

21
27



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

"COMPRESIBILIDAD DEL VOLUMEN POROSO EN
NUCLEOS NATURALMENTE FRACTURADOS"

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A :

CARLOS OLMEDO YUDICO CORTES



DIRECTOR DE TESIS: M. EN I. RAFAEL HERRERA GCMEZ.

MEXICO D. F.

1998

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

258769



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

AGRADECIMIENTOS:

- Al creador, por haberme puesto en el escenario perfecto para vivir crecer y realizarme como ser humano.
- A mi madre, por la fe, apoyo, afecto y bendiciones que me ha dado, después de haberme regalado la vida.
- A mi padre, por haberme dado la vida y hacer de mí un hombre de buenas costumbres.
- A la UNAM, mi Alma Mater, que me dio la oportunidad de crecer como ser humano alimentando mi alma, mi pensamiento y mi vida.
- A mis profesores y entrenadores, que con su sabiduría me ayudaron a ser integro, sano y libre, no solo en mente, sino en cuerpo.
- A mis hermanos: **César**, Quien fue mi primer amigo y compañero, y que los años han hecho cada vez más difícil mostrarle lo mucho que significa para mí; **Gabriel**, el más afín a mí, me entiende y comparte conmigo hasta ahora algo más que su tiempo; **Iván**, el hermano pródigo, que aproveche las lecciones que le está dando la vida; y **Erick**, que crezca con bien y para bien, él tiene los ejemplos.
- A mis abuelos: María Luisa, que siempre ha sido parte de mi vida; Carlos, que es un ejemplo de vida y sencillez; Francisca, que todos los días me acompaña, aconseja y cuida.
- A mis amigos, mis otros hermanos, que han estado conmigo en las buenas y en las malas, y que sin vernos todos los días, se puede sentir el apoyo y fraternidad: Edgar Tapia, Edgar Breiter, Paty, Chelo, Fito, Toño, Toñito, Mary, Lalo, Karla, Victor, Gaby, Sonia, Piquis, Gustavo, Claudia, Mónica, Andrés, Rubi.
- A mis Padrinos: Heber y Luz María, que con su ejemplo y fe han sido un inmenso apoyo; Salvador y Malena, que la distancia no ha alejado ni debilitado los lazos que unen nuestras vidas.
- A los Escorpiones, quienes con su compañerismo y acción en equipo me dieron la oportunidad de luchar por mi Facultad y sentirme un universitario más completo.

A mis compañeros, quienes convivieron conmigo y llegaron a ser más que simples compañeros y amigos: Rosy, Paco, Ricardo, Gerardo, Lulú, Saul, María de Jesús, Pilar, Norma, Malena, Elisa, Mary O, Bertha, Gloria

Ingenieros y doctores de la división, que siempre conté con ellos, con su apoyo y consejo.

Al Ing. Rafael Herrera, por la oportunidad que me dio de complementar los estudios de ingeniería con la práctica.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-006

SR. CARLOS OLMEDO YUDICO CORTES

Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor M. I. Rafael Herrera Gómez, y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

**COMPRESIBILIDAD DEL VOLUMEN POROSO EN NUCLEOS NATURALMENTE
FRACTURADOS**

- RESUMEN**
- I INTRODUCCION**
- II ANTECEDENTES**
- III METODOS PARA DETERMINAR LA COMPRESIBILIDAD DEL VOLUMEN
POROSO**
- IV DESCRIPCION DEL EQUIPO Y PROCEDIMIENTOS**
- V APLICACION Y ANALISIS DE RESULTADOS**
- VI CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**
- NOMENCLATURA**
- BIBLIOGRAFIA**
- APENDICES**

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente

"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"

Ciudad Universitaria, a 21 de enero de 1997

EL DIRECTOR

ING. JOSE MANUEL COVARRUBIAS SOLIS

JMCS*RLR*glg.

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA**

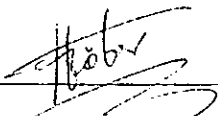
CARLOS OLMEDO YÚDICO CORTÉS

Núm de Cta. 8639443-3

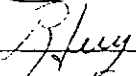
**“COMPRESIBILIDAD DEL VOLUMEN POROSO EN NÚCLEOS
NATURALMENTE FRACTURADOS”**

JURADO

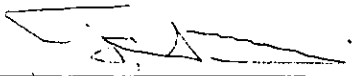
DR. HÉBER CINCO LEY
(PRESIDENTE)



M. I. RAFAEL HERRERA GÓMEZ
(VOCAL)



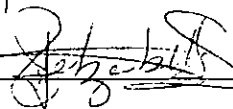
DR. FERNANDO SAMANIEGO VERDUZCO
(SECRETARIO)



M. I. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO
(1ER. SUPLENTE)



DRA. JETZBETH RAMÍREZ SABAG
(2DO. SUPLENTE)



	ÍNDICE	
	ÍNDICE DE FIGURAS	
	RESUMEN	i
I	INTRODUCCIÓN	1
	Objetivo	3
II	ANTECEDENTES	4
	2.1. Ensayos Experimentales	4
	2.2. Trabajo Teórico	11
III	MÉTODOS PARA DETERMINAR LA COMPRESIBILIDAD DEL VOLUMEN POROSO	27
	Método aplicado en el Laboratorio de Investigación en Núcleos Naturalmente Fracturados para obtener la Compresibilidad del Volumen Poroso	44
	Aproximación a Temperatura de Yacimiento	50
IV	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO Y PROCEDIMIENTOS	55
	4.1. Descripción del equipo	55
	4.2. Procedimientos	64
V	APLICACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS	67
	Aplicación	67
	Análisis de Resultados	71
VI	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	79
	6.1. Conclusiones	79
	6.2. Recomendaciones	80
	BIBLIOGRAFÍA	81
	NOMENCLATURA	85

ÍNDICE DE FIGURAS

N. DE FIGURA	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
2.1.1.	Diagrama del equipo utilizado por Hall para las pruebas de compresibilidad de roca.	5
2.1.2	Sistema esquemático de medición para compresión hidrostática utilizado por Zheng; McLennan y Jones.	10
2.2.1	Distribución de esfuerzos principales en el núcleo.	14
2.2.2	Esquema del arreglo experimental desarrollado por Contreras para estudios de compresibilidad sobre núcleos de diámetro completo.	23
3.1	Diagrama del aparato de compresibilidad utilizado por Geerstma.	28
3.2	Diagrama esquemático del sistema utilizado para medir compresibilidad de rocas porosas (modificación de Zimmerman 1984).	29
3.3	Dispositivo utilizado por Zimmerman en 1984 para medir cambios en el volumen de poro.	31
3.4	Diagrama del aparato utilizado para saturación de muestra con fluido de poro.	32
3.5	Diagrama esquemático del sistema para medir C_{pc} .	33
3.6	Diagrama esquemático del aparato utilizado por Sampath (1982) para medir C_{pc} , el cual utiliza nitrógeno como fluido de poro.	34
3.7	Diagrama del Equipo utilizado por Fatt para las pruebas de compresibilidad.	35
3.8	Diagrama esquemático del método utilizado por Greenwald en 1980 para unir los medidores de deformación a los núcleos.	36
3.9	Diagrama esquemático del aparato utilizado para medir compresibilidades de poro y total bajo condiciones de carga triaxial.	37
3.10	Diagrama esquemático del aparato utilizado por Green y Wang en 1986 para medir presión de poro mediante compresión sin drene.	38

ÍNDICE DE FIGURAS

N. DE FIGURA	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
3.11	Vista de la instrumentación de una muestra de diámetro completo que utiliza Contreras para determinar los coeficientes de compresibilidad, porosidad y volumen de poros.	41
4.1.1	Equipo de medición de permeabilidades con que cuenta el Laboratorio de Investigación en Núcleos Naturalmente Fracturados.	56
4.1.2	Módulo Básico de Permeabilidades.	56
4.1.3	Circuito que se utiliza en el transductor de presión de confinamiento, con el puente de Wheatstone y el balance de ceros	58
4.1.4	Diagrama de Circuito del transductor de P_c	59
4.1.5	Vista frontal del equipo para medir porosidad.	60
4.1.6	Vista lateral del Porosímetro para Muestras de Diámetro Completo.	60
4.1.7	Equipo de lavado de núcleos tipo "Dean Stark".	62
4.1.8	Montaje de la muestra de diámetro completo.	63
4.2.1	Tabla de datos que se obtienen de la prueba de porosidad efectiva.	66
5.1	Tomografía de la primera muestra analizada del pozo Lum 1	68
5.2	Tomografía de la segunda muestra analizada del pozo Lum 1	69
5.3	Fotografía de la arenisca del campo Ek-Balam	70
5.4	Tabla de valores de volumen de poros de la primera muestra del pozo Lum 1	71
5.5	Gráfica de volumen de poros vs. presión de confinamiento efectivo, primera muestra del pozo Lum 1.	72

ÍNDICE DE FIGURAS

N. DE FIGURA	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
5.6	Tabla de valores de volumen de poros de la segunda muestra del pozo Lum 1.	74
5.7	Gráfica de volumen de poros vs. presión de confinamiento efectivo de la segunda muestra del pozo Lum 1	74
5.8	Tabla de valores de volumen de poros de la muestra del pozo Ek-13.	75
5.9	Gráfica de volumen de poros vs. presión de confinamiento efectivo de la muestra del pozo EK-13	76
5.10	Tabla de valores de volumen de poros de la muestra del pozo Balam 43.	77
5.11	Gráfica de volumen de poros vs. presión de confinamiento efectivo de la muestra del pozo Balam 43	77

RESUMEN

La Universidad Nacional Autónoma de México se ha distinguido de otras casas de estudios superiores del país por ser una institución en la cual no solo se enseña, sino también se crean conocimientos.

Los desarrollos vanguardistas y avances en técnicas preestablecidas para la optimización de los recursos naturales, humanos y financieros que se logran en nuestra Alma Mater deben darse a conocer para ser aprovechados por la sociedad e industria.

La Facultad de Ingeniería cuenta con laboratorios que se no solo se ocupan para fines académicos, sino también para la investigación y desarrollo de nuevas metodologías. En la División de Estudios de Posgrado se encuentra el Laboratorio de Investigación de Núcleos Naturalmente Fracturados, que se ocupa de investigar, realizar pruebas, diseñar técnicas nuevas de medición y equipos para estudiar muestras de rocas de las principales zonas petroleras de México.

Las mediciones clásicas realizadas en muestras de rocas de pozos petroleros se han llevado a cabo rutinariamente en pequeñas muestras cilíndricas tomadas de los núcleos (tapones), obtenidos en el campo. El equipo disponible en el laboratorio es capaz de estudiar los núcleos con su diámetro original y una longitud aproximada de 18 cm.

En esta tesis se ha desarrollado una técnica nueva para la obtención de la compresibilidad del volumen poroso de las muestras de diámetro completo con base en pruebas, suposiciones y avances realizados por diferentes investigadores, con un diseño que une dos equipos independientes. La técnica no contradice los desarrollos anteriores, se complementa de ellos y corrige ciertos errores en el diseño de las pruebas.

Las condiciones de yacimiento de la muestra en estudio se reproduce en la Celda Básica de Permeabilidades, donde se aplica la presión de confinamiento y la temperatura de la profundidad respectiva. El Porosímetro de Helio para Núcleos de Diámetro Completo es el complemento del equipo anterior, de la combinación de los dos aparatos anteriores se determina el volumen de poros intercomunicados a distintas presiones de confinamiento.

Mediante la interpretación de los datos obtenidos se obtiene la compresibilidad deseada.

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

La energía natural que existe en un yacimiento permite el movimiento de los hidrocarburos hacia la superficie a través del pozo. Esta energía se origina durante la producción por medio de diversos mecanismos de empuje, tales como: entrada de agua, gas en solución, expansión de la capa de gas, drenaje gravitacional y por compactación (compresibilidad de la formación).

La presión interna que mantienen los fluidos contenidos en el espacio poroso decrece conforme los hidrocarburos se producen en el yacimiento. La declinación de la presión de poro permite que los fluidos se expandan en la zona de producción. Este decaimiento también provoca la contracción de la formación debida al incremento del esfuerzo efectivo, o más específicamente, al incremento de presión efectiva de sobrecarga. Esta energía producida por la roca para la expulsión fluidos se conoce como el mecanismo de empuje por compactación del yacimiento, el cual se expresa en términos de la compresibilidad total.

La compresibilidad de las rocas de los yacimientos es un factor que generalmente despreciado en los cálculos de ingeniería de yacimientos. Esto se debe en particular al hecho de hay muy poca información publicada sobre valores de compresibilidad en calizas y areniscas. En yacimientos saturados estas omisiones en datos de compresibilidad se justifican; sin embargo en yacimientos bajosaturados, los datos de compresibilidad debidos a la contracción de la roca que acompaña a la declinación de la presión y fracturamiento del yacimiento pueden ser de tal

magnitud que afecten el comportamiento del yacimiento, y, por lo tanto, en años recientes, se ha hecho énfasis en la importancia de incluir la compresibilidad del volumen de poro de la roca en ciertos cálculos de ingeniería aplicada a yacimientos petroleros, tales como: simulación de yacimientos, cálculos de reservas de aceite por medio de curvas de declinación de presión en yacimientos volumétricos bajosaturados, cuando los límites del campo son desconocidos o indefinidos, para el cálculo de la capacidad de almacenamiento de hidrocarburos del yacimiento a diferentes etapas de producción, para estudios de comportamiento de entrada natural de agua, etc.

Se ha demostrado que en cálculos de volumen de hidrocarburos en yacimientos bajosaturados durante la producción del yacimiento, el despreciar la compresibilidad de la roca podría, en un caso extremo de baja porosidad de la roca, llevar a un error con un factor de dos. También se observó que el uso de valores de compresibilidad en la Ecuación de Balance de Materia (MBE) que son significativamente menores a los que existen en el yacimiento, podrían sugerir una fuerte entrada de agua donde no existe.

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

PEMEX Exploración y Producción en su versión presupuestal tiene proyectado en el Plan Nacional de Desarrollo, (tercer párrafo) “ incrementar la producción de hidrocarburos a través

del desarrollo de los campos de Cantarel, Abkatun-Pol-Chuc, Ek-Balam y Taratunich, entre otros". La técnica de determinación de la compresibilidad del volumen poroso que se desarrolla en esta tesis ha sido aplicada en los campos que se mencionan en el Plan Nacional de Desarrollo, a excepción del campo Taratunich.

El objetivo de esta tesis es la determinación de la compresibilidad del volumen poroso en núcleos naturalmente fracturados que se realiza en este laboratorio.

CAPÍTULO II

ANTECEDENTES

Este capítulo presenta algunos de los estudios más importantes realizados acerca de la compresibilidad de rocas. El capítulo contiene trabajos experimentales y teóricos según el enfoque que tomaron los investigadores al hacer sus estudios.

2.1.- ENSAYOS EXPERIMENTALES

Los primeros trabajos experimentales sobre la compresibilidad de las rocas son relativamente actuales. Entre los primeros investigadores de compresibilidad de volumen de poro en areniscas consolidadas tenemos a Hugues y Cooke (1953), quienes aplicaron presión hidrostática de confinamiento a núcleos no saturados y midieron el consecuente cambio de volumen de aire en los poros. Para la arenisca Berea a presión de poro cero, c_{pe} , se observó un abatimiento de 7.94×10^{-4} /MPa (5.47×10^{-6} (lb/pg²)⁻¹) a 4.82×10^{-4} /MPa (3.32×10^{-6} (lb/pg²)⁻¹) y un incremento de 5 MPa (725 lb/pg²) a 100 MPa (14,500 lb/pg²) en la presión de confinamiento. Se observó en todas las rocas que la compresibilidad de volumen de poro decrece con el incremento de la presión de confinamiento.

Hall (1953) midió cambios en el volumen poroso a varios núcleos de areniscas de 2 a 3.5 pg. (5 a 8.75 cm.) de diámetro y de 5 a 6 pg. (12.5 a 15 cm.) de longitud, bajo condiciones de presión de

confinamiento constante, la presión de poro variable y a una temperatura de 95°F; se tomaron en cuenta la expansión del aparato y compresibilidad del fluido saturante; la compresibilidad determinada de este modo es c_{pp} . Se reportaron solamente valores promedio de c_{pp} (presión de poro variable) en el rango entre 1.4 MPa (200 lb/pg²) y 10.3 MPa (1,500 lb/pg²), con la presión de confinamiento constante a 20.7 MPa (3,000 lb/pg²). Las mediciones de compresibilidad para areniscas muy porosas (porosidad entre 15 y 30 %) estuvieron en un rango entre $3.7 \times 10^{-4}/\text{MPa}$ ($2.55 \times 10^{-6} \text{ (lb/pg}^2\text{)}^{-1}$) y $5.0 \times 10^{-4}/\text{MPa}$ ($3.45 \times 10^{-6} \text{ (lb/pg}^2\text{)}^{-1}$), los cuales fueron los valores típicos reportados a los más altos esfuerzos de confinamiento.

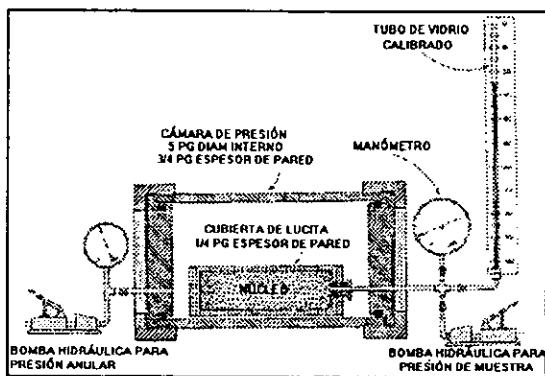


Fig. 2.1.1. Diagrama del equipo utilizado por Hall para las pruebas de compresibilidad de roca

Hall, con ayuda de un equipo como el que se muestra en la figura 2.1.1, observó que la compresibilidad de poro (c_{pp}) para diferentes areniscas y lutitas se pueden correlacionar con un simple parámetro de porosidad. Sampath (1982) encontró recientemente una correlación similar, utilizando un nuevo método el cual permite que la compresibilidad de volumen de poro (c_{pc}) sea medida a presión de poro cero.

Fatt (1958) presentó datos de experimentos similares en areniscas, sin embargo, estos no concordaban con los datos obtenidos por Hall, el cual en su desarrollo solamente incluyó 5 areniscas. Fatt estudió la compresibilidad del volumen de poro en 14 núcleos de siete areniscas productoras o potencialmente productoras, una de arenisca del yacimiento, y otra ortocuartzita pura, de la parte poco profunda libre de aceite; de estos núcleos se tomaron muestras cilíndricas "tapones" de 1 pg. de diámetro (2.54cm.) y 2 o 3 pg. (5.08 o 7.62 cm.) de longitud. De sus estudios dedujo que estas compresibilidades son diferentes para cada muestra, no pueden ser correlacionadas con la porosidad y que son funciones de la presión.

La compresibilidad del volumen de poro fue definida como el cambio del volumen poroso por unidad de dicho volumen al cambio por unidad de presión del fluido en el espacio poroso, mientras la presión externa se mantiene constante. En el yacimiento la presión externa es la presión de sobrecarga. La presión neta de sobrecarga fue definida como la presión externa menos el 85% de la presión interna. Brandt introdujo el factor de 85% para tomar en cuenta el hecho de que la presión del fluido interno no reacciona completamente contra la presión externa.

Las curvas graficadas en el trabajo de Fatt de presión neta de sobrecarga, indicaron que la compresibilidad del volumen poroso era una función continua y suave de la presión neta de sobrecarga. Las compresibilidades del volumen poroso tampoco pudieron ser correlacionadas con la porosidad.

La correlación obtenida mediante este desarrollo muestra que la compresibilidad es una función decreciente de la porosidad, lo cual es contrario a las teorías analíticas existentes acerca de la dependencia de la porosidad a la compresibilidad de cuerpos porosos elásticos.

Wyble (1958) midió cambios de porosidad para **tres diferentes arenas consolidadas** bajo condiciones de presión de poro cero y varió la compresión confinante lateral. Este sistema compresional no es equivalente al confinamiento hidrostático típicamente utilizado en las mediciones de compresión de volumen de poro, y el cambio de porosidad no es expresable en términos de cambio de volumen de poro.

Knutson y Bohor (1963) revisaron también el campo de las mediciones de compresibilidad de rocas porosas y presentaron nuevos resultados. Ellos mantuvieron una presión de poro de 3.5 MPa (508 lb/pg²) mientras variaban la presión de confinamiento, y encontraron valores de c_{pc} menores de lo que se esperaba a bajas presiones de confinamiento, pero que sí fueron consistentes con otros valores reportados a altas presiones de confinamiento. La explicación podría ser lo siguiente: Knutson y Bohor cubrieron sus núcleos con una manga ajustada de hule, la cual causó una presión de confinamiento inicial que no se tomó en cuenta. En efecto, sus mediciones fueron hechas en un rango mayor a las que ellos suponían; de cualquier modo, probablemente no es posible cuantificar este efecto sin tener acceso a las muestras originales enchaquetadas.

Entre los diferentes estudios de compresibilidad de poro se encuentra el de Newman (1973), quien corrió pruebas en tapones de 1 pulgada de diámetro y 3 de longitud a **256 núcleos de**

areniscas y lutitas enchaquetadas en teflón, con un rango de porosidades iniciales de 1 a 35% . Cuando se graficó contra la porosidad, los datos mostraron gran dispersión, así que las compresibilidades de las areniscas con porosidades similares generalmente difieren en magnitud.

Cuando se graficaron contra la porosidad los datos mostraron gran dispersión, así que las compresibilidades de las areniscas con porosidades similares generalmente difieren en magnitud. Las mediciones de Newman no son fáciles de comparar porque fueron hechas a un nivel arbitrario de 75% de la presión "litostática" real confinante.

Los valores de compresibilidad que muestra Newman fueron obtenidos con diferenciación gráfica del volumen poroso, utilizando la siguiente relación:

$$c_p = \frac{-1}{V_p} \frac{dV_p}{dp_{eff}} \quad (2.1.1)$$

donde c_p = Compresibilidad del volumen poroso, vol/vol/psi.

V_p = Volumen de poro de la muestra a una presión efectiva.

dV_p = Cambio de volumen de poro resultado de cambio de la presión efectiva.

dp_{eff} = cambio en la presión efectiva.

Se supone que la mayoría del cambio del volumen poroso resulta de la diferencia de la presión efectiva. Esto es válido para muestras con alta porosidad.

Al utilizar una nueva versión del aparato usado en los experimentos de Newman, Greenwald (1980) midió c_{pp} empleando muestras de areniscas Boise, Bandera y Berea a presiones de confinamiento de 34.5 MPa (5,000 lb/pg²). **Greenwald notó que era difícil comparar los datos obtenidos en diferentes investigaciones, generalmente realizadas bajo diferentes condiciones y con diferentes procedimientos.** Las compresibilidades fueron determinadas en el rango donde las diferencias entre las presiones de confinamiento y poro estaban entre 6.9 MPa (1,000 lb/pg²) y 27.6 MPa (4,000 lb/pg²).

Zheng, Mc Lenan y Jones (1990) determinaron compresibilidades de volumen de poro a rocas de yacimiento bajo diferentes condiciones in-situ representativas de yacimientos productores. Tales condiciones fueron simuladas en el laboratorio al someter una muestra de roca de yacimiento a condiciones vírgenes in-situ descritas por el esfuerzo de sobrecarga, esfuerzo lateral promedio, presión de poro y temperatura, seguido por declinación en la presión de poro, utilizaron un sistema como el que se muestra en el esquema de la figura 2.1.2. Durante esta declinación, la deformación lateral cero (representando restricción horizontal) y esfuerzo axial constante (representando sobrecarga constante), fueron mantenidas basándose en la suposición de que la roca y sistema poroso se deforman elásticamente.

Generalmente, en estos ensayos experimentales se han definido tres tipos de compresibilidades en la caracterización de un medio poroso. La compresibilidad total o bruta, c_b , representando el cambio relativo en el volumen total del medio; compresibilidad de grano o del sólido, c_s , y, la compresibilidad del volumen poroso, c_p , describiendo el cambio relativo en el volumen de poro.

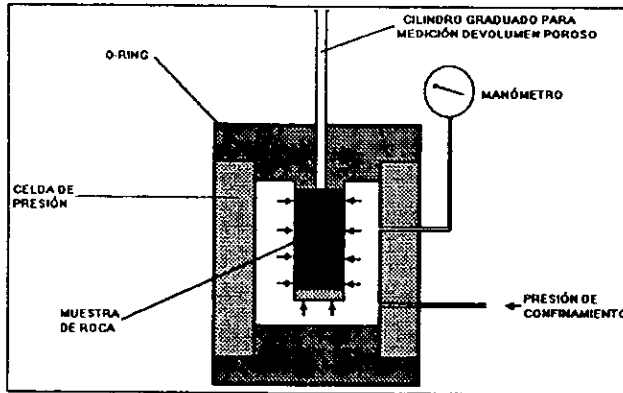


Fig. 2.1.2. Sistema esquemático de medición para compresión hidrostática utilizado por Zheng, McLemman y Jones.

Las definiciones más comúnmente utilizadas de compresibilidades son las siguientes:

$$c_{bc} = \frac{-1}{V_b} \left(\frac{\partial V_b}{\partial P_c} \right)_{P_p} \quad \text{y} \quad c_{bp} = \frac{1}{V_b} \left(\frac{\partial V_b}{\partial P_p} \right)_{P_c} \quad (2.1.2 \text{ y } 2.1.3)$$

$$c_{bc} = \frac{-1}{V_p} \left(\frac{\partial V_p}{\partial P_c} \right)_{P_p} \quad \text{y} \quad c_{pp} = \frac{1}{V_p} \left(\frac{\partial V_p}{\partial P_p} \right)_{P_c} \quad (2.1.4 \text{ y } 2.1.5)$$

$$c_{sc} = c_{bc} = \frac{-1}{V_b} \left(\frac{\partial V_b}{\partial P_c} \right)_{P_p} = \frac{1}{V_p} \left(\frac{\partial V_p}{\partial P_p} \right)_{P_c}, \quad (d(P_c - P_p) = 0) \quad (2.1.6)$$

donde,

el subíndice b denota volumen total,

el subíndice p presión de poro o volumen de poro,

el subíndice c indica que se aplica presión de confinamiento,

el subíndice s denota volumen de sólidos (porción de grano de la roca),

p_c y p_p denotan presión de confinamiento y poro, respectivamente, y,

* el subíndice fuera de los paréntesis indica la presión que se mantiene constante.

En las ecuaciones anteriores, el primer subíndice indica el componente de volumen de interés mientras el segundo indica la presión/esfuerzo que causa el cambio relativo de volumen.

2.2.- TRABAJO TEÓRICO

Hay dos aspectos teóricos acerca del comportamiento mecánico de las rocas porosas. El primero, se refiere a la "Teoría Cualitativa", concerniente a las relaciones entre varias compresibilidades y a la influencia relativa de la presión de poro y confinante. El segundo aspecto, la "Teoría Cuantitativa", que intenta correlacionar los valores numéricos de la compresibilidad con la estructura porosa y la composición de la roca.

Se han hecho muchos trabajos que relacionan la estructura porosa a la compresibilidad total, pero muy pocos trabajos de este tipo se han llevado a cabo que relacionen la compresibilidad del volumen de poro.

Terzaghi (1936) fue el primero en reconocer que la presión del fluido de poro es un factor muy importante en cuanto a la deformación de la roca y del suelo. Él consideró que los granos constitutivos del suelo se mantienen unidos por ciertas fuerzas moleculares que hacen que el material poroso tenga características elásticas. **Experimentos con arena, arcilla, y concreto lo llevaron a la conclusión que, solo la diferencia entre la presión de confinamiento y de poro era efectiva en el cambio del volumen total.** La expresión empírica para la compresión efectiva es simplemente la diferencia entre las presiones de poro y confinamiento. Concluyó después de sus experiencias que esta expresión empírica es aceptable para materiales no consolidados, o muy fracturados, pero no es válida como una regla general para todos los medios porosos. De hecho no debe suponerse de antemano que el esfuerzo efectivo por falla sea el mismo que por procesos elásticos, como las deformaciones de poro y total.

Biot (1941), en una serie de trabajos que comenzaron en 1935, desarrolló una teoría acerca del comportamiento mecánico de los materiales porosos apoyándose en el trabajo de Terzaghi y lo extendió al caso tridimensional. Biot no tomó en cuenta la variación del módulo elástico con la tensión, la cual no debe despreciarse ya que la relación tensión-deformación rara vez es lineal. Biot también consideró un caso más general en el cual los granos de la roca no son necesariamente homogéneos o isotrópicos, el cual tiende a una menor relación entre compresibilidades. Un inconveniente con el trabajo que Biot desarrolló es que utiliza términos que no son fáciles de identificar para las siguientes variables V_p , V_b , p_c y p_p . El desarrollo de la teoría de Biot se basó en consideraciones de energía y fue independiente de cualquier modelo físico.

Consideró un pequeño elemento cúbico, tratado como homogéneo por ser lo suficientemente grande a comparación con los poros, y considerado infinitesimal al mismo tiempo comparado con la escala del fenómeno.

Las condiciones promedio de esfuerzo sobre el suelo se representaron entonces por medio de fuerzas distribuidas uniformemente sobre las caras del elemento cúbico. Las componentes de los esfuerzos correspondientes se denotan por

$$\begin{matrix} \sigma_x & \tau_z & \tau_y \\ \tau_z & \sigma_y & \tau_x \\ \tau_y & \tau_x & \sigma_z \end{matrix}$$

que deben satisfacer las bien conocidas ecuaciones de equilibrio en un campo de esfuerzos.

$$\frac{\partial \sigma_x}{\partial x} + \frac{\partial \tau_z}{\partial y} + \frac{\partial \tau_y}{\partial z} = 0, \tag{2.2.1}$$

$$\frac{\partial \tau_z}{\partial x} + \frac{\partial \sigma_y}{\partial y} + \frac{\partial \tau_x}{\partial z} = 0, \tag{2.2.2}$$

$$\frac{\partial \tau_y}{\partial x} + \frac{\partial \tau_x}{\partial y} + \frac{\partial \sigma_z}{\partial z} = 0, \tag{2.2.3}$$

Para describir completamente la condición macroscópica del suelo se debe considerar una variable adicional que proporciona la cantidad de agua en los poros. Se denotó por medio de θ al incremento del volumen de agua por unidad de volumen de suelo (variación de contenido de agua). El incremento de presión hidráulica se denota por σ .

La presión del agua se considerará totalmente uniforme, o bien, los cambios ocurren lo suficientemente lento para que las diferencias de presión sean despreciables.

Además, si consideramos que las deformaciones y las variaciones del contenido de agua sean cantidades pequeñas, la relación entre estos dos grupos de variables puede ser tomada como lineal en su primera aproximación. **Se considera que el suelo tiene propiedades isotrópicas, las relaciones deben reducirse a las expresiones bien conocidas de la ley de Hook para cuerpos isotrópicos elásticos, como se menciona en la teoría de elasticidad.**

Geertsma (1957) rederivó las ecuaciones de Biot y utilizó un grupo de variables más adecuado para V_p , V_b , p_c y p_p . Con la suposición explícita de isotropía (matriz de material homogéneo), se obtiene una determinación correcta del coeficiente de tensión efectiva. No se consideran variaciones de la compresibilidad con tensión, se desprecia el coeficiente m (constante de Poisson) y se integró únicamente para el caso lineal la ecuación para los incrementos de deformación.

La distribución de los esfuerzos está determinada por la orientación y valor de los esfuerzos principales σ_1 , σ_2 y σ_3 en el material total de la roca y el valor del esfuerzo del fluido en los poros.

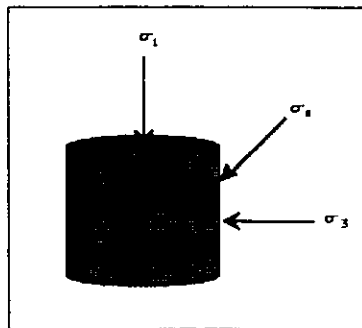


Fig.2.2.1. Distribución de esfuerzos principales en el núcleo

El esfuerzo principal, se expresa por medio de

$$\bar{\sigma} = \frac{\sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3}{3} \quad (2.2.3)$$

Se muestra que la influencia de las condiciones de frontera sobre la compresibilidad está determinada completamente por el valor de $\bar{\sigma}$.

Los cambios de volumen causados por la componente de esfuerzo hidrostático pueden calcularse al emplear las suposiciones siguientes:

Cualquier cambio arbitrario de volumen poroso está dado por

$$dV_p = \left(\frac{\partial V_p}{\partial \bar{\sigma}} \right)_p d\bar{\sigma} + \left(\frac{\partial V_p}{\partial p} \right)_{\bar{\sigma}} dp \quad (2.2.4)$$

Mientras que el cambio correspondiente en el volumen total

$$dV_b = \left(\frac{\partial V_b}{\partial \bar{\sigma}} \right)_p d\bar{\sigma} + \left(\frac{\partial V_b}{\partial p} \right)_{\bar{\sigma}} dp \quad (2.2.5)$$

Las derivadas parciales se encuentran como coeficientes en estas ecuaciones son en general, también funciones de p y $\bar{\sigma}$. El objetivo es derivar relaciones entre estos coeficientes.

Si suponemos que como resultado todos los componentes de esfuerzos normales en cualquier punto de la matriz de la roca se incrementan la misma cantidad , $d\bar{\sigma} = dp$, mientras que todos los esfuerzos de corte permanecen iguales; entonces, en ausencia de *fuerzas de internas*, todo el equilibrio y condiciones de frontera se satisfacen si el material de la matriz es homogéneo.

Si consideramos que el material de la matriz sea también isotrópico, este sistema de esfuerzos extra, no estará acompañado por ningún esfuerzo de corte. Se puede escribir entonces

$$\frac{dV_p}{V_p} = \frac{dV_b}{V_b} = \frac{dV_r}{V_r} = c_r dp = c_r d\bar{\sigma}, \quad (2.2.6)$$

donde c_r es la compresibilidad del material de la matriz de la roca.

El valor de c_r puede ser siempre considerado como constante en las rocas de yacimientos en los rangos de presión que se encuentran en la práctica.

Se considera dos cargas hidrostáticas individuales $d\bar{\sigma}$ y dp , las superficies total y de poro, respectivamente. El teorema de la reciprocidad dice que todo el trabajo hecho por las fuerzas en el primer grupo (como resultado de $d\bar{\sigma}$) que actúa sobre el desplazamiento producido por el segundo grupo (como resultado de dp) es igual a todo el trabajo hecho por las fuerzas del segundo grupo que actúa sobre el desplazamiento producido por el primero.

$$d\bar{\sigma} \left(\frac{\partial V_b}{\partial p} \right)_d dp = -dp \left(\frac{\partial V_p}{\partial \bar{\sigma}} \right)_p d\bar{\sigma}, \quad (2.2.7)$$

o bien,

$$\left(\frac{\partial V_b}{\partial p} \right)_d = \left(\frac{\partial V_p}{\partial \bar{\sigma}} \right)_p \quad (2.2.8)$$

En la expresión de arriba, la presión de poro, p , se mantiene constante y $\bar{\sigma}$ es la que varia

$$\frac{1}{V_b} \left(\frac{\partial V_b}{\partial \bar{\sigma}} \right)_p = c_b \quad (2.2.9)$$

En la compresibilidad total de la roca de estructura porosa. **Las medidas se determinan por medio de la obtención del cambio de volumen total de una muestra enchaquetada bajo presión hidrostática.** En general, c_b será una función de p y $\bar{\sigma}$.

Van der Knaap (1959) extendió el trabajo de Geertsma para el caso no lineal de tensión-deformación, aunque esto también requirió la suposición de que el coeficiente de Poisson fuera igual a la unidad. Las compresibilidades obtenidas no correspondían al modelo de Geertsma.

Nur y Byerlee (1971) rederivó el resultante $(c_{bc} - c_t) / c_{bc}$, con un razonamiento muy similar al de Geertsma. Se supuso que la relación finita tensión-deformación era lineal, lo cual es claramente cierto para los datos que ellos presentaron, sin que se cumpliera en las areniscas de Weber, ni en

las demás rocas porosas. Esta ley de Tensión Efectiva se verificó después, aparentemente al usar el módulo de la secante en vez del de la tangente, y con la suposición de que el coeficiente m sea la unidad.

Zimmerman (1984) estudió el efecto de la estructura porosa en las compresibilidades de poro y total en areniscas consolidadas. Se desarrolló una teoría para el comportamiento volumétrico de rocas porosas basándose en los principios de elasticidad clásica.

Se derivaron tres relaciones independientes de la estructura porosa entre las cuatro compresibilidades de las rocas porosas (las relacionadas a las deformaciones de poro y grano a las presiones de poro y confinamiento). Zimmerman, derivó las expresiones siguientes:

$$c_{bp} = c_{bc} - c_{sc} \quad (2.2.10)$$

$$c_{pc} = (c_{bc} - c_{sc}) / \phi \quad (2.2.11)$$

$$c_{pp} = [c_{bc} - (1 + \phi)c_{sc}] / \phi \quad (2.2.12)$$

donde ϕ es la porosidad de la muestra.

Las dos compresibilidades totales, (c_{bc} y c_{bp}), y la compresibilidad de grano ($c_{sc} = c_{sp}$) se miden directamente de la deformación volumétrica del espécimen. La compresibilidad de poro (c_p), la

compresibilidad fundamental desde el punto de vista de producción, puede determinarse directamente a través de mediciones de cambios de volumen del fluido en el poro. Por consiguiente, las mediciones de c_p son complicadas por numerosos factores. **Este incluye la compresibilidad del fluido en el poro, el grado de saturación, la interconexión de poros, la morfología, la distribución y relación de aspecto de la estructura porosa y la compresibilidad del sistema de prueba.**

Este es un caso especial de c_{pc} :

$$c_{pc} = \frac{\partial V_p}{V_p \partial p_c}, \quad (p_p = 0, \text{ constante}) \quad (2.2.13)$$

o aún más simplificado

$$c_{pc} = \frac{\partial V_p}{V_b \partial p_c}, \quad (p_p = 0, \text{ constante}) \quad (2.2.14)$$

Esta última ecuación implica la suposición común de que la compresibilidad de grano, la cual es grande en algunos estratos, sea cero. Desafortunadamente, tal prueba no refleja confiablemente las condiciones in-situ que se pueden encontrar en las rocas del yacimiento. Durante la producción, la presión del yacimiento (poro) decrece de la presión inicial (no la presión atmosférica), y como se señaló anteriormente, la deformación depende de la diferencia ($p_c - p_p$) y no de la p_p . **El esfuerzo debido a la sobrecarga (esfuerzo total vertical) no cambia, y la deformación lateral es restringida por la corteza terrestre.** Bajo la consideración anterior, la deformación lateral dada por la p_c en el laboratorio es más directa sobre el poro que sobre el total de la muestra, por el rango tan pequeño del que se parte (de cero a 8 000 lb/pg²)

Reconociendo la dependencia de la compresibilidad con la deformación y las condiciones in-situ durante la producción, las mediciones de compresibilidad de volumen de poro en rocas de yacimiento convencionales, se hacen cada vez con mayor frecuencia bajo condiciones de deformación uniaxial, (el esfuerzo total vertical “sobrecarga” y deformación lateral se mantienen constantes durante los cambios de presión de poro “durante la producción”). Esto es aparente, ya que se ha observado que, la permeabilidad al líquido medida con esfuerzo hidrostático efectivo es casi igual a la permeabilidad al líquido medida con esfuerzo uniaxial (Nelson, 1982). Específicamente:

$$c_{pu} = \frac{\partial V_p}{V_p \partial p_p} \quad \text{y} \quad d\tau_l = d\tau_r = 0 \quad (2.2.15)$$

donde,

$d\tau_l$ = es la variación en esfuerzo vertical total,

$d\tau_r$ = es la variación de deformación lateral, y

siendo consistente con la nomenclatura previa, el segundo subíndice indica la deformación uniaxial y el esfuerzo vertical constante.

Aunque las condiciones de deformación uniaxial son propiamente incuestionables, aún falta certeza sobre este tópico, además de que la interpretación de datos es compleja.

Todas las compresibilidades anteriores, excepto c_{pu} están definidas en términos de deformaciones uniformemente distribuidas. De cualquier modo, las medidas de compresibilidad bajo condiciones de producción (c_{pu}), no se relacionan fácilmente con otras mediciones de compresibilidad bajo condiciones hidrostáticas debido a los esfuerzos desviatorios involucrados en esta condición.

Ruddy y Johnson (1989) aplicaron valores de compresibilidades con presión de yacimiento inicial constante y evaluaron los efectos de subsidencia. Se modifica el esfuerzo efectivo del yacimiento en virtud de que la producción impacta los cambios volumétricos en espacios porosos del yacimiento. Concluyeron que los parámetros de ingeniería que cuantifican estas variaciones volumétricas son las compresibilidades.

Yale, Nabor y Russell (1993) estudiaron la compresibilidad de formación como variable para obtener un mejor análisis de yacimientos. Este nuevo método parte de la propuesta del uso de la compresibilidad de la formación como variable en vez de utilizar un arreglo, al emplear un "factor de volumen de la formación" (B_f), que integra propiamente los efectos de la compresibilidad de volumen de poros sobre el rango completo de presión de investigación. Al utilizar el nuevo concepto de B_f , la ecuación de balance de materia (MBE) puede ser modificada para incluir los efectos de presión que dependen de la compresibilidad de la formación.

Unalmiser, Servet y Swalwel (1993) desarrollaron una técnica diferente a los métodos convencionales, altamente eficiente y de bajo costo. Si se desprecia la c_r , que es generalmente

una décima parte de la c_b nos permite una determinación casi rutinaria de c_p . Se utilizó un porosímetro para los estudios de compresibilidad. Esta técnica considera que:

- a) el comportamiento de la presión de poro depende únicamente del esfuerzo efectivo basado en la teoría de poroelasticidad;
- b) la expansión de la salmuera irreductible y de la matriz de la roca debida a la reducción de la presión de poro son despreciables;
- c) la compresibilidad hidrostática del volumen de poro puede convertirse a condiciones de deformación uniaxial basándose en la constante relación de Poisson, para todas las condiciones dadas.

Se aplicó la técnica a un total de 714 tapones de carbonatos se estudiaron a cinco diferentes rangos de esfuerzo entre 500 y 3 500 lb/pg². Después se probaron 32 muestras de areniscas, primeramente a cuatro diferentes rangos de presión desde 500 lb/pg² a 3 500 lb/pg², de estas, seis muestras se probaron a presiones de 4 000 a 9 500 lb/pg² en incrementos de 500 lb/pg².

Se obtuvo una relación exponencial de la forma:

$$C_p = -\frac{m}{P} \quad (22.16)$$

donde, m = pendiente negativa de la gráfica log PV contra Log P, (cc/psi).

Se encontró que es una correlación muy buena, con un $R^2 > 97\%$ para todos los casos. La pendiente de la línea exponencial permite determinar la compresibilidad del volumen poroso, porosidad al esfuerzo, y el cambio relativo de porosidad de cada tapón de núcleo a cualquier presión correspondiente a su profundidad.

Contreras (1996) realizó caracterizaciones petrofísicas en el Instituto de Investigaciones Eléctricas de Cuernavaca Morelos a muestras de diámetro completo de los pozos Catedral 2 y 13. El trabajo que realizó consistió en determinar los coeficientes c_b , c_p y c_f , en función de la presión efectiva de sobrecarga a 100 °C. La metodología empleada se basó en la medición experimental de la reducción acumulativa del volumen total de la muestra con respecto al aumento de la presión efectiva de sobrecarga, aplicada en forma de esfuerzo isotrópico externo mediante un fluido de confinamiento, con la presión de poro constante.

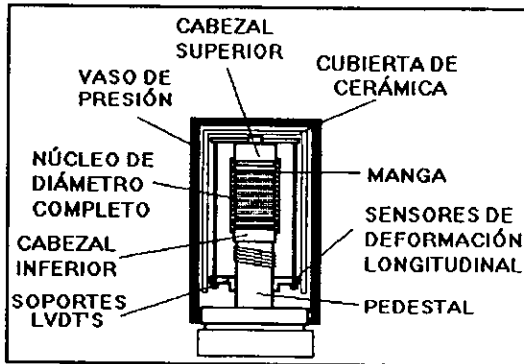


Fig. 2.2.2. Esquema del arreglo experimental desarrollado por Contreras para estudios de compresibilidad sobre núcleos de diámetro completo

El coeficiente de compresibilidad c_b denota el cambio fraccional del volumen total de la roca por cambio unitario de la componente isotrópica del esfuerzo de sobrecarga, o presión de confinamiento externa, con la presión de poro constante. La expresión matemática es

$$c_b = -\frac{1}{V_p} \left(\frac{dV_b}{dp_p} \right)_{p_p} \quad (2.2.17)$$

donde V_p es el volumen de poros, p_p es la presión de poro y p es la presión de confinamiento litostática.

Se relaciona con los coeficientes c_p , c_r y porosidad total, ϕ , mediante la ecuación

$$c_b = \phi c_p + c_r \quad (2.2.18)$$

Las ecuaciones anteriores indican que, si se conoce por vía experimental la función $V_b = f(p)$ que describe la variación del volumen total en función de la presión de confinamiento externa con la presión de poro constante, el coeficiente c_b puede calcularse punto a punto en función de la presión efectiva de sobrecarga. El procedimiento para establecer la función $V_b = f(p)$ consiste en ajustar una función matemática a un cierto número de valores experimentales de p y V_p .

Se tiene que $V_b = V_{bo} - \Delta V_{bac}$, donde V_{bo} es el volumen total inicial de la roca y ΔV_{bac} es la reducción acumulada del volumen total correspondiente a un valor dado de la presión efectiva de

sobrecarga (p_s). Se considera para fines prácticos $V_b \cong V_{bo}$, la definición en términos matemáticos es la siguiente

$$c_b = \frac{1}{V_{bo}} \left(\frac{\partial(\Delta V_{boc})}{\partial p_s} \right)_{p_p} \quad (2.2.19)$$

El coeficiente de compresibilidad c_f denota el cambio fraccional del volumen de poros por cambio unitario de la presión de poro, con la componente isotrópica del esfuerzo de sobrecarga o presión externa constante. Esta expresión en términos matemáticos es

$$c_f = \frac{1}{V_p} \left(\frac{dV_p}{dp_p} \right)_{p_s} \quad (2.2.20)$$

donde V_p es el volumen de poros, p_p es la presión de poro y p_s es la presión de confinamiento litostática. El coeficiente c_f se relaciona con el coeficiente c_b mediante la expresión

$$c_f = \frac{c_b - c_r(1 + \phi_i)}{\phi_i} \quad (2.2.21)$$

El coeficiente de compresibilidad c_p , que denota el cambio fraccional del volumen de poros por cambio unitario de la presión isotrópica externa con la presión de poro constante, se define en términos matemáticos mediante la expresión:

$$c_p = \frac{-1}{V_p} \left(\frac{\partial V_p}{\partial p_s} \right)_{p_p} \quad (2.2.22)$$

En su trabajo, Contreras determinó el coeficiente c_p como función de la presión efectiva de sobrecarga calculándolo mediante la ecuación,

$$c_p = \frac{c_b - c_r}{\phi_t} \quad (2.2.23)$$

consideró para el coeficiente c_r un valor constante de $0.123 \times 10^{-3} \text{ (kg/cm}^2\text{)}^{-1}$.

CAPÍTULO III

MÉTODOS PARA DETERMINAR LA COMPRESIBILIDAD DEL VOLUMEN POROSO

El capítulo presenta algunos de los métodos que se han utilizado para medir las diferentes compresibilidades de las rocas.

El primer método descrito es el de Geertsma en 1957, el cual se diseñó principalmente para medir c_b y c_r . Los métodos que se describen posteriormente, se enfocan directamente a la medición de la compresibilidad del volumen poroso.

El último método que se describe en este capítulo es el actualmente utilizado en el Laboratorio de Investigación en Núcleos Naturalmente Fracturados. Se menciona las características de la técnica además de la justificación física y matemática del método.

Para medir las diferentes compresibilidades de una roca porosa en un laboratorio se necesita disponer de diferentes niveles de presiones de poro y de confinamiento aplicadas a una muestra de roca, además de ser capaces de medir los cambios resultantes de volumen de poro y total.

Geertsma (1957), utilizó un aparato para medir con gran aproximación c_b y c_r , del cual se muestra un diagrama (fig. 3.1). Este dispositivo también permite calcular:

$$\frac{1}{V_p} \left(\frac{\partial V_p}{\partial p} \right)_{\bar{\sigma}} \quad \text{y} \quad \frac{1}{V_p} \left(\frac{\partial V_p}{\partial \bar{\sigma}} \right)_p \quad (3.1)$$

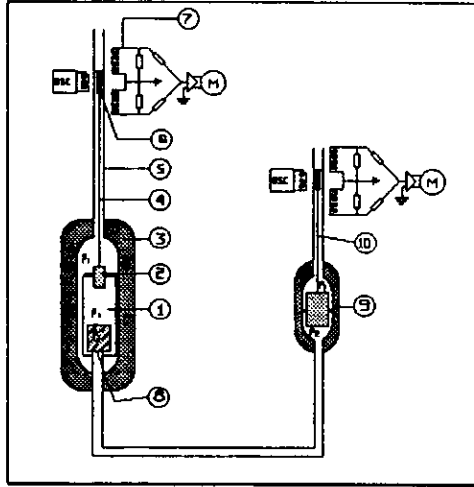


Fig. 3.1. Diagrama del aparato de compresibilidad utilizado por Geertsma.

El aparato constaba de una copa cerrada (1), con un pistón (2), colocado en una celda de presión (3) cuya presión se eleva a cierta p_1 ; como consecuencia de la acción del pistón obtenemos la misma presión en la copa (1). Se puede calcular la compresibilidad de una cantidad conocida de líquido al medir el desplazamiento axial del pistón (2). Para este propósito, el pistón debe tener una aguja (4) que pueda subir y bajar en un tubo (5). Como la presión en el tubo es también p_1 , el desplazamiento de la aguja correspondiente a p_1 debe leerse a través del tubo, el cual en ese tiempo era opaco. Se lograba tomar la lectura por medio de magnetismo al colocar en la aguja un pequeño trozo de hierro (6). La posición se detectaba con un embobinado eléctrico (7) montado alrededor del tubo (5). El puerto de salida (8) se cerraba en este experimento.

La compresibilidad del material de matriz de una muestra porosa, c_r , puede ser medida al intercambiar una parte del líquido en la copa (1) por una muestra saturada de roca con porosidad conocida.

La compresibilidad total de la roca c_b , se puede cuantificar de la misma manera, si se cubre la totalidad de la superficie del núcleo con una material impermeable.

Uno de los sistema típicos para llevar a cabo mediciones de cambios de volumen de poro y total fue el utilizado por Greenwald (1980), que fue posteriormente modificado por Zimmerman (1984). Este sistema se ilustra esquemáticamente en la figura 3.2.

El aparato modificado por Zimmerman consiste en cuatro subsistemas: a) celda de presión, b) muestra cilíndrica, c) un sistema de presión confinante del lado izquierdo de la figura, y d) el sistema de presión de poro a la derecha de la figura.

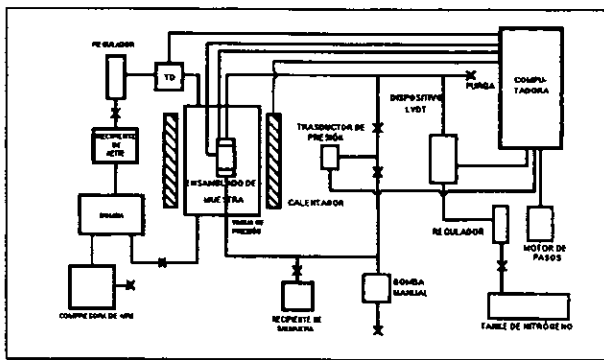


Fig. 3.2. Diagrama esquemático del sistema utilizado para medir compresibilidad de rocas porosas (modificación de Zimmerman 1984).

La celda de presión utilizada por Greenwald y Zimmerman era un cilindro de una aleación de acero y cromo con un espesor de pared de por lo menos 2.5 cm. La presión estándar de trabajo de esta vasija era de 69 MPa (10,000 lb/pg²), con capacidad para manejar presiones mayores. La profundidad interna de la vasija sellada era de 23 cm. El fondo de la celda tenía conectores para manómetros, medidores de deformación, termocoples, etc. Esta celda añadía presión hidrostática de confinamiento a las muestras de roca, además, se encuentra rodeada por dos calentadores semi-cilíndricos aislados con controladores térmicos que permiten el manejo de altas temperaturas, los aislantes permiten que la temperatura se mantenga constante por más tiempo y se tenga un mejor control de ésta.

La celda se llena con un fluido inerte y dieléctrico (aceite de silicón) que provee la presión hidrostática de confinamiento. El fluido se presuriza con ayuda de una bomba de desplazamiento positivo que se activa con aire de una compresora. Este sistema contenía un medidor de deformación (transductor de presión) con un rango de 0 a 20,000 lb/pg² (0 a 138 MPa), el cual medía la presión de confinamiento con una aproximación de ± 5 lb/pg².

El sistema de presión de poro utilizó un transductor de presión, no sólo para medir los cambios, sino también para controlar dicha presión de poro, con un rango de 0 a 10,000 lb/pg² (0 a 69 MPa) y una aproximación de ± 5 lb/pg². El dispositivo consiste en una perforación cilíndrica de precisión que contiene un pistón móvil, conectado a una desviación que se dirige al sistema de fluido de poro. Unido al pistón se encuentra un sensor diferencial de variación desplazamiento lineal (LVDT), cuyo movimiento mide el cambio de volumen con una aproximación de $\pm 1.3 \times 10^{-4}$

4 cm^3 . Este pistón se encuentra rígidamente conectado a un pistón más grande, y tienen una relación de área de 20:1, sobre el cual actúa el nitrógeno a presión para controlar la presión de poro.

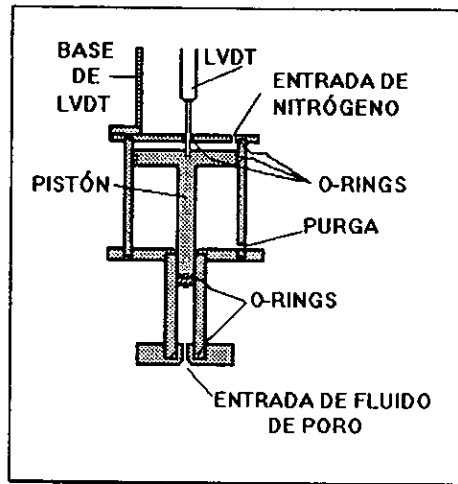


Fig. 3.3. Dispositivo utilizado por Zimmerman en 1984 para medir cambios en el volumen de poro, y controlar la presión de poro. La relación de áreas de los dos pistones es 20:1, de tal manera que la presión de fluido de poro es veinte veces la presión del nitrógeno.

Para utilizar este sistema adecuadamente, los núcleos cilíndricos, de 5.08 cm de longitud y 5.08 cm de diámetro se unen a dos tapas de acero inoxidable del mismo diámetro, las cuales tienen orificios a través de ellas para permitir el paso del fluido de poro. Una hoja delgada de cobre cubre la muestra rodeándola junto con las tapas terminales, después la muestra y tapones se envuelven con un tubo de trifluorotileno, encogible con calor. Como precaución final contra la invasión de fluidos externos, se coloca una capa de silicón entre las tapas y el tubo.

El primer paso del proceso de prueba es la preparación de la muestra (saturación). La saturación se logra con un aparato como el que se muestra en la figura 3.4. Con las válvulas A y C cerradas, se mantiene un vacío de aproximadamente $100 \mu\text{m Hg}$ (13.3 Pa) en la muestra por cerca de 12 hrs., para secar cualquier cantidad de aire atrapado en los poros. La válvula B se cierra, y la válvula C se abre para añadir la salmuera que satura al núcleo. El proceso de saturación se completa cuando el nivel de líquido en la bureta se estabiliza.

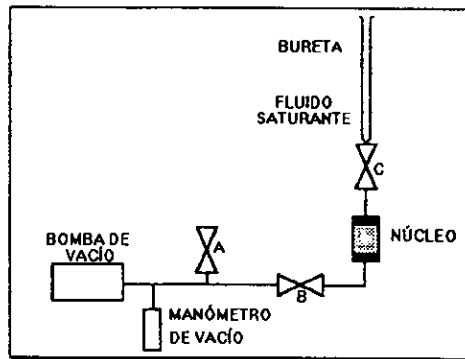


Fig. 3.4. Diagrama del aparato utilizado para saturación de muestras con fluido de poro.

El volumen de poro se determina entonces de la diferencia de peso saturada y seca, mientras que el volumen total se determina al medir las dimensiones de la muestra con un calibrador vernier (pie de rey).

Las primeras mediciones de c_{pc} fueron hechas por Carpenter y Spencer (1940), al utilizar un método muy aproximado y simple, pero restringido a medidas donde la presión constante de poro es la atmosférica. En su sistema, muy similar al después utilizado por Hugues y Cooke

(1953), el dispositivo de medición de presión de poro que se muestra en la fig. 3.3 (modificación de Zimmerman) fue reemplazado por una bureta graduada cuyo extremo superior se encontraba abierta a la atmósfera; una versión esquemática de este sistema se muestra en la fig. 3.5. Cuando la presión de confinamiento se incrementa, la presión de poro en la muestra crece, y algo del fluido de poro será expulsado hacia la bureta. Como el fluido de poro se encuentra a presión y temperatura constante, el volumen total de este fluido se mantiene sin cambio, por lo que cualquier cantidad expulsada de fluido de poro de la muestra se reflejará en la altura de la bureta.

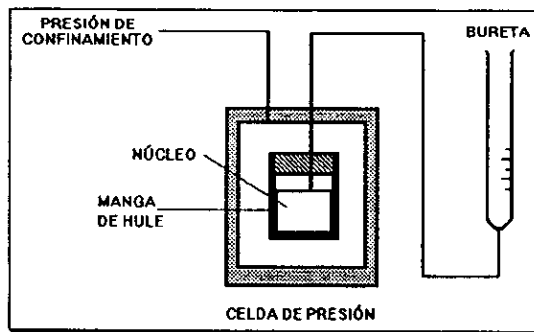


Fig. 3.5. Diagrama esquemático del sistema para medir c_{pc} .

El aparato mostrado en la fig. 3.3. fue el utilizado por Zimmerman (1984) para medir c_{pc} ; el proceso de medición comenzó con la programación del motor de pasos en la computadora para mover el regulador, de tal manera que proporcione la presión de nitrógeno adecuada. Por medio del dispositivo de pistón explicado anteriormente se provee una presión de fluido de poro. Por medio del intensificador de presión activado con aire, la presión de confinamiento se incrementa con la inyección de más aceite de silicón dentro de la celda de presión. Después de esperar tiempo

suficiente, la computadora graba los cambios de volumen de poro desde la salida del LVDT. Este proceso se continúa ciclicamente con incrementos y decrementos de presión de confinamiento. El procedimiento se repite para varias presiones de poro.

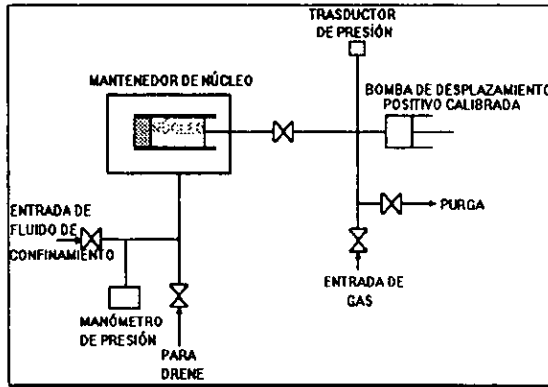


Fig. 3.6. Diagrama esquemático del aparato utilizado por Sampath (1982) para medir c_{pc} , el cual utiliza nitrógeno como fluido de poro.

Sampath (1982), utilizó como fluido de presión de poro nitrógeno que se conecta a una bomba de desplazamiento positivo manual (ver fig. 3.6). Después de cada incremento de presión de confinamiento, la posición del pistón en la bomba se altera hasta que la presión de poro regresa al valor preestablecido; el cambio del volumen de poro se lee del dial de la bomba. Debe tenerse en cuenta que, en el uso de gas como fluido de poro debe controlarse la temperatura estrictamente, de otra forma la expansión térmica del gas afectaría el cambio de volumen de poro debida a la compresibilidad del poro. La ventaja de este método es que, al utilizar nitrógeno como fluido de poro, se resuelven las dificultades asociadas con la saturación de la muestra.

Fatt (1958) obtuvo la compresibilidad del fluido de poro (kerosena en este caso) con los datos publicados de presión-volumen-temperatura al estimar la cantidad de fluido de poro en el sistema

total. Los tapones fueron lavados con tolueno y secados al vacío, después se saturaron con kerosena y se volvieron a pesar, posteriormente se lavaron con tolueno y secaron nuevamente. Después de este proceso de saturación y lavado, la muestra se encaquetó en cobre de 0.004 pulgadas de espesor, se saturó con kerosena y fue colocada en una celda hidráulica como la que ilustra la figura 3.7. El movimiento del mercurio muestra el cambio del volumen poroso de la muestra bajo el cambio de presión dado. Cabe aclarar que, una noche antes de medir el cambio de volumen de poro es necesario deformar la chaqueta de cobre bajo una presión constante de 10,000 lb/pg² sobre la superficie de la muestra. Esto se realiza para evitar un posible error en la medición del volumen de poro por fluido entrampado entre el núcleo y la chaqueta.

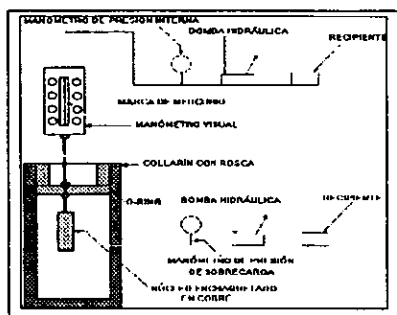


Fig. 3.7. Diagrama del equipo utilizado por Fatt para las pruebas de compresibilidad.

Greenwald (1980) intentó desarrollar una ecuación de estado para calcular ambas compresibilidades, (fluido de poro y sistema), con la realización de varias calibraciones del aparato sin muestra. También estimó los efectos del aparato al colocar una muestra de acero en la celda y variar la presión de poro mientras se mantuvo la presión de confinamiento constante; se utilizó un dispositivo similar al que se muestra en la figura 3.3.

Si las muestras están unidas a registradores de deformación, las dos compresibilidades totales (c_{bc} y c_{bp}), pueden medirse en aparatos del tipo descrito en la figura 3.2. Los registradores deben colocarse en la forma que ilustra en la figura 3.8. Para que los cables del registrador no sufran un corto circuito ni daño por abrasión, se les aplica silicón a las terminales. Los registradores quedan adheridos con pasta epóxica y cubiertos con una capa de teflón. Típicamente los registradores se aplican en las direcciones longitudinal y transversal para detectar la anisotropía del núcleo. Durante su prueba, Greenwald utilizó un registrador sin que éste estuviera unido a la muestra y así poder compensar por efectos de presión y temperatura.

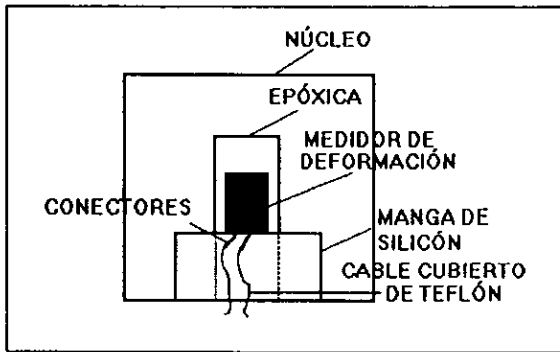


Fig. 3.8. Diagrama esquemático del método utilizado por Greenwald en 1980 para unir los medidores de deformación a los núcleos.

Zimmerman realizó mediciones de c_{bp} en núcleos de la arenisca Bandera; utilizó un método análogo al de Sampath para medir c_{pc} . Estas mediciones fueron hechas con una versión modificada del aparato experimental que se muestra en la fig. 3.2, empleando una bomba de tornillo manual que reemplaza a la bomba activada por aire. El desplazamiento volumétrico se lee

directamente del vernier en vez de utilizar el LVDT. Estas mediciones fueron muy sensibles a los cambios de temperatura del sistema, lo cual se debe principalmente a la gran relación de volumen de fluido confinante volumen de roca. Este problema fue parcialmente resuelto utilizando un fluido confinante menos compresible (glicerina); un sistema óptimo debe tener una relación de volúmenes de fluido confinante-muestra tan pequeña como sea posible.

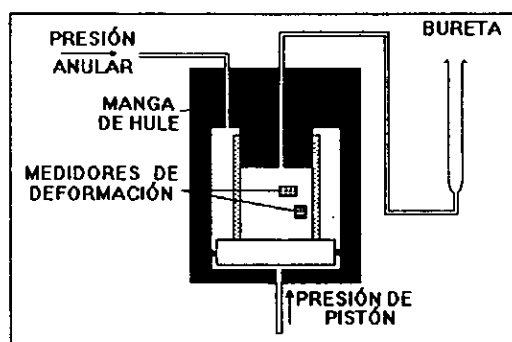


Fig. 3.9. Diagrama esquemático del aparato utilizado para medir compresibilidades de poro y total bajo condiciones de carga triaxial.

Todos los tipos de medición antes discutidos se realizaron bajo condiciones de presión de confinamiento hidrostático. Las mediciones de esfuerzo triaxial de compresibilidad en areniscas citadas por Zimmerman en su trabajo de investigación fueron realizadas por Chierici, Wilhelmi y Somerton, Teeuw y Andersen, quienes utilizaron dispositivos similares al mostrado en la figura 3.9. Este aparato crea un esfuerzo uniaxial en la parte superior con ayuda de un pistón y un esfuerzo biaxial que se aplica por medio de la "presión anular" a los lados de la muestra. Andersen utilizó medidores de deformación para obtener la deformación total a través de las direcciones longitudinal y transversal de la muestra, y una bureta externa graduada para medir la cantidad de

volumen de fluido de poro expulsado del núcleo. Si la muestra fuera linealmente elástica, la relación entre la compresibilidad triaxial y la compresibilidad hidrostática sería trivial.

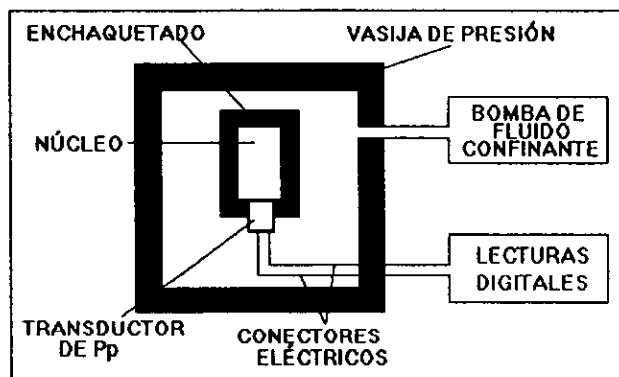


Fig. 3.10. Diagrama esquemático del aparato utilizado por Green y Wang en 1986 para medir presión de poro durante compresión sin drene.

La compresibilidad total sin drene puede ser medida al utilizar el mismo procedimiento que se usa en la medición de c_{bs} , pero con las líneas del fluido de poro cerradas. Además, es importante que no exista fluido de poro por fuera del núcleo para que el experimento reproduzca exactamente las condiciones de no-drene. Zimmerman cita algunos investigadores que se ocuparon de medir este tipo de compresibilidad, entre ellos Wissa, Green y Wang.

Wissa analizó la compresibilidad no drenada de una muestra con una tubería externa de fluido de poro, y concluyó que, la relación entre los volúmenes de fluido de poro exterior y la muestra no debe exceder 0.003.

Green y Wang inventaron 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 en la figura 3.10. El único volumen extraño que se involucró fue el de la cámara del transductor, pero se estimó generalmente en solo 5×10^{-4} del volumen de poro. Este sistema se utilizó para medir el coeficiente de presión de poro inducido en núcleos de las areniscas Berea, Massillon y Tunnel City.

En el método de Unalmiser, Servet y Swalwel (1993) las calizas y areniscas fueron cortadas paralelamente al plano de flujo, perpendicular al núcleo (muestras de 1.5 pulgadas de diámetro y 2 de longitud). Después de la extracción de residuos de hidrocarburos y suciedad con solventes calientes y de lixiviar la sal, se midió a las muestras el volumen de grano a condiciones ambiente con la técnica de inyección de helio (Ley de Boyle).

Las pruebas se llevaron a cabo en un porosímetro de inyección de helio para definir los volúmenes de poro y la permeabilidad al aire en régimen transitorio, para varios incrementos de presión de confinamiento. Las presiones de sobrecarga para los estudios de núcleos de carbonatos empezaron a partir de 500 lb/pg^2 , que representa la presión de condiciones ambientales, y creciendo a razón de 1 500, 2 500, 3 000 y 3500 lb/pg^2 .

Los estudios para muestras de areniscas fueron diseñados ligeramente diferentes. Las muestras fueron probadas primariamente a presiones de 1,000, 2,000 y $3,500 \text{ lb/pg}^2$. Para después investigar el efecto de esfuerzo en la matriz de la roca y un intento para definir la producción

aplicando esfuerzos. Seis muestras fueron después examinadas en el rango de presión de 4,000 lb/pg² a 9,500 lb/pg², a incrementos de 500 lb/pg².

Las mediciones hechas por Contreras (1996), sobre muestras de diámetro completo de la reducción acumulativa del volumen total de la muestra de roca como función de la presión de confinamiento hidrostática, se efectuaron en un sistema experimental basado en una celda triaxial con capacidad para aplicar sobre la muestra cualquier condición de esfuerzo de sobrecarga, que sea de interés práctico en el ámbito de estudios petrofísicos y de mecánica de rocas que se puede requerir en la industria petrolera. En la figura. 2.2.2 del capítulo anterior, se muestra el esquema de montaje de la muestra de roca dentro de la celda triaxial, mientras que la fig. 3.11 muestra una fotografía de la instrumentación y ensamble de la muestra.

La muestra se monta entre cabezales metálicos, y este arreglo se cubre con una manga impermeable y altamente flexible, de aproximadamente 1 cm de espesor. La muestra se instrumenta con sensores de desplazamiento lineal de alta resolución tipo LVDT, mediante los cuales se miden los cambios que se producen en la longitud de la muestra como consecuencia de la aplicación de la presión de confinamiento hidrostática.

Una vez instrumentada, la muestra se dispone dentro de la celda triaxial, la cual se llena a continuación con aceite mineral que actúa como fluido de confinamiento. De esta manera, la muestra queda inmersa en el fluido de confinamiento, aunque aislada del mismo por la manga de recubrimiento.

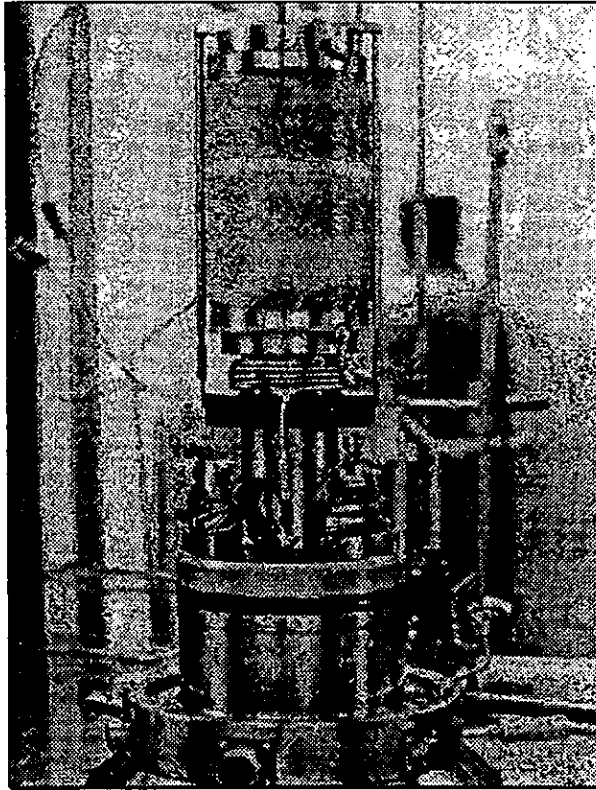


Fig. 3.11. Vista de la instrumentación de una muestra de diámetro completo que utiliza Contreras para determinar los coeficientes de compresibilidad, porosidad y volumen de poros.

Se aplicó a las muestras presión de confinamiento hidrostático en el intervalo de 0 a 700 kg/cm², con incrementos de 10 bares (10.2 kg/cm²) en el rango de 0 a 100 kg/cm², e incrementos de 20 bares (20.4 kg/cm²) en el rango de 100 a 700 kg/cm², manteniendo la presión de poro constante en todo el proceso, con un valor igual a la presión ambiente del laboratorio. Al no aplicar presión de poro, resulta para la presión efectiva de sobrecarga un valor igual al de la presión de confinamiento.

Para cada estación de presión de confinamiento aplicada, se midió la compactación lineal acumulada (Δl_{ac}) experimentada por la muestra en la dirección de su longitud. La compactación lineal acumulada se dividió entre la longitud inicial de la muestra, obteniéndose de esta forma, la deformación lineal unitaria ($(\Delta l_{ac}/l_0)$) como función de la presión de confinamiento. Finalmente, la reducción acumulada del volumen total de la muestra (ΔV_{bac}) se determinó a partir de la deformación lineal unitaria mediante la fórmula:

$$\Delta V_{bac} = V_{bo} \left[\left(1 + \frac{\Delta l}{l_0} \right)^3 - 1 \right] \quad (3.2)$$

donde V_{bo} es el volumen total inicial de la muestra.

Como resultado del procedimiento antes descrito, se obtuvieron a manera de datos experimentales primarios la reducción acumulada del volumen total de la roca (ΔV_{bac}) en función de la presión de confinamiento (p), que en este caso es igual a la presión efectiva de sobrecarga (p_s) debido a que la presión de poro se mantuvo constante e igual a cero durante el proceso de aplicación de presión de confinamiento.

A partir de la obtención experimental de la reducción acumulada del volumen total en función de la presión de confinamiento, se calculó como subproducto directo la reducción acumulada del volumen de poros (ΔV_{pac}) mediante la siguiente expresión, que relaciona los cambios del volumen total y del volumen de poros de una roca sometida a incrementos de presión efectiva de

sobrecarga, mediante la aplicación de presión de confinamiento al mantener la presión de poro constante:

$$\Delta V_{pac} = \Delta V_{bac} - V_{bo} C_r P_s \quad (3.3)$$

donde,

ΔV_{pac} : Reducción acumulada del volumen de poros correspondiente a la aplicación de una presión efectiva de sobrecarga p_s .

ΔV_{bac} : Reducción acumulada del volumen total correspondiente a la aplicación de una presión efectiva de sobrecarga p_s .

V_{bo} : Volumen total de la roca en la condición de presión efectiva de sobrecarga nula.

c_r : Coeficiente de compresibilidad del material sólido de la roca = $0.123 \times 10^{-5} \text{ (kg/cm}^2\text{)}^{-1}$ para rocas carbonatadas.

p_s : Presión efectiva de sobrecarga.

MÉTODO APLICADO EN EL LABORATORIO DE INVESTIGACIÓN EN NÚCLEOS NATURALMENTE FRACTURADOS PARA OBTENER LA COMPRESIBILIDAD DEL VOLUMEN DE POROS.

El método que se propone en el laboratorio de la División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería para medir la compresibilidad del volumen poroso, fue desarrollado como una necesidad en el campo Herrera (1997). La compresibilidad del volumen de poro es actualmente un dato muy importante en los cálculos de ingeniería de yacimientos, principalmente en las zonas de alta producción de hidrocarburos de México (Zona Marina de Campeche).

Las compresibilidades de volumen de poro que reportan los métodos anteriores, no se han podido aplicar en las zonas de principal producción de hidrocarburos, debido a que se desarrollaron con muestras tapón, cuya característica principal era la matriz homogénea, y dichas técnicas no contemplan el comportamiento de una muestra que contiene fracturas y vóculos.

La muestra se encuentra en el seno de un líquido (aceite de confinamiento), para que los incrementos en la presión hidrostática sean los mismos en todos los puntos de la muestra de prueba.

Se define el esfuerzo vertical efectivo, como la diferencia del peso de sobrecarga menos la presión original del estrato de interés. El esfuerzo horizontal efectivo, para estudios de laboratorio de mecánica de rocas, se define como la diferencia de la presión de confinamiento horizontal aplicada a muestra menos la presión del fluido dentro de ella, y para su determinación a condiciones in-

situ se define como la diferencia de la presión de cierre instantáneo durante el fracturamiento hidráulico de un pozo, menos la presión inicial del fluido contenido en la formación estimulada.

Para simular el esfuerzo real de confinamiento efectivo que actúa en la roca en un yacimiento durante su explotación, con la variación de presión de confinamiento efectivo a la que es sometida una muestra de roca en el laboratorio, se supone lo siguiente:

- a) Una muestra en el yacimiento alcanza su deformación máxima en la dirección vertical, causada por la presión efectiva de sobrecarga e que está sometida durante un periodo largo de tiempo, por lo que, al someterse la misma muestra en el laboratorio a una presión de confinamiento efectiva pequeña, la deformación es mínima comparada con la que sufre la muestra en la dirección horizontal.
- b) La red de canales de flujo de la roca compuesta de poros y fracturas, sometida a un esfuerzo efectivo en el yacimiento y en las muestras de roca sometidas a un incremento de presión de confinamiento efectivo en el laboratorio es estable, dicho de otra manera, la red de canales de flujo alcanza un estado de deformación límite, para las condiciones de esfuerzo o presión efectiva a que esté sometida.
- c) Al reducirse la presión de los fluidos contenidos en el yacimiento, se produce un incremento de esfuerzo de confinamiento efectivo en la roca.
- d) Al aumentar la presión exterior ejercida sobre la muestra en la celda de prueba, se produce un incremento de presión de confinamiento efectivo en dicha muestra de roca. Se supone que

ambos incrementos, el de esfuerzo efectivo en el yacimiento y el de presión de confinamiento efectivo en el laboratorio son análogos.

Lo novedoso del desarrollo propuesto es la manera en que se mide el cambio de volumen de poro, dV_p , ya que toma en cuenta las fracturas, vóculos aislados y vóculos interconectados, además, define dos comportamientos principales, de fractura y de matriz. Cabe mencionar que los datos que se han obtenido hasta ahora con la técnica propuesta, se han comprobado en estudios petrológicos (mediante el análisis de láminas delgadas), estudios geofísicos (registros), al aplicar los datos en el campo y en simuladores.

El volumen de poro se obtiene a partir de la ecuación de estado de los gases ideales en función del número de moles de gas presentes. Se utiliza esta ecuación de estado ya que la mayoría de los gases a baja presión se comportan como ideales ($\leq 300 \text{ lb/pg}^2$); además, las mediciones se llevaron a cabo con helio, el cual, debido al tamaño de su molécula, tiene un comportamiento ideal en un rango de presión mayor. Las mediciones de volumen de poro se realizan en un rango de $\pm 100 \text{ lb/pg}^2$.

$$PV = nRT \quad (3.4)$$

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

Si tomamos en cuenta el número de moles helio en la celda de referencia y el número de moles de aire en la celda.

$$n_{He} = \frac{p_1 V_r}{RT} \quad (3.5)$$

$$n_a = \frac{p_a V_p}{RT} \quad (3.6)$$

donde,

V_r = volumen de la celda de referencia

V_p = volumen poroso de la muestra

n_{He} = número de moles de helio

n_a = número de moles de aire

p_1 = Presión inicial en la celda de referencia

p_a = presión atmosférica

R = constante universal de los gases

T = temperatura ambiente

Al liberar la presión de poro el tiempo suficiente hasta la estabilización de lecturas, se verifica que no hayan presiones extrañas en la muestra (presión de confinamiento extra), como lo sucedido en las pruebas realizadas por Knutson y Bohor en 1963.

Para definir la ecuación que calcule el volumen de poro se utiliza la combinación de la Ley de Dalton (Presiones Parciales) y la Ley de Amagat.

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

$$P_2 = P_{2a} + P_{2He} \quad (3.7)$$

donde,

P_2 = presión de la mezcla de gases en el sistema total de medición

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

P_{2He} = presión del helio si ocupara el sistema total de medición.

Se aplica la Ley de Amagat, la cual expresa que, el volumen total ocupado por una mezcla de gas es igual a la suma de los volúmenes parciales de los componentes de la mezcla.

$$P_{2He}(V_r + V_p) = n_{He}RT \quad (3.8)$$

$$P_{2a}(V_r + V_p) = n_aRT \quad (3.9)$$

Se realiza la suma de las presiones parciales,

$$P_2(V_r + V_p) = RT(n_{He} + n_a) \quad (3.10)$$

$$P_2(V_r + V_p) = RT\left(\frac{P_1V_r}{RT} + \frac{P_aV_p}{RT}\right)$$

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

$$P_1 = p_1 + p_a \tag{3.11}$$

$$P_2 = p_2 + p_a$$

$$p_2(V_r + V_p) + p_a(V_r + V_p) = p_1V_r + p_aV_r + p_aV_p \tag{3.12}$$

$$p_2(V_r + V_p) + p_a(V_r + V_p) = p_1V_r + p_a(V_r + V_p)$$

Se quitan términos iguales en ambos lados de la igualdad $p_a(V_r + V_p)$,

$$p_2(V_r + V_p) = p_1V_r \tag{3.13}$$

Se despeja el volumen de poro y se toma en cuenta el volumen de la tubería de cobre que une el porosímetro con la celda de confinamiento.

$$V_p = \frac{P_1}{P_2}V_r - V_r - V_t \tag{3.14}$$

En la celda de confinamiento, al presionar la manga contra la muestra como paso inicial de medición, evitamos cualquier cantidad de aire y espacios no deseados, que en otras técnicas originan errores de lectura de volumen de poro.

Ahora, para obtener el volumen de poro a temperatura de yacimiento, utilizamos el desarrollo matemático siguiente:

APROXIMACIÓN A TEMPERATURA DE YACIMIENTO

Se supone que el volumen de poro (V_p), las tuberías de salida de la celda (V_a) y la tubería serpentín (V_s), se encuentren a temperatura de yacimiento, y que la tubería de cobre (V_c) y el

volumen de referencia (V_r) se encuentran a una temperatura media entre la celda de confinamiento y la temperatura ambiente.

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

$$p_1 V_r = n_{He} RT \quad (3.15)$$

$$n_{He} = \frac{p_1 V_r}{RT} \quad (3.16)$$

La ley de los Gases Ideales aplicando la Ley de Dalton y Amagat para calcular el número de moles de aire en el sistema

$$n_a = \frac{p_a}{RT_y} (V_p + V_f) + p_a \left(\frac{V_r}{RT} + \frac{V_u}{RT} \right) \quad (3.17)$$

donde,

T_y = temperatura a condiciones de yacimiento

\bar{T} = temperatura media

V_f = volumen de la tubería serpetín en la celda de confinamiento

V_u = volumen de las tuberías de salida de la celda de confinamiento.

$$n_a = \frac{p_a}{RT_y} (V_p + V_f) + \frac{V_r p_a}{RT} + \frac{V_u p_a}{RT} \quad (3.18)$$

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

$$n_{H_2} = p_{2H_2} \left[\frac{V_r}{RT} + \frac{V_p + V_f}{RT_y} + \frac{V_{ic}}{RT} + \frac{V_u}{RT} \right] \quad (3.19)$$

donde, V_{ic} = volumen de la tubería de cobre,

y el número de moles de aire en ambos recipientes se obtiene mediante:

$$n_a = \frac{p_{2a} V_r}{RT} + \frac{p_{2a} (V_p + V_f)}{RT_y} + \frac{p_{2a} V_{ic}}{RT} + \frac{p_{2a} V_u}{RT} \quad (3.20)$$

$$n_a = p_{2a} \left[\frac{V_p + V_f}{RT_y} + \frac{V_{ic}}{RT} + \frac{V_u}{RT} + \frac{V_r}{RT} \right] \quad (3.20 a)$$

Sustituyendo los números de moles en el sistema completo

$$\frac{p_{1H} V_r}{RT} = p_{2H} \left[\frac{V_r}{RT} + \frac{V_p + V_f}{RT_y} + \frac{V_{ic}}{RT} + \frac{V_u}{RT} \right] \quad (3.21)$$

$$p_a \left[\frac{V_p + V_f}{RT_y} + \frac{V_r}{RT} + \frac{V_u}{RT} \right] = p_{2a} \left[\frac{V_r}{RT} + \frac{V_p + V_f}{RT_y} + \frac{V_{ic}}{RT} + \frac{V_u}{RT} \right] \quad (3.22)$$

Como son presiones absolutas

$$p_1 = p_1 + p_a \quad (3.23)$$

$$p_2 = p_2 + p_a \quad (3.24)$$

$$p_1 = \frac{p_{1H} V_r}{RT} + p_a \left[\frac{V_p + V_f}{RT_y} + \frac{V_{ic}}{RT} + \frac{V_u}{RT} \right] \quad (3.25)$$

$$p_2 = p_2 \left[\frac{V_p + V_f}{RT_y} + \frac{V_{ic}}{RT} + \frac{V_u}{RT} + \frac{V_r}{RT} \right] + p_o \left[\frac{V_p + V_f}{RT_y} + \frac{V_{ic}}{RT} + \frac{V_u}{RT} \right] \quad (3.26)$$

Si se unen los dos recipientes,

$$\frac{p_1 V_r}{RT} + p_o \left[\frac{V_p + V_f}{RT_y} + \frac{V_{ic}}{RT} + \frac{V_u}{RT} \right] = p_2 \left[\frac{V_p + V_f}{RT_y} + \frac{V_{ic}}{RT} + \frac{V_u}{RT} + \frac{V_r}{RT} \right] + p_o \left[\frac{V_p + V_f}{RT_y} + \frac{V_{ic}}{RT} + \frac{V_u}{RT} \right] \quad (3.27)$$

Los dos elementos que multiplican a p_o en ambos lados de la igualdad se eliminan, quedando de la manera siguiente,

$$\frac{p_1 V_r}{RT} = p_2 \left[\frac{V_r}{RT} + \frac{V_p + V_f}{RT_y} + \frac{V_{ic}}{RT} + \frac{V_u}{RT} \right] \quad (3.28)$$

$$p_1 V_r = p_2 \left[V_r + (V_p + V_f) \frac{T}{T_y} + V_{ic} + V_u \frac{T}{T} \right] \quad (3.29)$$

$$\frac{p_1 V_r}{p_2} - V_r - V_{ic} - V_u \frac{T}{T} = (V_p + V_f) \frac{T}{T_y} \quad (3.30)$$

Obtenemos

$$\boxed{V_p = \frac{T}{T_y} \left[\frac{p_1 V_r}{p_2} - V_r - V_{ic} \right] - V_u \frac{T_y}{T} - V_f} \quad (3.31)$$

Con el método matemático basado en la Ley de los Gases Ideales somos capaces de obtener el volumen de poros sin importar que tan fracturada o vugular sea la muestra. Para obtener la razón

de cambio del volumen de poro con respecto al cambio de presión de confinamiento efectiva (p_{eff}), utilizamos una celda de confinamiento muy similar a la que fue utilizada por Zimmerman, pero con dimensiones mayores. Las dimensiones de la celda permiten la realización de mediciones a núcleos de roca de diferentes tamaños, desde tapones hasta muestras de diámetro completo de 4 pulgadas.

$$C_p = \frac{-1}{V_p} \frac{dV_p}{dp_{eff}} \quad (3.32)$$

Para poder aplicar la ecuación (3.32) debemos tomar en cuenta otras suposiciones.

Para muestras que tengan una porosidad que excede 15%, la compresibilidad total de la roca, c_b , es mucho mayor que la compresibilidad de la matriz, c_r , y el comportamiento de la compresibilidad de poro depende únicamente del esfuerzo efectivo de confinamiento (basado en la teoría de poroelasticidad).

La presión de confinamiento se eleva hidráulicamente con la inyección de un fluido con una bomba de desplazamiento positivo de un paso, activada con aire a presión. Es posible elevar la temperatura de la celda para mediciones a temperatura de yacimiento con unas resistencias que rodean la celda.

Debe señalarse que en la muestra, la presión de poro permanece constante a la presión atmosférica debido a que se encuentra comunicada al exterior por medio de una válvula de purga,

que se cerrará un momento antes de realizarse la medición . La ecuación que describe específicamente el método es:

$$c_{pc} = \frac{\partial V_p}{V_b \partial p_c}, (p_p = \text{Atmosférica, constante}) \quad (3.33)$$

La expansión del aparato y dispositivos no se toma en cuenta debido a que se manejan presiones muy bajas y la compresibilidad del fluido de poro (helio), ya está tomada en cuenta en el desarrollo matemático.

Las medidas del cambio de volumen poroso son completamente independientes de la relación de los volumen de fluido en la celda y volumen de roca, debido a que las expansiones de helio se llevan a cabo en la cámara de referencia (porosímetro) y en la muestra enchaquetada.

Definir el comportamiento del volumen poroso de una muestra de roca implica la obtención del cambio de volumen de poro a diferentes presiones de confinamiento, para una misma muestra.. Por lo tanto, la técnica se aplica varias veces. Cada uno de los puntos de medición es independiente de otro y se verifica dos o tres veces.

Las mediciones no son acumulativas, y por lo tanto, no acarrear errores. En la técnica aplicada, una medición de porosidad efectiva corrige a la anterior, además, la herramienta principal para obtener la compresibilidad es el comportamiento del total de las mediciones realizadas. Los comportamientos observados representan las condiciones de matriz y fractura.

CAPÍTULO IV

DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO Y PROCEDIMIENTOS

Este capítulo, en su primera parte, muestra los constituyentes principales del equipo que se utiliza para medir el comportamiento de la porosidad efectiva, a partir del cual se calcula la compresibilidad del volumen poroso. En la segunda parte, se describe paso a paso el proceso mediante el cual se obtienen los datos que se requieren para calcular la compresibilidad deseada.

4.1. Descripción del Equipo.

El equipo utilizado para la medición de la compresibilidad del volumen poroso en núcleos de diámetro completo es híbrido, compuesto por dos aparatos independientes en esencia. El primero, es el "Módulo Básico de Permeabilidades" (se puede observar en la fig 4.1.2), en la cual se logra aplicar a la muestra la presión y temperatura de yacimiento; este módulo es parte del equipo de medición de permeabilidades ilustrado en la fig 4.1.1, que se encuentra en el laboratorio de investigación del posgrado. El segundo componente es el "Porosímetro para Muestras de Diámetro Completo", que es el que se encarga de cuantificar los cambios de volumen poroso en el núcleo.

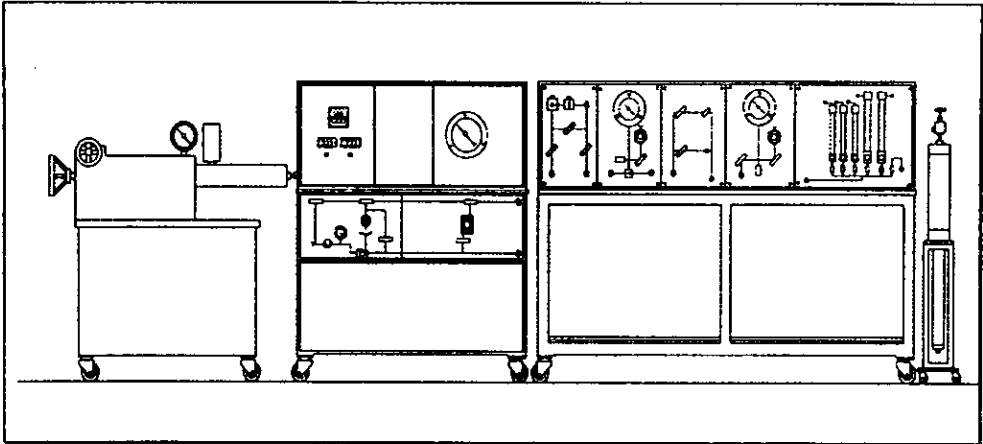


Fig. 4.1.1. Equipo de medición de permeabilidades con que cuenta el Laboratorio de Investigación en Núcleos Naturalmente Fracturados DEPI.

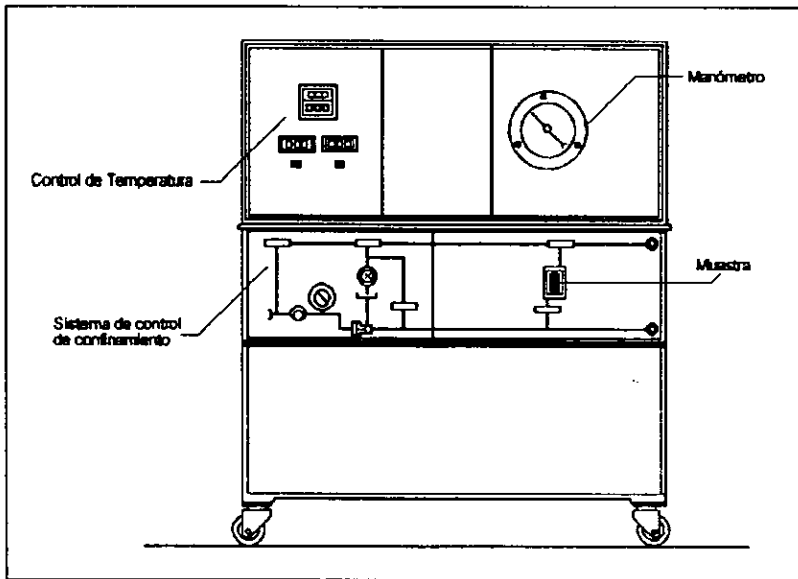


Fig. 4.1.2. Módulo Básico de Permeabilidades.

El Módulo Básico de Permeabilidades cuenta con una celda hecha de acero inoxidable 316, 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. (tapones) 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 300 °F . Esta celda cuenta con un manómetro y un transductor que miden 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 sirven para verificar que todo el sistema se encuentre lleno del aceite de confinamiento. Este módulo de confinamiento posee un sistema de drene. Este circuito de drene utiliza aire a presión para un desalojo rápido del fluido confinante.

El aceite mantiene a la muestra en su seno 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 316, 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 o ac rms, que se encuentran en un arreglo del tipo "Puente de Wheatstone" (este arreglo se puede ver en la fig. 4.1.3), el voltaje de salida va a cambiar

conforme unas resistencias especialmente calibradas se deforman “medidores de deformación”. La deformación causa una diferencia de potencial (0 a 100 mV) que es la “señal de salida”, la cual viaja a través de un cable hacia un demodulador que filtra y produce un voltaje de 0 a 10 volts que se traducen a datos analógicos monitoreados en una microcomputadora (fig. 4.1.4). 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.

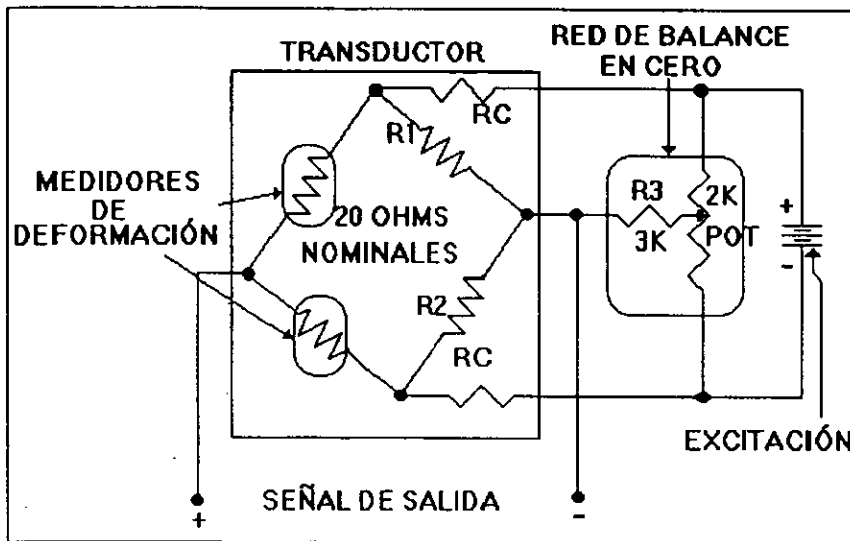


Fig. 4.1.3. Circuito que se utiliza en el transductor de presión de confinamiento, con el Puento de Wheatstone y el balance de ceros.

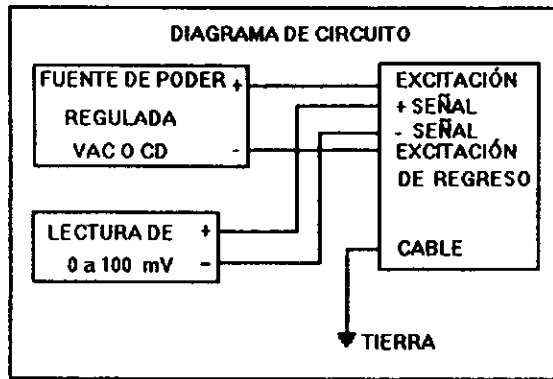


Fig. 4.1.4. Diagrama de circuito del transductor de P_c .

El porosímetro que se ocupa para cuantificar los cambios de volumen de poro (se muestra en la figura 4.1.5); está equipado con dos cámaras (150 cm^3 y 300 cm^3), que pueden ser utilizarse por separado o en conjunto para tener un total de tres volúmenes de referencia efectivos y una celda de expansión, que puede observarse en la vista lateral del equipo mostrada en la figura 4.1.6, donde se mide la porosidad de las muestras a condiciones de laboratorio. Esta característica nos permite la medición de un rango extenso de porosidades. Utiliza un voltaje de 110 Vac a 60 Hz, para alimentar un transductor de baja presión (hasta 100 lb/pg^2) y un display de presión del mismo rango. Además, cuenta con un calibrador para poder inicializar las lecturas en cero. Esta unidad necesita un tanque de helio a alta presión, el cual debe manejarse con ayuda de un regulador, que limite la presión hasta 125 lb/pg^2 como máximo, conectado directamente a la fuente de helio. El aparato cuenta también con una válvula de seguridad que funciona cuando se sobrepasan las 100 lb/pg^2 .

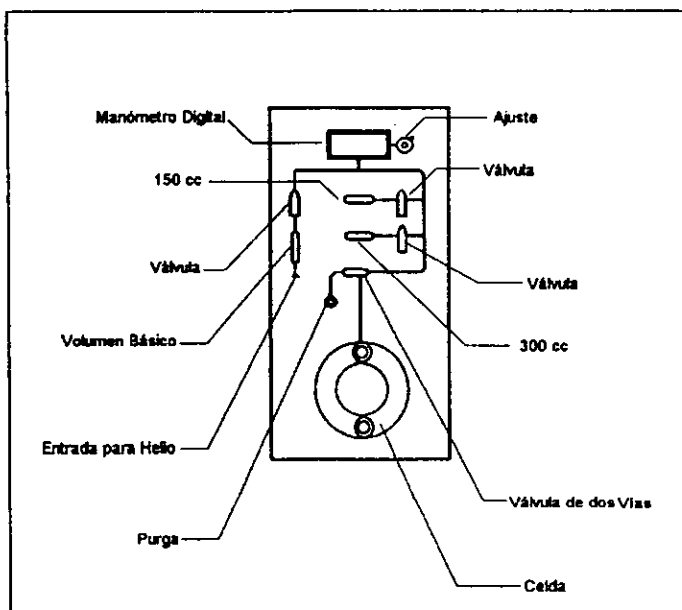


Fig. 4.1.5. Vista frontal del equipo para medir porosidad.

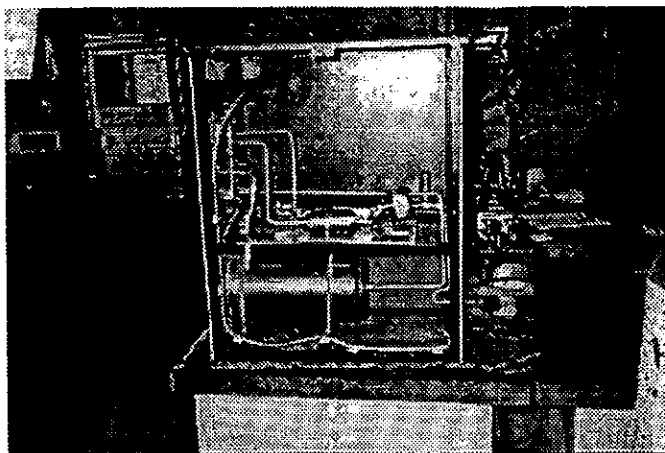


Fig. 4.1.6. Vista lateral del Porosímetro para Muestras de Diámetro Completo.

El transductor no funciona independientemente; es un dispositivo con un transmisor incluido. El transductor tiene una salida hacia el transmisor integrado de 0 a 5 Vdc y el transmisor emite su señal de salida de 0 a 20 mA. De ser necesario, este aparato se puede calibrar a control remoto y se autocompensa por variaciones de temperatura, es sumamente sensible a la presión de diseño y, por lo tanto, es importante no sobrepresionar el equipo, las lecturas de este dispositivo son afectadas por vibraciones, goteos, o por un sello inadecuado entre éste y las tuberías internas, además, no es sumergible e inapropiado para ambientes corrosivos, se recomienda colocarse siempre en posición vertical y no utilizar cables demasiado largos (menores a 18 pg.).

La celda de expansión se utiliza solamente cuando se realizan las mediciones de porosidad a condiciones ambientales. Para la determinación de compresibilidad es necesario hacer el acoplamiento de los equipos descritos anteriormente.

Para poder emplear el aparato híbrido, la muestra se debe preparar y montar antes de introducirse en la celda básica de la manera siguiente:

a) la muestra se corta cilíndricamente de tal forma que pueda introducirse en la celda de confinamiento (longitud máxima de 18 cm.), se lava en un equipo soxhlet "Dean Stark" especial para muestras de diámetro completo que utiliza una mezcla de solventes de 50% tolueno y 50 % metanol, como el que se muestra en la figura 4.1.7, hasta asegurarse que el espécimen se encuentra limpio, se seca durante algunos días en un horno de vacío, el tiempo de secado depende de las características del núcleo. Posteriormente, se toman las medidas geométricas de la muestra y se registran.

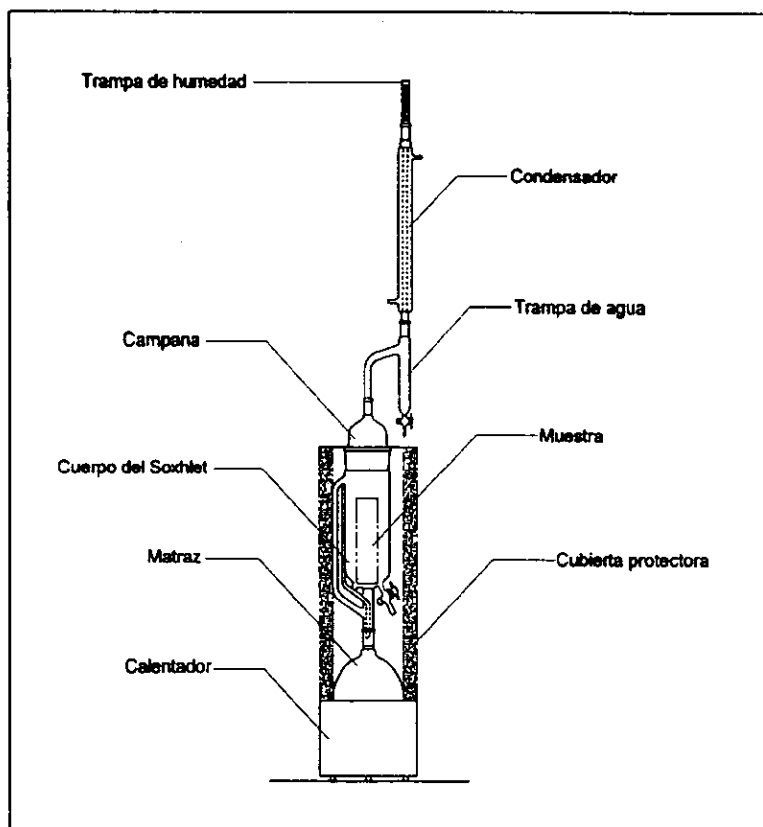


Fig. 4.1.7. Equipo de lavado de núcleos tipo "Dean Stark".

Antes de proceder a medir el comportamiento de porosidad a distintas presiones de confinamiento, es necesario conocer la porosidad de la muestra a condiciones del laboratorio; para esto se utiliza la celda de expansión del porosímetro y los espaciadores calibrados. Esta medición se realiza antes de unir los equipos principales.

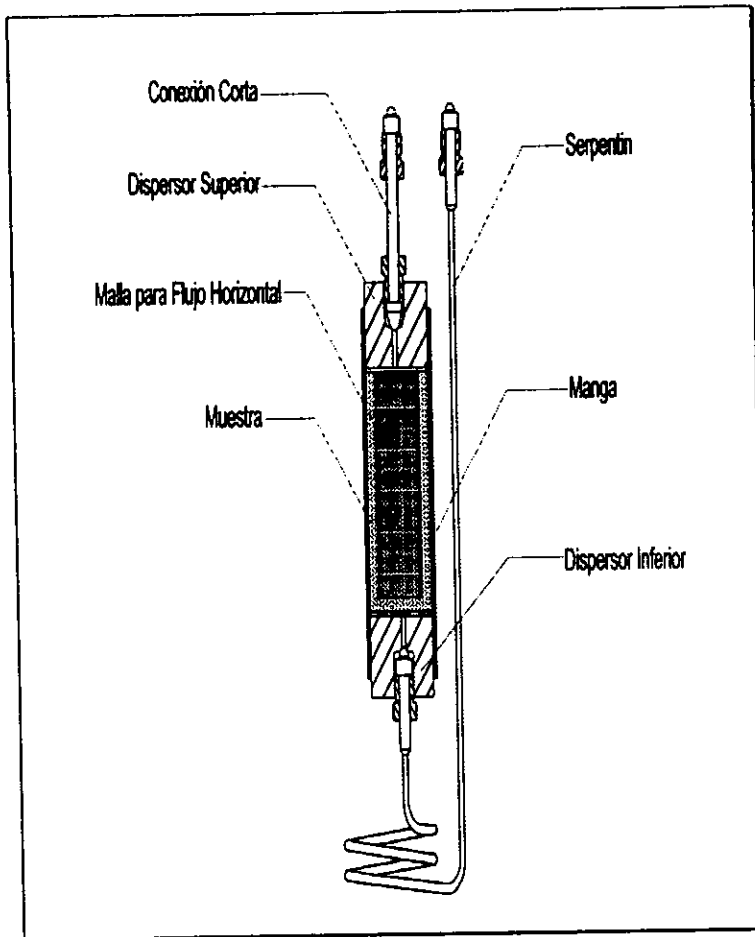


Fig. 4.1.8. Montaje de la muestra de diámetro completo.

b) Como se observa en la figura 4.1.8, la muestra se cubre lateralmente con una manga altamente elástica de vitón o silicón, de aproximadamente 0.5 pg. de espesor de pared, en sus extremos se colocan dispersores de flujo del mismo diámetro del núcleo hechos de acero inoxidable. Una vez que la muestra está cubierta, se conecta a la parte inferior de la tapa de la celda por medio de una

conexión corta y un serpentín, introduciéndose a continuación en la celda de confinamiento para posteriormente asegurar la tapa. El siguiente paso es, llenar completamente la celda, sistema de tuberías y válvulas con aceite mineral, el cual permite calentar y comprimir exteriormente la muestra a las condiciones de prueba que se deseen. A continuación, una de las dos salidas del tapón de la celda se utilizará como purga, para esto, se anexará una válvula de aguja simple a la atmósfera. El módulo de medida del porosímetro se conecta a la tapa de la celda por medio de la línea de cobre hasta la segunda salida del tapón. Por último, se conecta una manguera flexible de alta presión al tanque de suministro del gas helio, quedando listo el sistema para medir porosidad efectiva; todo esto debe realizarse después de verificar que el sistema completo está libre de fugas.

4.2- Procedimientos.

1.- Una vez que la muestra se encuentra montada en la celda de presión, y antes de que se una al porosímetro, se verifica que no haya comunicación entre el fluido confinante y la muestra. Esto se logra levantando la presión de confinamiento hasta aproximadamente 500 lb/pg²; si hubiera comunicación, el aceite de la celda comenzaría a salir de las conexiones.

2.- La presión se libera y se deja estabilizar el sistema el tiempo que se requiera según las características de la muestra, todo el aire y presión se han desalojado entre la manga elástica y el núcleo (la cubierta elástica se encuentra totalmente adherida al espécimen).

3.- En este momento se conecta el porosímetro a la celda con la tubería de cobre.

4.- Se aplica una presión de confinamiento de 500 lb/pg^2 a la muestra en la celda, por un tiempo suficiente para estabilizar la presión uniformemente en la muestra; la presión interna del núcleo será la atmosférica ya que todo el tiempo de estabilización la válvula en la conexión del tapón de la celda se mantiene abierta.

5.- Una vez que la presión confinante se estabilizó, se cierra la válvula colocada en el tapón de la celda de confinamiento, la lectura en el display debe ser cero, se puede inicializar ésta con un ajustador en el aparato que se puede ver en la fig. 4.1.5.

6.- Se procede a inyectar helio al espécimen a aproximadamente 100 lb/pg^2 , se espera el tiempo necesario hasta que la lectura de p_1 deja de variar. La presión se lee del display del porosímetro y se registra.

7.- Cuando ya se ha registrado la p_1 , la válvula de dos vías se cambia de posición hasta la marca p_2 . Se inicia un conteo de tiempo al momento de hacer el cambio de posición de la válvula.

8.- Cada 5 minutos se toma una lectura de p_2 hasta que no haya variaciones de presión en el display.

9.- Una vez realizado el procedimiento anterior, se abre la válvula del tapón y se libera el helio del sistema. Cuando todo el sistema esté purgado, la lectura que se deberá obtener en el display será cero (aproximadamente 15 minutos).

10.- Se repite proceso desde el paso 5, para una misma presión de confinamiento varias veces, para obtener una lectura repetitiva, o realizar un promedio.

11.- Se repite la metodología desde el paso 4 con incrementos de presión de confinamiento, primero de 500 lb/pg² y posteriormente de 1000 lb/pg², hasta un valor lo suficientemente alto, que depende del comportamiento de porosidades efectivas del núcleo.

Los datos que se obtienen de la prueba son los siguientes:

P de Conf.	P1	P2	P1/P2

Fig. 4.2.1. Tabla de datos que se obtienen de la prueba de porosidad efectiva.

CAPÍTULO V

APLICACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

En este capítulo se presentan varios ejemplos de aplicación de la técnica desarrollada para la obtención de la compresibilidad del volumen de poros con muestras de núcleos de diámetro completo.

Para definir el comportamiento de porosidad efectiva, se mide el volumen de poros, vóculos, fracturas y canales intercomunicados de disolución a varios incrementos de valores de presión de confinamiento efectivo; la variación del volumen de poros intercomunicados define uno o varios comportamientos con tendencias que se aproximan a ser lineales, que caracterizan los efectos predominantes, para diferentes grados de fracturamiento y el de matriz, de acuerdo a lo señalado en bases experimentales y sus suposiciones. Mediante este proceso experimental se simula por analogía el comportamiento de la roca con respecto a la reducción de la presión original del yacimiento.

Se presentan ejemplos de compresibilidad determinadas en dos muestras de caliza de la formación Brecha del Paleoceno, muestras 14 y 37 del núcleo 1 de 10 cm de diámetro. La formación está constituida por un 75% de fragmentos que varían de subángulosos a

subredondeados, de caliza, dolomía y caliza bioturbada y dolomitizada, la mayor parte de los fragmentos proviene de plataforma y su tamaño varía de 0.5 cm. hasta 13 cm. y los huecos entre fragmentos están rellenos con 15 % de micrita y un 10 % de arcilla. La porosidad de la roca es principalmente de origen secundario y está formada por fracturas, vóculos, estilolitas y huecos entre los fragmentos de caliza, estos fragmentos de caliza bioturbada y poco dolomitizada mantienen la porosidad intergranular de su lugar de origen. Este núcleo presentó inicialmente disolución que afectó indiscriminadamente a todas las partes de la roca, pero predominando principalmente en la porción con micrita y sobretodo en los contactos entre fragmentos.

Las figuras 5.1 y 5.2 son tomografías de las muestras de calizas del pozo Lum 1, donde podemos observar la porosidad secundaria, las cuales se emplean para obtener el valor de compresibilidad del volumen poroso.

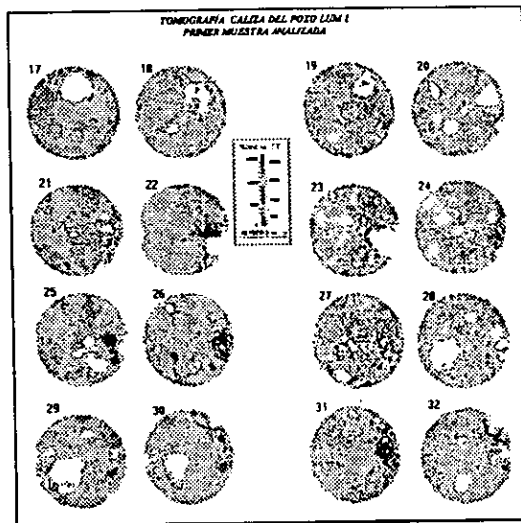


Fig. 5.1. Tomografía de la primera muestra analizada del pozo Lum 1.

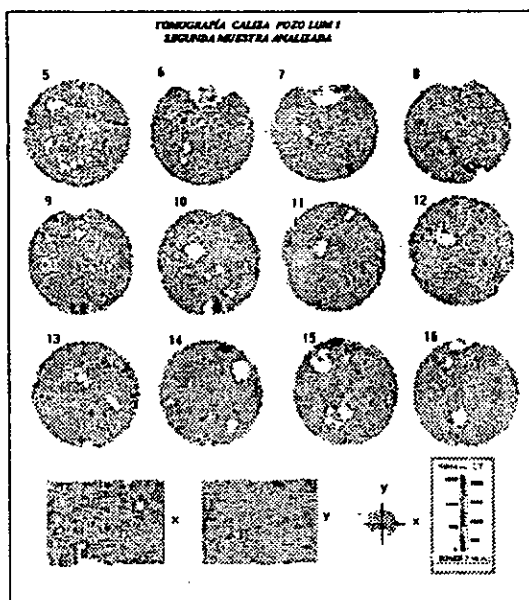


Fig. 5.2. Tomografía de la segunda muestra pozo Lum 1.

También se presentan ejemplos de compresibilidad obtenida de dos muestras de arenisca frágil de la formación Jurásico Superior Oxfordiano la cual es una litarenita de la formación Jurásico Superior Oxfordiano, cuyo grano varía de muy fino a grueso, con fragmentos ígneos y metamórficos. La arenisca es de granos de cuarzo de gris a beige, mal clasificados, que varían de subángulosos a subredondeados, de alta porosidad con espacios de intergranos e interpartículas rellenos de aceite y con pequeños conductos de preferenciales de migración o flujo. La porosidad intergranular se redujo por compactación, alteración de los feldespatos, laminación de partículas, depósito de arcillas y por cementante. Además, la arenisca tiene fracturas cementadas por evaporitas, es de consistencia frágil, está constituida aproximadamente por 35 % de cuarzo, 25 %

de fragmentos de roca, de 20 a 30 % de feldespato, 10 % de arcillas y 5 % de cementante (óxidos de hierro, hematita, evaporitas y aceite pesado).

En la figura 5.3 se presentan varios fragmentos de esta arenisca, en los que se pueden observar varias fracturas cementadas. De este campo se analizaron las muestras 1 del núcleo 4 del pozo Ek 13 y la muestra 5 del núcleo 8 del pozo Blam 43.

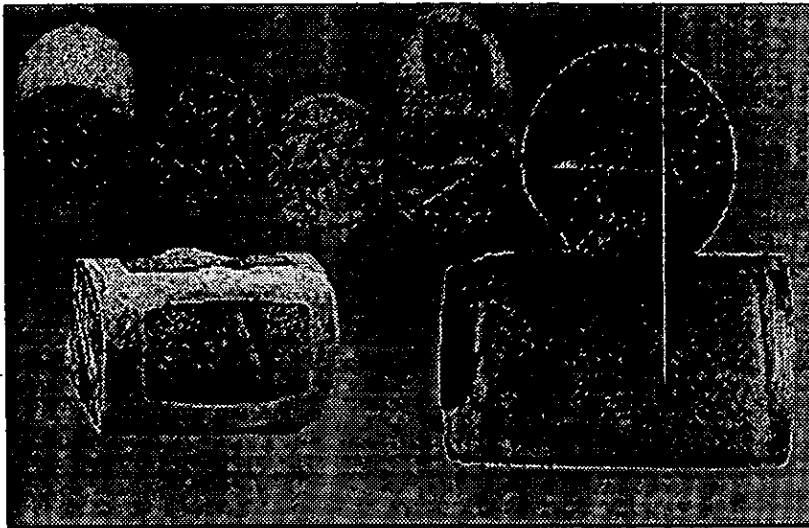


Fig. 5.3. Fotografía de la arenisca del campo Ek-Balam.

Análisis de resultados

De la primera muestra del pozo Lum 1, se obtienen los datos de presión de confinamiento, p_1 y p_2 . Después se calcula la relación de presiones p_1/p_2 que se necesita para la determinación del volumen de poro de cada presión de confinamiento. Los resultados del cálculo del volumen de poro se muestran en la tabla siguiente:

P. de Conf. lb/pg'	V_p cm ³
300	83.335212
300	84.265909
500	88.846264
500	79.625681
1000	80.871849
1000	75.416898
1500	71.720867
1500	80.471716
2000	69.062778
2000	67.215480
3000	64.996414
3000	64.929240
4000	65.377162
4000	62.495111
5000	61.612356
5000	62.178214
6000	60.534149
6000	57.782116

Fig. 5.4. Tabla de valores de Volumen de Poros Muestra 14 del núcleo 1, pozo Lum 1.

Siguiendo la metodología descrita en el capítulo anterior obtenemos el volumen de la roca. Con este dato es posible calcular la porosidad si se divide entre el volumen de roca que se mide previamente y se multiplica por cien.

Para esta primera muestra en estudio el V_r es 1200.2345 cm^3 .

El siguiente paso es graficar el volumen poroso contra la presión efectiva de confinamiento, obteniéndose una gráfica como la que se muestra a continuación.

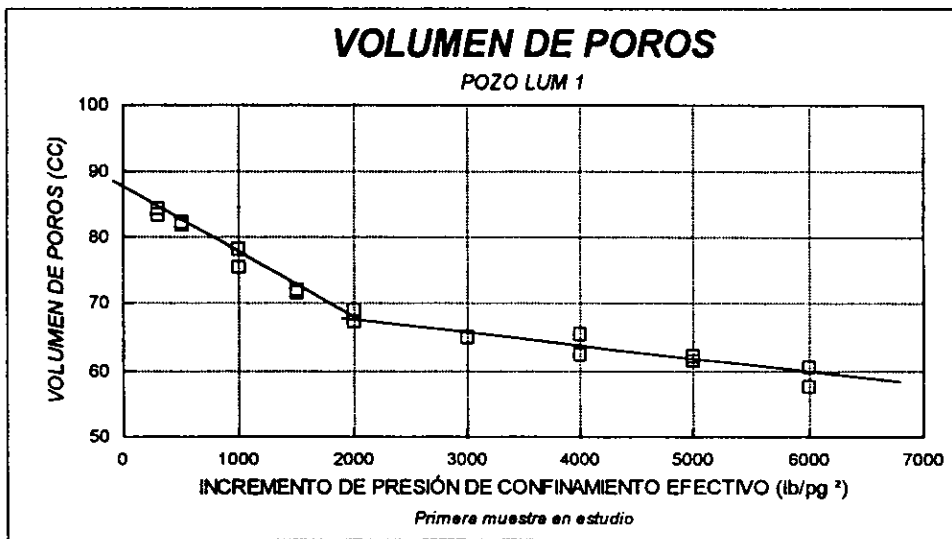


Fig. 5.5 Gráfica de volumen de poros vs. presión de confinamiento efectivo, utilizada para calcular compresibilidad de volumen de poro.

Se pueden observar dos tendencias lineales en la gráfica de la figura 5.6, la primera de pendiente mayor se interpreta como el comportamiento preferente de fractura; la compresibilidad calculada para este comportamiento es de $161 \times 10^{-6} \text{ l/lb/pg}^2$, el cual se calcula a partir de la ecuación 3.32

utilizando la pendiente de la recta (en este caso $0.013583 \text{ cm}^3/\text{lb/pg}^2$), además de la inversa de la ordenada al origen $1/V_p$. En este caso V_p es 87 cm^3 .

Cuando la presión de confinamiento se eleva hasta aproximadamente 2000 lb/pg^2 cambia a una pendiente menor, que puede deberse al cierre de fracturas y de garganta de poro (comportamiento preferente de matriz). Para este comportamiento se obtuvieron los datos siguientes:

$$V_p = 72 \text{ cm}^3$$

$$\text{Pend} = 0.002286 \text{ cm}^3/\text{lb/pg}^2$$

$$c_{pc} = 32 \times 10^{-6} \text{ l/lb/pg}^2$$

$$c_{pc} = \frac{-1}{V_p} \frac{dV_p}{dp_{cf}} \quad (3.32)$$

Cuando se estudió la otra muestra del pozo Lum 1, (el núcleo 1 muestra 37), se observó solo un comportamiento, de fractura. Este comportamiento único se hace evidente por la naturaleza de la muestra. La muestra contiene vórgulos interconectados demasiado grandes, pudiendo observarse en la segunda tomografía (fig. 5.2). Por más grande que sea el esfuerzo confinante, no se alcanzan a cerrar los grandes canales de disolución con que cuenta la muestra. En la fig. 5.7 se muestran los valores de los volúmenes de poro calculados por el método que se describe en este trabajo. El volumen de roca de este fragmento es de 1178.0214 cm^3 .

P de Conf lb/pg ²	V _p cm ³
500	107.38508
500	101.86406
1000	101.92863
1000	101.92863
1500	99.042175
1500	96.613735
2000	97.015498
2000	96.637930
3000	83.335988
3000	81.972570
4000	76.826584
4000	70.304070

Fig. 5.6. Tabla que muestra los datos resultantes del cálculo de volumen de poro obtenidos mediante la metodología descrita en este trabajo

Se grafican los datos de presión efectiva de confinamiento contra su respectivo volumen de poro como se observa en la fig. 5.7.

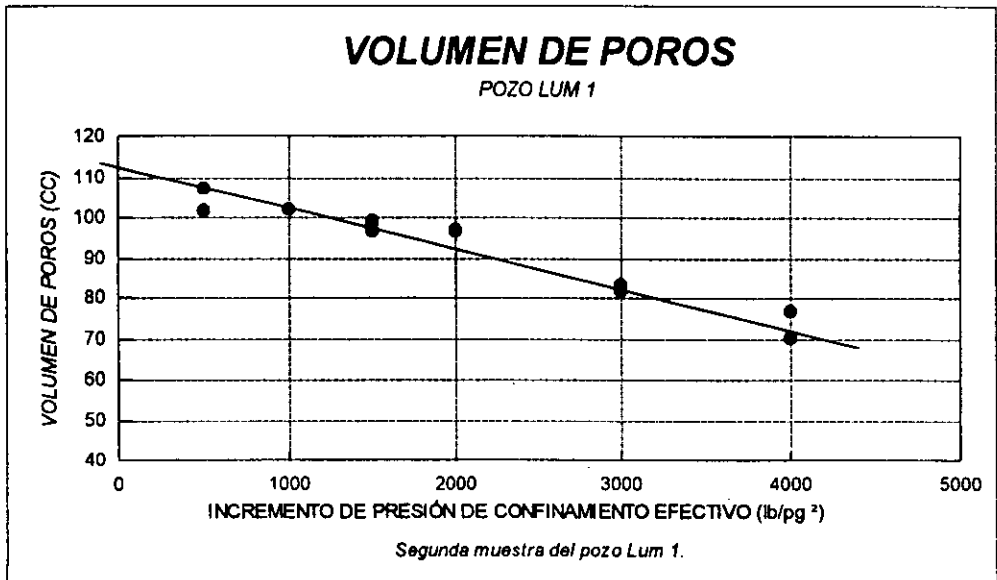


Fig. 5.7. Gráfica de volumen de poros vs. presión de confinamiento efectivo, utilizada para calcular compresibilidad de volumen de poro.

Los datos que se obtienen de la figura 5.7 son los siguientes:

$$V_p = 113 \text{ cm}^3$$

$$\text{Pend} = 0.0105 \text{ cm}^3/\text{lb/pg}^2$$

$$c_{pc} = 93 \times 10^{-6} \text{ 1/lb/pg}^2$$

Los cálculos realizados para la muestra del pozo Ek 13, con un volumen de roca de 410.687 cm³.

Peso Cont. lb/pg ²	V _p cm ³
500	69.263473
500	69.670723
1000	68.835298
1000	68.710934
1500	68.128279
1500	68.128
1500	67.154631
2000	66.370636
2000	66.052745
4000	64.616728

Fig.5.8. Tabla de resultados de volumen de poros, muestra del pozo Ek 13.

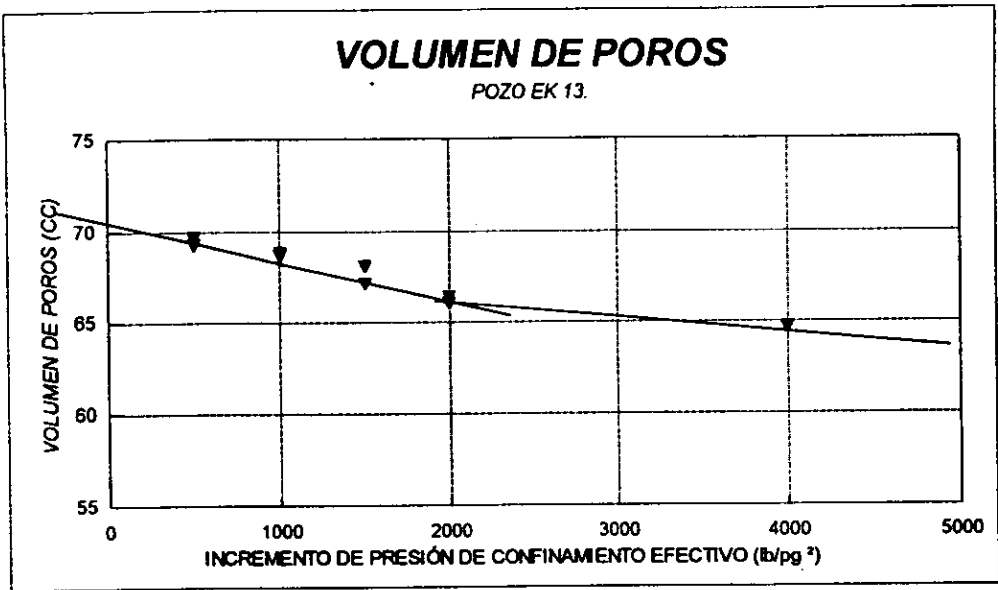


Fig. 5.9. Gráfica de volumen de poros vs. presión de confinamiento efectivo, utilizada para calcular compresibilidad de volumen de poro.

Los valores que se obtiene de la gráfica 5.9 para el cálculo de las compresibilidades de los dos comportamientos son:

matriz, $V_p = 68 \text{ cm}^3$

$$\text{Pend} = 0.000718 \text{ cm}^3/\text{lb/pg}^2$$

$$c_{pc} = 11 \times 10^{-6} \text{ 1/lb/pg}^2$$

fractura $V_p = 71.5 \text{ cm}^3$

$$\text{Pend} = 0.002412 \text{ cm}^3/\text{lb/pg}^2$$

$$c_{pc} = 34 \times 10^{-6} \text{ 1/lb/pg}^2$$

Para la muestra del pozo Balam 43, con un volumen de roca de 359.0533 cm³, tenemos los cálculos siguientes:

P. de Conf. lb/pg	V _p cm ³
500	49.674763
500	48.090693
500	48.035541
1000	47.374636
1500	46.857880
1500	46.825185
2000	46.528577
2000	46.528577
4000	45.443073
4000	45.543212

Fig. 5.10. Tabla de resultados de volumen de poros, muestra del pozo Balam 43.

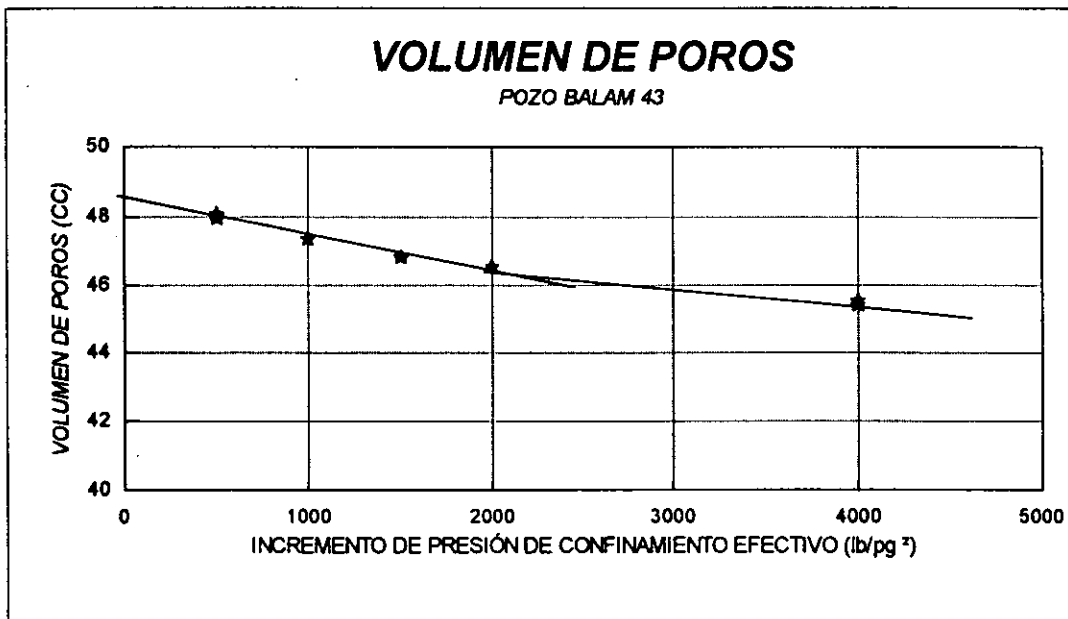


Fig. 5.11. Gráfica de volumen de poros vs. presión de confinamiento efectivo, utilizada para calcular compresibilidad de volumen de poro.

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

matriz,	$V_p = 47 \text{ cm}^3$
	$P_{end} = 0.000493 \text{ cm}^3/\text{lb/pg}^2$
	$c_{pc} = 10 \times 10^{-6} \text{ l/lb/pg}^2$
fractura	$V_p = 48.8 \text{ cm}^3$
	$P_{end} = 0.001322 \text{ cm}^3/\text{lb/pg}^2$
	$c_{pc} = 27 \times 10^{-6} \text{ l/lb/pg}^2$

La obtención de la compresibilidad del volumen poroso por medio de este método es muy simple, si se refiere a la manera en que, una vez ya graficado el comportamiento del volumen poroso de la roca, se calcula el valor de dicha compresibilidad. Sin embargo, lo que debe tomarse en cuenta es el método para obtener el comportamiento del volumen de huecos, al aplicarse la presión de confinamiento efectiva sobre una muestra de núcleo de diámetro completo, sin importar que tan fracturada o vugular sea esta muestra.

CAPÍTULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. CONCLUSIONES

- Se logra el objetivo planteado de obtener la compresibilidad del volumen poroso en muestras de diámetro completo, sin importar el tipo de matriz ni que tan fracturado o vugular sea el núcleo en estudio. El comportamiento de porosidad suavizado por líneas rectas define los efectos predominantes de fractura y de matriz, en tanto que la suavización con una curva exponencial (típica) no considera los primeros puntos de medida, los cuales son los más importantes en el comportamiento de porosidad secundaria.
- La técnica obtiene datos muy confiables ya que cada medida de porosidad efectiva que se mide para establecer el comportamiento de porosidad efectiva es independiente de la anterior. Los datos de porosidad efectiva obtenidos son consistentes con la porosidad observada al microscopio, a la calculada por medio de tomografías y con los datos observados en pruebas de campo.
- La obtención de la compresibilidad del volumen poroso puede ser realizada en forma rutinaria, rápida y de bajo costo ya que se realiza en equipos preexistentes en la Facultad de Ingeniería.

**ESTA TESIS NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA**

6.2. RECOMENDACIONES

- Se recomienda realizar el estudio para la obtención de la Compresibilidad del Volumen Poroso a todos los campos que tengan muestras de núcleos de diámetro completo.
- Es muy importante actualizar los cálculos de ingeniería de yacimientos que involucren la compresibilidad, principalmente en yacimientos bajosaturados.
- Los datos que se obtienen mediante el uso de la técnica que se aplica en el Laboratorio de Investigación en Núcleos Naturalmente Fracturados, pueden ser utilizados en la simulación matemática de yacimientos.

NOMENCLATURA

a_c	Corriente Alterna	V_f	Volumen de Tubería Serpentin
B_f	Factor de Volumen de Formación	V_p	Volumen de Poro
c_b	Compresibilidad Total	V_r	Volumen de referencia
c_f	Coefficiente de Compresibilidad	V_{tc}	Volumen de Tubería de Cobre
c_{bc}	Compresibilidad Total con Presión de Confinamiento Aplicada	V_{ts}	Volumen de Tuberías de Salida
c_{bp}	Compresibilidad Total con Presión de Poro Aplicada	S_w	Saturación del Agua en la Fractura
c_p	Compresibilidad de Volumen Poroso	τ_1	Esfuerzo Vertical Total
c_{pc}	Compresibilidad de Volumen de Poro con Presión de Confinamiento Aplicada	dI_{ac}	Compactación Lineal Acumulada
c_{pp}	Compresibilidad de Volumen de Poro con Presión de Poro Aplicada	$\Delta I_{ac}/I_0$	Deformación Lineal Unitaria
c_{pu}	Compresibilidad de Volumen de Poro al Haber Producción	ΔV_{bac}	Reducción Acumulada del Volumen Total
c_r	Compresibilidad de la Matriz	ΔV_{pac}	Reducción Acumulada del Volumen de Poro
c_s	Compresibilidad de sólido o grano	τ_t	Deformación Lateral
c_{sc}	Compresibilidad de sólido con Presión de confinamiento Aplicada	ϕ	Porosidad de la Muestra
L	Longitud del Núcleo	ϕ_t	Porosidad Total
LVDT	Transformador Diferencial con Variación Lineal	ϕ_f	Porosidad de la Fractura
m	Constante de Poisson	ϕ_m	Porosidad de la Matriz
mV	Milivolts	λ^{-1}	Viscosidad Efectiva
mA	Miliamperes	μ_v	Viscosidad de Fluido
n_a	Número de Moles de Aire	σ	Incremento de Presión Hidrostática
n_{He}	Número de Moles de Helio	σ	Esfuerzo Principal
P	Presión de Confinamiento Litostática	σ_x	Esfuerzo Principal en la Dirección x
p_c	Presión de Confinamiento	σ_y	Esfuerzo Principal en la Dirección y
p_{eff}	Presión de Confinamiento efectiva	σ_z	Esfuerzo Principal en la Dirección z
p_p	Presión de Poro	μ	Viscosidad
p_s	Presión Efectiva de Sobrecarga		
q_f	Gasto de Fluidos		
R	Constante Universal de los Gases		
r_{ms}	Estándar de Corriente Alterna		
T	Temperatura Estándar o Ambiente		
T	Temperatura Media		
T_y	Temperatura de Yacimiento		
V_{ac}	Voltage de Corriente Alterna		
V_b	Volumen Total oBruto		
V_{bo}	Volumen Total inicial de Roca		
V_{dc}	Voltaje de Corriente directa		

BIBLIOGRAFÍA

Biot, M. A.: *General Theory of Three-Dimensional Consolidation*. Journal of Applied Physics. Columbia University, New York, New York, 25 de octubre de 1940: 155-165.

Biot, M. A., y Willis, D. G.: *The Elastic Coefficients of The Theory of Consolidation*. Journal of Applied Mechanics, Transactions of The American Society of Mechanical Engineers. Enero de 1957. 4, No 1: 594-601.

Brandt, H.: A Study of the Speed of Sound in Porous Granular Media. ASME, Journal of Applied Mechanics, 1955. 22(4), 479-486.

Carpenter, C. B., y Spencer, G.B.: *Measurements of Compressibility of Consolidated Oil-Bearing Sandstones*. U.S. Bureau of Mines Report 3540. 1940. 20

Contreras, L. E.: *Caracterización Petrofísica de las Muestras de Núcleos de Diámetro completo Cat2 N1 M12 y Cat2 N2 M2 del Pozo Catedral 2 y Cat13 N1 M4 del Pozo Catedral 13: Densidad, Porosidad, Permeabilidad y Coeficientes de Compresibilidad*. Instituto de investigaciones Eléctricas, Cuernavaca Morelos. 1996

Fatt, I.: *Pore Volume Compressibilities of Sandstone Reservoir Rocks*. Petroleum Transactions, AIME, T.N. 2004, enero de 1958. 213:362-364.

Geertsma, J.: *The Effect of Fluid Pressure Decline in Volumetric Change of Porous Rocks*. Petroleum Transactions, AIME, T.P. 4678. 1956, 210: 331-340.

Greenwald, R.F.: *Volumetric Response of Porous Media to Pressure Variations*. Ph. D. Disertación. Universidad de Berkeley, California, 1980.

Hall, H.N.: *Compressibility of Reservoir Rocks*. Petroleum Transactions, AIME, T. N. 149, 1953, 198 :309-311.

Herrera, G. R.: *Estudios Petrofísicos de Muestras de Núcleos de Diámetro Completo con Doble Porosidad*. Tesis Doctoral. Universidad Nacional Autónoma de México, 1997

Hughes, D. S., y Cooke, C.E.: *The Effect of Pressure on the Reduction of Pore Volume of Consolidated Sandstones*. Geophysics. 18(2), 1953. 298-309.

Jones, O.: *A Laboratory Study of the Effect of Confining Pressure on Fracture Flow and Storage Capacity in Carbonate Rocks*. SPE 4569, 30 de septiembre - 3 de octubre de 1975.

Knutson, C. F., y Bohor, B. F.: *Reservoir Rock Behavior Under Moderate Confining Pressure*. Rock Mechanics. 11th Rock Mechanics American Symposium. University of Berkeley, California, 1969.329-351.

Nelson, R. A.: *A Discussion of the Approximation of Surface (Burial) Stress Conditions in Laboratory Experiments*. Geophysical Monograph, 24 de agosto de 1981: 311-321.

Newman, G.H.: *Pore Volume Compressibility of Consolidated, Friable, and Unconsolidated Reservoir Rock Under Hydrostatic Loading*. Journal of Petroleum Technology. SPE-AIME, febrero de 1973: 129-134.

Nur, A., y Byerlee, J. D.: *An Exact Effective Stress Law for Elastic Deformation of Rocks with Fluids*. Journal of Geophysical Research. 76(26), 1971. 6414-6416.

Sampath, K.: *A New Method to Measure Pore Volume Compressibility of Sandstones*. Journal of Petroleum Technology. 16(2), 1982. 1369-1362.

Terzaghi, K.: *The Shearing Resistance of Saturated Soils and the Angle Between the Planes of Shear*. International Conference of Solid Mechanics and Engineering Foundation. Cambridge, MA: Universidad de Harvard, 1936. 54-56.

Unalmiser, S., y Swalwell, T. J.: *A Quick Technique to Define Compressibility Characteristics of Hydrocarbon Reservoirs*. Society of Petroleum Engineers, Inc. SPE 25912, abril de 1993: 671-677.

Wyble, D. O. *Effect of Applied Pressure on the Conductivity, Porosity, and Permeability of Sandstones*. Petroleum Transactions. AIME, 213, 1958. 439-432.

Van der Knaap, W.: *Nonlinear Behavior of Elastic Porous Media*. Petroleum Transactions, AIME, T.P. 8072, julio de 1958, 216 :179-187.

Yale, D. P., Nabor, G. W., Russell, J. A., Pham, H. D. y Yousef, M.: *Application of Variable Formation Compressibility for Improved Reservoir Analysis*. Society of Petroleum Engineers Inc. SPE 26647, octubre de 1993: 435-444.

Zheng, Z., McLennan, J., y Jones A.: *Pore Volume Compressibilities under Different Stress Conditions*. Terra Tek Inc. SCA, Número de Documento 9005. Salt Lake City, Utah 1990.

Zimmerman, R. W.: *The Effect of Pore Structure on the Pore and Bulk Compressibilities of Consolidated Sandstones*. Ph. Disertación, Universidad de California en Berkeley, 1984: 116.

Zimmerman, R. W.: *Compressibility of Sandstones*. Elsevier Science Publishers B.V. 1991.