompimiento en la continuidad a nivel de la matriz de la roca (Osorio, 2003).

1.8 CLASIFICACIÓN DE LAS FRACTURAS

Las fracturas pueden ser clasificadas, según su origen, su morfología (Aguilera, 1980) o su comportamiento (Osorio, 2003)

CAPÍTULO I. DEFINICIONES Y CONCEPTOS BÁSICOS

CLASIFICACIÓN SEGÚN SU ORIGEN

De acuerdo con su origen, las fracturas pueden ser clasificadas dentro de cuatro grandes grupos (Aguilera, 1980): fracturas tectónicas, fracturas regionales, fracturas diagenéticas y fracturas asociadas con la superficie.

Fracturas Tectónicas: Este tipo de fracturas tienen su origen en algún suceso tectónico local; se deben principalmente a fallas o plegamientos de la roca en un área específica.

Este tipo de fracturas ayudan al mejoramiento de la permeabilidad e incluso de la capacidad de almacenamiento de la roca.

Fracturas Regionales: Al igual que las fracturas tectónicas, éstas se originan por eventos tectónicos, sin embargo, a diferencia de las anteriores éstas se caracterizan porque se desarrollan a través de superficies de terreno muy grandes con un cambio en su orientación relativamente pequeño.

Fracturas Diagenéticas: Estas fracturas se originan cuando en la roca tiene lugar una reducción en su volumen, ya sea por secamiento de la roca, contracción térmica y dolomitización.

Fracturas Asociadas con la Superficie: Una roca que se halla en la corteza terrestre se encuentra sometida a una carga litostática (overburden) que equilibra los otros esfuerzos a los que está sometida la roca, cuando hay variación en la carga litostática, por ejemplo, al llevar la roca a superficie o tras una fuerte erosión en el terreno, el equilibrio inicial se verá alterado, con lo cual los esfuerzos de compresión terminan por fracturar la roca originando las fracturas asociadas con la superficie (Aguilera, 1980).

1.9 CARACTERÍSTICAS DE UN YACIMIENTO CON DOBLE POROSIDAD DE ARENAS

La porosidad total de un yacimiento con doble porosidad es el resultado de la suma algebraica de las porosidades primaria y secundaria, es decir:

$$\phi_t = \phi_m + \phi_f$$

ϕ_t : Porosidad total del yacimiento

ϕ_m : Porosidad del subsistema matriz

ϕ_f : Porosidad del subsistema fracturas

CAPÍTULO I. DEFINICIONES Y CONCEPTOS BÁSICOS

La evaluación de la porosidad de la matriz se hace generalmente a partir de muestras de núcleos, por otra parte, la evaluación de la porosidad de las fracturas es un proceso mucho más complejo, ya que los núcleos tienden a romperse a lo largo de los planos de las fracturas naturales o se inducen fracturas a través de estos, lo cual dificulta la medición de tal propiedad.

En muchas ocasiones, para el desarrollo de modelos que representen el comportamiento de los yacimiento con doble porosidad se asume que la porosidad de fractura es mínima y consecuentemente la capacidad de almacenamiento de ésta es muy pequeña en relación a la capacidad de almacenamiento de la matriz, lo cual se traduce en que el volumen de fluido almacenado en las facturas puede ser despreciado.

La porosidad de la fractura es rara vez mayor al 1.5% ó 2%. Usualmente, ésta es menor que el 1% (Aguilera, 1980). Esto hace que la capacidad de almacenamiento de las fracturas sea muy pequeña, con lo cual la mayor parte de los fluidos se hallen almacenados en la matriz de la roca.

Es posible encontrar una buena cantidad de literatura en la que se aborde el estudio de los yacimientos naturalmente fracturados (YNF), es por esto, que los aspectos que se tocarán aquí pretenden dar una breve ilustración sobre algunos conceptos importantes que son necesarios conocer previamente al tema central de la presente tesis.

1.10 YACIMIENTOS DE ARENISCAS CON DOBLE POROSIDAD Ó YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

Un yacimiento con doble porosidad ó YNF es, cuando éste contiene fracturas que han sido creadas por acción de la naturaleza y que tienen un efecto significativo sobre las características que definen el flujo de fluidos a través de éste.

Según Aguilera (1980), todos los yacimientos se encuentran fracturados en menor o mayor escala, aunque solo deben ser considerados como YNF aquellos en los que el fracturamiento contribuya al proceso de flujo en el mismo.

Estas discontinuidades ocasionan considerables dificultades en la descripción de la estructura interna y del flujo de fluidos dentro de este tipo de yacimientos. Además de los parámetros que son necesarios para describir la matriz en un yacimiento homogéneo; en los YNF se requiere de parámetros adicionales, debido a la presencia de fracturas y estilolitas (las estilolitas se forman en ocasión de una compresión, cuya dirección es precisamente la conservada por el eje de las columnas. Estas direcciones, por lo tanto, son fáciles de determinar en el terreno, gracias a la sola observación de los picos estilolíticos o en las pequeñas fisuras en los bordes separados, rellenos de calcita. Se trata de micro

CAPÍTULO I. DEFINICIONES Y CONCEPTOS BÁSICOS

fracturas, que revelan en qué dirección la roca ha sido sometida a esfuerzos al mismo tiempo. Así, se observan las deformaciones sufridas por las rocas.).

La presencia de fracturas naturales en un yacimiento puede tener efectos positivos, como por ejemplo, al maximizar la capacidad de flujo de petróleo, aunque también los efectos pueden ser negativos, por ejemplo, cuando se presenta canalización de agua o gas hacia los pozos.

La complejidad de los YNF ó yacimientos con doble porosidad radica en que estos pueden presentar variación tanto en la clase, como en la morfología de las fracturas que lo constituyen, e incluso puede haber variación en la relación de la capacidad de almacenamiento entre matriz y fracturas.

Los YNF pueden ser encontrados en una amplia variedad de litologías, tales como: calizas, areniscas, lutitas, anhidritas, rocas ígneas, metamórficas y carbones.

1.11 CLASIFICACIÓN SEGÚN SU CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO

La capacidad de almacenamiento en un yacimiento está dada por el producto entre la porosidad y la saturación de los fluidos presentes en la roca, representando que tanto fluido puede acumular el yacimiento.

De acuerdo a la porosidad y permeabilidad que presenten los subsistemas matrices y fracturas, se ha desarrollado una clasificación para los yacimientos con doble porosidad dividiéndolos en diferentes categorías (Osorio y Aguilera).

Según ésta clasificación existen diferentes tipos, los cuales son:

Yacimientos Tipo 1: Las fracturas proveen tanto los elementos de porosidad como los elementos de permeabilidad.

Yacimientos Tipo 2: Poseen baja porosidad y baja permeabilidad en la matriz y las fracturas proveen la permeabilidad esencial para la productividad.

Yacimientos Tipo 3: Poseen alta porosidad y pueden producir sin fracturas, de manera que las fracturas en estos yacimientos proveen permeabilidad adicional.

Yacimientos Tipo 4: Poseen alta porosidad y permeabilidad matricial, de manera que las fracturas abiertas pueden mejorar la permeabilidad, pero las fracturas naturales a menudo complican el flujo de fluidos en estos yacimientos a través de la formación de barreras.

CAPÍTULO I. DEFINICIONES Y CONCEPTOS BÁSICOS

Yacimientos Tipo 5: Ha sido creada para los yacimientos de gas fracturado no convencional, tales como los yacimientos de metano en capas de carbón, y para los yacimientos de gas condensado fracturados.

Para que la clasificación resulte válida, se debe conocer tanto el sistema de fracturas naturales como el sistema de matriz de un yacimiento, además de la compleja interacción del flujo entre esos sistemas.

1.12 DEPÓSITOS EN ROCAS CARBONATADAS

En México, más del 80% de la producción de hidrocarburos proviene de los yacimientos en carbonatos (figura 3. Mapa de las cuatro regiones de PEMEX), razón por la cual se describe de manera abreviada las más relevantes características de este tipo de rocas.

Los sedimentos carbonatados se forman en o casi el mismo medio de depositación y por eso su análisis, además de tener en cuenta como en el caso de los sedimentos siliciclásticos los parámetros físicos, indicadores del régimen hidráulico (estructuras sedimentarias, texturas y fábrica), debe considerar, como parte fundamental, la propia naturaleza de las partículas sedimentarias que lo componen, (lodo carbonatado y/o aloquímicos, por lo que las partículas pueden formarse por:

- 1) Precipitación directa del agua de mar.
- 2) Precipitación inducida por organismos.
- 3) Formadas por la acción biogénica como resultado de la desintegración de los armazones esqueléticos.

CAPÍTULO I. DEFINICIONES Y CONCEPTOS BÁSICOS



Figura 3. Mapa de la Distribución geográfica de las cuatro Regiones en las que está dividida la actividad de exploración y producción en PEMEX Exploración y Producción.

1.13 DIFERENCIAS DE LOS SEDIMENTOS CARBONATADOS CON LOS SEDIMENTOS SILICICLÁSTICOS.

De acuerdo a su origen y composición, los carbonatos y los siliciclásticos muestran grandes diferencias, por otra parte, existen también algunas diferencias de gran interés entre ambos tipos de sedimentos en cuanto a las estructuras sedimentarias, por ejemplo las estructuras de corriente, son comunes en los terrígenos, en cambio existen ciertos desarrollos en las calizas que no tienen representación en los terrígenos, concretamente en las calizas se pueden formar cavidades por la disolución o constituir crecimientos arrecifales de diversas magnitudes donde no se aprecian límites entre estratos.

1.14 ESTRUCTURAS SEDIMENTARIAS CARACTERÍSTICAS DE LAS ROCAS CARBONATADAS

Los planos de estratificación representan un cambio en las condiciones de sedimentación (al igual que en el caso de las rocas siliciclásticas), pero existen algunos tipos de planos que son más característicos de las rocas carbonatadas:

CAPÍTULO I. DEFINICIONES Y CONCEPTOS BÁSICOS

- 1) Hard-grounds.- representan horizontes de cementación no sedimentación justo por debajo de la superficie del sedimento, son siempre subacuáticos.
- 2) Paleokarsts.- son procesos de disolución de carbonatos por las aguas meteóricas que se originan desde las superficies de los materiales, cuando éstos emergen. Esto produce huecos y superficies irregulares.
- 3) Stromatactis.- son cavidades de centímetros de diámetro, de techo irregular y base plana, muy características de los montículos de lodo del Paleozoico.
- 4) Diques Neptúnicos y Grietas Planas (sheet cracks).- son cavidades a mayor escala. Los diques neptúnicos son grietas verticales que a veces tienen varios metros, mientras que las grietas planas siguen la estratificación. Su origen es debido a movimientos tectónicos y suaves deslizamientos que dan lugar al fracturamiento del material.

1.15 COMPONENTES MINERALÓGICOS DE LAS ROCAS CARBONATADAS

Los principales componentes minerales de las rocas carbonatadas son: aragonito, calcita, dolomita, magnesita, ankerita (ferrodolomita) y siderita.

Los componentes secundarios son los minerales u otros compuestos no carbonatados que se observan en los depósitos carbonatados, los más comunes son:

- 1) Materia orgánica, que deriva de la parte blanda de los animales y vegetales.
- 2) Óxidos e hidróxidos, principalmente de aluminio, de hierro y de silicio.
- 3) Cuarzo, generalmente en forma de granos detríticos o como sílice precipitado químicamente.
- 4) Fosfatos, principalmente de calcio y de hierro.
- 5) Sales halógenas, principalmente cloruro de sodio y potasio.
- 6) Silicatos, sobre todo de origen detrítico y a veces de neoformación (minerales de arcilla y algunos feldespatos).
- 7) Sulfatos, principalmente anhidrita y yeso.

CAPÍTULO I. DEFINICIONES Y CONCEPTOS BÁSICOS

1.16 LOS GRANOS

La primera dificultad la constituye el tamaño de la partícula, y la segunda corresponde con la diagénesis que sufre el sedimento, que incrementa aún más el grado de dificultad.

También existe la posibilidad en la aportación de diferentes grupos de organismos que secretaron distintos minerales para construir sus esqueletos, es todavía bastante enigmático. Las comunidades bióticas antiguas han ido evolucionando constantemente, lo que hace que el sedimentólogo se enfrente al reconocimiento de una enorme variedad de partículas.

Algunos de los tipos de partículas biogénicas más comunes en los sedimentos son: moluscos, braquiópodos, cnidarios, equinodermos, briozos, foraminíferos.

1.17 CLASIFICACIONES DE LAS ROCAS CARBONATADAS

En la petrología sedimentaria y en diversas aplicaciones en Ciencias de la Tierra generalmente se usan los siguientes cuatro sistemas de clasificación, cada uno de los cuales hace hincapié en aspectos diferentes, como la textura, la composición, el tipo de partícula, el tamaño de partícula, etc. La clasificación más usada en la industria petrolera nacional es el de Dunham y en la internacional es la de Embry y Klovan.

- 1) El esquema de clasificación de Folk (1959, 1962).
- 2) La clasificación de Dunham (1962).
- 3) La clasificación de Embry y Klovan (1971).
- 4) La clasificación de Tucker (1981).

El esquema de clasificación, está basado principalmente en la composición y distingue tres componentes principales:

- Los aloquímicos (partículas o granos).
- La matriz, fundamentalmente micrita.
- El cemento, fundamentalmente esparita drúsica.

1.18 LA ACCIÓN DE LOS ORGANISMOS

Se ha encontrado que en muchos casos la acción de los organismos modifica profundamente las características del sedimento, especialmente en su parte superior. La actividad orgánica se lleva a cabo en varios niveles y corre a cargo de diversos tipos de organismos que, como resultado indirecto, bioturban el sedimento, llegando incluso a destruir la estructura original.

A su vez, el tipo de sustrato y las condiciones hidrodinámicas en el fondo ejercen un fuerte control sobre la biota: en sustratos arenosos con activo transporte de la carga del fondo la biota es pobre y no suele haber epifauna bentónica, mientras que en sustratos de grano fino y de aguas más tranquilas hay mayor densidad de población bentónica y los comedores de sedimento reemplazan progresivamente a los filtradores de alimento en suspensión. El estudio de las icnofacies ofrece claves para la interpretación ambiental.

CAPÍTULO II. COMPRESIBILIDAD

Podemos encontrar distintas definiciones para la compresibilidad, pero sólo unas cuantas pueden destacar para los propósitos de éste trabajo.

La compresibilidad es una propiedad de la materia a la cual se debe que todos los cuerpos disminuyan de volumen al someterlos a una presión o compresión determinada manteniendo constantes otros parámetros.

2.1 Se define a la compresibilidad de cualquier material (sólido, líquido o gaseoso) para un intervalo de producción dado y a una temperatura dada; como el cambio de volumen por unidad de volumen inicial, causado por una variación de presión que ocurre en el material en cuestión, se expresa mediante la ecuación.

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

Dónde:

C = Compresibilidad en el intervalo de presión de P_1 a P_2

V = Volumen a la presión P_1

dV/dP = Cambio de volumen por unidad de cambio de presión de P_1 a P_2 .

En un yacimiento a miles de metros bajo la tierra (figura 4. Muestra los esfuerzos efectivos de compresibilidad) se encuentra sometido a una presión de sobrecarga originada por el peso de las formaciones suprayacentes. La presión de sobrecarga no es constante y depende de factores como la profundidad, la naturaleza de la estructura, consolidación de la formación, tiempo geológico entre otros. La profundidad de la formación es la consideración más importante, y un valor típico del gradiente de presión de sobrecarga que varía aproximadamente entre 0.465 a 1 [lb/pg²] por pie de profundidad.

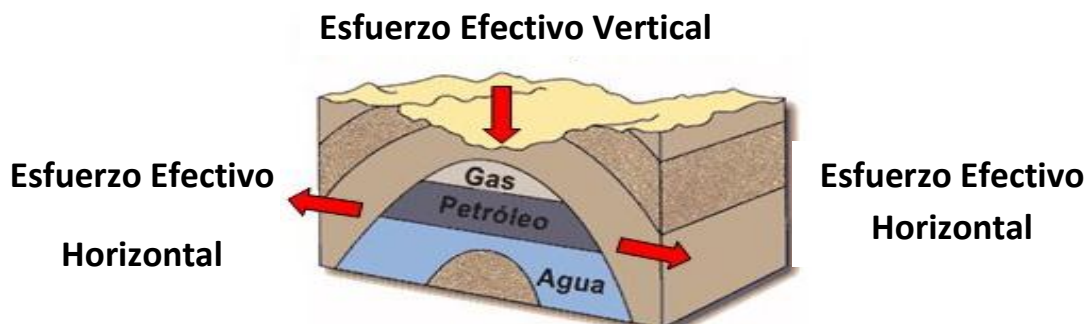


Figura 4. Esfuerzos efectivos de compresibilidad

CAPÍTULO II. COMPRESIBILIDAD

Los cambios de volumen tienden a reducir la porosidad de la roca ligeramente, esto pasa cuando la presión del fluido contenido en los espacios porosos de la roca, la cual está sometida a una 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. Este cambio en la porosidad sólo depende de la diferencia entre la presión interna y externa y no del valor absoluto de las presiones.

El peso de sobrecarga simplemente aplica un esfuerzo compresivo al yacimiento. 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 multiplicados por la profundidad de interés.

Existen tres tipos diferentes de Compresibilidad que pueden ser distinguidas en una roca, estas son:

Compresibilidad del Volumen Total de Roca (C_T)

Se define como el cambio fraccional en el volumen de roca total por unidad de cambio en la presión. Aunque la reducción del volumen originado por cambios en la presión es pequeña, ésta se convierte en un factor importante que contribuye a la producción de fluidos en yacimientos subsaturados.

$$C_T = - \frac{1}{V_T} \left(\frac{\partial V_T}{\partial P} \right)_T$$

2.2 Compresibilidad de la Matriz de la Roca (C_r)

Se define como el cambio fraccional en el volumen del material sólido de rocas (granos) por unidad de cambio en la presión. Matemáticamente, el coeficiente de Compresibilidad de la roca está dado por:

$$C_r = - \frac{1}{V_r} \left(\frac{\partial V_r}{\partial P} \right)_T$$

El subíndice T indica que la derivada es tomada a temperatura constante.

2.3 Compresibilidad de los Poros (C_p)

El coeficiente se define como el cambio fraccional en el volumen poroso de la roca por unidad de cambio en la presión y está dado por la siguiente expresión:

$$C_p = - \frac{1}{V_p} \left(\frac{\partial V_p}{\partial P} \right)_T$$

CAPÍTULO II. COMPRESIBILIDAD

La ecuación anterior puede ser escrita en términos de porosidad de la siguiente forma:

$$C_p = -\frac{1}{\phi} \left(\frac{\partial \phi}{\partial P} \right)_T$$

Para la mayoría de los yacimientos de petróleo, la compresibilidad de la matriz es considerada pequeña en comparación con la compresibilidad de los poros. La compresibilidad de la formación es un término usado comúnmente para describir la compresibilidad total de la formación y es igual a la compresibilidad del volumen poroso.

Aunque la reducción del volumen poroso originado por cambios en la presión es pequeña, esta se convierte en un factor importante que contribuye a la producción de fluidos en yacimientos subsaturados.

La reducción en el volumen poroso debido a la declinación de presión puede ser expresada en términos del cambio en la porosidad del yacimiento de la siguiente manera:

$$C_f \partial P = \left(\frac{1}{\phi} \right) \partial \phi$$

2.4 VALORES PROMEDIO DE COMPRESIBILIDAD DE AGUA Y ROCA

De acuerdo a estudios de laboratorio se presentan los siguientes valores promedio de compresibilidad, las cuales nos sirven cuando los datos del núcleo no están disponibles.

Agua	4 – 5 x 10 ⁻⁶ lpc-1
Calizas	5 – 6 x 10 ⁻⁶ lpc-1
Arena semiconsolidadas	20 x 10 ⁻⁶ lpc-1
Arena no consolidadas	30 x 10 ⁻⁶ lpc-1
Roca deleznable	100 x 10 ⁻⁶ lpc-1

Figura 5. Tabla de valores promedio de compresibilidad para las formaciones.

Rango usual de la Compresibilidad en la formación: 4 a 14 x 10⁻⁵ [lb/pg²]⁻¹.

Debe señalarse que la Compresibilidad total de un yacimiento (C_t), se define como:

$$C_t = S_o C_o + S_w C_w + S_g C_g + C_f$$

Dónde:

S_o, S_w, S_g = Saturación de petróleo, agua y gas respectivamente.

C_o, C_w, C_g = Compresibilidad del petróleo, agua y gas respectivamente.

CAPÍTULO II. COMPRESIBILIDAD

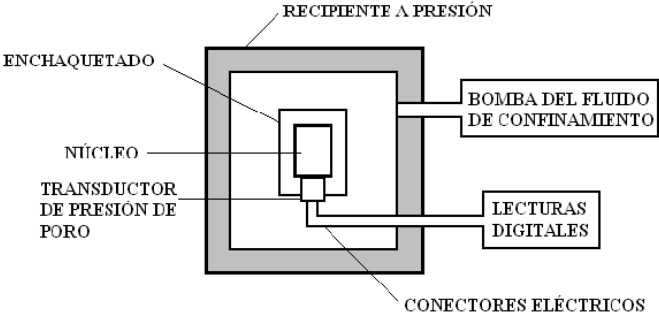
2.5 DESCRIPCIÓN DE LOS INSTRUMENTOS DE COMPRESIBILIDAD

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

A continuación se mencionan algunos de los instrumentos con los que los investigadores empezaron el estudio de la compresibilidad:

AUTOR	COMPONENTES	DESCRIPCIÓN
Carpenter y Spencer (1940)	Con sólo una bureta graduada.	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, así que cualquier cantidad expulsada de fluido de poro del núcleo será reflejada como aumento en la altura del líquido en la bureta.
Greenwald (1980)	En general, este aparato consiste de cuatro subsistemas: una celda de presión, una muestra cilíndrica, un sistema de presión de confinamiento y un sistema de presión de poro.	La celda de presión es un cilindro hueco de aleación acero-cromo con una presión de 69 [MPa]. En el fondo de la celda tiene conectores para manómetros, medidores de deformación, etc. Esta celda permite que las presiones de confinamiento solo fueran aplicadas a los núcleos. El recipiente es rodeado por calentadores y los calentadores son controlados por un regulador de temperatura, que permite la operación a temperaturas elevadas. La celda se llena de fluido que proporcione la presión de confinamiento (no es corrosivo ni crea cortos circuitos), el fluido es presurizado por una bomba de desplazamiento positivo, que se conecta con un compresor de aire, la línea de la celda pasa a través de un transductor de presión, que mide la presión de confinamiento, y luego un regulador de presión, que pasa nuevamente dentro del depósito de aceite que provee la bomba. La lectura del transductor de presión se transmite a una computadora para enviar los datos; alternativamente, la presión se podía leer directamente de un manómetro.

CAPÍTULO II. COMPRESIBILIDAD

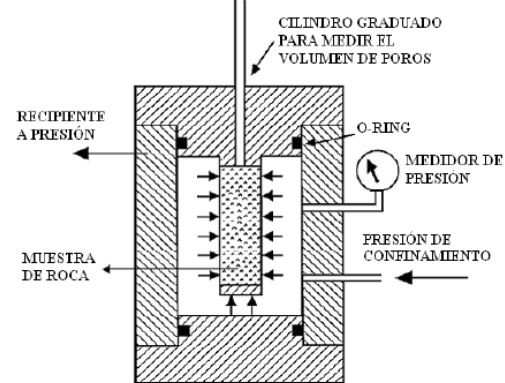
<p style="text-align: center;">Zimmerman (1984)</p>	<p style="text-align: center;">Es una modificación del anterior. Contiene un transductor de presión que mide la presión de confinamiento.</p>	<p>Contiene un transductor de presión (medidor de deformación) con un radio de acción de 0 – 20.000 [psi] (0 – 138[MPa]), que media la presión de confinamiento a una exactitud de ± 5 [psi]. El dispositivo se utiliza para medir cambios en el volumen de poro, y para controlar la presión de poro.</p> <p>El dispositivo consiste en una perforación cilíndrica de precisión que contiene un pistón móvil, está 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 alternamente es controlado por la computadora. Es de suma importancia que el núcleo se forre para que los fluidos de confinamiento y poro no se mezclen.</p>
<p style="text-align: center;">Green y Wang (1986)</p>	<p style="text-align: center;">El sistema que idearon fue sin drene de poros que reemplazó el uso del transductor de presión pegado en la muestra.</p>	<p style="text-align: center;">Ellos idearon un sistema para medir la compresibilidad sin drene de poros que reemplazó el uso del transductor de presión pegado en la muestra, el cual se puede observar.</p>  <p style="text-align: center;"> RECIPIENTE A PRESIÓN ENCHAFETADO BOMBA DEL FLUIDO DE CONFINAMIENTO NÚCLEO LECTURAS DIGITALES TRANSDUCTOR DE PRESIÓN DE PORO CONECTORES ELÉCTRICOS </p>

CAPÍTULO II. COMPRESIBILIDAD

<p style="text-align: center;">Andersen (1988)</p>	<p style="text-align: center;">Mediciones de esfuerzo triaxial de compresibilidad con ayuda de un pistón y un esfuerzo que se aplica por medio de la presión anular a los lados de la muestra.</p>	<p>El 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 como en la figura. Utilizó medidores de deformación para obtener la deformación total a través de las direcciones longitudinal y transversal de la muestra, y utilizan-</p> <div style="text-align: center;"> </div> <p>-do una bureta externa graduada para medir el volumen de fluido de poro expulsado del núcleo.</p>
<p style="text-align: center;">Ziqiong Zheng, John McLennan y Arfon Jones (1990)</p>	<p style="text-align: center;">Éste es el método más comúnmente empleado en ingeniería petrolera para determinar la compresibilidad del volumen poroso como una función del esfuerzo efectivo. Utilizando un recipiente a presión.</p>	<p>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 fue sellada en una membrana impermeable para prevenir la invasión del fluido de confinamiento. Cada muestra se colocó dentro de una vasija a presión, capaz de proveer una presión 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, 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</p>

CAPÍTULO II. COMPRESIBILIDAD

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, y en intervalos de 400 [psi] de 4,00 a 2,000 [psi] para simular 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.



CAPÍTULO III. CASO DE ESTUDIO

El presente capítulo muestra varios ejemplos de aplicación para la obtención de la compresibilidad del volumen de poros con muestras de núcleos de diámetro completo, tomando muestras reales de yacimientos ubicados en las cuencas petroleras de nuestro país.

Uno de los objetivos principales en la industria petrolera es optimizar la producción de hidrocarburos asociada a criterios económicos. Los estudios de caracterización estática y dinámica, así como, la simulación de yacimientos aportan las bases para establecer programas de explotación orientados a lograr la recuperación óptima de hidrocarburos con un menor riesgo económico.

En una primera etapa de la caracterización de yacimientos, es necesario definir un modelo geológico-petrofísico que describa de manera detallada el yacimiento. Para esto, hay que conocer los diferentes procesos geológicos a que estuvo expuesta el área de estudio. Aunado a la geología del yacimiento, las propiedades petrofísicas de las rocas son de gran importancia por lo que es necesario conocer su comportamiento, efectos y, principalmente, su distribución dentro del sistema.

Los yacimientos carbonatados pueden ser colosales a pesar de que sus poros suelen ser microscópicos y su permeabilidad de matriz muy baja; sin embargo, los fluidos fluyen a través de su doble porosidad de manera muy fácil, a diferencia de los yacimientos clásticos que manejan valores de porosidad y permeabilidad mayores y en general poseen propiedades petrofísicas mejor delimitadas y bien distribuidas.

DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO Y DE LA PRUEBA DE COMPRESIBILIDAD

En esta sección se muestra una breve descripción del equipo que se utiliza para calcular la compresibilidad del volumen poroso, también se describe paso a paso el proceso para el cálculo de la compresibilidad.

A partir de que se reciben los núcleos, se lleva a cabo una serie de procedimientos para obtener información que pueda determinar su compresibilidad, que a continuación se enlistan:

- Recepción de los núcleos en el laboratorio.
Éstos llegan con: nombre, localización y el motivo por el cual se envía.
- Corte e identificación de núcleos.
- Limpieza de los núcleos.
- Evaporación de solventes.
- Desecador.
- Preparación de la muestra.

CAPÍTULO III. CASO DE ESTUDIO

- Prueba de fugas.
- Posteriormente se someten a las pruebas de laboratorio que requiere y se obtiene la información:
- Cálculo de la porosidad total.
- Cálculo de la permeabilidad.

3.1 DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO

El porosímetro (figura 6) nos sirve para cuantificar los cambios de volumen de poro, éste se encuentra equipado con 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 (de 4 [pg] a 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 a la celda de prueba, para 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 en las mediciones.

El porosímetro cuenta también con tres tanques de acero con volúmenes de referencia de 50[cm³], 150 [cm³] 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. Con el porosímetro se calcula el volumen de sólidos del núcleo empleando la calibración del equipo para cada diámetro de núcleos.



Figura 6. Porosímetro.

CAPÍTULO III. CASO DE ESTUDIO

Utiliza un voltaje de 110 Vac a 60 Hz para alimentar un transductor de baja presión (hasta 100 lb/pg²) y un display de presión del mismo rango, cuenta con un calibrador para poder iniciar las lecturas en cero, además, la unidad necesita un tanque de helio a alta presión, el cual debe manejarse con ayuda de un regulador, que limita la presión hasta 125 lb/pg² como máximo, conectado directamente a la fuente de helio. El aparato cuenta con una válvula de seguridad que funciona cuando se sobrepasan las 100 [lb/pg²], es importante no sobrepresionar el equipo, las lecturas de este dispositivo son afectadas por vibraciones, goteos, o por sellado inadecuado entre éste y las tuberías internas.

CELDA DE COMPRESIÓN BÁSICA DE PERMEABILIDADES

Cuenta con una celda hecha de acero inoxidable capaz de contener altas presiones internas de hasta 20, 000 [lb/pg²]. Dicha vasija tiene como diámetro externo 11 [pg] y su diámetro interno de 5 [pg], puede manejar muestras de núcleos desde 1 [pg] hasta 4.5 [pg] de diámetro y de una longitud aproximada de hasta 18 cm. Utiliza una serie de resistencias en banda para calentar el contenido si se desea hasta una temperatura máxima de 150°C. Esta celda cuenta con un manómetro y un transductor que mide directamente la presión de confinamiento que se aplica a la muestra por medio de una bomba manejada con aire de una compresora. Esta bomba aumenta la presión de confinamiento al inyectar pequeñas cantidades de aceite mineral a la celda. La carreta cuenta con un visor de fluido y un fluómetro que sirve para verificar que todo el sistema se encuentre lleno de aceite de confinamiento. Este módulo de confinamiento (figura 7) posee un sistema de drene, este circuito de drene utiliza un sistema para un desalojo rápido del fluido confinante.



Figura 7. Celda de Compresión Básica de Permeabilidades.

CAPÍTULO III. CASO DE ESTUDIO

El aceite mantiene a la muestra en su cavidad para distribuir la presión confinante y temperatura uniformemente en toda la muestra, las características principales del aceite son: fluido prácticamente incompresible, no corrosivo, dieléctrico y capaz de manejar altas temperaturas sin degradarse.

El transductor que mide la presión de confinamiento está hecho de acero inoxidable, sellado para casos de ambientes corrosivos y húmedos, lee la presión independientemente de los cambios barométricos y funciona al excitar unas pequeñas resistencias en serie con voltaje de aproximadamente 5 [Vdc]. La presión de confinamiento se puede leer directamente también del manómetro que se encuentra conectado a la celda, es necesario contar con una tubería de cobre flexible, la cual conectará la muestra montada en la celda de confinamiento al porosímetro.

3.2 PROCEDIMIENTO PARA EL ARMADO DEL EQUIPO

1. Se conecta el porosímetro a la 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. A continuación se introduce la muestra en la celda de prueba colocando su tapa correspondiente (figura 8. Equipo armado para la prueba).
2. Se abre el tanque de helio y se regula una presión de 100 [lb/pg²] en el mismo.
3. Se selecciona un volumen de referencia el cual por lo general es de 450 [cm³] y se incrementa la presión para este volumen en 90 [lb/pg²] la cual se registra y se le nombra presión inicial (P_1).
4. 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 período de tiempo, la presión se estabiliza, a este valor la llamaremos presión final (P_2) y lo registramos.
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.
5. Ya calculado el cociente [P_1/P_2] para el núcleo en cuestión, por medio de las curvas de calibración obtendremos un volumen de sólidos. Al restar el volumen de los cilindros complementarios de aluminio relleno en la celda, al volumen de sólidos contenidos en el tubo lleno de cilindros de la muestra obtenemos el Volumen de sólidos del núcleo.
6. Con las dimensiones de cada núcleo (volumen de roca debido a su forma cilíndrica), podemos ahora determinar la porosidad total (Φ_T), al restar al volumen de roca el Volumen de sólidos en el núcleo (V_s), se obtiene el Volumen de poros (V_p), y al dividir el volumen de poros entre el Volumen de roca obtenemos la porosidad total.
7. Cálculo de permeabilidad, el flujo de gas circulará por el núcleo en forma vertical y en forma horizontal en dos direcciones. La primera horizontal será en dirección a las fracturas

CAPÍTULO III. CASO DE ESTUDIO

observadas en el núcleo y la segunda será perpendicular a la primera. Para realizarlo se utilizan mangas para cuidar la muestra del aceite y 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 a diferentes presiones de confinamiento y diferentes presiones de entrada para obtener un gasto.

8. Con los resultados obtenidos por la prueba de permeabilidad para cada núcleo en sus direcciones, se decide cuáles son los más representativos, así como la dirección en la cual se obtuvo la mejor permeabilidad, para que los núcleos se utilicen en la prueba de compresibilidad.
9. Se prepara 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 tocar el aceite mineral el cual se encuentra entre la muestra y la celda, dependiendo del flujo se colocaran mallas de acero, las cuales desviarán el flujo para forzarlo a entrar en el núcleo.
10. En los extremos de cada núcleo se colocan dispersores encima de las mallas para distribuir todo el flujo que se emplea por la cara principal de la muestra y proporciona un sello entre el dispersor y la manga.
11. Se colocan las conexiones, una en forma de "S" y la otra es un serpentín en el tapón. 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 segundo sello para aumentar la presión de confinamiento.
12. Los dispersores se aseguran con fleje y grapas para evitar que el aceite mineral pueda comunicarse con el núcleo.
13. Verificar que el armado se encuentra en forma correcta y que las conexiones así como en los dispersores no exista fugas. Se coloca espuma de jabón y se inyecta aire con poca presión por el lado negativo del tapón para verificar las conexiones antes de introducir la muestra a la celda de presión de confinamiento. Una vez introducida la muestra en la celda se verifica que el nivel de aceite cubra totalmente a la muestra, para posteriormente colocarle la rosca para aislarla y asegurarla.
14. Verificar que todas las válvulas del módulo de compresión se encuentren en la posición correcta. Las válvulas de aislamiento (figura 9) 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 cerrar el regulador de aire, todo esto para incrementar la presión de confinamiento.
15. Se conecta el porosímetro al sistema de control de presión de confinamiento por medio de una línea de cobre al lado positivo del tapón. 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.
16. Por último se conecta el porosímetro a la toma de corriente para realizar las pruebas de compresibilidad. 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.

CAPÍTULO III. CASO DE ESTUDIO



Figura 8. Equipo armado para la prueba de Compresibilidad.

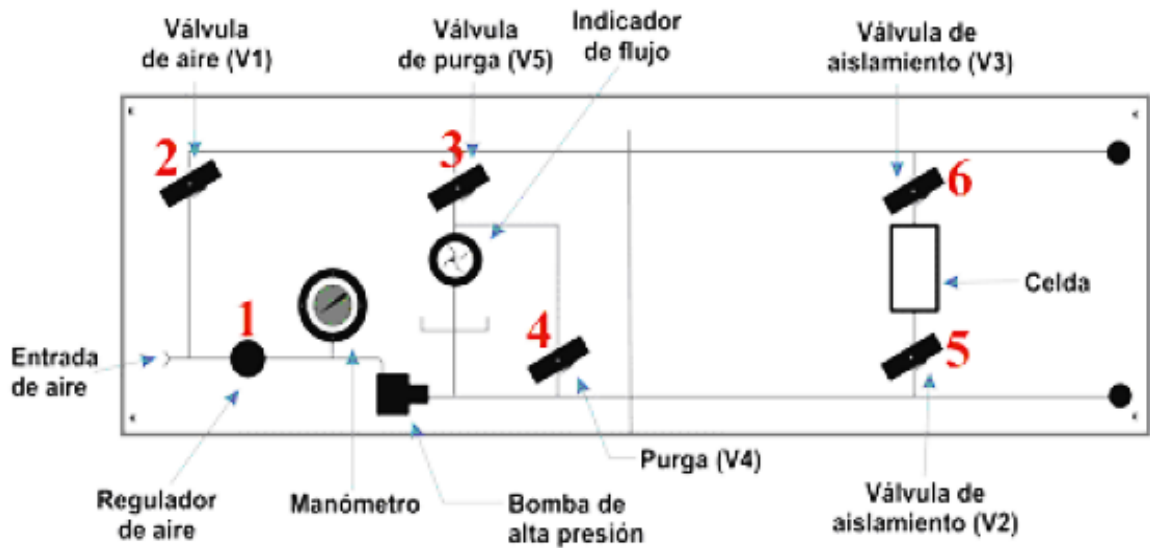


Figura 9. Diagrama de la Celda de Compresión.

CAPÍTULO III. CASO DE ESTUDIO

3.3 PREPARACIÓN DE LAS MUESTRAS

Las muestras se reciben normalmente con su superficie exterior lavada con agua dulce y expuestas a la atmósfera por un largo período de tiempo (las muestras estaban intemperizadas). Por lo que para realizar experimentos con fluidos líquidos es necesario restituirles sus condiciones de mojabilidad para estos fluidos.

Para el manejo de las muestras en el equipo, éstas se dimensionaron longitudinalmente y se gravó su identificación, posteriormente se limpiaron, extrayendo el aceite y las sales residuales, con una mezcla del 50% de tolueno y 50% de alcohol metílico, en un equipo de cristal tipo Dean Stark en el cual se pasa el solvente por la muestra y se destila en forma cíclica, por un período de cuatro semanas; seguido por un proceso de sacado por lo menos de diez días, evaporando completamente los solventes residuales, en un horno que opera con un vacío aproximado de hasta 20 pulgadas de mercurio y a una temperatura de 100°C.

3.4 PROCEDIMIENTO PARA LA PRUEBA DE COMPRESIBILIDAD

- A. Conecte el porosímetro a la toma de corriente y coloque cada una de las válvulas del porosímetro 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 encuentra abierta antes de incrementar la presión de confinamiento en 500 [lb/pg²].
- D. Abrir el tanque de helio y con la perilla del regulador, colocar 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. Anote la lectura inicial de la carátula del porosímetro u orientar en cero con el botón que está a la derecha de la carátula.
- F. Gire la válvula I a la posición 1 para saturar el sistema de gas, el aumento de la presión se observará en la carátula del porosímetro, cuando se tenga 90 [lb/pg²], gire la válvula I a la posición 2 (figura 10). La presión de 90 [lb/pg²] debe de permanecer estable, en caso contrario se presentaran fugas y tendrá que corregirlas.
- G. Anotar la presión que marque la carátula, esta corresponde a la Presión inicial (P_1).
- H. Gire la válvula II a la posición 3, en éste momento el gas está invadiendo a la muestra (se expande) lo cual se observa en el manómetro digital del porosímetro al ir

CAPÍTULO III. CASO DE ESTUDIO

disminuyendo la Presión inicial de 90 [lb/pg²] hasta que llega 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 la Presión final (P_2). Se continuarán tomando lecturas con intervalos de tiempo de un minuto hasta obtener una variación mínima o constante entre lectura y lectura, como se muestra en la figura de la tabla 11.

Presión de Confinamiento [psi]	P_1 [psi]	P_2 [psi]	Tiempo [min]
500	90	58.25	0 (cuando se estabiliza)
		58.20	1'
		58.18	2'
		58.17	3'
		58.16	4'
		58.15	5'
		58.15	6'

Figura 11. Tabla de registro para la prueba de compresibilidad

En caso de que la variación entre lectura y lectura pasando el minuto de espera es mínima, se puede tomar menos lecturas.

- I. Purgue el gas contenido dentro de la muestra, es decir, cierre las válvulas V y VI para evitar liberar todo el gas contenido en los tanques de referencia, abra 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 llegar al valor inicial al darle un tiempo de purga de 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 a 90 [lb/pg²].

- K. Se repite este proceso tres veces para la presión de confinamiento de 500 [lb/pg²] desde A para el empleo 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

CAPÍTULO III. CASO DE ESTUDIO

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.

- O. Llene el formato para el registro de las lecturas de la prueba de Compresibilidad.
- P. Fin de la prueba.

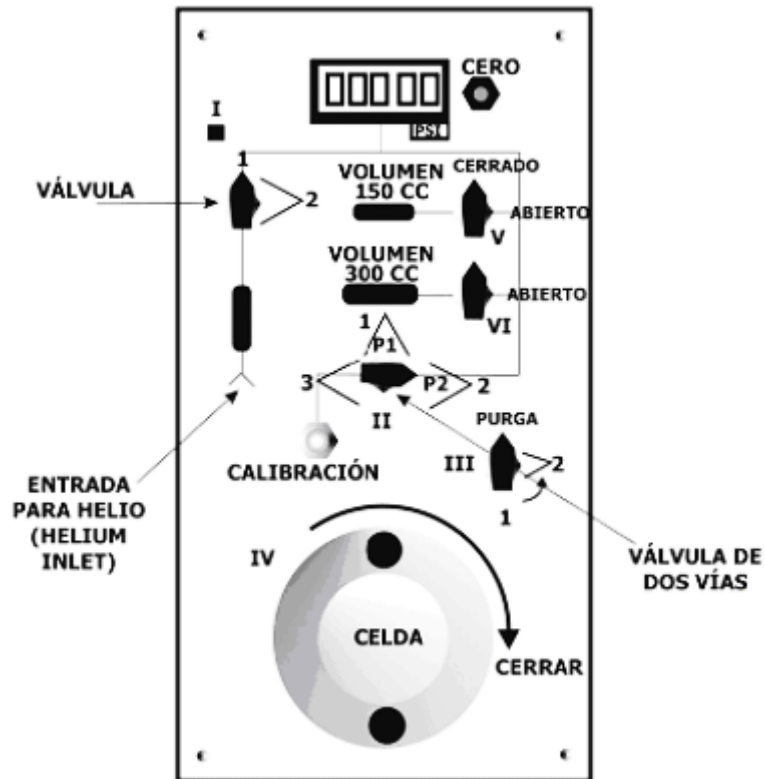


Figura 10. Diagrama del manejo de válvulas en el Porosímetro.

CAPÍTULO III. CASO DE ESTUDIO

3.5 PROCEDIMIENTO PARA EL DESARMADO DEL EQUIPO

1. Ya que han terminado todas las lecturas necesarias, cierre el tanque de helio, abra la válvula de purga del tapón y purgue todo el sistema; tal como se indica en la figura 12.

Válvula	Posición
III	2
V	Abierta
VI	Abierta
I	1

Figura 12. Posición de válvulas de purga.

2. Regrese las perillas del regulador de presión en el tanque de helio a su posición inicial.
3. Desconecte el cable del porosímetro de la corriente eléctrica.
4. Purgue la presión de confinamiento lentamente.
5. Saque la muestra de la celda, desármela, lave todo el equipo utilizado con la muestra y meta 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 empieza a tomar las lecturas correspondientes.

3.6 ANÁLISIS DE LOS DATOS OBTENIDOS

Para todas las muestras se emplea el siguiente procedimiento, para poder interpretar los datos de la compresibilidad es el siguiente: se obtiene la relación de presiones (P_1/P_2) que obtuvimos en la prueba del laboratorio (se repite la lectura 2 ó 3 veces para cada intervalo de presión de confinamiento), el volumen de tubería de cobre empleado (V_{tc}), el volumen de referencia es 450 [cm³], con estos datos se calcula el volumen de poros (V_p) para cada incremento de presión de confinamiento efectivo. El volumen de roca se determina para cada muestra con la fórmula $V_r = \pi d^2 L / 4$, una vez calculado el volumen de roca (V_r) podemos determinar la porosidad efectiva ($V_p/V_r * 100$).

Para determinar el volumen de poros a condiciones de yacimiento, se utiliza la temperatura a la cual determine el núcleo del yacimiento.

CAPÍTULO III. CASO DE ESTUDIO

Los resultados obtenidos de los trabajos de laboratorio realizados para la prueba de compresibilidad son los siguientes (figura 13):

MUESTRA	DIÁMETRO [cm]	LONGITUD [cm]	VOLUMEN DE ROCA [cm ³]	TEMPERATURA [°C]	VOLUMEN DE POROS [cm ³]	POROSIDAD %
1	10.1	17.6	1410.0883	21		

Figura 13. Tabla de datos para la muestra 1.

El volumen de poros y la porosidad efectiva se calculan a continuación:

$$V_p = \left[\frac{P_1}{P_2} * V_r \right] - V_r - V_{tc} = \left[\frac{90.09}{68.13} * 450 \right] - 450 - 15 = 130.0462 \text{ [cm}^3\text{]}$$

$$\Phi = \left(\frac{V_p}{V_r} \right) * 100 = \left(\frac{130.0462}{1410.0883} \right) (100) = 9.2225 \text{ [%]}$$

Hasta completar la siguiente tabla (figura 14):

Pc (lb/pg ²)	P1 (lb/pg ²)	P2 (lb/pg ²)	P1/P2	Dif. Tiempo (min)	Vp (cm ³)	Vr (cm ³)	Φ (%)
500	90.09	68.13	1.32232497		130.046235	1410.08831	9.22255962
500	90.03	68.15	1.32105649		129.475422		9.18207895
1000	90.07	68.31	1.3185478		128.346509		9.10201919
1000	90.07	68.29	1.31893396		128.520281		9.11434271
1500	90.00	68.42	1.31540485		126.932184		9.00171873
1500	90.00	68.41	1.31559713		127.018711		9.00785502
2000	90.09	68.59	1.31345677		126.055547		8.93954985
2000	90.09	68.57	1.31383987		126.227942		8.95177567
3000	90.05	68.67	1.31134411		125.104849		8.87212867
3000	90.05	68.67	1.31134411		125.104849		8.87212867
4000	90.12	68.80	1.30988372		124.447674		8.82552344
4000	90.12	68.74	1.31102706		124.962176		8.86201066
5000	90.02	68.82	1.30804999		123.622493		8.76700364
5000	90.02	68.80	1.30843023		123.793605		8.77913842

Figura 14. Tabla de Cálculos para la Muestra 1.

Posteriormente, se grafican los valores obtenidos de volumen de poros contra presión de confinamiento efectiva y se trazan líneas de tendencia de acuerdo a los comportamientos de fractura y matriz (figura 15). Cuando la roca tiene doble porosidad, el comportamiento del volumen poroso en función de la presión de confinamiento efectiva, detalla varias relaciones que se aproximan a ser lineales para los diferentes efectos predominantes, es decir, una para

CAPÍTULO III. CASO DE ESTUDIO

porosidad secundaria alta, una para porosidad secundaria media y la última para la matriz, con intervalos de transformación entre ellas.

Estos comportamientos lineales se diferencian por el cambio de pendiente de uno a otro, correspondiendo el de mayor pendiente a la Porosidad Secundaria Alta (PSA), pendiente intermedia a la Porosidad Secundaria menor (PSm) y la pendiente menor a la Matriz de la roca.

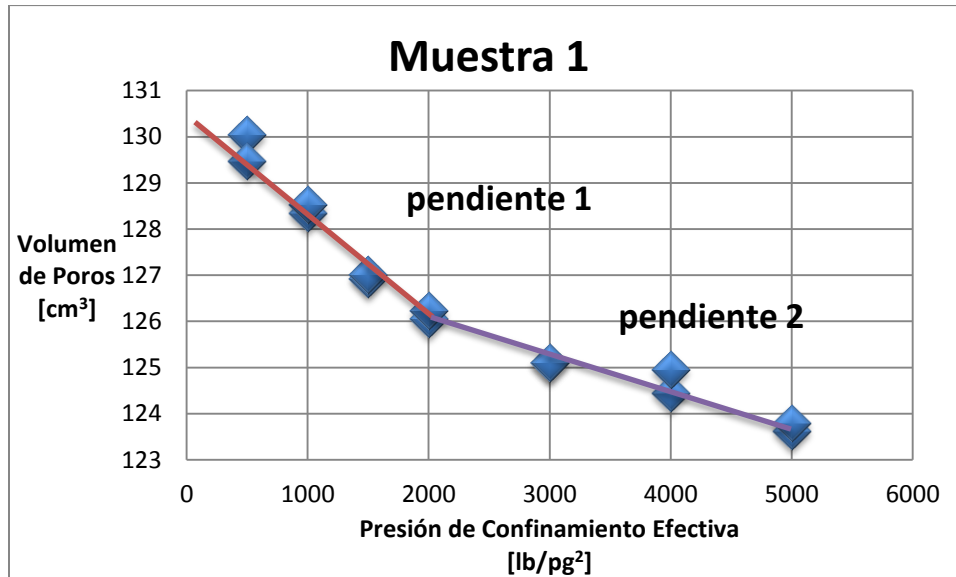


Figura 15. Gráfica del comportamiento del Volumen de Poros, Muestra 1.

Para obtener la compresibilidad de cada una de las distintas variaciones de los comportamientos observados en el volumen poroso, es necesario obtener su pendiente. Se pueden notar dos tendencias de acuerdo a la figura 15, una pendiente mayor (rojo) que se interpreta como el comportamiento destacado de porosidad secundaria y otra pendiente menor (morado) en la matriz, la compresibilidad se calcula con la ecuación:

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

Donde dV/dP es de pendiente negativa, por lo que el signo negativo convierte la compresibilidad (C) en un valor positivo. Se calcula la pendiente de la recta $m = \left(\frac{dV_p}{dP_{ef}} \right) \left[\frac{cm^3}{lb/pg^2} \right]$, 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_{po}) a condiciones atmosférica.

Posteriormente se prolonga la misma recta hasta el eje "X" para conseguir el siguiente punto y así obtener la pendiente (figura 16).

CAPÍTULO III. CASO DE ESTUDIO

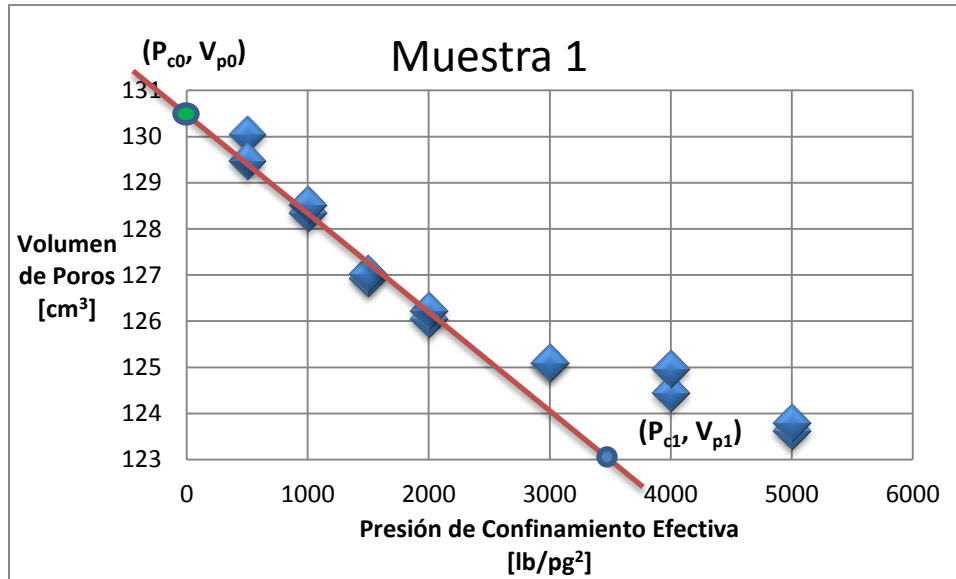


Figura 16. Obtención de los puntos para la pendiente 1.

Para la primera pendiente de la gráfica se tiene los valores:

$$V_{p0} = 130.84 \text{ [cm}^3\text{]}$$

$$P_{c0} = 0 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

$$V_{p1} = 123 \text{ [cm}^3\text{]}$$

$$P_{c1} = 3400 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

Ahora calculamos su pendiente

$$m_1 = \left(\frac{dV_p}{dP_{ef}} \right) = \left(\frac{V_{p1} - V_{p0}}{P_{c1} - P_{c0}} \right) = \left(\frac{123 - 130.84}{3400 - 0} \right) = -0.00230588 \left[\frac{\text{cm}^3}{\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}} \right]$$

Finalmente obtenemos la compresibilidad para m_1

$$C_{pc} = -\frac{1}{V_{p0}} \left(\frac{V_{p1} - V_{p0}}{P_{c1} - P_{c0}} \right) = -\frac{1}{130.84} \left(\frac{123 - 130.84}{3400 - 0} \right) = 0.0000176237 \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]^{-1}$$

Deduciendo $C_{pc} = 17.623 \times 10^{-6} \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]^{-1}$ es el Comportamiento Preferente de la Porosidad Secundaria menor.

Cuando la presión de confinamiento efectiva se incrementa de 2000 a 3000 [lb/pg²] el comportamiento cambia a una pendiente menor (microfractura).

CAPÍTULO III. CASO DE ESTUDIO

Para el comportamiento de la segunda tendencia se obtienen los mismos procesos que en el comportamiento anterior. La recta se lleva al origen para determinar el volumen de poros original (figura 17).

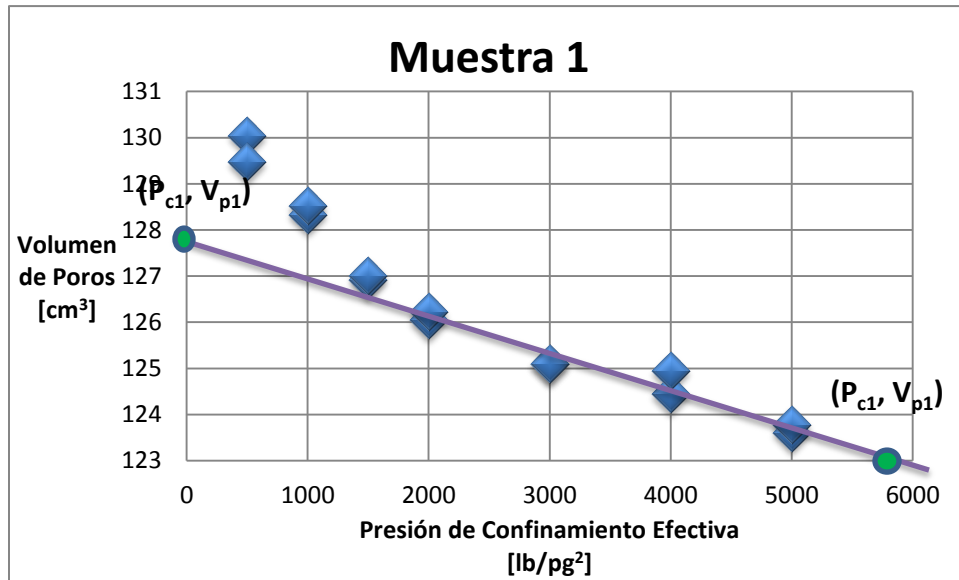


Figura 17. Obtención de los puntos para la pendiente 2.

Obteniendo:

$$Vp_0 = 127.6 \text{ [cm}^3\text{]}$$

$$Pc_0 = 0 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

$$Vp_1 = 123 \text{ [cm}^3\text{]}$$

$$Pc_1 = 5900 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

Calculamos la pendiente m_2

$$m_2 = \left(\frac{dV_p}{dP_{ef}} \right) = \left(\frac{Vp_1 - Vp_0}{Pc_1 - Pc_0} \right) = \left(\frac{123 - 127.6}{5900 - 0} \right) = -0.00077966 \left[\frac{cm^3}{\frac{lb}{pg^2}} \right]$$

Por lo tanto su compresibilidad para la segunda tendencia es:

$$C_{pc} = -\frac{1}{Vp_0} \left(\frac{Vp_1 - Vp_0}{Pc_1 - Pc_0} \right) = -\frac{1}{127.6} \left(\frac{123 - 127.6}{5900 - 0} \right) = 0.0000061102 \left[\frac{lb}{pg^2} \right]^{-1}$$

El Comportamiento Preferente para la Matriz es $C_{pc} = 6.1102 \times 10^{-6} \left[\frac{lb}{pg^2} \right]^{-1}$.

CAPÍTULO III. CASO DE ESTUDIO

Finalmente el comportamiento para la muestra 1 queda como en la figura 18.

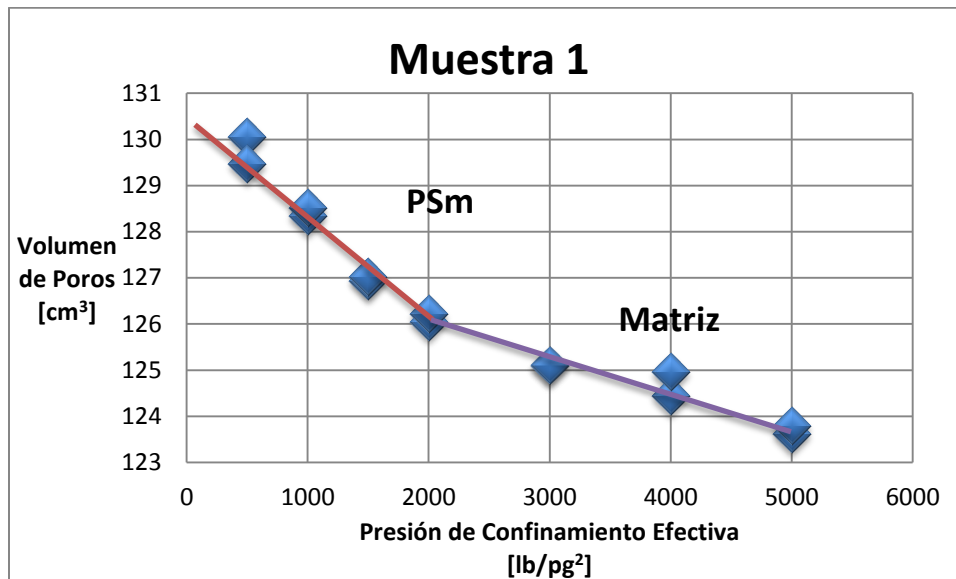


Figura 18. Comportamiento de la muestra 1.

También se puede evaluar con la porosidad efectiva conforme se aumenta la presión de confinamiento efectiva, con la misma prueba que ejecutamos en el laboratorio, mostrando la siguiente gráfica (figura 19).

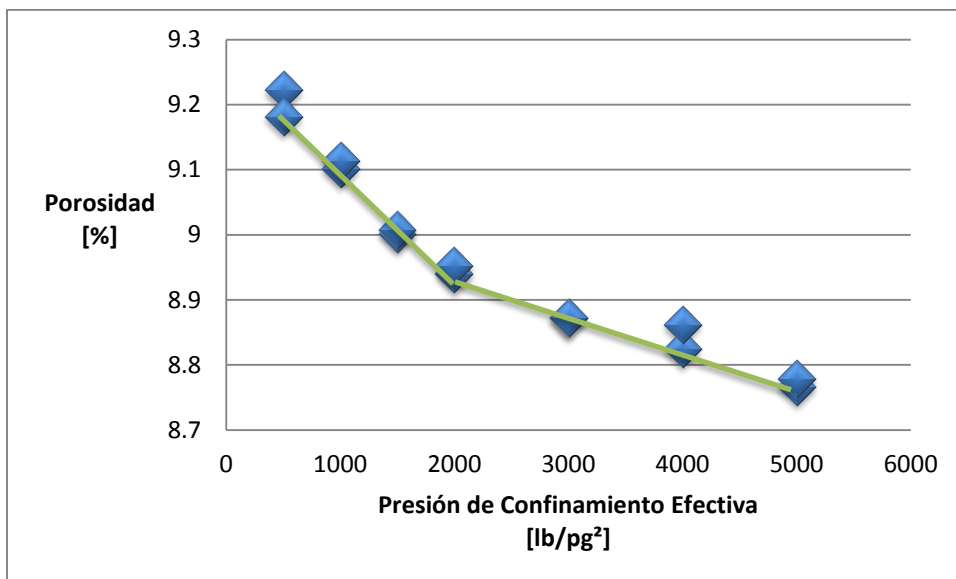


Figura 19. Gráfica del Comportamiento de la Porosidad para la muestra 1.

A través de pruebas en el laboratorio de Núcleos Naturalmente Fracturados, se ha obtenido un rango del comportamiento de diferentes muestras, resultando cierta categoría para las diferentes

CAPÍTULO III. CASO DE ESTUDIO

fracturas (doble porosidad) y matriz. Es por esto que a los resultados anteriores para el tipo de fractura se catalogan de acuerdo a la tabla 1:

TIPO	COMPRESIBILIDAD [lb/pg ²] ⁻¹
Porosidad Secundaria Alta	50 – 200
Porosidad Secundaria Media	20 – 49
Porosidad Secundaria menor	11 - 19
Matriz	0 - 10

Tabla 1. Clasificación de la porosidad secundaria.

A continuación se presentan otros ejemplos de muestras, empleando el mismo procedimiento descrito anteriormente para llegar a los valores de compresibilidad de la porosidad secundaria.

MUESTRA	DIÁMETRO [cm]	LONGITUD [cm]	VOLUMEN DE ROCA [cm ³]	TEMPERATURA [°C]	VOLUMEN DE POROS [cm ³]	POROSIDAD %
2	10	12	942.48	22	88.3119	9.3701

Pc (lb/pg ²)	P1 (lb/pg ²)	P2 (lb/pg ²)	P1/P2	Dif. Tiempo (min)	Vp (cm ³)	Vr (cm ³)	Φ (%)
500	90.03	73.22	1.22958208		88.3119366	942.48	9.37016559
500	90.03	73.20	1.22991803		88.4631148		9.38620605
1000	90.02	73.39	1.22659763		86.9689331		9.22766882
1000	90.02	73.39	1.22659763		86.9689331		9.22766882
1500	90.00	73.49	1.22465642		86.0953871		9.13498293
1500	90.00	73.49	1.22465642		86.0953871		9.13498293
2000	90.01	73.64	1.22229766		85.0339489		9.0223611
2000	90.01	73.64	1.22229766		85.0339489		9.0223611
3000	90.05	73.85	1.21936357		83.7136087		8.88226898
3000	90.05	73.85	1.21936357		83.7136087		8.88226898
4000	90.01	73.95	1.21717377		82.7281947		8.77771356
4000	90.01	73.94	1.21733838		82.8022721		8.78557339
5000	90.00	74.04	1.21555916		82.0016207		8.70062184
5000	90.00	74.03	1.21572336		82.0755099		8.70846171

Figura 20. Tabla de valores para la Muestra 2.

Ya obteniendo la tabla de valores (figura 20), pasamos a graficar el volumen de poros contra presión de confinamiento efectiva (figura 21).

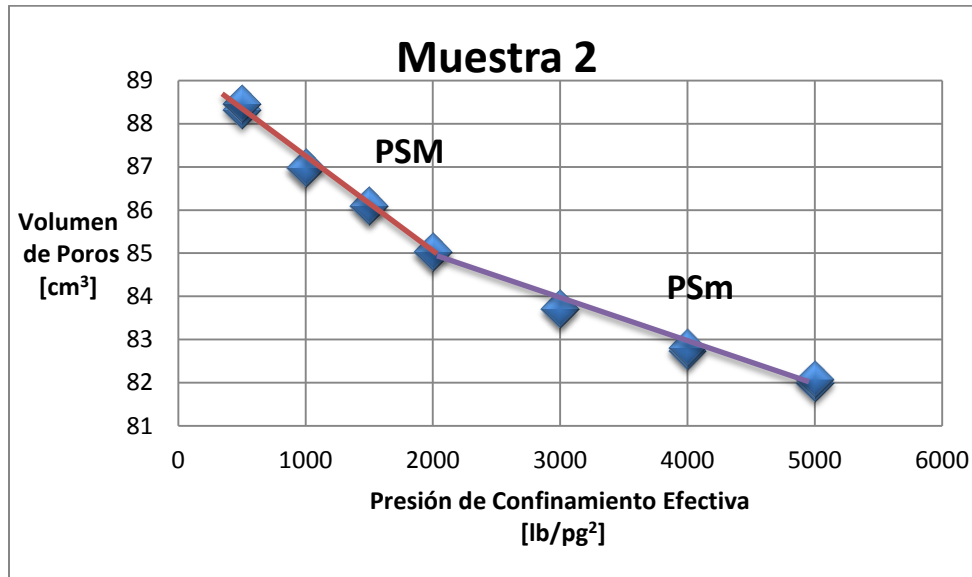


Figura 21. Gráfica de la Muestra 2.

De la gráfica anterior podemos obtener los siguientes datos:

➡ Porosidad Secundaria Media.

$$Vp_0 = 89.4 \text{ [cm}^3\text{]}$$

$$Pc_0 = 0 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

$$Vp_1 = 81 \text{ [cm}^3\text{]}$$

$$Pc_1 = 3700 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

Calculamos la pendiente y su compresibilidad.

$$m_1 = \left(\frac{Vp_1 - Vp_0}{Pc_1 - Pc_0} \right) = -0.00227027 \left[\frac{\text{cm}^3}{\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}} \right]$$

$$C_{pc} = -\frac{1}{Vp_0} \left(\frac{Vp_1 - Vp_0}{Pc_1 - Pc_0} \right) = 0.0000253945 \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]^{-1}$$

RESULTADO:
$$C_{pc} = 25.3945 \times 10^{-6} \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]^{-1}$$

CAPÍTULO III. CASO DE ESTUDIO

➔ Porosidad Secundaria menor.

$$Vp_0 = 87 \text{ [cm}^3\text{]}$$

$$Pc_0 = 0 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

$$Vp_1 = 81 \text{ [cm}^3\text{]}$$

$$Pc_1 = 5900 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

Calculamos la pendiente y su compresibilidad.

$$m_2 = \left(\frac{Vp_1 - Vp_0}{Pc_1 - Pc_0} \right) = -0.00101695 \left[\frac{\text{cm}^3}{\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}} \right]$$

$$C_{pc} = -\frac{1}{Vp_0} \left(\frac{Vp_1 - Vp_0}{Pc_1 - Pc_0} \right) = 0.0000116891$$

RESULTADO: $C_{pc} = 11.6891 \times 10^{-6} \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]^{-1}$

Ahora evaluamos la porosidad contra la presión de confinamiento efectiva figura 19.

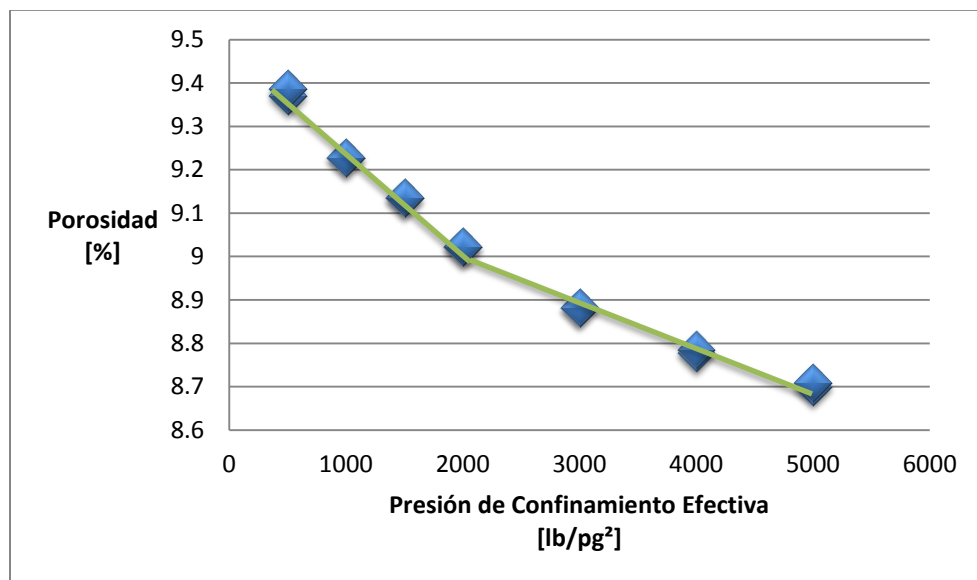


Figura 22. Gráfica del Comportamiento de la Porosidad para la Muestra 2.

CAPÍTULO III. CASO DE ESTUDIO

MUESTRA	DIÁMETRO [cm]	LONGITUD [cm]	VOLUMEN DE ROCA [cm ³]	TEMPERATURA [°C]	VOLUMEN DE POROS [cm ³]	POROSIDAD %
3	10	5.1	400.554	21	80.2563	20.0363

Pc (lb/pg ²)	P1 (lb/pg ²)	P2 (lb/pg ²)	P1/P2	Dif. Tiempo (min)	Vp (cm ³)	Vr (cm ³)	Φ (%)
500	90.04	74.31	1.2116808		80.2563585	400.554	20.0363393
500	90.04	74.29	1.212007		80.4031498		20.0729864
1000	90.07	74.68	1.20607927		77.7356722		19.4070393
1000	90.07	74.68	1.20607927		77.7356722		19.4070393
1500	90.03	75	1.2004		75.18		18.7690049
1500	90.03	75	1.2004		75.18		18.7690049
2000	90.09	75.38	1.1951446		72.8150703		18.1785902
2000	90.09	75.38	1.1951446		72.8150703		18.1785902
2000	90.05	75.49	1.19287323		71.7929527		17.9234142
2000	90.05	75.48	1.19303127		71.86407		17.941169

Figura 23. Tabla de cálculos para la Muestra 3.

Ya obteniendo la tabla de valores (figura 23), pasamos a graficar el volumen de poros contra presión de confinamiento efectiva (figura 24).

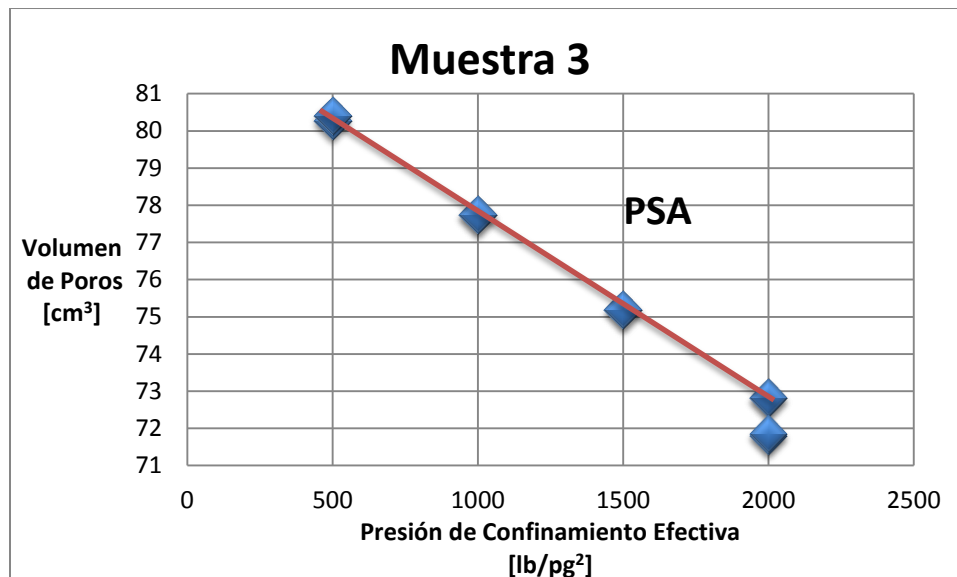


Figura 24. Gráfica de la Muestra 3.

CAPÍTULO III. CASO DE ESTUDIO

Los datos que obtenemos de la gráfica anterior son:

$$V_{p_0} = 82.8 \text{ [cm}^3\text{]}$$

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

$$V_{p_1} = 71 \text{ [cm}^3\text{]}$$

$$P_{c_1} = 2400 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

Calculamos la pendiente y su compresibilidad.

$$m_1 = -0.00491667 \left[\frac{\text{cm}^3}{\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}} \right]$$

$$C_{pc} = 0.00005938 \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]^{-1}$$

RESULTADO: $C_{pc} = 59.38 \times 10^{-6} \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]^{-1}$

La conducta que se puede observar en la muestra 3 es un comportamiento preferente de porosidad secundaria alta. Ahora evaluamos la porosidad contra la presión de confinamiento efectiva figura 25.

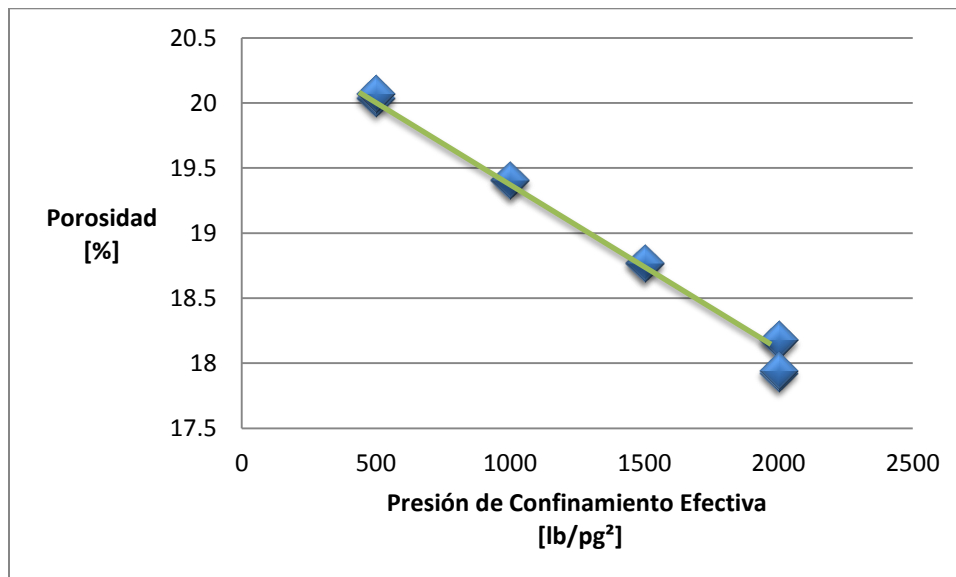


Figura 25. Gráfica del Comportamiento de la Porosidad.

CAPÍTULO III. CASO DE ESTUDIO

MUESTRA	DIÁMETRO [cm]	LONGITUD [cm]	VOLUMEN DE ROCA [cm ³]	TEMPERATURA [°C]	VOLUMEN DE POROS [cm ³]	POROSIDAD %
4	9.9	13.1	1008.3994	130	71.56597	7.0969

Pc (lb/pg ²)	P1 (lb/pg ²)	P2 (lb/pg ²)	P1/P2	Dif. Tiempo (min)	Vp (cm ³)	Vr (cm ³)	Φ (%)
500	90.00	75.48	1.19236884		71.5659777	1008.39941	7.09698729
500	90.00	75.46	1.19268487		71.7081898		7.11109003
1000	90.1	76.35	1.18009168		66.0412574		6.54911703
1000	90.1	76.31	1.18071026		66.3196174		6.57672117
1500	90.03	76.92	1.17043682		61.6965679		6.11826697
1500	90.03	76.88	1.17104579		61.9706035		6.14544228
2000	90.02	77.46	1.16214821		57.9666925		5.74838621
2000	90.02	77.42	1.16274864		58.2368897		5.77518087
3000	90.03	77.64	1.15958269		56.8122102		5.6338996
3000	90.03	77.64	1.15958269		56.8122102		5.6338996
4000	90.08	77.98	1.15516799		54.8255963		5.43689295
4000	90.08	77.97	1.15531615		54.8922663		5.44350441
5000	89.98	78.39	1.14785049		51.532721		5.1103482
5000	89.98	78.39	1.14785049		51.532721		5.1103482

Figura 26. Tabla de cálculos para la Muestra 4.

Ya obteniendo la tabla de valores (figura 26), pasamos a graficar el volumen de poros contra presión de confinamiento efectiva (figura 27).

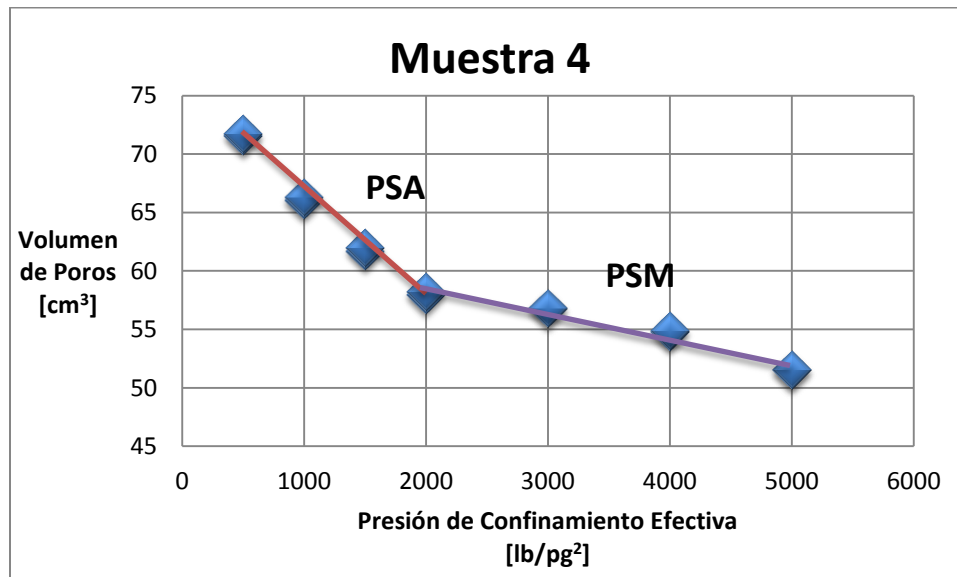


Figura 27. Gráfica de la Muestra 4.

CAPÍTULO III. CASO DE ESTUDIO

Los datos que obtenemos de la gráfica anterior son:

➡ Porosidad Secundaria Alta.

$$Vp_0 = 75.15 \text{ [cm}^3\text{]}$$

$$Pc_0 = 0 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

$$Vp_1 = 45 \text{ [cm}^3\text{]}$$

$$Pc_1 = 3400 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

Calculamos la pendiente y su compresibilidad.

$$m_1 = -0.00886765 \left[\frac{\text{cm}^3}{\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}} \right]$$

$$C_{pc} = 0.000117999 \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]^{-1}$$

RESULTADO: $C_{pc} = 117.999 \times 10^{-6} \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]^{-1}$

➡ Porosidad Secundaria Media.

$$Vp_0 = 63.5 \text{ [cm}^3\text{]}$$

$$Pc_0 = 0 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

$$Vp_1 = 45 \text{ [cm}^3\text{]}$$

$$Pc_1 = 6300 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

Calculamos la pendiente y su compresibilidad.

$$m_2 = -0.00222892 \left[\frac{\text{cm}^3}{\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}} \right]$$

$$C_{pc} = 0.000035101 \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]^{-1}$$

RESULTADO:

$$C_{pc} = 35.101 \times 10^{-6} \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]^{-1}$$

Ahora evaluamos la porosidad contra la presión de confinamiento efectiva figura 28.

CAPÍTULO III. CASO DE ESTUDIO

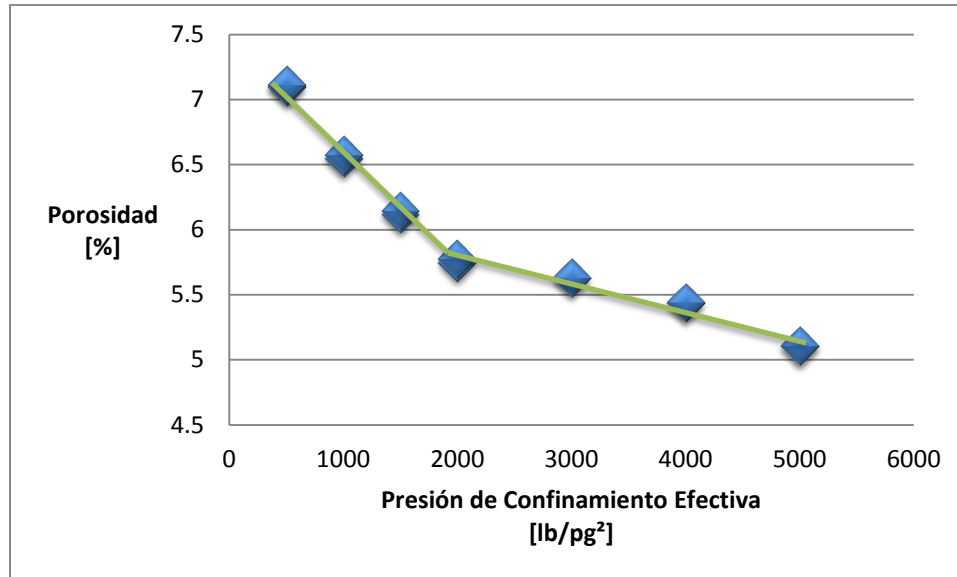


Figura 28. Gráfica del Comportamiento de la Porosidad.

MUESTRA	DIÁMETRO [cm]	LONGITUD [cm]	VOLUMEN DE ROCA [cm³]	TEMPERATURA [°C]	VOLUMEN DE POROS [cm³]	POROSIDAD %
5	8.8	14.5	881.9099	21	62.4470	7.08088

Pc (lb/pg²)	P1 (lb/pg²)	P2 (lb/pg²)	P1/P2	Dif. Tiempo (min)	Vp (cm³)	Vr (cm³)	Φ (%)
500	90.17	76.93	1.17210451		62.44702977	881.909952	7.08088503
500	90.17	76.83	1.17363009		63.13354159		7.15872878
1000	90.10	77.13	1.16815766		60.67094516		6.87949433
1000	90.10	77.05	1.16937054		61.21674238		6.94138242
1500	90.02	77.43	1.16259848		58.16931422		6.59583375
1500	90.02	77.37	1.16350006		58.57502908		6.64183786
2000	90.06	77.63	1.16011851		57.05332299		6.46929199
2000	90.06	77.56	1.16116555		57.52449716		6.52271777
3000	90.05	77.72	1.15864642		56.39089038		6.3941778
3000	90.05	77.67	1.1593923		56.72653534		6.43223667
3000	90.05	77.63	1.15998969		56.99536262		6.46271907
4000	90.03	78.01	1.15408281		54.33726445		6.16131662
4000	90.03	77.94	1.15511932		54.80369515		6.21420532
4000	90.00	77.91	1.15517905		54.83057374		6.21725309
5000	90.06	78.31	1.15004469		52.52011237		5.95526927
5000	90.06	78.25	1.15092652		52.91693291		6.00026486

Figura 29. Tabla de cálculos para la Muestra 5.

CAPÍTULO III. CASO DE ESTUDIO

Ya obteniendo la tabla de valores (figura 29), pasamos a graficar el volumen de poros contra presión de confinamiento efectiva (figura 30).

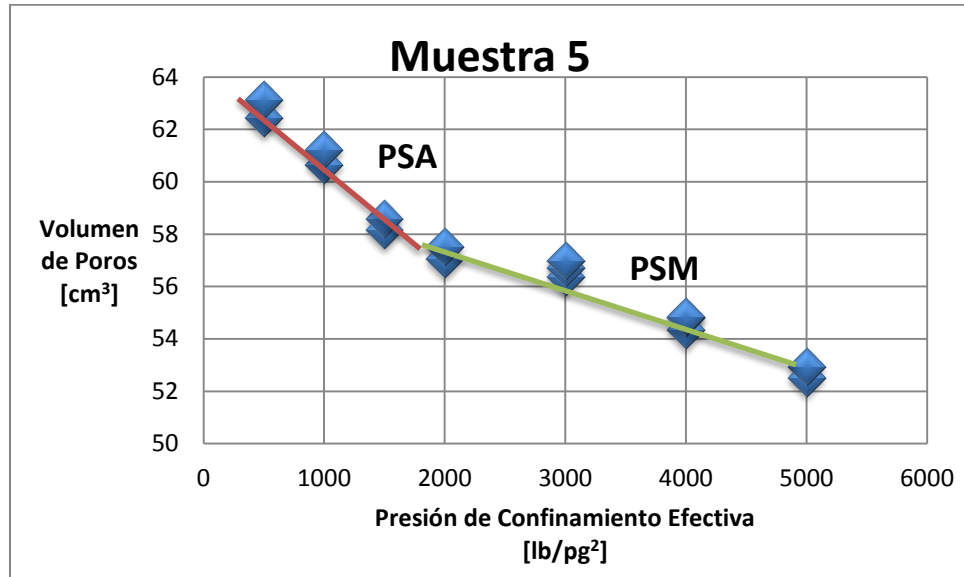


Figura 30. Gráfica de la Muestra 5.

Los datos que obtenemos de la gráfica anterior son:

➡ Porosidad Secundaria Alta.

$$V_{p0} = 64 \text{ [cm}^3\text{]}$$

$$P_{c0} = 0 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

$$V_{p1} = 50 \text{ [cm}^3\text{]}$$

$$P_{c1} = 3600 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

Calculamos la pendiente y su compresibilidad.

$$m_1 = -0.00388889 \left[\frac{\text{cm}^3}{\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}} \right]$$

$$C_{pc} = 0.0000607639 \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]^{-1}$$

RESULTADO:

$$C_{pc} = 60.7639 \times 10^{-6} \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]^{-1}$$

CAPÍTULO III. CASO DE ESTUDIO

➔ Porosidad Secundaria Media.

$$V_{p_0} = 60 \text{ [cm}^3\text{]}$$

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

$$V_{p_1} = 50 \text{ [cm}^3\text{]}$$

$$P_{c_1} = 7000 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

Calculamos la pendiente y su compresibilidad.

$$m_1 = -0.00142857 \left[\frac{\text{cm}^3}{\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}} \right]$$

$$C_{pc} = 0.0000238095 \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]^{-1}$$

RESULTADO:

$$C_{pc} = 23.8095 \times 10^{-6} \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]^{-1}$$

También se puede observar la tendencia del comportamiento de la porosidad contra la presión de confinamiento efectiva en la figura 31.

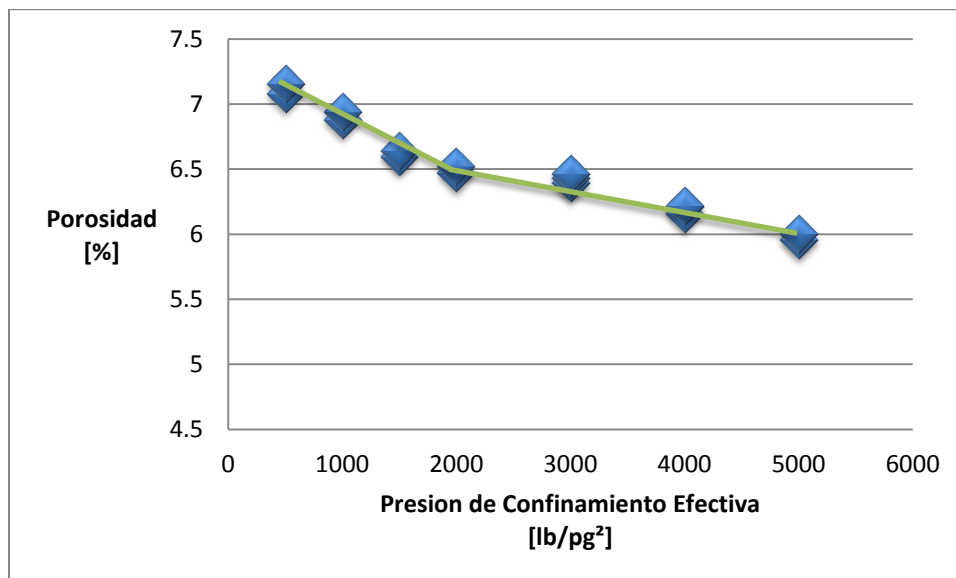


Figura 31. Gráfica del Comportamiento de la Porosidad.

CAPÍTULO III. CASO DE ESTUDIO

MUESTRA	DIÁMETRO [cm]	LONGITUD [cm]	VOLUMEN DE ROCA [cm ³]	TEMPERATURA [°C]	VOLUMEN DE POROS [cm ³]	POROSIDAD %
6	8.8	16.9	1027.8812	23	51.2017	4.9812

Pc (lb/pg ²)	P1 (lb/pg ²)	P2 (lb/pg ²)	P1/P2	Dif. Tiempo (min)	Vp (cm ³)	Vr (cm ³)	Φ (%)
500	90.06	78.51	1.14711502		51.2017577	1027.88125	4.98129113
500	90.06	78.47	1.14769976		51.464891		5.00689071
1000	90.02	79.07	1.13848489		47.3181991		4.6034694
1000	90.02	79.05	1.13877293		47.4478178		4.61607969
1500	90.04	79.63	1.13072962		43.828331		4.26394886
1500	90.04	79.61	1.13101369		43.9561613		4.27638515
2000	90.1	80.20	1.1234414		40.5486284		3.94487479
2000	90.1	80.16	1.124002		40.8008982		3.96941748
3000	90.02	80.48	1.11853877		38.3424453		3.73024074
3000	90.02	80.44	1.11909498		38.5927399		3.75459128
4000	90.07	80.70	1.11610905		37.2490706		3.62386905
4000	90.09	81.16	1.11002957		34.513307		3.35771344
5000	90.03	81.48	1.10493373		32.2201767		3.13462052
5000	90.03	81.46	1.10520501		32.3422539		3.1464971

Figura 32. Tabla de cálculos para la Muestra 6.

Ya obteniendo la tabla de valores (figura 32), pasamos a graficar el volumen de poros contra presión de confinamiento efectiva (figura 33).

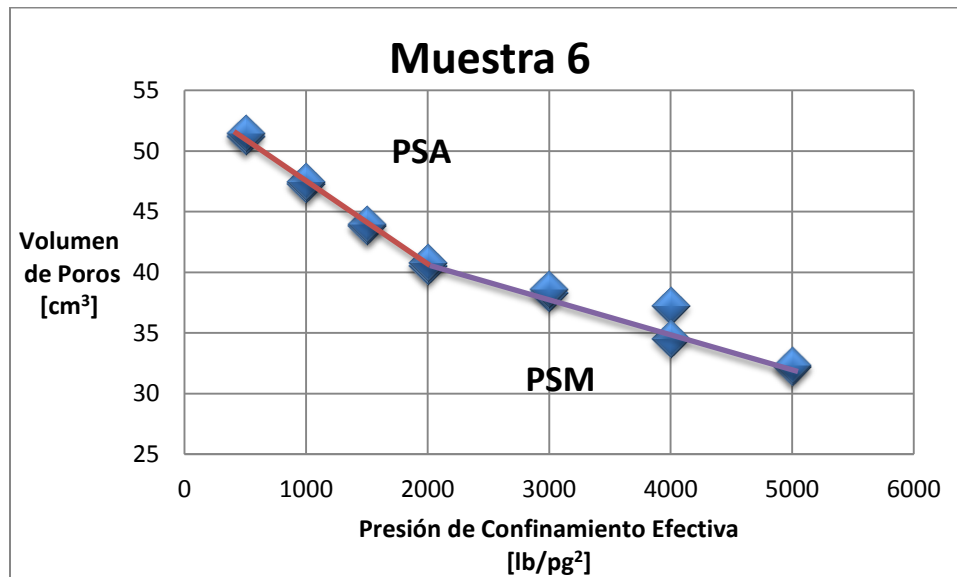


Figura 33. Gráfica de la Muestra 6.

CAPÍTULO III. CASO DE ESTUDIO

Los datos que obtenemos de la gráfica anterior son:

➡ Porosidad Secundaria Alta.

$$Vp_0 = 54 \text{ [cm}^3\text{]}$$

$$Pc_0 = 0 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

$$Vp_1 = 25 \text{ [cm}^3\text{]}$$

$$Pc_1 = 4300 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

Calculamos la pendiente y su compresibilidad.

$$m_1 = -0.00674419 \left[\frac{\text{cm}^3}{\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}} \right]$$

$$C_{pc} = 0.00012489 \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]^{-1}$$

RESULTADO:

$$C_{pc} = 124.89 \times 10^{-6} \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]^{-1}$$

➡ Porosidad Secundaria Media.

$$Vp_0 = 46 \text{ [cm}^3\text{]}$$

$$Pc_0 = 0 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

$$Vp_1 = 25 \text{ [cm}^3\text{]}$$

$$Pc_1 = 7300 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

Calculamos la pendiente y su compresibilidad.

$$m_2 = -0.00287671 \left[\frac{\text{cm}^3}{\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}} \right]$$

$$C_{pc} = 0.0000625372 \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]^{-1}$$

RESULTADO:

$$C_{pc} = 62.5372 \times 10^{-6} \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]^{-1}$$

CAPÍTULO III. CASO DE ESTUDIO

Ahora evaluamos la porosidad contra la presión de confinamiento efectiva figura 34.

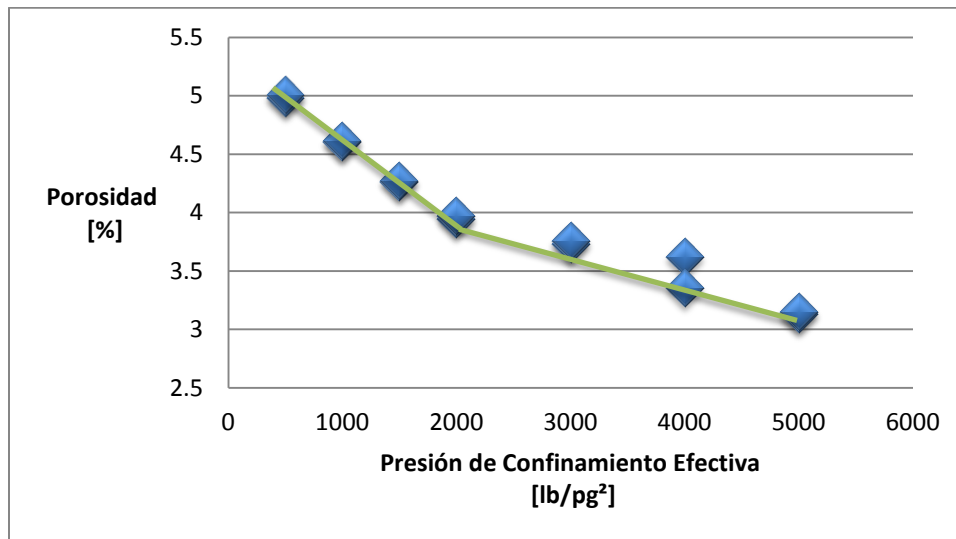


Figura 34. Gráfica del Comportamiento de la Porosidad.

MUESTRA	DIÁMETRO [cm]	LONGITUD [cm]	VOLUMEN DE ROCA [cm ³]	TEMPERATURA [°C]	VOLUMEN DE POROS [cm ³]	POROSIDAD %
7	10.2	17.4	1421.8064	120	300.8996	21.1631

Pc (lb/pg ²)	P1 (lb/pg ²)	P2 (lb/pg ²)	P1/P2	Dif. Tiempo (min)	Vp (cm ³)	Vr (cm ³)	Φ (%)
500	90.05	71.23	1.26421452		103.896532	832.524	12.4797042
500	90.05	71.19	1.26492485		104.216182		12.5180994
1000	90.03	71.6	1.25740223		100.831006		12.1114833
1000	90.03	71.59	1.25757787		100.910043		12.1209771
1500	90.00	72.06	1.2489592		97.0316403		11.6551163
1500	90.00	72.06	1.2489592		97.0316403		11.6551163
3000	90.1	73.16	1.23154729		89.1962821		10.7139593
3000	90.1	73.16	1.23154729		89.1962821		10.7139593
4000	90.01	73.52	1.22429271		85.9317193		10.3218309
4000	90.01	73.52	1.22429271		85.9317193		10.3218309
5000	90.07	73.89	1.21897415		83.5383678		10.0343495
5000	90.07	73.89	1.21897415		83.5383678		10.0343495

Figura 35. Tabla de cálculos para la Muestra 7.

Ya obteniendo la tabla de valores (figura 35), pasamos a graficar el volumen de poros contra presión de confinamiento efectiva (figura 36).

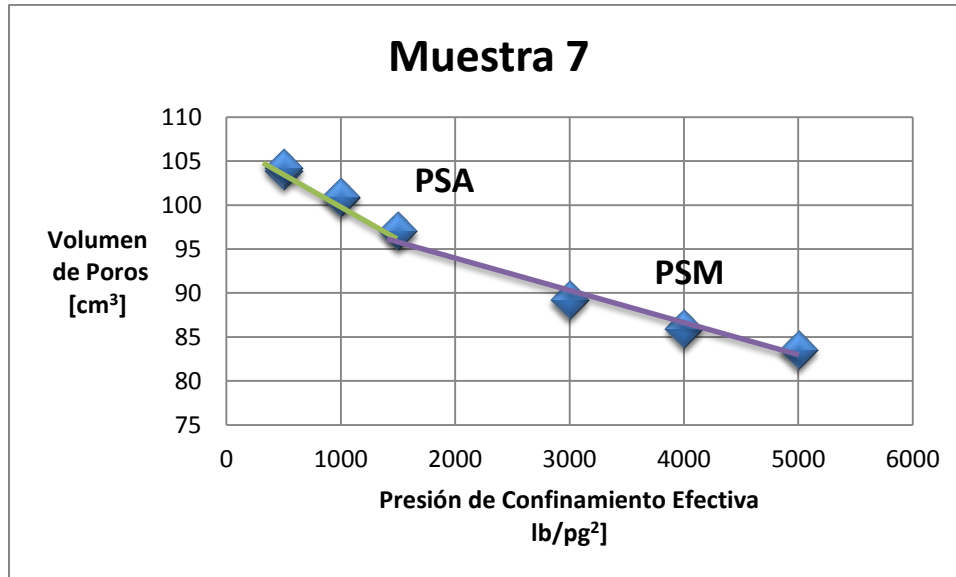


Figura 36. Gráfica de la Muestra 7.

Los datos que obtenemos de la gráfica anterior son:

➡ Porosidad Secundaria Alta.

$$V_{p_0} = 106 \text{ [cm}^3\text{]}$$

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

$$V_{p_1} = 75 \text{ [cm}^3\text{]}$$

$$P_{c_1} = 4400 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

Calculamos la pendiente y su compresibilidad.

$$m_1 = -0.00704545 \left[\frac{\text{cm}^3}{\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}} \right]$$

$$C_{pc} = 0.0000664666 \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]^{-1}$$

RESULTADO:

$$C_{pc} = 66.4666 \times 10^{-6} \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]^{-1}$$

CAPÍTULO III. CASO DE ESTUDIO

➡ Porosidad Secundaria Media.

$$V_{p_0} = 101 \text{ [cm}^3\text{]}$$

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

$$V_{p_1} = 75 \text{ [cm}^3\text{]}$$

$$P_{c_1} = 7100 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

Calculamos la pendiente y su compresibilidad.

$$m_1 = -0.00366197 \left[\frac{\text{cm}^3}{\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}} \right]$$

$$C_{pc} = 0.0000362571 \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]^{-1}$$

RESULTADO:

$$C_{pc} = 36.2571 \times 10^{-6} \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]^{-1}$$

CONCLUSIONES

- La Compresibilidad puede afectar la permeabilidad y reducir la producción, así como variar considerablemente, tanto en magnitud y dependencia de los esfuerzos a que está sujeta, como se observó en el capítulo III. Caso de estudio, depende de: edad de los sedimentos, geología, morfología de la roca, composición, soporte de carga, deformación, aguas profundas; todos estos eventos pueden causar un colapso de poros si no se monitorea constantemente.
- Diferentes estudios realizados para determinar la Compresibilidad se han publicado comparando datos de laboratorio contra correlaciones en muestras consolidadas. En la técnica aplicada en esta tesis es una medición de la porosidad efectiva que corrige a la anterior, además la herramienta principal para obtener la Compresibilidad es el comportamiento total de las mediciones realizadas.
- La Compresibilidad no solo se usa como indicador de potencial de producción, sino que también se usa para calcular la capacidad de almacenamiento de hidrocarburos en varias fases de producción como: explotación, recuperación primaria o recuperación mejorada. Los carbonatos presentan distribuciones irregulares de permeabilidad y de porosidad, debido a que éstas son bajas provocando un barrido irregular del yacimiento, dado que los fluidos fluyen por sus porosidades secundarias de manera más fácil; como se observó en el capítulo III las muestras sometidas a diferente presión de confinamiento, si se cierran estos poros no existe un barrido o flujo, por esto, es necesario definir un modelo geológico-petrofísico describiendo de manera detallada al yacimiento.
- La Compresibilidad se puede determinar variando la presión interior del poro o variando la presión de confinamiento exterior, como se mostró en las pruebas de laboratorio de esta tesis, debido a que se alcanza rápidamente un estado de equilibrio y el comportamiento del volumen de poros precisa los efectos predominantes de cierre en sus poros secundarios principales, porosidad secundaria de segundo orden y de matriz, los cuales son importantes en la conducta de la doble porosidad.

RECOMENDACIONES

- Se recomienda aplicar el estudio considerando que resulta económicamente rentable, ya que ayuda a interpretar el comportamiento del yacimiento.
- Que se realice la prueba de compresibilidad del volumen poroso, en todos los yacimientos del país y con el mayor número de muestras posibles.
- La prueba de compresibilidad del volumen poroso se incluya para la evaluación de reservas en un tiempo de explotación del yacimiento.

BIBLIOGRAFÍA

- B.D., G., & H.J.Jr., B. W. (March 1987). Absolute permeability as a function of confining pressure, pore pressure and temperature. *SPE Formation Evaluation*.
- D.P., Y., J.A., N. G., & Mohamed., P. H. (1993). Application of variable formation compressibility for improved reservoir analysis. *SPE 26647*.
- F., G. R., & H., H.-H. a. (1981). A theoretical model for determination of pore volume compressibilities of consolidated sandstones. *SPE 10076*.
- G.A., D., & P., H. R. (1991). A new method to monitor compaction and compressibility changes in offshore chalk reservoir by measuring formation pressure variations caused by the sea tide. *SPE 23142*.
- G.H., N. (Feb 1973). Pore volume compressibility of consolidated reservoir rocks under hydrostatic loading. *JPT*.
- Harari Zaki, W. S.-T. (1995). Pore compressibility study of Arabian carbonate reservoir rocks. *SPE Formation Evaluation*.
- I., F. (1957). Pore Volume compressibilities of sandstones reservoir rocks. *Petroleum transactions AIME*.
- Jr., R. H. (1993). Rapid methods for estimating reservoirs compressibilities. . *JPT*.
- K., S. (June 1982). A new method to measure pore volume compressibility of sandstones . *JPT Forum*.
- N., H. H. (1953). Compressibility of reservoir rocks. . *Petroleum Transactions AIME*, Vol 198.
- R.W., Z., & M.S., S. W. (1986). Compressibility of porous rock. . *Journal of Geophysical*.
- Ruddy I., A. M. (1988). Rock compressibility, compaction and subsidence in a high-porosity Chalk reservoir: A case study of Valhall field. *SPE 18278*.
- T.J., U. S. (1993). A quick technique to define compressibility characteristics if hydrocarbon reservoir. . *SPE 25912*.
- Zigiong, Z., & Arfon., M. J. (1990). Pore volumen compressibilities under different stress conditions. . *SCA conference*, paper 9005.
- Collins & Hall (1961). Measurement of pore compressibility characteristics in rock exhibiting “pore collapse” and volumetric Creep. *SCA conference*, paper.
- Aguilera (1980). Naturally Fractured Reservoirs, Second Edition: Penn Well Publishing.

Osorio (2003). Curso de Geomecaica de Yacimientos. Escuela de Procesos y Energía.
Bucaramanga. Noviembre 10-14 del 2004.

Scheidegger (1974). A new method to measure pore volume compressibility of sandstones. JPT.
March.