



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA  
DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DETERMINACION DE LA PERMEABILIDAD  
ABSOLUTA CON GAS EN MUESTRAS  
NATURALMENTE FRACTURADAS

T E S I S  
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:  
**INGENIERO PETROLERO**  
P R E S E N T A :  
OSWALDO DAVID LOPEZ HERNANDEZ



DIRECTOR DE TESIS: DR. RAFAEL HERRERA GOMEZ

MÉXICO, D. F.

2005

m342530



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  
AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA  
DIRECCIÓN  
60-I-104

**SR. OSWALDO DAVID LÓPEZ HERNÁNDEZ**  
**Presente**

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

**DETERMINACIÓN DE LA PERMEABILIDAD ABSOLUTA CON GAS EN MUESTRAS  
NATURALMENTE FRACTURADAS**

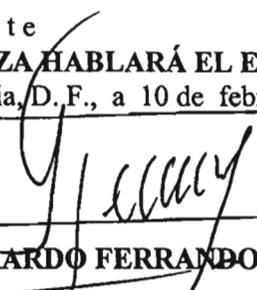
**RESUMEN**  
**INTRODUCCIÓN**  
**I ANTECEDENTES**  
**II PERMEABILIDAD AL GAS**  
**III PERMEABILIDAD ABSOLUTA**  
**IV APLICACIÓN**  
**V CONCLUSIONES**  
**REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFÍA**

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

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

Atentamente

**“POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU”**  
Cd. Universitaria, D.F., a 10 de febrero de 2005  
EL DIRECTOR

  
**M. en C. GERARDO FERRANDO BRAVO**

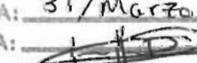
GFB\*JAGC\*gtg  


Autortzo a la Dirección General de Bibliotecas de la UNAM a difundir en formato electrónico e impreso el contenido de mi trabajo recepcional.

NOMBRE: López Hernández

Oswaldo David

FECHA: 31/Marzo/2005

FIRMA: 

# UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MÉXICO

## FACULTAD DE INGENIERÍA

### DIVISIÓN DE INGENIERIA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

Alumno: López Hernández Oswaldo David

Tesis: "Determinación de la Permeabilidad Absoluta con Gas en Muestras Naturalmente Fracturadas"

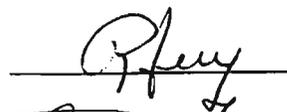
Director de Tesis: Dr. Herrera Gómez Rafael de los Ángeles

### JURADO DEL EXAMEN PROFESIONAL

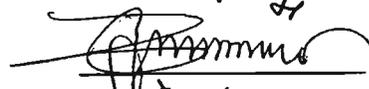
PRESIDENTE: Dr. Fernando Samaniego Verduzco



VOCAL: Dr. Rafael de los Ángeles Herrera Gómez



SECRETARIO: Ing. Manuel Villamar Viguera



1er. SUPLENTE: Ing. Guillermo Trejo Reyes



2do. SUPLENTE: Ing. Martín Carlos Velázquez Franco



A quienes me dieron lo mejor de ellos para formar un ser capaz de valerse por si mismo y querer ser siempre el mejor:

### **Mis padres.**

*Ahora que estoy por comenzar mi aventura más importante y por lo tanto la prueba mas grande en mi vida, que es ser independiente. Quiero agradecerles todo lo que han hecho por mi. Ya que yo soy el producto de sus enseñanzas y la formación que me dieron. Sin esa formación no seria lo que ahora soy y quizás pertenecería al montón, pero no es así. Por lo tanto ustedes pueden sentirse muy orgullosos de su trabajo como padres.*

*Ustedes me educaron de tal forma que tuve la paciencia, tolerancia, determinación y dedicación para poder concluir mi carrera profesional.*

*Y ahora que tendré que enfrentarme solo a la vida, no tengo miedo. Porque también me enseñaron a pensar antes de actuar, actuar con ética, tomar decisiones y tener coraje para hacer las cosas. Y lo más importante de todo es que me inculcaron el deseo de superarme y querer ser siempre el mejor, lo cual siempre estará presente en mi vida al igual que ustedes.*

*Está formación que me dieron y la educación que me permitieron tener, es la mejor herencia que me pudieron dejar porque eso me basta para tener éxito en la vida, lo cual ya comenzó.*

*Pueden estar seguros que nunca los defraudare y siempre los haré sentir orgullosos de tenerme como hijo. Porque creo que lo mejor para un padre es ver a sus hijos convertidos en personas capaces de satisfacerse por si mismas, y ahora puedo hacerlo.*

*Gracias papá y mamá. Los quiero.*



# **Determinación de la permeabilidad absoluta con gas en muestras naturalmente fracturadas.**

Autor: López Hernández Oswaldo David.

Director: Dr. Herrera Gómez Rafael de los Ángeles.

## INDICE

<b>Índice</b>	2
<b>Resumen</b>	3
<b>Introducción</b>	4
a) Objetivo	6
<b>I. Antecedentes</b>	
a) Yacimientos naturalmente fracturados	8
- Yacimientos fracturados porosos	16
- Yacimientos fracturados no porosos	18
b) Importancia de las muestras de diámetro completo	20
- Fracturas naturales e inducidas	21
c) Permeabilidad	23
- Flujo horizontal en muestras de núcleos	27
d) Permeabilidad absoluta	29
e) Permeabilidad efectiva	30
f) Permeabilidad relativa	31
<b>II. Permeabilidad al gas</b>	
a) Permeabilidad al líquido	33
b) Ecuación de Klinkenberg	35
c) Fenómeno de deslizamiento o efecto Klinkenberg	37
d) Efecto de alta velocidad o flujo turbulento	40
<b>III. Permeabilidad absoluta</b>	
a) Preparación de las muestras	46
- Lavado de las muestras	46
- Secado de las muestras	47
b) Armado del equipo de medición	49
- Armado de la muestra	49
- Armado de conexiones	52
c) Prueba de fugas	58
d) Introducción de datos	60
e) Toma de datos en laboratorio	63
<b>IV. Aplicación</b>	
a) Determinación de la permeabilidad absoluta	66
b) Resultados y comentarios	76
<b>V. Conclusiones</b>	79
<b>Bibliografía</b>	80

## RESUMEN

En esta tesis se presenta toda la información necesaria para poder determinar la permeabilidad absoluta con gas en muestras naturalmente fracturadas en el laboratorio de núcleos naturalmente fracturados de la U.N.A.M.

Se proporciona la información general acerca de los yacimientos naturalmente fracturados, para que se aprecie la importancia que estos tienen en la explotación de hidrocarburos y la dificultad en la determinación de sus propiedades.

Para comprender en que consiste la prueba para determinar la permeabilidad absoluta, se incluye toda la teoría necesaria, de tal forma que se sepa lo que se está haciendo y porque se está haciendo.

Así mismo se incluyen las correcciones para los efectos de alta velocidad o flujo turbulento y el deslizamiento, los cuales se presentan cuando se usa gas para determinar la permeabilidad absoluta. Para esto se presenta la ecuación de Forchheimer y el método de extrapolación de Klinkenberg.

Esta tesis también incluye el armado del equipo de medición usado durante la prueba, así como el procedimiento a seguir para realizar la prueba. Con lo cual se evita la pérdida de tiempo al conectar el equipo y se evitan errores en la toma de datos.

Finalmente en la tesis se incluyen dos pruebas reales, una del campo KU y otra de Cantarell, con las cuales se ejemplifica la importancia de la porosidad secundaria y las redes de fractura. Así como la variación de la permeabilidad dependiendo de la dirección (vertical, horizontal 1 u horizontal 2).

## INTRODUCCIÓN.

En la ingeniería petrolera una de las actividades que tienen gran importancia es conocer las propiedades de los yacimientos, ya que esto permite conocer sus características y con eso determinar el método de explotación que permita la recuperación óptima de los hidrocarburos.

En el yacimiento existen una gran cantidad de propiedades que se necesita conocer, dentro de estas encontramos la porosidad, permeabilidad, saturación de fluidos, compresibilidad, mojabilidad, etc. Estas propiedades nos sirven para conocer el medio poroso, la facilidad del flujo de los fluidos a través de este, la afinidad de la roca a un fluido, entre otras características.

Este tipo de características no se pueden determinar a boca de pozo, ya que se necesita equipo y procedimientos especiales con los cuales obtener estas propiedades de la manera más precisa, debido a que esta información nos servirá para caracterizar el yacimiento y será la base de su explotación. Esta información también es utilizada en los simuladores, por lo que es necesario que sea correcta para que los resultados obtenidos con el simulador estén correctos.

Para que esta información sea precisa, las propiedades son determinadas por medio del laboratorio, donde se cuenta con equipo especial y personal capacitado para hacer el trabajo de manera correcta.

Para determinar estas propiedades se utilizan muestras de núcleos del yacimiento en estudio, estas muestras pueden ser convencionales o de diámetro completo. En el caso de las muestras de núcleos de diámetro completo la determinación de las propiedades es más complicada, ya que generalmente este tipo de muestras se usa para yacimientos naturalmente fracturados, y los procedimientos que se siguen en estos yacimientos son más complejos y delicados debido a que estas muestras son frágiles debido a las fracturas, y además contienen gran cantidad de vólvulos y cavernas lo cual hace muy difícil realizar las pruebas.

De las distintas propiedades que se deben conocer una de ellas es la permeabilidad absoluta, la cual juega un papel muy importante dentro del yacimiento, ya que esta representa la facilidad con que los fluidos se desplazan a través del medio poroso. En pocas palabras el valor de esta propiedad nos permite saber si los fluidos pasan fácilmente o difícilmente a través del yacimiento y esto nos sirve de apoyo para decidir la forma de explotar el yacimiento.

Dentro de la facultad de ingeniería, existe un laboratorio destinado a determinar las propiedades petrofísicas de los núcleos naturalmente fracturados, dentro de estas, una de las propiedades que se determinan, es la permeabilidad absoluta, cuya determinación es el tema esta tesis.

## **OBJETIVO**

El siguiente trabajo de tesis es con el fin de que en el “Laboratorio de Núcleos Naturalmente Fracturados” de la facultad de ingeniería se cuente con un procedimiento completo para la “Determinación de la Permeabilidad Absoluta con Gas en Muestras Naturalmente Fracturadas”. El objetivo es que los operarios puedan determinar la permeabilidad absoluta en el laboratorio, conociendo la información necesaria y las bases teóricas para saber que es lo que están haciendo y porque lo están haciendo. Además de que conozcan los resultados que deben esperar y así saber si lo que están obteniendo es correcto o incorrecto.

Con esta tesis se busca que los operarios conozcan acerca de los yacimientos naturalmente fracturados los cuales juegan un papel muy importante en nuestro país, y que también sepan porque es conveniente utilizar núcleos de diámetro completo para este tipo de yacimientos. Así, como cuales son los principios sobre la permeabilidad, y la teoría necesaria y equipo necesario para poder determinar la permeabilidad absoluta en el laboratorio.

Dicho de otra manera, la siguiente tesis se hace para facilitar el trabajo del personal en el laboratorio, sirviéndole de apoyo cada vez que se necesite.

Debido a que en este laboratorio se realizan varias pruebas, comúnmente se olvida como realizar alguna de ellas o como armar el equipo para realizarla, ya que, algunas de las tuberías que se usan en una prueba, pueden ser usadas en otra, pero de manera distinta lo cual crea confusión a pesar de que cada prueba, tiene un armado y procedimiento especial.

Debido a que una prueba puede tardar varios días o hasta semanas. En algunas ocasiones, cuando se repite una misma prueba varias veces, es muy común que al tener la necesidad de realizar una prueba distinta, haya confusión en el armado y la realización de la nueva prueba.

Es debido a eso la utilidad de esta tesis, ya que se describe el armado, procedimiento de la prueba y determinación de la permeabilidad absoluta con gas, para que rápidamente se pueda ver que se debe hacer, y no se pierda tiempo en volver a recordar cada detalle. Lo cual reduce el tiempo en que se realiza la prueba y evita accidentes, ya que la tesis sirve de guía, con lo cual se evitan errores que implicarían hacer nuevamente el trabajo o ponen en peligro a los operarios.

Uno de los problemas mas comunes a que se enfrenta este laboratorio es la constante salida de sus operarios, ya que la mayoría somos estudiantes de ingeniería petrolera que entramos a realizar el servicio social y que a veces podemos quedarnos como becarios, pero al terminar la carrera buscamos trabajo en alguna empresa petrolera. Debido a esta constante salida del personal, es necesario que entren nuevos colaboradores, los cuales obviamente no tienen conocimiento alguno sobre las pruebas que en el laboratorio se realizan.

La entrada del nuevo personal implica su capacitación y supervisión mientras aprenden como hacer las pruebas, pero como son varias pruebas y cada una es distinta, continuamente hay que supervisarlos y corregir errores. Esto implica mucho tiempo, ya que el armado para las pruebas no es sencillo y hay que tener en cuenta muchos detalles; por lo que una persona de recién ingreso tarda hasta un mes en aprender como realizar una prueba y aun así, cuando se realizan otras pruebas y después se regresa a la ya aprendida cuesta trabajo recordar todos los detalles.

Al contar con esta tesis, las personas de nuevo ingreso tienen una base teórica y un procedimiento para poder determinar ellas solas la "Permeabilidad Absoluta con Gas en Muestras Naturalmente Fracturadas" sin que haya que tener siempre alguien que los este supervisando. Con lo cual se ahorrara tiempo al laboratorio y hará mas sencillo el trabajo. Y aun cuando ya tengan experiencia, siempre se podrá contar con esta tesis como apoyo para la "Determinación de la Permeabilidad Absoluta con Gas en Muestras de Naturalmente Fracturadas".

## ANTECEDENTES

### YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

Los yacimientos de hidrocarburos se pueden clasificar en dos grandes grupos; los de porosidad primaria y los de porosidad secundaria. De estos últimos, los yacimientos de mayor interés para este trabajo, son aquellos que se denominan como naturalmente fracturados.

Los yacimientos naturalmente fracturados juegan un papel muy importante durante su explotación debido a su gran capacidad para producir aceite. Tal es el caso del complejo Cantarell en México, el cual aporta la mayor parte de la producción de petróleo, casi 2.1 MMb/d, siendo el más importante del país y el segundo yacimiento más grande fuera del mundo. Debido a esto, es el gran interés que se tiene en nuestro país por los yacimientos naturalmente fracturados. Este complejo está formado por carbonatos de las formaciones Cretácico y Brechas Paleoceno.

Se sabe que estos yacimientos pueden tener permeabilidad primaria y/o secundaria. La permeabilidad primaria es también referida como la permeabilidad intergranular o de la matriz y la permeabilidad secundaria puede ser tanto de grandes como de pequeñas fracturas, cavernas o vóculos.

Las fracturas se encuentran presentes en todas las formaciones de rocas, tanto en la superficie como en el subsuelo; las características físicas de las fracturas son causadas por varios factores: su modo de origen, las propiedades mecánicas de la roca huésped y la diagénesis en el subsuelo. Éstos factores se combinan para desarrollar características especiales, que puede aumentar o disminuir la porosidad y permeabilidad de la formación.

Estas fracturas aunque siempre están presentes, son importantes cuando ocurren en gran cantidad y/o tienen la longitud suficiente para tener efecto en el flujo, dando como resultado las características y comportamientos especiales de estos yacimientos. Generalmente, de las fracturas, se generan cavernas, canales y vóculos de disolución que pueden tener alta capacidad de flujo, de almacenamiento, ninguno de los dos o una

mezcla de ellos, tan importante parte es ésta mezcla de capacidad, que es característica de los yacimientos mas importantes.

Stearns y Friedman (1969) señalan que se identifica como un yacimiento fracturado típico, aquel que presenta algunas de las características o comportamientos siguientes:

1. Al inicio de su historia de producción presentan problemas y ventajas, tales como:
  - a) Pérdidas de fluidos durante su perforación.
  - b) Su producción es muy alta, de varias veces la que produce un yacimiento intergranular, convencional u "homogéneo".
  - c) Se detecta Interferencia de presión entre pozos muy lejanos, hasta de 80 km.
  - d) La productividad entre pozos en un campo es errática.
  - e) Las estimulaciones artificiales de los pozos, generalmente mejoran su productividad.
  - f) En ocasiones existe aceite en los estratos de roca huésped que subyace y/o superyace al yacimiento fracturado en cuestión.
2. Se desarrollan en rocas frágiles con baja porosidad intergranular.
3. Tienen permeabilidades altas, hasta del orden de 35 darcys, con porosidades menores del 6%.

Los yacimientos productores de la formación Brecha del Paleoceno en la Sonda de Campeche, se pueden señalar como yacimientos naturalmente fracturados ya que presentan casi todas las características antes mencionadas.

La porosidad secundaria juega un papel muy importante en un yacimiento intergranular, ya que está puede cambiar la porosidad, la permeabilidad o ambas. Si la porosidad secundaria es rellena con materiales mediante diagénesis, esto puede inhibir el flujo de fluidos. Sin embargo en las rocas de baja porosidad de matriz, las fracturas pueden incrementar el volumen de poros. En otras rocas la porosidad secundaria podría o no aumentar sustancialmente el volumen de poros, pero ella también puede interconectar los espacios aislados.

Los yacimientos naturalmente fracturados se encuentran en areniscas, carbonatos, lutitas, pedernal y basamento. El porcentaje de porosidad total hecho de fracturas varía desde muy pequeño hasta un 40%.

Los yacimientos con porosidad secundaria se depositan en forma semejante a los sedimentos con porosidad intergranular o convencionales; pero la continuidad de capa puede haber sido cortada o interrumpida por fracturas, como resultado de la actividad tectónica o alterada con canales de disolución, de vórgulos y obstrucciones causadas por efecto de diagénesis. Estas discontinuidades introducen considerables dificultades para su estudio, principalmente para la descripción de su estructura interna y la forma de flujo dentro de los yacimientos.

La formación de stylolitas frecuentemente se asocia con el fracturamiento causado por la actividad tectónica.

En consecuencia, los parámetros convencionales que son necesarios para describir la matriz (permeabilidad, porosidad) se deben evaluar también para la porosidad secundaria.

Para lograr realizar una evaluación de ingeniería de yacimientos es necesario contar con un modelo geológico que relacione el flujo entre ambos sistemas de porosidad: el de primaria con el de secundaria.

El principal problema está en el tipo de datos que se encuentran disponibles actualmente, tanto de núcleos, como las extrapolaciones y correlaciones, los cuales son rutinas aplicables principalmente para los yacimientos de porosidad primaria.

Para yacimientos con porosidad secundaria es necesario integrar información y técnicas de varias disciplinas tales como: sedimentológicas, de la historia tectónica del campo, de modelos matemáticos de mecánica de rocas, de datos de producción y de secciones sísmicas para mejorar la descripción geológica inicial hecha de núcleos.

Las pruebas de producción son las más significativas, ya que en estas se pueden deducir las redes de canales abiertos a través de los cuales el flujo tiene lugar, lo cual rara vez puede ser definido por observación directa, debido a que los parámetros de la fractura (especialmente el ancho) no pueden ser medidos con ninguna precisión. Por lo que las

pruebas de producción es un medio confiable para estimar las características de flujo y productividad de los yacimientos fracturados.

La mayoría de los yacimientos fracturados corresponden al esquema simple de elementos de matriz separados por fracturas (Fig. 1).

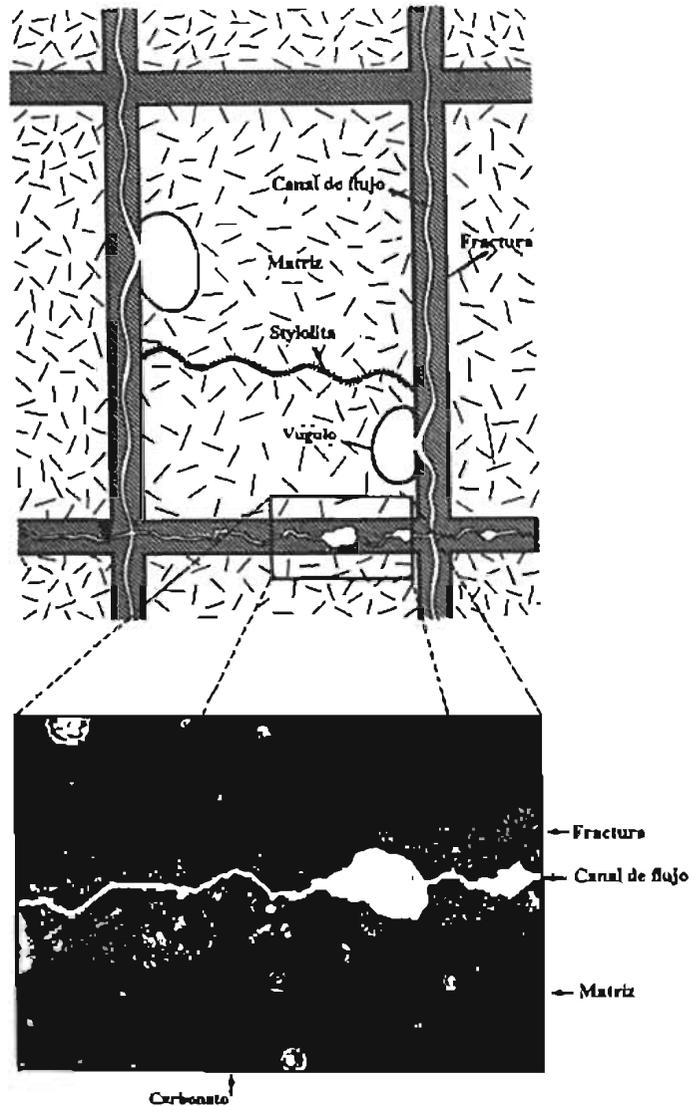


Fig. 1. Elemento de matriz idealizado e ilustración de porosidad secundaria dentro de una fractura.

La matriz original usualmente no es muy permeable, la compactación de los poros de la roca está directamente relacionada a la rigidez y tendencia a la fractura, pero esta

porosidad puede variar de valores altos (como es en las tizas o yesos) a valores muy bajos (como en el caso de las rocas calcáreas).

Los factores que más afectan la ductilidad de la roca y por lo tanto la ruptura son: el tipo de roca, la temperatura, presión de confinamiento y la tensión.

El incremento de la presión de confinamiento, la temperatura y el decremento de la tensión tienden a incrementar la ductilidad. Aunque esta también depende del tipo de roca.

Por ejemplo las cuarcitas y dolomitas nunca son mas dúctiles bajo condiciones ambientales que como cuando se encuentran en la cuenca sedimentaria. En las calizas sin embargo puede cambiar mucho la ductilidad en la superficie en comparación a 7000 metros de profundidad. Las areniscas dependen del grado de cementación y se encuentran intermedias entre las calizas y dolomitas.

Se puede observar una muy pequeña diferencia en la ductilidad de los tipos de roca sedimentaria comunes cuando están a condiciones cercanas a la superficie. Pero a miles de metros bajo tierra pueden existir grandes diferencias. Tal como se ve en la figura 2.

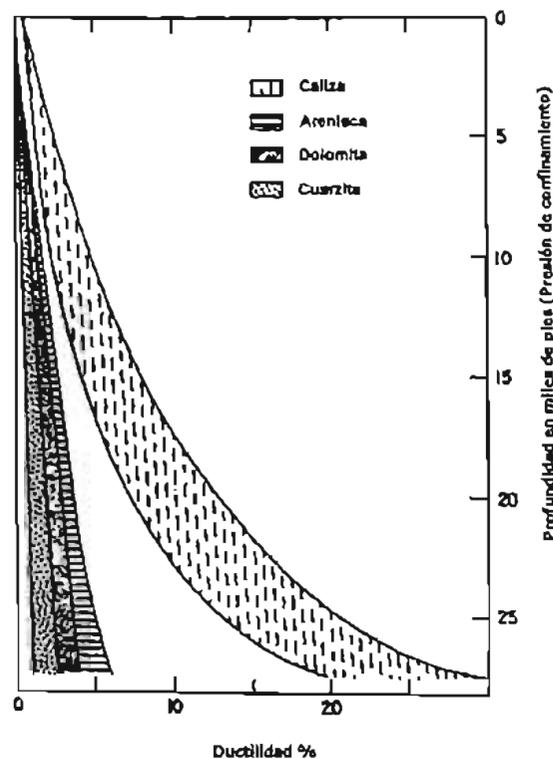


Fig. 2. Ductilidad de las rocas sedimentarias comunes.

Las redes de fractura son con frecuencia sorpresivamente regulares, como se muestra en la figura 3, tanto que el yacimiento puede estar formado de elementos matriciales de baja permeabilidad separados cada uno de ellos de los otros por fracturas que pueden estar cerradas o rellenas con cementante, o pueden actuar como canales efectivos para el flujo. El rango de estos canales es aproximadamente de 10 micras hacia arriba, sin embargo son más comunes los valores bajos.



Fig. 3. Patrones de fracturas regulares

Uno de los factores que mas influyen el flujo de fluidos a través del medio poroso es la geometría del espacio poroso el cual incluye las características de los poros como tamaño, forma, distribución, rugosidad, uniformidad, etc. En general las formaciones que producen gas y aceite pueden ser divididas en dos grandes tipos de geometría de poro. Uno es llamado medio poroso tipo arenisca, el cual se caracteriza por rangos pequeños del tamaño de poro, uniformidad en la forma de los poros, superficies planas de poro y una distribución regular y uniforme de poro.

El otro tipo es llamado medio poroso heterogéneo y es usualmente limitado a las dolomitas y calizas. Este tipo es caracterizado por una amplia variación en el tamaño, forma, y distribución de los poros y superficies de poro rugosas e irregulares. Por lo que las condiciones en el medio poroso tipo heterogéneo son mas factibles para que se presente flujo turbulento que en el medio poroso tipo arenisca.

El fenómeno de capilaridad, y en particular la saturación de agua congénita, puede usualmente ser ignorada cuando se trata con fracturas. Smekhov (Ref. 11) ha mostrado

que la capa de agua que se adhiere a los lados de las fracturas son resultado de las fuerzas moleculares estando a mas de 0.16 micras (Fig. 4).

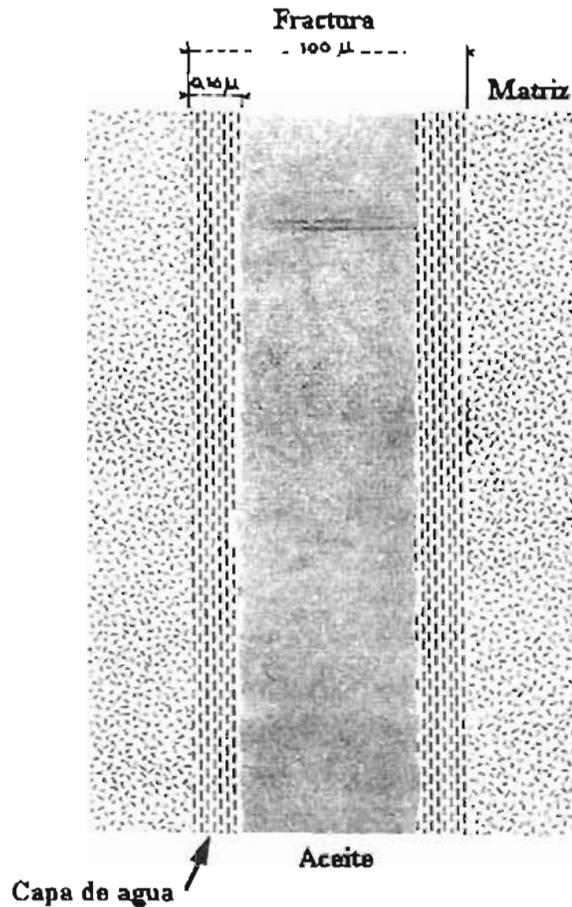


Fig. 4. Fenómeno de capilaridad en las fracturas.

Esto implica que las dos capas en las caras opuestas de las fracturas a menos de 10 micras de ancho nunca alcanzarán a formar un menisco, y que la capilaridad juega un pequeño o ningún rol en las redes de fractura.

En el comportamiento convencional de la matriz, sin embargo, la capilaridad juega un rol importante y no es afectada por las fracturas de ninguna manera.

Se puede usar la terminología adoptada por Maidebor (Ref. 8) y distinguir los yacimientos fracturados porosos de los no porosos (Fig. 5):

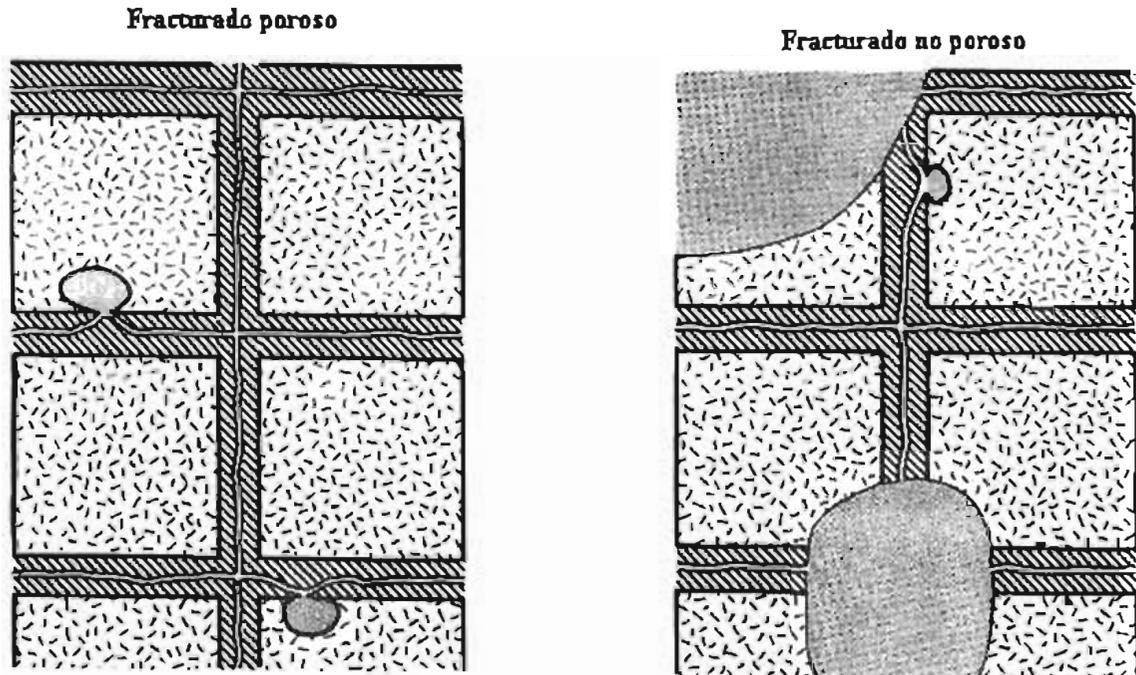


Fig. 5. Yacimientos fracturados poroso y no poroso

- a) Los yacimientos fracturados porosos son los más comunes. Para efectos prácticos se considera que todo el aceite se encuentra contenido en la matriz, y el flujo hacia los pozos es mediante las redes de fracturas.
- b) Los yacimientos fracturados de matriz no porosa es una característica de las rocas carbonatadas. En estos, la matriz es impermeable y no contiene aceite. Las reservas y el flujo de fluidos esta restringido a las redes de canales abiertos y vórgulos interconectados.

Esta definición desafortunadamente es ambigua, debido a que los yacimientos de matriz no porosa, frecuentemente tienen un pequeño volumen de poros relleno con agua: la porosidad no juega ningún rol en el flujo de fluidos, y una mejor terminología, que desafortunadamente no es comúnmente usada, podría ser "yacimientos fracturados de matriz impermeables". Unido a este caso, tenemos el caso intermedio en el cual el tamaño de poro de la matriz es tan pequeño que el aceite no desplaza el agua de los

poros, por lo que el agua congénita no puede ser expulsada durante la producción. Estos yacimientos son normalmente clasificados como los yacimientos fracturados no porosos.

La presencia de fracturas no afecta la descripción de la matriz la cual no puede ser tratada con las redes discontinuas, las cuales distinguen a las formaciones fracturadas.

En los yacimientos fracturados, los recortes y las muestras de pared nunca son usados, por obvias razones de tamaño físico. En muchos casos la recuperación de núcleos es muy pobre, la perforación en formaciones fracturadas es usualmente asociada con pérdidas de lodo, y la debilidad del plano de fractura puede dar paso a una falla mecánica de la roca cuando esta es núcleada. Sin embargo, siempre se debe intentar obtener núcleos lo mas enteros posible durante la perforación, debido a que este es el único método directo para observar las redes de fracturas y obtener información, la cual será fundamental para el desarrollo del campo y que también nos servirá para decidir la inyección de agua o gas.

### **Yacimientos fracturados porosos**

Las principales características de los yacimientos fracturados porosos cuyo comportamiento se ha analizado durante la producción son los siguientes:

- a) La permeabilidad de la matriz es baja, del orden de un milidarcy o menos.
- b) La porosidad de la matriz es altamente variable, del rango de un pequeño porcentaje a 40% en el caso de algunos carbonatos.
- c) La permeabilidad total que se mide en las pruebas de pozos es altamente variable, desde diez milidarcys hasta valores de 100 darcys.
- d) La permeabilidad de la fractura frecuentemente disminuye cerca del acuífero, esto es atribuido al deposito de minerales como la calcita debido al movimiento de las aguas subsuperfluivales la cual por obvias razones no toma lugar en la zona de aceite después de la migración, y a la intensidad de fracturamiento la cual en algunas ocasiones puede ser menos severa en los flancos, y en los sinclinales. La

deposición de moléculas polares de hidrocarburos las cuales se concentran en el contacto agua-aceite es frecuentemente encontrada como una barrera impermeable que aísla el aceite almacenado del acuífero potencial frecuentemente referido como una plancha de brea.

- e) La porosidad de fractura es usualmente una fracción del uno por ciento: esto puede ser ignorado cuando se estima el aceite in situ.
- f) La producción es usualmente asociada con una aguda declinación al estar por encima del punto de burbuja.
- g) Usualmente se forma el casquete de gas secundario cuando la presión del yacimiento cae debajo de la presión de burbujeo.
- h) La inyección de gas o de agua (a veces en ciclos) es una práctica común: la respuesta del yacimiento es variada.
- i) La inyección cíclica es diseñada para acelerar la sudación.
- j) Una escala completa de operaciones de inyección de agua son usualmente implementadas cuando la sudación bajo fuerzas capilares y de gravedad proveen un efectivo mecanismo de recuperación: este es establecido al observar la eficiencia del influjo natural de agua, o al analizar el desarrollo de desplazamientos de agua pilotos.
- k) El movimiento de las interfaces del fluido en las redes de fractura pueden ser monitoreadas cuando se observan los pozos.
- l) Las permeabilidades anisotrópicas debidas a fracturas preferentes en una dirección han sido encontradas en el campo: esto recalca la importancia de las pruebas de interferencia.

### Yacimientos fracturados no porosos

- a) La porosidad secundaria, la cual esta íntimamente relacionada con los canales de fractura a través de los cuales el agua tiene flujo disolviendo la matriz, esta bien conectada.
- b) La permeabilidad del yacimiento es aproximadamente un darcy.
- c) La eficiencia de desplazamiento con agua es extremadamente alta, cercana al 100%. Estos resultados deben ser tratados con cuidado ya que esto solo aplica a los aceites ligeros. Sin embargo esto ha sido probado en pozos perforados detrás del frente de flujo, en los cuales el agua ha sido inyectada por largos periodos, con altos gastos.
- d) La declinación puede llevar a la formación de una capa de gas secundario.
- e) La recuperación no es afectada por la producción intermitente.
- f) La porosidad secundaria (fracturas, vórgulos, cavernas) son usualmente una pequeña parte entre mil, en ocasiones cuando mucho un uno por ciento. Esta estimación es el resultado del análisis de núcleos, registros, pruebas de producción y desarrollo del yacimiento. Estas porosidades probablemente reflejen un carácter regional. Los cálculos del aceite in situ son extremadamente difíciles debido al grado de incertidumbre en la estimación de la porosidad secundaria.
- g) Comúnmente se presenta conificación a 50 m entre el contacto agua-aceite y el intervalo productor.
- h) El contacto agua-aceite remanente cierra horizontalmente: en casos raros puede quedar inclinado, esto puede ser debido a los modelos regionales.
- i) El espaciamiento entre pozos es muy largo, de 1 km entre los pozos productores y 2-3 km entre los pozos inyectores. Los patrones de pozos usualmente consisten de un aro concéntrico paralelo a los contornos de la estructura.

Todo lo anteriormente expuesto para yacimientos fracturados y no fracturados requiere de un comentario muy importante: la aplicación de lo anterior es a aceites relativamente ligeros y móviles. Esto no necesariamente refleja lo que ocurre en yacimientos de aceite pesado, lo cual queda sujeto a desarrollar con una extrapolación.

## IMPORTANCIA DE LAS MUESTRAS DE DIÁMETRO COMPLETO

El análisis de muestras de núcleos de diámetro completo es un método directo para la evaluación de las propiedades de los yacimientos fracturados, ya que estas muestras presentan una mejor definición de la heterogeneidad de la roca representación del yacimiento. Estas muestras por ser más grandes que las convencionales, permiten observar mejor las fracturas, cavernas y vórgulos que caracterizan los yacimientos fracturados. El diámetro de estas muestras de núcleo o comúnmente llamadas núcleos varía de 3 ½ a 5 pg. aproximadamente y pueden manejarse en el laboratorio hasta con 9 pg. de longitud. A diferencia de las muestras convencionales, pequeñas o tipo tapón, que generalmente se cortan con un diámetro de 1 o 1 ½ pg. y con una longitud de 1 a 1 ½ pg. (Fig. 6).



Fig. 6. Comparación de muestras de diámetro completo y convencionales.

Generalmente las muestras convencionales solo contienen porosidad primaria o matriz, en tanto que las muestras de diámetro completo contienen alojadas en su matriz la porosidad secundaria o sea las fracturas, los vórgulos y todo lo que ocasiona la diagénesis que ha sufrido la roca (Fig.7). En muchas ocasiones las fracturas son muy grandes y los vórgulos alcanzan a medir 1 pg. de diámetro por lo cual, obviamente no se puede analizar esto con muestras de una pulgada. Por lo anterior, si se quieren realizar estudios petrofísicos mas apegados a los yacimientos en estudio, lo recomendable es realizarlos empleando muestras de diámetro completo.

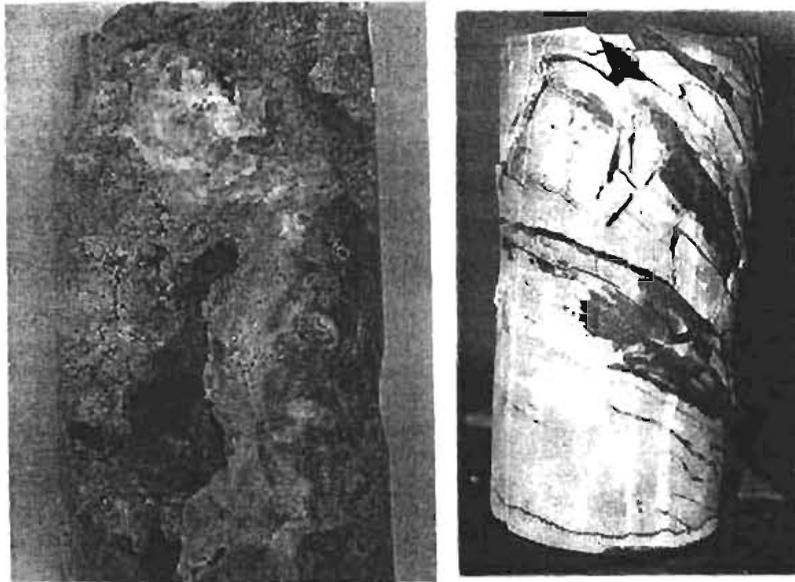


Fig. 7. Muestras de núcleos naturalmente fracturados

### **Fracturas naturales e inducidas**

El análisis de núcleos es una herramienta importante para examinar directamente las fracturas. Sin embargo, es importante distinguir entre las fracturas naturales y las que son inducidas. A continuación se proporcionan algunos criterios para diferenciar las fracturas inducidas de las naturales en las muestras de núcleos.

La fractura probablemente es natural si:

1. La cementación se puede observar a lo largo de la superficie de fractura. (Teniendo cuidado que los cristales en la superficie de la fractura no sean de halita depositada por la evaporación de los fluidos del núcleo u otros materiales depositados por los fluidos de perforación). En general, cualquier superficie de fractura que parezca recientemente fracturada (intemperizada y libre de minerales) podría no ser contada como fractura natural a menos que exista evidencia de que sí lo es.
2. La fractura está encerrada en el núcleo. Un extremo (penetración) o ambos extremos (encerrada) de la fractura ocurren en el núcleo.

3. En un solo núcleo se observa un conjunto paralelo de fracturas.
4. Se observan marcas de fricción o deslizamiento en la fractura. Desafortunadamente, las marcas de deslizamiento debido a la perforación son comunes, particularmente en lutitas semiplásticas cuando se perfora a profundidades inclinadas. Por lo tanto este criterio debe ser usado con cuidado.

La fractura es probablemente artificial, inducida, si:

1. La fractura es vertical no cementada con ángulos abruptos en las orillas del núcleo en la dirección del fondo del pozo. Viendo en este caso que es mas probable que se induzcan fracturas durante la perforación o al sacar los núcleos. Las fracturas inducidas durante la perforación comúnmente parten el núcleo en partes iguales, frecuentemente con una ruptura de rotación alrededor del eje del núcleo.
2. Las fracturas son conchoidales o muy irregulares. Las juntas naturales tienden a formar un plano relativo.

**PERMEABILIDAD**

En 1856, el hidrólogo francés Henry Darcy, observó experimentalmente que el gasto de un fluido que escurre a través de una muestra, es directamente proporcional al área de la sección transversal por donde escurre el fluido y a la diferencia de presiones, e inversamente proporcional a la longitud de la muestra y a la viscosidad del fluido empleado. A la constante de proporcionalidad se la designa con el nombre de permeabilidad (k).

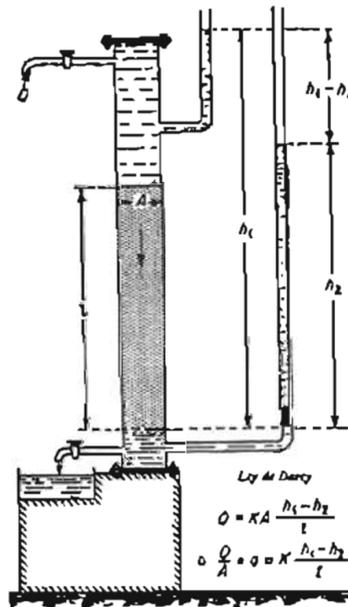


Fig. 8. Esquema del experimento de Darcy.

Lo anterior es expresado algebraicamente por:  $q = -k \frac{A \cdot (dp)}{\mu \cdot dL}$  ..... ec. (I.1)

Donde:

$q$  = gasto [cm<sup>3</sup>/seg]

$A$  = área [cm<sup>2</sup>]

$dp$  = diferencial de presión [atm]

$dL$  = diferencial de longitud [cm]

$\mu$  = viscosidad [cp]

$k$  = permeabilidad [darcy].

La ley de Darcy puede expresarse para varios sistemas de coordenadas y unidades.

Dimensionalmente la permeabilidad se representa en unidades de longitud al cuadrado ( $L^2$ ). La permeabilidad se define como una propiedad del medio poroso e indica la capacidad de flujo del medio.

Las suposiciones de esta ecuación para sus diferentes aplicaciones son las siguientes:

- ⊗ Roca homogénea.
- ⊗ Roca no reactiva.
- ⊗ Roca saturada 100 % con fluido homogéneo en fase simple.
- ⊗ Fluido Newtoniano.
- ⊗ Flujo incompresible.
- ⊗ Flujo laminar.
- ⊗ Estado estacionario.
- ⊗ Temperatura constante.

En la industria petrolera la capacidad media de un medio poroso para conducir los fluidos a través de sus intersticios es conocida como permeabilidad. Esta definición es usada en la industria del petróleo desde 1935 año en que fue adoptada por el Instituto Americano del Petróleo (API). Y la unidad de la permeabilidad es el darcy que se define en la forma siguiente:

Un cubo de un centímetro de lado con porosidad media (Fig. 9) presenta la permeabilidad de 1 darcy cuando fluye agua de una viscosidad de un centipoise, con gasto de  $1 \text{ cm}^3/\text{seg}$  entre la cara frontal y posterior bajo una caída de presión de una atmósfera a una temperatura de  $68 \text{ }^\circ\text{F}$ .

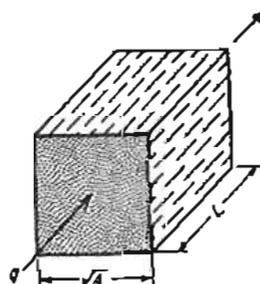


Fig. 9. Cubo de porosidad media.

La permeabilidad en las muestras de los núcleos es evaluada midiendo el gasto y la caída de presión que se tiene de un extremo al otro, al pasar un fluido de viscosidad conocida a través de ella, conociendo también las dimensiones de las muestras.

La ecuación 1-1 que está escrita en forma diferencial, debe ser integrada para encontrar una ecuación algebraica con la cual se pueda evaluar la permeabilidad. Teniendo en cuenta que el gasto es constante para los líquidos, debido a que la densidad no cambia significativamente durante su flujo a través de la muestra.

Integrando la ecuación 1-1 tenemos:

$$q = -k \frac{A \cdot dp}{\mu \cdot dL} \dots \dots \dots \text{ec. (1.2)}$$

$$q \, dL = - \frac{k \cdot A}{\mu} \, dp \dots \dots \dots \text{ec. (1.3)}$$

$$q \int_0^L dL = - \frac{k \cdot A}{\mu} \int_{p_1}^{p_2} dp \dots \dots \dots \text{ec. (1.4)}$$

$$q \cdot (L - 0) = - \frac{k \cdot A (p_2 - p_1)}{\mu} = \frac{k}{\mu} (p_1 - p_2) \dots \dots \dots \text{ec. (1.5)}$$

$$q = \frac{k \cdot A (p_1 - p_2)}{\mu \cdot L} \dots \dots \dots \text{ec. (1.6)}$$

Finalmente obtenemos la ecuación 1-2 para líquidos incompresibles fluyendo a través de una muestra de una porosidad promedio donde el gasto  $q$ , el área  $A$ , la viscosidad  $\mu$ , y la permeabilidad  $k$  son constantes:

$$q = \frac{KA}{\mu} \frac{p_1 - p_2}{L} \dots \dots \dots \text{ec. (1.6)}$$

Para el caso de los gases reales, el gasto "q" varía con la presión evaluando el gasto de gas a la presión promedio de flujo, causando un cambio en las suposiciones para la integración de la ecuación 1.1.

Para convertir el gasto de gas con su caída de presión, medidos a través de una muestra, se emplea la ecuación de los gases ideales, considerando que el gas fluye a un gasto  $q$  pero a una presión media y un gasto de gas medido a presión atmosférica ( $Q$ ) donde:

$$Q = q \frac{p_1 + p_2}{2p_b} \dots\dots\dots \text{ec. (1.7)}$$

sustituyendo la ecuación 1.7 en la ecuación 1.6 obtenemos:

$$Q = \frac{kA}{2L\mu P_b} (p_1^2 - p_2^2) \dots\dots\dots \text{ec. (1.8)}$$

$$o \quad k = \frac{2QL \mu p_b}{A(p_1^2 - p_2^2)} \quad \text{darcys} \dots\dots\dots \text{ec. (1.9)}$$

$$o \quad k = \frac{2000QL\mu p_b}{A(p_1^2 - p_2^2)} \quad \text{millidarcys} \dots\dots\dots \text{ec. (1.10)}$$

Donde :

$k$  = permeabilidad [millidarcys]

$Q$  = gasto [ $\text{cm}^3$  / seg]

$L$  = longitud del núcleo [cm]

$\mu$  = viscosidad del gas [cp]

$A$  = área del núcleo [ $\text{cm}^2$  ]

$p$  = presión absoluta [atm]

Subíndices 1 = entrada de flujo al núcleo

2 = salida de flujo del núcleo

$b$  = presión base de medición del gas

### Flujo horizontal en muestras de núcleos

Para determinar la permeabilidad horizontal en las muestras, o sea en dirección perpendicular a su eje, es necesario modificar las ecuaciones de diámetro y longitud. Para esto utilizamos un diámetro y una longitud equivalentes.

El diámetro equivalente ( $d_e$ ), se determina en base al área de malla que cubre la porción de muestra lateral expuesta al flujo, tanto a la entrada como salida del fluido, las mallas de ambos extremos se construyen iguales, cubriendo alrededor del 90% de la longitud de la muestra, para garantizar el sello entre las dos mallas de flujo, aislándolos con una fracción de perímetro de la muestra.

En la mayoría de las mediciones se emplea un cuadrante del círculo transversal de la muestra, para ancho de la malla, es decir el 25% del perímetro de la muestra y para muestras muy delicadas solo el 12.5%.

Si:

$$A = \frac{\pi d_e^2}{4} \dots\dots\dots \text{ec. (I.11)}$$

y

$$A = \frac{\pi d}{4} * L \dots\dots\dots \text{ec. (I.12)}$$

donde:

L = Longitud (cm)

d = Diámetro de la muestra (cm)

$d_e$  = Diámetro equivalente de la muestra (cm)

el diámetro equivalente será:

$$d_e = \sqrt{\frac{4A}{\pi}} \dots\dots\dots \text{ec. (I.13)}$$

$$d_e = \sqrt{\frac{4\pi dL}{4\pi}} \dots\dots\dots \text{ec. (I.14)}$$

$$d_e = \sqrt{dL} \dots\dots\dots \text{ec. (I.15)}$$

La longitud equivalente se estima como:

$$L_e = 2 \left[ \frac{(d/2 \cos 45 + d/2)}{2} \right] = \frac{d \cos 45 + d}{2} \dots\dots\dots \text{ec. (I.16)}$$

$$L_e = \frac{d(\cos 45 + 1)}{2} = 0.8536 d \dots\dots\dots \text{ec. (I.17)}$$

Cuando se emplea sólo el 25% del perímetro del círculo, los equivalentes son los siguientes:

$$d_e = \sqrt{\frac{dL}{2}} \dots\dots\dots \text{ec. (I.18)}$$

$$L_e = d \left( \frac{\cos 45 + 1}{2} \right) = 0.9619 d \dots\dots\dots \text{ec. (I.19)}$$

de lo cual vemos que la longitud equivalente es aproximadamente el diámetro,  $L_e \approx d$ .

Al sustituir los valores de las dimensiones equivalentes en las ecuaciones para permeabilidad anteriormente descritas, se puede determinar la permeabilidad horizontal en núcleos de diámetro completo. Es de señalar que se considera como  $k_{h1}$ , la dirección en la cual se espera tener la mayor permeabilidad, colocando las mallas frente a cavemas y/o fracturas mayores que se observan a simple vista y  $k_{h2}$  la permeabilidad medida a 90° de  $k_{h1}$ .

## PERMEABILIDAD ABSOLUTA “k”

La permeabilidad absoluta es una propiedad del sistema poroso que representa la conductividad de un fluido newtoniano, cuando el medio poroso se encuentra saturado 100 por ciento de la fase fluida. El valor numérico de la permeabilidad absoluta es constante e independiente del fluido usado en la medición, a menos que dicho fluido altere la naturaleza y estructura de la roca.

Para el caso del flujo de gas, por su naturaleza de ser un fluido compresible y no mojante, la permeabilidad medida presenta dos efectos que reducen su valor: uno el de deslizamiento o de Klinkenberg y el otro es el efecto llamado de alta velocidad o de Forchheimer, los cuales se describen con detalle en los capítulos II.c (Fenómeno de deslizamiento) y II.d (Efecto de alta velocidad o flujo turbulento).

$$k = \frac{q \mu L}{A dp} \dots\dots\dots \text{ec. (I.20)}$$

Donde:

k = permeabilidad absoluta [md]

q = gasto [cm<sup>3</sup> / seg]

μ = viscosidad [cp]

L = longitud [cm]

A = área [cm<sup>2</sup>]

dp = diferencial de presión [atm]

## PERMEABILIDAD EFECTIVA “ $k_e$ ”

La permeabilidad efectiva es una propiedad del sistema poroso que representa la conductividad de un fluido newtoniano, cuando la saturación de la fase fluida del medio poroso es menor del 100 por ciento.

$$k_e = \frac{q_f \mu_f L}{A dp} \dots\dots\dots \text{ec. (I.21)}$$

Donde:

$k_e$  = permeabilidad efectiva [md]

$q_f$  = gasto de un fluido [ $\text{cm}^3$  / seg]

$\mu_f$  = viscosidad de un fluido [cp]

L = longitud [cm]

A = área [ $\text{cm}^2$ ]

dp = diferencial de presión [atm]

Los valores que se obtienen de permeabilidad efectiva pueden variar desde cero hasta la permeabilidad absoluta, aun en el caso de la permeabilidad efectiva al gas, que es compresible, después de corregir por los efectos de deslizamiento y de alta velocidad.

## PERMEABILIDAD RELATIVA “ $k_{rf}$ ”

Si una formación contiene dos o más fluidos inmiscibles, y estos se encuentran fluyendo a la vez; cada fluido tiende a interferir en el flujo de los otros. Esta reducción de la facilidad de fluir a través de un material poroso, reduce la permeabilidad de todos los fluidos, siendo mas notable aquella correspondiente al fluido con menor gasto y por eso se denominan permeabilidades relativas.

La permeabilidad relativa a una de las fases existentes de un medio poroso, se define como la razón de la permeabilidad efectiva a la permeabilidad absoluta.

Como la permeabilidad relativa es una relación, es adimensional y varía entre 0 y 1.

$$k_{ro} = k_o / k$$

$$k_{rw} = k_w / k$$

$$k_{rg} = k_g / k$$

Donde:

$k_{ro}$ ,  $k_{rw}$ ,  $k_{rg}$  = permeabilidades relativas [md]

$k_o$ ,  $k_w$ ,  $k_g$  = permeabilidades efectivas [md]

$k$  = permeabilidad absoluta, [md].

La permeabilidad relativa es controlada por los factores siguientes:

- ∅ Geometría del poro.
- ∅ Mojabilidad
- ∅ Distribución de fluidos.
- ∅ Saturaciones e historia de saturación.

El tipo de datos de permeabilidad relativa necesarios para describir el flujo en un yacimiento de hidrocarburos depende del tipo de fluidos presentes. La permeabilidad relativa de dos fases es un concepto simple y es adecuado para muchas situaciones.

En un yacimiento de aceite que no contiene gas libre, se requerirán datos de permeabilidad relativa agua-aceite. Si esta presente gas libre en el yacimiento, se requieren datos de permeabilidad relativa gas-líquido.

Los datos de gas-líquido son usados frecuentemente para representar un sistema gas-aceite y también para describir el flujo en un yacimiento de gas o condensado. Los datos de permeabilidad relativa gas-agua son usados para yacimientos de gas seco.

## PERMEABILIDAD AL GAS

### PERMEABILIDAD AL LÍQUIDO

La permeabilidad al gas es un dato muy útil, además evita la necesidad de lavar la muestra, ya que el gas no se adhiere a las paredes de los poros; evitando la saturación de la muestra con algún líquido para determinar la permeabilidad absoluta. Se debe tener en cuenta que el relavado de muestras retrasa el análisis de éstas por ser un proceso lento.

Para evaluar la permeabilidad absoluta, es necesario medir la permeabilidad al gas con varios gastos o presiones de flujo y posteriormente corregir por el efecto de deslizamiento con el método gráfico de Klinkenberg, para lo cual se gráfica la permeabilidad al gas como función del inverso de la presión media correspondiente (Fig.10).

Este método permite obtener la permeabilidad absoluta o a un líquido no reactivo, mediante la extrapolación a la ordenada al origen de la recta de la grafica de Klinkenberg antes mencionada.

Se le denomina permeabilidad al líquido, porque se considera que a muy altas presiones medias de medición el gas fluye como líquido.

Para evaluar la permeabilidad a un líquido no reactivo es necesario que la muestra de roca este limpia y seca, antes de realizar la prueba de permeabilidad al gas. Tal como se indica en el capítulo III y IV de esta tesis.

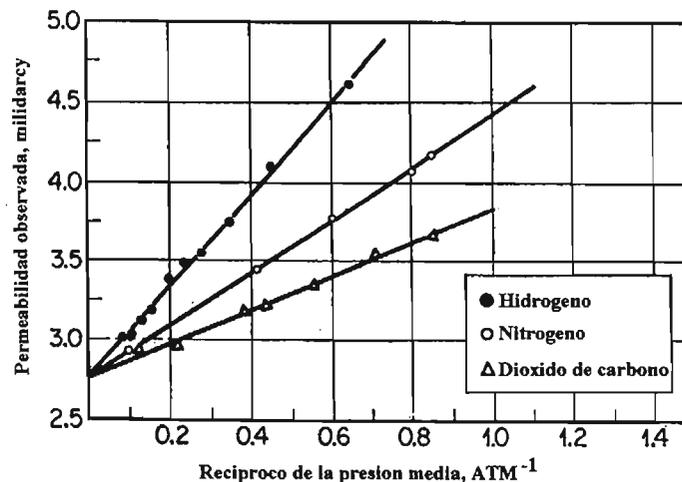


Fig. 10. Determinación de la permeabilidad al líquido.

Klinkenberg (1941) y otros establecieron que la permeabilidad de un medio poroso a un líquido newtoniano no reactivo era igual a la permeabilidad al líquido equivalente. Como se puede observar, todas las rectas cuando se extrapolan a la presión media infinita ( $1/P_m$   $m \rightarrow 0$ ) interceptan en un punto de permeabilidad y abscisa en común. Este punto es el que se denomina  $k_L$ , o el equivalente a la permeabilidad al líquido. Y siempre será el mismo para una roca en particular, aunque se determine con distintos fluidos, siempre y cuando sean líquidos no reactivos y en una sola fase.

Una vez que se tengan las mediciones de una prueba será necesario corregir los datos, debido al fenómeno de deslizamiento y el efecto de alta velocidad. Ya que estos factores alteran la medición.

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

En condiciones sin confinamiento, estas características tienden a ser canales de flujo y podrían resultar en valores irracionales de alta permeabilidad, en consecuencia, las mediciones deberían ser hechas cuando la muestra este bajo presión de confinamiento, preferentemente a una presión de confinamiento equivalente a la presión del yacimiento.

## ECUACIÓN DE KLINKENBERG

Usando un tubo capilar de vidrio como modelo, Klinkenberg (1941) derivó una ecuación para corregir la permeabilidad al gas en la cual el fluido tiene alta densidad y el medio de transporte es extremadamente pequeño.

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

$$k_g = k_L * \left(1 + \frac{4c\lambda}{r}\right) \dots\dots\dots \text{ec. (II. 1)}$$

donde:

$k_g$  = Permeabilidad al gas

$k_L$  = Permeabilidad al líquido o gas de alta densidad o permeabilidad del medio a un líquido no reactivo.

$\lambda$  = espacio medio libre de las moléculas del gas bajo la presión media a la cual  $k_g$  fue medida

$c$  = factor de proporcionalidad, aproximadamente equivalente a la unidad

$r$  = radio del capilar.

Puesto que el espacio medio libre para los gases ideales es inversamente proporcional a la presión y  $r$  es fijo para una porosidad media dada, entonces:

$$k_g = k_l * \left(1 + \frac{b}{p_m}\right) \dots\dots\dots \text{ec.(II.2)}$$

donde:

$b$  = una constante para un sistema de flujo de gas en un medio capilar dado.

$p_m$  = presión media de flujo de gas a través de un medio poroso.

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

$$k_l = \frac{k_g}{1 + \frac{b}{p_m}} \dots\dots\dots \text{ec. (II.2)}$$

si

$$b = \frac{m}{k_L} \dots\dots\dots \text{ec. (II.3)}$$

sustituyendo tenemos:

$$k_L = k_g - m \left( \frac{1}{p_m} \right) \dots\dots\dots \text{ec. (II.4)}$$

donde:

m = la pendiente de la recta.

La constante b, que se encuentra en la deducción anterior, depende del espacio medio libre de las moléculas de gas y el diámetro capilar del medio poroso. Puesto que la permeabilidad de hecho es una función del tamaño de abertura capilar media del medio poroso, por eso encontramos que b esta en función de la permeabilidad.

## **FENÓMENO DE DESLIZAMIENTO O EFECTO KLINKENBERG**

La permeabilidad es usualmente medida mediante el flujo de aire, pero es de gran interés su análisis a baja presión en capilares finos.

Cuando el tamaño del capilar se aproxima al espacio libre medio de las moléculas, el flujo de gas a través de éste es más rápido de lo supuesto para la formulación de Poiseuille y la ley de Darcy.

La teoría del flujo laminar supone que la velocidad del fluido en la paredes del tubo capilar tiende a cero y existe un esfuerzo cortante en el fluido.

En los gases, las moléculas individuales están en movimiento y aumenta la velocidad de flujo cuando el espacio medio libre se aproxima a las dimensiones del conducto.

Cuando se usa gas para medir la permeabilidad de las muestras en el laboratorio, esta varia con el gasto o presión media de flujo y con el tamaño de las moléculas del gas.

Klinkenberg reporto las variaciones en el comportamiento lineal de la permeabilidad para diferentes gases. El atribuyo estas variaciones al fenómeno de deslizamiento observado durante el flujo de gases en tubos capilares. Consecuentemente el deslizamiento observado en muestras de roca porosa es relacionado al espacio medio libre de las moléculas de gas, el cual depende de la temperatura, la presión, y la naturaleza del gas. El espacio medio libre del gas es una función del tamaño molecular y de la energía cinética del gas. Sin embargo el efecto Klinkenberg es una función del gas empleado para medir la permeabilidad.

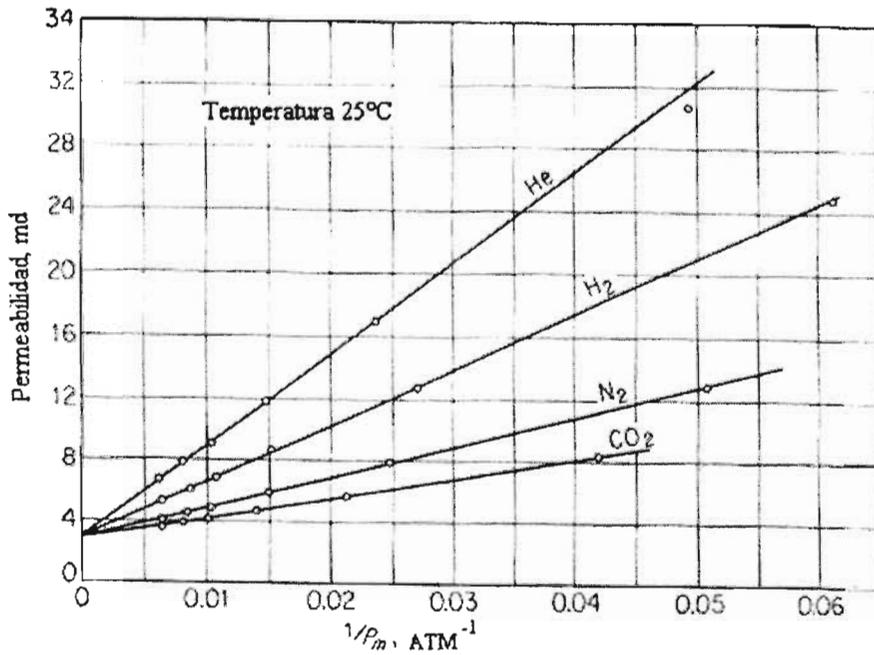


Fig. 11. Efecto de presión en la permeabilidad para varios gases.

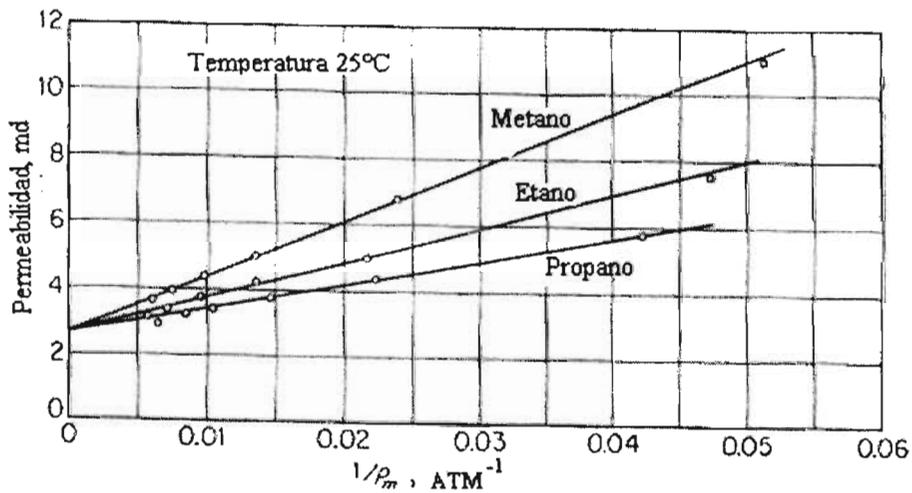


Fig. 12. Efecto de presión en la permeabilidad para el metano, etano y propano

Como se puede observar en las gráficas, cada gas tiene una línea recta de permeabilidad en función del recíproco de la presión media de análisis. Los datos obtenidos muestran que el gas de menor peso molecular presenta una línea recta con mayor pendiente, lo cual indica un mayor efecto de deslizamiento.

Los efectos de deslizamiento son más significativos cuando el material poroso tiene baja permeabilidad.

Como resultado del deslizamiento o del efecto Klinkenberg, la permeabilidad aparente al gas es mayor que el verdadero valor debido a que este no se adhiere en las paredes de los canales de flujo. El deslizamiento del gas aumenta conforme el espacio medio libre de las moléculas de gas disminuye.

## EFFECTO DE ALTA VELOCIDAD O FLUJO TURBULENTO

El efecto de alta velocidad o flujo turbulento fue observado por Osborne Reynolds en 1901 para flujo en tuberías. El enfoque 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 en tuberías, los términos flujo tubular, laminar, y viscoso se usan indistintamente caracterizándose por que en este régimen el gasto es proporcional a la caída de presión. El termino flujo turbulento es usado para el régimen en el cual la caída de presión es mayor que la proporcional al gasto antes mencionada y el efecto de la turbulencia se observa en los tubos.

Al realizar un experimento se observa un comportamiento curvo después del lineal de la caída de presión, donde la caída de presión crece más rápido que el gasto, además se observa que la corriente de flujo presenta turbulencia.

Durante el flujo de un líquido a través del medio poroso, los gastos se incrementan proporcionalmente con la caída de presión para los líquidos, pero en algunas ocasiones, se ha encontrado que esta proporcionalidad no existe, ni tampoco para la diferencia de cuadrados de la caída de presión cuando fluye gas. La desviación de la línea de 45° a altas velocidades indica la turbulencia.

La turbulencia ha sido observada por el flujo de fluidos en camas de partículas grandes que permiten la observación de un fenómeno similar a las tuberías. Sin embargo, para medios porosos bien consolidados con tamaño muy pequeño y de muy baja permeabilidad es difícil visualizar remolinos o turbulencia en los intersticios.

Fancher y Lewis (1933) reportaron datos de flujo en un medio poroso y adoptaron la misma terminología de flujo viscoso y turbulento. Sus datos fueron graficados como factores de fricción y números de Reynolds.

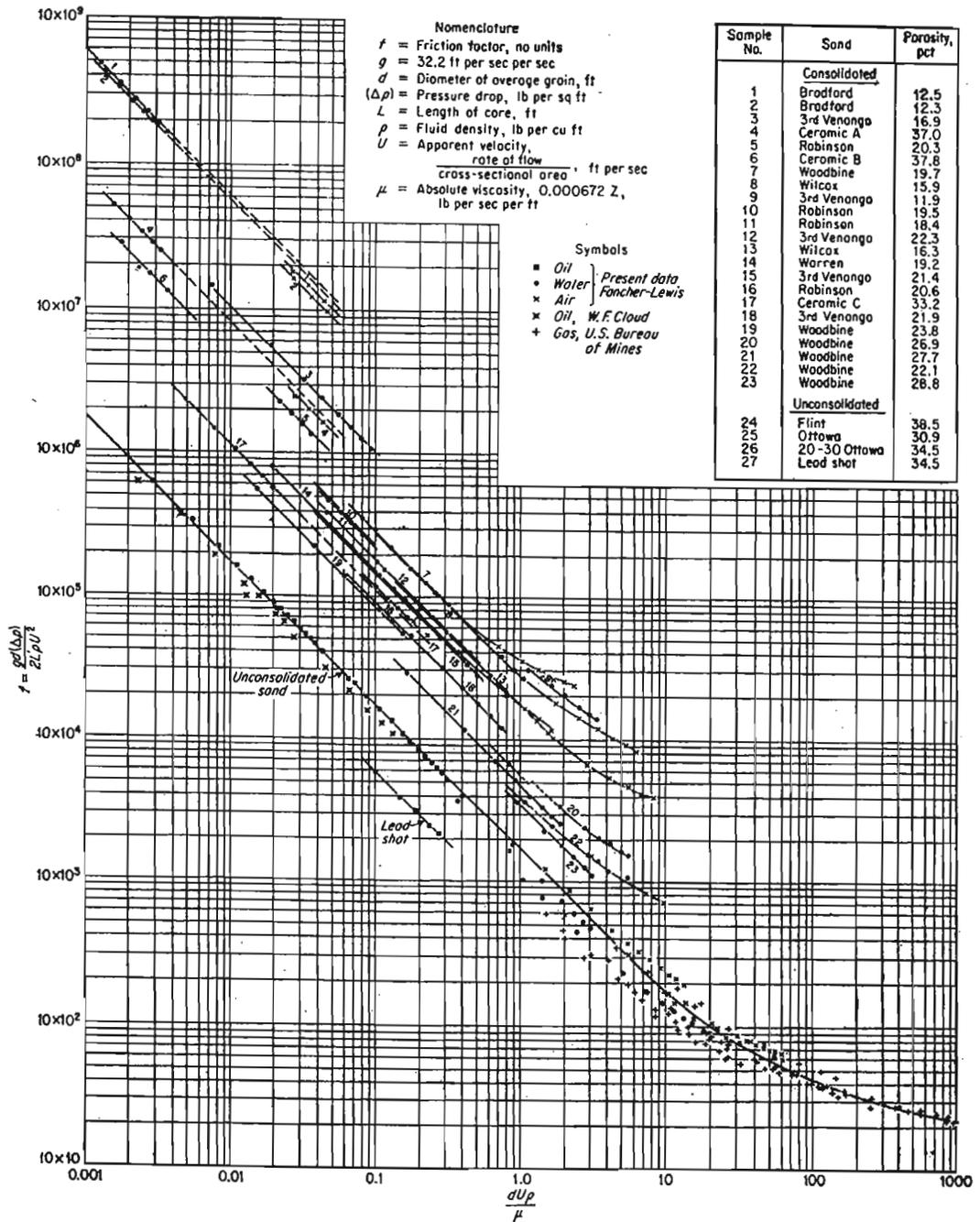


Fig. 13. Flujo a través de un medio poroso (Fancher y Lewis)

La caída de presión extra es asociada a los efectos inerciales del paso de fluidos a través de los conductos estrechos.

En la condición de flujo viscoso (Fig. 14-a) la energía cinética del fluido va del punto 1 al 2 y de 2 a 3. Una vez intercambiada la energía cinética, es irreversible con la energía de presión. A altas velocidades (Fig. 14-c) la conversión de energía cinética en el punto 2 a energía de presión en el punto 3 es interrumpida por el movimiento extra del fluido el cual no existe en el caso viscoso.

Algunos trabajos reservan el termino flujo turbulento para el movimiento completamente aleatorio a un tiempo y un punto dado. Si tomamos esta definición, entonces el flujo en la figura Fig. 14-c podría no ser llamado turbulento. Pero si incluimos el movimiento extra del fluido al terminar la pérdida de presión extra, entonces el término flujo turbulento es justificado.

Existe un caso intermedio (Fig. 14b) en el cual puede visualizarse que los planos de corte son alargados a altas velocidades junto con movimiento en remolino, convirtiéndose en un consumo extra de energía.

De acuerdo con el uso común, el termino flujo turbulento será usado para describir la condición de velocidad en el cual el incremento de presión para líquidos o la diferencia de cuadrados de la presión para gases es mayor que el proporcional al gasto.

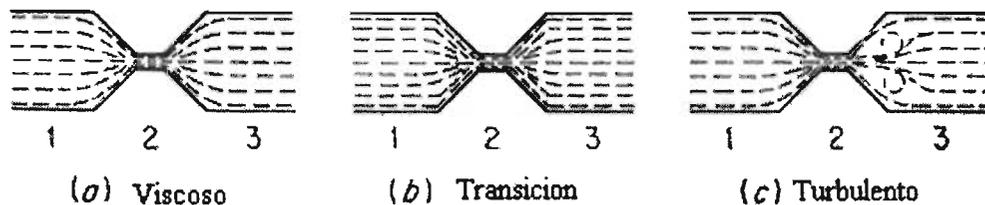


Fig. 14. Flujo a través de la restricción en porosidad media

Para expresar el flujo a condiciones de flujo turbulento, la ecuación de darcy  $\frac{q}{A} = \frac{k}{\mu} \frac{-dp}{dL}$  no es representativa, por lo cual es necesario adecuarla.

A principios de 1901, Forchheimer reconoció que el incremento de la velocidad en el medio poroso, ocasiona una caída de presión mayor que la proporcional al gasto y sugirió agregar un termino cuadrático para considerar la caída de presión adicional.

Green y Duwez (1951) derivaron la ecuación diferencial de la ecuación propuesta por Forchheimer por medio de un análisis dimensional, quedando la ecuación:

$$-\frac{dp}{dL} = \frac{\mu v}{k} + \beta \rho v^2 \dots\dots\dots \text{ec. (II.5)}$$

donde:

p = presión [atm]

L = longitud [cm]

$\mu$  = viscosidad [cp]

v = velocidad [cm / seg]

k = permeabilidad [darcys]

$\rho$  = densidad [gramos / cm<sup>3</sup>]

$\beta$  = factor de turbulencia [atm - seg<sup>2</sup>/gramo]

El primer termino, representa la contribución del flujo Darciano y el segundo termino es la contribución del flujo a alta velocidad.

El coeficiente de flujo a alta velocidad  $\beta$  es una función de las propiedades de la roca y no depende de la longitud.

Forchheimer y otros investigadores posteriores, puntualizaron que ha muy altos gastos, se pueden requerir grandes valores en la velocidad para representar el flujo.

Debido a las propiedades del gas, y la alta velocidad de flujo en el medio poroso que este presenta, la ecuación de Darcy no puede ser utilizada.

Para gases, la ecuación se expresa mejor en términos de gasto másico por área  $\frac{W}{A} = \rho v$ , se mantiene el gasto másico y la sección transversal que cruza constantes y se integra la ecuación.

Tenemos:

$W$  = gasto masico [gramos / seg]

$A$  = area de flujo [ $\text{cm}^2$ ]

$$\rho \frac{-dp}{dL} = \frac{\rho \mu v}{k} + \beta \rho^2 v^2 = \frac{\mu W}{kA} + \beta \left( \frac{W}{A} \right)^2 \dots\dots\dots \text{ec. (II.6)}$$

donde  $\rho = \frac{MP}{zRT} \dots\dots\dots \text{ec. (II.7)}$

$$-\frac{M}{zRT} \int_1^2 p dp = \left[ \frac{\mu W}{kA} + \beta \left( \frac{W}{A} \right)^2 \right] \int_1^2 dL \dots\dots\dots \text{ec. (II.8)}$$

donde:

$M$  = peso molecular

$z$  = factor de compresibilidad

$R$  = constante de los gases

$T$  = temperatura absoluta

integrando entre los puntos 1 y 2 de la trayectoria de flujo, obtenemos:

$$\frac{M(p_1^2 - p_2^2)}{2zRTL \mu (W/A)} = \frac{W \beta}{A \mu} + \frac{1}{k} \dots\dots\dots \text{ec. (II.9)}$$

Aplicando esta ecuación en forma gráfica a los datos de flujo de algunas muestras se obtiene una gráfica como la que se muestra en la figura 15, de la cual podemos evaluar la permeabilidad y el factor de turbulencia.

La intersección de la línea resultante es  $1/k$ , y la pendiente es el factor de turbulencia  $\beta$ .

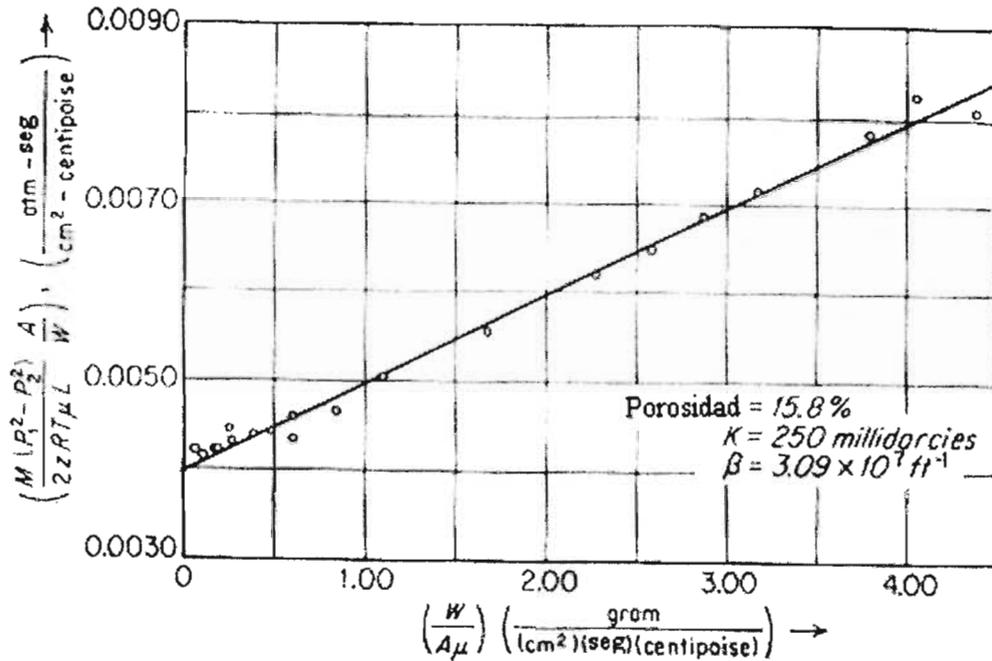


Fig. 15. Evaluación de la permeabilidad  $k$  y el factor de turbulencia  $\beta$

Los efectos de alta velocidad y el deslizamiento guardan una estrecha relación; ya que cuando el flujo en los canales es turbulento, el efecto de deslizamiento desaparece debido a que la turbulencia envuelve el movimiento de grandes masas de gas, mientras que el deslizamiento es un fenómeno que depende del movimiento de las moléculas.

En las muestras de núcleos naturalmente fracturados, debido a que el espesor de la fractura es mayor comparado con el espacio medio libre de las moléculas de gas, el deslizamiento es muy bajo. Sin embargo se puede detectar el deslizamiento siempre y cuando no se tenga flujo turbulento.

Los efectos de turbulencia y de deslizamiento pueden existir durante las pruebas realizadas en el laboratorio, ocasionando errores en la determinación de la permeabilidad absoluta. Pero estos efectos pueden ser minimizados reduciendo la velocidad de flujo hasta alcanzar las condiciones de flujo laminar. Aun así, es necesario corregir la medición por medio de las ecuaciones de Forchheimer y de Klinkenberg respectivamente para obtener el valor real de permeabilidad absoluta.

## PERMEABILIDAD ABSOLUTA

### PREPARACIÓN DE LAS MUESTRAS

#### Lavado de las muestras

Una vez que se tienen cortadas las muestras de los núcleos a las dimensiones de trabajo, es necesario lavarlas para eliminar el aceite, sales residuales y del fluido de corte que contengan.

Para lavar, las muestras grandes, se introducen dentro de un equipo Dean Stark el cual ya contiene 4000 ml aproximadamente de una mezcla 50-50 de alcohol metílico-tolueno.

Posteriormente se enciende la parrilla del Dean Stark para que la mezcla colocada en el fondo del matraz redondo se evapore 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 la muestra, para infiltrarse dentro de ésta y durante su recorrido dentro de ella remueve cualquier fluido y sal que pueda contener.

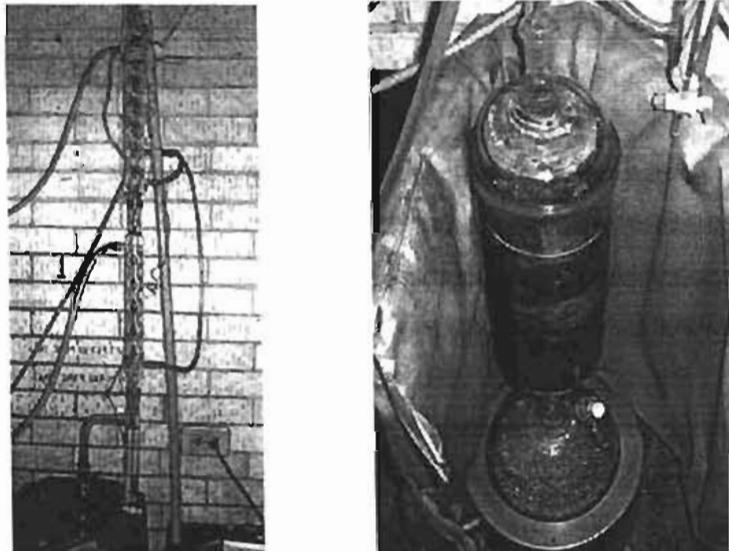


Fig. 16. Parte superior e inferior del equipo de lavado "Dean stark"

El ritmo con el que caen las gotas depende de la temperatura a la que se calienta la mezcla. Las gotas que caen sobre la muestra se van acumulando en el porta-muestras, por lo que 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 de bola del equipo y continua su evaporación.

El proceso de lavado de la muestra es lento, ya que hay que permitir que la mezcla caliente actúe, con el alcohol despegando el aceite y disolviendo las sales en tanto que el tolueno los disuelve y los saca de la muestra. Esta operación puede llevar desde 2 semanas como mínimo hasta 6 semanas o más dependiendo de que tan sucia este la muestra.

La manera de determinar cuando una muestra esta limpia, es mediante la observación con una lámpara ultravioleta u observación directa. Si la muestra ya no se ve manchada, ni presenta trazas de aceite, o la mezcla alcohol tolueno es incolora, se puede sacar la muestra del Dean Stark y ponerse a secar. Si al secarse escurre aceite, es por que en el centro de la muestra aun queda aceite y será necesario continuar limpiando la muestra en el Dean Stark. Aunque esto rara vez sucede, es conveniente tenerlo en cuenta.

### **Secado de las muestras**

Una vez lavada la muestra, se ventila está por espacio de 2 días para evaporar la mayor parte de la mezcla alcohol – tolueno contenida en los poros, posteriormente se mete al horno de secado (Fig.17), a una temperatura aproximada de 70° C, para evaporar totalmente la mezcla que pudiera quedar aun en el interior de la muestra, y la humedad, evitando que la muestra se oxide. La muestra se deja dentro del horno hasta que sea utilizada para alguna de las determinaciones y al terminar es necesario volver a introducirla en el horno.



Fig. 17. Horno de secado.

## ARMADO DEL EQUIPO DE MEDICIÓN

### Armado de la muestra

- ⌘ La muestra caliente se introduce a una campana de absorción para que se vaya enfriando y evitar que ésta absorba la humedad del ambiente.
- ⌘ Se corta una manga de viton con 10 centímetros de longitud mayor que la muestra. La manga tiene el diámetro interior igual al diámetro de la muestra. Los 10 centímetros de excedente son para colocar las mallas y dispersores de flujo en los extremos de la muestra.
- ⌘ Se saca la muestra de la campana de absorción y se introduce en la manga, colocándolo exactamente a la mitad, de manera que queden 5 centímetros libres de cada lado de la manga.
- ⌘ Si lo que se desea es medir flujo vertical, se introducen tres mallas de acero cortadas en forma circular (de distinto número de hilos por pulgada) para el diámetro de la muestra y se colocan en ambos lados de la muestra, cuyo objetivo es distribuir el flujo sobre todo el diámetro de ella.

Si se desea medir flujo horizontal, entonces se introducen las mallas para flujo horizontal (Fig.18), colocándolas a lo largo de la muestra y en extremos opuestos, de un diámetro del cilindro de la muestra para obtener flujo de una malla a la otra.

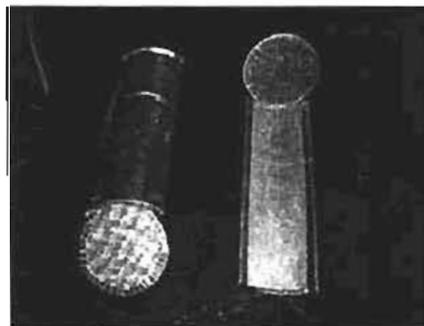


Fig. 18. Mallas para permeabilidad horizontal.

- Se colocan los dispersores (Fig.19) uno a cada extremo de la muestra sobre las mallas, de tal manera que los orificios de entrada y salida de los dispersores queden sobre un mismo eje pero en lados opuestos de la muestra.

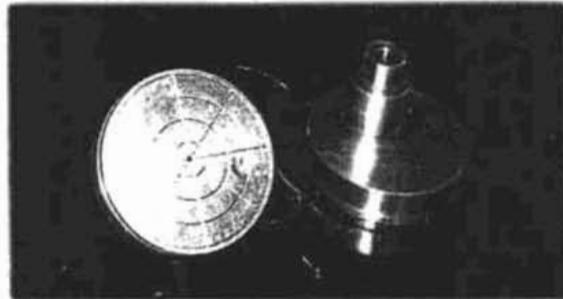


Fig. 19. Dispersores.

- Se coloca la conexión "S" (Fig. 20) en uno de los extremos de la muestra y después se une a la conexión marcada como negativa del tapón de la celda de alta presión o compresión (Fig. 21). La "S" es una tubería corta, en forma de "ese", la cual facilita el armado de la muestra, ya que las conexiones del dispersor y del tapón están excéntricas y es necesario que ambos queden concéntricos. Siempre se debe verificar que la "S" quede conectada en la parte negativa.

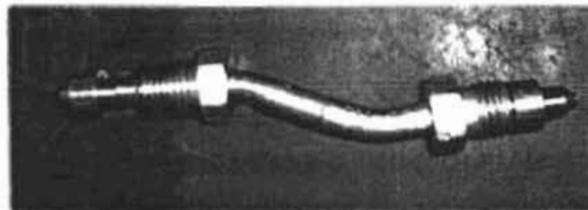


Fig. 20. Tubería corta en forma de "S"

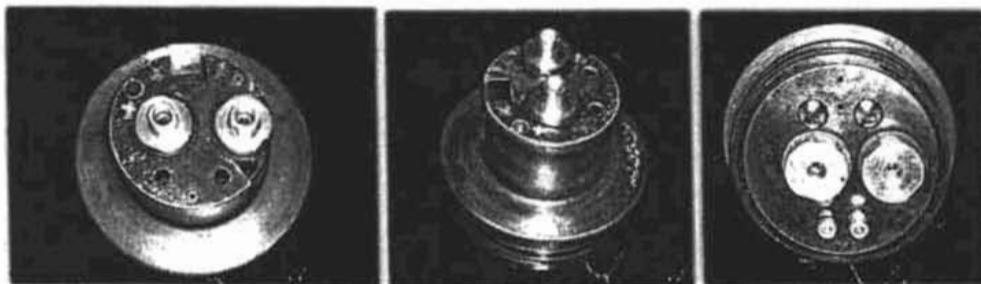


Fig. 21 Tapón de la celda de compresión.

- Se conecta el serpentín (Fig. 22) a la muestra y posteriormente a la parte positiva del tapón de la celda de compresión. El serpentín siempre debe ser conectado en la parte positiva.

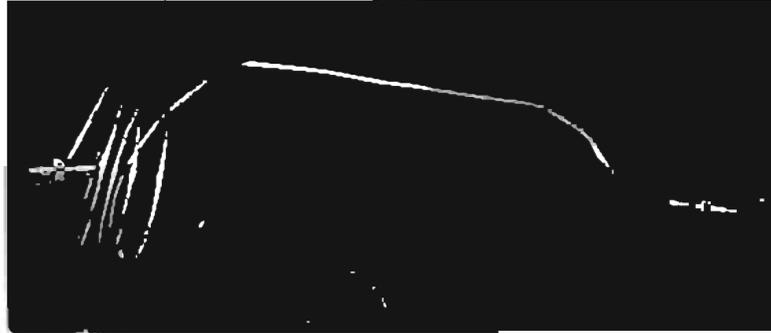


Fig. 22. Serpentín.



Fig. 23. Muestra armada

- Se introduce la muestra dentro de la celda de compresión haciendo que el lado positivo de la muestra quede frente al operador y el lado negativo hacia el equipo. Se aprieta la tuerca de seguridad del tapón (Fig. 24) hasta el tope y después se regresa un cuarto de vuelta para evitar que la presión de confinamiento de la prueba selle las cuerdas del tapón con las de la celda.

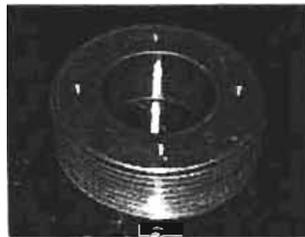


Fig. 24. Tuerca del tapón de la celda.

### Armado de conexiones

Con base en la numeración marcada en la fotografía de las conexiones hembras de alta presión siguientes, el sistema se arma para la prueba.

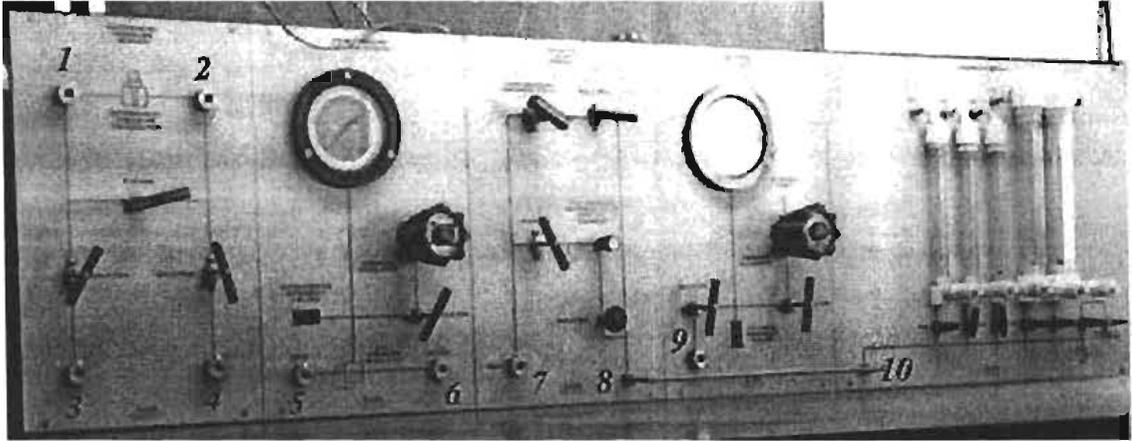


Fig. 25. Conexiones hembra de alta presión.

- ∅ Con un cuadro de cuatro salidas, conectado en la conexión hembra de entrada de fluidos o positiva de la celda, se conectan el medidor de presión de poro (Fig. 26), la tubería #1 (Fig. 27) y la tubería #2 (Fig. 28). El otro extremo de la tubería #1 se conecta en la conexión #7 y el extremo libre de la tubería #2 se conecta en la conexión #4.

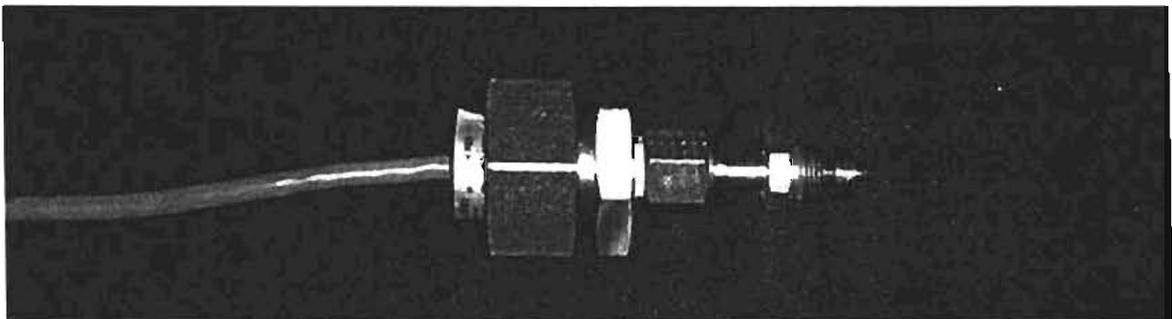


Fig. 26. Medidor de presión de poro



Fig. 27. Tubería #1

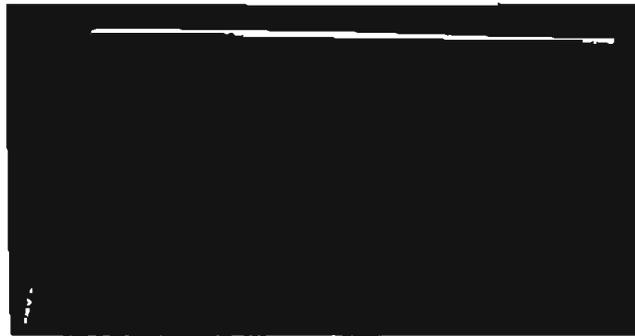


Fig. 28. Tubería #2

∅ Con un cuadro de tres salidas, conectado en la conexión hembra de salida de fluido o lado negativo de la celda, en donde se pone la tubería #3 (Fig. 30) y la #4 (Fig. 31), las cuales son iguales a la 1 y 2 respectivamente pero de menor tamaño. La tubería #3 se conecta en la entrada o conexión #5, en caso de que no alcance se le puede poner una extensión. El extremo libre de la tubería #4 se conecta en la entrada #3.



Fig. 29. Tubería #3

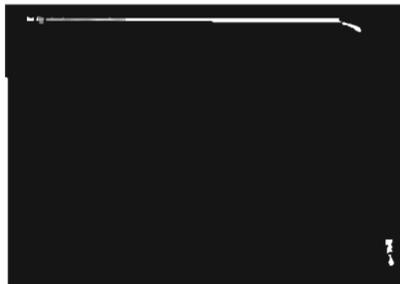


Fig. 30. Tubería #4

Se conecta la tubería #5 en las entradas #8 y #10,



Fig. 31. Tubería #5

Quedando el armado inferior (Fig. 32) como se muestra en la siguiente figura:

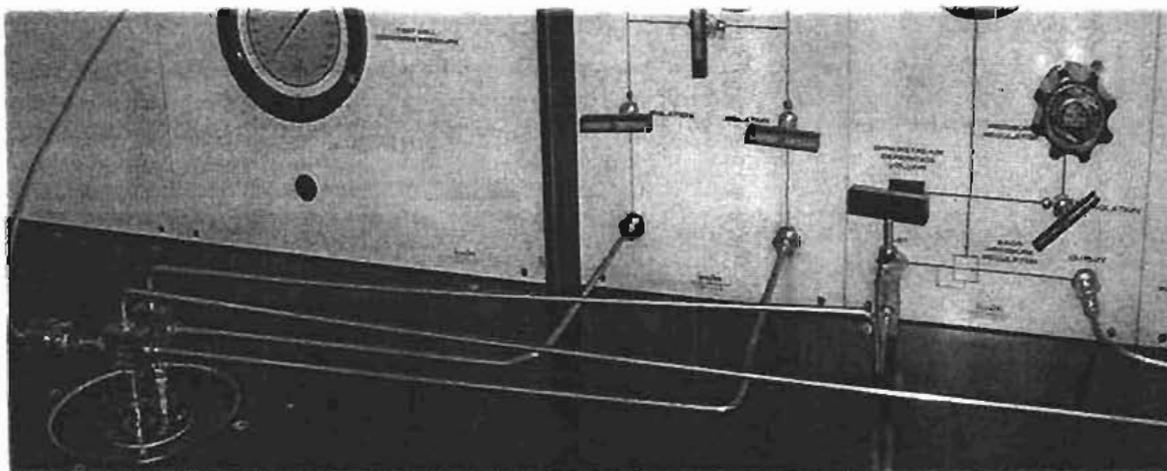


Fig. 32. Armado inferior.

- ⊗ Para el armado de la parte superior se colocan dos manómetros (Fig. 33), uno antes y el otro después del transductor de presión diferencial (Fig. 34), con ayuda de la tubería #6 (Fig. 35). El transductor y manómetros colocados deben ser los correspondientes para la diferencial de presión que se espera. Se debe cuidar que el lado positivo del transductor quede frente al operador y el negativo hacia la pared.

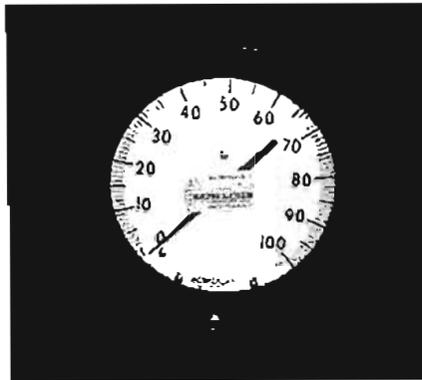


Fig. 33. Manómetro

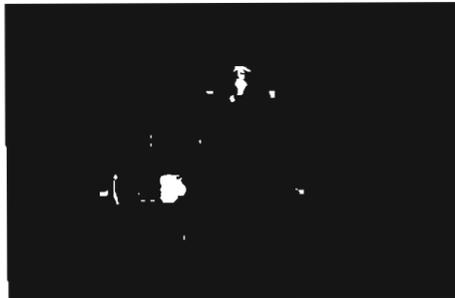


Fig. 34. Transductor de presión diferencial de 500 psi.



Fig. 35. Tubería #6

Quedando la parte superior tal como se muestra en la figura siguiente:

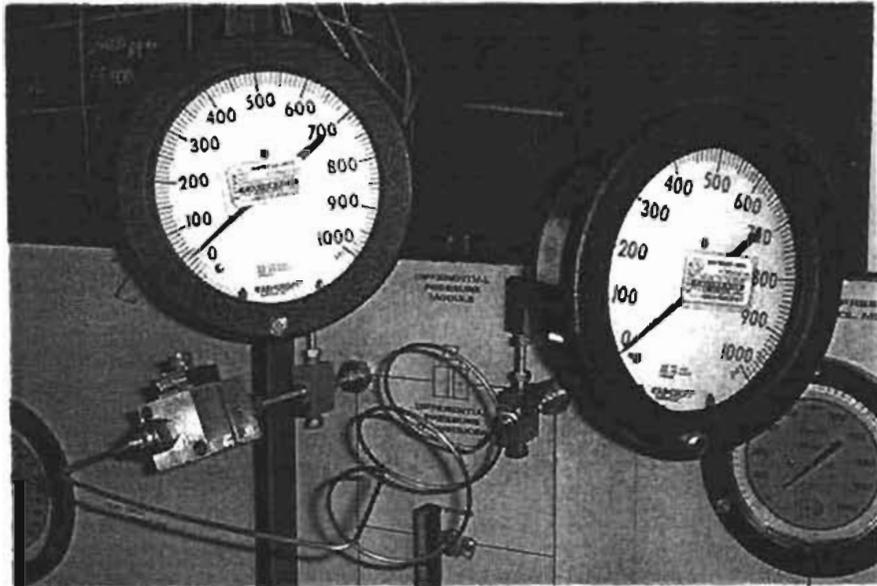


Fig. 36. Armado superior.

Quedando totalmente armado como se muestra en las siguientes figuras:

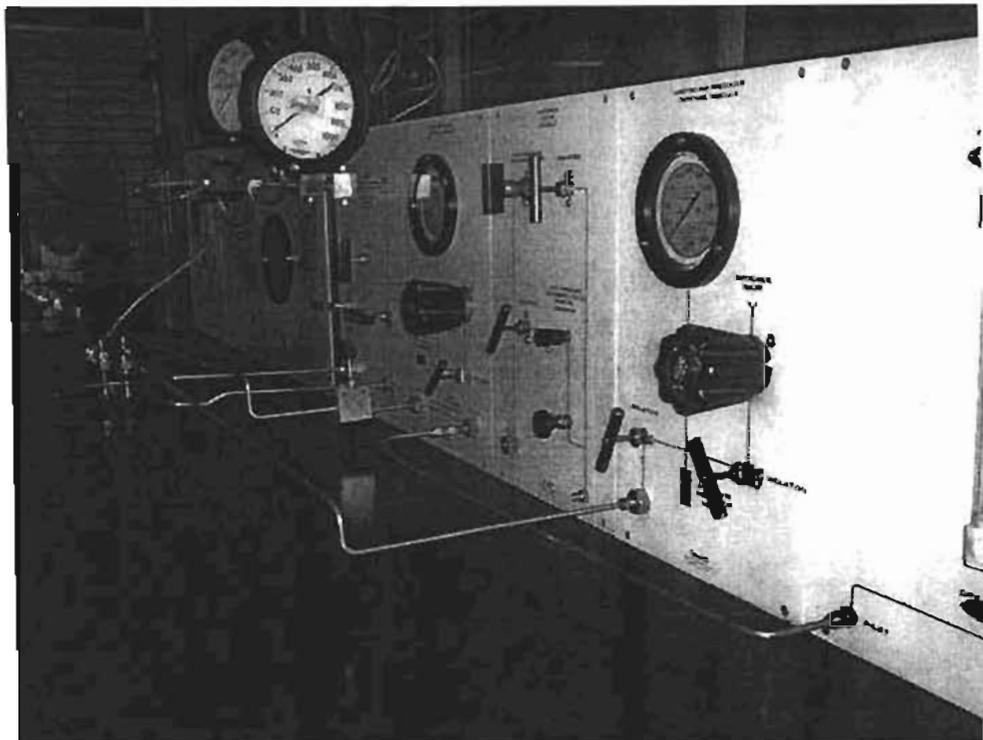


Fig. 37-a. Armado total de las tuberías.

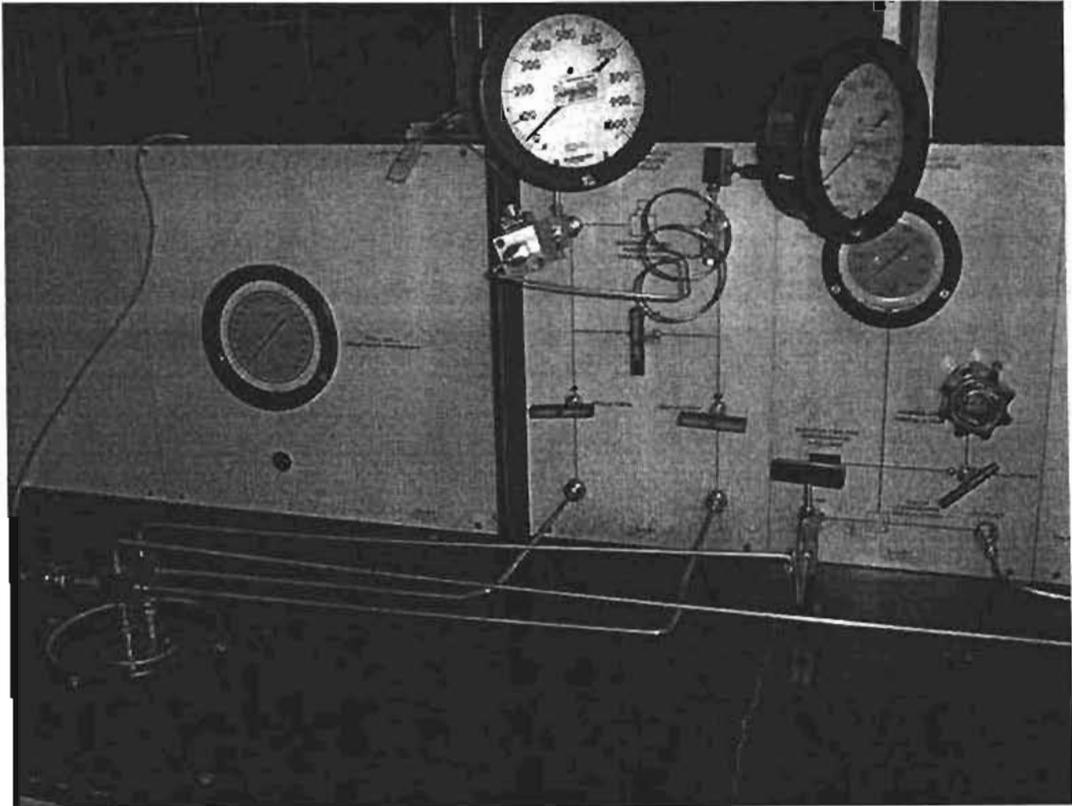


Fig. 37-b. Armado total de las tuberías.

## PRUEBA DE FUGAS

Ya que esta armado el equipo, se debe probar que no haya fuga en ninguna conexión. Dado que esto afecta las mediciones, se desperdicia el gas y puede causar intoxicación de los operarios.

Para probar que el equipo no tenga fugas:

(En base a las figuras 38 y 39)

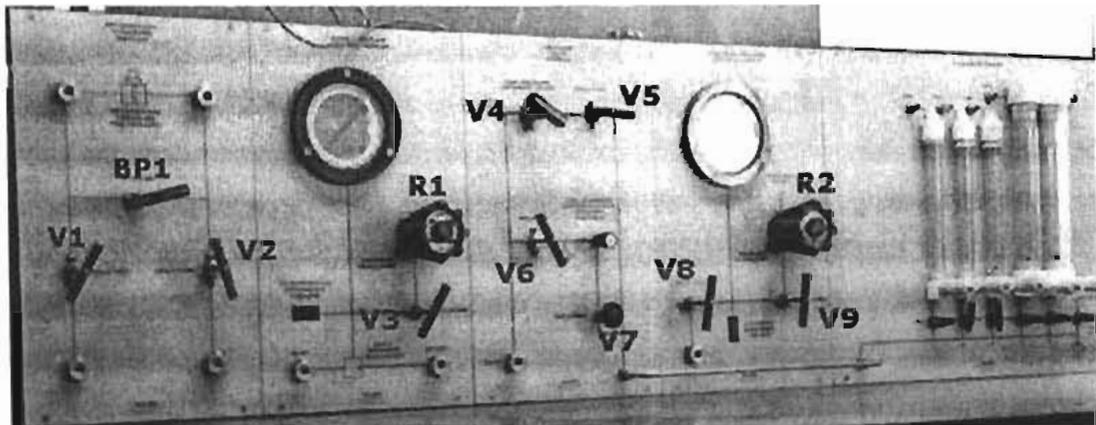


Fig. 38. Orden de válvulas, reguladores y by pass

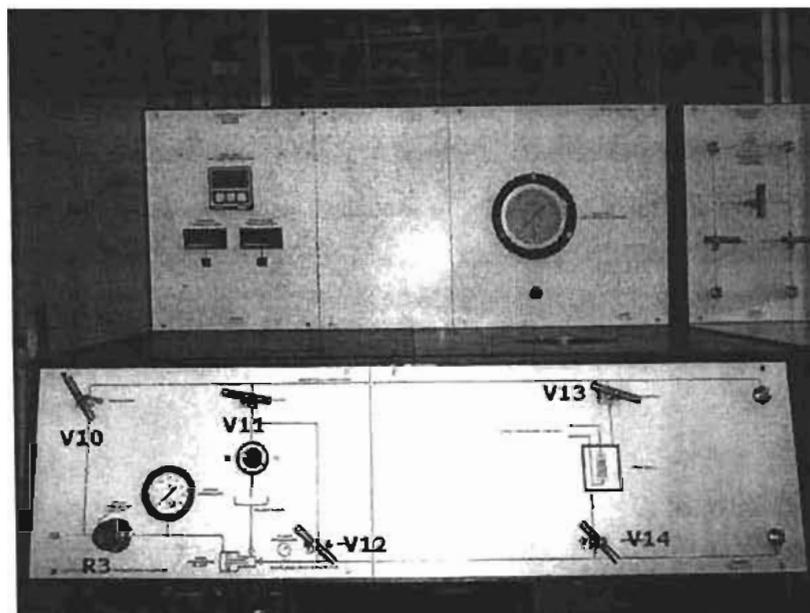


Fig. 39. Orden de las válvulas y regulador de la celda de confinamiento

- ⊗ Se verifica que estén cerradas las válvulas 10,11,12,13 y 14 que son las de la celda de confinamiento y que todas las demás estén abiertas. Los reguladores R1 y R2 deben estar abiertos y el R3 cerrado.
  
- ⊗ Se aumenta la presión de confinamiento hasta 500 psi. La presión de confinamiento se sube girando el regulador R3 en sentido horario.
  
- ⊗ Se verifica que el by pass BP1 este abierto.
  
- ⊗ Se abre el fluómetro #3 y después se abre el tanque de gas, con el manómetro respectivo se aumenta la presión hasta 50 psi aproximadamente o hasta que fluya el gas por el fluómetro. Se cierra el fluómetro, la válvula de purga de estos y el tanque. En caso de haber alguna fuga, se oirá el sonido del gas saliendo y bajara la presión en el manómetro del tanque. Con esto se verifica si hay o no fugas en el equipo, y de ser necesario se suspende la inyección de gas y se aprietan las conexiones o se cambian volviendo a probar posteriormente. En caso de no poder hallar la fuga a simple vista, se recomienda poner espuma sobre cada conexión y observar si se generan burbujas.
  
- ⊗ Se suspende la entrada de gas, se purga la presión y se baja la presión de confinamiento abriendo la válvula V11.

## INTRODUCCIÓN DE DATOS

En la computadora se deben introducir todos los datos referentes a la prueba, tal como: nombre del archivo, nombre de la prueba, nombre de la muestra, dimensiones de la muestra, presión atmosférica, constante del transductor, etc. Estos datos son usados por la computadora junto con los de la consola de medición para determinar la permeabilidad. Estos datos deben ser correctos para que los resultados obtenidos sean correctos. También es de suma importancia calibrar el equipo y verificar que todos los valores estén en cero antes de empezar la prueba.

Para introducir los datos primero se deben encender los dos reguladores y a continuación la computadora.

En la pantalla aparecerá un letrero que dice "ENTER NEW TIME". En el espacio en blanco que le sigue, se debe poner C: ↵

Enseguida aparecerá C: y se debe escribir lo siguiente: PERM ↵

Se desplegará un menú de opciones con la siguiente información:

1. Review / Modify calibration values
2. Test permeameter equipment
3. Steady state liquid permeability test
4. Steady state gas permeability test
5. Unsteady state relative perm test
6. Exit permeability program

Si se desea revisar los parámetros y valores de calibración se debe seleccionar la opción (1) Review / Modify calibration values y dar enter, en caso de no querer revisar los valores de calibración se debe seleccionar la opción (4) Steady state gas permeability.

Una vez seleccionada la opción (4), aparecerá una pantalla con el siguiente menú:

- Data directory [C:\perm]:
- Test ID [ ]:
- Long Core [ ]:

- Diameter core [ ]:
- Gas viscosity [ ]:
- Compressibility [ ]:
- Pressure room [ ]:
- Flow rate [ ]:
- Sample interval [ ]:
- Do you want to take zero Y/N?
- Do you want to start?

En donde la primera línea pide escribir el nombre de la prueba. El nombre de la prueba dependerá del yacimiento de donde proviene el núcleo. Por ejemplo, si el núcleo es de Cantarell, se deberá poner "CANT", en caso de que fuera del campo Ku, se deberá poner "KU".

Después de introducir el nombre se da "enter" y la siguiente línea pide el nombre del archivo donde se guardaran los datos. Para dar el nombre al archivo hay que tener en cuenta que solo debe ocupar ocho caracteres. Este nombre deberá contener el nombre del campo, número de pozo, número de núcleo y fragmento. Por ejemplo, si la muestra fuera del campo Ku, del pozo 467 con número de núcleo 1 y es el fragmento 12, el nombre del archivo puede quedar: K46N1F12; y a continuación dar enter.

Enseguida pedirá la longitud de la muestra la cual debe ser dada en cm y dar enter.

La siguiente línea pide el diámetro, que también deberá estar en cm y tecleamos enter.

La siguiente línea requiere el valor de la viscosidad del gas. La viscosidad del gas que se usa, en este caso nitrógeno, es de 0.0177 cP y tecleamos enter.

A continuación pide la compresibilidad. En esta línea no tecleamos nada, simplemente se presiona enter.

Ahora pide la presión del cuarto, esta presión debe ser la atmosférica, que en el laboratorio es de 11.4 atm.

El siguiente dato que requiere es el gasto, para lo cual le damos siempre cinco, ya que solo es para iniciar la prueba y posteriormente lo iremos cambiando.

En seguida pide el intervalo en que se tomara cada lectura. Comúnmente se pone cinco, para que la lectura registrada por la computadora sea cada cinco segundos, el cual es un tiempo que nos permite tomar bien las lecturas, sin que sean demasiado rápido y sin que pase desapercibido algún cambio.

La línea siguiente requiere que se ponga todo el equipo en cero, antes de ponerle "Y", habrá que asegurarse de que todo el equipo marque ceros. Para esto en la consola de medición se ponen todos los factores de medición en cero.

Cada parámetro está representado en la consola por dos perillas y dos tornillos, con los cuales se puede cambiar la calibración. Para poner el equipo a cero, se mueve el tornillo con la letra R, para cada parámetro que se encuentra en la consola de medición, hacia la derecha para aumentar o la izquierda para disminuir según sea necesario. Las vueltas que tiene cada perilla, son 24 de extremo a extremo

Una vez que todos los parámetros están en cero, se pone "Y" en la computadora y se procede a realizar la prueba y tomar las lecturas.

## TOMA DE DATOS EN LABORATORIO

Ya que todos los parámetros están calibrados en cero, en la última línea de la computadora "Do you want to start?", se pone "Y" cuando va a comenzar la prueba y una vez que se está listo se tecléa enter.

Después, se verifica que V10 esté cerrada y se aumenta la presión de confinamiento hasta la primera presión de prueba, que generalmente es de 500 psi y se sigue el siguiente procedimiento:

1. Se cierra el by pass BP1 y con el regulador del tanque se controla la presión de inyección. La cual inicialmente debe ser de 50 psi.
2. 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, entonces se abre el fluómetro #3 y se cierra el #5, en caso de que tampoco se pudiera tomar la lectura en este fluómetro, entonces se abre el #1 y se cierra el #3.
3. Se toma la lectura del fluómetro correspondiente y se correlaciona con las tablas de gasto.
4. Se anota en la hoja de lecturas 01 (Fig.40) para permeabilidad tanto la lectura del fluómetro como la de las cartas de gasto y el gasto.





## APLICACIÓN

### DETERMINACIÓN DE LA PERMEABILIDAD ABSOLUTA

Para la muestra Ku 84D N1 F9 (Fig. 43) del campo Ku se determinó la permeabilidad absoluta corrigiendo esta por los efectos de alta velocidad y deslizamiento.

La prueba se realizó a una presión de confinamiento de 500 psi y se obtuvo la permeabilidad absoluta para esta presión en dirección vertical así como horizontal en dos direcciones perpendiculares entre sí.

Por convención se toma como H1 (permeabilidad horizontal 1) a la cara de la muestra que presenta mayor probabilidad de tener alta permeabilidad y como H2 (permeabilidad horizontal 2) a la cara que puede tener menor permeabilidad. Se estima que una de las caras puede tener mayor permeabilidad en base a la cantidad y tamaño de fracturas, cavernas y vórgulos que tenga y que estén conectados, pero esto no implica que la medición de permeabilidad tenga que ser mayor en H1 que en H2, ya que podría haber alguna conexión u obstrucción interna que no podamos observar directamente.

Se puede presentar el caso de que la muestra sea homogénea y no se distinga ninguna fractura, caverna o vórgulos externos. De ser así se escoge H1 y H2 arbitrariamente.

En caso contrario la muestra puede estar totalmente fracturada de manera que no se pueda definir que lado tiene mayor permeabilidad. Si esto se presenta también se definen H1 y H2 arbitrariamente.

Para la muestra Ku 84D N1 F9 se definieron H1 y H2 arbitrariamente debido a que esta muestra está muy fracturada y no se puede estimar de que lado podría tener mayor permeabilidad.

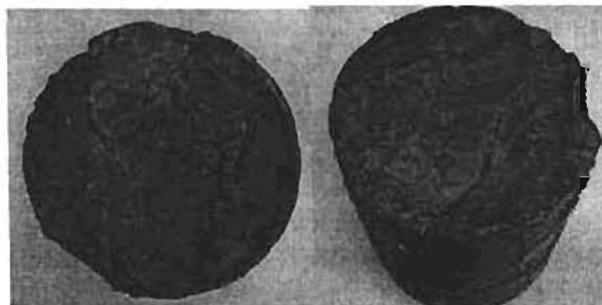


Fig. 43. Muestra Ku 84 D N1 F9

El fluido que se utilizó para determinar la permeabilidad al líquido y por consiguiente la permeabilidad absoluta fue nitrógeno. Los datos requeridos correspondientes al nitrógeno para determinar la permeabilidad absoluta son los siguientes:

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

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

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

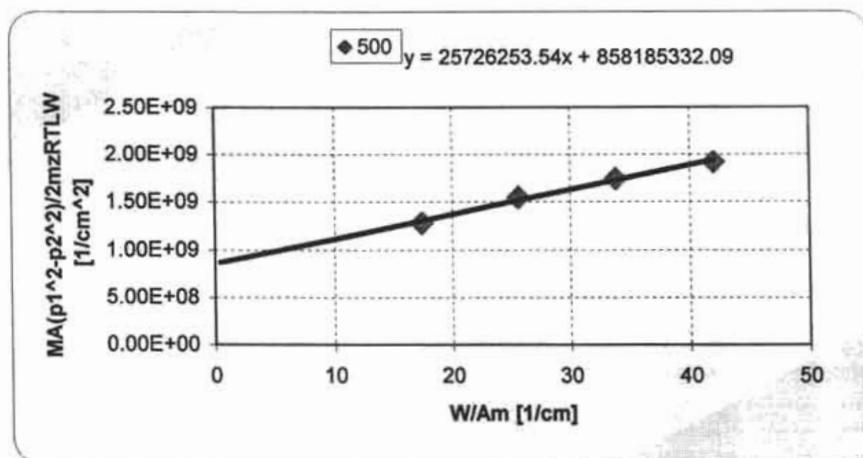
$$\mu = 0.0177 \text{ [cp]}$$

Se preparo y armo el equipo y se tomaron las lecturas tal como se describe en el capítulo III de esta tesis obteniéndose los siguientes datos:

Presión de confinamiento [lb/pg <sup>2</sup> ]	Gasto [cm <sup>3</sup> /s]	Presión diferencial [lb/pg <sup>2</sup> ]	Presión de entrada [lb/pg <sup>2</sup> ]	Presión de salida [lb/pg <sup>2</sup> ]
500	167	19.357	50	30.643
	170	23.368	75	51.632
	250	31.215	100	68.785
	330	36.795	125	88.205
	410	41.329	150	108.671

La longitud de la muestra es de 8.91 cm. y el diámetro de 11.42 cm.

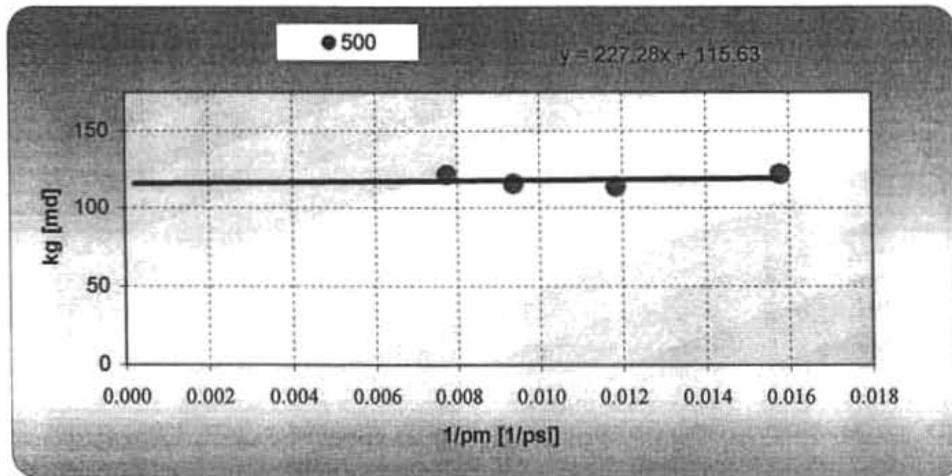
Con todos los datos obtenidos de la prueba, de la muestra y del nitrógeno se calcula el inverso de la permeabilidad al gas para cada gasto y del gasto másico en la muestra, posteriormente se grafican los valores del inverso de la permeabilidad al gas contra el gasto másico correspondiente para cada valor de gasto. Obteniéndose una línea recta de la cual se obtiene su pendiente y se extrapola hasta la ordenada al origen.



Gráfica 1. Obtención del coeficiente de flujo turbulento para Ku 84D N1 F9 dirección vertical.

El valor de la pendiente es el valor del coeficiente de alta velocidad y la ordenada al origen es el inverso de la permeabilidad.

Corregimos la permeabilidad al gas empleando el coeficiente de flujo turbulento en la ecuación de Forchheimer y con los valores de permeabilidad corregidos graficamos  $k_g$  v.s  $1/p_m$  para obtener la grafica de Klinkenberg. Obtenemos la permeabilidad al líquido al extrapolar la recta hasta la ordenada al origen y con esto obtenemos la permeabilidad absoluta corregida por el fenómeno de deslizamiento.



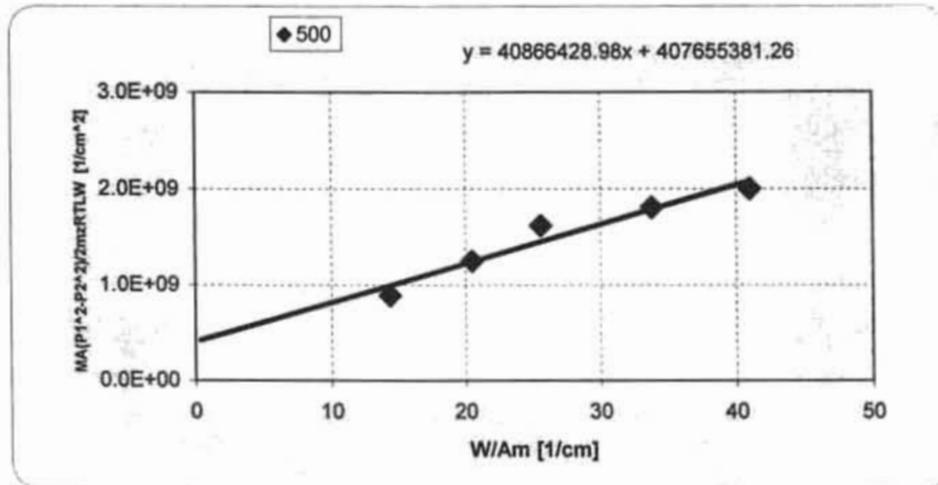
Gráfica 2. Determinación de la permeabilidad absoluta para Ku 84D N1 F9 dirección vertical.

En este caso para una presión de confinamiento de 500 psi tenemos que la ordenada al origen es 115.63 y por lo tanto tenemos una permeabilidad absoluta de 115.63 milidarcys o 0.156 darcys.

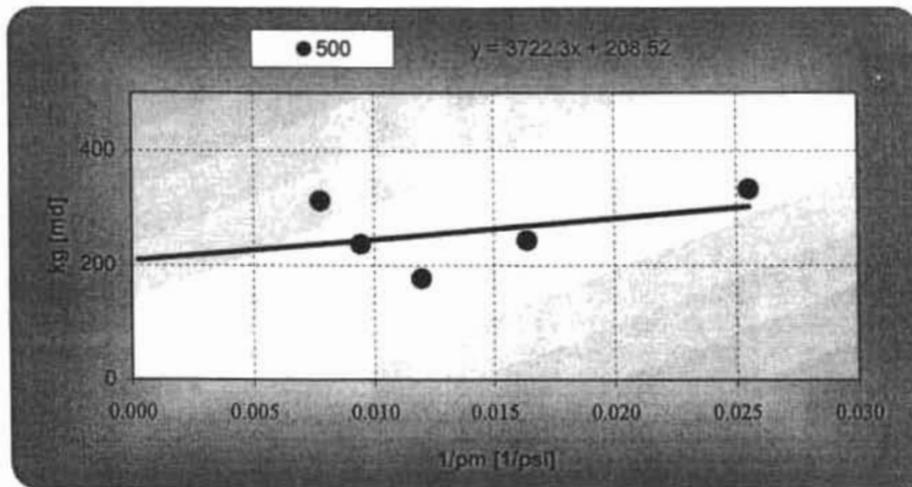
Se sigue el mismo procedimiento para las mediciones de permeabilidad horizontal obteniéndose las siguientes gráficas y resultados.

Para la permeabilidad horizontal 1 tenemos:

Presión de confinamiento [lb/pg <sup>2</sup> ]	Gasto [cm <sup>3</sup> /s]	Presión diferencial [lb/pg <sup>2</sup> ]	Presión de entrada [lb/pg <sup>2</sup> ]	Presión de salida [lb/pg <sup>2</sup> ]
500	140	21.624	50	28.376
	200	27.902	75	47.098
	250	32.959	100	67.041
	330	38.365	125	86.635
	400	42.201	150	107.799



Gráfica 3. Obtención del coeficiente de flujo turbulento para Ku 84D N1 F9 dirección horizontal 1.

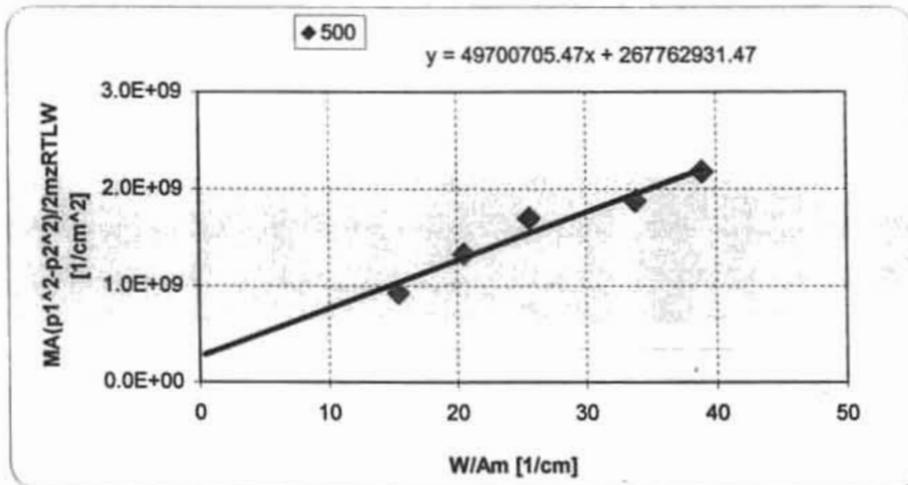


Gráfica 4. Determinación de la permeabilidad absoluta para Ku 84D N1 F9 dirección horizontal 1.

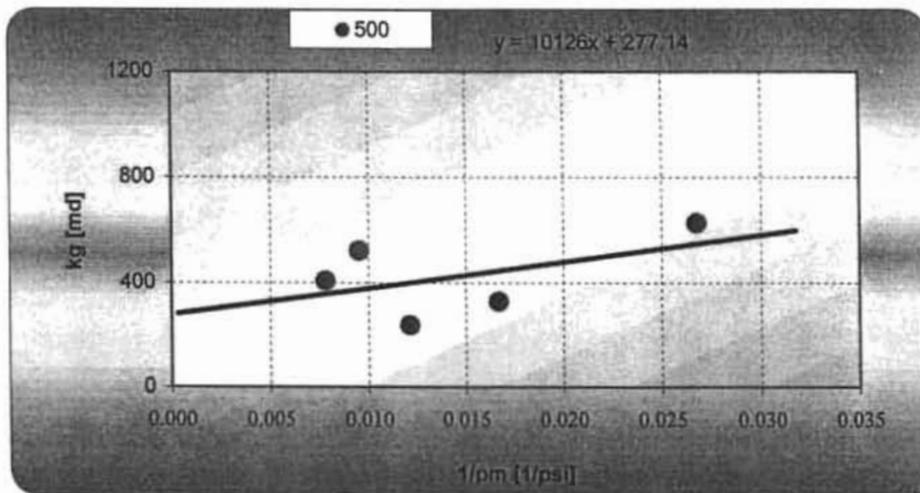
La ordenada al origen es igual a 208.52 por lo tanto tenemos una permeabilidad horizontal 1 de 208.52 milidarcys o 0.2085 darcys.

Para la Permeabilidad horizontal 2 tenemos:

Presión de confinamiento [lb/pg <sup>2</sup> ]	Gasto [cm <sup>3</sup> /s]	Presión diferencial [lb/pg <sup>2</sup> ]	Presión de entrada [lb/pg <sup>2</sup> ]	Presión de salida [lb/pg <sup>2</sup> ]
500	150	25.286	50	24.714
	200	30.169	75	44.831
	250	35.051	100	64.949
	330	40.108	125	84.892
	380	44.119	150	105.881



Gráfica 5. Obtención del coeficiente de flujo turbulento para Ku 84D N1 F9 dirección horizontal 2.



Gráfica 6. Determinación de la permeabilidad absoluta para Ku 84D N1 F9 dirección horizontal 2.

Para esta permeabilidad en la dirección 2 tenemos que el valor es 277.14 milidarcys o 0.2771 darcys.

Para la muestra Cant 2052 N1 F20 (Fig. 42) se obtuvo su permeabilidad en tres direcciones (vertical y horizontal 1 y 2).

En esta muestra se desea hacer una prueba de doble desplazamiento con el fin observar si es factible aplicar este método de recuperación en Cantarell.

Antes de hacer la prueba de doble desplazamiento es necesario conocer la permeabilidad absoluta de la muestra en sus tres direcciones, con el fin de saber que dirección tiene mayor facilidad de flujo y si el valor de permeabilidad es suficiente para poder realizar el doble desplazamiento.

A diferencia de la muestra Ku 84D N1 F9, esta presenta pocas fracturas verticales y horizontales; las fracturas mas grandes y sobresalientes que presenta son horizontales. La matriz es bastante densa y tiene pocos vórgulos.

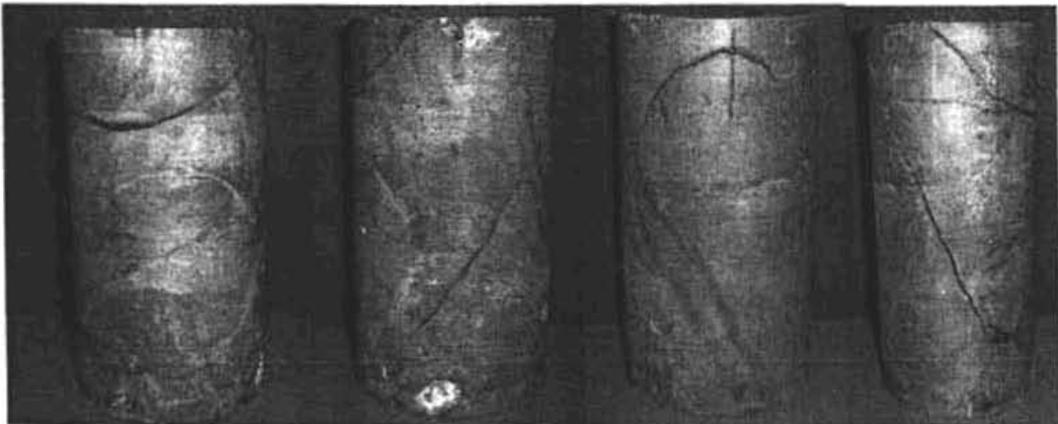


Fig. 42.a. Muestra Cant 2052 N1 F20 (lateral).



Fig. 42.b. Muestra Cant 2052 N1 F20 (extremos).

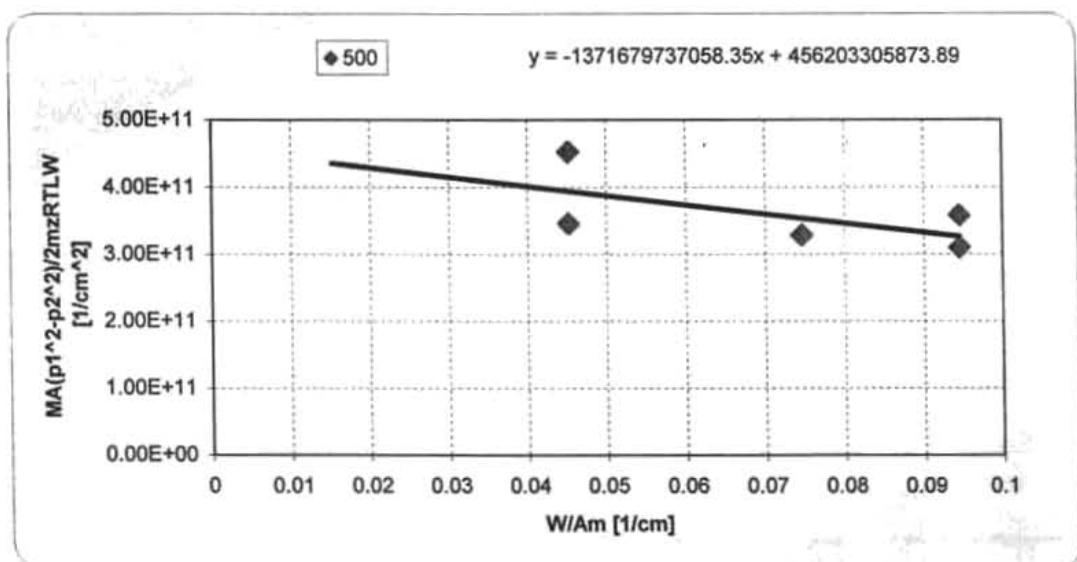
El diámetro de esta muestra es 8.8 cm. y tiene 16 cm. de longitud.

Los datos necesarios del gas son los mismos que se usaron en la muestra Ku 84D N1 F9 y el procedimiento de la prueba y cálculo fue el mismo.

Los resultados de permeabilidad se muestran a continuación:

Para la dirección vertical tenemos:

Presión de confinamiento [lb/pg <sup>2</sup> ]	Gasto [cm <sup>3</sup> /s]	Presión diferencial [lb/pg <sup>2</sup> ]	Presión de entrada [lb/pg <sup>2</sup> ]	Presión de salida [lb/pg <sup>2</sup> ]
500	0.43	122.749	180	57.250
	0.43	155.230	200	44.769
	0.71	167.164	220	52.835
	0.9	184.319	240	55.680
	0.9	192.180	260	67.819



Gráfica 7. Obtención del coeficiente de flujo turbulento para Cant 2052 N1 F20 dirección vertical.

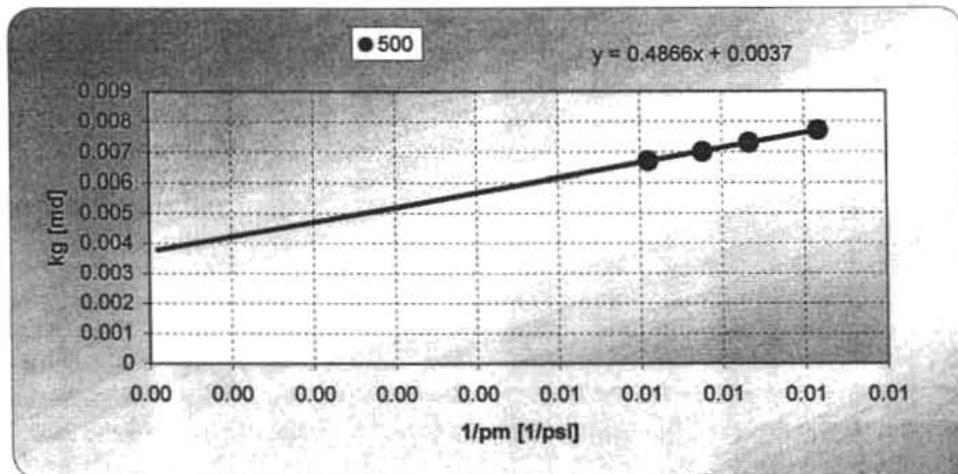
En esta grafica debemos notar que la pendiente de la recta es negativa, como ya se dijo anteriormente la pendiente en esta gráfica representa el valor del coeficiente de flujo turbulento.

Por lo que al carecer de sentido el signo negativo del coeficiente, este se considera cero.

La existencia de este signo negativo se debe a que no existió flujo turbulento durante la prueba debido a que el gasto fue muy bajo y se requirió de una gran presión para que fluyera.

El único efecto que se presentó en esta muestra fue el deslizamiento el cual se presenta en la siguiente gráfica:

Permeabilidad al gas [md]	1 / Pm [psi]
0.0080	0.0084
0.0077	0.1200
0.0073	0.1077
0.0070	0.0994
0.0067	0.0896

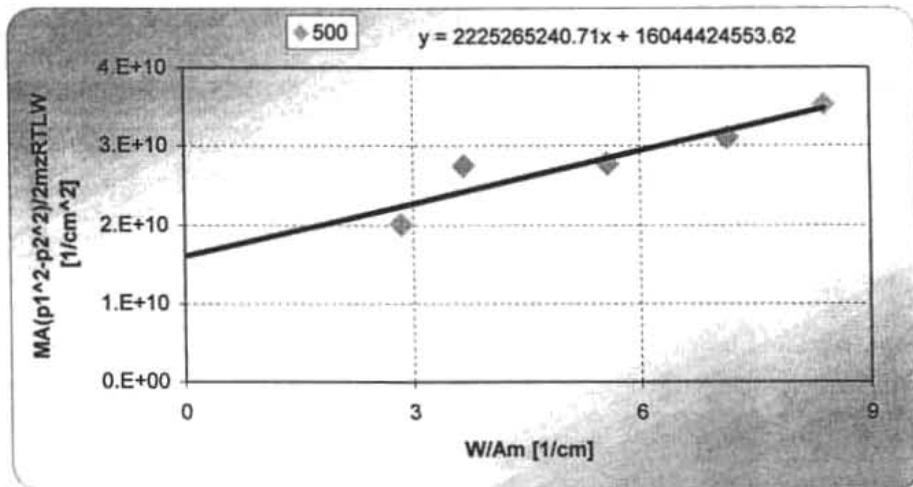


Gráfica 8. Determinación de la permeabilidad absoluta para Cant 2052 N1 F20 dirección vertical.

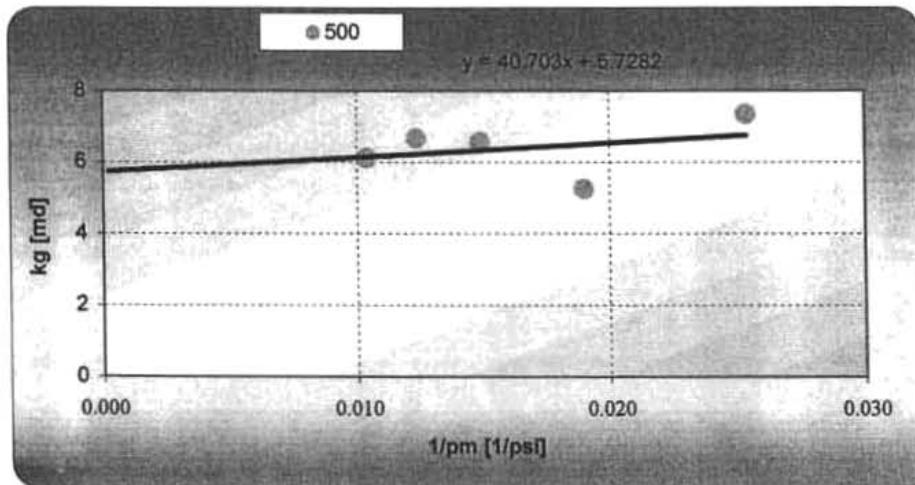
La ordenada al origen es 0.0037, por lo que la permeabilidad en esta dirección es 0.0037 milidarcys.

Para la dirección horizontal 1:

Presión de confinamiento [lb/pg <sup>2</sup> ]	Gasto [cm <sup>3</sup> /s]	Presión diferencial [lb/pg <sup>2</sup> ]	Presión de entrada [lb/pg <sup>2</sup> ]	Presión de salida [lb/pg <sup>2</sup> ]
500	27	41.150	60	18.849
	35	54.603	80	25.396
	53	65.496	100	34.503
	68	77.937	120	42.062
	80	87.632	140	52.367



Gráfica 9. Obtención del coeficiente de flujo turbulento para Cant 2052 N1 F20 dirección horizontal 1.

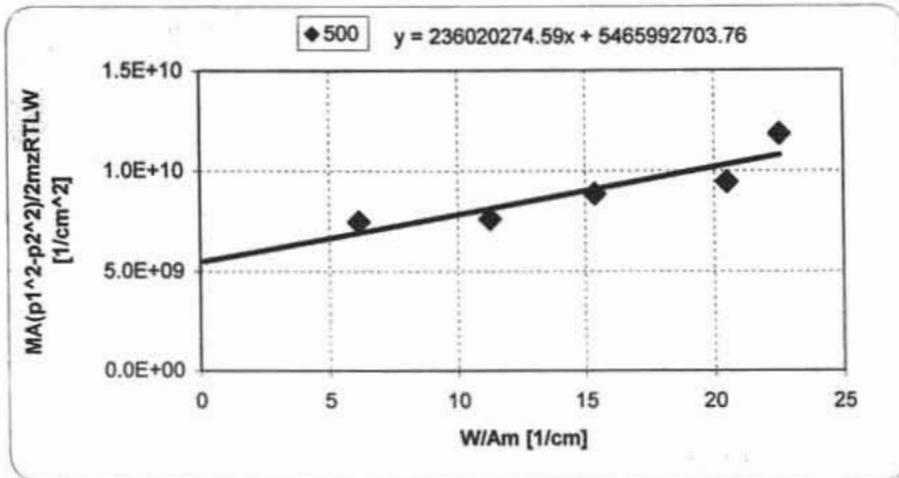


Gráfica 10. Determinación de la permeabilidad absoluta para Cant 2052 N1 F20 dirección horizontal 1.

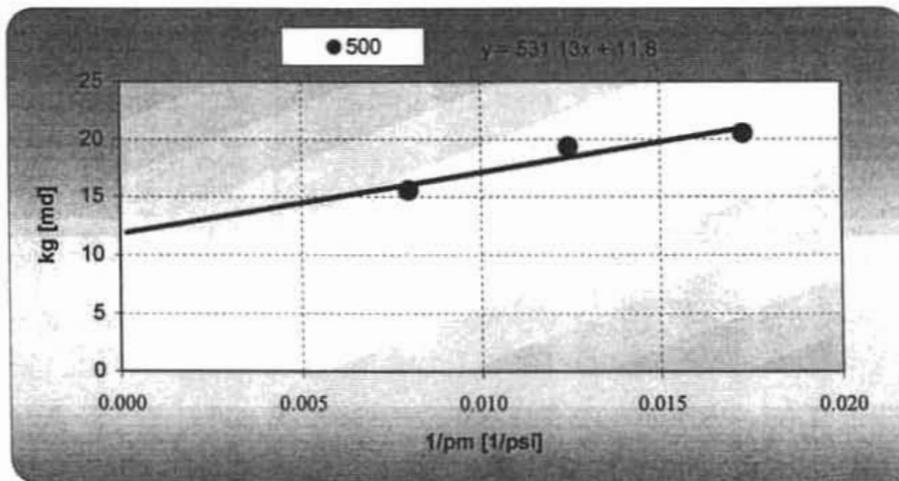
Como la ordenada al origen es 5.7282, la permeabilidad en esta dirección es 5.7282 milidarcys.

Para la permeabilidad horizontal 2 tenemos:

Presión de confinamiento [lb/pg <sup>2</sup> ]	Gasto [cm <sup>3</sup> /s]	Presión diferencial [lb/pg <sup>2</sup> ]	Presión de entrada [lb/pg <sup>2</sup> ]	Presión de salida [lb/pg <sup>2</sup> ]
500	60	30.978	50	19.021
	110	34.363	75	40.636
	150	39.407	100	60.592
	200	43.519	125	81.480
	220	49.430	150	100.569



Gráfica 11. Obtención del coeficiente de flujo turbulento para Cant 2052 N1 F20 dirección horizontal 2.



Gráfica 12. Determinación de la permeabilidad absoluta para Cant 2052 N1 F20 dirección horizontal 2.

La ordenada al origen es 11.8 por lo tanto la permeabilidad horizontal 2 es 11.8 milidarcys.

## RESULTADOS Y COMENTARIOS

Para la muestra Ku 84D N1 F9 podemos observar una permeabilidad bastante alta debido a que esta muestra esta muy fracturada. El número de fracturas es tan grande que parece que atraviesan verticalmente la muestra de lado a lado por lo que se tuvo que envolver con una malla para evitar que se despedazara. Por lo mismo de la gran cantidad de fracturas verticales podemos ver que el efecto de deslizamiento es casi nulo en esta dirección porque este fenómeno esta relacionado al tamaño individual de las moléculas y en este caso el tamaño de las fracturas es mucho mas grande que el de las moléculas y provoca flujo turbulento lo cual implica el movimiento de una gran masa de gas. Por eso la tendencia lineal es casi horizontal.

En este caso la permeabilidad horizontal 2 fue la que tuvo el mayor valor de las tres, dado que la elección de las direcciones horizontales fue arbitraria no se podía pensar que la dirección horizontal 1 fuera a ser la mayor.

Además es importante resaltar que la dirección con mayor permeabilidad pudo ser cualquiera de las tres y no necesariamente la vertical como muchas veces se cree. Ya que esto se debe tener en cuenta cuando se trabaja en un simulador con proyectos de recuperación secundaria. Porque la dirección con mayor facilidad de flujo jugara un papel muy importante.

		Muestra	
		Ku 84DN1F9	Cant 2052N1F20
Dirección	Vertical	115.63 [md]	0.0037 [md]
	Horizontal 1	208.52 [md]	5.7282 [md]
	Horizontal 2	277.14 [md]	11.8000 [md]

Tabla 1. Comparación de los valores de permeabilidad.

En el caso de la muestra Cant 2052 N1 F20 se puede apreciar físicamente que solo tiene algunas fracturas verticales parciales y unas cuantas horizontales que parece que atraviesan la muestra completamente por lo que su permeabilidad en las tres direcciones es menor que en la muestra de Ku que esta totalmente fracturada.

Después de realizar la prueba de permeabilidad vertical, horizontal 1 y horizontal 2 se observa que la dirección que presenta mayor permeabilidad es la horizontal 2 y que la permeabilidad vertical es muy pequeña. La causa de que la permeabilidad vertical sea pequeña, es posiblemente por el menor número de fracturas verticales, muy cerradas y cementadas; además de que la matriz es de escasa porosidad.

El paso del gas en esta dirección vertical se debió solamente a la matriz por lo que en la gráfica para determinar el factor de flujo turbulento obtenemos una pendiente negativa por lo tanto un coeficiente negativo, lo cual carece de sentido y se considera cero. Al no haber flujo turbulento entonces solo se presenta el fenómeno de deslizamiento debido a que el gas fluye a través de capilares finos que son los poros de la roca y se hace notable este fenómeno que implica el movimiento individual de las moléculas de gas. Ya que en ocasiones cuando se presenta el flujo turbulento el deslizamiento no es fácilmente observado.

En el caso de la dirección horizontal 1, la permeabilidad fue mayor que la vertical pero baja, pero con un valor mayor que la dirección vertical porque las interconexión de las fracturas pequeñas si lograban atravesar la muestra.

En el caso de la permeabilidad horizontal 2 se presento el mayor valor de permeabilidad debido a que la fractura en forma de U, tiene casi la longitud de la muestra y un poco abierta. Aun así este valor de permeabilidad es muy bajo en comparación con el que se determino a la muestra Ku 84 D N1F9 la cual esta totalmente fracturada.

Debido a los bajos valores de permeabilidad que presenta la muestra Cant 2052 N1 F20 no se recomienda hacer pruebas de desplazamiento y menos aun se recomienda hacer la prueba de doble desplazamiento. El valor mínimo de permeabilidad que se recomienda para hacer pruebas de desplazamiento es 20 milidarcys y el mayor valor que presento esta muestra es apenas mayor al 50% del recomendado.

De las pruebas anteriores podemos concluir que la gran cantidad de fracturas que tiene la muestra Ku 84D N1 F9 es lo que provoca su alta permeabilidad, ya que estas dan una

gran capacidad de flujo y permiten que el gas pase a través de ellas y solo un poco pasa por la matriz ya que el gas fluye por donde tiene menor resistencia.

Como la muestra Cant 2052 N1 F20 solo tiene una gran fractura y algunas pequeñas, y la matriz es bastante densa, es por eso que presenta valores mucho mas bajos que la muestra de Ku y en la dirección vertical presenta el valor mas bajo ya que no tiene una fractura abierta que juegue un papel significativo.

Con esto podemos ver la importancia que tiene observar en las muestras las fracturas y sus efectos para ponderar a las redes de fracturas en un yacimiento ya que estas proveen una gran capacidad de flujo. Así como los vórgulos solo contribuyen a la permeabilidad cuando están intercomunicados ya sea por fracturas o canales de disolución.

## CONCLUSIONES

- ∅ La porosidad secundaria (fracturas, vóculos y cavernas) juega un papel muy importante en la recuperación de hidrocarburos cuando está esta intercomunicada, ya que esto incrementa la capacidad de flujo del yacimiento.
- ∅ En los yacimientos naturalmente fracturados, es necesario utilizar muestras de núcleo de diámetro completo, ya que estas incluyen la porosidad secundaria y representan mejor el yacimiento.
- ∅ Al determinar la permeabilidad absoluta con gas, es necesario corregir este valor debido a los efectos de alta velocidad y de deslizamiento.
- ∅ El trabajo de laboratorio requiere de tiempo y paciencia para realizar las pruebas de manera rápida y eficiente, ya que cualquier error implica repetir la prueba desde el inicio.

## BIBLIOGRAFÍA

1. AGUILERA, Roberto. **Naturally fractured reservoirs**. 2<sup>nd</sup> ed., Tulsa, Oklahoma, PennWell Books, c1995. xiv, 521 p. ISBN 0-87814-449-8
2. AMYX, James W.; Bass, Daniel M., Jr. and Whiting, Robert I. **Petroleum reservoir engineering : physical properties**. New York, McGraw-Hill, 1988 xix, 610 p (McGraw-Hill classic textbook reissue series) ISBN: 0-07001-600-3
3. DRANCHUK, P.M.; Kolada, L.J. "Interpretation of steady linear visco-inertial gas flow data", The Journal of Petroleum Technology (Jan.-March 1963)
4. DRANCHUK, P.M.; Piplapure, A.R. "Inertial and slip effects in steady-state radial gas flow through porous media", The Journal of Petroleum Technology
5. FIROOZABADI, Abbas; Thomas, L.K.; Tood, Bert. "High-velocity flow in porous media", SPE Reservoir Engineering, Vol. 10, No. 2 (May 1995) 149-152 (SPE 24869)
6. KATZ, Donald La Verne; Cornell, David; Vary, John A.. **Handbook of natural gas engineering**. New York, McGraw-Hill, c1959. 802 p. (McGraw-Hill series in chemical engineering)
7. LUCIA, F. Jerry. **Carbonate reservoir characterization**. Berlin, Springer, c1999. 226p.
8. MAIDEBOR, V.N. **Production from fractured oil reservoirs**., French translation of the original Russian text, IFP 21820 (1 and 2), Dec, 1975.
9. REISS. L.H. The Reservoir Engineering Aspects of Fractures Formations.. Institut Francais du Petrole Publications.
10. RODRÍGUEZ NIETO, Rafael. **Apuntes de principios de mecánica de yacimientos**. México, UNAM, Facultad de Ingeniería.

11. SMEKHOV, E.M. Méthodes d'études des réservoirs fissurés (**Methods to evaluate fractured reservoirs**). French translation of the original Russian text published by Nedra, Leningrad. Available from de autor.

10. SMITH, Robert Vincent. **Practical natural gas engineering**. 2<sup>nd</sup> ed. Tulsa, Oklahoma, PennWell Books, c1990. 308 p. ISBN: 0-87814-345-9

11. STEARNS D. Friedman M Reservoirs in Fractured Rock.. Center for Tectonophysics, Texas A&M University, College Station, Texas.

11. STEWART, C.R.; Owens, W.W. "A laboratory study of laminar and turbulent flow in heterogeneous porosity limestones", Petroleum Transactions, AIME

12. WALLICK, G.C.; Aronofsky, J.S. "Effect of gas slip on unsteady flow of gas through porous media: experimental verification", Petroleum Transactions, AIME

13. WEBER, K.J.; Kon, M.B. "Fracture and vuggy porosity". (SPE 10332)