



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE  
MÉXICO**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**COMPORTAMIENTO DE LA PERMEABILIDAD EN  
NÚCLEOS NATURALMENTE  
FRACTURADOS**

**T E S I S**

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

**INGENIERO PETROLERO**

PRESENTA:

**ALFREDO SÁNCHEZ ROBLES**

DIRECTOR DE TESIS:

**DR. RAFAEL HERRERA GÓMEZ**

MÉXICO D.F., CIUDAD UNIVERSITARIA 2010





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.



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AVENIDA DE  
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA  
60-I-923

**SR. ALFREDO SÁNCHEZ ROBLES**  
**Presente**

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

**COMPORTAMIENTO DE LA PERMEABILIDAD EN NÚCLEOS NATURALMENTE FRACTURADOS**

- INTRODUCCIÓN
- I CONCEPTOS BÁSICOS
- II ANTECEDENTES
- III YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS
- IV DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO
- V EVALUACIÓN DE LA POROSIDAD Y PERMEABILIDAD EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS
- VI RESULTADOS Y GRÁFICAS
- VII CONCLUSIONES
- BIBLIOGRAFÍA

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

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

Atentamente

**"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"**

CD. Universitaria, D. F., a 30 de Septiembre del 2010

El Presidente del Comité de Titulación de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

  
**DR. RICARDO JOSÉ PADILLA Y SÁNCHEZ**

RJPYS\*ICH\*srs



DIVISION DE INGENIERIA  
EN CIENCIAS DE LA TIERRA



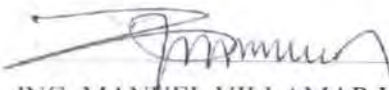
UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MEXICO

*Aceptación de Trabajo Escrito*

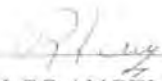
Mtro. José Gonzalo Guerrero Zepeda  
Director de la Facultad de  
Ingeniería de la U.N.A.M.  
Presente.

En atención a su oficio en el que nos informa que hemos sido designados sinodales del Examen Profesional del señor SANCHEZ ROBLES ALFREDO registrado con número de cuenta 40004598-2 en la carrera de INGENIERÍA PETROLERA, nos permitimos manifestarle la aceptación del trabajo desarrollado por el citado alumno.

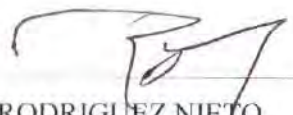
Atentamente,

  
\_\_\_\_\_  
ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS

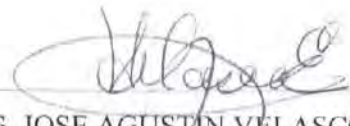
FECHA DE ACEPTACION: 17/11/10

  
\_\_\_\_\_  
DR. RAFAEL DE LOS ANGELES  
HERRERA GOMEZ

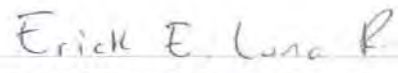
FECHA DE ACEPTACION: 16 x 1 10

  
\_\_\_\_\_  
DR. RAFAEL RODRIGUEZ NIETO

FECHA DE ACEPTACION: 17/11/10

  
\_\_\_\_\_  
ING. JOSE AGUSTIN VELASCO ESQUIVEL

FECHA DE ACEPTACION: 16 Noviembre 2010

  
\_\_\_\_\_  
ING. ERICK EMANUEL LUNA ROJERO  
FECHA DE ACEPTACION: 17/Nov/2010

FECHA DE EMISIÓN: 26 de Octubre de 2010.

## ÍNDICE

<b>ÍNDICE</b>	<b>2</b>
<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>4</b>
<b>CAPÍTULO I CONCEPTOS BÁSICOS</b>	
<b>Porosidad</b>	<b>7</b>
<b>Ley de Darcy</b>	<b>8</b>
<b>Permeabilidad</b>	<b>8</b>
<b>Presión efectiva de confinamiento</b>	<b>12</b>
<b>Presión capilar</b>	<b>13</b>
<b>Caída de presión</b>	<b>13</b>
<b>Mojabilidad</b>	<b>14</b>
<b>Compresibilidad</b>	<b>14</b>
<b>Viscosidad</b>	<b>14</b>
<b>Saturación</b>	<b>15</b>
<b>CAPÍTULO II ANTECEDENTES</b>	<b>16</b>
<b>Efecto de alta velocidad en medios porosos</b>	<b>16</b>
<b>Efecto de deslizamiento</b>	<b>20</b>
<b>Ecuación de Klinkenberg</b>	<b>22</b>
<b>Comportamiento de la permeabilidad</b>	<b>24</b>
<b>CAPÍTULO III YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS</b>	
<b>Yacimientos Naturalmente Fracturados en México</b>	<b>26</b>
<b>Aspectos geológicos de los Yacimientos Naturalmente Fracturados</b>	<b>29</b>
<b>Definiciones y tipos de YNF</b>	<b>31</b>
<b>Origen del sistema de fracturas</b>	<b>34</b>
<b>Diagénesis</b>	<b>47</b>

<b>CAPÍTULO IV DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO</b>	
<b>Recepción de núcleos en el laboratorio</b>	<b>56</b>
<b>Corte de núcleos</b>	<b>59</b>
<b>Identificación de los núcleos</b>	<b>60</b>
<b>Limpieza de los núcleos</b>	<b>61</b>
<b>Evaporación de solventes</b>	<b>63</b>
<b>Desecador</b>	<b>64</b>
<b>Dimensiones de los núcleos</b>	<b>65</b>
<b>Armado de la muestra</b>	<b>66</b>
<b>Probar fugas en la muestra</b>	<b>68</b>
<b>Módulo de Compresión</b>	<b>68</b>
<b>Porosímetro</b>	<b>69</b>
<b>CAPÍTULO V EVALUACIÓN DE LA POROSIDAD Y PERMEABILIDAD EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS</b>	
<b>Armado del equipo para realizar la prueba</b>	<b>70</b>
<b>Metodología para evaluar la porosidad</b>	<b>72</b>
<b>Metodología para evaluar la permeabilidad</b>	<b>73</b>
<b>CAPÍTULO VI RESULTADOS Y GRÁFICAS</b>	<b>74</b>
<b>CAPÍTULO VII CONCLUSIONES</b>	<b>98</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>99</b>

## INTRODUCCIÓN

En México la mayor cantidad de reservas de aceite se tienen en Yacimientos Naturalmente Fracturados (YNF). Un yacimiento fracturado típico, es aquel que presenta alguna o varias de las de las características siguientes: Pérdidas importantes de fluidos durante su perforación, su producción inicial es muy alta, de varios ordenes de magnitud comparada con un yacimiento intergranular, convencional u homogéneo, las estimulaciones artificiales de los pozos, generalmente mejoran su productividad, se desarrollan en rocas frágiles con baja porosidad intergranular, tienen permeabilidad alta, que puede ser de hasta 35 darcys, con porosidades menores del 6%.

Los YNF por su propia naturaleza son difíciles de caracterizar debido a su sistema de doble porosidad, por lo que se requiere la mayor información disponible y confiable en los datos reportados.

El Laboratorio de Núcleos Naturalmente Fracturados de Diámetro Completo de la Facultad de Ingeniería de la U.N.A.M tiene como objetivo contribuir con la aportación de datos petrofísicos confiables con el fin de obtener una buena caracterización de los diferentes campos petroleros en México. En este trabajo que se desarrolló en dicho laboratorio se expone el Comportamiento de la Permeabilidad en Núcleos Naturalmente Fracturados, para lo que se utilizaron muestras de diámetro completo con la finalidad de observar en ellos el mayor número de fracturas, vórgulos, canales de disolución, etc.(porosidad secundaria) además de la porosidad primaria propia de la muestra y con esto se trata de tener el mayor número de características del yacimiento para lograr

una mayor aproximación en la interpretación del comportamiento de la permeabilidad en el yacimiento en estudio.

En el primer capítulo de este trabajo se definen los conceptos fundamentales que se utilizarán con frecuencia a través de las siguientes páginas como son las definiciones de porosidad, permeabilidad etc.

En el segundo capítulo se retoman los estudios llevados a cabo por diferentes autores sobre flujo de gas en medios porosos y se observaron diferentes fenómenos como deslizamiento y el flujo a alta velocidad.

El tercer capítulo está enfocado a la descripción de los Yacimientos Naturalmente Fracturados, se describen los aspectos geológicos, los tipos de yacimientos, el origen del sistema de fracturas, y los aspectos que dan origen a la porosidad secundaria (procesos diagenéticos).

En los capítulos IV, V, VI y VII se tocan los temas correspondientes a la descripción del equipo que se utiliza para llevar a cabo la prueba así como la metodología y análisis de resultados dentro de los cuales están las principales aportaciones de este trabajo como son :

- Identificación del comportamiento del sistema de porosidad secundaria y matriz.
- La disminución en forma lineal de la permeabilidad en función de la presión neta de confinamiento, el cual simula la declinación de la presión del yacimiento.

Se ha observado en este laboratorio, que un comportamiento de la porosidad efectiva en función de la presión neta de confinamiento, se divide principalmente en dos comportamientos lineales, uno con efecto predominante



de fracturas, vóculos, canales de disolución (porosidad secundaria) y el otro efecto predominante es el de matriz.

## CAPÍTULO 1. CONCEPTOS BÁSICOS

### **POROSIDAD ( $\phi$ )**

Es una propiedad de las rocas, que se define como la razón del volumen de huecos o poros dentro de la roca, al volumen total de la roca, formado por el volumen de material sólido más el volumen de poros. La porosidad generalmente se presenta en porcentaje.

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

donde:

$\phi$  = porosidad (%)

$V_p$  = volumen de poros ( $cm^3$ )

$V_r$  = volumen total de roca ( $cm^3$ )

Se tienen varios tipos de porosidad, dependiendo de la forma de determinar el volumen de poro, como son las siguientes:

- La porosidad absoluta considera todos los poros existentes en la roca.
- La porosidad efectiva considera todos los poros comunicados en la roca.
- La porosidad de matriz considera todos los poros intergranulares en la roca.
- La porosidad de fractura considera todos los poros pertenecientes a las fracturas alojadas en la roca.

### **Porosidad absoluta**

Es la que toma en cuenta todos los espacios que existen en la roca, ya sean poros, vóculos o fracturas.

### **Porosidad efectiva**

La porosidad efectiva mide el volumen de poros intergranulares comunicados, vugulos, fracturas, así como la porosidad debida a recristalización o dolomitización y canales de disolución de la muestra.

Los yacimientos de rocas fracturadas están formados de dos sistemas de porosidad; uno intergranular formado por espacios vacíos entre los granos de la roca y el segundo formado por canales de disolución, fracturas y vugulos. El primer tipo es llamado *porosidad primaria* y se desarrolla con el depósito de los sedimentos que componen la roca, está representada por la porosidad intergranular de areniscas y la porosidad intercrystalina de algunas calizas. El segundo tipo es llamado *porosidad secundaria* ó cuando nos referimos únicamente a vugulos y fracturas, *porosidad vugular / porosidad de fractura*. La porosidad secundaria es el resultado de procesos geológicos después de la depositación de las rocas sedimentarias, en general es debido a disolución, recristalización, dolomitización (procesos diagenéticos), y fracturamiento .

### **LEY DE DARCY**

En ingeniería petrolera se utiliza con mucha frecuencia la Ley de Darcy para describir el comportamiento de flujo de fluidos en el medio poroso, la cual fue establecida por Henry Darcy ( 1856 ) a partir de diversos experimentos.

Para establecer la ley que lleva su nombre, Darcy realizo un experimento relativamente simple. En un recipiente que contenía en su interior arena, hizo fluir agua a través del empacamiento hasta saturarlo completamente.

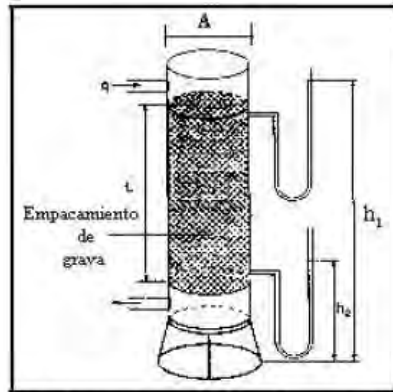


Fig. 1.2 Experimento de Darcy. Flujo de agua a través de un empaque de arena (Economides, 1994).

A partir de esto, Darcy encontró que la velocidad de un fluido a través de un medio poroso es proporcional al gradiente de presión,  $\frac{dp}{dx}$ , e inversamente proporcional a la viscosidad del fluido  $\mu$ . De esta forma, Darcy llegó a establecer la siguiente expresión:

$$V = Cte \frac{dp}{dx}$$

Wycoff y Muskat (1936) establecieron que la constante de proporcionalidad de la Ley de Darcy puede ser expresada en términos de dos propiedades correspondientes al sistema roca-fluidos, como la viscosidad y permeabilidad, de tal manera que la Ec.1.1 queda finalmente expresada como se conoce en la actualidad a la Ley de Darcy:

$$V = - \frac{k}{\mu} \frac{dp}{dx}$$

O bien, en términos de gasto volumétrico:

$$q = VA = - \frac{k_a}{\mu} A \frac{dp}{dx}$$

donde:

$A$  = Área total transversal de flujo [ $cm^2$ ]

$k_a$  = Permeabilidad absoluta del medio poroso [ Darcy ]

$q$  = Gasto volumétrico a condiciones de flujo [ $\frac{cm^3}{seg}$ ]

$V$  = Velocidad del fluido [ $\frac{cm}{seg}$ ]

$\mu$  = Viscosidad del fluido [cp]

$\frac{dp}{dx}$  = Gradiente de presión en dirección de flujo [ $\frac{atm}{cm}$ ]

El signo negativo asociado a la ec.1 se debe a que si  $dx$  es medido en la dirección de flujo, la presión  $p$  declina conforme  $x$  se incrementa. Esta declinación dará como resultado un valor negativo para  $\frac{dp}{dx}$ . Por consiguiente, el signo deberá ser incluido en la ecuación para asegurar que la velocidad  $V$ , sea positiva.

Por otro lado, despejando la permeabilidad queda:

$$k = \frac{q}{(P_1 - P_2)} \frac{4\mu L}{\pi d^2}$$

donde:

$k$  = permeabilidad [Darcy]

$P_1 - P_2$  = diferencia de presión [atm]

$q$  = gasto del fluido [ $\frac{cm^3}{seg}$ ]

$\mu$  =viscosidad del fluido[cp]

$d$  = diámetro de la muestra [cm]

$L$  =longitud de la muestra [cm]

Consideraciones de la ley de Darcy:

- 1.- El fluido es no compresible
- 2.- El medio poroso es homogéneo
- 3.- El flujo es lineal
- 4.- El fluido no reacciona con el medio poroso
- 5.- El flujo es isotérmico

### **PERMEABILIDAD ( k )**

La permeabilidad es una propiedad del medio poroso, es una medida de la capacidad del medio para permitir el paso de los fluidos a través de él. Los yacimientos pueden tener permeabilidad primaria y secundaria. La permeabilidad primaria es referida como la porosidad de matriz y la permeabilidad secundaria corresponde a las fracturas, vóculos y/o canales de disolución, recristalización etc. Las mediciones de permeabilidad en el laboratorio se basan en la ecuación empírica de Darcy.

### **Permeabilidad Absoluta**

Es la propiedad de permitir el paso de un fluido a través de un medio poroso cuando únicamente existe un fluido. Es una propiedad del medio poroso por lo que es independiente del fluido que se utilice, es decir, será un valor que solo depende del material poroso. La permeabilidad absoluta de un medio poroso a un líquido, se determina basándose en la ecuación de Darcy cuando dicho medio se encuentra saturado al 100% del líquido y que fluye en régimen permanente.

Generalmente para medir esta propiedad se considera que el líquido es agua de formación, que es incompresible; que el gasto, la viscosidad y las dimensiones de la roca son constantes.

### **Permeabilidad Efectiva**

Es la permeabilidad de un medio poroso a un fluido, cuando en el seno de este medio existen al menos dos fluidos. Puede en un caso moverse un solo fluido o bien dos o más simultáneamente. Puesto que la roca de un yacimiento puede estar saturada parcialmente de agua, aceite o gas, se tendrán permeabilidades efectivas a estos fluidos ( $k_w, k_o, k_g$ ).

### **Permeabilidad Efectiva Máxima al Aceite**

La permeabilidad efectiva al aceite de una muestra con la saturación de agua crítica o irreductible, se mide después de haber inyectado a la muestra aceite en forma continua (de 10 a 15 volúmenes de poros) o hasta que deje de producirse agua durante el flujo de aceite.

### **Permeabilidades Relativas**

Es la relación entre la permeabilidad efectiva y la absoluta:

Para agua: 
$$k_{rw} = \frac{k_w}{k_{abs}}$$

Para aceite: 
$$k_{ro} = \frac{k_o}{k_{abs}}$$

Para gas: 
$$k_{rg} = \frac{k_g}{k_{abs}}$$

### **PRESIÓN DE SOBRECARGA**

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

## **PRESIÓN DE PORO O PRESIÓN DE FORMACIÓN**

Es la presión a la que se encuentran sometidos los fluidos que ocupan los poros de la roca, que generalmente son aceite, gas o salmuera.

## **PRESIÓN CAPILAR**

La presión capilar se define como la diferencia de presiones que existe a través de la frontera de dos o más fluidos inmiscibles que forman una interfase curva, debido a la tensión existente entre los fluidos de dicha interfase dentro de un espacio poroso.

La presión capilar en los medios porosos se definen como la diferencia de presión que existe entre la interfase que separa a dos fluidos inmiscibles, uno de los cuales moja preferentemente la superficie de la roca.

## **MOJABILIDAD**

La mojabilidad puede definirse como la tendencia de un fluido a extenderse o adherirse sobre la pared de la roca del yacimiento: arenisca, caliza o dolomía (y frecuentemente, un material detrítico, un cementante o ambos), en presencia de otros fluidos inmiscibles.

Es importante hacer notar que el termino “mojabilidad” es usado como la preferencia de la roca y no se refiere necesariamente al fluido que está en contacto con la roca.

Cuando la roca es mojada por agua, se tiene una tendencia del agua a ocupar los poros más pequeños y a estar en contacto con la superficie de la roca. Similarmente, en un sistema mojado por aceite, la roca está preferentemente en contacto con el aceite y la localización de los fluidos es inversa al caso anterior, es decir, el aceite ocupará los poros pequeños y estará en contacto con la superficie de la roca.

## **COMPRESIBILIDAD**

En un yacimiento fracturado la compresibilidad del sistema de roca juega un papel importante, específicamente si éste tiene una gran diferencia entre las porosidades de matriz y de fractura ( $\phi_{frac} \ll \phi_{mat}$ ). La compresibilidad se define como la variación de



volumen con respecto a la presión, ya sea la de poro o de confinamiento manteniendo la otra constante.

$$C = - \frac{1}{V} \frac{dV}{dp}$$

donde:

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

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

De acuerdo al volumen  $V$ , para el cual puede referirse la compresibilidad, representa una propiedad de un cierto volumen de roca sometido a compresión, tal como el volumen total  $V_B$ , o únicamente al volumen de poros  $V_p$ , o al volumen de un fluido  $V_f$ . El cambio de volumen debido a la variación de la presión neta efectiva  $p_{eff}$  es el resultado de un cambio, de cualquiera de los dos al esfuerzo de sobrecarga,  $\sigma$  (la presión de poro  $p_p$  permanece constante), un cambio en la presión de poro ( el esfuerzo de sobrecarga permanece constante  $\sigma = cte$ ) o ambos.

### **VISCOSIDAD ( $\mu$ )**

Es la resistencia de un fluido al movimiento. La palabra “viscosidad” representa las propiedades del flujo, pero la sola palabra puede describir las características como espeso, delgado, aceitoso, etc.

### **CAIDA DE PRESIÓN**

Es una pérdida de presión debida a la fricción al desplazarse el fluido.

## **SATURACIÓN**

Es la fracción del volumen de poro de una roca que este llena de un fluido.

$$S = \frac{\text{volumen del fluido}}{\text{volumen de poro}}$$

### **Saturación de Agua Irreductible**

Cantidad de agua que ya no puede ser reemplazada dentro del medio poroso, al fluir aceite.

### **Saturación Crítica**

Es el valor mínimo de saturación de algún fluido que debe contener el medio para que dicho fluido adquiera movilidad.

### **Saturación Residual**

Es el valor de saturación que queda remanente al final de un proceso de desplazamiento.

## CAPITULO 2. ANTECEDENTES

### 2.1 EFECTO DE ALTA VELOCIDAD EN MEDIOS POROSOS

Osborne Reynolds observó en 1901 el efecto de alta velocidad o flujo turbulento para flujo en tuberías, enfocando sus experimentos a la inyección de agua dentro de tubos de vidrio y encontró que el gasto en la tubería era proporcional a la presión.

Para el flujo laminar y viscoso, en tuberías el gasto es proporcional a la caída de presión. *El término flujo turbulento se utiliza para el régimen en el cual la caída de presión es mayor que la proporcional al gasto.*

Firoozabadi (1979 y 1992) y Pursell (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 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.

En 1901, Forcheimer observó que el incremento de la velocidad en un medio poroso causa un descenso de presión mucho mayor que el proporcional al incremento de la velocidad y sugirió que un término cuadrático debería adicionarse para explicar la caída de presión adicional. Green y Duwez derivaron en forma diferencial la ecuación propuesta por Forcheimer:

$$-\left(\frac{dp}{dx}\right) = \left[\left(\frac{\mu}{k}\right)v\right] + v|v| \quad (1)$$

Donde :

= densidad del fluido

= propiedad del medio poroso, independiente de las dimensiones del mismo

$\left[\left(\frac{\mu}{k}\right) v\right]$  = representa la contribución del flujo de Darcy

$v |v|$  = representa la contribución del flujo de alta velocidad

Los primeros investigadores creyeron que el flujo de alta velocidad se asemejaba a la turbulencia, lo que fue rechazado posteriormente de manera concluyente. Más tarde, se describieron efectos de inercia para dar cuenta de la caída de presión adicional sobre todo por la forma de la ecuación (1).

Katz y Firoozabadi resumieron varias discusiones acerca de las causas de la caída extra de presión, mas allá de la obtenida por la ecuación de Darcy y sugirieron el uso del término de alta velocidad en lugar de flujo no Darcyano.

Temeng y Horne concluyeron que el coeficiente de de velocidad,  $\beta$ , no solo es función de las propiedades de la roca ( $k$  y  $\phi$ ), sino también es una función de la longitud  $L$  y señalaron que el uso continuo de este parámetro, basado en correlaciones empíricas que no incluyen la longitud, son incorrectas y además que el flujo descrito como no-Darcyano, podría deberse a cambios en las propiedades del fluido a lo largo del sistema.

Firoozabadi y Thomas examinaron las conclusiones de Temeng y Horne con nuevos datos de flujo de gas y los compararon con los modelos de Horne y Katz, obteniendo las siguientes conclusiones:

- 1.-El efecto de las propiedades del gas no explica el flujo de alta velocidad en medios porosos y la ley de Darcy es inadecuada para representar el flujo de alta velocidad en medios porosos.
- 2.-El coeficiente de flujo de alta velocidad  $\beta$  es una función de las propiedades de la roca y no depende de la longitud del núcleo.
- 3.- El término cuadrático en la ecuación de flujo no reemplaza la necesidad de términos de alta velocidad que no toma en cuenta la ley de Darcy.

Integrando la ecuación (1), manteniendo constante A,x,μ,k y T se tiene:

$$\frac{MA(p_1^2 - p_2^2)}{2\mu zRTLw} = \frac{1}{k} + \frac{w}{A\mu} \quad (2)$$

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

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

1)

$$\frac{M(p_1^2 - p_2^2)}{2zRTmLW/A} = \frac{1}{k_g}$$

, este término corresponde al inverso de la permeabilidad al gas con la ley de Darcy, medida bajo régimen de flujo laminar, pero esta permeabilidad disminuye por una caída adicional de presión de flujo, causada por el efecto de alta velocidad del gas en el medio poroso.

$W\beta / A\mu$  , este término es el inverso de una reducción de permeabilidad, correspondiente a la caída de presión adicional, 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 resulta de restar el último término del penúltimo término.

Para corregir el efecto de flujo de alta velocidad para cada valor de permeabilidad al gas aplicando la ecuación de Forcheimer, es necesario conocer antes el factor de alta velocidad  $\beta$  . Para conocer  $\beta$  se utiliza la ventaja de que la ecuación de Forcheimer 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:

$$\frac{M(p_1^2 - p_2^2)}{2\bar{z}RTmLW/A} = \frac{1}{k_g}$$

La expresión se asigna al eje “y”, la cual corresponde al valor inverso de permeabilidad que se calcula 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.

$$\frac{M(p_1^2 - p_2^2)}{2\bar{z}RTmLW/A} = \frac{1}{k_g}$$

Al graficar  $W/A\mu$  vs. se obtiene como resultado una línea recta donde se pueden observar la pendiente y la ordenada al origen,  $\beta$  y b.

donde

$b = 1/k$  es la ordenada al origen

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

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

$$1/k_g \quad V_s \quad W/\mu A$$

De los parámetros anteriores, la ordenada al origen es la de menor interés porque corresponde a una permeabilidad absoluta reducida, su valor correcto se puede obtener con la ecuación de Forcheimer y el valor del factor de alta velocidad  $\beta$  antes calculado, 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 .

Una gráfica de  $\frac{MA(p_1^2 - p_2^2)}{2\mu zRTLW}$  vs  $\frac{w}{A\mu}$  debe dar una línea recta.

**2.2 FENOMENO DE DESLIZAMIENTO**

Habitualmente, la permeabilidad se mide por medio de un flujo de aire y por lo tanto es de interés el comportamiento de los gases durante el flujo a bajas presiones y capilares finos. Cuando el tamaño del capilar se aproxima al medio libre de moléculas de gas, el flujo de gas lo atraviesa mas rápidamente de lo que podría ser predicho por la ley de Poiseuille o Darcy.

La teoría del flujo laminar asume que la velocidad del fluido en las paredes es cero. Con gases las moléculas individuales están en movimiento y contribuye un efecto de velocidad cada vez que el medio libre de moléculas de gas se aproxime a las dimensiones del canal de flujo.

La siguiente figura se obtuvo al graficar permeabilidades Kg medidas con un gas vs. el inverso de las diferentes presiones medias Pm.(Fig.2)

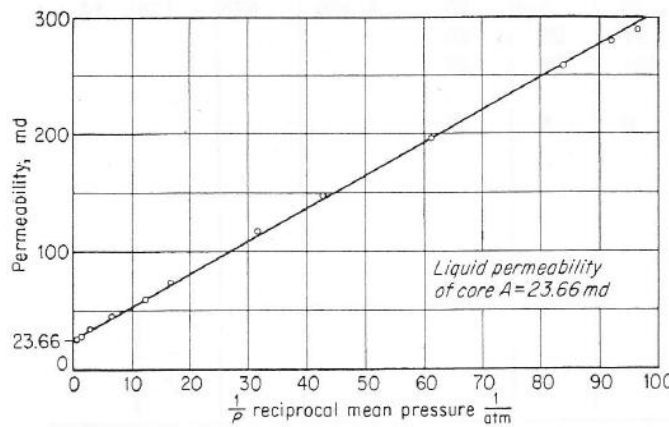


Fig.2 Diferentes permeabilidades para una sola muestra

La Fig. 2 es una gráfica de los datos reportados por Klinkenberg en una muestra A de permeabilidad 23.66 milidarcys con un gas no reactivo. La curva muestra claramente que la presión de gas tiene un efecto importante sobre la permeabilidad, y confirma que la teoría de deslizamiento se debe a la aproximación del medio libre de moléculas al diámetro

del poro. Debe señalarse que todos los puntos sobre la Fig.2 están por debajo de 1 atm, una condición inusual para la medición de la permeabilidad.

Calhoun y Yuster investigaron el efecto de deslizamiento y presentaron resultados para diferentes gases,

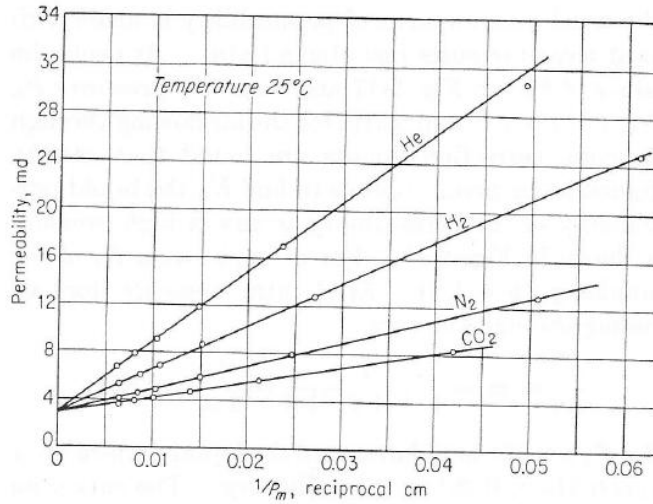


Fig. 2-15. Effect of pressure on permeability for various gases. (Calhoun and Yuster, 2-17. Courtesy API Drill. Prod. Practice.)

La reducción del medio libre de moléculas de gas resulta del incremento de la presión del gas. Debe hacerse notar, que a bajas presiones la permeabilidad efectiva, tomando en cuenta el deslizamiento, es mas grande para gases que para líquidos.

Comúnmente se utiliza aire o salmuera como fluido para determinar la permeabilidad absoluta, y cuando se pueden mantener los gastos altos de flujo, los resultados serán comparables. Pero cuando los gastos son bajos, la permeabilidad con aire será mayor que la permeabilidad con salmuera.

Esto se debe a que los gases no se adhieren a las paredes de los poros como sucede con los líquidos, y el deslizamiento de los gases a través de las paredes de los poros ocasiona una dependencia de la permeabilidad con la presión. A éste fenómeno se le conoce como Deslizamiento o Efecto Klinkenberg y es especialmente importante en las rocas con baja



permeabilidad. Las muestras de carbonatos frecuentemente contienen pequeñas fracturas, que en condiciones atmosféricas estas características tienden a ser canales de flujo y podrían resultar en valores inadmisibles de alta permeabilidad, en consecuencia, las mediciones deberían de ser hechas cuando la muestra esté bajo presión de confinamiento, preferentemente a una presión de confinamiento equivalente a la presión del yacimiento.

### 2.3 ECUACIÓN DE KLINKENBERG

Usando un tubo capilar como modelo, Klinkenberg derivó una expresión para corregir la permeabilidad del gas para un fluido de alta densidad, cuando el medio por el cual viaja el gas es extremadamente pequeño.

Klinkenberg observó que la permeabilidad observada para un gas es la ecuación de una línea recta que esta en función del espacio medio libre de las moléculas del gas y del recíproco del radio del capilar.

$$k_g = k_l \left( 1 + \frac{4c}{r} \right) \quad (3)$$

donde:

$k_g$  = permeabilidad al gas

$k_l$  = permeabilidad al líquido o gas de alta densidad

= medio libre de las moléculas del gas bajo la presión media con la cual se mide la  $k_g$

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

$r$  = radio del capilar

Si el medio libre de moléculas de gas es inversamente proporcional a la presión y  $r$  es fijo para un medio poroso dado,

$$k_g = k_l \left( 1 + \frac{b}{P_m} \right) \quad (3)$$

donde:

$b$  = constante para un sistema solido-gas

$P_m$  = presión media del gas fluyendo a través del medio poroso

La relación lineal entre la permeabilidad observada y el recíproco de la presión media se puede expresar como sigue:

$$K_1 = k_g / (1 + b P_m)$$

si

$$b = m / K_1$$

sustituyendo tenemos :

$$K_1 = k_g - m (1 / P_m)$$

donde :

$m$  = la pendiente de la recta.

La constante  $b$ , de la deducción anterior, depende del espacio medio libre de las moléculas de gas y el diámetro capilar del medio poroso. Como la permeabilidad es función del tamaño de abertura del capilar, se tiene que  $b$  es función de la permeabilidad.

## 2.4 COMPORTAMIENTO DE LA PERMEABILIDAD EN FUNCIÓN DE LA PRESIÓN EFECTIVA DE CONFINAMIENTO

Entre los primeros investigadores de compresibilidad de volumen de poro en areniscas consolidadas tenemos a Huges y Cooke (1953) quienes aplicaron presión hidrostática de confinamiento a núcleos no saturados y midieron el consecuente cambio de volumen de aire en los poros. Para la arenisca a presión de poro cero,  $C_{pc}$ , se observó un abatimiento de  $7.9410^{-4}$  /MPa  $\left[5.47 \times 10^{-6} \left(\frac{lb}{pg^2}\right)^{-1}\right]$  a  $4.82 \times 10^{-4}$  /MPa  $\left[3.32 \times 10^{-6} \left(\frac{lb}{pg^2}\right)^{-1}\right]$  y un incremento de 5 MPa  $\left(725 \frac{lb}{pg^2}\right)$  a 100 MPa  $\left(14\ 500 \frac{lb}{pg^2}\right)$  en la presión de confinamiento. Se observó en todas las rocas que la compresibilidad de volumen de poro decrece con el incremento de la presión de confinamiento.

Fatt (1958) estudió la compresibilidad del volumen de poro en 14 núcleos de siete areniscas productoras o potencialmente productoras, de estas muestras se tomaron muestras cilíndricas “tapones” de 1pg de diámetro (2.54 cm) y 2 o 3 pg (5.08 o 7.62 cm) de longitud. De sus estudios dedujo que estas compresibilidades son diferentes para cada muestra, no pueden ser correlacionadas con la porosidad y que son funciones de la presión.

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

Las curvas graficadas en el trabajo de Fatt de presión neta de sobrecarga, indicaron que la compresibilidad del volumen poroso es una función continua y suave de la presión neta de sobrecarga.

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 matriz insignificante, 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.

Nelson (1977) realizó determinaciones de la permeabilidad absoluta, midiendo permeabilidades 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  $\frac{lb}{pg^2}$ , obteniéndose factores de deslizamiento para estos núcleos de 0.045 atm. Señala que las fracturas son deformables en la arenisca que estudió, observando los comportamientos de la permeabilidad con respecto a la presión efectiva de confinamiento, observó 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 permeabilidad horizontal, 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 destilada y keroseno filtradas y evacuadas.

## CAPITULO 3 YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

### 3.1 YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS EN MÉXICO

En los próximos 20 ó 30 años, los hidrocarburos seguirán siendo la principal fuente de energía para satisfacer la demanda mundial. Debido a que cada vez es más difícil la incorporación y comprobación de reservas, en ese lapso una gran parte de la producción petrolera se obtendrá de la reevaluación de yacimientos que ya se encuentran en la etapa de explotación, o de la reactivación de ciertos campos petroleros, mediante la recuperación secundaria o mejorada. Ante este panorama, la contribución de la investigación y desarrollo tecnológico para la exploración y explotación es determinante para la eficiencia de las actividades petroleras.

Debido a que en el país la mayor parte de las reservas de hidrocarburos se encuentra en yacimientos naturalmente fracturados, su extracción resulta complicada, pues para asegurar que el aceite salga bajo presión, los especialistas requieren efectuar elaborados estudios de caracterización del yacimiento, de perforación de pozos y planeación, enfrentándose a una serie de contratiempos que no siempre se pueden resolver.

En el modelado de fracturas en Yacimientos Naturalmente Fracturados (YNF), siempre está ligada la incertidumbre por la complejidad en las estructuras geológicas, los cambios que ocurren en las rocas, la carencia de herramientas y tecnologías que conduzcan a una detallada caracterización geológica; las diferencias en la caracterización no permiten la implantación de programas adecuados para su explotación.

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 producción presentan problemas y ventajas, tales como :

- Pérdidas importantes de fluidos durante su perforación.

- Su producción inicial es muy alta, de varios ordenes de magnitud comparada con un yacimiento intergranular, convencional u homogéneo.
- Puede detectarse interferencia entre pozos, con distancias de hasta 80 km.
- La productividad entre pozos en un campo es errática.
- Las estimulaciones artificiales de los pozos, generalmente mejoran su productividad.

2.- Se desarrollan en rocas frágiles con baja porosidad intergranular.

3.- Tienen permeabilidad alta, que puede ser hasta 35 darcys, con porosidades menores del 6%.

En México la industria petrolera tiene un largo recorrido de entendimiento, sabemos cómo cuantificar mejor, cómo integrar los datos de diversas disciplinas en un modelo coherente. Para mejorar el trabajo en el futuro es necesario entender mejor lo siguiente:

- 1.- Saturaciones, permeabilidades relativas, y factor de recuperación en fracturas a condiciones de yacimientos.
- 2.- Cuantificación de los términos de flujo (fractura – matriz , fractura – fractura).
- 3.- Relación entre estrés deformacional y espaciamiento de fracturas, incluyendo estrés particionando para predecir el espaciamiento de fracturas.
- 4.- Los efectos de escalamiento de fracturas en la respuesta del yacimiento.

El mayor reto en yacimientos fracturados es la necesidad de las aproximaciones multidisciplinarias. La descripción de un solo punto de vista lleva inevitablemente a una confusión y a un análisis incompleto. La propia integración de los diversos tipos de datos, sin embargo no es una tarea fácil. Esto requiere de geólogos, geofísicos, petroleros y petrofísicos, para cuantificar los resultados y entender las limitaciones de los datos en escala y en la total respuesta del yacimiento con el tiempo.

En los últimos años se han desarrollado imágenes claras de los yacimientos fracturados, de cómo aproximar su estudio racionalmente. El reto en el futuro será desarrollar la cuantificación de los parámetros importantes de entrada y la habilidad para modelar mejor los complejos sistemas fracturados con diversos tipos de datos.

Nelson (1982) propuso la secuencia de evaluación para YNF como sigue:

- Determinar un modelo del origen de las fracturas, que se ajuste al sistema de fracturas contenido en el yacimiento en estudio.
- 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.
- Determinar el grado de interacción entre matriz y fractura.
- Determinar el grado y tipo de interacción entre las fracturas de todo el yacimiento, para evaluar reservas y los problemas del potencial de producción.

### **3.2 ASPECTOS GEOLÓGICOS DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS**

El fracturamiento de las rocas es un proceso geológico altamente complejo y heterogéneo, que ocurre en varias escalas (que van desde unos cuantos milímetros hasta varios kilómetros); morfologías (por la diagénesis y mineralización anteriores o posteriores), y también en diversas densidades y orientaciones. Debido a que éste proceso sucede durante el prolongado tiempo geológico posterior al depósito y litificación de las rocas, cuando éstas han sufrido distintos procesos de plegamiento y deformación que contribuyen a formar distintos sistemas de fracturas, los Yacimientos Naturalmente Fracturados (YNF) son complejos, por definición.

Sin embargo, en los últimos años la industria del petróleo ha experimentado la necesidad de describir, caracterizar y modelar estos yacimientos de la forma más completa y precisa posible, debido a que entre más precisa sea la información, se explotarán mejor los nuevos campos y se tendrán mejores sistemas de recuperación para los campos maduros . Para alcanzar tal propósito, se cuenta con un gran volumen de datos de diversos tipos (Fig. III.1), que cubren también diversas escalas: información geológica, sísmica, registros geofísicos convencionales, núcleos y petrofísica.

Las fracturas facilitan la circulación de fluidos en este tipo de yacimientos, ya que por razones geológicas, la mayoría de los YNF tienen poca permeabilidad en la matriz de la roca, por lo que las fracturas se convierten automáticamente en un medio de circulación de los fluidos. Entonces típicamente, los hidrocarburos se acumulan en la porosidad de la matriz y son conducidos a los pozos productores a través de la red de fracturas del yacimiento. Además, las fracturas pueden llegar a tener roles significativos en el almacenamiento de fluidos (principalmente en yacimientos carbonatados), debido a la porosidad secundaria.

Stearns define una fractura natural como una discontinuidad planar macroscópica que resulta de esfuerzos que exceden el punto de ruptura de la roca. En general, se puede decir que una fractura es cualquier tipo de discontinuidad o rotura mecánica en las rocas (fracturas, juntas, fallas, etcétera), que se forman en respuesta a presiones altas de fluidos, esfuerzos litostáticos, termales o tectónicos (Tran, 1999), por ejemplo: la intrusión de un domo salino, levantamientos de la corteza o vulcanismo. Estas fracturas naturales pueden tener un efecto positivo, negativo o nulo en el desplazamiento de fluidos en los YNF, que son yacimientos de gas o aceite, en cuya roca matriz existen poros, garganta de poros y fracturas naturales.

Para los yacimientos donde tales fracturas tienen un efecto positivo o negativo en la circulación de fluidos, es de gran importancia conocer la magnitud y dirección de los esfuerzos principales *in situ*, el espaciamiento y la apertura de las fracturas, así como la porosidad, permeabilidad y saturación de agua tanto de la matriz como de las fracturas, ya que esta información ayudara a la caracterización del yacimiento naturalmente fracturado, y se podrá conocer entonces la distribución de los hidrocarburos dentro del yacimiento y calcular la capacidad de flujo de los pozos (Aguilera, 2003). Para obtener tal información contamos con los registros geofísicos y pruebas con núcleos en el laboratorio.



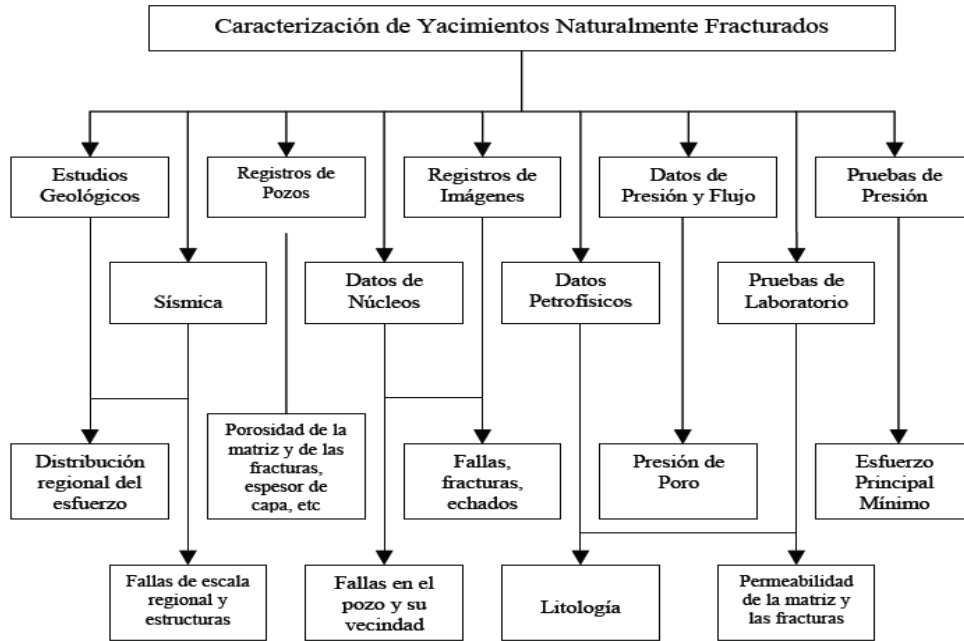


Fig. II.3. Integración de Diferentes Tipos de Datos para la Caracterización Integral de Yacimientos Naturalmente Fracturados (Modificado de Tran, N. H, 2004).

### 3.3 DEFINICIONES Y TIPOS DE YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

#### Fractura

Las fracturas se definen como superficies planas de discontinuidad, en donde la roca ha perdido cohesión y los procesos de deformación y alteración de la misma pueden ser ocupadas por fluidos. El sistema de fracturas domina el flujo de fluidos en cada yacimiento y una descripción de estas redes interconectadas es un prerequisite para la evaluación del yacimiento (Nelson 1982).

Según Stearns, una fractura natural es como una discontinuidad planar macroscópica que resulta de esfuerzos que exceden el punto de ruptura de la roca.

Según Tran, una fractura es cualquier tipo de discontinuidad o rotura mecánica en las rocas (fracturas, juntas, fallas, etcétera), que se forman en respuesta a presiones altas de fluidos, esfuerzos litostáticos, termales o tectónicos.

### **Forma de las Fracturas**

El fracturamiento de las rocas es un proceso complejo que es función de muchas variables, entre las que se encuentran: la litología; el tamaño de grano; el espesor de la capa; la porosidad y la permeabilidad (varios investigadores han encontrado que las fracturas aumentan cuando disminuye la porosidad y la permeabilidad de la matriz); las propiedades elásticas de las rocas; la temperatura (que aumenta la probabilidad de formación plástica de las rocas); La presión de confinamiento y la presión de poro. Por lo tanto es posible clasificar las fracturas desde varios puntos de vista. De acuerdo con Aguilera (1995), podemos clasificar la morfología de fracturas en los siguientes cuatro tipos.

**Fracturas Abiertas.** No están cementadas y no contienen ningún tipo de mineralización secundaria. La apertura de las fracturas es muy pequeña, probablemente del tamaño de un poro, pero la permeabilidad del yacimiento se incrementa significativamente perpendicularmente a la fractura.

**Fracturas Deformadas.** Aquí se incluyen las fracturas rellenas de gubia y las fracturas por deslizamiento. Estas fracturas son el resultado del deslizamiento a lo largo de un plano de fractura o de falla, que genera una superficie pulida o estriada que puede incrementar la permeabilidad paralelamente a la fractura, pero la reduce drásticamente en dirección perpendicular a la fractura. Por lo tanto son causa de gran anisotropía.

**Fracturas Vugulares.** Proveen de porosidades y permeabilidades significativas. Pueden llevar al desarrollo de Karst, resultando en yacimientos muy prolíficos. Debido a la forma redondeada de los vugulos, este tipo de fracturas probablemente no se cierra cuando el yacimiento se agota.

Además de esta clasificación, las fracturas se pueden catalogar de acuerdo a otros criterios, por ejemplo, el geológico o el experimental. Nelson (1980) y Stearns (1975) usaron ambos criterios. Desde el punto de vista experimental, podemos clasificar en: fracturas por cizalla, por extensión y por tensión. Desde el punto de vista geológico se pueden clasificar en tectónicas, regionales, contraccionales y superficiales (debidas a fuerzas de cuerpo). Las fracturas de origen tectónico son, históricamente hablando, las de mayor importancia en la producción de hidrocarburos, seguidas por las regionales y contraccionales. Las superficiales no tienen importancia desde el punto de vista de producción (Aguilera, 1995).

### **Vúgulo**

El vúgulo se define como un poro semicircular y no marcadamente elongado, visible sin ayuda de lupa o microscopio.

### **Yacimiento**

Es una porción de una trampa geológica que contiene hidrocarburos y que se comporta como un sistema interconectado hidráulicamente. Algunos yacimientos están asociados a grandes volúmenes de agua denominados acuíferos. Los hidrocarburos parcialmente ocupan los poros o huecos de la roca almacén y normalmente están a la presión y temperatura debidas a las profundidades a que se encuentra el yacimiento.

### **Yacimiento fracturado**

Los yacimientos fracturados fueron depositados como sedimentos convencionales de la matriz, con porosidad intergranular. Su continuidad fue interrumpida como resultado de actividad tectónica. Estas discontinuidades introducen dificultades consideradas en la descripción tanto de la estructura interna como en el flujo de los fluidos en yacimientos fracturados. Esta complejidad es frecuentemente complementada por diagénesis la cual es fuertemente afectada por el flujo preferencial de agua a través del sistema de fracturas.

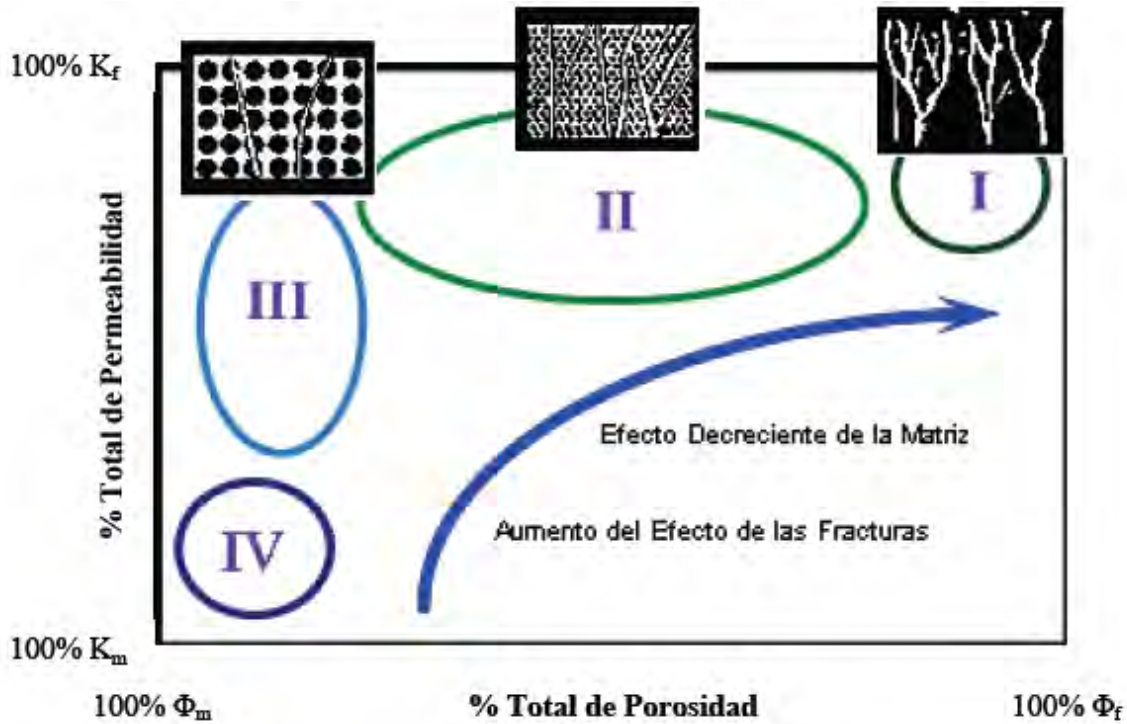
Aunque ciertamente todos los yacimientos tienen cierto grado de fracturamiento, en términos de ingeniería de yacimientos, sólo se les llama “Naturalmente Fracturados” a aquellos en los cuales las fracturas contribuyen efectivamente (positiva o negativamente) a la capacidad de almacenamiento y/o a la permeabilidad del yacimiento. De acuerdo con Nelson y Aguilera (1995,1999), podemos usar la siguiente clasificación de Yacimientos Naturalmente Fracturados (Fig.III.2):

**Tipo I.** Las fracturas proveen la capacidad esencial de almacenamiento y permeabilidad del yacimiento. La matriz tiene poca porosidad o permeabilidad. Estos yacimientos son altamente anisotrópicos y heterogéneos.

**Tipo II.** La matriz provee principalmente la porosidad, que puede ser baja, media o alta; y las fracturas proveen la permeabilidad esencial.

**Tipo III.** Las fracturas proveen permeabilidad adicional en un yacimiento ya productor, que tiene roca matriz con buena porosidad y permeabilidad.

**Tipo IV.** Las fracturas no proveen de permeabilidad o capacidad de almacenamiento adicional en un yacimiento ya productor, creando anisotropía. En este tipo de yacimientos ideales las fracturas no existen, y cuando las hay pueden ser barreras al flujo.



*Fig. III.2. Distribución Esquemática de los Tipos de Yacimientos Naturalmente Fracturados. El tipo I es dominado por las fracturas, el tipo IV por la matriz. En los tipos II y III las fracturas controlan y asisten la permeabilidad, respectivamente. (Modificada de Nelson, 1999).*

### 3.4 ORIGEN DEL SISTEMA DE FRACTURAS

El origen del sistema de fracturas se postula a partir de diferentes tipos de datos, como son:

- Echado.
- Morfología.
- Rumbo.
- Abundancia relativa.
- Las relaciones angulares entre conjunto de fracturas.

La interpretación del origen del sistema de fracturamiento involucra un enfoque integrado de geología y mecánica de rocas, ya que se asume que los patrones de fracturamiento dependen del estado local de esfuerzos al tiempo del fracturamiento, y que las rocas del subsuelo se fracturan en forma cualitativamente similar a rocas equivalentes en pruebas de laboratorio, hechas en condiciones ambientales similares.

A continuación, en la tabla 2.1, se da un esquema de clasificación de fracturas naturales,(Nelson, 2001), que permite la separación de sistemas complicados de fracturas naturales en componentes sobre-impuestos de diferente origen.

**TABLA 2.1**

**CLASIFICACIÓN EXPERIMENTAL Y NATURAL DE FRACTURAS**

*Clasificación Experimental de Fracturas*

1.- Fracturas de cizalla

2.- Fracturas de extensión

3.- Fracturas de tensión

*Clasificación de Fracturas Naturales*

1.- Fracturas tectónicas (debidas a las fuerzas de superficie)

2.- Fracturas regionales (debidas a fuerzas de superficie o de cuerpo)

3.- Fracturas contraccionales (debidas a las fuerzas de cuerpo)

4.- Fracturas relacionadas a la superficie (debidas a las fuerzas de cuerpo)

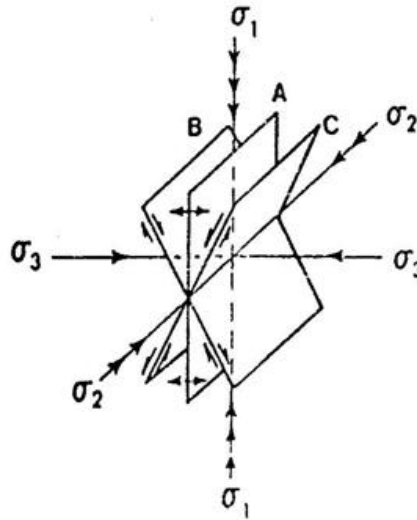
En los experimentos de laboratorio, se observan tres tipos de fracturas para ángulos consistentes y predecibles, según las tres direcciones principales durante las pruebas de extensión, compresión y tensión. Todas las fracturas por rigidez en las rocas están incluidas en una de los tipos básicos: cizalla, extensión y tensión.

**3.5.1 Fracturas por Cizalla**

Las fracturas por cizalla tienen un sentido de desplazamiento paralelo al plano de fractura. En la muestra de roca, se crean ( $\sigma_1$ ) esfuerzo compresivo máximo, y a un ángulo obtuso con respecto a la dirección del esfuerzo compresivo mínimo ( $\sigma_3$ ). Teóricamente, se pueden formar orientaciones de fracturas de cizalla en cada experimento, uno a cada lado y al mismo ángulo con respecto a ( $\sigma_1$ ). En tales experimentos de laboratorio, estas fracturas se forman paralelas a  $\sigma_2$  y con un ángulo obtuso con respecto a ( $\sigma_3$ ), ( fig.III.4). Estas

fracturas se forman cuando los tres esfuerzos principales son compresivos. El ángulo agudo entre las fracturas de cizalla se llama ángulo conjugado y depende principalmente de :

1. Las propiedades mecánicas del material
2. La magnitud absoluta del esfuerzo principal mínimo ( $\sigma_3$ )
3. La magnitud del esfuerzo intermedio ( $\sigma_2$ ), relativo a los esfuerzos máximo y mínimo,  $\sigma_1$  y  $\sigma_2$  (si  $\sigma_2$  se aproxima a  $\sigma_1$ , el ángulo entre  $\sigma_1$  y el plano de fractura disminuye).



*Fig. III.3. Planos de fractura potenciales desarrollados en pruebas de compresión en laboratorio. Se muestran las fracturas por extensión (A) y las fracturas por cizalla (B y C). ( Nelson, 2001).*

### 3.5.2 Fracturas por Extensión

Las fracturas por extensión tienen un sentido de desplazamiento perpendicular al plano de fractura. Se forman paralelamente a  $\sigma_1$  y  $\sigma_2$  y perpendiculares a  $\sigma_3$  (II.4). Estas fracturas también se forman cuando los tres esfuerzos principales son compresivos. En las pruebas de laboratorio, las fracturas por extensión se forman frecuentemente al mismo tiempo que las fracturas por cizalla.

### 3.5.3 Fracturas por Tensión

Las fracturas por tensión también tienen un sentido de desplazamiento perpendicular al plano de fractura, y se forman paralelas a  $\sigma_1$  y  $\sigma_2$ , estas fracturas son similares a las fracturas por extensión en el sentido de la orientación de  $\sigma_1$  y el sentido de desplazamiento, sin embargo, para formar las fracturas por tensión, al menos un esfuerzo principal ( $\sigma_3$ ) debe ser negativo. Para formar una fractura por extensión, los tres esfuerzos principales deben ser positivos (compresivos). Es importante distinguir entre ambos tipos, ya que las rocas presentan mucho menos resistencia (entre 10 y 50 veces menos) al fracturamiento en pruebas de tensión que en pruebas de extensión. Esto es importante para la predicción matemática del fracturamiento. También es probable que este tipo de fracturas ocurra sólo en ambientes cercanos a la superficie, mientras que las fracturas por extensión pueden ocurrir más ampliamente.

### CLASIFICACIÓN DE FRACTURAS NATURALES

Para esta clasificación, se asume que los patrones de fracturas naturales reflejan la misma geometría con respecto a las cargas aplicadas que las fracturas generadas en experimentos de laboratorio.

La clasificación de fracturas naturales tiene ramificaciones muy importantes en el grado en que el sistema de fracturas se desarrolla en varias escalas de tamaños. Por ejemplo, las fracturas tectónicas relacionadas al plegamiento son determinantes, porque los mismos tipos y orientaciones de fracturas se ven en las fotografías aéreas del afloramiento, así como en muestras de mano del mismo, o en secciones delgadas tomadas de un núcleo. Por otro lado, las fracturas regionales no son determinantes porque usualmente sólo se pueden ver en un número determinado de escalas, por ejemplo, escalas de afloramiento.

### 3.5.4 Fracturas Tectónicas

Son aquellas cuyo origen puede ser atribuido con base en la orientación, distribución y morfología, a un evento tectónico local. Se forman debido a la aplicación de fuerzas de superficie y se forman en redes con relaciones espaciales específicas relacionadas al plegamiento y fallamiento.



### *Sistemas de Fracturas Relacionadas con Fallas*

Por definición, los planos de falla son planos de movimiento de cizalla. La mayor parte de las fracturas desarrolladas en la vecindad de fallas son fracturas de cizalla paralelas a la falla, fracturas de cizalla conjugadas a la falla o fracturas de extensión que bisectan el ángulo agudo entre estas dos direcciones de cizalla (la zona de deslizamiento de falla es compleja, y tiene su propia morfología de deformación). Éstas tres orientaciones corresponden a las tres direcciones potenciales de fracturamiento durante experimentos de laboratorio y son relativas al estado local de esfuerzos que causa la falla. La falla es resultado del mismo estado de esfuerzos que causa las fracturas.

El conjunto de fracturas precede a la formación de la falla y actúa como una zona de proceso que condiciona la masa de roca para el eventual desplazamiento de la falla. Hay casos donde no ocurre un desplazamiento en gran escala, y solo se encuentra el conjunto de fallas predecesoras. En tales casos, la orientación misma del conjunto, así como la orientación interna de las fracturas, se necesitan para atribuirle un origen relativo a fallas. Esta relación fractura-falla ha sido notada y documentada por varios autores.

Debido a la relación fallamiento-fracturamiento, es posible determinar la dirección de los esfuerzos principales o cargas al tiempo de su formación. También, sabiendo la orientación de un plano de falla y las fracturas asociadas a él, el sentido de movimiento de la falla puede determinarse. La relación falla-fracturas existe a todas las escalas, de hecho, Friedman (1969), (citado por Nelson, 2001) pudo usar las orientaciones de fracturas microscópicas de núcleos orientados de el Saticory Field de California para determinar la orientación y el echado de la falla cercana. Un ejemplo de fracturas asociadas a fallas normales es el Sinaí, en Egipto, que se muestra en la figura III.4



**Fig. III.4.** Falla normal en la sección clástica del Mioceno del Golfo de Suez. La falla baja hacia la derecha, y ocurre en el lado del Sinaí del Golfo. El ancho del aforamiento es de aproximadamente 30.5m. Note las fracturas conjugadas por tensión y cizalla del lado izquierdo de la falla, estas son anteriores al desplazamiento de la falla y están relacionadas al mismo estado de esfuerzos que causó la falla. (Modificada de Nelson, 2001).

En condiciones ideales, es posible determinar la orientación y sentido de desplazamiento de una falla cercana por el análisis de las fracturas, es difícil determinar la proximidad de la falla. La intensidad de fracturamiento asociada con las fallas parece ser función de la litología, distancia al plano de falla, cantidad de desplazamiento a lo largo de la falla, deformación total en la masa de la roca, profundidad de enterramiento, y posiblemente el tipo de falla (de crecimiento normal, etc.). El parámetro que dominará la intensidad de fracturamiento, varía de falla a falla.

Hay otras orientaciones de fracturas menos frecuentes de varias escalas asociadas con el fallamiento. Por ejemplo, un grupo de fracturas de tamaño de grano que se forma en un ángulo agudo con respecto al plano de falla, llamadas microfracturas de pluma, que están relacionadas con el desplazamiento a lo largo de la falla y el esfuerzo normal a lo largo del plano de falla. Estas fracturas son importantes para determinar el origen de las

fallas y se examina a nivel microscópico para determinar los planos de falla para el sentido de movimiento, su importancia en la producción de hidrocarburos es mínima.

### ***Sistemas de Fracturas Relacionadas con el Plegamiento***

La historia de esfuerzo y deformación durante el inicio y crecimiento de un pliegue en las rocas es muy complejo. Por lo tanto, los patrones de fracturas que se desarrollan durante el proceso también son complejos.

Mientras la posición e intensidad de los conjuntos de fracturas mencionados varía de acuerdo a la forma y el origen del pliegue, la mayoría de tales conjuntos se observan en todos los pliegues que se estudian a detalle. En otros pliegues, la distribución de la orientación tiende a ser más regular, la diferencia es que cada pliegue es único en su patrón de esfuerzos cuando ocurre el plegamiento. La distribución de la orientación tiende a ser mas regular, la diferencia es que cada pliegue es único en su patrón de esfuerzos cuando ocurre el plegamiento. La distribución de varios elementos relacionados con el plegamiento y la geometría de las fracturas, que son utilizados en la estructura durante la deformación varía. Variaciones similares se ven frecuentemente a diferentes escalas.

Los afloramientos de patrones de fracturas en pliegues mostrados hasta ahora han hecho énfasis en los elementos que tienen expresiones conjugadas.

### ***Otros Sistemas Tectónicos de fracturas***

Las fracturas asociadas a domos fueron investigadas brevemente por Nakagama (1971), y Nelson (1975), (citados en Nelson 2001). Se concluye que la distribución de las fracturas en domos estructurales es análoga a la de los pliegues. Esencialmente, los domos pueden tratarse como anticlinales equidimensionales que buzan a todas las direcciones. Por tanto, varios de los conjuntos de fracturas, que se definen con respecto a la dirección del rumbo y echado, se vuelven coincidentes en los domos.

### 3.5.5 Fracturas Regionales

Las fracturas regionales son aquellas que se desarrollan en grandes áreas de la corteza terrestre con relativamente poco cambio en la orientación, no muestran evidencia de distanciamiento a lo largo del plano de fractura, y son siempre perpendiculares a las superficies de estratificación. Las fracturas regionales se diferencian de las tectónicas en que las primeras se desarrollan en una geometría simple y consistente, tienen un espaciamiento relativamente grandes y se desarrollan en un área extremadamente grande, cruzando y cortando estructuras locales. Estos sistemas de fracturas tienen:

- 1.- Variaciones de orientación de sólo 15-20° en 130 Km.
- 2.- El espaciamiento entre fracturas tiene un rango menos de 1/3 de metro a más de 20 metros
- 3.- Desarrollo consistente en áreas tan grandes como las cuencas completas de Michigan y Uinta.

Estas fracturas también han sido llamadas “junturas sistemáticas”, “junturas regionales” o simplemente “junturas”, y describe al sistema de fracturas más largo y continuo, como “sistemático” (usualmente a 90° de Azimut del primero) y al sistema más corto y discontinuo como el “no-sistemático”. Debido a que el sistema no-sistemático frecuentemente colinda o termina en el conjunto sistemático. Sin embargo, el defasamiento del tiempo pudo haber sido de milisegundos o muchos años.

Las fracturas regionales se desarrollan comúnmente en sistemas ortogonales y frecuentemente cambian rumbo suavemente de formación a formación. Price (1974), (citado en Nelson, 2001), sugirió que las dos orientaciones ortogonales paralelas a los ejes mayor y menor de la cuenca en donde se formaron, son debidas a la historia de carga y descarga de la roca.

El origen de las fracturas regionales es oscuro. Se han propuesto varias teorías, que van de tectónica de placas a mareas terrestres (fatiga); sin embargo, ninguna ha probado ser conclusiva. Ahora, se considera que se deben a la aplicación de fuerzas externas o de superficie. Probablemente se desarrollan con respecto a movimientos es mucho mayor en la extensión del área que cualquier cosa vista en estructuras locales.

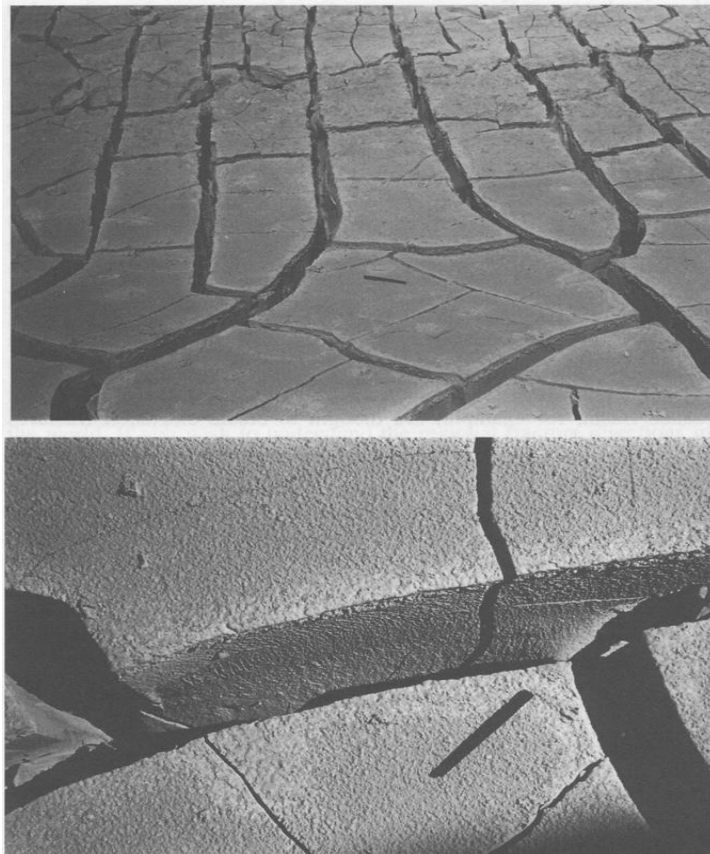
Una propuesta que ha ganado terreno en los diez últimos diez años es la de Lorentz et al (1993) (citado en Nelson,2001). En su modelo, se piensa que las fracturas regionales están relacionadas con la carga tectónica en los bordes de la cuenca. Se cree que la compresión lateral de la cuenca, como en las cuencas entre montañas de las Rocallosas en E.U., crean fracturas por extensión dentro de la cuenca. Se postula que estas fracturas deben su orientación a la compresión o dirección de acortamiento del cinturón en el borde de la cuenca y a la variación de la geometría del cinturón. Se cree que las variaciones en la forma del bloque compresivo producen variaciones en el rumbo de las fracturas regionales dentro de la cuenca. Sin embargo varias características de las fracturas regionales alrededor del mundo no están incluidas en este modelo:

1. La intensidad de los sistemas regionales de fracturas no varía dramáticamente desde el margen de la cuenca al centro de la misma; y deberían decrecer notablemente en intensidad hacia el centro de la misma.
2. Hay muchas cuencas que tienen fracturas regionales bien desarrolladas que no tienen cinturones estructurales en sus bordes que causen fracturamiento; por ejemplo, la Cuenca Michigan.

Como una hipótesis alterna, las fracturas regionales se ven como parte de un proceso normal de compactación en la cuenca. Las fracturas con un artefacto de la pérdida de dimensión vertical de los sedimentos, y el patrón y azimut de las fracturas por extensión se dan por la geometría misma de la cuenca. Price (1996), (citado en Nelson,2001), sostiene que las dos orientaciones perpendiculares de la mayoría de las fracturas regionales están rotadas a la forma de la cuenca. Como la mayoría de las cuencas son elípticas en algún grado, él afirma que la orientación del patrón ortogonal es paralelo al eje mayor de la cuenca y el otro paralelo al eje menor de la cuenca sedimentaria.

La figura III.6 muestra una cuenca de lodo de cerca de un metro de relieve de su parte superior al fondo de la casuela evaporítica. La arcilla se saturó con agua cuando ésta cuenca comenzó como una pequeña piscina de agua. En el centro de la cuenca, la contracción creó fracturas de tensión con un patrón poligonal de distribución en la superficie. El centro de la cuenca era plana y se contraía igual en todas direcciones. Sin embargo, como se ve en la fig. III.6, en los bordes de la cuenca, donde la arcilla superficial

experimentó una pendiente (hacia el centro de la cuenca) el patrón poligonal de fracturas por tensión da lugar a un patrón ortogonal; dos direcciones de fracturas perpendiculares a la superficie con una en la dirección local del echado y otra en la dirección de rumbo local. Estas orientaciones mantienen esta relación geométrica alrededor de la cuenca, con una apuntando echado abajo al centro de la cuenca y la otra siguiendo los contornos de la superficie (direcciones sistemática y no sistemática, respectivamente). Debido a que en cuencas marinas y en cuencas de montañas la forma de las cuencas está controlada por la deformación en los bordes, las fracturas tienen la misma relación con los bloques estructurales en el borde como la tienen con geometría local de la cuenca.



**Fig. III.6.** Fracturas por encogimiento debidas a la disecación de una cuenca de lodo de un metro de espesor en el Sinaí occidental en Egipto. Nótese que en el centro de la cuenca las fracturas tienen un patrón poligonal. (Nelson, 2001).

### **3.5.6. Fracturas Contraccionales**

Esta clase es una colección de fracturas de tensión o extensión asociadas con la reducción de un volumen general en la roca. Estas fracturas son el resultado de :

- Disecación
- Sinéresis
- Gradientes Térmicos
- Cambios de fase mineral

La importancia de estas fracturas relacionadas a la reducción de volumen en la producción de hidrocarburos ha sido largamente revisada. Debido a que estas fracturas se inician por fuerzas internas (fuerzas de cuerpo) en vez de fuerzas externas (fuerzas de superficie), su distribución no necesariamente está restringida a las estructuras geológicas locales como las tectónicas. Aquí yace su gran importancia para la producción. Bajo las circunstancias diagenéticas y deposicionales adecuadas a las fracturas contraccionales pueden ocurrir a través del yacimiento, independientemente del mecanismo de entrapamiento. Estas fracturas de hecho producen hidrocarburos y gas.

### **3.5.7 Fracturas Relacionadas a la Superficie**

Esta clase diversa incluye fracturas desarrolladas durante el relajamiento, libramiento o almacenamiento de esfuerzo y deformación, creación de superficies libres o bordes sin soporte, y desgaste en general. Las fracturas relacionadas a la superficie se desarrollan frecuentemente debido a la aplicación de fuerzas de cuerpo. No ha sido probado que sean importantes en la producción en la producción de hidrocarburos, en otras que no sean superficies de desgaste (karst).

### 3.6 DIAGÉNESIS

#### **Porosidad secundaria o diagenética.**

Es la porosidad que se genera con los procesos posdeposicionales. Resulta de procesos físicos y/o químicos posteriores a la depositación. Ejemplos : Disolución (canal, hueco, caverna, vóculo), fractura, intercrystalina, silicificación, dolomitización.

La porosidad secundaria, es la que se desarrolla de los eventos geológicos (diagénesis) subsecuentes a la formación de la roca, esta porosidad se cuantifica como la porosidad debida a la presencia de fracturas y/o vóculos en lutitas y carbonatos, así como los vóculos y cavidades encontrados en las limonitas y dolomias.

#### **Definición de Diagénesis**

“Entendemos por diagénesis al conjunto de modificaciones físicas y químicas que sufre un sedimento después de su depósito, con exclusión de los fenómenos orogénicos y volcánicos.” (Walther 1893 – 1894).

Definir la diagénesis es complejo y el carácter dinámico lo dificulta aun más, pero se puede decir que en la diagénesis se incluyen todas las transformaciones que sufren los sedimentos como consecuencia de la acción conjunta de procesos físicos, químicos y biológicos, desde el momento de su depositación hasta el comienzo del metamorfismo o hasta que vuelven a ser expuestos a los efectos de la meteorización (intemperismo).

Las transformaciones que tienen lugar en la diagénesis son debidas a que las partículas sólidas del sedimento y los fluidos encerrados en sus poros tienden a mantenerse en equilibrio mediante reacciones controladas por parámetros fisicoquímicos, como temperatura, presión, tiempo, pH, Eh, concentración iónica, etc.

#### **3.6.1. Procesos Diagenéticos**

Los principales procesos diagenéticos que se llevan a cabo en los sedimentos y rocas carbonatadas son:

#### **Degradación biológica**



**Micritización**

**Disolución**

**Carstificación**

**Cementación**

**Sedimentación Interna**

**Procesos neomórficos**

**Recristalización**

**Reemplazamiento**

**Compactación**

**Presión-Disolución**

### **Degradación biológica y micritización.**

Degradación biológica.

Los sedimentos, como las rocas carbonatadas se ven sometidos al “ataque” de diversos organismos. Este “ataque” biológico tiene lugar preferentemente en las etapas más tempranas de la diagénesis. Esta degradación tiene como consecuencias:

- 1) Transforma e incluso puede llegar a destruir por completo los componentes carbonatados, impidiendo su reconocimiento y hasta su conservación.
- 2) Crea vías (poros) de acceso de fluidos y de otros organismos que favorecen nuevos procesos diagenéticos.

Micritización.

Organismos como las algas cianofíceas, hongos, esponjas, provocan pequeñas perforaciones en la superficie de las partículas depositacionales, y la posterior precipitación de un cemento de tamaño micrítico en los poros así creados da lugar a una “envuelta micrítica”, e incluso se puede llegar a “micritizar” completamente el componente, dificultando su identificación. Bathurst (1966) define la “micritización” como “el reemplazamiento de un grano esquelético por micrita” y lo explica mediante el mecanismo de “boring and infilling (perforado y rellenado)” que es el siguiente:

- a) Se crea una perforación (“boring”) por un organismo.
- b) El organismo perforador ( “borer”) se muere y descompone, quedando la perforación vacía.
- c) La perforación se rellena (“infilling”) por cemento micrítica de calcita magnésiana o aragoito.

### **Disolución y carstificación**

Disolución.

Los fenómenos de disolución juegan un papel muy importante en la formación de los yacimientos productores de hidrocarburos. No es raro encontrar verdaderas cavernas en los yacimientos, muy a menudo, la disolución se ajusta a una fracturación preexistente, sin embargo la disolución puede variar en función de:

- 1) La solubilidad del  $\text{CO}_3\text{Ca}$ , es prácticamente nula en el agua marina, sobretodo cuando está saturada de carbonatos.
- 2) La solubilidad del  $\text{CO}_3\text{Ca}$ , es muy pequeña en el agua pura ( de 0.0143 a 0.0198 gramos por litro).
- 3) La solubilidad del  $\text{CO}_3\text{Ca}$ , es notablemente mas importante en el agua dulce cargada de  $\text{CO}_2$  (Holt, 1948), sólo ésta última, parece poder realizar una acción suficiente para crear los huecos de gran tamaño observados en los yacimientos calcáreos.

Los componentes depositacionales de los sedimentos carbonatados están constituidos en una proporción alta por minerales metaestables ( aragonito, calcita magnésiana, etc.), que en el curso de los procesos diagenéticos tienden a desaparecer, entre otros mecanismos, mediante disolución.

Carstificación.

Existen diferentes definiciones de carstificación, que contienen similitudes importantes:

- La carstificación es el conjunto de procesos que desarrollan modelados cársticos, se originan por el intemperismo que es una mezcla de acciones químicas (disolución,

hidratación, sustitución iónica y óxido-reducción) y físicas (transferencia de masa y difusión).

- La carstificación es un proceso de disolución de las rocas carbonatadas (que se da principalmente en calizas y dolomías). Dejando una huella o impresión (cavidad o hueco, etc.) como consecuencia de dicha disolución, originando así un paisaje cárstico.

### **Carst**

Carst es un relieve caracterizado por el modelado en huecos de las rocas carbonatadas, sobre todo calizas, por efecto de la disolución por aguas que contienen dióxido de carbono.

#### **Las características más destacables de un Carst son:**

- 1) Existencia de formas singulares a diversas escalas, producidas por la disolución química de aguas, con la consiguiente formación de típicas depresiones cerradas.
- 2) Poco drenaje superficial, con la inexistencia de redes fluviales. Debido al predominio de la infiltración del agua en el terreno y de su circulación subterránea.
- 3) Abundancia de cuevas y vórgulos, algunos de ellos, funcionan como sumideros de las aguas superficiales y otras como manantiales.

#### **El proceso de carstificación tiene lugar en cuatro fases.**

- 1) Disolución escasa en agua pura (bajos contenidos de anión bicarbonato), disociándose en anión carbonato y catión metálico. La tasa de disolución es alta pero muy limitada en el tiempo, generando formas superficiales con desarrollo rápido.
- 2) Formación de ácido carbónico disociado ( anión bicarbonato + protón ) en bajas proporciones, a partir de la oxidación del anión carbonato ( $\text{pH} < 8.5$ ). La tasa de disolución es alta media, dando lugar a formas mas incisivas también superficiales.
- 3) Intervención del dióxido de carbono atmosférico o edáfico, que está físicamente disuelto en agua. Una pequeña proporción será hidratada y químicamente disuelta

dando ácido carbónico disociado, y retroalimentado el proceso al formarse mas ácido carbónico a partir de aniones carbonato procedentes de la roca; la disponibilidad del mismo (fuerte y agresivo) hace que esta fase, aún con tasas de disolución medias, sea la mas importante en la carstificación superficial.

- 4) Fase con total interacción atmósfera-agua-roca. El desequilibrio entre el contenido en dióxido de carbono del aire y el agua, llega a suplirse disolviendo físicamente grandes cantidades de carbonato ( en función de su disponibilidad y temperatura del agua). Las tasas de disolución disminuyen progresivamente, aunque la duración de esta etapa llega a generar carstificaciones importantes.

El progreso de la disolución hacia zonas subsuperficiales y profundas tiene lugar mediante la filtración de aguas agresivas a través de discontinuidades, es decir, diaclasas, fracturas y planos de estratificación; al penetrar dichas aguas en el subsuelo, se alejan del ambiente atmosférico y edáfico (del suelo) que les proporciona  $\text{CO}_2$  , a la vez que se cargan de carbonato; así pierden agresividad (la agresividad depende del grado de disociación iónica, directamente relacionado con su disponibilidad en dióxido de carbono) y aumenta la fase saturada con baja capacidad de disolución. Por ello, aún se discute cómo puede producirse la ampliación de esas discontinuidades llegando a formar conductos para la libre circulación hídrica subterránea.

Al proceso anterior sólo parece oponerse otro que, en principio, sería el responsable de la carstificación en zonas profundas; es la disolución por mezcla (mischungekorrosión); en este caso dos aguas saturadas generan al mezclarse una fase no saturada, transformandose así en aguas agresivas con capacidad para ampliar los conductos subterráneos (Bögli, 1964, 1980).

En síntesis, el proceso cárstico presenta las siguientes características.

Material: Agua con gases disueltos ( $\text{CO}_2$ ), que actúa sobre rocas calcáreas, raramente sobre evaporitas.

Geometría: Muy restringida, con grandes variaciones locales, grandes cavernas a pequeños conductos (vúgulos) formando una red tridimensional.

Energía: Principalmente química y en parte mecánica.

Biología: Escaso, muy poca fauna típica (hipogea).

Forma: Irregular, condicionada por los límites del paquete de rocas y por la circulación de agua en el carst.

Litología: Carbonatos (calizas y dolomías) y arcillas de descalcificación e incrustaciones y coladas calcáreas. Sedimentación litoquímica.

Estructuras sedimentarias: Caóticas a estructuras típicas de transporte subacuático y concéntricas de procesos litoquímicos.

Red de paleo-corrientes: Polimodal de pequeña variación en el vector local.

Fosiles: Prácticamente ausentes.

### **Cementación**

La cementación es la depositación de minerales en los intersticios entre los granos de un sedimento. Es uno de los cambios diagenéticos mas comunes y produce la rigidez de un sedimento, uniendo a las partículas unas con otras. La cementación puede ocurrir simultáneamente con la sedimentación, o bien el cemento puede ser introducido en un tiempo posterior: Los materiales cementantes más comunes son:

- Calcita
- Dolomita
- Siderita
- Sílice

Se llama cemento a la formación de cristales en los huecos (poros) preexistentes, siguiendo como consecuencia la reducción parcial o total de la porosidad del sedimento original.

Los sedimentos carbonatados tienen una porosidad media del 50 %, sin embargo, en las rocas carbonatadas raramente se supera el 10 % .

### **Sedimentación interna**

La sedimentación interna es el proceso en el cual las aguas que circulan por un material carbonatado poroso y permeable pueden arrastrar partículas de carbonato y depositarlas en el fondo de las cavidades; es un criterio geopetal y contribuye, junto con la cementación, al relleno de la porosidad. Ambos procesos, cementación y sedimentación interna, se presentan frecuentemente relacionados y alternando en el tiempo.

### **Procesos neomórficos**

El neomorfismo es un término amplio propuesto por Fol. (1965), como “termino comprensible de ignorancia”, que comprende todas las transformaciones que se producen entre un mineral y él mismo o un polimorfo, dando lugar a cristales nuevos de distinto tamaño que los originales (mayores o menores ) o simplemente de distinta forma. El neomorfismo comprende dos procesos:

- a) transformación polimórfica (inversión).
- b) Recristalización (no hay cambio mineral).

La transformación polimórfica más importante, por ser mas frecuente en la diagénesis de los carbonatos es la del paso de aragonita a calcita, que lleva consigo una recristalización.

Para describir las texturas de la recristalización , la clasificación de Friedman (1965) es la mas utilizada, en ella se consideran:

- La forma de los cristales (anhedral, subhedral, euhedral)
- La fábrica cristalina (equigranular-xenotópica, hipodiotópica e idiotópica ).

### **Reemplazamiento**

El reemplazamiento es la sustitución de nuevos minerales por reacciones entre los elementos constitutivos originales de los sedimentos y materiales acarreados de fuentes externas; el nuevo mineral se desarrolla en el espacio ocupado por el original sin cambio de volumen, y puede tomar la forma del mineral reemplazado (pseudomorfo).

Son varios los procesos de reemplazamiento citados en la diagénesis de los materiales carbonatados:

- a) Glauconitización.
- b) Yesificación .
- c) Fosfatización .
- d) Ferruginización.
- e) Silicificación.
- f) Dolomitización.
- g) Dedolomitización.

Los tres últimos son los que cuantitativamente tienen una mayor importancia y que se describen a continuación:

### **Silicificación**

Silicificación es el proceso de reemplazamiento de  $\text{CO}_3 \text{Ca}$  por  $\text{SiO}_2$  (carbonato de calcio reemplazado por silicio). Se da en la zona de mezcla de aguas continentales y marinas (Knaut 1979).

### **Dolomitización**

La dolomitización es un proceso en el cual el  $\text{CO}_3\text{Ca}$  de un sedimento o roca, mediante la reacción con soluciones ricas en  $\text{Mg}^{++}$  es reemplazado por una nueva especie mineral, la dolomita  $(\text{CO}_3)_2\text{CaMg}$  (carbonato de calcio reemplazado por carbonato de magnesio).

La dolomitización tiene connotaciones económicas, por ejemplo, en determinados distritos mineros de plomo (Pb) y de zinc (Zn) existe una correlación positiva entre la dolomitización y la mineralización. El aumento de la porosidad, que se asocia a la dolomitización, ha sido un factor que se toma en cuenta en las investigaciones y en las exploraciones petroleras.

El aumento de porosidad que acompaña en ciertas ocasiones al proceso de dolomitización, parece apoyar la idea de que la sustitución se realiza mol a mol (el radio iónico del  $\text{Mg}^{++}$  es ligeramente menor que el del  $\text{Ca}^{++}$  sustituido).

### **Clasificaciones de las rocas dolomíticas.**

Adams, 1997 clasifica a las rocas dolomíticas según su contenido de dolomita, con los cuatro términos siguientes:

% de dolomita	Nombre de la roca
0 – 10	Caliza
10 – 50	Caliza dolomítica

50 – 90	Dolomía Calcítica
90 – 100	Dolomía

El proceso de dolomitización dá origen a las dolomías, rocas con un mínimo de 50% de dolomita  $(\text{CO}_3)_2\text{CaMg}$ , de las cuales se pueden distinguir tres tipos principales:

Son esencialmente, los almacenes dolomíticos, que difieren unos de otros por su textura y su aspecto, se designan habitualmente, con términos referentes a su modo de formación (G.V.Chilingar, 1956).

#### Dolomias primarias

Las Dolomias primarias son rocas de precipitación química, que se encuentran en una posición estratigráfica bien definida, están bien estratificadas y asociadas frecuentemente con sulfatos (anhidrita) y margas. Son de grano muy fino, los cristales de dolomita no sobrepasan las 20 micras, su porosidad es nula.

#### Dolomias diagenéticas

Son el resultado de una transformación de la calcita en dolomía, antes de la consolidación total del sedimento se presenta en lechos o lentejones de estratificación dudosa. Su grano es igualmente fino y su porosidad pequeña.

#### Dolomias epigenética

Las dolomias epigenéticas, que son el resultado de la transformación de una caliza ya litificada; aparecen en forma de masas irregulares , a menudo de “chimeneas” o “setas” sin estratificación, y asociadas frecuentemente con fracturas. Los cristales son de tamaño variable , a menudo bastante voluminoso (50 a 1,500 micras), visibles a simple vista; su orientación es irregular. Presentan una porosidad importante, y pueden constituir excelentes almacenes.

La porosidad de este último tipo de dolomías, se explica por que la transformación molecular de la calcita en dolomita es por sustitución de una parte de los iones de  $\text{Ca}^{++}$  por



iones de  $Mg^{++}$  viene acompañada de una concentración que reduce el volumen del conjunto en una proporción de 12 a 13 % (12.1 % es la reducción teórica calculada).

La porosidad se acentúa aún, por la circulación de agua, permitida y facilitada por la concentración de los cristales, la calcita es mas soluble que la dolomita es eliminada más rápidamente, dejando en su lugar un conjunto comparable a una arena.

### **Dedolomitización .**

La dedolomitización es un proceso que consiste en el reemplazamiento de dolomita por calcita; fue propuesto por Von Marlot (1948) sugiriendo la existencia de un fenómeno inverso al de dolomitización, llamado “dedolomitización “. Este término se utiliza normalmente para referirse a la calcitización de la dolomita.

Las texturas de la dedolomitización que ayudan a su reconocimiento son:

- 1) Cristales relictos de dolomita parcialmente sustituidos por calcita.
- 2) Agregados policristalinos de calcita formando pseudomorfos de dolomita (secciones rómbicas)
- 3) Existencia de poros romboides.
- 4) Presencia de texturas rómbicas difusas con los contornos enfatizados por óxidos de hierro.

### **Compactación y Presión –Disolución**

#### **Compactación**

Es una reducción de volumen del sedimento, ocasionada principalmente por las fuerzas verticales ejercidas sobre una capa de recubrimiento creciente, a medida que es enterrado en el sedimento.

Bathurst (1980), en relación con la diagénesis profunda, considera que la compactación de los sedimentos carbonatados puede ser por:

- Compactación Mecánica, por incremento de la densidad de empaquetado de las partículas.
- Compactación química, por presión-disolución.

La compactación mecánica no modifica prácticamente en nada a la mayoría de los sedimentos carbonatados, debido a su cementación precoz (Pray, 1960).

La compactación química (presión-disolución) ha producido reducciones de espesor de alrededor de un 30 %.

Los factores que condicionan el proceso de presión-disolución no están controlados, pero influyen algunos de estos factores:

- Presión vertical.
- Litología
- Porosidad
- Permeabilidad
- Composición y flujo de las aguas intersticiales
- Temperatura, etc.

### **Presión - Disolución**

La presión-disolución es una consecuencia de la heterogeneidad de los esfuerzos en la masa de la roca al existir concentración de esfuerzos en el contacto entre cristales, granos o simplemente entre diferentes litologías.

## CAPITULO 4 DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO

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

### 4.1 Recepción de los Núcleos en el Laboratorio.

El análisis inicia a partir de la recepción de los núcleos que se envían desde los diferentes activos al Laboratorio de Investigación de Núcleos Naturalmente Fracturados de la División de estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería en la Universidad Nacional Autónoma de México, los cuales son de diámetro completo. Estos núcleos son enviados en cajas y se protegen para evitar que se maltraten (Fig. IV.1), además contienen información relacionada a su origen, tales como: nombre y número del pozo, profundidad a la cual fueron cortados, la formación de la cual provienen, la edad geológica, número de núcleos, número de fragmentos, su orientación en el pozo, etc.

A continuación se procede a desempacar los núcleos de las cajas que vienen debidamente aseguradas, se registra toda la información que viene con ellos, se seleccionan las partes de los núcleos con mejores características para los análisis y se toman fotografías de cada muestra, para que se registre el estado físico en el que llagan al laboratorio.



Fig. IV.1 Cajas en las cuales son Transportados los Núcleos.

#### 4.2 Corte de los Núcleos.

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

Para esto, se emplea una cortadora de núcleos, la cual esta compuesta por un disco de diamante y un depósito de agua el cual tiene la función de enfriar el disco, limpiarlo y lubricarlo cuando se cortan los núcleos fig. IV.2

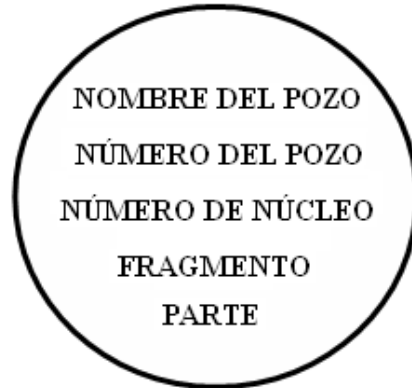


**Fig. IV.2** Núcleo cortado a las dimensiones de trabajo.

#### 4.3 Identificación de los Núcleos.

Ya que se han cortado, se marca en cada una de las caras de los núcleos el nombre y el número del pozo del cual provienen, el número del núcleo y el fragmento correspondiente al corte que se llevo a cabo en el paso anterior y en caso de ser necesario la parte correspondiente. Fig.IV.3

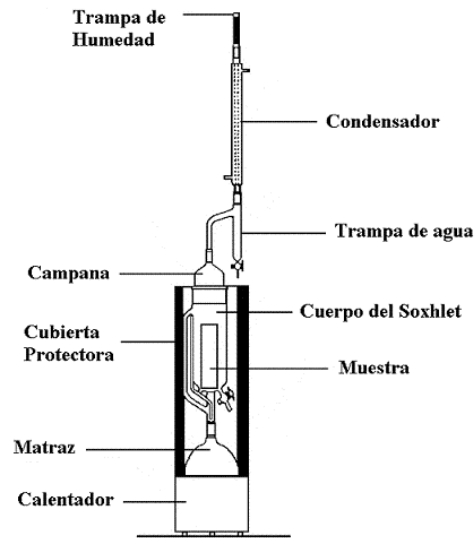
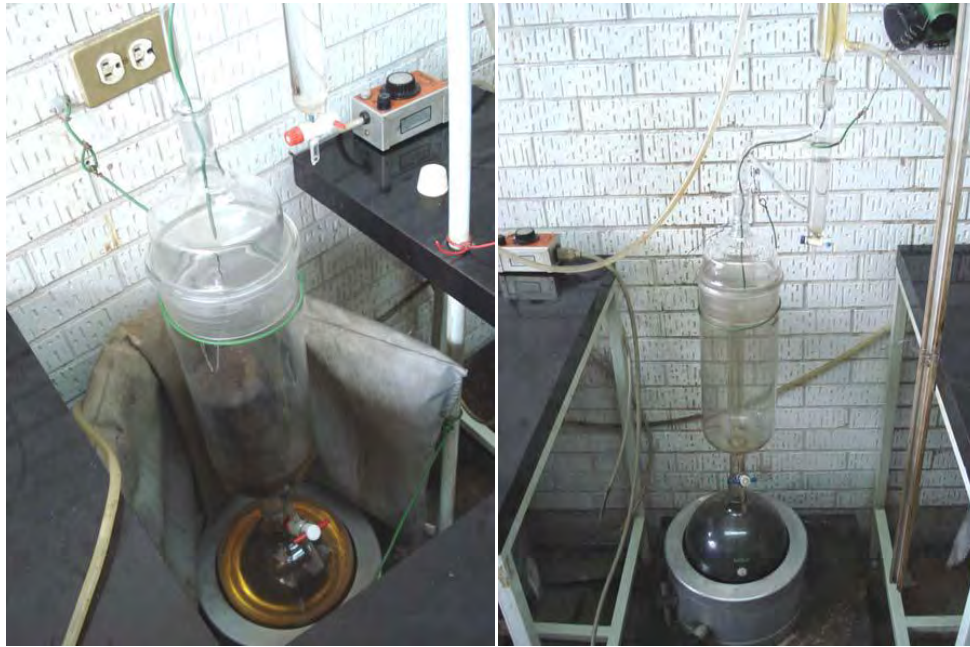
La marca de los núcleos se realiza con un equipo de nombre “dremel”, el cual cuenta con diferentes accesorios para poder grabarlo. Esto se lleva a cabo con el fin de tener un mejor control de cada núcleo y sus respectivos fragmentos, ya que si se utiliza un marcador de tinta para marcar el nombre, al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



**Fig.IV.3** Dremel e Identificación del Núcleo

#### **4.4 Limpieza de los Núcleos.**

Ya que se tienen identificados los núcleos, el siguiente paso es introducirlos a lavar en un dispositivo tipo soxhlet denominado Dean-Stark el cual fue hecho especialmente para muestras de diámetro completo, está hecho de vidrio y pueden introducirse muestras (Fig.IV.4) de hasta 4 [in] de diámetro por 16 [in] de longitud, además cuenta con un soxhlet, un matraz de 4000 [ml], un calentador, un controlador de calor y una cubierta protectora



**Fig. IV.4.** Equipo empleado para el lavado de muestras tipo Dean-Stark

Se emplea una mezcla de solventes 50-50 de alcohol metílico-tolueno para limpiarlas de todos los fluidos que pueda tener provenientes del yacimiento (aceite y sales residuales, el fluido de perforación, etc.), este dispositivo trabaja en forma cíclica, se calienta el solvente en la parte inferior contenido en el matraz por medio de una resistencia arriba de su punto

de ebullición para que pueda evaporarse y ascienda por un tubo colocado a un costado del porta muestras hacia el condensador, (tubo vertical de vidrio) enfriado por agua por el cual pasa el vapor que al enfriarse se condensa, el cual aun caliente cae sobre el núcleo para infiltrarse dentro de éste y durante su recorrido remueve cualquier fluido y sal que pueda contener. La cubierta protectora es empleada para que al calentar el solvente, se mantenga el calor generado en el cuerpo del soxhlet. El ritmo con el que caen las gotas depende de la temperatura a la que se calienta la mezcla.

Las gotas que caen sobre el núcleo se van acumulando, por lo que el núcleo queda sumergido dentro de la mezcla caliente, hasta que ésta alcanza el nivel del tubo de sifón de salida, por el que desciende la mezcla hasta el matraz del equipo y continúa su evaporación.

El proceso de lavado de los núcleos es lento, ya que hay que permitir que la mezcla caliente actúe con el alcohol despegando el aceite y las sales, en tanto que el tolueno los disuelve y los extrae del núcleo.

El tiempo de lavado dependerá de que tan sucios se encuentren los núcleos, esto puede ser como mínimo una semana, pero hay casos en que pueden llevarse hasta cuatro semanas o más. La manera de determinar cuando una muestra está limpia, es mediante la observación directa. Si la muestra ya no se observa manchada, ni presenta aceite, o bien, si la mezcla alcohol tolueno es incolora, se puede extraer el núcleo del Dean-Stark y se colocan cerca de una ventana junto a un extractor de aire para que se ventilen a temperatura ambiente y evaporar la mayor parte de la mezcla alcohol-tolueno contenida en los poros, esto es aproximadamente uno o dos días.

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

#### 4.5 Evaporación de Solventes.

Después de transcurrir un cierto periodo de tiempo ventilándose a temperatura ambiente, los núcleos se introducen a un horno de vacío en el cual se incrementa la temperatura a  $100[^\circ\text{C}]$ , ésto con la finalidad de evaporar los solventes residuales que pueden haber quedado dentro del núcleo.

El periodo de tiempo que permanecen los núcleos dentro del horno (Fig.IV.5) será de dos a tres días. En el caso de que se observe aceite escurriendo en algún núcleo, se tendrá que volver a lavar nuevamente en el Dean-Stark. Al concluir el periodo de tiempo establecido en el horno de vacío, el espacio poroso quedará totalmente limpio.



**Fig.IV.5** Horno de Vacío

#### 4.6 Dimensiones de los Núcleos.

A continuación se hace una relación de las dimensiones de cada uno de los núcleos. Se le toma a cada uno de ellos tres lecturas de su longitud empleando un alfiler, tres lecturas de su diámetro utilizando un vernier, y se saca el valor promedio de las tres lecturas, además de tomar su peso en una balanza analítica (Fig.IV.6). Estos valores se almacenan tanto en una hoja de cálculo de una computadora personal, así como en hojas de papel las cuales son guardadas en una carpeta, puesto que son datos necesarios que se requieren para realizar las diferentes pruebas en el laboratorio.





Vernier



Balanza Analítica



Altímetro

**Fig. IV.6** Muestra las herramientas para dimensionar los núcleos

#### 4.7 Desecador

Después de obtener las dimensiones de cada uno de los núcleos, se colocan en un desecador de vidrio (Fig.IV.7), el cual contiene en su parte inferior silica gel, esto se realiza para absorber la humedad que puedan tener los núcleos. La tapa del desecador debe de estar bien colocada para que no se comuniquen con la atmósfera. Se dejan las muestras en el desecador por un periodo de tiempo de doce horas o hasta que se necesite realizar alguna prueba con ellos.



**Fig.IV.7.** Desecador

#### **4.8 Armado de la muestra**

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

El núcleo se cubre con una o dos mangas de vitón, silicon o neopeno para evitar que la muestra llegue a comunicarse con el aceite de transformador, el cual se encuentra entre la muestra y la celda, proporcionando la presión de confinamiento. Si en la prueba a realizarse el flujo fluye verticalmente por el núcleo, se colocarán en la parte superior e inferior tres mallas de acero entretejidas de diferente grosor; si el flujo es horizontal, se colocarán mallas con lámina de acero diametralmente opuestas entre si (Fig.IV.8), las cuales desviarán el flujo en forma vertical forzándolo a entrar horizontalmente en el núcleo.



**Fig.IV.8** Mallas usadas para flujo Horizontal y Flujo Vertical

En el extremo de cada núcleo se colocan dispersores de flujo (Fig.IV.9), los cuales están fabricados de acero inoxidable y son del mismo diámetro de la muestra empleada, los dispersores deben ser colocados encima de las mallas, ya sean las empleadas para flujo vertical u horizontal. La función de los dispersores es distribuir todo el flujo que se está empleando por la cara principal de la muestra y proporcionar un sello entre el dispersor y la manga.



**Fig.IV.9** Dispersores de Flujo

Se emplean dos conexiones, la primera es corta en forma de “S” la cual es conectada en un dispersor de flujo y en el lado negativo del tapón, la segunda conexión es un serpentín (Fig.IV.10), el cual será conectado en el segundo dispersor de flujo y en el lado positivo del tapón.



Conexión en forma de “S”



Conexión Serpentín

**Fig.IV.10** Conexiones

Una vez armada la muestra (Fig.IV.11) se hace una prueba para evitar que se presenten fugas de fluido al estar realizando la prueba.



Fig.IV.11 Muestra al concluir el armado

#### 4.9 Módulo de Compresión

Consta principalmente de una bomba neumática capaz de elevar la presión de confinamiento en la celda hasta 20 000 lb/pg<sup>2</sup>, con suministro de aire de 0 hasta 180 lb/pg<sup>2</sup> 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 presiones que contiene la muestra a comprimir, conexiones y válvulas de control Fig.IV.12

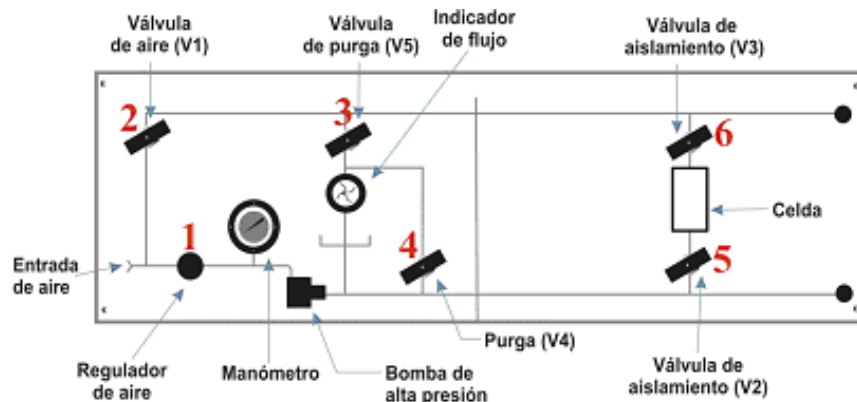


Fig.IV.12 Módulo de compresión y válvulas

#### 4.10 Probar Fugas en la Muestra.

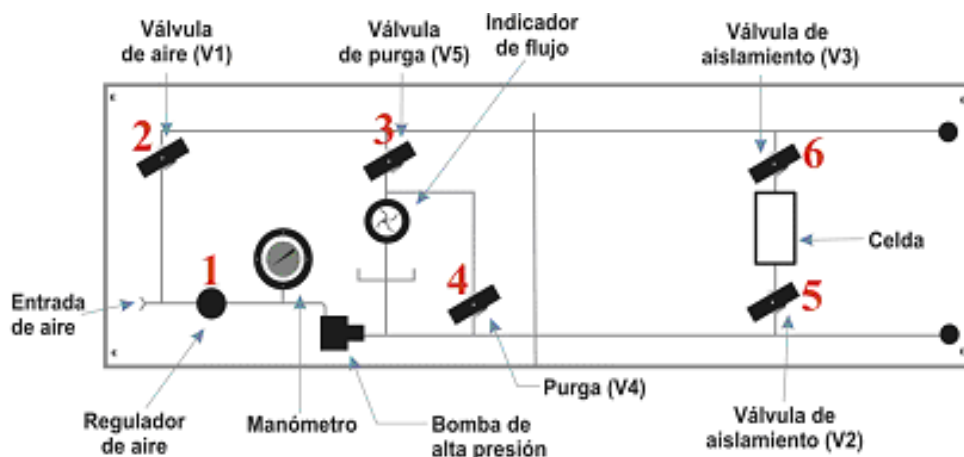
Para verificar que el armado se realizó de forma correcta, en todas las conexiones así como en la unión de la manga y los dispersores de flujo se coloca espuma de jabón y se inyecta aire con poca presión por el lado negativo del tapón para verificar que no existan fugas antes de introducir la muestra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

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

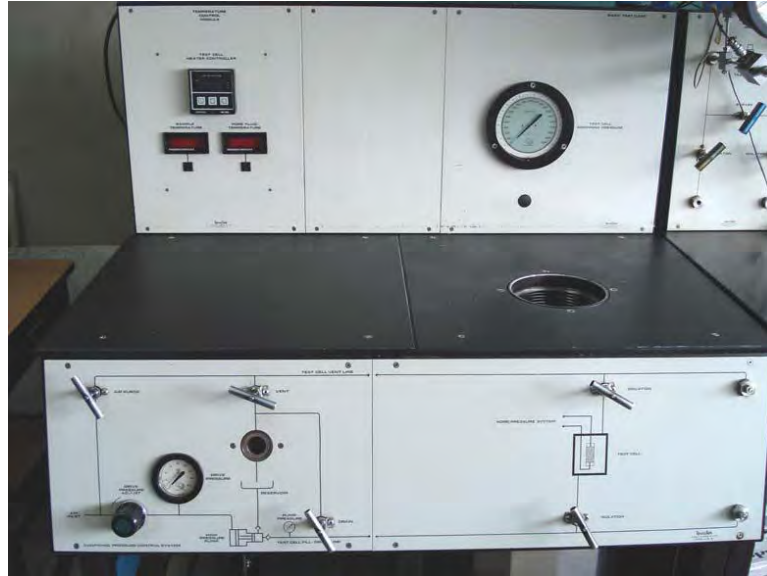
En la parte posterior del modulo de compresión, se encuentra un deposito de aceite de transformador , el cual cuenta con una pequeña manguera para poder observar su nivel.

Verificar que todas las válvulas del módulo de compresión (Fig.IV.13a y 13b) se encuentren en la posición correcta.

Las válvulas de aislamiento deberán permanecer siempre abiertas (V2 y V3), las válvulas de purga deben de estar cerradas (V4 y V5), al igual que la válvula de aire (V1), además de conectar la manguera que proporciona el suministro de aire para activar la bomba neumática y de cerrar completamente el regulador de aire, todo esto para poder incrementar la presión de confinamiento.



**Fig. IV.13a.** Diagrama del Módulo de Compresión de la Muestra.



**Fig.IV.13b.** Módulo de Compresión de la muestra

Girando en el sentido de las manecillas del reloj la perilla del regulador de aire se incrementa la presión de confinamiento a 500 [lb/pg<sup>2</sup>], con lo cual se ejerce una presión uniforme en toda la muestra, realizado por medio de una bomba manejada con aire por una compresora inyectando pequeñas cantidades de aceite de transformador en la celda, esto para corroborar que el aceite no se introduzca a la muestra. Si la presión de confinamiento permanece constante por un periodo de tiempo de 5 a 10 minutos, y no hay fugas de aceite por alguna de las conexiones de entrada o salida, significa que no hay invasión de aceite en la muestra.

En caso de existir invasión, la presión de confinamiento disminuye y el aceite comenzará a manifestarse por las conexiones del tapón. En este caso se debe sacar la muestra de la celda, desarmarla y meter el núcleo en un vaso con la mezcla alcohol-tolueno para lavarlo. Si no existe invasión, continuar con la prueba. Cabe mencionar que al aplicar la presión de confinamiento, se expulsa todo el aire que se encuentra entre el núcleo y la manga, quedando la manga totalmente adherida al núcleo. La presión de confinamiento se puede leer en un manómetro, el cual tiene un rango máximo de trabajo de 20,000 [lb/pg<sup>2</sup>]. También puede incrementarse la temperatura hasta 150 [°C] en la muestra a través de resistencias las cuales están colocadas en la celda para simular las condiciones de yacimiento.

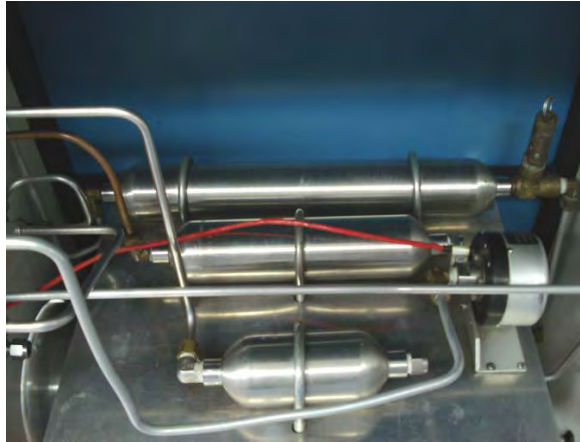
## Porosímetro

El porosímetro consta de una celda de prueba de 5 [pg] de diámetro y 13[pg] de longitud, camisas de 5 [pg] de diámetro exterior y diferentes diámetros interiores (4 [pg], 3 [pg], 2 5/8 [pg] y 2[pg]), además de espaciadores de aluminio de diferentes espesores los cuales fueron previamente calibrados, medidos en su longitud y diámetro. Los espaciadores sirven para completar la longitud del núcleo a la longitud de la celda de prueba, de tal manera que el volumen de sólidos en la celda sea siempre el máximo posible.

La función principal de los cilindros es reducir el volumen de helio requerido y mejorar la exactitud de las mediciones. El porosímetro cuenta también con tres tanques de acero con volúmenes de referencia de 150 y 300 [cm<sup>3</sup>], dos de los cuales pueden utilizarse conjuntamente para obtener un volumen de referencia de 450 [cm<sup>3</sup>] o independientes uno del otro. Los tanques se encuentran interconectados y aislados por medio de válvulas de control.



Vista frontal Porosímetro



Tanques de acero Interconectados dentro del Porosímetro

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



## **CAPITULO 5 EVALUACIÓN DE LA POROSIDAD Y PERMEABILIDAD EN NUCLEOS NATURALMENTE FRACTURADOS**

### **V.1 EVALUACIÓN DE LA POROSIDAD**

Se determina la porosidad total de cada núcleo a condiciones del laboratorio, para conocer el comportamiento aproximado que se tendrá al realizar las diferentes pruebas a las que son sometidos los núcleos en éste laboratorio. Se evaluó la porosidad y posteriormente la permeabilidad de los núcleos N1- M20, N1-M31 , del campo Cantarell, con el porosímetro descrito en el capítulo anterior.

### **PROCEDIMIENTO DEL CALCULO DE LA POROSIDAD**

1. Se conecta el porosímetro a la toma de corriente y el tanque de helio con su respectivo regulador al porosímetro.

2. Se introduce el núcleo en una camisa de aluminio de su mismo diámetro y con los cilindros se completa la longitud máxima de la camisa, identificando los cilindros empleados.

3. Después se introduce la muestra en la celda de prueba colocando su tapa correspondiente. A continuación se abre el tanque de helio y se regula una presión de menor a 100[lb/pg<sup>2</sup>] en el mismo, se selecciona un volumen de referencia en el cual por lo general es de 450 [cm<sup>3</sup>] y se incrementa la presión para dicho volumen en 90[lb/pg<sup>2</sup>] la cual se registra y la llamaremos P1 (presión inicial).

4. Después de realizar lo anterior se expande el gas a la celda de prueba observando en la carátula del porosímetro la reducción de la presión en forma gradual, al transcurrir un cierto periodo de tiempo, la presión se estabiliza, a este valor le llamaremos P2 (presión final), este valor también se registra.

5. Para cada una de las camisas de diferentes diámetros y sus respectivos cilindros, se obtienen curvas de calibración, estas se elaboran realizando lo descrito anteriormente en el porosímetro obteniendo los valores correspondientes de presión inicial y presión final pero solamente introduciendo los cilindros de aluminio uno por uno hasta llenar completamente la camisa. Las curvas de calibración son empleadas para calcular el volumen total de sólidos en las muestras, en las que se grafica el cociente de las presiones obtenidas para cada cilindro ( $P1/P2$ ) vs volumen de sólidos.

6. Ya calculando el cociente ( $P1/P2$ ) para el núcleo en cuestión, por medio de las curvas de calibración obtendremos el volumen de sólidos en la celda. Al restar el volumen de los cilindros de relleno al volumen de sólidos en la celda obtenemos el volumen de sólidos en el núcleo. Al tener las dimensiones de cada núcleo, es decir el volumen de roca ( $V_r$ ) debido a su forma cilíndrica, se puede determinar la porosidad total ( $\Phi_T$ ). Ya que al restar al volumen de roca el volumen de sólidos en el núcleo ( $V_s$ ), obtengo el volumen de poros ( $V_p$ ), y al dividir el volumen de poros entre el volumen de roca, obtengo la porosidad total.

## **EVALUACIÓN DE LA PERMEABILIDAD**

Se evaluó la permeabilidad absoluta con gas nitrógeno en los núcleos, N1-M20, a diferentes incrementos de presión de confinamiento ya que estos incrementos de presión pretenden hacer una simulación de la caída de presión en el yacimiento y mediante los resultados obtenidos en las gráficas de permeabilidad se observará que esta caída de la presión en el yacimiento se traduce en una disminución de la permeabilidad.

Para los núcleos se midió la permeabilidad absoluta en tres direcciones una vertical y dos horizontales. Por convención se toma permeabilidad horizontal 1 (H1) a la cara de la muestra que presenta mayor probabilidad de presentar mayor permeabilidad comparada con su cara perpendicular H2 (permeabilidad horizontal 2). Esto se hace en base que una de las puede tener mayor permeabilidad en base a la cantidad de fracturas y tamaño de las

fracturas, cavernas y vóculos que se observan a simple vista. La permeabilidad horizontal mayor se observará al término de la prueba.

Se pueden presentar dos casos donde se elige arbitrariamente las direcciones de flujo H1 y H2:

1. Cuando el núcleo está muy fracturado
2. Cuando es muy homogéneo es decir no se observan fracturas .

### **Cálculo de la Permeabilidad Absoluta**

Este procedimiento es realizado en la celda de confinamiento descrita en el capítulo de descripción del equipo.

1. Se cierra el by pass BP1 y con el regulador del tanque se controla la presión de inyección.
2. Se comienza la prueba con una presión de confinamiento de 500 psi.
3. Se abre el fluómetro #5 y se cierra la válvula de venteo de los fluómetros. En caso de que el flujo sea muy pequeño y no alcance a levantar la canica del fluómetro, se abre el fluómetro #3 y se cierra el #5, en caso de no tener lectura de flujo de gas en este fluómetro, entonces se abre el #1 y se cierra el #3.
4. Se toma la lectura del fluómetro correspondiente y se obtiene el equivalente en  $\text{cm}^3/\text{seg}$  con las tablas de gasto.
5. Se registran para permeabilidad, la presión de confinamiento, presión del regulador del tanque de nitrógeno, presión de poro, la diferencia de presiones a la entrada y salida del núcleo y el gasto de la lectura del fluómetro y el gasto en  $\text{cm}^3/\text{seg}$ .

6. Se aumenta el gasto en el tanque en un incremento de 20 o 25 psi.
7. Se repiten los pasos 4, 5 y 6 hasta realizar la prueba con cinco gastos distintos.
8. Después de esto se abre el by pass BP1 y se purga la presión de prueba.
9. Se incrementa la presión de confinamiento a 1000, 1500, 2000, 3000, 4000 y 5000 psi y se ejecutan los pasos del 1 al 6 para cada una de estas presiones de confinamiento.
10. Para cada presión se confinamiento se calcula la permeabilidad para cada serie de gastos, con la ecuación de Darcy para gases.
11. Se grafica la permeabilidad medida vs. el inverso de la presión media, si al observar la grafica se observa un comportamiento inusual de la permeabilidad se debe corregir la grafica por el efecto de deslizamiento y por efecto de alta velocidad o turbulencia.

## CAPITULO 6 RESULTADOS Y GRÁFICAS

Se evaluó la permeabilidad absoluta con gas nitrógeno en los núcleos N1- M20, N1-M31, en este experimento se usa gas nitrógeno para determinar la permeabilidad absoluta del núcleo con las siguientes características:

$$M = 28.01 \text{ g/mol}$$

$$R = 82.057 \text{ cm}^2 \cdot \text{atm/g} \cdot \text{mol} \cdot \text{K}$$

$z$  = varia con la presión pero debido a las presiones bajas que se manejan se puede considerar como un gas ideal  $z = 1$

### CÁLCULO DE LA PERMEABILIDAD HORIZONTAL 1 DE LA MUESTRA N1-M20

La siguiente gráfica muestra la permeabilidad en horizontal 1 de los datos tomados del equipo del laboratorio graficada en papel Klinkenberg a diferentes presiones confinamiento y diferentes incrementos de la presión media.

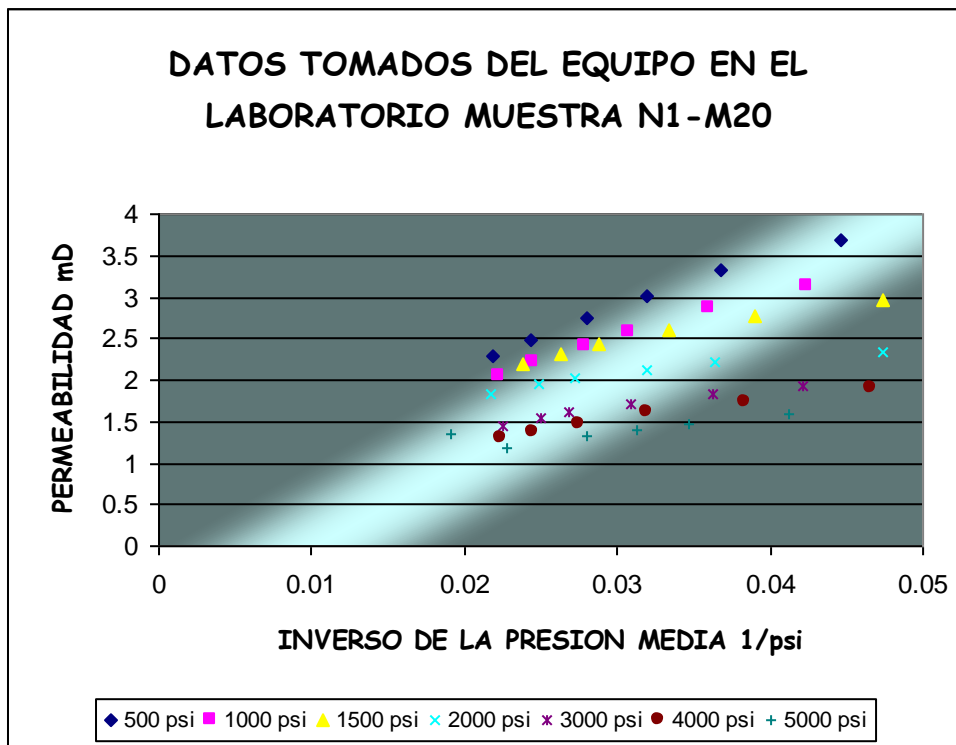


Fig.VI.1 Permeabilidad al gas calculada con los datos de laboratorio que presenta efecto de alta velocidad y aparente efecto de Klinkenberg

La permeabilidad derivada de los datos tomados del equipo del Laboratorio no definen líneas rectas (Fig.VI.1) por lo tanto para determinar la permeabilidad absoluta  $k$  (o permeabilidad a un líquido no reactivo) se corrige inicialmente para cada grupo de permeabilidades (a cada grupo corresponde una presión de confinamiento) por el efecto de alta velocidad, para lo cual se gráfica el inverso de la permeabilidad al gas medida contra el gasto másico correspondiente, de la gráfica se calcula el valor de la pendiente o constante de proporcionalidad  $\beta$ , con la cual se corrigen los valores de permeabilidad al gas aplicando la ecuación de Forcheimer.

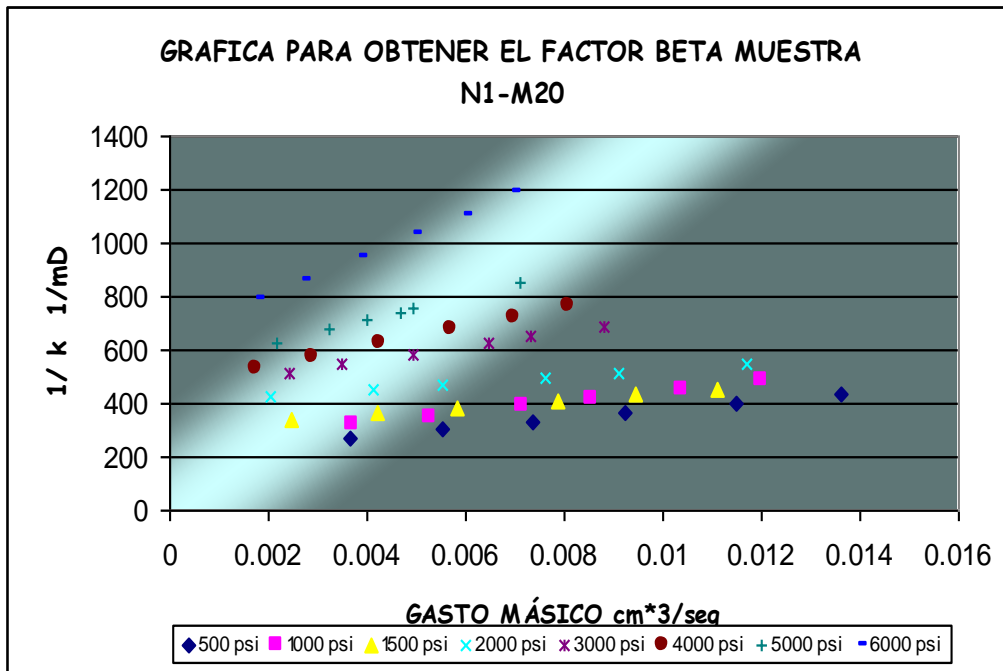


Fig.VI.2 Gráfica para calcular el valor de la constante de proporcionalidad  $\beta$  para corregir por efecto de alta velocidad

Se corrige cada una de las permeabilidades del gas con el factor  $\beta$ , después ya corregidas se vuelven a graficar en papel Klinkenberg en el cual se observan líneas rectas horizontales lo que indica que el fenómeno que se presenta en la muestra es el efecto de Forcheimer o de alta velocidad.

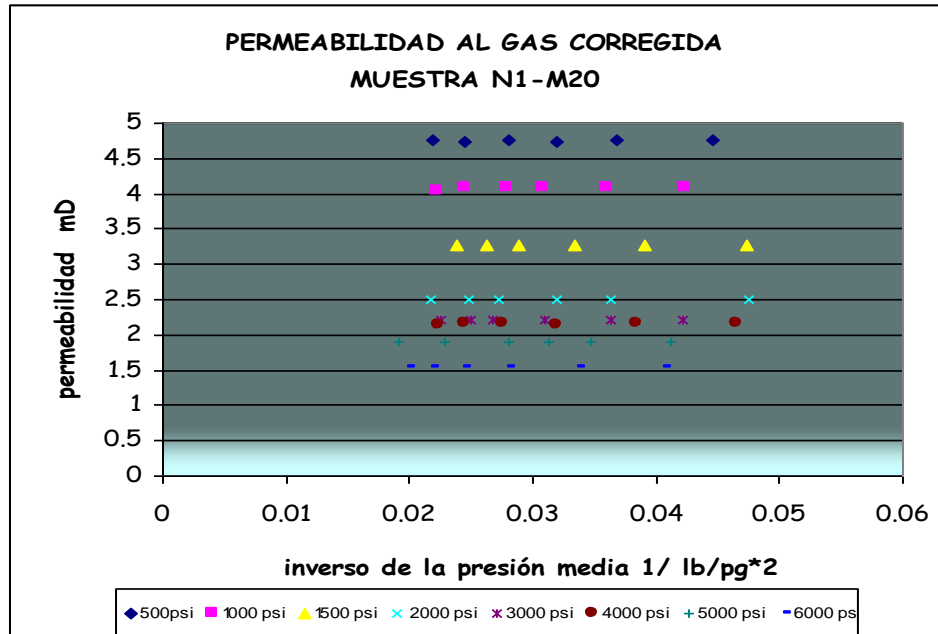


Fig.VI.3 Permeabilidad al gas corregida por efecto de alta velocidad

De los datos de permeabilidad al gas corregidos se obtiene la permeabilidad al líquido a cada presión de confinamiento (Fig.VI.4)

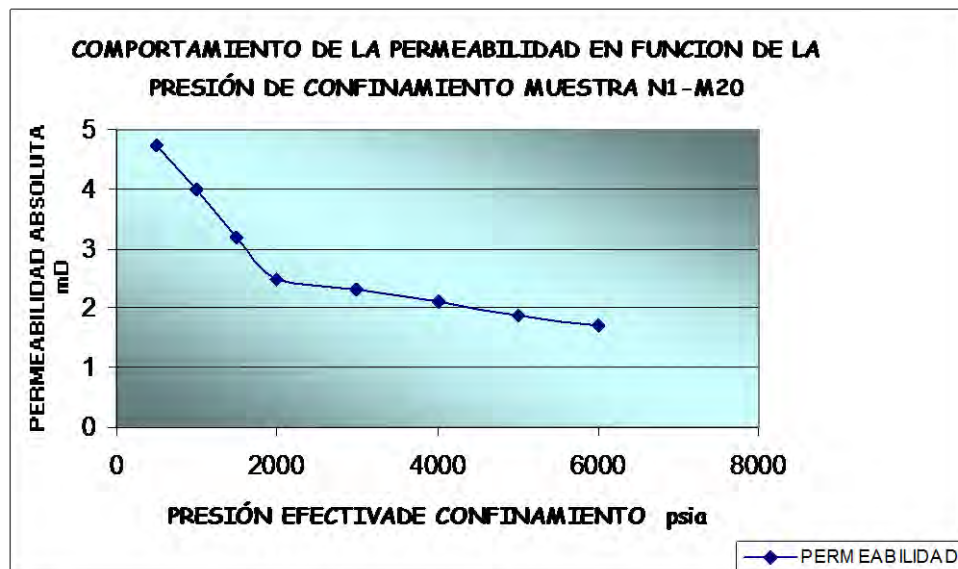


Fig.VI.4 Comportamiento de la permeabilidad en función de la presión de confinamiento

Si calculamos la ecuación de la recta de mayor pendiente que representa el efecto predominante de la porosidad secundaria y le restamos la ecuación de menor pendiente que representa el efecto de garganta de matriz que actúa al mismo tiempo que el efecto predominante de porosidad secundaria se obtiene el comportamiento aislado de la porosidad secundaria (Fig.VI.5)

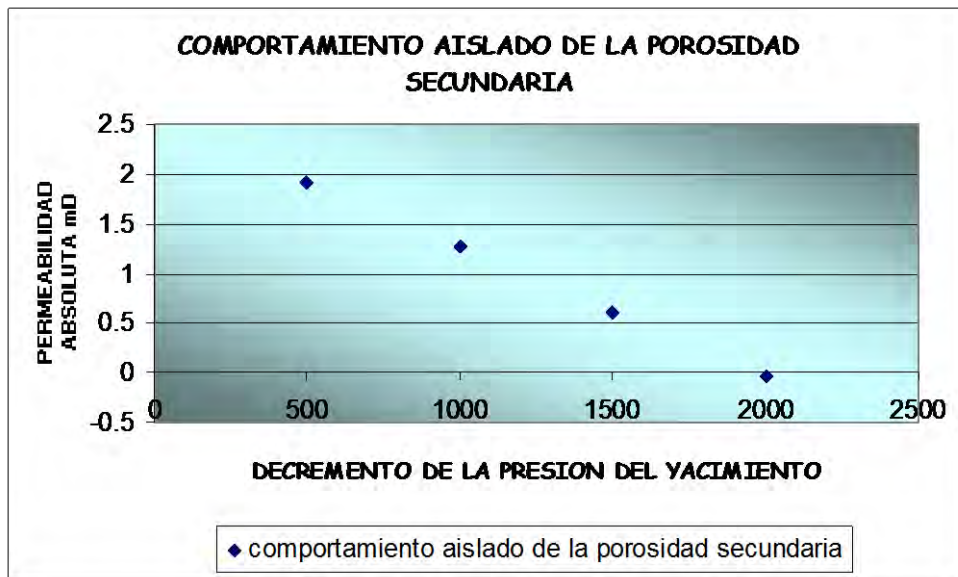


Fig.VI.5 Gráfica que resulta de suprimir la permeabilidad aportada por las gargantas de matriz a el efecto predominante de porosidad secundaria



**CÁLCULO DE LA PERMEABILIDAD HORIZONTAL 2 DE LA MUESTRA N1-M20**

La siguiente gráfica muestra la permeabilidad en horizontal 2 de los datos tomados del equipo del laboratorio graficada en papel Klinkenberg a diferentes presiones confinamiento y diferentes incrementos de la presión media.

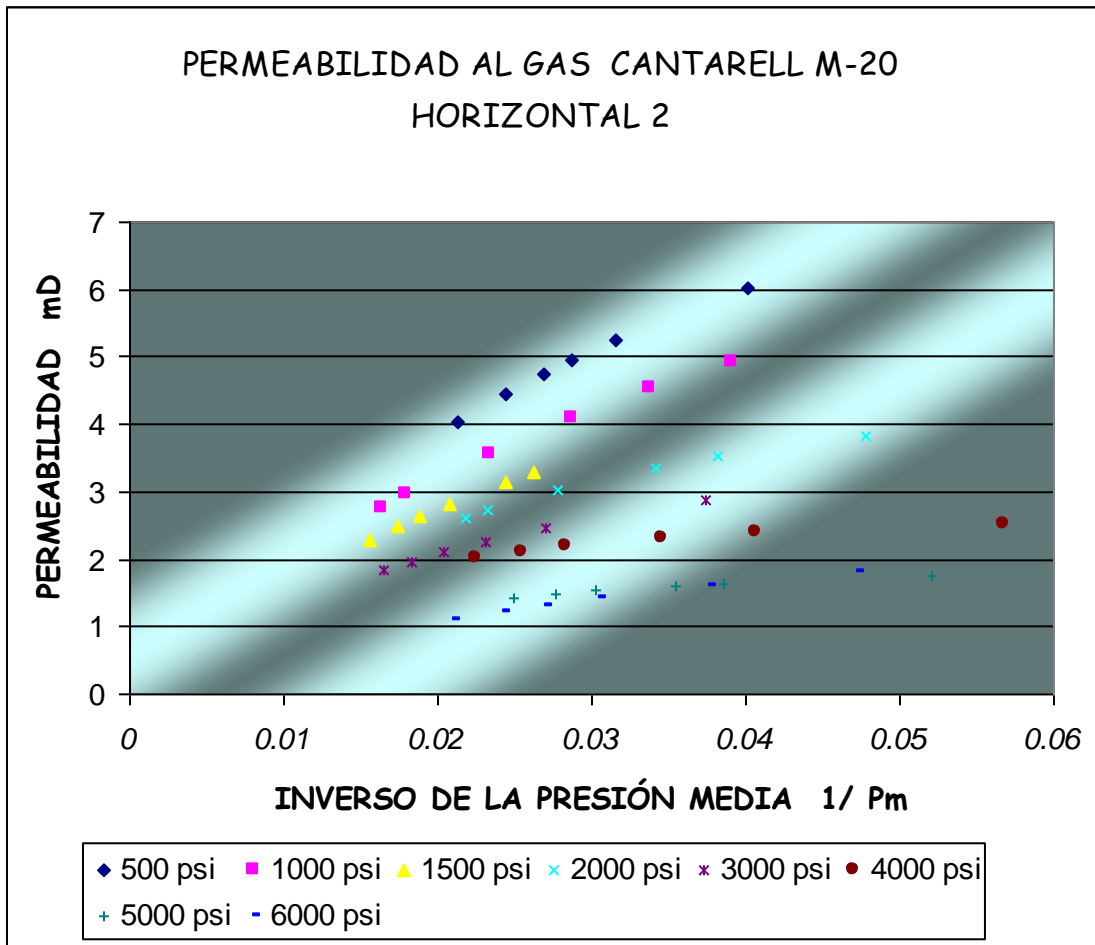


Fig.VI.6 Permeabilidad al gas calculada con los datos de laboratorio que presenta efecto de alta velocidad y aparente efecto de Klinkenberg

La permeabilidad derivada de los datos tomados del equipo del Laboratorio no definen líneas rectas (Fig.VI.6) por lo tanto para determinar la permeabilidad absoluta  $k$  (o permeabilidad a un líquido no reactivo) se corrige inicialmente para cada grupo de permeabilidades (a cada grupo corresponde una presión de confinamiento) por el efecto de alta velocidad, para lo cual se gráfica el inverso de la permeabilidad al gas medida contra el gasto másico correspondiente, de la gráfica se calcula el valor de la pendiente o constante de proporcionalidad  $\beta$ , con la cual se corrigen los valores de permeabilidad al gas aplicando la ecuación de Forcheimer.

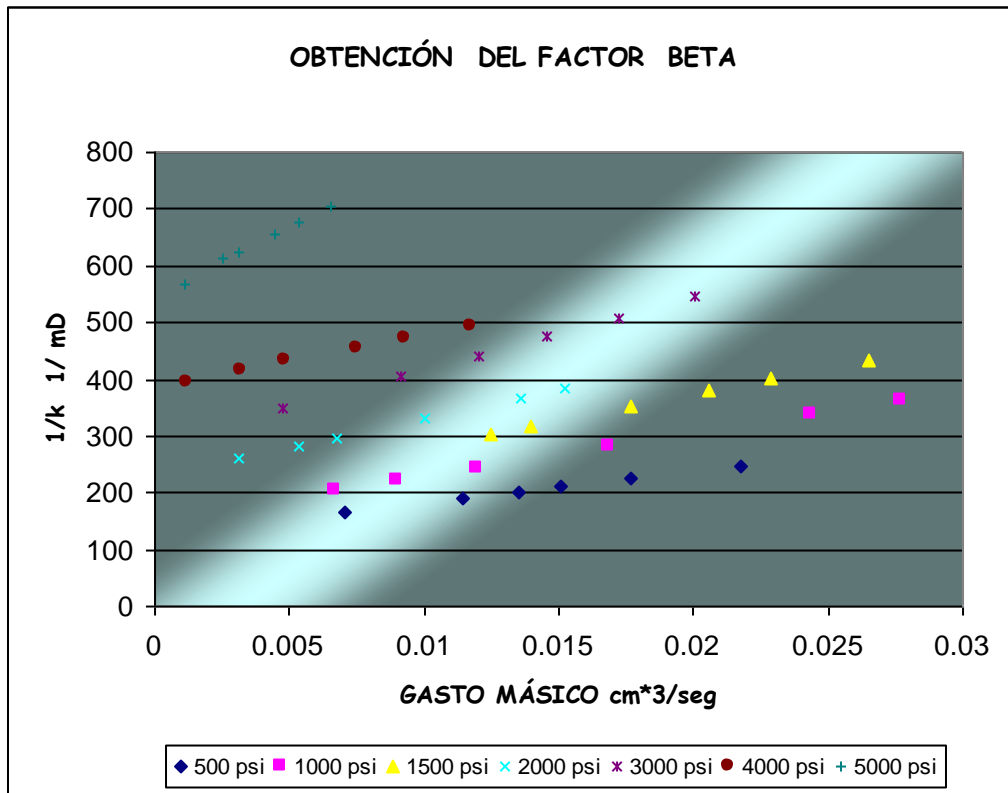


Fig.VI.7 Gráfica para calcular el valor de la constante de proporcionalidad  $\beta$  para corregir por efecto de alta velocidad

Se corrige cada una de las permeabilidades del gas con el factor  $\beta$ , después ya corregidas se vuelven a graficar en papel Klinkenberg en el cual se observan líneas rectas horizontales lo que indica que el fenómeno que se presenta en la muestra es el efecto de Forcheimer o de alta velocidad

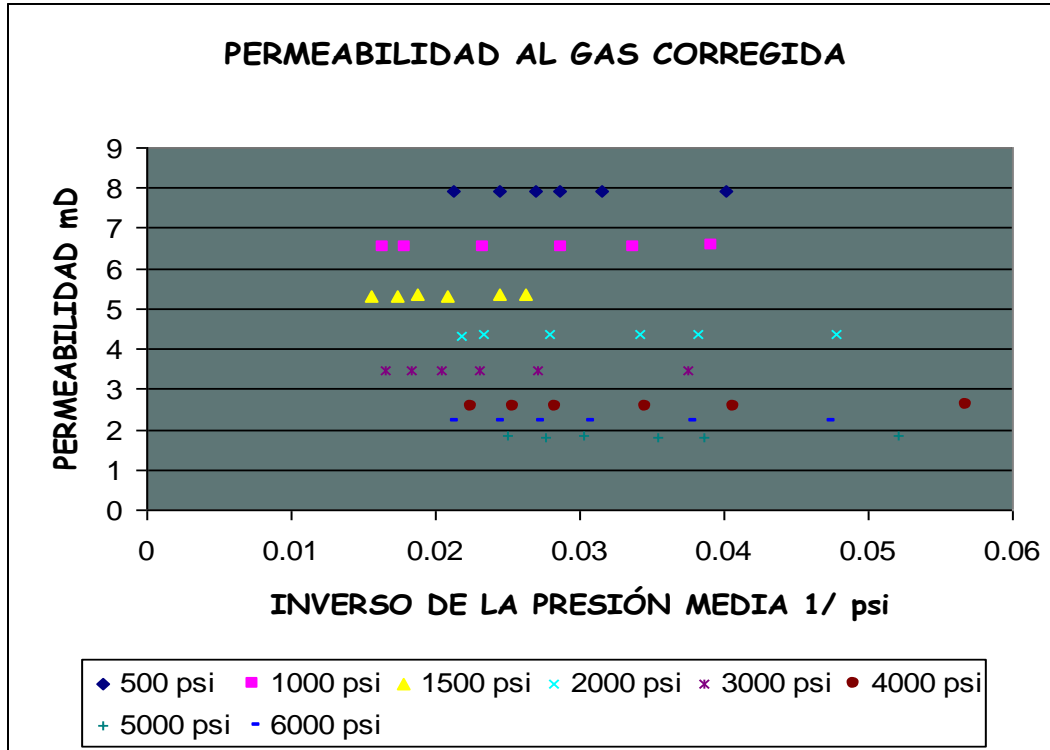


Fig.VI.8 Permeabilidad al gas corregida por efecto de alta velocidad

De los datos de permeabilidad al gas corregidos se obtiene la permeabilidad al líquido a cada presión de confinamiento (Fig.) VI.9

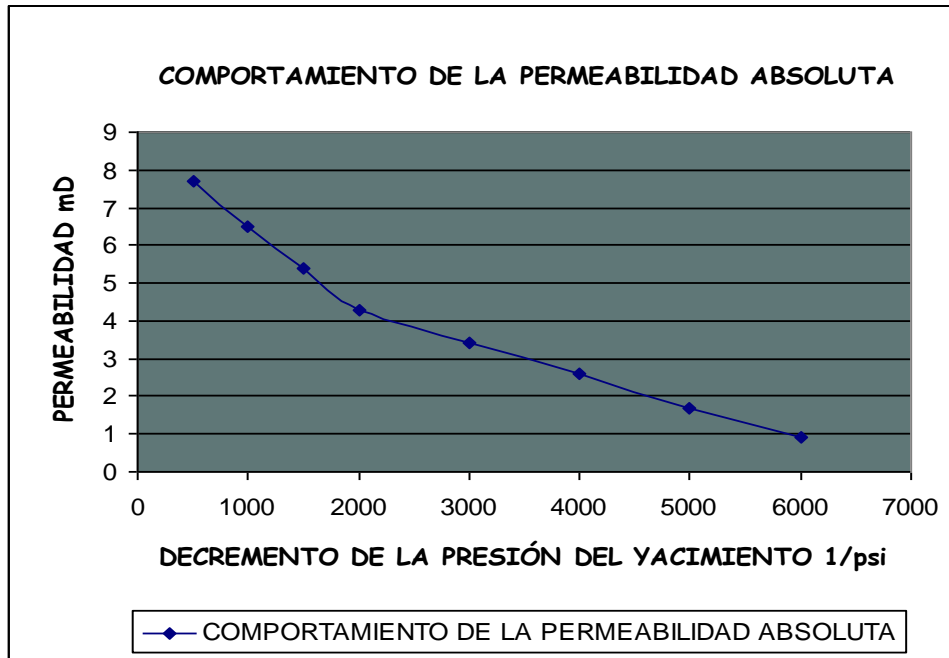


Fig.VI.9 Comportamiento de la permeabilidad en función de la presión de confinamiento

Si calculamos la ecuación de la recta de mayor pendiente que representa el efecto predominante de la porosidad secundaria y le restamos la ecuación de menor pendiente que representa el efecto de garganta de matriz que actúa al mismo tiempo que el efecto predominante de porosidad secundaria se obtiene el comportamiento aislado de la porosidad secundaria (Fig.VI.10).

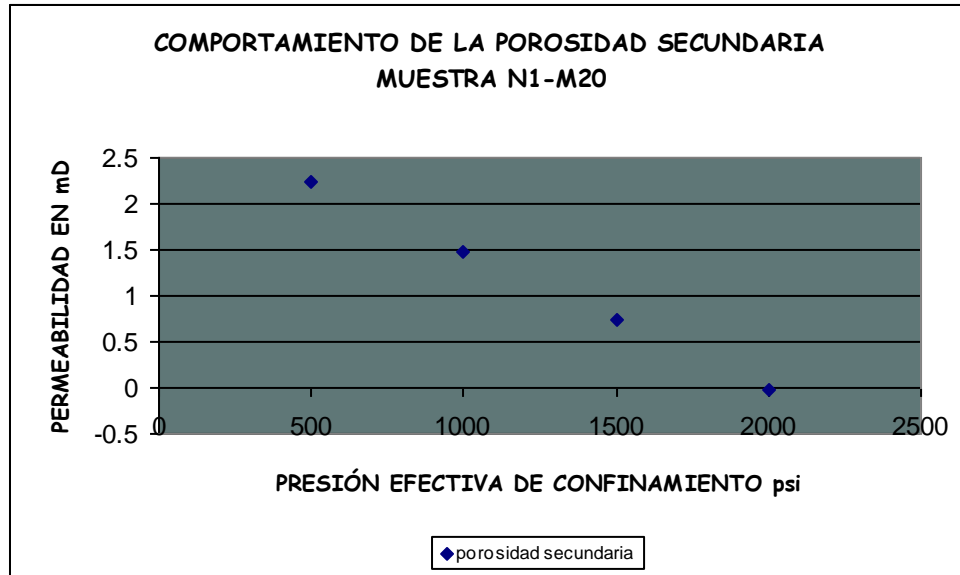


Fig.VI.10 Gráfica que representa el comportamiento aislado de porosidad secundaria

**CÁLCULO DE LA PERMEABILIDAD VERTICAL DE LA MUESTRA N1-M20**

La siguiente gráfica muestra la permeabilidad en horizontal 2 de los datos tomados del equipo del laboratorio graficada en papel Klinkenberg a diferentes presiones confinamiento y diferentes incrementos de la presión media

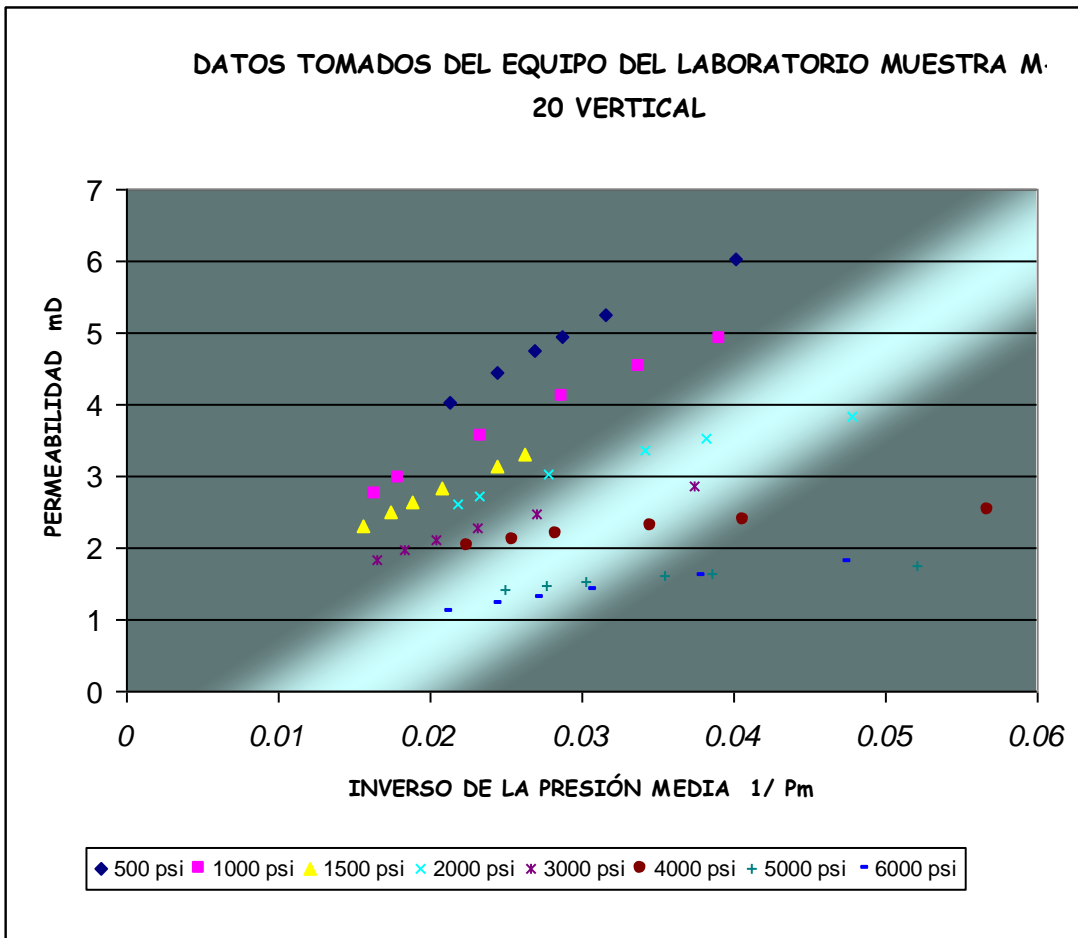


Fig.VI.11 Permeabilidad al gas calculada con los datos de laboratorio que presenta efecto de alta velocidad y aparente efecto de Klinkenberg

La permeabilidad derivada de los datos tomados del equipo del Laboratorio no definen líneas rectas (Fig.VI.11) por lo tanto para determinar la permeabilidad absoluta  $k$  (o permeabilidad a un líquido no reactivo) se corrige inicialmente para cada grupo de permeabilidades (a cada grupo corresponde una presión de confinamiento) por el efecto de alta velocidad, para lo cual se gráfica el inverso de la permeabilidad al gas medida contra el gasto másico correspondiente, de la gráfica, se calcula el valor de la pendiente o constante de proporcionalidad  $\beta$ , con la cual se corrigen los valores de permeabilidad al gas aplicando la ecuación de Forcheimer. Fig.VI.12

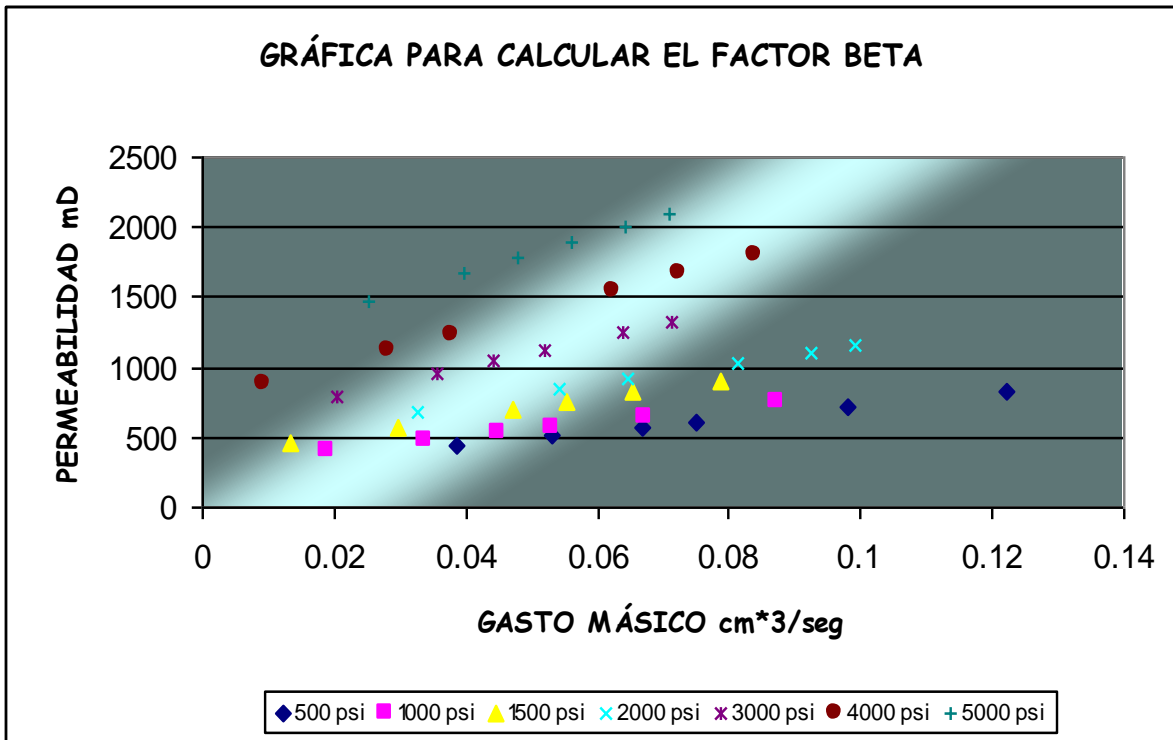


Fig.VI.12 Gráfica para calcular el valor de la constante de proporcionalidad  $\beta$  para corregir por efecto de alta velocidad

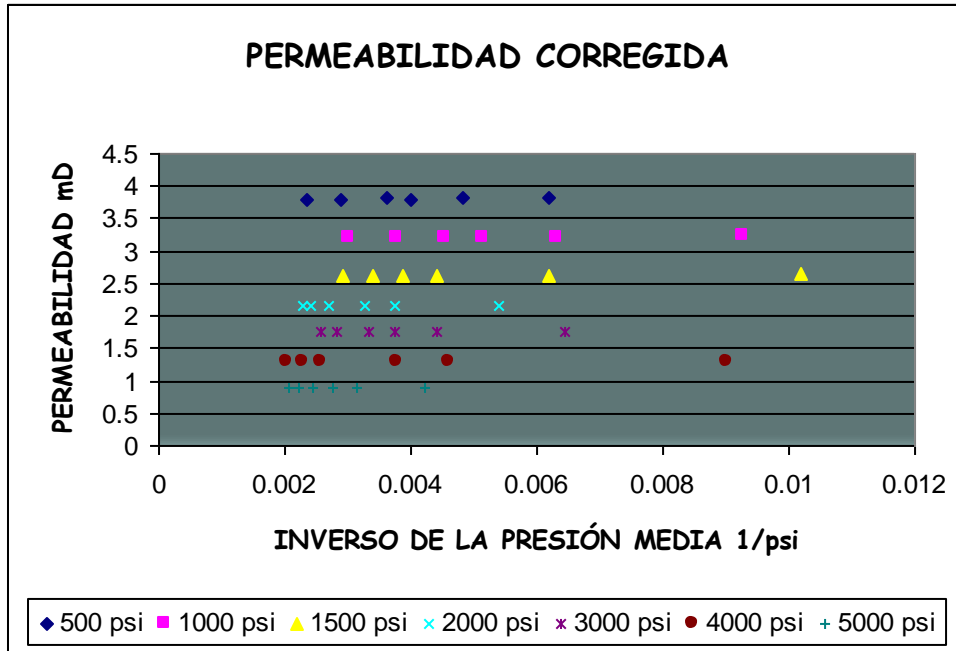


Fig.VI.13 Permeabilidad al gas corregida por efecto de alta velocidad

Se corrige cada una de las permeabilidades del gas con el factor  $\beta$ , después ya corregidas se vuelven a graficar en papel Klinkenberg en el cual se observan líneas rectas horizontales lo que indica que el fenómeno que se presenta en la muestra es el efecto de Forcheimer o de alta velocidad.

De los datos de permeabilidad al gas corregidos se obtiene la permeabilidad al líquido a cada presión de confinamiento (Fig.) VI.14

En la siguiente gráfica se observan dos comportamientos lineales de la permeabilidad absoluta bien diferenciados por la pendiente de sus puntos



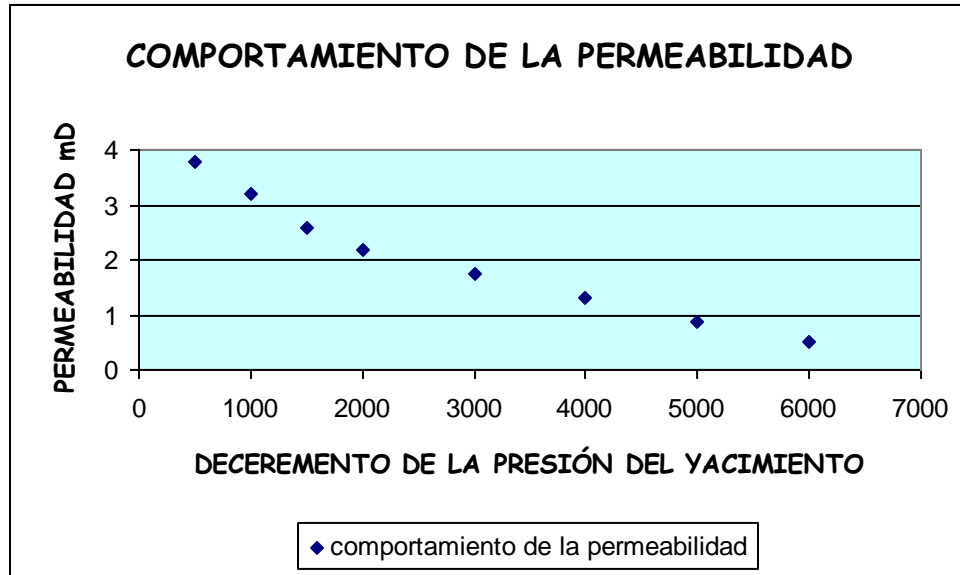


Fig.VI.14 Comportamiento de la permeabilidad en función de la presión de confinamiento

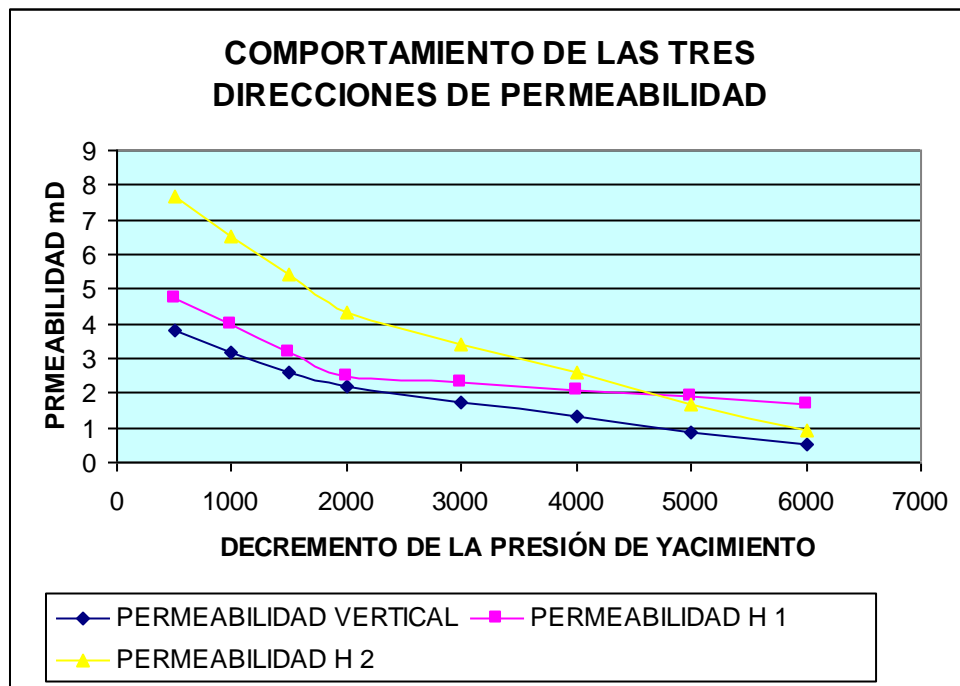


Fig.VI.15 Comportamiento de la permeabilidad absoluta en las tres direcciones en función de la presión de confinamiento

**CALCULO DE LA PERMEABILIDAD ABSOLUTA EN LA MUESTRA N1-31 EN DIRECCIÓN HORIZONTAL H1.**

A continuación se muestran los resultados de las pruebas realizadas a el núcleo N1-M31 mediante gráficas.

En la Fig VI.16 se muestran los datos leídos del equipo del laboratorio en dirección horizontal H1.

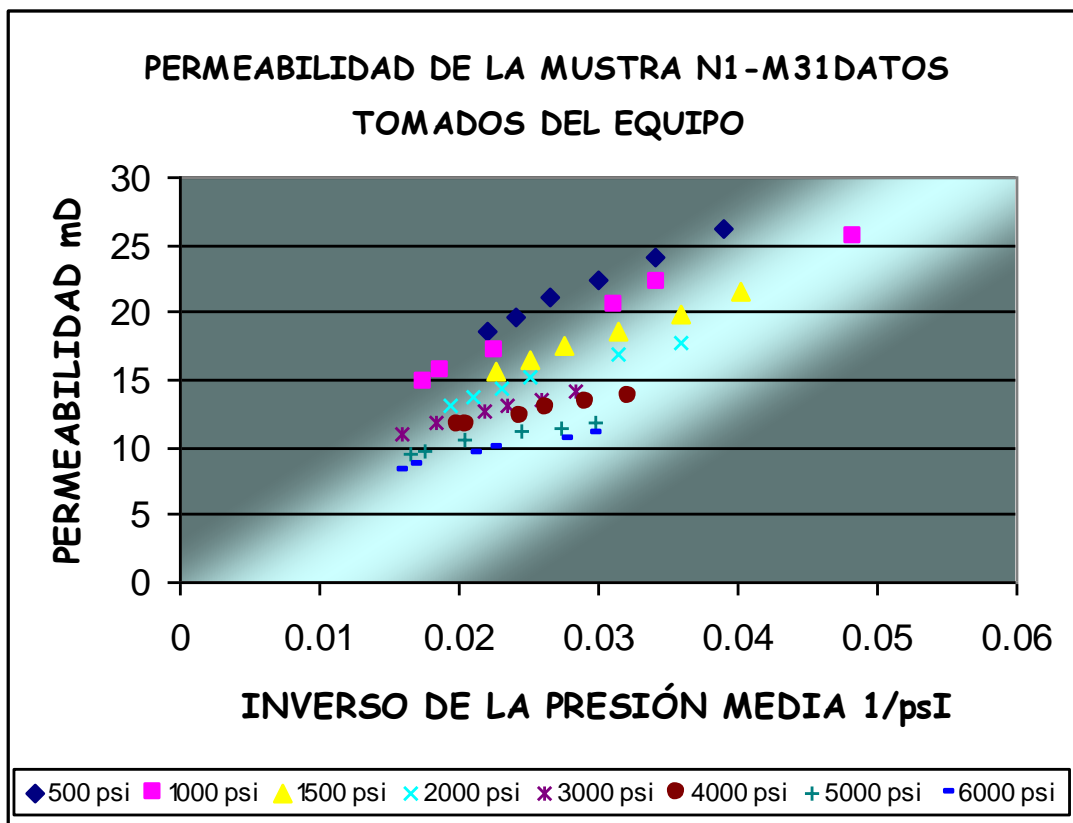


Fig.VI.16 Permeabilidad al gas calculada con los datos de laboratorio que presenta efecto de alta velocidad y aparente efecto de Klinkenberg

Dado que se presenta el efecto de alta velocidad , la permeabilidad tiene que ser corregida por el factor  $\beta$  que es el valor de la pendiente de cada recta graficada a continuación.

Fig.VI. 17

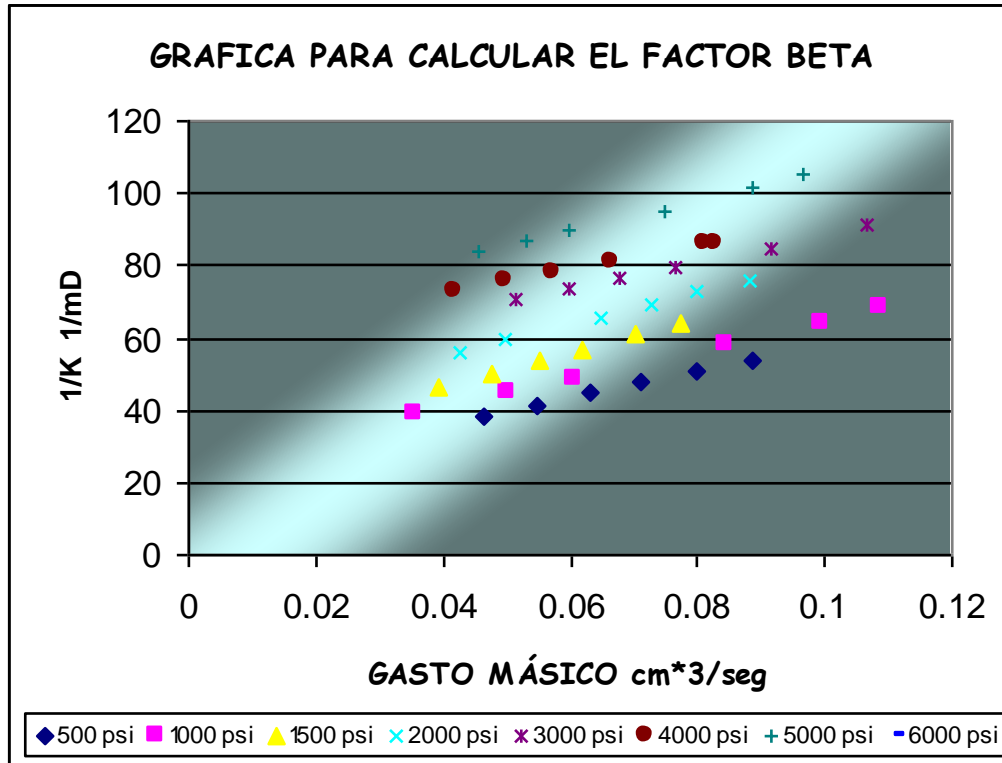


Fig.VI.17 Gráfica para calcular el valor de la constante de proporcionalidad  $\beta$  para corregir por efecto de alta velocidad

La Fig.VI. 18 muestra la permeabilidad corregida por el factor  $\beta$  que da como resultado líneas horizontales lo que significa que solo se presenta el efecto de alta velocidad en la muestra.

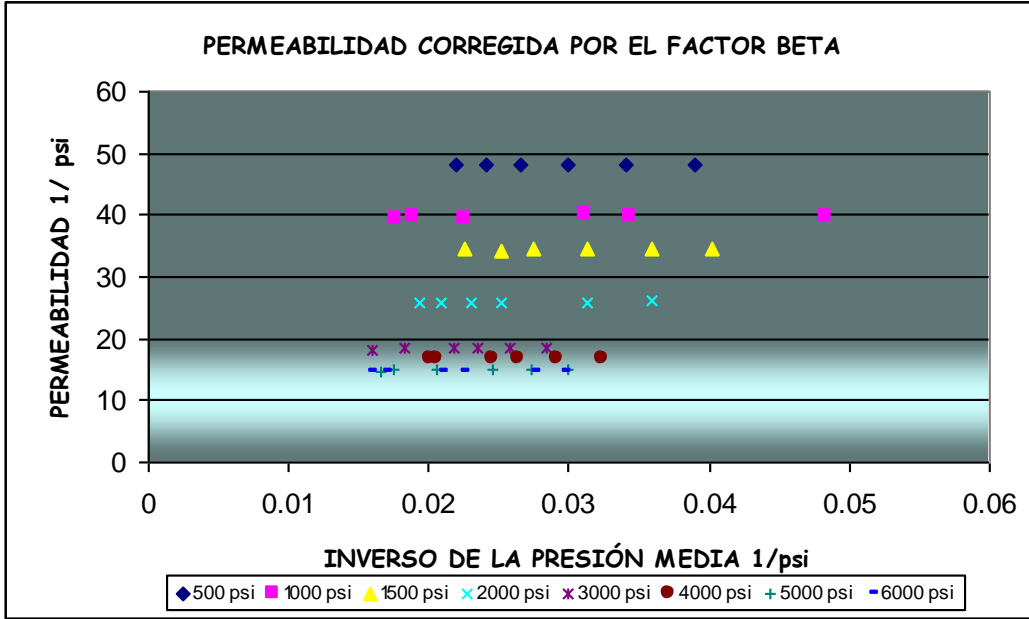


Fig.VI.18 Permeabilidad al gas corregida por efecto de alta velocidad

Comportamiento de la permeabilidad absoluta en función de la presión de confinamiento

Fig VI.19

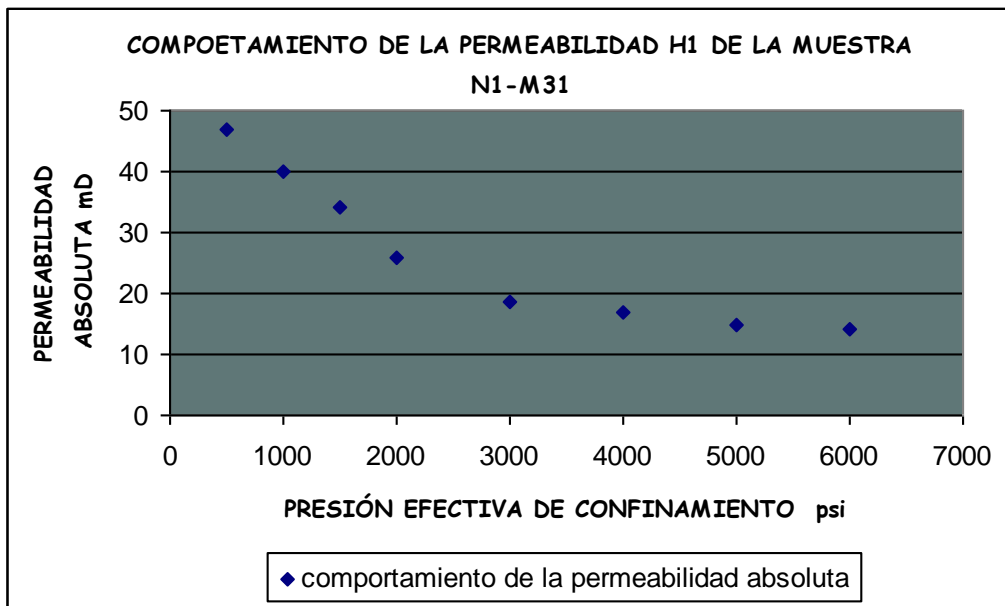


Fig.VI.19 Comportamiento de la permeabilidad en función de la presión de confinamiento

Posteriormente se presenta un gráfico que representa el comportamiento de la porosidad secundaria, sin tomar en cuenta el aporte a la permeabilidad de las gargantas de matriz.

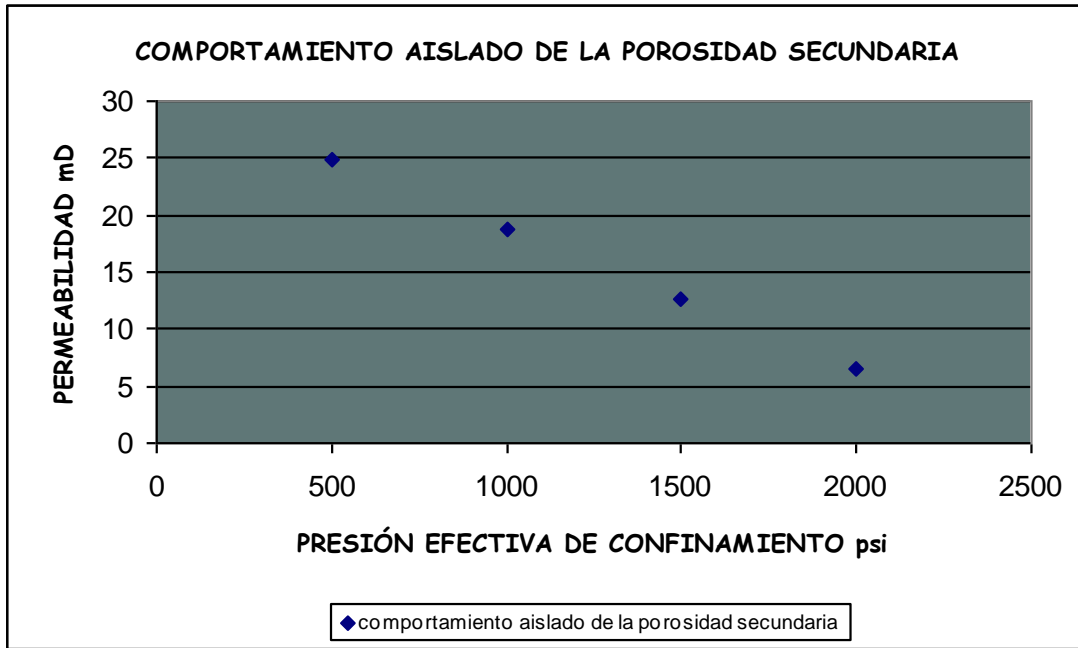


Fig. VI.20 Representa únicamente la permeabilidad de la porosidad secundaria en función de la presión efectiva de confinamiento

**CALCULO DE LA PERMEABILIDAD ABSOLUTA EN LA MUESTRA N1-31 EN DIRECCIÓN HORIZONTAL H2.**

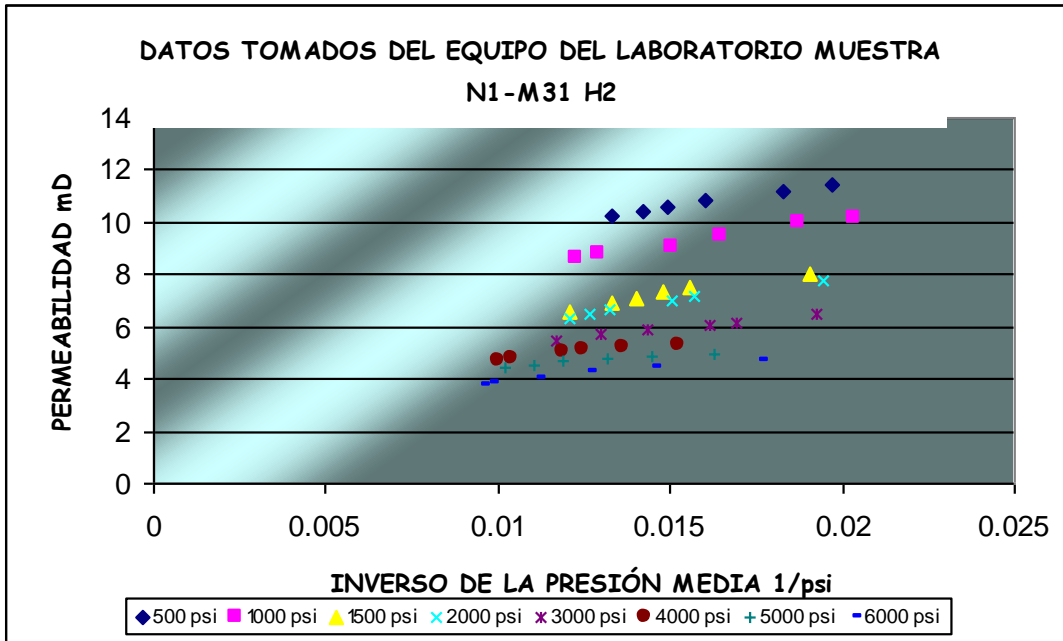


Fig.VI.21 Permeabilidad al gas calculada con los datos de laboratorio que presenta efecto de alta velocidad y aparente efecto de Klinkenberg

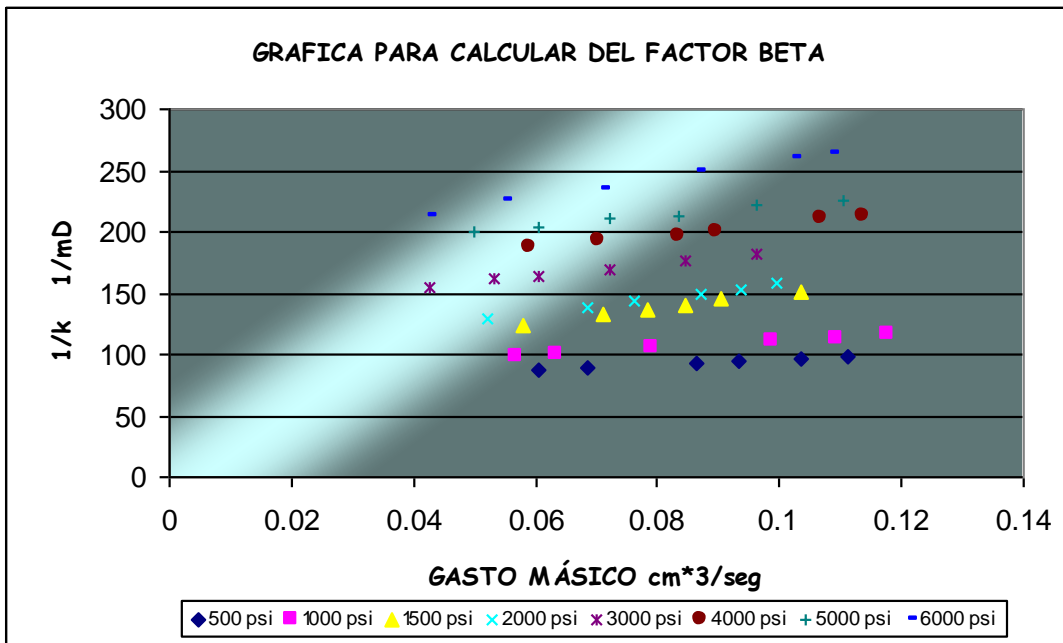


Fig.VI.22 Gráfica para calcular el valor de la constante de proporcionalidad  $\beta$  para corregir por efecto de alta velocidad

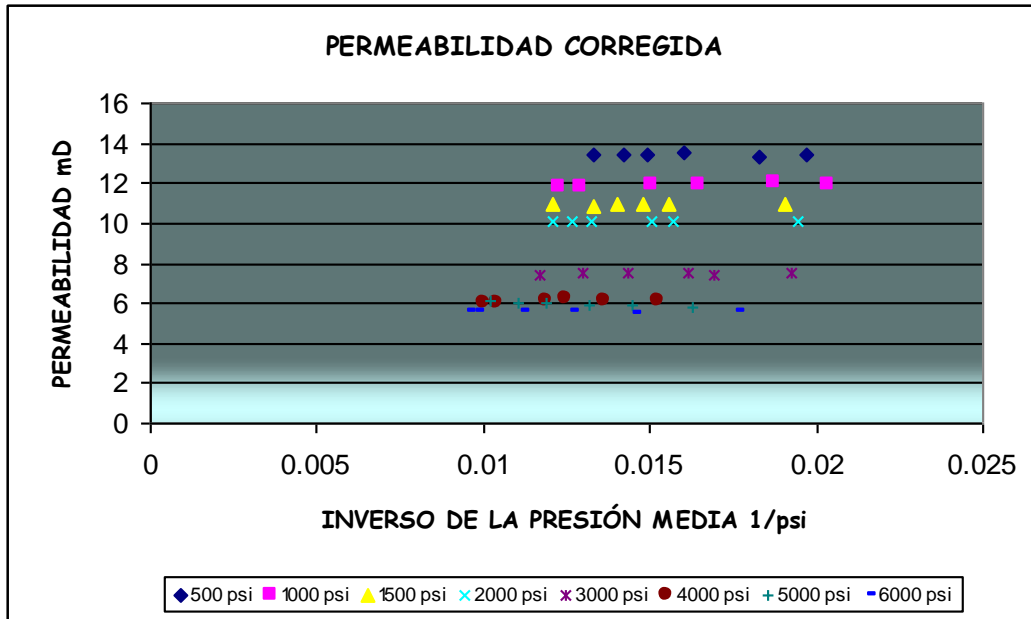


Fig.VI.23 Permeabilidad al gas corregida por efecto de alta velocidad

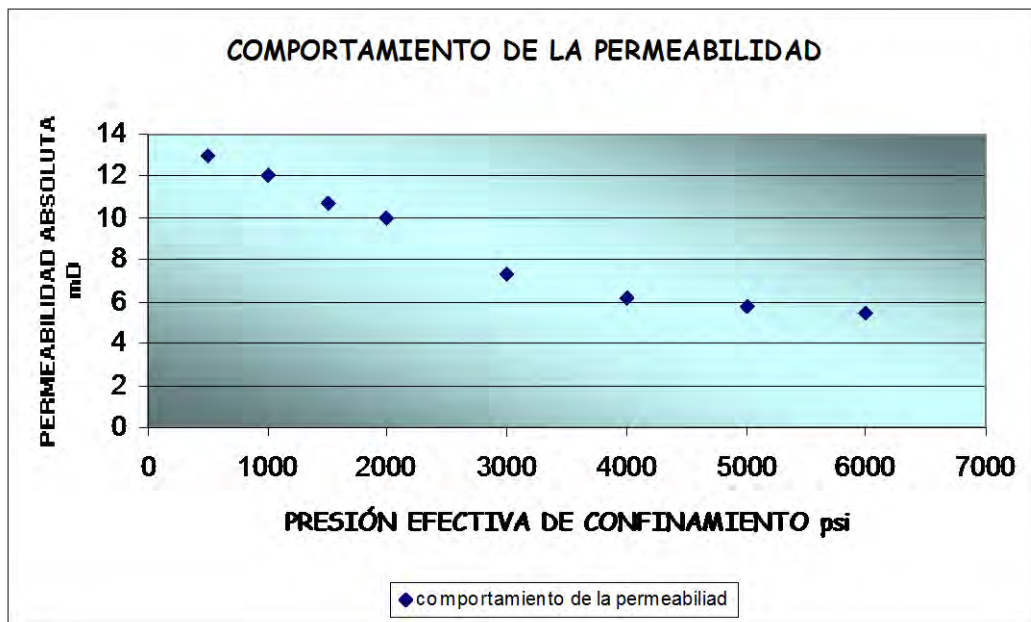


Fig.VI.24 Comportamiento de la permeabilidad en función de la presión de confinamiento

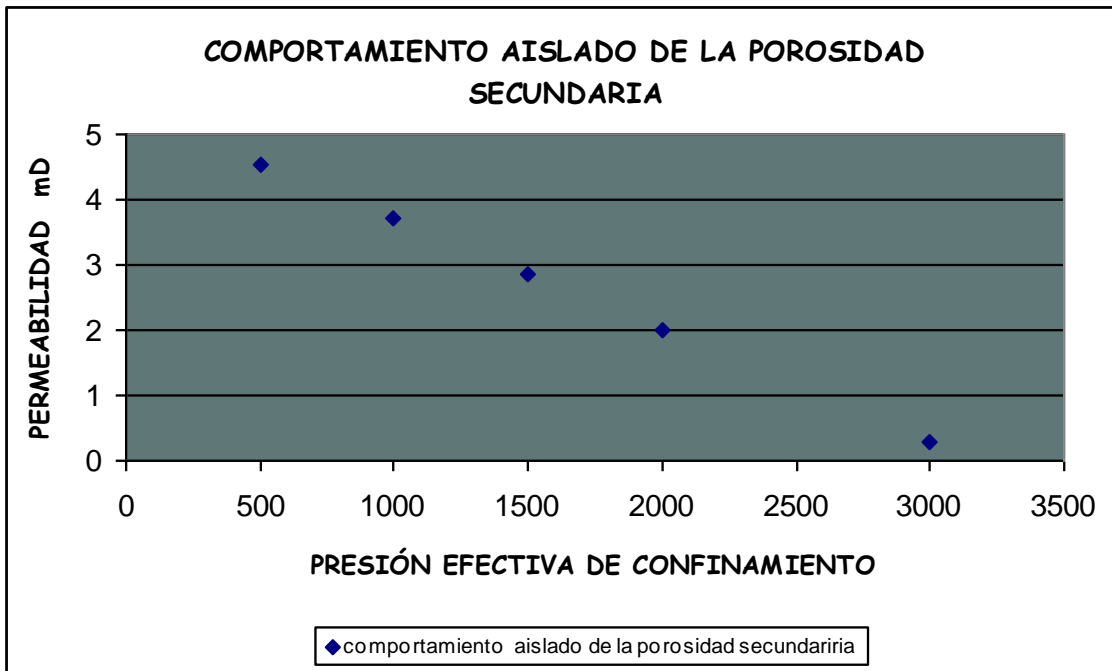


Fig. VI.25 Representa únicamente la permeabilidad de la porosidad secundaria en función de la presión efectiva de confinamiento.



**CALCULO DE LA PERMEABILIDAD ABSOLUTA EN LA MUESTRA N1-31 EN DIRECCIÓN VERTICAL**

Fig.VI.26 datos medidos con el equipo del laboratorio en dirección de flujo de gas vertical, en la cual para cada presión de confinamiento presenta diferentes permeabilidades al incrementar el gasto de gas.

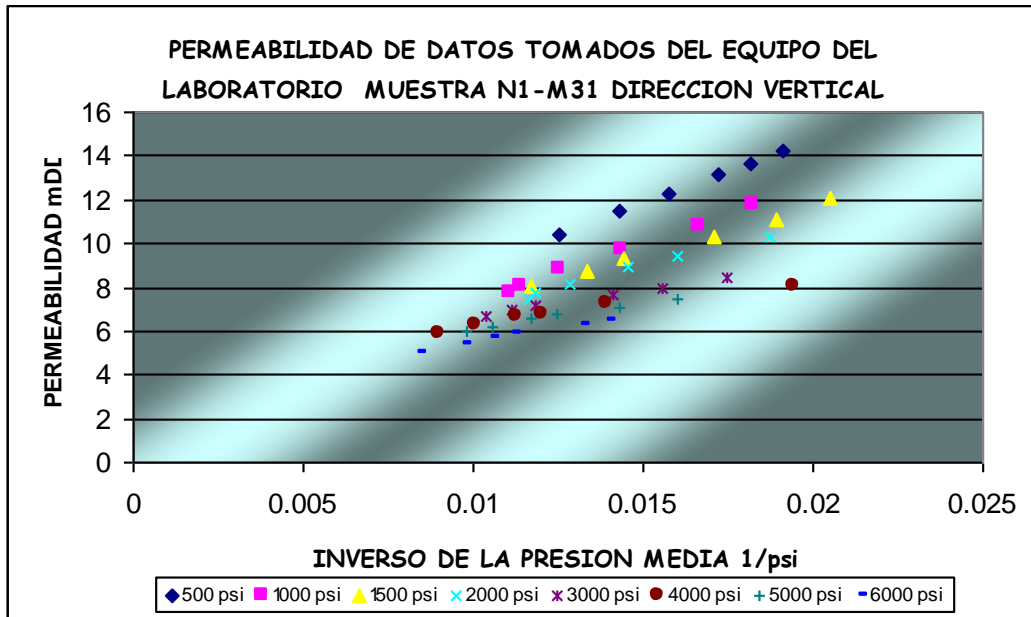


Fig.VI.26 Permeabilidad al gas calculada con los datos de laboratorio que presenta efecto de alta velocidad y aparente efecto de Klinkenberg

Ahora se obtiene el factor  $\beta$  por medio de la gráfica de la Fig.VI.27 que corrige el comportamiento del efecto de alta velocidad calculando el valor de las pendientes de la gráfica gasto másico Vs. inverso de la permeabilidad Fig.VI.28

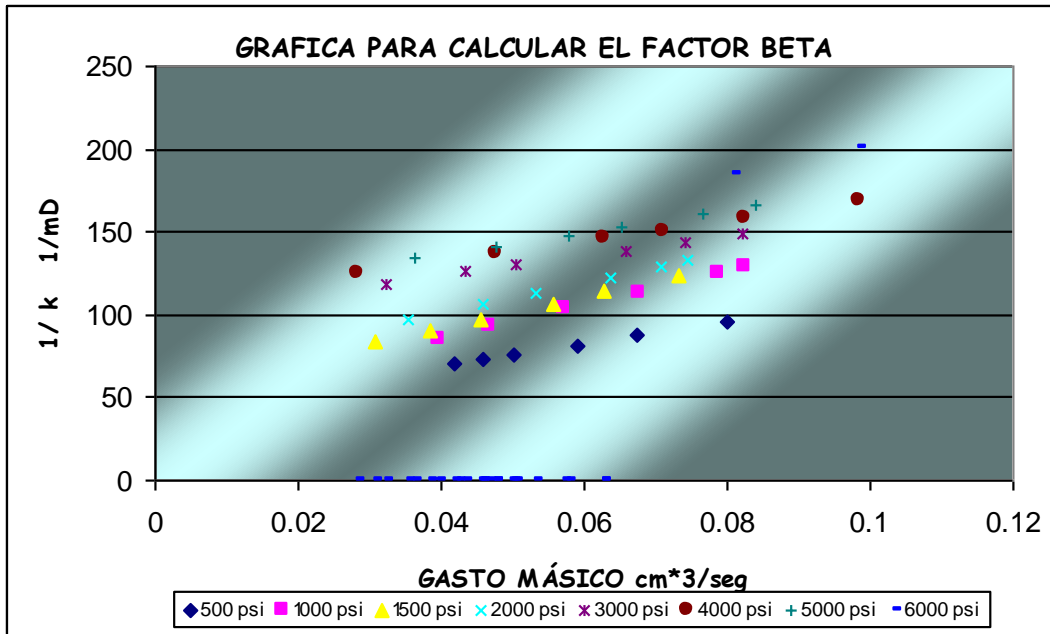


Fig.VI.28 Gráfica para calcular el valor de la constante de proporcionalidad  $\beta$  para corregir por efecto de alta velocidad

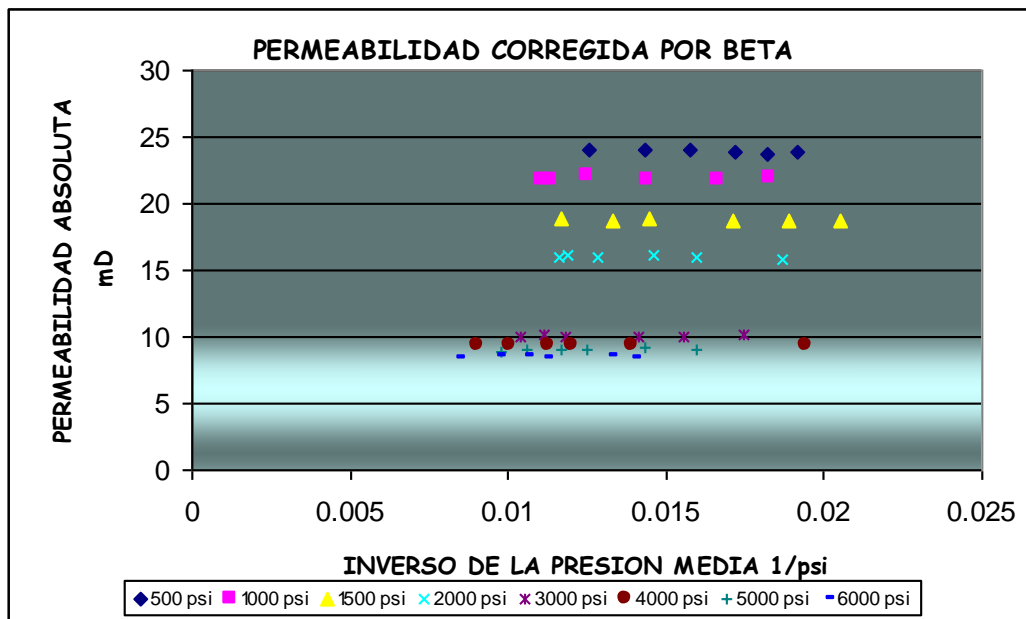


Fig.VI.29 Permeabilidad al gas corregida por efecto de alta velocidad

En Fig.VI.30 se expone el comportamiento de la permeabilidad absoluta en función de la presión efectiva de confinamiento, donde se aprecia dos rectas, la recta de mayor pendiente muestra el efecto preferente de porosidad secundaria, la otra recta de permeabilidad casi constante muestra el comportamiento de las gargantas de poro de matriz.

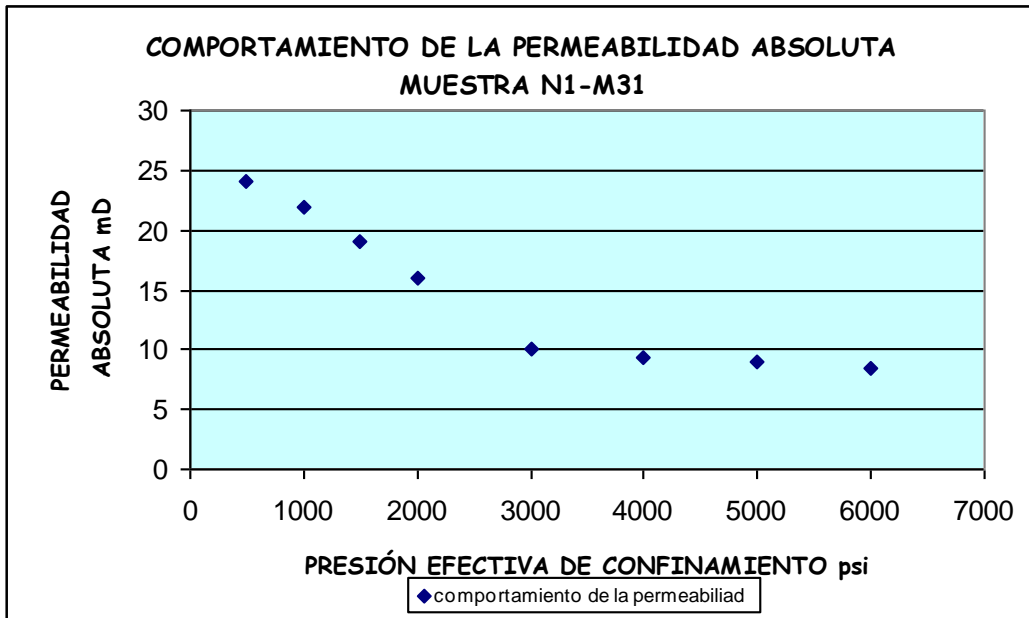


Fig.VI.30 Comportamiento de la permeabilidad en función de la presión de confinamiento

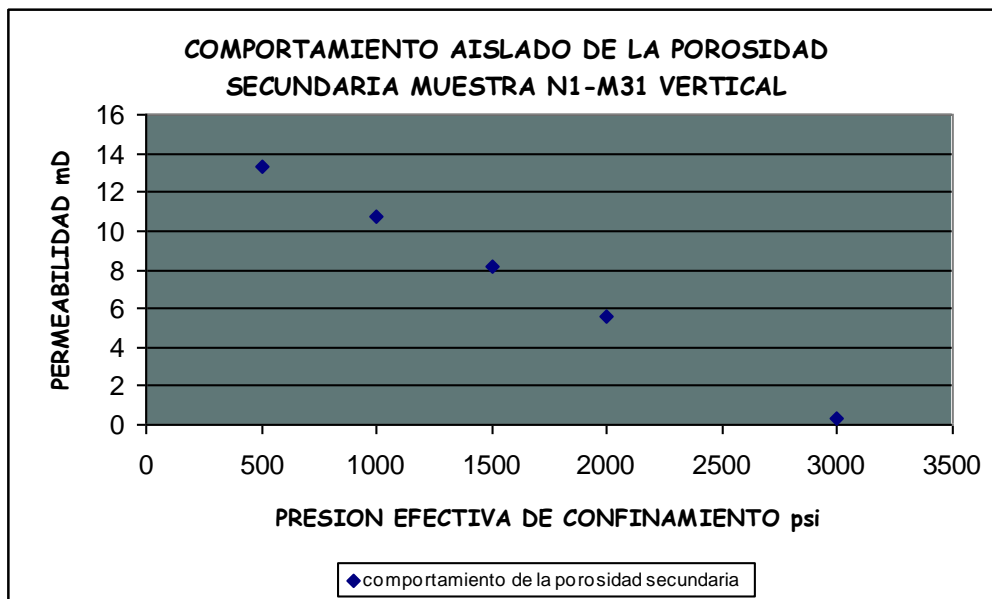


Fig.VI.31 Permeabilidad de la porosidad secundaria únicamente

**TABLA DE RESULTADOS OBTENIDOS EN EL LABORATORIO**

<b>DIRECCIÓN DE FLUJO DE GAS</b>	<b>EFFECTO DE POROSIDAD SECUNDARIA Y GARGANTA DE MATRIZ (mD) N1-M20</b>	<b>EFFECTO SOLO DE POROSIDAD SECUNDARIA(mD) N1-M20</b>
<b>H1</b>	<b>4.75 – 2.5</b>	<b>2 - 0</b>
<b>H2</b>	<b>7.7 - 4.3</b>	<b>2.23 - 0</b>
<b>VERTICAL</b>	<b>3.8 - 2.17</b>	<b>1.0 - 0</b>

<b>DIRECCIÓN DE FLUJO DE GAS</b>	<b>EFFECTO DE POROSIDAD SECUNDARIA Y GARGANTA DE MATRIZ (mD) N1-M31</b>	<b>EFFECTO SOLO DE POROSIDAD SECUNDARIA(mD) N1-M31</b>
<b>H1</b>	<b>47 – 26</b>	<b>25 - 0</b>
<b>H2</b>	<b>13 - 7.3</b>	<b>4.55 - 0</b>
<b>VERTICAL</b>	<b>24 - 10</b>	<b>13.36 - 0</b>

## CAPÍTULO VII CONCLUSIONES

1. Se observa en las graficas de permeabilidad absoluta vs. decremento de presión de yacimiento la disminución de la permeabilidad en función del decremento de la presión del yacimiento simulado por el incremento de la presión de confinamiento.
2. Dentro de ésta disminución de permeabilidad se observan dos comportamientos bien diferenciados el primero con una pendiente mayor es el efecto predominante de porosidad secundaria y el segundo con una pendiente menor es el efecto predominante de garganta de matriz matriz.
3. Generalmente la permeabilidad absoluta en dirección vertical es menor, por la experiencia en el laboratorio
4. En el efecto predominante de porosidad secundaria o fractura actúan al mismo tiempo las gargantas de matriz por lo tanto cuando se aísla un comportamiento del otro la permeabilidad absoluta se ve reducida notablemente.

## BIBLIOGRAFÍA

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

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

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

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

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

Jones S. C., 1987. "Using the Inertial Coefficient  $\beta$ , To Characterize Heterogeneity in Reservoir Rock"; artículo SPE 16949, publicado en el 62th Annual Technical Conference and Exhibtion 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"; Soc. Petr. Eng. J., Vol. 163, (octubre) 383-397.

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

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

Ruth, D. W. y Kenny J.: "The Unsteady-State Gas Permeameter"; Journal of Canadian Petroleum Technology, mayo-junio 1989, 67-74.

Stearns D. W. y Friedman M., 1972. "Reservoirs in Fractured Rocks, in Stratigraphic Oil and Gas Field," memoria 16 de AAPG 82-106.

Weber, K. J. y Bakker K., 1981. "Fracture and Vuggy Porosity"; artículo SPE 10332, publicado en 56th Annual Fall Tehnical Conference and Exhibition, San Antonio, Tx., (octubre 5-7) 1-11.