

01188



**DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO  
FACULTAD DE INGENIERÍA**

---

**ESTUDIO PETROFÍSICO DE MUESTRAS  
DE NÚCLEOS DE DIÁMETRO COMPLETO  
CON DOBLE POROSIDAD**

**TESIS DOCTORAL**

**PRESENTADA A LA DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO  
DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA DE LA  
UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO POR**

**RAFAEL HERRERA GÓMEZ**

**COMO REQUISITO PARA OBTENER EL GRADO DE  
DOCTOR EN INGENIERÍA  
PETROLERA**

**TUTOR: DR. FERNANDO SAMANIEGO VERDUZCO**

286760

*Ciudad Universitaria, Noviembre del 2000*

---



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

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

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

# Índice

Agradecimientos	VI
Resumen	VII
Lista de Figuras	IX
Lista de Tablas	XV
<b>Capítulo 1</b>	
Introducción	1
<b>Capítulo 2</b>	
Características de los Yacimientos Fracturados	6
2.1 Evaluación de Yacimientos Fracturados	7
2.2 Origen de las Fracturas	7
2.2.1 Modelos Tectónicos	8
2.2.2 Modelos de Fracturas Contraccionales	9
2.3 Medición de Propiedades Petrofísicas	10
<b>Capítulo 3</b>	
Desarrollo de Nuevas Determinaciones Petrofísicas	13
3.1 Permeabilidad Absoluta	13
3.1.1 Flujo Horizontal en Núcleos	14
3.1.2 Permeabilidad al Gas	16
3.1.2.1 Efecto de Deslizamiento del Gas	17
3.1.2.2 Efecto de Flujo de Alta Velocidad	18
3.1.2.3 Método de Dranchuk y Kolada	21
3.1.3 Equipo Experimental para la medición de Permeabilidad al Gas	22
3.1.4 Medición de Permeabilidad al Gas	27
3.2 Porosidad	29

3.2.1 Porosidad Total	30
3.2.1.1 Equipo de Medición	30
3.2.1.2 Proceso de Medición	31
3.2.2 Porosidad Efectiva	32
3.2.2.1 Equipo de Medición	34
3.2.2.2 Proceso de Medición	35
3.2.3 Comparación entre las Porosidades	35
3.3 Propiedades del Sistema Matriz-fractura	36
3.3.1 Efecto de los Esfuerzos en la Roca	36
3.3.2 Investigaciones Preliminares	43
3.3.2.1 Hipótesis	47
3.3.3 Simulación de Esfuerzo Efectivo	48
3.3.3.1 Tipos de Flujo	49
3.3.4 Pruebas Mecánicas en el Laboratorio	50
3.3.5 Estado de Esfuerzos Efectivos de Compresión	53
3.3.5.1 Esfuerzo Efectivo Vertical	54
3.3.5.2 Esfuerzo Efectivo Horizontal	54
3.3.6 Comportamiento de Permeabilidad	56
3.3.6.1 Comportamiento de Permeabilidad Absoluta como Función de la Presión de Confinamiento Efectivo	58
3.3.6.2 Condiciones de Medición	59
3.4 Presión Capilar	61
3.4.1 Medición de Presión Capilar en Régimen Variable	63
3.4.2 Equipo de Medición	64
3.4.3 Proceso de Medición	64
3.5 Pruebas de Desplazamiento	65

3.5.1 Saturación de Muestras con Agua de Formación	66
3.5.1.1 Equipo de Saturación	66
3.5.1.2 Proceso de Saturación	67
3.5.2 Permeabilidad Absoluta al Agua de Formación	67
3.5.2.1 Equipo de Medición	68
3.5.2.2 Proceso de Medición	68
3.5.3 Permeabilidad Efectiva al Aceite	68
3.5.3.1 Equipo de Medición	69
3.5.3.2 Proceso de Medición	70
3.5.4 Permeabilidades Relativas	72
3.5.4.1 Equipo de Medición	73
3.5.4.2 Proceso de Medición	73
3.6 Mojabilidad	76
3.6.1 Determinación de la Mojabilidad	77
3.6.1.1 Equipo de Medición	79
3.6.1.2 Proceso de Medición	81
3.6.2 Celda de Restitución de Mojabilidad	82

#### Capítulo 4

4 Análisis de Resultados y Discusión	84
4.1 Permeabilidad al Gas	84
4.1.1 Efecto del Esfuerzo de Compresión	93
4.2 Porosidad Total	97
4.3 Porosidad Efectiva	97
4.3.1 Comportamiento de la Porosidad Efectiva	98
4.4 Compresibilidad de Fractura y Matriz	106

4.5 Presión Capilar Dinámica	110
4.6 Pruebas de Desplazamiento	114
4.6.1 Saturación de Muestras	115
4.6.2 Permeabilidad a un Líquido	115
4.6.3 Permeabilidades Relativas	119
4.7 Mojabilidad	123
<b>Capítulo 5</b>	
Conclusiones	128
5.1 Bibliografía	132
5.2 Nomenclatura	155
<b>Apéndice A</b>	
A.1 Problemas del Equipo de Medición	158
A.1.1 Equipo de Porosidad Total	158
A.1.2 Equipo de Permeabilidad	159
A.2 Modificaciones del Equipo	161

# Agradecimientos

---



Deseo agradecer a PEMEX-Exploración y Producción, la oportunidad de superación profesional que se me brindó, a través de el Ing. Sergio R. Ayala Nieto, que promovió la creación del Laboratorio de Investigación en Núcleos Naturalmente Fracturados en la División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería, e impulsó el desarrollo de este trabajo de investigación.

Un profundo agradecimiento a todos mis maestros de Posgrado, pero en especial por su ejemplo de espíritu de superación a los maestros Dr. Guillermo Domínguez Vargas, Dr. Jesús Rivera Rodríguez, Dr. Heber Cinco Ley y Dr. Fernando Rodríguez de la Garza y especialmente al Dr. Fernando Samaniego Verduzco, por su dedicación y atinada orientación como asesor en el desarrollo de este trabajo.

Por último quiero expresar mi eterna gratitud a mi familia, empezando por mi esposa Teresita por su comprensión, entusiasmo y motivación, a mis hijos Haydeé, Rafael, y Karina, por su apoyo moral y a Edgar por su gran colaboración técnica, tanto en la instalación, mantenimiento y reparación del equipo de cómputo, como del apoyo ofrecido para la operación de la paquetería durante el proceso y desarrollo del laboratorio y de este trabajo.

## Resumen de la tesis doctoral de Rafael Herrera Gómez

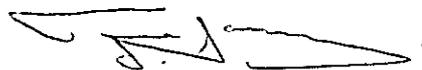
The problem is to characterize the reservoirs with double porosity.

The objective of this thesis was establish and implement a new methodology, in order to determine the properties so much petrophysics of matrix like of fracture, using samples of rock naturally fractured, of the reservoirs of hydrocarbons of the Sonda from Campeche, Mexico. The methods here developed they evaluate the effective porosity, absolute permeability, the effectives permeabilities to the oil, water and gas, the behaviour of the relatives permeabilities oil-water, the capillary pressure and their wettability, so much to conditions of laboratory like of reservoir.

The porosity were quantified using the law of Boyle, the permeability, the law of Darcy, the capillary pressure, the dynamic in unsteady flow and the wettability that of Wilhelmy. Big samples of diameter is that of court in the wells and longitude of up to 7 inches, a cell of discharge pressure and temperature, fluid of reservoir gas, water, oil and equipment of measurement.

Behaviours of the properties before mentioned in function of the effective stress of compression were obtained emulating the reduction of pressure in the reservoir, so much for fracture like for matrix.

For reservoirs naturally fractured the minor effective horizontal stress to zero; the relationship of compressibility fractures/ matrix is of up to 40 times; the established methodology is not destructive; both types of porosity parade lineal behaviours with regard to the stress; it for this type of rocks is essential to correct the permeability to the gas for high-speed effect.



## Resumen de la tesis doctoral de Rafael Herrera Gómez

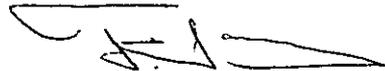
El problema es caracterizar los yacimientos con doble porosidad.

El objetivo de esta tesis fue establecer e implementarla una metodología nueva, para determinar las propiedades petrofísicas tanto de matriz como de fractura, empleando muestras de roca naturalmente fracturada, de los yacimientos de hidrocarburos de la Sonda de Campeche, México. Los métodos aquí desarrollados evalúan la porosidad efectiva, permeabilidad absoluta, las permeabilidades efectivas al aceite, agua y gas, el comportamiento de las permeabilidades relativas aceite-agua, la presión capilar y su mojabilidad, tanto a condiciones de laboratorio como de yacimiento.

Las propiedades se cuantificaron empleando para la porosidad la ley de Boyle, para la permeabilidad, la ley de Darcy, para la presión capilar, el dinámico en régimen variable y para la mojabilidad el de Wilhelmy. Se emplearon muestras grandes, cuyo diámetro es el de corte en los pozos y longitud de hasta 7 pulgadas, una celda de alta presión y temperatura, con fluidos del yacimiento gas, agua, aceite y equipo de medición.

Se obtuvieron comportamientos de las propiedades antes mencionadas en función del esfuerzo efectivo de compresión emulando la reducción de presión en el yacimiento, tanto para fractura como para matriz

Para yacimientos naturalmente fracturados el menor esfuerzo efectivo horizontal tiende a cero; la relación de compresibilidad fractura/matriz es de hasta 40 veces; la metodología establecida es no destructiva; ambos tipos de porosidades ostentan comportamientos lineales con respecto al esfuerzo; para este tipo de rocas es indispensable corregir la permeabilidad al gas por efecto de alta velocidad.



# Resumen

---

En esta tesis se presentan los resultados de la investigación e implementación de técnicas nuevas de interpretación y/o medición de pruebas petrofísicas desarrolladas durante el estudio de rocas denominadas como naturalmente fracturadas o con doble porosidad.

Las determinaciones de propiedades petrofísicas se realizaron tanto a temperatura de laboratorio como de yacimiento, con muestras grandes, cuyo diámetro es el de corte en los pozos petroleros, variando de 2, 2 5/8, 3, 3 1/2, y 4 pg., con longitud de 2 hasta 7 pulgadas, porque que tienen mayores posibilidades de contener ambos tipos de porosidades; intergranular y secundaria. En estas muestras generalmente se observa que su superficie lateral presenta un aspecto liso o intergranular con irregularidades causadas por cavernas y fracturas que varían en cantidad y tamaño, dificultando notablemente su análisis, que sin embargo para este estudio, estas irregularidades siempre se mantuvieron abiertas al flujo (aportación de esta tesis).

Otra aportación más de esta tesis es la medición de comportamientos de la porosidad efectiva, de la permeabilidad absoluta y efectiva medidas con gas, aceite y agua, en función de la presión efectiva de confinamiento, lográndose evaluar con muy buena aproximación estas propiedades para ambos tipos de porosidad predominante, tanto de fractura como de matriz, con muestras provenientes generalmente de la Sonda de Campeche, en México.

Además se desarrolló y experimentó la determinación de pruebas especiales, como la presión capilar dinámica, las curvas de permeabilidades relativas, la compresibilidad y la mojabilidad, a temperatura de laboratorio y del yacimiento para cuales quiera de los tipos de porosidad predominante, de fractura y/o de matriz. Propiedades que generalmente se determinan a condiciones estándar para matriz en muestras pequeñas (de diámetro y longitud de 1 o 1.5 pg., (otra aportación más de esta tesis).

Para poder realizar los análisis petrofísicos de las muestras con porosidad secundaria es necesario medir el flujo en dirección horizontal, por lo que fue indispensable modificar la porción esencial del módulo muestral del equipo, diseñado originalmente por Terratek, cambiando principalmente el tipo de manga, la forma de los dispersores y de las mallas. Para lograr un buen sello entre manga y muestra se experimentó con un gran número de materiales impermeables y flexibles, así como también, para obtener un flujo franco entre dispersores y muestra a través de toda su extensión lateral, se probaron una gran cantidad de combinaciones de mallas, de diferentes densidades de hilos y resistencia a la deformación, ( las cuales fueron otros logros

más de esta tesis).

La permeabilidad absoluta, se determinó midiendo permeabilidad al gas en muestras grandes con porosidad secundaria, en tres direcciones, axial y dos horizontales, todas perpendiculares entre sí, tanto a temperatura de laboratorio como de yacimiento, corrigiendo las permeabilidades por los efectos de deslizamiento y por flujo con alta velocidad. Además se correlacionó el factor de corrección de alta velocidad con respecto a la permeabilidad absoluta, determinada con muestras que presentan condiciones de fracturamiento y de macrovúlgulos de la formación Brecha del Paleoceno, (otra aportación adicional de esta tesis).

Combinando dos equipos independientes, el de porosidad con la celda de compresión y realizando algunas modificaciones ligeras, se determinó el comportamiento de la porosidad efectiva en función del esfuerzo de compresión efectivo a temperatura de laboratorio y/o de yacimiento y debido a la elasticidad de la roca se obtuvieron comportamientos lineales para cada tipo de porosidad, de fractura y/o de matriz, y valores de compresibilidad para fractura y/o matriz, (otra aportación adicional de esta tesis).

Se comprobó la eficacia de la corrección por alta velocidad de la permeabilidad al gas, por la gran semejanza que presentan los comportamientos de la permeabilidad absoluta medida con gas, con los medidos con líquidos en función del esfuerzo efectivo.

Se desarrolló un método experimental para determinar el comportamiento de la presión capilar dinámica agua-aceite a condiciones de laboratorio y de yacimiento y con los comportamientos obtenidos de este método se puede establecer la mojabilidad de las muestras a condiciones de yacimiento. Se presenta un ejemplo empleando para ello varias muestras del campo Ek-Balan con bastante éxito, (otra aportación adicional de esta tesis).

Se determinaron curvas de permeabilidades relativas agua-aceite en dirección horizontal para roca mojada por agua o por aceite, para fractura y para matriz, a temperatura de laboratorio o de yacimiento, (otra aportación adicional de esta tesis).

Se desarrolló un equipo para medir mojabilidad con base en el método "Placa Dinámica de Wilhelmy", para determinar en forma sencilla y en poco tiempo la mojabilidad de la roca, con toma de datos automatizada. Además se estableció un método para restituirles su mojabilidad original a las muestras que lo requieran, (otra aportación adicional más de esta tesis).

## LISTA DE FIGURAS

Fig. 1	Diagrama del módulo muestra.	14
Fig. 2	Diagrama del módulo de compresión de la muestra.	24
Fig. 3	Diagrama del módulo de alimentación de gas.	25
Fig. 4	Diagrama del módulo de diferencia de presiones.	25
Fig. 5	Diagrama del módulo de contrapresión.	26
Fig. 6	Diagrama del módulo de válvulas de control.	26
Fig. 7	Diagrama del módulo de fluómetros.	27
Fig. 8	Diagrama del porosímetro de volumen sólido.	31
Fig. 9	Efecto de la presión neta de confinamiento en la capacidad de almacenamiento de fractura plana artificial en mármol de Carthage- Jones (1975).	37
Fig. 10	Efecto de la presión neta de confinamiento en la capacidad de almacenamiento de fracturas en calizas densas. Jones (1975).	38
Fig. 11.	Efecto de la presión neta de confinamiento en la capacidad de almacenamiento de un núcleo de Calseal con fractura artificial y matriz permeable. Jones (1975).	37
Fig. 12a	Contraste entre permeabilidades predominantes de fractura y de matriz, medidas con gas sin necesidad de dañar la muestra.	41
Fig. 12b	Comportamiento de las permeabilidades de fractura y de matriz, medidas con gas sin necesidad de dañar la muestra. Jones (1975).	41
Fig. 13a	Contraste entre permeabilidades predominantes de fractura y de matriz, medidas con aceite sin necesidad de dañar la muestra.	41
Fig. 13b	Comportamiento de las permeabilidades de fractura y de matriz, medidas con aceite sin necesidad de dañar la muestra. Jones (1975).	41

Fig. 14	Correlación entre las relaciones (horizontal/vertical) de esfuerzos totales con esfuerzos efectivos. Datos recopilados por Howard y Fast (1970) de Bredehoeft y col (1976), Mcg y Gay (1978), Freidman y Heard (1974), Daneshy y col. (1984) y Harrison y col. (1954).	45
Fig. 15	El comportamiento lineal de relación de esfuerzos horizontal a vertical de 0.2 lo cumple la mayoría de las rocas de los yacimientos.	45
Fig. 16	Comportamiento del esfuerzo vertical, en función del cociente de los esfuerzos horizontal entre el vertical, en pruebas de deformación uniaxial, con muestras de areniscas elásticas, calizas y arcillas. Rigert (1980).	46
Fig. 17	Esta tomografía, presenta la porosidad secundaria (fracturas y vórgulos) de la muestra 20 del núcleo 1 del pozo Abkatún 2121 de la formación Brecha Paleoceno. IMP (1993).	52
Fig. 18	Se observa la similitud de permeabilidades obtenidas utilizando los métodos de deformación hidrostática, triaxial y uniaxial. Nelson (1981).	53
Fig. 19	Comportamiento de la permeabilidad al gas en función de la presión efectiva de confinamiento, manteniendo las condiciones de flujo constante.	58
Fig. 20	Diagrama del equipo de saturación de muestras con agua.	66
Fig. 21	Separador de fase de alta presión.	70
Fig. 22	Esquema de interconexiones del equipo de permeabilidades relativas aceite-agua.	74
Fig. 23	Comportamiento de la tensión interfacial y de los meniscos durante un ciclo del método de mojabilidad "Placa dinámica de Wilhelmy" de una muestra mojada por agua. Anderson (1986).	78

Fig. 24	Comportamiento de la tensión interfacial y de los meniscos durante un ciclo del método de mojabilidad "Placa dinámica de Wilhelmy" de una muestra mojada por aceite. Anderson (1986).	78
Fig. 25	Comportamiento de la tensión interfacial durante una ciclo del método de mojabilidad "Placa dinámica de Wilhelmy" de una muestra con mojabilidad híbrida. Anderson (1986).	79
Fig. 26	Equipo de mojabilidad neumático, con base en el método de Wilhelmy.	80
Fig. 27	Muestras de roca caliza de la Sonda de Campeche.	84
Fig. 28	Determinación de permeabilidad absoluta y factor de deslizamiento para varios incrementos de presión efectiva de confinamiento.	86
Fig. 29	Grupos de permeabilidad al gas, antes de corregir los efectos de deslizamiento de alta velocidad para diferentes presiones efectivas de confinamiento.	86
Fig. 30	Grupos de permeabilidades al gas, prácticamente sin efecto de deslizamiento para cada una de las diferentes presiones de confinamiento.	87
Fig. 31	La aplicación del método gráfico-analítico derivado del de Forcheirmer, demuestra claramente que el efecto predominante para esta muestras es el de alta velocidad.	88
Fig. 32	El método de corrección gráfico-analítico apoyado en Forcheirmer, indica que la línea recta inicial es aparente en la gráfica de Klinkenberg y el efecto predominante existente es el de alta velocidad. La muestra es una caliza con porosidad secundaria.	90
Fig. 33	En esta figura se incluyen las correlaciones de varios autores, como base de comparación con los datos obtenidos de roca naturalmente fracturada.	91

Fig. 34	Determinación de la permeabilidad absoluta con gas, variando la temperatura y corrigiendo únicamente por efecto de deslizamiento.	92
Fig. 35	Determinación de la permeabilidad absoluta con gas, variando la temperatura y corrigiendo previamente por alta velocidad y en la figura por efecto de deslizamiento.	92
Fig. 36	Comportamientos de los factores de alta velocidad y de deslizamiento, causados por la compresión de una muestra de caliza dolomitizada y fracturada.	93
Fig. 37	Determinación de la permeabilidad absoluta, después de corregir por efecto de alta velocidad, para varios incrementos de presión efectiva de confinamiento.	94
Fig. 38	Determinación de permeabilidad absoluta, después de corregir por efecto de alta velocidad para varios incrementos de presión efectiva de confinamiento.	95
Fig. 39	Comportamientos de la permeabilidad con efecto predominante de fractura y de matriz en función de la presión efectiva de confinamiento.	96
Fig. 40	Comportamiento de la permeabilidad absoluta en función de la presión efectiva de confinamiento.	96
Fig. 41	Ejemplos de canales y vórgulos en láminas delgadas.	97
Fig. 42	Determinación del volumen de poros efectivo medido a temperatura de laboratorio y de yacimiento.	102
Fig. 43	Determinación del volumen de poros efectivo medido a temperatura de laboratorio.	102
Fig. 44	Comportamiento del volumen de poros en función del esfuerzo efectivo de compresión con compresibilidades de fracturas y matriz.	103

Fig. 45	Comportamiento del volumen de poros efectivo, de la muestra saturada con agua salada, en función del esfuerzo efectivo, indicando la compresibilidad obtenida de un ajuste lineal.	104
Fig. 46	Comportamientos del volumen de poros en función del esfuerzo efectivo de compresión, ajustado con una función exponencial.	105
Fig. 47	Comportamientos de compresibilidad pesimistas, determinados con las curvas ajustadas exponencialmente del volumen de poros, en función del esfuerzo efectivo de compresión.	108
Fig. 48	Correlación de compresibilidad en función de porosidad efectiva, obtenida de muestras con porosidad secundaria.	109
Fig. 49	Comportamiento de presión capilar-saturación de agua; la curva de inyección de aceite se realizó a temperatura de laboratorio y la curva de de inyección de agua a 150 °C.	111
Fig. 50	La semejanza entre los comportamientos de pruebas de presión capilar dinámica con el de restauración estado, permite substituir al de restauración, sólo aplicando un factor de ajuste.	112
Fig. 51	La relación entre las áreas de drene e imbibición indica que la muestra es mojada por aceite, las áreas están entre curvas y eje X.	113
Fig. 52	La relación entre las áreas de drene e imbibición indica que la muestra es mojada por agua, las áreas están entre curvas y el eje X.	114

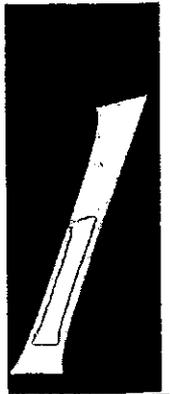
Fig. 53	Comportamiento de permeabilidad absoluta al agua en función de tiempo, fluyendo a gasto constante.	116
Fig. 54	Comportamientos de la permeabilidad horizontal absoluta al agua en función del incremento de presión efectiva de confinamiento.	117
Fig. 55	Comportamiento de permeabilidad absoluta al agua de formación y efectiva al aceite en función del incremento de presión efectiva de confinamiento.	117
Fig. 56	Comportamiento de la permeabilidad absoluta al aceite con respecto al incremento de presión efectiva de confinamiento. (6 / II / 92).	118
Fig. 57	Comportamiento del flujo fraccional y de permeabilidades relativas en función de saturación de agua, en la cara de salida del núcleo @ Pc de 4000 lb/pg <sup>2</sup> y T de 140°C.	120
Fig. 58	Comportamiento del flujo fraccional y de las permeabilidades relativas como función de la saturación, en la cara de salida del núcleo, @ un esfuerzo efectivo de 1500 lb/pg <sup>2</sup> y T de 23°C.	122
Fig. 59	Comportamientos de permeabilidades relativas aceite-agua, determinadas en muestras de roca mojada por agua y homogénea, del pozo Abkatún 76, de 1 pg de diámetro y 1 ½	123
Fig. 60	Determinación del comportamiento de la interface del sistema roca-aceite-agua con una placa de caliza dolomitizada mojada por agua.	124
Fig. 61	Determinación del comportamiento de la interface del sistema roca-aceite-agua con una placa de acrílico mojada por aceite.	125

Fig. 62	Determinación de mojabilidad de la interface del sistema roca-aceite-agua con una placa de arenisca delesnable, que resultó mojada por aceite.	126
Fig. 63	Se describe gráficamente el comportamiento de un ciclo de meniscos, de una prueba de mojabilidad, de una roca mojada por aceite.	127

**LISTA DE TABLAS**

Tabla 1	Ejemplo de porosidades de roca en la Sonda de Campeche.	98
---------	---	----

# *CAPÍTULO*



# Capítulo I



## INTRODUCCIÓN

Aguilera (1982) señala que un yacimiento naturalmente fracturado consta de dos sistemas diferentes, uno de fractura (fracturas, microfracturas, macrovúgulos, vúgulos, canales de disolución, etc.) y otro de matriz, cada uno de los cuales tienen sus propiedades, tales como porosidad, permeabilidad, presión capilar, etc.

Durante la elaboración de esta tesis, se investigó esencialmente lo siguiente: ¿por qué medio se podría causar el efecto de resaltar las propiedades de fractura y de matriz sin destruir la muestra?. Lo anterior se logró determinándose las propiedades petrofísicas que se describen en esta tesis; producto de un gran esfuerzo para combinar, tanto los métodos convencionales y especiales del análisis en muestras pequeñas, como estudios de mecánica de roca realizados tanto en pozos petroleros como en laboratorio de mecánica de roca y comprobados en los aspectos de interés, por un gran número de determinaciones de pruebas realizadas en este laboratorio petrofísico (DEPFI - UNAM).

Los análisis petrofísicos convencionales generalmente se realizan empleando muestras pequeñas o tapón convencional (diámetro y longitud de 1 pg.), los cuales corresponden al sistema de poros intergranular o de matriz; obteniéndose de ellas datos de porosidad, permeabilidad vertical y horizontal, saturaciones de fluidos, densidad de grano, densidad del aceite, entre otras. De los análisis especiales se determina la compresibilidad, mojabilidad, curvas de permeabilidades relativas, de presión capilar y de propiedades eléctricas, evaluación del coeficiente de desplazamiento por agua, etc.

La aportación principal de esta tesis es la determinación de la porosidad efectiva y de permeabilidad en sus diferentes modalidades para ambos sistemas, (el de matriz y principalmente el de fractura), las cuales se miden en función del esfuerzo de compresión efectivo, el cual simula la declinación de la presión del yacimiento. Obteniéndose como resultado, valores predominantes de fractura y de matriz de las propiedades. Para lograr lo anterior, es necesario realizar el análisis con muestras de diámetro completo, cuyo diámetro es el de corte de núcleos en los pozos y su longitud hasta de 7 pg.; con estas dimensiones se tienen más posibilidades de contener ambos sistemas de porosidad, ya que una muestra grande puede tener el volumen hasta de 100 muestras pequeñas.



En el desarrollo de esta tesis, se presenta un proceso mediante el cual se evalúan varias propiedades petrofísicas de yacimientos naturalmente fracturados, medidas tanto a condiciones de yacimiento como de laboratorio; como son la porosidad efectiva, la permeabilidad absoluta, la presión capilar estática y dinámica, las compresibilidades de matriz y de fractura, las permeabilidades relativas agua-aceite y la mojabilidad. Además se señalan las condiciones necesarias para determinar otras propiedades, como son las propiedades eléctricas de la roca, las permeabilidades relativas aceite-gas, la susceptibilidad al agua de inyección y se discute la posibilidad de emplear los valores obtenidos para diferentes condiciones de yacimiento. También se describe el diseño del equipo experimental complementario, además de los cambios y adaptaciones realizadas al equipo de análisis disponible originalmente. Se presentan los resultados de análisis petrofísicos realizados empleando el proceso descrito en esta tesis, aplicado a muestras de diámetro completo procedentes de varios yacimientos de la Sonda de Campeche, México.

En el capítulo 2 se discuten las características de yacimientos naturalmente fracturados, una forma posible de evaluar estos yacimientos y algunos modelos del origen de las fracturas.

En el capítulo 3 se describe brevemente uno de los métodos tradicionales para determinar porosidad, permeabilidad y presión capilar del sistema poroso de fractura y matriz, de muestras de roca naturalmente fracturada, determinándose estas propiedades tanto en muestras grandes como en pequeñas, éstas últimas se seleccionan con características de matriz y son cortadas de las muestras grandes. A continuación se describe el desarrollo algebraico de los modelos matemáticos de la permeabilidad absoluta y de la porosidad efectiva, los cuales se modificaron para determinar estas propiedades empleando muestras grandes o de diámetro completo.

Para determinar la permeabilidad se emplea la ley Darcy aplicada al flujo lineal de gas en las direcciones axial o vertical y dos horizontales perpendiculares entre sí. Para el caso de flujo horizontal es necesario dispersar el fluido en esta dirección, **diseñando para el módulo muestra, nuevas mallas de acero**, que cubren una porción del perímetro y casi toda la longitud de una muestra y para realizar la medición del flujo se colocan dos mallas, una a cada lado de la muestra cilíndrica, cubriendo dos áreas alabeadas opuestas y para calcular la permeabilidad horizontal, se optó por simular el flujo horizontal como flujo axial, calculando un valor promedio de la longitud de flujo y del diámetro de un círculo equivalente al área transversal de flujo de las muestras, lo que permite comparar y controlar fácilmente las mediciones de este parámetro durante el tiempo de medida en el equipo, que opera con el programa objeto



empleado para flujo axial de muestras pequeñas de Terratek. Este equipo se recibió con la capacidad de medir en la dirección axial de las muestras, empleando para el análisis de la información las técnicas convencionales para las muestras pequeñas (tapón).

Se discute la medición tradicional de la permeabilidad con gas nitrógeno, con otra contribución más de esta tesis, haciendo cambios de interpretación de datos y del orden tradicional de aplicación de corrección por los efectos de alta velocidad y de deslizamiento, para obtener la permeabilidad absoluta y cambios de condiciones para medir el flujo a través de muestras grandes de roca naturalmente fracturada. Así como también se describe a grandes rasgos el cambio del diseño tanto del módulo muestra del equipo como del método de medición de la porosidad y de la permeabilidad, con el equipo de fabricación Terratek.

La determinación de la porosidad efectiva es otra aportación. Se diseñó el método de medición de tal manera que los valores obtenidos de los volúmenes de poros son independientes uno de otro, son repetitivos, no existe acumulación de energía o fluido en la muestra de una medición para la otra y se miden tanto a condiciones de laboratorio como de yacimiento.

En este mismo capítulo 3, se presenta una de las aportaciones principales de esta tesis, la identificación, mediante determinaciones tanto a condiciones de laboratorio como de yacimiento, de comportamientos lineales con efectos predominantes, para el sistema poroso de fractura, seguido por el de matriz, de la porosidad efectiva y de permeabilidad en sus diferentes definiciones, para lo cual se miden estas propiedades en función del esfuerzo de compresión efectivo, el cual simula la declinación de la presión del yacimiento.

Se ha observado en este laboratorio, que un comportamiento de porosidad efectiva en función del esfuerzo efectivo de compresión, se divide principalmente en dos comportamientos lineales, uno con efecto predominante de fracturas, en el que los valores de la porosidad generalmente varía en un rango de esfuerzo efectivo de 0 a 2500 lb/pg<sup>2</sup> y el otro con efecto predominante de matriz, con variación en un rango de esfuerzo efectivo de 2500 a 6000 lb/pg<sup>2</sup>. Es de señalar que estos comportamientos de porosidad son base para determinar valores de compresibilidad de fractura y de matriz.



Se considera que la deformación por compresión de las muestras de areniscas y calizas de los yacimientos de la Sonda de Campeche en México es elástica, debido a que la permeabilidad es repetitiva después de un ciclo de compresión con reposo, porque las presiones de análisis efectivas de compresión de confinamiento son pequeñas, menores de 10,000 lb/pg<sup>2</sup>.

Otra aportación más de esta tesis. Para obtener información petrofísica del sistema de doble porosidad, se **modificaron los métodos convencionales empleados para muestras pequeñas**, realizando los cambios siguientes: a) la forma de medición, causado por el cambio mismo de las dimensiones de las muestras, de pequeñas a grandes, b) porque se pueden medir las muestras simulando las condiciones del yacimiento, tanto para temperatura, como para el esfuerzo de confinamiento de interés, el horizontal y/o vertical, c) por cambiar aspectos importantes de interpretación de las mediciones, d) por el desarrollo del método de preparación de las muestras naturalmente fracturadas, que son de forma cilíndrica con una superficie lateral irregular, con porciones lisas intercaladas entre fracturas y huecos que varían de pequeños a grandes, poco factibles de aislarse del aceite exterior que las baña, para poder realizar la determinación de sus propiedades petrofísicas.

Las pruebas de desplazamiento en régimen variable se realizan saturando las muestras con dos fluidos inmiscibles, aceite desplazado por agua y/o agua por aceite generalmente en muestras pequeñas; la información obtenida de estas pruebas se emplea para determinar curvas de permeabilidades relativas. Una aportación en esta tesis, es la modificación de los métodos de medida y de análisis para realizar estas pruebas con muestras grandes, con gastos de inyección altos y constantes, considerando que estas pruebas de desplazamiento son alteradas notablemente por el sistema de porosidad secundaria y la mojabilidad de las muestras.

Otra aportación, es la determinación de curvas de permeabilidades relativas aceite-agua, tanto con efecto predominante de fractura, como curvas con efecto predominante de matriz en la misma muestra, definiendo una presión efectiva de confinamiento correspondiente para realizar las pruebas de desplazamiento con al efecto predominante deseado. Seleccionando esta presión efectiva dentro de los intervalos con dichos efectos del comportamiento de porosidad efectiva de la muestra.

Otra aportación más de esta tesis, es la determinación de comportamientos de presión capilar dinámica en régimen variable con fluidos del yacimiento, tanto a condiciones de laboratorio o simulando las de



yacimiento. Esta determinación de presión capilar cumple con la condición de validación para su utilización, su comportamiento es similar al del método de restauración de estado, en un intervalo significativo de saturación; esta determinación permite evaluar la distribución dinámica de fluidos en el yacimiento y la mojabilidad tanto a condiciones de laboratorio como de yacimiento, con muestras nativas o muestras a las cuales se les ha restituido su mojabilidad al agua o al aceite.

Otra aportación importante es el diseño y construcción de un equipo para determinar la mojabilidad de una muestra, aplicando el método de la placa dinámica de Wilhelmy empleando muestras de roca con mojabilidad original o restituida. Método cualitativo y cuantitativo, confiable, sencillo y que requiere de poco tiempo para obtener resultados satisfactorios.

En el capítulo 4 se presentan mediante ejemplos, los resultados de las aplicaciones de los análisis petrofísicos, aplicando los procesos descritos en el capítulo 3 de esta tesis, desde porosidad hasta mojabilidad empleando muestras de diámetro completo, procedentes de varios yacimientos de la Sonda de Campeche, México.

En el apéndice se describe el diseño del equipo experimental complementario, además de los cambios y adaptaciones realizadas al equipo de análisis originalmente instalado.

Se comenta el efecto que causa el esfuerzo efectivo de compresión en una roca fracturada. Inicialmente su sistema de porosidad secundaria se va reduciendo o cerrando conforme aumenta el esfuerzo efectivo, hasta que su espacio poroso se reduce a las dimensiones de poro del sistema de poros de la matriz, y posteriormente ambos sistemas porosos el de matriz y el de fractura continua reduciéndose, cada uno de acuerdo a la distribución de su espacio libre.

*CAPÍTULO*

*2*



# Capítulo 2



## CARACTERÍSTICAS DE LOS YACIMIENTOS FRACTURADOS

Los yacimientos de hidrocarburos generalmente están constituidos por roca granular que contiene huecos o espacio poroso dentro de ella, referidos como porosidad intergranular; mientras que para el caso de yacimientos denominados como naturalmente fracturados, se tienen otros espacios adicionales contenidos en las fracturas, estilolitas, vórgulos pequeños y macrovórgulos y/o canales de disolución alojados en la roca intergranular, en ambos casos estos espacios contienen hidrocarburos y agua.

Según Nelson (1982) las fracturas están presentes en todas las formaciones de rocas, situadas en la superficie y en el subsuelo; las características físicas de las fracturas son causadas por varios factores: su modo de origen, las propiedades mecánicas de la roca huésped y diagénesis en el subsuelo. Estos procesos se combinan para desarrollar características especiales en las rocas, que pueden aumentar o disminuir la porosidad y permeabilidad de la formación. Las fracturas aunque siempre están presentes, sólo son importantes cuando ocurren en cantidad y/o tienen longitud suficiente para tener efecto directo en el movimiento de los fluidos, dando como resultado las características y comportamientos especiales de esta clase de yacimientos.

Stearns y Friedman (1972) señalan que se identifica como un yacimiento fracturado típico, aquel que presenta alguna o varias de las características o comportamientos siguientes:

1. Al inicio de su historia de producción presentan problemas y ventajas, tales como:
  - a) Pérdidas importantes de fluidos durante su perforación.
  - b) Su producción inicial es muy alta, de varios ordenes de magnitud comparada con un yacimiento intergranular, convencional u «homogéneo».
  - c) Puede detectarse interferencia de presión entre pozos, con distancias de hasta 80 km.
  - d) La productividad entre pozos en un campo es errática.
  - e) Las estimulaciones artificiales de los pozos, generalmente mejoran su productividad.
  - f) En ocasiones existe aceite en los estratos de roca huésped que subyace y/o suprayace al yacimiento fracturado en cuestión.
2. Se desarrollan en rocas frágiles con baja porosidad intergranular.
3. Tienen permeabilidad alta, que puede ser de hasta 35 darcys, con porosidades menores del 6%.



*Los yacimientos productores de la formación Brecha del Paleoceno en la Sonda de Campeche, origen de las muestras estudiadas, presentan la mayoría de las características antes mencionadas, por lo que, con seguridad se pueden señalar como yacimientos naturalmente fracturados.*

## **2.1 EVALUACIÓN DE YACIMIENTOS FRACTURADOS** .....

Con base en lo discutido anteriormente, se concluyó que los yacimientos fracturados son mucho más difíciles de evaluar que los convencionales u homogéneos, por lo que se requiere determinar las propiedades del sistema de fracturas y su efecto en el comportamiento de los yacimientos.

Nelson (1982) propuso la secuencia de evaluación siguiente:

- a) Determinar un modelo tipo del origen de las fracturas, que se ajuste al sistema de fracturas contenido en el yacimiento en estudio.
- b) Determinar las propiedades del sistema de fracturas (porosidad, permeabilidad horizontal y vertical, compresibilidad, permeabilidades relativas, etc.), además de los cambios que pueden presentarse en este sistema con la profundidad y agotamiento del yacimiento.
- c) Determinar el grado de interacción entre matriz y fractura.
- d) Determinar el grado y tipo de interacción entre las fracturas de todo el yacimiento, para evaluar reservas y los problemas del potencial de producción.

De los conceptos anteriores, los indicados en los incisos b) y c), forman parte de los objetivos de esta tesis.

## **2.2 ORIGEN DE LAS FRACTURAS** .....

Nelson (1982) señala que después de detectar que el yacimiento es fracturado, es necesario postular modelos de origen de fracturas (principalmente tectónicas y contraccionales), con los cuales se pueden ajustar al patrón de las fracturas detectadas en el yacimiento, y así disponer de un modelo de fracturamiento natural representativo, con el cual se pueda obtener extrapolaciones e interpolaciones confiables.



Los datos para definir un modelo de origen de fracturas, se obtienen principalmente de muestras de núcleos de diámetro completo y/o de registros geofísicos, datos tales como son los echados de fracturas, su morfología, separación, abundancia relativa, ángulos entre fracturas y la relación angular entre grupos de fracturas.

## 2.2.1 MODELOS TECTÓNICOS

Handin y Hanger (1957) comentan que existe una gran cantidad de evidencias de geología de campo, sobre la deformación dinámica de la roca; sin embargo en alguna ocasión remota, pudo haber sido posible observar el proceso que involucre el flujo y fracturamiento de la roca. *Generalmente el origen de las fuerzas de deformación en la naturaleza y el estado de esfuerzos en la corteza terrestre es supuesto, sin dejar de ser posible, que alguna vez haya sido determinado cuantitativamente.* Por lo anterior la deformación dinámica de la roca puede ser mejor comprendida, a través de experimentos de laboratorio controlados, aproximando tanto como sea posible la simulación de las condiciones ambientales naturales.

Stearns y Friedman (1972) definen a las fracturas en un material, como el evento en el cual se rompe el material al perder cohesión a lo largo de una superficie más o menos plana separándose en partes discretas, pero no tan grandes como para soportar una diferencia de esfuerzos. También definen dos tipos fundamentales de fracturas tectónicas, las fracturas de corte que incluyen un movimiento paralelo con el plano de fractura, sin movimiento perpendicular y las fracturas en extensión con paredes que se separan. Además señalan el estado de esfuerzos que se estableció empíricamente en el laboratorio con la geometría de las fracturas, tales como las fracturas conjugadas, las ortogonales y las regionales, así como también definen una forma de cuantificar el número de fracturas paralelas por una distancia perpendicular entre ellas.

Nelson (1979) señala las suposiciones fundamentales que se han establecido para la experimentación en el laboratorio, del origen de las fracturas naturales debido a fuerzas de superficie y/o tectónicas:

- a) El patrón geométrico de fracturas naturales, describe el estado local de esfuerzos al tiempo de fractura.
- b) Las fracturas de rocas en el subsuelo, son cualitativamente similares a las producidas en pruebas de laboratorio, realizadas a condiciones de subsuelo.



La consecuencia lógica de estas suposiciones, es que el patrón de fracturas naturales refleja la misma geometría, con respecto a las cargas aplicadas, como las fracturas generadas en experimentos de laboratorio, realizados generalmente con muestras homogéneas, pequeñas tipo tapón.

## 2.2.2 MODELOS DE FRACTURAS CONTRACCIONALES

Nelson (1979) comenta la existencia del grupo de fracturas de origen contraccional, debido a fuerzas internas del cuerpo de los estratos, ya sean de tensión y/o extensión, que están asociadas con una reducción del volumen de roca y que son el resultado de procesos de desecación, sinéresis, gradiente térmico, cambios de fase mineral y combinaciones entre ellos. De estas fracturas, las de mayor interés son las causadas por los procesos de sinéresis y cambios de fase mineral principalmente.

**Fracturas por sinéresis.** Es un proceso en el cual se produce una reducción del volumen total en alguno de los sedimentos, por desecación subacuosa o subsuperficial. Este es un proceso químico el cual puede involucrar desecación y reducción de volumen del material arcilloso constituyente o desecación y reducción de volumen de un gel o suspensión coloidal. Uno cualquiera o ambos de estos tipos pueden estar presentes en sedimentos de una gran variedad de tamaños de grano y clasificación. Las fracturas de sinéresis se diferencian de las fracturas de desecación por ser fracturas de tensión o extensión y por estar presentes en lutitas, cienos, calizas, dolomías y areniscas de grano fino a grueso en vez de arcillas. Debido a que estas fracturas son iniciadas por fuerzas internas de cuerpo, estas fracturas tienden a ser hexagonales cerradas y regularmente espaciadas, generalmente distribuidas isotrópicamente en tres dimensiones, permitiendo considerar que la permeabilidad de la roca fracturada también es isotrópica.

**Fracturas por cambio de fase mineral.** Este sistema de fracturas está compuesto de fracturas de extensión o tensión de geometría normalmente irregular, relacionada a una reducción del volumen. Un cambio de fase mineral en los constituyentes carbonatados y con arcillas puede dar lugar a contracciones substanciales. El cambio de fase de calcita a dolomía, por ejemplo, involucra un cambio en volumen molar del 13% (similar al cambio de montmorillonita a illita). Bajo condiciones apropiadas, tal encogimiento por cambio de fase mineral puede causar un fracturamiento hexagonal semejante a los producidos por sinéresis, especialmente si se superponen a otros procesos contraccionales. Un patrón posible de fracturas de este tipo en una dolomía porosa fue reportado por Lang (1964). Se estima que



procesos de este origen pudieron haber acontecido en la caliza cementante y en las porciones del relleno de los vgulos en la formación Brecha del Paleoceno.

### **2.3 MEDICIÓN DE PROPIEDADES PETROFÍSICAS** |||

De todas las fuentes conocidas de datos petrofísicos, las más confiables actualmente, para la determinación de propiedades petrofísicas de formaciones naturalmente fracturadas o con porosidad secundaria, son las determinaciones que se realizan con muestras grandes de roca del diámetro de corte en los pozos o núcleos, y con pruebas de variación de presión; en este trabajo se presenta el avance alcanzado en la determinación de propiedades petrofísicas con muestras grandes.

Para programar un buen análisis petrofísico, es necesario considerar los objetivos deseados del núcleo de la roca en estudio, para determinar los parámetros necesarios para la caracterización del yacimiento, así como algunos antecedentes que identifiquen los núcleos y las condiciones en que se encuentran éstos al llegar al laboratorio, por ejemplo, las señaladas a continuación:

1. La formación de la que provienen.
2. Su localización en el yacimiento.
3. Procedimiento utilizado durante el nucleo o muestreo de la roca.
4. Orientación de los núcleos.
5. El estado de conservación de los núcleos.
6. La recuperación que se tuvo de los núcleos.
7. Las condiciones del manejo, al que han estado sujetos los núcleos.
8. Los fluidos que contiene los núcleos y con qué fluidos estuvo en contacto desde que se tomaron hasta su llegada al laboratorio.
9. Las dimensiones de las muestras que se pueden tomar de los núcleos.
10. Los parámetros a determinar.
11. El objetivo del análisis, proceso y equipo del que se dispone para realizar la medición.

Con toda la información anterior, se definen las dimensiones de la muestra de prueba, las precauciones a tomar durante su manejo, la forma y solventes a emplear para la extracción de fluidos o lavado de la muestra, los cambios que se van a provocar en las características de la muestra, su disponibilidad, etc.



Nelson (1982) propone que cualquier yacimiento fracturado (porosidad secundaria), en el cual las fracturas participan en forma significativa en la producción y/o reservas, debe ser tratado como un sistema de doble porosidad, una porosidad para roca de origen primario, homogénea o matriz y otra para fracturas, vórgulos, canales de disolución (que residen estas tres últimas en la matriz).

De este sistema de doble porosidad es importante determinar las características petrofísicas para cada tipo de porosidad, o al menos el efecto resultante de su interacción, la variación de estas características con respecto a la profundidad y la variación de la presión del yacimiento en explotación. Para la determinación de propiedades de matriz, se emplea generalmente el análisis petrofísico denominado rutinario, con muestras pequeñas, comúnmente denominadas tapón.

Para la determinación de propiedades petrofísicas relacionadas con la porosidad secundaria, Nelson (1982) propone que se utilicen muestras grandes o de diámetro completo, realizando los análisis siguiendo el orden común, de menor a mayor grado de dificultad: observación directa de fracturas, después medición de su orientación, continuando con mediciones de permeabilidad y porosidad y finalmente presión capilar, esta última para definir una distribución de garganta de poros o una distribución original aproximada de los fluidos en el yacimiento.

Es importante discutir a continuación alguna de las formas **tradicionales** de determinar las propiedades de fractura, empleando núcleos de diámetro completo, para poder compararla y posteriormente **comprender la potencialidad de alcance del procedimiento que se propone en este trabajo, el cual es más eficiente, sencillo y confiable.**

Generalmente durante el análisis de muestras de diámetro completo, se determinan las propiedades de fractura en el orden de dificultad creciente siguiente:

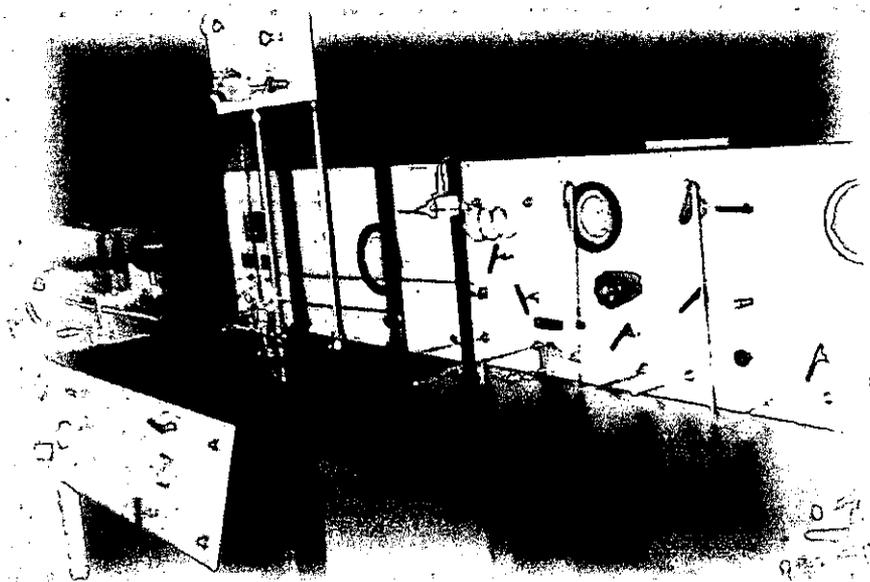
- 1) Se miden las características de orientación y espaciamiento entre fracturas con mayor regularidad.
- 2) Se determina permeabilidad a condiciones estándar en tres direcciones perpendiculares entre sí, dos de ellas horizontales (y en ocasiones hasta cuatro), para definir la anisotropía, causada principalmente por la presencia de fracturas.



- 3) Se evalúa la porosidad a condiciones estándar, con base en dimensiones y del volumen de sólidos de la muestra.
- 4) Después se seleccionan mediante Tomografía, varios tapones o muestras pequeñas que tengan únicamente características de matriz, y si es posible perpendiculares entre sí, a las cuales posteriormente se les mide porosidad y permeabilidad en dirección axial a condiciones estándar.
- 5) Posteriormente se relacionan la permeabilidad y porosidad medidas en los núcleos de diámetro completo, con la permeabilidad y porosidad medidas en tapones (matriz), para determinar estos parámetros para la fractura.
- 6) El comportamiento de la presión capilar, se mide en forma similar, tanto en muestras de diámetro completo como en los tapones homogéneos (que se toman de las mismas muestras grandes), para determinar el efecto capilar de las fracturas, con la cual se determina una distribución de gargantas de poro y la altura sobre el contacto de agua en el yacimiento.
- 7) Las determinaciones especiales como compresibilidad, mojabilidad, permeabilidades relativas, susceptibilidad, resistividad, etc. generalmente se realizan en muestras pequeñas.

*CAPÍTULO*

*3*



# Capítulo 3



## DESARROLLO DE NUEVAS DETERMINACIONES PETROFÍSICAS

La determinación de las propiedades petrofísicas que se describen en esta tesis, es producto de un gran esfuerzo que combina tanto los métodos del análisis de estudios de las determinaciones petrofísicas convencionales y especiales en muestras pequeñas, como de estudios de mecánica de roca, realizados tanto en pozos petroleros como en laboratorio, apoyados con la construcción y modificación de equipo convencional y comprobados por un gran número de determinaciones de prueba realizadas en el laboratorio petrofísico.

### 3.1 PERMEABILIDAD ABSOLUTA

De acuerdo a Katz y cols. (1959), la permeabilidad absoluta es una propiedad del medio poroso, es la habilidad que tiene el medio para conducir fluidos a través de sus intersticios, independiente del fluido que pase por él y que se define a partir de la ley de Darcy (1856), la cual establece, que la velocidad de flujo en un medio poroso homogéneo es proporcional al gradiente de presión, e inversamente proporcional a la viscosidad del fluido, expresándose en forma diferencial por:

$$v = \frac{q}{A} = \frac{-k}{\mu} \frac{dp}{dL} \quad (1)$$

donde  $v$  : velocidad de fluido (cm/seg.)

$q$  : gasto de fluido (cm<sup>3</sup>/seg.)

$A$  : área transversal de flujo (cm<sup>2</sup>)

$\mu$  : viscosidad del fluido (cp)

$-\frac{dp}{dL}$  : gradiente de presión (atm/cm)

$k$  : permeabilidad (darcy)

$p$  : presión (atm)

$L$  : longitud (cm)

Para medir y determinar valores de permeabilidad de muestras de roca aplicando la Ec. (1), es necesario integrarla considerando constantes el gasto, el área transversal, la viscosidad y la permeabilidad, resultando la expresión siguiente:

$$q = \frac{kA}{\mu} \frac{p_1 - p_2}{L} \quad (2)$$

Despejando la permeabilidad se tiene:

$$k = \frac{q}{p_1 - p_2} \frac{4\mu L}{\pi d^2} \quad (3)$$

donde  $d$  es el diámetro de la muestra.

### 3.1.1 FLUJO HORIZONTAL EN NÚCLEOS

Para utilizar los programas objeto instalados en el equipo de medición Terratek, durante la determinación de la permeabilidad horizontal, perpendicular al eje del núcleo, fue necesario modificar ligeramente la ecuación (3), considerando un diámetro y una longitud equivalentes para la muestra.

El diámetro equivalente ( $d_e$ ) se determina con base en el área de las mallas, las que se construyen con una longitud de alrededor del 90 % de la longitud de la muestra en estudio y un ancho del 25 % de su perímetro. Las mallas cubren dos porciones laterales opuestas de la muestra, por lo que el flujo se realiza en dirección horizontal (atravesando la muestra que se coloca con su eje axial en dirección vertical). Estas mallas funcionan como tubo de conducción desde los dispersores que se colocan en ambos extremos, el superior y el inferior de la muestra, hasta las porciones de malla colocadas lateralmente en la muestra. Además estas mallas funcionan como dispersores laterales de flujo, al distribuir el fluido por toda el área lateral de la muestra, tanto para la entrada, como para la salida. Representado esquemáticamente en la figura 1.

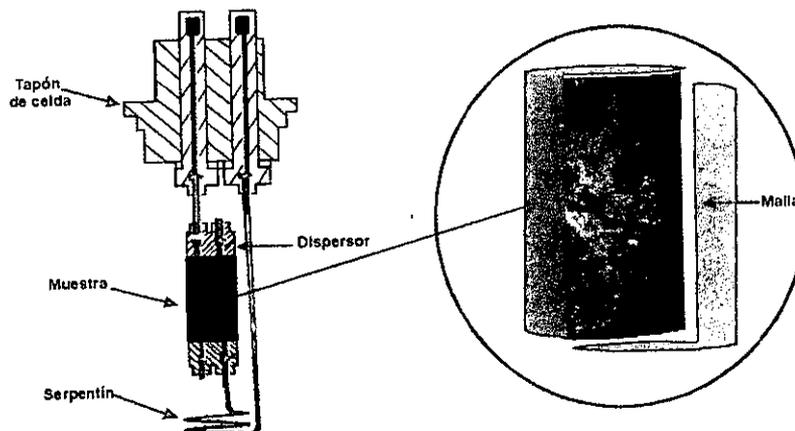


Fig. 1 Diagrama del módulo muestra



En la mayoría de las mediciones de permeabilidad horizontal se emplea un ancho de malla del 25% del perímetro; en arenas frágiles, una malla tan ancha las resquebraja, por lo que se usan mallas con un ancho de solo el 12.5 % del perímetro de la muestra.

$$\text{Sí } A_{trsv} = \frac{\pi d_e^2}{4} = A_{malla} = L \frac{\pi d}{4}$$

$L$  : longitud de la muestra.

$d$  : diámetro de la muestra.

$d_e$  : diámetro equivalente de la muestra.

$A_{trsv}$  : área equivalente circular transversal al flujo.

$A_{malla}$  : área de la malla de flujo transversal.

El diámetro equivalente será:

$$d_e = \sqrt{\frac{4A_{trsv}}{\pi}} = \sqrt{\frac{4\pi dL}{4\pi}} = \sqrt{dL} \quad (4)$$

La longitud equivalente se estimó considerando el valor medio entre la longitud máxima, el diámetro de la muestra y la longitud mínima, la distancia que existe entre las orillas de las mallas del mismo lado, por lo que se tiene :

$$L_e = 2 \frac{\frac{d}{2} \cos 45 + \frac{d}{2}}{2} = \frac{d \cos 45 + d}{2}$$

$$L_e = \frac{d(\cos 45 + 1)}{2} = 0.8536d \quad (5)$$

Cuando se emplea sólo el 12.5 % del perímetro del círculo (ángulo de 45°), las expresiones para los parámetros equivalentes son las siguientes:

$$d_e = \sqrt{dL/2} \quad (6)$$

$$L_e = d \left( \frac{\cos 22.5 + 1}{2} \right) = 0.9619 d \approx d \quad (7)$$



Para este caso se emplea solo del 50 al 75 % de longitud lateral expuesta de la muestra, por lo que para este cálculo se debe emplear solo la longitud expuesta al flujo.

Al substituir los valores de dimensiones equivalentes en la ecuación (3), la ecuación resultante se emplea para flujo horizontal en núcleos de diámetro completo. Debe señalarse que se considera como  $k_{h1}$ , la dirección en la cual se espera tener la mayor permeabilidad, colocando las mallas frente a las cavernas y/o fracturas mayores a simple vista y  $k_{h2}$  la permeabilidad medida a 90° de la primera o  $k_{h1}$ .

### 3.1.2 PERMEABILIDAD AL GAS

Para determinar la permeabilidad al gas con la ecuación (3), se considera que el gas fluye dentro de la muestra con un gasto medido a su presión media por ser compresible, por lo que dicho gasto se determina por medio de la ecuación de los gases reales:

$$\frac{Q_0 p_0}{z_0 T_0} = \frac{q(p_1 + p_2)}{2 \bar{z} \bar{T}} \quad (8)$$

Q : Gasto de gas medido a condiciones de laboratorio

q : gasto de gas medido a presión media

z : factor de compresibilidad del gas

$\bar{z}$  : factor de compresibilidad a presión media

$\bar{T}$  : Temperatura media

donde los subíndices 0, 1 y 2 representan las condiciones de presión atmosférica, de entrada y de salida de la muestra..

Despejando el gasto que fluye a través de la muestra.

$$q = \frac{Q_0 p_0 \bar{z} \bar{T}}{z_0 T_0} \frac{2}{(p_2 + p_1)}$$

Substituyendo este gasto en la ecuación de flujo.

$$\frac{Q_0 p_0 \bar{z} \bar{T}}{z_0 T_0} \frac{2}{(p_2 + p_1)} = \frac{kA}{\mu} \frac{(p_1 - p_2)}{L}$$



Despejando el gasto de gas medido en este equipo de laboratorio.

$$Q_0 = \frac{z_0 T_0}{\bar{z} \bar{T} p_0} \frac{kA (p_1^2 - p_2^2)}{2\mu L}$$

Finalmente despejando la permeabilidad.

$$k = \frac{\bar{z} \bar{T} p_0}{z_0 T_0} \frac{2Q_0 \mu L}{A (p_1^2 - p_2^2)} \quad (9)$$

donde  $p_1$  y  $p_2$  son las presiones del gas medidas a la entrada y a la salida de la muestra.

En el desarrollo algebraico anterior, el régimen de flujo del gas a través del núcleo se considera laminar, dado que la pendiente de esta ecuación graficada en coordenadas logarítmicas (disomorfa) es de uno, es decir la velocidad de flujo es proporcional a la caída de presión como lo indica la ecuación de Darcy.

Pught y cols. (1990) presentan una correlación de permeabilidad al aire, en un rango de 0.1 a 1000 md, medida con un bajo nivel de caída de presión de flujo (menor de una atmósfera) en areniscas y calizas limpias y secas, contra la permeabilidad absoluta al agua salada, al aceite y efectiva al aceite, de todas ellas, la más interesante es aquella en la que se correlaciona la permeabilidad al aire con la permeabilidad absoluta medida con aceite, la cual presenta una pendiente unitaria, obtenida con base en 1868 muestras convencionales o pequeñas, normalmente de una pulgada de diámetro con longitud de una pg (tapón) y de muestras de diámetro completo o núcleos que pueden ser de 2, 2<sup>5/8</sup>, 3, 3.5 ó 4 pg de diámetro, con longitudes de 2 a 7 pg.

### 3.1.2.1 EFECTO DE DESLIZAMIENTO DEL GAS

Katz y cols. (1959), comentan que la medición de permeabilidad al gas, presenta el fenómeno de deslizamiento de Klinkenberg (1941), quien derivó una expresión para corregir la permeabilidad al gas, de tal forma, para obtener la correspondiente a un gas de alta densidad, que fluye por un tubo capilar, para el cual el camino libre medio es extremadamente pequeño, obteniendo la relación siguiente:



$$k_g = k\left(1 + \frac{4c\lambda}{r}\right) \quad (10)$$

donde

$k_g$ : permeabilidad al gas.

$k$ : permeabilidad al líquido, absoluta o a un gas de alta densidad.

$\lambda$ : vía media libre de las moléculas del gas bajo la presión media con la cual se mide  $k_g$ .

$c$ : factor de proporcionalidad, que es aproximadamente igual a uno.

Pero el camino libre medio para gases ideales es inversamente proporcional a la presión media, por lo que el efecto de deslizamiento se puede expresar en la forma siguiente:

$$k_g = k\left(1 + \frac{b}{p_m}\right) \quad (11)$$

donde:  $p_m$ : la presión media en el núcleo  $\frac{p_1 + p_2}{2}$

$b$ : factor de deslizamiento de Klinkenberg  $\left(\frac{4c\lambda}{r}\right) * p_m$

Para el manejo de datos de medición de permeabilidad, esta ecuación se simplifica en la forma siguiente:

$$k_g = k + \frac{m}{p_m} \quad (12)$$

donde  $m = k b$

Para esta teoría del deslizamiento, se aproxima el diámetro medio de los poros por medio del espacio libre medio de las moléculas.

### 3.1.2.2 EFECTO DE FLUJO DE ALTA VELOCIDAD

Firoozabadi (1979 y 1992) y Pursell y cols. (1988), discuten un fenómeno adicional que ocurre durante la medición de permeabilidades al fluir un gas a través del medio poroso, siendo éste el flujo de alta velocidad, de inercia o de turbulencia, que se detecta cuando la caída de presión crece notablemente dejando de ser proporcional al gasto (condición de flujo laminar), que establece la ley de Darcy.



La ecuación que representa este fenómeno es la sugerida por Forcheimer (1914), cuya representación diferencial es la siguiente:

$$-\frac{dp}{dL} = \frac{\mu v}{k} + \beta \rho [v^2] \quad (13)$$

donde  $\beta$  es el coeficiente de alta velocidad (atm · seg<sup>2</sup>/gr) ó (ft<sup>-1</sup>).

Integrando la expresión anterior, manteniendo constante A, L,  $\mu$ , k y T se tiene:

$$\frac{M(P_1^2 - P_2^2)}{2\bar{z}RT\mu LW / A} = \frac{1}{k} + \frac{\beta W}{A \mu} \quad (14)$$

donde :  $W = \rho v$  es el gasto másico.

Esta ecuación de Forcheimer está constituida por tres términos, que se pueden interpretar en la forma siguiente:

1)  $\frac{M(P_1^2 - P_2^2)}{2\bar{z}RT\mu LW / A} = \frac{1}{k_g}$ , este término corresponde al inverso de la permeabilidad al gas calculada con la ley de Darcy, medida bajo régimen de flujo laminar, pero esta permeabilidad es reducida por contener una caída adicional de presión de flujo, causada por el efecto del flujo de alta velocidad del gas en el medio poroso.

2)  $\frac{W\beta}{A\mu}$ , este término es el inverso de una reducción de permeabilidad, correspondiente a la caída de presión adicional, que es causada por el flujo de gas con alta velocidad.

3)  $\frac{1}{k_g}$ , este término corresponde al inverso de la permeabilidad al gas para condiciones de flujo laminar, corregida por el efecto de flujo de alta velocidad y se determina al restarse el último término del penúltimo término.



Para poder corregir el efecto de flujo de alta velocidad para cada valor de permeabilidad al gas aplicando esta ecuación de Forcheirmer, es necesario conocer de antemano el factor de alta velocidad ( $\beta$ ). Para conocer  $\beta$  se utiliza la ventaja de que la ecuación de Forcheirmer se puede representar por un polinomio de primer grado, por lo que al considerar dos variables, representa su lugar geométrico con una línea recta, considerando lo siguiente:

La expresión  $\frac{M(P_1^2 - P_2^2)}{2\bar{\epsilon}RT\mu L W / A} = \frac{1}{k_g}$  se asigna al eje "y", la cual corresponde al valor inverso de permeabilidad

que es calculada con la ley de Darcy, pero esta permeabilidad está reducida para cada uno y todos los datos, por la caída de presión de flujo adicional causada por el flujo con alta velocidad de gas en el medio poroso.

La expresión  $\frac{W}{A\mu}$  se asigna al eje "x" la cual corresponde a la velocidad másica del gas por unidad de viscosidad.

Obteniéndose como constantes de la recta b y  $\beta$ .

donde  $b = \frac{1}{k}$  es la ordenada al origen.

$\beta = m$  es la pendiente de la recta.

Con la similitud anterior, las constantes b y m (ó  $1/k$  y  $\beta$ ) de la ecuación de la línea recta se determinan directamente, al graficar un conjunto de datos medidos, en la forma siguiente:

$$1/k_g \text{ contra } \frac{W}{\mu A}$$

De los parámetros discutidos anteriormente, la ordenada al origen es la de menor interés, porque corresponde a una permeabilidad absoluta reducida, su valor correcto se puede determinar calculando con la ecuación de Forcheirmer y el valor del factor de alta velocidad  $\beta$  determinado, el valor de cada una de las permeabilidades al gas del conjunto inicial y posteriormente graficando el conjunto para determinar la permeabilidad absoluta como señaló Klinkenberg.



### 3.1.2.3 MÉTODO DE DRANCHUK Y KOLADA

El método de Dranchuk y Kolada (1967), supone que todas las permeabilidades medidas en una muestra de roca, exhiben el efecto de deslizamiento del gas y parte de ellas pueden tener incluido el efecto de flujo con alta velocidad. Para la evaluación de estos parámetros, el método combina las ecuaciones de flujo anteriormente deducidas, la ley de Darcy y la de Forcheirmer; relacionando cada una de estas dos ecuaciones de flujo con la ecuación de deslizamiento de Klinkenberg.

Considerando el deslizamiento del gas en la ecuación de Darcy se tiene:

$$Q = k \frac{\left(1 + \frac{b}{p_m}\right) A T_0 (p_1^2 - p_2^2)}{2\mu \bar{z} \bar{T} p_0 L} \quad (15)$$

$$\text{donde } \frac{kAT_0}{2\mu \bar{L}\bar{z}p_0\bar{T}} = C = \text{constante}$$

Considerando el deslizamiento del gas en la ecuación de Forcheirmer se tiene:

$$\frac{\left(1 + \frac{b}{p_m}\right)}{2\bar{L}\bar{z}\bar{R}\bar{T}\mu G} (p_1^2 - p_2^2) M_{gc} = \frac{1}{k} + b \frac{G}{\mu} \left(1 + \frac{b}{p_m}\right) \quad (16)$$

Antes de emplear la ecuación de Forcheirmer modificada, es necesario definir el régimen de flujo del grupo de datos de permeabilidad medidos en una muestra, para lo cual se grafican en papel log-log la diferencia de los cuadrados de las presiones de entrada menos los de salida de la muestra, contra los gastos de gas medido, para cada una de las permeabilidades del grupo considerado, parte de los puntos graficados definen una línea recta de pendiente uno, estos puntos solo tienen el flujo laminar con el efecto de deslizamiento y la otra parte de ellos define una línea con pendiente mayor de uno o una curva creciente, que presentan ambos efectos el de deslizamiento y el de alta velocidad. Para eliminar ambos efectos de este último subgrupo se emplea el método gráfico de Dranchuk y Kolada, con la gráfica de Klinkenberg se determina el valor de b, del subgrupo de puntos que mostraron régimen laminar y/o simplemente suponiéndolo, posteriormente con base en la ecuación de Forcheirmer modificada (16) se determinó  $\beta$ , siguiendo el método discutido con la ecuación de Forcheirmer (14), porque son similares.



Este método se empleó con calizas muy consolidadas y areniscas con gran éxito, pero al tratar de emplearlo para varias muestras de rocas naturalmente fracturada (objetivo de esta tesis), los resultados obtenidos no fueron consistentes, puesto que el valor de  $b$  puede variar en dos órdenes de magnitud, sin alterar el valor de  $\beta$  pero sí el de la permeabilidad absoluta. Este método fue una excelente experiencia para lograr explicar el comportamiento de la permeabilidad al gas de muestras fracturadas y para establecer un método eficiente para determinar la permeabilidad absoluta y los factores de deslizamiento y de alta velocidad de este tipo de muestras.

### 3.1.3 EQUIPO EXPERIMENTAL PARA LA MEDICIÓN DE PERMEABILIDAD AL GAS

El equipo para medir la permeabilidad está constituido por varios grupos de módulos base, cada uno de los cuales realiza una operación específica, realizándose con la combinación de ellos las determinaciones petrofísicas siguientes:

- a) Permeabilidades al gas en régimen permanente.
- b) Permeabilidades a un líquido con gasto o presión constante.
- c) Permeabilidades relativas aceite-agua.
- d) Porosidad efectiva.

El equipo es muy versátil en cuanto a dimensiones de muestra y condiciones de operación, pudiendo operar con muestras de diferentes medidas, variando de 1 a 4  $\mu\text{g}$  de diámetro y de 1 a 6.5  $\mu\text{g}$  de longitud, con presiones de confinamiento de 150 a 20 000  $\text{lb}/\mu\text{g}^2$  y temperaturas de 20 a 150  $^{\circ}\text{C}$ . Algunos detalles y esquemas del equipo se presentan a continuación.

Los módulos principales que componen el equipo son los siguientes:

- Celda de Confinamiento
- Sistema de Control de Fluidos
- Bomba de Gasto Constante
- Acumulador de Medición de Presión Constante
- Separador de Fase de Alta Presión



- Equipo Complementario
- Acondicionador de Señales
- Adquisición de Datos

A continuación se describen los módulos que intervienen para la medición de permeabilidad al gas. Posteriormente se describirán los módulos complementarios para realizar otras determinaciones.

**Celda de Confinamiento:** La celda de confinamiento consta de varios módulos, debido a su gran interrelación para realizar cualquier operación de medida de permeabilidad, algunos de ellos se montaron en un mismo mueble, los cuales se describen en los párrafos siguientes.

**Módulo portamuestra o celda:** Esta celda consta básicamente de un cilindro hueco de 11 pg. de diámetro exterior, 5 pg. de interior y 15 pg. de largo, con dos tapas en sus extremos, las cuales tienen empaques de buna para alta presión y temperatura, sostenidos en las tapas con retenes de bronce; la tapa superior tiene dos orificios con conexiones para flujo de gas, otros para termocoples y dos más para cables. La tapa inferior tiene tres orificios, uno para la entrada y otro para la purga del aceite y uno para introducir aire; el aceite es el agente que comprime y calienta la muestra, el cual debe ser de tipo mineral, estable y de alto punto de ebullición y el aire debe ser seco para no contaminar este aceite. Para el control de su temperatura la celda aloja dos termocoples, que están conectados al control de temperatura del módulo eléctrico de la celda.

**Módulo de control de temperatura:** Exteriormente, la celda está rodeada de dos camisas independientes, una de calentamiento y otra de protección; la camisa de calentamiento contiene varias resistencias eléctricas y material aislante. El calor producido por las resistencias es controlado con termocoples conectados al sistema de control electrónico que limita la temperatura máxima, digitaliza la temperatura en una pantalla y la transmite al módulo de adquisición de datos.

**Módulo de la muestra:** Está constituido por la muestra de roca misma, una chaqueta o manga que la cubre lateralmente y dos dispersores de acero que la aíslan totalmente del baño de aceite contenido en la celda. Los dispersores se conectan con tubo de acero a la tapa de la celda, pasando previamente a través del aceite, que se encuentra a condiciones de presión de confinamiento y de temperatura, a las cuales se llevará a cabo el experimento.



**Los dispersores:** Son cilindros de acero que están conectados a la tapa superior de la celda con tubos de acero y a la muestra con mallas de acero, tanto para condiciones de flujo horizontal como vertical, de tal manera que el flujo de prueba entra a la muestra por el dispersor inferior y sale por el superior. El flujo que entra a la muestra, previamente pasa de la tapa superior de la celda a un tubo largo en forma de serpentín para elevar su temperatura con el baño de aceite de la celda, posteriormente pasa por el dispersor inferior y se distribuye a toda la superficie considerada de la muestra a través de una malla de acero. Después de la muestra pasa al dispersor superior a través de otra malla y sale de la celda por un tubo que conecta al dispersor con la tapa superior de la celda.

La manga debe quedar unida a la muestra, de tal manera que no exista flujo entre las dos, lo cual se logra con una presión de confinamiento bastante baja, del orden de  $200 \text{ lb/pg}^2$ ; la presión a la que se somete la muestra debe ser siempre mayor que la presión interna de la muestra, para que exista este sello entre la muestra y la manga. Las mallas se diseñaron de tal manera que permitan el libre flujo a través de ellas, con distribución uniforme en las caras de entrada y salida de la muestra, considerando que la caída de presión a través de ellas es insignificante y previniendo soporten la presión de confinamiento aplicada a la muestra, principalmente para el caso de flujo horizontal.

**Módulo de compresión.** Consta principalmente de una bomba neumática capaz de elevar la presión de confinamiento en la celda hasta  $20\,000 \text{ lb/pg}^2$ , con suministro de aire de 0 hasta  $180 \text{ lb/pg}^2$  con dos filtros de aire, uno a la entrada del sistema de módulos y otro a la entrada de la bomba neumática, con un regulador de presión entre ambos filtros de aire, y el módulo de la celda de presión que contiene la muestra a comprimir, conexiones y válvulas de control, Fig. 2.

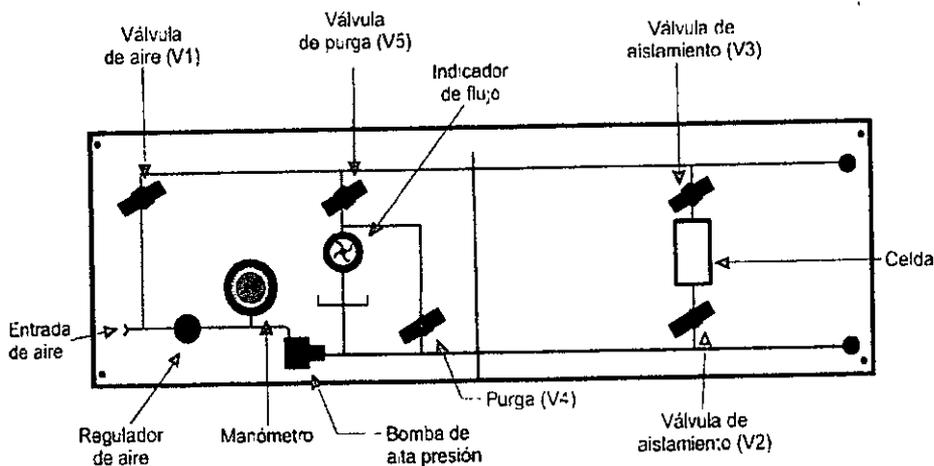


Fig. 2 Diagrama del módulo de compresión de la muestra.



**Sistema de Control de Medición de Fluidos:** Este sistema consta de varios módulos, que se interconectan con la tapa superior de la celda de confinamiento con el propósito principal de medir la permeabilidad, los cuales se describen a continuación :

**Módulo de alimentación de gas o corriente arriba.** Consta de un tanque de nitrógeno recargable, de dos reguladores, uno de alta presión a la salida del tanque y otro del equipo que opera con flujo corriente arriba, de un manómetro de burdón, de varias válvulas de control, conexiones y línea de acero, Fig. 3. Este módulo se conecta al orificio de entrada de la tapa superior de la celda de confinamiento, a un transductor que mide la presión de poro de la muestra y a la entrada del módulo diferencial descrito a continuación; el transductor es un manómetro eléctrico ( absoluto) y se conecta con cables eléctricos al módulo electrónico.

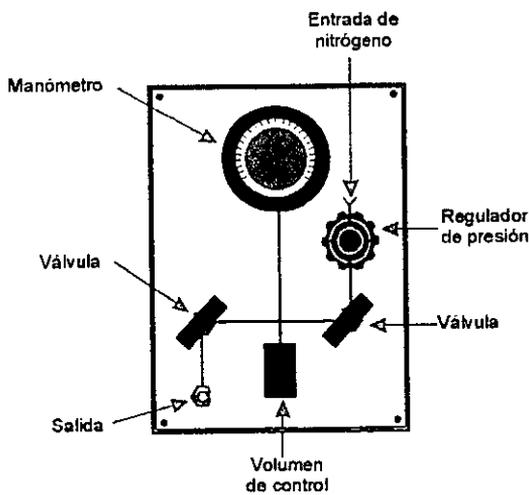


Fig. 3 Diagrama del módulo de alimentación de gas

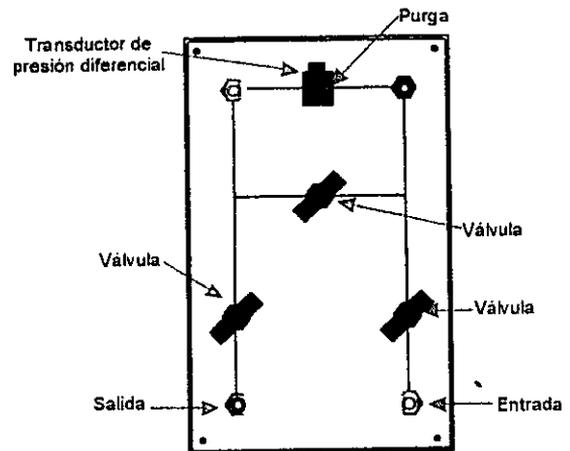
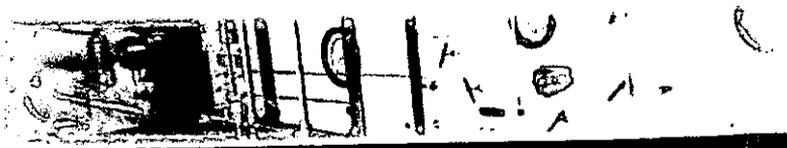


Fig. 4 Diagrama del módulo de diferencia de presiones

**Módulo diferencial.** Consta de un transductor de presión diferencial, de varias válvulas y líneas de acero, el módulo se conecta con líneas de acero a la entrada y salida de fluidos de la muestra, Fig. 4. El transductor para medir la diferencia de presiones aísla las dos corrientes de flujo que entran a él y se conecta con cable al módulo electrónico.



**Módulo de contrapresión.** Consta de regulador de contrapresión de alta precisión, un manómetro de burdón, válvulas de control, conexiones y líneas de unión, Fig. 5. Este módulo limita la presión de salida del flujo, para asegurar el flujo a gasto constante.

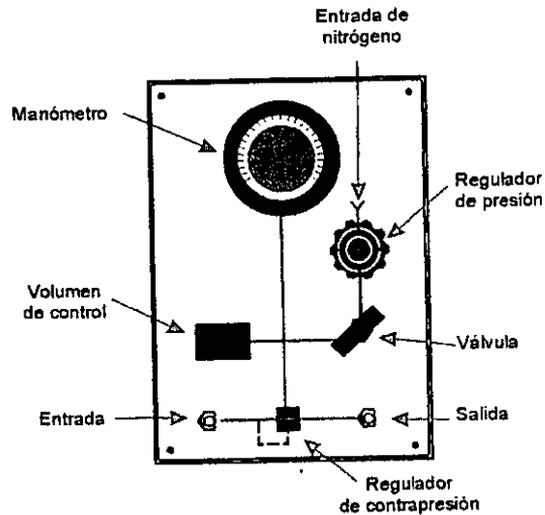


Fig. 5 Diagrama del módulo de contrapresión

**Módulo de válvulas de control.** Consta de dos válvulas micrométricas que regulan el flujo de salida de la muestra, reduciendo la presión a niveles atmosféricos: una de estas válvulas opera para presiones de flujo mayores de 2000 lb/pg<sup>2</sup> y la otra para menores, Fig. 6. El flujo de salida de la muestra entra a este módulo de válvulas de control reduciendo su presión, para que el gas pueda entrar al módulo de medida o de fluómetros en el cual se mide el gasto de gas que fluyó por la muestra.

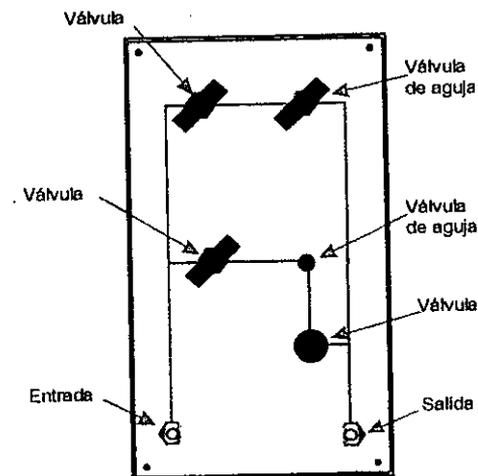


Fig. 6 Diagrama del módulo de válvulas de control



**Módulo de medida de gasto.** Consta de cinco fluómetros de cristal, que pueden operar independientes o en paralelo, cuya capacidad varía de  $0.1 \text{ cm}^3/\text{seg}$  a  $1000 \text{ cm}^3/\text{seg}$ , Fig. 7.

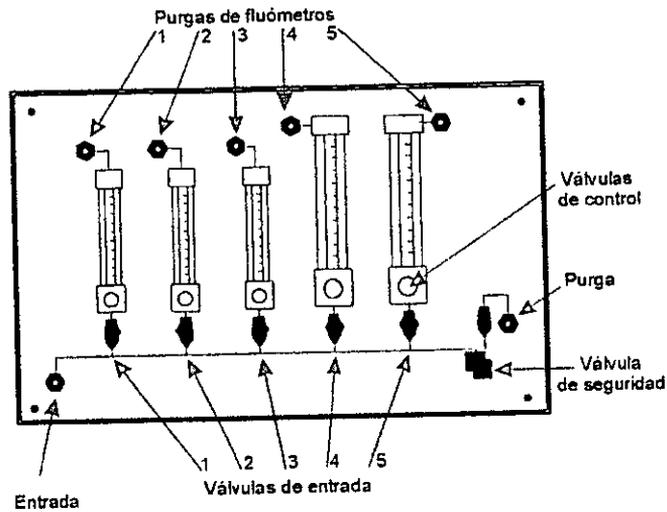


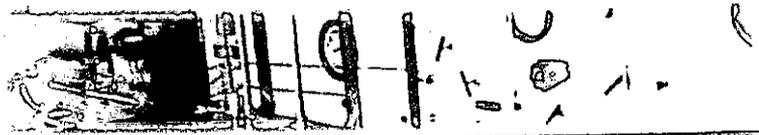
Fig. 7 Diagrama del módulo de fluómetros

**Consola Electrónica.** Consta de varios módulos, de un previsualizador digital de diez canales y de un registrador analógico de dos plumas que funcionan simultáneamente o aislados, de una caja de interconexiones y siete módulos de amplificación instrumental independientes, cada uno de los cuales prepara la señal (voltaje) y regula su corriente, para enviarla a los módulos antes mencionados y al de adquisición de datos. En esta consola se reciben las señales de todos los transductores y termocoples de que consta el equipo.

**Adquisición de Datos.** Este módulo está formado por una tarjeta bipolar convertora analógica-digital-analógica capaz de recibir-transferir hasta dieciséis datos diferentes, situada dentro de un equipo de cómputo PC-XT/4MHz. El voltaje recibido del acondicionador de señales se digitaliza y por medio de un programa con constantes de calibración, los transforma en parámetros físicos que se muestran en la pantalla del monitor.

### 3.1.4 MEDICIÓN DE PERMEABILIDAD AL GAS

Antes de medir la permeabilidad al gas a una muestra de diámetro completo, debe estar limpia y perfectamente seca, con una longitud menor de 7 pg., con sus dos caras planas perpendiculares a su eje, sin partículas que obstruyan la entrada a los canales de flujo, bien marcada su identificación y orientación, si se dispone de ella.



Antes de colocar una muestra en la celda de medida, se cubre con una manga y dos tapas o dispersores de flujo, para aislarla del aceite de compresión contenido en la celda, conectándose posteriormente a la tapa superior de la celda, de tal manera que el flujo de gas sea del dispersor inferior hacia el superior, para finalmente colocarse en la celda, ésta se llena de aceite quedando lista para compresión.

Entre la muestra y los dispersores se coloca un arreglo de mallas de acero que dispersa aun más el gas hacia la muestra para condiciones de flujo vertical; para flujo horizontal ambas mallas se prolongan a un lado de la muestra, pero siempre dentro de la manga, colocándose diametralmente opuestas una malla de otra. Para este último caso, el flujo vertical entre la porción de malla horizontal y la muestra se evita colocando una lámina de acero o un cilindro de aluminio entre ellas. El diseño y pruebas de mangas y mallas se detalla en el Apéndice A2.

Una vez que la muestra ha sido introducida al equipo, para probar el aislamiento entre muestra y aceite, ésta se comprime a  $500 \text{ lb/pg}^2$ ; si el aceite no surge por los orificios de flujo de la tapa de la celda, el resultado obtenido es positivo y se conecta la tapa de la celda a los módulos de medida y suministro de nitrógeno y estos a su vez al módulo electrónico y computadora personal para la toma de datos.

Hasta este momento la preparación para la realización de los experimentos es rutinaria; antes de empezar la medición propiamente dicha, es necesario establecer una presión de confinamiento y seleccionar el rango de medición de los transductores de presión diferencial y absoluta, o investigarlos, cambiando su elemento sensor o membrana por ensayo y error, pero siempre de rango mayor a menor, así como también el fluómetro a emplear, ambas selecciones dependen de las características de la roca y la dirección de flujo.

Con todo lo anterior previamente definido y con base en la ecuación de Darcy, se procede a medir la permeabilidad al gas para una presión de confinamiento en la celda, tomando lecturas de temperatura, presión de poro, diferencia de presiones y gasto de flujo en la muestra a presión atmosférica y de temperatura en los fluómetros de medida del gasto de gas, considerando constantes las dimensiones de longitud y área transversal de flujo del núcleo empleado en el experimento, que se midieron antes de colocar la muestra en el equipo.

Antes de tomar lecturas es necesario dejar que fluya gas a través de la muestra por un tiempo, hasta que se estabilicen los valores del gasto y de la diferencia de presiones, que es el censor más lento para alcanzar condiciones de estabilización.



Al iniciar las pruebas experimentales, se consideró necesario tomar grupos de datos de por lo menos tres lecturas, para estimar la permeabilidad al gas bajo condiciones de flujo laminar y poder corregir por el efecto de deslizamiento y así obtener la permeabilidad absoluta, lo cual se logra incrementando la presión de poro de una lectura a otra. También se consideró, que al continuar incrementando la magnitud del gasto de gas, se propiciaban las condiciones de flujo con efecto de alta velocidad, por lo que se tomaron de seis a doce lecturas, para poder corregir por ambos efectos el de deslizamiento y el de alta velocidad.

### 3.2 POROSIDAD

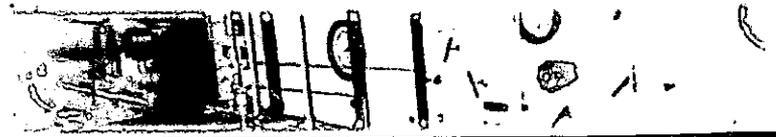
Bass (1987) describe numerosos métodos para determinar la porosidad en los laboratorios petrofísicos, que en su gran mayoría han sido desarrollados para muestras pequeñas, de roca consolidada con porosidad primaria o intergranular. Los poros intergranulares son muy pequeños, por lo que la porosidad de una muestra representa el volumen de miles de poros y la porosidad de una porción muy grande de roca se determina aplicando algún método estadístico a un conjunto de porosidades de muestras de la roca. Para medir la porosidad es necesario determinar dos de los tres volúmenes que la definen, el total de la muestra, el de poros y el de sólidos (granos o matriz).

El volumen de roca total puede ser medido por desplazamiento de fluidos, por métodos gravimétricos, por diferencia de volumen en picnómetro y por dimensiones de la muestra.

El volumen de sólidos o granos puede ser obtenido con el peso de la muestra seca y la densidad del grano de la roca.

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

La porosidad es una propiedad intrínseca de las rocas, que se define como el cociente del volumen de huecos o poros dentro de la roca, entre el volumen total o bruto de roca, constituido por el volumen del material sólido más el volumen de poros, parámetro que frecuentemente se presenta en por ciento.



$$\phi = \frac{V_p}{V_r} \times 100 \quad (17)$$

donde:  $\phi$  = es porosidad en porciento.

$V_p$  = Volumen de poros.

$V_r$  = Volumen de roca

Se definen varios tipo de porosidad, dependiendo del tipo del volumen de poros estimado, tales como: absoluta, efectiva, de matriz, de fractura, y de aguja.

- La absoluta; considera todos lo poros existentes en la roca.
- La efectiva; considera todos lo poros comunicados en la roca.
- De matriz; considera todos los poros intergranulares en la roca.
- De fractura; considera todos lo poros pertenecientes a las fracturas alojadas en la roca.
- De aguja; considera todos los poros microscópicos aislados, característicos en roca de yeso y algunas dolomías.

### 3.2.1 POROSIDAD TOTAL

En este laboratorio (de la DEPMI) se determina la porosidad que considera la mayoría de los poros existentes en las muestras de roca, dado que se estima el volumen de sólidos con base en la expansión de gas, método descrito a detalle por Ruth y Pohjoisrinne (1991), el cual combina mediante una correlación, dos procesos de medición. Una discusión apropiada, se incluirá en la sección 3.2.1.2 de proceso de medición.

#### 3.2.1.1 EQUIPO DE MEDICIÓN

La porosidad total se mide con un equipo compuesto de tres módulos; uno de medición, otro formado por tres tanques de volumen conocido o de referencia y el tercero por la celda porta muestra, con válvulas de control e interconexiones, cuyo diagrama se muestra en la figura 8. Este equipo se complementa con un vernier para medir las dimensiones de las muestras.

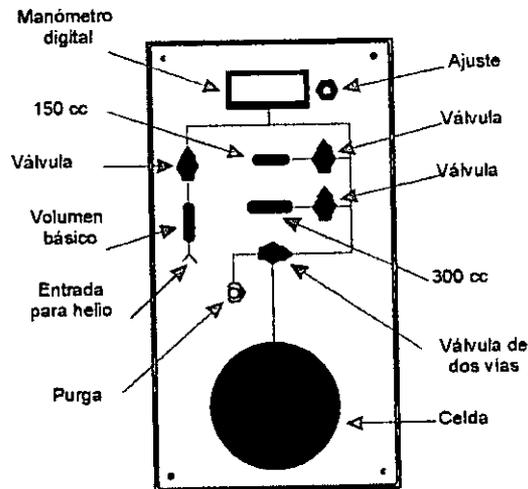
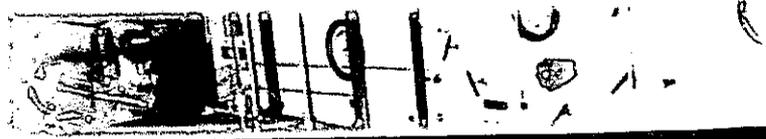


Fig. 8 Diagrama del porosímetro de volumen sólido

El módulo de medición es un transductor de presión de 100 lb/pg<sup>2</sup> de capacidad, un convertidor digital de aproximación de dos decimales y conexiones entre los módulos. El módulo de tanques de volumen de referencia, consiste de tres depósitos de acero calibrados, de 50, 150 y 300 cm<sup>3</sup> interconectados y aislados empleando válvulas de control.

La celda porta muestra, consta de una celda de aluminio de 5 pg de diámetro y 13 pg de longitud, con varios juegos de 10 cilindros macizos de varias longitudes, de volumen conocido y camisas que los contienen, de tal manera que los juegos llenan la celda. Las camisas tienen un diámetro exterior de 5 pg e interior de 2, 2 5/8, 3, 3 1/2 y 4 pg para alojar muestras de diámetro completo, cuyo diámetro sea lo mas cercano posible a alguno de los diámetros interiores de las camisas antes mencionadas. Los cilindros sirven para complementar la longitud de la muestra a la longitud de la celda, de tal manera que el volumen de sólidos en la celda sea siempre el máximo posible.

### 3.2.1.2 PROCESO DE MEDICIÓN

Antes de realizar alguna medición de porosidad a muestras de roca, se determina una ecuación que relaciona el cociente de la presión final del volumen de referencia conectado con la celda porta muestra, entre la presión inicial del volumen de referencia, en función del volumen de sólidos contenido en la celda, para cada



uno de los juegos de camisa y cilindros, de los cuales se conoce el volumen sólido de cada pieza, que se determinó a partir de sus dimensiones.

Para medir el volumen de sólidos de una muestra, se coloca el juego de camisa y cilindros correspondiente al diámetro de la muestra dentro de la celda, empleando como se discutió previamente, tantos cilindros como sean necesarios para que la celda quede llena junto con la muestra, cerrándose a continuación con la tapa de la celda; posteriormente se selecciona un volumen de referencia y se incrementa la presión en este volumen hasta la presión inicial  $p_1$ . Posteriormente se expande el gas al conectarse el volumen de referencia con la celda y se mide la presión final estabilizada  $p_2$ , y empleando la ecuación de correlación correspondiente a dicho diámetro, se determina el volumen de sólidos de la roca en la celda, por medio de la diferencia de volumen de sólidos en la celda menos el volumen de los cilindros de relleno.

Con las dimensiones de la muestra se determina su volumen bruto o total y por diferencia del volumen total menos el de sólidos de la muestra, se obtiene el volumen de poros y finalmente, por medio del cociente entre el volumen de poros y el volumen de la muestra, se obtiene la porosidad absoluta. Pero debido a que esta porosidad se determina con base en la expansión de gas, depende de la permeabilidad de la muestra y del grado de comunicación, que exista entre fracturas, canales y/o vórgulos externos e internos, pudiendo su valor acercarse al de la porosidad efectiva correspondiente, a la menor presión de confinamiento a la que se someta la roca en estudio.

### 3.2.2 POROSIDAD EFECTIVA

Otra aportación más de esta tesis. Basándose en que el helio se comporta como un gas ideal a bajas presiones y por lo mismo cumple la ley de Boyle, se diseñó un procedimiento empleando la expansión del helio para determinar la porosidad efectiva en muestras de diámetro completo, introduciéndose el gas en la muestra a través de la dirección de mayor permeabilidad. Para realizar lo anterior, se adaptó el equipo original, combinando dos equipos, el propio porosímetro y la celda básica de permeabilidades, cada uno de los cuales presenta sus ventajas y limitaciones propias. Es importante hacer notar, que este procedimiento permite determinar también la porosidad efectiva a temperatura de yacimiento.

El cálculo del volumen de poros se realizó con el criterio expuesto por Ruth y Pohjoisrinne (1991), empleando las leyes de los gases reales y de Dalton en la forma siguiente:



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

$$n_h = \frac{p_1 V_r}{z_1 R T_1} \quad (18)$$

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

$$n_a = \frac{p_a V_a}{z_a R T_a} \quad (19)$$

Al expandir el helio de las celdas de referencia a la celda porta muestra, por medio de la ley de presiones parciales de Dalton se obtiene:

$$p_2 = p_{2a} + p_{2h}$$

Por la interconexión de volúmenes y la ley de los gases reales se tiene,

$$p_{2h}(V_r + V_a) = n_h R T_1 z_1$$

$$p_{2a}(V_r + V_a) = n_a R T_a z_a$$

Pero:  $T_1 z_1 = T_a z_a = T z$ , dado que las presiones que se miden son menores de 100 lb/pg<sup>2</sup>, sumando ambas ecuaciones se tiene,

$$p_2(V_r + V_a) = z R T (n_h + n_a)$$

$$p_2(V_r + V_a) = z R T \left( \frac{p_1 V_r}{z R T} + \frac{p_a V_a}{z R T} \right)$$

$$p_2(V_r + V_a) = p_1 V_r + p_a V_a \quad (20)$$

$p_1$  y  $p_2$  son presiones absolutas; expresándolas en forma mano métrica se tiene,

$$p_1 = p_{1g} + p_{at}$$

$$p_2 = p_{2g} + p_{at} \quad (21)$$



substituyendo (21) en (20) y además  $p_a = p_{at}$

$$p_{2g}(V_r + V_a) + p_{at}(V_r + V_a) = p_{1g}V_r + p_{at}V_r + p_aV_a$$

Substituyendo  $V_a = V_p - V_{tubo}$ , simplificando y despejando al volumen de poros,  $V_p$ , menos el volumen de conexiones,  $V_{tubo}$ , entre las dos celdas se obtiene,

$$V_p = \frac{p_1}{p_2} V_r - V_r - V_{tubo} \quad (22)$$

Para determinar el volumen de poros a temperatura del yacimiento, se tienen las mismas consideraciones y desarrollo algebraico, pero considerando que el volumen de aire en la celda portamuestras está a dicha temperatura; el error que esto implica es muy pequeño, puesto que solamente una porción de 3 cm de longitud del tubo conector (lo cual representa un volumen interior de 1.596 cm<sup>3</sup>), tiene temperatura mayor de la atmosférica y menor que la celda portamuestras, por lo que se le considera con una temperatura media, quedando la ecuación como:

$$V_p = \left( \frac{p_1}{p_2} V_r - V_r - V_{icb} \right) \frac{T_y}{T_1} - V_{ica} \frac{T_y}{T} - V_{cp} \quad (23)$$

Donde :  $V_{icb}$  es el volumen del tubo de cobre que une las celdas.

$V_{ica}$  es el volumen de los tubos cortos de acero

$V_{cp}$  es el volumen del serpentín de acero

### 3.2.2.1 EQUIPO DE MEDICIÓN

La porosidad efectiva se determina utilizando dos módulos del porosímetro descritos en la sección 3.2.1.1; el de medición y el de volúmenes de referencia, complementados con la celda básica de permeabilidades como celda de expansión. Para emplear esta celda es necesario preparar la muestra, cubriéndola lateralmente con una manga y sus dos extremos con los dispersores de flujo empleados para medir permeabilidad, es decir montar la muestra en la celda como si se fuera a medir la permeabilidad, cambiando únicamente las conexiones exteriores de flujo, que comunican a la muestra con el porosímetro.



### 3.2.2.2 PROCESO DE MEDICIÓN

En forma semejante a la determinación de la porosidad absoluta, se determinó una ecuación que relaciona la porosidad efectiva con el cociente de la presión final del volumen de referencia conectado con la celda de permeabilidades, entre la presión inicial del volumen de referencia, pero ahora contra el volumen de poros contenidos en una muestra simulada. La muestra se simuló empleando un cilindro hueco de diámetro interior pequeño, que se llena con varios cilindros de diferentes longitudes, pero ahora el volumen de poros corresponde al volumen de sólidos extraídos, desde su condición inicial en que está totalmente lleno hasta que está vacío, con su correspondiente relación de presiones  $p_2/p_1$ , para cada extracción de sólidos.

Para comprobar resultados se empleó el mismo equipo y una de las dos ecuaciones (22 o 23) deducidas de la ley de Boyle discutidas previamente, pero en esta ocasión para determinar directamente el volumen de poros. Para hacer esta determinación es necesario conocer el volumen de las conexiones entre los módulos de referencia y el de la muestra, lo cual se logra empleando la expansión del volumen base con un cilindro sólido como muestra, este volumen de las conexiones se resta al volumen de espacio determinado con la expansión total, determinándose el volumen de poros de la muestra. La comparación de resultados obtenidos de los dos métodos experimentales antes mencionados, para determinar el volumen de poros, resultó excelente. **Por lo anterior se decidió que en lo sucesivo la determinación del volumen de poros efectivo se realizaría empleando el método basado en la ley de Boyle**, siempre y cuando se cumpla la condición de que la relación de presiones del sistema entre la de referencia  $p_2/p_1$ , sea mayor de 0.5 o la relación de volúmenes de referencia entre el de poros  $V_r/V_p$  sea mayor de 2, para asegurar una buena aproximación en la medición del volumen de poros por expansión de gas, de acuerdo con lo sugerido por Ruth y Pohjoisrinne (1991).

El volumen de poros intercomunicados también se comprobó por la diferencia de peso entre la muestra seca y saturada 100% con agua.

### 3.2.3 COMPARACIÓN ENTRE LAS POROSIDADES

La porosidad total resultó significativamente mayor que la efectiva para las muestras de caliza con grandes vórgulos, canales y fracturas, y casi igual para las areniscas fracturadas que se han medido en este laboratorio,



porque depende principalmente del grado de comunicación interna que existe entre los vóculos, fracturas, canales y las gargantas de poro de la matriz que los separa, la cual generalmente es de baja permeabilidad.

### 3.3 PROPIEDADES DEL SISTEMA MATRIZ-FRACTURA

En el capítulo anterior se presentaron las características más sobresalientes de un yacimiento naturalmente fracturado. Adicionalmente se comentó una alternativa para su evaluación, en la cual se destaca el orden que debe seguirse para realizar su estudio, resaltando la importancia del origen de la porosidad secundaria, así como también, su determinación y la variación de las propiedades del sistema matriz-fractura con respecto a la profundidad y por efecto de la reducción de la presión de poro, durante el período de explotación del yacimiento.

Una razón importante para emplear muestras grandes o de diámetro completo es la gran posibilidad que tienen de alojar en su cuerpo grupos de fracturas, de vóculos y canales de disolución y por su gran volumen, que permite estudiar su efecto en el flujo y por su capacidad de almacenamiento, es decir, que una muestra de diámetro completo puede alcanzar un volumen que contenga hasta 100 muestras convencionales, las que por lo contrario, generalmente se seleccionan de las porciones más homogéneas de las mismas muestras grandes.

Al inicio de este capítulo, se comentó uno de los métodos más comúnmente empleados en los laboratorios internacionales, para la determinación de la permeabilidad y porosidad tanto en la porción homogénea de la roca, como de la efectiva del sistema matriz-fractura y que por la diferencia de las anteriores, se obtiene la porción correspondiente a las fracturas (porosidad secundaria), empleando muestras de diámetro completo, las cuales presentan la posibilidad de contener ambos tipos de porosidad, la de roca homogénea o matriz y la secundaria o de fractura (fracturas, vóculos, canales de disolución, etc).

#### 3.3.1 EFECTO DE LOS ESFUERZOS EN LA ROCA

En esta parte del estudio se presentan las ideas obtenidas de las experiencias de los autores antes mencionados así como algunos experimentos realizados en este laboratorio, a través de la cuales se establecen suposiciones para desarrollar un método para la determinación de las características de matriz y de fractura del sistema, analizando muestras de diámetro completo naturalmente fracturadas.



Jones (1975) en su artículo presentó los comportamientos normalizados ( $k/k_{50}$ ), de permeabilidad medida con aire y de porosidad (calculada de la permeabilidad,  $\phi/\phi_i = (k/k_i)^{1/3}$ ) en función del esfuerzo de compresión efectivo, para varias muestras grandes de roca; de ellas una con fractura artificial maquinada y permeabilidad de matriz cero; de ésta se presenta en la figura 9, un comportamiento lineal, que al extrapolarse indica un cierre total de la fractura a 40000 lb/pg<sup>2</sup>. Los ejes "Y" de la figura, tienen diferente escala el izquierdo de porosidad es cartesiano y el derecho de permeabilidad es logarítmico, con varios cortes para ajustarse a la posición de los valores de porosidad.

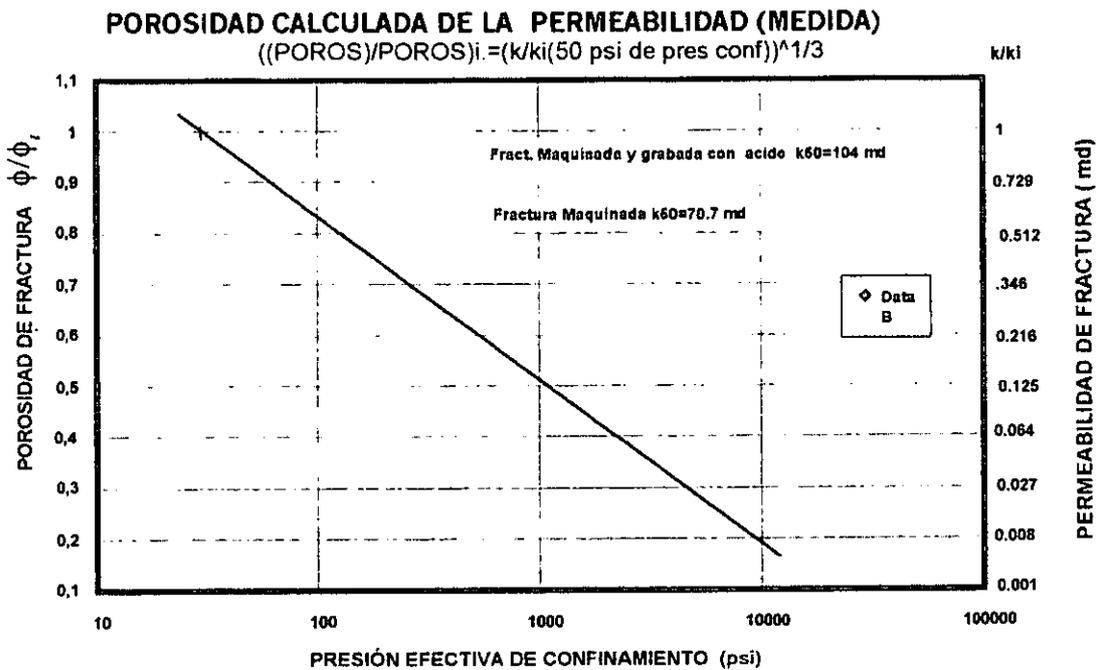


Fig. 9 Efecto de la presión neta de confinamiento en la capacidad de almacenamiento de fractura plana artificial en marmol de Carthage-Jones (1975)



En la figura 10 se muestra el comportamiento lineal, de cuatro muestras de campos diferentes con fractura natural y con permeabilidad de matriz cero, que al extrapolarse a una permeabilidad de cierre o cero, lo hacen también alrededor de una presión de confinamiento de 4000 lb/pg<sup>2</sup>.

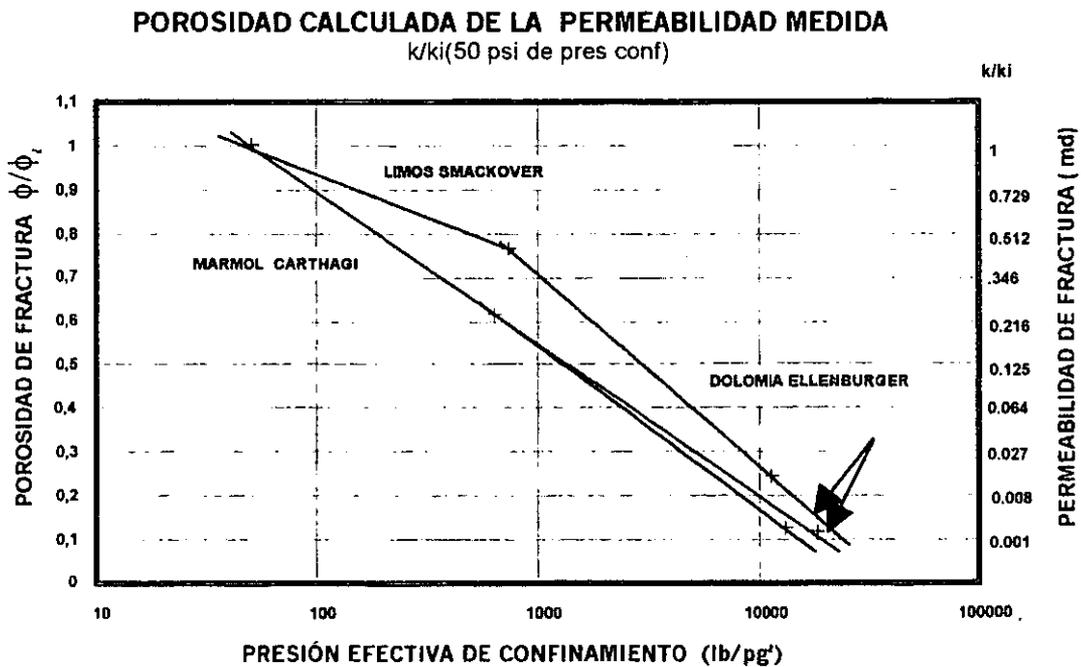


Fig. 10 Efecto de la presión neta de confinamiento en la capacidad de almacenamiento de fracturas en calizas densas. Jones (1975)

Y finalmente para otra muestra con permeabilidad de matriz de 10 md y con fractura artificial maquinada, presentó dos comportamientos uno medido con concavidad hacia arriba y otro corregido, que resultó de restarle a todo el anterior los 10 md de la matriz; pero si al primero lo consideramos en su porción superior como el efecto predominante de fractura y se dibuja una línea recta promedio, al extrapolarla a una permeabilidad de cero o cierre de fractura, se lee una presión de confinamiento efectivo de 40000 lb/pg<sup>2</sup> como se muestra en la figura 11.



## POROSIDAD CALCULADA DE LA PERMEABILIDAD MEDIDA

$k/k_i(50 \text{ psi de pres conf})$

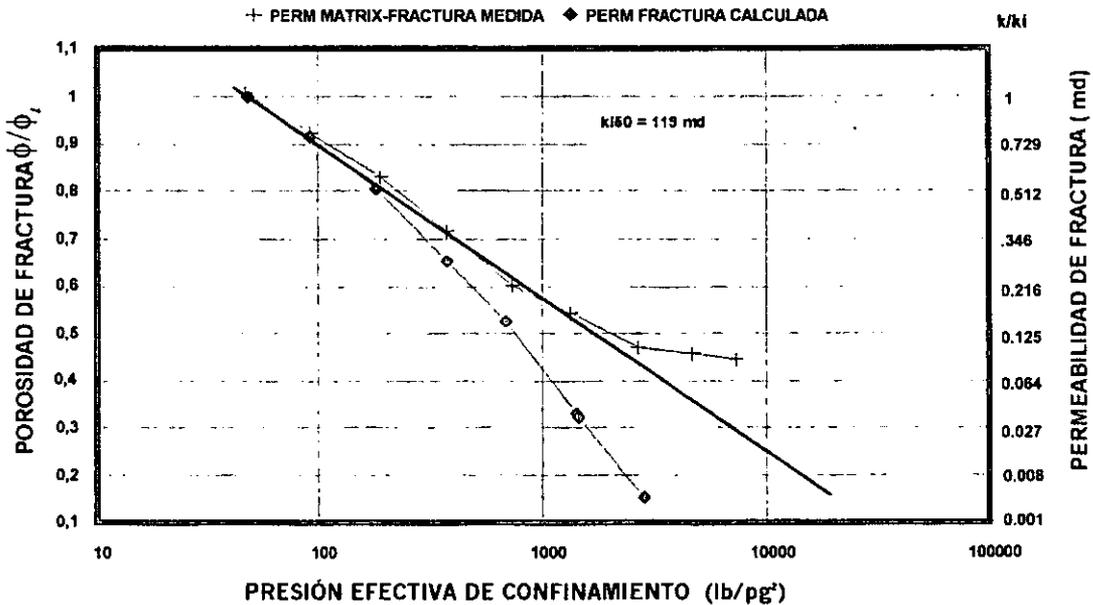


Fig. 11 Efecto de la presión neta de confinamiento en la capacidad de almacenamiento de un núcleo de Calseal con fractura artificial y matriz permeable. Jones (1975)

Otra aportación de esta tesis desde los inicios de este laboratorio, es la determinación de ambos comportamientos de porosidad efectiva y permeabilidad al gas, variando la presión de confinamiento efectivo de muestras de roca naturalmente fracturada (fracturas, vórgulos, canales de disolución y espacio intergranular) desde 500 hasta 10 000 lb/pg<sup>2</sup>, con incrementos de presión de confinamiento efectivo del orden de 500 lb/pg<sup>2</sup>. De cada grupo de muestras de un pozo, se han seleccionan algunas de ellas para determinar ambos comportamientos.

Además en algunas de estas muestras se determinó la permeabilidad absoluta al agua o al aceite y la efectiva al aceite con saturación de agua mínima o irreductible, o al agua con saturación de aceite residual. Es importante hacer notar que los comportamientos de porosidad y de permeabilidad se dividen a su vez en varios comportamientos lineales bien definidos, trazados en papel cartesiano, con la ventaja de que estos comportamientos son más simples para su interpretación y aplicación, que aquellos mencionados por Jones (1975). En las figuras 12 y 13 se presentan dos comportamientos típicos de permeabilidad obtenidos en este laboratorio.

**PERMEABILIDAD AL GAS**  
**POZO ABKATUN 2121 NÚCLEO 1 MUESTRA 23**

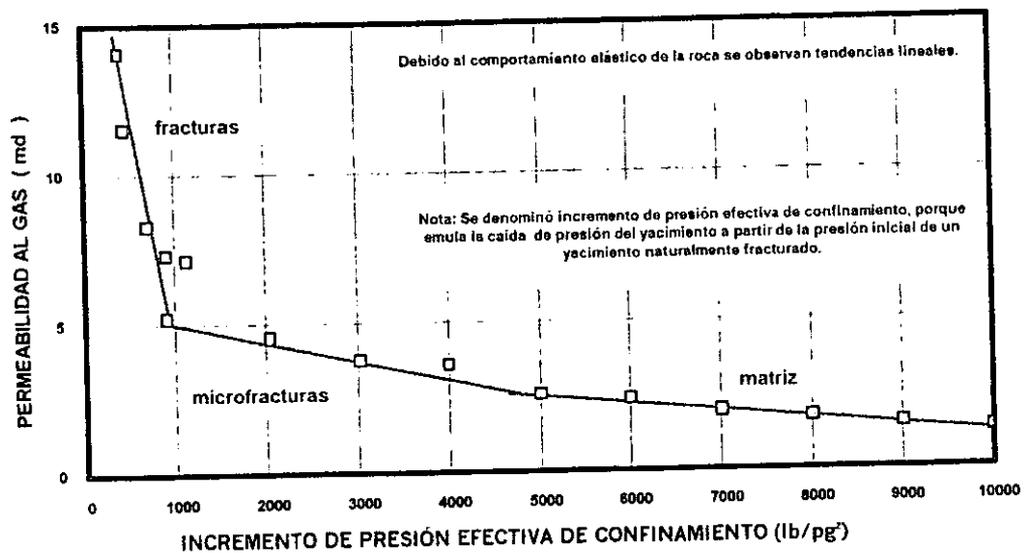


Fig. 12a Contraste entre permeabilidades predominantes de fractura y de matriz, medidas con gas sin necesidad de dañar la muestra.

**PERMEABILIDAD AL GAS**  
**POZO ABKATUN 2121 NÚCLEO 1 MUESTRA 23**

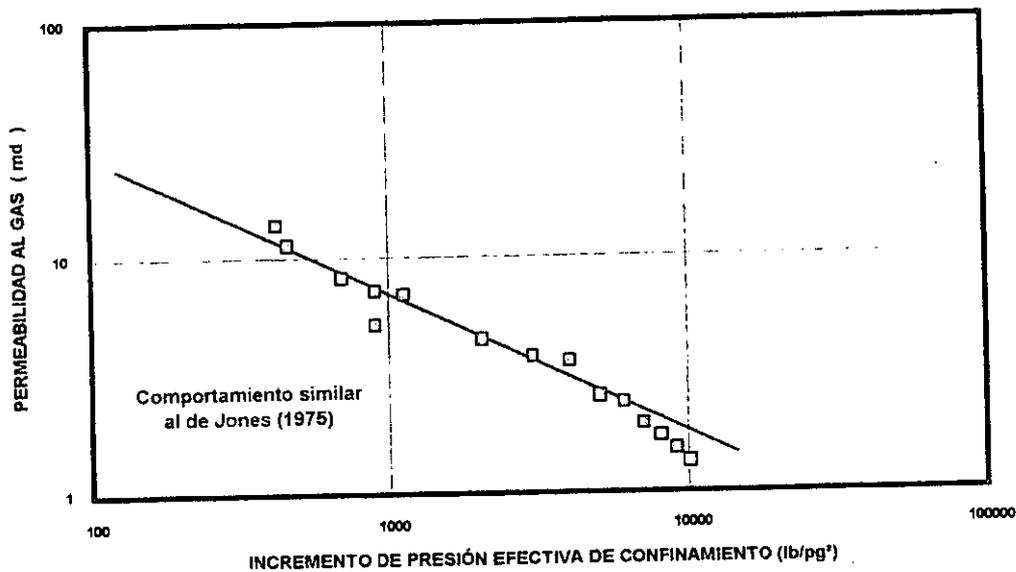


Fig. 12b Comportamiento de las permeabilidades de fractura y de matriz, medidas con gas sin necesidad de dañar la muestra. Jones (1975)



**PERMEABILIDAD ABSOLUTA AL ACEITE**  
**POZO ABKATUN 2121 NÚCLEO 1 MUESTRA 23**

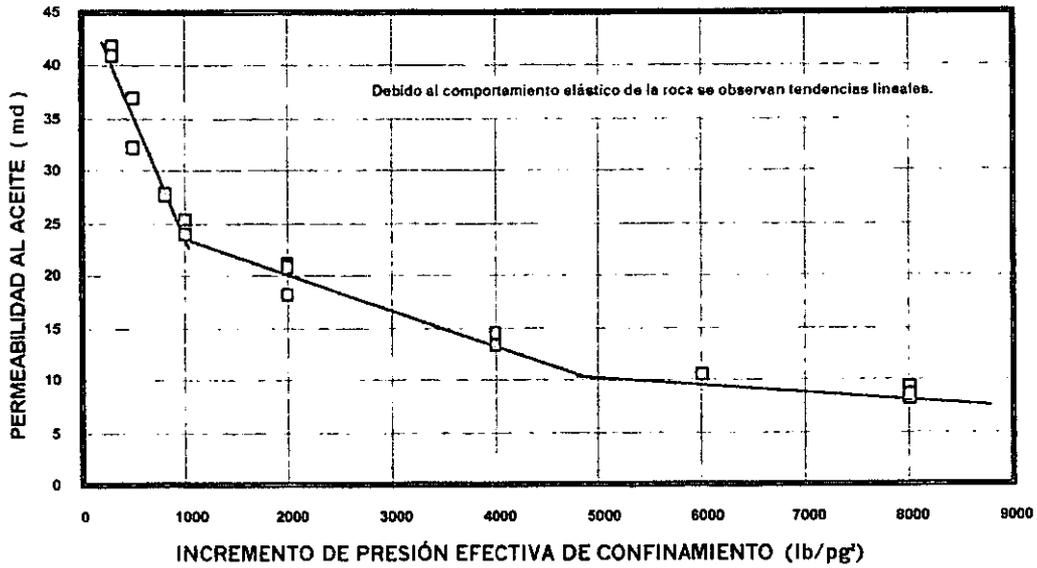


Fig. 13a Contraste entre permeabilidades predominantes de fractura y de matriz, medidas con aceite sin necesidad de dañar la muestra.

**PERMEABILIDAD ABSOLUTA AL ACEITE**  
**POZO ABKATUN 2121 NÚCLEO 1 MUESTRA 23**

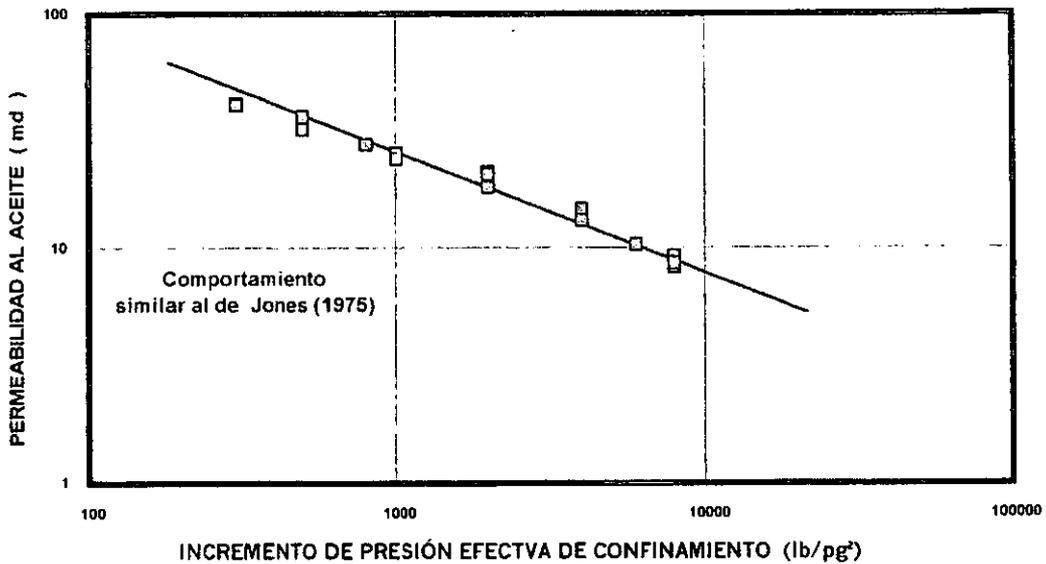


Fig. 13b Comportamiento de las permeabilidades de fractura y de matriz, medidas con aceite sin necesidad de dañar la muestra. Jones (1975)



Considerando, un sistema de porosidad secundaria tiene permeabilidades notablemente mayores que uno de porosidad primaria (hasta por varios ordenes de magnitud), se deduce que la distribución de su espacio poroso tiene mayor continuidad de espacios libres para el flujo. Por lo anterior al irse comprimiendo una muestra de roca que es elástica en pasos sucesivos, cada sistema de porosidad se opone a reducir su espacio libre de flujo de manera diferente, lo que causa que al medir su porosidad y permeabilidad a la muestra, se obtengan varios comportamientos lineales de cada propiedad, con un efecto predominante de cualesquiera de los dos tipos de porosidad, primaria o secundaria.

Al inicio de la compresión, los conductos elásticos de flujo se reducen notablemente de un paso a otro de compresión, hasta que se cierran totalmente al flujo, definiendo comportamientos lineales de porosidad y/o permeabilidad con efecto predominante de fractura como función del esfuerzo efectivo, rectas que tienen valores altos en su pendiente. Pero a partir de cierto valor de dicho esfuerzo efectivo, los conductos de la porosidad secundaria se han cerrado lo suficiente para comportarse en forma semejante o menos significativa que los conductos de la porosidad primaria, pasando a formar parte de ella como señaló atinadamente Lorenz (1999). Esta reducción de pendiente puede ser gradual, pudiéndose definir comportamientos de transición entre ambos extremos de comportamientos lineales, previamente discutidos para ambos tipos de porosidad.

Como se discutió con anterioridad cuando la roca es naturalmente fracturada, los comportamientos de porosidad y permeabilidad en función de la presión de confinamiento efectivo, definen varias relaciones aproximadamente lineales (considerando la elasticidad de la roca) para los diferentes efectos predominantes, es decir, una para fracturas principales, una o dos para fracturas secundarias y la última para la matriz, con intervalos de transición entre ellos. Estos comportamientos lineales se diferencian por el cambio de pendiente de uno a otro, correspondiendo el de mayor pendiente de ellos a las fracturas principales, la pendiente intermedia a las fracturas secundarias y la más pequeña a la de matriz. Es decir para una muestra naturalmente fracturada se pueden definir uno o varios comportamientos lineales, dependiendo de las características estructurales de su espacio poroso.



### 3.3.2 INVESTIGACIONES PRELIMINARES

En los párrafos siguientes se mencionan otras investigaciones y experiencias de otros autores, que en conjunto apoyan la hipótesis y criterios aplicados en este laboratorio y plasmados en esta tesis para la realización de las determinaciones de las propiedades petrofísicas de rocas naturalmente fracturadas.

#### **Antecedentes de pruebas in-situ y de laboratorio**

Se estudian las condiciones y experiencias enunciadas a continuación, empleando muestras grandes o de diámetro completo, de roca de yacimientos naturalmente fracturados (fracturas y vórgulos intercomunicados), para simular en el laboratorio el comportamiento de las propiedades petrofísicas, considerando la variación del esfuerzo efectivo de compresión existente en el subsuelo, originado por la presión de sobrecarga y por la reducción de la presión de poro durante la explotación del yacimiento

Hubbert (1945) indica que la resistencia efectiva de fractura de una formación con gran extensión horizontal, como la de un yacimiento es nula. Es sabido que para todas las formaciones productoras, el esfuerzo vertical o de sobrecarga en estado de equilibrio es de  $1 \text{ (lb/pg}^2\text{)/pie}$  de su profundidad. Skopec (1991) considera que las fracturas naturales reducen o relajan los esfuerzos tectónicos. Nelson (1981) y Scoper(1991) comentan que en un punto dado de un yacimiento, en el interior de la corteza terrestre, los esfuerzos principales son diferentes; el vertical y dos horizontales perpendiculares entre sí.

Harrison (1954) supone que para condiciones elásticas, la corteza terrestre se aproxima al estado ideal de esfuerzos, cuando los esfuerzos principales horizontales son iguales y éstos son función de la presión de sobrecarga y de las propiedades del material de la roca. Además señala que la corteza terrestre es estable en un amplio rango de relaciones de esfuerzos. Una región estable está limitada por las condiciones de fallas normales, para las cuales se aproxima al estado idealizado. Las fallas normales ocurren cuando uno de los esfuerzos horizontales disminuye del valor ideal, y continúan ocurriendo hasta que la relación de esfuerzos regresa al estado idealizado. La región estabilizada también está limitada por las condiciones de fallas inversas, las cuales ocurren cuando uno o los dos esfuerzos horizontales exceden el esfuerzo vertical, pero en este tipo de falla las condiciones de esfuerzo regresan únicamente a sus respectivos límites de estabilidad.



Harrison presenta dos formas para determinar el esfuerzo horizontal  $S_H = S_3$ , para rocas sedimentarias, en una forma se calcula con la ecuación de elasticidad  $S_H = \frac{\mu}{1-\mu} S_z$ , obteniendo valores de 0.22 a 0.37 (lb/pg<sup>2</sup>)/ pie de su profundidad, para relaciones de Poisson,  $\mu$ , entre 0.18 y 0.27 y en la otra forma, es con la función  $S_z / S_H = (1 + \sqrt{1 + f^2})^2$  donde el coeficiente de fricción interna  $f$ , es de 0.7 para rocas resistentes y de 0.3 para rocas suaves como lutitas, arcillas y arenas no consolidadas obteniéndose valores del esfuerzo horizontal de 0.27 y 0.55 (lb/pg<sup>2</sup>) / pie de su profundidad.

Skopec (1991) comenta que para determinar la magnitud del estado de esfuerzos y la orientación in-situ del menor esfuerzo horizontal, es necesario realizar pruebas con microfracturas en la zona de interés y tomar núcleos orientados de la porción de roca con la microfractura. **En sus evaluaciones considera que el plano de fractura es perpendicular al menor esfuerzo efectivo horizontal y su valor in-situ es la presión de cierre instantáneo medida durante la prueba de microfracturamiento.**

Para evaluar la diferencia entre los esfuerzos principales efectivos de compresión, Nelson (1981) presentó varias figuras con datos de bastante interés en la figura 14 que presenta la correlación de Howard y Fast (1970), en la cual, se relaciona el cociente de los esfuerzos totales de compresión, el horizontal entre el vertical en función del correspondiente cociente de esfuerzos efectivos (esfuerzo total menos presión de poro), suponiendo para algunos casos cuando no se dispone de ella, que la presión de poro es la hidrostática. Esta correlación es una línea recta, la cual se enriqueció con otros tres puntos, que caen precisamente sobre la recta antes mencionada, dos puntos promedio determinados de Harrison (1954), uno alto y otro bajo cerca del límite inferior, otro punto promedio se obtuvo de la tabla presentada por Daneshy y cols (1984). Una observación importante es el valor de la ordenada al origen de esta correlación, que es igual a una relación de esfuerzos de compresión totales de 0.5, cuando el esfuerzo de compresión efectivo horizontal es cero.



### CORRELACIÓN ENTRE COCIENTES DE ESFUERZOS TOTALES CON EFECTIVOS

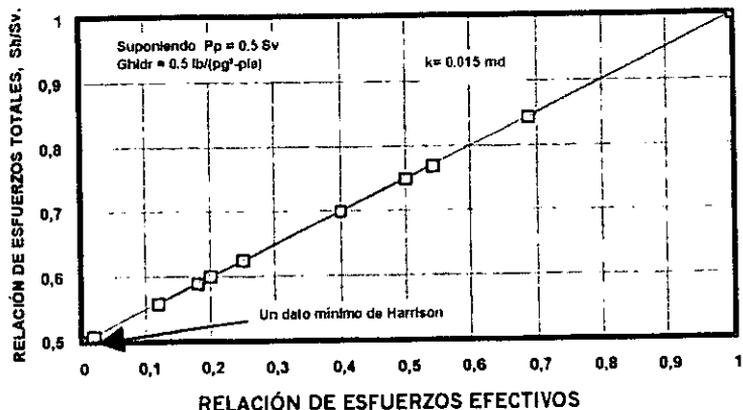


Fig. 14 Correlación entre las relaciones (horizontal/vertical) de esfuerzos totales con esfuerzos efectivos. Datos recopilados por Howard y Fast (1970) de Bredehoeft y col (1976), Mcg y Gay (1978), Freidman y Heard (1974) y Daneshy y col (1984), Harrison y col (1954).

En la figura 15, correspondiente a la 3 de Nelson (1981), se presentan varios comportamientos en líneas rectas de Howard y Fast (1970), que relacionan el esfuerzo de compresión vertical efectivo en función del esfuerzo promedio, teniendo cada línea recta un parámetro, el valor del cociente del esfuerzo efectivo horizontal entre el vertical, haciendo notar que el cociente de 0.2 es la relación típica de esfuerzos de las rocas de los yacimientos de hidrocarburos pero que puede variar de 0.2 a 0.4.

### RELACIÓN ENTRE ESFUERZOS EFECTIVOS VERTICAL Y PROMEDIO

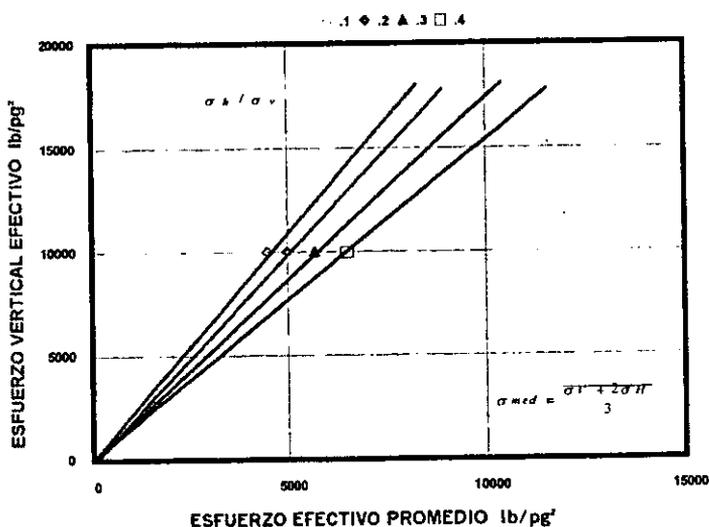
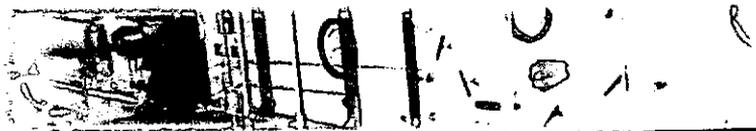


Fig. 15 El comportamiento lineal de relación de esfuerzos horizontal a vertical de 0.2 lo cumple la mayoría de las rocas de los yacimientos



En la figura 2 del trabajo de Nelson (1981) se presentan tres conjuntos de comportamientos de pruebas mecánicas uniaxiales (con roca homogénea o matriz), del esfuerzo efectivo vertical en función del cociente del esfuerzo efectivo horizontal entre el vertical, presentadas por Rigert (1980); de entre estos tres conjuntos, se seleccionó el conjunto de las areniscas, mostrado en la figura 16, estimando que la dolomía de la Brecha Paleoceno se puede aproximar bastante en su elasticidad y fragilidad, en la porción inicial o parte inferior de este conjunto, con esfuerzos verticales efectivos menores de 50 Mpa (7200 lb/pg<sup>2</sup>), cuya relación de esfuerzos horizontal a vertical varía de 0.1 a 0.2, que corresponde a un esfuerzo horizontal de la décima parte del esfuerzo vertical.

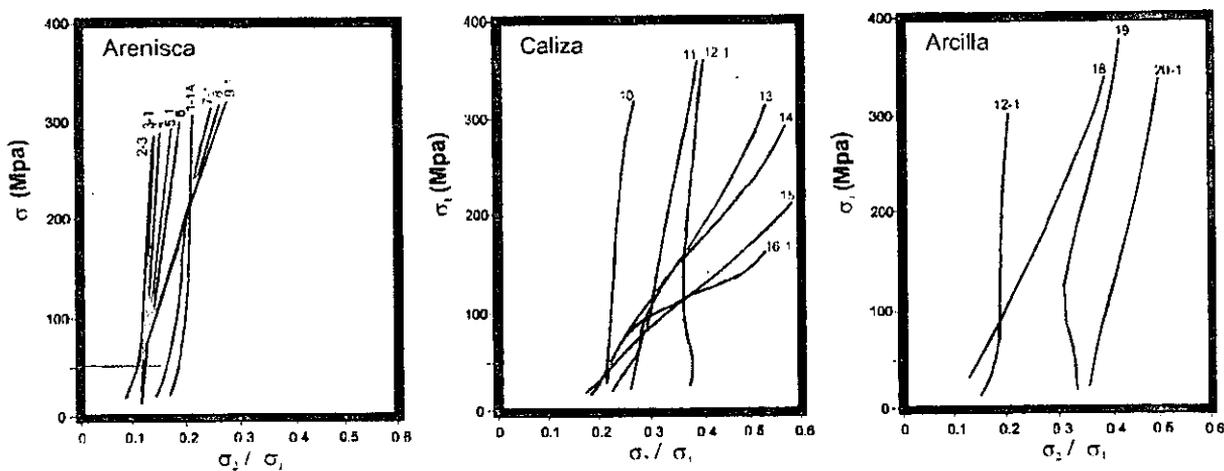


Fig. 16 Comportamientos del esfuerzo vertical, en función del cociente de los esfuerzos horizontales entre el vertical, en pruebas de deformación uniaxial con muestras de areniscas elásticas, calizas y arcillas. Rigert (1980).

### *Consideraciones Interesantes de la región en estudio*

La fuente principal de muestras para este estudio son los yacimientos más importantes de la formación Brecha del Paleoceno de la Sonda de Campeche, los cuales se consideran naturalmente fracturados; debido a que la producción de aceite es muy alta, existe interferencia de presión entre pozos muy lejanos, la permeabilidad de la roca es del orden de 18 darcys y durante la perforación de los pozos (de la cima del yacimiento hasta la profundidad total de los intervalos productores) el control de presión del yacimiento se



ha realizado con un nivel de agua profundo, reponiéndose continuamente el agua, porque ésta se pierde dentro del yacimiento. Por otra parte, las muestras de roca son elásticas, compuestas de clastos grandes algunas veces fracturados de muy baja permeabilidad, cementados con caliza dolomitizada en la cual se alojan fracturas, canales de flujo y la mayoría de los vórgulos, que varían de tamaño en varios ordenes de magnitud, desde microvórgulos hasta macrovórgulos, además regionalmente, existen grandes fallas en la cuenca que contiene el yacimiento.

Con base en lo anterior, es muy probable que inicialmente estos yacimientos se encontraban dentro de un rango de equilibrio, cercano al estado ideal de esfuerzos, con un esqueleto de porosidad secundaria interconectado, por lo que posiblemente la presión soportada por la roca durante la perforación fue mínima, suficiente únicamente para soportar una columna de agua, equivalente a la presión de los hidrocarburos en el yacimiento, por lo que se supone que el esfuerzo total original de compresión horizontal menor se aproxima a la presión del fluido contenido en la roca.

### 3.3.2.1 HIPÓTESIS

Considerando que los esfuerzos tectónicos residuales en los yacimientos de la Sonda de Campeche han sido relajados, porque la roca es naturalmente fracturada o sea que el área se encuentra en equilibrio y con base en todo los trabajos y observaciones mencionadas anteriormente, *se supone que el esfuerzo efectivo de compresión horizontal menor original es cero, en tanto, que el vertical se determina de la diferencia entre la presión producida por el peso de sobrecarga menos la presión original de poro del yacimiento.*

Con base en esta suposición se simula el esfuerzo efectivo de confinamiento, principalmente el horizontal, aplicándole a una muestra una presión de confinamiento hidrostática, que varía desde cero para el esfuerzo de confinamiento de compresión efectivo horizontal original ( $p_{yin} - p_{yin} = 0$ ), hasta la presión de abandono del yacimiento ( $p_{yin} - p_{abn}$ ) y para simular el esfuerzo de confinamiento efectivo vertical, aplicándole a una muestra una presión de confinamiento hidrostática, que varía desde la diferencia del peso de sobrecarga menos la presión original de poro ( $p_{sc} - p_{yin}$ ), hasta la diferencia del peso de sobrecarga menos la presión de poro de abandono del yacimiento ( $p_{sc} - p_{abn}$ ). Por lo que una reducción de la presión del yacimiento al inicio de su explotación, se simula con un ligero incremento de la presión hidrostática, lo que redundará en una reducción de la porosidad efectiva y de la permeabilidad en la dirección horizontal de la porosidad secundaria



principalmente (como cerrar las fracturas), en tanto que en la dirección vertical tiene poco interés y efecto, porque el incremento de esfuerzo en esta dirección causa una deformación menor, ya que ha sido experimentada anteriormente por la formación productora antes del núcleo en forma definitiva, porque estuvo sometida al peso de sobrecarga a través de un tiempo geológico.

### 3.3.3 SIMULACIÓN DE ESFUERZO EFECTIVO

Para simular las condiciones de esfuerzos horizontal y vertical y medir alguna de las propiedades petrofísicas a una muestra, se empleó el concepto generalmente más empleado del esfuerzo efectivo de compresión; definido como la diferencia de la presión de compresión correspondiente al peso de sobrecarga, menos la presión de yacimiento, que varía desde la presión original hasta la de abandono, considerando la presión media como la del yacimiento.

Donaldson y cols. (1987), Jones (1975), Van der Knaap (1959), Gobran y cols. (1981), indican que el comportamiento de la permeabilidad y el de la porosidad es **función de la presión efectiva de confinamiento** y no los valores de la presión de sobrecarga, ni la presión de poro.

En los trabajos realizados para esta tesis, se simula el esfuerzo efectivo sometiendo la muestra a una presión exterior de confinamiento mínima y una presión de poro interior cercana a la atmosférica, para medir la porosidad efectiva y con una presión de poro superior a ésta para producir flujo y medir la permeabilidad; posteriormente se incrementa la presión de confinamiento y se miden nuevamente estas propiedades con la misma presión de poro, continuando de esta forma si así se desea hasta alcanzar la presión de confinamiento vertical del yacimiento. Este procedimiento presenta la gran ventaja de que la deformación total que se ocasiona a la roca se estabiliza rápidamente, además de que se opera con mayor seguridad el equipo empleado para determinar estas propiedades petrofísicas. La presión efectiva de confinamiento es la diferencia entre la presión de compresión aplicada a la muestra menos la presión de poro (cero) para flujo en la muestra, comparándola con la caída de presión en el yacimiento. Pero si la deformación es causada variando la presión de poro, la deformación es muy localizada o sea, que la deformación se ejerce por los canales de flujo, que inicialmente es insignificante y requiere de mucho tiempo para evidenciar su efecto.



### 3.3.3.1 TIPOS DE FLUJO

Para que un conjunto de elementos de porosidad secundaria influya notablemente en el flujo de un medio poroso, es necesario que este cruce toda la muestra, es decir que el flujo debe ser en paralelo con el medio poroso, de acuerdo a lo mencionado por Craft (1968).

Para flujo en serie la caída de presión del sistema es igual a la suma de caídas de presiones en las diferentes partes que componen el sistema de flujo :

$$p_1 - p_n = (p_1 - p_2) + (p_2 - p_3) + (p_3 - p_4) + \dots + (p_{n-1} - p_n)$$

Substituyendo la ecuación de Darcy y simplificando se obtiene :

$$k_{med} = \frac{\sum L_i}{\sum \frac{L_i}{k_i}}$$

En tanto que para flujo en paralelo, el gasto del sistema es la suma de los gastos individuales de cada estrato:

$$q_t = q_1 + q_2 + q_3 + \dots + q_n$$

Substituyendo la ecuación de Darcy y simplificando se obtiene:

$$k_{med} = \frac{\sum k_i h_i}{\sum h_i}$$

Para un sistema en particular, con base en sus dimensiones se tiene;

Para flujo en serie:

$$k_{med} = \frac{1}{\sum \frac{1}{k_i}} = \frac{1}{\frac{x}{k_f} + \frac{L-x}{k_m}} \quad (24)$$

Para flujo en paralelo:

$$k_{med} = \sum k_i = k_f + k_m \quad (25)$$



En la expresión para flujo en serie el efecto de la alta permeabilidad del sistema fracturado se minimiza y para flujo en paralelo el de dicho sistema es predominante. Para condiciones de flujo en paralelo, cuando la permeabilidad de fracturas es cercana a la de la matriz, éstas se comportan como si fueran una parte de la matriz, por lo que la permeabilidad de matriz es predominante.

### 3.3.4 PRUEBAS MECÁNICAS EN EL LABORATORIO

Con las pruebas mecánicas de laboratorio se simulan los esfuerzos que soporta la roca en la corteza terrestre, como el esfuerzo de sobrecarga, los esfuerzos horizontales y tectónicos residuales, pudiendo medirse los cambios en las características de la roca en el subsuelo que causan estos esfuerzos, tales como los cambios en las propiedades de flujo de la roca, causados por la deformación de la estructura porosa.

Stearns y Friedman (1972) describen el comportamiento de rocas sedimentarias como las areniscas, dolomías, calizas, que son frágiles o quebradizas, y las características de deformación de la roca, cuando se incrementa su ductibilidad, definiendo los tipos de fracturas que se forman, su relación geométrica; además discuten el procedimiento de medición en el laboratorio.

Handin y Hanger (1956) describen la forma de simular en el laboratorio el comportamiento mecánico de la roca, conforme se incrementa su profundidad o presión de sobrecarga, señalando las pruebas mecánicas de medición más comúnmente empleadas y las diferencias entre ellas, principalmente de **la hidrostática, la triaxial, y las de deformación uniaxial y de roca sedimentaria**, en las cuales, las muestras generalmente se cubren lateralmente con una manga impermeable y flexible y sus extremos con dos tapas, que las aíslan del fluido que las comprime, previamente a su colocación dentro de la celda de compresión. Para estas pruebas generalmente se emplean muestras de roca pequeñas, tipo tapón, de porosidad primaria u homogénea.

**Prueba Hidrostática:** Nelson (1981) señala que esta prueba es la más antigua y la más empleada para simular el estado de esfuerzos en el subsuelo, aplicados a una muestra una presión de confinamiento idéntica en todas direcciones para una temperatura dada, midiéndose frecuentemente propiedades petrofísicas de la roca, tales como porosidad, permeabilidad, compresibilidad, velocidad sónica, etc. Este tipo de prueba se aplica a la muestra en varios pasos de incrementos de presión de confinamiento, midiendo en cada uno de ellos los parámetros petrofísicos antes mencionados.



**Prueba Triaxial:** Nelson (1981) y Handin (1957) explican la forma de realizar una prueba de compresión triaxial, aplicada a muestras pequeñas de arenisca, anhidrita, dolomía, caliza, mármol, lutitas y arcilla; esta prueba es similar a la anterior, dado que en este caso la muestra recibe la presión de confinamiento hidrostática sólo lateralmente y en la dirección del eje de la muestra la carga axial, que se inicia con la presión de confinamiento, posteriormente la carga axial se incrementa ligeramente para cada intervalo de tiempo, obteniéndose curvas que relacionan la deformación lateral y el desplazamiento vertical, contra el incremento o la magnitud total de la carga axial aplicada. Durante los intervalos de tiempo de espera, previos a los incrementos de la carga axial, se pueden medir las propiedades petrofísicas. Keelan (1982) señala que estas pruebas son generalmente realizadas en muestras tipo tapón, de roca homogénea o porosidad primaria, sin considerar las heterogeneidades de la porosidad secundaria.

**Prueba de Deformación Uniaxial:** Nelson (1981) menciona que la prueba de deformación uniaxial es similar a la anterior, pero en esta ocasión la presión de confinamiento lateral se incrementa junto con la carga axial, de tal manera que la deformación horizontal tienda a cero, obteniendo como resultado curvas que relacionan el desplazamiento vertical, con la magnitud de la carga axial aplicada. En los intervalos de tiempo de espera, entre los incrementos de esfuerzos empleados en la prueba también se pueden medir las propiedades petrofísicas.

**Prueba de Deformación de una Roca Sedimentaria:** Van Golf Racht (1982) y Stearns y Friedman (1972). Esta determinación es una prueba triaxial pero de extensión, en la cual el esfuerzo mayor es la presión de confinamiento, que simula el esfuerzo vertical o presión de sobrecarga y el esfuerzo axial, iniciándose con el valor del esfuerzo vertical, después reduciéndose lentamente. Este procedimiento es aplicado a una muestra compuesta por una capa de roca frágil como arenisca o dolomía colocada entre dos rocas más deformables, como caliza y/o lutita, la cual se deforma y absorbe parte de la carga de deformación, fracturándose en pequeñas porciones, obteniéndose una roca mucho más permeable que las dos que la rodean.

Este fenómeno previamente descrito pudo haber sucedido en los períodos de deformación del paquete de estratos del que forma parte la Brecha del Paleoceno; la capa frágil que se encuentra entre la caliza arcillosa de la roca sello y la caliza del Cretácico, se comporta como una arenisca de granos grandes (los clastos son hasta de varios centímetros de diámetro), fracturándose durante las deformaciones locales del área, dando como resultado una capa fracturada con gran movimiento de agua mineralizada, con depositación, disolución,



con gran dolomitización, muy intensa en el cementante y raquílica en la forma mostrada en clastos. Por ejemplo en la interpretación tomográfica de la figura 17, se pueden observar clastos en trozos, por haberse fracturado y espacios de fractura que fueron rellenados con cementante dolomitizado.

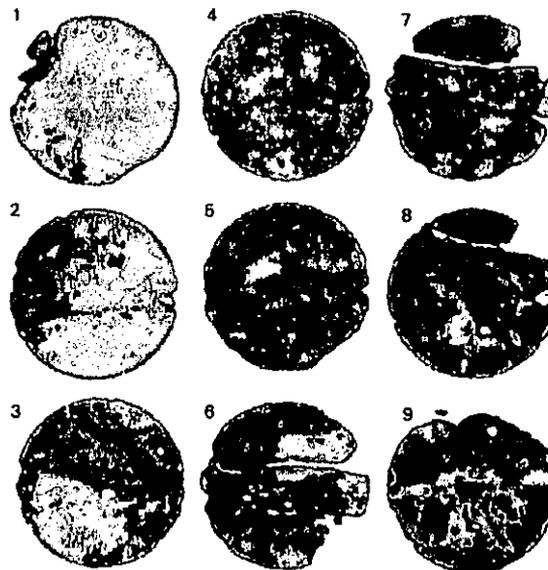


Fig. 17 Esta tomografía, presenta la porosidad secundaria (fracturas y vóculos) de la muestra 20 del núcleo 1 del pozo Abkatún 2121 de la formación Brecha Paleoceno. IMP. (1993)

Aguilera (1980) menciona el principio de dilatación de las rocas en el proceso de acumulación de hidrocarburos; es decir cuando una roca se fractura por efecto de fuerzas tectónicas y de cuerpo, los fluidos que contiene o están en la vecindad inmediata de ella, invaden de inmediato el espacio vacío que se produce dentro de la fractura.

Hafner (1951) señala que al fracturarse un estrato, los esfuerzos tectónicos se reducen notablemente en la dirección perpendicular a la fractura, además la capa de roca continúa fracturándose lejos de las fracturas iniciales, hasta donde las fuerzas tectónicas existan, las fuerzas cesen o alcancen la frontera de la capa. Después de fracturarse la roca, el espacio dentro de las fracturas se satura con los fluidos que contiene el estrato y los esfuerzos horizontales que soportan las porciones de estrato entre fracturas, se deben únicamente a la presión ejercida por el fluido. Para el caso de estratos profundos naturalmente fracturados, el esfuerzo horizontal que soporta la roca es la presión ejercida por el fluido. Esta presión horizontal es mayor cuando las fracturas se cierran, debido al incremento de fuerzas tectónicas por algún suceso geológico.



### 3.3.5 ESTADO DE ESFUERZOS EFECTIVOS DE COMPRESIÓN

Hafner (1951) y Nelson (1981) señalan que en la naturaleza, el estado real de esfuerzos que actúa en los estratos del subsuelo es anisotrópico; esto se confirma al analizar los datos de fracturamientos hidráulicos realizados en pozos, de datos aportados por el análisis de elasticidad de roca y por las pruebas de laboratorio de mecánica de roca, las cuales simulan principalmente la variación del peso de sobrecarga de las capas que le sobreyacen. Sin embargo, la simulación del estado de esfuerzos en el subsuelo con presión hidrostática, que es un estado de esfuerzos isotrópico, mediante algunas consideraciones que se enunciarán a continuación es representativa, con las ventajas de ser de manejo simple, económico para su empleo y además es muy útil para establecer comportamientos de las características de la roca.

Nelson (1981) presenta en las figuras 4-7 una gran semejanza entre los comportamientos de permeabilidades, la característica más sensible de una roca, en función del esfuerzo máximo y los promedios de pruebas de deformación uniaxial, triaxial e hidrostática, entre las cuales, los valores de permeabilidad son del mismo orden, siempre y cuando las pruebas de deformación se realicen en la porción de comportamiento elástico de la roca; en la figura 18 se muestra una de estas comparaciones de comportamientos de permeabilidad, considerando que el esfuerzo medio lo define como:  $\bar{\sigma} = \frac{\sigma_V + \sigma_H}{2}$ .

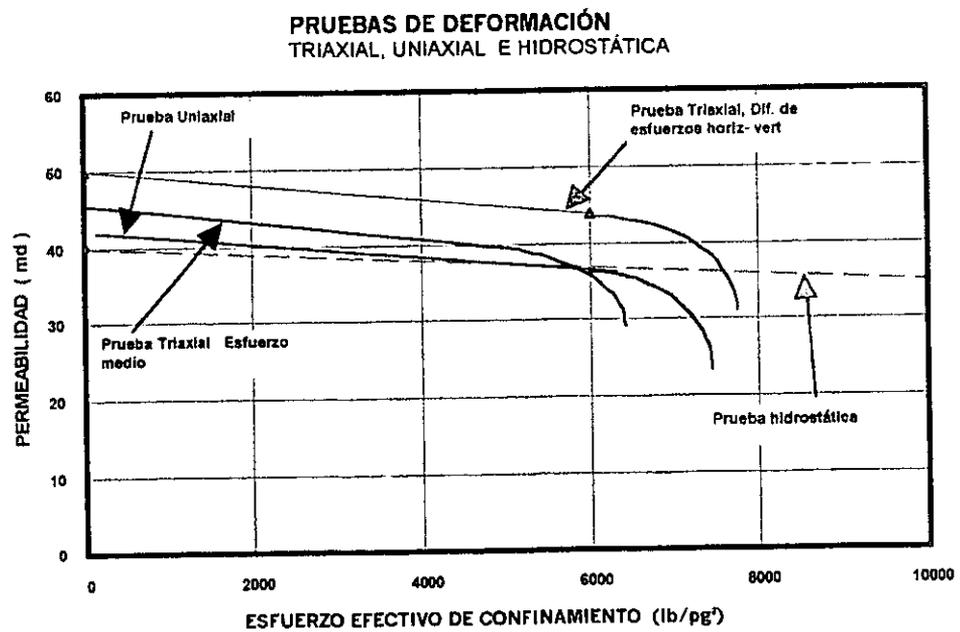


Fig. 18 Se observa la similitud de permeabilidades obtenidas utilizando los métodos de deformación hidrostática, triaxial y uniaxial. Nelson (1981)



### 3.3.5.1 ESFUERZO EFECTIVO VERTICAL

El esfuerzo efectivo vertical de compresión de un estrato (Nelson, 1981), se determina sumando los productos de la densidad, por el espesor de cada capa que sobreyace al estrato o con el producto de la densidad media de todas las capas, por el espesor total de ellas, menos la presión de poro en el estrato.

### 3.3.5.2 ESFUERZO EFECTIVO HORIZONTAL

Según Nelson (1981) el esfuerzo efectivo horizontal de compresión de un estrato ( $\sigma_H$ ), se define como la diferencia entre el esfuerzo de compresión horizontal total menos la presión de poro del estrato en consideración. Actualmente el esfuerzo total horizontal se determina empleando varios métodos; por medio de pruebas de pozo, calculado con funciones derivadas del análisis de elasticidad de la roca y mediante pruebas mecánicas de roca. A continuación se describen a grandes rasgos los métodos empleados para determinar el esfuerzo efectivo de compresión horizontal.

**Aproximación In-situ:** Durante un fracturamiento hidráulico, el esfuerzo efectivo de compresión horizontal, se estima por la diferencia entre la presión de cierre instantáneo de pozo menos la presión de poro en el estrato. De un gran número de fracturamientos en varios campos se ha concluido que el valor promedio para la relación de esfuerzos efectivos horizontal a vertical para la gran mayoría de las rocas sedimentarias es de 0.2, pero aún más general, varía entre 0.2 y 0.4.

**Aproximación de funciones Analíticas:** Nelson (1981) concluye que a partir del análisis de elasticidad de la roca, por medio del uso de la relación de Poisson  $\gamma$ , se puede determinar la naturaleza anisotrópica de un estrato. La expresión analítica para determinar el esfuerzo de compresión efectivo horizontal en función del vertical, presentada por Gray y cols. (1963) y Hubbert y Willis (1972), empleando la relación de Poisson es la siguiente:

$$\sigma_H = \frac{\gamma}{1-\gamma} \sigma_V$$

donde  $\gamma = \frac{\text{deformación transversal}}{\text{deformación longitudinal}}$

Para la relación de Poisson más común de 0.25, corresponde un esfuerzo efectivo horizontal de  $\sigma_H = 0.33 \sigma_V$ , o sea que el esfuerzo horizontal es más pequeño que el vertical.



Rosepiller (1979) determinó con registros sísmicos, una variación de la relación de Poisson de 0.13 a 0.16 en las areniscas del valle de Cotton, de donde el esfuerzo de compresión horizontal efectivo varía de 0.15 a 0.19 del vertical, comprobándolo con los resultados in-situ obtenidos durante los fracturamientos hidráulicos realizados en esa arenisca.

**Aproximación de Laboratorios de Mecánica de Roca:** Nelson (1981) comenta que no puede haber en el subsuelo una deformación substancial de los estratos en el plano horizontal, como consecuencia de la presión de sobrecarga, porque ellos son confinados por otras rocas rígidas, por lo que la relación de Poisson de las pruebas triaxiales, no tiene una aplicación realista, en cambio las pruebas de deformación uniaxial, se aproximan mucho más a las condiciones de esfuerzos en el subsuelo; el autor presenta en su figura 2 un esquema que contiene datos de pruebas de deformación uniaxiales de Rigert (1980) que se efectuaron con muestras de areniscas, calizas y lutitas, como curvas de comportamiento del esfuerzo efectivo axial, en función del cociente de los esfuerzos efectivos horizontal al axial, el cociente varió de 0.1 a 0.6, o sea:  $0.1\sigma_v \leq \sigma_h \leq 0.6\sigma_v$ . Si:  $\sigma_v = 8\ 000\ \text{lb/pg}^2$ ,  $800 < \sigma_h < 3\ 200\ \text{lb/pg}^2$ .

Considerando que la formación Brecha del Paleoceno en la Sonda de Campeche es tan quebradiza o más que las areniscas cuando son deformadas, debido a que está constituida por clastos de caliza compactos ligeramente dolomitizados, cementados con caliza vulgular muy dolomitizada. Por otra parte, la presión de sobrecarga efectiva de sus yacimientos se estima que generalmente es del orden de  $8\ 000\ \text{lb/pg}^2$ , por el rango de profundidad al que se encuentran. Por lo anterior y empleando la figura 16 tomada de Nelson (1981), correspondiente a las areniscas, se estima un rango de variación del cociente de esfuerzos efectivos horizontal a vertical de 0.10 a 0.13, o sea que el esfuerzo efectivo horizontal,  $\sigma_H$ , es menor de  $1\ 000\ \text{lb/pg}^2$ , cuando la roca es homogénea o tipo matriz como se comentó anteriormente, y si se considera además que los yacimientos son naturalmente fracturados, con porciones de estratos separados por fluido, como anteriormente se expuso, el esfuerzo inicial de compresión horizontal efectivo de estos yacimientos debe ser muy pequeño, tendiendo a cero.

Con base en lo anterior, en el laboratorio de la DEPFI se simula la variación de los esfuerzos de compresión efectivos vertical y horizontal, variando los esfuerzos con presión de confinamiento hidrostática, en muestras fracturadas de caliza o con porosidad secundaria. Inicialmente la muestra está sometida a un esfuerzo efectivo de cero, a continuación se incrementa el esfuerzo efectivo de compresión de  $200\ \text{lb/pg}^2$  y se miden el flujo a través de ella, posteriormente al incrementarse el esfuerzo otra vez ligeramente, digamos a  $500\ \text{lb/pg}^2$ ,



ocasiona una gran reducción, principalmente en la dirección horizontal de los canales de flujo, en tanto que en la dirección vertical, este incremento de presión ocasiona un insignificante cambio de flujo, como lo demuestran los cambios de permeabilidad determinados en ambas direcciones. Además, Warpinski (1989) señala que en la dirección vertical las muestras de roca ya han sido deformadas gradualmente por la acción del esfuerzo de sobrecarga, que actuó sobre ellas por un largo periodo de tiempo geológico.

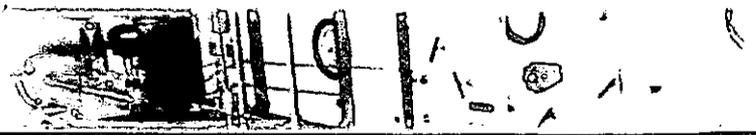
En la historia de perforación de los campos de esta zona, se observa que al penetrarse la formación productora con el pozo lleno de agua se pierde la circulación, reduciéndose notablemente la contrapresión y por reposición continua de agua, se mantiene un nivel suficiente para continuar la perforación y evitar un descontrol del pozo. Además se considera que con la presión inicial del agua en el pozo se pierde la circulación al fracturarse la formación. Por otra parte, considerando que la presión de fractura es mayor que la presión de cierre instantáneo o esfuerzo mínimo horizontal, entonces para roca fracturada, el esfuerzo efectivo horizontal mínimo tiende a cero porque el esfuerzo mínimo tiene al valor de la presión del fluido del yacimiento.

La discusión anterior apoya la representatividad a la determinación de propiedades petrofísicas, cuando se simulan los cambios de esfuerzos en el subsuelo, variando la presión de confinamiento efectiva hidrostática, para simular principalmente su efecto en las propiedades petrofísicas medidas principalmente en la dirección horizontal. **Esta interpretación constituye otra aportación más de esta tesis.**

En las determinaciones realizadas en este laboratorio, de permeabilidad absoluta y porosidad efectivas a diferentes esfuerzos efectivos, el efecto predominante de fractura se presenta generalmente en el intervalo de 0 a 3000 lb/pg<sup>2</sup> del esfuerzo, por lo que el esfuerzo efectivo mínimo considerado en este intervalo, corresponde a la presión inicial del yacimiento.

### 3.3.6 COMPORTAMIENTO DE PERMEABILIDAD

Jones (1975), presenta, los resultados del comportamiento de la permeabilidad en función de la presión efectiva de confinamiento, manteniendo pequeña la presión de poro, prácticamente la atmosférica, empleando muestras de diámetro completo tomadas tanto de afloramientos como de pozos, unas con fracturas artificiales y otras naturales, con permeabilidad de matriz insignificante, a excepción de una muestra con permeabilidad en la matriz que presentó resultados complejos (por lo que no interpretó). La porosidad la calcula a partir de los valores de permeabilidad, comentados con detalle en la sección 3.3.1.



Jones (1975) concluye que el decremento de presión del fluido del yacimiento en el subsuelo, ocasiona un incremento de la presión efectiva de confinamiento y que los efectos de variación de los esfuerzos direccionales influyen en la determinación de la permeabilidad, por considerarse fracturas isotrópicas y por la semejanza que existe entre las pruebas triaxiales y de deformación uniaxial en areniscas consolidadas.

Huskey y cols. (1967) estudiaron por medio de un modelo potenciométrico, el comportamiento de la permeabilidad para un grupo de fracturas verticales, señalando que ésta se incrementa linealmente conforme aumenta la densidad y/o número de fracturas en la dirección de flujo, pero cuando las fracturas son perpendiculares a la dirección de flujo, la permeabilidad no se altera.

Nelson (1977) realizó determinaciones de la permeabilidad absoluta, midiendo permeabilidad al aire corregida por efecto de deslizamiento del gas o de Klinkenberg, en muestras pequeñas de areniscas de la formación Navajo, con fracturas artificiales axiales, con presión de confinamiento efectivo hidrostático de 14.2 a 10 000 lb/pg<sup>2</sup>, obteniéndose factores de deslizamiento para estos núcleos de 0.045 atm. Señala que las fracturas son deformables en la arenisca que estudió, observando de los comportamientos de la permeabilidad con respecto a la presión efectiva de confinamiento, que la permeabilidad de fractura se reduce hasta alcanzar una permeabilidad semejante y menor a la de matriz para niveles altos de la presión efectiva, por lo que la influencia de la fractura deja de ser significativa, principalmente cuando la permeabilidad de la matriz es alta.

Ali y cols. (1987) presentan datos del estudio de comportamiento de permeabilidades horizontal y vertical y de porosidad efectiva, variando la presión efectiva de confinamiento, en muestras tipo tapón de arenisca berea, homogéneas o de porosidad primaria, preparadas para ser mojadas por agua, saturadas con agua destilada y kerosene filtradas y evacuadas. La porosidad se determinó por diferencia de pesos de las muestras saturadas con agua y secas y la permeabilidad absoluta por flujo de agua, y efectivas al flujo de kerosene y agua, variando presiones de confinamiento efectivo de 100 a 6000 lb/pg<sup>2</sup>. Los comportamientos de las permeabilidades absoluta y efectivas en función de la presión efectiva de confinamiento, desde 2000 hasta 6000 lb/pg<sup>2</sup> son líneas rectas de pendiente pequeña, tanto en dirección vertical como en las dos horizontales. Las propiedades de las muestras estudiadas, en la mayor parte del intervalo del incremento de la presión efectiva de confinamiento, presentan un comportamiento lineal con una pendiente pequeña, que caracteriza una roca homogénea, verificado por la baja compresibilidad resultante.



Fatt (1953), presenta un comportamiento similar suavizado de la permeabilidad medida con gas, en función de la presión de confinamiento efectivo con valores hasta de 15 000 lb/pg<sup>2</sup>.

### 3.3.6.1 COMPORTAMIENTO DE PERMEABILIDAD ABSOLUTA COMO FUNCIÓN DE LA PRESIÓN DE CONFINAMIENTO EFECTIVO

Durante el periodo inicial de pruebas en este laboratorio (DEPFI), se observó que **manteniendo prácticamente constantes las condiciones de flujo** (presión de poro, gasto y caída de presión de flujo) para medir la permeabilidad al gas en **muestras elásticas**, se definen comportamientos lineales de permeabilidad al gas en función de la presión efectiva de confinamiento, por ejemplo los mostrados en la figura 12 y la siguiente 19.

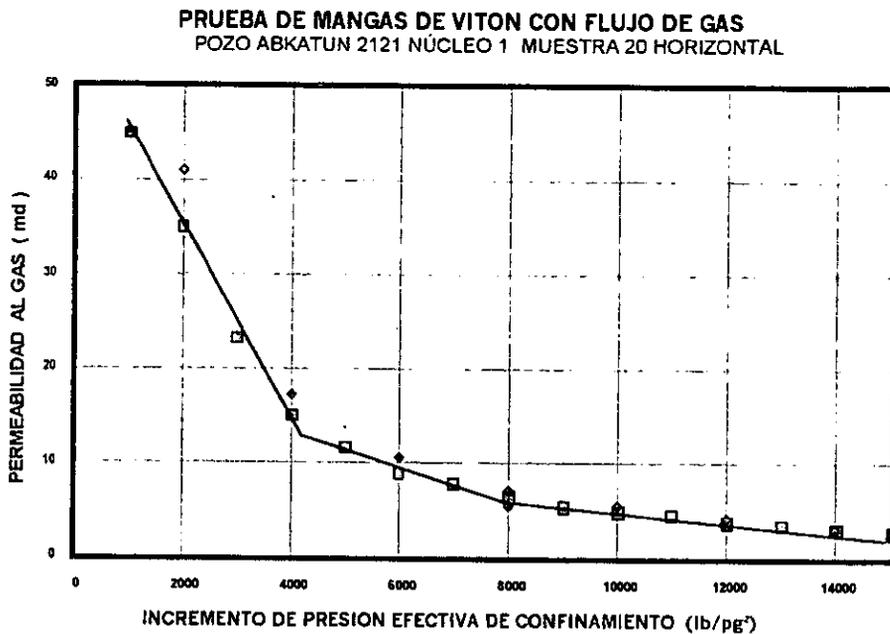


Fig. 19 Comportamiento de la permeabilidad al gas en función de la presión efectiva de confinamiento, manteniendo las condiciones de flujo constante.

Los valores medidos de permeabilidad al gas dependen de varios factores, como son el tipo de gas empleado, el nivel de presión de poro, el gasto de gas, la temperatura de medición, etc.



El comportamiento lineal de la porosidad efectiva, medido en función de la presión de confinamiento efectiva, es similar al de la permeabilidad absoluta, presentando también los tres efectos predominantes; el de la matriz, el de las fracturas secundarias y el de las fracturas principales.

### 3.3.6.2 CONDICIONES DE MEDICIÓN

Durante el período inicial de pruebas, se realizaron mediciones de permeabilidad con gas en una muestra, sin tomar en cuenta los efectos que ocasionan los cambios de las condiciones de medida de un grupo de datos con respecto al otro, como son: el efecto de alta velocidad, las variaciones de la presión de confinamiento efectiva, la presión de poro, la temperatura y/o el gasto, lo que ocasionó grandes variaciones en la permeabilidad considerada como absoluta, determinaciones que se corrigieron únicamente por el efecto de deslizamiento.

Lo anterior llevó al diseño de un procedimiento de mediciones de permeabilidad al gas, de tal manera, que se tenga en cuenta las características diferentes de cada muestra y los efectos de la temperatura, gasto y presión efectiva de confinamiento principalmente. Para cada grupo de mediciones de permeabilidades al gas de cada muestra, se programa un proceso de preparación y medición, con base en las características de la formación geológica a que pertenece, su aspecto general, descripción litológica, dimensiones, así como también, de la información que se desea obtener de ellas, de las dificultades que se esperan y del tiempo probable disponible para realizar el análisis.

Inicialmente se selecciona una muestra y se coloca en la celda de permeabilidades, con todas las precauciones y condiciones necesarias para su funcionamiento, tales como tipo de manga, colocación de malla para la dirección de flujo seleccionada, protección de la manga por irregularidades en la superficie lateral de la muestra, tipo de amarre de la manga con los dispersores, longitud de los termocoples y del serpentín y la selección de transductores de presión y conexiones para la medición. Posteriormente se mide su permeabilidad al gas en las tres direcciones perpendiculares antes señaladas, pero en ocasiones para poder medir la permeabilidad en alguna de las tres direcciones (con notablemente mayor o menor permeabilidad), se requiere cambiar uno de los transductores de presión por el que sea más adecuado, para definirlo es necesario realizar varias mediciones de permeabilidad con diferentes gastos de gas variando del menor al mayor, lo que ofrece la posibilidad de distinguir claramente los efectos de deslizamiento del gas en flujo laminar y el de



alta velocidad.

Cuando se somete una muestra de roca caliza a un cierto cambio de esfuerzo efectivo de compresión hidrostático, éste actúa de inmediato en toda el área exterior de la muestra y comprime todo el volumen poroso de ella, reduciendo sus canales de flujo y alcanzando rápidamente un estado de equilibrio o de flujo estable. En tanto que una variación de la presión de poro, que actúa en sentido opuesto que la de compresión, solo ejerce acción inmediata en el interior de los canales principales de flujo y poco a poco actúa en los canales que los rodean y así sucesivamente, hasta que alcanza todos los canales de flujo de la muestra, con una área inicial de influencia notablemente menor, que aquella que actúa en el exterior, es decir para alcanzar condiciones de equilibrio requiere un período de tiempo grande. Así también para que la presión de poro pueda abrir los poros de flujo y elimine una parte de la reducción existente en los mismos canales de flujo, es necesario que alcance una fracción suficientemente alta del valor del esfuerzo de compresión para poder oponerse a él, dado que es una presión en dirección opuesta al esfuerzo de compresión.

Por lo anterior, el esfuerzo efectivo de compresión se evalúa para dos situaciones, una de ellas es para presiones de poro pequeñas, para el cual el esfuerzo de compresión efectivo es igual a la presión de confinamiento exterior y la otra para el caso de calizas, cuando la presión de poro es cercana o mayor al 50% de la presión de confinamiento exterior; quedando el esfuerzo efectivo de confinamiento igual a la diferencia entre la presión de confinamiento exterior menos la presión de poro y para el caso de las areniscas consolidadas, este porcentaje generalmente es más pequeño y depende de su estado de consolidación.

Asimismo al realizar determinaciones de permeabilidad al gas, para obtener la absoluta, se observó que al reducir la presión de poro paso a paso del 50 % a casi 0 % de la presión de confinamiento, **se obtiene una gran dispersión** en las gráficas de corrección por los efectos de alta velocidad y deslizamiento, aún empleando tiempos de estabilización grandes; por lo contrario, si las mediciones se realizan bajo condiciones de presión de poro crecientes, la dispersión se reduce notablemente. Posiblemente porque la deformación estructural interna del núcleo tenga una tendencia de deformación más intensa, ocasionando que los comportamientos sean menos dispersos y menos sujetos a la apreciación subjetiva de flujo estabilizado del operador impaciente.

Para el caso de areniscas el efecto de alta presión de poro es más notorio, ya que conforme aumenta la permeabilidad de la muestra, la presión de poro actúa más rápidamente y con mayor efectividad.



### 3.4 PRESIÓN CAPILAR

Se define la presión capilar como la diferencia de presiones que actúan en la superficie que separa a dos fluidos inmiscibles que forman una curva, resultante de la tensión existente entre los fluidos dentro del espacio capilar (poroso). Para una determinación aproximada de este parámetro, debe emplearse agua, gas y aceite del yacimiento, en tanto que en el laboratorio habitualmente se emplean mercurio, agua sintética, un aceite mineral estabilizado y gas nitrógeno.

La magnitud de la presión capilar en un medio poroso depende de varios factores: la porosidad, permeabilidad, mojabilidad, tensión interfacial entre fluidos, saturación de fluidos, historia de cambios en saturación y de la distribución del tamaño de los poros.

Morrow (1971) comenta el hallazgo de la existencia de agua inmóvil en los yacimientos que producen aceite limpio: Basándose en el ajuste existente entre las saturaciones de agua determinadas de muestreos de núcleos con lodo base aceite y de las salinaciones irreductibles determinadas de pruebas de presión capilar, esto le permitió concluir la existencia de la diferencia de presión de flujo entre las dos fases agua y aceite, además señaló que generalmente se le da mayor peso a las pruebas realizadas durante un proceso de drene.

Harry (1951), presenta una descripción breve de los métodos clásicos para determinar la presión capilar, entre los cuales se pueden mencionar con tendencia al equilibrio de fases el de restauración de estado y el de inyección de mercurio, y uno dinámico con flujo en régimen permanente. Los resultados obtenidos por medio de estos métodos, son geoméricamente semejantes y algebraicamente proporcionales.

**Método de restauración de estado;** la curva de presión capilar se evalúa midiendo la diferencia de presión que existe entre la presión del aire que se inyecta en la cima de la celda de prueba y el agua sin presión contenida en el fondo de la celda, para diferentes saturaciones de agua. La celda contiene una muestra sobre puesta a una membrana semipermeable, ambas saturadas con agua; la membrana permite solo el paso del agua y separa en dos porciones la celda, la parte superior que contiene muestra y aire y la inferior que contiene agua. El aire desplaza parte del agua que satura la muestra fluyendo a través de la membrana, la saturación de la muestra porosa se determina por el cociente del peso del agua determinado por la diferencia de los pesos de la muestra, cuando está saturada cien por ciento de fluido menos el peso de la muestra estabilizado para la presión de aire aplicada, entre el peso del agua que satura la muestra 100%; este proceso se repite varias veces, para determinar el comportamiento de presión capilar-saturación.



**Método de inyección de mercurio.** Este método es más sencillo y rápido; para su aplicación se somete una muestra pequeña y homogénea con alta presión de vacío, considerando al mercurio líquido como la fase no mojante y los vapores del mercurio junto con el gas residual en la muestra, como la fase mojante. El método consiste en inyectar lentamente el mercurio líquido a la muestra, hasta que cesa su admisión a una presión determinada. La saturación de mercurio se determina por el cociente del volumen inyectado de mercurio entre el volumen de poros de la muestra. Posteriormente se incrementa la presión predeterminada inyectando mercurio de nuevo hasta que deja de admitir; este paso se repite varias veces hasta alcanzar la última presión programada, pudiendo definirse a partir de estos resultados el comportamiento presión capilar-saturación.

**Método dinámico en régimen permanente;** la presión capilar se define como la diferencia de presiones existente entre el agua y el gas en la cara de entrada de flujo, en una muestra porosa colocada en una celda tipo Hassler, con una membrana semipermeable en cada uno de sus dos extremos, en la cual el flujo se mantiene en régimen permanente, considerando condiciones de régimen permanente cuando la diferencia de presiones entre ambas fases es la misma en ambas caras, o sea cuando el gasto de ambas fases es constante. La saturación de la muestra porosa se determina por el cociente del peso del agua, obtenido de la diferencia entre los pesos de la muestra, cuando está saturada 100% de agua inicial, menos el peso de la muestra después de determinar el valor de la presión capilar para un gasto estabilizado de ambas fases, entre el peso del agua inicial que satura la muestra 100%. Repitiéndose el proceso varias veces con diferentes gastos de las fases en cada ocasión, se define un comportamiento de presión capilar-saturación.

Aufrecht y cols. (1957) comentan que para los ingenieros de yacimientos y de producción, la aplicación principal de los comportamientos de presión capilar-saturación (transformados en distribución de la fase mojante en columnas con variación de su saturación), es determinar la distribución inicial de fluidos y su movilidad en el yacimiento; la distribución se refiere a la magnitud de las saturaciones de aceite y agua en equilibrio capilar en todo el yacimiento, como resultado de las propiedades de la roca, de su cercanía al contacto aceite-agua y de su posición en el yacimiento, lo cual es de gran importancia para su explotación y para los cálculos de comportamiento y procesos de recuperación secundaria. La presión capilar se transforma en altura de la columna agua-aceite, usando valores promedio de tensión interfacial, ángulo de contacto y densidades del agua y aceite del yacimiento, tomando como plano de referencia el nivel al cual se obtiene una producción del 100% de agua o aquel en donde la saturación del aceite es 0%.



Esta forma de presentar los datos de la presión capilar en función de la variación de las saturaciones, permite correlacionar la profundidad con datos determinados de núcleos, la permeabilidad al gas, porosidad, saturación de agua irreducible y el corte de agua determinado con permeabilidades relativas.

Arps (1964) presenta una forma de emplear los datos de presión capilar en combinación con las curvas de permeabilidades relativas, para definir la distribución de fluidos en el yacimiento.

Los métodos previamente discutidos para determinar la presión capilar, emplean muestras pequeñas, o sea consideran esencialmente el efecto predominante de matriz, midiendo la presión directamente o a través de algún parámetro físico; algunos requieren tiempos grandes de prueba, o la presión de prueba es pequeña, otros emplean equipo sofisticado siendo difícil la interpretación de los datos registrados o de alto costo y/o riesgo de operación.

### 3.4.1 MEDICIÓN DE PRESIÓN CAPILAR EN RÉGIMEN VARIABLE

Esta es otra aportación más de esta tesis. En este estudio se presenta un método empírico en vías de desarrollo, para determinar la presión capilar en forma dinámica en régimen variable, inyectando una de las fases a gasto constante a una muestra de diámetro completo, la cual aloja en su porción homogénea porosidad secundaria; la presión capilar se define como la diferencia de presiones existentes entre ambas fases en la cara de entrada de la muestra, o sea, la presión de la fase desplazante menos la presión cero de la fase desplazada, corrigiéndola por la caída de presión de flujo en la muestra y la contra presión aplicada al flujo en la cara de salida de la muestra, para mantener el gasto constante de la fase desplazante. La muestra se encuentra sometida a condiciones de laboratorio o de yacimiento, tanto de temperatura, como de esfuerzo efectivo de confinamiento; la saturación de los fluidos se determina por medio del balance de los volúmenes de fluidos producidos de la muestra para cada uno de los intervalos de tiempo.

Para verificación de resultados se dispone de un equipo de pruebas de presión capilar de restitución de estado, que tiene como característica una membrana que alcanza presiones de separación de hasta 300 lb/pg<sup>2</sup>.

Las ventajas que ofrece este método de régimen variable son las siguientes:



1. Se pueden emplear los fluidos del yacimiento; aceite y agua.
2. Se puede determinar la presión capilar a diferentes esfuerzos de compresión efectiva.
3. Se puede determinar la presión capilar a temperatura del yacimiento.
4. Incluye el efecto de la porosidad secundaria.
5. El tiempo de medición es razonable y corresponde al de dos pruebas de desplazamiento.
6. Tiene relación directa con las permeabilidades relativas y flujo fraccional, por realizarse en la misma muestra e idénticas condiciones de prueba.
7. La determinación es directa.

### 3.4.2 EQUIPO DE MEDICIÓN

Para la realización de esta prueba, se emplea el equipo de permeabilidades relativas, previamente discutido anteriormente, por lo que ahora solo se mencionan los nombres de sus módulos principales :

- a) Celda básica de permeabilidad.
- b) Bomba de gasto constante de alta presión.
- c) Separador de fase de alta presión.
- d) Módulo de contrapresión.
- e) Módulo de presión diferencial.
- f) Consola electrónica.
- g) Módulo de adquisición de datos.

### 3.4.3 PROCESO DE MEDICIÓN

Para determinar el comportamiento de la presión capilar-saturación se selecciona una muestra que represente al grupo en estudio, que tenga una permeabilidad absoluta suficiente para que fluyan las dos fases; inicialmente se satura con agua de formación, o con la fase mojante que previamente se haya determinado de acuerdo a su mojabilidad y se prepara para introducirla en la celda básica de permeabilidades, con manga, mallas, etc., finalmente se somete a la presión de confinamiento y temperatura seleccionados para esta prueba.

Una vez estabilizadas las condiciones de prueba de la muestra para esta determinación, se inyecta la fase no mojante con un gasto alto y constante, con objeto de cubrir el mayor rango posible de saturación, registrando la presión de inyección, la diferencia de presión de flujo y el volumen de la fase mojante producido, hasta



circular 10 volúmenes de poros. Posteriormente se inyecta la fase mojante, bajo las mismas condiciones, con registro de los mismos datos y también se circulan 10 volúmenes de poros.

### 3.5 PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO

Pugh y cols (1990), presentaron varias correlaciones de permeabilidad al gas, determinadas con muestra tapón y de diámetro completo, para estimar las permeabilidades de los líquidos a menor costo o simplemente para evitar mediciones de laboratorio de permeabilidades absolutas al agua y al aceite, efectiva al aceite con saturación de agua irreductible y al agua con saturación de aceite residual.

Antes de realizar una de estas pruebas especiales, se seleccionan de entre un grupo de muestras en estudio de un núcleo, pozo o campo, las muestras que presenten algunas características sobresalientes o de mayor interés, generalmente son aquellas que tengan la porosidad y permeabilidad absoluta más altas, o simplemente las muestras que tengan algo sobresaliente; por ejemplo, las que tengan más fracturas, vórgulos o canales de flujo que crucen la muestra de un lado al otro, que sean muestras nativas, preservadas, o con mojabilidad restituida, de un estrato especial o mojadas por aceite.

En esta sección se presenta el comportamiento de flujo de uno y/o dos líquidos, en muestras de diámetro completo, de núcleos de pozos de yacimientos de hidrocarburos naturalmente fracturados, **tanto a condiciones de laboratorio como de yacimiento**, simulando el esfuerzo de compresión efectivo con presión hidrostática y los líquidos con fluidos que tengan propiedades parecidas, o mejor aún, como lo indicó Mungan (1972) con muestras de fluidos del yacimiento.

Otra aportación de esta tesis, corresponde a la realización de desplazamientos de un fluido por otro, generalmente llevados a cabo en la dirección horizontal, porque es la dirección que presenta frecuentemente la mayor permeabilidad absoluta, aplicándole el incremento de presión de confinamiento efectivo correspondiente al efecto predominante de fractura, tomado de los comportamientos de porosidad efectiva y permeabilidad absoluta, en función del incremento de la presión de confinamiento, para determinar propiedades de flujo de líquidos en fractura, objetivo principal de este estudio.



Antes de realizar cualquier desplazamiento con un líquido, para determinar algún comportamiento de alguna propiedad de las muestras, éstas deben prepararse y manejarse con cuidado, saturándolas con los fluidos más recomendables y fijando las condiciones de prueba adecuadas para medir la propiedad deseada.

### 3.5.1 SATURACIÓN DE MUESTRAS CON AGUA DE FORMACIÓN

Las muestras se saturan cien por ciento con agua de formación natural o sintética, empleando un equipo diseñado especialmente con este objetivo. El equipo se describe a continuación.

#### 3.5.1.1 EQUIPO DE SATURACIÓN

El equipo mostrado en la figura 20, consta de dos módulos principales, uno de vacío y otro de compresión, el módulo de vacío consta de una campana, una bomba, un manómetro de vacío, una trampa de vapores, válvulas de control, un depósito de desareamiento de agua, líneas de interconexión y un dispositivo para evaporar hielo seco, cuyos vapores se inyectan a la muestra. El módulo de compresión consta de dos filtros de aire, de una bomba de alta presión, una celda de represionamiento, un regulador de presión, un manómetro, válvulas y líneas de interconexión.

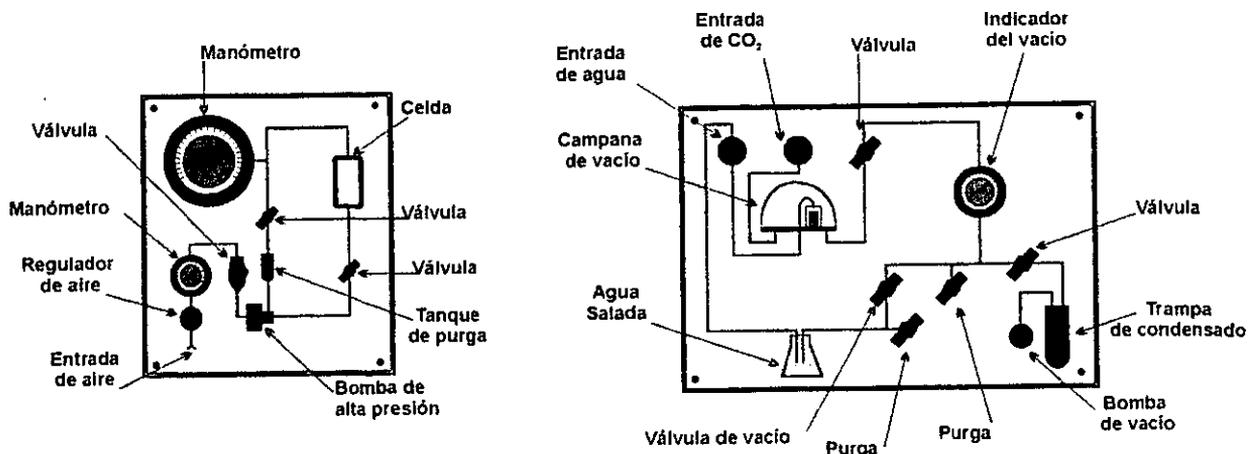


Fig. 20 Diagrama del equipo de saturación de muestras con agua.



### 3.5.1.2 PROCESO DE SATURACIÓN

Para saturar una muestra con agua de formación, ésta se coloca dentro de un recipiente que sea flexible, a su vez el recipiente se coloca abierto dentro de la campana de vacío, en el cual se hace vacío hasta alcanzar una presión aproximada de 20 pulgadas de mercurio; después se llena lentamente de dióxido de carbono hasta alcanzar nuevamente la presión atmosférica, repitiéndose éstos pasos varias veces hasta eliminar totalmente el aire, lo cual se logra debido a que el dióxido de carbono es miscible con el aire y se adhiere a los granos de la roca. Posteriormente se introduce el agua de saturación desaireada hasta llenar el recipiente que contiene la muestra y se continúa haciendo vacío hasta que dejan de surgir burbujas de gas de la muestra, momento en el que se considera saturada.

El recipiente con la muestra saturada bajo condiciones de vacío, se rellena de agua y tapado se coloca dentro de la celda de compresión, la cual se llena de aceite completamente y se somete a presión hasta que se alcanzan 5000 lb/pg<sup>2</sup>, pero debido a que la muestra sometida a esta presión aún continúa aceptando agua, la presión se reduce por lo que es necesario elevar la presión de la celda hasta que se mantenga en las 5000 lb/pg<sup>2</sup> de presión. Como resultado del proceso anterior, la muestra queda con la saturación de agua máxima posible, que es un porcentaje bastante alto de la porosidad efectiva, quedando lista para medirse su permeabilidad absoluta con agua de formación.

### 3.5.2 PERMEABILIDAD ABSOLUTA AL AGUA DE FORMACIÓN

La permeabilidad absoluta de un medio poroso fluyendo agua, se determina con base en la ley de Darcy, cuando el medio poroso se encuentra saturado 100% de agua y fluye bajo régimen permanente. Para medir esta propiedad al líquido, se considera que el agua de formación es incompresible y que el gasto, la viscosidad y las dimensiones de la roca son constantes. Esta determinación se inicia y se termina con la muestra saturada 100% del líquido. La expresión empleada es la siguiente:

$$k = \frac{q_l}{p_1 - p_2} \frac{4\mu_l L}{\pi d^2} \quad (23)$$



### 3.5.2.1 EQUIPO DE MEDICIÓN

Para realizar esta determinación se interconectan los mismos módulos del equipo empleado para medir permeabilidad al gas, solo que en esta ocasión el suministro de fluido, se realiza con una bomba de gasto constante de alta presión, o un acumulador de alta presión. Ambos equipos desplazan un volumen de 500 cm<sup>3</sup>, y operan con presiones hasta de 10 000 lb/pg<sup>2</sup>; el gasto de la bomba varía de 0.00025 a 0.25 cm<sup>3</sup>/seg.

### 3.5.2.2 PROCESO DE MEDICIÓN

La muestra saturada con agua se coloca en la celda básica de permeabilidades, con su manga, mallas adecuadas para la dirección de flujo deseada y dispersores, conectados a la tapa de la celda, la cual se conecta con el módulo diferencial, al de contra presión, al transductor de presión de poro y a la bomba de gasto constante, con las mismas precauciones y en forma semejante que para el caso de la medición de la permeabilidad al gas.

Para medir la permeabilidad de una muestra, el flujo del líquido se mantiene en régimen permanente por un periodo suficiente de tiempo, pero si se presenta una variación de la permeabilidad causada por obstrucción, reacción roca-líquido o apertura de los canales de flujo, se continúa con la medición de la permeabilidad al líquido, hasta que se estabiliza el flujo; estas medidas generalmente definen un comportamiento del flujo en función del tiempo o del volumen de líquido circulado. Con las permeabilidades estabilizadas al líquido, medidas para varios incrementos de presión de confinamiento efectivo, se determinan las porciones lineales rectas que definen los comportamientos con efectos predominantes de matriz y de fractura.

### 3.5.3 PERMEABILIDAD EFECTIVA AL ACEITE

La permeabilidad efectiva al aceite de una muestra, se mide después de desplazar el agua por aceite y haber alcanzado la saturación de agua crítica o irreductible, lo cual se logra después de inyectar un volumen grande de aceite a la muestra, de 10 a 15 volúmenes porosos o simplemente hasta que el flujo de aceite sea del 100 %.



Mungan (1972), comenta que para lograr reducir la saturación de agua a su valor crítico o saturación reducida, mediante desplazamiento con aceite, se emplea un aceite mineral viscoso, que desplace el agua con un frente bastante uniforme, expulsándose un volumen mayor de agua; a continuación se circula el aceite deseado para medir permeabilidad al aceite, para dejar la muestra preparada para la prueba de permeabilidades relativas. Este último paso no se realiza si la muestra se encuentra en estado nativo o es preservada porque se puede alterar su mojabilidad. Para muestras con su mojabilidad restituida o simplemente lavadas (extraídos los hidrocarburos residuales) la inyección de aceite viscoso se puede realizar, porque la alteración que pueda causar es menos trascendental y las muestras generalmente se pueden volver a limpiar y regenerar a su estado anterior a la inyección.

En este laboratorio la saturación de agua irreducible se puede determinar en dos formas; una empleando el separador de fase, para obtener resultados de la mayor exactitud posible y otra recolectando en recipientes graduados el aceite y el agua producidos por su cara de salida. Es importante señalar que un aceite mineral, refinado, ligero y estable no altera la mojabilidad de la roca, por que se le han eliminado los componentes pesados y sus efectos de polarización que forman parte de las propiedades de ellos.

La permeabilidad efectiva al aceite se mide con base en la ley de Darcy, considerando flujo de aceite sin gas en régimen permanente, el cual es prácticamente incompresible:

$$k_o = \frac{q_o}{p_1 - p_2} \frac{4\mu_o L}{\pi d^2} \quad (24)$$

Así mismo se consideran constantes el gasto, la viscosidad y las dimensiones de la roca. Esta determinación inicia y termina, teniendo la muestra la misma saturación de agua crítica durante toda la prueba. Cuando la saturación de agua es de 0 % se mide la permeabilidad absoluta al aceite.

### 3.5.3.1 EQUIPO DE MEDICIÓN

Para realizar esta determinación se interconectan los mismos módulos que para la medición de la permeabilidad al agua, pero en esta ocasión se agrega un módulo más, el separador de fase de alta presión, que opera con presiones de hasta 10 000 lb/pg<sup>2</sup>, cuya descripción se presenta a continuación.



Hvolboll (1978), describe al separador de fase de alta presión como un equipo sencillo, que funciona presurizado hasta con 10 000 lb/pg<sup>2</sup>, basado en el principio de vasos comunicantes. Este equipo que está formado por tres tubos verticales, interconectado con dos tubos horizontales y un transductor diferencial de alta precisión, operando con una membrana de baja capacidad de 0.125 lb/pg<sup>2</sup> y es controlado con ocho válvulas, un esquema del equipo se presenta en la figura 21. Dos de los tubos verticales son de acero, uno de medida en el que cambia continuamente la altura de la interfase y otro de comparación en el que se mantiene constante el nivel original de la interfase y el tercer tubo es de tígón transparente, para visualizar el nivel de los fluidos al inicio y final de la prueba, los tres tubos están intercomunicados entre sí, formando dos rectángulos, con el tubo horizontal inferior continuo, y dos rectángulos superiores con válvulas de interrupción de flujo, el tubo horizontal inferior conecta la cara de salida de la muestra directamente con el tubo de medida del separador y la cara de entrada de la muestra con un extremo de la rama horizontal inferior del separador, que a su vez se divide en dos subramas unidas por una válvula, que aísla los flujos de entrada y salida del separador.

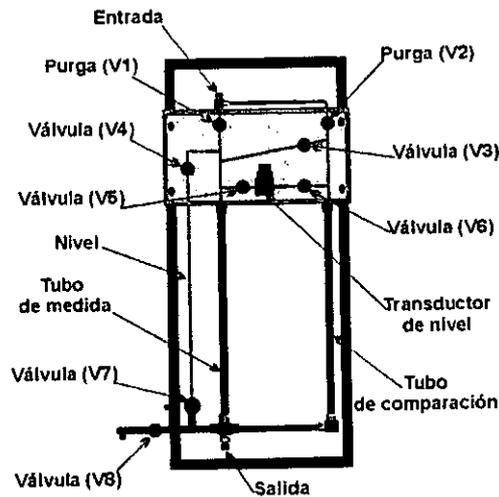


Fig. 21 Separador de fase de alta presión

### 3.5.3.2 PROCESO DE MEDICIÓN

Para este proceso el separador de fase de alta presión se coloca invertido sobre el piso, frente a la celda de confinamiento, después se conecta al tubo de acero de medida del separador el tubo correspondiente a la cara de salida de la muestra. Posteriormente la rama o tubo horizontal inferior (ahora la superior por la inversión de equipo), que se divide en dos ramas secundarias separadas, una de ellas se conecta a la fuente de suministro de agua, a la conexión de la cara de entrada de la muestra, al transductor de medida de



presión de poro y a la rama positiva del módulo diferencial de presión, mientras que la otra rama secundaria se conecta al tubo de medida, al módulo de contrapresión, situado a la salida del fluido de inyección y a la rama negativa del módulo diferencial.

Inicialmente el separador se llena del aceite que contiene la muestra, de abajo hacia arriba hasta alcanzar la porción superior, manteniendo aislado el transductor. Una vez lleno se comunica el transductor con los dos tubos verticales de acero, purgando el aire hasta que el transductor diferencial de medida quede totalmente lleno de aceite en sus dos bobinas; después se purga parte del aceite por arriba, introduciendo agua por abajo del separador hasta alcanzar un 50% de su altura, el agua se observa en el tubo de tígón y se deja reposar hasta que se equilibren completamente ambas fases en los tubos.

Posteriormente el separador de fase se conecta a la cara de salida de la muestra, se aísla la rama de tígón con sus válvulas y se eleva la presión del separador al nivel deseado, con apoyo del módulo del regulador de contra-presión, de tal forma que ambas columnas (la del tubo de medida y la de comparación) tengan la misma presión a cualquier nivel que se considere de interés, en este caso al nivel del transductor diferencial; a continuación se cierra la válvula que comunica las dos ramas verticales de acero, quedando así ambos tubos a la misma presión, causada por la presión de flujo en el tubo horizontal de alimentación más el peso de la columna de agua y aceite que contienen, así el transductor diferencial de medida tendrá una diferencia de presión de cero.

Cuando empieza el desplazamiento de agua por aceite, entrará agua en la rama de medida, por lo que se elevará su presión, provocando una diferencia de presiones de esta rama con respecto a la otra que está aislada, y con esta diferencia se determina el volumen de agua extraído de la muestra. El volumen de agua extraído de la muestra se determina con base en la diferencia de presiones medidas en el separador de fase, empleando la ecuación y los parámetros siguientes:

$$V_w = \Delta p g A / (\rho_w - \rho_o) \quad (25)$$

Donde:  $V_w$  = Volumen de agua recuperada

$\Delta p$  = Diferencia de presiones

$A$  = Área

$\rho_w$  = Densidad del agua

$\rho_o$  = Densidad del aceite

$g$  = Aceleración de la gravedad



Este proceso en realidad es un desplazamiento de agua por aceite, del cual se registra información si se requiere del agua extraída, volumen de aceite inyectado, presiones de poro y de confinamiento, diferencia de presión, etc., para determinar las permeabilidades relativas agua-aceite considerando un proceso de drene, si la muestra es mojada por agua. La determinación de las permeabilidades relativas, bajo la suposición básica de tener mojabilidad al agua, se define y desarrolla para un proceso de imbibición en el capítulo siguiente.

Para medir la permeabilidad efectiva al aceite de una muestra, el flujo de aceite se mantiene en régimen permanente por un periodo de tiempo suficiente, pero si se presenta alguna variación de la permeabilidad causada por obstrucción, reacción roca-aceite o apertura de los canales de flujo, se continúa midiendo la permeabilidad hasta que se estabiliza, observando su comportamiento en función del tiempo o volumen de aceite circulado, para cuantificar el efecto de obstrucción o apertura de los canales de flujo. Estas mediciones de permeabilidad se efectúan a varios incrementos de presión de confinamiento efectivo, para determinar los efectos predominantes de matriz y de fractura.

#### 3.5.4 PERMEABILIDADES RELATIVAS

Las permeabilidades relativas aceite-agua en este laboratorio se pueden medir tanto para un proceso de drene como de imbibición, de acuerdo a la mojabilidad de las muestras. Los desplazamientos de aceite por agua se realizan en muestras de diámetro completo, con el método de régimen variable, empleando el método gráfico propuesto por Jones y cols. (1978), basado en la combinación de las relaciones fundamentales desarrolladas por Leverett (1941) y Buckley y Leverett (1941), con la ecuación de Welge (1952), para determinar la historia de saturación en la cara de salida de las muestras y la ecuación desarrollada por Johnson y cols. (1959), para el cálculo de la inyectabilidad en un punto de la muestra.

Este método fue desarrollado para estudiar el comportamiento de permeabilidades relativas con muestras pequeñas y homogéneas. Otra aportación de esta tesis fue la implementación satisfactoria del método, para analizar los datos resultantes obtenidos de los desplazamientos realizados en muestras de diámetro completo, con porosidad primaria y secundaria, tanto en dirección vertical como horizontal.



El método gráfico de Jones y cols. (1978) se programó en hojas de calculo de Lotus, lo cual tiene grandes ventajas para la utilización de sus gráficas propuestas, por su sencillez, adaptabilidad, facilidad para manejar gran cantidad de datos tomados durante la prueba, suavizamiento, simplificación de ellos y graficación automática de los resultados, que permite identificar y corregir de inmediato cualquier anomalía durante la prueba y de los datos complementarios, además permite realizar el desplazamiento a gasto o presión de poro constante y más aun, variando simultáneamente el gasto y la presión.

#### **3.5.4.1 EQUIPO DE MEDICIÓN** .....

Para realizar las pruebas de desplazamiento aceite-agua, se emplean varios de los módulos ya descritos anteriormente, para el flujo: celda básica, bomba de gasto constante o acumulador, separador de fase de alta presión y módulos diferencial y de contrapresión, y especialmente para poder realizar el cálculo de permeabilidades relativas, se emplea una consola eléctrica y una computadora personal para la adquisición de datos: formando un archivo con todos los parámetros medidos, para varios intervalos de tiempo seleccionados.

Para determinar las permeabilidades relativas agua-aceite con gasto constante se emplea la bomba de gasto constante y para el caso de presión constante, se emplea el acumulador de presión constante.

#### **3.5.4.2 PROCESO DE MEDICIÓN** .....

Para obtener resultados representativos, la muestra debe ser nativa, preservada o de mojabilidad restituida o si no es el caso, al menos debe ser lavada (extracción del aceite residual con solventes). El lavado debe realizarse con un solvente que altere lo menos posible su mojabilidad. Por otra parte se recomienda que los fluidos sean los de formación o lo más parecidos que sea posible, de entre los fluidos disponibles en el campo o el laboratorio, por lo cual la mojabilidad de la roca debe ser tomada en cuenta antes de realizar un desplazamiento.

Antes de realizar un desplazamiento de aceite por agua, para determinar el comportamiento de las permeabilidades relativas agua-aceite, es necesario conocer la permeabilidad absoluta al agua de formación y la permeabilidad efectiva al aceite con saturación de agua crítica; en otras palabras, deben haberse realizado



los pasos necesarios para medir estos dos parámetros, que corresponden a los pasos de preparación para un desplazamiento en una muestra.

Una vez que la muestra ha sido preparada con fluidos, accesorios para dirección de flujo, tales como manga, tapas y conexiones para dicha prueba, se coloca en el equipo de permeabilidades con todas las precauciones antes mencionadas; posteriormente se conecta la muestra al equipo de medida, al de suministro de agua de inyección y al separador de fase, como se muestra en el diagrama de la figura 22, siguiendo las direcciones de flujo señaladas y/o en la forma resumida que se describe a continuación.

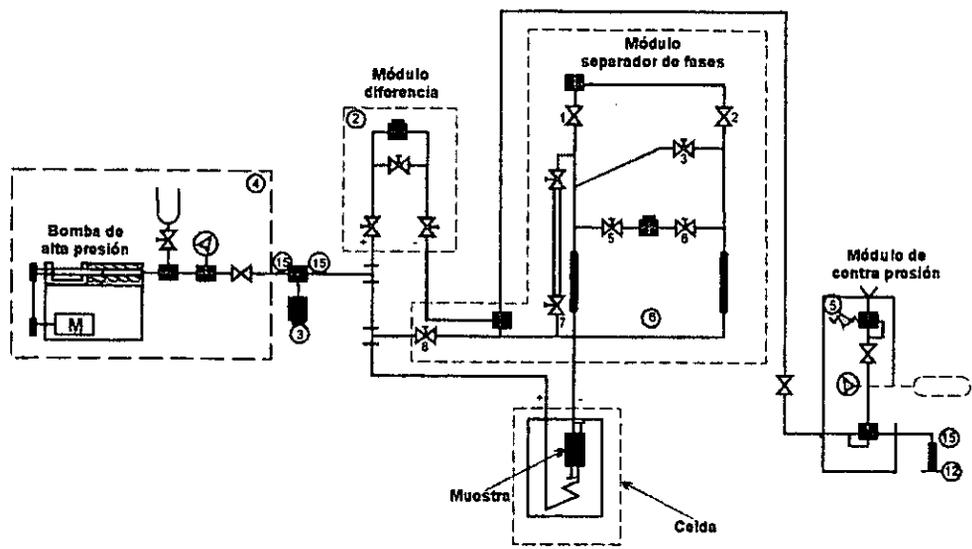


Fig. 22 Esquema de interconexiones del equipo de permeabilidades relativas aceite-agua.

Se coloca el separador de fase de alta presión sobre la tapa superior de la celda de confinamiento, conectándose su rama inferior al tubo correspondiente a la cara de salida de la muestra; su rama lateral tiene dos subramas unidas a través de una válvula, una de las cuales se conecta uniéndose al conjunto de la fuente de suministro de agua, la conexión de la cara de entrada de la muestra, al transductor de medida de presión de poro y a la rama positiva del módulo diferencial de presión. La subrama restante se conecta al módulo de contrapresión situado a la salida del fluido de inyección y a la rama negativa del módulo diferencial.

Terminada la conexión de los módulos; el separador y todas las líneas se llenan de agua y se purgan del aire que contienen. Después se cierra la válvula de entrada de agua, se conecta en la parte superior del separador



de fase un recipiente de gran volumen, lleno del aceite empleado para saturar la muestra, para desplazar por gravedad parte del agua del separador, quedando la interface en posición observable y el equipo listo para recibir el aceite de la muestra, pero dado el movimiento de las dos fases en el separador, es necesario darle suficiente tiempo de reposo, para que se alcance un estado de equilibrio entre las dos fases en los tubos de medida y de comparación del separador de fase.

Después de alcanzado el equilibrio en la interface aceite-agua, se procede a aislar las subramas del separador de fase, de entrada y de salida de agua de la muestra, después se establecen y colocan en el equipo las condiciones de flujo de prueba: presión de poro, de confinamiento (predominante de matriz o fractura), contra-presión, temperatura de prueba y gasto. Inicialmente se eleva la presión de confinamiento, posteriormente la contra-presión y la presión de poro a las condiciones de flujo, para evitar la evaporación de agua en el sistema, después se calienta el equipo a la temperatura deseada, tratando de mantener constantes la presión de poro y la de confinamiento.

Cuando el equipo se encuentra caliente y en equilibrio, se conecta el sistema electrónico de medida, se asignan las constantes de cálculo y condiciones de flujo a la computadora personal que almacenará la información, la cual controlará la sincronización de movimiento de válvulas y medirá el tiempo de flujo. Posteriormente se inicia la prueba de desplazamiento, inyectando el agua que desplaza el aceite contenido en la muestra hasta agotar el agua en la bomba; algunas veces después se continúa el desplazamiento, cerrando momentáneamente el sistema tanto a la entrada como a la salida, para llenar la bomba de gasto constante y posteriormente se reanuda el flujo de agua, lo que ocasiona una desviación en los datos, principalmente de presión, los cuales se corrigen en la etapa de cálculo. El desplazamiento se suspende cuando la curva de producción de aceite se hace asintótica o se termina el agua de la bomba.



### 3.6 MOJABILIDAD

La mojabilidad se define como la tendencia que tiene un fluido de adherirse y por lo tanto a dispersarse en una superficie sólida, en presencia de otro fluido inmisible. La mojabilidad en un sistema roca/aceite/agua es una condición de preferencia de la roca hacia el aceite o al agua o la condición de adherencia del aceite, del agua o ninguno de ellos dos a la superficie porosa de la roca de un yacimiento.

La mojabilidad de la roca es un estado o una condición de ella con respecto a los fluidos, que influye en los comportamientos de pruebas especiales, como presión capilar, permeabilidades relativas y las propiedades eléctricas que modifican las saturaciones residuales de aceite y agua. Por lo anterior influye en los procesos de recuperación de aceite primaria, secundaria y mejorada. En general los métodos más sencillos son cualitativos y aun los muy elaborados que requieren gran cantidad de tiempo para su realización no dejan de tener una interpretación cualitativa.

Debido a que la gran mayoría de las muestras que se reciben en este laboratorio, tienen alterada su mojabilidad por intemperismo, tales como, el cortarlas con diferentes tipos de lodo y en la superficie son lavadas con agua dulce y almacenadas en cajas de cartón. Por lo anterior, es recomendable restituirles su mojabilidad aquellas muestras que son seleccionan para pruebas especiales. Y para optimizar el proceso de restitución, se requiere medir la mojabilidad antes, durante y después de dicha restitución. Este proceso permite conocer con buena aproximación la mojabilidad de las muestras y por ende las del yacimiento en estudio.

Existe un número importante de métodos para determinar mojabilidad, como el de Amott (1959), el USBM (Donaldson y col; 1969), la correlación de Brownell-Katz (1947), el de la gota asentada de Hjelmeland y Larrondo (1986), la placa dinámica de Wilhelmy (1863), etc.

Para la determinación de la mojabilidad de muestras grandes de baja permeabilidad, con los métodos de Amott y el USBM, se requiere de tiempos muy largos para medirse los volúmenes de agua y aceite mediante imbibición y desplazamientos de un fluido por otro y aún así los resultados obtenidos de la prueba pueden ser erráticos; en dichas muestras grandes, debido también a la doble porosidad de las muestras; por lo que no es adecuada su implementación para este caso. Así como tampoco los métodos que para la determinación de la mojabilidad requieren un equipo especial de muy alto costo, basados en otros principios físicos y que requiere personal especializado para tal determinación.



### 3.6.1 DETERMINACIÓN DE LA MOJABILIDAD

Otra aportación de esta tesis, fue la búsqueda de algún método con el cual se pudiese implementar para determinar la mojabilidad en muestras grandes, de tal manera que fuera de rápida aplicación, sencillo, confiable y que requiriera poco equipo para su determinación. Con estas ideas en mente, se concluyó que el método de placa dinámica de Wilhelmy (1863) sería el más adecuado, por lo que se procedió al diseño de un equipo de medida, que satisficiera varias de las bases experimentales, comentadas por Andersen (1989), que empleó el método de placa dinámica de Wilhelmy con muestras sintéticas, principalmente de vidrio y teflón.

Para la implementación del método, se consideró que era necesario que los resultados de las pruebas debían de ser semejantes o proporcionales con los resultados de la investigación de Andersen (1989), tanto en los comportamientos de las tensiones interfaciales como de los meniscos que se forman en las interfases aire-aceite y aceite-agua, que realizó el autor, **pero con muestras de roca**, principalmente cuando ellas son mojadas por agua o por aceite y posiblemente para la roca con mojabilidad híbrida.

Durante una prueba de mojabilidad con el método de Wilhelmy **empleando una muestra de roca**, se miden las tensiones interfaciales en las interfases aire-aceite y aceite-agua cuando una placa delgada de la muestra la cruza a una velocidad menor de 0.127 mm/seg, tanto avanzando hacia las interfases aire-aceite y aceite-agua, como en sentido inverso hacia las interfases aceite-agua y aire-aceite, cerrando un ciclo de medición. El ciclo de medición simula los frentes de avance del agua y del aceite en un proceso de inyección de agua en el yacimiento; el avance de la muestra cruzando las interfases representa el avance del frente de agua y el de retroceso el avance del frente de aceite. Aunque el método de experimentación se realiza en forma dinámica, por medirse con una velocidad de observación tan pequeña, se tienen resultados que corresponden a un estado de equilibrio.

Los diagramas del comportamiento de medición de la mojabilidad, de una muestra mojada por agua en sus dos aspectos, presentada en su investigación (Andersen, 1988) se muestra en la figura 23, tanto de la tensión medida como de la forma de los meniscos, en la cual se observa que la tensión es creciente cuando la muestra avanza hacia ambas interfases y decrece en forma similar en sentido inverso, compatible con los meniscos en las interfases que aumentan el peso de la placa.

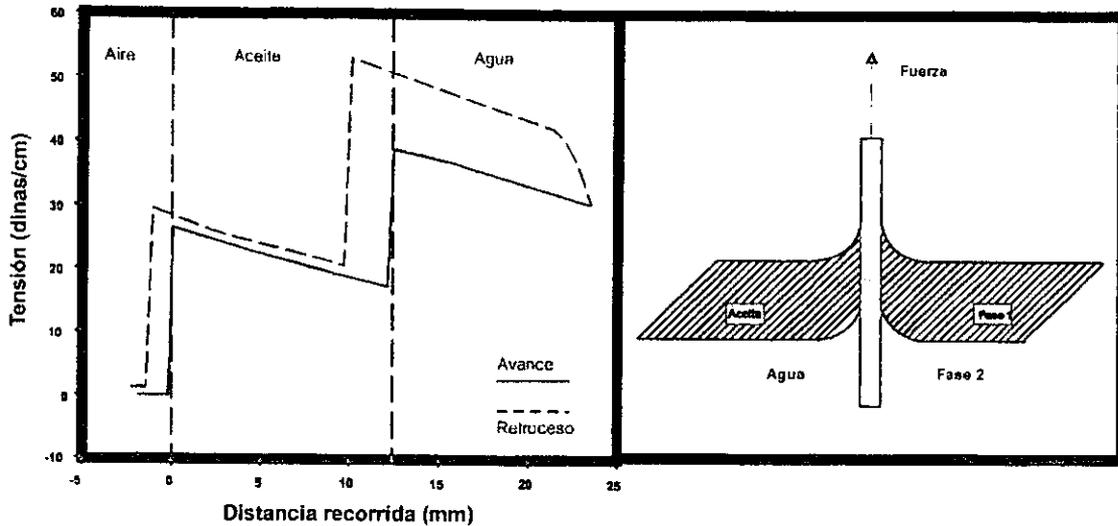


Fig. 23 Comportamiento de la tensión interfacial y de los meniscos durante un ciclo del método de mojabilidad "Placa dinámica de Wilhelmy" de una muestra mojada por agua. Anderson (1986).

El diagrama del comportamiento de medición de mojabilidad para una roca mojada por aceite, tanto para la tensión medida como de la forma de los meniscos es muestra en la figura 24, en la cual se observa que la tensión crece cuando la muestra avanza por la interfase aire-aceite y decrece desde que ella avanza por la interfase agua-aceite y sigue la curva en sentido opuesto cuando la muestra avanza en sentido inverso, compatible con los meniscos en las interfases que aumenta el peso de la placa en a iinterfases aire-aceite y lo disminuye por que es rechazada en la interfase aceite agua.

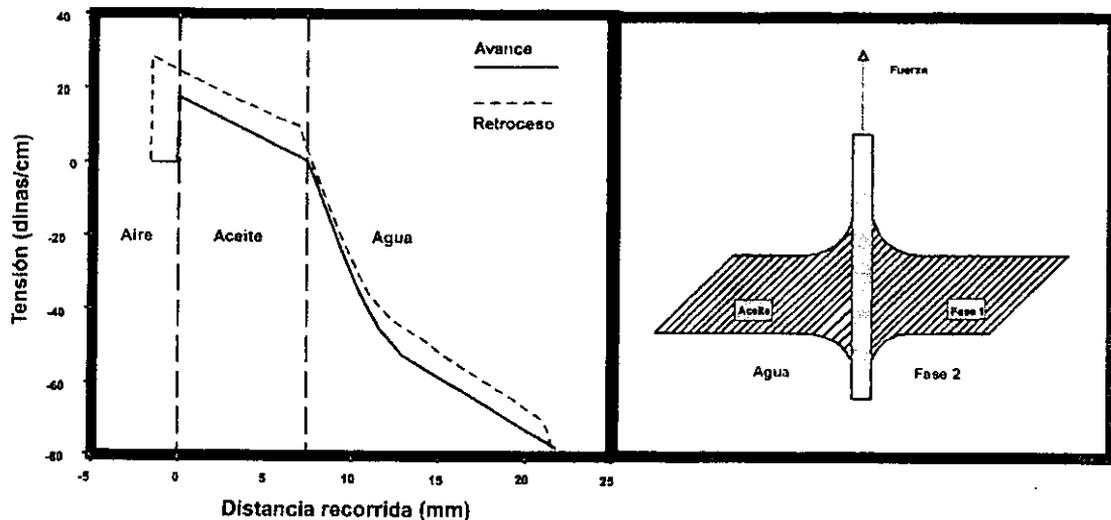


Fig. 24 Comportamiento de la tensión interfacial y de los meniscos durante un ciclo del método de mojabilidad "Placa dinámica de Wilhelmy" de una muestra mojada por aceite. Anderson (1986).



El diagrama del comportamiento de una roca con mojabilidad híbrida se muestra en la figura 25 para la tensión medida, en la cual se observa un comportamiento de roca mojada por aceite cuando la muestra avanza hacia las interfases aire-aceite y aceite-agua y un comportamiento de roca mojada por agua cuando la muestra avanza en sentido opuesto.

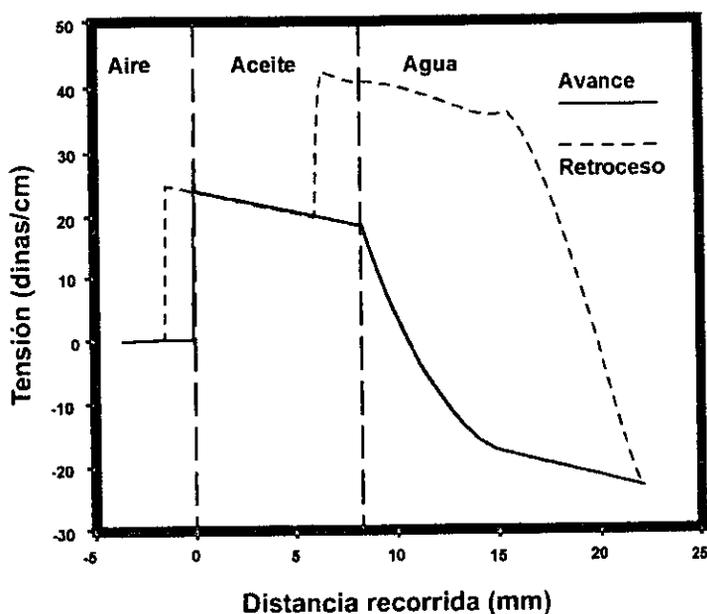
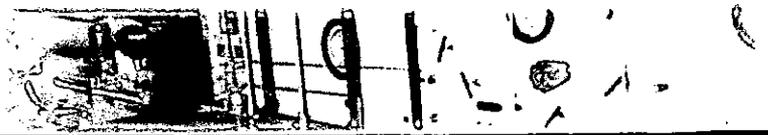


Fig. 25 Comportamiento de la tensión interfacial durante un ciclo del método de mojabilidad «Placa de Wilhelmy» de una muestra con mojabilidad híbrida. Anderson (1986).

### 3.6.1.1 EQUIPO DE MEDICIÓN

Andersen describe su equipo someramente, mencionando únicamente sus partes principales, por lo que se supuso que era sencillo reproducirlo, pero en primer instancia, no logramos conseguir sus componentes, principalmente los controles eléctricos.

Por lo anterior, se investigó que equipo lo podía sustituir, cumpliendo la condición básica, de que el movimiento de la placa de roca a través de las interfases sea de muy baja velocidad, para la cual fuera posible la observación de los meniscos y que además se pudiese emplear parte del equipo disponible en el laboratorio. Después de algún tiempo de búsqueda, se analizó la posibilidad de emplear un equipo neumático combinado con otro hidráulico, que combinan el efecto de expansión del aire con el de compresión de un líquido y con la capacidad adecuada, para poder mover a la velocidad requerida cualquier carga, por pequeña que sea.



Otra contribución de esta tesis, fue el diseño del equipo de medición, el cual se realizó por partes; inicialmente se consideraron principalmente sus características funcionales para la selección de sus partes, tratándose de acoplar partes de equipos de fabricación estándar, sin lograrse, por la carga y velocidades tan pequeñas requeridas, como son: la velocidad de operación menor o igual de 0.127 mm/seg, con un desplazamiento en dirección vertical hacia arriba y para abajo de 8 cm, moviendo una carga aproximada de 500 gramos, con una balanza analítica de 110 gramos para medir tensión interfacial, mandándose fabricar la bomba de aire de 120 lb/pg<sup>2</sup> y el freno hidráulico de 150 Kg., piezas fundamentales del equipo de mojabilidad diseñado.

Una vez que se dispuso de las partes fundamentales, se simuló el armado del equipo, para determinar las dimensiones más convenientes de las partes faltantes, como son los soportes y mesa de trabajo, el tipo de conexiones y el suministro de energía, etc. Después de integrar todo el equipo, éste se armó y conectó al sistema de aire comprimido del laboratorio, lo que permitió alinear los movimientos verticales y posteriormente proceder al ajuste de la velocidad de subida y bajada, hasta lograr una velocidad máxima de 0.127 mm/seg en ambos sentidos (mostrado en la Fig. 26). Después de varias pruebas tentativas del método, se incluyó una balanza analítica de alta precisión disponible en el laboratorio, para medir tensión interfacial.

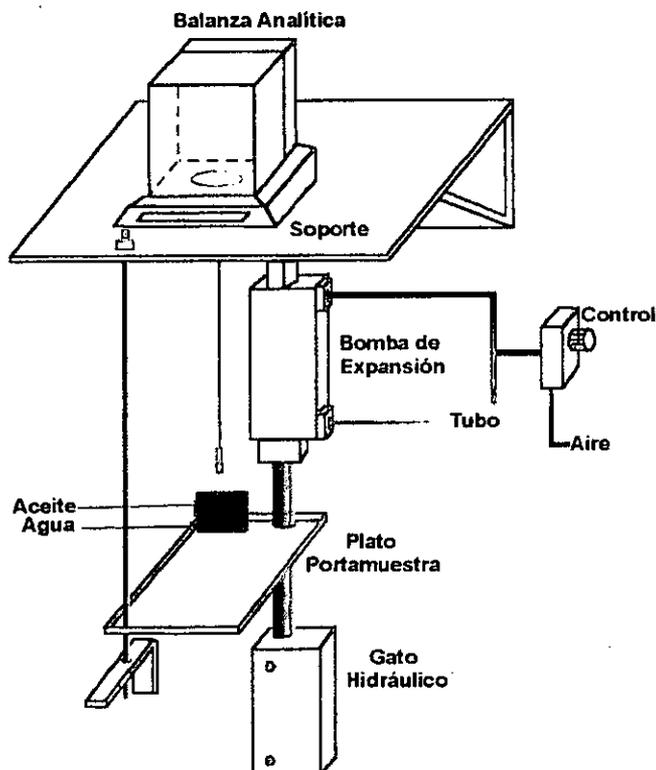


Fig.26 Equipo de mojabilidad neumático, con base en el método de Wilhelmy.



El equipo de mojabilidad instalado y en operación desde 1993, consta de lo siguiente: una celda de expansión de aire, un amortiguador que reduce la velocidad de expansión, una balanza analítica de precisión, un regulador de presión, un manómetro, conexiones y válvulas de regulación del aire, un soporte de la celda de prueba, una celda de prueba, una computadora personal que adquiere los datos medidos de tensiones en función del tiempo y una cámara fotográfica para observar los meniscos.

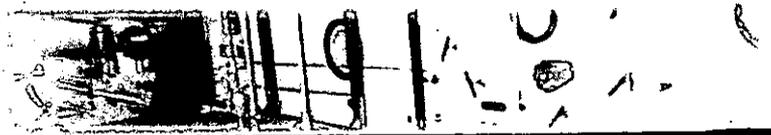
### 3.6.1.2 PROCESO DE MEDICIÓN

Con el equipo listo para funcionar, se programó un procedimiento de prueba y de toma de datos, lo cual constituyó **otra aportación de esta tesis**, al diseñarse dos experimentos básicos de comparación, para la interpretación de las pruebas futuras por realizarse, la medición de mojabilidad en dos placas, una de roca caliza mojada por agua y otra de acrílico mojada por aceite. Los resultados esperados para esta última prueba, se vieron confirmados, con los resultados obtenidos de una muestra de roca de arenisca mojada por aceite, mostrados en el capítulo siguiente.

A pesar de la velocidad tan reducida del movimiento de las interfases, la velocidad de variación de las lecturas en la balanza fue muy alta, tanto que no fue posible leer las tensiones directamente en ella, por lo que se montó una cámara de televisión para lograr este objetivo. Por otra parte, para observar los meniscos resultantes, fue necesario instalar lámparas de iluminación intensa dirigidas al recipiente que contiene el aceite con el agua y la placa de roca orientada en dirección perpendicular a la superficie del recipiente; comprobándose la determinación de mojabilidad para ambos comportamientos.

Para medir la mojabilidad a una placa pequeña de roca cortada de una muestra grande o de diámetro completo, con el método "Placa dinámica de Wilhelmy", se procede en la forma siguiente:

a) Antes de iniciar una determinación, se coloca la celda de prueba sobre su soporte en el extremo inferior de su recorrido, la celda contiene agua, aceite y vapores de ambos fluidos, vapores que evitan el contacto de la muestra de roca con el aire. La celda de pruebas se cubre con papel celofán elástico, al cual se le ha practicado un pequeño orificio, por donde solo pasa el hilo del que pende la muestra de roca que va a ser probada y a su vez el hilo se sujeta de la parte inferior de la balanza analítica que mide las tensiones.



b) Se oprime la válvula de control, para empezar a mover la celda de prueba hacia arriba, lo que equivale a ir introduciendo la muestra hacia dentro de la celda manteniendo inmóvil la muestra con respecto al sistema.

c) La muestra recorre la celda de prueba en forma cíclica avanzando y retrocediendo, durante el ciclo suceden los eventos sobresalientes siguientes: En la etapa de avance la muestra avanza para acercarse a la interfase vapores-aceite, a continuación cruza la interfase vapores-aceite, después se acerca a la interfase aceite-agua, hasta cruzar la interfase aceite-agua y finalmente se aleja de la interfase aceite-agua. Posteriormente retrocede, ocurriendo los mismos eventos pero en orden inverso.

Recientemente se diseñó un programa para tomar las lecturas de datos de tensión por computadora durante las pruebas de mojabilidad, lo cual permite obtener los resultados con menor esfuerzo y mayor rapidez, al pasar los datos obtenidos directamente a una hoja de cálculo.

### 3.6.2 CELDA DE RESTITUCIÓN DE MOJABILIDAD

Anderson (1986), ha descrito un método para la restitución de la mojabilidad de un núcleo, simulando el proceso de flujo de agua y aceite durante la formación de un yacimiento de hidrocarburos, el cual consta de varios pasos:

a) Limpiar la muestra, removiendo todos los residuos de hidrocarburos de la superficie porosa de la roca, b) inyectar los fluidos del yacimiento en el núcleo, saturando la muestra 100% con agua de formación desaireada, seguida por la inyección de aceite del yacimiento, hasta alcanzar la saturación de agua crítica, c) envejecer la muestra a temperatura y presión de yacimiento hasta lograr un equilibrio de adherencia del aceite en la superficie porosa, para lo cual generalmente se requiere alrededor de 40 días. El aceite debe ser puro, sin agregados y sin oxidación.

Como se ha mencionado, la muestra debe ser lavada (extraído todo el aceite y las sales residuales). En este laboratorio (DEPFI) se emplea con bastante éxito una mezcla del 50% de tolueno y 50% de alcohol metílico, para restituirle a la muestra su mojabilidad inicial al agua. En esta situación, el núcleo se satura 100% con agua de formación, después se desplaza parte del agua al inyectar y circular aceite de formación en la muestra, hasta alcanzar la saturación de agua crítica. Es necesario que ambos fluidos sean manejados con



todas las precauciones, de tal manera que se mantengan libres de oxidación.

Cuiec (1975) señala que la muestra saturada con agua y aceite requiere períodos de tiempos muy grandes para alcanzar el equilibrio de adherencia y que es difícil de determinar el tiempo de envejecimiento necesario, en tanto que al saturarla directamente con aceite de formación se logra el equilibrio en períodos tiempo cortos, siempre menores de los 40 días.

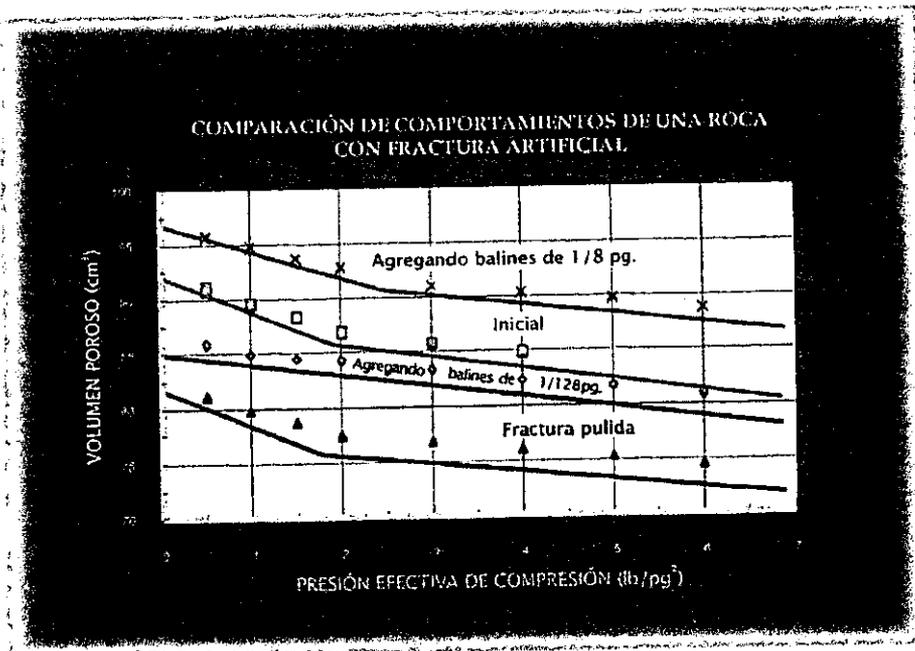
Hjelmeland y Larrondo (1986) observaron que en el proceso de restitución de mojabilidad, la presión tiene un efecto muy pequeño durante el período de envejecimiento de una muestra. Además observaron que **cuando se centrifuga el aceite de formación, los elementos polares que contiene el aceite, se alejan de la superficie de contacto con la roca y con el otro fluido no miscible**, por lo que se incrementa notablemente el período de tiempo de envejecimiento necesario para alcanzar el equilibrio de adherencia.

En este laboratorio cuando los aceites del campo están formados por componentes pesados y su presión de vapor es pequeña, la celda de restitución de mojabilidad se redujo a vasos de precipitados tapados con papel celofán elástico, por la razón siguiente:

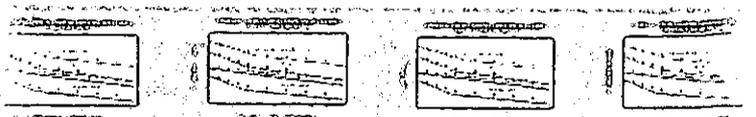
En varios experimentos se observó que al pesar un vaso de agua con la balanza analítica, cuya precisión es de 0.0001 gr., el peso del vaso se reduce continuamente, por efecto de vaporización del agua, pero si el vaso se cubre con una película de celofán elástico, su peso se estabiliza y al perforar la película ligeramente, el peso continúa siendo estable, debido a que el agua deja de evaporarse, por haber alcanzado su presión de vapor rápidamente. Posteriormente se calentaron dos recipientes a 60 y 100 °C conteniendo aceites refinados minerales, uno de transformador y otro con aceite de turbina, ambos cubiertos con el celofán por varios días, sin observar reducciones notables de peso. Para el caso de aceites de yacimientos ligeros (que tiene pocas posibilidades de alterar la mojabilidad de la roca), se construyó una celda metálica. Para ambos casos, los recipientes se mantienen durante el período de envejecimiento de las muestras, en un horno a la temperatura del yacimiento.

# CAPÍTULO

# 4



# Capítulo 4



## 4 ANÁLISIS DE RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En esta porción del trabajo, se presentan los resultados obtenidos de pruebas realizadas en el laboratorio, en las cuales se utilizaron todas las suposiciones, procesos de medición e interpretaciones descritas en los capítulos anteriores. Estos resultados se presentan en el orden con el cual las propiedades petrofísicas fueron tratadas anteriormente y/o en el orden con el cual se realizan las determinaciones en el laboratorio, para una mejor comprensión de ellas.

### 4.1 PERMEABILIDAD AL GAS

Para determinar la permeabilidad absoluta de las muestras, generalmente se fluye un gas porque es más sencillo, económico y para evitar reacciones químicas o algo que las afecte; generalmente se usa aire o nitrógeno, debido a que son gases de fácil manejo y de bajo costo. En este laboratorio la permeabilidad al gas se mide con nitrógeno, para evitar problemas de humedad o de impurezas y por su disponibilidad en el mercado, además de que sus propiedades son bien conocidas. La permeabilidad se puede medir a temperatura de laboratorio y de yacimiento, con presión de confinamiento de hasta 20 000 lb/pg<sup>2</sup>. La presión mínima de confinamiento es de 150 lb/pg<sup>2</sup>, para obtener un buen sello de las mangas de silicón con la muestra, las cuales resisten un buen porcentaje de las deformaciones causadas por los vórgulos y fracturas que presentan la mayoría de las muestras, por ejemplo la mostrada en la figura 27.

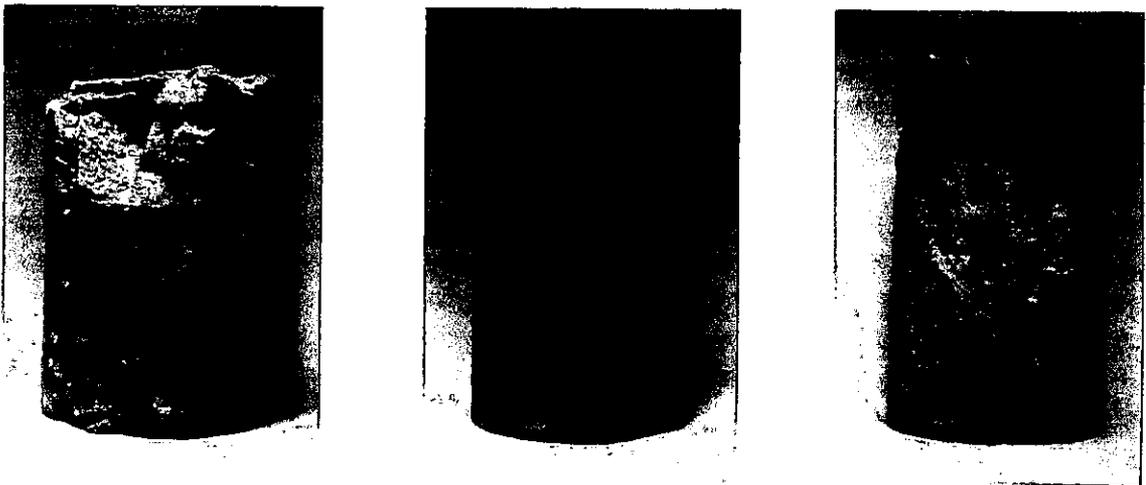


Fig. 27 Muestras de roca caliza de la Sonda de Campeche.

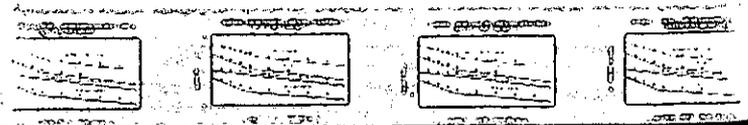


Se han realizado una gran cantidad de determinaciones de permeabilidad al gas, en muestras de diámetro completo, tanto en dirección horizontal como vertical, principalmente en muestras de roca caliza heterogénea dolomitizada con fracturas, micro fracturas, vórgulos aislados e intercomunicados y canales de disolución, así como también en algunas areniscas homogéneas y fracturadas, que modifican el flujo, obteniéndose relaciones de permeabilidad horizontal a vertical hasta de 1000.

Para determinar la permeabilidad absoluta de una muestra, se realizan mediciones por grupos de permeabilidad al gas, un grupo para cada dirección, uno vertical y dos horizontales todas perpendiculares entre sí, o sean tres grupos para cada presión de confinamiento efectiva aplicada a la muestra. Para obtener un grupo de permeabilidades al gas se varía el gasto de gas que fluye a través de la muestra.

Inicialmente, en las primeras determinaciones efectuadas en el laboratorio, se trató de medir la permeabilidad al gas con gastos y presiones lo más pequeños posible, para corregir cada grupo de permeabilidades únicamente por el efecto de deslizamiento del gas, por ejemplo, los grupos mostrados en la figura 28, pero ésto solo se logró con muestras de areniscas homogéneas y de calizas compactas con una permeabilidad menor de 1 md, otros grupos presentaron permeabilidades alteradas por ambos efectos, el de deslizamiento y el de alta velocidad, por ejemplo los mostrados en la figura 29 y en algunos grupos especiales se midió prácticamente la permeabilidad absoluta, porque prácticamente no presentaron el efecto de deslizamiento del gas, por ejemplo los grupos graficados en la figura 30.

Posteriormente, se consideró conveniente medir la permeabilidad al gas con gastos de moderados a altos, para obtener lecturas suficientes y confiables, tanto para la caída de presión por flujo, como para la presión de poro y para lograr una rápida estabilización y definición del flujo corrigiendo las permeabilidades al gas por los efectos de deslizamiento y de alta velocidad.



GRUPOS DE PERMEABILIDAD AL GAS HORZ 2  
 POZO CASA ROJA 11 NÚCLEO 13 MUESTRA 2  
 PRESIÓN EFECTIVA DE CONFINAMIENTO

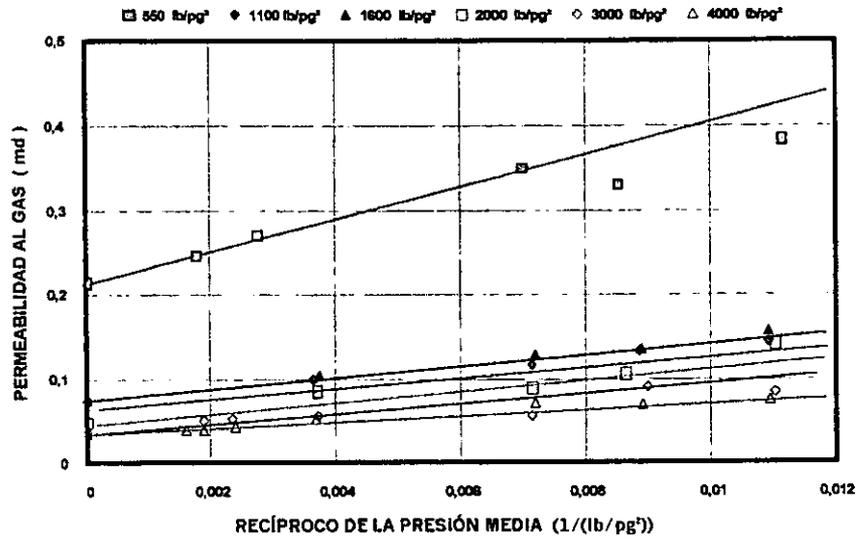


Fig. 28 Determinación de permeabilidades absoluta y factor de deslizamiento para varios incrementos de presión efectiva de confinamiento.

GRUPOS DE PERMEABILIDAD AL GAS  
 POZO EK 13 NÚCLEO 4 MUESTRA 1 VERTICAL  
 PRESIÓN EFECTIVA DE CONFINAMIENTO

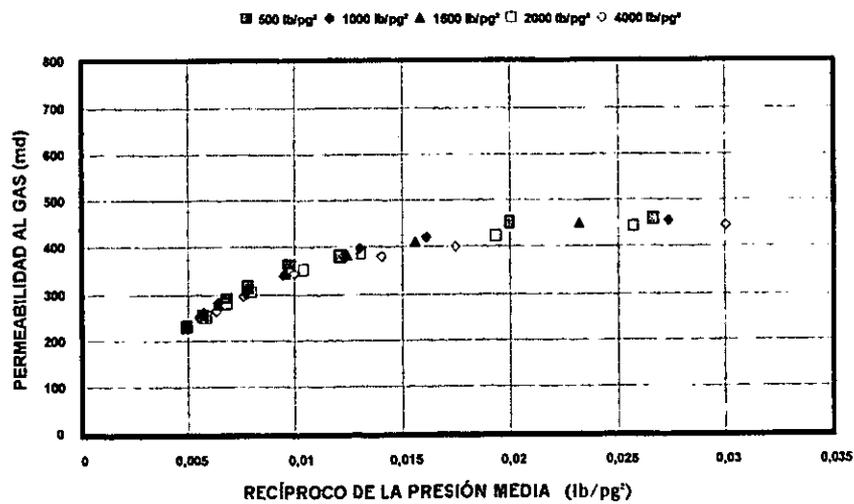


Fig. 29 Grupos de permeabilidad al gas, antes de corregir los efectos de deslizamiento de alta velocidad para diferentes presiones efectivas de confinamiento.



**PERMEABILIDAD AL GAS**  
**POZO BALAM 43 NÚCLEO 8 MUESTRA 1 VERTICAL**  
**PRESIÓN EFECTIVA DE CONFINAMIENTO**

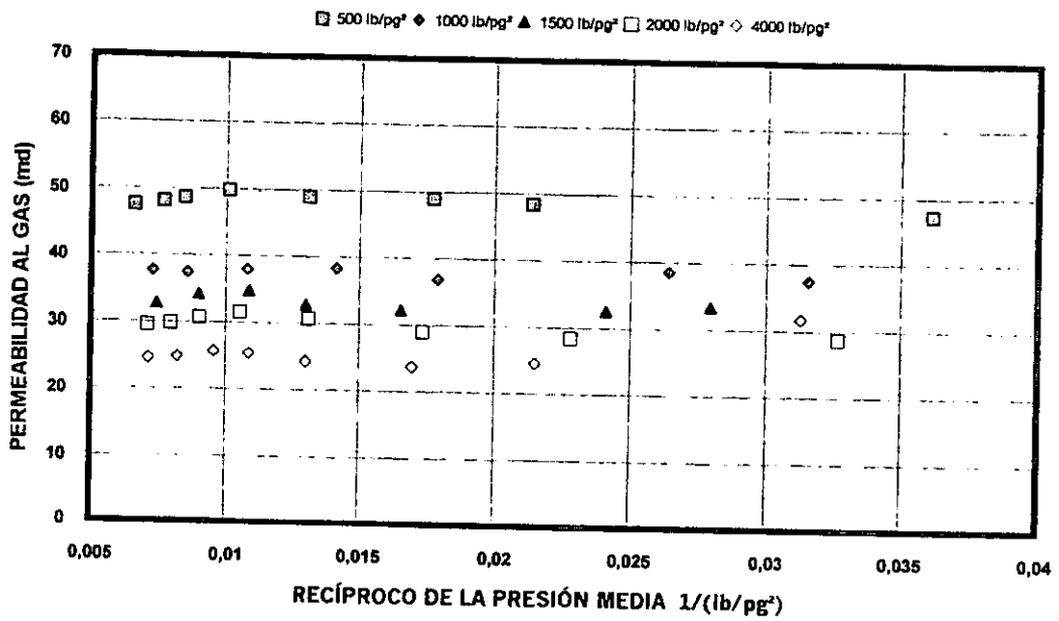
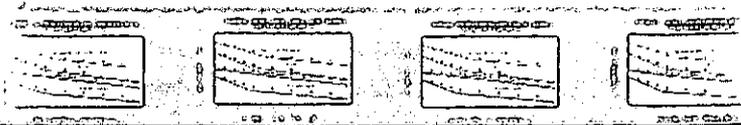


Fig. 30 Grupos de permeabilidades al gas, prácticamente sin efecto de deslizamiento para cada una de las diferentes presiones de confinamiento.

La mayoría de las muestras con porosidad secundaria presentan grupos de datos de permeabilidad al gas alterados principalmente por el efecto de alta velocidad, pero algunos de estos grupos presentan un problema, un subgrupo especial de valores de permeabilidad, que parece ser afectado únicamente por el efecto de deslizamiento. Este subgrupo al analizarse exhibe uno o dos de los comportamientos lineales siguientes: uno en la gráfica de régimen con pendiente unitaria, con el que aparenta corresponder al flujo laminar, y/o con gran pendiente otro en la gráfica de Klinkenberg, como el mostrado en la figura 31, de la cual inicialmente se determinó el factor de deslizamiento  $b$ , que se consideró correcto. Este parámetro es necesario para la aplicación del método de Dranchuk y Kolada, descrito en el capítulo anterior, inciso 3.1.2.3, para determinar el factor de alta velocidad  $\beta$  y la permeabilidad absoluta.



Otra aportación más de esta tesis. Posteriormente, conforme se fueron estudiando los grupos de datos de permeabilidades de un gran número de muestras naturalmente fracturadas, se observó que al variar notablemente el valor del factor de deslizamiento “b” (ya sea que se multiplique o divida, hasta varias veces por 10), la gráfica de régimen de flujo se modifica ligeramente y para la gráfica del flujo visco-inercial del método de Dranchuk y Kolada los puntos cambian de posición poco y se van alineando o dispersando un poco. Por lo anterior el valor del factor de deslizamiento “b”, llega a ser irrelevante durante el proceso de ensayo y error mencionado en el trabajo de estos autores. También se observó que este subgrupo especial de datos forma parte del comportamiento de la línea recta en la gráfica visco-inercial del método de Forcheirmer, empleada para determinar el factor de alta velocidad  $\beta$ .

Además para algunas muestras que se seleccionaron para determinarles permeabilidades relativas aceite-agua, fue posible comparar la permeabilidad absoluta (determinada con gas), con la efectiva o absoluta al aceite, resultando mayor la permeabilidad al aceite, confirmándose que la permeabilidad absoluta al gas obtenida con el método de Dranchuk y Kolada presenta valores inferiores a los obtenidos fluyendo aceite.

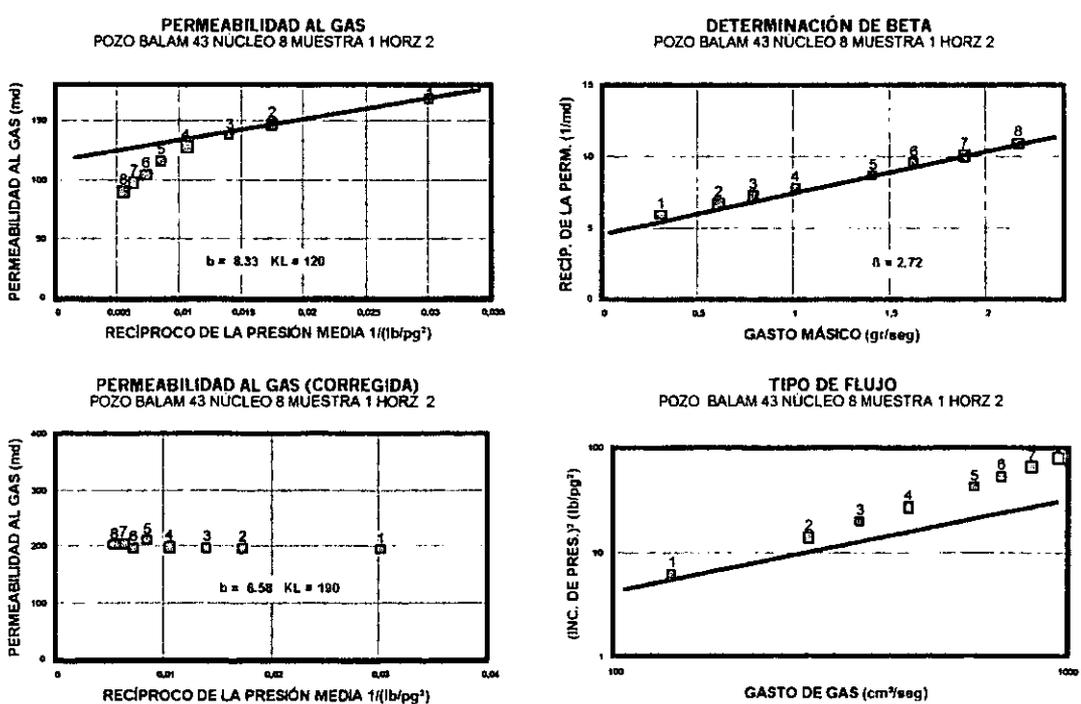
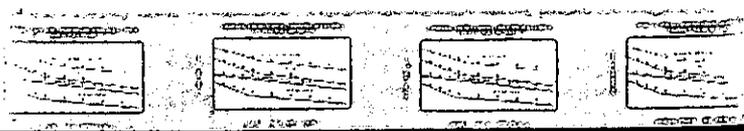


Fig. 31 La aplicación del método gráfico-analítico derivado del de Forcheirmer, demuestra claramente que el efecto predominante para esta muestra es el de alta velocidad.



Otra aportación más de esta tesis. Para resolver el problema de falta de exactitud, de los valores de permeabilidad absoluta y factores de corrección obtenidos con el método de Dranchuk y Kolada, se experimentó en forma comparativa evaluando varios grupos de datos empleando el método de Forcheirmer. Para realizar lo anterior, este último método se modificó en varios aspectos con respecto a la forma tradicional de interpretar los resultados. Para cada grupo de datos se construyó la siguiente secuencia de gráficas: a) se empezó por la gráfica de régimen de flujo, b) seguida por la gráfica visco-inercial, y c) finalmente por dos gráficas de Klinkenberg; una con las permeabilidades al gas obtenida con los datos medidos y otra con permeabilidades corregidas por el efecto de alta velocidad. Para corregir las permeabilidades, inicialmente se determinó el factor de corrección por efecto de alta velocidad  $\beta$ , de la gráfica Visco-inercial, el cual se empleo para corregir cada una de las permeabilidades al gas, pero en esta ocasión calculando cada permeabilidad empleando la ecuación de Forcheirmer, (14) con este factor  $\beta$  del inciso 3.1.2.2 Este procedimiento permitió obtener valores de permeabilidad absoluta cercanos con los estimados fluyendo líquidos y por ende factores de corrección confiables, por lo que esta opción resultó ser un éxito y se implementó para el análisis rutinario actual. El método se ilustra en las figuras 31 y 32, para grupos de datos de dos muestras con porosidad secundaria.

La primera gráfica superior a la izquierda, es la de régimen de flujo, se emplea para definir las condiciones de flujo del grupo de datos, la segunda gráfica superior a la derecha es de flujo visco-inercial, para determinar únicamente el factor de alta velocidad, (puesto que la permeabilidad absoluta que indica la ordenada al origen de esta gráfica corresponde a un valor menor que la obtenida por medio de flujo de aceite) y finalmente las dos de Klinkenberg, para comparar los valores de permeabilidad absoluta antes (inferior a la izquierda) y después de corregir cada una de las permeabilidades (inferior a la derecha) por el efecto de alta velocidad.

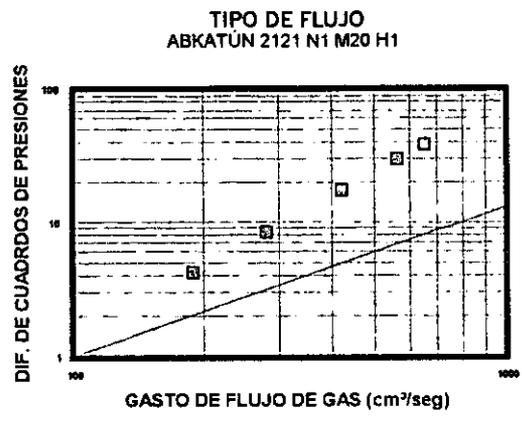
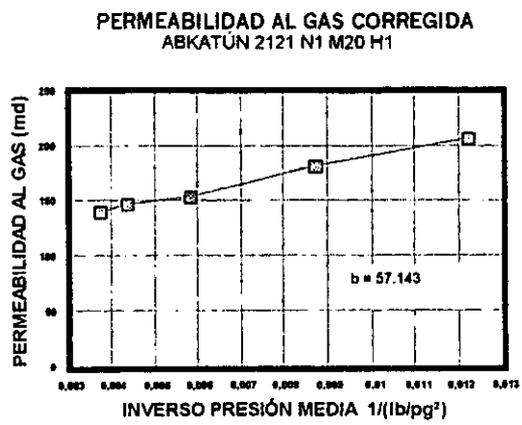
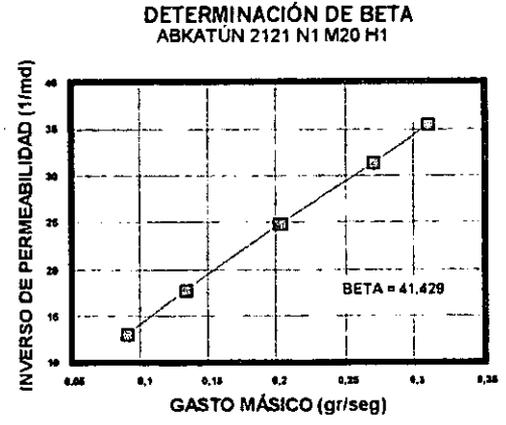
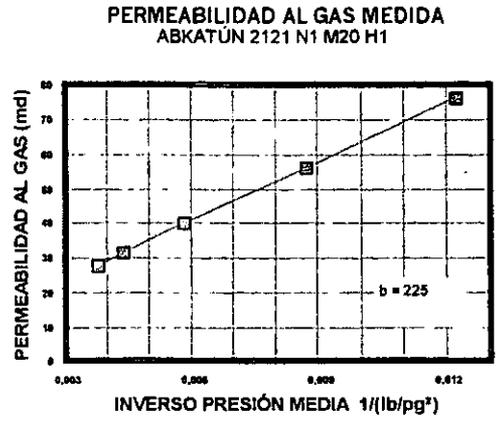
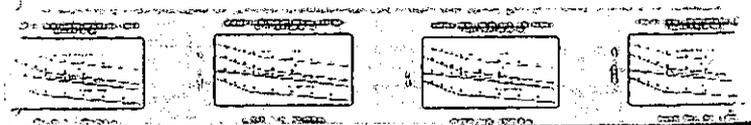
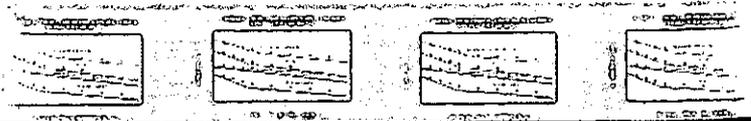


Fig. 32 El método de corrección gráfico-analítico apoyado en Forcheimer, indica que la línea recta inicial es aparente en la gráfica de Klinkenberg y el efecto predominante existente es el de alta velocidad. La muestra es una caliza con porosidad secundaria.

Antes de hacer la última gráfica de Klinkenberg, es necesario corregir cada uno de los datos del grupo de permeabilidad al gas, con la ecuación de Forcheimer, empleando el factor de alta velocidad  $\beta$  recién evaluado. Una vez que se dispone de esta última gráfica de Klinkenberg, se determina la permeabilidad absoluta y el factor "b" de deslizamiento. El valor del factor de alta velocidad  $\beta$ , es sumamente confiable debido a la buena correlación que presentan todos los datos del grupo, a pesar de la gran diferencia del orden de valores que se tiene entre los dos ejes, los valores del eje "Y" pueden ser mayores de 10 000, los valores del eje "X" menores de 0.0001.

Después de analizar más de 30 muestras, se llegó a la conclusión de que el flujo en rocas naturalmente fracturadas, ocurre principalmente en la región del régimen de alta velocidad con poco o ningún efecto de deslizamiento.



### CORRELACIÓN DEL FACTOR DE ALTA VELOCIDAD-PERMEABILIDAD

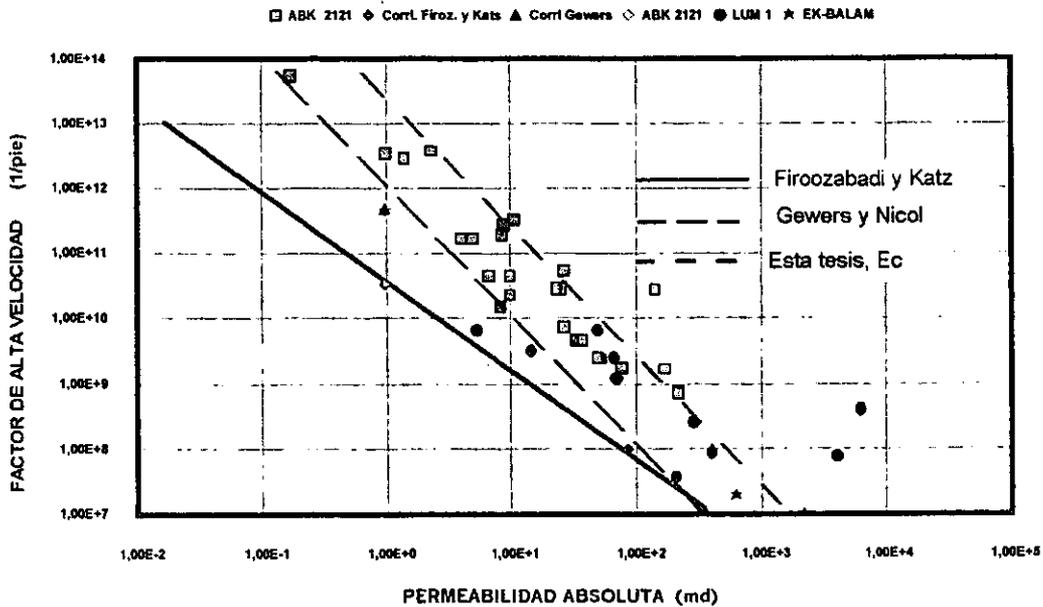


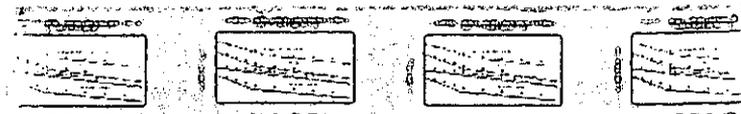
Fig. 33 En esta figura se incluyen las correlaciones de varios autores, como base de comparación con los datos obtenidos de roca naturalmente fracturada.

Con la permeabilidad absoluta horizontal de varios núcleos de muestras de arenisca y caliza con porosidad secundaria (dolomitizada, naturalmente fracturada, con vórgulos macrovórgulos y canales de disolución), se obtuvo una correlación del coeficiente de flujo de alta velocidad  $\beta$ , en función de la permeabilidad absoluta, la cual se muestra en la fig. 33 y con la ecuación siguiente:

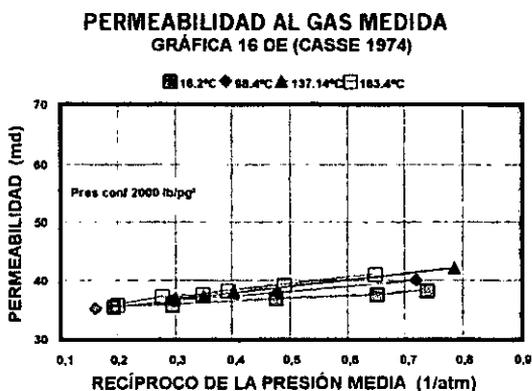
$$\beta_{macro} = e^{27.14} k^{-1.20} \quad (26)$$

donde:  $k$  = permeabilidad (md) y  $\beta_{macro}$  = factor de alta velocidad (1/pies)

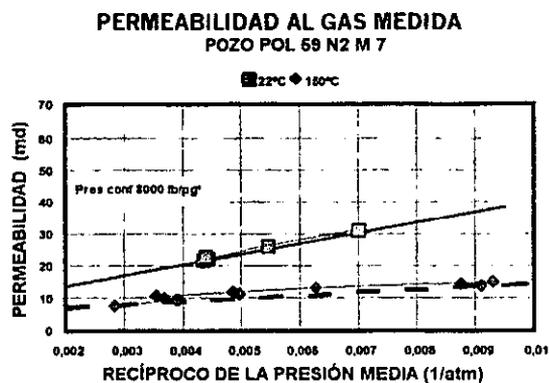
Otra aportación más de esta tesis. Por otra parte, para determinar el efecto de la temperatura se seleccionó una de las muestras naturalmente fracturadas del pozo Pol 59, midiéndose su permeabilidad al gas para dos temperaturas, la del laboratorio y la del yacimiento, los valores obtenidos se presentan en la gráfica derecha de Klinkenberg en la figura 34, observándose en ella que la ordenada al origen de los comportamientos lineales de las permeabilidades al gas medidas a temperatura de laboratorio y del yacimiento coinciden, o sea que las permeabilidades absolutas en apariencia son iguales. Entonces se concluyó erróneamente que la



permeabilidad absoluta para esta muestra fracturada, es independiente de la temperatura, conclusión similar a la que señaló Casse (1974), por ejemplo la gráfica izquierda de Klinkenberg en la figura. 34. Sin embargo, al corregirse antes los valores de estos dos grupos de permeabilidades por el efecto de alta velocidad, se obtiene una permeabilidad absoluta diferente para cada temperatura. Para la caliza del pozo Pol 59 la permeabilidad a temperatura de laboratorio es mayor que a temperatura de yacimiento, en tanto que para el ejemplo de Casse, la permeabilidades de la arenisca se comporta al revés, a mayor temperatura mayor permeabilidad absoluta, como se muestra en la figura 35. Pero lo importante de lo anterior es que la permeabilidad absoluta es función de la temperatura y posiblemente depende del tipo de roca o del método de medida de la permeabilidad al gas.

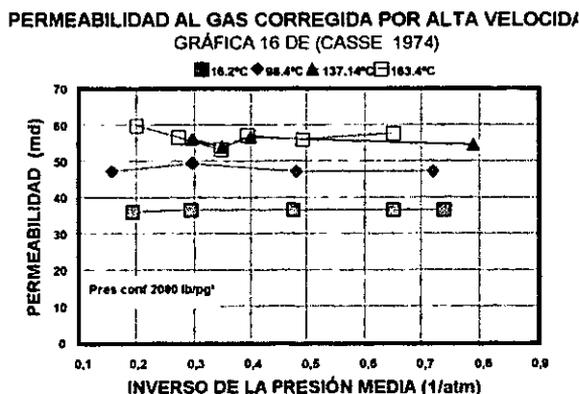


Permeabilidad medida con gas para varias temperaturas.

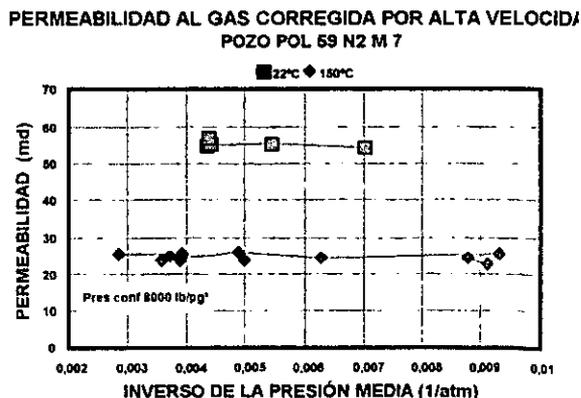


Permeabilidad medida con gas para varias temperaturas.

Fig. 34 Determinación de la permeabilidad absoluta con gas, variando la temperatura y corrigiendo únicamente por efecto de deslizamiento.

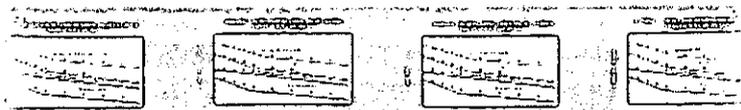


Permeabilidad medida con gas para varias temperaturas.



Permeabilidad medida con gas para varias temperaturas.

Fig. 35 Determinación de la permeabilidad absoluta con gas, variando la temperatura y corrigiendo previamente por alta velocidad y en la figura por efecto de deslizamiento.



De entre un grupo de más de 30 muestras fracturadas, únicamente en una o dos de ellas, todos sus grupos de permeabilidad medidos con gas presentaron ambos efectos, el de alta velocidad y el de deslizamiento. Ambos factores se correlacionaron con su permeabilidad absoluta, en la figura 36 (a) se muestra para el factor de alta velocidad y en la figura 36 (b) para el factor de deslizamiento, donde cada valor de los factores corresponde a un grupo de permeabilidades medido para una presión efectiva de confinamiento. En cada una de las gráficas se observan un número para cada valor de los factores y dos comportamientos lineales; los números identifican el valor del comportamiento de presión efectiva de confinamiento, en orden creciente al que fueron determinados. Lo sobresaliente de estos cuatro comportamientos lineales de los dos factores, es que ellos son afectados por la compresión de la roca y también nos dan indicios de la existencia de los efectos predominantes de fractura y matriz, en forma semejante al comportamiento de la permeabilidad absoluta en función del mismo esfuerzo efectivo, el cual se muestra en la gráfica (c).

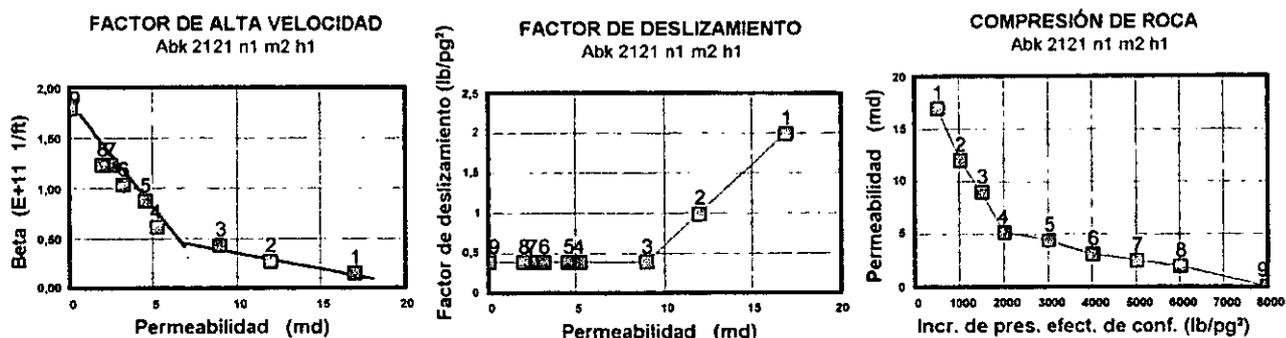


Fig. 36 Comportamientos de los factores de alta velocidad y de deslizamiento, causados por la compresión de una muestra de caliza dolomitizada y fracturada.

#### 4.1.1 EFECTO DEL ESFUERZO DE COMPRESIÓN

Para estimar adecuadamente la permeabilidad absoluta en un yacimiento, debe considerarse la variación que causa la presión de confinamiento efectivo en la permeabilidad. En las figuras 37 y 38 se presentan los comportamientos de varios grupos de permeabilidad, cada uno de ellos corresponde a un incremento específico de presión de confinamiento efectivo, presentados en gráficas de Klinkenberg, para el caso de dos muestras.



En la figura 37 se presentan seis comportamientos de permeabilidad al gas, uno para cada presión de confinamiento efectivo. Cada uno de ellos consta de cinco o seis mediciones de permeabilidad, medidas con gastos de flujo diferentes para poder corregir por ambos efectos si es necesario, el de deslizamiento y el de alta velocidad y determinar cinco o seis valores de permeabilidad absoluta, uno para cada presión de confinamiento. Con la información presentada en la figura 38, se procedió similarmente. Este tipo de mediciones también las realizó Keelan (1955), pero con la única finalidad de obtener la diferencia de permeabilidades absolutas medidas entre diferentes esfuerzos efectivos.

**COMPORTAMIENTOS DE LA PERMEABILIDAD AL GAS**  
**POZO LUM 1 NÚCLEO 1 MUESTRA 14 HORIZONTAL**  
**PRESIÓN EFECTIVA DE CONFINAMIENTO (lb/pg<sup>2</sup>)**

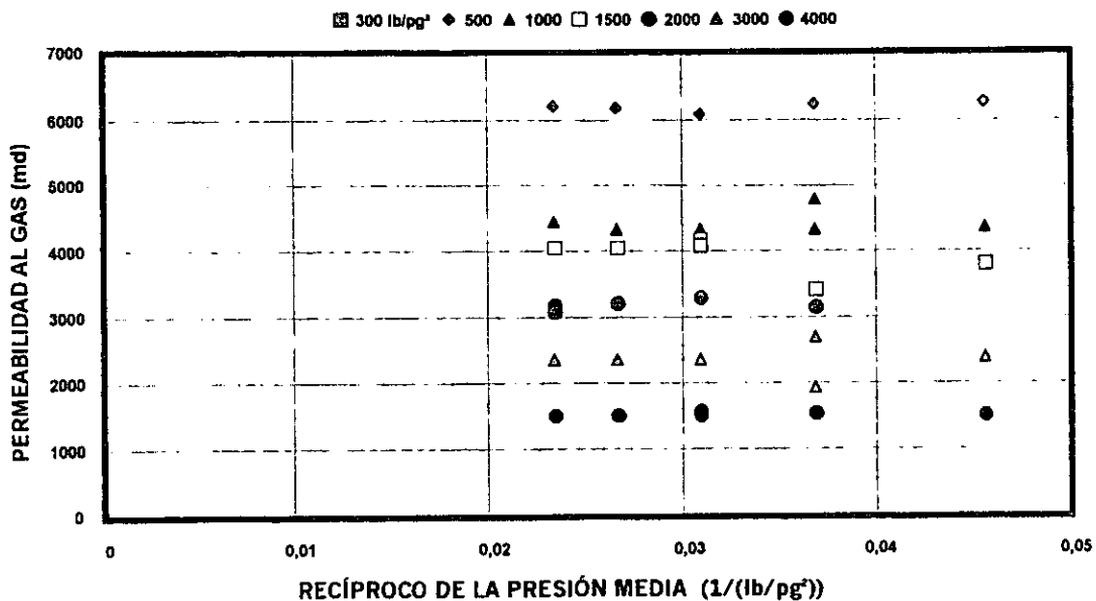
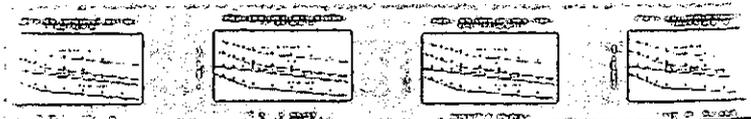


Fig. 37 Determinación de la permeabilidad absoluta, después de corregir por efecto de alta velocidad, para varios incrementos de presión efectiva de confinamiento.

La existencia de ambos tipos de porosidad primaria y secundaria, en una muestra ocasiona una gran diferencia de distribución, cantidad y continuidad del espacio libre de flujo entre ellas. Esta situación física, ocasiona que cada tipo de porosidad oponga diferente resistencia a la acción del esfuerzo de compresión efectivo que actúa sobre la muestra, dando como resultado que la relación que existe entre los valores de permeabilidad absoluta y el esfuerzo de compresión se divide en varios comportamientos de permeabilidad absoluta.



**COMPORTAMIENTOS DE PERMEABILIDAD AL GAS**  
**POZO CANTAREL 2074 NÚCLEO 2 MUESTRA 2 HORIZONTAL 2**  
**PRESIÓN EFECTIVA DE CONFINAMIENTO EFECTIVA (lb/pg<sup>2</sup>)**

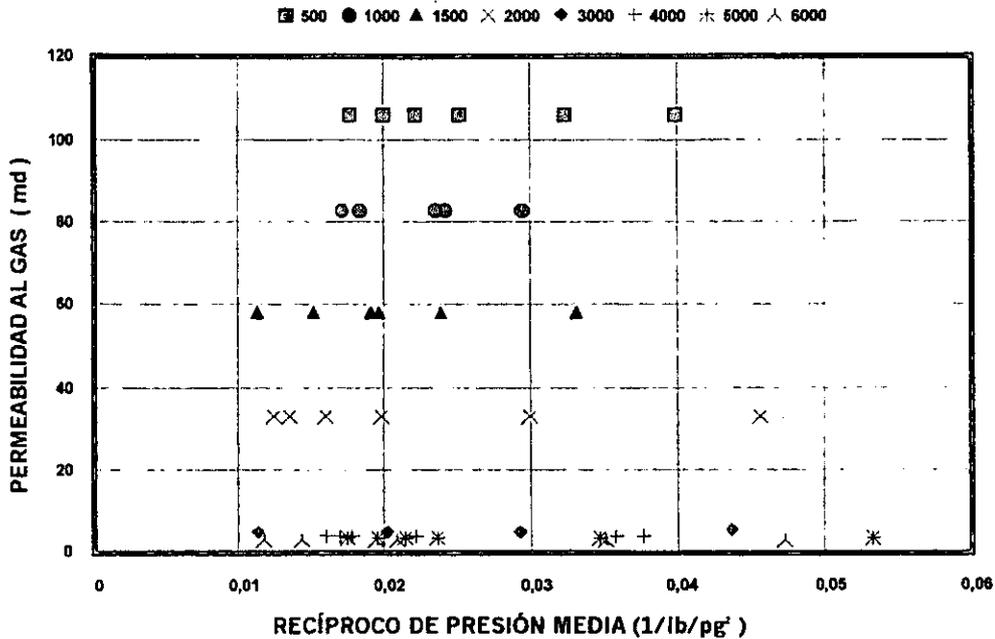
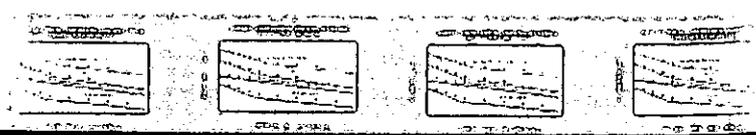


Fig.38 Determinación de permeabilidad absoluta después de corregir por efecto de alta velocidad para varios incrementos de presión efectiva de confinamiento.

En las figuras 39 y 40 se presentan los comportamientos de permeabilidad absoluta en función del incremento de presión de confinamiento efectivo (esfuerzo efectivo), obtenidos de los comportamientos de permeabilidad al gas de las figuras 37 y 38, en cada figura se observan dos comportamientos lineales de permeabilidad absoluta con pendiente diferente, de los cuales, el de mayor pendiente corresponde al efecto predominante de fractura y el de menor pendiente al efecto predominante de matriz. La recta de mayor pendiente corresponde al comportamiento del efecto predominante de permeabilidad de fracturas o vóculos grandes, el cual se prolonga hasta el cierre de ellos, pero a partir del punto de intersección con la recta de menor pendiente, el efecto predominante de permeabilidades es el de los microvóculos para el caso de la muestra del campo Lum o de matriz para el caso de la muestra del campo Cantarel, conforme se incrementa el esfuerzo efectivo. Estos comportamientos lineales, concuerdan con los presentados en la literatura, de experimentos realizados separadamente, de muestras con fracturas artificiales y muestras homogéneas, comentados en el capítulo anterior.



**COMPORTAMIENTO DE PERMEABILIDAD ABSOLUTA  
POZO LUM 1 NÚCLEO 1 MUESTRA 14 HORIZONTAL**

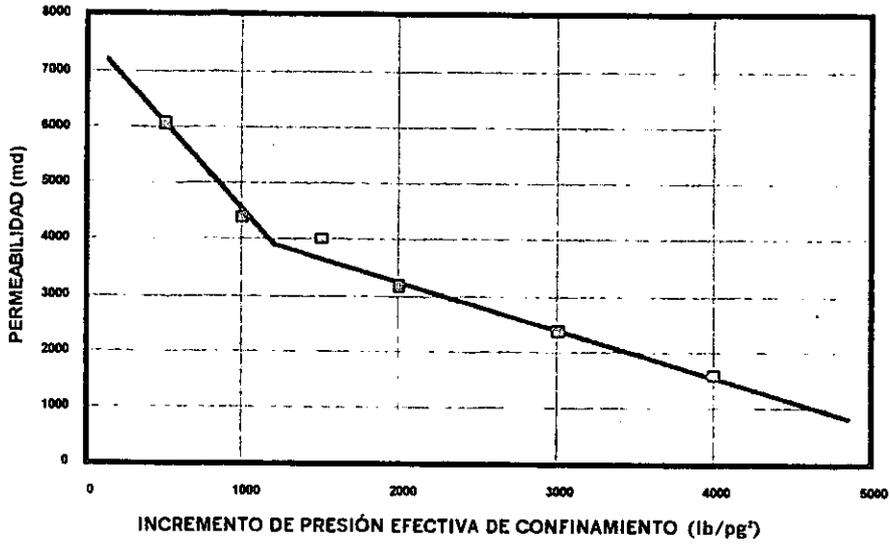


Fig. 39 Comportamientos de la permeabilidad con efecto predominante de fractura y de matriz en función de la presión efectiva de confinamiento.

**COMPORTAMIENTOS DE PERMEABILIDAD ABSOLUTA  
POZO CANTAREL 2074 NÚCLEO 2 MUESTRA 2**

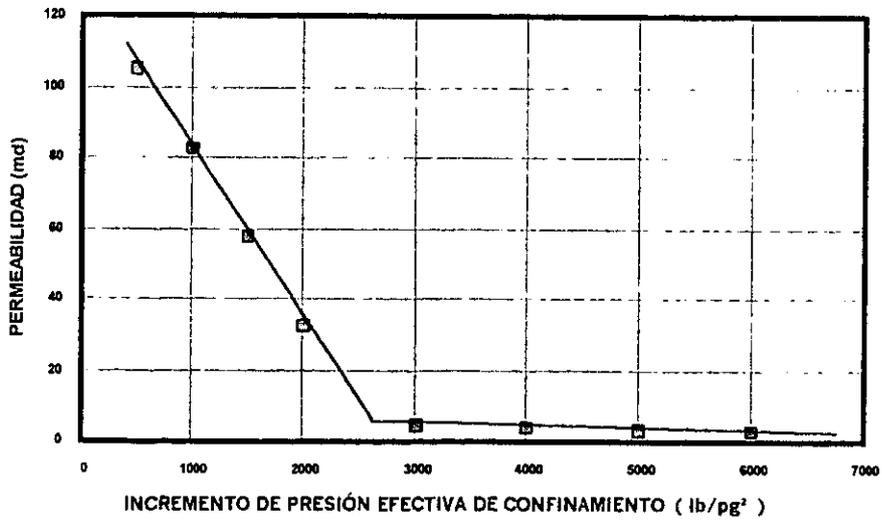


Fig. 40 Comportamiento de la permeabilidad absoluta en función de la presión efectiva de confinamiento.



## 4.2 POROSIDAD TOTAL

La porosidad de una muestra se denomina total porque se mide el volumen de sólidos a condiciones de laboratorio, empleando la técnica mencionada en el capítulo anterior y su volumen de roca total por medio de sus dimensiones, deduciéndose a partir de esta información el **volumen total poroso**, formado por las fracturas, vóculos, canales y poros intergranulares e intercristalinos interiores y exteriores, intercomunicados total o parcialmente de la muestra. En la figura 41 se presentan ejemplos de algunas láminas delgadas, de muestras con porosidad secundaria.

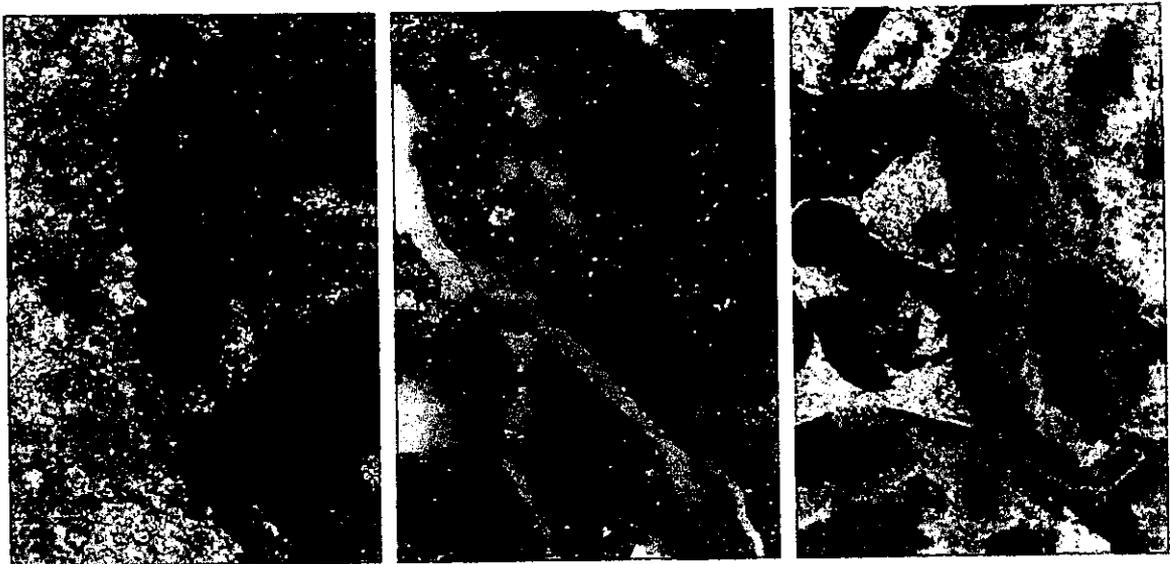
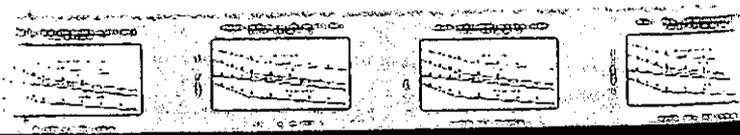


Fig. 41 Ejemplos de canales y vóculos en láminas delgadas.

## 4.3 POROSIDAD EFECTIVA

La porosidad efectiva cuantifica únicamente los volúmenes de poros intercomunicados, por lo que generalmente esta porosidad es más pequeña que la total. En la Tabla 1 se comparan varios ejemplos de estas porosidades con la de matriz y de fractura, que se determinan del comportamiento de la porosidad efectiva en función del esfuerzo de compresión efectivo, tanto para el caso de una caliza como para el de una arenisca. Puede notarse en esta tabla diferencias entre las porosidades total y efectiva de insignificantes hasta un 30% aproximadamente.



**Tabla 1**  
**EJEMPLO DE POROSIDADES DE ROCA EN LA SONDA DE CAMPECHE**

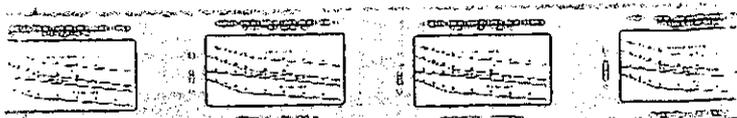
TIPOS DE POROSIDAD	POZO ABKATÚN 2121 (Caliza dolomitizada)					POZO EK 101 (Arena frágil)	
	2	18	20	23	26	2	3
NÚMERO DE MUESTRA	2	18	20	23	26	2	3
TOTAL (%)	10.27	13.9	10.32	9.61	9.97	14.92	22.85
EFFECTIVA (%)	7.6	9.45	7.73	9.33	9.26	14.76	20.37
DE FRACTURA (%)	1.5	1.28	1.72	1.14	1.09	0.1	0.12
DE MATRIZ (%)	6.1	8.17	6.01	8.19	8.17	14.65	20.25

#### 4.3.1 COMPORTAMIENTO DE LA POROSIDAD EFECTIVA

Se determina el comportamiento de la porosidad efectiva en función del esfuerzo de confinamiento efectivo, midiendo el volumen de poros intercomunicados en las muestras cada vez que se incrementa el valor existente del esfuerzo efectivo. En este tipo de mediciones normalmente se considera que la reducción del volumen total ( $V_r = \pi d^2 l / 4$ ) de la roca es insignificante, puesto que esta reducción es menor hasta en cuatro órdenes de magnitud, con respecto a la reducción del volumen de poros, principalmente cuando se trata con rocas naturalmente fracturadas.

En la mayoría de los laboratorios de análisis petrofísicos, se determina el comportamiento de la variación del volumen de poros en función del esfuerzo de confinamiento efectivo, aplicando alguno de los procedimientos tradicionales, ya sea variando la presión de poro, la de confinamiento o ambas, saturándose previamente las muestras con gas o con un líquido al 100%.

Para el caso de emplear gas, generalmente se determina la reducción acumulativa del volumen de poros, midiendo el volumen de líquido que es necesario extraer al sistema de medición y control del equipo, para reducir la elevación de la presión de poro a su valor inicial, que causa el incremento del esfuerzo de compresión efectivo que comprime la muestra. Para cada etapa de compresión, el volumen de poros de la muestra se determina restando al volumen de poros inicial el volumen acumulativo del líquido extraído al sistema de medición.

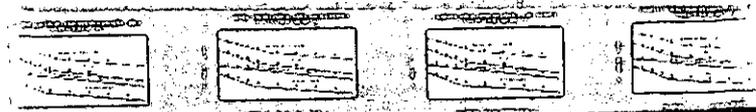


Es necesario señalar, que cuando la presión de confinamiento efectiva aún es pequeña, un incremento de ella, causa un incremento grande de presión de poro (que es necesario reducir a su valor inicial) causado por una reducción del volumen de poros relativamente grande (inicialmente de la porosidad secundaria que además puede incluir algo del aire que existe entre la manga y la muestra). En tanto que para el caso de las mediciones posteriores para altas presiones de confinamiento, un incremento de presión de confinamiento causa un incremento pequeño de presión de poro, porque se ocasiona una reducción relativamente pequeño del volumen de la porosidad primaria, por lo que se dispone de poca energía para mover al líquido de medición. Por otra parte es necesario considerar la cámara de aire adicional acumulado en el equipo de medida, conectada a la muestra, equivalente al aire expulsado de la muestra y posiblemente el volumen de aire inicial contenido entre manga y muestra, motivo por el cual no se mantiene la proporcionalidad del comportamiento del volumen poroso contra la presión de confinamiento efectiva.

Para el caso de muestras saturadas con un líquido, se mide el volumen de líquido que se expulsa de la muestra al incrementarse el esfuerzo de compresión efectivo a la muestra. El volumen de poros de la muestra se determina para cada etapa de compresión, restando al volumen de poros para saturar inicialmente de la muestra el volumen acumulativo del líquido expulsado de la muestra.

Hall (1953) usando una celda hidrostática determinó el comportamiento de la variación del espacio poroso efectivo en función de la presión de sobrecarga neta, empleando muestras de caliza y arenisca de 2 a 3.5 pg de diámetro y de 5 a 6 pg de longitud, saturadas 100% con líquido, manteniendo una presión de compresión constante de 3000 lb/pg<sup>2</sup> y reduciendo la presión de poro con intervalos de 100 a 200 lb/pg<sup>2</sup>, desde 1500 lb/pg<sup>2</sup>, para cada una de las cuales se midió el **volumen de líquido producido para cada reducción de presión de poro** y con este comportamiento para cada muestra se determinó una compresibilidad, que finalmente la correlacionó con su porosidad correspondiente.

Fatt (1958) determinó el comportamiento de la variación del espacio poroso efectivo, usando una celda hidrostática, en función de la presión de sobrecarga neta (presión hidrostática exterior menos 0.85 % de la presión interior), empleando catorce muestras pequeñas o tapón de arenisca de 1 pg de diámetro por 2 o 3 pg de longitud, de varios campos productores de aceite, que limpió dos veces, extrayendo con tolueno los hidrocarburos residuales. Para realizar esta determinación, saturó inicialmente las muestras mediante inyección con kerosene, después las sometió a una presión de compresión que mantuvo constante en 12 000 lb/pg<sup>2</sup>; posteriormente, elevó la presión de poro de 1 000 lb/pg<sup>2</sup> en 1 000 lb/pg<sup>2</sup> hasta alcanzar 10 000 lb/pg<sup>2</sup>, a

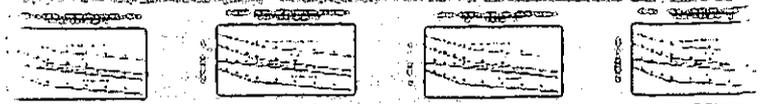


cada una de las cuales **midió el volumen inyectado de kerosene** a la muestra y el volumen de aceite extraído de la celda, para mantener su compresión constante y finalmente derivó gráficamente la curva de comportamiento de variación del espacio poroso, para determinar la compresibilidad. Las curvas de comportamiento de porosidad efectiva obtenidas, se asemejan a una curva exponencial decreciente.

Newman (1973) determinó la variación del volumen de poros, tanto en función del incremento como de la reducción del esfuerzo hidrostático efectivo de compresión, ya sea variando la presión de confinamiento o la de poro, **empleando los procedimientos de expulsión de aceite**, cuantificando el aceite inyectado o expulsado o midiendo los cambios de dimensiones de las muestras de roca, tomando lecturas cada 30 min para cada variación de 500 lb/pg<sup>2</sup>. Las determinaciones las realizó con 453 tapones de 1 pg de diámetro y 3 pg de largo, provenientes de 40 yacimientos, 29 de roca caliza y 11 de arenisca consolidada, ligeramente consolidadas o friables y de arena suelta, que limpió y **saturó con aceite refinado**; finalmente correlacionó la compresibilidad determinada de sus comportamientos de volumen de poros con su porosidad inicial, considerando como volumen de poros de referencia el medido a una presión dada de confinamiento efectivo.

La aportación de la tesis en esta porción, es la aplicación del método de porosidad efectiva de este laboratorio descrito en el capítulo anterior, empleando gas helio y la ecuación de Boyle con gran seguridad y consistencia desde 1993, para determinar la porosidad de matriz y fractura con base en el comportamiento del volumen de poros en función de la presión efectiva de confinamiento, midiéndose en forma independiente el volumen de poros existente en la muestra, para cada presión de confinamiento, el cual tiene varias ventajas con respecto al método de expulsión de líquidos. A este método prácticamente no le afecta la reducción de la permeabilidad por efecto de la compresión, es decir con él **se mide el volumen de poros intercomunicado aún con gargantas de poro muy reducidas, se obtienen valores del volumen de poros independientes y repetitivos durante toda la prueba, se eliminan los efectos de mojabilidad y de presión capilar**, que distorsionan la distribución de los líquidos dentro del espacio poroso, así como el efecto de frontera que acumula líquido en la cara de salida de la muestra; adicionalmente, para rocas naturalmente fracturadas **el volumen de poros es independiente de la dirección de medida en la prueba**, que para la expulsión de un líquido puede ser decisivo.

Además, al considerarse como variable la presión de confinamiento efectiva, se puede mantener constante la presión de poro y variar únicamente la presión de confinamiento exterior, que actúa en toda la superficie externa e interna de la roca y el tiempo de estabilización es relativamente pequeño y por ello el de medida.



En cambio al variar la presión de poro, su efecto actúa únicamente en los poros para cambiar su volumen y depende de la distribución de garganta y del área de poro de la muestra, entre más pequeña es la garganta de poro, más lenta es la estabilización, dando apariencia de que se aplica una presión parcial, como lo indicó Biot (1941).

Por otra parte, al medir el volumen de poros con muestras grandes (de diámetro completo) naturalmente fracturadas, **se dispone de un volumen suficiente de poros**, tal que permite observar las variaciones del volumen de poros que se deforma para ambos tipos de porosidad en la roca, la secundaria y la primaria. Cada tipo de porosidad tiene una distribución de su espacio libre muy diferente con respecto a la otra, por lo que la presión de confinamiento efectivo las deforma predominantemente a cada una de ellas en un rango diferente de esta presión. Las determinaciones que se han realizado demuestran lo anterior, definiéndose varios comportamientos o relaciones aproximadamente lineales, que caracterizan estos efectos predominantes, hasta para diferentes grados de alteración o de fracturamiento, además del de matriz, de acuerdo a lo señalado en bases experimentales y sus suposiciones. La figura 42 muestra el comportamiento de una arenisca que presenta fracturas pequeñas, medido tanto a temperatura de laboratorio de 22 °C, como de yacimiento de 150 °C; para esta última temperatura la pendiente se incrementó o sea que el efecto predominante de fracturas aumentó con la elevación de temperatura.

En la figura 43 se presentan cinco comportamientos de porosidad efectiva en función de la presión de confinamiento efectivo, medidos a temperatura del laboratorio; determinados con muestras de caliza del núcleo 1 del pozo Lum 1, cada recta corresponde a un efecto predominante de vóculos o de matriz; pero para dos de las muestras se observan dos rectas en secuencia, la de mayor pendiente en la que predomina el efecto de fracturas (que para estas muestras son macrovóculos) y la de menor pendiente en la que predomina el efecto de matriz (intergranular) para una presión de confinamiento mayor de 2000 lb/pg<sup>2</sup>, y para las otras tres muestras solo presentan una recta, porque en ellas predomina el volumen de los vóculos que contienen en todo el rango de compresión medido, pero a mayores presiones se puede presentar el comportamiento de matriz. Es importante señalar que las muestras de caliza tienen comportamientos elásticos, debido a que su permeabilidad es repetitiva después de represionarse varias veces, dejando un intervalo de tiempo de reposo entre represiones. Pero para este caso de carbonatos, al depresionarse de un valor alto a un inferior inmediato requiere de un período de tiempo largo de reposo del orden de una hora para obtenerse la misma permeabilidad.



**POROSIDAD EFECTIVA MEDIDA CON GAS**  
**POZO EK 101 NÚCLEO 1 MUESTRA 2**

□ MEDIDO A TEMPERATURA DE 22°C   ♦ MEDIDO A TEMPERATURA DE 150°C

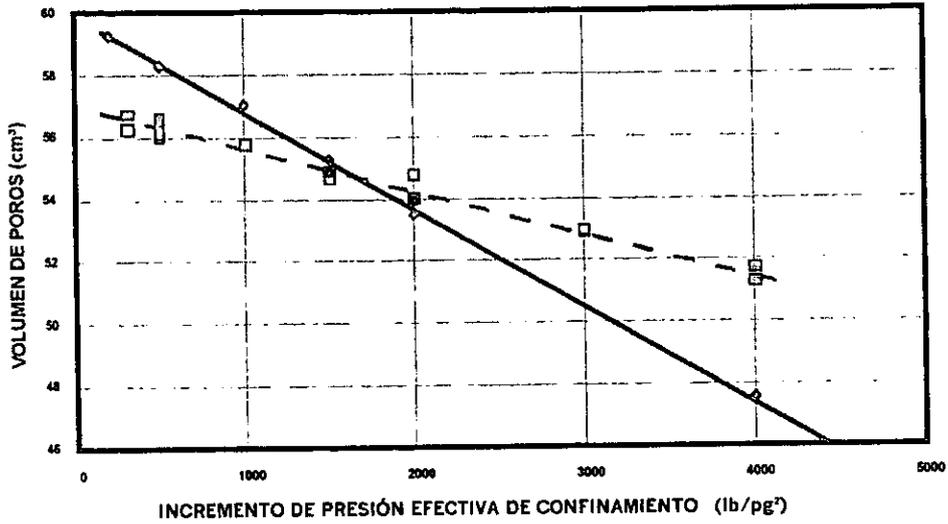


Fig. 42 Determinación del volumen de poros efectivo medido a temperatura de laboratorio y de yacimiento.

**VOLUMEN DE POROS EFECTIVO MEDIDOS CON GAS**  
**POZO LUM 1 NÚCLEO 1**

♦ MUESTRA 14   ♦ MUESTRA 10   ▲ MUESTRA 37   ★ MUESTRA 39   ◇ muestra 36

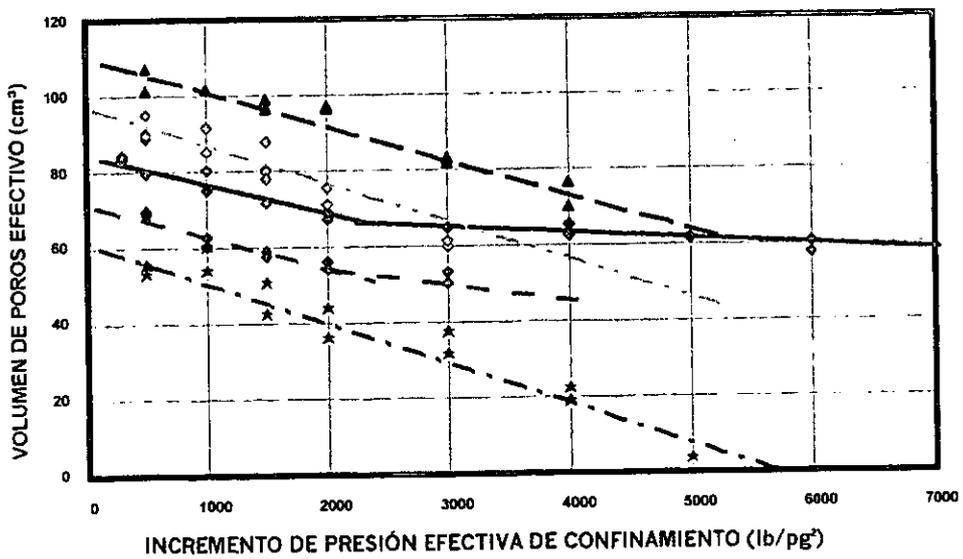
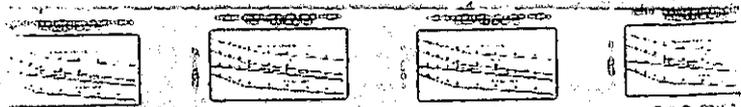


Fig. 43 Determinación del volumen de poros efectivo medido a temperatura de laboratorio.



A través de este proceso de experimentación se puede simular por analogía, el comportamiento de compresión que se presenta en la formación productora, causado por la reducción de la presión media de los fluidos, causada por la extracción del volumen de hidrocarburos. Considerando que en el yacimiento la presión de poro dispone del tiempo suficiente para causar un cambio en el volumen de poros, equivalente al que se puede producir en una muestra en el laboratorio variando la presión de confinamiento exterior.

Otra aportación más de esta tesis. En esta parte del estudio se experimentó, con la misma muestra de roca caliza fracturada, el efecto de la temperatura en el comportamiento de la porosidad efectiva en función de la presión de confinamiento efectiva, empleando dos métodos; el propuesto en esta tesis por expansión del gas helio y el método tradicional de expulsión de agua de la muestra saturada con agua. A continuación se presentan los cuatro comportamientos obtenidos del volumen de poros.

Los comportamientos del volumen de poros medidos con helio en el rango de la presión efectiva de confinamiento de 200 hasta 10 000 lb/pg<sup>2</sup>, uno a temperatura de laboratorio de 23°C y otro a temperatura de yacimiento de 150°C, que se muestran en la figura 44, en la que se observan para cada temperatura, dos comportamientos lineales del volumen de poros, uno correspondiente al efecto predominante de fracturas, con el valor mayor de compresión y el otro al de matriz o roca homogénea, con el valor menor.

**COMPORTAMIENTO DEL VOLUMEN POROSO MEDIDO CON HELIO  
POZO POL 59 NÚCLEO 2 MUESTRA 7**

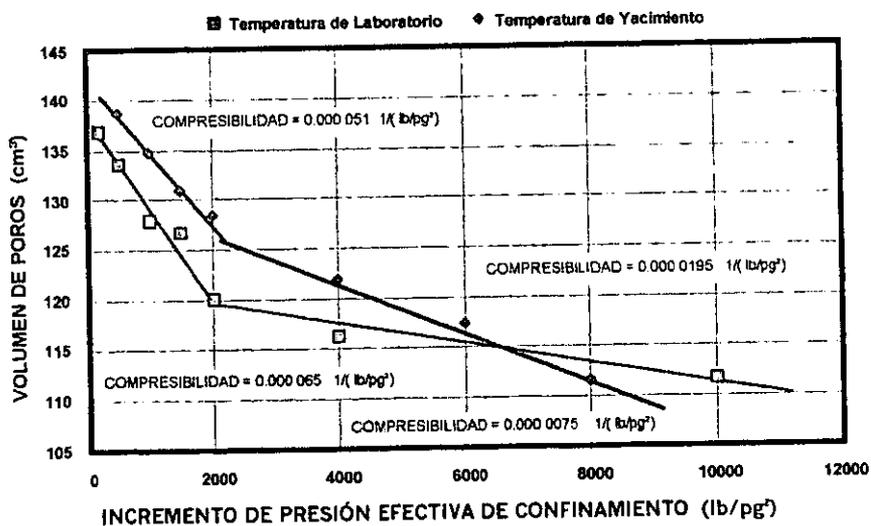
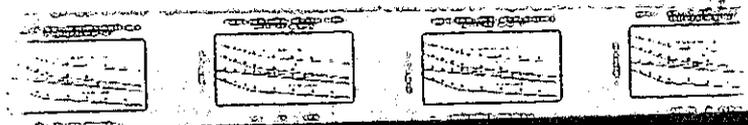


Fig. 44 Comportamiento del volumen de poros en función del esfuerzo efectivo de compresión con compresibilidades de fracturas y matriz.



El comportamiento predominante de fracturas del volumen de poros medido a temperatura de yacimiento, en la porción del incremento de presión de confinamiento efectivo de 200 hasta 2000 lb/pg<sup>2</sup>, resultó mayor en aproximadamente un 0.5%; con respecto al medido a temperatura de laboratorio y en la porción de comportamiento predominante de matriz, del intervalo de incremento de presión de confinamiento efectivo de 2000 hasta 10 000 lb/pg<sup>2</sup>, la pendiente se incrementó indicando un cambio hacia la activación de fracturas pequeñas. Este último comportamiento en roca caliza fracturada es similar al obtenido anteriormente en la arenisca mostrada en la figura 42.

**COMPORTAMIENTO DEL VOLUMEN POROSO, MEDIDO CON AGUA**  
**MUESTRA 7 DEL NÚCLEO 2 DEL POZO POL 59**

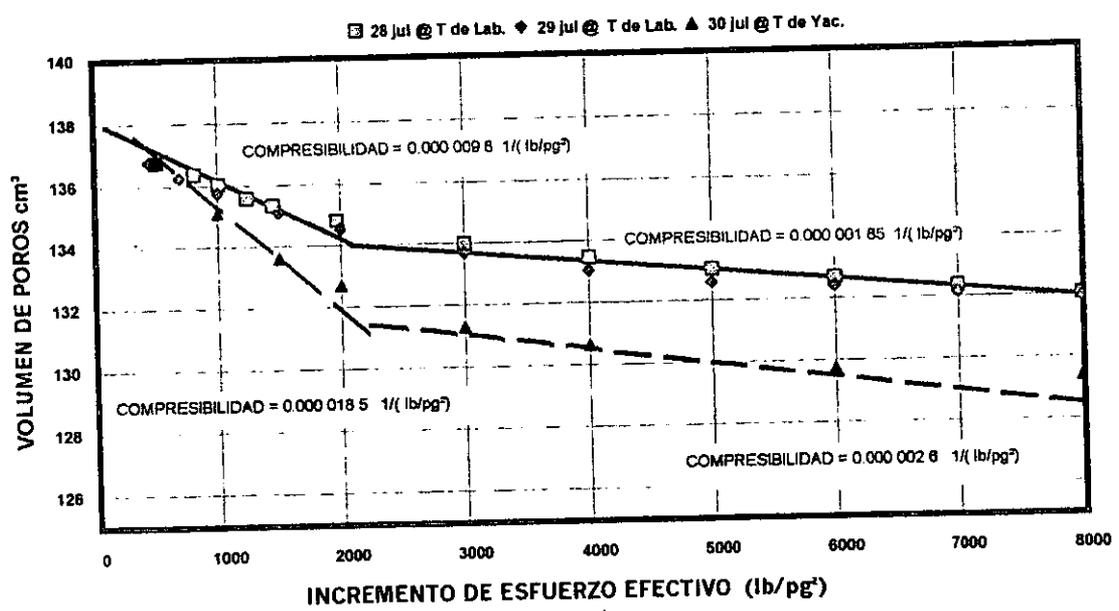
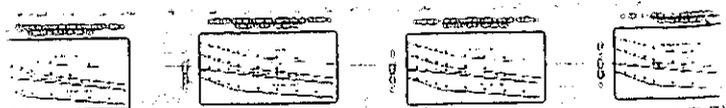


Fig. 45 Comportamiento del volumen de poros efectivo, de la muestra saturada con agua salada, en función del esfuerzo efectivo, indicando la compresibilidad obtenida de un ajuste lineal.

Posteriormente, en la misma muestra de caliza del pozo Pol 59, previamente saturada con agua, se midieron dos comportamientos de variación del volumen de poros, midiendo el volumen de agua expulsado de la muestra, conforme se incrementa la presión de confinamiento efectivo, para las mismas temperaturas de 23°C y 150°C, resultando así una expulsión de volumen de agua o reducción en el volumen de poros total de la quinta parte y reducciones de pendiente de los comportamientos que varían de un quinto a la mitad, con respecto al método anterior (por expansión de helio), para verificar los resultados



anteriores se repitió la prueba a temperatura de laboratorio, confirmándose la variación total previamente señalada; los tres comportamientos se muestran en la figura 45. En esta figura se observa que el comportamiento medido a 150°C presenta volúmenes de poros menores y con mayor variación que el medido a 23°C, tanto para fractura como para matriz. Como se había mencionado anteriormente, la diferencia principal entre los dos métodos (figuras 44 y 45) se debe a la existencia de los efectos de mojabilidad y presión capilar que afectan al método de expulsión, resultando en una reducción del movimiento de los líquidos.

**AJUSTE DEL VOLUMEN DE POROS MEDIDO CON AGUA**  
**POZO POL 59 NÚCLEO 2 MUESTRA 7**

□ 28 jul @ T de Lab.   ◇ 29 jul @ T de Lab.   ▲ 30 jul @ T de Yac.

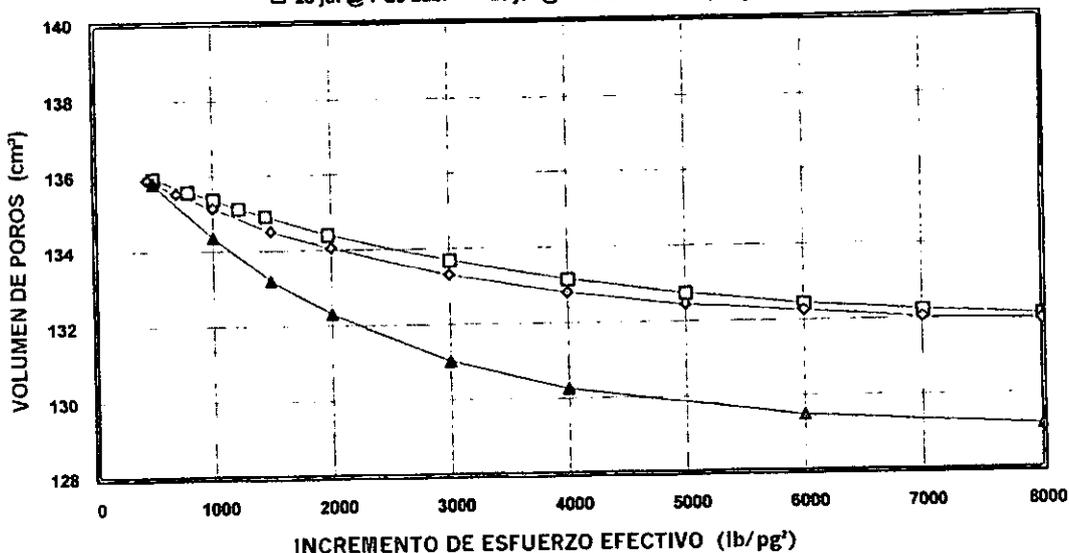
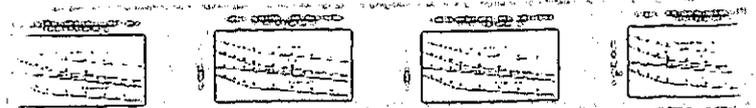


Fig. 46 Comportamientos del volumen de poros en función del esfuerzo efectivo de compresión, ajustado con una función exponencial.

Además estos comportamientos del volumen poroso, medido por expulsión de agua se ajustan muy bien con funciones exponenciales decrecientes (como lo indica la literatura), presentado en la figura 46, que para este ejemplo fue posible interpretar también con el criterio de ajustar líneas rectas promedio, mostradas en la figura 45.

Como se indicó anteriormente, los efectos predominantes de porosidad se identifican por la secuencia de los cambios de pendientes; el de mayor pendiente, que se presenta en el intervalo de menor presión de confinamiento efectiva corresponde al efecto predominante de fracturas, seguida en ocasiones por una o



dos pendientes decrecientes intermedias y/o finalmente uno de pendiente muy pequeña casi horizontal correspondiente al efecto predominante de matriz. Las porciones rectas anteriores verifican su identificación, de efecto predominante en correspondencia con los valores de sus compresibilidades, para cada una de las porciones rectas.

Los comportamientos de la porosidad efectiva y los de permeabilidad absoluta en función de la presión de confinamiento efectiva, se asemejan bastante, dado que definen porciones lineales predominantes, de fracturas principales, de fracturas secundarias y/o predominante de matriz, como los mostrados en las figuras 39 y 40.

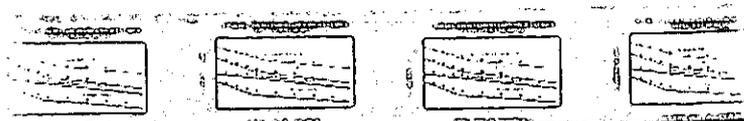
#### 4.4 COMPRESIBILIDAD DE FRACTURA Y MATRIZ

La compresibilidad de la roca se determina de la variación del volumen de la roca como un todo, de la materia (granos) que la compone y/o de los poros o huecos que contienen, con respecto al esfuerzo efectivo de compresión a que se sujete. Por lo cual se pueden determinar varias compresibilidades diferentes para una roca.

La compresibilidad de mayor interés para el estudio de yacimientos de hidrocarburos es la que se determina con la variación del volumen de poros, dado que es mayor por varios órdenes de magnitud que las otras. Esta compresibilidad se puede determinar variando la presión interior o de poro y/o variando la presión de confinamiento exterior; como se estableció con anterioridad, para este estudio se considera como más representativa la variación de presión de confinamiento exterior, principalmente porque se alcanza rápidamente un estado de equilibrio.

Biot (1941) basado en principios de elasticidad y de conservación de energía desarrolló la teoría del comportamiento mecánico para materiales porosos e introdujo un **coeficiente, denominado de Biot**, con el cual se reduce una porción de la presión de poro, para obtener el esfuerzo de compresión efectivo, corrección muy empleada en la teoría de la poroelasticidad.

Geertsma (1957) derivó relaciones entre las diferentes compresibilidades suponiendo materiales porosos homogéneos e **isotrópicos con deformación elástica lineal**, también desarrolló un equipo de medición para determinar el comportamiento del volumen de poros, del volumen total de la roca y del grano de la



roca, cuando se varían la presión de poro o la externa en la roca, midiendo el volumen de líquido inyectado o expulsado en la muestra.

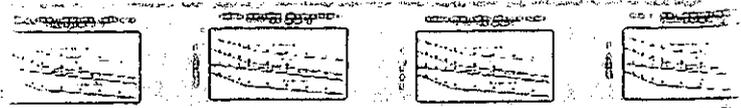
Van Der Knaap, W., (1959) realizó un análisis teórico y experimental de los cambios de volumen poroso debido a la variación de la presión hidrostática interna y externa; con relación a la parte teórica, presenta una forma para calcular las diferentes compresibilidades del medio poroso. Experimentó con el equipo de Geertsma (1957) (**expulsando un líquido**) para **determinar comportamientos elásticos de muestras de areniscas y calizas**. Con datos obtenidos por el autor y otros tomados del trabajo de Carpenter y Spencer (1940), aproximó en escalas logarítmicas comportamientos lineales de compresibilidad del volumen poroso en función de la presión de confinamiento efectiva, o sea comportamientos exponenciales.

Zheng y cols. (1990) determinaron la compresibilidad del volumen de poros, simulando un proceso de producción in-situ en el laboratorio, mediante pruebas de deformación uniaxial, manteniendo constantes el esfuerzo de sobrecarga y la deformación horizontal, en tanto se redujo la presión de poro; estos autores emplearon muestras pequeñas o tapón saturadas con agua, **midiendo el volumen de agua expulsado por la compresión**, para determinar la variación del volumen de poros. Finalmente ajustó una curva a este comportamiento de variación de volumen para determinar la compresibilidad.

Haral, Want y Saner (1995) determinaron la compresibilidad del volumen de poros, derivando la ecuación de la línea recta media graficada en papel log-log, de la variación del volumen de poros en función de la presión de compresión efectiva, de varias muestras pequeñas de caliza de 1 pg de diámetro y 2 pg de longitud. La variación del volumen de poros se determinó con **muestras saturadas con agua, midiendo el volumen de agua expulsado de ellas** al variar la presión de poro de 4500 a 0 lb/pg<sup>2</sup>, manteniendo constante la presión de compresión de 4700 lb/pg, para simular el peso de sobrecarga.

Otra aportación más de esta tesis. A continuación se comenta la diferencia de valores de las compresibilidades determinadas de los comportamientos del volumen poroso en función de la presión de confinamiento efectivo, medidos con los métodos por expansión de helio mostrados en la Fig. 44, y por el de expulsión de agua mostrados en la Fig. 45, en la muestra 7 del núcleo 2 del pozo Pol 59, de la sección próxima pasada.

La relación entre las compresibilidades obtenidas empleando agua y helio, con efecto predominante de fractura en el intervalo de 0 a 2000 lb/pg<sup>2</sup>, medido a temperatura de yacimiento es de aproximadamente de



1/3 y medidas a temperatura de laboratorio es de 1/8; en tanto que para el efecto predominante de fracturas pequeñas (mayor que el de matriz) y matriz respectivamente en el intervalo de 2000 a 8000 lb/pg<sup>2</sup> medido a temperatura de yacimiento es de aproximadamente de 1/10 y medidas a temperatura de laboratorio es de 1/3. Las compresibilidades medidas con expulsión de agua, en la porción con efecto predominante de matriz en el intervalo de 2000 a 8000 lb/pg<sup>2</sup>, tiene valores muy pequeños del orden de 0.000 002 (lb/pg<sup>2</sup>)<sup>-1</sup>, el cual es aún menor que la del agua líquida. Esto último sucede debido a la altas presiones de confinamiento efectivo, que incrementa la presión capilar o que reduce notablemente la garganta de poro y además siendo mojada por agua la muestra retuvo parte del volumen de agua que debía ser expulsado.

Por otra parte la compresibilidad variable mostrada en la figura 47, obtenida al derivar los comportamientos del volumen poroso ajustados con curvas exponenciales mostrados en la figura 46, alcanza valores de compresibilidad aún más pesimistas, con valores aún más pequeños de solo  $6 \cdot 10^{-7}$  (lb/pg<sup>2</sup>)<sup>-1</sup>, para una presión de confinamiento efectivo de 8 000 lb/pg<sup>2</sup>, que corresponde a la porción con efecto predominante de matriz. Con este tipo de ajuste es imposible deslumbrar varios comportamientos de porosidad, así también definir adecuadamente la compresibilidad correcta de la formación o más simple aun la compresibilidad de matriz, lo contrario de lo anteriormente expuesto. Lo que se traduce en otra aportación más.

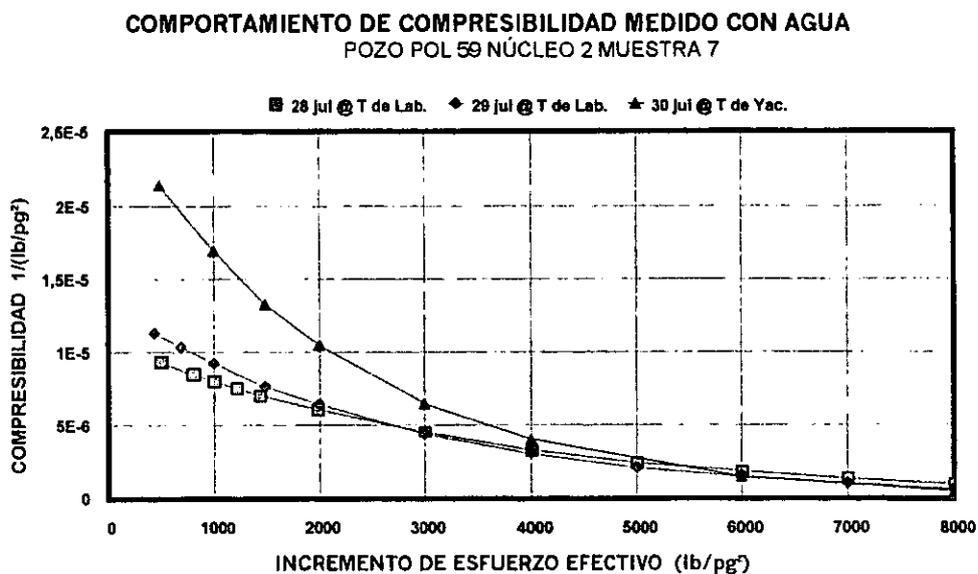
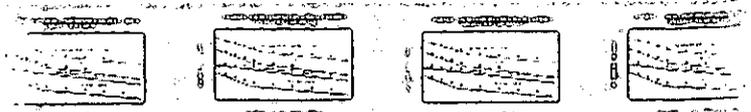


Fig. 47 Comportamientos de compresibilidad pesimistas, determinados con las curvas ajustadas exponencialmente del volumen de poros, en función del esfuerzo efectivo de compresión.



Para terminar esta porción de la tesis, se correlacionó la compresibilidad de roca naturalmente fracturada, en función de la porosidad efectiva, con datos medidos en muestras de diámetro completo de caliza y arenisca fracturadas de núcleos de pozo de varios campos, como Abkatún, Lum, Cantarel y Ek-Balam, la cual se muestra en la Fig. 48. Es importante señalar la diferencia tan grande de compresibilidades que existen entre roca intergranular, con microfracturas y con fracturas, por ejemplo para una porosidad efectiva del 10%, la compresibilidad leída en la gráfica para los tres casos son de 5, 25 y  $60 \times 10^{-6}$  ( $1/(lb/pg^2)$ ), respectivamente.

Es importante señalar la importancia que tiene conocer la permeabilidad de fractura de una muestra de roca, pues ya conocida se puede transformar a cualquiera de las dimensiones que se desee, nos permite determinarla para cualquier ancho de fractura y su relación con la matriz.

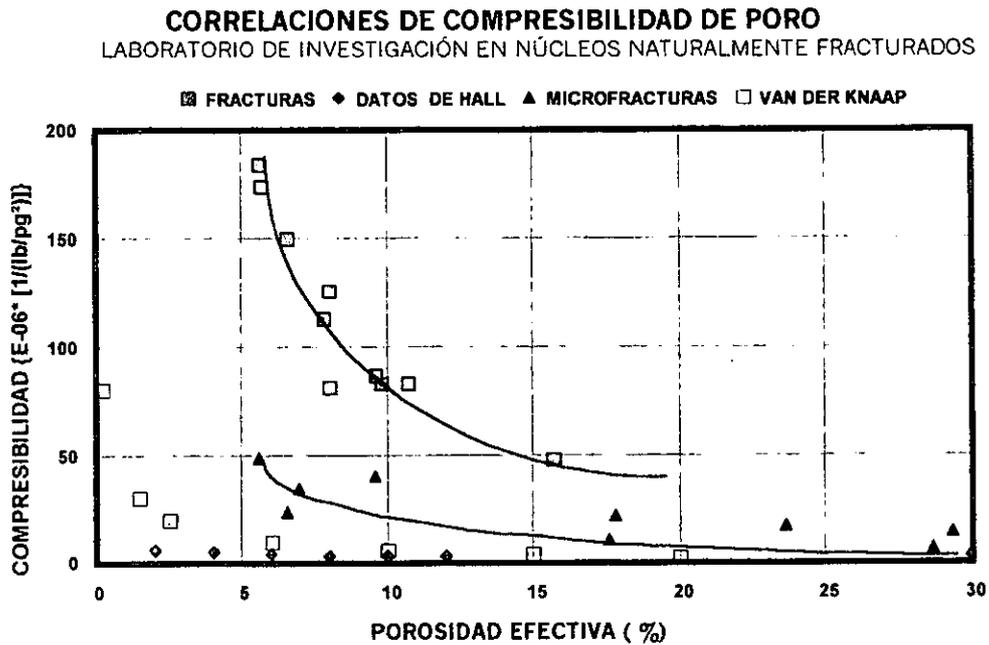
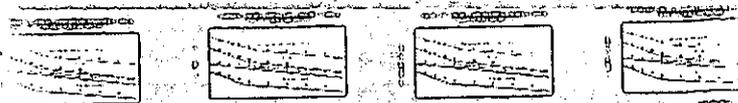


Fig. 48 Correlación de compresibilidad en función de porosidad efectiva, obtenida de muestras con porosidad secundaria.



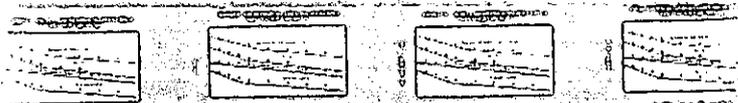
#### 4.5 PRESIÓN CAPILAR DINÁMICA

Al analizar las diferentes formas y fluidos con los que se mide la presión capilar y la aplicación que se le dan a sus resultados, se estableció en su primera fase un método empírico “**LA Presión Capilar Dinámica en Régimen variable**”, cuya medición es sencilla a través de pruebas de desplazamiento de fluidos inmiscibles en régimen variable, siendo sus resultados repetitivos, no se daña la muestra; en estas pruebas se emplean roca y fluidos del yacimiento, lo que permite simular mejor los efectos de mojabilidad, temperatura y presión de confinamiento efectivo. Para realizar estas pruebas se seleccionan porciones de roca con suficiente permeabilidad, que aseguren el flujo de líquidos a través de ella.

Después de analizar las mediciones de presión en un conjunto de comportamientos de pruebas de desplazamiento de drenaje y de imbibición realizadas con gasto constante y creciente, se dedujo que esta información es útil para definir el comportamiento de presión capilar, la cual se ha definido como la diferencia de presiones que existe entre las dos fases en la cara de entrada de la muestra, que para una prueba de desplazamiento en régimen variable es la presión de poro, correlacionada en función de la saturación media de la fase mojante. Para tal objeto la presión de poro se debe corregir, tanto por la diferencia de presiones causada por el flujo, como por la contra-presión en la cara de salida de la muestra, necesaria tanto para evitar evaporación de los líquidos dentro de ella, como para uniformizar el flujo.

Para comprobar la “representatividad” del método de presión capilar dinámica, sus resultados se compararon en forma gráfica, con los de una prueba realizada con membrana semipermeable, tanto en papel cartesiano como semilogarítmico, en forma similar, como se le dió validez a las pruebas de presión capilares por inyección de mercurio (medidas a temperatura de laboratorio), pero en esta ocasión se emplearon los fluidos del yacimiento y la misma muestra para la obtención de los resultados en las tres pruebas. Estas gráficas presentan una gran semejanza y proporcionalidad entre las presiones capilares en un intervalo considerable de saturación.

De acuerdo al trabajo experimental de Fatt (1956) realizado con tubos capilares de vidrio; los poros grandes y localizados en la orilla exterior de una red, se invaden del fluido de inyección cuando la presión capilar alcanza el valor correspondiente a su radio capilar, en tanto que los poros grandes similares pero internos, en medio de poros pequeños, se invaden con la presión capilar correspondiente a los radios de los poros más pequeños que los rodean. En una roca con porosidad secundaria, con fracturas, vórgulos y canales de



disolución e intercristalinos, inmersos en un medio poroso intergranular (por ejemplo la figura 41), esta condición entre poros externos e internos relacionada con la porosidad secundaria, ocasiona que este fenómeno se repita conforme aumenta la magnitud de la presión capilar y se van invadiendo radios capilares cada vez más pequeños o las dimensiones de ambos tipos de porosidades se van reduciendo.

Para esta tesis, se presenta el análisis del comportamiento de dos pruebas de presión capilar dinámica en régimen variable, obtenidas después de realizar dos pruebas de desplazamientos a gasto constante, para determinar permeabilidades relativas aceite-agua; en ella se desplazó el agua por aceite para la preparación de la muestra y se desplazó el aceite por agua para obtener las permeabilidades relativas; las presiones capilares dinámicas se compararon con los escasos datos que fue posible obtener de una prueba de presión capilar medida con membrana semipermeable, todas las mediciones se realizaron en la misma muestra grande de diámetro completo, la cual es una caliza dolomitizada, fracturada con vórgulos y canales de disolución y mojada por agua. En la figura 49 se presenta la comparación de los resultados, graficados en papel cartesiano, en la cual se observa una gran semejanza entre los tres comportamientos de presión capilar. Así como también se le agregó su transformación en diámetro de garganta de poro.

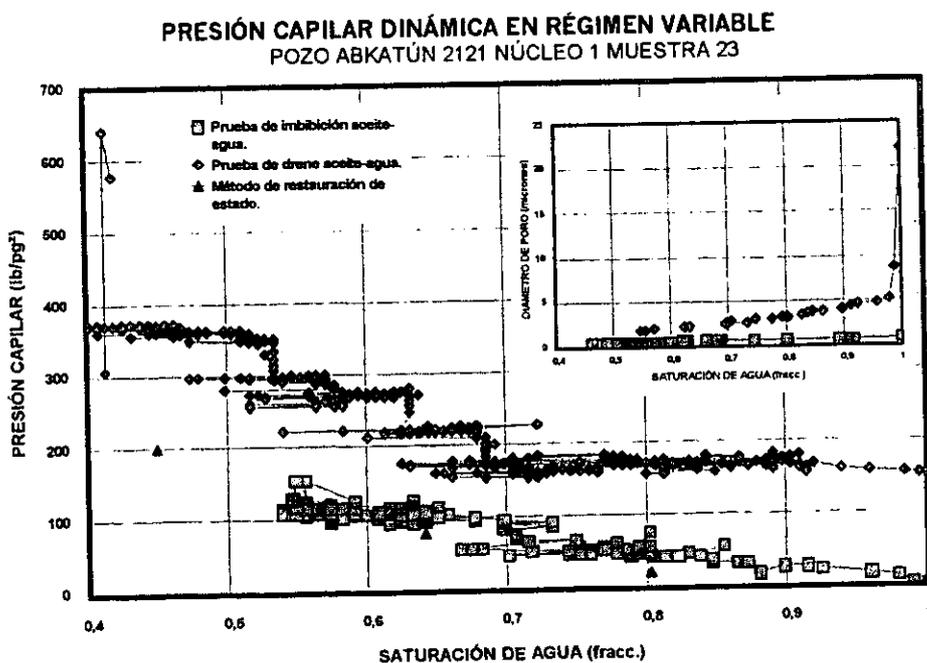
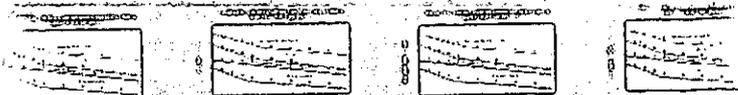


Fig. 49 Comportamiento de presión capilar-saturación de agua; la curva de inyección de aceite se realizó a temperatura de laboratorio y la curva de inyección de agua a 150 °C



**PRESIÓN CAPILAR DINÁMICA EN RÉGIMEN VARIABLE**  
**POZO ABKATÚN 2121 NÚCLEO 1 MUESTRA 23**

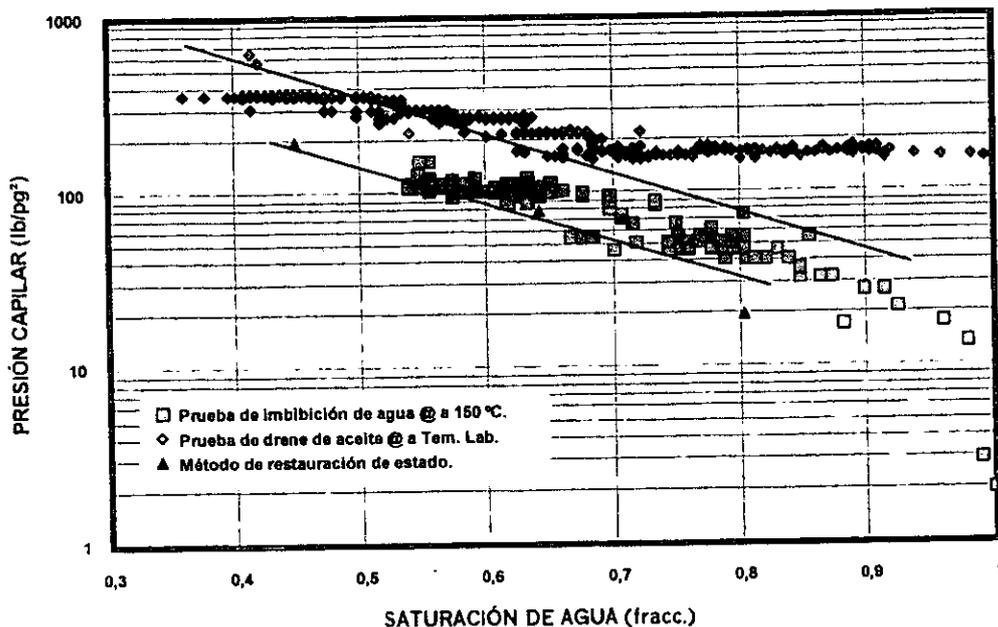
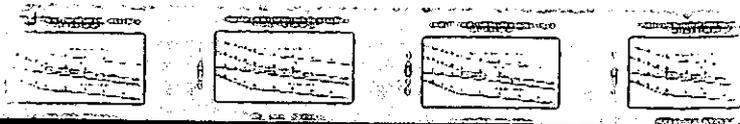


Fig. 50 La semejanza entre los comportamientos de pruebas de presión capilar dinámica con el de restauración estado, permite substituir al de restauración, sólo aplicando un factor de ajuste.

Es importante señalar que para el objetivo de las pruebas de desplazamiento, éstas se realizaron a diferente temperatura, la de drene (aceite desplazando agua) se midió a temperatura de laboratorio y la de imbibición (agua desplazando aceite) se midió a temperatura de yacimiento 150° C, pero no obstante al graficarse en papel semilogarítmico en la figura 50, se puede observar la proporcionalidad que tienen los tres comportamientos, al ser paralelos en un intervalo de saturación. Considerando que los métodos de inyección de mercurio, el dinámico en régimen permanente y el de membrana semipermeable cumplen esta condición de proporcionalidad, también debe ser proporcional el de presión capilar por el método dinámico en régimen variable, dado que la definición es la misma, pero cada uno de ellos se realizan con fluidos y condiciones de prueba diferentes.

Los comportamientos de pruebas de presión capilar dinámica presentan un conjunto de escalones que para un rango determinado de la saturación de agua la presión capilar permanece constante, debido principalmente a dos razones. Primero por la gran cantidad de datos que se pueden obtener con este método y segundo porque la muestra empleada es grande, de diámetro completo y fracturada, con una distribución de poros



semejante al mostrado en la figura 41 y posiblemente porque se cumple un fenómeno semejante al descrito por Fatt (1956), para un manojó de tubos capilares de vidrio.

A continuación se presentan otras dos aplicaciones de las pruebas de presión capilar dinámica en régimen variable, con una arenisca frágil bastante preservada, parcialmente fracturada del campo Ek-Balam de la formación Jurásico Superior Oxfordiano, una de ellas fue para determinar la mojabilidad de la roca y la otra fue para calificar la eficiencia del lavado de roca en este laboratorio.

En la figura 51 se presentan los resultados de dos pruebas de presión capilar dinámica en régimen variable, realizadas con muestras nativas de diámetro completo a condiciones del yacimiento, para definir la mojabilidad del campo, desplazando aceite por agua y agua por aceite con gasto constante, graficando los resultados en papel cartesiano para comparar las áreas que define cada comportamiento de presión capilar siguiendo el método de Civan y Donaldson (1989). La comparación de áreas es excelente y los resultados de estas pruebas indican, sin lugar a duda, que esta formación es mojada por aceite. La saturación de aceite inicial de la muestra nativa fue del 75%, porque en su preparación no admitió más agua.

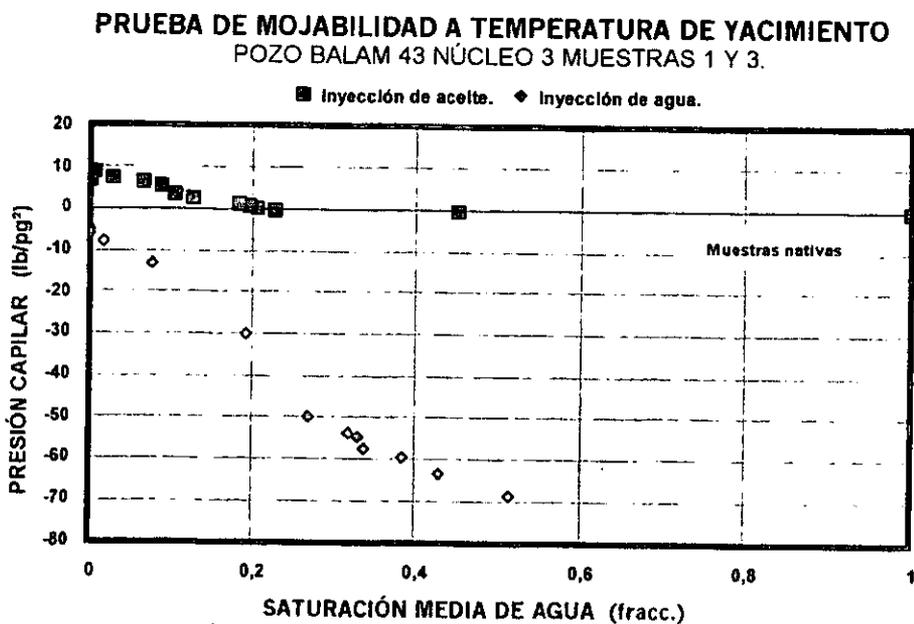
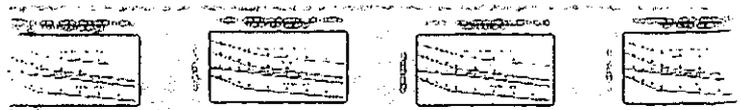


Fig. 51 La relación entre las áreas de drene e imbibición indica que la muestra es mojada por aceite, las áreas están entre curvas y el eje X.



En la figura 52 se presentan los resultados de otras dos pruebas de presión capilar dinámicas en régimen variable, para comprobar la eficacia del lavado de las muestras. Antes de realizar las pruebas, dos muestras de areniscas de Ek-Balam nativas, fueron lavadas con una mezcla del 50% de tolueno y 50% de alcohol metílico, secadas y saturadas, una muestra con agua salada sintética y la otra con aceite de formación. Los resultados de las pruebas de presión capilar son excelentes y nos permiten concluir que el lavado que se realiza a las muestras es excelente, al restituirles su mojabilidad al agua. Porque al comparar las áreas que define cada comportamiento de presión capilar siguiendo el método de Civan y Donaldson (1989), el área de drene (inyección de aceite) es mayor que el área de imbibición (inyección de agua).

**PRUEBA DE MOJABILIDAD A TEMPERATURA DE YACIMIENTO  
POZO BALAM 43 NÚCLEO 3 MUESTRAS 1**

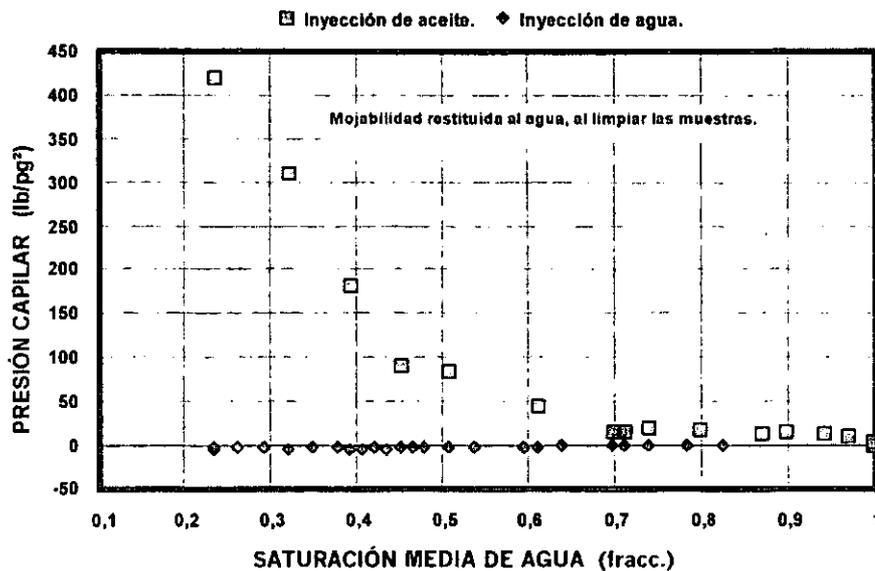
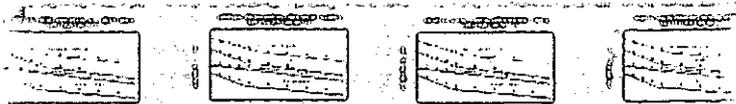


Fig. 52 La relación entre las áreas de drene e imbibición indica que la muestra es mojada por agua, las áreas están entre curvas y el eje X.

**4.6 PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO**

Para realizar las pruebas de desplazamiento para determinar permeabilidades relativas se requiere como información previa e indispensable conocer la mojabilidad de la roca, si no es el caso, durante la preparación de las muestras, debe restituirse su mojabilidad, saturando la muestra con los fluidos del yacimiento; aún cuando todavía no es lo óptimo, se cubren los casos extremos y posiblemente los intermedios. Cuando la



roca es mojada por agua o mojada por aceite, los dos casos se pueden comentar en forma resumida, como el flujo de una fase mojante y otra fase no mojante y para mayor claridad y comprensión, para la presentación de ambos casos nos referiremos como el caso tipo, al de una roca mojada por agua, a menos de que se especifique lo contrario.

Para realizar las pruebas de desplazamiento se debe de tomar en cuenta el orden de flujo y el comportamiento de cada uno de los líquidos y/o gases empleados, por las alteraciones que pueden o deben causar a las características iniciales de la muestra, porque algunos de los fluidos utilizados forman parte de la prueba y otros solo causan la alteración deseada o perjudicial en la preparación de las muestras, causando cambios del comportamiento de las permeabilidades relativas.

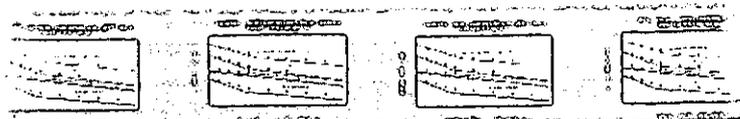
#### 4.6.1 SATURACIÓN DE MUESTRAS

Las muestras se saturan siguiendo todos los pasos indicados en el capítulo anterior; después de haber saturado un gran número de muestras, se puede concluir que con el equipo antes descrito la saturación de líquido inicial lograda en la mayoría de ellas, generalmente es de aproximadamente un 99 % de su porosidad efectiva, porque en la mayoría de las muestras de caliza, solo una porción de la porosidad total de ella está intercomunicada, siendo tan reducida en algunas, que solo alcanza un 60% de su volumen poroso total.

#### 4.6.2 PERMEABILIDAD A UN LÍQUIDO

La permeabilidad absoluta a un líquido generalmente solo se mide en las muestras programadas para determinar comportamiento de permeabilidades relativas, porque se emplea como información base de comparación de acuerdo a la definición de permeabilidades relativas, y por esta razón se mide para varias condiciones de temperatura y de incremento de presión de confinamiento efectivo, para varios gastos y su posible variación con respecto al tiempo cuando el fluido reacciona con la roca.

La permeabilidad absoluta al agua de formación (o sintética), se debe determinar para la misma temperatura con que se mide el comportamiento de las permeabilidades relativas, de laboratorio o de yacimiento, así como también para varios valores de incremento de presión de confinamiento efectivo, para disponer de información a las mismas condiciones de medición, con las que se realicen las pruebas de desplazamiento. Este comportamiento de permeabilidad a un líquido, junto con el de porosidad efectiva confirman la existencia



de los efectos predominantes de fractura y de matriz obtenidos anteriormente con gas. El incremento de presión hidrostática de confinamiento efectivo, básicamente simula el cambio del esfuerzo de compresión efectivo horizontal que sufre la roca, desde cero hasta valores altos que simulan el esfuerzo de compresión efectivo vertical del yacimiento, de acuerdo con todo lo comentado en el capítulo anterior.

En la figura 53 se presenta un ejemplo de la variación de la permeabilidad absoluta al agua de formación con respecto al tiempo de flujo, para una presión de confinamiento efectiva de 1250 lb/pg<sup>2</sup>, determinada en una caliza dolomitizada con porosidad secundaria; esta variación es notable porque presenta una reducción de permeabilidad o sea de cierre de canales de flujo, similar a la que se ocasiona por un aumento de presión de confinamiento efectivo.

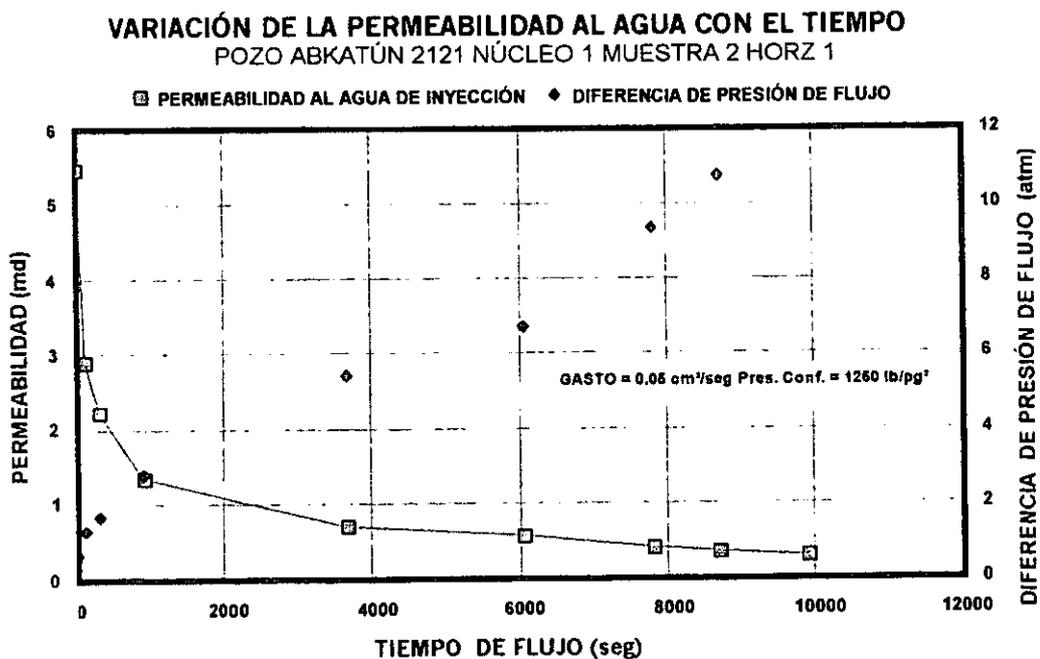
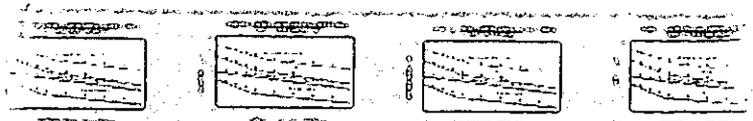


Fig. 53 Comportamiento de permeabilidad absoluta al agua en función del tiempo, fluyendo a gasto constante.

En la figura 54 se presenta un ejemplo de variación de la **permeabilidad absoluta al agua** en función del esfuerzo de compresión de confinamiento efectivo, medida en una caliza dolomitizada con porosidad secundaria, que muestra dos comportamientos lineales, con efectos predominantes correspondientes al de fractura y al de matriz, comentados y justificados anteriormente para el comportamiento de la permeabilidad



absoluta medida con gas. El espacio de fracturas se reduce notablemente al incrementarse el esfuerzo de compresión, tanto como para obtenerse medidas de permeabilidades pequeñas, semejantes a la permeabilidad del espacio intergranular y hasta cero para esfuerzos muy altos después de la intersección de los comportamientos.

PERMEABILIDAD ABSOLUTA AL AGUA HORIZONTAL  
POZO ABKATÚN 2121 NÚCLEO 1 MUESTRA 26

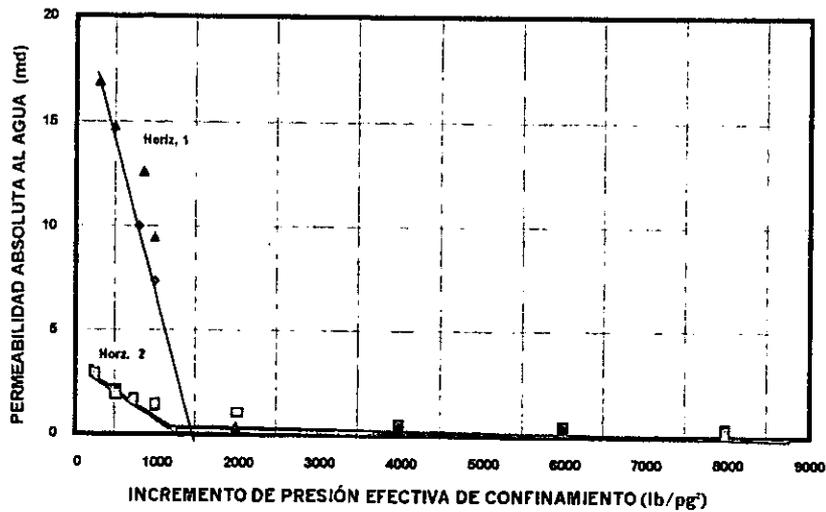


Fig. 54 Comportamientos de la permeabilidad horizontal absoluta al agua en función del incremento de presión efectiva de confinamiento.

PERMEABILIDAD AL LIQUIDO  
POZO ABKATÚN 2121 NÚCLEO 1 MUESTRA 20

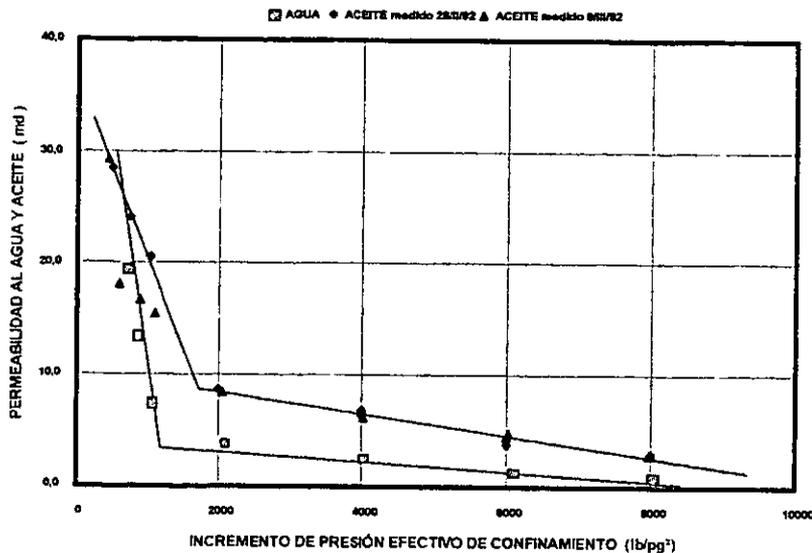
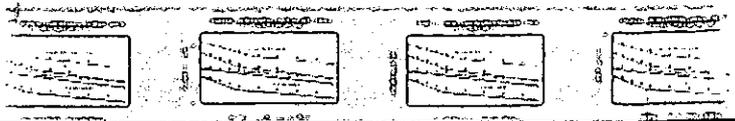


Fig. 55 Comportamiento de permeabilidad absoluta al agua de formación y efectiva al aceite en función del incremento de presión efectiva de confinamiento.



La determinación de los comportamientos de **permeabilidad absoluta al agua** (saturada 100% con agua) y **efectiva al aceite** (con saturación crítica de agua) en función del esfuerzo de compresión efectivo, en una muestra de caliza dolomitizada con porosidad intergranular y secundaria, se presentan en la figura 55; ambos comportamientos son similares en cuanto a los efectos predominantes de fractura y de matriz, pero la permeabilidad absoluta al agua es ligeramente menor debido a la reacción del agua con la roca.

En la figura 56 se presenta un comportamiento de **permeabilidad absoluta al aceite** (saturada 100% con aceite), en función del esfuerzo de compresión efectivo, medido en la muestra 23 del núcleo 1 tomada del pozo Abkatún 2121 de caliza dolomitizada, el cual presenta tres comportamientos lineales con grandes cambios de pendiente entre sí; al segundo comportamiento lineal se le denominó de microfracturas, porque sin llegar a ser un comportamiento de matriz, presenta una reducción de la permeabilidad de los canales de fractura, al nivel de los pequeños canales o microfracturas que intercomunican los vórgulos, los cuales a su vez también experimentan una reducción en su espacio poroso. En cambio en la figura 55 se observa un cambio notable de pendientes de fractura a matriz.

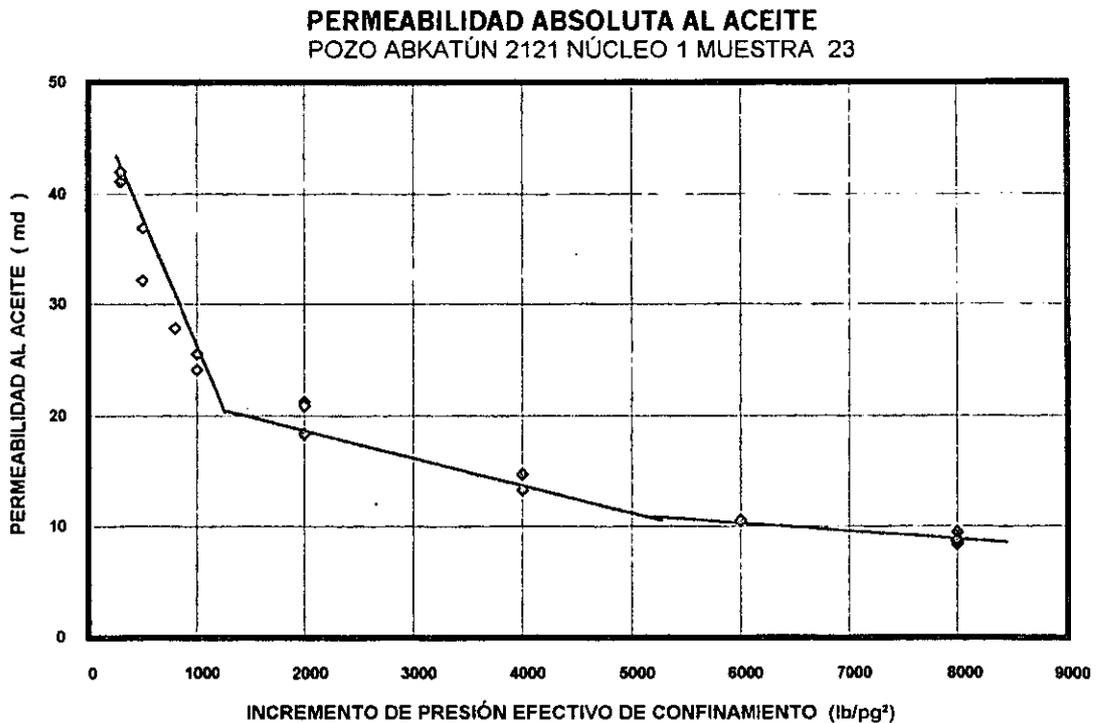
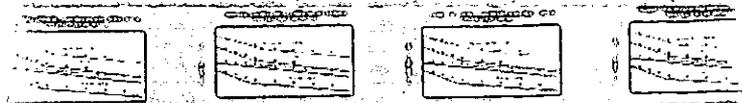


Fig. 56 Comportamiento de la permeabilidad absoluta al aceite con respecto al incremento de presión efectiva de confinamiento (6/11/92).

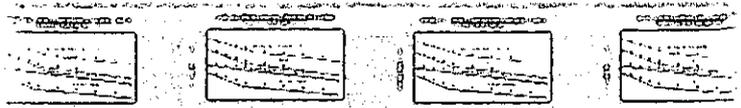


#### 4.6.3 PERMEABILIDADES RELATIVAS

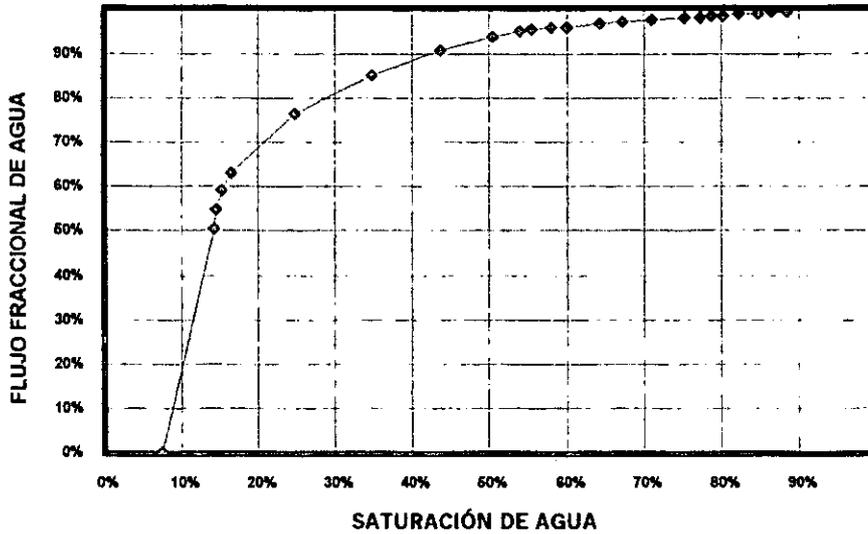
Durante el desarrollo de esta tesis se midieron permeabilidades relativas para muy diversas condiciones, tanto a temperatura de laboratorio como de yacimiento, para incrementos de presión de confinamiento efectivo predominante de fracturas principales, fracturas secundarias y de matriz, para roca mojada por agua y por aceite, tanto en dirección horizontal como vertical, pero todas en muestras de diámetro completo. Las figuras 57 y 58 son dos ejemplos de comportamientos de permeabilidades relativas aceite-agua para condiciones extremas de mojabilidad, pero con la característica de haber sido medidas en rocas naturalmente fracturadas.

La figura 57 presenta los comportamientos de flujo fraccional y permeabilidades relativas aceite-agua medidos en la cara de salida de una muestra de diámetro completo, de arenisca frágil, elástica, fracturada, mojada por agua, después de limpiarla con una mezcla de tolueno y alcohol al 50%, del campo EK-BALAM, de la formación Jurásico Superior Oxfordiano. Durante este proceso se simularon las condiciones actuales del yacimiento, las cuales corresponden a una presión de confinamiento efectiva horizontal de 4000 lb/pg<sup>2</sup>, y a la caída de presión media de los fluidos del yacimiento y a la temperatura de 140 °C.

El comportamiento de las permeabilidades relativas mostrado en la figura 57, confirma que la roca es mojada por agua (Andersen, 1988) y tiene microfracturas debido a que presenta muy baja saturación de agua crítica menor del 10%, con surgencia de agua casi inmediata, tendiendo a alcanzar rápidamente el valor máximo de la permeabilidad relativa al agua, con alta recuperación de aceite durante el periodo de fase subordinada, con una saturación de agua menor del 50% para el valor de permeabilidades relativas iguales, y finalmente con una porción casi horizontal de la curva de permeabilidad relativa al agua, debido a que el agua de inyección fluye a través de toda la muestra desplazando lentamente el aceite del espacio intergranular hacia los canales de microfracturas, por los cuales fluye la mayor parte de ella. Se considera que el comportamiento de estas permeabilidades relativas corresponde a condiciones de microfracturas para las 4000 lb/pg<sup>2</sup> de presión de confinamiento efectiva, por su baja compresibilidad de  $18 \cdot 10^{-6}$  1/(lb/pg<sup>2</sup>), determinada de la variación de porosidad efectiva en función del esfuerzo efectivo; este valor de compresibilidad es del orden de tres veces mayor que la compresibilidad de la matriz.



**FLUJO FRACCIONAL DE AGUA**  
**POZO EK 101 NÚCLEO 1 MUESTRA 3 @ CY**



**PERMEABILIDADES RELATIVAS ACEITE-AGUA**

◇ ko/K    ◆ kw/K

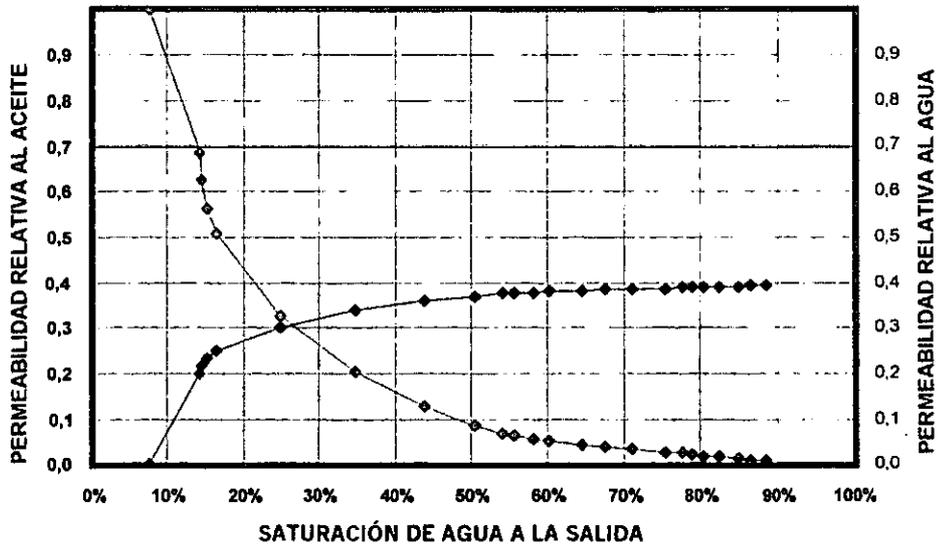
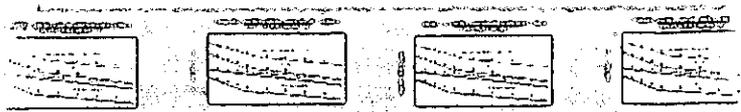
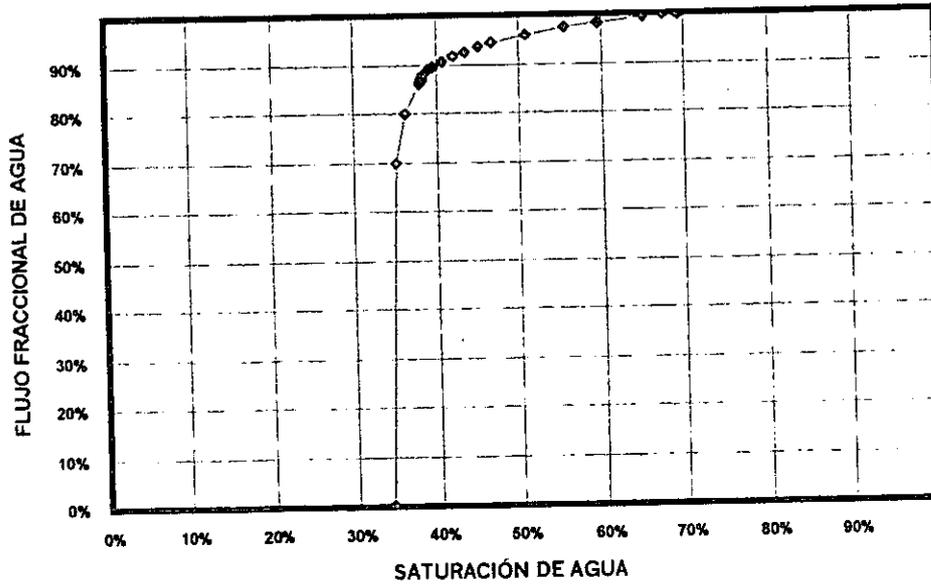


Fig. 57 Comportamiento del flujo fraccional y de permeabilidades relativas en función de saturación de agua, en la cara de salida del núcleo @ Pc de 4000 lb/pg<sup>2</sup> y T de 140°C



La figura 58 presenta los comportamientos de flujo fraccional y permeabilidades relativas aceite-agua medidos en la cara de salida de una muestra de diámetro completo, de caliza dolomitizada, elástica, fracturada, mojada por agua, del campo Abkatún, de la formación Brecha-Paleoceno del Cretácico, para las condiciones de medida del laboratorio, con 1500 lb/pg<sup>2</sup> de presión de confinamiento horizontal efectiva y temperatura de 21°C. El comportamiento de las permeabilidades relativas confirma que la roca es mojada por agua (Andersen, 1988) y fracturada, con una saturación de agua crítica del 34% , porqué presenta una surgencia de agua casi inmediata, alcanzando rápidamente un valor alto de permeabilidad relativa al agua, con una recuperación de aceite del 36% durante el período de fase subordinada y finalmente, con una porción casi horizontal de la curva de permeabilidad relativa al agua, debido a que el agua de inyección fluye a través de toda la muestra, desplazando lentamente el aceite del espacio intergranular hacia los canales de fractura, por los cuales fluye la mayor parte del agua. Por su alta compresibilidad de  $71 \cdot 10^{-6} \text{ 1/(lb/pg}^2\text{)}$ , determinada de la variación de porosidad efectiva en función del esfuerzo efectivo se considera que el comportamiento es de fracturas para las 1500 lb/pg<sup>2</sup> de presión de confinamiento efectiva.

FLUJO FRACCIONAL DE AGUA  
 POZO ABKATÚN 2121 NÚCLEO 1 MUESTRA 18 @ CS



PERMEABILIDADES RELATIVAS ACEITE-AGUA

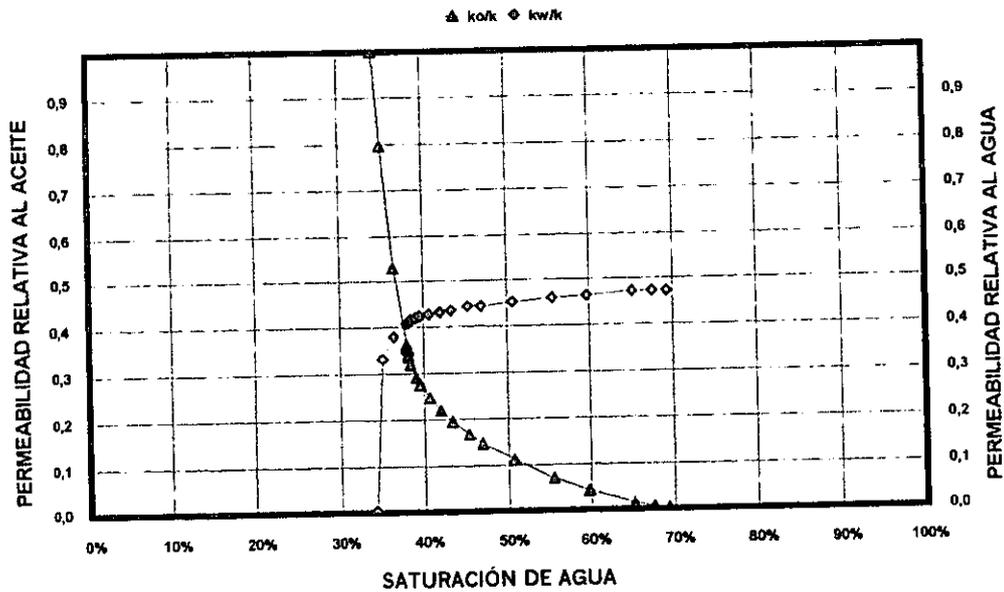
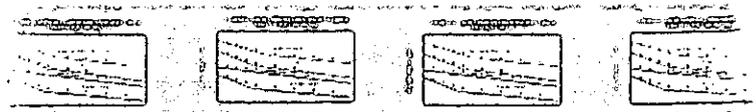


Fig. 58 Comportamiento del flujo fraccional y de las permeabilidades relativas como función de la saturación, en la cara de salida del núcleo, @ un esfuerzo efectivo de 1500 lb/pg<sup>2</sup> y T de 23 °C.



En la figura 59 se presentan dos comportamientos de permeabilidades relativas agua-aceite medidos en muestras tapón, de caliza dolomitizada, elástica, tendiente a ser homogénea o intergranular, mojada por agua, del campo Abkatún, de la formación Brecha-Paleoceno del Cretácico, medida por « ERCO P.S, INC.» El comportamiento de las permeabilidades relativas confirma que la roca es mojada por agua y homogénea, porque presenta saturaciones críticas grandes de agua y de aceite y valores de permeabilidades relativas al agua pequeñas. La comparación de estos comportamientos de las permeabilidades relativas en calizas, mostrados en las figuras 59 y 58, confirma la necesidad de su determinación empleando muestras de diámetro completo a condiciones de yacimiento y con fluidos del yacimiento.

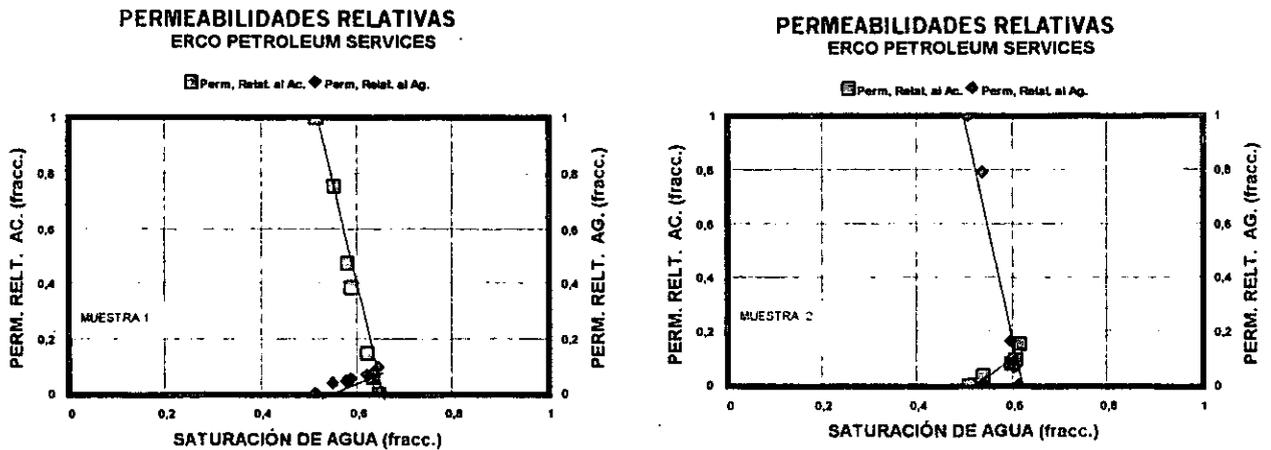


Fig. 59 Comportamientos de permeabilidades relativas aceite-agua, determinadas en muestras de roca mojada por agua y homogénea, del pozo Abkatún 76 de 1 pg. de diámetro y 1 1/2 pg. de longitud.

#### 4.7 MOJABILIDAD

Se diseñó un equipo neumático para determinar la mojabilidad con muestras de roca de los yacimientos de hidrocarburos, el cual emplea el método de Placa Dinámica de Wilhelmy, tomando en cuenta las experiencias, los resultados y recomendaciones de los experimentos de Andersen (1988), comentados anteriormente. Se pasó de pruebas con vidrio a pruebas con muestras de roca realizando comparaciones cualitativas y cuantitativas, inicialmente con materiales tipo de mojabilidad conocida, una muestra de roca caliza mojada por agua y una placa gruesa de acrílico mojada por aceite, llevando a cabo las pruebas con una velocidad muy pequeña, para que las mediciones efectuadas en forma dinámica, se puedan considerar como estáticas o en equilibrio. El resultado de estas dos pruebas para emplearse como gráficas tipo se presentan en la figura 60 para una roca mojada por agua y en la figura 61 para una roca mojada por aceite.



**PLACA DINÁMICA DE WILHELMY  
ROCA MOJADA POR AGUA**

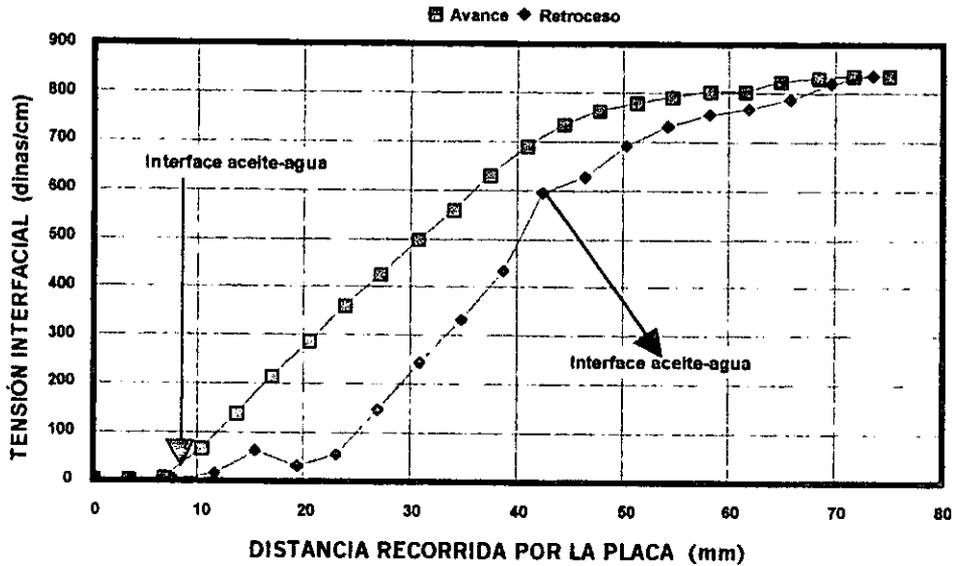


Fig. 60 Determinación del comportamiento de la interface del sistema roca-aceite-agua con una placa de caliza dolomitizada mojada por agua.

La observación es cualitativa porque se observa el comportamiento de los meniscos y cuantitativa porque se mide la tensión interfacial conforme avanza o retrocede la placa en el portamuestras que contiene agua y aceite; durante la prueba la placa avanza para cruzar las interfaces aire-aceite y aceite-agua y retrocede para cruzar las interfaces agua-aceite y aceite-aire. Finalmente, para concluir cual es el estado de mojabilidad de una muestra de roca, se analiza la gráfica de tensión obtenida de la prueba y se compara con las gráficas de las placa tipo, junto con sus respectivos comportamientos de meniscos antes mencionados.



**PLACA DINÁMICA DE WILHELMY  
MUESTRA MOJADA POR ACEITE**

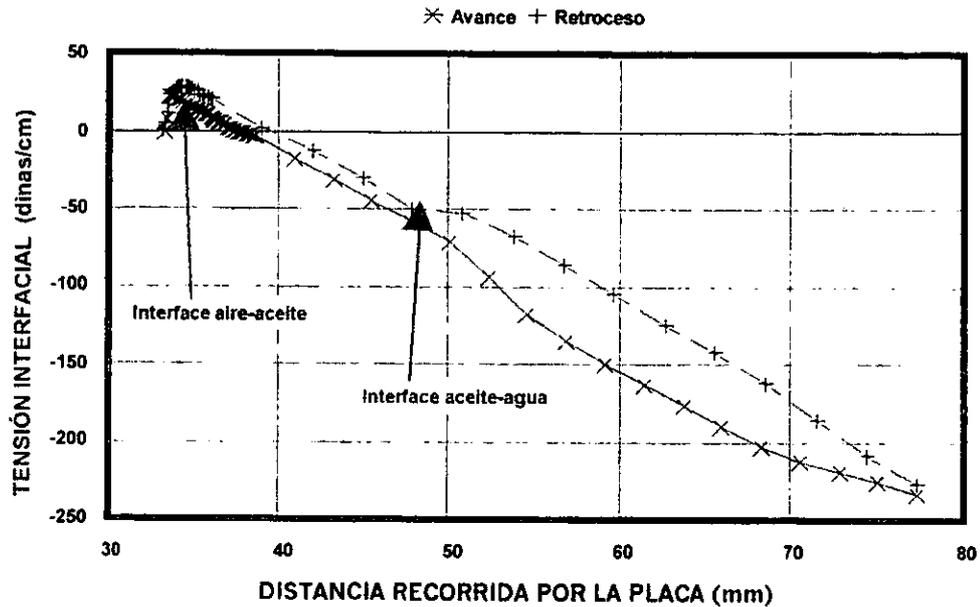


Fig. 61 Determinación del comportamiento de la interface del sistema roca-aceite-agua con una placa de acrílico mojada por aceite.

Una vez probado el equipo con muestras de roca tipo de mojabilidad conocida, el método se empleó para determinar la mojabilidad de dos muestras del campo EK-BALAM, del pozo Balam 43 núcleo 1, las cuales se pueden considerar como nativas y preservadas, por contener más del 80% de su aceite y algo de filtrado de lodo al recuperarse de su cubierta de núcleo. El efecto del lodo se trató de evitar cortando una placa de la porción central de cada muestra, una en dirección horizontal o perpendicular al eje del núcleo y la otra en dirección axial o vertical, las cuales al analizarse presentaron lecturas de tensión negativas y la forma de los meniscos interfaciales de avance aceite-agua y de retroceso agua-aceite son hacia abajo rechazando la muestra, o sea el comportamiento de una roca mojada por aceite semejante al obtenido con la lámina de acrílico, mostrado en la figura 61. En la figura 62 se presenta el comportamiento cuantitativo de la prueba realizado con una porción de la muestra.

La determinación de mojabilidad del mismo campo, también las realizó personal del IMP empleando el método de Amott, en varias muestras de pozo Ek 13, habiendo obtenido el mismo resultado, es decir que la formación es mojada por aceite.



**PLACA DINÁMICA DE WILHELMY**  
**POZO BALAM 43 NÚCLEO 6 MUESTRA 7**

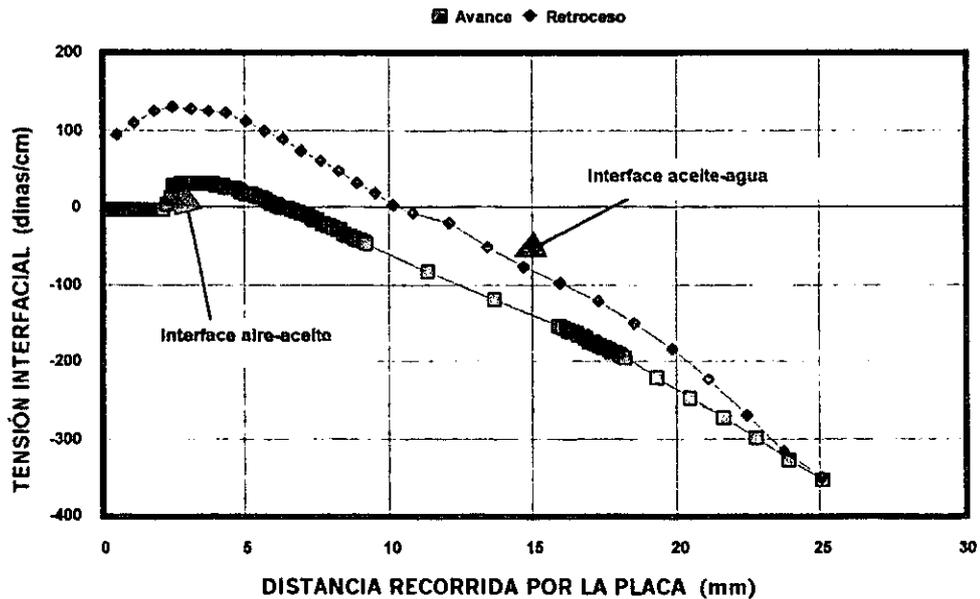
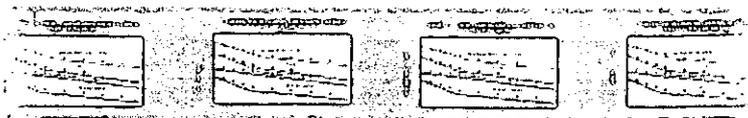


Fig. 62 Determinación de mojabilidad de la interface del sistema roca-aceite-agua con una placa de arenisca delesnable, que resultó mojada por aceite.

Para verificar aún más los resultados obtenidos, se realizó un experimento sencillo, rápido y de observación directa y simple, para lo cual se procedió en la forma siguiente: las muestras del campo Ek-Balam inicialmente se restauraron por imbibición con aceite refinado, posteriormente se colocaron gotas de agua y aceite en su superficie, observando que la gota de agua presenta un ángulo mayor de  $120^\circ$  y recorre la superficie de la muestra libremente al inclinarse ésta ligeramente, en tanto que la gota de aceite se expande con un ángulo de casi cero, confirmando la conclusión anterior.

Para redondear las ideas antes mencionadas, en la figura 63 se presenta el conjunto de fotografías de los meniscos determinados durante la prueba de mojabilidad de la misma muestra, del pozo Balam 46 núcleo 6 muestra 7, previamente discutida en la figura 62. Del análisis de resultados antes mencionados, se confirma la alta eficiencia de este método para identificar la mojabilidad de una muestra de roca.

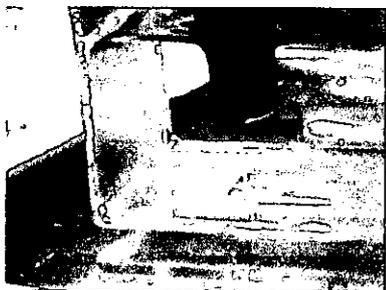


a) El aceite se eleva hacia la roca, por lo que el menisco queda hacia arriba.



b) El agua rechaza la roca, por lo que el menisco queda hacia abajo.

La muestra avanza hacia el contacto aire-aceite y después al contacto aceite-agua.



a) El agua rechaza la roca, por lo que el menisco queda hacia abajo.

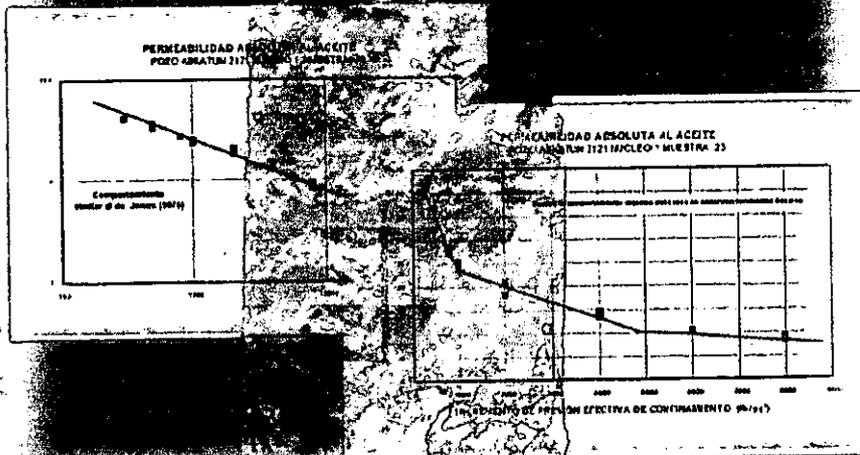


b) El aceite se eleva hacia la roca, por lo que el menisco queda hacia arriba.

La muestra retrocede del contacto aceite-agua y después al contacto aire-aceite.

Fig. 63 Se describe gráficamente el comportamiento de un ciclo de meniscos, de una prueba de mojabilidad, de una roca mojada por aceite.

# CAPÍTULO 5



# Capítulo 5

## CONCLUSIONES

El propósito principal de esta tesis fue establecer una metodología para determinar **propiedades petrofísicas, tanto de fractura como de matriz de roca naturalmente fracturada o con porosidad secundaria** (fracturas, micro fracturas, micro y macro vórgulos, canales de disolución e ínter cristalinos), lo más apegada posible a la realidad, para utilizar sus resultados en la realización de estudios de yacimientos de hidrocarburos. Estas propiedades se han determinado principalmente con muestras grandes de roca (del diámetro de muestreo) de los yacimientos de la Sonda de Campeche, México. De este estudio se desprenden las conclusiones siguientes:

1. Para realizar los análisis petrofísicos se considera como una aproximación inicial excelente, que el valor del esfuerzo efectivo original de compresión horizontal menor, es una fracción pequeña e incluso puede llegar a ser despreciable, con respecto al esfuerzo efectivo original de compresión vertical.
2. Para una roca consolidada naturalmente fracturada, el comportamiento de su permeabilidad y el de su volumen poroso en función del esfuerzo efectivo de compresión es lineal, subdividido este comportamiento principalmente en dos rangos lineales contiguos de esfuerzo uno con efecto predominante de fractura y el otro con efecto predominante de matriz.
3. La determinación de los comportamientos lineales antes mencionados, permite evaluar ambas propiedades para fractura y matriz sin destruir la muestra, es decir sin cortar muestras tapón de ella, ni dañarla con la compresión, debido a que las muestras se comportan elásticamente.
4. La determinación de la permeabilidad absoluta medida con gas, en función del esfuerzo efectivo de compresión de una muestra de roca anisotrópica naturalmente fracturada, se debe corregir tanto por los efectos de deslizamiento como por los de alta velocidad para cada grupo de medidas, obtenidas para las diferentes direcciones (la vertical y dos horizontales perpendiculares entre sí), y presión efectiva de confinamiento.
5. Se obtuvo un valor representativo de la permeabilidad absoluta para cada grupo de permeabilidades



al gas, corrigiendo inicialmente por el efecto de alta velocidad empleando la ecuación de Forcheirmer en forma gráfica, para determinar el factor  $\beta$  y posteriormente aplicarla en forma algebraica para corregir cada una de las permeabilidades al gas y finalmente, se corrigió gráficamente por el efecto de deslizamiento.

6. El comportamiento en el laboratorio de la porosidad y de la permeabilidad medidas en función del esfuerzo efectivo, emula el comportamiento de estas propiedades de roca en el yacimiento, debido a la reducción de la presión ocasionada por la extracción de hidrocarburos y su variación con la profundidad.
7. La ventaja de determinar las curvas de permeabilidades relativas aceite-agua con muestras grandes se debe principalmente a que la determinación es más precisa, porque se tienen mayores posibilidades de apreciar el efecto de la porosidad secundaria y el de la mojabilidad, además de que las curvas se definen en un rango mayor de saturación de agua, de hasta cuatro veces o más que la definición común obtenida empleando muestras tapón. Adicionalmente también se tiene la posibilidad de obtener resultados más confiables porque se realizan empleando las rocas, los fluidos y las condiciones de yacimiento.
8. El método denominado “placa dinámica de Wilhelmy” **modificado empleando una lámina de cada muestra de roca**, que se instrumentó e implementó en este laboratorio para evaluar periódicamente la mojabilidad, durante el envejecimiento de las muestras de los yacimientos en estudio, es rápido dado que solo requiere de media hora de prueba, es sencillo y confiable, comparado con los métodos convencionales que tardarían varios días y con resultados dudosos para el tipo de muestras empleadas en este estudio, además de requerirse el corte de muestras tapón de las muestras grandes en estudio.
9. Los resultados obtenidos para estimar la presión capilar con el método propuesto en esta tesis, denominado “**presión capilar dinámica en régimen variable**”, son comparables con los obtenidos con los métodos de inyección de mercurio y el de restauración de estado, **pero con la gran ventaja de que sus resultados son más representativos**, debido a que esta determinación se realiza mediante desplazamiento de un fluido por otro a las condiciones reales de presión y temperatura existentes en la formación.

- 
10. La determinación de la mojabilidad deducida de los resultados obtenidos por la aplicación del método “presión capilar dinámica en régimen variable” a varias muestras, se aproxima bastante a la mojabilidad real del yacimiento en estudio.
  11. Con base en los comportamientos lineales del volumen poroso medido en función del esfuerzo efectivo de compresión, se logró separar claramente la compresibilidad de fractura y de matriz de roca naturalmente fracturada. Lo anterior, permitió para el conjunto de muestras hasta ahora analizadas evaluar compresibilidades de fractura y de matriz en un rango de valores muy amplio, obteniéndose para fracturas valores entre 50 y 200  $10^{-6} 1/(\text{lb/pg}^2)$ , para micro fracturas entre 12 y 40  $10^{-6} 1/(\text{lb/pg}^2)$  y para matriz valores entre 4 y 10  $10^{-6} 1/(\text{lb/pg}^2)$ . Estos últimos resultados son similares a los ya publicados para muestras tapón.
  12. Se confirmó el alto grado de influencia que la porosidad secundaria tiene en el flujo y en el almacenamiento de fluidos, lo que se refleja a través de las dos correlaciones obtenidas en este laboratorio, una para las compresibilidades de fracturas, de micro fracturas y de matriz en función de la porosidad efectiva y la otra del coeficiente de flujo de alta velocidad en función de la permeabilidad absoluta.
  13. Por lo mencionado anteriormente, la determinación de propiedades petrofísicas de formaciones que presentan porosidad secundaria, solamente puede realizarse en muestras que contengan este tipo de porosidad, es decir lo más grandes posible, como lo son las muestras de diámetro completo.
  14. Las determinaciones de la porosidad efectiva y de la permeabilidad absoluta en función del esfuerzo efectivo de compresión en una celda hidrostática, en muestras con porosidad secundaria, son representativas con respecto a las obtenidas en los experimentos realizados con un equipo triaxial, cuando la comparación de ambas se realiza dentro del rango elástico de deformación de la roca.
  15. Debido a que la mojabilidad influye notablemente en el comportamiento del flujo simultáneo de dos fases no miscibles, es condición necesaria que las muestras presenten la mojabilidad real del yacimiento antes de realizar en ellas pruebas especiales, tales como permeabilidades relativas y efectivas, presión capilar, resistividad, susceptibilidad, etc.



## PROSPECCIÓN

1. Actualmente se encuentra en estudio e instrumentación un método para determinar parámetros eléctricos de muestras de diámetro completo sometidas a diferentes condiciones de presión, temperatura y saturación de agua.
2. Existe la posibilidad de desarrollar un método de escalamiento, que permita extrapolar al nivel del yacimiento los valores de las propiedades determinadas en este laboratorio. Para realizar lo anterior, podrían emplearse los registros de densidad, de porosidad y el registro eléctrico, en combinación con las determinaciones de propiedades eléctricas medidas en las muestras.

# Bibliografía



## 5.1 BIBLIOGRAFÍA

Abgrall, E., 1971; "Etude du Comportement Du Milieu Poreux en Temperature et Sous Contrainte"; Reveu de L'Institut Francais Du Petrole, XXVI, 7-8, (agosto), 571-590.

Aguilera, R., 1980; "Naturally Fractured Reservoirs." The Petroleum Publishing Co., Tulsa, pg. 703.

Aguilera, R., 1987; "An Approximate Solution of Linear Flow in Naturally Fractured Reservoirs"; artículo SPE 16442 en el 62th Technical Conference y Exhibition, Dallas, Tx., (septiembre 27-29) 70-95.

Aguilera, R., 1982; "Relative Permeability Concepts for Predicting of Naturally Fractured Reservoirs." JCPT, Vol. 21, (noviembre 5) 128-136.

Ahmed, U., Crary S.F. y Coates, G.R., 1989; "Permeability Estimation: The Various Sources and their Interrelationship"; artículo SPE 19604 presentado en la Annual Technical Conference and exhibition, San Antonio, Tex. (octubre 8-11) 649-663.

Ali, H., Al-Marhoun, M., Abu-khamsin, s. and Celik, M., 1987; "The Effect of Overburden Pressure on Relative Permeability", artículo SPE 15730, presentado en la 5th Middle East Show, Manama, Bahrain (marzo 7-10) 335-340.

Amaefule, J. O., Kersey, D. G., Marschall, D. M., Powell, J. D., Valencia, L. E. y Keelan, D. K., 1988; "Reservoir Description: A Practical Synergistic Engineering and Geological Approach Based on Analysis of Core Data"; Artículo SPE 18167, publicado en la 63th Annual Technical Conference and Exhibition en Houston, Texas, (octubre 2-5) 1-9.

Amott, E., 1959; "Observations Relating to the Wettability of Porous Rock": Trans., AIME, v. 216, pgs. 156-62.

Andersen, M. A. y Testers, D. C., 1989; "A New Device for Determining Wetting Preference of Core Oil/ Brine/Solid Systems"; Soc. Core Annal. 8801, Vol. 1, (agosto 2-3)



Andersen, M. A., Thomas, D. C. y Teeters, D, 1988; "A New Formation Wettability Test: The Dynamic Wilhelmy Plate Wettability Technique"; artículo SPE/DOE 17368, presentado en Enhance Oil Recovery Symposium en Tolsa, Oklahoma, (abril 17-20) 529-38.

Anderson, W. G., 1986a; "Wettability Literature Survey-Part 1: Rock/Oil/Brine interacciones, and the Effects of Core Handling on Wettability"; JPT, v. 38(octubre)1125-49.

Anderson, W. G., 1986b; "Wettability Literature Survey-Part 2: Wettability Measurement"; JPT, v. 38(noviembre), 1246-1262.

Anderson, W. G., 1986c. "Wettability Literature Survey-Part 3: The Effects of Wettability on the Electrical Properties of Porous Media"; JPT, v. 38 (diciembre) 1371-1378.

Anderson, W. G., 1987a; "Wettability Literature Survey- Part 4: Effects of Wettability on Capillary Pressure"; JPT, v. 39 (octubre) 1283-1300.

Anderson, W. G., 1987b; "Wettability Literature Survey-Part 5: The Effects Of Wettability on Relative Permeability."; JPT, v. 39 (noviembre) 1453-1468.

Anderson, W. G., 1987c, "Wettability Literature Survey-Part 6: The Effects Of Wettability on Waterflooding"; JPT, v. 39 (diciembre) 1605-1622.

Anderson, R. A., Ingram, D. S. y Zanier, A. M., 1973; "Determining Fracture Pressure Gradients From Well Logs"; JPT, (noviembre) 1259-1268.

Arastoopour, H., Chen, S. T. y Hariri, H., 1987; "Analysis of Flow of Gas and Water in a Fractured and Non Fractured Low-Permeability Reservoir Under Production"; artículo SPE 16948, presentado en 62th Annual Technical Conference and Exhibition en Dallas, Tx., (septiembre 27-30) 157-162.

Arps. J. J., 1964; "Engineering Concepts Useful in Oil Finding", Bull. AAPG, vol., No. 2, (febrero) 157-165.



Aufricht, W. R., 1957; "The Interpretation of Capillary Pressure Data From Carbonate Reservoirs"; Petroleum Trans., AIME, v. 210, 402-405.

Bass, D. M., 1987; "Properties of Reservoir"; Capítulo 26, en H. B. Bradley (Editor) Petroleum, Engineering Handbook Society of Petroleum Engineer, Richardson, Tex.

Batycky, J. P., Mccaffery, F. G., Hodgins, P. K. y Fisher, D. B., 1981; "Interpreting Relative Permeability and Wettability from Unsteady-State Displacement Measurements"; Soc. Pet. Eng. J. (junio), pags. 296-308.

Behrmann, L. A. y Pucknell, J. K., 1992; "Effects of Underbalance and Effective Stress on Perforation Damage in Weak Sandstone: Initial Results"; artículo SPE 24770, presentado en el 67th Annual Technical Conference and Exhibition en Washington, DC (octubre 4-7) 81-90.

Bergosh, J. L., Marks, T. R. y Mitkus, A. F., 1985; "New Core Analysis Techniques for Naturally Fractured Reservoirs"; artículo SPE 13653, presentado en el California Regional Meeting en Bakersfield, California, (marzo 27-29) 599-605.

Bergosh, J. L. y Lord, G. D., 1987; "New Developments in the Analysis of Cores From Naturally Fractured Reservoirs", artículo SPE 16805 presentado en el 62th Technical Conference and Exhibition, Dallas, Tx., (septiembre 27-29) 563-570.

Biot, M. A., 1941; "General Theory of Three Dimensional Consolidation."; J. Appl. Phys., v.12 (febrero) 155.

Biot, M. A., 1957; "The Elastic Coefficients of the Theory of Consolidation." Trans., ASME v. 24, 594-601.

Brace, W. F., 1975; "Pore Pressure in Geophysics."; Departament of Earth and Planetary Sciences, Massachusetts Institute of Technology, Cambridge, Massachusetts, pag. 265-273.

Bredehoeft, J. D., Wolff, R. G., Keys, W. S. y Shuter, E., 1976; "Hydraulic Fracturing to Determine the Regional In Situ Stress Field, Piceance Basin", Geol. Soc. Am. Bull., 87, 250-258.



Brownell, L. E. and Katz, D. L., 1947; "Flow of Fluids Through Porous Media."; Chem Eng Prog", vol. 43, (enero) 601-612.

Brownell, L. E. y Katz, D. L., 1947; "Part II, Simultaneous Flow of Two Homogeneous Phase Chemical"; Engineers Science, (enero) 601-612.

Buckley, S. E. y Leverett, M. C., 1942; "Mechanism of Fluid Displacement in Sands", Trans., AIME 146, p. 107.

Buckley, J. S. y Morrow, N. R., 1989; "Influence of Electrical Surface Charges on the Wetting Properties of Crude Oils"; SPE Reservoir Engineering (agosto) 332-340.

Burdine, N. T., Gournay, L. S. y Reichertz, P.P., 1950; "Pore Size Distribution of Petroleum Reservoir Rocks"; Petroleum Trans., AIME v. 189, 195-204.

Casse, F. J. 1974; "The Effect of Temperature and Confining Pressure on Flow Properties of Consolidates Rocks."; Tesis Doctoral, Departamento de Ingeniería Petrolera, Universidad de Stanford, Stanford, Ca.

Cheatham, J. B., 1967; "Strain Hardening of a Porous Limestone"; Soc. Pet. Eng. J., (septiembre) 229-234.

Civan, F. y Donaldson, E., 1989; "Relative Permeability From Unsteady-State Displacements with Capillary Pressure Included."; SPE Formation Evaluation, (junio) 189-192.

Coats, K. H., 1980; "An Equation of State Compositional Model."; SPE Trans.v. 269 (octubre) 363-376.

Choho, T., Pelce, V., Fasanino, G. y Picard, M., 1989; "A New Method for Capillary Pressure and Relative Permeability Curve Matching for Gas/Water Flow"; artículo SPE 19812, publicado en el 64th Annual Technical Conference and Exhibition en San Antonio, Texas, (ocubre 8-11), 409-416.

Coles, M. E., Spanne, P. Muegge, E. L. y Jones, K. W., 1995; "Computed Microtomography of Reservoir Core Samples"; Soc. Core Annal., 9401, 9-18.



Collins, R. E. y Crawford, Paul B., 1953; "Calculations of Unsteady-state Gas Flow Through Porous Media, Corrected for Klinkenberg Effect"; Trans., AIME, 3540, (agosto) 339-340.

Colonna, J., Brissaud, F. y Millet, J. L., 1972; "Evolution of Capillarity and Relative Permeability Hysteresis"; Soc. of Pet. Eng. J. (febrero) 28-38.

Corey, A. T., 195; "Effect of Stratification on Relative Permeability."; Trans. AIME vol. 207, 258-360.

Cornell, D. y Katz, D. L., 1953; "Flow of Gases Through Consolidated Porous Media."; Ind. and Eng. Chem., vol. 45, 2145-52.

Corredor, J. H., Piper, L. D. y McCain, W. D., 1992; "Compressibility Factors for Naturally Occurring Petroleum Gases."; artículo SPE 24864, publicado en el 67th Annual Technical Conference and Exhibition en Washington, DC (octubre 4-7) 1007-1015.

Craft, B. C. y Hawkins, M.F., 1968; "Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos."; Edt. Trad. Vasquez S. H. Tecnos, Madrid, (enero).

Crocker M. E. y Marchin, L. M., 1986; "Wettability and Adsorption Characteristics of Crude Oil Asphaltene and Polar Fractions."; artículo SPE/DOE 14885, presentado en el Fifth Symposium on Enhanced Oil Recovery Tulsa, OK (abril 20-23) 49-59.

Cuiec, L.E., 1975; "Restoration of the Natural State of Core Samples."; artículo SPE 5634, presentado en el 50th Annual Fall Meeting, Dallas, Tx. (septiembre 28-octubre 1).

Cuiec, L., 1986; "Wettability and Oil Reservoirs."; Inst. Fran. Petr., France (abril) 193-207.

Cuiec, L., 1977; "Study of Problems Related to the Restoration of the Natural State of Core Samples."; J. Cdn. Pet. Tech., No 4 (octubre-diciembre) 68-80.

Cuiec, L. y Yahya, F. A., 1991; "Wettability of Asab Reservoir Rock: Comparison of Various Evaluation Methods Role of Lithology"; Soc. Core Annal., 9109, 1-14.



Daneshy, A. A. y Slusher, G. L. y Chisholm, P. T., 1984; "In-Situ Stress Measurements During Drilling"; Soc. Pet.Eng., 13227, (septiembre) 1-10.

Darcy, H., 1856 ; "Les Fontaines Publiques de la Ville de Dijon".

Dean, R. H. y LO, L. L., 1988; "Simulations of Naturally Fractured Reservoirs."; SPE Reservoir Engineering (mayo) 638-648.

Denekas, M. Q., Mattax, C. C. y Davis, G. T., 1959. "Effects of Crude Oil Components on Rock Wettability."; Trans AIME, v. 216, pgs. 330-43.

Desbrandes R., 1989; "In Situ Rock Wettability Determination Improves Formation Evaluation: Part 1- Wettability Concept."; Petroleum Engineers International, (mayo) 34-41.

Desbrandes, R., 1989; "In-Situ Rock Wettability Determination Improves Formation Evaluation: Part 2- Laboratory Experiments, Field Studies, and Effects of Invasion."; Petroleum Engineers International, 12962, (agosto) 38-45.

Desbrandes R. y Gualdron J., 1988; "In Situ Rock Wettability Determination With Wireline Formation Tester Data"; The Log Analyst, (julio-agosto) 244-252.

Donaldson, E.C., Civan, F. y Alam, M. W. U., 1987; "Relative Permeabilities at Simulated Reservoir Conditions."; Artículo SPE 16970, publicado en el 62th Annual Technical Conference and Exhibition en Dallas, Texas (septiembre 27-30) 395-404.

Dranchuk, P. M. y Kolada, L. J., 1967; "Interpretation of Steady Linear Visco-Inertial Gas Flow Data."; Artículo de JCP presentado en el 18th Annual Technical Meeting CIM en Banff, Alta, (mayo) 36-40.

Ehrlich, R., 1971; "Relative Permeability Characteristics of Vugular Cores: Their Measurement and Significance."; Artículo SPE publicado en el 46th, Annual Fall Meeting, New Orleans, La., (octubre 3-6) 1-12.



Erco Petroleum Services, 1981; "Special Core Análisis of Pozo Abkatún 74"; Petroleum Laboratories, Inc, Houston, Tex.

Everett J. P., Gooch Jr. F. W. y Calhoun Jr. J. C., 1950; "Liquid-Liquid Displacement in Porous Media as Affected by the Liquid-Liquid Viscosity Ratio and Liquid-Liquid Miscibility"; Trans., AIME, v. 189, 215-224.

Fast, R. E. Murer A. S, y Timmer R. S., 1992; "Description and Analysis of Cored Hydraulic Fractures Lost Hills Field, Kern County, California."; Artículo SPE 24853, publicado en el 67th Annual Technical Conference and Exhibition en Washington , DC (octubre 4-7), 895-908.

Fatt, Y.: 1953; "The Effect of Overburden Pressure on Relative Permeability.", JPT (octubre), pgs., 325-326, Trans., AIME 198.

Fatt, I., 1956; "The Network Model of Porous Media. Capillary Pressure Characteristics."; Trans., AIME, v. 207, 144-159.

Fatt, Y. 1958; "Pore Volume Compressibilities of Sandstone Reservoir Rocks."; Trans., AIME 213, 362-364.

Fenner, R., 1938; "Untersuchungen zur Erkenntnis des Gebirgsdrucks."; (Studies on the Determination of Stresses in the Earth), Gluckauf (agosto) 74, 681.

Firoozabadi, A., L. K. Thomas y Todd B. J., 1992. "High-Velocity Flow in Porous Media"; Artículo SPE 24869, presentado en Annual Conference and Exhibition, Washington, DC (octubre 4-7), 31-41.

Firoozabadi, A., L. y Katz, D. L., 1979; "An Analysis of High-Velocity Flow Through Porous Media."; JPT (febrero) 211-216.

Fleureau, J. M., 1989; "Wettability of Reservoir Core Samples"; artículo SPE 19681, presentado en 64th Annual Technical Conference and Exhibition San Antonio, Texas, (octubre 6-11) 507-516.



Fontenot, J. E., y Clark R. K., 1973; "An Improved Method for Calculating Swab/Surge and Circulating Pressures in a Drilling Well"; Artículo SPE 4521, presentado en el 48th Annual Fall Meeting en Las Vegas, Nev. (septiembre 30-octubre 3) 1-16.

Forcheirmer, P., 1901; "Wasserbewegung durch Boden."; Zritz ver Deutsch Ing. 45, 1731.

Forcheirmer, P., 1914; "Hidraulik"; Leipzig y Berlin, Capítulo 15, Secciones 116-118, Druck y Verlag von B. G. Teubner.

Foster J. F., 1981; "Techniques for Determining Porosity an Permeability of Unconsolidated Sands"; United States Patent, 337706/163581, 573-597.

Frantz, J. H., Gatens, J. M., Hopkins, C. W. y Holditch., 1992; "Using a Multilayer Reservoir Model To Describe a Hydraulically Fractured, Low-Permeability Shale Reservoir."; Artículo SPE 24885, presentado en el 67th Annual Technical Conference and Exhibition en Washington, DC (octubre 4-7) 237-238.

Freeman, D. I. y Rockley, M. G., 1989; "Method for Quantitative Analysis of Core Samples."; United States Patent, 337745/1634089 (Junio 13) 1-8.

Friedman, M., 1969, "Structural Analysis of Fractures in Cores From Saticoy Field, Ventura County California."; The AAPG Bull., v. 53, pag. 367-389.

Friedman, M., y Heard, H. C., 1974; "Principal Stress Rate in Cretaceous Limestones from Texas Gulf Coast."; The AAPG. Bull., 58, 71-78.

Gant, P. L. y Anderson, W. G., 1988; "Core Cleaning for Restoration of Native Wettability"; SPE Formation Evaluation, (marzo) 131-138.

Garrison J. R., Pearn W. C. y Von Rosenberg, D. U., 1991; "The Fractal Nature of Geological Data Sets: Power Law Processes Everywhere."; Artículo SPE 22842, publicado en el 66th Annual Technical Conference and Exhibition en Dallas, Texas, (octubre 6-9) 261-272.



Geertsma J., 1957; "The Effect of Fluid Pressure Decline on Volumetric Changes of Porous Rocks"; Trans., AIME, vol 210, 331-340.

Geertsma, J., 1973; "Land Subsidence Above Compacting Oil and Gas Reservoirs."; JPT (junio) 734-44.

Geffen, T. M., Owens, W. W., Parrish, D. R. y Morse R. A., 1951; "Experimental Investigation of Factor Affecting Laboratory Relative Permeability Measurement."; Trans., AIME v. 192, 99-109.

Gewers C. W. W. y Nichol L. R., 1969; "Gas Turbulence Factor in a Microvugular Carbonate"; J. Canadian. Pet. Tech. (mayo) 51-53.

Gobran, B. D., Brigham, W. E. y Ramey Jr, H. J., 1981; "Absolute Permeability as a Function of Confining Pore Pressure, and Temperature"; SPE Formation Evaluation (marzo) 77-84.

Gray, D. M., Fatt, I. y Berganini, G., 1963; "The Effect on Permeability of Sandstone Cores"; Soc. Pet. Eng. J., 2, 203.

Hafner, W. 1951; "Stress Distributions and Faulting."; Bull.GSA (abril) 373-398.

Hall, H. N., 1953; "Compressibility of Reservoir Rocks. "; Trans., AIME 198, 309-311.

Hall, H. N., 1953; "Compressibility of Reservoir Rocks"; Petroleum Trans. AIME, vol. 198, (mayo) 309-348.

Haimson, B. y Fairhurst, C., 1967; "Initiation and Extension of Hydraulic Fractures in Rocks"; Soc. Pet. Eng. J. (septiembre) 310-318.

Handin, J., Friedman, M., Logan, J. y Pattison, L., 1972; "Experimental Folding of Rocks under Confining Pressure: Buckling of Single-Layer Rock Beams"; Center Tectonophysics A & M University, Texas, College Station, 77843, 1-28.

Handin, J. E. y Hager, R. V., 1957; "Experimental Deformation of Sedimentary Rock Under Confining Pressure: Tests at Room Temperature on Dry Samples."; Bull., AAPG (ene), vol 41, 1-50.



Handin, J. E., Hager, R. V., Friedman, M. y Feather, J. N.; 1963; "Experimental Deformation of Sedimentary Rock Under Confining Pressure: Pore Pressure Tests."; Bull. AAPG, vol 47, pgs. 717-755.

Harris, J. F., Taylor, G. L., y Walper, J. L., 1960; "Relation of Deformational Fractures in Sedimentary Rocks To Regional and Local Structure"; Bull. AAPG., v. 44, No. 12, (diciembre) 1853-1873.

Harrison, E., Kieschnick, W. F. y McGuire W. J., 1954; "The Mechanics of Fracture Induction and Extension"; Trans., AIME v. 201, 252-263.

Harry, W. B., 1951; "Capillary Pressure Investigations"; Petroleum Trans. AIME, v. 192, 67-74.

Hassler, G. L., 1944; "Measurement of Capillary Pressures in Small Core Samples"; Petroleum Technology"; T. P. 1817, Los Angeles, Cal., Meeting (octubre) 114-123,.

Hawkins, J. T., 1988; "Comparison of Three Methods of Relative Permeability Measurement"; SCA 8804, 1988, 1-16.

Hawkins, J. T. y Bouchard A. J., 1989; "Reservoir Engineering Implications of Capillary Pressure and Relative Permeability Hysteresis"; SCA 8909 (octubre) 1-10.

Heaviside J. y Brown, C. E., 1987; "Relative Permeability for Intermediate Wettability Reservoirs."; Artículo SPE 16968, presentado en 62th Annual Technical Conference and Exhibition en Dallas, Texas (septiembre 27-30) 365-378.

Heaviside J. y Salt, H. J., 1988; "A Systematic Approach: The Key To Successful Core Analysis"; Artículo SPE 18385, presentado en European Petroleum Conference, London, UK (octubre 16-19) 463-472.

Hafner, W., 1951; "Stress Distribution and Faulting."; Geol. America Bull., v. 62, p. 373-398.

Hirasaki, G. J., 1991; "Wettability: Fundamentals and Surface Forces"; SPE Formation Evaluation, (junio) 217-226.



Hirasaki, G. J., Rohan, J. A. y Dubey, S. T., 1990; "Wettability Evaluation During Restored State Core Analysis"; Artículo SPE 20506, publicado en 65th Annual Technical Conference and Exhibition en New Orleans, LA (septiembre 23-26) 361-75.

Hjelmeland, O. S. y Larrondo, L. E., 1986; "Experimental Investigation of the Effects of Temperature, Pressure, and Interfacial Properties."; SPE Res. Eng. (julio) 321-28.

Honarpour M. M. y Maloney R., 1990; "Relative Permeability Technology and Applications"; Petroleum and Energy Research, 9008, Barlesville, OK., 1-22.

Honarpour, M. M., Huang, D. D. y Dogru, A. H., 1995; "Simultaneous Measurements of Relative Permeability, Capillary Pressure and Electrical Resistivity with Microwave for Saturation Monitoring"; Artículo SPE 30540 presentado en el Annual Technical Conference and Exhibition en Dallas, Tx. (octubre 22-25) 73-84.

Honarpour, M. y Mahmood, S.M., 1988; "Relative-Permeability Measurements: an Overview"; JPT (agosto), 963-966.

Howard, G. C. y Fast, C. R., 1970; "Hydraulic Fracturing", Monografie, v. 2, Soc. Petr. Engin., Dallas, Tx.

Hsu Wen-Fu y Flumerfelt R. W., 1992; "Wettability of Porous Media by NMR Relaxation Method"; Artículo SPE 24761, publicado en 67th Annual Technical Conference and Exhibition Washington, DC (octubre 4-7) 1027-1037.

Hubbert, M. K., 1945; "Strenght of the Earth."; Bulletin AAPG, (noviembre), 29, 1630.

Hubbert, M. K. y Willis, D. G., 1957; "Mechanics of Hydraulic Fracturing"; Trans. AIME, v. 210, (febrero) 153-168.

Huppler J. D., 1970; "Numerical Investigation of the Effects of Core Heterogeneities on Waterflood Relative Permeabilities."; Soc. Pet. Eng. J. (Diciembre) 381-392.



Huskey W. L. y Crawford P. B., 1967; "Performance of Petroleum Reservoirs Containing Vertical Fractures in the Matrix"; Soc. Pet. Eng. J., v. 7 (junio) 221-228.

Hvolboll, V. T., 1978; "Method for Accurately Measuring Produced Oil Volumes During Laboratory Waterflood Test At Reservoir Conditions."; Soc. Pet. Eng. J. (agosto) 239-41.

Jashunandan, P. P. y Morrow, N. R., 1991; "Effect of Wettability on Waterflood Recovery for Crude/Oil/Brine/Rock Systems"; Artículo SPE 22597, presentado en 66th Annual Technical Conference and Exhibition en Dallas, Texas, (octubre 6-9) 111-126.

Johnson, E. F., Bossler, D. P., y Naumann, V. O., 1959; "Calculation of Relative Permeability from Displacement Experiments."; J. Pet. Tech. (enero) 61-63.

Jones S. C., 1987; "Using the Inertial Coefficient  $b$ , To Characterize Heterogeneity in Reservoir Rock"; Artículo SPE 16949, publicado en el 62th Annual Technical Conference and Exhibition en Dallas Tx. (septiembre 27-30) 165-174.

Jones, F. O., Jr., 1975; "A Laboratory Study of the Effects of Confining Pressure on Fracture Flow and Storage Capacity in Carbonate Rocks."; JPT (enero) 21-27.

Jones, S. C., 1972; "A Rapid Accurate Unsteady-State Klinkenberg Permeameter"; SPEJ, v. 163, (octubre) 383-397.

Jones S. C. y Roszelle W. O., 1978; "Graphical Techniques for Determining Relative Permeability From Displacement Experiments."; JPT, (Mayo) 807-817.

Jones, S. C., 1986; "Two-Point Determinations of Permeability and PV vs. Net Confining Stress"; Artículo SPE 15380, presentado en el 61th Annual Technical Conference and Exhibition en New Orleans, La. (octubre 5-8) 1-12.

Katz D.L., Cornell, D., Kobayashi, R., Poettman, F. H., Vary, J. A., Elenbaas, J. R. y Weinaug, C. F., 1959; "Handbook of Natural Gas Engineering"; Mc.Graw Hill, Book Co., Inc., New York,



Kasap E. y Lake L. W., 1989; "An Analytical Method to Calculate the Effective Permeability Tensor of a Grid Block and its Application in an Outcrop Study"; Artículo SPE 18434, presentado en el Symposium on Reservoir Simulation en Houston, Texas, (febrero 6-8).

Keelan, D. K., 1982; "Core Analysis for Aid in Reservoir Description"; JPT, (noviembre) 2483-2491.

Keelan, D. K., 1972; "A Critical Review of Core Analysis Techniques"; J. Cdn Pet. Tech., (abril-junio) 42-55.

\*\*\*Kehle, R. O., 1964; "The Determination of Tectonic Stresses Through Analysis of Hydraulic Well Fracturing"; Geophysical Research, Vol. 69, No. 2 (enero), 259-273.

Kelton, F. C., 1950; "Analysis of Fractured Limestone Cores"; Trans., AIME v. 189, 225-234 .

Kenneth, G. N. y Smirh, M. B., 1981; "Interpretation of Fracturing Pressures."; JPT, (septiembre) 1767-1775.

King, M. J., Narayanan K. R. y Faizone, A. J., 1990; "Advances in Centrifuge Methodology for Core Analysis"; artículo SCA 9011, presentado en el Annual Technical Conference Preprint en Dallas, Tex., (agosto 14-+16).

Klinkenberg, L., J., 1941; "The Permeability of Porous Media to Liquids and Gases"; API Drilling and Prod. Prac., 200-213

Kyte, J. R. y Naumann, V. O., 1961; "Effect of Reservoir Environment on Water-Oil Displacements"; JPT, (junio) 579-582.

LaTorraca, G. A. y Carlo M. R., 1989; "Combined Resistivity, Porosity, Brine Saturation, and Capillary Pressure Measurements on Poorly Consolidated Samples"; SCA 8904, 1-17.

Lamb, Craig F. y Douglas W. R., 1991; "Laboratory Program Design for Unconsolidated Heavy Oil Reservoirs a Case Study"; SCA 9104, 1-11.



Laurent, J., Boutéca, M. J. y Sarda, J.P., 1993; "Poro-Pressure Influence in the Poroelastic Behavior of Rocks: Experimental Studies and Results"; SPE Formation Evaluation Jour.(junio) 117-122.

Lefebvre du Prey, E., 1967 ; "Mesure des Perméabilités Relatives par la Méthode de Welge," ; Report Ref 15, 120 Institut Francais du Pétrole, Paris (Octubre).

Leverett, M C., 1938; "Flow of Oil- Water Through Unconsolidated Sandds."; artículo SPE presentado en el Meeting de San Antonio (octubre) 149-169

Leverett, M C. y Lewis, W. B., 1941; "Capillary Behavior in Porous Solids"; Trans., AIME, v.142, 152-169.

Lin, Peng y Ray, T. G., 1994; "A New method for Direct Measurement of In-Situ Stres Direction and Formation Rock Properties"; Artículo SPE 26600 presentado en el 68th Annual Technical Conference and Exhibition Houston, Tx. (octubre 3-6) 249-254

Longeron, D. G., Argaud M. J. y Bouvier L., 1989; "Resistivity Index and Capillary Pressure Measurements Under Reservoir Conditions Using Crude Oil"; Artículo SPE 19589, presentado en el 64th Annual Technical Conference and Exhibition San Antonio, Texas, (octubre 8-11) 187-192.

Lorenz, J. C., 1999. "Stress-Sensitive Reservirs", JPT, (enero) 61-63.

Luffel, D. L. y Guidry, F. K., 1992; "New Core Analysis Methods for Measuring Reservoir Rock Properties of Devonian Shale"; JPT, (noviembre) 1184-90.

Lundgren, R. y Mitchell J. y Wilson K. 1968; "Effects of Loading Method on Triaxial Test Results."; Journal of the Soil Mechanics and Fundatios Division 5844, v. 94, No. SM2, (marzo) 407-419.

McGarr, A. Y., y Gay, N. C., 1978; " State of Stress in the Earth 's Crust"; Rev. Annual Earth Planet. Sci., 6, 405-436.

Mariotti, P. A., 1989; "Low-Cost Pore Network Analysis, Part. 1: Applications, Interpretation, Theory"; Publications Section Ceps, Houston, 9001, (febrero) 1-40.



Marsden E. S., 1951; "Core Analysis Laboratory"; 192269, 1-4.

Mckellar, M. y Wardlaw N. C., 1988; "A Method of Viewing "Water" and "Oil" Distribution in Native-State and Restored-State Reservoir Core"; Bull. Ass. Pet. Geo., v. 12, No. 6 (junio) 765-771.

Melrose J. C. y Mallinson J. E. 1990; "Evaluation of the High-Speed Centrifuge Technique for Determining Capillary Pressure at Low Wetting-Phase Saturations"; Artículo SPE Form Evaluation 20597, presentdo en el 65ht Annual Technical Conference and Exhibition Nuw Orleans, La (septiembre 23-26), 709-724.

Mitchell, A. G., Hazell, L. B. y Webb, K. J., 1990; "Wettability Determination, Pore Surface Analysis"; Artículo SPE 20505, presentado en el 65th Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, LA (septiembre 23-26) 351-360.

Morita, N. W., Nygaard O. y Bale, A., 1989; "A Quick Method to Determine Subsidence, Reservoir compaction, and In-Situ Stress Induced by Reservoir Depletion"; JPT (enero) 71-79.

Morrow, N. R., 1971; "The Retention of Connate Water in Hydrocarbon Reservoirs"; Jour. Can. Pet. Tech., (enero- marzo) 38-46.

Morrow, N. R., Lim, H. T. y Ward, J. S., 1984; "Effect of Crude-Oil-Induced Wettability Changes on Oil Recovery."; Artículo SPE 13215, publicado en el 59th Annal Tehcnical Conference and Exhibition en Houston, Tx., (septiembre 16-19).

Moss R. M., Pepin G. P. y Davis L. A., 1990; "Direct Measurement of the Constituent Porosities in a Dual Porosity Matrix"; SCA 9003, 1-25.

Mungan, N., 1972; "Relative Permeability Measurements Using Reservoir Fluids."; Soc. Pet. Eng. J., (octubre) 398-402.

Morgan, J. T. y Gordon, D. T., 1970; "Influence of Pore Geometry on Water-Oil Relative Permeability."; J. Pet. Tech. (octubre) 1199-1208.



Muskat, M., Wyckoff, R. D., Botset, H. G. y And Meres, M., 1937; "Flow of Gas-Liquid Mixtures Through Sands"; (febrero) 69-96.

Nelson, R. A., 1979; "Natural Fracture Systems; Description and Classification."; Bull., AAPG (diciembre) 2214-21.

Nelson, R. A., 1981; "A Discussion of the Approximation of Subsurface (Burial) Stress Conditions in Laboratory Experiments."; Geophysical Monograph 24. AGU 311-21.

Nelson, R. A. y Handin, J. W., 1977; "An Experimental Study of Fracture Permeability in Porous Rock."; Bull., AAPG, vol 61 (febrero) 227-238.

Nelson, R. A., 1982; "An Approach to Evaluating Fractured Reservoirs."; JPT, (septiembre) 2167-75.

Nelson, R. A., 1987; "Fractured Reservoirs: Turning into Practice"; JPT, (abril), 407-414.

Newman, G. H., 1973; "Pore Volume Compressibility of Consolidated, Friable, and Unconsolidated Reservoir Rock Under Hydrostatic Loading."; JPT, (febrero) 129-134.

Noetinger B. y Jacquin, C., 1991; "Experimental Tests of a Simple Permeability Composition Formula"; Artículo SPE 22841 presentado en el 64th Annual Technical Conference and Exhibition en Dallas, Texas (octubre 6-9) 253-260.

Nolte, K. G., 1979; "Determination of Fracture Parameters From Fracturing Pressure Decline"; artículo SPE 8341, presentado en el 54th Annual Technical Conference and Exhibition en Las Vegas, Nv., (septiembre 23-26).

Nolte, K. G. y Smith, M. B., 1981; "Interpretation of Fracturing Pressures"; JPT, (septiembre) 1767-1775.

Nordgren R. P., 1972; "Propagation of a Vertical Hydraulic Fracture"; Soc. Pet. Eng. J. (agosto), 306-314.



Odé, H., 1959; "Mechanical Analysis of the Dike Pattern of the Spanish Peak Area."; Bull., GSA, 567.

Odeh A. S., 1959; "Effect of Viscosity Ratio on Relative Permeability"; Trans. AIME 216, 346-353.

Odeh, A. S. y Dotson, B. J., 1985; "A Method for Reducing the Rate Effect on Oil and Water Relative Permeabilities Calculated from Dynamic Displacement Data"; JPT, (noviembre) 2051-2058.

Owen, L. B, Greaves, K. H. y Lord, G., 1992; "Improved Pore Visualization by Confocal Microscopy Conference"; 9226, 1-16.

Owens, K. A., Andersen, S. A. y Economides M. J., 1992; "Fracturing Pressures for Horizontal Wells"; Artículo SPE 24822, presentado en el 67th Annual Technical Conference and Exhibition, Washington, DC (octubre 4-7) 581-588.

Owusu, L. A. y Eishaghi, I., 1989; "Relative Permeability of Naturally Fractured Reservoirs From Field Performance Data"; artículo SPE 18748, presentado en el California Regional Meeting en Bakerfield, Cal., (abril 5-7) 33-40.

Paccaloni, G., 1992; "A New, Effective Matrix Stimulation Diversion Technique"; Artículo SPE 24781, publicado en el 67th Annual Technical Conference and Exhibition en Washington, DC (octubre 4-7) 177-184.

Parsons, R. W. y Cheney P. R., 1966; "Imbibition Model Studies on Water-Wet Carbonated Rocks"; SPEJ 1091 (marzo), 26-34.

Parson, R. W., 1966; "Permeability of Idealized Fractured Rock."; SPE Journal, (junio) 126-136.

Perez C. F. y Perez R., 1990. "Recuperación miscible de Hidrocarburos en Medios Porosos Homogéneos y Fracturados"; Rev. I.M.P. vol. XXII, No. 2, (abril-junio) 38-43.

Perkins, T. K. y Kern, L. R., 1961; "Widths of Hydraulic Fractures."; JPT (septiembre) 937-949.



- Piplapure R. A. 1973; "Inertial and Slip Effects in Steady-State Radial Gas."; JPT, (octubre), 1155-1156.
- Pursell D.A. Holditch S.A. y Blakeley D., 1988; "Laboratory Investigation of Inertial Flow in High Strength Fracture Proppants"; Artículo SPE 18319, presentado en Technical Conference and Exhibition de, Houston, Tx. (octubre 2-5) 559-570.
- Pught, V. J., 1990; "Correlations of Liquid and Air Permeabilities for Use in Reservoir Engineering Studies"; SCA 9012.
- Ramey H. J., 1990; "Approximate Solutions for Unsteady Liquid Flow in Composite Reservoirs"; J. Can. Pet., (enero-marzo) 1-6.
- Ramos, J. J. y Rathmell J. J., 1989; "Effects of Mechanical Anisotropy on Core Strain Measurements for In-Situ Stress Determination"; Artículo SCA 8908, Annual Technical Conference en New Orleans Louisiana, (agosto 2-3).
- Rapoport, L. A. y Leas, W. J., 1953; "Properties of Linear Waterfloods"; Trans., AIME 198, 139-148.
- Rathmell, J. J., Braun, P.H. y Perkins, T. K., 1973; "Reservoir Waterflood Residual Oil Saturation from Laboratory Tests"; JPT, (febrero) 175-193.
- Raza S. H., 1990; "Data Acquisition and Analysis: Foundational to Effective Reservoir Management"; Artículo SPE 20749, presentado en el 65th Annual Technical Conference and Exhibition en New Orleans, LA. (septiembre 23-26), 349-352.
- Richardson J. G. y Perkins, F. M., 1957; "A Laboratory Investigation of the Effect of Rate on Recovery of Oil by Water Flooding."; Trans., AIME v. 210, 114.
- Rigert, J. A., 1980; "Uniaxial and Controlled-Lateral Strain Test on Selected Sedimentary Rock": Tesis doctoral, Texas A&M Univ., College Station. Tex.
- Rivera, R. M., 1990; "Wettability Index Procedure Petroleum Testing Service"; Inc. U.S.B.M., 12051, 1-5.



Riviere C. C., Forbes P. F. y Zhang C., 1992; "Improving the Centrifuge Technique by Measuring Local Saturations"; Artículo SPE 24882, presentado en el Annual Technical Conference and Exhibition, en Washington D. C., (octubre), 193-208.

Robinson, B. M., Holditch, S. A., Whitehead, W.S. y Peterson R. A. 1991; "Hydraulic Fracturing Research in East Texas Through the Gas Research Intitute's Third Staged Field Experiment"; Artículo SPE 22878, presentado en la 60th Annual Technical Conference and Exhibition en Dallas, Tx., (octubre 6-9) 611-626.

Rosepiler, J.M., 1979; "Determination of Principal Stresses and Confinement of Hidraulic Fractures in Cotton Valley"; Artículo SPE 8405 presentado en la 54th Annual Technical Conference and Exhibition, Las Vegas (septiembre 23-26).

Rossen, W. R. y Kumar, A.T. A.: 1992; "Single-and Two-Phase flow in Natural Fractures"; Artículo SPE 24915, presentado en el 67th Annual Technical Conference and Exhibition en Washington, D. C., (octubre 4-7) 595-603.

Ruddy, I., Anderson M. A., Pattillo P. D. y Bishlawi, M., 1988; "Rock Compressibility, Compaction, and Subsidence in a High-Porosity Chalk Reservoir: A Case Study of Valhall Field"; Artículo SPE 18278, presentado en el 63th Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, (octubre 2-5) 179-186.

Ruth, D. W. y Kenny, J., 1989; "The Unsteady-State Gas Permeameter."; Journal of Canadian Petroleum Technology, (mayo-junio) 67-74.

Ruth, D. y Pohjoisrinne T., 1991; "The Precision of Grain Volume Porosimeters"; artículo SCA 9129, presentado en Annual Technical Conference Preprints en Dallas, Texas, v. 3 (agosto).

\*\*\*\*\*Sattler A. R., ; "Comparison of in Situ Stress Information From Core and Log Analyses"; Departament of Energy, Contrate DE-ACO4-76DP00789, 1-27.

Scott, P. P., Bearden, W. G. y Howard, G. C., 1953; "Rock Rupture as Affected by Fluids Properties"; Trans., AIME v. 198, 111-124.



Sener Y., 1987; "Methodology Used in Estimating the Raman Reservoir Fracture System Data for Simulation"; Artículo SPE 16978, publicado en el 62th Annual Technical Conference and Exhibition en Dallas, Texas, (septiembre 27-30) 483-494.

Singh, B., 1991; "Effect of Pressure on Wettability Restoration and Crude Characterization Using Infra-Red Spectrometry"; artículo SCA 9110, presentado en el Annual Technical Conference Preprints en Dallas, tex., (agosto 21-22).

Skopec, R. A., 1991; "In-situ Stress Evaluation in Core Evaluation."; artículo SCA 9103, presentado en Annual Technical Conference Preprints en Dallas, Texas, v. 3 (agosto) 2122).

Skopec, R. A., 1994; "Proper Coring and Wellsite Core Handling Procedures the First step Toward Reliable Core Analysis"; JPT (abril) 1994, 280-281.

Snow, D. T., 1968; "Rock Fracture Spacings, Openings, and Porosities"; Journal of the Soil Mechanics and Foundations Division 5736, v. 94, No SM1, (enero) 73-91.

Soeder D. J. y Randolph, P. L., 1984; "Porosity, Permeability, and Pore Structure of the Mesa Verde Sandstone, Piceance Basin"; Artículo SPE 13134, publicado en el 59th Annual Technical Conference and Exhibition en Houston, Texas (septiembre 16-19), 1-9.

Soliman, M. Y. y Daneshy A. A., 1991; "Determination of Fracture Volumen and Closure Pressure Pump-In/Flowback Tests"; Artículo SPE 21400, presentsdo en el Middle East Oil Bahrain, (noviembre 16-19) 535-541.

Sprunt, E. S. y Wooten S. O., 1990; "A New Coring Fluid for Vuggy Carbonates"; Soc. Pet. Eng., (abril) 474-479.

Stearns D. W. y Friedman M., 1972; "Reservoirs in Fractured Rocks, in Statigraphic Oil and Gas Field,"; memoria 16 de AAPG 82-106.



Stewart, C. R., Craing F. F. y Morse R. A., 1953; "Determination of Limestone Performance Characteristics by Model flow Tests"; Trans., AIME, vol. 198, 93-102.

Stewart Charles R. y Owens, W. W., 1957; "A Laboratory Study of Laminar and Turbulent Flow in Heterogeneous Porosity Limestones"; Trans., AIME v. 213,, 121-126.

Stiles J. H. y Hutfilz J. M., 1989; "The Use of Routine and Special Core Analysis in Characterizing Brent Group Reservoirs, U.K. North Sea"; Artículo SPE 18386 presentado en European Petroleum Conference, London, UK (octubre 16-19) 475-491.

Stout, J. L., 1964; "Pore Geometry as Related to Carbonate Stratigraphic"; American Assoc. of Petroleum Geologist, (marzo) 329-337.

Taber, J. J., 1969; "Dynamic and Static Forces Required to Remove a Discontinuous oil Phase from Porous Media Containing Both Oil and Water"; Soc. Pet. Eng. J. (marzo) 3-12.

Temeng, K. O. y Horne R. N., 1988; "The Effect of High-Pressure Gradients on Gas flow"; Artículo SPE 18269, presentado en el 63th Annual Technical Conference y Exhibition, Houston, Texas, (octubre 2-5) 67-82.

Tixier, M. P., Loveless y Anderson, R.A., 1975; "Estimation of Formation Strength from the Mechanical Properties Log."; JPT 4532 (marzo) 283-293.

Torsaeter, O., 1988; "A Comparative Study of Wettability Test Methods Based on Experimental Results From North Sea Reservoir Rocks"; Artículo SPE 18281, presentado en el 63th Annual Technical Conference and Exhibition en Huuston, Texas (octubre 2-5) 199-207.

Unalmiser, S. y Swalwella T. J., 1993; "A Quick Technique To Define Compressibility Characteristics of Hydrocarbon Reservoirs"; Artículo SPE 25912, Artículo presentado en el Rocky Mountain Regional/Low Permeability Reservoirs Symposium, Denver, CO (abril 12-14) 671-677.

Van der Knaap, W., 1958; "Nonlinear Behavior of Elastic Porous Media."; Trans., AIME. v. 216, 179-187.



Van Golf-Racht T. D., 1982; "Fundamentals of Fractured Reservoirs Engineering."; Elsevier Scientific Publishing Co. New York , 151-155

Verma, M. K., Boucherit, M. A. G. y Bouvier, L., 1990 ; "Evaluation of Residual Oil Saturation After Waterflood in a Carbonate Reservoir"; Artículo SPE 21371, presentado en el Middle East Oil Bahrain (noviembre 16-19) 305-320.

Wallick, G. C. y Aronofsky J. S., 1954; "Effect of Gas Slip on Unsteady Flow of Gas Through Porous Media—Experimental Verification"; Trans., AIME, vol. 201, pag. 322-324.

Wang F. H. J. y Guidry, L. J., 1990; "Effect of Oxidation-Reduction Condition on Wettability Alteration"; Artículo SPE 20504, presentado en el 65th Annual Technical Conference and Exhibition en New Orleans, LA (septiembre 23-26) 335-350.

Warpinski, N, R, 1989; "Elastic and Viscoelastic Calculations of Stresses in Sedimentary Basins."; SPE Form. Eval., (diciembre)522-530.

Lorenz, J. C. y Branagan P. T., 1991; "Examination of a Cored Hydraulic Fracture in a Deep Gas Well"; Artículo SPE 22876, presentado en el 66th Technical Conference and Exhibition Dallas, Texas (octubre 6-9) 597-610.

Weber, K. J. y Bakker K., 1981; "Fracture and Vuggy Porosity"; Artículo SPE 10332, presentado en el 56th Annual Fall Tehnical Conference and Exhibition, San Antonio, Tx., (octubre 5-7) 1-11.

Welge H. J., 1952 ; "A Simplified Method for Computing Oil Recovery by Gas or Water Drive"; Trans., AIME 195, 91-98.

Wendel, D. J., Anderson, W. G. y Meyers J. D., 1985; "Restored-State Core Analysis for the Hutton Reservoir"; artículo SPE 14298, presenado en el 60th Annual Technical Conference, Las Vegas Nevada, (septiembre 22-25)



Wilhelmy, L., 1863; "Ueber die Abhangigkeit der Capillaritats-Constanten des alkohols von Substanz und Gestalt des Bentzten Festen Korpers"; Ann, Physik., v. 119 (junio) 177-217.

Yale, D. P., Nabor, G. W. y Russell, J. A., 1993; "Application of Variable Formation Compressibility for Improved Analysis."; Artículo SPE 26647 prsentsdo en el 68th Annual Technical Conference and Exhibition Houston, Tx. (octubre 3-6) 435-44.

Zheng, Z., McLennan, J., Jones A., 1990. "Pore Volume Compressibilities Onder Different Stress Conditions."; SCA 9005.

Zimmerman, R. W., 1991; "Compressibility of Sandstones"; Develepments in Petroleum Science, 29, SCA 94720, U.S.A., Elsevier, Amsterdam.



## 5.2 NOMENCLATURA

$A$  = Área ( $\text{cm}^2$ )

$b$  = Constante de deslizamiento de Klinkenberg ( $\text{lb/pg}^2$ )

$c$  = Factor de proporcionalidad

$c$  = Compresibilidad ( $\text{lb/pg}^2$ )<sup>-1</sup>

$c_b$  = Compresibilidad del Volumen total ( $\text{lb/pg}^2$ )<sup>-1</sup>

$c_i$  = Compresibilidad de grano ( $\text{lb/pg}^2$ )<sup>-1</sup>

$c_p$  = Compresibilidad del volumen de poros ( $\text{lb/pg}^2$ )<sup>-1</sup>

$dp$  = Caída de presión en la muestra ( $\text{lb/pg}^2$ )

$d$  = Diámetro de la muestra (cm)

$d_e$  = Diámetro equivalente de la muestra (cm)

$g$  = Aceleración debida a la gravedad ( $\text{cm/seg}^2$ )

$h$  = Altura (cm)

$h$  = Distancia vertical entre la interfase de los fluidos en el tubo colector y el tubo estático de referencia (cm)

$k$  = Permeabilidad (md)

$k_i$  = Permeabilidad i-ésima de las capas (md)

$k_f$  = Permeabilidad de fractura (md)

$k_g$  = Permeabilidad al gas (md)

$k_m$  = Permeabilidad media (md)

$k_m$  = Permeabilidad de matriz (md)

$k_l$  = Permeabilidad al líquido o absoluta (md)

$L$  = Longitud de la muestra (cm)

$L_e$  = Longitud equivalente (cm)



$L_i$  = Longitud i-ésima de las capas (cm)

$M$  = Peso molecular del gas (gr/gr mol)

$n_a$  = Número de moléculas de aire

$n_h$  = Número de moléculas de helio

$p$  = presión (atm)

$P_{atm}$  = Presión atmosférica (atm)

$P_c$  = Presión en el equipo (lb/pg<sup>2</sup>)

$P_m$  = Presión media de la muestra (atm)

$P_r$  = Presión de referencia (atm)

$P_1$  = Presión antes de la muestra (lb/pg<sup>2</sup>)

$P_2$  = Presión después de la muestra (lb/pg<sup>2</sup>)

$P_1 - P_2$  = Diferencia de presiones (atm)

$q$  = Gasto de fluido (cm<sup>3</sup>/seg)

$Q_o$  = Gasto medido en el equipo (cm<sup>3</sup>/seg)

$r$  = Radio del capilar ( $\mu$ m)

$R$  = Constante universal de los gases (  $\frac{\text{atm} \cdot \text{cm}^3}{\text{mol} \cdot \text{K}}$  )

oK

$T$  = Temperatura de Flujo (oK)

$T$  = Temperatura medida en el equipo (oC)

$T_r$  = Temperatura de referencia (oK)

$v$  = Velocidad del fluido (cm/seg)

$V_b$  = Volumen total (cm<sup>3</sup>)

$V_p$  = Volumen de poros (cm<sup>3</sup>)

$V_R$  = Volumen de roca (cm<sup>3</sup>)



$$-\frac{dp}{dL} = \text{Gradiente de presión (atm/cm)}$$

W = Gasto masico (gr/seg)

$\beta$  = Coeficiente de alta velocidad (atm · seg<sup>2</sup>/gr) ó (ft<sup>-1</sup>)

$\phi$  = Porosidad (% o fracc.)

$$\gamma = \frac{\text{deformación transversal}}{\text{deformación longitudinal}}$$

$\lambda$  = Espacio libre medio entere las moléculas de gas ( $\mu\text{m}$ )

$\mu$  = Viscosidad del fluido (cp)

$\rho_{01}$  = Densidad del fluido número uno (gr/cm<sup>3</sup>)

$\rho_{02}$  = Densidad del fluido número dos (gr/cm<sup>3</sup>)

$\sigma$  = Esfuerzo de sobrecarga (lb/pg<sup>2</sup> ó atm)

$\bar{\sigma}$  = Esfuerzo medio (lb/pg<sup>2</sup> ó atm)

$\sigma_H$  = Esfuerzo efectivo horizontal (lb/pg<sup>2</sup> ó atm)

$\sigma_v$  = Esfuerzo efectivo vertical (lb/pg<sup>2</sup> ó atm)

# Apéndice A



## A.1 PROBLEMAS DEL EQUIPO DE MEDICIÓN

Es importante señalar que los procesos y técnicas de medición sugeridas por Terratek, para operar el equipo que ellos diseñaron para analizar muestras de diámetro completo, equipo básico de este laboratorio, es en realidad una adaptación del diseñado normalmente para analizar muestras pequeñas, pero construido con celdas para núcleos grandes.

### A.1.1 EQUIPO DE POROSIDAD TOTAL

En la medición de la porosidad total intervienen todos los poros de la roca, externos e internos, que estén comunicados, aún entre zonas aisladas, con porciones de muy baja permeabilidad, pero que puedan ser alcanzadas por el flujo de helio con una caída de presión menor de 100 lb/pg<sup>2</sup> y con tiempo suficiente.

Durante la calibración del porosímetro los tiempos de prueba para cada cilindro fueron pequeños, de 5 minutos como máximo, lográndose la estabilización de la lectura y para el caso de núcleos el tiempo óptimo fue de 30 minutos, sin dejar poros por considerar o energía acumulada en la muestra. Es importante señalar que las muestras de permeabilidad menor de 2 md requieren de tiempos mayores para su estabilización.

La porosidad total medida con el porosímetro Terratek que se comentó anteriormente, se determina con el cociente de dos presiones, la medida para el volumen de referencia entre la presión medida al volumen de todo el sistema (volumen de referencia y celda con muestra); el cociente de presiones se substituyó en la ecuación de la línea de calibración del equipo, para calcular el volumen de sólidos de la muestra. El volumen de poros se calcula restando el volumen de sólidos de aluminio del volumen calculado de sólidos total de la muestra y la porosidad, dividiendo el volumen de poros entre el volumen total de la muestra. La determinación del volumen de sólidos es exacta, si se emplea el mismo rango de variación de la presión empleada durante la calibración y cuando la relación de presiones satisface la condición siguiente:  $p_2/p_1 > 0.5$ , ó  $p_1/p_2 < 2$ .

Otra aportación más de esta tesis. Para determinar la porosidad con la mayor aproximación posible, es necesario evaluar los tiempos de espera requeridos para alcanzar una estabilización de las lecturas de presión, antes y después de expandir el helio hacia la muestra y finalmente el tiempo de purgar del sistema, antes de repetir la medición.



Para determinar un tiempo óptimo de espera, se seleccionaron varias muestras de caliza, para cada una de ellas, después de expandir el helio se tomaron lecturas de presión cada 5 minutos hasta alcanzar una hora, calculando el volumen de poros y la porosidad para cada tiempo de medición, estos valores inicialmente se graficaron en función de la presión de expansión correspondiente, sin lograr definir un comportamiento consistente, después se graficaron en función del tiempo, obteniéndose comportamientos asintóticos para tiempos mayores que un cierto tiempo, a partir del cual la variación de la porosidad es insignificante, por lo cual se consideró como el tiempo óptimo para tomar la lectura de presión después de la expansión del helio hacia la muestra.

La semejanza entre sí, de los comportamientos de porosidad medidos, mostró que el tiempo de espera suficiente y a la vez el menor recomendable, es de 30 minutos, para obtener valores representativos de porosidad, tanto para muestras de caliza como de areniscas.

### **A.1.2 EQUIPO DE PERMEABILIDAD**

A continuación se señalan las partes del equipo de permeabilidad que fue necesario modificar, complementar o cambiar, para lograr su funcionamiento con muestras de doble porosidad, provenientes principalmente de la Sonda de Campeche.

Los dispersores de flujo disponibles del equipo únicamente fueron de 1, 1 ½ y 4 pg de diámetro, requiriéndose dispersores de 1, 1 ½, 2, 2 5/8, 3, 3 ½ y 4 pg para analizar las muestras con el diámetro de los núcleos de estas áreas.

Las mangas de diseño recomendadas para cubrir lateralmente las muestras, son de teflón encogibles con temperatura, ideales para muestras de superficie lateral uniforme, por su gran adherencia a ellas, impermeables al aceite, de gran resistencia a temperaturas elevadas y muy fáciles de colocar a las muestras, pero que soportan presiones muy bajas al estar en contacto con superficies irregulares de núcleos, con pequeños orificios o cavernas, o sea, con porosidad secundaria.

Una forma simple de preparar una muestra de diámetro completo de rocas naturalmente fracturadas, se puede obtener rellenando la muestra con plastilina epóxica o algo similar para obtener un cilindro uniforme, como lo recomendó la compañía Terratek, pero al colocar este relleno se alteran las



condiciones de flujo de la muestra y por lo mismo los parámetros a medir de ella, reduciéndose la calidad de los resultados.

Los transductores o medidores de presión continua originales y calibrados del equipo, son para presiones de poro del orden de 10 000 lb/pg<sup>2</sup> y de presión diferencial de 5000 lb/pg<sup>2</sup>, con algunas membranas adicionales disponibles, pero sin previa calibración para presiones de 1250, 500, 125 y 25 lb/pg<sup>2</sup>.

Los programas de cómputo entregados por Terratek son programas objeto, con los cuales se evalúan las diferentes permeabilidades que se miden con este equipo, razón por la cual es imposible modificarlos, hacer alguna adecuación o corrección, además requieren para su ejecución la definición de algunos datos fijos, como gasto o presión de flujo, intervalo de tiempo para resultados promedios de permeabilidades, etc., las cuales solo se pueden evaluar a priori para el caso de pruebas que se realicen con muestras pequeñas. Por otra parte solo se puede recuperar el registro continuo de datos de permeabilidades relativas aceite-agua, pero aún de estas pruebas es difícil recuperar los archivos de datos y resultados calculados, debido a la falta de información acerca de su elaboración y las gráficas de resultados que presenta son muy burdas, sin permitir corrección ni aumento alguno.

Inicialmente se programó el cálculo de permeabilidades al gas, los líquidos y relativas con Fortran 7 y luego el cálculo de la porosidad con C<sub>++</sub>. Pero resultó demasiado complicado el agregar continuamente opciones y correcciones y así mismo para graficar, por lo que se optó por cambiar a una programación más objetiva, seleccionándose una hoja de calculo de Lotus, aunque se empezó con la versión 2, pero aún tan simple, se logró corregir por los efectos de deslizamiento y por alta velocidad la permeabilidad al gas, suavizar comportamientos y graficar de inmediato, reduciéndose notablemente el tiempo de cálculo y la elaboración de reportes.

El separador de fases aceite-agua, inicialmente solo servía para realizar pruebas de desplazamiento con muestras pequeñas o tipo tapón, de una pulgada y media de diámetro, con una capacidad de separación de la fase extraída del núcleo máxima de 16 cm<sup>3</sup>, para lo cual se requería inyectar un volumen aproximado de 250 cm<sup>3</sup> y con un gasto menor de 0.00833 cm<sup>3</sup>/seg de la otra fase. El equipo no se podía usar para gastos mayores, porque se presentaban fuertes variaciones de lecturas de presión del transductor de nivel y por lo tanto un gran descontrol del volumen de fluido extraído de la muestra y en ocasiones presentaba flujo de las dos fases a la salida del sistema. Después de una revisión exhaustiva del equipo, se encontró que las anomalías



se debían al pequeño espacio libre de flujo de 0.27/2 cm de la corona, formada por el tubo de salida de 0.63 cm conectado al dispersor superior de la muestra, con la conexión inferior entrada del tubo de medida del separador de 0.9 cm.

**La bomba de inyección de alta presión y gasto constante** es de sólo 500 cm<sup>3</sup>, insuficiente para las pruebas de desplazamiento con muestras grandes, que tienen volúmenes de aceite móvil de hasta 90 cm<sup>3</sup>, en las cales se requiere inyectar de 10 a 15 volúmenes de poros para la realización de estas pruebas. Además, para medir las permeabilidades absolutas y efectivas se requieren volúmenes aún mayores, lo que ocasiona correcciones de los datos y más tiempo para su realización por las interrupciones que causa el llenado periódico de la bomba.

## A.2 MODIFICACIONES DEL EQUIPO

Otras aportaciones más de esta tesis. Para realizar cualquier medición en la celda básica de permeabilidad, fue necesario diseñar y construir dispersores de 2, 2 5/8, 3, y 3 1/2 pg, correspondientes a las muestras de núcleos de diámetro completo o grandes, así como también se rediseñaron para poder emplear muestras de mayor longitud y para mejorar el sello entre las nuevas mangas y dispersores.

Se rediseñó la forma de montar las muestras grandes con porosidad secundaria en la celda básica de permeabilidad, que se cortan más frecuentemente en México, para los diferentes diámetros antes mencionados, considerando que tienen su pared lateral irregular, con vórgulos, fracturas y canales de disolución grandes, las cuales generalmente presentan una permeabilidad vertical muy pequeña y horizontal grande, por lo que también se hace necesario que este montaje sirva para medir flujo horizontal en estas muestras de grandes dimensiones o de diámetro completo.

Las chaquetas o mangas son cilindros flexibles, huecos y de espesor pequeño, con un diámetro interior cercano al de muestra, que cubren la muestra lateralmente y junto con las mallas y los dispersores contienen la muestra, funcionando como cubierta cuando se considera el efecto de aislar la muestra del baño de aceite de la celda.

Por lo anterior se buscó algún material que se amoldara lo más posible sin romperse a las irregularidades de las muestras, resistiendo también el efecto de altas temperaturas durante las pruebas. En el transcurso de



1990 a 1994 se probaron una gran cantidad de mangas de diferentes materiales y de diferente dureza, tales como manguera industrial, neopreno, mezclas de neopreno con buna en varias proporciones, hasta concentraciones de buna de muy alto costo, variándole la dureza en cada material de 30-40, hasta 70-90, obteniendo los mejores resultados, hasta ahora con las mangas de silicón con una dureza de 30-40, mejorándose su funcionalidad protegiéndolas exteriormente con malla fina entre la abrazadera y la manga, sobre todo cuando se someten a pruebas con altas temperaturas (150° C).

Las mangas se probaron con respecto al sello que debe haber entre ellas y la muestra cuando ésta se somete a flujo. La prueba consistió, en colocar un cilindro de aluminio como muestra, con sus mallas de flujo, tanto para flujo horizontal como vertical en la celda de permeabilidades y se trató de fluir nitrógeno. Si la manga no ha sellado contra la muestra, se obtendrá flujo de gas de una malla a la otra puesto que por el cilindro es imposible y para seguridad del experimento el flujo se realizó a muy baja presión, cuando la compresión en la celda era pequeña. Después se incrementó la presión de confinamiento efectiva en la celda y se inicia otra vez el flujo, y así sucesivamente hasta alcanzar una presión de confinamiento a la cual el flujo fue cero. Para la gran mayoría de las mangas probadas sobre todo las de baja dureza, se suspendió el flujo o se obtuvo el sello a 100 lb/pg<sup>2</sup> de presión de confinamiento y por supuesto a presiones mayores; pero para las mangas más duras que se probaron de (90-100), no se logró deformarlas para montar la muestra en la celda de permeabilidades.

Las muestras con vóculos y fracturas grandes y sobre todo cuando estos tipos de porosidad secundaria son profundos, se obtuvo la ruptura de la manga aún a bajas presiones de confinamiento efectivas, por lo tanto las muestras se rellenaron con malla fina de acero, relleno que no altera la medición de flujo por su muy alta permeabilidad, para darle al relleno la resistencia suficiente para soportar altas presiones, se introdujo la muestra a la celda de permeabilidades elevándose un poco la presión, después se relleno nuevamente y se elevó la presión un poco más, continuando esta alternancia más relleno, más presión de confinamiento, hasta obtener niveles de presiones de confinamiento de 6 000 lb/pg<sup>2</sup>.

Posteriormente se probó rellenarla con balines de acero para simplificar los pasos antes mencionados. La manga por supuesto debe ser capaz de absorber las deformaciones causadas por los vóculos de dimensiones pequeñas o regulares, y aquellos que sean algo profundos y extendidos o con fillos en las orillas que sean imposibles de rellenarse, por lo que se requiere que sean gruesas y flexibles.



Las mallas de flujo se diseñaron de tal forma, que la dispersión de los fluidos que proviene de los tanques de alimentación pasando por los dispersores, sea uniforme en toda el área de contacto entre la malla y la muestra e independiente de la presión de confinamiento a la que se sujete. Para lograr lo anterior, las mallas de flujo se construyen con una combinación de varias mallas de acero de diferente número de hilos por pulgada. Para el caso de flujo horizontal, cada malla se prolonga hacia un lado de la muestra, quedando opuestas una malla de la otra, cubiertas en su lado exterior por una lámina de acero para evitar que la manga penetre en la malla y otra lámina horizontal entre la malla y la muestra, para evitar el flujo vertical hacia la muestra.

Para probar las mallas diseñadas para medir permeabilidad horizontal, se substituyó la muestra de roca, por un cilindro de aluminio al que se le hicieron varios orificios colocados verticalmente uno debajo del otro, que lo cruzan al cilindro de un lado al otro, para medir gastos y caídas de presión en los tubos de entrada y salida de flujo de la celda, de dicho cilindro a través de las mallas y dispersores.

La prueba de las mallas se realizó con flujo de gas, para varias presiones de confinamiento efectivo, desde 100 hasta 20 000 lb/pg<sup>2</sup>, midiendo presión de flujo, caída de presión y gasto de gas, para cada presión de confinamiento. La presión de flujo se mantuvo constante, las caídas de presión que se midieron resultaron tan pequeñas que quedaron fuera del rango de operación del transductor de prueba y el gasto de gas se mantuvo constante e igual al inicial durante toda la prueba. Posteriormente se recuperaron las mallas observándose que no habían sufrido daño alguno, por lo que se concluyó que el flujo de gas siempre existió, para cualquier presión de confinamiento y que la prueba de las mallas fue un éxito, ya que el último diseño se comportó como un tubo de acero y que las mallas pueden ser usadas con toda confianza, puesto que no alteran la medición de permeabilidad horizontal.

El separador de fase de alta presión se rediseñó para aumentar su capacidad de separación de 16 cm<sup>3</sup> hasta 250 cm<sup>3</sup>, la corona de flujo mencionada antes se amplía 0.635 cm, con gastos de flujo de líquidos tan grandes como 0.3 cm<sup>3</sup>/seg.

Antes de realizar cualquier medición en muestras de roca fue necesario calibrar todo el equipo de medida, como son fluómetros de gas, transductores de presión, bombas de desplazamiento, termocoples y manómetros; los transductores de presión se deben calibrar con cada una de sus placas de medida o membranas en el rango de presión para ellas señaladas, o sea de 4 a 5 calibraciones por transductor. Todos



los demás componentes se calibran en su rango señalado y los manómetros del equipo son de alta calidad y precisión garantizada, de los cuales recomienda el fabricante no se alteren sus ajustes, pues se requiere de equipo muy especializado para calibrarse, del que solo ellos disponen.

Para calibrar los fluómetros se fluyó nitrógeno a través de ellos, prolongando la salida de gas de los fluómetros hasta la porción superior de los recipientes cuando están invertidos y casi llenos de agua, es decir con la boca del recipiente hacia abajo, sumergida en agua a presión atmosférica. La salida de gas se colocó en la porción de los recipientes donde la presión corresponde a la del vapor de agua, por lo que se supone, que prácticamente los fluómetros descargan el gas a presión atmosférica y que el volumen de gas que entra es igual al volumen de agua que sale del recipiente.

Se midió el volumen de agua que sale del recipiente causado por la entrada de gas al mismo, durante lapsos de tiempo, para determinar el gasto en cada uno de ellos, correspondientes a la elevación de una altura constante de la canica de medida en el fluómetro, lo anterior se realizó para lectura de presión del fluómetro de 5 en 5, desde la marca de 0 hasta 30 y de 10 en 10, desde de 30 hasta 100, con estos datos se definió el comportamiento del gasto de gas en función de la presión o lecturas en el fluómetro y que se denomina la calibración del fluómetro. Esta calibración se puede representar por dos líneas rectas, para el caso de los tres primeros fluómetros y con una línea recta para los dos fluómetros grandes restantes.

Como era de esperarse, para el caso de los tres primeros fluómetros, el gasto medido para la misma presión en el fluómetro es mayor que el determinado con la calibración del fabricante, debido a la diferencia de las condiciones de medida entre ambas calibraciones, como son presión atmosférica, gas empleado y humedad del gas, pero para los fluómetros mayores ambas calibraciones resultaron idénticas, probablemente por la falta de aproximación en la medición de volúmenes de agua tan grandes. En conclusión los resultados anteriores le dan confiabilidad a los gastos medidos.

La calibración de los transductores debe realizarse con balanza de pesos muertos, pero a falta de ella, se realizó usando manómetros de alta precisión marca MICRO ASHCROFT DURAGAUGE. Para realizar dicha calibración, se emplearon tres módulos del equipo de permeabilidades; en el módulo diferencial se montaron ambos manómetros, uno a cada lado del transductor diferencial. Posteriormente, con el módulo de suministro de gas se elevó la presión con nitrógeno del módulo diferencial en ambas ramas comunicadas, hasta el límite de presión de trabajo de la membrana en el transductor, lo que corresponde a una presión



diferencial de cero, y en el módulo electrónico una lectura de voltaje de cero; después se aíslan ambas ramas entre sí y se expelen un poco de gas de una de ellas reduciéndose su presión, se toma lectura de presión en ambos manómetros y del voltaje que produce la reducción; esto último se repite varias veces, hasta alcanzar la diferencia máxima de presión de diseño de la membrana, con presión cero en la rama de expulsión de gas y con una lectura de voltaje cercano a 10 volt. Este proceso se repite varias veces, para cada membrana, para obtener la calibración óptima de cada una de ellas de los transductores. El comportamiento esperado y obtenido de voltaje contra presión diferencial fue siempre líneas rectas, como lo indica el fabricante, para todas las membranas. Para el caso del manómetro absoluto el método es el mismo, pero en este caso una de las ramas se deja a presión atmosférica y la otra se llena de gas por lo que se inicia con lecturas de voltaje máximas y el comportamiento voltaje contra presión sigue siendo una línea recta.

Después de calibrar todos los transductores, resultaron dos a tres calibraciones idénticas a las entregadas por Terratek y de las demás se tuvieron diferencias pequeñas. Con respecto a la calibración de las membranas los transductores nuevos, no fue posible comparar resultados por la falta de calibración básica alguna.

Es importante señalar que el equipo está diseñado para medir permeabilidades menores de un Darcy, por lo que su sistema de medida funciona para presiones de poro y caídas de presión mayores de 1 lb/pg<sup>2</sup> y gastos mayores de 0.333 cm<sup>3</sup>/seg, pero con membranas de 0.125 lb/pg<sup>2</sup> y fluómetros de burbuja, estos límites se ampliaron notablemente.