



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Procedimiento experimental para la
determinación de permeabilidades
direccionales en rocas fracturadas**

TESIS

Que para obtener el título de

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A (N)

JESÚS ZÚÑIGA SANDOVAL

DIRECTOR(A) DE TESIS

Dr. DANIEL CABRERA SOTELO



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2023

Resumen

Con el objetivo de contribuir a la comprensión y al desarrollo de pruebas de laboratorio para el estudio de núcleos naturalmente fracturados, se propone una metodología experimental para determinar las permeabilidades direccionales a condiciones de yacimiento, en relación con la presión de confinamiento aplicada.

En el desarrollo de esta tesis, se presenta un proceso mediante el cual se evalúan las permeabilidades direccionales de rocas de yacimientos naturalmente fracturados, medidas a condiciones de yacimiento. Además, se mencionan las técnicas necesarias para la interpretación de estos datos de permeabilidad obtenidos para una condición de yacimiento. También se describe el funcionamiento del equipo experimental complementario, además de los cambios y adaptaciones realizadas al equipo de análisis disponible originalmente. Se presentan los resultados de análisis petrofísico realizados empleando el proceso descrito en esta tesis, aplicado a una muestra de diámetro completo procedente de un yacimiento de la Sonda de Campeche, México.

Se presenta el desarrollo de una metodología, para la medición de las permeabilidades direccionales en una roca naturalmente fracturada de diámetro completo que permita identificar la heterogeneidad y anisotropía en la muestra, para dar soporte a cálculos y estimaciones computacionales que se relacionan con el tensor de permeabilidades, del comportamiento de un yacimiento naturalmente fracturado del Golfo de México.

ÍNDICE

	Página No.
1. Introducción	7
1.1 Justificación	8
1.2 Hipótesis	9
1.3 Objetivo general	9
1.4 Objetivos Específicos	9
2. Medición experimental de la permeabilidad	11
2.1 Permeabilidad	11
2.2 Permeabilidad absoluta	12
2.3 Permeabilidad al gas	15
2.4 Efecto de deslizamiento del gas	17
2.5 Efecto de flujo de alta velocidad	18
2.6 Metodo de Dranchuk y Kolada	20
2.7 Equipo experimental para la medición de la permeabilidad al gas	22
2.8 Equipo experimental para la medición de la permeabilidad al gas	29
3. Desarrollo experimental	33
3.1 Proceso de corte y lavado	34
3.2 Empaquetamiento de la muestra y equipo de alta presión y temperatura	37
3.3 Procedimiento experimental	41
3.4 Comportamiento de la permeabilidad	47
3.5 Condiciones de medicion	50
3.6 Interpretacion de resultados	53
3.7 Tendencia lineal de compactación	54
4. Permeabilidades direccionales	57
4.1 Permeabilidades horizontales maxima y minima	57
4.2 Permeabilidades direccionales y elipses de permeabilidad	62
5. Conclusiones	70
6. Bibliografía	72

LISTA DE TABLAS

Página No.

Tabla 3.1: Características geométricas de la roca.....	37
Tabla 4.1: Datos experimentales de permeabilidad dirección 0°	58
Tabla 4.2: Datos experimentales de permeabilidad dirección 180°	59
Tabla 4.3: Resultados para la permeabilidad máxima en la dirección de 0°-180°	60
Tabla 4.4: Resultados para la permeabilidad mínima en dirección perpendicular a la máxima.	60
Tabla 4.5: Datos de las permeabilidades direccionales.....	62

LISTA DE FIGURAS

Página No.

Fig. 1.1: Núcleo de diámetro completo proveniente de un campo naturalmente fracturado del Golfo de México.	8
Fig. 2.1: Arreglo experimental para la medición de permeabilidad horizontal.....	13
Fig. 2.2: Arreglo experimental para la medición de permeabilidad horizontal.....	25
Fig. 2.3: Diagrama del módulo de alimentación de gas.....	26
Fig. 2.4: Diagrama del módulo de diferencia de presiones.	26
Fig. 2.5: Diagrama del módulo de contrapresión	27
Fig. 2.6: Diagrama del módulo de válvulas de control.	28
Fig. 2.7: Diagrama del módulo de fluómetros.	28
Fig. 3.1: Muestras de rocas naturalmente fracturadas.....	34
Fig. 3.2: Dimensionamiento de las muestras para su manejo correcto en el equipo de medición.....	35
Fig. 3.3: Muestra en proceso de destilación cíclica en el equipo de cristal Dean-Stark.	36
Fig. 3.4: Ensamble de la muestra de diámetro completo para la realización de la prueba a condiciones de yacimiento.	38
Fig. 3.5: Muestra de Diámetro Completo de un yacimiento naturalmente fracturado del Golfo de México.....	39
Fig. 3.6: Arreglo experimental para medición de las propiedades petrofísicas.....	40
Fig. 3.7: Esquema de medición experimental para obtener las permeabilidades direccionales a cada 30° (Cabrera, 2021).....	42
Fig. 3.8: Representación de la muestra contenida en una celda de permeabilidades, operando a condiciones de yacimiento (alta presión y temperatura) (Cabrera, 2021).....	42

Fig. 3.9: Arreglo experimental de la muestra.	44
Fig. 3.10: Comportamiento de la permeabilidad al gas en función de la presión efectiva de confinamiento, manteniendo las condiciones de flujo constante.....	49
Fig. 3.11: Factor geométrico para el cálculo de las permeabilidades transversales (Collins, 1952). .	54
Fig. 3.12: Medición de la permeabilidad horizontal a una dirección de 120°	55
Fig. 4.1: Representacion esquematica de las permeabilidades horizontales y permeabilidad vertical	57
Fig. 4.2: Permeabilidades direccionales máximas k_H medidas en la muestra.	61
Fig. 4.3: Permeabilidades direccionales k_h medidas perpendicularmente a la dirección máxima.	61
Fig. 4.4: Relación entre el vector de flujo de Darcy y el vector de gradiente de potencial de velocidad para un medio anisotrópico (Peters, 2012).....	64
Fig. 4.5: Permeabilidades direccionales medidas a una presión de confinamiento de 500 psi.....	65
Fig. 4.6: Permeabilidades direccionales medidas a una presión de confinamiento de 500 psi en funcion de la k	66
Fig. 4.7: Permeabilidades direccionales medidas a una presión de confinamiento de 500 psi en funcion de la $1k$	66
Fig. 4.8: Permeabilidades direccionales medidas a una presión de confinamiento de 7000 psi.	67
Fig. 4.9: Permeabilidades direccionales medidas a una presión de confinamiento de 7000 psi en funcion de la k	67

CAPÍTULO 1

1. Introducción

A escala de laboratorio los métodos de caracterización petrofísica existentes, son aplicables a muestras pequeñas (tapones) y homogéneas, empaquetamientos de fragmentos de rocas y arena. Diversos investigadores simulan las fracturas y las irregularidades de un medio fracturado mediante arreglos experimentales de conjuntos de fracturas bien definidos. Lo anterior se realiza de manera experimental y con métodos computacionales.

Los análisis petrofísicos convencionales generalmente se realizan empleando muestras pequeñas o tapones convencionales (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.

En el desarrollo de esta tesis, se presenta un proceso mediante el cual se evalúan las permeabilidades direccionales de rocas de yacimientos naturalmente fracturados, medidas a condiciones de yacimiento.

Además, se mencionan las técnicas necesarias para la interpretación de estos datos de permeabilidad obtenidos para una condición de yacimiento. También se describe el funcionamiento del equipo experimental complementario, además de los cambios y adaptaciones realizadas al equipo de análisis disponible originalmente. Se presentan los resultados de los análisis petrofísicos realizados empleando el proceso descrito en esta tesis, aplicado a una muestra de diámetro completo procedente de un yacimiento de la Sonda de Campeche, México.

1.1 Justificación

Con el objetivo de contribuir a la comprensión y al desarrollo de pruebas de laboratorio para el estudio de núcleos naturalmente fracturados, se propone una metodología experimental para determinar las permeabilidades direccionales a condiciones de yacimiento, en relación con la presión de confinamiento aplicada.

Esta prueba es una aportación para analizar las permeabilidades direccionales en rocas naturalmente fracturadas, ya que la prueba se realiza a condiciones de alta presión y temperatura. Dichos experimentos realizados a condiciones de yacimiento (alta presión y temperatura) son de vanguardia para la industria petrolera, ya que las empresas internacionales que prestan servicios en México, no realizan este tipo de experimentos en muestras de diámetro completo (**Fig.1.1**).



Fig. 1.1: Núcleo de diámetro completo proveniente de un campo naturalmente fracturado del Golfo de México.

1.2 Hipótesis

Es posible medir las permeabilidades direccionales en un núcleo naturalmente fracturado de diámetro completo a condiciones de alta presión y alta temperatura e interpretar los resultados experimentales en función de la Ley de Darcy para medios porosos. Por lo tanto, es posible determinar las permeabilidades de la roca y caracterizar la anisotropía del núcleo, a una condición representativa del yacimiento bajo estudio.

1.3 Objetivo general

Desarrollar una metodología, para la medición de las permeabilidades direccionales en una roca naturalmente fracturada de diámetro completo, que permita identificar la heterogeneidad y anisotropía en la muestra, para dar soporte a cálculos y estimaciones computacionales que se relacionan con el tensor de permeabilidades, del comportamiento de un yacimiento naturalmente fracturado del Golfo de México.

1.4 Objetivos Específicos

1. Medición de la permeabilidad direccional horizontal en una roca fracturada (núcleo) a cada 30° de separación a lo largo de 360°. Se mide la permeabilidad horizontal para cada ángulo (12 direcciones). Por cada dirección se realizaron diez mediciones con flujo de gas nitrógeno, para estimar el valor de la permeabilidad horizontal.
2. Ajuste de los datos de la permeabilidad en función de la presión de confinamiento para cada ángulo de medición, por medio del modelo de doble recta de Herrera (2000), que distingue las características del sistema matriz-fractura.
3. Diseño y arreglo del equipo experimental de medición para las permeabilidades horizontales direccionales.
4. Generación de una elipse de permeabilidad representativa de las mediciones experimentales a una condición representativa del yacimiento.

CAPÍTULO 2

2. Medición experimental de la permeabilidad

El objetivo de este capítulo es proporcionar un panorama breve de los conceptos y la metodología experimental para la medición de la permeabilidad en muestras de diámetro completo, con base en el trabajo de Herrera (2000).

2.1 Permeabilidad

De acuerdo a Katz y cols. (1959), la permeabilidad absoluta es una propiedad del medio poroso, para un fluido que la satura totalmente al 100%, es la habilidad que tiene el medio y 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:

$$v = \frac{q}{A} = -\frac{k}{\mu} \frac{dp}{dL} \dots \dots \dots (2.1)$$

donde:

v : velocidad de fluido (cm/seg.)

q : gasto de fluido (cm³/seg.)

A : área transversal de flujo (cm²)

μ : viscosidad del fluido (cp)

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

k : permeabilidad (darcy)

p : presión (atm)

L : longitud de la muestra (cm)

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

$$q = \frac{kA}{\mu} \frac{p_1 - p_2}{L} \dots \dots \dots (2.2)$$

Despejando la permeabilidad se tiene:

$$k = \frac{q}{p_1 - p_2} \frac{4\mu L}{\pi d^2} \dots \dots \dots (2.3)$$

dónde: d es el diámetro de la muestra.

2.2 Permeabilidad absoluta

Para utilizar los programas objeto instalado 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 diametro y una longitud equivalente 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 la dirección horizontal (atravesando la muestra que se coloca con su eje axial en la 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 **Fig. 2.1**.

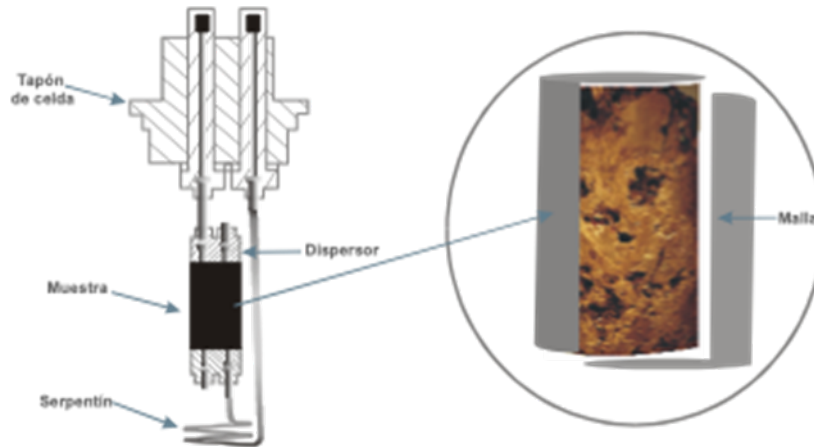


Fig. 2.1: Arreglo experimental para la medición de permeabilidad horizontal.

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.

$$A_{trsv} = \frac{\pi d_e^2}{4} = A_{malla} = L \frac{\pi d}{4} \dots \dots \dots (2.4)$$

- 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:

$$d_e = \sqrt{\frac{4A_{trsv}}{\pi}} = \sqrt{\frac{4\pi dL}{4\pi}} = \sqrt{dL} \dots \dots \dots (2.5)$$

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:

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

$$L_e = \frac{d(\cos 45 + 1)}{2} = 0.8536d \dots \dots \dots (2.6)$$

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

$$d_e = \sqrt{dL/2} \dots \dots \dots (2.7)$$

$$L_e = d \left(\frac{\cos 45 + 1}{2} \right) = 0.9619d \approx d \dots \dots \dots (2.8)$$

Para este cálculo se emplea solo la longitud expuesta al flujo del 50 al 75 % de longitud lateral expuesta de la muestra.

Al sustituir los valores de dimensiones equivalentes en la ecuación (3), la ecuación se utiliza 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} .

2.3 Permeabilidad al gas

Para determinar la permeabilidad al gas con la ecuación (2.3), 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:

$$\frac{Q_0 p_0}{z_0 T_0} = \frac{q(p_1 + p_2)}{2\bar{z}\bar{T}} \dots \dots \dots (2.9)$$

Q_0 : 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 en el laboratorio

donde los subíndices 0, 1 y 2 representan las condiciones de presión atmosférica, y los valores de medición de las variables 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 el 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

$$k = \frac{\bar{z}T p_0}{z_0 T_0} \frac{2Q_0 \mu L}{A(p_1^2 - p_2^2)} \dots \dots \dots (2.10)$$

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) presentaron 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, y de muestras de diámetro completo o núcleos que pueden ser de 2, 25/8, 3, 3.5 ó 4 pg de diámetro, con longitudes de 2 a 7 pg.

2.4 Efecto de deslizamiento del gas

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

$$k_g = k \left(1 + \frac{4c\lambda}{r} \right) \dots \dots \dots (2.11)$$

donde:

k_g : permeabilidad al gas

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

λ : vía media libre de las moléculas del gas bajo la presión media con la cual se mide

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:

$$k_g = k \left(1 + \frac{b}{p_m} \right) \dots \dots \dots (2.12)$$

donde:

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

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

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

$$k_g = k + \frac{m}{p_m} \dots \dots \dots (2.13)$$

donde: $m = kb$, para esta teoría del deslizamiento, se aproxima el diámetro medio de los poros por medio del espacio libre medio de las moléculas.

2.5 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:

$$-\frac{dp}{dL} = \frac{\mu v}{k} + \beta \mu v^2 \dots \dots \dots (2.14)$$

dónde: β es el coeficiente de alta velocidad (atm · seg²/gr) ó (ft¹).

Integrando la expresión anterior, manteniendo constante A, L, μ , k y T se tiene:

$$\frac{MA(p_1^2 - p_2^2)}{2\bar{z}RT\mu LW} = \frac{1}{k} + \beta \frac{w}{A\mu} \dots \dots \dots (2.15)$$

dónde : $w = \rho v$ es el gasto másico.

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

- 1) $\frac{MA(p_1^2 - p_2^2)}{2\bar{z}RT\mu LW} = \frac{1}{k}$, 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) $W\beta/A\mu$, 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) $1/k_g$, 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 (1914), es necesario conocer de antemano el factor de alta velocidad (β). Para conocer β 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 $\frac{MA(p_1^2 - p_2^2)}{2zRT\mu LW} = \frac{1}{k_g}$ 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 $W/A\mu$ 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 β .

dónde: $b = \frac{1}{k}$ 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 β) de la ecuación de la línea recta se determinan directamente, al graficar un conjunto de datos medidos, en la forma siguiente:

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

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 Forcheimer y el valor del factor de alta velocidad 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.

2.6 Metodo 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 Forcheimer; 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:

$$Q = k \frac{\left(1 + \frac{b}{p_m}\right) AT_0(p_1^2 - p_2^2)}{2\mu\bar{z}\bar{T}p_0L} \dots\dots\dots (2.16)$$

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

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

$$\frac{\left(1 + \frac{b}{p_m}\right)}{2L\bar{z}\bar{T}\mu G} (p_1^2 - p_2^2) M_{gc} = \frac{1}{k} + b \frac{G}{\mu} \left(1 + \frac{b}{p_m}\right) \dots\dots\dots (2.17)$$

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 se determinó β , siguiendo el método discutido con la ecuación de Forcheirmer.

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 β pero si 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.

2.7 Equipo experimental para la medición de la 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 aceiteagua.
- 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 pg de diámetro y de 1 a 6.5 pg. de longitud, con presiones de confinamiento de 150 a 20 000 lb/pg² y temperaturas de 20 a 150 0C. 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 lb/pg²; 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 lb/pg², con suministro de aire de 0 hasta 180 lb/pg² 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. 2.2.

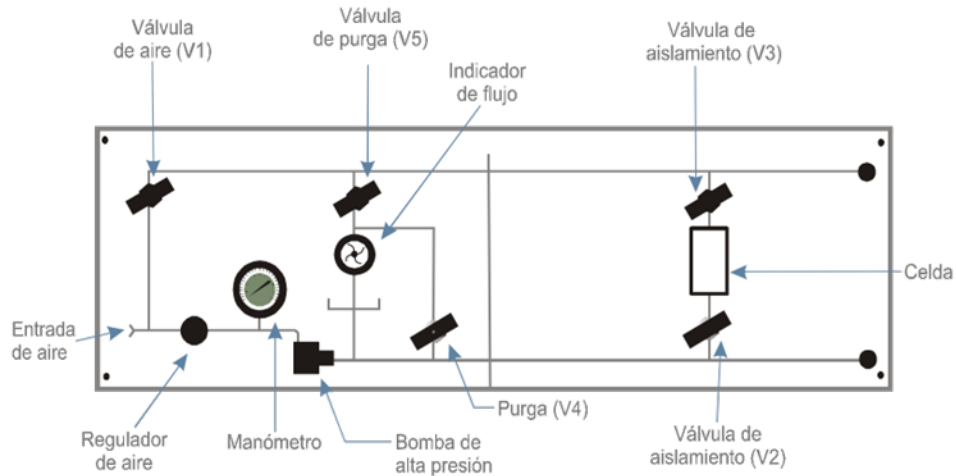


Fig. 2.2: Arreglo experimental para la medición de permeabilidad horizontal.

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. 2.3.**

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.

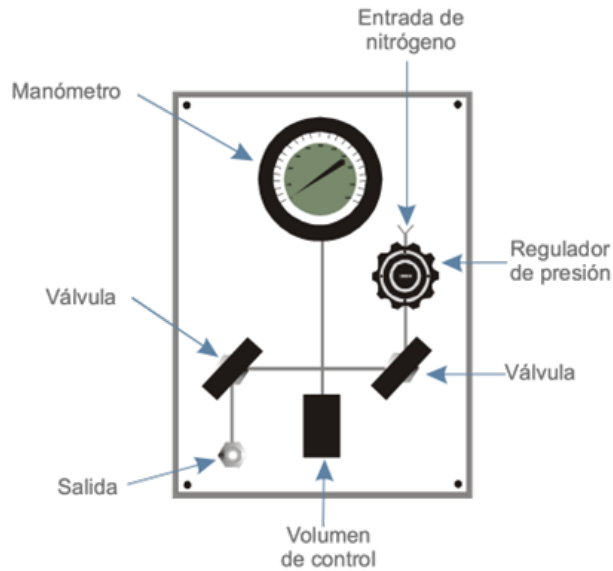


Fig. 2.3: Diagrama del módulo de alimentación de gas.

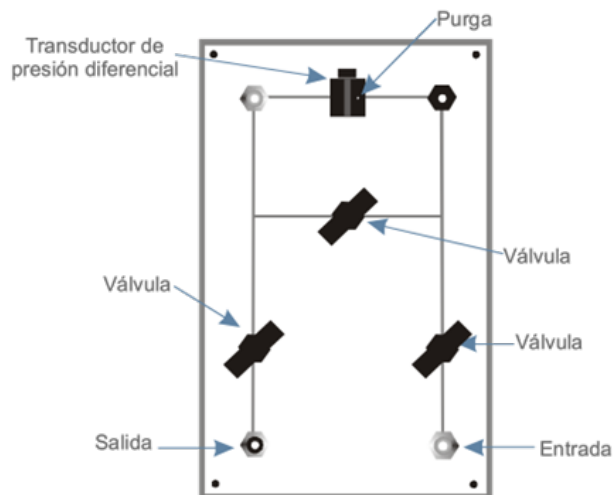


Fig. 2.4: Diagrama del módulo de diferencia de presiones.

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. 2.4**. 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. 2.5**. Este módulo limita la presión de salida del flujo, para asegurar el flujo a gasto constante.

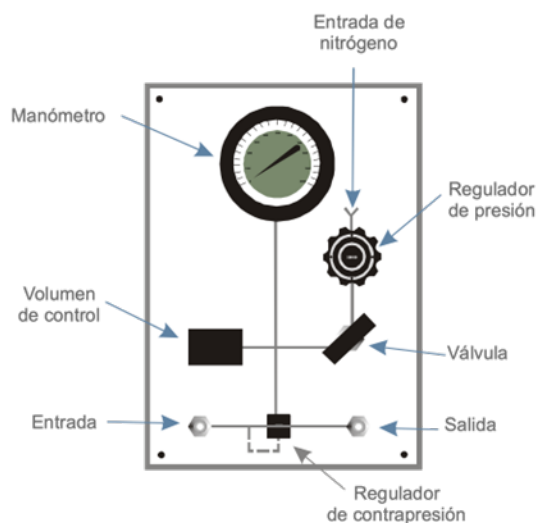


Fig. 2.5: Diagrama del módulo de contrapresión

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^2 y la otra para menores, **Fig. 2.6**. 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.

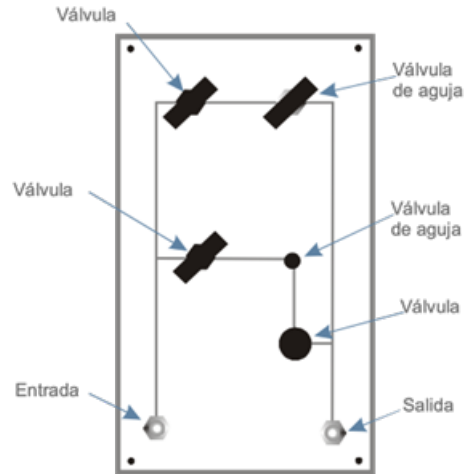


Fig. 2.6: Diagrama del módulo de válvulas de control.

Módulo de medida de gasto. Consta de cinco fluómetros de cristal, que pueden operar independientes o en paralelo, cuya capacidad varía de 0.1 cm³/seg a 1000 cm³/seg, **Fig. 2 7.**

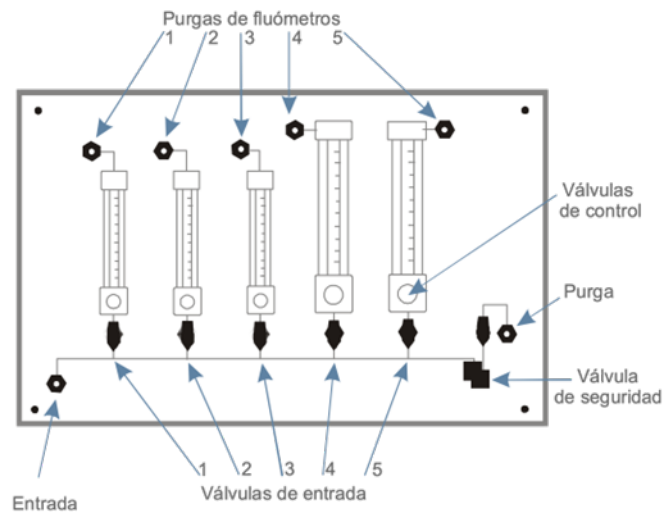


Fig. 2.7: Diagrama del módulo de fluómetros.

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 conversora analógica-digital-analógica capaz de recibir-transferir hasta dieciséis datos diferentes, situada dentro de un equipo de cómputo. 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.

2.8 Equipo experimental para la medición de la 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 aún 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.

La malla colocada es de acero de dimensiones acordes a la circunferencia de la muestra a 30° y de longitud menor a la total de la muestra , para este caso se dejó aproximadamente 1 (cm) (con la finalidad de evitar comunicación entre la malla-lamina y el otro dispersor asegurándonos que todo el flujo de gas pase a travez de la roca y no de un dispersor al otro dispersor por la cara de la malla-lamina) a esta malla se le coloca un pedazo de lamina de manera que abrace la malla dejando una cara expuesta de la malla que sería la parte en contacto con la muestra , esta lamina no permite que la manga de silicon se incruste en la malla por efecto de la presión hidrostática contenida en la celda terratec.

Una vez que la muestra ha sido introducida al equipo, para probar el aislamiento entre muestra y aceite, ésta se comprime a 500 lb/pg², 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 sensor 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.

CAPÍTULO 3

3. Desarrollo experimental

Para determinar la permeabilidad absoluta de la muestra, 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/pg². La presión mínima de confinamiento es de 150 lb/pg², 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 **Fig. 3.1**.

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.



Fig. 3.1: Muestras de rocas naturalmente fracturadas.

3.1 Proceso de corte y lavado

A continuación, se describen los primeros pasos para proceder con la realización del experimento, que son el proceso de corte, lavado y empaquetamiento de la muestra para la medición de las permeabilidades direccionales a un estado de alta presión y temperatura.

Este procedimiento consiste en ingresar las muestras dimensionadas y marcadas para su manejo adecuado (**Fig. 3.2**) en el equipo Dean Stark.

El proceso de corte se realiza de manera cuidadosa para no fragmentar o romper la muestra. En dicho proceso se tienen que alcanzar las medidas necesarias para ingresar la muestra en la celda de alta temperatura y presión.



Fig. 3.2: Dimensionamiento de las muestras para su manejo correcto en el equipo de medición.

El equipo de cristal Dean Stark (**Fig. 3.3**) contiene una mezcla de 50 % tolueno (disuelve el aceite) y 50 % alcohol metílico (reduce las cargas eléctricas entre la superficie de la roca y el aceite residual oxidado, permitiendo su disolución con el tolueno).

Este proceso de lavado dura aproximadamente de 30 a 60 días dependiendo del grado de contaminación de la muestra. Durante el proceso también hay riesgos de que la muestra se fracture dependiendo de las características físicas de la roca.



Fig. 3.3: Muestra en proceso de destilación cíclica en el equipo de cristal Dean-Stark.

El proceso de lavado es el mas lento del todo el proceso de análisis petrofísico, sin embargo, es de los pasos mas importantes, ya que asegura la limpieza de las muestras para las siguientes etapas como petrofísica básica y avanzada.

El proceso se da por terminado cuando los fluidos en el equipo Dean Stark se aprecian limpios e incoloros. Posteriormente las muestras pasan por un proceso de secado en un horno de alta temperatura, con una duración aproximada de 5 días de manera intermitente.

3.2 Empaquetamiento de la muestra y equipo de alta presión y temperatura

Después del proceso de limpieza se procede al ensamble de la muestra (**Fig. 3. 4**), para su incorporación a la celda de permeabilidad en que se realizará el experimento a condiciones de yacimiento (presión, temperatura y esfuerzo efectivo). La **Tabla 3.1** muestra las dimensiones de la roca.

Tabla 3.1: Características geométricas de la roca.

Diametro (in)	Longitud (cm)	Peso (kg)
4.00	8.00	2088.88

Dicho empaque es de vital importancia ya que tiene que resistir el alta presión y temperatura para el desarrollo de las mediciones experimentales, si este empaque falla, se puede presentar una invasión de aceite hidráulico en la muestra lo cual retrasa las corridas experimentales y hay que volver a lavar el núcleo.



Fig. 3.4: Ensamble de la muestra de diámetro completo para la realización de la prueba a condiciones de yacimiento.

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.

En el desarrollo de esta tesis se empleó una muestra de diámetro completo (4 pulgadas de diámetro) proveniente de un yacimiento naturalmente fracturado del Golfo de México. La muestra presenta alta heterogeneidad y anisotropía (**Fig.3.5**).

Debido a la heterogeneidad y anisotropía se producen muchas complicaciones para el desarrollo de los experimentos de flujo gas para la determinación de la permeabilidad, o en el caso de flujo de aceite para la realización de desplazamientos.



Fig. 3.5: Muestra de Diámetro Completo de un yacimiento naturalmente fracturado del Golfo de México.

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 (**Fig.3.6**).



Fig. 3.6: Arreglo experimental para medición de las propiedades petrofísicas.

3.3 Procedimiento experimental

En función del comportamiento de la permeabilidad se descubre el comportamiento de las permeabilidades direccionales y la interpretación con el modelo lineal de permeabilidad y esfuerzo. Para cumplir con el objetivo mencionado se diseñó la metodología siguiente:

- Medición de la permeabilidad direccional horizontal en una roca fracturada (núcleo) a cada 30° de separación a lo largo de 360°. Se mide la permeabilidad horizontal para cada ángulo (12 direcciones). Por cada dirección se realizan diez mediciones con flujo de gas nitrógeno, para estimar el valor de la permeabilidad horizontal. El esquema de medición se muestra en la **Fig. 3.7** y **Fig. 3.8**.
- Medición de la permeabilidad vertical con gas nitrógeno.
- Cada de medición de permeabilidad con diversos estados de presión de confinamiento.
- Determinación de la permeabilidad con base en la fórmula para flujo horizontal de Collins (1952).

Generación de la elipse de permeabilidad para un estado de presión de confinamiento representativo de la condición de yacimiento.

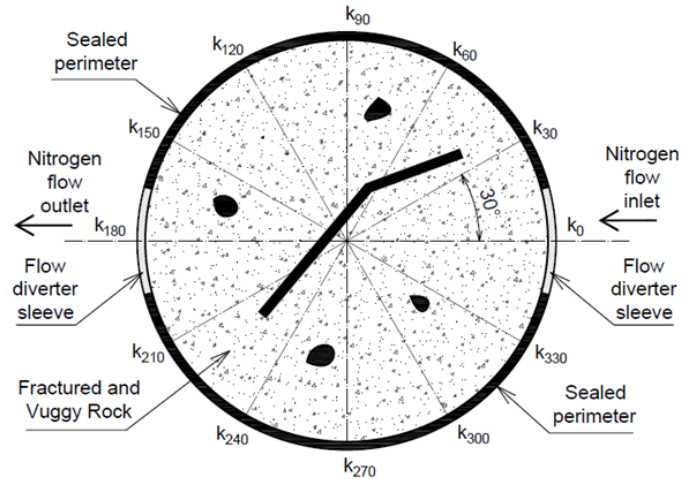


Fig. 3.7: Esquema de medición experimental para obtener las permeabilidades direccionales a cada 30° (Cabrera, 2021).

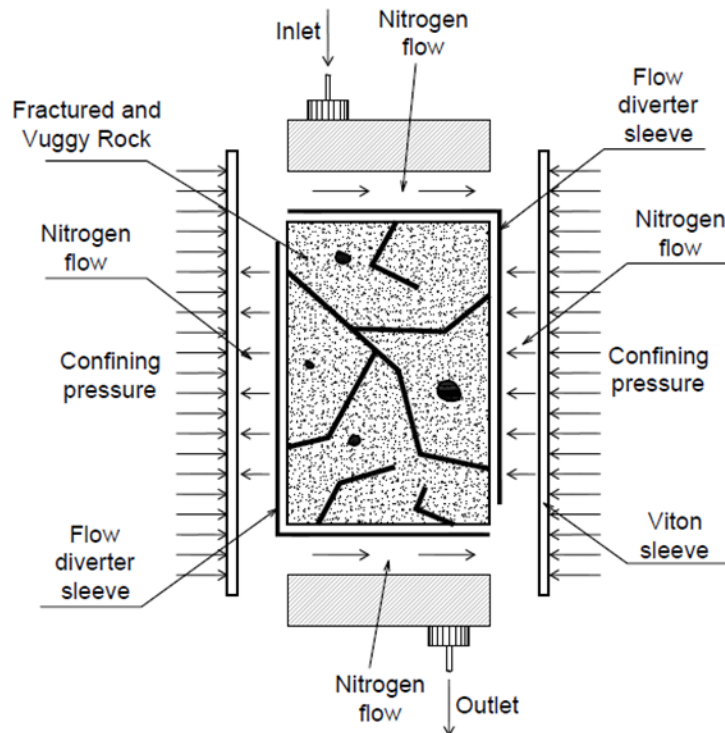


Fig. 3.8: Representación de la muestra contenida en una celda de permeabilidades, operando a condiciones de yacimiento (alta presión y temperatura) (Cabrera, 2021).

El procedimiento descrito se puede repetir en incrementos de 1000 psi hasta llegar a un estado elevado de presión de confinamiento. Se miden la presión de entrada, la presión de salida, y el flujo volumétrico de salida, a las presiones de confinamiento fijas.

Una vez realizada una dirección de flujo, por ejemplo, la dirección 0°-180°, se retira la muestra del equipo, se desempaca con el fin de rotar la muestra a la dirección de 30°- 210°. En los orificios de entrada y salida contenidos en el tapón de la muestra se colocaron conexiones rápidas con la finalidad de hacer más eficiente el cambio de dirección de flujo de gas en la muestra estas válvulas de conexión rápida a su vez sirven como válvula check el cual no permite se vacíe el gas contenido en líneas de ingreso y salida del gas nitrógeno haciendo que cuando la muestra esté lista para una nueva medición tengamos que esperar a que dichas líneas queden llenas y tener un mejor manejo de los gases contenidos en el arreglo tanto de líneas como de la muestra.

Posteriormente se retira todo el armado de la celda y solo se descubre un lado del arreglo en este caso es el lado de la conexión del serpentín ya que es más fácil desconectar, se retira el dispersor y se levanta un poco la malla , se procede a girar 30° la muestra asegurándonos otra dirección de flujo, quedando las mallas siempre en la misma posición con respecto a la manga, en cada cambio de posición de la muestra se realizan pruebas de fugas estando seguros no existan , se manejan con cuidado para evitar contaminación de la muestra con aceite e incluso con la grasa de las manos ,se prepara la muestra para su reingreso a la celda de permeabilidades y comenzar nuevamente el procedimiento ya descrito (**Fig. 3.9**). Así sucesivamente hasta cubrir los 360° en intervalos de 30°. La temperatura de operación de mantiene alrededor de los 120 °C.



Fig. 3.9: Arreglo experimental de la muestra.

A continuación se da una breve introducción del concepto de esfuerzo efectivo y de la interpretación lineal de la permeabilidad desarrollada por Herrera (2000).

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.

Según Nelson (1981) el esfuerzo efectivo horizontal de compresión de un estrato (σ_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, 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 (1957), empleando la relación de Poisson es la siguiente:

$$\gamma = \frac{\textit{deformacion transversal}}{\textit{deformacion longitudinal}}$$

Donde 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.

Rosepiler (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 Rocas: 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.

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 vulgar muy dolomitizada. Por otra parte, la presión de sobrecarga efectiva de sus yacimientos se estima que generalmente es del orden de 8 000 lb/pg², 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, σ_H es menor de 1000 lb/pg², 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 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 lb/pg² y se miden el flujo a través de ella, posteriormente al incrementarse el esfuerzo otra vez ligeramente, digamos a 500 lb/pg², 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.

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/pg² del esfuerzo, por lo que el esfuerzo efectivo mínimo considerado en este intervalo, corresponde a la presión inicial del yacimiento.

3.4 Comportamiento de la 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).

Además, 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/pg², 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/pg².

Los comportamientos de las permeabilidades absoluta y efectivas en función de la presión efectiva de confinamiento, desde 2000 hasta 6000 lb/pg² son líneas rectas de pendiente pequeña, tanto en dirección vertical como en los 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/pg².

Durante el periodo inicial de pruebas en este laboratorio 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 **Fig. 3.10**, tomada como referencia del trabajo de Herrera (2000).

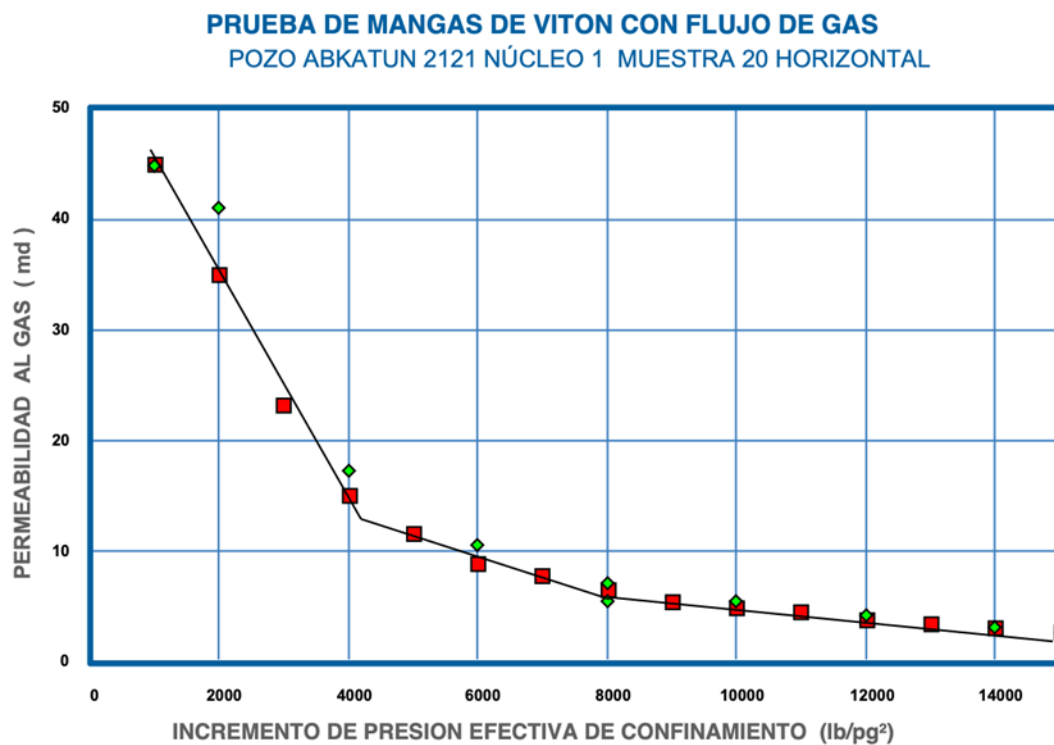


Fig. 3.10: Comportamiento de la permeabilidad al gas en función de la presión efectiva de confinamiento, manteniendo las condiciones de flujo constante.

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.

3.5 Condiciones de medicion

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 será 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 un 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, aun 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.

3.6 Interpretacion de resultados

La determinación de la elipse de permeabilidades alrededor de una muestra de diámetro completo, se obtiene de la medición de las permeabilidades direccionales transversales de la muestra. Con el procedimiento experimental descrito se midieron las permeabilidades direccionales.

Se aplicó la fórmula de Collins (1952) para el cálculo de los valores de permeabilidad direccional transversal, medida con gas nitrógeno (en unidades Darcy):

$$k = \frac{p_1 q_1 \mu}{2 \bar{p} L (1 + \frac{b}{\bar{p}}) \Delta p} G(\alpha) \dots \dots \dots (3.1)$$

donde p_1 es la presión de entrada, q_1 es el flujo volumétrico de gas medido a p_1 , μ es la viscosidad del gas nitrógeno, \bar{p} es la presión media $\left(\frac{p_1+p_2}{2}\right)$, Δp es la diferencia de presión entre la entrada y la salida del gas ($p_1 - p_2$), b es el factor Klinkenberg, L es la longitud del núcleo, α es igual a $\left(\frac{\theta}{2}\right)$, θ es el ángulo de apertura expuesta al flujo de gas, en este caso $\theta = 30^\circ$, $G(\alpha)$ es un factor de corrección geométrico que considera la geometría compleja desde la entrada a la salida de flujo de gas. La **Fig. 3.11** muestra la gráfica de $G(\alpha)$ versus α .

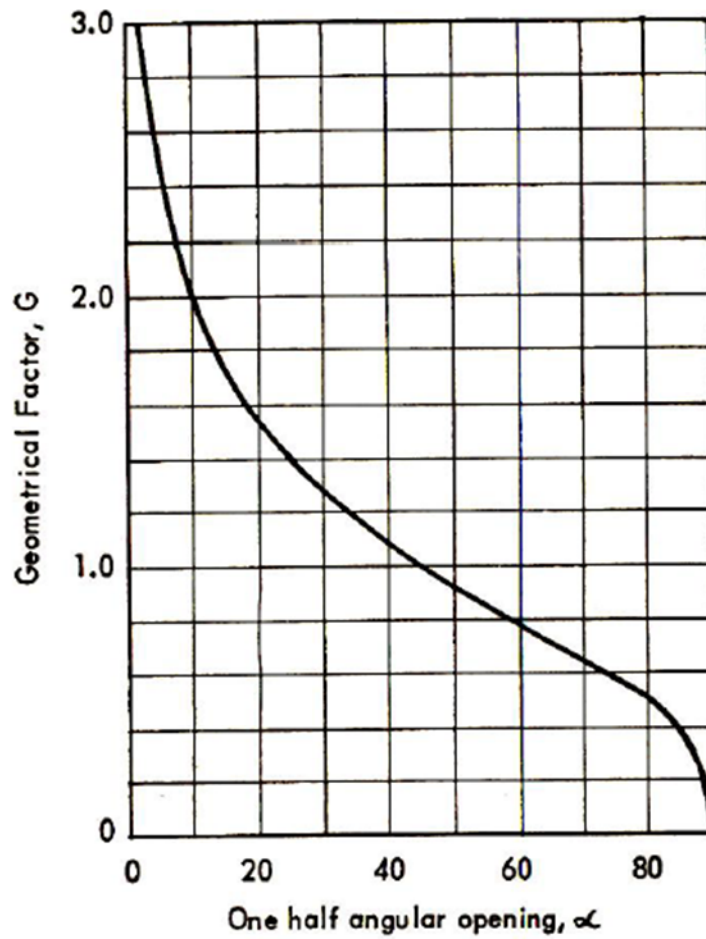


Fig. 3.11: Factor geométrico para el cálculo de las permeabilidades transversales (Collins, 1952).

3.7 Tendencia lineal de compactación

En la **Fig. 3.12**, se muestran los resultados obtenidos para la permeabilidad direccional horizontal para un ángulo de 120° y en función de la presión de confinamiento. Se observa claramente la disminución de la permeabilidad conforme se incrementa la presión de confinamiento.

Se distingue una zona de baja permeabilidad delimitada por dichas regiones en la cual se puede definir una permeabilidad matricial o “primaria” en comparación con la primera etapa de incremento de presión se considera la permeabilidad “secundaria” distintiva del sistema de doble porosidad. La transición de las rectas ocurre aproximadamente a una presión de confinamiento de 3000 psi.

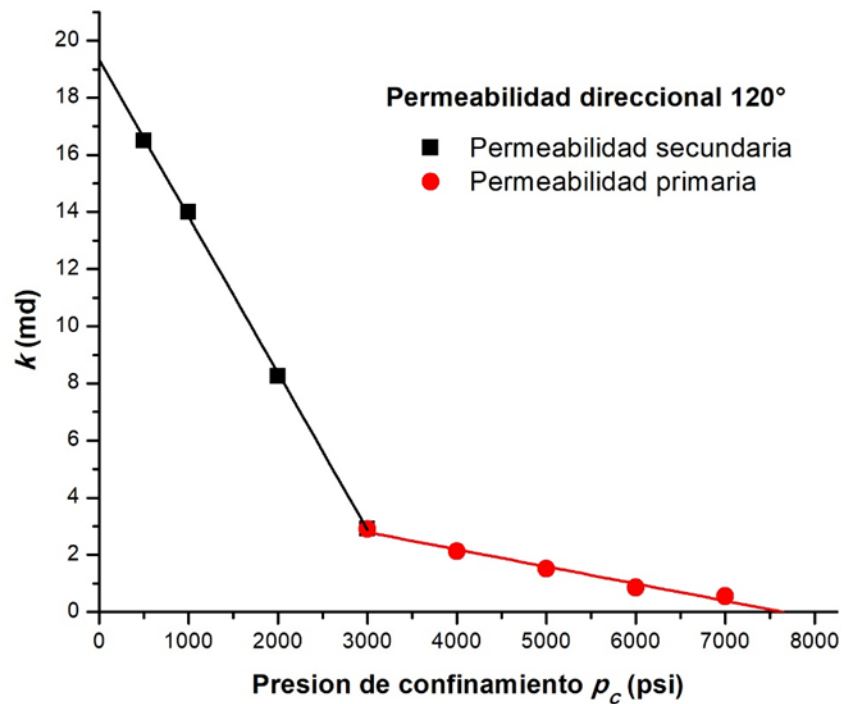


Fig. 3.12: Medición de la permeabilidad horizontal a una dirección de 120°.

CAPÍTULO 4

4. Permeabilidades direccionales

4.1 Permeabilidades horizontales maxima y minima

La utilidad del procedimiento experimental propuesto en esta tesis, radica en que se pueden determinar las permeabilidades en cualquier dirección del núcleo en forma cilíndrica, variando la dirección del arreglo propuesto con anterioridad. Además, se cuenta con la viabilidad de realizar los experimentos a condiciones de yacimiento en alta presión y alta temperatura. En esta sección se presentan los resultados para las permeabilidades máxima y mínima de la muestra seleccionada (**Fig. 4.1**).

A continuación, se presentan en las **Tablas 4.1, 4.2, 4.3 y 4.4** los datos experimentales obtenidos para las direcciones de $0^\circ - 180^\circ$, y $90^\circ - 270^\circ$ en donde se incluyen las mediciones obtenidas en laboratorio. Los datos mostrados son las presiones de entrada y de salida, la lectura del fluómetro para la medición del gasto y los valores de permeabilidad obtenidos.

En la **Fig. 4.2** se grafican las permeabilidades direccionales en la dirección de $0^\circ - 180^\circ$, que se consideran las permeabilidades máximas medidas. En la **Fig. 4.3**, se muestra la gráfica de permeabilidad que representa a la dirección de permeabilidad mínima $90^\circ - 270^\circ$, que es perpendicular a la dirección de permeabilidad máxima.

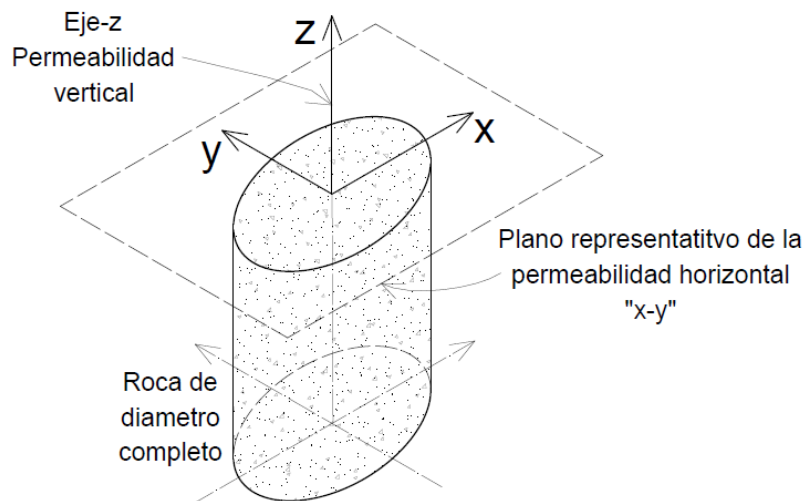


Fig. 4.1: Representación esquemática de las permeabilidades horizontales y permeabilidad vertical

Tabla 4.1: Datos experimentales de permeabilidad direccion 0°.

Direction: 0 Degrees										
Confining Pressure (psi)	Injection Pressure (psi)	Injection Pressure (atm)	Absolute Injection Pressure (atm)	Fluometer lecture	Flow rate (cm3/s)	P_{ave} (atm)	$P_{inj}-P_s$ (atm)	$1/P_{ave}$ (1/atm)	k_g (darcy)	k_g (md)
500	20	1.361	2.131	90	230	0.714	1.293	1.400	0.126	125.715
	15	1.021	1.791	72	186	0.544	0.953	1.837	0.181	181.091
	10	0.680	1.450	56	141	0.374	0.612	2.672	0.311	310.611
	5	0.340	1.110	39	91	0.204	0.272	4.899	0.827	826.919
1000	5	0.340	1.110	35	80	0.204	0.272	4.899	0.727	726.962
	10	0.680	1.450	55	138	0.374	0.612	2.672	0.304	304.002
	15	1.021	1.791	72	186	0.544	0.953	1.837	0.181	181.091
	20	1.361	2.131	84	235	0.714	1.293	1.400	0.128	128.448
1500	5	0.340	1.110	35	80	0.204	0.272	4.899	0.727	726.962
	10	0.680	1.450	55	138	0.374	0.612	2.672	0.304	304.002
	15	1.021	1.791	70	181	0.544	0.953	1.837	0.176	176.223
	20	1.361	2.131	83	232	0.714	1.293	1.400	0.127	126.808
2000	5	0.340	1.110	34	78	0.204	0.272	4.899	0.709	708.788
	10	0.680	1.450	51	126	0.374	0.612	2.672	0.278	277.567
	15	1.021	1.791	62	158	0.544	0.953	1.837	0.154	153.830
	20	1.361	2.131	80	210	0.714	1.293	1.400	0.115	114.783
2500	5	0.340	1.110	34	78	0.204	0.272	4.899	0.709	708.788
	10	0.680	1.450	54	136	0.374	0.612	2.672	0.300	299.597
	15	1.021	1.791	69	178	0.544	0.953	1.837	0.173	173.303
	20	1.361	2.131	81	213	0.714	1.293	1.400	0.116	116.423
3000	5	0.340	1.110	35	80	0.204	0.272	4.899	0.727	726.962
	10	0.680	1.450	52	130	0.374	0.612	2.672	0.286	286.379
	15	1.021	1.791	67	173	0.544	0.953	1.837	0.168	168.435
	20	1.361	2.131	79	207	0.714	1.293	1.400	0.113	113.144
4000	5	0.340	1.110	30	68	0.204	0.272	4.899	0.618	617.918
	10	0.680	1.450	45	109	0.374	0.612	2.672	0.240	240.118
	15	1.021	1.791	58	147	0.544	0.953	1.837	0.143	143.121
	20	1.361	2.131	70	181	0.714	1.293	1.400	0.099	98.932
5000	5	0.340	1.110	19	40	0.204	0.272	4.899	0.363	363.481
	10	0.680	1.450	30	68	0.374	0.612	2.672	0.150	149.798
	15	1.021	1.791	39	91	0.544	0.953	1.837	0.089	88.599
	20	1.361	2.131	47	115	0.714	1.293	1.400	0.063	62.858
6000	5	0.340	1.110	19	40	0.204	0.272	4.899	0.363	363.481
	10	0.680	1.450	27	68	0.374	0.612	2.672	0.150	149.798
	15	1.021	1.791	36	91	0.544	0.953	1.837	0.089	88.599
	20	1.361	2.131	42	115	0.714	1.293	1.400	0.063	62.858
7000	5	0.340	1.110	15	30	0.204	0.272	4.899	0.273	272.611
	10	0.680	1.450	23	50	0.374	0.612	2.672	0.110	110.146
	15	1.021	1.791	29	66	0.544	0.953	1.837	0.064	64.258
	20	1.361	2.131	36	82	0.714	1.293	1.400	0.045	44.820

Tabla 4.2: Datos experimentales de permeabilidad direccion 180°.

Direction: 180 Degrees										
Confining Pressure (psi)	Injection Pressure (psi)	Injection Pressure (atm)	Absolute Injection Pressure (atm)	Fluometer lecture	Flow rate (cm3/s)	P_{ave} (atm)	$P_{inj}-P_s$ (atm)	$1/P_{ave}$ (1/atm)	k_g (darcy)	k_g (md)
500	5	0.340	1.110	35	80	0.204	0.272	4.899	0.727	726.962
	10	0.680	1.450	57	144	0.374	0.612	2.672	0.317	317.220
	15	1.021	1.791	73	189	0.544	0.953	1.837	0.184	184.012
	20	1.361	2.131	87	251	0.714	1.293	1.400	0.137	137.194
1000	5	0.340	1.110	35	80	0.204	0.272	4.899	0.727	726.962
	10	0.680	1.450	55	138	0.374	0.612	2.672	0.304	304.002
	15	1.021	1.791	72	186	0.544	0.953	1.837	0.181	181.091
	20	1.361	2.131	83	244	0.714	1.293	1.400	0.133	133.367
1500	5	0.340	1.110	34	78	0.204	0.272	4.899	0.709	708.788
	10	0.680	1.450	54	136	0.374	0.612	2.672	0.300	299.597
	15	1.021	1.791	70	181	0.544	0.953	1.837	0.176	176.223
	20	1.361	2.131	83	235	0.714	1.293	1.400	0.128	128.448
2000	5	0.340	1.110	36	82	0.204	0.272	4.899	0.745	745.136
	10	0.680	1.450	54	136	0.374	0.612	2.672	0.300	299.597
	15	1.021	1.791	70	181	0.544	0.953	1.837	0.176	176.223
	20	1.361	2.131	82	230	0.714	1.293	1.400	0.126	125.715
2500	5	0.340	1.110	35	80	0.204	0.272	4.899	0.727	726.962
	10	0.680	1.450	55	138	0.374	0.612	2.672	0.304	304.002
	15	1.021	1.791	69	178	0.544	0.953	1.837	0.173	173.303
	20	1.361	2.131	83	225	0.714	1.293	1.400	0.123	122.982
3000	5	0.340	1.110	31	70	0.204	0.272	4.899	0.636	636.092
	10	0.680	1.450	53	133	0.374	0.612	2.672	0.293	292.988
	15	1.021	1.791	62	158	0.544	0.953	1.837	0.154	153.830
	20	1.361	2.131	79	207	0.714	1.293	1.400	0.113	113.144
4000	5	0.340	1.110	28	63	0.204	0.272	4.899	0.572	572.483
	10	0.680	1.450	45	109	0.374	0.612	2.672	0.240	240.118
	15	1.021	1.791	57	144	0.544	0.953	1.837	0.140	140.200
	20	1.361	2.131	68	175	0.714	1.293	1.400	0.096	95.653
5000	5	0.340	1.110	20	43	0.204	0.272	4.899	0.391	390.742
	10	0.680	1.450	31	70	0.374	0.612	2.672	0.154	154.204
	15	1.021	1.791	40	94	0.544	0.953	1.837	0.092	91.519
	20	1.361	2.131	47	115	0.714	1.293	1.400	0.063	62.858
6000	5	0.340	1.110	17	35	0.204	0.272	4.899	0.318	318.046
	10	0.680	1.450	26	58	0.374	0.612	2.672	0.128	127.769
	15	1.021	1.791	34	78	0.544	0.953	1.837	0.076	75.942
	20	1.361	2.131	41	97	0.714	1.293	1.400	0.053	53.019
7000	5	0.340	1.110	15	30	0.204	0.272	4.899	0.273	272.611
	10	0.680	1.450	23	50	0.374	0.612	2.672	0.110	110.146
	15	1.021	1.791	29	66	0.544	0.953	1.837	0.064	64.258
	20	1.361	2.131	34	78	0.714	1.293	1.400	0.043	42.634

En las tablas siguientes se muestran los resultados de máxima permeabilidad, que corresponden a la dirección de 0°-180°. La permeabilidad mínima resulta en la dirección de 90°-270°. Con dichas direcciones se puede definir el tensor de permeabilidades en 2D que es de vital importancia para estudios de simulación numérica.

Tabla 4.3: Resultados para la permeabilidad maxima en la direccion de 0°-180°.

Presión de confinamiento (psi)	Permeabilidad Horizontal k_H (md)		k_H promedio (md)
	0°	180°	0°-180°
500	22.80	24.00	23.40
1000	18.75	20.55	19.65
2000	14.40	13.05	13.73
3000	8.25	7.80	8.03
4000	6.30	5.70	6.00
5000	3.15	3.60	3.38
6000	2.70	2.25	2.48
7000	1.65	1.20	1.43

Tabla 4.4: Resultados para la permeabilidad minima en dirección perpendicular a la máxima.

Permeabilidad Horizontal k_h (mínima) (md)		valor promedio k_h (md)
90°	270°	90°-270°
15.96	18.14	17.05
14.87	16.78	15.82
11.73	13.64	12.68
9.28	10.23	9.75
6.14	6.55	6.34
4.77	5.18	4.98
4.09	4.09	4.09
3.68	3.41	3.55

Se consideran dos tipos de datos; los correspondientes a la permeabilidad primaria (porosidad primaria), para valores promedio de 3000 psi, y los datos de permeabilidad secundaria (porosidad secundaria), que corresponden a la primera etapa del incremento de la presión en el desarrollo del experimento.

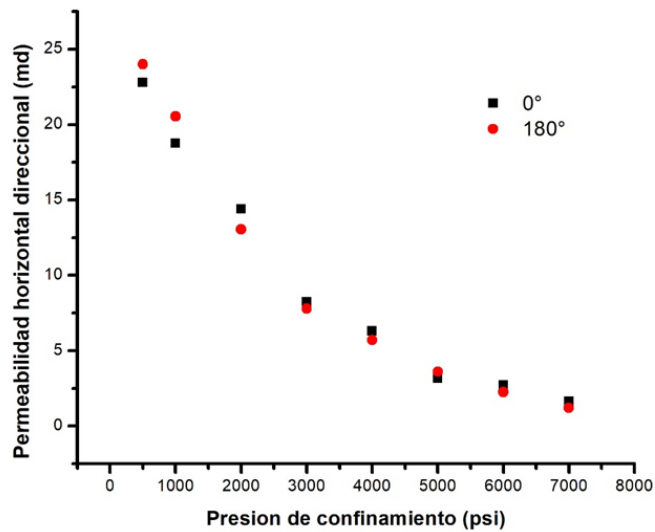


Fig. 4.2: Permeabilidades direccionales máximas k_H medidas en la muestra.

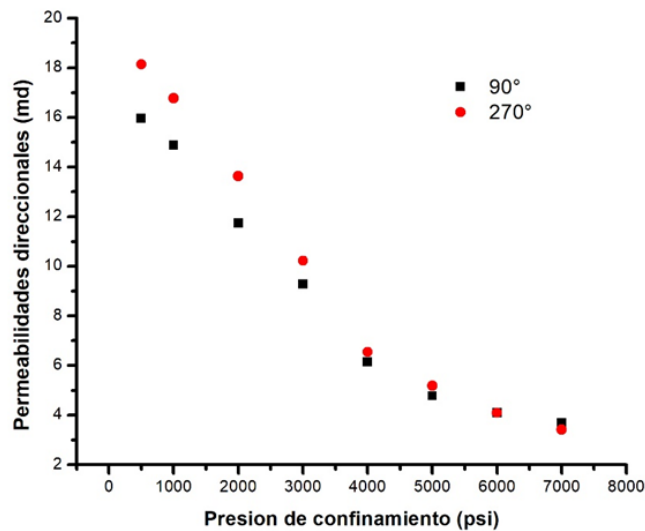


Fig. 4.3: Permeabilidades direccionales k_h medidas perpendicularmente a la dirección máxima.

4.2 Permeabilidades direccionales y elipses de permeabilidad

Los resultados obtenidos de la permeabilidad direccional, se muestran en las gráficas siguientes (**Figs. 4.5, 4.6, 4.7, 4.8, 4.9**). Las gráficas muestran las permeabilidades direccionales medidas alrededor de la roca. El ajuste de las elipses se realizó por el método de mínimos cuadrados directos, y se empleó el algoritmo de Fitzgibbon et al. (1996). La tendencia de dos elipses corresponde a la doble porosidad de la roca (matriz y vóculos, fracturas). La **Tabla 4.1** presenta los datos de permeabilidad direccional.

Tabla 4.5: Datos de las permeabilidades direccionales.

Presion de confinamiento (psi)	Permeabilidades direccionales (md)											
	0°	30°	60°	90°	120°	150°	180°	210°	240°	270°	300°	330°
500	22.8	1.36	17.74	15.95	16.50	4.90	24.00	1.53	15.68	18.14	19.20	4.80
7000	1.65	0.34	0.40	3.68	0.55	1.09	1.20	0.24	0.50	3.41	0.55	1.19

Se desarrollan tres tipos de graficas de elipses de permeabilidad: a) la gráfica de k en función del ángulo direccional; b) la gráfica de \sqrt{k} en función del ángulo direccional, que corresponde a la permeabilidad direccional en la dirección del flujo de Darcy; c) la gráfica de $1/\sqrt{k}$ en función del ángulo direccional que corresponde en la dirección del gradiente de potencial de velocidad.

A continuación, se definen las ecuaciones correspondientes para las elipses de permeabilidad.

Para medios anisotrópicos, el vector de velocidad de Darcy y el vector de gradiente de potencial de velocidad, no son colineales (**Fig. 4.4**). La permeabilidad direccional k_{df} en la dirección de flujo está definida en unidades Darcy:

$$k_{df} = \frac{\mu |\vec{v}|}{|\nabla\Phi| \cos \beta} \dots \dots \dots (4.1)$$

Mediante un análisis de la relación de la permeabilidad direccional en la dirección de flujo en función de las permeabilidades principales se obtiene la ecuación canónica de la elipse de permeabilidades:

$$\frac{x^2}{(\sqrt{k_x})} + \frac{y^2}{(\sqrt{k_y})} + \frac{z^2}{(\sqrt{k_z})} = 1 \dots \dots \dots (4.2)$$

La permeabilidad direccional k_{dp} en la dirección del gradiente de potencial de velocidad está definida en unidades Darcy:

$$k_{dp} = \frac{\mu |\vec{v}| \cos \beta}{|\nabla\Phi|} \dots \dots \dots (4.3)$$

Analizando la relación de la permeabilidad en la dirección del gradiente de potencial de velocidad en función de las permeabilidades principales, se obtiene la siguiente ecuación:

$$\frac{x^2}{\left(\frac{1}{\sqrt{k_x}}\right)^2} + \frac{y^2}{\left(\frac{1}{\sqrt{k_y}}\right)^2} + \frac{z^2}{\left(\frac{1}{\sqrt{k_z}}\right)^2} = 1 \dots \dots \dots (4.4)$$

En la figura siguiente se muestra la relación entre el vector de velocidad y el vector de gradiente de presión. En el caso de flujo de fluidos en yacimientos areniscos, dichos vectores son colineales, esto debido a la homogeneidad del yacimiento.

Para el caso de yacimientos naturalmente fracturados, la relación entre ambos vectores resulta más complicada, debido a la heterogeneidad. Para este tipo de yacimientos, los vectores de la velocidad y de gradiente de presión, no son colineales debido a la anisotropía del medio poroso. Dicha anisotropía puede ser representada por el tensor de permeabilidades, visto como una transformación lineal aplicada al vector de gradiente de presión en la Ley de Darcy.

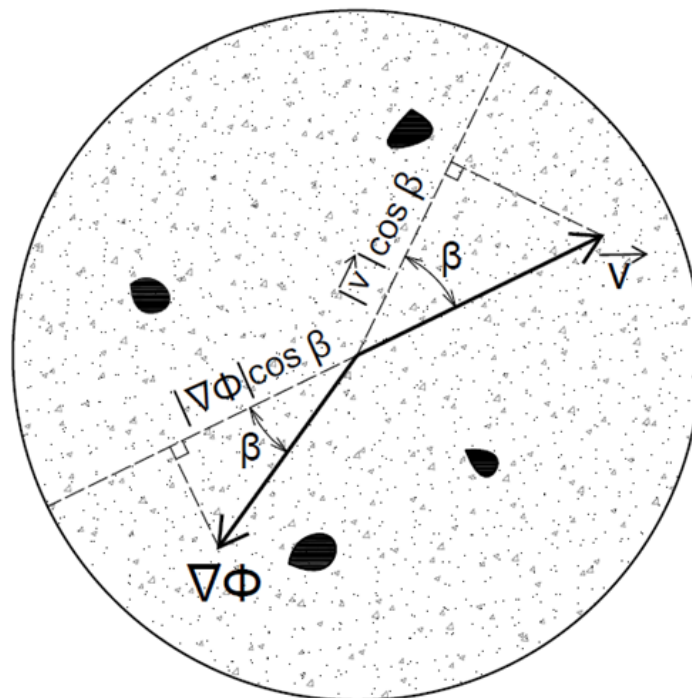


Fig. 4.4: Relación entre el vector de flujo de Darcy y el vector de gradiente de potencial de velocidad para un medio anisotrópico (Peters, 2012).

A continuacion se presentan los datos de las permeabilidades direccionales representadas como elipses, que son el resultado del proceso de medicion presentado con anterioridad. En la **Fig 4.5** se presentan los datos de permeabilidad medidos direccionalmente correspondiente a un esfuerzo de presion de confinamiento de 500 psi.

En la figura se aprecian dos elipses; la mayor de color azul se puede interpretar como la representativa de la porosidad secundaria, ya que presenta los valores cuantitativamente mas grandes obtenidos experimentalmente.

La elipse pequeña de color naranja, representa las direcciones de menor permeabilidad obtenidas de las mediciones direccionales de la permeabilidad. La direccion de la elipse depende de los valores de permeabilidad direccional obtenidos de las metodologia experimental propuesta. Esta region se puede interpretar como la matriz de la roca de doble porosidad.

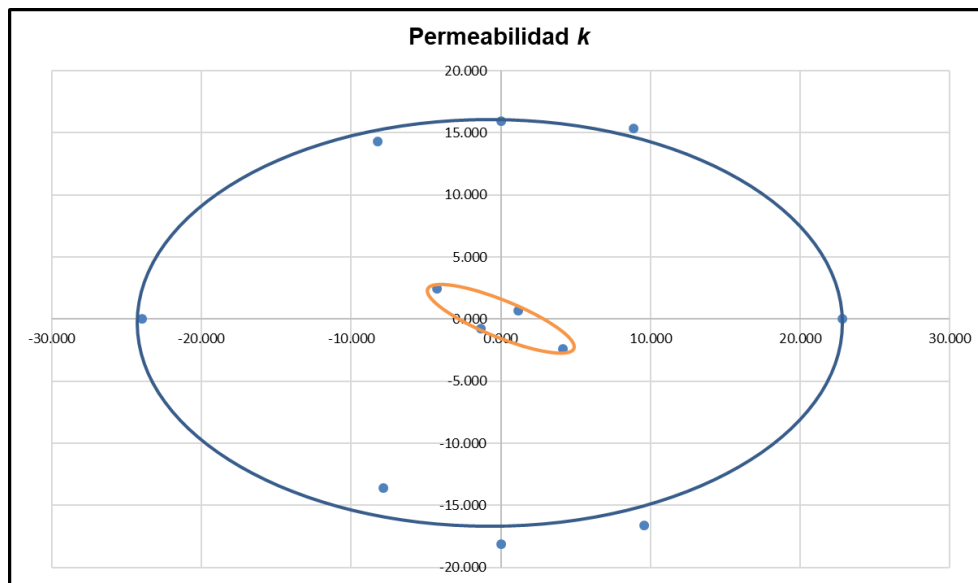


Fig. 4.5: Permeabilidades direccionales medidas a una presión de confinamiento de 500 psi.

En las **Figs. 4.6** y **4.7** se incluyen las permeabilidades direccionales para un estado de esfuerzo de presión de confinamiento de 500 psi, en función de la \sqrt{k} y $1/\sqrt{k}$.

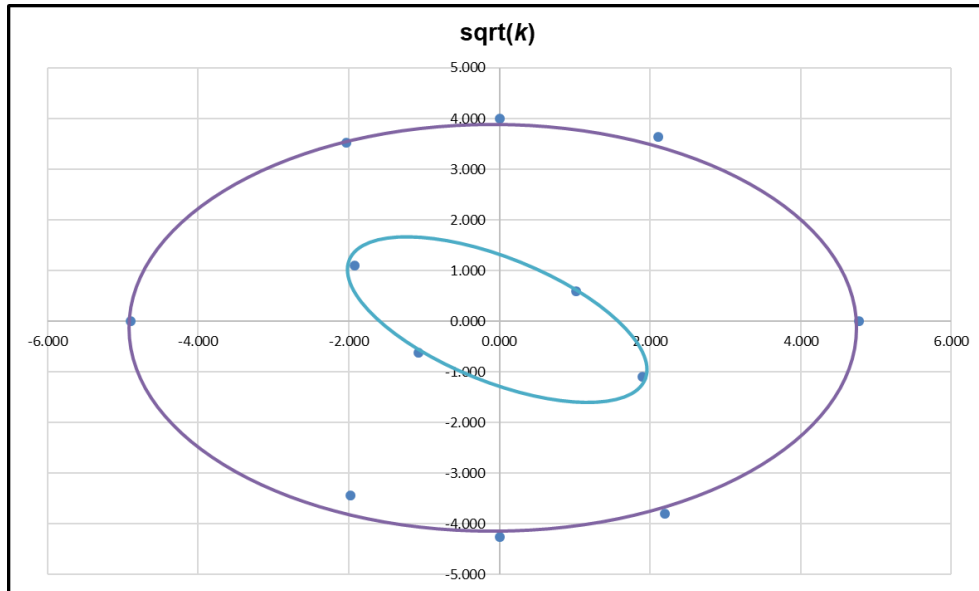


Fig. 4.6: Permeabilidades direccionales medidas a una presión de confinamiento de 500 psi en función de la \sqrt{k} .

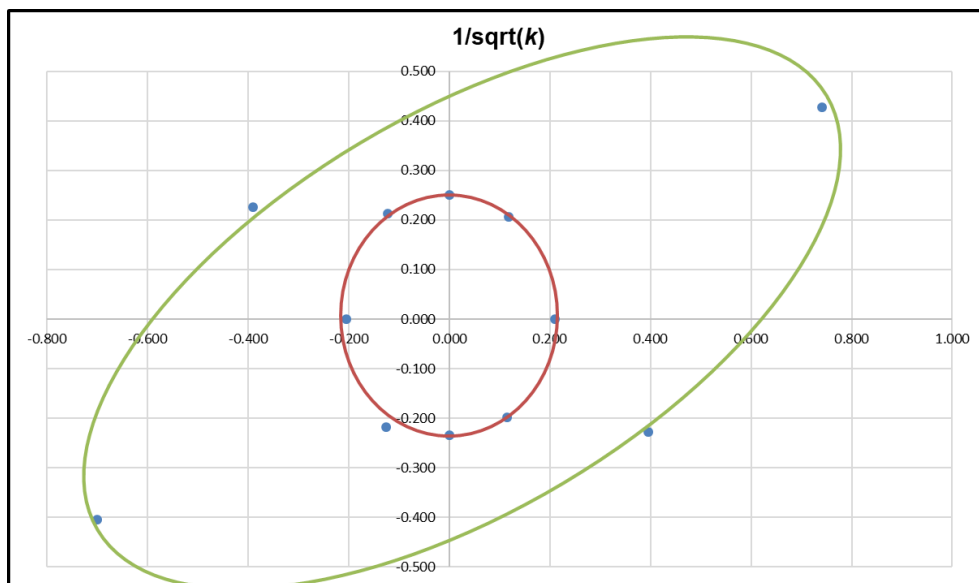


Fig. 4.7: Permeabilidades direccionales medidas a una presión de confinamiento de 500 psi en función de la $1/\sqrt{k}$.

En las **Figs. 4.8 y 4.9** se muestran las graficas de las permeabilidades direccionales para un estado de esfuerzo de 7000 psi, que se puede considerar un estado elevado de esfuerzo. Los experimentos se realizaron a una condicion de temperatura de 120°C.

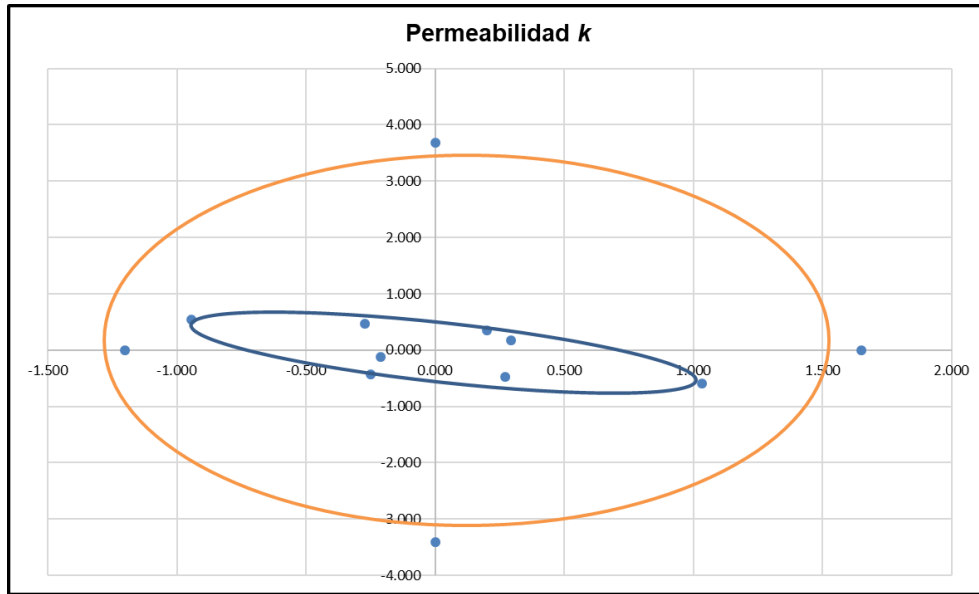


Fig. 4.8: Permeabilidades direccionales medidas a una presión de confinamiento de 7000 psi.

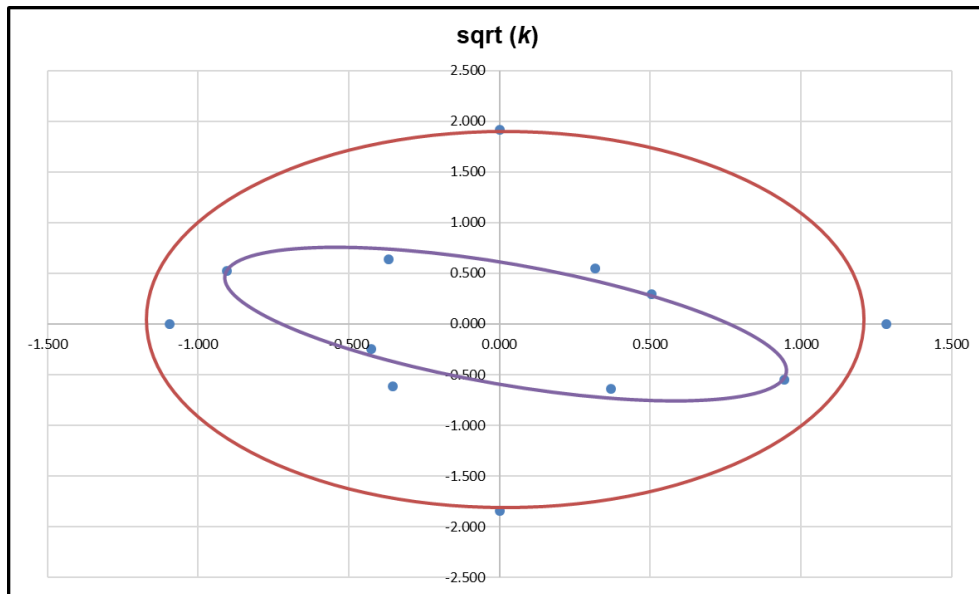


Fig. 4.9: Permeabilidades direccionales medidas a una presión de confinamiento de 7000 psi en funcion de la \sqrt{k} .

Analizando las graficas anteriores, se observa que la principal utilidad del metodo experimental propuesto, es que permite inferir el comportamiento de permeabilidad direccional en la roca analizada. Ademas de la aplicacion de las condiciones de yacimiento, que son la elevada presion y temperatura, permiten una representacion mas aproximada a la condicion real de yacimiento.

El procedimiento experimental propuesto requiere de cierto tiempo para su realizacion y de la preparacion de la roca con los arreglos de la malla de acero descritos con anterioridad. La morfologia de la roca puede complicar y limitar la realizacion del desarrollo experimental, debido a la presencia de la porosidad secundaria, consistente en fracturas y vugulos (cavidades de disolucion).

Estas características físicas de la roca, pueden generar una falla al aplicar una presión elevada en la roca, y se puede presentar invasión de fluidos en la muestra, la cual interrumpe el experimento, requiriendose repetir todo el proceso experimental y lavado de la muestra en el equipo Dean Stark.

CAPÍTULO 5

5. Conclusiones

Las conclusiones del estudio realizado son las siguientes, en el orden que se cumplieron los objetivos de la tesis:

La determinación experimental de las permeabilidades direccionales propuesta, brinda las ventajas siguientes:

Aplicación de los principios fundamentales de la Ley de Darcy para el diseño práctico de un experimento aplicable a los problemas de la industria petrolera.

Diseño de una metodología experimental para la determinación de las elipses de permeabilidad en rocas heterogéneas y de doble porosidad.

Metodología de fácil aplicación y no requiere de equipos sofisticados.

Determinación de direcciones de mayor permeabilidad para realizar desplazamientos representativos. Principalmente para rocas complejas en las que no basta una identificación visual de las mejores direcciones.

Influencia de la compactación en las elipses de permeabilidad.

Aplicación de la interpretación lineal mediante rectas, de la disminución de la permeabilidad en función de la presión de confinamiento.

Discretización del sistema matriz-fractura con base en la interpretación lineal para rocas con doble porosidad para estudios de saturación de aceite residual.

Bibliografía

6. Bibliografía

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.

Cabrera, D. 2021. Mecanica experimental de rocas fracturadas. Phd Thesis, School of Engineering, National Autonomous University of Mexico.

Collins R. E., 1952. Determination of the transverse permeabilities of large core samples from petroleum reservoirs, Journal of applied physics 23 (6) 681-684. <https://doi.org/10.1063/1.1702278>.

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

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.

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

Firoozabadi, A., L. K. Thomas y Todd B. J. 1992. High-Velocity Flow in Porous Media. Artículo SPE 24869, presentado 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.

Fitzgibbon A., Pilu M, Fisher RB, 1999. Direct least square fitting of ellipses. IEEE Transactions on Pattern Analysis and Machine Intelligence. 29 (5): 476-480.

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

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

Herrera, R. 2000. Estudio petrofísico de muestras de diámetro completo con doble porosidad, Phd Thesis, School of Engineering, National Autonomous University of Mexico.

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

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.

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.

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.

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

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

Peters, E.J. 2012. Advanced petrophysics Volume 1: Geology, porosity, Absolute permeability, heterogeneity, and geostatistics. Live Oak Book Company.

Pught, V. J. 1990. Correlations of Liquid and Air Permeabilities for Use in Reservoir Engineering Studies. SCA 9012.

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.

Rigert, J. A., 1980; “ Uniaxial and Controlled-Lateral Strain Test on Selected Sedimentary Rock”: Tesis doctoral, Texas A&M Univ., College Station. Tex.

Rosepiler, J.M., 1979; “Determination of Principal Stresses and Confinement of Hidraulic Fractures in Cotton Valley”; Artículo SPE 8405 presentado en la 54h Annual Technical Confernce and Exhibition, Las Vegas (septiembre 23-26).

Warpinski, N, R, 1989; “Elastic and Viscoelastic Calculations of Stresses in Sedimentary Basins.”; SPE Form. Eval., (diciembre)522-530.