



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

---

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**Transición experimental del  
sistema matriz-fractura  
mediante técnicas de ciencia  
de datos en Python**

**TESIS**

Que para obtener el título de

**Ingeniera Petrolera**

**P R E S E N T A**

Diana Lizeth Méndez Avendaño

**DIRECTOR DE TESIS**

Dr. Daniel Cabrera Sotelo



**Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2026**



**PROTESTA UNIVERSITARIA DE INTEGRIDAD Y  
HONESTIDAD ACADÉMICA Y PROFESIONAL  
(Titulación con trabajo escrito)**



De conformidad con lo dispuesto en los artículos 87, fracción V, del Estatuto General, 68, primer párrafo, del Reglamento General de Estudios Universitarios y 26, fracción I, y 35 del Reglamento General de Exámenes, me comprometo en todo tiempo a honrar a la institución y a cumplir con los principios establecidos en el Código de Ética de la Universidad Nacional Autónoma de México, especialmente con los de integridad y honestidad académica.

De acuerdo con lo anterior, manifiesto que el trabajo escrito titulado TRANSICION EXPERIMENTAL DEL SISTEMA MATRIZ-FRACTURA MEDIANTE TECNICAS DE CIENCIA DE DATOS EN PYTHON que presenté para obtener el título de INGENIERA PETROLERO es original, de mi autoría y lo realicé con el rigor metodológico exigido por mi Entidad Académica, citando las fuentes de ideas, textos, imágenes, gráficos u otro tipo de obras empleadas para su desarrollo.

En consecuencia, acepto que la falta de cumplimiento de las disposiciones reglamentarias y normativas de la Universidad, en particular las ya referidas en el Código de Ética, llevará a la nulidad de los actos de carácter académico administrativo del proceso de titulación.

---

**DIANA LIZETH MENDEZ AVENDAÑO**  
Número de cuenta: 314344449

# Agradecimientos

Este trabajo representa uno de los deseos más grandes de mi vida; es también la razón por la cual no me rendí. Para llegar aquí hubo personas que me acompañaron, y en estas líneas pretendo dejar constancia de mi agradecimiento a todos ustedes.

Quiero dar mi más sincero agradecimiento a la señora **Estela Avendaño Mariano**, mi mamá, por inculcarme la idea de estudiar, por haberme educado desde la libertad, por procurarme todo lo que estuvo en sus manos, por siempre apoyarme y por nunca rendirse aun cuando todo le iba en contra.

A mis hermanos **Ale** y **Mashi**, gracias porque hubo momentos donde no estaba mamá ni papá, pero siempre estuvieron ustedes. Gracias por impulsarme y cuidarme, por ser pilares en mi formación. Sin duda, las divisiones no hubieran sido tan divertidas sin tu ayuda, Mashi; y la química no tendría el mismo significado sin tu guía, Ale.

Mi más cariñosa gratitud a mis sobrinos, mis niños hermosos: **Uriel** y **Sandy Itzel Ortiz**, porque sin saberlo me han enseñado el valor de dar un buen ejemplo. Nunca duden que son el mejor regalo que Dios me dio, siempre estaré para ustedes, para impulsarlos y verlos crecer en todo sentido.

Agradezco también a los amigos que la vida me dio para ayudarme en mi trayectoria académica. Gracias, **Fer, Omar, Paco, Dianita** e **Itzel**. No me alcanzará la vida para agradecerles todo el apoyo que siempre me dieron, gracias por enseñarme que la amistad tiene muchas formas. Gracias por las risas y su compañía que, sin duda, hicieron más amena la carrera.

Quiero dar un agradecimiento especial a la **Universidad Nacional Autónoma de México** y a la **Facultad de Ingeniería**, porque en sus instalaciones y docentes encontré la carrera de mis sueños. Gracias por la formación académica y humana que tuve la oportunidad de recibir, ¡Que viva siempre la educación pública y gratuita!

Gracias al equipo del Laboratorio de Rocas Fracturadas encabezado por el **Dr. Daniel Cabrera**, por las facilidades brindadas para este trabajo y por confiarme el desarrollo de este tema. Agradezco los consejos que siempre me dio; más que docente, es un amigo al que aprecio y respeto profundamente.

Asimismo, agradezco al **Ing. Jesús Zúñiga Sandoval**, porque en cada plática surgía un aprendizaje o una palabra de ánimo para intentar algo nuevo. Su guía fue importante en todo momento y despertó hipótesis interesantes sobre esta investigación. La ingeniería se vuelve más interesante cuando hay alguien con quien intercambiar ideas y puntos de vista.

Deseo expresar mi más sincero agradecimiento a **H.S. Comercial**, en especial a la **Lic. Carmen Suárez Monroy** y **Angelina Suárez Monroy**, por haberme dado la oportunidad de desarrollarme en su empresa y con ello poder seguir con mi carrera universitaria. Gracias por enseñarme a trabajar, por la confianza depositada en mí, por mostrarme lo importante que es el trabajo honesto y por haberme permitido conocer un mundo tan fascinante como el de los dulces.

Toda mi gratitud para el señor **Víctor Martínez Molina**, por todas sus enseñanzas y consejos, gracias por enseñarme con el ejemplo que la paciencia es compañera de la sabiduría y por demostrarme que cuando se trabaja con amor, perseverancia y enfoque, los resultados siempre son mejores.

Doy gracias también a los miembros de mi jurado: al **Dr. Fernando Samaniego Verduzco**, al **Dr. Daniel Cabrera Sotelo**, al **M.I. Oswaldo David López Hernández**, al **Ing. Miguel Ángel López Carrillo** y al **Ing. Jesús Zúñiga Sandoval**, por apoyarme en esta última etapa de mi formación, por las palabras de aliento y por las mejoras realizadas a este trabajo. Conozco y admiro su trayectoria profesional y de cada uno me llevo aprendizajes. Para mí significa mucho que algunos de los profesores que más admiro de la Facultad de Ingeniería formen parte de mi proceso de titulación.

A todos ustedes ¡Infinitas gracias!

## Resumen

La presente tesis plantea el estudio del comportamiento de la permeabilidad en muestras de diámetro completo pertenecientes a la Sonda de Campeche, este análisis se lleva a cabo con base en los resultados obtenidos a través de experimentos realizados a condiciones de yacimiento que contemplan alta presión y temperatura.

El escrito tiene como objetivo hacer un análisis estadístico para obtener correlaciones que permitan mostrar de forma gráfica y matemática el comportamiento de la transición de la permeabilidad en un yacimiento naturalmente fracturado y cómo es que esta se ve afectada al tener un incremento en la presión de confinamiento a la que las muestras se verán sometidas.

En el primer capítulo se presenta una introducción general sobre los yacimientos naturalmente fracturados y su importancia en México, se menciona la importancia de los estudios realizados en el año 2000 por el Dr. Herrera, los cuales marcaron un precedente importante para este análisis.

Para el segundo capítulo se plantea una revisión de la literatura donde se explican los métodos importantes publicados que permiten inferir datos de permeabilidad y se explica por qué los estudios realizados a escala de laboratorio tienen mayor relevancia ya que recrean las condiciones de presión y temperatura existentes en el yacimiento.

En el capítulo tres se presenta la descripción general de los experimentos realizados en el Laboratorio de Rocas Fracturadas, se detalla el tratamiento desde el corte de las muestras hasta la medición de la permeabilidad.

En el capítulo cuatro se realiza el procesamiento y análisis de los datos recabados en el capítulo tres usando técnicas de ciencia de datos para la interpretación y representación gráfica de la información con el lenguaje Python. También se obtienen funciones lineales que describen el comportamiento de la permeabilidad en función del esfuerzo aplicado.

Además, se hace una comparación del comportamiento de compactación de la permeabilidad derivado de la interpretación de resultados experimentales, con un comportamiento de declinación típico de un yacimiento naturalmente fracturado representativo, con el fin de brindar una aplicación práctica de la metodología de esta tesis.

Posteriormente, en el capítulo cinco se presenta una conclusión integral donde se habla sobre los hallazgos relevantes de este estudio, se explica la importancia de este análisis para entender a detalle las propiedades petrofísicas de los yacimientos naturalmente fracturados y, sobre todo, se habla sobre cómo este método se puede aplicar para campos con diferente litología.

## Abstract

This thesis analyzes the permeability behavior in whole core samples from Campeche Sound, based on experimental results obtained in reservoir conditions, considering high pressure and high temperature.

The objective of the study is to realize a statistical analysis to obtain correlations to make a mathematical and graphic description of the behavior of permeability transition in a naturally fractured reservoir, as well as to evaluate its variation with increasing confining pressure applied to the samples.

In the first chapter presents a general introduction to naturally fractured reservoirs and their relevance in Mexico, and references the studies realized in 2000 by Dr. Herrera, which established a precedent for this thesis.

The second chapter shows a literature review that describes the main published methods to deriving permeability data and justifies the relevance of laboratory-scale studies, as they allow the recreation of reservoir pressure and temperature conditions.

In the third chapter describes in general form the experiments realized in the Fractured Rocks Laboratory, including the sample treatment from cutting to permeability measurement.

The fourth chapter presents the processing and analysis of the data obtained in Chapter three, using data science techniques in Python for the interpretation and graphical representation of information. In addition, linear functions are obtained to describe permeability behavior as a function of the applied stress.

Finally, realize a comparison between permeability compaction behavior, derived from experimental results interpretation and the pressure decline of a representative naturally fractured reservoir, with the purpose to provide a practical application of the proposed methodology.

Subsequently, the fifth chapter shows a comprehensive conclusion in which the main findings of the study. It explains the importance of the analysis for understanding the properties of naturally fractured reservoirs and discusses how this study can be applied to fields with different lithologies.

# Índice general

<b>Resumen</b>	<b>III</b>
<b>Abstract</b>	<b>V</b>
<b>Índice general</b>	<b>IX</b>
<b>Índice de figuras</b>	<b>X</b>
<b>Índice de tablas</b>	<b>XII</b>
<b>Objetivo</b>	<b>XIII</b>
<b>Objetivos particulares</b>	<b>XIV</b>
<b>1 Introducción</b>	<b>1</b>
<b>2 Revisión de la literatura.</b>	<b>5</b>
2.1 Aproximaciones teóricas y de campo para obtener permeabilidad. . . . .	6
2.1.1 Permeabilidad aparente y permeabilidad real. . . . .	6
2.1.2 Flujo de fluidos a través de conductos: Ley cúbica. . . . .	7

## ÍNDICE GENERAL

2.1.3	Permeabilidad medida en campo. . . . .	8
2.1.4	Método de Pollard. . . . .	9
2.1.5	El Modelo Warren y Root . . . . .	11
2.2	Validación experimental y estudios de laboratorio . . . . .	12
2.2.1	Análisis del comportamiento de la permeabilidad en rocas de doble porosidad. . . . .	13
<b>3</b>	<b>Descripción experimental.</b>	<b>16</b>
3.1	Tratamiento de muestras. . . . .	18
3.1.1	Corte de muestras. . . . .	18
3.1.2	Lavado de muestras. . . . .	18
3.1.3	Eliminación de compuestos orgánicos volátiles. . . . .	19
3.1.4	Preparación de muestra para análisis en celda de presión-temperatura.	20
3.2	Medición de permeabilidad. . . . .	21
<b>4</b>	<b>Procesamiento y análisis de datos.</b>	<b>22</b>
4.0.1	Análisis de datos. . . . .	23
<b>5</b>	<b>Aplicación a escala de yacimiento.</b>	<b>34</b>
<b>6</b>	<b>Conclusiones.</b>	<b>40</b>
	<b>Bibliografía</b>	<b>42</b>
	<b>Apéndices</b>	<b>44</b>

## ÍNDICE GENERAL

A Permeabilidad general	44
B Permeabilidad por muestra	48

## Índice de figuras

1.1	Ubicación de campos del Golfo de México. <i>Fuente:</i> CNH (2013, p. 10). . . .	2
1.2	Ubicación respecto a la Región Marina Noreste. <i>Fuente:</i> CNH (2013, p. 10).	2
1.3	Campos importantes del Golfo de México. <i>Fuente:</i> CNH (2013, p. 11). . . .	3
2.1	Análisis de restauración de presión de Pollard. <i>Fuente:</i> Saidi (1987, p. 246).	9
2.2	Comportamiento de la permeabilidad al gas en función de la presión efectiva de confinamiento. <i>Fuente:</i> Herrera (2000, p. 58). . . . .	13
2.3	Permeabilidad direccional en función del esfuerzo efectivo. <i>Fuente:</i> Cabrera (2021, p. 48). . . . .	15
3.1	Muestra 1 (Vista 1). . . . .	16
3.2	Muestra 1 (Vista 2). . . . .	16
3.3	Muestra 3 (Vista 1). . . . .	17
3.4	Muestra 3 (Vista 2). . . . .	17
3.5	Muestra 4. . . . .	17
3.6	Muestra 5. . . . .	17
3.7	Equipo Dean Stark . . . . .	19

## ÍNDICE DE FIGURAS

3.8	Horno de alta temperatura. Fuente: Sánchez (2010) . . . . .	20
3.9	Desecador de muestras. . . . .	20
4.1	Diagrama de caja de permeabilidad . . . . .	24
4.2	Comportamiento de la permeabilidad bajo presión de confinamiento. . . . .	25
4.3	División de tendencia de cambio de pendientes en cada recta . . . . .	25
4.4	Ejemplo 1: Gráfica de permeabilidades H1, H2 y kv. . . . .	27
4.5	Ejemplo 2: Gráfica de permeabilidades H1, H2 y kv. . . . .	28
4.6	Ejemplo 3: Gráfica de permeabilidades H1, H2 y kv. . . . .	28
5.1	Comportamiento de presión de YNF Sonda de Campeche. . . . .	37
5.2	Ecuación que describe el comportamiento de la presión del YNF. . . . .	37

## Índice de tablas

4.1	Parámetros estadísticos de la permeabilidad . . . . .	29
4.2	Resumen de los coeficientes de la función compuesta de la muestra Cant3 .	29
4.3	Resumen de los coeficientes de la función compuesta de la muestra Cant5 .	29
4.4	Resumen de los coeficientes de la función compuesta de la muestra Cant12	30

## Objetivo

Realizar un análisis estadístico de datos experimentales de permeabilidad en muestras de diámetro completo obtenidos mediante experimentos realizados a condiciones de yacimiento (alta presión y temperatura). Las muestras fueron extraídas de un yacimiento naturalmente fracturado marino del Golfo de México. Lo anterior, con la finalidad de obtener correlaciones que describan la transición del sistema de fracturas a un sistema pseudomatricial en función del incremento del esfuerzo geomecánico derivado de la caída de presión del yacimiento.

## Objetivos particulares

- Realizar experimentos de laboratorio recreando condiciones de yacimiento (alta presión y temperatura) en muestras de diámetro completo pertenecientes a yacimientos naturalmente fracturados para obtener valores de permeabilidad absoluta al gas.
- Hacer un análisis estadístico de los datos recabados en los experimentos de laboratorio y generar las gráficas que muestren el comportamiento entre la permeabilidad y los diferentes niveles de presión de confinamiento a los que se sometieron las muestras.
- Obtener correlaciones que describan el comportamiento de la permeabilidad observado en el punto anterior, generando modelos lineales que permitan observar con mejor claridad los cambios físicos en las rocas.
- Referir las presiones de confinamiento donde se observa un cambio de pendiente a presión de yacimiento usando el Principio de Esfuerzo Efectivo de Terzaghi.
- Utilizar un historial de presión típico de un yacimiento naturalmente fracturado del Golfo de México, y obtener la ecuación lineal  $f(p)$  que describa su comportamiento usando el método de mínimos cuadrados.
- Convertir la ecuación lineal del punto anterior a una función del tiempo para analizar los valores de presión comentados anteriormente y determinar de forma puntual los tiempos y presiones donde se observa la transición del sistema de fracturas hacia un sistema pseudomatricial.

## **Introducción**

El sector energético ha sido parte esencial en México desde la expropiación petrolera realizada en 1938 por el presidente Lázaro Cárdenas. Desde ese momento el país tomó las riendas de toda la cadena de valor de los hidrocarburos aun en medio de un panorama desfavorable debido a una serie de problemas como lo fue la reducción de exportaciones, la política internacional de precios bajos y el aumento en las inversiones de infraestructura nacional.

A pesar de las adversidades, México logró estabilizarse y seguir con los procesos de exploración logrando encontrar el yacimiento petrolero José Colomo en 1951, contribuyendo al desarrollo de infraestructura energética del país. En 1952 se descubre la extensión de Faja de Oro y gracias a ello México se posiciona como país productor en el mercado internacional con valores de producción jamás vistos hasta ese momento.

México, país vasto de recursos naturales, contiene provincias petroleras que han sido parte fundamental para su desarrollo tanto técnico como económico. Estados como Tabasco, Veracruz y Campeche, representan las principales zonas con acumulaciones de hidrocarburos que han sido soporte para el desarrollo nacional. En este último estado se presta especial atención debido a que la Sonda de Campeche contiene una plataforma continental carbonatada que, por su proceso cataclísmico, dio origen a los yacimientos naturalmente fracturados y estos, por su naturaleza, requieren de la búsqueda de nuevas herramientas para su explotación. En las siguientes figuras se muestra la ubicación del campo:



Figura 1.1: Ubicación de campos del Golfo de México. Fuente:CNH (2013, p. 10).



Figura 1.2: Ubicación respecto a la Región Marina Noreste. Fuente:CNH (2013, p. 10).



Figura 1.3: Campos importantes del Golfo de México. *Fuente:*CNH (2013, p. 11).

Este tipo de campos resultan de gran importancia a nivel económico y técnico, al ser yacimientos naturalmente fracturados requieren de estudios rigurosos que permitan comprender la complejidad de los campos y con ello se tomen las mejores decisiones para su explotación.

Una de las herramientas utilizadas para determinar las propiedades petrofísicas de estos campos son los estudios de laboratorio realizados a muestras de diámetro completo, que son fuente de información directa y confiable de las características de estos yacimientos.

Dentro de los estudios elaborados en el Laboratorio de Rocas Fracturadas, perteneciente a la Facultad de Ingeniería de la UNAM, están los resultados obtenidos por el Dr. Herrera, quien, en su momento, trabajó en su tesis doctoral con yacimientos naturalmente fracturados y destaca “la identificación, mediante determinaciones tanto a condiciones de laboratorio como de yacimiento, de comportamientos lineales con efectos predominantes, para el sistema poroso de fractura, seguido por el de matriz, de la porosidad efectiva y de permeabilidad en sus diferentes definiciones”. (Herrera, 2000, p. 3).

Con ello, declara que existe una zona de transición de la permeabilidad de la fractura hacia la matriz, pero sin profundizar en el tema. Es en este punto donde se incorpora el aporte de la autora para estudiar a detalle esa transición.

En este documento se muestran los resultados experimentales de varios núcleos de la Sonda de Campeche de donde se obtiene un total de 309 datos útiles de permeabilidad absoluta que describen el comportamiento geomecánico bajo diferentes condiciones de esfuerzo. Lo anterior con la finalidad de obtener un modelo matemático basado en propiedades petrofísicas que permita predecir la transición de la porosidad secundaria hacia la porosidad primaria.

Se presenta una revisión de la literatura con los conceptos fundamentales para el desarrollo de la tesis, así como los estudios más relevantes publicados en la literatura acerca de los efectos geomecánicos en el sistema matriz-fractura a escala de laboratorio y de yacimiento.

Se presenta la descripción general de los experimentos realizados en el Laboratorio de Rocas Fracturadas para obtener los valores de permeabilidad absoluta al gas, se muestra con detalle el análisis de los resultados experimentales y la aplicación de técnicas estadísticas de la ciencia de datos para la interpretación y representación gráfica de la información con el lenguaje Python. Se obtienen funciones lineales que describen el comportamiento de la permeabilidad en función del esfuerzo aplicado.

En una siguiente etapa, se realiza la comparación del comportamiento de compactación de la permeabilidad derivado de la interpretación de resultados experimentales, con el comportamiento de la declinación de presión del yacimiento naturalmente fracturado representativo, para brindar una aplicación práctica de la metodología de esta tesis.

Posteriormente se presenta una conclusión integral donde se habla sobre los hallazgos relevantes de este estudio, se explica la importancia de este análisis para entender a detalle las propiedades petrofísicas de los yacimientos naturalmente fracturados y, sobre todo, se habla sobre cómo este método se puede aplicar para campos con diferente litología.

## Revisión de la literatura.

La permeabilidad es una propiedad petrofísica sumamente importante para la caracterización de un yacimiento, ya que es clave para la generación de modelos geológicos y de simulación numérica, así como estimar la capacidad de flujo del campo. Este parámetro permite que los fluidos se transporten con mayor o menor facilidad, definiendo los gastos de producción que se pueden recuperar en superficie. Tener certeza de la permeabilidad permite planear las estrategias de producción, estudiar alternativas para la recuperación secundaria y mejorada, entre otros.

El correcto cálculo de esta propiedad determina si un campo requiere de algún proceso de terminación en particular, como un fracturamiento hidráulico; ya que al obtener valores de permeabilidad que indiquen que su explotación no es viable, se debe contemplar este tipo de estimulaciones para lograr que sea un proyecto técnicamente viable, en cambio, si se sobrestima su valor, puede llevar a escenarios no deseables donde no se recupere la cantidad de hidrocarburos esperada y, con ello, no alcance la rentabilidad del proyecto.

La estimación de la permeabilidad en yacimientos naturalmente fracturados representa un reto debido a que se debe considerar la anisotropía del yacimiento y la permeabilidad derivada de la doble porosidad del medio (matriz rocosa y red de fracturas).

Para determinar la permeabilidad existen diferentes métodos que van desde aproximaciones teóricas, técnicas a escala de campo y métodos experimentales en muestras de núcleos. A continuación se describen las diferentes metodologías para la obtención de la permeabilidad.

## Sección 2.1.

---

### *Aproximaciones teóricas y de campo para obtener permeabilidad.*

---

Los métodos de la caracterización dinámica y pruebas de presión permiten analizar el comportamiento dual de porosidad y permeabilidad a escala de yacimiento, sin embargo, se obtienen valores promedio en la región de estudio. En esta sección se detallan algunos métodos relevantes basados en ese principio.

#### **2.1.1 Permeabilidad aparente y permeabilidad real.**

Dentro de las alternativas existentes para obtener valores de permeabilidad se encuentran las pruebas de índice de productividad como lo es la prueba de declinación y de restauración de presión. Sin embargo, este método solo permite obtener una permeabilidad aparente que no representa la doble porosidad característica de los yacimientos naturalmente fracturados.

No obstante, esta técnica es recomendada en caso de que la recuperación de núcleos no se logre con éxito, debido a la naturaleza de doble porosidad de la formación y su posible destrucción durante el proceso de extracción del núcleo.

Si bien no es el dato más exacto que describa las características de la permeabilidad, brinda una aproximación para cálculos operativos del estado de producción del yacimiento, como lo es el factor de daño o las pérdidas de presión en la zona cercana al pozo de producción.

Un método relevante y más preciso para obtener la permeabilidad de la roca es a través de estudios petrofísicos a condiciones de yacimiento en núcleos de diámetro completo que, en conjunto con otras herramientas de caracterización, proporcionan una estimación de la variación de la permeabilidad en la matriz rocosa y la red de fracturas.

### 2.1.2 Flujo de fluidos a través de conductos: Ley cúbica.

La ley cúbica es una ecuación que permite cuantificar la permeabilidad con solo medir su apertura, es una herramienta que relaciona la geometría de una fractura y su capacidad para transmitir fluidos. Parte de la ecuación de Navier-Stokes donde conjunta las fuerzas de presión con las fuerzas viscosas y fuerzas debido a la inercia, permitiendo describir el flujo de fluidos. En su versión original representa una ecuación muy compleja que no permite tener una aplicación a escala de yacimiento, razón por la cual se considera un flujo laminar, lo que elimina el término de la inercia debido a inestabilidad del flujo; se plantea una geometría dada entre dos placas planas paralelas y se establece que el flujo viaja en una sola dirección.

De estas consideraciones resulta la siguiente ecuación práctica:

$$k_f = T^2/12 \tag{2.1}$$

donde:

$k_f$  = Fractura individual

$T$  = tamaño de la apertura

Esta ecuación es la representación matemática de una fractura, no es un método directo, pero permite relacionar la geometría de la fractura con su capacidad de transmitir fluidos, además, permite visualizar cómo un pequeño aumento en la apertura afecta considerablemente la permeabilidad del medio. La ley cúbica es destacable ya que es fácil obtener valores de permeabilidad a través del posible valor de la apertura de una fractura y esta, a su vez, se obtiene de registros geofísicos o de núcleos.

Esta ley provee una herramienta importante que une la geometría de las fracturas con la permeabilidad del yacimiento, su aplicación permite obtener valores teóricos. Para tener valores más certeros se deben considerar otros factores como la conectividad del yacimiento o los procesos de mineralización.

### 2.1.3 Permeabilidad medida en campo.

En este método se pone a producir un pozo, se busca medir (a través de herramientas de registro) qué tan rápido se restablece el contacto gas-aceite (GOC). Se requieren de 3 pozos que sean vecinos para estudiar la preferencia al flujo de las fracturas, de forma que se tengan valores de la velocidad a la que viaja el gas bajo un diferencial de presión; esta información se introduce a la ecuación para apertura de fractura:

$$T = \left( \frac{12 C Q_t \mu (\ln(r_e/r_w) - 0.5)}{n \Delta p g (h_e - h_w^2/h_e \pm 2\Delta h)} \right)^{1/3} \quad (2.2)$$

donde:

$T$  = Espesor de la fractura [pulgadas o mm]

$C$  = Constante de conversión de unidades [adimensional]

$Q_t$  = Tasa de flujo total [STB/D o scf/d]

$\mu$  = Viscosidad del fluido [cp]

$r_e$  = Radio de drenaje [ft]

$r_w$  = Radio del pozo [ft]

$n$  = Número de fracturas que cruzan el pozo [adimensional]

$\Delta p$  = Diferencia de presión [psi]

$g$  = Aceleración debida a la gravedad [ft/s<sup>2</sup>]

$h_e$  = Espesor neto de la formación fracturada [ft]

$h_w$  = Altura de la columna de fluido en el pozo [ft]

$\Delta h$  = Cambio en la altura del contacto de fluidos [ft]

De esta forma se obtiene un valor de apertura que puede ser sustituido en la Ley Cúbica descrita en el sección anterior para obtener un valor de permeabilidad de fractura, representando así otro método para su obtención.

### 2.1.4 Método de Pollard.

Establecido en 1959, explica que dentro de las pruebas de presión existe una restauración de la misma que está dividida en tres partes:

- Diferencia de presión matriz-fractura lejos del pozo
- Caída de presión debido al flujo de fluidos a través de las fracturas
- Caída de presión adicional en el pozo debida al daño (factor de daño).

Mediante la extrapolación de las tendencias lineales en un gráfico semilogarítmico, es posible aislar estas componentes (figura 2.1). Una consideración crucial es que el factor de daño calculado puede incorporar no solo el daño mecánico de la formación, sino también pérdidas de presión significativas debidas al flujo turbulento cerca del pozo. Por lo tanto, este método es particularmente útil para evaluar la efectividad de tratamientos de estimulación (ej., acidificación) dirigidos a reducir el daño mecánico, pero no puede mitigar las pérdidas por turbulencia.

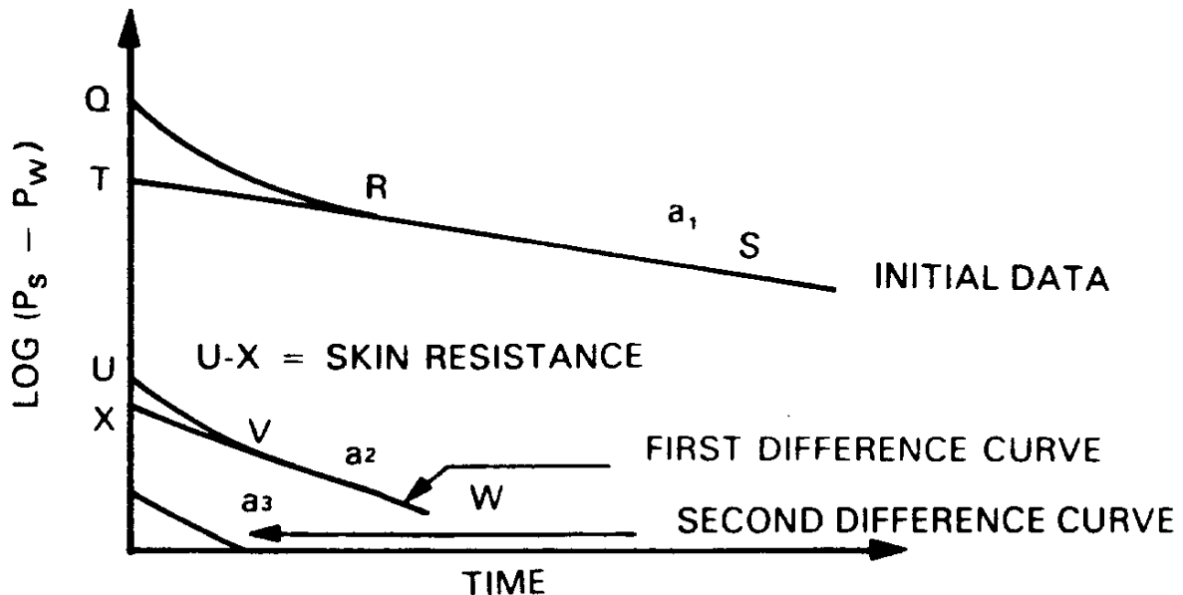


Figura 2.1: Análisis de restauración de presión de Pollard. Fuente: Saidi (1987, p. 246).

A partir de la componente de caída de presión laminar en las fracturas aislada con el método de Pollard, es posible calcular el espesor promedio de las fracturas ( $T_f$ ) aplicando una forma operativa de la Ley Cúbica:

$$T_f = 8.027 \times 10^{-3} \left( \frac{\mu_0 h q_0 B_0 \ln(r_e/r_w)}{\Delta P n} \right)^{1/3} \quad (2.3)$$

donde:

$T_f$  = Espesor promedio de las fracturas [cm]

$\mu_0$  = Viscosidad del petróleo [cp]

$h$  = Espesor de la formación [ft o m]

$q_0$  = Tasa de flujo de petróleo [STB/D]

$B_0$  = Factor volumétrico de formación [RB/STB]

$r_e$  = Radio de drenaje [ft]

$r_w$  = Radio del pozo [ft]

$\Delta P$  = Caída de presión laminar en fracturas [psi]

$n$  = Número efectivo de fracturas que cruzan el pozo [adimensional]

Una vez determinado  $T_f$ , la permeabilidad de la fractura ( $k_f$ ) se obtiene mediante la relación fundamental derivada del flujo entre placas paralelas:

$$k_f = \frac{T_f^2}{12} \quad (2.4)$$

donde:

$k_f$  = Permeabilidad de la fractura [Darcy]

$T_f$  = Espesor promedio de las fracturas [cm]

La aplicabilidad de este método queda demostrada con ejemplos de campo donde, a pesar de las variaciones en la tasa de producción, el cálculo del espesor de fractura arroja valores consistentes, confirmando la robustez del principio de la Ley Cúbica.

### 2.1.5 El Modelo Warren y Root

Es un método conocido como modelo de doble porosidad, tiene relevancia para la interpretación de pruebas de presión en yacimientos naturalmente fracturados. El modelo de Warren y Root trata a la matriz del yacimiento como una serie de bloques uniformes que se encuentran dentro de una red de fracturas. En este método se plantea que el flujo de fluidos hacia el pozo ocurre en dos partes:

- El flujo de fluido viaja desde los bloques de la matriz hacia las fracturas
- Flujo de fluidos desde las fracturas hacia el pozo.

En este modelo se asume que el flujo de fluidos de la matriz hacia las fracturas viaja en un estado pseudo estable de forma que conforme existe una diferencia de presión se obtiene un gasto proporcional que viaja desde la matriz rocosa hacia las fracturas. Este método permite calcular la permeabilidad de la fractura ( $k_f$ ) y dos valores descritos a continuación:

- $\omega$  (Relación de almacenamiento): Es la cantidad de fluido almacenado dentro de una fractura, representa un porcentaje del fluido total almacenado en un yacimiento.
- $\lambda$  (Coeficiente de flujo interporoso): Es un parámetro que describe la facilidad con la que un fluido puede moverse desde la matriz hacia las fracturas.

Este modelo representa un patrón característico al generar una gráfica semilogarítmica de presión vs tiempo, el patrón generado serán dos líneas rectas paralelas entre sí las cuales representan un tiempo temprano y uno tardío. El primer caso representa el lapso donde el flujo de fluidos ocurre a través de las fracturas; mientras que para la segunda recta refleja el flujo de fluidos total (matriz y fracturas) del sistema cuando se establece la presión entre ellos.

La solución para la presión en el pozo revela una firma característica en un gráfico semilogarítmico: dos líneas rectas paralelas. La línea de tiempo temprano representa el flujo dominado por las fracturas, y la línea de tiempo tardío representa el flujo del sistema combinado matriz-fractura.

La permeabilidad de la fractura ( $k_f$ ) se calcula a partir de la pendiente ( $m$ ) de cualquiera de estas dos líneas rectas:

$$k_f h = 1.151 \frac{q \mu B}{2 \pi m} \quad (2.5)$$

donde:

$k_f$  = Permeabilidad de la fractura [mD]

$h$  = Espesor neto de la formación [pies]

$q$  = Tasa de flujo [STB/D]

$\mu$  = Viscosidad del fluido [cp]

$B$  = Factor volumétrico de formación [RB/STB]

$m$  = Pendiente de la recta en gráfico semilog

La distancia vertical ( $\Delta P$ ) entre las dos líneas rectas está relacionada con  $\omega$  mediante la expresión  $\omega = e^{-2\Delta P}$ . El parámetro  $\lambda$  se determina a partir de la posición de la curva de transición entre las dos líneas rectas.

Este modelo permite obtener, a través de las pruebas de presión, una simplificación del sistema matriz-fractura obteniendo parámetros críticos tanto de la matriz como de las fracturas permitiendo cuantificar el comportamiento de los yacimientos naturalmente fracturados.

---

## Sección 2.2.

---

### *Validación experimental y estudios de laboratorio*

---

En la sección anterior se estudiaron los métodos de campo y aproximaciones teóricas que se han elaborado para obtener valores de permeabilidad; sin embargo, todos ellos están basados en pruebas de presión o bajo consideraciones ideales. Una manera de representar de forma real el comportamiento del yacimiento, es a través de los análisis petrofísicos realizados en laboratorio, ya que permiten recrear las condiciones de presión y temperatura presentes en el campo, dando resultados más apegados al comportamiento esperado.

En esta sección se abarcan los métodos de laboratorio para obtener las propiedades petrofísicas de las rocas, de forma más concreta, la obtención de la permeabilidad a través de estudios de laboratorio realizados a núcleos de diámetro completo, que permiten determinarla (junto con otras propiedades como la porosidad) de forma directa, no de forma indirecta, como en la sección anterior.

### 2.2.1 Análisis del comportamiento de la permeabilidad en rocas de doble porosidad.

Los análisis petrofísicos son base para el desarrollo de campos con potencial de hidrocarburos. La obtención de las propiedades petrofísicas a través de núcleos ayuda a tener información confiable sobre el campo, ya que en este tipo de estudios se recrean las condiciones de presión y temperatura del yacimiento.

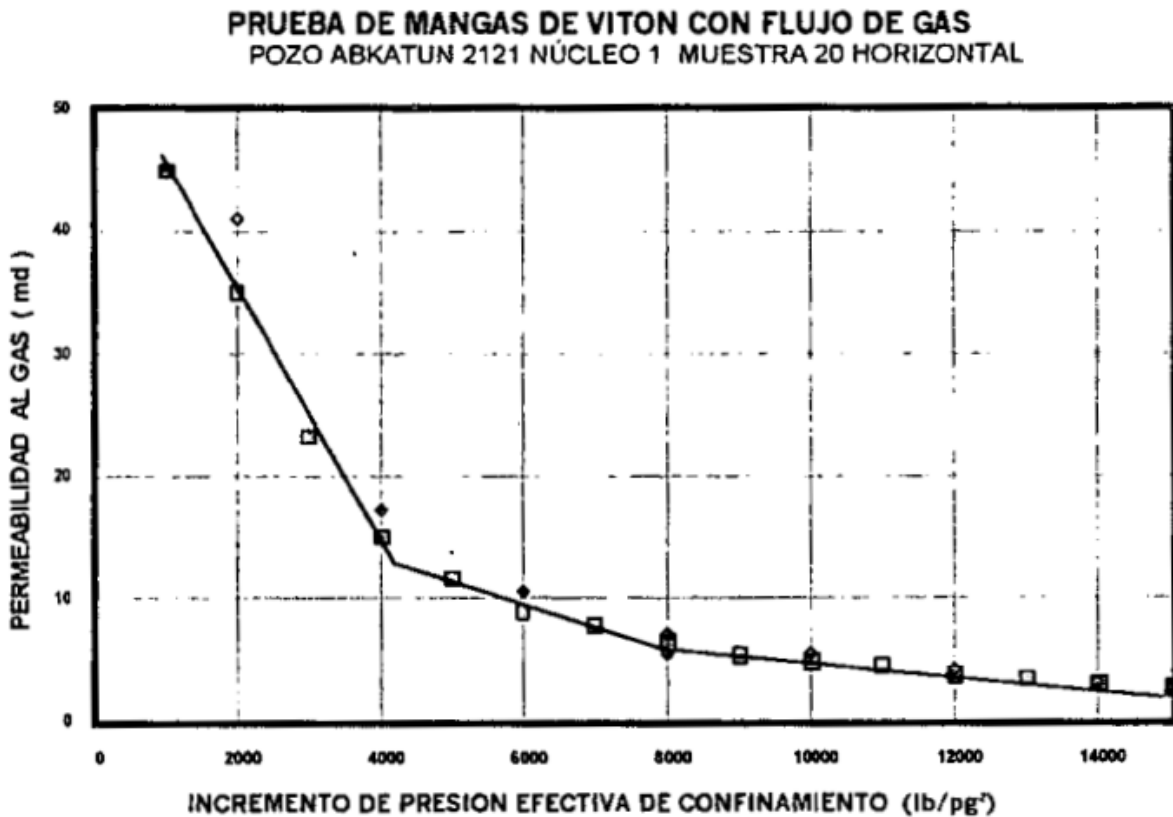


Figura 2.2: Comportamiento de la permeabilidad al gas en función de la presión efectiva de confinamiento. *Fuente:* Herrera (2000, p. 58).

Herrera (2000) en su tesis doctoral documenta los comportamientos lineales de la permeabilidad al gas en función de la presión efectiva de confinamiento mostrada en núcleos pertenecientes al complejo Abkatún, un yacimiento naturalmente fracturado ubicado en aguas marinas de la Sonda de Campeche. En su tesis destaca la presencia de los efectos dominantes: el de las fracturas primarias, secundarias y el de la matriz (figura 2.2). El trabajo resulta relevante ya que demuestra cómo el flujo de fluidos está gobernado por dos tipos de permeabilidad: la de fractura y la de matriz.

Una de sus principales contribuciones es la representación lineal del comportamiento de la permeabilidad en función del esfuerzo. En su análisis contempla las pendientes que marcan un cambio en la tendencia de la recta graficada, sin embargo, su estudio se limita a las observaciones hechas en el laboratorio, de forma que solo contempla la parte experimental de los núcleos, sin extrapolar los resultados a una escala real.

Es importante destacar este hecho ya que como un aporte de esta tesis, se encuentra la extrapolación de las condiciones de laboratorio hacia las del yacimiento, para darle un sentido físico a los hallazgos que permitan complementar lo descrito anteriormente por el Dr. Herrera. Estas contribuciones se desglosan a lo largo del Capítulo 5.

Cabrera (2021) en su tesis doctoral estudia la permeabilidad direccional en una muestra perteneciente a un yacimiento naturalmente fracturado con el objetivo de establecer nuevas metodologías experimentales para la medición e interpretación de propiedades petrofísicas avanzadas. Dentro de sus observaciones se encuentran los resultados obtenidos del experimento donde detalla el análisis del comportamiento de la muestra con respecto a un aumento de la presión de confinamiento. En su experimento se encarga de realizar mediciones de permeabilidad direccional cada  $30^\circ$  obteniendo 12 valores para cada serie de presión de confinamiento.

En la figura 2.3 se observa el comportamiento lineal que tiene la permeabilidad direccional bajo un aumento de la presión de confinamiento. En la gráfica existen dos zonas fácilmente diferenciables donde se tiene una pendiente constante que va de los 500 psi y se mantiene hasta los 3000 psi, después de ese rango la pendiente cambia y se mantiene así hasta los 7000 psi.

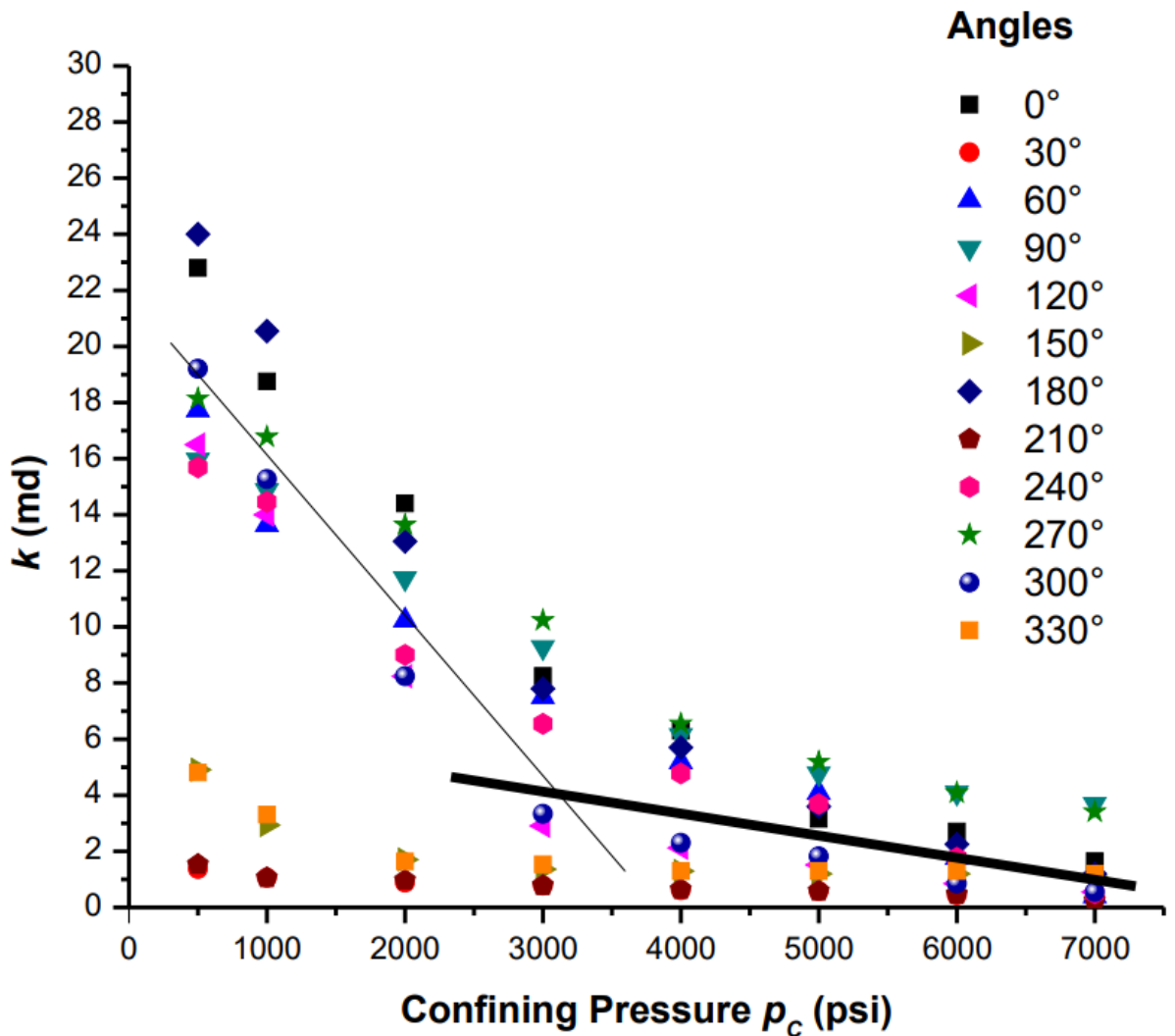


Figura 2.3: Permeabilidad direccional en función del esfuerzo efectivo. *Fuente:* Cabrera (2021, p. 48).

En su escrito, el Dr. Cabrera explica que la transición de las pendientes en ambas rectas ocurre cuando la presión de confinamiento alcanza los 3000 psi aproximadamente. Esta observación permite tener una evidencia más del comportamiento de la permeabilidad cuando se aumenta la presión de confinamiento.

Este análisis es tomado como base para el desarrollo de esta tesis, pero la autora le da un mayor soporte al recopilar un total de 309 datos de permeabilidad que dan más certeza y soporte a los resultados obtenidos por Cabrera (2021) y Herrera (2000).

## Descripción experimental.

Para llevar a cabo el estudio se emplearon muestras de diámetro completo de la Sonda de Campeche mostradas en las siguientes imágenes, estos núcleos corresponden a un campo somero de un yacimiento naturalmente fracturado cuya columna estratigráfica corresponde a la brecha del Paleoceno-Cretácico Superior; contiene brechas dolomitizadas y fracturadas en su base, cubierta por rocas tipo mudstone y wackestone en su cima.

El objetivo de realizar estas pruebas es obtener la permeabilidad absoluta de los núcleos, para ello se establecen las siguientes condiciones:

- Sin saturación de fluidos
- Medición con gas nitrógeno
- Prueba realizada a temperatura de yacimiento (120°C)
- Presión de confinamiento variable



Figura 3.1: Muestra 1 (Vista 1).



Figura 3.2: Muestra 1 (Vista 2).



Figura 3.3: Muestra 3 (Vista 1).



Figura 3.4: Muestra 3 (Vista 2).



Figura 3.5: Muestra 4.



Figura 3.6: Muestra 5.

### Sección 3.1.

---

#### *Tratamiento de muestras.*

---

Tomando en cuenta las condiciones mencionadas, se procede con el tratamiento de los núcleos antes de ser sometidos a las pruebas de alta presión y temperatura, esto con la intención de eliminar fluidos o impurezas que pudieran afectar los resultados de los experimentos. La descripción experimental sigue la metodología típica para análisis petrofísico de núcleos, como la descrita en estudios por Zúñiga (2023).

#### **3.1.1 Corte de muestras.**

Al recibir los núcleos en laboratorio, típicamente presentan irregularidades en la geometría debido a las propiedades físicas de la roca. Por lo anterior, es necesario cortar y dimensionar las muestras de diámetro completo para su operación en los equipos de alta presión y temperatura. Para realizar el corte de las muestras se emplea un equipo especializado que permite un acabado preciso. Se requiere que esta tarea se realice con cautela para no romper los núcleos ya que esto puede comprometer los avances de las pruebas.

#### **3.1.2 Lavado de muestras.**

Como primer paso se lavan los núcleos con ayuda del equipo Dean-Stark, donde se introduce alcohol metílico y tolueno en cantidades iguales, esta mezcla es calentada y posteriormente pasa a través de un condensador con la intención de generar gotas, las cuales caerán sobre la muestra y poco a poco se filtrará sobre su superficie e irá recorriendo de forma interna el núcleo lavando todo espacio poroso y fracturado que se encuentre a su paso.

Este proceso de lavado requiere un tiempo variable para cada muestra pudiendo demorar de semanas a meses, dependiendo de las condiciones de cada ejemplar. El proceso finaliza cuando la mezcla de los compuestos orgánicos que recorre las muestras tenga un aspecto transparente.



Figura 3.7: Equipo Dean Stark usado para lavado de muestras.

### 3.1.3 Eliminación de compuestos orgánicos volátiles.

En el paso anterior se utilizó alcohol metílico y tolueno para lavar los núcleos, para el proceso siguiente es necesario eliminar cualquier rastro que haya quedado de esta mezcla, para ello, las muestras se deben someter a temperaturas mayores a  $111^{\circ}\text{C}$  que es la temperatura a la cual se evapora el tolueno en condiciones estándar. El alcohol metílico, por su parte, tiene un punto de ebullición de  $65^{\circ}\text{C}$  la cual no causa problemas mayores ya que el compuesto será evaporado con facilidad bajo las condiciones del tolueno.

Para cumplir con este proceso de eliminación de compuestos es necesario introducir las muestras a un horno de alta temperatura, el cual se eleva hasta superar el punto de ebullición tanto del tolueno como del alcohol metílico, permitiendo así la evaporación de cualquier residuo de compuestos orgánicos presentes en las muestras. Este proceso se realiza durante un periodo aproximado de 5 días, tiempo suficiente para garantizar su correcta limpieza.

Como un segundo proceso de secado los núcleos se introducen a un desecador que será el encargado de eliminar cualquier rastro de solvente que haya quedado en los núcleos gracias al dióxido de silicio que contiene el desecador en su base, permitiéndole hacer un proceso de adsorción gracias a la porosidad del compuesto de silicio donde las moléculas quedan atrapadas logrando extraer toda humedad restante de los núcleos que por alguna razón no hayan podido ser evaporados con ayuda del horno.



Figura 3.8: Horno de alta temperatura. Fuente: Sánchez (2010)



Figura 3.9: Desecador de muestras.

### 3.1.4 Preparación de muestra para análisis en celda de presión-temperatura.

Una vez limpio y seco, el núcleo se empaqueta con una manga de neopreno; se incluyen mallas para flujo vertical y horizontal; se instalan en los extremos dos dispersores de flujo; dos conexiones, una “S” y otra tipo serpentín. Entre la muestra y los dispersores se coloca un par de mallas ubicadas en cada extremo de la muestra, estas ayudarán a la dispersión del flujo vertical del gas. Para el flujo horizontal las mallas se extienden al costado de la muestra funcionando como un canal lateral para la distribución del gas.

Cabe destacar que este estudio es la compilación del análisis de varias muestras correspondientes a la Sonda de Campeche, por esa razón, se entiende que este proceso se llevó a cabo para cada una de ellas.

**Sección 3.2.**

---

*Medición de permeabilidad.*

---

Antes de comenzar la medición, se establece una presión de confinamiento, se ajustan sensores de presión y fluómetro con base al tipo de muestra y el tipo de flujo, para asegurar que trabajen dentro de un rango adecuado de operación.

Una vez armado el dispositivo y haciendo los ajustes necesarios, la muestra se introduce a la celda de presión-temperatura y se establece una presión de confinamiento, se toman lecturas de temperatura, presión de poro, diferencia de presiones y gasto de flujo en la muestra a condiciones de presión atmosférica en los fluómetros del gasto de gas. Toda esta información se emplea para la ecuación de Darcy para flujo compresible (ecuación 3.1), que es la fórmula que permitirá obtener los valores de permeabilidad de este experimento.

$$k = \frac{2 Q \mu L}{A (P_1^2 - P_2^2)} \quad (3.1)$$

- $k$ : permeabilidad [m<sup>2</sup>]
- $Q$ : gasto volumétrico del gas [m<sup>3</sup>/s]
- $\mu$ : viscosidad dinámica del gas [Pa · s]
- $L$ : longitud de la muestra [m]
- $A$ : área transversal de flujo [m<sup>2</sup>]
- $P_1, P_2$ : presiones de entrada y salida [Pa]

La permeabilidad obtenida en unidades SI fue convertida a milidarcies usando la relación  $1 \text{ mD} \approx 9.87 \times 10^{-16} \text{ m}^2$ .

Ese procedimiento se repite para cada valor de presión de confinamiento al que las muestras fueron sometidas y se registran 5 lecturas para cada valor de presión.

## Procesamiento y análisis de datos.

Los datos recabados en el capítulo anterior representan valores de permeabilidad aparente, ahora se hablará sobre los procesos necesarios para obtener la permeabilidad real, además se hablará sobre las observaciones hechas en las gráficas que describen su comportamiento y de sus respectivas ecuaciones haciendo las consideraciones necesarias en los intervalos de aplicación de cada una.

A los datos de permeabilidad aparente se aplica la corrección por efecto de deslizamiento de Klinkenberg, este paso es importante debido a que para el experimento se usó gas como fluido de medición y este a bajas presiones puede provocar una sobreestimación de la permeabilidad, es por ello que este paso es importante para obtener valores de permeabilidad reales.

El efecto Klinkenberg establece una relación lineal entre el inverso de la presión media y los valores de permeabilidad aparente del gas hallados en el laboratorio, al extrapolar la recta hacia el eje de las ordenadas, se tendrá el valor de la permeabilidad absoluta. Esta corrección se aplica sobre todos los valores de permeabilidad recabados en el experimento, los datos obtenidos se guardan en un documento tipo xlsx que serán los que alimenten al programa final.

Como parte del proceso de depuración de información, se eliminan aquellos datos que no siguen la tendencia típica de permeabilidad de las muestras analizadas en este experimento, ya que esto puede generar sesgos en los resultados o la forma en que se clasifica la información más adelante. Al depurar aquellos datos inconsistentes, se evitan alteraciones en las variables estadísticas como el rango, desviación estándar, varianza, etc. impidiendo que se comprometa la veracidad de los datos analizados.

Para el desarrollo de esta tesis se seleccionó Python como lenguaje de programación ya que se acopla perfecto con las necesidades de análisis y procesamiento de información que requiere este escrito gracias a su buen manejo de información en grandes cantidades, su procesamiento de análisis y la adaptabilidad de los gráficos.

Dada la cantidad de información que se debe de procesar, se recurrió al uso de Data Frames, que son estructuras de datos que permiten organizar información de forma tabular, filtran datos a gran escala o en subconjuntos, organizan datasets complejos de una forma estructurada, además permiten trabajar con diferentes tipos de datos dentro de una misma estructura y admite el cálculo de datos estadísticos a gran escala.

#### 4.0.1 Análisis de datos.

Se realiza un estudio general de todas las permeabilidades obtenidas a través de las pruebas de laboratorio, en esta sección se conjuntan tanto la permeabilidad  $H_1$ , como la permeabilidad  $H_2$  (estas permeabilidades representan permeabilidades horizontales en donde la permeabilidad  $H_1$  es perpendicular a  $H_2$ ) y la permeabilidad vertical ( $k_v$ ) para entender su comportamiento general. Con los datos en conjunto con las respectivas correcciones se logró reunir un total de 309 datos útiles los cuales fueron graficados en función de la presión de confinamiento a la que fueron sometidos los núcleos en el laboratorio obteniéndose la gráfica mostrada en la figura 4.2.

Adicionalmente, con el fin de analizar la distribución de los datos y su variabilidad, se empleó un diagrama de caja (figura 4.1), que permitió identificar la mediana, los principales cuartiles y la presencia de valores atípicos en las permeabilidades  $H_1$ ,  $H_2$  y  $k_v$ , facilitando así una interpretación más completa del comportamiento de los datos. El análisis de estos diagramas muestra un sesgo a la derecha, donde los valores se concentran entre los 0 y 20 mD. Al mismo tiempo, presenta valores atípicos de hasta 517.79 mD que sugiere una alta heterogeneidad, característica de yacimientos fracturados. El desglose de la tabla de frecuencia se indica más adelante.

Al analizar la gráfica y su comportamiento se observa una serie de datos de permeabilidad distribuidos a lo largo del eje de presión de confinamiento notándose una correlación inversa entre las variables, es decir, que a medida que la presión de confinamiento va en aumento la permeabilidad tiende a disminuir.

Este fenómeno es consistente con el cierre de los espacios porosos y, especialmente, de las microfracturas identificadas como valores atípicos en el diagrama de caja, las cuales son más sensibles al incremento del esfuerzo.

En la figura 4.3 se observa una relación lineal entre las variables, la cual puede ser representada por ecuaciones de líneas rectas que serán desglosadas a lo largo de este capítulo. Se observa que la recta que describe el comportamiento de la gráfica cambia de pendiente aproximadamente a una presión de 3000 psi y mantiene una pendiente constante hasta niveles elevados de presión de confinamiento aplicada.

Para describir de forma más precisa el comportamiento, se muestra la figura 4.3 separando los intervalos de presión donde se visualiza el cambio de pendiente.

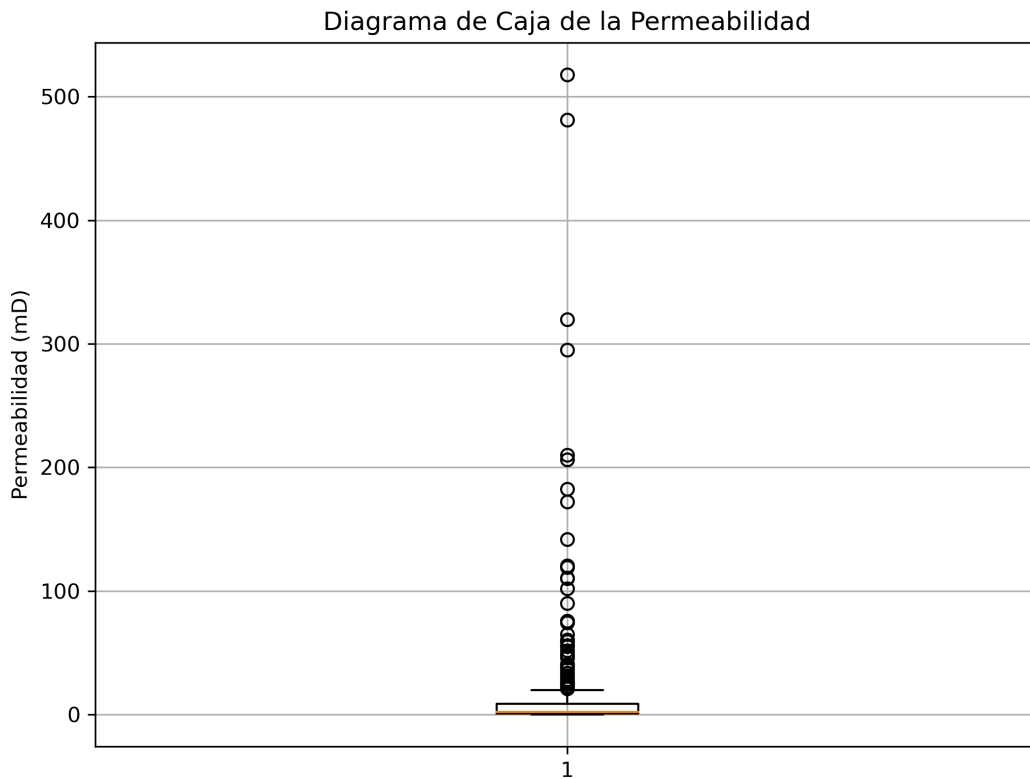


Figura 4.1: Diagrama de caja de permeabilidad

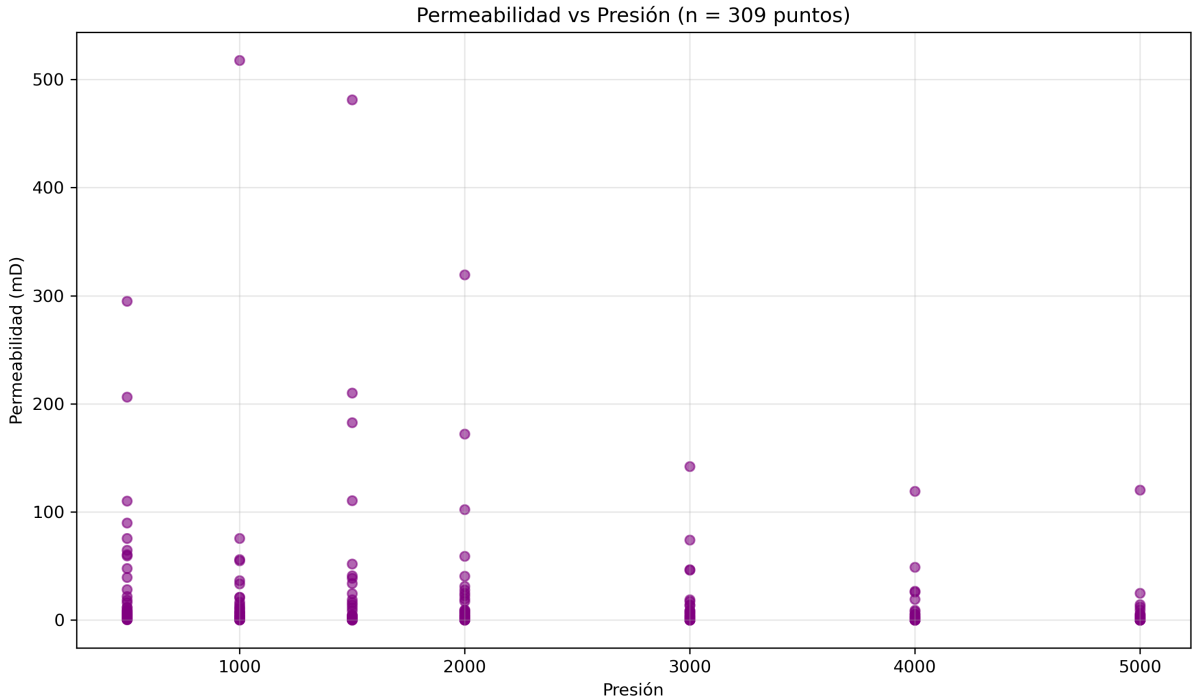


Figura 4.2: Comportamiento de la permeabilidad bajo presión de confinamiento.

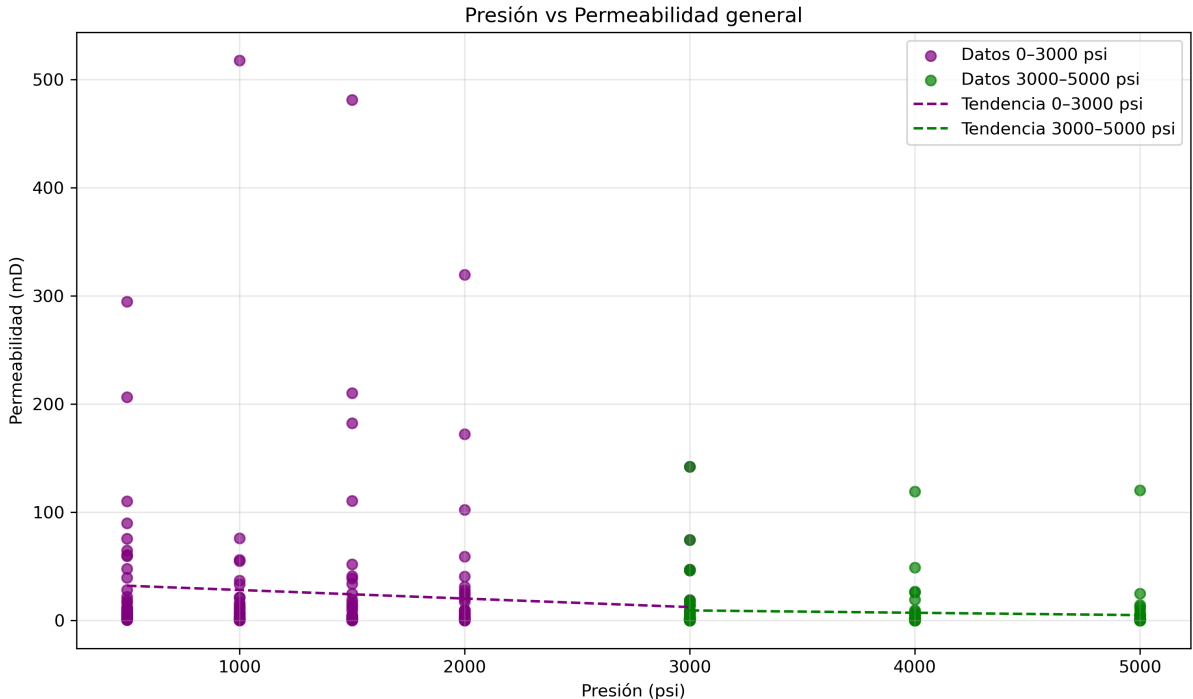


Figura 4.3: División de tendencia de cambio de pendientes en cada recta

Con esta información se hace una observación muy importante: Existe un cambio en el comportamiento de la permeabilidad a partir de los 2000 psi y mantiene este cambio hasta los 4000 psi, esto indica la necesidad de analizar esas condiciones para entender lo que está sucediendo en el yacimiento, se hacen estas observaciones para identificar comportamientos en el siguiente capítulo.

Como idea primaria se buscó graficar los 309 datos recabados en laboratorio y dividir la permeabilidad en al menos cuatro clases, sin embargo, al generar las gráficas segmentando las clases, no fue posible realizar un buen análisis ya que las gráficas obtenidas no permitían identificar una tendencia marcada que pudiera observarse como una constante a lo largo de todas las clases, en consecuencia, no fue posible identificar un comportamiento claro.

Como un camino alternativo se analizaron los datos de forma más puntual, usando la información obtenida de cada muestra para estudiar su comportamiento. Si bien el primer camino no dio resultados favorables, no fue considerado como un punto sin retorno, sino como un punto de partida de lo que también se esperaba observar en las muestras a partir de los 2000 psi.

En esta nueva forma de analizar los datos de las muestras se graficó la permeabilidad horizontal ( $H_1$ ), la permeabilidad horizontal ( $H_2$ ) y la permeabilidad vertical ( $k_v$ ) de cada muestra obteniéndose un total de 22 gráficas. Además, para cada recta se generó la segmentación de la presión en dos intervalos, el primero fue de [0 psi - 3000 psi] y el siguiente fue de [3000 psi - 5000 psi].

Para modelar el comportamiento por muestra, se incluye en las gráficas una línea de tendencia usando el método de mínimos cuadrados, permitiendo asignarle una ecuación a cada recta y haciendo visible una tendencia de comportamiento en cada muestra.

Además de las ecuaciones obtenidas, se calcula el valor del coeficiente de determinación  $R^2$  para cada recta y haciendo uso de esta se establece un criterio particular para poder presentar los resultados: Se condiciona que estas rectas se apoyen del coeficiente de determinación  $R^2$  de forma que al menos cuatro rectas de las seis graficadas cuenten con valores de  $R^2$  mayor o igual al 85% esto como un parámetro que dé mayor certeza a los resultados obtenidos.

Al aplicar esta condición se logra observar una tendencia mejor definida, haciendo posible reportar que 12 muestras cumplen este requisito. En el escrito se presentan tres ejemplos en las figuras 4.4, 4.5 y 4.6 en los cuales se observa un comportamiento más claro. Se aprecia la tendencia de la permeabilidad, permitiendo resaltar que tanto en las gráficas de la permeabilidad general, como en los comportamientos por muestra, se observa un cambio en las pendientes cuando se llega a niveles de presión de 2000 psi y hasta los 3000 psi.

Este análisis propone que el punto donde se realiza el estudio principal es a 3000 psi, sin embargo, en el capítulo siguiente se analizan las presiones que anteceden y suceden a este valor de presión para dar un mejor entendimiento de lo que sucede a nivel de yacimiento, ya que la transición de la permeabilidad no se hace en un punto, sino que es un cambio gradual que tiene ciertas zonas donde es posible comenzar a ver su tendencia.

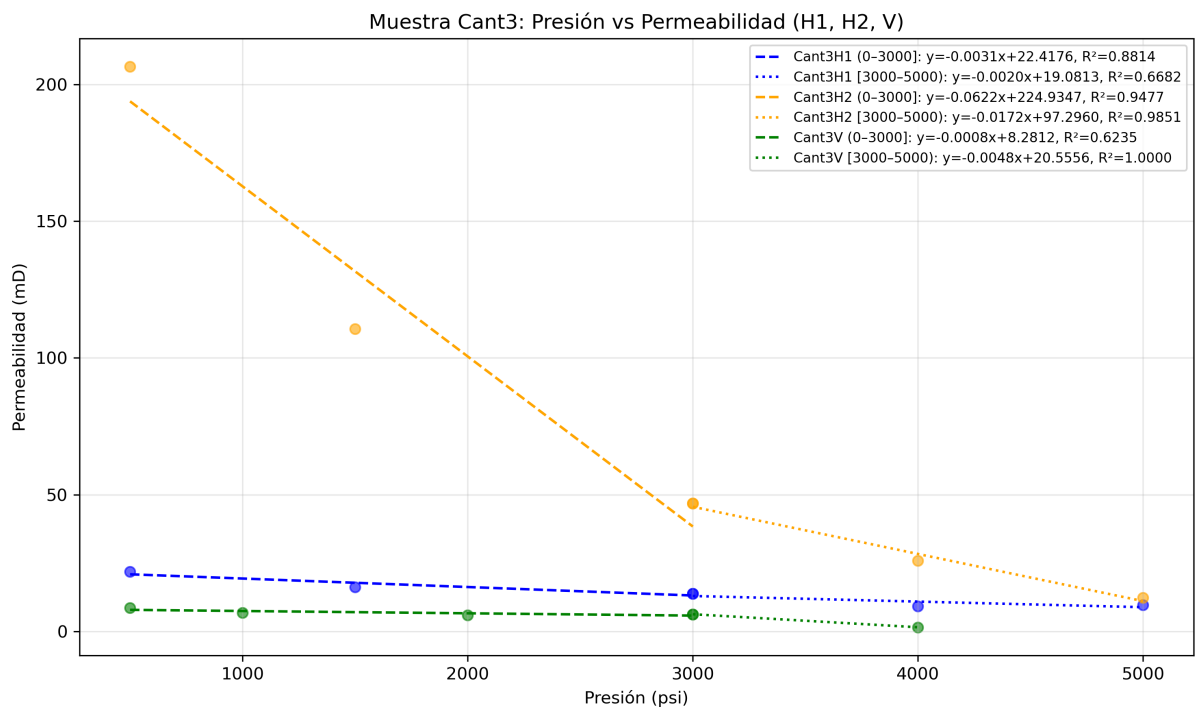


Figura 4.4: Ejemplo 1: Gráfica de permeabilidades H1, H2 y kv.

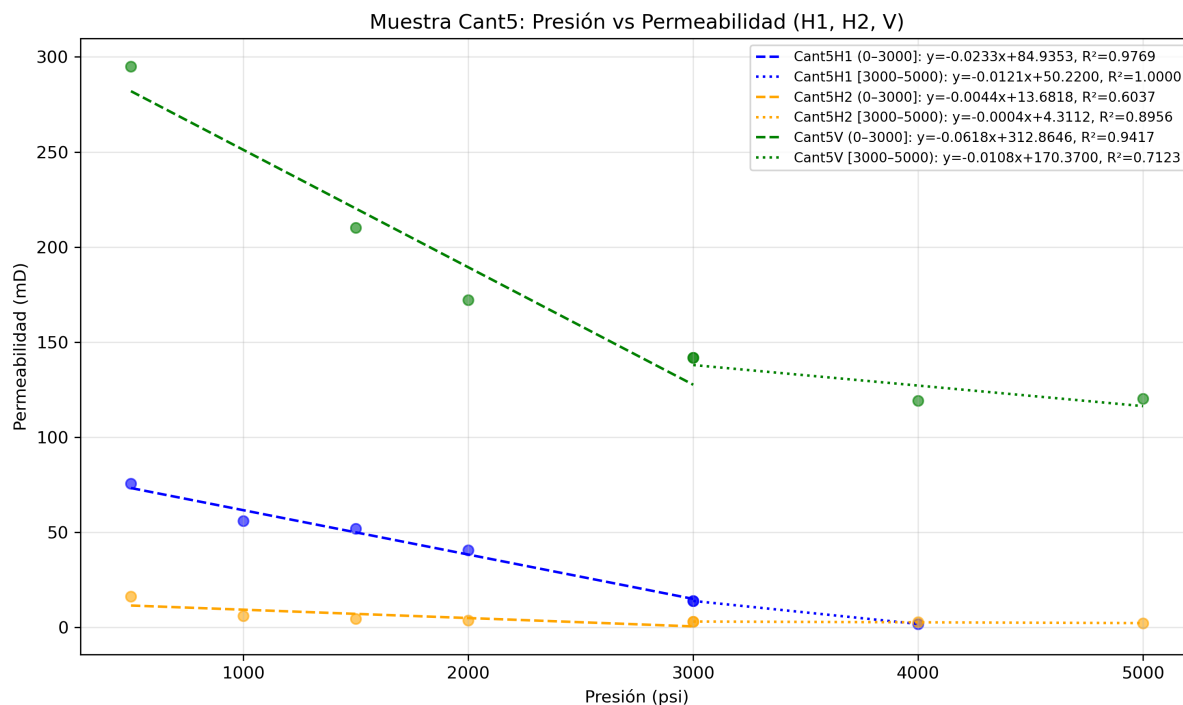


Figura 4.5: Ejemplo 2: Gráfica de permeabilidades H1, H2 y kv.

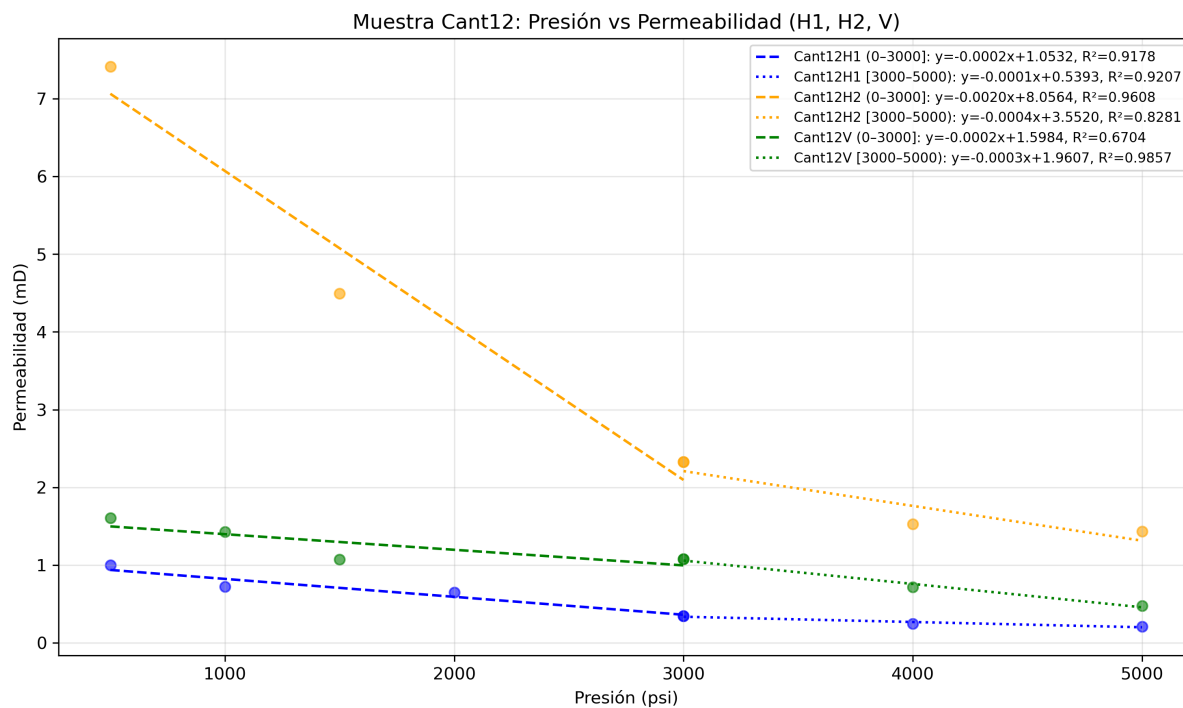


Figura 4.6: Ejemplo 3: Gráfica de permeabilidades H1, H2 y kv.

Para complementar el diagrama de caja, se presenta la tabla 4.1 de frecuencia que muestra los valores determinados para las muestras utilizadas en este estudio:

Parámetro	Valor
count	309
mean	17.5737
std	54.355
min	0.0073
25%	0.72
50%	2.0728
75%	8.7953
max	517.79

Tabla 4.1: Parámetros estadísticos de la permeabilidad

Para las ecuaciones de las rectas se segmentaron dos intervalos de presión, tomando como referencia el punto de 3000, psi generando funciones compuestas. Los coeficientes de las rectas descritas en las figuras 4.4, 4.5 y 4.6 se pueden resumir en las siguientes tablas:

	Fractura		Matriz	
	Pendiente	Ordenada al origen	Pendiente	Ordenada al origen
Cant3H1	-0.0031	22.4176	-0.002	19.0813
Cant3H2	-0.0622	224.9347	-0.0172	92.296
Cant3V	-0.0008	8.2812	-0.0048	20.5556

Tabla 4.2: Resumen de los coeficientes de la función compuesta de la muestra Cant3

	Fractura		Matriz	
	Pendiente	Ordenada al origen	Pendiente	Ordenada al origen
Cant5H1	-0.0233	84.9353	-0.0121	50.22
Cant5H2	-0.0044	13.6818	-0.0004	4.3112
Cant5V	-0.0618	312.8646	-0.0108	170.37

Tabla 4.3: Resumen de los coeficientes de la función compuesta de la muestra Cant5

	Fractura		Matriz	
	Pendiente	Ordenada al origen	Pendiente	Ordenada al origen
Cant12H1	-0.0002	1.0532	-0.0001	0.5393
Cant12H2	-0.002	8.0564	-0.0004	3.552
Cant12V	-0.0002	1.5984	-0.0003	1.9607

Tabla 4.4: Resumen de los coeficientes de la función compuesta de la muestra Cant12

Así como se puede generar un resumen de los coeficientes, también se describirán las ecuaciones de las funciones compuestas para  $H1$ ,  $H2$  y  $kv$ :

Para la muestra Cant3 se tienen las siguientes ecuaciones:

Ecuación de la permeabilidad horizontal  $H1$ :

$$k(p)_{(H1)} = \begin{cases} -0.0031 p + 22.4176 & (0 \text{ psi} \leq p \leq 3000 \text{ psi}) \\ -0.002 p + 19.0813 & (3000 \text{ psi} \leq p < \infty) \end{cases} \quad (4.1)$$

Para la permeabilidad horizontal  $H2$ :

$$k(p)_{(H2)} = \begin{cases} -0.0622 p + 224.9347 & (0 \text{ psi} \leq p \leq 3000 \text{ psi}) \\ -0.0172 p + 97.296 & (3000 \text{ psi} \leq p < \infty) \end{cases} \quad (4.2)$$

Para la permeabilidad vertical  $kv$ :

$$k(p)_{(kv)} = \begin{cases} -0.0008 p + 8.2812 & (0 \text{ psi} \leq p \leq 3000 \text{ psi}) \\ -0.0048 p + 20.5556 & (3000 \text{ psi} \leq p < \infty) \end{cases} \quad (4.3)$$

Para la muestra Cant5 se tienen las siguientes ecuaciones:

Ecuación de la permeabilidad horizontal  $H1$ :

$$k(p)_{(H1)} = \begin{cases} -0.0233p + 84.9353 & (0 \text{ psi} \leq p \leq 3000 \text{ psi}) \\ -0.0121p + 50.22 & (3000 \text{ psi} \leq p < \infty) \end{cases} \quad (4.4)$$

Para la permeabilidad horizontal  $H2$ :

$$k(p)_{(H2)} = \begin{cases} -0.0044p + 13.6818 & (0 \text{ psi} \leq p \leq 3000 \text{ psi}) \\ -0.0004p + 4.3112 & (3000 \text{ psi} \leq p < \infty) \end{cases} \quad (4.5)$$

Para la permeabilidad vertical  $k_v$ :

$$k(p)_{(k_v)} = \begin{cases} -0.0618p + 312.8646 & (0 \text{ psi} \leq p \leq 3000 \text{ psi}) \\ -0.0108p + 170.37 & (3000 \text{ psi} \leq p < \infty) \end{cases} \quad (4.6)$$

Para la muestra Cant12 se tienen las siguientes ecuaciones:

Ecuación de la permeabilidad horizontal  $H1$ :

$$k(p)_{(H1)} = \begin{cases} -0.0002p + 1.0532 & (0 \text{ psi} \leq p \leq 3000 \text{ psi}) \\ -0.0001p + 0.5393 & (3000 \text{ psi} \leq p < \infty) \end{cases} \quad (4.7)$$

Para la permeabilidad horizontal  $H2$ :

$$k(p)_{(H2)} = \begin{cases} -0.002p + 8.0564 & (0 \text{ psi} \leq p \leq 3000 \text{ psi}) \\ -0.0004p + 3.552 & (3000 \text{ psi} \leq p < \infty) \end{cases} \quad (4.8)$$

Para la permeabilidad vertical  $kv$ :

$$k(p)_{(kv)} = \begin{cases} -0.0002p + 1.5984 & (0 \text{ psi} \leq p \leq 3000 \text{ psi}) \\ -0.0003p + 1.9607 & (3000 \text{ psi} \leq p < \infty) \end{cases} \quad (4.9)$$

**Nota:** para las ecuaciones 4.1 a 4.9, el  $\infty$  es la notación matemática que representa la presión de cierre.

En estos ejemplos se observa a detalle el mismo comportamiento de las pendientes que se había observado en el estudio de la permeabilidad general. A una presión entre los 2000 psi y 3000 psi existe un cambio en las pendientes de KH1, KH2 y kv que, aunque pareciera ser un cambio pequeño, proporciona mucha información relevante para esta tesis.

El análisis de estas rectas indica que está sucediendo un fenómeno físico cuando se llega a esos niveles de presión de confinamiento en los estudios del laboratorio. Recordemos que en un yacimiento con doble porosidad, la conductividad se debe principalmente a las fracturas del yacimiento que permiten el flujo de fluidos a través de estos canales.

Como reacción natural de la formación, al ir extrayendo hidrocarburos la presión del yacimiento disminuye y con ello la presión de poro, esto se refleja como un aumento en el esfuerzo efectivo, lo que a su vez provoca un aumento en la carga litológica del yacimiento generando que los canales de las fracturas se cierren.

Cuando esto sucede, el flujo de fluidos se da a través de la matriz rocosa, su permeabilidad es menor en comparación con la otorgada por las fracturas, pero permite que los fluidos puedan viajar para ser producidos en superficie. Los efectos al dejar de producir a través de las fracturas se verá reflejado en la producción ya que se tendrá un claro cambio en la cantidad de hidrocarburos recuperados en superficie.

Además de ese resultado, se observa que las gráficas tienen una tendencia de un punto común, esto significa que si se proyectan estas rectas con valores de presión mayores a 5000 psi podremos encontrar un punto para el cual la permeabilidad tenderá a mostrar un comportamiento homogéneo.

## Aplicación a escala de yacimiento.

La ingeniería de yacimientos, por su propia naturaleza, exige el estudio a profundidad de las características petrofísicas de los yacimientos y de forma particular, se requiere analizar el comportamiento físico de la doble permeabilidad (matriz y fracturas), así como identificar el momento en que se realiza la transición de la permeabilidad de fractura a la permeabilidad de matriz con el objetivo analizar y predecir el comportamiento de producción de yacimientos naturalmente fracturados.

Este tipo de investigaciones son una fuente de información muy valiosa que desafortunadamente no ha sido estudiada a detalle en campo práctico, limitando los avances en este rubro. Para contribuir al desarrollo de metodologías que permitan interpretar el comportamiento de yacimientos naturalmente fracturados, se hace el siguiente análisis de los resultados experimentales para la aplicación a escala de campo.

Las tendencias de comportamiento reflejan que en el intervalo de esfuerzo de 2000 psi - 4000 psi se genera una transición en la morfología de la roca. Para comparar los resultados de laboratorio a escala de campo, es necesario considerar variables geomecánicas de campo de presión de poro y carga litológica (esfuerzo vertical), para calcular el esfuerzo efectivo promedio en el yacimiento, mediante del Principio de Esfuerzo Efectivo de Terzaghi el cual proporciona el fundamento matemático para correlacionar los datos mencionados.

Para este caso se considera que la presión de poro es equivalente a la presión de yacimiento.

$$\sigma = S_v - P_y \quad (5.1)$$

donde:

$\sigma$  = Esfuerzo efectivo

$S_v$  = Esfuerzo vertical total

$P_y$  = Presión de yacimiento

De datos típicos de yacimientos en la Sonda de Campeche se tiene un valor de  $S_v = 4,220.6$  psi y del experimento se tiene un valor de esfuerzo efectivo  $\sigma = 2,000$  psi y despejando a  $P_y$  se obtiene lo siguiente:

$$P_y = S_v - \sigma \quad (5.2)$$

$$P_y = 2220.6 \text{ psi} \quad (5.3)$$

Unidades de campo:

$$P_y = 156.1082 \text{ kg/cm}^2 \quad (5.4)$$

Para el valor de esfuerzo efectivo  $\sigma = 3,000$  psi se tiene:

$$P_y = S_v - \sigma \quad (5.5)$$

$$P_y = 1220.6 \text{ psi} \quad (5.6)$$

Unidades de campo:

$$P_y = 85.8082 \text{ kg/cm}^2 \quad (5.7)$$

Para el valor de esfuerzo efectivo  $\sigma = 4,000$  psi se tiene:

$$P_y = S_v - \sigma \quad (5.8)$$

$$P_y = 220.6 \text{ psi} \quad (5.9)$$

Unidades de campo:

$$P_y = 15.501 \text{ kg/cm}^2 \quad (5.10)$$

Los resultados obtenidos en las ecuaciones 5.4, 5.7 y 5.10 corresponden a los valores de presión que tuvo el yacimiento en determinado tiempo de explotación y, si bien esta información es importante, falta complementarla determinando el momento exacto donde el yacimiento tuvo ese potencial.

Para determinar el año se introduce un historial de presión de un mega yacimiento naturalmente fracturado perteneciente a la Sonda de Campeche que muestra el comportamiento del campo a lo largo del tiempo, se observa su presión inicial y el decaimiento de la misma al pasar del tiempo (figura 5.1).

Para describir el comportamiento del campo, se aplica el método de mínimos cuadrados para obtener un ajuste lineal del historial de presión (figura 5.2), con ello, se obtiene la ecuación:

$$p = -5.1762t + 10472 \quad (5.11)$$

donde:

$p$  = presión de yacimiento [ $kg/cm^2$ ]

$t$  = Tiempo de explotación del campo [años]

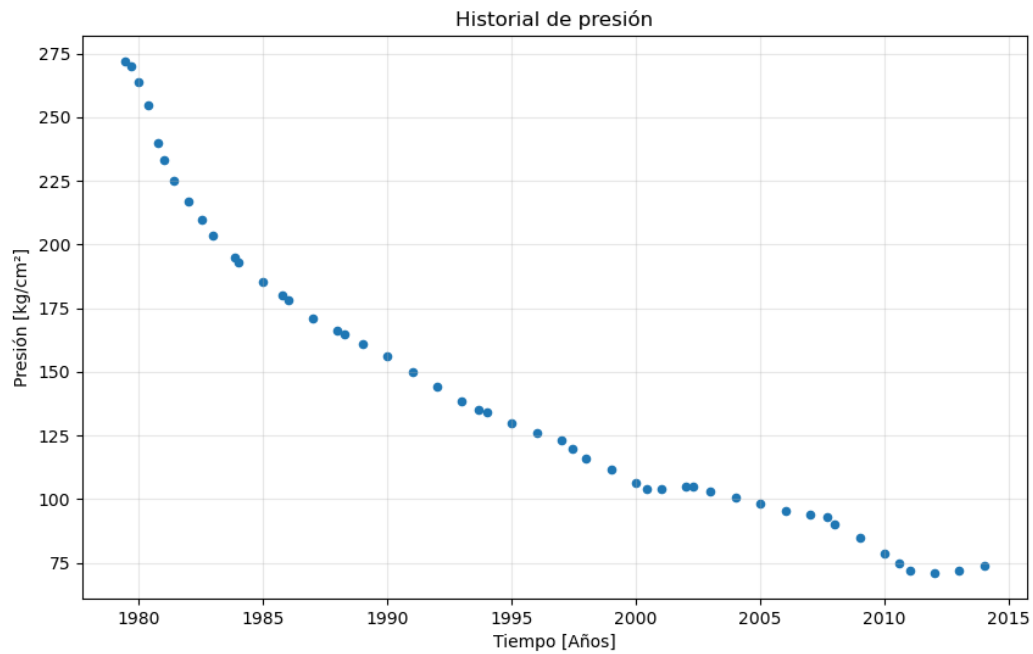


Figura 5.1: Comportamiento de presión de YNF Sonda de Campeche.

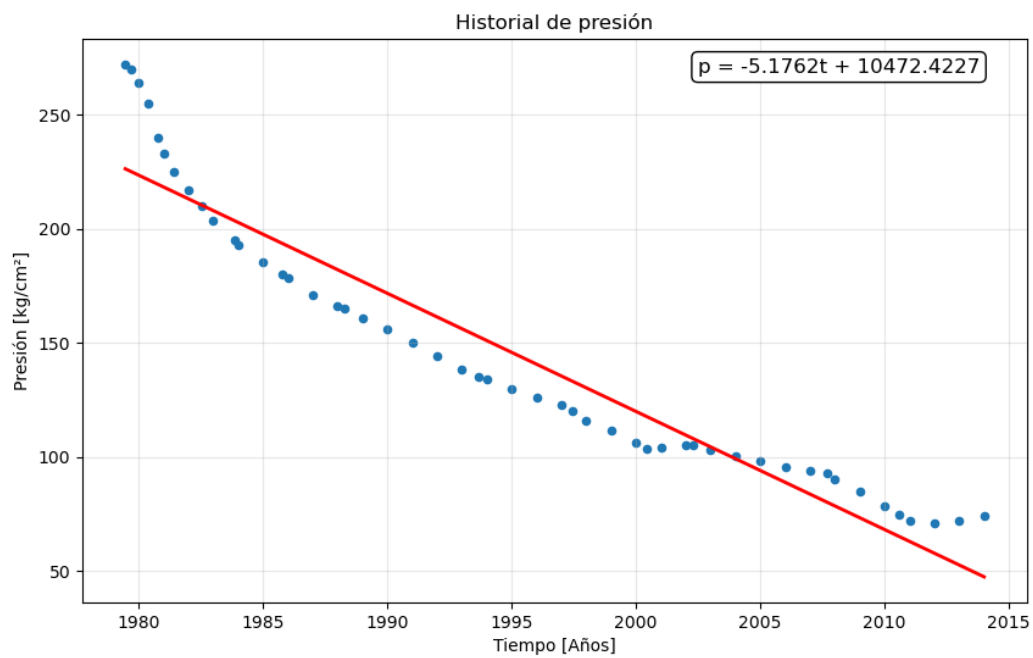


Figura 5.2: Ecuación que describe el comportamiento de la presión del YNF.

La ecuación 5.11 permite obtener valores tanto del comportamiento de la presión (si se sustituyen directamente valores de tiempo en la ecuación), como del tiempo (despejando a  $t$  de la ecuación original mostrado en la ecuación), como se muestra a continuación:

$$\begin{aligned}p &= -5.1762t + 10472 \\p - 10472 &= -5.1762t \\t &= \frac{p - 10472}{-5.1762} \\t &= \frac{10472 - p}{5.1762}\end{aligned}\tag{5.12}$$

Para el caso presentado, se tiene la ecuación 5.12 donde es posible evaluar la presión obtenida para 5.4, 5.7 y 5.10 las cuales serán utilizadas para encontrar los valores del tiempo al que pertenece cada una, retomando los valores tenemos una presión  $P_y = 156.1082 \text{ kg/cm}^2$ , se sustituye en la ecuación 5.12 teniendo lo siguiente:

$$\begin{aligned}t &= \frac{10472 - 156.1082}{5.1762} \\t &= 1992.94 \approx 1993\end{aligned}\tag{5.13}$$

Para el siguiente tiempo correspondiente a una  $P_y = 85.8 \text{ kg/cm}^2$ , se tiene:

$$\begin{aligned}t &= \frac{10472 - 85.8}{5.1762} \\t &= 2006.5 \approx 2007\end{aligned}\tag{5.14}$$

Y para el tiempo correspondiente a una  $P_y = 15.501 \text{ kg/cm}^2$ , se tiene:

$$\begin{aligned} t &= \frac{10472 - 15.501}{5.1762} \\ t &= 2020.11 \approx 2020 \end{aligned} \tag{5.15}$$

Como se observa, a través de la ecuación 5.12 se obtiene el paso final de esta tesis ya que permite corroborar, mediante información de un campo real, lo analizado en el laboratorio y facilita la visualización de los resultados. Los valores obtenidos en 5.13, 5.14 y 5.15 indican que para el año 1993 la presión del campo era de  $156.1082 \text{ kg/cm}^2$  y para el año 2007 su presión corresponde a  $85.8 \text{ kg/cm}^2$  y para el año 2020 corresponde a una presión de  $15.501 \text{ kg/cm}^2$ . Esto indica tres momentos importantes para el yacimiento ya que demuestra en qué momento y bajo qué presión se genera la transición de la permeabilidad de las fracturas hacia la permeabilidad de la matriz, además del año donde el campo fluye solo por matriz.

Todo lo analizado en este capítulo tiene una aplicación amplia dentro de la industria porque define los límites de presión bajo los cuales un yacimiento produce hidrocarburos a través de sus fracturas. Además, permite identificar el momento de la vida productiva del pozo donde se espera que comience esta transición y da paso a la planeación de medidas que se deben tomar para alargar ese intervalo de tiempo.

En esta tesis los estudios se realizaron con muestras de un yacimiento naturalmente fracturado conformado mayormente por carbonatos, pero su aplicación puede ir más allá pudiendo extender su uso para areniscas, lutitas o brechas y, en términos generales, para yacimientos no convencionales. México cuenta con campos que contienen diferentes tipos de rocas, lo que le da un impulso más a este trabajo ya que es replicable dentro de la industria nacional permitiendo su desarrollo.

## Conclusiones.

Como se expuso en el capítulo 2, existen diversos métodos para la obtención de la permeabilidad, sin embargo, la mayoría de ellos solo logran estimar permeabilidad aparente. Por el contrario, los análisis petrofísicos permiten obtener una estimación de la permeabilidad real del medio y para el caso de esta tesis, el uso de muestras de diámetro completo brindan un soporte adicional que permite describir de forma más precisa el comportamiento de los yacimientos naturalmente fracturados y con ello planificar escenarios que permitan la óptima explotación del campo para beneficio nacional.

Es importante destacar que el proceso de depuración de información realizado en el capítulo 4 contribuye una mayor precisión en los valores de permeabilidad real obtenidos al eliminar datos atípicos que pudieran afectar los resultados de este estudio, contribuyendo así a la correcta determinación de la permeabilidad real.

La generación de gráficas fue pieza clave para entender visualmente el comportamiento que experimentaron las muestras analizadas, además de proporcionar las correlaciones para cada una, así como su intervalo de aplicación.

Gracias a las observaciones realizadas en las gráficas, fue posible determinar los puntos de presión de confinamiento donde se observó un cambio en su pendiente, indicando las condiciones de laboratorio bajo las cuales se realiza la transición de la permeabilidad de las fracturas hacia el sistema pseudomatricial.

Se destaca la importancia del uso del Principio de Terzaghi como medio para trasladar las presiones de confinamiento del laboratorio a condiciones de yacimiento, generando el puente entre lo observado a nivel experimental y la aplicación directa al campo.

También es importante resaltar el uso de la ciencia de datos como una herramienta que permite realizar los procedimientos de forma más rápida y sencilla ya que Python es un lenguaje práctico y de fácil interpretación que proporciona un análisis de información avanzado. Este lenguaje tiene ventajas significativas si se compara con los procesos que puede generar excel, ya que las hojas de cálculo se vuelven ineficientes al trabajar con datos a gran escala.

Estudiar la transición de la permeabilidad tiene una gran relevancia ya que es un análisis que se puede replicar para cualquier tipo de yacimiento (haciendo las consideraciones adecuadas para cada uno). Los yacimientos naturalmente fracturados representan un reto a nivel técnico, aun así, fue posible obtener tendencias de comportamiento geomecánico en función de la presión del campo.

El uso de 309 datos de permeabilidad para el desarrollo de este escrito proporcionan solidez a los resultados ya que permite observar una tendencia estable que en la muestra de datos se observó una misma línea de comportamiento, lo que permite respaldar las ideas aquí expuestas.

Dentro del desarrollo de este trabajo se lograron los objetivos específicos declarados al principio de este escrito, así como el objetivo general planteado al inicio de esta tesis. Este trabajo expone varias ideas y deja abierta la posibilidad para seguir estudiando el comportamiento de los yacimientos naturalmente fracturados.

## Bibliografía

- American Petroleum Institute. (1998). *Recommended Practices for Core Analysis (Recommended Practice 40)* (2da ed.).
- Cabrera, D. (2021). *Experimental mechanics of fractured porous rocks* [Tesis doctoral]. Universidad Nacional Autónoma de México. [https://tesiunam.dgb.unam.mx/F?current\\_base=TES01&func=direct&doc\\_number=000810008](https://tesiunam.dgb.unam.mx/F?current_base=TES01&func=direct&doc_number=000810008)
- CNH. (2013). *Dictamen Técnico del Proyecto de Explotación Cantarell (Modificación Sustantiva)* (Dictamen técnico No. SN). CNH. [https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/109202/Cantarell\\_Modificacion\\_Sustantiva\\_.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/109202/Cantarell_Modificacion_Sustantiva_.pdf)
- Hernández, A. (2008). *Origen, evolución e importancia económica petrolera del campo Cantarell, en la Sonda de Campeche* [Tesis de licenciatura]. Universidad Nacional Autónoma de México. <https://tesiunamdocumentos.dgb.unam.mx/ptd2008/julio/0629537/0629537.pdf>
- Herrera, R. (2000). *Estudio petrofísico de muestras de núcleos de diámetro completo con doble porosidad* [Tesis doctoral]. Universidad Nacional Autónoma de México. <https://tesiunamdocumentos.dgb.unam.mx/pd2000/286760/Index.html>
- McPhee, C., Reed, J., & Zubizarreta, I. (2015). *Core Analysis: A best practice guide*. Elsevier.
- Saidi, A. M. (1987). *Reservoir Engineering of Fractured Reservoirs: Fundamental and Practical Aspects*. Total.

Sánchez, A. (2010). *Comportamiento de la permeabilidad en núcleos naturalmente fracturados*. [Tesis de licenciatura]. Universidad Nacional Autónoma de México. <http://132.248.52.100:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/1197/Tesis.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

Zúñiga, J. (2023). *Procedimiento experimental para la determinación de permeabilidades direccionales en rocas fracturadas* [Tesis de licenciatura]. Universidad Nacional Autónoma de México.

## Permeabilidad general

En este código se incluyen las permeabilidades correspondientes a H1, H2 Y kv integradas por dos intervalos de presión. Todo el código se alimenta de tres documentos de excel (xlsx) donde se enlistaron todas las permeabilidades absolutas obtenidas en los experimentos de laboratorio corregidas por presencia de gas.

Para la creación del programa se usan dataframes como herramienta para manipular los 309 datos recabados de los experimentos, posteriormente se ejecutan algunas funciones y condicionales que permiten obtener las gráficas de las permeabilidades direccionales de cada muestra.

Listing A.1: Carga de datos

```
1 import pandas as pd
2 import matplotlib.pyplot as plt
3 import numpy as np
4
5 df_h1 = pd.read_excel("h1.xlsx")
6 df_h2 = pd.read_excel("h2.xlsx")
7 df_kv = pd.read_excel("vertical.xlsx")
8
9 print("Columnas H1:", list(df_h1.columns))
10 print("Columnas H2:", list(df_h2.columns))
11 print("Columnas KV:", list(df_kv.columns))
```

Listing A.2: Organización de datos

```
1 def encontrar_columna_presion(df):
2     col_presion = None
3     for col in df.columns:
4         nombre = str(col).lower()
5         if "presion" in nombre:
6             col_presion = col
7         break
8     return col_presion
9
10    col_presion_h1 = encontrar_columna_presion(df_h1)
11    col_presion_h2 = encontrar_columna_presion(df_h2)
12    col_presion_kv = encontrar_columna_presion(df_kv)
13
14    lista_permeabilidades = []
15    lista_presion = []
16
17    for index, row in df_h1.iterrows():
18        presion_val = row[col_presion_h1]
19        for columna in df_h1.columns:
20            if "presion" not in str(columna).lower():
21                valor = row[columna]
22                if pd.notna(valor) and valor > 0:
23                    lista_permeabilidades.append(valor)
24                    lista_presion.append(presion_val)
25
26    for index, row in df_h2.iterrows():
27        presion_val = row[col_presion_h2]
28        for columna in df_h2.columns:
29            if "presion" not in str(columna).lower():
30                valor = row[columna]
31                if pd.notna(valor) and valor > 0:
32                    lista_permeabilidades.append(valor)
33                    lista_presion.append(presion_val)
34
35    for index, row in df_kv.iterrows():
36        presion_val = row[col_presion_kv]
37        for columna in df_kv.columns:
38            if "presion" not in str(columna).lower():
39                valor = row[columna]
40            if pd.notna(valor) and valor > 0:
```

```
41 lista_permeabilidades.append(valor)
42 lista_presion.append(presion_val)
43
44 serie_permeabilidades = pd.Series(lista_permeabilidades)
45
46 print("Resumen estadístico permeabilidades:")
47 print(serie_permeabilidades.describe())
```

Listing A.3: Tabla de frecuencia

```
1 lista_intervalos = []
2 lista_frecuencia = []
3
4 bins = list(range(0,550))
5
6 for i in range(len(bins)-1):
7     li = bins[i]
8     ls = bins[i+1]
9     contador = 0
10
11 for valor in serie_permeabilidades:
12     if valor >= li and valor < ls:
13         contador += 1
14
15 lista_intervalos.append(str(li) + "-" + str(ls))
16 lista_frecuencia.append(contador)
17
18 tabla_frecuencia = pd.DataFrame({
19     "Intervalo": lista_intervalos,
20     "Frecuencia": lista_frecuencia
21 })
22
23 print("Tabla de frecuencia:")
24 print(tabla_frecuencia)
```

Listing A.4: Graficas y correlacion

```
1 plt.figure(figsize=(10,6))
2 plt.hist(serie_permeabilidades, bins=bins)
3 plt.title("Histograma combinado de permeabilidades")
4 plt.xlabel("Permeabilidad (mD)")
5 plt.ylabel("Frecuencia")
6 plt.grid(True)
7 plt.show()
8
9 plt.figure(figsize=(10,6))
10 plt.scatter(lista_presion, lista_permeabilidades)
11 plt.title("Permeabilidad vs Presion")
12 plt.xlabel("Presion")
13 plt.ylabel("Permeabilidad")
14 plt.grid(True)
15 plt.show()
16
17 if len(lista_presion) > 1:
18     serie_presion = pd.Series(lista_presion)
19     serie_perm = pd.Series(lista_permeabilidades)
20
21     correlacion = serie_presion.corr(serie_perm)
22     print("Coeficiente de correlacion:", round(correlacion,3))
23 else:
24     print("No hay suficientes datos")
```

## Permeabilidad por muestra

Para el siguiente script se generan las gráficas por muestra, en las cuales se integran en una sola figura los valores de permeabilidad correspondientes a H1, H2 y kv. Además, se divide el intervalo total de presión en dos rangos: de 0 a 3000 psi y de 3000 a 5000 psi.

Para las rectas de H1, H2 y kv generadas en cada gráfica se ajusta una línea de tendencia obtenida a través de mínimos cuadrados, además de su coeficiente de determinación. Como una medida que asegure que las gráficas generadas se apegan a una línea de tendencia, se solicita que se guarden solo aquellas figuras que cumplan con una  $R^2 > 0.85$ .

Listing B.1: Graficas por muestra e intervalos

```
1 # GRAFICAS POR MUESTRA (CantX = H1 + H2 + V)
2
3 def graficas_por_muestra_intervalos(df_h1, df_h2, df_kv):
4
5 # Colores por tipo
6 colores = {"H1": "blue", "H2": "orange", "V": "green"}
7
8 muestras = []
9
10 for col in df_h1.columns:
11 if str(col).startswith("Cant"):
12 nombre = str(col).replace("H1", "")
13 if nombre not in muestras:
14 muestras.append(nombre)
15
16 # Se recorren los 3 dataframes y su sufijo
17 lista_dfs = [df_h1, df_h2, df_kv]
18 lista_sufijos = ["H1", "H2", "V"]
```

```
19 lista_presion_cols = [col_presion_h1, col_presion_h2, col_presion_kv]
20
21 # Recorremos muestra por muestra
22 for muestra in muestras:
23
24     plt.figure(figsize=(10,6))
25
26     r2_count = 0 # contador de rectas con R^2 >= 0.85
27
28     for j in range(3):
29
30         df = lista_dfs[j]
31         sufijo = lista_sufijos[j]
32         col_pres = lista_presion_cols[j]
33
34         if col_pres is None:
35             continue
36
37         col_perm = muestra + sufijo
38
39         if col_perm not in df.columns:
40             continue
41
42         # Extraer datos (presion y permeabilidad)
43         x = pd.to_numeric(df[col_pres], errors="coerce")
44         y = pd.to_numeric(df[col_perm], errors="coerce")
45
46         datos = pd.DataFrame({"x": x, "y": y}).dropna()
47         datos = datos[datos["y"] > 0]
48
49         x_vals = datos["x"].values
50         y_vals = datos["y"].values
51
52         if len(x_vals) < 2:
53             continue
54
55         # Intervalo 1: 0 - 3000
56         x1 = []
57         y1 = []
58
59         for k in range(len(x_vals)):
60             if x_vals[k] >= 0 and x_vals[k] <= 3000:
```

```
61 x1.append(x_vals[k])
62 y1.append(y_vals[k])
63
64 if len(x1) > 1:
65
66     x1 = np.array(x1)
67     y1 = np.array(y1)
68
69     m1, b1 = np.polyfit(x1, y1, 1)
70     y_pred1 = m1 * x1 + b1
71
72     ss_res1 = np.sum((y1 - y_pred1)**2)
73     ss_tot1 = np.sum((y1 - np.mean(y1))**2)
74
75     if ss_tot1 == 0:
76         r2_1 = 1.0
77     else:
78         r2_1 = 1 - (ss_res1 / ss_tot1)
79
80     if r2_1 >= 0.85:
81         r2_count += 1
82
83     plt.scatter(x1, y1, color=colores[sufijo], alpha=0.6)
84     plt.plot(x1, y_pred1, color=colores[sufijo], linestyle="--",
85             label=str(col_perm) + " (0-3000): y=" + str(round(m1,4)) +
86             "x+" + str(round(b1,4)) + ", R2=" + str(round(r2_1,4)))
87
88     # Intervalo 2: 3000 - 5000
89     x2 = []
90     y2 = []
91
92     for k in range(len(x_vals)):
93         if x_vals[k] >= 3000 and x_vals[k] <= 5000:
94             x2.append(x_vals[k])
95             y2.append(y_vals[k])
96
97     if len(x2) > 1:
98
99         x2 = np.array(x2)
100        y2 = np.array(y2)
101
102        m2, b2 = np.polyfit(x2, y2, 1)
```

```
103 y_pred2 = m2 * x2 + b2
104
105 ss_res2 = np.sum((y2 - y_pred2)**2)
106 ss_tot2 = np.sum((y2 - np.mean(y2))**2)
107
108 if ss_tot2 == 0:
109     r2_2 = 1.0
110 else:
111     r2_2 = 1 - (ss_res2 / ss_tot2)
112
113 if r2_2 >= 0.85:
114     r2_count += 1
115
116 plt.scatter(x2, y2, color=colores[sufijo], alpha=0.6)
117 plt.plot(x2, y_pred2, color=colores[sufijo], linestyle=":",
118 label=str(col_perm) + " (3000-5000): y=" + str(round(m2,4)) +
119 "x+" + str(round(b2,4)) + ", R2=" + str(round(r2_2,4)))
120
121 # Configuracion de grafica
122 plt.xlabel("Presion (psi)")
123 plt.ylabel("Permeabilidad (mD)")
124 plt.title("Muestra " + str(muestra) + ": Presion vs Permeabilidad (H1, H2, V)")
125 plt.grid(alpha=0.3)
126 plt.legend(fontsize=8)
127 plt.tight_layout()
128
129 # BLOQUE DE EJECUCION
130 graficas_por_muestra_intervalos(df_h1, df_h2, df_kv)
```