

# UNIVERSIDAD NACIONAL DEL COMAHUE



Ingeniería en Petróleo.

## PROYECTO INTEGRADOR PROFESIONAL:

Realización de un protocolo para la medición de permeabilidad en muestras de rocas *Shale* de la formación Vaca Muerta.

Autores: Barragan, Felipe Agustín.

Herther, Kevin Gabriel.

Tutor: Ing. González, Esteban Luis.

Universidad Nacional del Comahue – Facultad de Ingeniería.

Neuquén Capital, República Argentina.

2024.

## **INTRODUCCIÓN:**

Con el avance en la exploración y explotación de los reservorios No Convencionales, la necesidad de disponer de herramientas que midan las distintas propiedades de las rocas de forma confiable en este tipo de reservorios se ha convertido en un aspecto crucial en la actualidad.

Las herramientas utilizadas para medir propiedades en reservorios Convencionales presentan ciertas limitaciones a la hora de ser utilizadas en rocas del tipo *Shale*. Por este motivo, resulta necesario rediseñar las herramientas utilizadas actualmente ó diseñar nuevas considerando sus respectivas ventajas y desventajas técnicas.

En la República Argentina, la producción de hidrocarburos en reservorios No Convencionales tipo *shale* ha crecido exponencialmente en los últimos años (La producción de petróleo y gas llegó a máximos de 20 años y 15 años en el primer trimestre, 2024), generando una gran demanda de datos petrofísicos (permeabilidad, porosidad, saturación, etcétera) de estos tipos de rocas.

En este marco, este Proyecto Integrador Profesional (PIP) abordará el desarrollo de dos tipos de métodos diferentes para medir la permeabilidad de rocas tipo *shale*; cada uno con una metodología distinta; comparando los resultados arrojados y detallando el protocolo necesario para medir la permeabilidad considerando, como prioridad, la calidad de los datos obtenidos. Se utilizarán muestras de rocas *Shale* de la formación Vaca Muerta y se realizará en el ámbito del Laboratorio de Petrofísica del Departamento de Geología y Petróleo.

**Palabras Claves:** Permeabilidad, Protocolo, *Shale*, Vaca Muerta, No convencional, Argentina.

## **ABSTRACT:**

With the advance in the exploration and exploitation of Non-Conventional reservoirs, the need to have tools that measure the different properties of the rocks reliably in this type of reservoirs has become a crucial aspect today.

The tools used to measure properties in Conventional reservoirs have certain limitations when used on Shale rocks. For this reason, it is necessary to redesign the tools currently used or design new ones considering their respective technical advantages and disadvantages.

In the Argentine Republic, the production of hydrocarbons in Non-Conventional shale-type reservoirs has grown exponentially in recent years, generating a great demand for petrophysical data (permeability, porosity, saturation, etc.) of these types of rocks.

In this context, this Professional Integration Project (PIP) will consider the development of two types of different methods to measure the permeability in shale rocks; each one with a different methodology; comparing the results obtained and detailing the protocol necessary to measure permeability, considering as a priority, the quality of the data obtained. Shale rock samples from Vaca Muerta formation will be used and will be carried out within the Petrophysics of Comahue Department of Geology and Petroleum.

**Key Words:** Permeability, Protocol, Shale, Vaca Muerta, Non-conventional, Argentina.

## **DEDICATORIA:**

Barragan Felipe:

*Este trabajo quiero dedicarlo, en primer lugar, a mis padres, quienes con su amor, apoyo incondicional y sacrificio me han acompañado a lo largo de este camino. Gracias por enseñarme el valor del esfuerzo y por ser mi mayor fuente de motivación.*

*A mis profesores, quienes con su guía y conocimientos han contribuido de manera invaluable a mi formación académica y profesional, en particular al Ing. González, quien con su pasión por la enseñanza y su dedicación me ha inspirado a dar lo mejor de mí.*

*A mis hermanos, amigos y familia en general, quienes con su compañía y apoyo han hecho de este trayecto una experiencia enriquecedora y memorable. Gracias por estar ahí en cada momento de desafío y celebración.*

*Finalmente, dedico este trabajo a todos los contribuyentes de la república, ya que, sin ellos, los habitantes de este hermoso país no podríamos disponer de universidad pública, libre y no arancelada, como lo es la Universidad Nacional Del Comahue.*

Herther Kevin:

*Este trabajo se lo dedico a mis padres y hermano, por acompañarme y darme su apoyo incondicional en este camino.*

*A mi abuela, por su cariño y su inmensurable apoyo durante todos estos años. Gracias por ser una referente y guía en mi vida.*

*A mis tíos y primo, por su acompañamiento y apoyo durante estos años.*

*Y a mi familia en general, por su constante apoyo.*

## INDICE.

Introducción y Objetivos.....	1
1. Reservorios No Convencionales.....	2
1.1. Reservorios Convencionales y No Convencionales.....	2
1.2. Cuenca Neuquina. ....	3
2. Muestras.....	4
2.1. Equipo. ....	5
2.2. Lavado y secado de muestras. ....	7
2.3. Proceso de <i>Crasheado</i> . ....	8
3. Equipos de Medición. ....	12
3.1. Equipo para Método GRI. ....	12
3.1.1. Esquema y elementos.....	12
3.1.2. Construcción del Equipo.....	12
3.1.3. Curva de Calibración. ....	16
3.1.4. Método. ....	17
3.1.5. Detalle del método. ....	17
3.2. Equipo para Método de Decaimiento del Pulso de Presión. ....	18
3.2.1. Esquema y elementos.....	18
3.2.2. Construcción del equipo. ....	19
3.2.3. Método. ....	22
3.2.4. Detalle del método. ....	22
4. Modelo y Mediciones. ....	23
4.1. Modelo Teórico para el Método GRI.....	23
4.1.1. Mediciones.....	23
4.1.2. Comparación.....	32
4.2. Modelo Teórico para Método de Decaimiento del Pulso de Presión.....	33
4.2.1. Descripción matemática del método:.....	33
4.2.2. Mediciones.....	35
4.2.3. Comparación.....	42
5. Comparación general.....	44
6. Conclusiones.....	46
7. Recomendaciones.....	48
8. Bibliografía.....	49

## **Introducción y Objetivos.**

En la actualidad, el desafío que se presenta para el correcto desarrollo de los reservorios de hidrocarburos tipo *shale* es cada vez mayor, debido a la complejidad mecánica y física que estos presentan. Su complejidad lleva, por un lado, a la necesidad de contar con instrumentos cada vez más precisos, y a la vez económicos, que nos permitan obtener datos fehacientes en conjunto con un desarrollo económicamente viable y por otro, mejorar o actualizar los protocolos y ensayos que se siguen en los laboratorios de petrofísica para rocas provenientes de yacimientos convencionales, ya que estos, en su mayoría, no son aplicables a este tipo de rocas.

La calidad de los datos usados en los distintos modelos de reservorio, ya sean modelos estáticos o dinámicos, son fundamentales para lograr una correcta interpretación del reservorio y posteriormente, su desarrollo. Es por ello, que datos petrofísicos como la permeabilidad, porosidad o saturación adoptan un aspecto de vital importancia.

En el presente Proyecto Integrador Profesional (PIP) se profundizará respecto de una de estas propiedades petrofísicas, la permeabilidad. La Permeabilidad absoluta se puede definir como la propiedad de un medio poroso que mide la capacidad y habilidad del mismo de transmitir un fluido (Ahmed, 1946). Además, cuando el medio está saturado con más de un fluido inmiscible, se puede clasificar en 1) permeabilidad efectiva, que se define como la medida relativa de la conductancia de un fluido en un medio poroso cuando ese medio está saturado con más de un fluido (Ahmed, 1946) y 2) permeabilidad relativa, que se define como la relación entre la permeabilidad efectiva de un fluido con una saturación dada y la permeabilidad del fluido al 100% de saturación (Ahmed, 1946).

En este marco, el objetivo de este Proyecto Integrador Profesional (P.I.P), es el de realizar un protocolo específico para la medición de permeabilidad efectiva en muestras de rocas *Shale* de la formación Vaca Muerta a ser adoptado en el Laboratorio de Petrofísica del Departamento de Geología y Petróleo. de forma que resulte preciso, confiable, práctico y, además, económico el proceso de medición de la permeabilidad en muestras de este tipo de rocas.

## 1. Reservorios No Convencionales.

### 1.1. Reservorios Convencionales y No Convencionales.

En el presente desarrollo, se usarán muestras provenientes de la formación Vaca Muerta, la cual es una roca "generadora", es decir, un tipo de roca sedimentaria con gran cantidad de materia orgánica que sufre un proceso de transformación, con la consecuente generación de hidrocarburos, de los cuales un volumen no migra y permanece en la roca. La formación Vaca Muerta en la Cuenca Neuquina, se encuentra a profundidades entre los 2000 y 3000 metros aflorando en superficie.

La formación Vaca Muerta está compuesta por rocas de grano fino entre ellas pelitas y micritas que contienen un alto porcentaje de materia orgánica. Este tipo de roca generadora posee una baja o muy baja porosidad y permeabilidad, por lo que el hidrocarburo se encuentra atrapado en poros muy pequeños en contacto.

Si bien los hidrocarburos convencionales y no convencionales son de composición similar, la diferencia radica en el tipo de reservorio que los contiene, es por esto que se diferencian a continuación:

**Reservorios Convencionales:** En este tipo de reservorios, las características porosas y permeables de las rocas que los conforman permiten que los hidrocarburos contenidos en sus poros microscópicos fluyan bajo ciertas condiciones hacia el pozo. En estas acumulaciones, es necesario que exista un sello natural (trampa), que haya evitado la fuga del hidrocarburo en su migración desde la roca generadora hacia la superficie.

En general, estos reservorios pueden ser desarrollados a través de pozos verticales con las técnicas utilizadas tradicionalmente y con buen caudal de producción, en algunos casos pueden utilizarse técnicas de estimulación especiales (como la estimulación hidráulica) para mejorar sustancialmente la permeabilidad del reservorio.

**Reservorios No Convencionales:** En la actualidad, el término "no convencional" se utiliza de un modo amplio, para hacer referencia a los reservorios cuya porosidad, permeabilidad, mecanismo de entrapamiento u otras características difieren respecto

de los reservorios tradicionales. Bajo la categoría de reservorios no convencionales, y con distinta complejidad, se incluyen numerosos tipos:

- Gas y petróleo de lutitas (*shale gas/shale oil*): describen a rocas de grano fino ricas en materia orgánica, este es el caso de la Formación Vaca Muerta.
- Reservorios de gas de arenas compactas (*tight gas*): describen reservorios arenosos, pero también carbonáticos de muy baja permeabilidad al gas.
- Existen otros depósitos o estado de los hidrocarburos que también se consideran no convencionales, como el gas metano de carbón (*coal bed methane o CBM*); los petróleos pesados (*heavy oils*); las arenas bituminosas (*tar sands*); el petróleo extrapesado (*extra heavy oil*); y los hidratos de metano (Cabanillas, 2013).

Destacando la principal característica que los diferencia de los reservorios convencionales es que no pueden ser explotados sin utilizar técnicas de estimulación apropiadas, como pueden ser el *fracking*, inyección de vapor, entre otras.

## **1.2. Cuenca Neuquina.**

La cuenca Neuquina registra una columna sedimentaria de más de seis mil metros de espesor que incluye rocas de origen marino y continental. Además, constituye, desde el punto de vista de la producción de hidrocarburos, la cuenca más importante del país. Actualmente, el 42% de la producción de petróleo de la Argentina y el 55% de la producción de gas corresponde a yacimientos de la cuenca Neuquina (Ponce, 2015).

En líneas generales, en la cuenca Neuquina se reconocen seis regiones morfoestructurales:

1. Faja Plegada.
2. Alto de los Chihuidos.
3. Plataforma Nororiental.
4. Región del Engolfamiento.
5. Dorsal de Huincul.
6. Sur de la Dorsal.



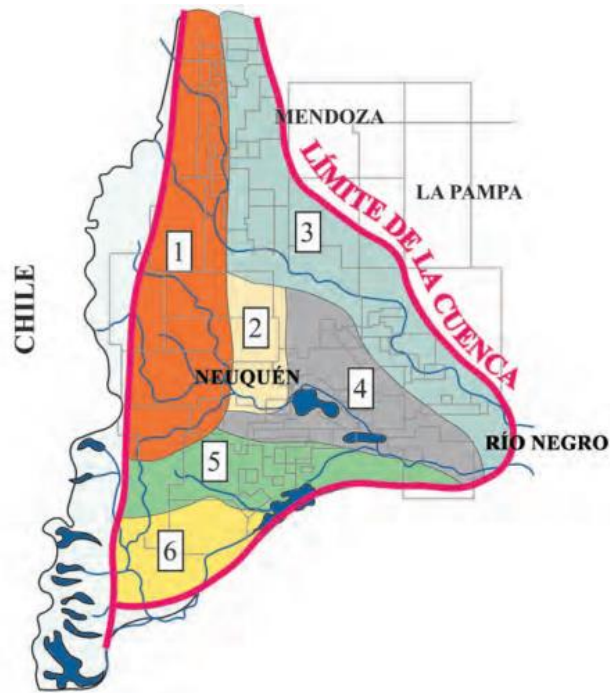


Figura N° 1: Regiones morfo-estructurales de la Cuenca Neuquina<sup>1</sup>.

El testigo corona de donde se extrajeron las muestras utilizadas en este trabajo pertenecen a la Fm. Vaca Muerta, tramo inferior, zona denominada “cocina” provenientes del Yacimiento Chihuido de la salina norte. La profundidad de las mismas es entre 2420 y 2440 metros y en el momento del ingreso al Laboratorio de Petrofísica del Departamento de Geología y Petróleo se encontraban preservadas.

<sup>1</sup> Imagen extraída de: Ponce, J J. Montagna, A O. Carmona, N. (2015). *Geología de la Cuenca Neuquina y sus sistemas petroleros: una mirada integradora desde los afloramientos al subsuelo* (1ª ed.) Ciudad Autónoma de Buenos Aires: Fundación YPF; Viedma: Universidad Nacional de Río Negro. Página 11.

## 2. Muestras.

### 2.1. Equipo.

Para las muestras (“*plug*” y “*trozos*”) utilizadas (Imagen N° 1), el primer proceso al que se sometieron fue un lavado de las mismas el cual se realizó en el Laboratorio de Petrofísica del Departamento de Geología y Petróleo.



Imagen N° 1: Muestras usadas.

El equipo para el lavado de las muestras se basa en el método de Rall y Tagliaferro con el equipo *Deanstark* (Imagen N° 2), el cual se utiliza en el lavado y medición de saturaciones empleando Tolueno y Metanol para eliminar petróleo y agua presente en el medio poroso.



Imagen N° 2: Equipo de lavado con la muestra “*plug*”.

En las imágenes N° 3, 4, 5 y 6 se observan las muestras durante el proceso de lavado y el equipo usado:



Imagen N° 3: Lavado con Metanol de la muestra “*plug*”.



Imagen N° 4: Lavado con Tolueno de la muestra “*plug*”.



Imagen N° 5: Lavado con Tolueno de la muestra “*trozos sueltos*”.



Imagen N° 6: Muestra “*plug*” y “trozos sueltos” luego de ser lavadas con Metanol y Tolueno.

Para el secado de las muestras, se utilizó una estufa de vacío y humedad controlada (Imagen N° 7).



Imagen N° 7: Estufa usada para el secado de muestra “*plug*” y “trozos sueltos”.

## 2.2. Lavado y secado de muestras.

Las muestras se obtuvieron de un testigo corona de la Formación Vaca Muerta. Cada muestra se pesó antes de lavarlas y se obtuvieron los siguientes pesos:

Tabla N°1: Peso de las muestras antes de ser lavadas.

Muestra	Peso (gr)
1 “ <i>plug</i> ”	76,1584
2 “trozos sueltos”	102,503
Muestra completa	121,1295

El lavado de las muestras se llevó a cabo con Tolueno y Metanol. Por un lado, con el Tolueno se midió la cantidad de agua que las muestras poseían y además se eliminaron los componentes orgánicos (resinas y otros hidrocarburos) que tenían. Por otro lado, con el Metanol se eliminaron las sales, que están en los poros de las muestras y afectan la medición de la permeabilidad.

Tabla N° 2: Cantidad de agua extraída de las muestras según el lavado.

Muestra	Peso (gr)	Cantidad de agua extraída (ml) con tolueno
1 “plug”	74,109	0,8
2 “trozos sueltos”	100,9157	1,3
Muestra completa	120,04	0,7

El lavado de las muestras duró una semana y posteriormente se secaron en una estufa (Imagen N° 7) en un rango de temperatura de 60°C - 65 °C acorde a la bibliografía de referencia.

### 2.3. Proceso de *Crasheado*.

Para “*crashear*” o moler las muestras, se realizó una trituration mecánica (Imagen N° 8) de las mimas para luego utilizar dos morteros (Imágenes N° 9, 10 y 11), con los cuales se consiguieron distintos tamaños de partículas de muestras detalladas en las Tabla N°1 y Tabla N°2.



Imagen N°8: Trituración mecánica de las muestras.



Imagen N°9: Porción de muestras en mortero mayor



Imagen N°10: Porción de muestras en mortero menor.



Imagen N° 11: Trituración de muestras en mortero mayor.

Posteriormente, los distintos tamaños de partículas de las muestras se separaron con tamices en los siguientes tamaños: 4mm – 2mm, 2mm-1mm y 1mm-0.5mm (Imagen N° 12).

Se escogieron estos tamaños de separación, ya que obtendríamos tamaños de muestras similares a los tamaños utilizados en la bibliografía de referencia.



Imagen N° 12: Moldes de tamices ubicados de mayor a menor abertura.



Imagen N° 13: Muestras en tamices.

Una vez separadas las partículas en diferentes tamaños, se las catalogo en diferentes recipientes, como muestra la Imagen N° 14:

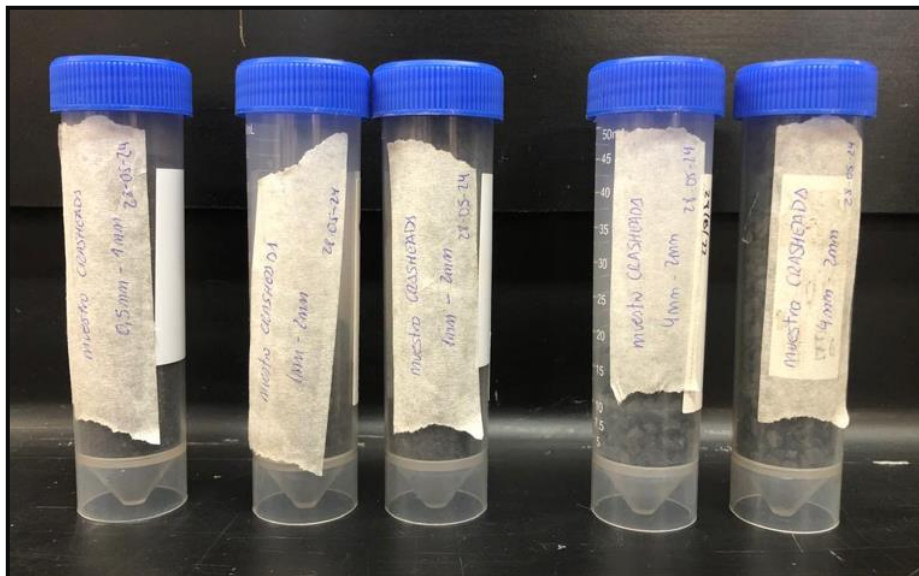


Imagen N° 14: Recipientes con las muestras *crasheadas* separadas en diferentes tamaños.



### 3. Equipos de Medición.

#### 3.1. Equipo para Método GRI<sup>2</sup>.

##### 3.1.1. Esquema y elementos.

Para el armado del equipo que se utilizó en la medición de la permeabilidad al gas, se dispuso de:

- Celda 1, que da un volumen de referencia.
- Celda 2, donde se coloca la muestra.
- Transductor de Presión.
- 3 válvulas esféricas, que permiten regular el paso del fluido que se usa para la medición.
- 1 válvula reguladora.

El esquema del equipo se observa en la Figura N° 2:

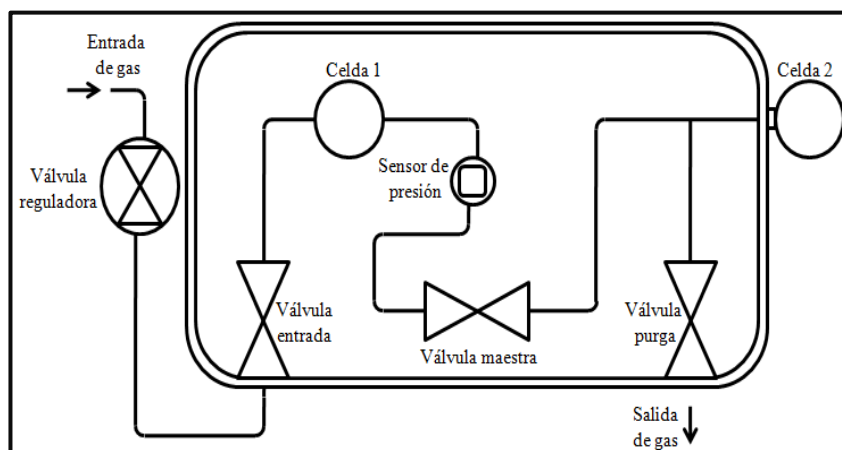


Figura N° 2: Esquema del equipo para el Método GRI.

##### 3.1.2. Construcción del Equipo.

Para la construcción del equipo, se reutilizaron elementos disponibles en el Laboratorio de Petrofísica del Departamento de Geología y Petróleo. Entre ellos:

- Válvulas esféricas (3).
- Celdas (2).
- Sensor de presión (1).

<sup>2</sup> <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1875510020306107>

- Tubería de acero de un octavo de pulgada en conjunto con Fittings para las uniones.
- Caja contenedora del equipo (1).
- Válvula reguladora (1).

El proceso de construcción del equipo se puede resumir en las siguientes etapas.

#### Etapa 1: Presentación.

Lo primero que se hizo fue presentar los elementos disponibles acorde al espacio que se tenía en la caja contenedora. Para ello se pensó en la comodidad y facilidad al usar el equipo como así también en la simetría de distribución que debían tener los elementos para lograr una mayor facilidad de entendimiento de cómo funciona (Imágenes N° 15 y 16).



Imagen N° 15: Elementos del equipo en caja contenedora.



Imagen N° 16: Disposición de elementos según esquema del equipo (Figura N° 2).

## Etapa 2: Construcción.

Para las uniones de los elementos, es decir, unión entre válvulas y recipientes o recipientes y sensor de presión se utilizó tubería de acero de un octavo de pulgada a la que se le dio una efectiva conexión por medio de virolas y por la utilización de teflón en las roscas de los elementos que lo requerían (Imagen N° 17 y 18).



Imagen N° 17: Elementos conectados según disposición de caja contenedora.



Imagen N° 18: Elementos conectados<sup>3</sup> según esquema del equipo (Figura N° 2).

<sup>3</sup> Se modificó la ubicación de la Celda 2 debido a la dificultad que esta presentaba en el manejo de las muestras.

### Etapa 3: Ensayo de fuga y terminación.

Una vez terminadas todas las conexiones de los elementos, antes de realizar las pruebas de caída de presión para determinar la permeabilidad, se realizaron ensayos para corroborar que las uniones no tuvieran fuga y que los elementos del equipo estaban correctamente conectados. A modo de terminación, se corrigieron imperfecciones superficiales en cuanto a las conexiones y diseño. Luego se verificó el funcionamiento de todo el equipo en general (Imagen N° 19 y 20).



Imagen N° 19: Instalación del equipo para las pruebas de fuga.



Imagen N° 20: Equipo usado durante las pruebas de fuga.

### 3.1.3. Curva de Calibración.

Se llevaron a cabo mediciones de presiones para realizar una curva de calibración del equipo. Para esto se utilizaron cinco calibres de distintos volúmenes, resumidos en la Tabla N° 3:

Tabla N° 3: Numeración de calibres y sus volúmenes.

Calibres	Volumen (cm <sup>3</sup> )
1	3,5835
2	7,1813
3	10,8157
4	21,6938
5	43,4740

Los calibres se ensayaron con diferentes combinaciones de peso y se realizaron dos mediciones de presión (Presión 1 y Presión 2) para cada combinación.

Tabla N° 4: Valores de promedios para realizar la Curva de Calibración.

Combinación de Calibres	Volumen de Combinación de Calibres (cm <sup>3</sup> )	Presión 1 (psi)	Presión 2 (psi)	Promedio (psi)	1/Promedio (1/psi)
1, 2	10,76	124,1	124,1	124,1	0,00806
1, 2, 3	21,58	134,0	134,0	134,0	0,00746
1, 2, 3, 4	43,27	158,3	158,9	158,6	0,00631
5	43,47	159,5	159,6	159,5	0,00627
5, 3	54,29	175,5	175,7	175,6	0,00569
0	0	115,4	115,8	115,6	0,00865

Se observó que la variación de los valores puede deberse al manejo de las válvulas, ya que el golpe de presión que se da en las válvulas es diferente según como se abran o cierren las mismas.

Graficando el Volumen de Combinación de Calibres respecto de la inversa de la Presión Promedio, se obtiene una recta, como se puede observar en el Gráfico N° 1:

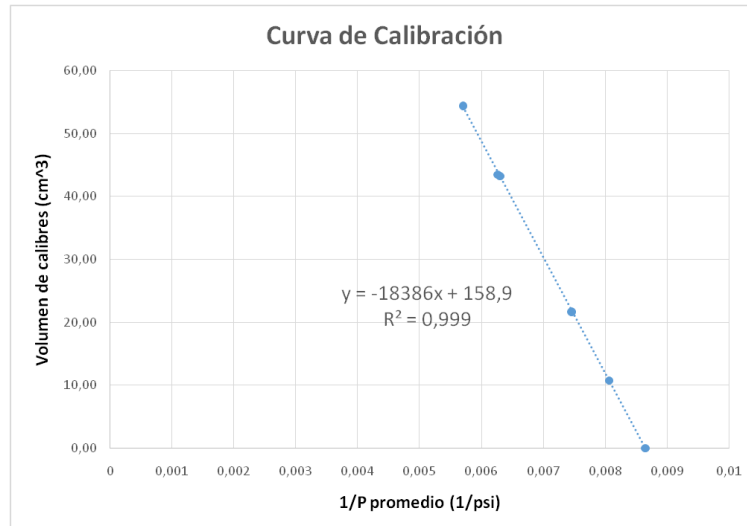


Gráfico N° 1: Curva de Calibración.

La obtención de la curva de calibración nos permitió calcular la porosidad de la muestra, la cual es necesaria para el cálculo de la permeabilidad.

#### 3.1.4. Método.

El método que se aplicó para medir la permeabilidad al gas de las muestras se denomina Método del *Gas Research Institute* (Método GRI). Se utilizó este método debido a que tiene una configuración relativamente sencilla (Figura N° 2) y a que el método permite reducir significativamente la duración de los experimentos debido a la trituración de las muestras (Gorshkov, 2019).

#### 3.1.5. Detalle del método.

El método consiste en una serie de pasos (Gorshkov, 2019), explicados a continuación:

1. La celda de referencia se presuriza con gas (Helio o Nitrógeno) a una presión de aproximadamente 200 psi.
2. Alcanzado el equilibrio en la celda de referencia, la válvula que conecta las dos celdas se abre, permitiendo al gas de la celda de referencia (celda 1) se expanda hacia la celda de muestra (celda 2).
3. Se deja que el gas penetre en las partículas de la muestra durante el tiempo necesario para que llegue al equilibrio.
4. Los datos obtenidos de la caída de presión se aproximan mediante una curva teórica.

## 3.2. Equipo para Método de Decaimiento del Pulso de Presión.

### 3.2.1. Esquema y elementos.

Para el armado del equipo que se utilizó en la medición de la permeabilidad al gas, se dispone de:

- Celda 1 (V1), ubicada "aguas arriba" de la Celda 3.
- Celda 2 (V2), ubicada "aguas abajo" de la Celda 3.
- Celda 3 (Vp), donde se coloca la muestra.
- 3 Válvulas, que permitirán regular el paso del fluido que se usará para la medición.
- Transductores de Presión (Pi).

El esquema del equipo se puede observar en la Figura N° 3:

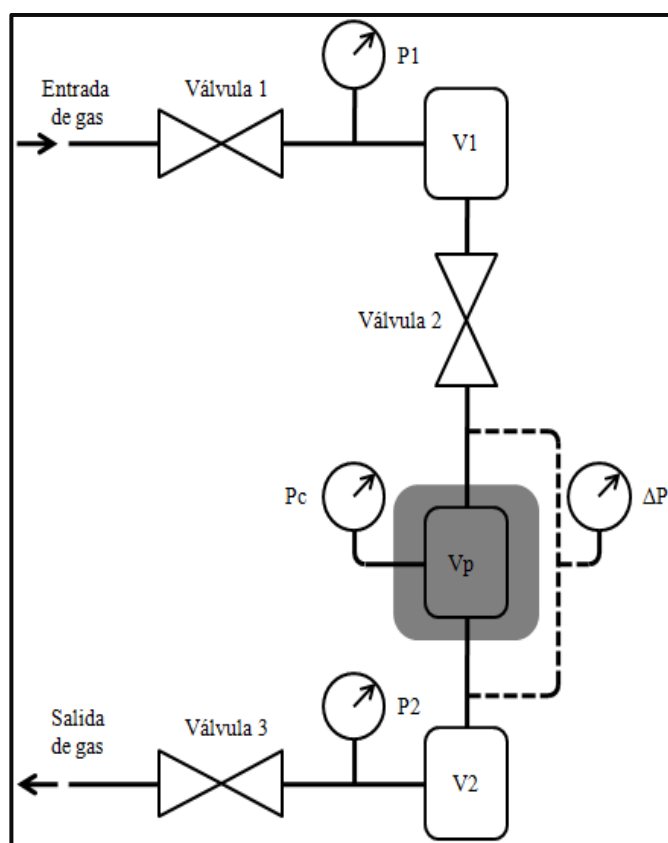


Figura N° 3: Esquema del equipo para el Método de Decaimiento del Pulso de Presión.

### 3.2.2. Construcción del equipo.

El proceso de construcción del equipo se puede resumir en las siguientes etapas.

Etapa 1: Presentación.

Lo primero que se hizo fue presentar los elementos disponibles acorde al espacio que se disponía en un sector del Laboratorio de Petrofísica del Departamento de Geología y Petróleo (Imagen N° 21 y 22). Para ello se pensó en distribuir los elementos según la ubicación de la entrada de gas y según el manómetro con el que se tomaría valor de la presión de confinamiento.



Imagen N° 21: Dispositivos del equipo para el Método del Decaimiento del Pulso de Presión, siendo 1- Válvulas esféricas. 2- Celda aguas arriba y 3- Transductor de presión.

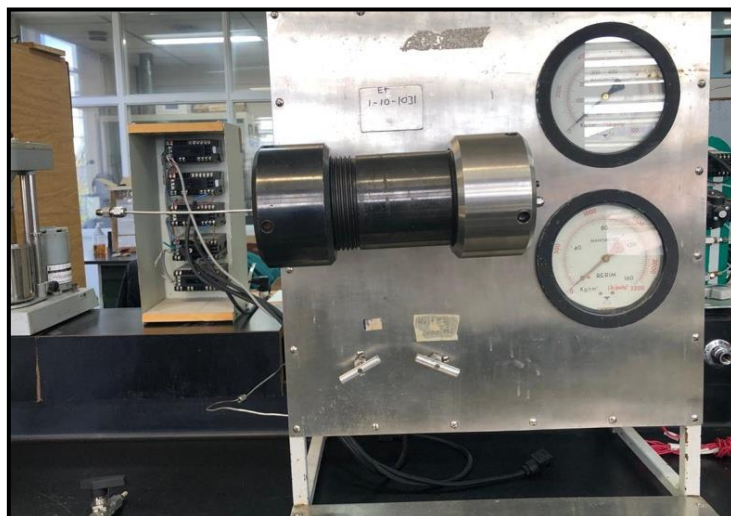


Imagen N° 22: Panel de la Celda triaxial utilizada en el equipo para Método del Decaimiento del Pulso de Presión.



## Etapa 2: Construcción.

Para las uniones de los elementos, es decir, unión entre válvulas y recipientes o recipientes y sensores de presión se utilizó tubería de acero de un octavo de pulgada donde se les dio una efectiva conexión entre ellos por medio de virolas como así también, con la utilización de teflón en las roscas de los elementos que lo requerían (Imagen N° 23 y 24).

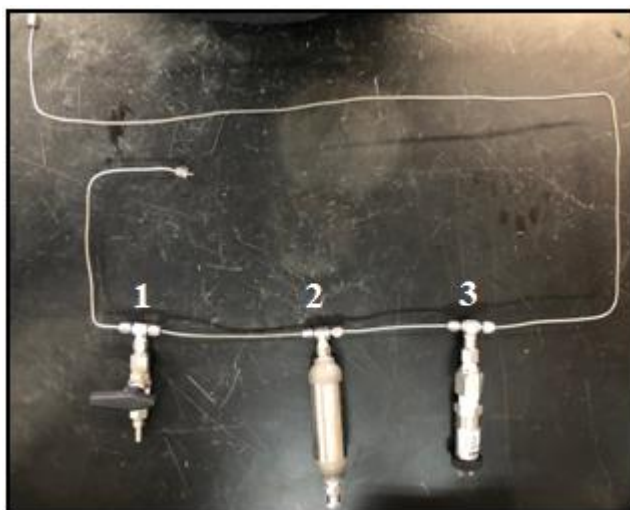


Imagen N° 23: Elementos de la configuración “aguas abajo” conectados, siendo: 1-Válvula esférica, 2- Celda aguas abajo y 3- Transductor de Presión.



Imagen N° 24: Elementos de la configuración “aguas arriba” conectados, siendo: 1- Válvula esférica, 2-Transductor de presión, 3-Válvula esférica, 4-Celda aguas arriba y 5- Válvula esférica.

### Etapa 3: Ensayo de fuga.

Una vez terminadas todas las conexiones de los elementos, antes de realizar las pruebas de caída de presión para determinar la permeabilidad al gas, se realizaron ensayos para corroborar que las uniones no tuvieran fuga y que los elementos del equipo estaban correctamente conectados.

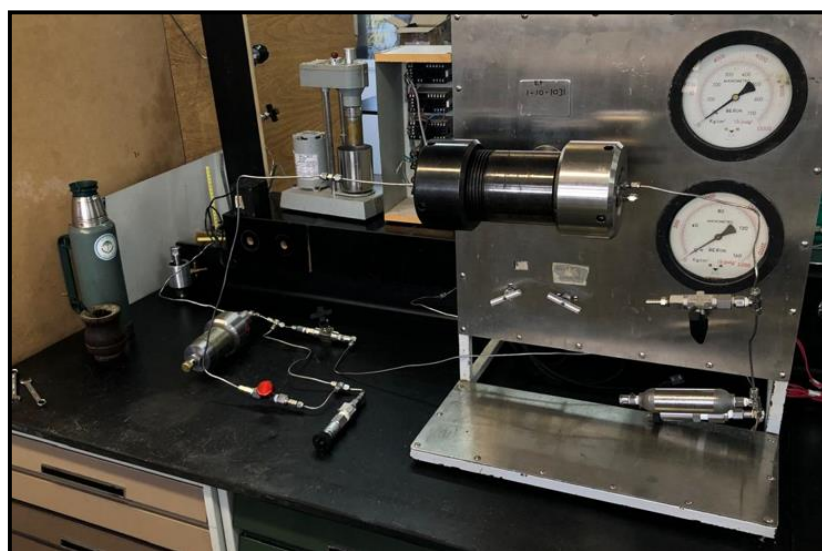


Imagen N° 25: Instalación del equipo para las pruebas de fuga.

### Etapa 4: Terminación.

En la última etapa, se corrigieron imperfecciones superficiales de las conexiones y diseño. Luego se verificó el funcionamiento de todo el equipo en general.

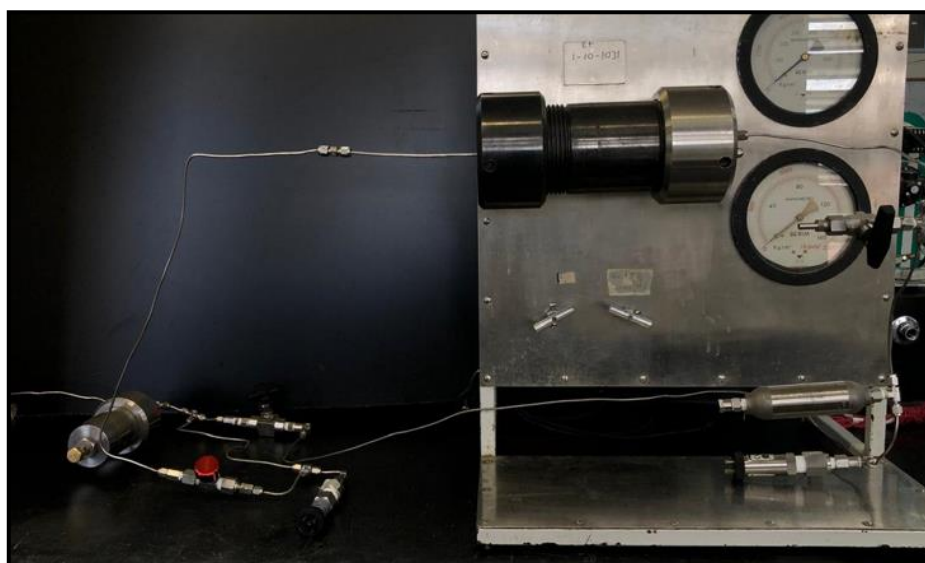


Imagen N° 26: Equipo terminado.

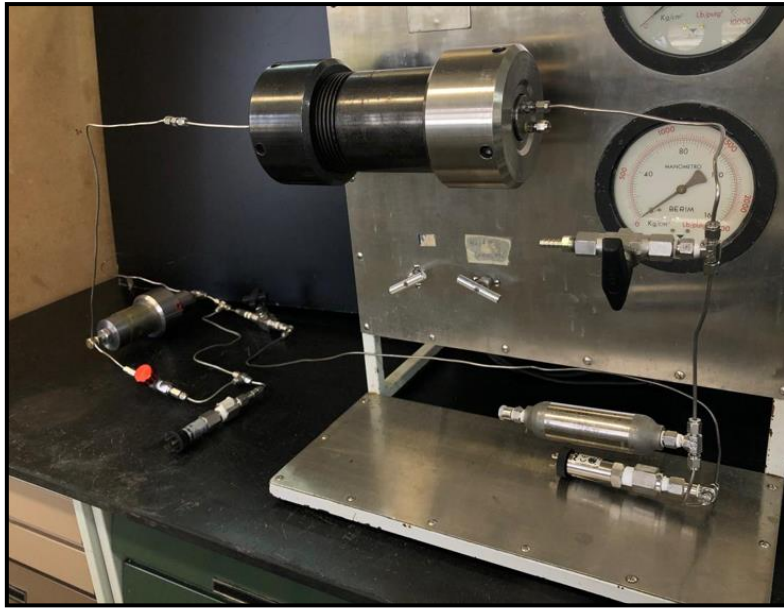


Imagen N° 27: Equipo terminado.

### 3.2.3. Método.

El método que se aplicó para medir la permeabilidad al gas de las muestras se denomina Método de Decaimiento del Pulso de Presión o Estado No-Estacionario. Se utilizó este método debido a sus tiempos de ejecución más cortos y de su mayor resolución para mediciones de permeabilidad muy bajas, en comparación con métodos de estado estacionario (Gorshkov, 2019).

### 3.2.4. Detalle del método.

El método consiste en una serie de pasos (Gorshkov, 2019), explicados a continuación:

1. La muestra se coloca en la celda 3, entre la celda 1 y 2 ( $V_p$ ,  $V_1$  y  $V_2$  en Figura N° 3).
2. Se mantiene la misma presión en el espacio poroso de la muestra colocada en la celda 3 que el gas en la celda aguas abajo (celda 2)
3. La presión del gas en la celda aguas arriba (celda 1) es inicialmente mayor, creando así un pulso de presión.
4. Se abre la válvula 2, conectada en la celda aguas arriba.
5. La diferencia de presión sobre la muestra disminuirá a medida que el gas fluye desde la celda aguas arriba a través de la muestra hasta la celda aguas abajo.
6. La curva de decaimiento medida es indicativo de la permeabilidad de la muestra.

## 4. Modelo y Mediciones.

### 4.1. Modelo Teórico para el Método GRI.

Para el cálculo de la permeabilidad, se utiliza la pendiente de la gráfica  $\ln\left(\frac{P}{P_0}\right)$  vs  $t$ , la cual se obtiene midiendo la caída de presión respecto al tiempo para distintos tamaños de partículas evaluados.

Luego, los datos de la caída de presión se aproximan mediante una curva teórica y, conociendo la porosidad de la muestra, se obtiene el valor de la permeabilidad al gas (Gorshkov, 2019).

#### 4.1.1. Mediciones.

Las mediciones de permeabilidad al gas se realizaron con el equipo descrito anteriormente (Guidry, 1995). Para la obtención de los valores de presión en función del tiempo se usó el *Software FieldChart*, donde los resultados se extraen en forma de planilla de Excel como se muestra a continuación:

Fecha	Hora	P (psi)	T (s)
3/06/2024	13:57:27.0	200	20
3/06/2024	13:57:28.0	197,4	21
3/06/2024	13:57:29.0	187,3	22

A estos valores de presión se los convierte de ‘psi’ a ‘pascales’ y luego se calcula el valor del  $\ln\left(\frac{P}{P_0}\right)$ , siendo  $P_0 = 200 \text{ psi}$  como indica el método<sup>4</sup>. Luego, se grafica  $\ln\left(\frac{P}{P_0}\right)$  versus el tiempo y se extrae la pendiente de la curva  $\frac{d \ln\left(\frac{P}{P_0}\right)}{dt}$ .

Con el valor de la pendiente y los demás datos conocidos (Volumen de celdas, Presión inicial, Viscosidad del gas, etc), se puede calcular el valor de permeabilidad por medio de la curva teórica que relaciona los datos experimentales con la caída de presión (Gorshkov, 2019).

---

<sup>4</sup> Sección 3.1.5

Debido a que se realizaron varias mediciones para distintos tamaños de muestras y presiones, se detallará a continuación la medición y cálculos para un solo caso y luego se darán los resultados en forma de gráficos de las demás pruebas realizadas.

Con nuestro equipo, tenemos los siguientes datos:

- Volumen de celda:  $V = 7,68 * 10^{-5} m^3$ .
- Viscosidad del gas (Nitrógeno):  $\mu = 1,79 * 10^{-2} cP$ .
- Longitud de la muestra:  $L = 7,50 * 10^{-4} m$ .
- Área de la muestra:  $A = 4,4178 * 10^{-7} m^2$ .
- Presión inicial:  $P_o = 200 psi$ .

Por lo tanto, para el tamaño de muestra de 0,5-1 mm y una presión de 200 psi, se obtuvo:

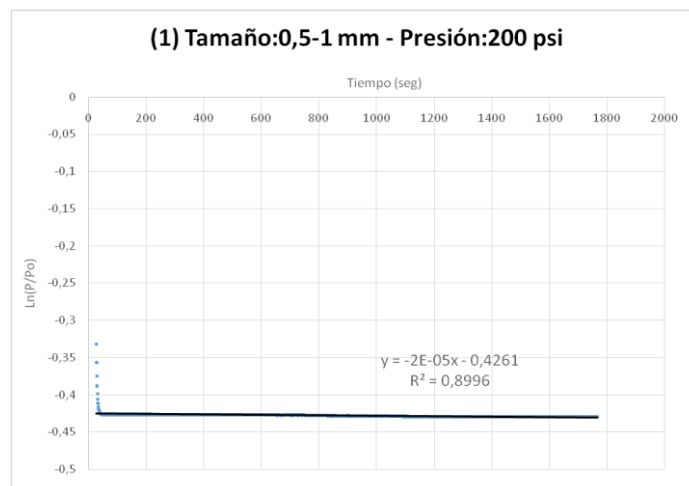


Gráfico N° 2: Variación de  $\ln(P/P_o)$  vs tiempo para 0,5-1 mm y  $P_o=200$  psi.

Del Gráfico N° 2, al aumentar la escala y asociarle una línea de tendencia que mejor se aproxime, se obtiene:

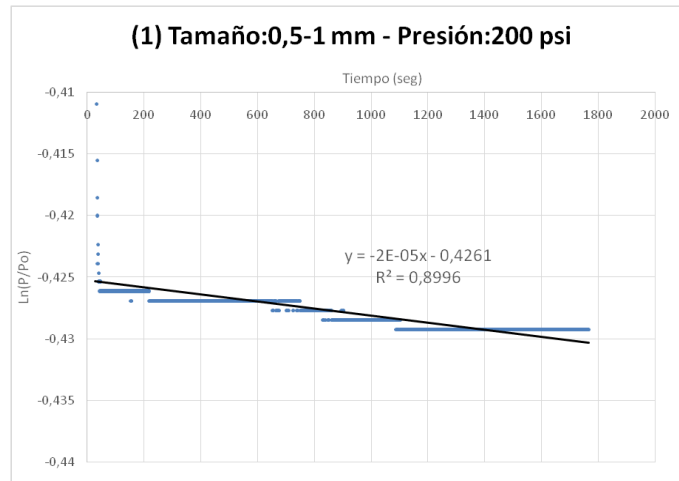


Gráfico N° 3: Variación de  $\ln(P/P_0)$  vs tiempo para 0,5-1 mm y  $P_0=200$  psi.

Donde la pendiente de la curva es:

$$\frac{d \ln\left(\frac{P}{P_0}\right)}{dt} = -2,00 * 10^{-5}$$

Con este valor de pendiente y los datos obtenidos del equipo de trabajo, por medio de la curva teórica (Gorshkov, 2019) y haciendo pasajes de unidades, se obtiene un valor de permeabilidad:

$$K = 0,0342 \text{ mD}$$

Este proceso se repitió para los siguientes casos:

**Tamaño de muestras 0,5-1 mm.**

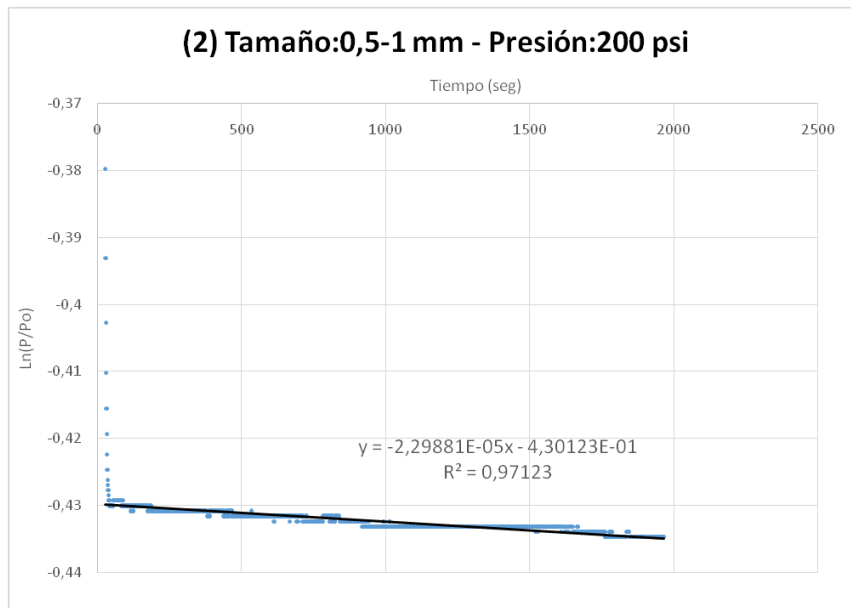


Gráfico N° 4: Variación de  $\ln(P/P_o)$  vs tiempo para 0,5-1 mm y  $P_o=200$  psi.

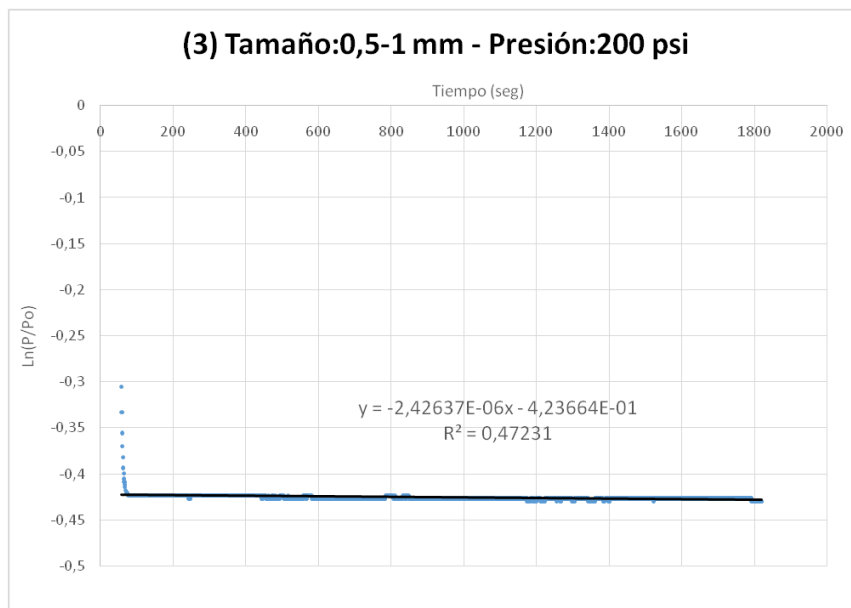


Gráfico N° 5: Variación de  $\ln(P/P_o)$  vs tiempo para 0,5-1 mm y  $P_o=50$  psi.

Con la pendiente de cada uno de estos gráficos, se pudo calcular la permeabilidad por medio de la curva teórica (Gorshkov, 2019). A modo de resumen, los valores de permeabilidad calculados se expresan en el Gráfico N° 6:

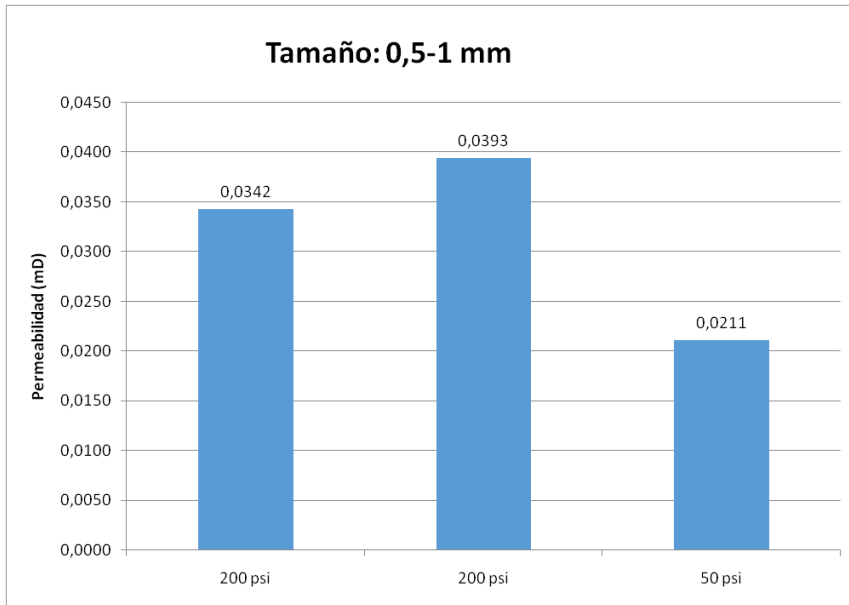


Gráfico N° 6: Valores de permeabilidad a distintas Presiones en muestras de 0,5-1 mm.



**Tamaño de muestras 1-2mm.**

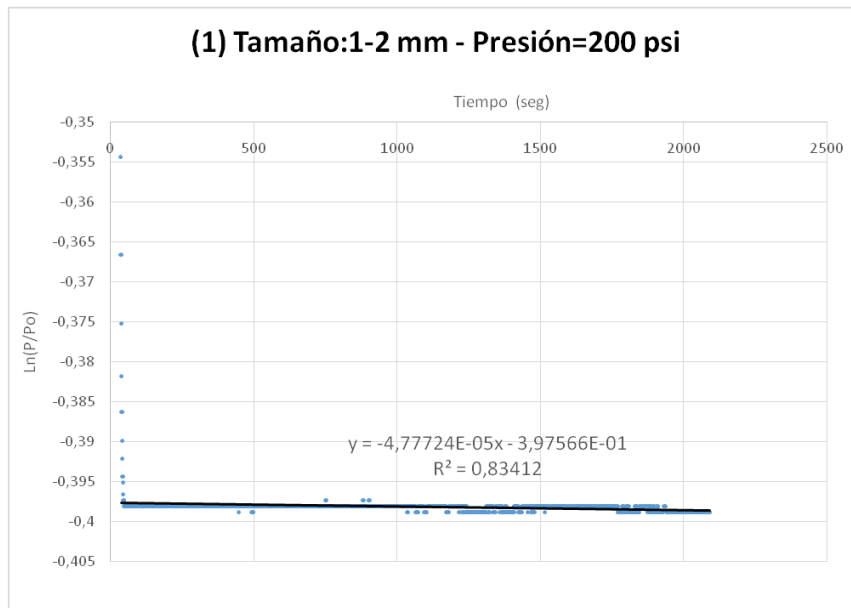


Gráfico N° 7: Variación de  $\ln(P/P_o)$  vs tiempo para 1-2 mm y  $P_o=200$  psi.

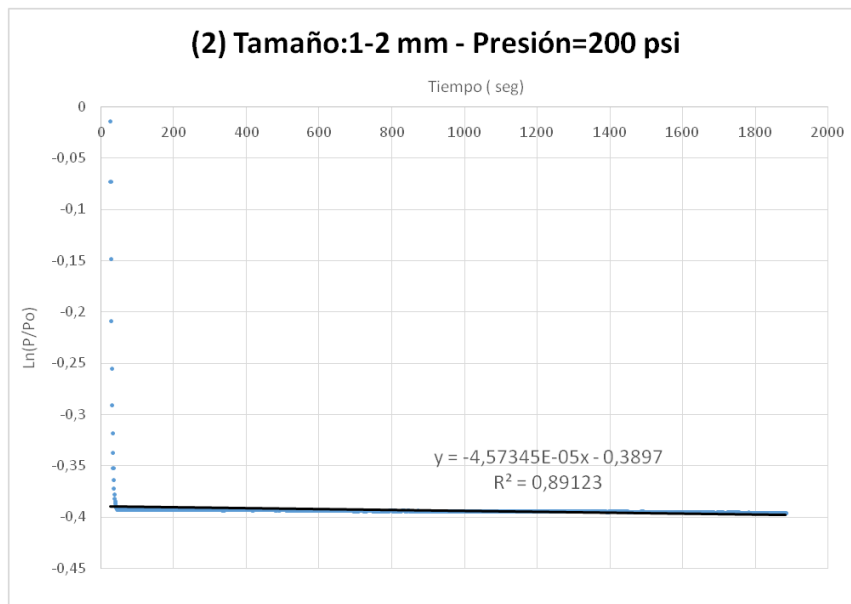


Gráfico N° 8: Variación de  $\ln(P/P_o)$  vs tiempo para 1-2 mm y  $P_o=200$  psi.

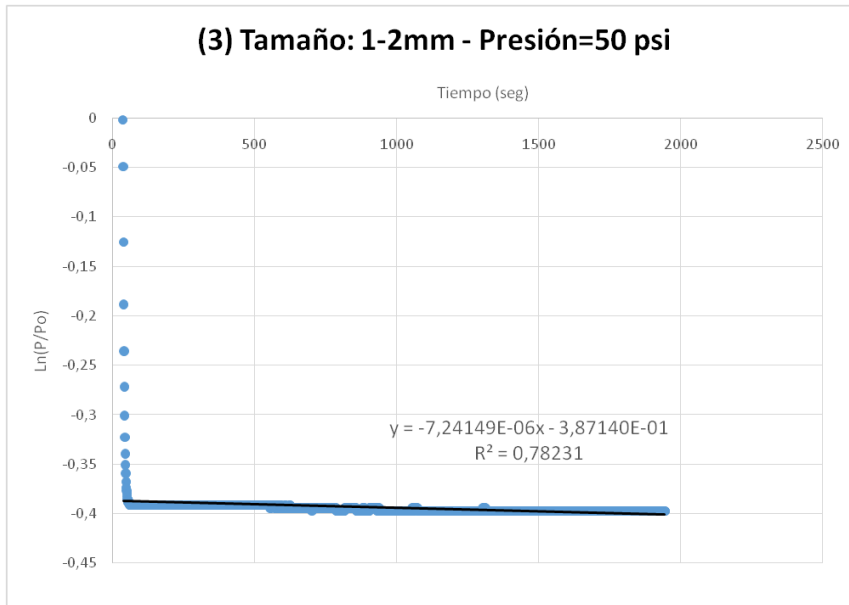


Gráfico N° 9: Variación de  $\ln(P/P_o)$  vs tiempo para 1-2 mm y  $P_o=50$  psi.

Con la pendiente de cada uno de estos gráficos, se pudo calcular la permeabilidad por medio de la curva teórica (Gorshkov, 2019). A modo de resumen, los valores de permeabilidad calculados se expresan en el Gráfico N° 10:

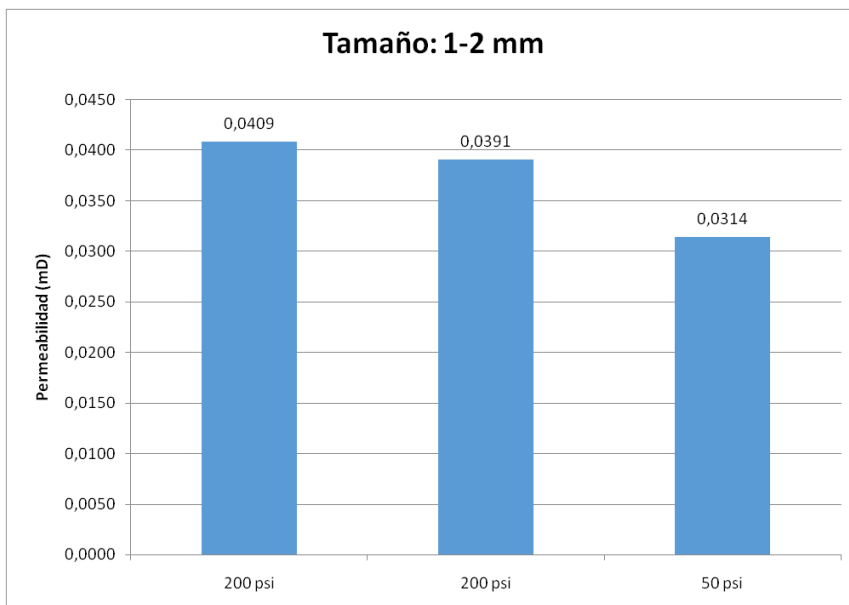


Gráfico N° 10: Valores de permeabilidad a distintas Presiones en muestras de 1-2 mm.

**Tamaño de muestras 2-4 mm.**

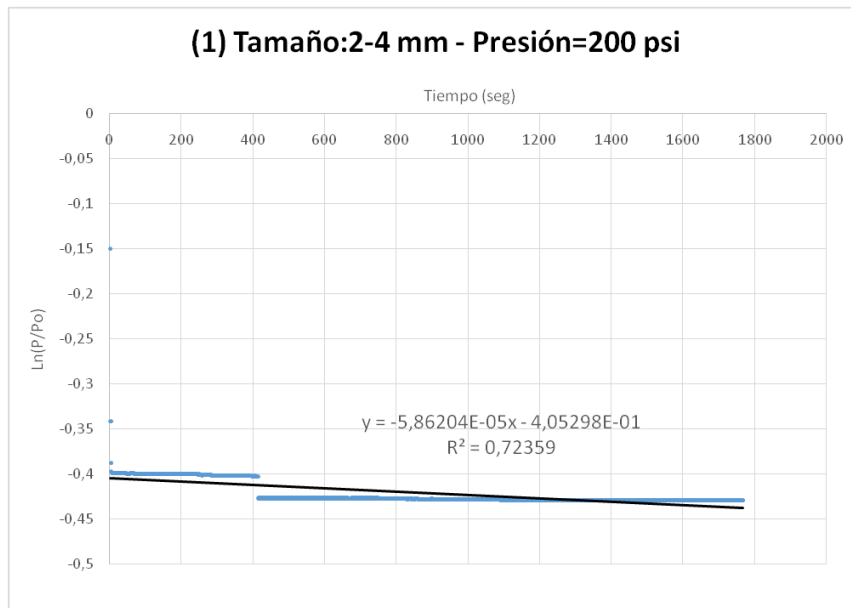


Gráfico N° 11: Variación de  $\ln(P/P_o)$  vs tiempo para 2-4 mm y  $P_o=200$  psi.

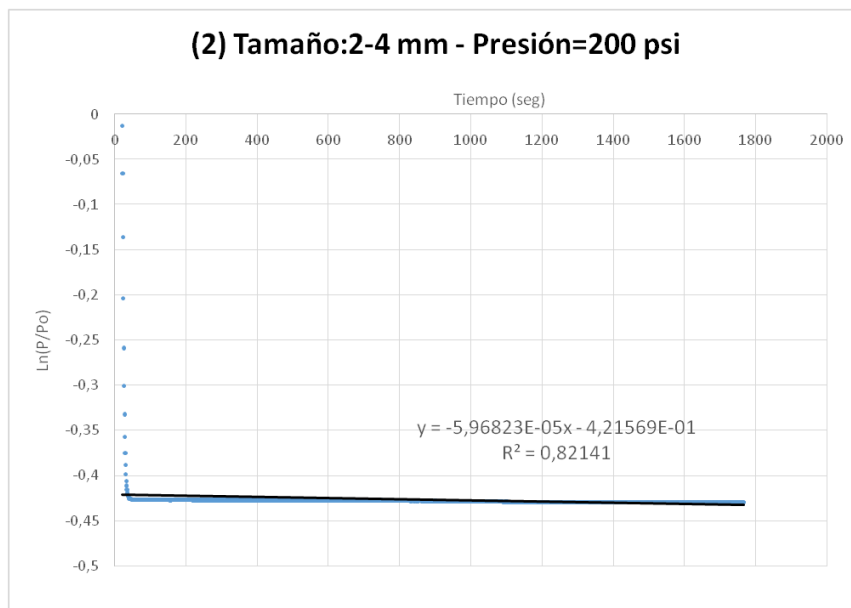


Gráfico N° 12: Variación de  $\ln(P/P_o)$  vs tiempo para 2-4 mm y  $P_o=200$  psi.

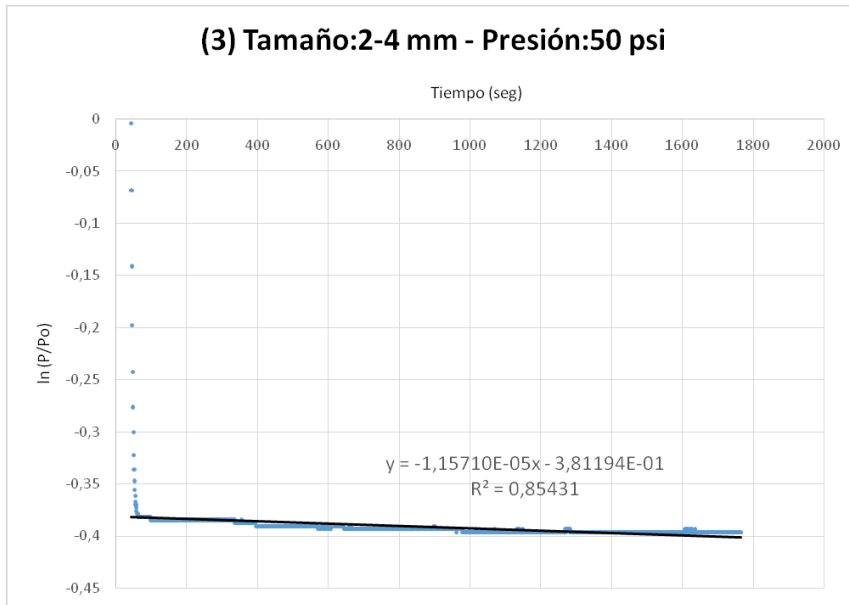


Gráfico N° 13: Variación de  $\ln(P/P_o)$  vs tiempo para 2-4 mm y  $P_o=50$  psi.

Con la pendiente de cada uno de estos gráficos, se pudo calcular la permeabilidad por medio de la curva teórica (Gorshkov, 2019). A modo de resumen, los valores de permeabilidad calculados se expresan en el Gráfico N° 14:

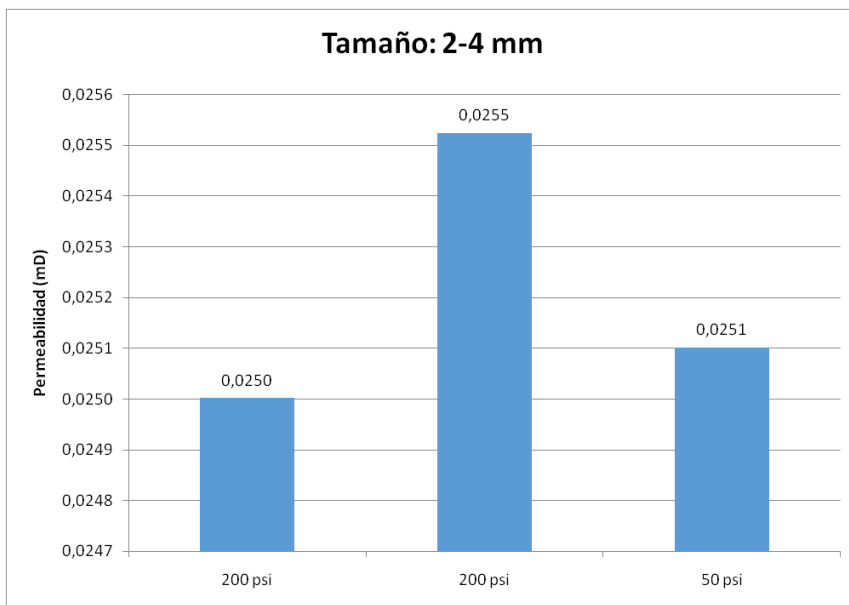


Gráfico N° 14: Valores de permeabilidad a distintas Presiones en muestras de 2-4 mm.

#### 4.1.2. Comparación.

Se puede comparar los valores de permeabilidad obtenidos para los distintos tamaños de muestras y presiones por medio del Gráfico N° 15:

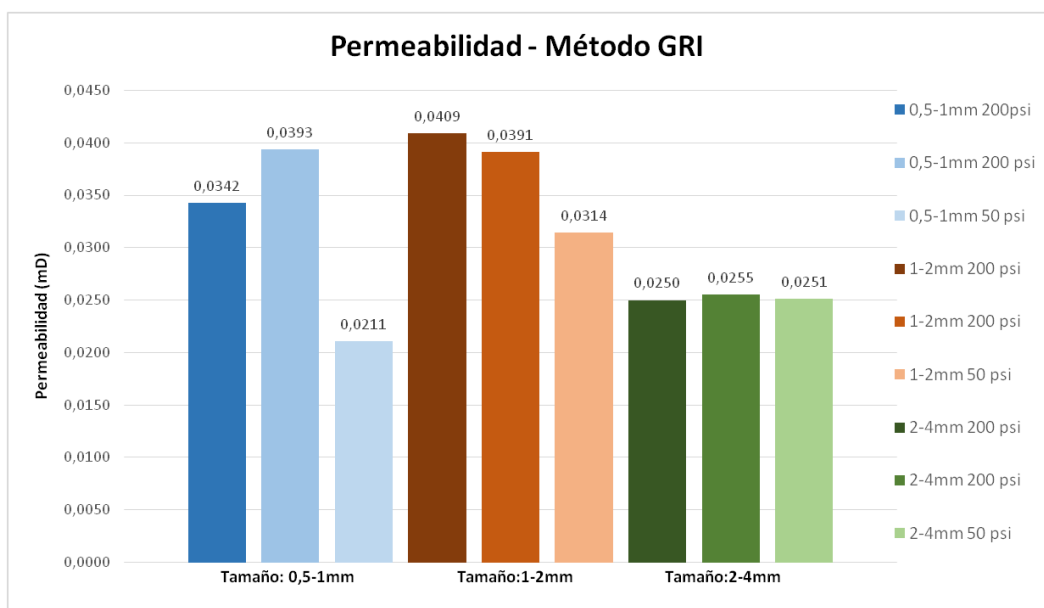


Gráfico N° 15: Valores de permeabilidad para distintos tamaños de muestras y presiones.

Donde:

- Se puede observar que la presión inicial a la cual se ensayaron los distintos tamaños de muestras influye en el valor de permeabilidad obtenido, dando un aumento de casi 90% en el valor de permeabilidad para una presión inicial de 200 psi respecto de los valores a 50 psi. Esta diferencia disminuye a medida que los tamaños de muestras ensayadas son mayores.
- Se observa que la influencia de la presión en los distintos tamaños de las muestras disminuye a medida que estos son mayores. La variabilidad de los resultados según la presión se ve fuertemente reducida, donde en el tamaño de muestra 0,5-1mm, donde los valores se modifican a partir del segundo decimal, difiere del tamaño de muestra 2.4mm, donde los valores se modifican en el cuarto decimal.
- Se debe considerar, el efecto debido al gas utilizado. En nuestra experiencia se utilizó Nitrógeno (en lugar de Helio), el cual puede interactuar con la roca y generar fuerzas intermoleculares, las cuales provocan que en ciertos lugares de la roca se retenga Nitrógeno, dando así una modificación en los valores de permeabilidad de los ensayos futuros.

## 4.2. Modelo Teórico para Método de Decaimiento del Pulso de Presión.

Se busca determinar los valores de permeabilidades bajas o ultra bajas como las que hay en rocas tipo *Shale* por medio del Método de Decaimiento del Pulso de Presión.

Consideraciones sobre el método (Bayona):

- Simetría de volúmenes entre  $V_1$  y  $V_2$ .
- Volumen constante en las líneas de flujo.
- Válvulas y sensores de presión no deben tener cambios volumétricos internos cuando estos actúen o deben ser despreciables.
- La presión de poro media ( $P_m$ ) no tiene cambios significativos a lo largo de la prueba.
- La presión ( $P_1$ ) de la celda 1 debe estar en un rango de 1000 a 2000 psi con el fin de minimizar el deslizamiento del gas.
- La temperatura debe ser constante.
- El pulso de presión generado por el  $\Delta P$  estará dado por un 5 a 15 % de  $P_1$ .

### 4.2.1. Descripción matemática del método:

Publicaciones de diferentes autores han simplificado la ecuación general y a partir de condiciones físicas de fácil manejo la determinación de la permeabilidad al gas se da a partir de una técnica que correlaciona  $\Delta P$  vs t en un gráfico semi-logarítmico.

La ecuación (Bayona) que se aplica en el Método de Decaimiento del Pulso de Presión para la calcular la permeabilidad<sup>5</sup> está dada por:

$$K_g = \frac{-14696 * m_1 * \mu_g * L * f_z}{f_1 * A * P_m * \left(\frac{1}{V_1} + \frac{1}{V_2}\right)} \quad 1$$

Donde:

- $V_1$ : Volumen “aguas arriba” de la celda 3,  $cm^3$ .
- $V_2$ : Volumen “aguas debajo” de la celda 3,  $cm^3$ .
- $L$ : Longitud de la muestra,  $cm$ .
- $A$ : Área transversal de la muestra,  $cm^2$ .

---

<sup>5</sup> Permeabilidad al gas.

- $P_m$ : Presión media de poro, *psia*.
  - La presión de Poro, será la presión de poro media. Esta se calcula como:

$$P_m(t) = P_1(t) + \frac{1}{2} * \Delta P(t) \quad i$$

- $\mu_g$ : Viscosidad del gas (Nitrógeno), *cP*.
  - Para determinar la viscosidad del gas, se utiliza la siguiente aproximación:

$$\mu_{N_2} = \left[ \frac{13.85 * T^{1.5}}{T + 102} - 0.12474 + 0.123688 * P_m + 1.05452 * 10^{-3} * P_m^2 - 1.5052 * 10^{-6} * P_m^3 \right] * 1 * 10^{-4} \quad ii$$

Siendo en (ii),  $P_m$ : presión media de poro (atm) y T: temperatura (K).

- $F_z$ : factor de corrección de la compresibilidad del gas.

$$F_z = \left( 1 - \frac{\ln(z)}{\ln(P)} \right) \quad iii$$

- Siendo en (iii), z el factor de desviación de los gases para el Nitrógeno a  $P_m$

- $F_1$ : factor de corrección por flujo de masa.

$$f_1 = \frac{\theta_1^2}{a + b} \quad iv$$

$$\theta_1^2 = (a + b + a * b) - \frac{1}{3} * (a + b + 0.4132 * a * b)^2 + 0.0744 * (a + b + 0.0578 * a * b)^3 \quad v$$

- Siendo en (iv) y (v),  $a = \frac{V_P}{V_1}$  ;  $b = \frac{V_P}{V_2}$  y  $V_p$ : Volumen poroso de la muestra ( $cm^3$ )

- $m_1$ : pendiente de la sección lineal del decaimiento del pulso, la cual debe ser obtenida por la regresión lineal de:

$$\ln \left( \frac{\Delta P(t_n) * P_m(t_n)}{\Delta P(0) * P_m(0)} \right) = b_o + m_1 * t_n \quad vi$$

- Siendo en (vi),  $\Delta P(0)$  = diferencial de presión real sobre la muestra, cuya ecuación es:

$$\Delta P(0) = \Delta P_1 * \left( \frac{V_1 - V_d}{V_1} \right) \quad vii$$

- Siendo en (vii),  $V_d$ :volumen muerto del sistema,  $cm^3$ .

#### 4.2.2. Mediciones.

Las mediciones de permeabilidad al gas se realizaron con el equipo descrito anteriormente<sup>6</sup>. Para la obtención de los valores de presión en función del tiempo se usó el *Software FieldChart*, donde los resultados se extraen en forma de planilla de Excel como se muestra a continuación:

Fecha	Hora	$P_1$ (psi)	$P_2$ (psi)	T (seg)
2/07/2024	10:39:49.0	1221	1099	151
2/07/2024	10:39:51.0	1220	1089	150

Para el cálculo de la permeabilidad, se utilizó la ecuación (1), donde por medio de los valores de presión extraídos del *software*, se pudo obtener el valor de la pendiente  $m_1$ .

Para ello, se realizaron los siguientes cálculos. Con los valores de  $P_1$  y  $P_2$ , se calculó el  $\Delta P = P_1 - P_2$ , debido a que no se cuenta con un sensor diferencial.

Luego se graficó  $P_2$  versus  $\Delta P$  (Gráfico N° 16) y a partir de éste se observó el tiempo en que se estabiliza el sistema. Para la primera prueba, se tomó el valor de 316 segundos y se tomó como criterio para este tiempo, el tiempo de estabilización del sistema.

A partir de ese tiempo, se analiza la variación de  $P_2$  y  $\Delta P$  en función del tiempo la cual está dada como se muestra en el Gráfico N°16:

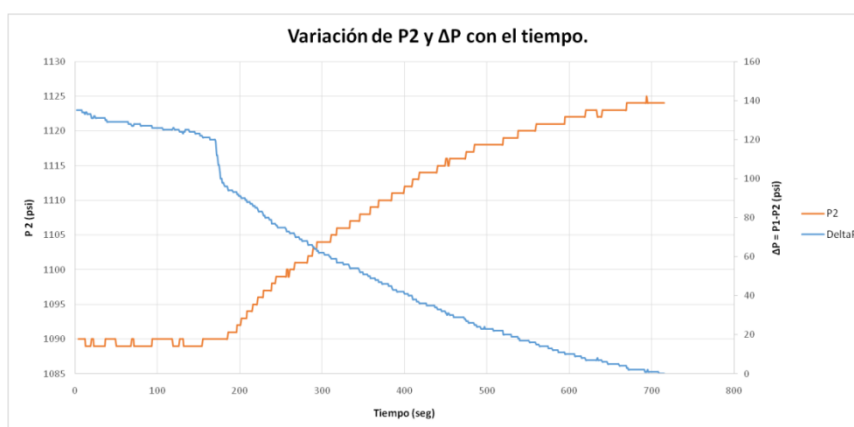


Gráfico N° 16: Variación de  $P_2$  y  $\Delta P$  en función del tiempo para la Prueba 1.

<sup>6</sup> Sección 3.2



Luego de establecer el tiempo en el cual se estabiliza el sistema, se observó el total de duración del mismo, con el objetivo de determinar los  $\Delta P_{sistema\ estable}$ .

Con los  $\Delta P_{sistema\ estable}$ , se calcularon los  $\Delta P_{decaimiento}$ , es decir, los  $\Delta P$  a partir de los que se comienza la prueba de decaimiento y el sistema ya no está estabilizado. Para esto se hizo:

$$\Delta P_{decaimiento} = \frac{\Delta P_{decaimiento_1}}{\left(\sum_{i=1}^n \Delta P_{sistema\ estable\ i/n}\right)} \quad 2$$

Con estos valores calculados, se los graficó en escala logarítmica y en función del tiempo de la prueba de decaimiento:

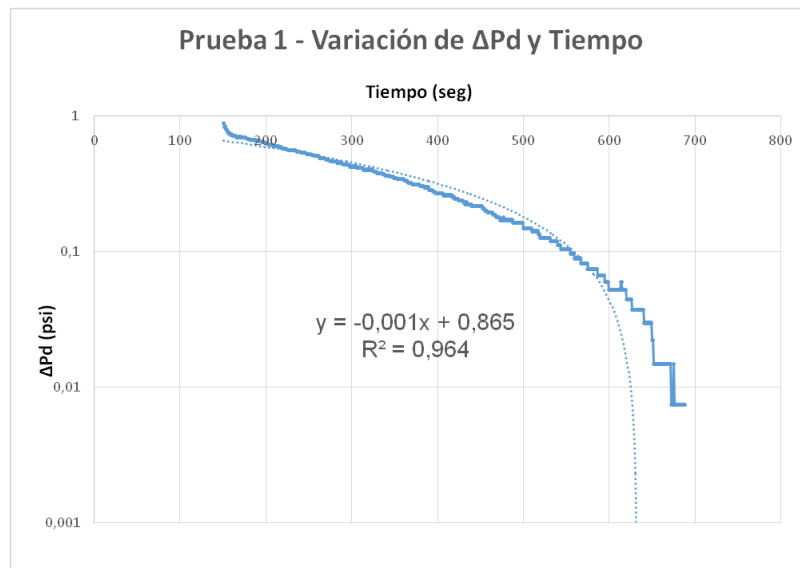


Gráfico N° 17: Variación de  $\Delta P_{decaimiento}$  y tiempo para la Prueba 1.

Del Gráfico N° 17, se obtuvo la pendiente  $m_1$ :

$$m_1 = -1,40 * 10^{-3}$$

Luego con las ecuaciones de (ii) a (vii), se calcularon las demás variables de la ecuación (1).

Resumiendo en la Tabla N° 5:

Tabla N° 5: Valores obtenidos en la prueba 1.

Concepto	Unidad	Valor
R Plug	cm	1,85
H Plug	cm	4,53
Vt Plug	cm <sup>3</sup>	48,94
V Poral	cm <sup>3</sup>	5,71
V1	cm <sup>3</sup>	38,69
V2	cm <sup>3</sup>	38,49
L	cm	4,53
A	cm <sup>2</sup>	10,80
μ	cP	0,02
μ	mPa*s	1,95E-05
fz	-	1,04
Pm	atm	83,12
Pm	Pa	8419796,64
T	K	298,15
a	-	0,15
b	-	0,15
θ1 <sup>2</sup>	-	0,31
f1	-	1,04
m		-1,40E-03

Reemplazando los valores en la ecuación (1) se obtiene un valor de permeabilidad de:

$$K = 0,0388 \text{ mD}$$

Este proceso se repitió en 5 pruebas. De forma simplificada para los siguientes casos, se darán los valores obtenidos:

**Prueba 2:**

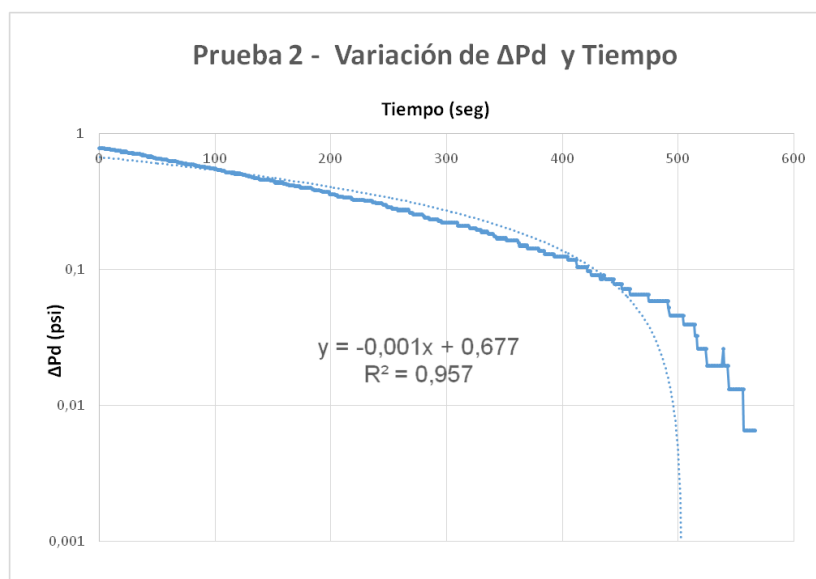


Gráfico N° 18: Variación de  $\Delta P_{decaimiento}$  y tiempo para la Prueba 2.

Del Gráfico N° 18, se obtuvo la pendiente  $m_1$ :

$$m_1 = -1,30 * 10^{-3}$$

Luego con las ecuaciones de (ii) a (vii), se calcularon las demás variables de la ecuación (1).

Resumiendo en la Tabla N° 6 los valores obtenidos para la prueba 2:

Tabla N° 6: Valores obtenidos en la prueba 2.

Concepto	Unidad	Valor
L	cm	4,53
A	cm <sup>2</sup>	10,80
$\mu$	cP	0,02
$\mu$	Pa*S	1,92885E-05
fz	-	1,04
Pm	atm	75,97
Pm	Pa	7695367,61
T	K	298,15
a	-	0,15
b	-	0,15
$\theta 1^2$	-	0,31
f1	-	1,04
m	-	-1,30E-03
K	mD	0,039

**Prueba 3:**

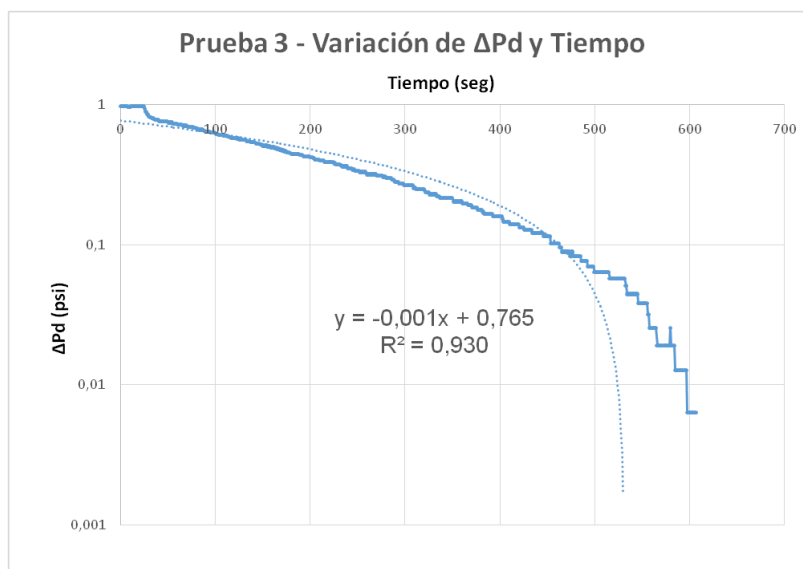


Gráfico N° 19: Variación de  $\Delta P_{decaimiento}$  y tiempo para la Prueba 3.

Del Gráfico N° 19, se obtuvo la pendiente  $m_1$ :

$$m_1 = -1,40 * 10^{-3}$$

Luego con las ecuaciones de (ii) a (vii), se calcularon las demás variables de la ecuación (1). Resumiendo en la Tabla N° 7 los valores obtenidos para la prueba 3:

Tabla N° 7: Valores obtenidos en la prueba 3.

Concepto	Unidad	Valor
L	cm	4,53
A	cm <sup>2</sup>	10,80
μ	cP	0,02
μ	Pa*s	1,96E-05
fz	-	1,04
Pm	atm	86,32
Pm	Pa	8743734,44
T	K	298,15
a	-	0,15
b	-	0,15
θ1^2	-	0,31
f1	-	1,04
m		-1,40E-03
K	mD	0,0376

**Prueba 4:**

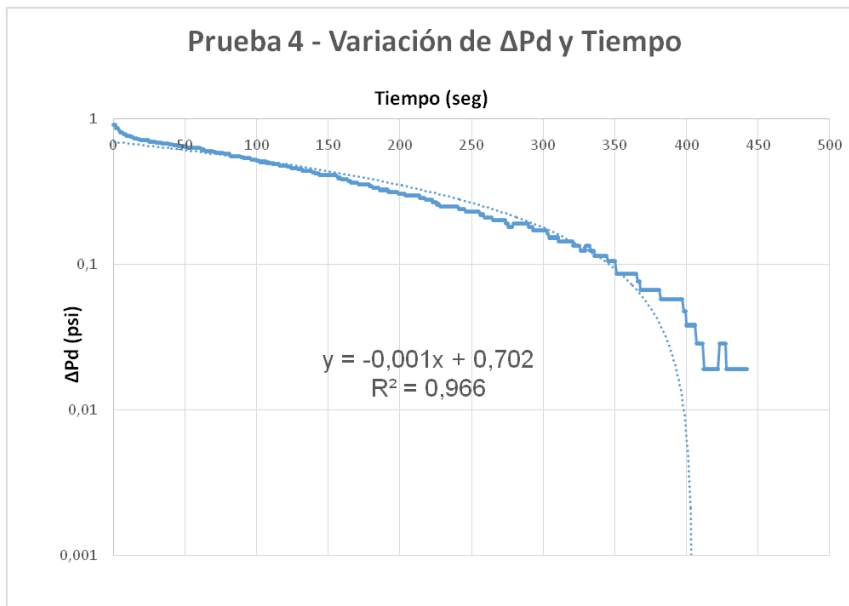


Gráfico N° 20: Variación de  $\Delta P_{decaimiento}$  y tiempo para la Prueba 4.

Del Gráfico N° 20, se obtuvo la pendiente  $m_1$ :

$$m_1 = -1,70 * 10^{-3}$$

Luego con las ecuaciones de (ii) a (vii), se calcularon las demás variables de la ecuación (1).

Resumiendo en la Tabla N° 8 los valores obtenidos para la prueba 4:

Tabla N° 8: Valores obtenidos en la prueba 4.

Concepto	Unidad	Valor
L	cm	4,53
A	cm <sup>2</sup>	10,80
$\mu$	cP	0,02
$\mu$	Pa*S	1,96E-05
fz	-	1,04
Pm	atm	88,29
Pm	Pa	8943433,54
T	K	298,15
a	-	0,15
b	-	0,15
$\theta 1^{\wedge}2$	-	0,31
f1	-	1,04
m	-	-1,70E-03
K	mD	0,0447

**Prueba 5:**

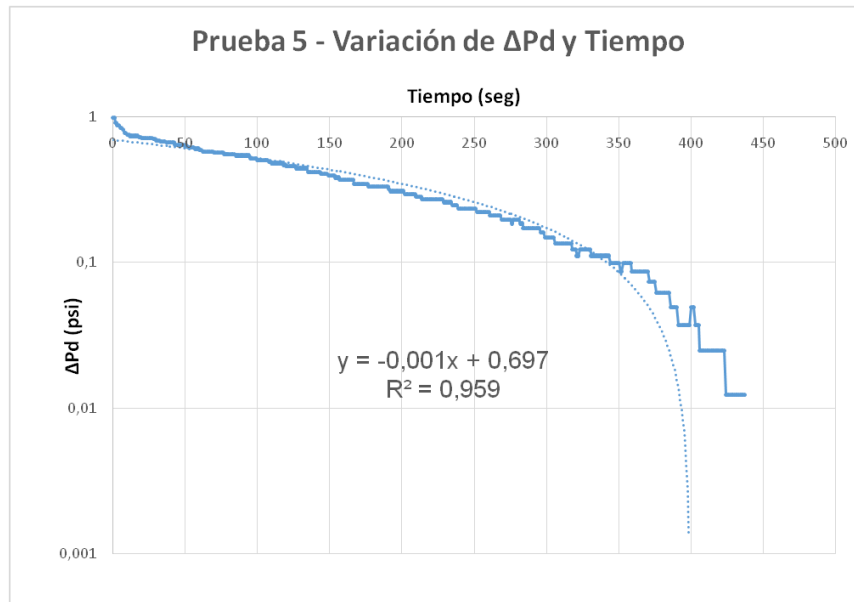


Gráfico N° 21: Variación de  $\Delta P_{decaimiento}$  y tiempo para la Prueba 5.

Del Gráfico N° 21, se obtuvo la pendiente  $m_1$ :

$$m_1 = -1,70 * 10^{-3}$$

Luego con las ecuaciones de (ii) a (vii), se calcularon las demás variables de la ecuación (1).

Resumiendo en la Tabla N° 9 los valores obtenidos para la prueba 5:

Tabla N° 9: Valores obtenidos en la prueba 5.

Concepto	Unidad	Valor
L	cm	4,53
A	cm <sup>2</sup>	10,80
μ	cP	0,02
μ	Pa*S	1,96E-05
fz	-	1,04
Pm	atm	88,77
Pm	Pa	8991942,82
T	K	298,15
a	-	0,15
b	-	0,15
θ1 <sup>2</sup>	-	0,31
f1	-	1,04
m		-1,70E-03
K	mD	0,0445

**Prueba 6:**

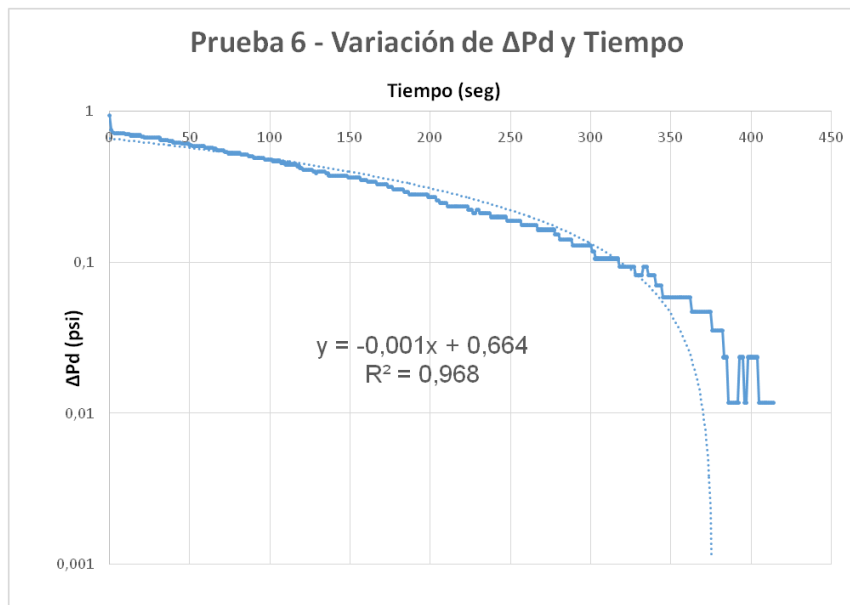


Gráfico N° 22: Variación de  $\Delta P_{decaimiento}$  y tiempo para la Prueba 6.

Del Gráfico N° 22, se obtuvo la pendiente  $m_1$ :

$$m_1 = -1,80 * 10^{-3}$$

Luego con las ecuaciones de (ii) a (vii), se calcularon las demás variables de la ecuación (1).

Resumiendo en la Tabla N° 10 los valores obtenidos para la prueba 6:

Tabla N° 10: Valores obtenidos para la prueba 6

Concepto	Unidad	Valor
L	cm	4,53
A	cm <sup>2</sup>	10,80
$\mu$	cP	0,02
$\mu$	Pa*S	1,97E-05
fz	-	1,04
Pm	atm	90,19
Pm	Pa	9136553,01
T	K	298,15
a	-	0,15
b	-	0,15
$\theta 1^{\wedge} 2$	-	0,31
f1	-	1,04
m		-1,80E-03
K	mD	0,0465

#### 4.2.3. Comparación.

Se puede comparar los valores de permeabilidad obtenidos para las distintas pruebas de presión realizadas con el Método de Decaimiento del Pulso de Presión por medio del Gráfico N° 23:

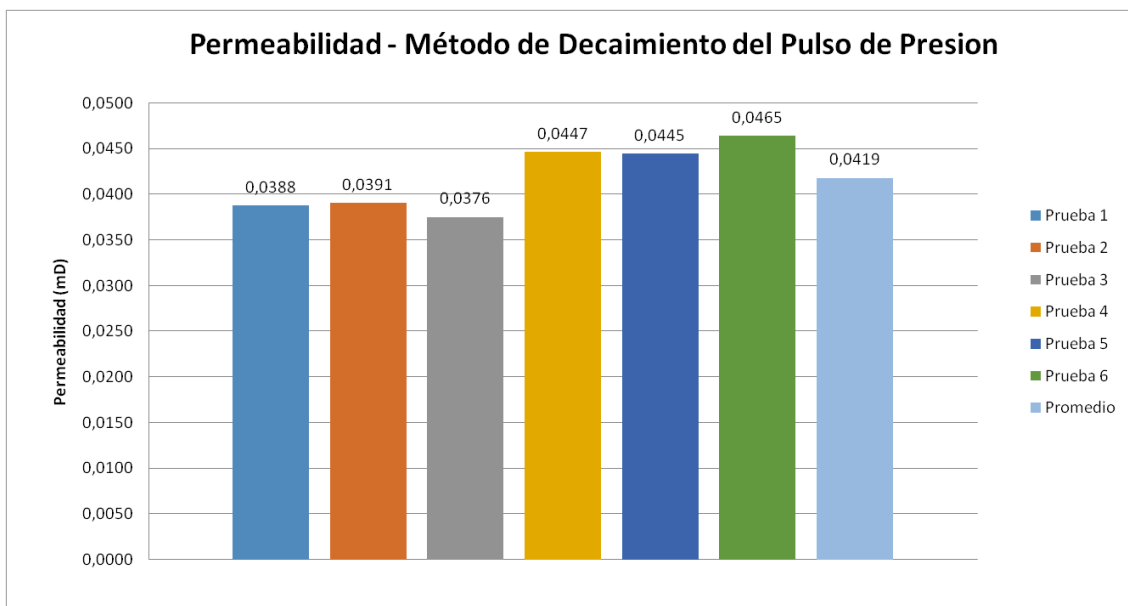


Gráfico N° 23: Permeabilidades obtenidas con el Método de Decaimiento del Pulso de Presión.

Además, se graficó un valor de permeabilidad promedio, para lograr tener una permeabilidad de referencia del Método de Decaimiento del Pulso de Presión.

Del Gráfico N° 23 se puede observar que:

- Los valores de permeabilidad obtenidos por este método son similares, teniendo en cuenta que todos los valores están afectados a partir del segundo decimal.
- Los valores de permeabilidad entre prueba y prueba no varían en más de 1%, dando certeza de que los valores obtenidos son coherentes y que el equipo funciona correctamente.
- Considerando el valor de permeabilidad de referencia del método, el valor obtenido es coherente con los valores de permeabilidad de una Formación de roca del tipo *shale* (Gorshkov, 2019), como lo es la Formación Vaca Muerta.
- Los volúmenes de las celdas utilizadas “aguas arriba” y “aguas abajo” influyen directamente en los tiempos de prueba del método, influyendo así, en los valores de permeabilidad obtenidos. Por lo tanto, se observa que mantener volúmenes de celda pequeños da valores coherentes de permeabilidad.



## 5. Comparación general.

Con el Método GRI los valores de Permeabilidad que se obtuvieron fueron:

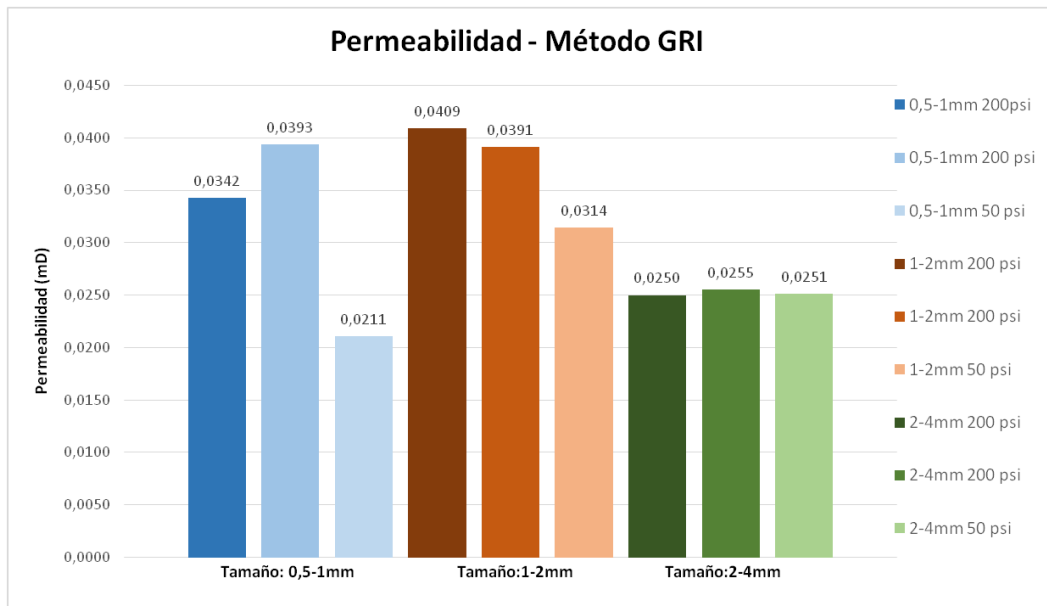


Gráfico N° 24: Valores de permeabilidad para distintos tamaños de muestras y presiones con el Método GRI.

Con el Método de Decaimiento del Pulso de Presión, los valores de permeabilidad que se obtuvieron fueron:

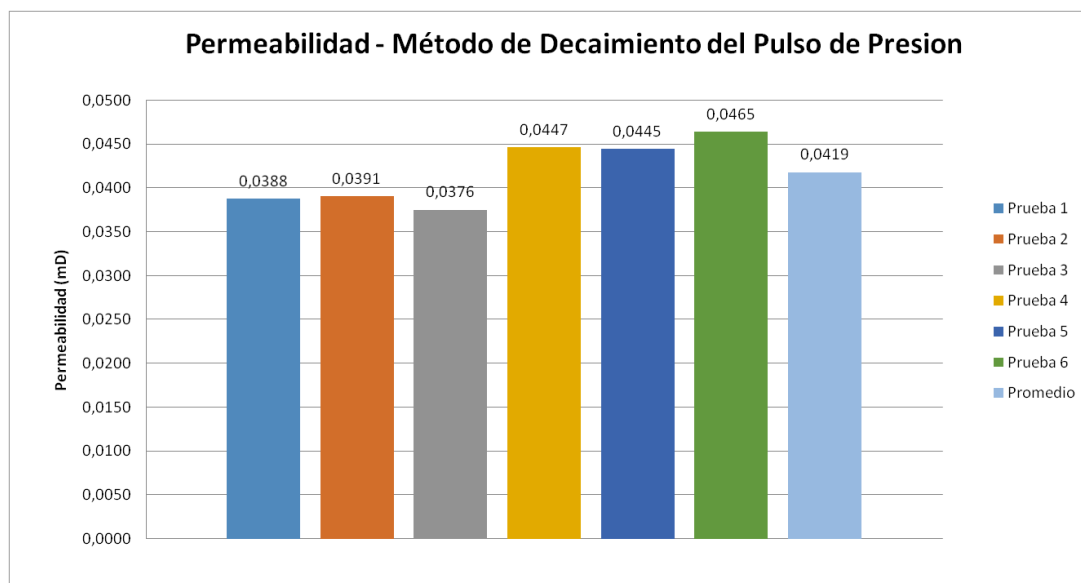


Gráfico N° 25: Valores de permeabilidad para distintos tamaños de muestras y presiones con el Método de Decaimiento del Pulso de Presión.

Si comparamos los valores de Permeabilidad de ambos métodos en un gráfico, se tiene:

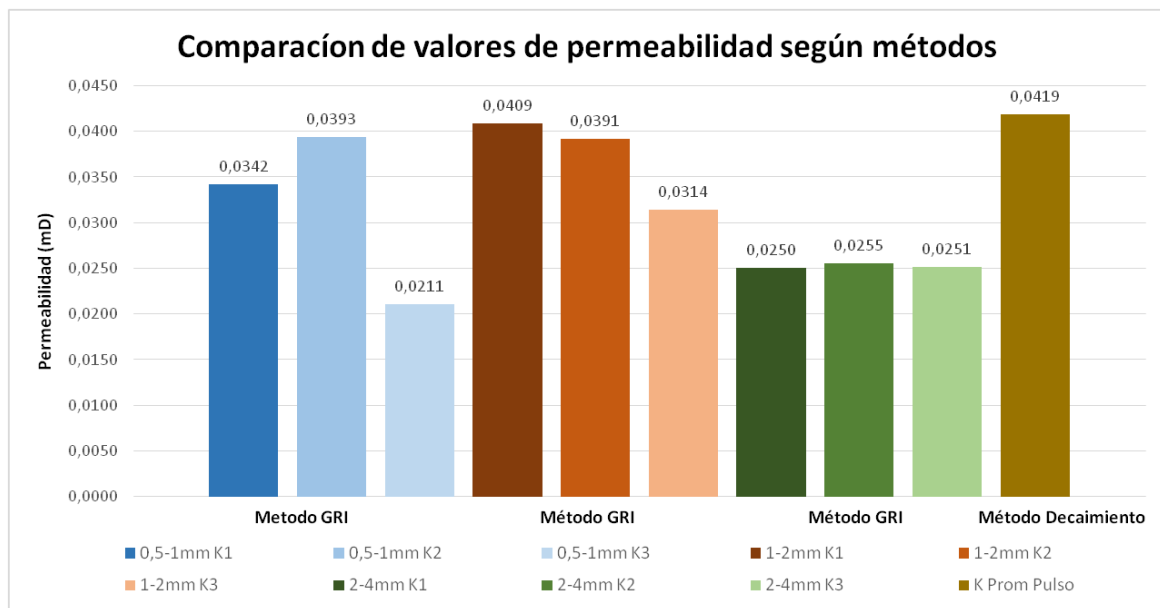


Gráfico N° 26: Valores de Permeabilidad obtenidos según el Método GRI y el Método de Decaimiento del Pulso de Presión.

Donde se puede observar del Gráfico N° 26 que:

- Los valores de permeabilidad obtenidos por ambos métodos son semejantes entre ellos, arrojando una variación menor al 5%. Esto da certeza del correcto funcionamiento de los equipos utilizados.
- La permeabilidad de referencia del Método de Decaimiento del Pulso de Presión se aproxima mejor a los valores de permeabilidad obtenidos en los tamaños de muestra 1-2 mm utilizados en el Método GRI con una presión de 200 psi.

## 6. Conclusiones.

- Se puede observar, una clara, pero pequeña, variación en los valores de permeabilidad obtenidos según el *tamaño de la muestra* ensayada con el Método GRI, dando valores afectados en el primer decimal para las muestras más grandes y valores afectados en el segundo y tercer decimal para los tamaños más pequeños.
- Se puede observar que la *presión utilizada* en el Método GRI es un parámetro a considerar, debido a que los valores de permeabilidad que más se asemejan a los obtenidos por el Método de Decaimiento de Pulso de Presión son a 200 psi, mientras que a 50 psi son los valores que más difieren.
- El *tamaño de muestra* utilizada es otro parámetro a considerar, se puede observar que los tamaños de muestras de 0,5-1mm y 1-2 mm utilizados en el Método GRI arrojan valores de permeabilidad más cercanos a los obtenidos por el Método de Decaimiento del Pulso de Presión.
- A modo de conclusión final, se detalla el *protocolo* para la medición de permeabilidad al gas en muestras *Shale* de la Formación Vaca Muerta a ser implementado en el Laboratorio de Petrofísica del Departamento de Geología y Petróleo. con el equipo anteriormente descrito<sup>7</sup>:

1. Lavado y secado de muestras según equipo<sup>8</sup>.
2. Triturar la muestra a utilizar en tamaños de partículas de 1-2 mm.
3. Configurar *Software* de preferencia para toma de datos de Presión y Tiempo.
4. La celda de referencia presurizarla con gas Nitrógeno (o Helio) a una presión de 200 psi.
5. Esperar a que se dé el equilibrio en la celda de referencia.
6. Llegado el equilibrio en la celda de referencia, abrir la válvula que conecta las dos celdas, permitiendo al gas de la celda de referencia (Celda 1) se expanda hacia la celda de muestra (Celda 2).
7. Dar 2000 segundos para permitir que el gas penetre en las partículas de la muestra y se llegue al equilibrio del sistema.
8. Parar la toma de datos por el *software*.
9. Obtener la pendiente de la curva  $\frac{d \ln\left(\frac{P}{P_0}\right)}{dt}$ .

---

<sup>7</sup> Sección 3.1 – Página 12.

<sup>8</sup> Sección 2.1 – Página 5.

10. Calcular la permeabilidad por medio la curva teórica (Gorshkov, 2019).

Por lo tanto, aplicando este método<sup>9</sup> para la medición de la permeabilidad al gas en muestra tipo *plug* de rocas *shale* de la Formación Vaca Muerta conlleva a una minimización en los tiempos de ensayo y sus respectivos costos, haciéndolo rentable para el objetivo propuesto.

---

<sup>9</sup> Sección 3.1 – Página 12.

## **7. Recomendaciones.**

A continuación, se detallan algunas recomendaciones a tener en cuenta para la utilización de los equipos descritos en el presente trabajo:

- En el Método GRI, se recomienda utilizar Helio como gas, debido a que este es un gas noble, es decir, que no interactúa con otros elementos a su alrededor mientras que esto no sucede con el Nitrógeno, el cual interactúa con la roca y se retiene en la misma.
- Para el Método de Decaimiento del Pulso de Presión, estandarizar una forma de medición en el volumen completo del sistema utilizado.
- En ambos métodos, utilizar equipos convenientes según los requisitos de los métodos para tener certeza de sus propiedades, condiciones y resultados.
- Estandarizar una forma de apertura de las válvulas utilizadas para ambos métodos, debido a que la velocidad en su apertura y cierre modifica el pasaje de gas.
- La utilización de sensores de mayor precisión para lograr una mejor y más precisa toma de datos.

## 8. Bibliografía.

Ahmed, T. (2010). *Reservoir Engineering Handbook*. U.S.A: Gulf Professional Publishing- Forth Edition.

Bayona, A. Escarria, M. (---). *Calculo de permeabilidad en shale utilizando técnica de Pulse Decay*. Convenio de Cooperación UIS-ECP.

Cabanillas, L. Rebori, L. Carstens, G. Soldo, J C. Vallejo, E. Lovecchio, J P. Vergani, G. Marshall, P A. (2013). *Hidrocarburos convencionales y no convencionales*. Asociación Argentina de Geólogos y Geofísicos del Petróleo. Volumen 23 N°134 Agosto - Septiembre 2013.

Gorshkov, A M. (2019). *Permeability Measurements of Bazhenov Formation Rocks on Plug and Crushed Core*. OIP Conference Series Earth and Environmental Science.

Gorshkov, M. & Khomyakov I. (2019). *Thermal Treatment of Reservoir as One of The Powerful Method of Shale Formation Development in Russia*. IOP Conference Series Earth and Environmental Science.

Konoshonkin, D. & Parnachev, M. (2015). *Existing Approaches to Tight Rock Laboratory Petrophysics: A Critical Review*. Russia: Tomsk Polytechinc University, Tomsk, 634034.

Paris de Ferrer. M. (2010). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. Venezuela: Ediciones Astro Data S.A. Edición Especial Goajiro Blanco.

Ponce, J J. Montagna, A O. Carmona, N. (2015). *Geología de la Cuenca Neuquina y sus sistemas petroleros: una mirada integradora desde los afloramientos al subsuelo*. 1a ed. Ciudad Autónoma de Buenos Aires: Fundación YPF; Viedma: Universidad Nacional de Río Negro.

Rosbaco, J. & Crotti, M. (2022). *La Física de los Reservorios de Hidrocarburo I: Rocas, Fluidos, HOIS*. Primera Edición. Talleres Trama S.A.

Urio, M A. y Garbino, A G. (2021). *Investigación experimental de la permeabilidad aparente de un shale con consideración de efectos de deslizamiento del gas y su dependencia frente a los esfuerzos*. Petrotecnia.