



DEPARTAMENTO DE GEOLOGÍA Y PETRÓLEO
FACULTAD DE INGENIERÍA

PROYECTO INTEGRADOR PROFESIONAL

Metodología para obtener la conductividad de una muestra de una formación shale fracturada

Autores:

Alejandra Micaela Gómez Bou

- Legajo: ING-5361
- DNI: 39881963

Diego Federico Valenzuela

- Legajo: ING-2400
- DNI: 37758030

Director:

Ing. Esteban González

Resumen

En este proyecto integrador profesional se desarrolla una metodología detallada para determinar la conductividad en muestras de formaciones *shales* fracturadas. El proceso experimental comenzó con el lavado y secado de las muestras, con lo cual se eliminaron impurezas y humedad que pudieran afectar los resultados. Posteriormente, se midieron y pesaron las mismas. Estos datos son esenciales para calcular la porosidad y conductividad de las mismas.

Se procedió a medir la porosidad de las muestras utilizando el método de Boyle, lo cual es fundamental para comprender la capacidad de almacenamiento de fluidos en la formación de *shale*. Luego, se preparó y aplicó una salmuera a las muestras, simulando las condiciones del subsuelo y facilitando la posterior fracturación. Las muestras fueron congeladas con nitrógeno líquido para disminuir tensiones internas y permitir una fractura controlada.

La fracturación de las muestras se realizó mediante técnicas mecánicas, creando las condiciones necesarias para medir la conductividad. Luego, se ensambló un equipo que contaba con una celda de confinamiento triaxial para contener las muestras fracturadas y realizar las mediciones de conductividad bajo condiciones controladas. Se midió el volumen y tiempo en el cual el flujo tardó en atravesar las zonas fracturadas para obtener los caudales a diversas presiones y con eso obtener un valor de permeabilidad, evaluando cómo la fractura afecta la capacidad de la roca *shale* para permitir el paso del fluido y obtener datos específicos de la conductividad a través de las fracturas.

Se calibraron y ajustaron los sensores de presión del equipo para asegurar la precisión en las mediciones de conductividad bajo diversas condiciones de presión. Además, se introdujo arena como agente de sostén en las fracturas y se efectuaron nuevas mediciones de conductividad para observar el impacto de este agente en la permeabilidad de la fractura.

Las conclusiones del estudio destacaron la efectividad de la metodología propuesta y su aplicabilidad en la evaluación de la conductividad en formaciones *shale* fracturadas. Los

resultados proporcionan una base sólida para futuros estudios y posibles aplicaciones en la industria de los hidrocarburos, contribuyendo al conocimiento y desarrollo de técnicas en la caracterización de estos reservorios no convencionales.

Palabras clave: Conductividad de fractura-Modelo de conductividad-Agente de sostén

Abstract

In this Project, a detailed methodology is developed to determine the conductivity in samples of fractured shale formations. The experimental process began with washing and drying samples, which allows to remove impurities and moisture that could affect the results. Subsequently, the samples were measured and weighed to obtain precise data on their dimensions and mass, essential for calculating their porosity.

The porosity of the samples was measured using Boyle's Law technique, which is fundamental to understanding the fluid storage capacity in the shale formation. Then, a brine solution was prepared and applied to the samples, simulating subsurface conditions and facilitating subsequent fracturing. The samples were frozen with liquid nitrogen to decrease internal stresses and allow controlled fracturing.

The fracturing of the samples was carried out using mechanical techniques, creating the necessary conditions to measure conductivity. Laboratory equipment with a triaxial cell was then assembled to contain the fractured samples and perform conductivity measurements under controlled conditions. The volume and time the fluid passed through the fractured zones were measured to obtain flow rates at various pressures, thereby obtaining a permeability value, evaluating how the fracture affects the shale formation's ability to allow fluid passage and obtaining specific conductivity data through the fractures.

Pressure sensors were calibrated and adjusted to ensure accuracy in conductivity measurements under various pressure conditions. Additionally, sand was introduced as a proppant in the fractures, and new conductivity measurements were performed to observe the impact of this agent on fracture permeability.

The study's conclusions highlighted the effectiveness of the proposed methodology and its applicability in evaluating conductivity in fractured shale formations. The results provide a solid foundation for future studies and potential applications in the hydrocarbon industry, contributing to the knowledge and development of techniques in characterizing these unconventional reservoirs.

Keywords: Fracture conductivity- Conductivity model- Proppant

Reconocimientos y dedicatorias

Queremos agradecer a nuestro tutor y profesor, Ing. Esteban González, por su buena predisposición y por todo el tiempo dedicado a este proyecto. Su guía ha sido indispensable para llevarlo a cabo.

En segundo lugar, agradecemos a la Universidad Nacional del Comahue y a la Facultad de Ingeniería por brindarnos la oportunidad de construir un futuro profesional. También extendemos nuestro agradecimiento a nuestros compañeros y profesores, quienes han acompañado nuestro crecimiento personal y profesional a lo largo de este camino.

Agradecimientos individuales:

Quiero expresar mi más profundo agradecimiento a mis padres, quienes me han brindado todo lo necesario y han facilitado el camino para que pudiera estudiar, inculcándome desde siempre el valor del esfuerzo y la perseverancia.

A mis hermanos y a mi abuela, gracias por su apoyo incondicional y por alentarme en cada paso de mi carrera.

A mi novio, agradezco su ayuda constante, su paciencia y su compañía inquebrantable a lo largo de todos estos años.

Gracias a todos ellos por confiar siempre en mí y alegrarse con cada uno de mis logros; hoy, gracias a ustedes, logro alcanzar esta meta.

Alejandra

Quiero expresar todo mi agradecimiento a mis padres, que me han apoyado y aconsejado todo el tiempo y también brindado todo para poder estudiar y hacerme entender que todo esfuerzo tiene su recompensa.

Agradecerles a mis hermanos que me han apoyado desde el principio de la carrera.

Gracias a todos mis amigos y compañeros que hice a lo largo de la carrera y que me han motivado siempre en todo momento.

Gracias a todos ellos por darme su cuota de confianza hacia mí y alegrarse de todos mis logros obtenidos. Gracias a todos ustedes hoy en día, logro alcanzar esta meta que tanto deseaba.

Diego

Índice de contenidos

Resumen.....	I
Abstract	III
Reconocimientos y dedicatorias.....	IV
Índice de tablas y figuras.....	VI
Introducción	1
Objetivo.....	1
Marco teórico y método	2
Roca:	2
Porosidad:.....	3
Permeabilidad.....	4
Conductividad:	5
Fractura:	6
Agentes sostén:.....	7
Implementación experimental, desarrollo y resultados	7
Lavado y secado de muestras:.....	7
Dimensiones y pesaje de las muestras.....	8
Medición de porosidad:.....	10
Salmuera para el Tratamiento de Muestras de Roca <i>Shale</i>	12
Filtrado:	13
Congelamiento con Nitrógeno Líquido.....	14
Fractura de las muestras:	14
Caracterización y colocación de arena como agente de sostén	15
Armado del equipo de medición	17
Calibración de sensores.....	20
Ajuste de sensores de presión.....	25
Medición de parámetros para calcular conductividad.....	26
Medición manual de la muestra fracturada	27
Medición manual de la muestra fracturada con arena como agente sostén.....	28
Estado Final de la Muestra	29
Medición de las muestras usando datos de software	29
Cálculo de conductividad.....	38
Resultados de la fractura sin agente de sostén	39
Resultados de la fractura con arena como agente de sostén.....	42
Conclusiones	47
Bibliografía	48
Anexo	50

Índice de tablas y figuras

Figura 1: Lavado de muestras	8
Figura 2: Horno de secado de muestras.....	8
Figura 3: Muestras de roca de Vaca Muerta	8
Figura 4: Equipo porosímetro	10
Figura 5: Calibres	10
Figura 6: Curva de calibración.....	11
Figura 7: Elementos para elaboración de la salmuera	13
Figura 8: Equipo de filtrado y filtros utilizados	13
Figura 9: Muestras marcadas para su posterior corte	14
Figura 10: Muestras fracturadas	15
Figura 11: Alambre utilizado.....	16
Figura 12: Colocación de arena.....	16
Figura 13: Fractura con agente sostén.....	16
Figura 14: Esquema circuito de flujo	17
Figura 15: Display de adquisición de datos.....	19
Figura 16: Dispersión en mediciones ΔP vs P sal	23
Figura 17: Gráfico P real salida vs P medida salida	23
Figura 18: Dispersión en mediciones ΔP vs P ent.....	24
Figura 19: Gráfico P real entrada vs P medida entrada	24
Figura 20: Gráfico P entrada vs P salida	25
Figura 21: Gráfico de q vs ΔP para una etapa de Presión de confinamiento.....	27
Figura 22: Gráfico de q vs ΔP de todas las etapas de medición.....	28
Figura 23: Gráfico de q vs ΔP de todas las etapas de medición con agente sostén.....	28
Figura 24: Estado final de la muestra ensayada	29
Figura 25: Gráfico q vs ΔP etapa 1 fractura	30
Figura 26: Gráfico q vs ΔP etapa 2 fractura	31
Figura 27: Gráfico q vs ΔP etapa 3 fractura	31
Figura 28: Gráfico q vs ΔP etapa 4 fractura	32
Figura 29: Gráfico q vs ΔP etapa 5 fractura	32
Figura 30: Gráfico q vs ΔP etapa 6 fractura	33
Figura 31: Totalidad de las correlaciones de la muestra fracturada	34
Figura 32: Gráfico q vs ΔP etapa 1 fractura con agente sostén.....	35
Figura 33: Gráfico q vs ΔP etapa 2 fractura con agente sostén.....	35
Figura 34: Gráfico q vs ΔP etapa 3 fractura con agente sostén.....	36

Figura 35: Gráfico q vs ΔP etapa 4 fractura con agente sostén	36
Figura 36: Gráfico q vs ΔP etapa 5 fractura con agente sostén	37
Figura 37: Gráfico q vs ΔP etapa 6 fractura con agente sostén	37
Figura 38: Totalidad de las correlaciones de fractura con agente sostén.....	38
Figura 39: Presión vs tiempo etapa 1 muestra fracturada	40
Figura 40: Presión vs tiempo etapa 2 muestra fracturada	40
Figura 41: Presión vs tiempo etapa 3 muestra fracturada	40
Figura 42: Presión vs tiempo etapa 4 muestra fracturada	41
Figura 43: Presión vs tiempo etapa 5 muestra fracturada	41
Figura 44: Gráfico de conductividad de fractura vs presión de confinamiento	42
Figura 45: Presión vs tiempo etapa 2 muestra fracturada con agente sostén	43
Figura 46: Presión vs tiempo etapa 3 muestra fracturada con agente sostén	43
Figura 47: Presión vs tiempo etapa 4 muestra fracturada con agente sostén	43
Figura 48: Presión vs tiempo etapa 5 muestra fracturada con agente sostén	44
Figura 49: Presión vs tiempo etapa 6 muestra fracturada con agente sostén	44
Figura 50: Gráfico de conductividad vs presión de confinamiento.....	45
Figura 51: Grafico de conductividad de fractura con y sin agente sostén.....	46
Tabla 1: Resumen Características principales de Vaca Muerta	3
Tabla 2: Dimensiones de las muestras.....	9
Tabla 3: Datos de porosidad de las muestras.....	12
Tabla 4: Etapa 1 de medición para calibración de sensores	20
Tabla 5: Etapa 2 de medición para calibración de sensores	21
Tabla 6: Etapa 3 de medición para calibración de sensores	22
Tabla 7: Datos registrados para ajuste sensor de presión	26
Tabla 8: Datos de la muestra	39
Tabla 9: Valores de conductividad obtenidos del ensayo de la muestra sin agente sostén.....	42
Tabla 10: Valores obtenidos de conductividad de la muestra con agente sostén.....	45
Tabla 11: Datos de registros tomados puntualmente y cálculos para la muestra fracturada	50
Tabla 12: Datos de registros y cálculos muestra consolidada fracturada con agente sostén	51
Tabla 13: Datos puntuales muestra Vaca Muerta fracturada	52
Tabla 14: Datos puntuales muestra Vaca muerta fracturada con agente sostén.....	53
Tabla 15: Datos promedio utilizados del registro de Software para la muestra Vaca Muerta solo fracturada.....	54
Tabla 16: Datos promedio utilizados del registro de Software para la muestra Vaca Muerta fracturada con agente sostén	55

Introducción

En un reservorio de petróleo y gas, determinar la conductividad en las fracturas es fundamental para maximizar la producción, optimizar las operaciones de fracturamiento hidráulico y evaluar su viabilidad económica.

Actualmente, la determinación precisa de la conductividad en rocas shale presenta un gran desafío debido a su muy baja permeabilidad, complejidad estructural y limitaciones técnicas para su medición en estas fracturas.

Las técnicas convencionales de medición de la conductividad no resultan efectivas en rocas shale, particularmente en Vaca Muerta, debido a que es una formación muy compacta, con una permeabilidad extremadamente baja en comparación con las formaciones convencionales.

La formación Vaca Muerta en la Cuenca Neuquina es el reservorio no convencional más grande e importante de Argentina y con relevancia a nivel mundial, se encuentra entre las cuencas más activas en cuanto a extracción y producción de petróleo y gas en la actualidad, con perspectivas muy prometedoras para el futuro. Sería de gran utilidad encontrar un método para determinar la conductividad de las fracturas en esta formación luego de ser estimulada, ya que esto facilitaría la evaluación de la producción de un pozo y permitiría posteriormente buscar formas de optimizarla.

Objetivo

El objetivo del presente Proyecto Integrador Profesional es desarrollar una metodología de laboratorio para obtener el valor de conductividad de una muestra de una formación shale fracturada. Para ello, se diseñará y construirá el equipo necesario para simular el flujo de fluido en la fractura bajo diversas presiones de confinamiento, de entrada y de salida, para posteriormente realizar las mediciones correspondientes.

Marco teórico y método

Roca:

Las rocas “*shale*” están constituidas por una matriz de grano muy fino (arcilitas, limolitas o margas), con proporciones variables de arcilla, sílice y carbonato, que contienen kerógeno y que actúan como roca generadora, sello y reservorio. Presentan muy baja permeabilidad y necesitan de la estimulación masiva para producir hidrocarburos. Askenazi, et.al. (2013)

La Formación Vaca Muerta se distribuye ampliamente en la Cuenca Neuquina, su edad es Jurásico tardío a Cretácico temprano, lo que le confiere una antigüedad de aproximadamente 140 a 150 millones de años. Se encuentra a profundidades que varían entre 2,500 y 3,500 metros, lo que la hace adecuada para la explotación de hidrocarburos no convencionales a través de técnicas como la fracturación hidráulica (fracking). El espesor del shale play Vaca Muerta presenta una importante variación; va desde un espesor mínimo de 30 metros hasta más de 550 metros en el sector occidental de la cuenca. La porosidad de la roca es generalmente baja, pero suficiente para retener hidrocarburos en sus poros nanométricos, los valores oscilan entre el 4% al 12% a lo largo de la cuenca, y tiene una permeabilidad extremadamente baja (en rangos de nanoDarcy). El reservorio presenta gradientes de presión que van desde 0,60 psi/ft, en zonas de borde de cuenca, a 1,1 psi/ft, en el centro de la cuenca. Tiene un contenido de carbono orgánico total (COT) que varía entre 2% y 12% (Askenazi, et al., 2013), lo que la clasifica como una roca madre rica en materia orgánica, crucial para la generación de hidrocarburos. Estas características hacen de Vaca Muerta uno de los principales reservorios de shale oil y shale gas a nivel mundial. En la **Tabla 1** se presenta un resumen de las principales características de la Formación Vaca Muerta.

Tabla 1: Resumen Características principales de Vaca Muerta

Shale play Vaca Muerta	
Edad (Ma)	140
Extensión Areal (km ²)	30.000
Profundidad (km)	2,0 – 3,5
Gradiente de Presión (psi/ft)	0,6 – 1,1
Porosidad (%)	4,0 – 12,0
Espesor (metros)	30 – 550
Espesor Útil (metros)	50 – 350
Tipo Kerógeno	II
Madurez Térmica (% Ro)	0,5 – 2,6
COT (%)	2,0 – 12,0

Nota. Adaptado de “Analogía entre la Formación Vaca Muerta y Shale Gas/Oil Plays de EEUU” por A. Askenazi, et.al (2013)

Porosidad:

La porosidad total es la fracción de volumen de espacio vacío en una roca, expresado en porcentaje. El valor es la relación del volumen total de poros dividido por el volumen total de roca. La porosidad efectiva es la relación porcentual entre el volumen total de poros interconectados y el volumen total de roca. Este parámetro se determina en el laboratorio con un porosímetro de helio.

$$\phi = \frac{VOLUMEN DE POROS}{VOLUMEN TOTAL DE ROCA} * 100 \quad (1)$$

De acuerdo con su origen, la porosidad se puede clasificar en primaria, desarrollada durante la depositación de los sedimentos, y secundaria, originada por fenómenos posteriores a la depositación de la roca. Dentro de esta última tenemos a la porosidad por fracturamiento, originada a partir de las fracturas naturales que se dan en las formaciones. Adicionalmente, tenemos la fractura hidráulica, la cual es un tratamiento de estimulación. Estas fracturas aumentan significativamente la porosidad secundaria al generar caminos para que el petróleo y el gas fluyan hacia el pozo.

Permeabilidad

Es una propiedad del medio poroso que mide su capacidad para transmitir fluidos. La permeabilidad de la roca, k , es una propiedad muy importante debido a que controla el movimiento direccional y la tasa de flujo de los fluidos del reservorio en la formación. La ecuación que define la permeabilidad se llama Ley de Darcy, y en flujo lineal de un fluido líquido puede expresarse de la siguiente manera:

$$q = k \frac{A \Delta P}{\mu L} \quad (2)$$

Donde,

q : caudal $\left[\frac{cm^3}{seg}\right]$

k : permeabilidad [Darcy]

μ : viscosidad del fluido fluyente [cP]

L : longitud de la muestra [cm]

ΔP : caída de presión a lo largo de la longitud L [atm]

A : sección transversal de la muestra [cm^2]

Esta ecuación se basa en las siguientes hipótesis:

- Flujo laminar (viscoso)
- Flujo estacionario
- Formación homogénea
- No hay reacción entre el fluido y la roca
- Solo está presente una fase líquida a una saturación del 100% del espacio poroso

Los *shales* tienen una permeabilidad extremadamente baja y, a menudo, los poros no están bien conectados, esto hace que el flujo de fluidos sea muy limitado y que el modelo de flujo sea más complejo que el flujo laminar simple asumido por la Ley de Darcy. Por lo tanto, se deben buscar modelos más adecuados a sus características para la medición de permeabilidad en este tipo de rocas.

La permeabilidad de fractura es la capacidad de una fractura para permitir el flujo de fluidos a través de ella. Esta propiedad depende del ancho de la fractura y de sus dimensiones, así como de la presencia de cualquier material que pueda obstruir el flujo, como agentes de sostén o minerales precipitados. La permeabilidad de fractura se expresa generalmente en unidades de Darcy o miliDarcy (mD), aunque en fracturas muy pequeñas o de baja permeabilidad se pueden usar unidades aún menores, como el nanoDarcy (nD). (Aguilera, 1995; Ahmed, 2010).

Conductividad:

La conductividad hidráulica de un medio poroso expresa la velocidad con la que circula un fluido por los huecos que quedan entre sus partículas constituyentes, siendo una de las propiedades que reflejan con mayor precisión el tiempo de permanencia del hidrocarburo en el medio.

Para el caso de la conductividad en acuíferos, proporciona información que permite caracterizar con seguridad el estado actual de la calidad del suelo en términos de estructura y de facilidad de movimiento del agua, siendo la misma un parámetro indicador del efecto de calidad del suelo. (De Falco, P. D., & Penon, E. A., 2010)

La conductividad de una fractura se calcula utilizando la siguiente expresión:

$$C_f = k_f * w \quad (3)$$

Donde:

C_f es la conductividad de la fractura expresada en miliDarcy-pies, $mD-ft$

k_f es la permeabilidad de la fractura en miliDarcy, mD

w es el ancho de la fractura en pies, ft

Esta ecuación de conductividad de fractura surge directamente de la Ley de Darcy, en la cual se considera:

Área de flujo: es el producto de la longitud de la fractura L_f y el ancho de fractura w . Por lo tanto, el área se puede expresar como $A = L_f * w$

Sustituyendo en la Ley de Darcy el área $A = L_f * w$ y reorganizando los términos, se obtiene la siguiente ecuación para el flujo a través de la fractura:

$$\Delta P = q \frac{\mu L}{L_f k_f w} \quad (4)$$

Tomando constantes los valores de viscosidad, longitud del medio poroso y ancho de fractura: $cte = \frac{\mu L}{L_f}$ queda la expresión:

$$\Delta P = q \frac{cte}{k_f w} \quad (5)$$

Donde se puede expresar la conductividad como la permeabilidad de la fractura multiplicada por el ancho.

Por lo tanto, vamos a obtener el valor de conductividad calculando:

$$C_f = \frac{q}{\Delta P} * cte \quad (6)$$

Fractura:

La fractura hidráulica es un proceso de estimulación de pozos. La operación consiste en la inyección de un fluido a base de agua, procurando alcanzar una presión suficiente como para superar el gradiente natural de fractura de la formación objetivo. Una vez que la roca se fractura, junto al fluido se bombea un agente de sostén o apuntalante que evita que la fractura abierta se cierre al detener el bombeo, manteniendo los caminos creados de elevada conductividad.

Agentes sostén:

El agente de sostén o apuntalante (proppant en inglés) es un recurso primordial para la estimulación de pozos en reservorios *shale* o *tight*. Tiene como función principal generar un camino conductivo abierto que permita el flujo de los fluidos de estos reservorios, manteniendo abiertas las fracturas creadas durante las operaciones de estimulación hidráulica (fracking).

Entre las principales características que debe cumplir un agente de sostén se encuentran: alta resistencia a la rotura y a los ácidos, altos valores de redondez y esfericidad, granulometría controlada, contenido de arcillas y otros elementos en suspensión limitado, alta conductividad y bajo costo. El agente de sostén es el componente que garantiza la conductividad de la fractura y con ello el éxito de la operación.

Implementación experimental, desarrollo y resultados

En este apartado, se describirán los pasos necesarios para la determinación de la conductividad de fractura en un plug de la Formación Vaca Muerta. Se detallan las técnicas de preparación y tratamiento de las muestras, el montaje del equipo experimental, y la medición de parámetros clave. Además, se presentan los resultados obtenidos tanto para fractura sin agente de sostén como con la incorporación de arena como agente de sostén.

Lavado y secado de muestras:

El lavado de muestras es un proceso que se realiza con la finalidad de que los resultados obtenidos de los ensayos no se vean influenciados por los fluidos nativos (agua, gas y petróleo)

Los Fluidos que se utilizan para el lavado son:

- Tolueno ($P_{eb} = 110.6^{\circ}C$): Remueve hidrocarburos o derivados hidrocarbonados y es inmiscible con el agua.
- Metanol ($P_{eb} = 64.7^{\circ}C$): remueve sales y es miscible con el agua

Se llevó a cabo el lavado de cuatro (4) muestras utilizando el equipo Dean Stark hasta lograr la eliminación de hidrocarburos y sales (Figura 1). El proceso de lavado se llevó a cabo durante dos días con tolueno y un día con metanol. Una vez lavada la muestra, esta queda húmeda con los fluidos de lavado por lo que se procede al secado en horno (Figura 2). Se registran los pesos periódicamente hasta que no se evidencie más variación de peso. En este punto, se consideran libres de cualquier residuo de fluido de lavado.



Figura 1: Lavado de muestras



Figura 2: Horno de secado de muestras

Dimensiones y pesaje de las muestras

Se utilizan instrumentos de medición adecuados, como calibres y reglas, para registrar las dimensiones de cada muestra, incluyendo longitud y diámetro (Tabla 2), y se registra el peso inicial de cada muestra utilizando una balanza de precisión, considerando unidades de medida en gramos. En la Figura 3 se presentan imágenes representativas de las muestras analizadas.



Figura 3: Muestras de roca de Vaca Muerta

Tabla 2: Dimensiones de las muestras

Plug s/n		
Mediciones	D (mm)	L(mm)
Med. 1	36.91	60.00
Med. 2	36.84	59.41
Med. 3	36.83	59.84
Med. 4	36.93	59.37
Med. 5	37.06	59.65
Med. 6	37.12	59.88
Med. 7	36.94	59.97
Med. 8	37.03	59.81
Med. 9	-	-
Med. 10	-	-
Promedio	36.96	59.74
Vap (cm³)	64.09	
Peso (gr)	153.78	

Plug n° 6		
Mediciones	D (mm)	L(mm)
Med. 1	37.20	51.88
Med. 2	37.28	51.95
Med. 3	37.18	52.24
Med. 4	37.25	52.16
Med. 5	37.18	52.34
Med. 6	37.1	52.25
Med. 7	36.84	52.38
Med. 8	36.94	52.51
Med. 9	36.80	-
Med. 10	36.92	-
Promedio	37.07	52.21
Vap (cm³)	56.35	
Peso (gr)	120.28	

Plug n° 7		
Mediciones	D(mm)	L (mm)
Med. 1	36.12	60.02
Med. 2	36.01	59.77
Med. 3	35.98	59.48
Med. 4	36.04	60.00
Med. 5	36.52	60.23
Med. 6	37.14	60.16
Med. 7	36.55	59.72
Med. 8	36.45	59.75
Med. 9	37.33	
Med. 10	36.42	
Med. 11	36.96	
Med. 12	36.37	
Med. 13	36.6	
Promedio	36.50	59.89
Vap (cm³)	62.66	
Peso (gr)	149.40	

Plug n° 8		
Mediciones	D (mm)	L(mm)
Med. 1	36.62	57.47
Med. 2	36.63	57.16
Med. 3	36.71	58.24
Med. 4	36.94	59.15
Med. 5	36.74	57.68
Med. 6	36.05	57.53
Med. 7	37.01	57.06
Med. 8	36.92	58.57
Med. 9	36.85	58.88
Med. 10	37.00	59.12
Med. 11		58.94
Med. 12		58.05
Med. 13		57.62
Promedio	36.75	58.11
Vap (cm³)	61.63	
Peso (gr)	146.97	

Medición de porosidad:

Para llevar a cabo la medición de la porosidad efectiva, se emplea un porosímetro RUSKA de expansión de helio provisto de una celda para albergar las muestras objeto de análisis (Figura 4).



Figura 4: Equipo porosímetro

El ensayo de porosidad se basa en la Ley de Boyle, $PV = cte$. El proceso es una expansión isotérmica en el cual se emplea helio como fluido de trabajo, ya que este gas es inerte y no reacciona con el medio poroso. Como no conocemos los volúmenes, inicialmente se debe generar la curva de calibración, a partir de volúmenes conocidos, para esto utilizamos los calibres (Figura 5), los cuales nos permitirán luego independizarnos de estos.



Figura 5: Calibres

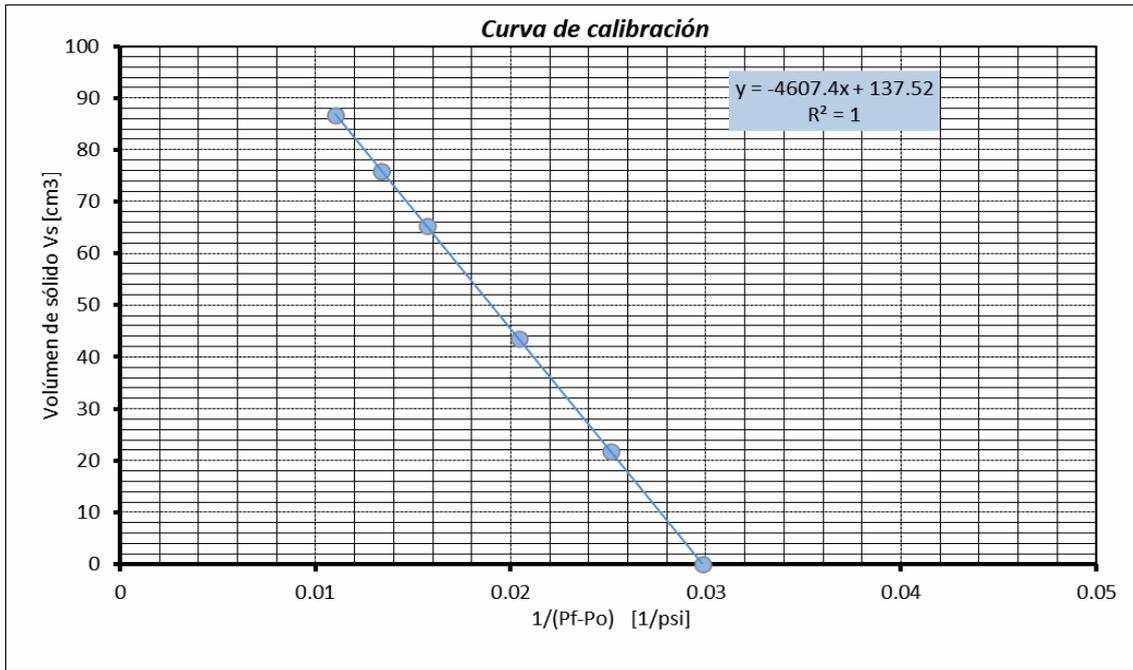


Figura 6: Curva de calibración

Primero se determina el volumen de la muestra sólida (V_s) a partir de la curva de calibración (Figura 6) utilizando los datos obtenidos de presión inicial y final del ensayo. Una vez que se obtiene este, se calcula el volumen de grano real:

$$V_g = V_s - V_{calibre} \quad (7)$$

El volumen poral se calcula restando el volumen de grano del volumen total del plug, que incluye tanto el volumen de grano como el volumen poroso. Esto permite obtener el volumen exclusivamente ocupado por los poros.

$$V_p = V_{plug} - V_g \quad (8)$$

Finalmente se obtiene la porosidad a partir de la expresión:

$$\phi = \left(\frac{V_p}{V_{plug}} \right) * 100 \quad (9)$$

Tabla 3: Datos de porosidad de las muestras

Muestra	P final (psi)	P final prom	1/(Pf-Po)	V sólido	Vap calibre	V grano	V poral	Porosidad (%)
Plug n°6+ Cal 4+ Cal 1	74.1	74.25	0.013	75.47	25.277	50.194	6.157	10.926
	74.3							
	74.2							
	74.4							
Plug n°7 +cal 2+ cal 3	74	74.1	0.013	75.35	17.997	57.348	5.316	8.483
	74.2							
	74.1							
Plug n°8+ Cal 2+ cal 3	73	73	0.014	74.41	17.997	56.411	5.221	8.471
	73							
Plug nn+ cal2+cal3	76.9	76.9	0.013	77.61	17.997	59.612	4.475	6.982
	76.9							

Los valores de porosidad obtenidos en las muestras (Tabla 3) oscilan entre el 7% y el 11% aproximadamente. Estos resultados están dentro del rango esperado para una muestra de roca *shale* de la formación Vaca Muerta.

Salmuera para el Tratamiento de Muestras de Roca *Shale*

Se preparó una salmuera para tratar los plugs de Vaca Muerta antes de realizar la fractura. El procedimiento consistió en sumergir las muestras de roca *shale* en una salmuera al 0.5% de KCl, posteriormente se hizo vacío para asegurar la penetración completa de la solución en el plug, para luego congelarlas con nitrógeno líquido para realizar la fractura.

La salmuera de cloruro de potasio se utiliza para minimizar los cambios físicos y químicos en la muestra, proporcionando un entorno de ensayo más estable y representativo de las condiciones del yacimiento. Esta salmuera ayuda a inhibir la hidratación de las arcillas. Al minimizar la hinchazón y la dispersión de las arcillas, la salmuera de KCl ayuda a preservar la integridad mecánica de la muestra durante el ensayo, asegurando que las mediciones obtenidas sean representativas de las condiciones reales. Además, el agua asociada a los yacimientos de petróleo y gas a menudo contiene sales disueltas, por lo que ayuda a mantener las características originales de la muestra. (Van Oort, 2003)

En la Figura 7, se muestran los materiales utilizados en la preparación de la salmuera al 0.5% de KCl, incluyendo el cloruro de potasio, la balanza de precisión para medir la cantidad exacta del mismo y el agua destilada necesaria para disolverla.



Figura 7: Elementos para elaboración de la salmuera

Filtrado:

Se realiza el filtrado de la salmuera a través de papel de filtro de 3, 0.8 y 0.2 micrómetros. Esto tiene como finalidad asegurar la eliminación de impurezas y partículas no disueltas en la solución. Este proceso se realiza para garantizar la pureza de la salmuera y prevenir la introducción de contaminantes en la muestra de roca. En la Figura 8, se muestra el equipo de filtrado empleado para el proceso de purificación de la salmuera, así como los filtros utilizados.



Figura 8: Equipo de filtrado y filtros utilizados

Congelamiento con Nitrógeno Líquido

Debido a que las muestras se parten por sus planos de fisilidad, es necesario congelarlas con nitrógeno líquido antes de su fractura para contener y preservar las propiedades estructurales de estas. Este procedimiento asegura que las fracturas se realicen de manera controlada y precisa, facilitando un análisis posterior más exacto y fiable.

Luego de la inmersión en la salmuera preparada, se hace vacío durante unos minutos, para que esta entre en la muestra. Se saca la muestra de la salmuera y se sumerge en el termo con nitrógeno líquido durante unos minutos.

Fractura de las muestras:

Una vez congeladas, las muestras de roca se cortan utilizando un disco de espesor 1.25mm. En la Figura 9 se pueden observar las muestras preparadas para el proceso de corte.



Figura 9: Muestras marcadas para su posterior corte

En la Figura 10 se pueden observar los resultados de la fracturación en las muestras:



Figura 10: Muestras fracturadas

Se seleccionó una de las muestras para iniciar los ensayos, aquella que presentó la fractura más pareja, más homogénea y con menor variación en las medidas de diámetro y longitud, con el objetivo de obtener resultados comparables en los ensayos con y sin arena. Las demás muestras se reservaron como alternativas en caso de que se produjera algún daño durante el proceso o si fuera necesario repetir el ensayo para validar los resultados.

Caracterización y colocación de arena como agente de sostén

Para dar espesor a la fractura, se colocan Alambres de 0.50 mm que luego se retiran para empaquetar la muestra (Figuras 11,12 y 13).

Se emplea una arena de procedencia argentina de malla 30-140 que se usa habitualmente en fractura hidráulica.

La malla con denominación “30-140” indica que la arena ha pasado a través de un tamiz con 30 aberturas por pulgada (PPI) y ha sido retenida en un tamiz con 140 aberturas por pulgada. Las partículas de arena tienen un tamaño que se encuentra en el rango entre el tamaño de malla 30 y el tamaño de malla 140. Esto implica que tienen dimensiones

relativamente pequeñas y uniformes, y se encuentran entre aproximadamente 0.5 mm (0.02 pulgadas) y 0.1 mm (0.004 pulgadas) de diámetro.

Esta selección de tamaños de partículas es comúnmente utilizada en la industria para equilibrar la necesidad de una buena conductividad de la fractura con la facilidad de manejo y bombeo. La arena con esta granulometría proporciona una buena relación entre la capacidad de mantener abiertas las fracturas y la eficiencia en el transporte y la aplicación durante el proceso de fracturación.



Figura 11: Alambre utilizado



Figura 12: Colocación de arena



Figura 13: Fractura con agente sostén

Armado del equipo de medición

Se arma un equipo de ensayo para simular el flujo de fluido a través de las fracturas realizadas en muestras de roca *shale*, replicando las presiones de confinamiento que se encuentran en el subsuelo (Figura 14).

Elementos utilizados para armar el equipo de medición:

- Celda triaxial para simulación de presiones de confinamiento
- Bombas de presión de fluido
- Cañería y conexiones de alta presión
- Transductores de presión
- Sensores de presión y temperatura: 0 - 400 bar, 50 - 350°C
- Válvulas: 0-6000 psi
- Muestra de roca *shale* con fractura inducida

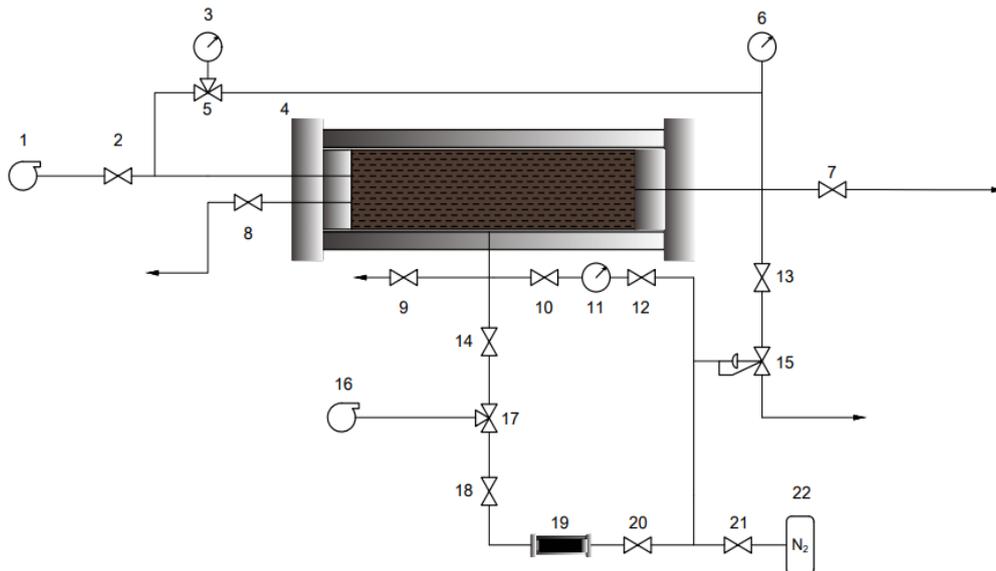


Figura 14: Esquema circuito de flujo

Elemento 1: Bomba de inyección de fluido. Rango de flujo: 0.001 ml/min a 10 ml/min. Presión máxima de operación 400 bar (5800 psi). Se utiliza para el ingreso de la salmuera a la muestra.

Elemento 2: Válvula de aguja. Permite el ingreso de fluido a la muestra

Elemento 3: Manómetro de presión de entrada. Rango de medición: 0-400 bar (5800 psi). En las mediciones de la muestra fracturada con el agente sostén se cambió por un sensor de presión máxima de 25 bar (362.5 psi) para mayor precisión en los datos registrados.

Elemento 4: Celda de confinamiento de la muestra. Celda triaxial para someter muestras, como núcleos de roca o fluidos a condiciones de alta presión. Tiene sellos y empaques internos fabricados con materiales elastómeros resistentes a altas presiones, diseñados para mantener la hermeticidad a lo largo de las pruebas. Posee una cámara de confinamiento diseñada para soportar la alta presión aplicada, distribuyéndola de manera uniforme alrededor de la muestra, y puertos de entrada y salida para permitir la inyección y extracción de fluidos.

Elemento 5: Válvula de tres vías. Vincula manómetros de entrada y salida

Elemento 6: Manómetro de presión de salida. Rango de medición: 0-400 bar (5800 psi). En las mediciones de la muestra fracturada con el agente sostén se cambió por un sensor de presión máxima de 25 bar (362.5 psi) para mayor precisión en los datos registrados.

Elemento 7: Válvula de aguja. Permite la salida del fluido

Elemento 8: Válvula de purga de fluido en la entrada de la celda

Elemento 9: Válvula de purga de fluido en el confinamiento de la celda

Elemento 10: Válvula de 2 vías. vincula la línea de confinamiento con el manómetro de presión y la línea de contrapresión.

Elemento 11: Manómetro de presión de confinamiento. Rango de medición: 0-400 bar (5800 psi)

Elemento 12: Válvula que vincula la línea de contrapresión con el manómetro de presión.

Elemento 13: Válvula que vincula la línea de salida con la válvula de contrapresión.

Elemento 14: Válvula para abrir o cerrar el confinamiento de la celda

Elemento 15: Válvula de contrapresión. Mantiene la presión de salida fija aguas arriba, cuando esta presión supera el valor seteado, la válvula se abre para liberar el exceso de presión, y se colecta el fluido de salida para realizar el ensayo.

Elemento 16: Bomba de confinamiento. Rango de flujo: 0.001 m/min a 10 m/min. Presión máxima de operación 400 bar (5800 psi). Se utiliza para generar y mantener la presión de confinamiento deseada dentro de la cámara de confinamiento.

Elemento 17: Válvula de 3 vías. vincula la bomba con la línea de confinamiento y la celda de alta presión.

Elemento 18: Válvula que vincula la bomba con la celda de alta presión

Elemento 19: Celda de alta presión con un colchón de aire (N₂). Actúa como un amortiguador en el sistema al absorber las fluctuaciones de presión, compensando la incompresibilidad del agua. Esta celda conectada al circuito permite que la válvula de contrapresión alcance la presión seteada de manera más controlada y sin sobrepasar significativamente la presión deseada. Esto asegura que la válvula de contrapresión se abra en el momento adecuado, evitando fluctuaciones indeseadas y asegurando la precisión en el control de presión.

Elemento 20: Válvula que vincula la celda de alta presión con la válvula de contrapresión y el nitrógeno.

Elemento 21: Válvula para dirigir el flujo de nitrógeno a la celda de alta presión y a la válvula de contrapresión.

Elemento 22: Tanque de nitrógeno. Suministro de gas a la celda de alta presión. Presión de operación 3000 psi.

Para llevar a cabo el ensayo de laboratorio, utilizamos el software “FieldChart Novus”, el cual registra valores de presión y temperatura cada 5 segundos. Este software genera gráficos y tablas que permiten visualizar los datos, facilitando así su posterior utilización en los cálculos correspondientes. En la Figura 15 se muestra el Display de adquisición de datos utilizado durante el registro.



Figura 15: Display de adquisición de datos

Calibración de sensores

Los sensores que se utilizaron tienen un error de precisión del 5%. Por lo tanto, a una presión de 5000 psi tenemos un error de ± 50 psi. Para corregir este error registramos valores de presión con una diferencia de 50psi.

Procedimiento: se llena la celda con agua sin la muestra y se registran los valores de presión en diferentes rangos, así se corrigen los valores que dan los sensores con respecto a la presión de confinamiento.

Se realizan tres mediciones en etapas, desde 5000 psi a 500 psi. Así se obtiene un valor de ΔP a sumar a la presión medida y obtenemos la presión real. Los datos registrados se observan en las Tablas 4,5 y 6.

Tabla 4: Etapa 1 de medición para calibración de sensores

Medición 1						
P conf [psi]	P ent [psi]	P sal [psi]	$\Delta P(\text{conf-sal})$	$\Delta P(\text{conf-sal})$ prom	$\Delta P(\text{conf-ent})$	$\Delta P(\text{conf-ent})$ prom
5000	4969	4985	15	15	31	31
4950	4917	4936	14		33	
4050	4014	4045	5	2	36	31.33
4000	3971	3999	1		29	
3950	3921	3950	0		29	
3050	3033	3059	-9	-9	17	17.33
3000	2983	3009	-9		17	
2950	2932	2959	-9		18	
2050	2046	2059	-9	-2.67	4	8.67
2000	1989	1999	1		11	
1950	1939	1950	0		11	
1050	1046	1050	0	-1	4	3.67
1000	996	1001	-1		4	
950	947	952	-2		3	
550	541	551	-1	-1.67	9	7.33
500	493	502	-2		7	
450	444	452	-2		6	

Tabla 5: Etapa 2 de medición para calibración de sensores

Medición 2						
P conf [psi]	P ent [psi]	P sal [psi]	$\Delta P(\text{conf-sal})$	$\Delta P(\text{conf-sal})$ prom	$\Delta P(\text{conf-ent})$	$\Delta P(\text{conf-ent})$ prom
5000	4963	4985	15	15	37	37
4950	4914	4936	14		36	
4050	4024	4046	4	4	26	26.67
4000	3973	3996	4		27	
3950	3923	3946	4		27	
3050	3023	3055	-5	-5	27	27.67
3000	2972	3005	-5		28	
2950	2922	2955	-5		28	
2050	2040	2055	-5	-5	10	10.33
2000	1990	2005	-5		10	
1950	1939	1956	-6		11	
1050	1048	1051	-1	-1	2	2
1000	998	1001	-1		2	
950	948	951	-1		2	
550	545	550	0	0	5	6
500	496	500	0		4	
450	441	451	-1		9	

Tabla 6: Etapa 3 de medición para calibración de sensores

Medición 3						
P conf [psi]	P ent [psi]	P sal [psi]	$\Delta P(\text{conf-sal})$	$\Delta P(\text{conf-sal})$ prom	$\Delta P(\text{conf-ent})$	$\Delta P(\text{conf-ent})$ prom
5000	4967	4982	18	18	33	33
4950	4917	4934	16		33	
4050	4024	4044	6	6	26	27.33
4000	3972	3994	6		28	
3950	3922	3944	6		28	
3050	3023	3054	-4	-4.67	27	27.33
3000	2973	3005	-5		27	
2950	2922	2955	-5		28	
2050	2044	2051	-1	-1	6	6.67
2000	1993	2001	-1		7	
1950	1943	1951	-1		7	
1050	1039	1052	-2	-2	11	11.67
1000	988	1002	-2		12	
950	938	952	-2		12	
550	540	552	-2	-2	10	8.67
500	491	502	-2		9	
450	443	452	-2		7	

Con los valores obtenidos, se elaboran gráficos de presión de confinamiento en función de ΔP (Figura 16 y Figura 18) para cada medición registrada, con el objetivo de analizar la dispersión en las mediciones y recopilar datos para establecer una correlación.

Luego se calculan los valores de presión real a partir de las mediciones directas obtenidas. Con este cálculo se ajustan los valores medidos para corregir posibles desviaciones debido a inexactitudes de los sensores de presión. Luego, se procede a establecer la recta de correlación (Figuras 17, 19 y 20). Este paso es fundamental, ya que permite generar una relación entre los valores medidos y los valores reales de presión.

Diferencia de Presión entre confinamiento y salida con respecto a presión de confinamiento:

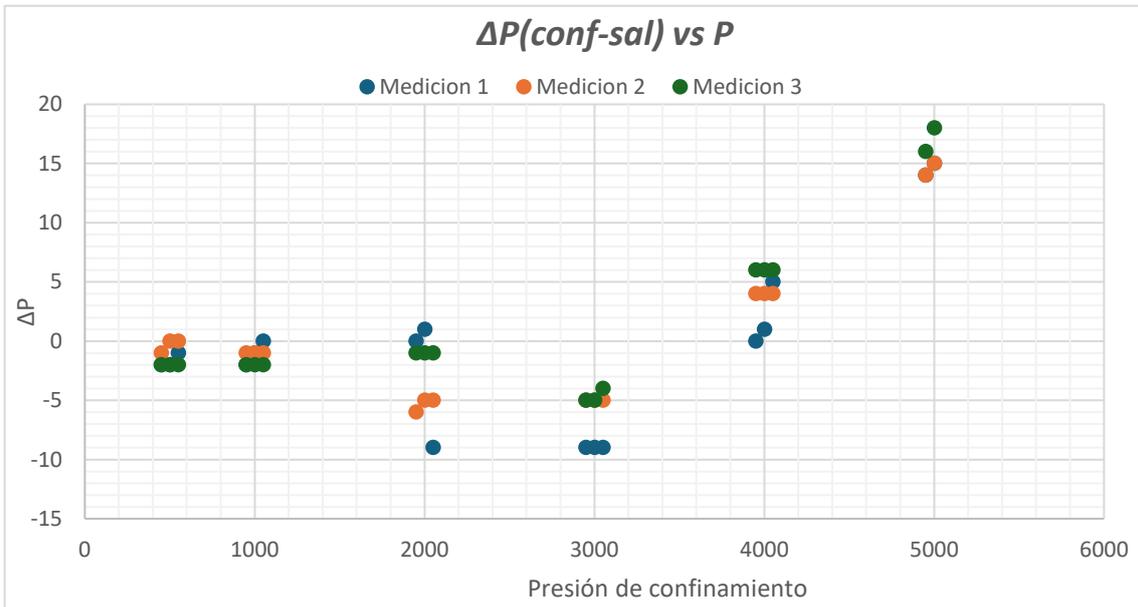


Figura 16: Dispersión en mediciones ΔP vs P sal

En el gráfico de dispersión considerando la diferencia de presión entre el confinamiento y la salida se puede observar que hay una mayor dispersión de las mediciones en las etapas de presión de confinamiento de 2000 y 3000 psi.

Correlación final obtenida:

<i>P medida salida</i>	<i>P real salida</i>
5000	5016
4000	4004
3000	2993.78
2000	1997
1000	998.67
500	498.67

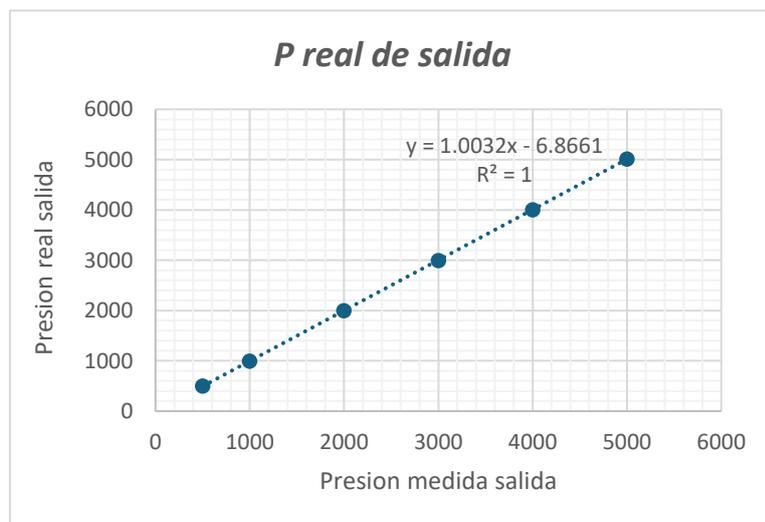


Figura 17: Gráfico P real salida vs P medida salida

Diferencia de Presión entre confinamiento y entrada con respecto a presión de confinamiento:

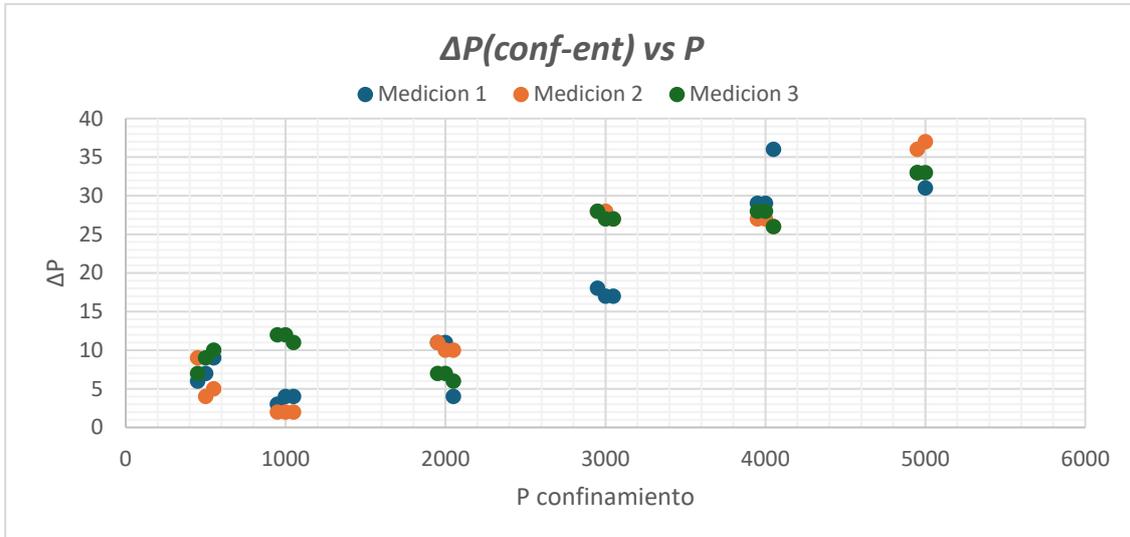


Figura 18: Dispersión en mediciones ΔP vs P ent

Se puede observar que hay una mayor dispersión de las mediciones en las etapas de presión de confinamiento de 1000 y 3000 psi.

Correlación final obtenida:

<i>P medida entrada</i>	<i>P real entrada</i>
5000	5033.67
4000	4028.44
3000	3024.11
2000	2008.56
1000	1005.78
500	507.33

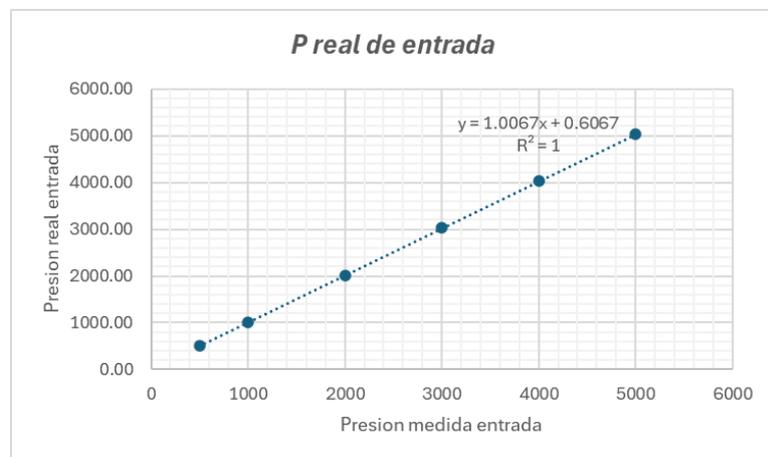


Figura 19: Gráfico P real entrada vs P medida entrada

Presión de entrada con respecto a presión de salida:

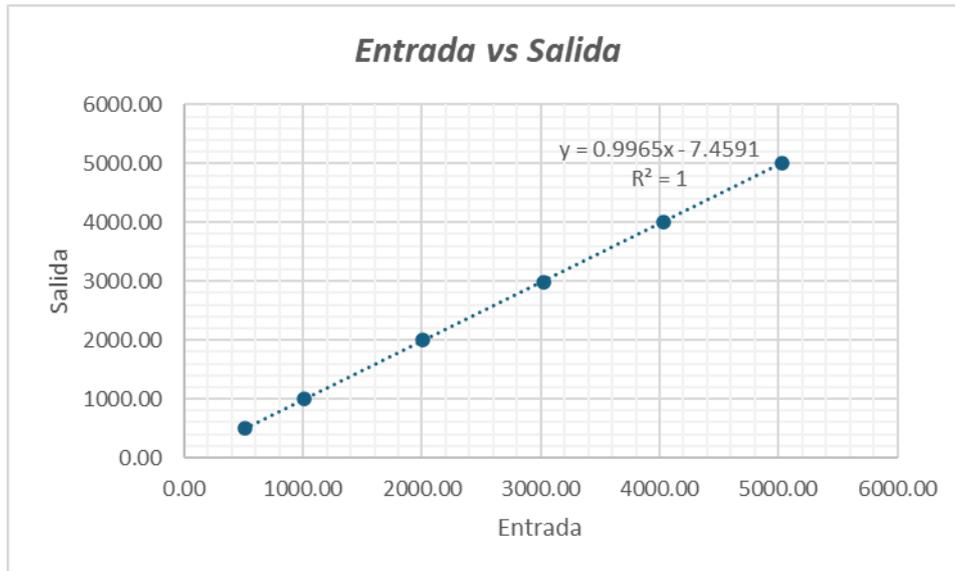


Figura 20: Gráfico P entrada vs P salida

Finalmente, esta correlación se utiliza para corregir el valor de presión de salida en las mediciones de presión realizadas con la muestra fracturada sin agente sostén.

Ajuste de sensores de presión

Con el objetivo de mejorar y agilizar el proceso de medición, para no utilizar los valores de calibración calculados anteriormente, se conecta el circuito de entrada y salida a un mismo sensor con una válvula de tres vías, y se emplean directamente los valores de presión proporcionados por ese sensor.

Para corroborar que la diferencia de presiones de entrada y salida dé un valor coherente, se realiza el ensayo con la muestra fracturada a un solo caudal.

En este primer ensayo, se utiliza una muestra consolidada con características similares a las de la roca *shale* de Vaca Muerta.

Tabla 7: Datos registrados para ajuste sensor de presión

Válvula sentido entrada		Válvula sentido salida		Mismo sensor		ΔP
P conf 1 (psi)	P sal 1 (psi)	P conf 2 (psi)	P sal 2 (psi)	P ent (psi)	P sal (psi)	
2442	2233	2442	2233	2231	2213	18
2433	2208	2428	2200	2210	2180	30
2413	2166	2408	2153	2176	2132	44
2392	2121	2375	2078	2141	2057	84
2345	2051	2339	2038	2073	2016	57
2252	2017	2246	2000	2036	1976	60
2121	1986	2114	1975	1982	1953	29

A partir de los datos obtenidos en la Tabla 7, se observa que la presión de confinamiento varía conforme avanza la medición. Para abordar esta variabilidad, se han tomado valores con la válvula en ambos sentidos, para calcular las diferencias de presiones de entrada y salida con respecto a un determinado valor de presión de confinamiento.

La mejora en el proceso se corrobora al obtener una presión de salida menor a la de entrada, lo cual es consistente con el sentido del flujo que se está produciendo.

Medición de parámetros para calcular conductividad

Vale aclarar que inicialmente se tenía proyectado armar el equipo para hacer mediciones hasta 5000 psi, para simular la presión de confinamiento que se encuentra en el subsuelo en la formación Vaca Muerta, siendo una condición necesaria para el ensayo mantener un ΔP entre la presión de entrada y confinamiento de 200 psi. Al no contar con las válvulas necesarias para regular el caudal sin que hubiera una reducción significativa de la presión, en las mediciones manuales usamos la back pressure con una presión de trabajo de 3000 psi. Luego, cuando se realizaron las mediciones con el software “FieldChart Novus”, ya no era necesario mantener ese ΔP de 200 psi, y en su lugar, la presión de salida se debía mantener fija en 200 psi, mientras variábamos únicamente la presión de confinamiento y la de entrada. Por esta razón, la back pressure se utilizó para fijar la presión de salida en 200 psi, y se varió la presión de confinamiento hasta los 5000 psi.

Las mediciones manuales (hasta 3000 psi) se realizaron a tres caudales distintos y manteniendo un ΔP entre la presión de entrada y de confinamiento que no supere los 200 psi.

- Presiones de confinamiento: 3000, 2000, 1000 y 500 psi.
- Caudales: 1, 3 y 6 ml/min.

Se procede a realizar las mediciones necesarias para el cálculo de la conductividad utilizando la muestra fracturada y luego la muestra fracturada con arena como agente sostén. Para ello, se bombea salmuera a diferentes caudales utilizando la bomba descrita en la Figura 14 (elemento 1), variando asimismo las etapas de presión de confinamiento. Durante este proceso, se registran manualmente los datos correspondientes al tiempo y al peso de la salmuera colectada, los cuales serán utilizados posteriormente para calcular el caudal.

A partir de los datos de caudal (Q) en función de la diferencia de presión (ΔP) para cada etapa de presión de confinamiento, se grafican la dispersión de puntos correspondiente a los dos tipos de muestras: primero, solo de la fractura, y luego, de la fractura con agente sostén.

Medición manual de la muestra fracturada

Los datos registrados en el ensayo de la muestra fracturada y los cálculos realizados se presentan en la Tabla 11. (vea el anexo A)

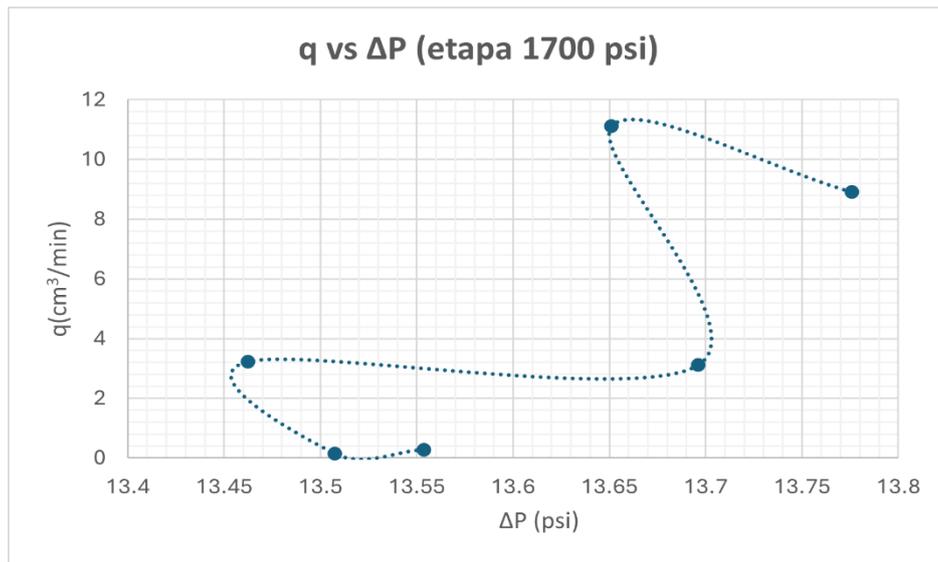


Figura 21: Gráfico de q vs ΔP para una etapa de Presión de confinamiento

Como se observa en el gráfico de la Figura 21, aunque existe una tendencia general que indica un aumento del caudal (q) con un incremento en la diferencia de presión (ΔP), no es posible obtener una correlación precisa.

En la Figura 22, se presenta el gráfico de la dispersión de puntos correspondiente a las mediciones totales de la muestra fracturada:

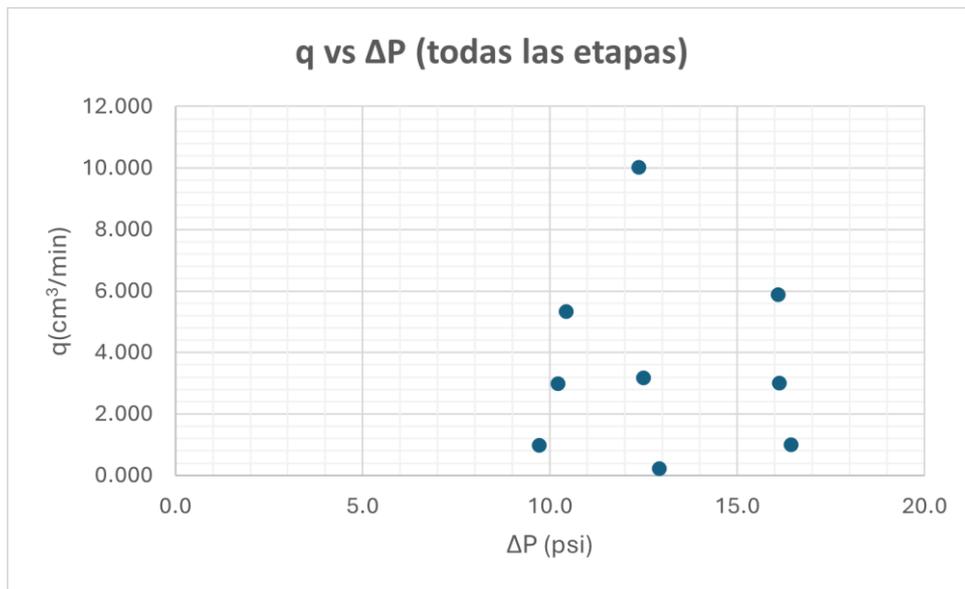


Figura 22: Gráfico de q vs ΔP de todas las etapas de medición

Medición manual de la muestra fracturada con arena como agente sostén

Los datos registrados en el ensayo de la muestra fracturada con arena como agente sostén y los cálculos realizados se presentan en la Tabla 12. (vea el anexo B)

En la Figura 23, se presenta el gráfico de la dispersión de puntos correspondiente a las mediciones totales de la muestra fracturada con arena como agente de sostén:

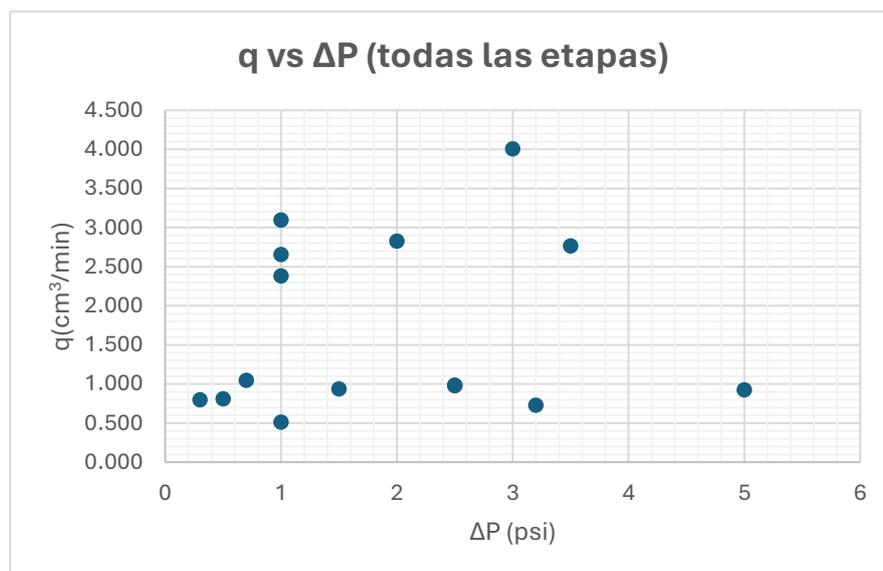


Figura 23: Gráfico de q vs ΔP de todas las etapas de medición con agente sostén

Al graficar los valores correspondientes a todas las etapas de medición, tanto para la muestra solo fracturada como para la muestra fracturada con arena como agente sostén, se observa una dispersión de puntos que no permite establecer una tendencia definida. En consecuencia, las mediciones puntuales realizadas no son suficientes para obtener resultados coherentes que puedan ser utilizados en los cálculos de conductividad. Por lo tanto, este método no demostró ser adecuado para dicho propósito.

Estado Final de la Muestra

Se presentan las imágenes (Figura 24) que muestran el estado de la muestra luego de haber realizado el ensayo, lo que permite visualizar los efectos del proceso de confinamiento y la variación de la conductividad.



Figura 24: Estado final de la muestra ensayada

Medición de las muestras usando datos de software

Como ya se aclaró previamente, las mediciones manuales se realizaron hasta una presión de confinamiento de 3000 psi, variando la presión de confinamiento en las mediciones utilizando el software “FieldChart Novus”.

Para realizar los cálculos pertinentes, se toman los valores de presión de entrada, presión de salida y presión de confinamiento directamente de los registros proporcionados por el software durante cada etapa del ensayo. Las condiciones del ensayo incluyen presiones de confinamiento de 500, 1000, 2000, 3000, 4000 y 5000 psi, mientras que la presión interna no supera los 200 psi. El diferencial de presión (ΔP) entre la presión de entrada y

salida se determina en función de los caudales de flujo fijos utilizados en cada etapa. Considerando el tiempo empleado en la realización de cada ensayo, se han tomado los valores correspondientes para efectuar los cálculos necesarios. A partir de los registros del software, también se calculan los promedios de los caudales correspondientes a cada etapa de presión de confinamiento. Este promedio se utiliza para establecer una correlación entre los valores de caudal (q) y la diferencia de presión (ΔP).

A continuación, en las Figuras 25 a 30, se presentan los gráficos correspondientes a la muestra fracturada sin agente de sostén, elaborados a partir de los datos de la tabla 15 (véase el Anexo E):

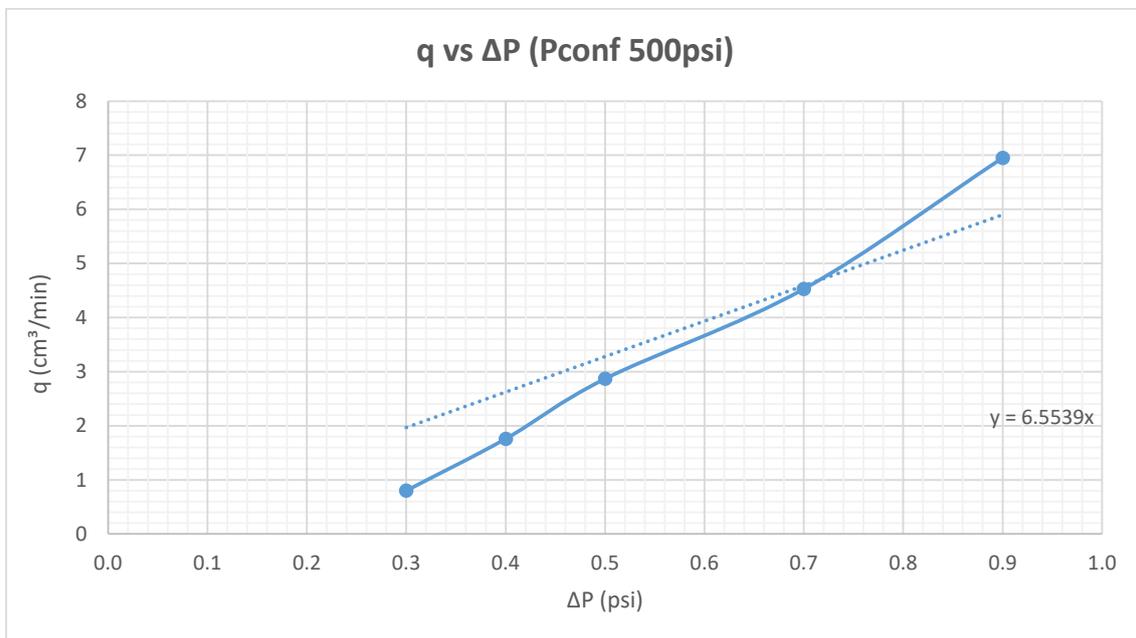


Figura 25: Gráfico q vs ΔP etapa 1 fractura

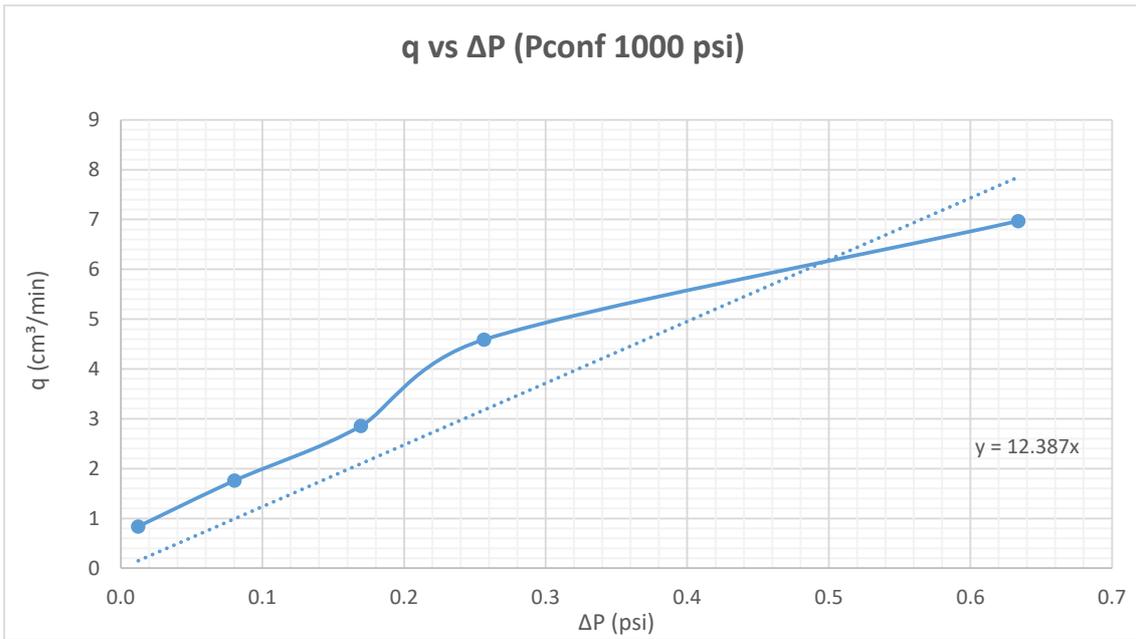


Figura 26: Gráfico q vs ΔP etapa 2 fractura

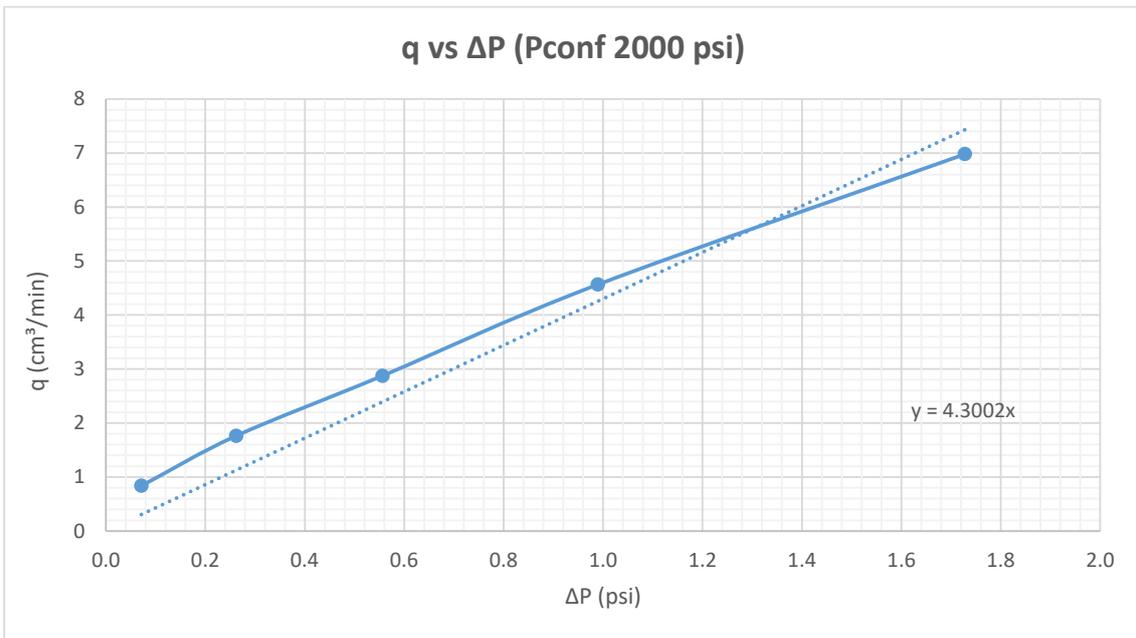


Figura 27: Gráfico q vs ΔP etapa 3 fractura

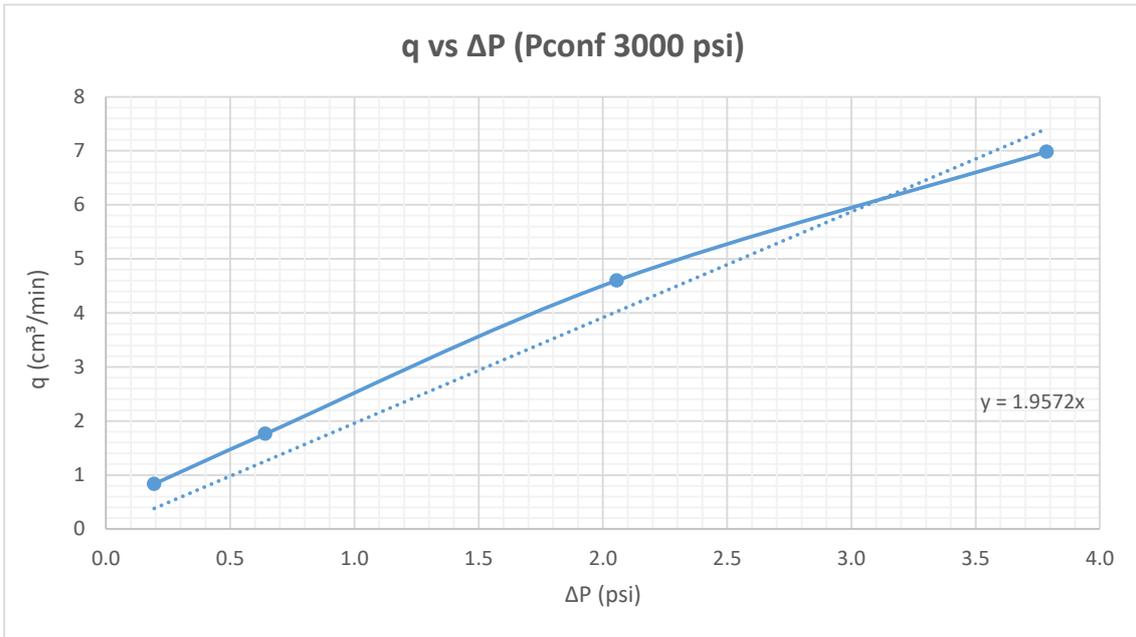


Figura 28: Gráfico q vs ΔP etapa 4 fractura

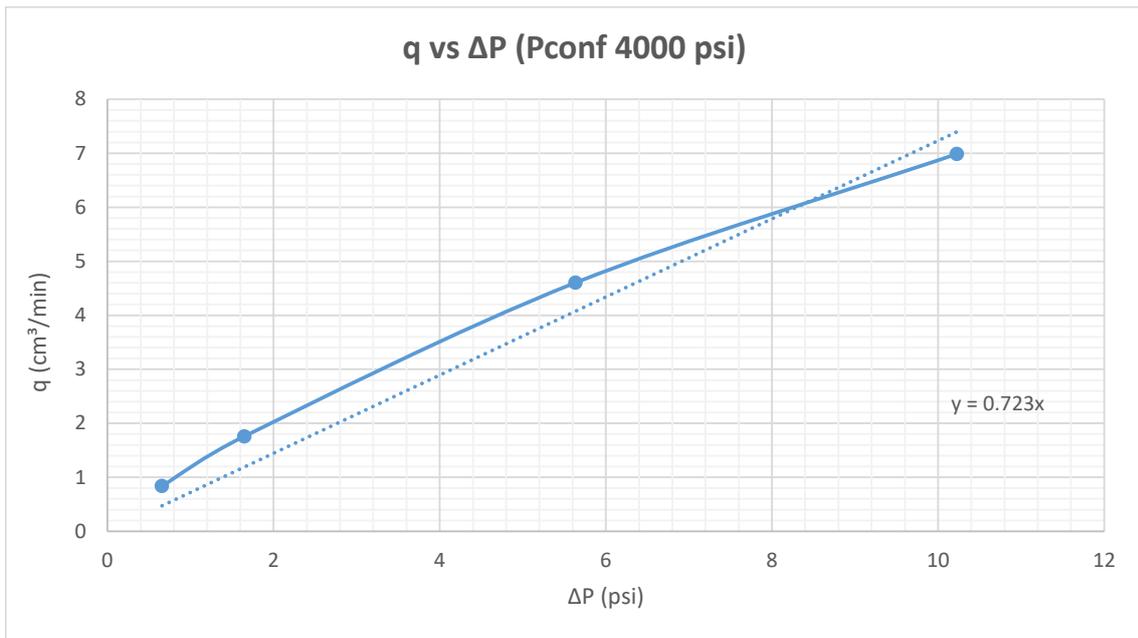


Figura 29: Gráfico q vs ΔP etapa 5 fractura

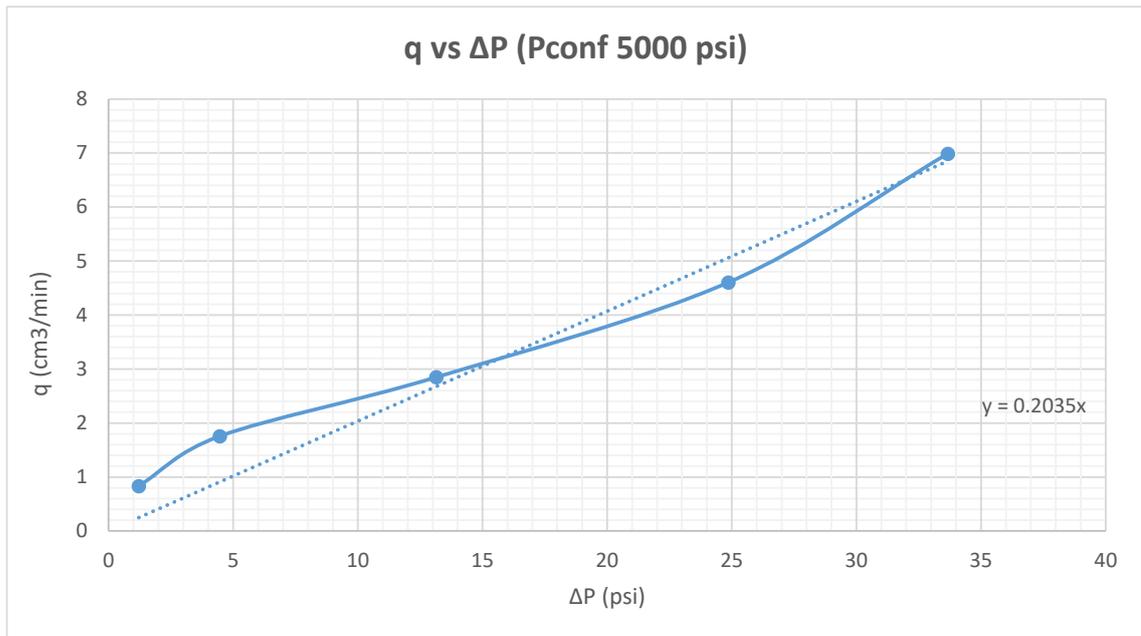


Figura 30: Gráfico q vs ΔP etapa 6 fractura

Los gráficos presentan los datos experimentales obtenidos, donde se evidencia que el caudal aumenta de manera proporcional con la diferencia de presión. Esta relación lineal observada es consistente con las predicciones de la Ley de Darcy, tal como se espera en el análisis del flujo en medios porosos.

Todas estas correlaciones se presentan en un mismo gráfico (Figura 31) para comparar las correlaciones entre las diferentes etapas de presión de confinamiento.

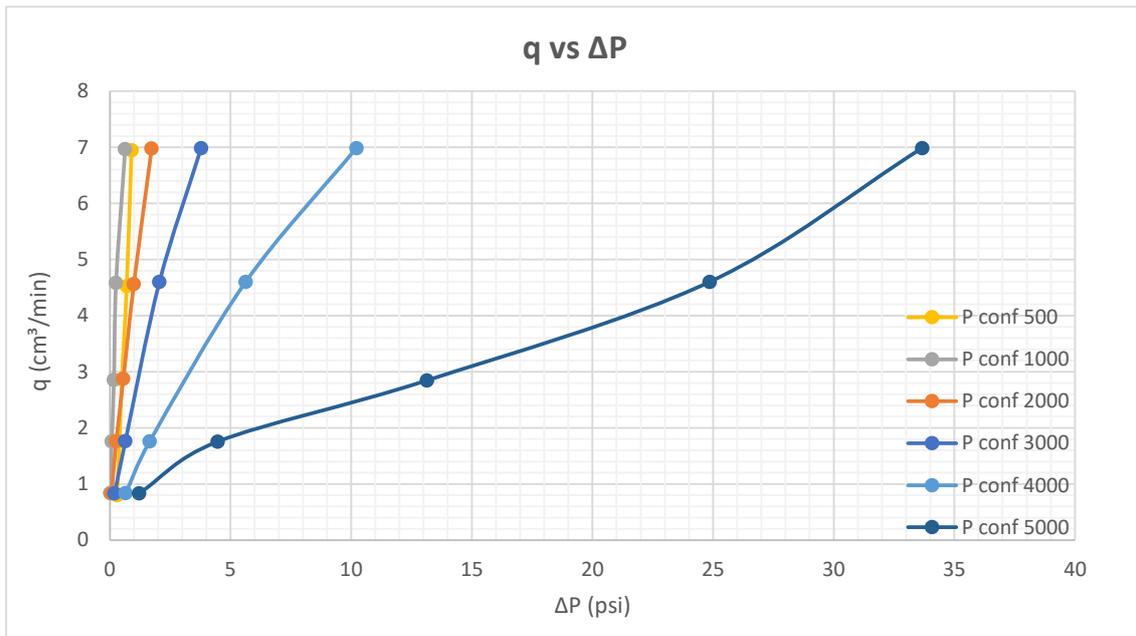


Figura 31: Totalidad de las correlaciones de la muestra fracturada

En las curvas de la Figura 31, se muestra una relación casi lineal entre el caudal y la diferencia de presiones, especialmente para presiones de confinamiento de 500 psi a 1000 psi. En estos casos, un pequeño aumento en ΔP resulta en un aumento en el caudal.

A presiones de confinamiento más altas (4000 psi y 5000 psi), la relación entre caudal y ΔP se vuelve menos lineal, con menor pendiente y más curvada, especialmente en la curva correspondiente a 5000 psi. Aquí, el caudal aumenta más lentamente con el aumento de ΔP . En estos casos, se observa una disminución en la permeabilidad de la fractura a altas presiones de confinamiento, lo cual se debe a la compresión de la misma, que reduce los espacios por donde puede fluir el fluido.

A continuación, en las Figuras 32 a 37, se presentan los gráficos de la muestra fracturada con arena como agente de sostén, elaborados a partir de los datos de la tabla 16 (véase el Anexo F):

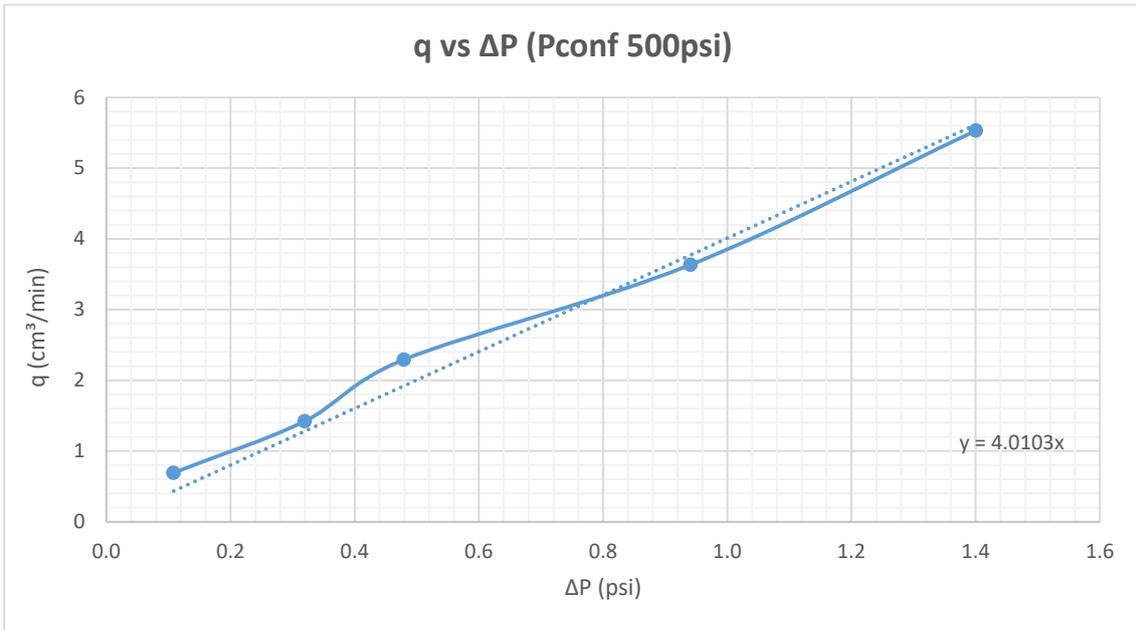


Figura 32: Gráfico q vs ΔP etapa 1 fractura con agente sostén

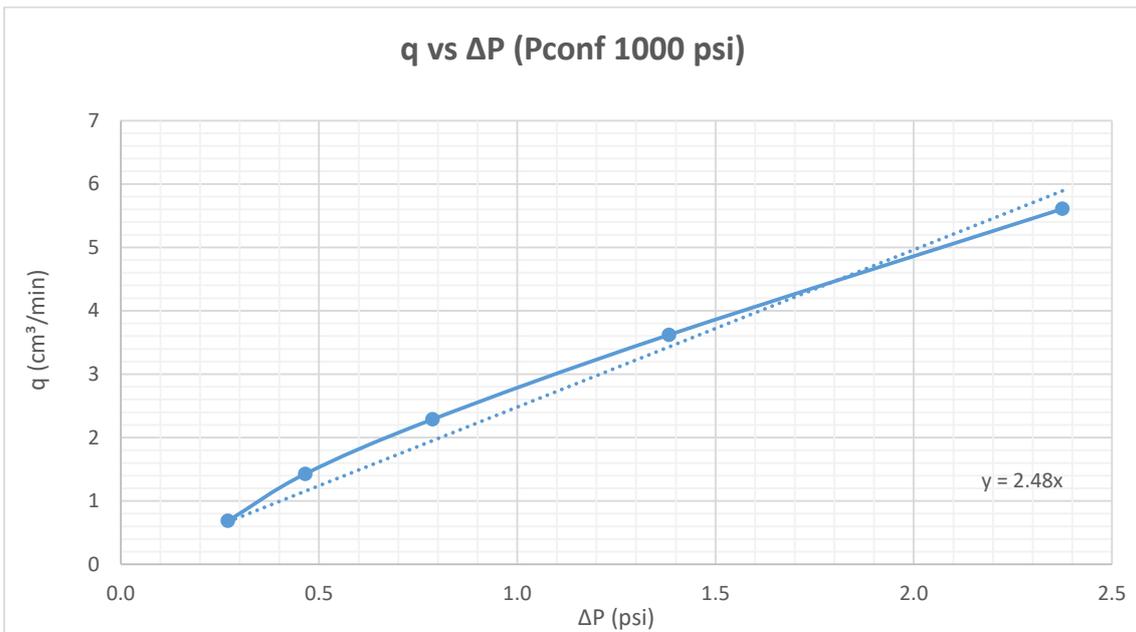


Figura 33: Gráfico q vs ΔP etapa 2 fractura con agente sostén

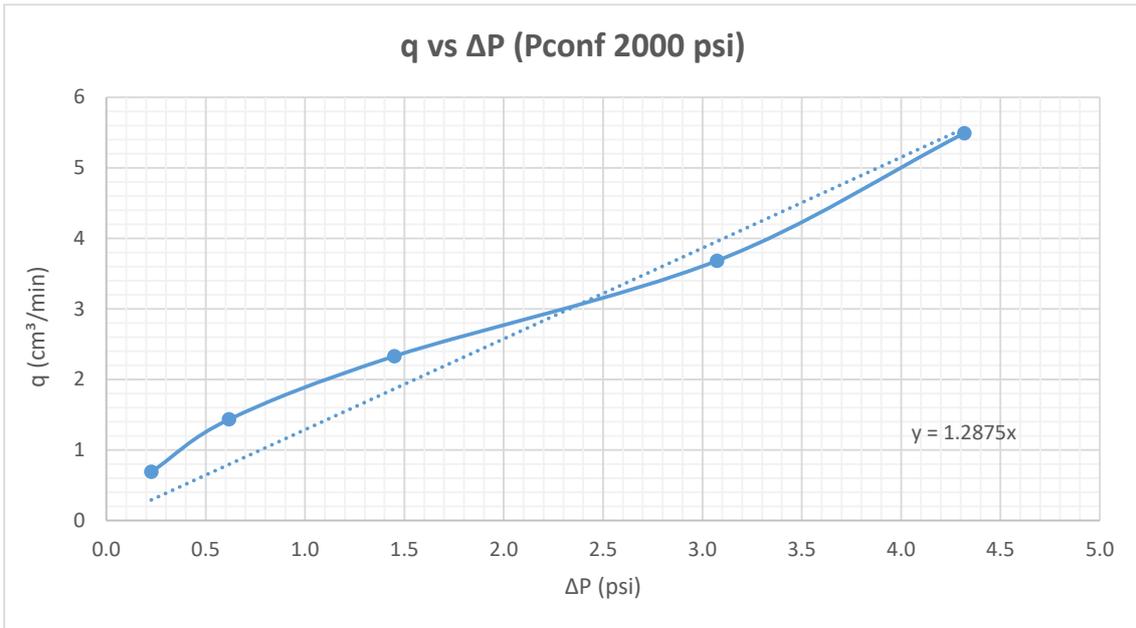


Figura 34: Gráfico q vs ΔP etapa 3 fractura con agente sostén

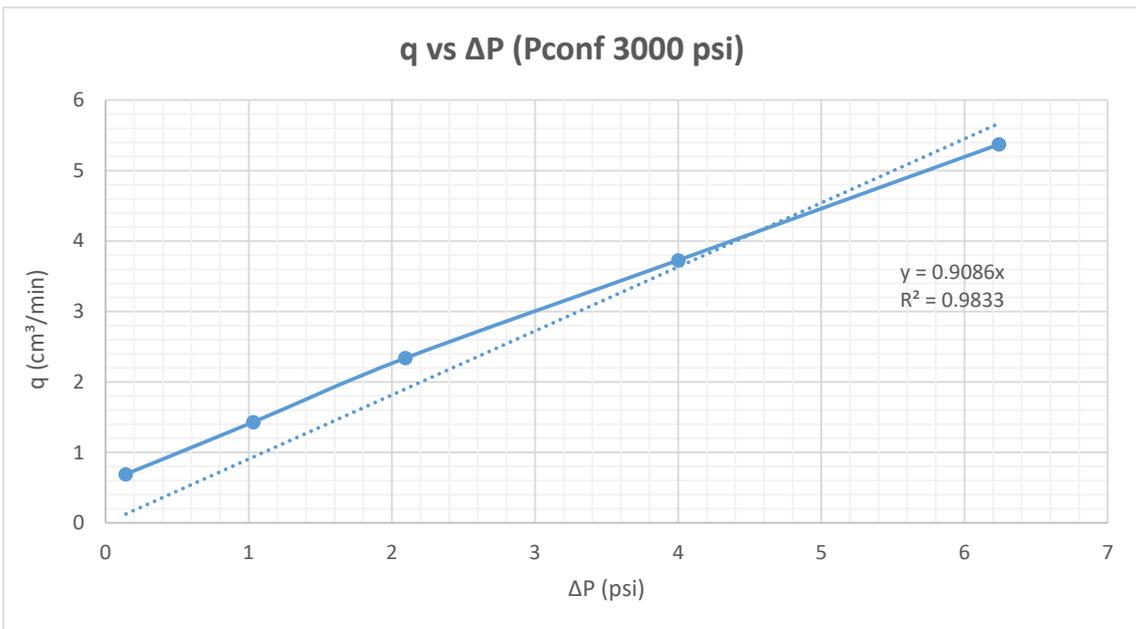


Figura 35: Gráfico q vs ΔP etapa 4 fractura con agente sostén

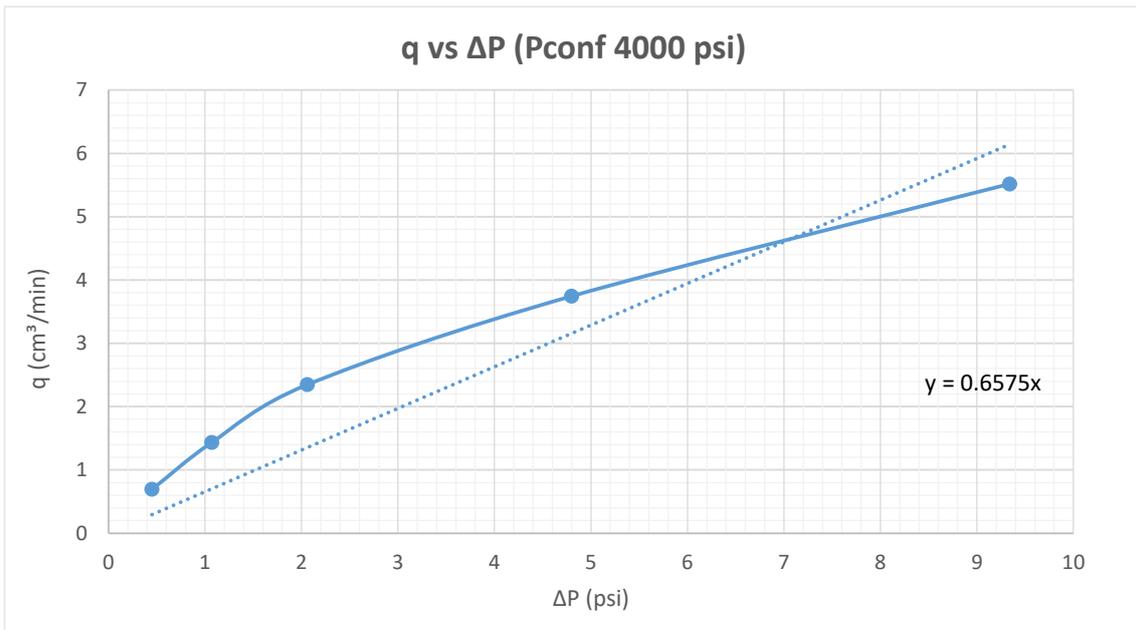


Figura 36: Gráfico q vs ΔP etapa 5 fractura con agente sostén

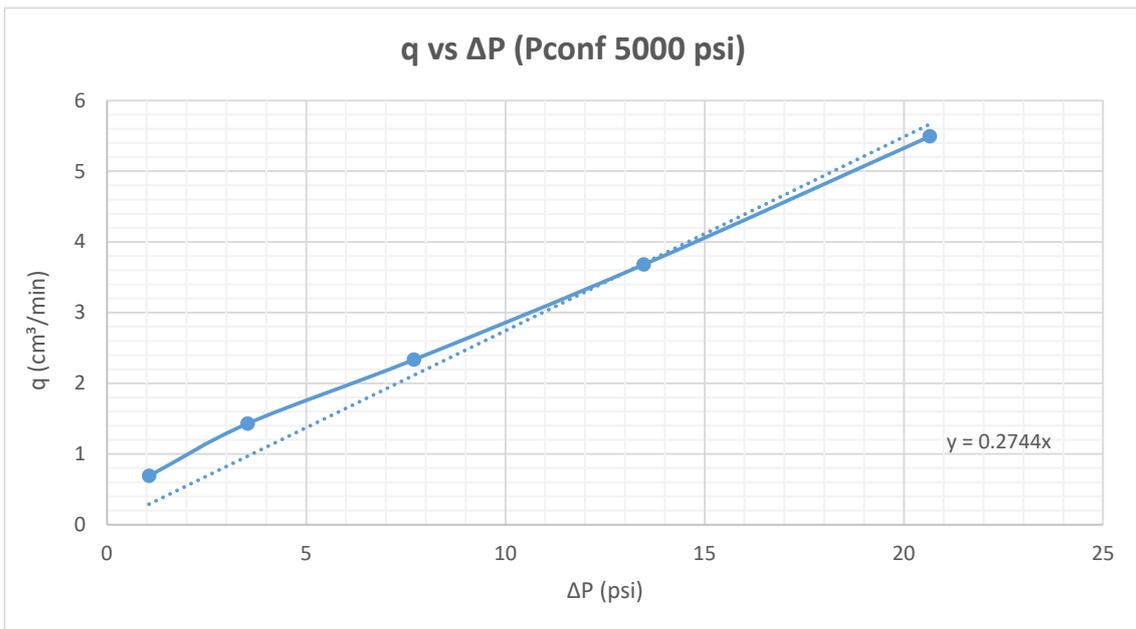


Figura 37: Gráfico q vs ΔP etapa 6 fractura con agente sostén

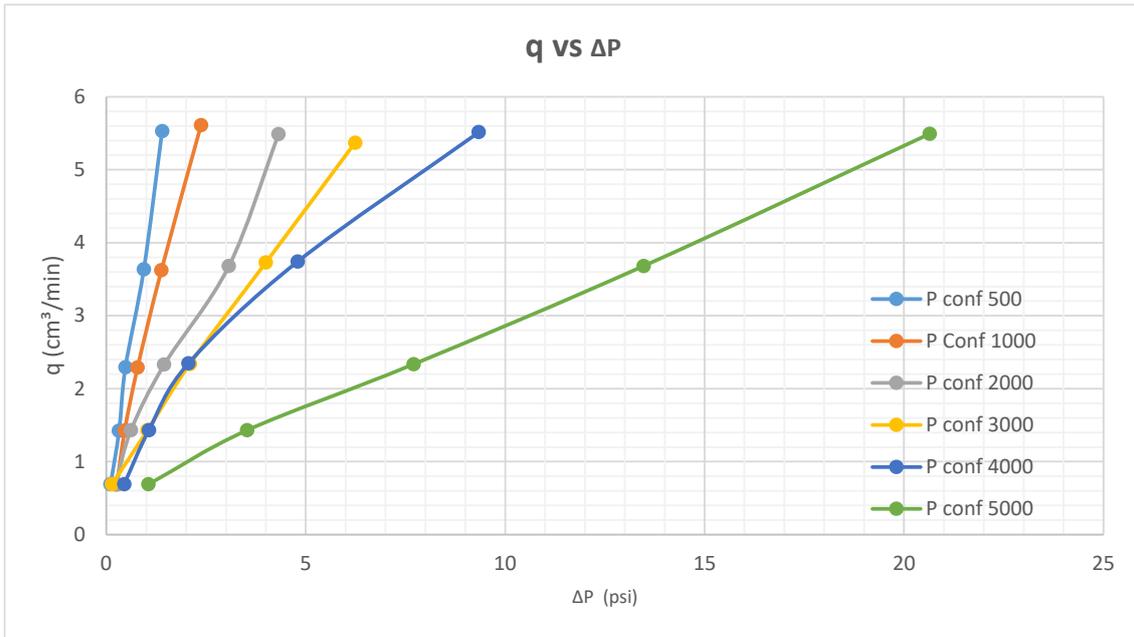


Figura 38: Totalidad de las correlaciones de fractura con agente sostén

En los gráficos de la Figura 38, también se observa una relación mayormente lineal entre el caudal y la diferencia de presiones, con una curva de menor pendiente en la correlación correspondiente al confinamiento de 5000 psi , correspondiente con un aumento más lento del caudal con el aumento de ΔP .

Cálculo de conductividad

Para el cálculo de la conductividad de fractura se utilizaron los datos experimentales obtenidos de la muestra y del fluido de ensayo. Las dimensiones de la muestra incluyeron el largo del plug (L), el peso de la muestra (P), el diámetro del plug (D), el ancho de la fractura (w), y el espesor de la fractura (e), donde estos últimos corresponden al diámetro del plug y al diámetro de los alambres utilizados para retener la arena como agente de sostén. Adicionalmente, se consideraron las propiedades del agua utilizada en el experimento, tales como la densidad (ρ) y la viscosidad (μ). En la Tabla 8 se muestran estos datos.

Tabla 8: Datos de la muestra

Muestra	
L (cm)	5.756
D (cm)	3.642
w (cm)	3.642
e(cm)	0.05
P (g)	144.3725
AM (cm ²)	10.4167
AF (cm ²)	0.01821

Agua		
T (°C)	25	104
ρ (g/cm ³)	1.0009	0.8
μ (cp)	1.003	0.35

Como se detalló en la ecuación (5), partiendo de la ley de Darcy, llegamos a la expresión de conductividad:

$$C_f = \frac{q}{\Delta P} * cte \quad (10)$$

Utilizando los valores correspondientes a la muestra, la constante se calcula mediante la fórmula:

$$cte = \frac{\mu * L}{w} \quad (11)$$

Resultados de la fractura sin agente de sostén

Los gráficos de las Figuras 39 a 43 a continuación muestran la evolución de la presión de entrada (en verde) y salida (en azul) a distintos caudales a lo largo del tiempo durante cada etapa de prueba a las diferentes presiones de confinamiento.

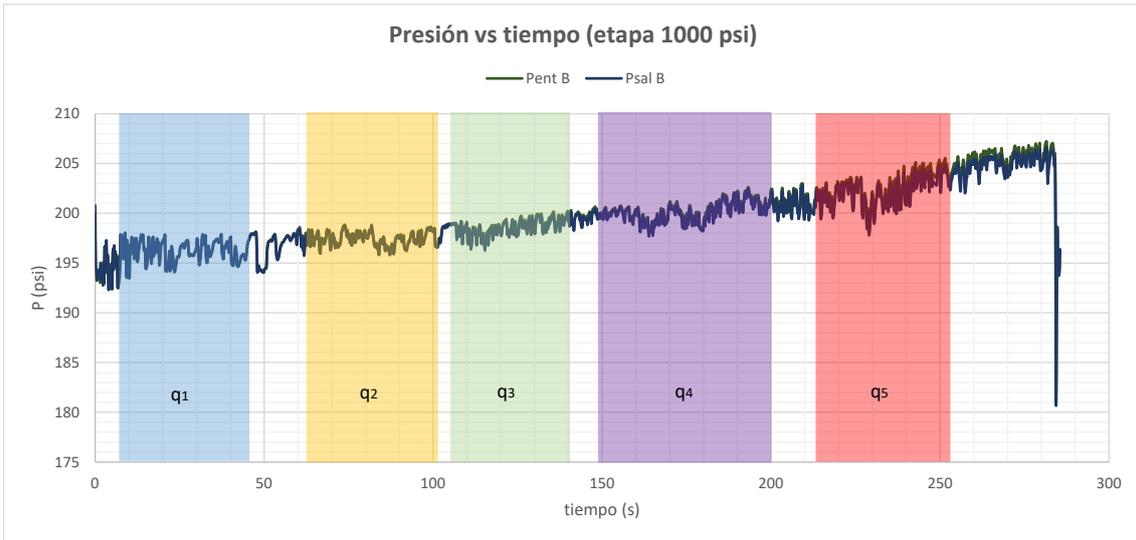


Figura 39: Presión vs tiempo etapa 1 muestra fracturada

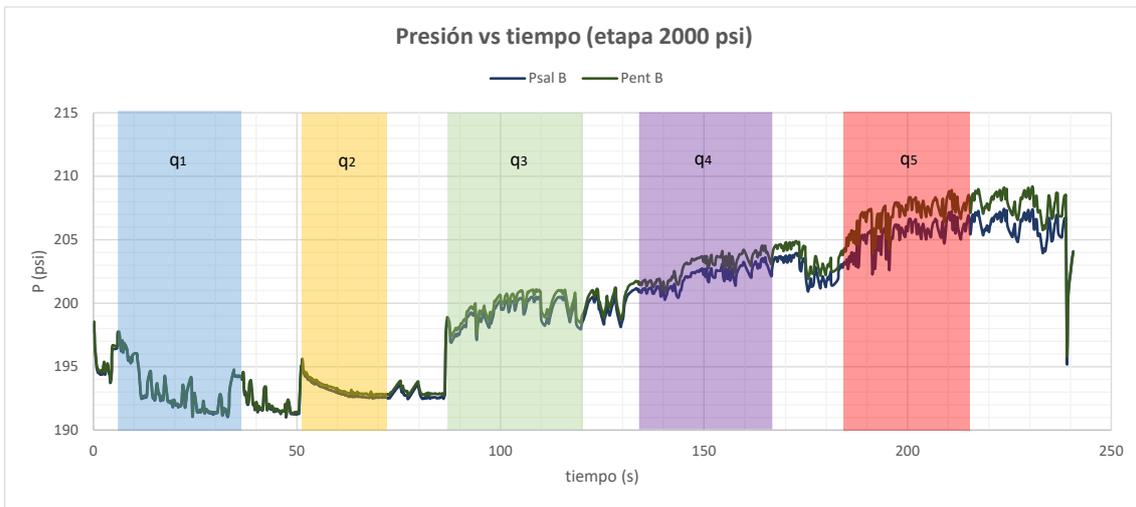


Figura 40: Presión vs tiempo etapa 2 muestra fracturada

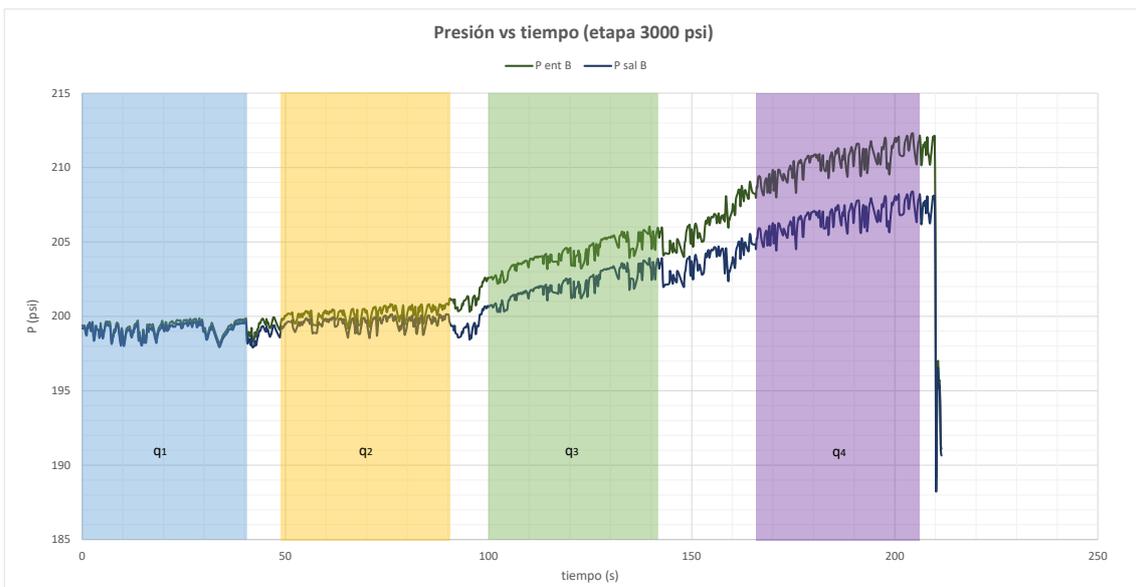


Figura 41: Presión vs tiempo etapa 3 muestra fracturada

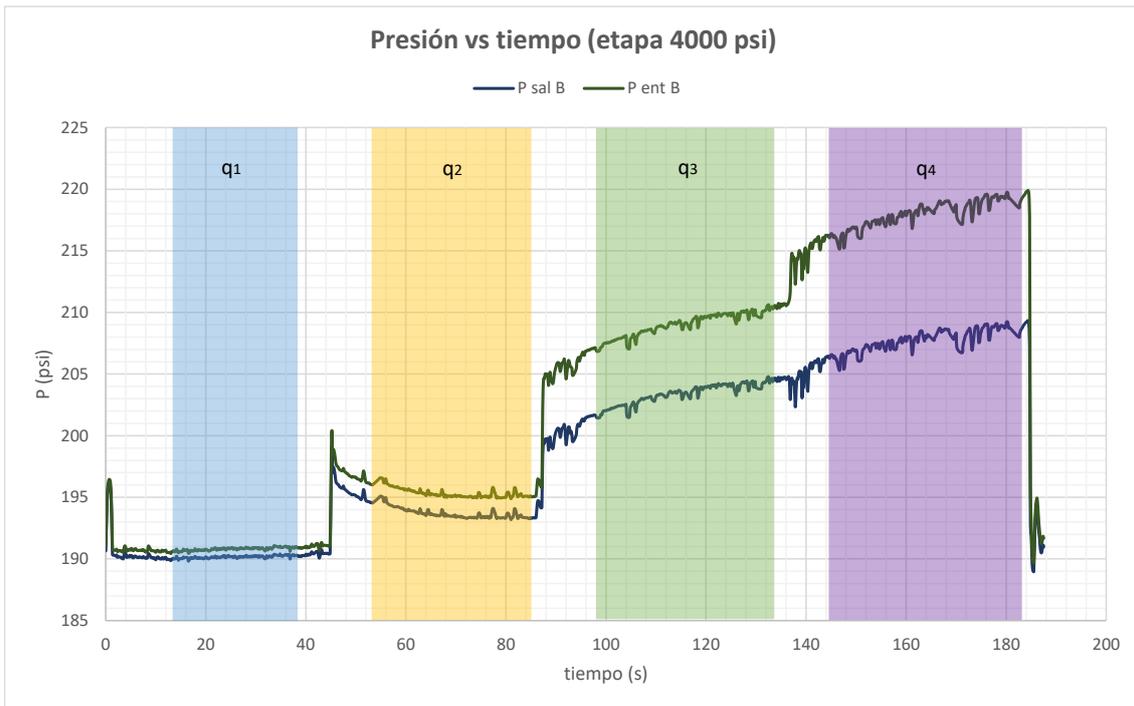


Figura 42: Presión vs tiempo etapa 4 muestra fracturada



Figura 43: Presión vs tiempo etapa 5 muestra fracturada

A continuación, se exponen los resultados (Tabla 9) obtenidos a partir de los ensayos realizados sobre la muestra sin agente de sostén. Se evaluó la conductividad de la fractura bajo distintas presiones de confinamiento, utilizando la metodología previamente descrita.

Tabla 9: Valores de conductividad obtenidos del ensayo de la muestra sin agente sostén

Muestra sin agente de sostén		
Etapa	Presión de Confinamiento (psi)	Conductividad (mD*ft)
1	1000	55.06
2	2000	19.11
3	3000	8.70
4	4000	3.21
5	5000	0.90



Figura 44: Gráfico de conductividad de fractura vs presión de confinamiento

Como se observa en la Figura 44, la tendencia muestra una disminución exponencial de la conductividad conforme aumenta la presión de confinamiento. Este comportamiento es coherente con la compresión progresiva de la fractura, lo que reduce su capacidad de flujo.

Resultados de la fractura con arena como agente de sostén

Los gráficos (Figuras 45 a 49) muestran la evolución de la presión de entrada (en verde) y salida (en azul) a distintos caudales a lo largo del tiempo durante cada etapa de prueba a las diferentes presiones de confinamiento.

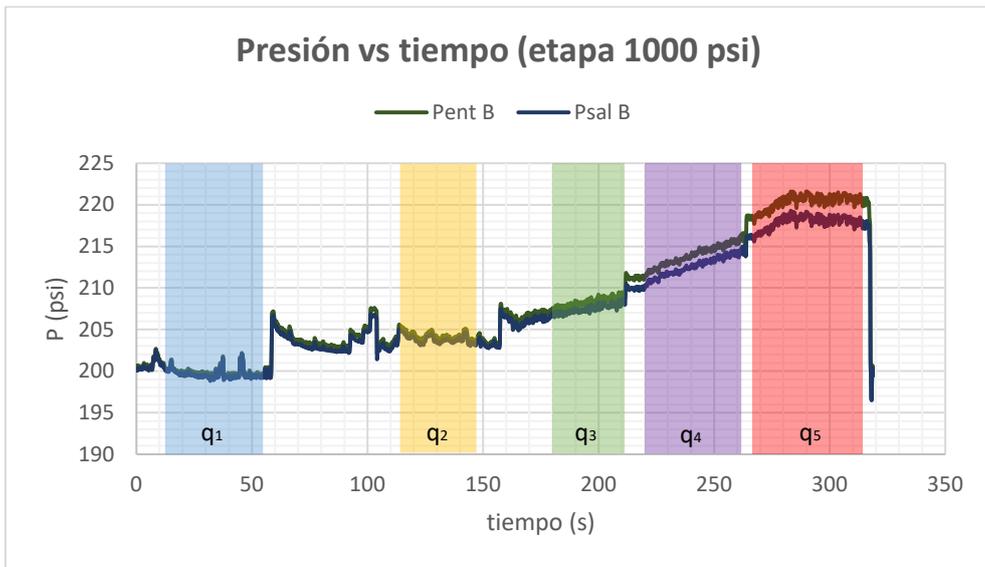


Figura 45: Presión vs tiempo etapa 2 muestra fracturada con agente sostén

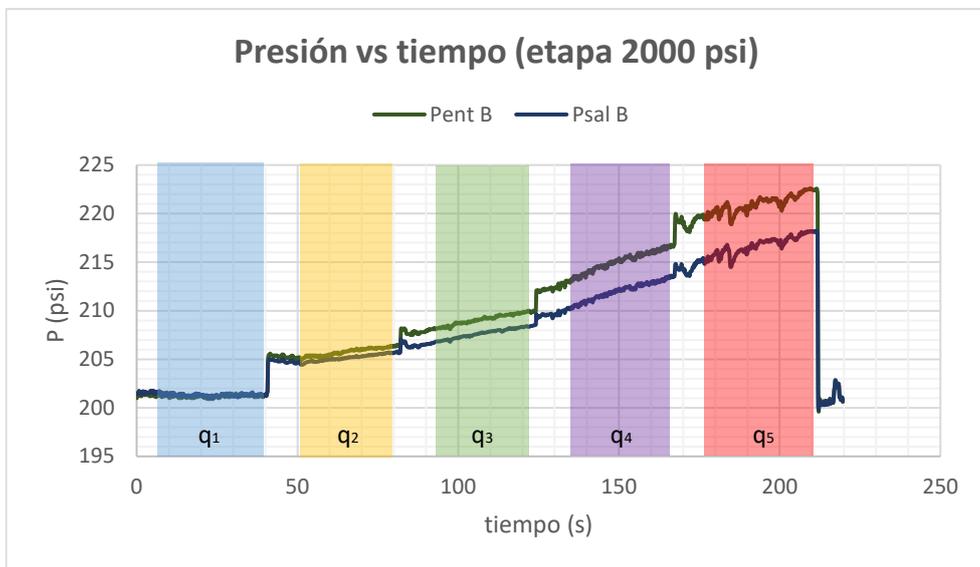


Figura 46: Presión vs tiempo etapa 3 muestra fracturada con agente sostén

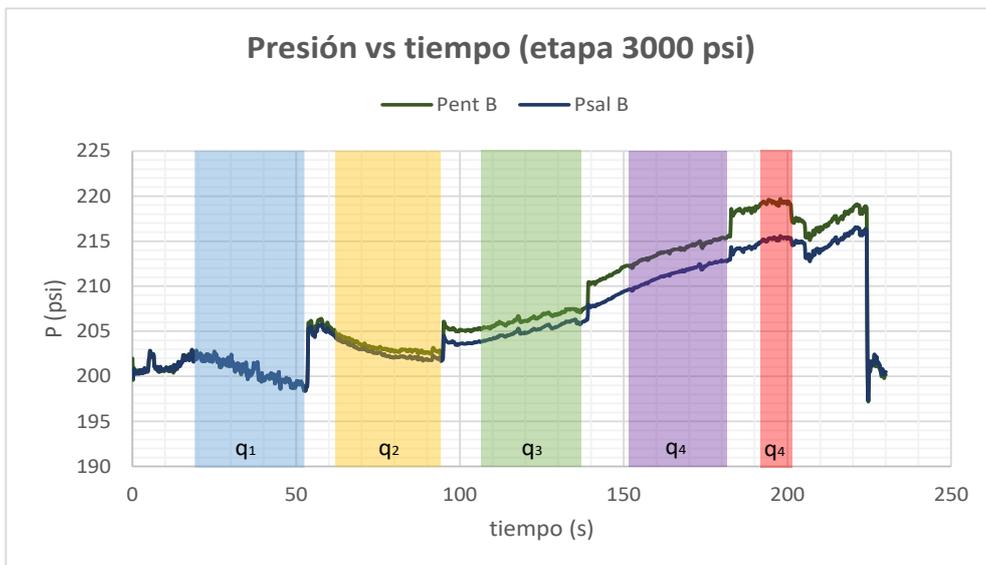


Figura 47: Presión vs tiempo etapa 4 muestra fracturada con agente sostén

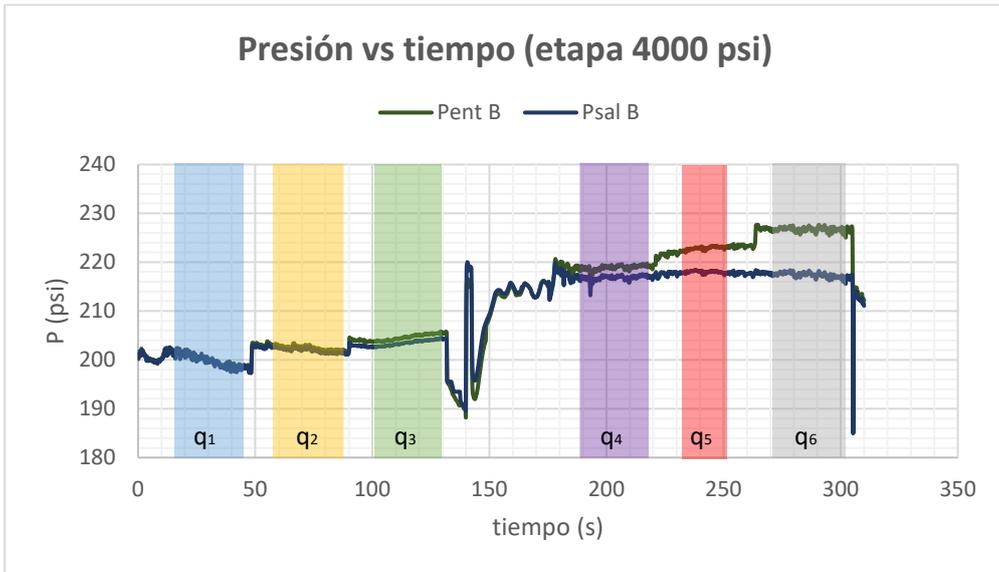


Figura 48: Presión vs tiempo etapa 5 muestra fracturada con agente sostén

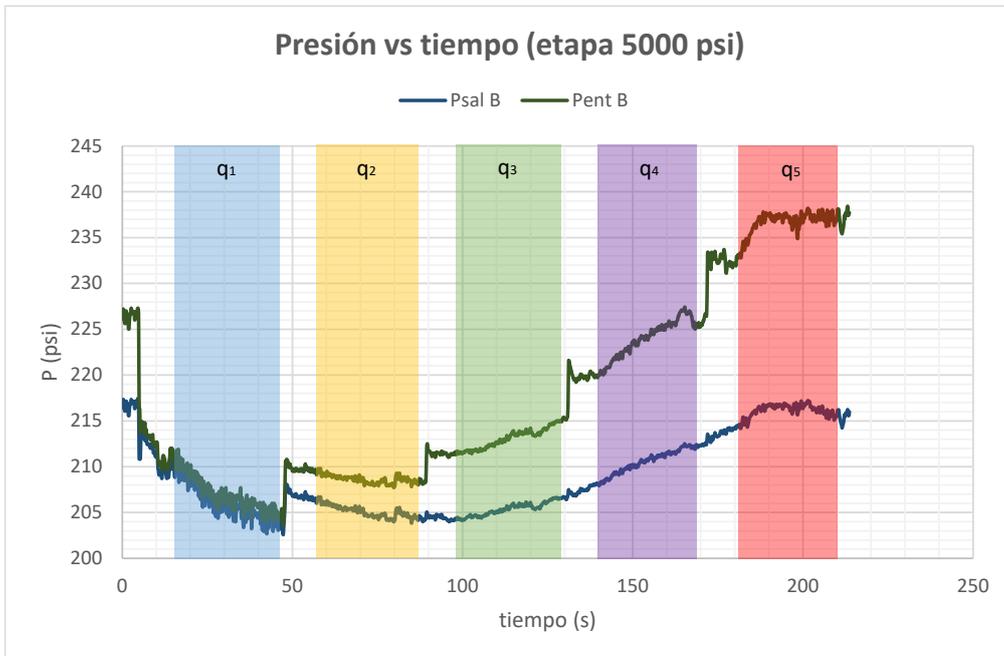


Figura 49: Presión vs tiempo etapa 6 muestra fracturada con agente sostén

Los resultados obtenidos se presentan en la Tabla 10:

Tabla 10: Valores obtenidos de conductividad de la muestra con agente sostén

Con agente de sostén		
Etapa	Presión de Confinamiento (psi)	Conductividad (mD*ft)
1	458.7	18.599
2	1180.6	11.502
3	2348.1	5.971
4	3313.3	4.214
5	4235.5	3.049
6	5203.9	1.273

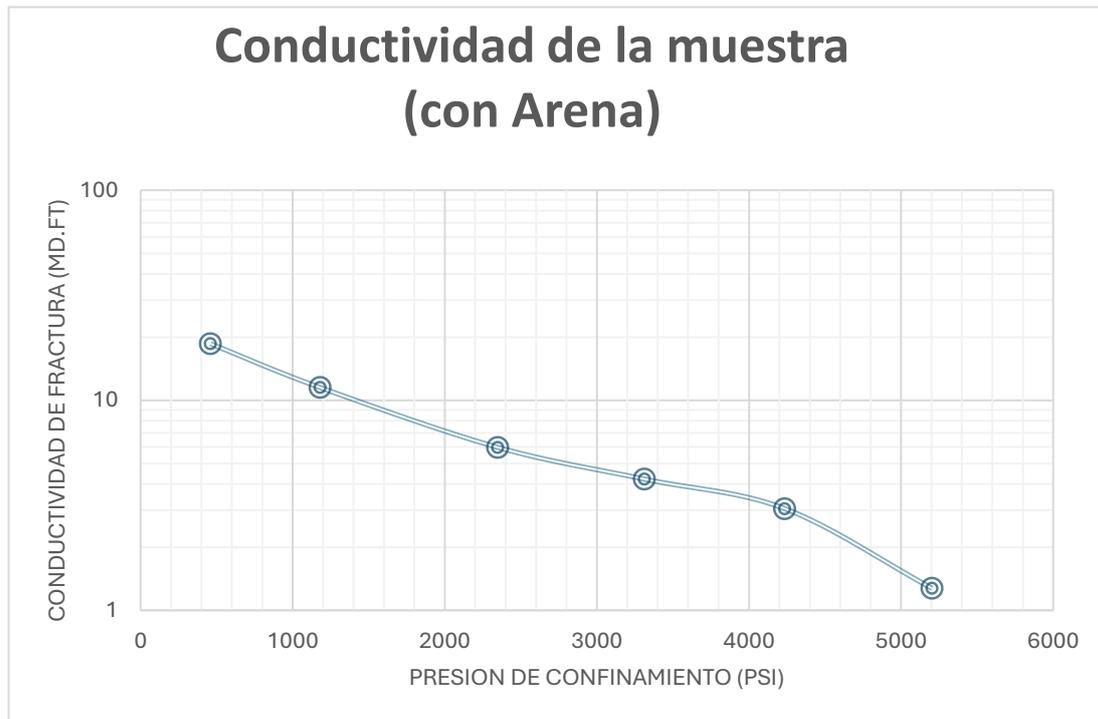


Figura 50: Gráfico de conductividad vs presión de confinamiento

Al igual que la muestra solo fracturada sin agente sostén, la tendencia muestra una disminución exponencial de la conductividad conforme aumenta la presión de confinamiento, como se observa en la Figura 50. Este comportamiento es coherente con la compresión progresiva de la fractura, lo que reduce su capacidad de flujo.

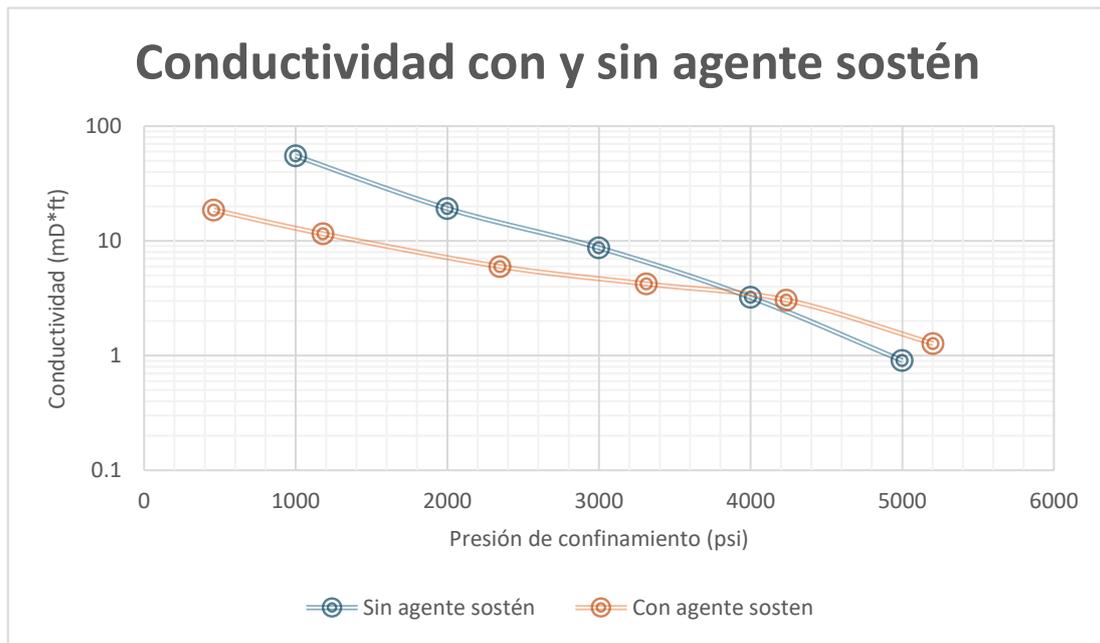


Figura 51: Gráfico de conductividad de fractura con y sin agente sostén

En la Figura 51 se representa la Conductividad para la muestra solo fracturada y para la muestra con arena como agente de sostén. Ambas curvas muestran una disminución exponencial de la conductividad con respecto a la presión de confinamiento.

La muestra sin agente de sostén presenta una conductividad superior a menores presiones de confinamiento en comparación con las muestras que contienen arena en la fractura, observándose una pendiente más pronunciada en la curva correspondiente a la muestra sin agente de sostén. En cambio, la muestra con agente de sostén exhibe una disminución de la conductividad con el aumento de la presión de confinamiento, aunque de manera menos acentuada; en este caso, la reducción de la conductividad ocurre de forma más gradual.

Conclusiones

Se logró desarrollar un equipo adecuado para realizar mediciones de presiones y caudales para luego obtener una correlación aproximada de la conductividad de la fractura en muestras *shale*. Este equipo permite obtener datos confiables para analizar el comportamiento de las fracturas en este tipo de formaciones y mejorar la comprensión de su comportamiento bajo diversas condiciones simuladas del subsuelo.

Los ensayos de laboratorio realizados permitieron calcular la conductividad de la fractura y proporcionar valores numéricos precisos para esta propiedad. Los resultados obtenidos corroboran que, a medida que la presión de confinamiento aumenta, la conductividad de la fractura disminuye de manera significativa, tanto para fractura con agente sostén como sin agente sostén. Esto es un comportamiento esperado, dado que una mayor presión de confinamiento provoca un cierre parcial de la fractura, lo cual reduce su capacidad de flujo.

A pesar de que la muestra contenga arena, la capacidad para mantener abierta la fractura disminuye al aumentar las presiones de confinamiento, pero de manera más lenta que sin agente de sostén, debido a que el agente sostén soporta de cierta manera la presión de cierre de la fractura y mantiene parcialmente abierta a la misma dándole mayor conductividad.

Bibliografía

Aguilera, R. (1995). *Naturally Fractured Reservoirs*. American Association of Petroleum Geologists (AAPG).

Ahmed, T. (2010). *Reservoir Engineering Handbook* (4th ed.). Gulf Professional Publishing

Ardila, S. A. (2012). *Aplicación del diseño unificado de fractura para optimizar y evaluar los tratamientos de fracturamiento hidráulico en un campo colombiano* (Tesis de pregrado). Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Bucaramanga, Colombia.

Askenazi, A., Biscayart, P., Cáneva, M., Montenegro, S., & Moreno, M. (2013). *Analogía entre la Formación Vaca Muerta y Shale Gas/Oil Plays de EEUU*. Paper presentado en la Society of Petroleum Engineers (SPE).

Ballinas Navarro, J. (2018). *Solución analítica para cálculo de incremento productivo en yacimientos laminados fracturados hidráulicamente*. Artículo arbitrado presentado en el Congreso Mexicano del Petróleo, Acapulco, Guerrero, México. HYG T Chemical de México.

Barrientos Muñoz, A. (2015). *Fractura hidráulica en pozos petroleros no convencionales* (Tesis de pregrado). Universidad de Chile, Santiago, Chile.

De Falco, P. D., & Penon, E. A. (2010, octubre). *La conductividad hidráulica saturada del suelo en forestaciones, agricultura y ganadería*. Ponencia presentada en las XXIV Jornadas Forestales de Entre Ríos, Concordia, Argentina. Recuperado de https://www.jornadasforestales.com.ar/jornadas/2010/trab_res_pos/440.10.T.DE_FALCO.pdf

Ishaku, J. M., & Gadzama, E. W. (2011). Evaluation of empirical formulae for the determination of hydraulic conductivity based on grain-size analysis. *Journal of Geology and Mining Research*, 3(4), 105-113.

Muñoz, A., & Hidalgo Chica, F. D. (2022). *Estudio de factibilidad técnica de la estimulación por fracturamiento hidráulico Slickwater para mejorar la producción de un pozo del sector de Santa Paula, campo Gustavo Galindo Velasco* (Tesis de pregrado). Universidad Estatal Península de Santa Elena, La Libertad, Ecuador.

NRG. (n.d.). *Fractura hidráulica*. Recuperado el 2 de septiembre de 2024, de https://www.nrgproppants.com/fractura_hidraulica.php

NRG. (n.d.). *Agente de sostén*. Recuperado el 2 de septiembre de 2024, de https://www.nrgproppants.com/agente_de_sosten.php

Odong, J. (2007). Evaluation of empirical formulae for determination of hydraulic conductivity based on grain-size analysis. *Journal of American Science*, 3(3)

Pazos, P. J. (2016). *Vaca Muerta y algo más: Reservorios no convencionales de petróleo*. Instituto de Estudios Andinos, UBA-Conicet, 25(147), enero-febrero

Sieben, G. (2017). *Caracterización geológica y geoquímica de la Formación Vaca Muerta en seis pozos del centro de la Cuenca Neuquina: Una contribución a la prospección* (Trabajo final). Universidad Nacional del Comahue, Repositorio Digital Institucional

Soldo, J. (2015, July). *Shale oil play exploration delineation using rock mechanics template and seismic inversion data: Vaca Muerta Formation, Neuquén Basin, Argentina*. Paper presented at the SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference, San Antonio, Texas, USA. <https://doi.org/10.15530/URTEC-2015-2190705>

Tiab, D., & Donaldson, E. C. (2012). *Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties* (2nd ed.). Gulf Professional Publishing

Van Oort, E. (2003). *On the physical and chemical stability of shales*. Journal of Petroleum Science and Engineering

Ye, X. J. (2016). *Optimum hydraulic fracture conductivity for shale/tight reservoirs* (Tesis de maestría, no publicada). University of Calgary, Calgary, AB.

Anexo

Anexo A

Tabla 11: Datos de registros tomados puntualmente y cálculos para la muestra fracturada

Fecha	Hora	Q bomba (cm3/min)	Peso vacío (gr)	Peso lleno (gr)	Tiempo (s)	Tiempo (min)	P ent (psi)	P sat (psi)	P sal real (psi)	Pconf (psi)	Vol (cm3)	Q calculado (cm3/min)	ΔP	Q prom (cm3/min)	ΔP prom
1/7/2024	14:11	1	3.72	10.25	390.20	6.50	2612	2631	2595.40	2827	6.53	1.00	16.60	0.99	16.43
1/7/2024	14:20	1	3.68	9.79	372.40	6.21	2513	2531	2496.75	2514	6.10	0.98	16.25		
1/7/2024	14:52	3	3.72	21.85	362.20	6.04	2493	2502	2476.82	2732	18.11	3.00	16.18	3.00	16.11
1/7/2024	15:02	3	3.68	22.13	368.60	6.14	2453	2464	2436.96	2678	18.43	3.00	16.04		
1/7/2024	15:12	6	3.72	42.54	389.90	6.50	2456	2457	2439.94	2664	38.79	5.97	16.06	5.89	16.10
1/7/2024	15:26	6	3.68	44.62	422.80	7.05	2479	2480	2462.86	2647	40.90	5.80	16.14		
1/7/2024	11:29	1	3.72	5.19	312.00	5.20	1601	1621	1587.94	1713	1.47	0.28	13.06	0.21	12.92
1/7/2024	11:38	1	3.77	4.38	252.20	4.20	1520	1541	1507.22	1721	0.61	0.15	12.78		
1/7/2024	11:42	3	3.72	24.63	388.70	6.48	1467	1483	1454.41	1693	20.89	3.23	12.59	3.17	12.50
1/7/2024	11:53	3	3.77	20.76	326.80	5.45	1414	1430	1401.59	1778	16.97	3.12	12.41		
1/7/2024	11:58	6	3.72	49.86	248.80	4.15	1434	1444	1421.52	1772	46.10	11.12	12.48	10.01	12.36
1/7/2024	12:03	6	3.77	56.02	351.50	5.86	1369	1378	1356.75	1755	52.21	8.91	12.25		
1/7/2024	16:06	1	3.72	11.72	484.20	8.07	610	632	600.41	770	7.99	0.99	9.59	0.99	9.71
1/7/2024	16:14	1	3.68	11.68	485.70	8.10	677	699	667.17	878	7.99	0.99	9.83		
1/7/2024	16:30	3	3.72	27.63	479.90	8.00	783	801	772.80	969	23.89	2.99	10.20	2.98	10.21
1/7/2024	16:38	3	3.68	24.59	420.20	7.00	787	804	776.79	970	20.89	2.98	10.21		
1/7/2024	16:48	6	3.72	42.56	434.90	7.25	839	836	828.60	1054	38.80	5.35	10.40	5.32	10.43
1/7/2024	16:55	6	3.68	39.93	410.70	6.85	860	830	849.53	1050	36.22	5.29	10.47		

Anexo B

Tabla 12: Datos de registros y cálculos muestra consolidada fracturada con agente sostén

Fecha	Hora	Q bomba (cm3/min)	Peso vacío (gr)	Peso lleno (gr)	Tiempo (s)	Tiempo (min)	Pent (psi)	Psal (psi)	Pconf (psi)	Vol (cm3)	Q calculado (cm3/min)	ΔP	Q prom (cm3/min)	ΔP prom
4/7/2024	16:19:00	1	3.73	12.72	549.10	9.15	302.00	299.00	516.00	8.99	0.98	3.00	0.98	2.50
4/7/2024	16:43:40	1	3.69	12.22	527.20	8.79	299.00	297.00	500.00	8.53	0.97	2.00		
4/7/2024	16:51:00	3	3.73	27.32	504.10	8.40	299.00	295.00	508.00	23.58	2.81	4.00	2.76	3.50
4/7/2024	17:01:11	3	3.69	19.57	350.10	5.84	298.00	295.00	498.00	15.87	2.72	3.00		
4/7/2024	17:10:00	6	3.73	23.43	299.60	4.99	299.00	294.00	511.00	19.68	3.94	5.00	4.01	3.00
4/7/2024	17:17:00	6	3.69	24.43	305.60	5.09	294.00	293.00	498.00	20.72	4.07	1.00		
5/7/2024	14:07:30	1	3.72	11.12	452.00	7.53	800.00	797.00	1020.00	7.40	0.98	3.00	0.98	2.50
5/7/2024	14:21:30	1	3.68	10.37	407.20	6.79	799.00	797.00	1016.00	6.69	0.99	2.00		
5/7/2024	14:32:00	3	3.72	17.89	312.90	5.22	798.00	797.00	1005.00	14.16	2.72	1.00	2.65	1.00
5/7/2024	14:38:30	3	3.68	18.00	331.70	5.53	797.00	796.00	1001.00	14.31	2.59	1.00		
5/7/2024	14:46:30	6	3.72	21.42	325.50	5.43	794.00	793.00	1004.00	17.69	3.26	1.00	3.10	1.00
5/7/2024	14:54:00	6	3.68	19.77	329.20	5.49	793.00	792.00	995.00	16.07	2.93	1.00		
5/7/2024	15:40:00	1	3.72	9.53	375.70	6.26	1799.00	1796.00	2011.00	5.81	0.93	3.00	0.94	1.50
5/7/2024	15:47:00	1	3.68	10.80	451.70	7.53	1796.00	1796.00	1998.00	7.11	0.94	0.00		
5/7/2024	16:01:00	3	3.72	18.12	359.50	5.99	1794.00	1793.00	2047.00	14.39	2.40	1.00	2.38	1.00
5/7/2024	16:09:00	3	3.68	19.09	391.30	6.52	1794.00	1793.00	2040.00	15.40	2.36	1.00		
5/7/2024	16:17:00	6	3.72	20.31	333.80	5.56	1792.00	1789.00	2036.00	16.57	2.98	3.00	2.83	2.00
5/7/2024	16:25:00	6	3.68	18.51	332.20	5.54	1790.00	1789.00	2031.00	14.81	2.68	1.00		
29/7/2024	17:27:00	1	3.72	10.89	532.40	8.87	318.00	317.50	1341.00	7.17	0.81	0.50	0.81	0.50
29/7/2024	17:43:00	3	3.68	14.21	682.90	11.38	314.00	309.00	1346.00	10.52	0.92	5.00	0.92	5.00
29/7/2024	18:05:00	6	3.72	14.47	617.00	10.28	310.80	310.10	1350.00	10.75	1.05	0.70	1.05	0.70
29/7/2024	18:22:00	1	3.68	6.85	372.50	6.21	314.00	313.00	2590.00	3.16	0.51	1.00	0.51	1.00
29/7/2024	18:30:00	3	3.72	8.13	331.50	5.53	311.30	311.00	2570.00	4.41	0.80	0.30	0.80	0.30
29/7/2024	18:37:00	6	3.68	7.68	330.40	5.51	310.00	306.80	2560.00	4.00	0.73	3.20	0.73	3.20

Anexo C

Tabla 13: Datos puntuales muestra Vaca Muerta fracturada

Fecha	Hora	q bomba (cm3/min)	Temp (°C)	Pconf (psi)	Tiempo (s)	T acumulado (s)	Pen (psi)	Psal (psi)	Peso lleno (g)	Peso vacío (g)	Vol (cm³)	q (cm³/s)	ΔP (psi)
7/8/2024	09:54	0.7	100.3	984	754.7	754.7	195.8	195.7	12.26	3.81	10.56	0.01	0.1
7/8/2024		0.7	103.3	1020	898.7	1653.4	197.24	197.12	13.89	3.87	12.53	0.01	0.12
7/8/2024	10:38	0.7	107.4	1037	1007.5	2660.9	197.52	197.3	15.06	3.81	14.07	0.01	0.22
7/8/2024	10:54	1.5	105.6	964	756.5	3417.4	197.5	197.35	21.58	3.87	22.14	0.03	0.15
7/8/2024		1.5	108.6	990	896.9	4314.3	198.6	198.5	24.83	3.81	26.28	0.03	0.1
7/8/2024	11:37	1.5	108.6	1053	929.6	5243.9	198.6	198.5	25.70	3.87	27.29	0.03	0.1
7/8/2024	11:41	2.5	100.5	1015	892.1	6136	199.58	199.23	37.78	3.81	42.46	0.05	0.35
7/8/2024		2.5	100.9	1020	837.9	6973.9	200.57	200.32	35.71	3.87	39.81	0.05	0.25
7/8/2024	12:22	2.5	104.6	1033	774.1	7748	200.7	199.9	33.29	3.81	36.85	0.05	0.8
7/8/2024	12:25	4	107.7	979	801.1	8549.1	202.1	201.72	52.45	3.87	60.73	0.08	0.38
7/8/2024		4	104.5	995	761.1	9310.2	202	201.12	50.99	3.81	58.97	0.08	0.88
7/8/2024		4	102.7	982	1071.8	10382	203.73	202.3	69.01	3.87	81.42	0.08	1.43
7/8/2024	13:25	4	106.6	1053	948.8	11330.8	202.75	202.5	61.96	3.81	72.68	0.08	0.25
7/8/2024	13:46	6	100.1	874	819.1	12149.9	202.74	202.12	80.04	3.87	95.21	0.12	0.62
7/8/2024		6	100.3	1023	774.6	12924.5	205.95	204.85	75.80	3.81	89.99	0.12	1.1
7/8/2024	14:25	6	101.6	1041	763.3	13687.8	207.3	206.8	74.69	3.87	88.53	0.12	0.5
7/8/2024	14:41	0.7	101.2	2127	750	750	192.05	191.83	12.09	3.81	10.36	0.01	0.22
7/8/2024		0.7	103.1	2137	920.8	1670.8	195.7	195.16	14.18	3.87	12.89	0.01	0.54
7/8/2024	15:22	0.7	100.8	2175	790.7	2461.5	191.55	191.3	12.67	3.81	11.07	0.01	0.25
7/8/2024	15:31	1.5	105.8	2193	744	3205.5	192.96	192.54	21.32	3.87	21.82	0.03	0.42
7/8/2024	15:57	1.5	107.5	2205	788.5	3994	192.99	192.56	22.36	3.81	23.18	0.03	0.43
7/8/2024		1.5	107.5	2205	788.5	4782.5	192.99	192.56	22.36	3.81	23.18	0.03	0.43
7/8/2024	16:10	2.5	104.4	2165	776.1	5558.6	198.65	198.04	33.65	3.87	37.23	0.05	0.61
7/8/2024		2.5	105.3	2200	1011.3	6569.9	200.5	199.7	42.62	3.81	48.51	0.05	0.8
7/8/2024	16:54	2.5	103	2189	875.5	7445.4	201.8	201	37.37	3.87	41.88	0.05	0.8
7/8/2024	16:56	4	101.1	2134	742.7	8188.1	203.7	202.78	48.27	3.81	55.58	0.07	0.92
7/8/2024		4	100.6	2064	924.3	9112.4	204.69	203.66	60.60	3.87	70.92	0.08	1.03
7/8/2024	17:38	4	107.6	2033	900.6	10013	204.3	203.22	59.11	3.81	69.13	0.08	1.08
7/8/2024	17:50	6	108.4	1908	901.3	10914.3	206.71	206.71	87.76	3.87	104.86	0.12	0
7/8/2024		6	106.4	1953	702.8	11617.1	207.45	207.45	69.20	3.81	81.74	0.12	0
7/8/2024	18:32	6	108.6	2022	929	12546.1	206.5	206.5	90.35	3.87	108.11	0.12	0
8/8/2024	08:17	0.7	108.8	3066	668.6	668.6	199.54	198.83	11.26	3.81	9.31	0.01	0.71
8/8/2024		0.7	108.8	3040	808.1	1476.7	199.52	199.27	12.86	3.87	11.25	0.01	0.25
8/8/2024	08:57	0.7	105.5	3034	929.3	2406	198.98	198.6	14.16	3.81	12.94	0.01	0.38
8/8/2024	09:20	1.5	104.1	2962	687	3093	200.54	199.57	20.00	3.87	20.17	0.03	0.97
8/8/2024		1.5	108.7	3061	781.9	3874.9	200.62	199.56	22.20	3.81	22.99	0.03	1.06
8/8/2024	10:01	1.5	105.8	3029	966.9	4841.8	200.93	200.38	26.58	3.87	28.40	0.03	0.55
8/8/2024	10:04	4	107.8	2988	801.4	7488	204.1	202.09	53.03	3.81	61.53	0.08	2.01
8/8/2024		4	100.4	3047	891.7	8379.7	205.4	203.4	58.54	3.87	68.34	0.08	2
8/8/2024		4	101	3026	780.3	9160	205	202	51.65	3.81	59.81	0.08	3
8/8/2024	10:59	4	100.5	2956	838	9998	206.74	204.5	55.26	3.87	64.25	0.08	2.24
8/8/2024	11:08	6	108.9	3067	801.6	10799.6	210.8	207.09	78.49	3.81	93.35	0.12	3.71
8/8/2024		6	105	3009	872	11671.6	211.35	207.52	84.96	3.87	101.37	0.12	3.83
8/8/2024	11:48	6	107.3	2947	760.5	12432.1	211.65	207.47	74.71	3.81	88.63	0.12	4.18
8/8/2024	12:07	0.7	101.7	4170	659.3	659.3	191.08	190.08	11.21	3.81	9.25	0.01	1
8/8/2024		0.7	107.8	4144	552.6	1211.9	191.07	190.3	10.02	3.87	7.69	0.01	0.77
8/8/2024	12:37	0.7	106.7	4188	600.8	1812.7	191.42	190.79	10.52	3.81	8.39	0.01	0.63
8/8/2024	12:46	1.5	100.1	4174	641.9	2454.6	195.27	193.68	18.91	3.87	18.80	0.03	1.59
8/8/2024		1.5	107.9	4180	646.5	3101.1	195.54	193.68	19.02	3.81	19.01	0.03	1.86
8/8/2024	13:18	1.5	102.4	4150	652.6	3753.7	195.2	193.26	19.11	3.87	19.06	0.03	1.94
8/8/2024	13:32	4	100.2	4057	718.2	4471.9	208.9	203.26	47.91	3.87	55.05	0.08	5.64
8/8/2024		4	104.4	4046	659	5130.9	209.74	204.02	44.31	3.81	50.63	0.08	5.72
8/8/2024	14:07	4	108.5	4007	708.9	5839.8	209.67	204.84	47.31	3.81	54.37	0.08	4.83
8/8/2024	14:18	6	101.7	4033	681.7	6521.5	217.65	207.49	67.29	3.81	79.35	0.12	10.16
8/8/2024		6	104.5	4105	805.9	7327.4	218.61	208.25	78.94	3.81	93.92	0.12	10.36
8/8/2024	14:56	6	103.3	4029	805.7	8133.1	219.37	208.86	78.80	3.81	93.74	0.12	10.51
8/8/2024	15:12	0.7	100.1	5214	711.5	711.5	192.27	191.2	11.65	3.81	9.80	0.01	1.07
8/8/2024		0.7	101.7	5243	750.2	1461.7	194.02	192.66	12.20	3.87	10.42	0.01	1.36
8/8/2024	15:48	0.7	107.8	5274	696.8	2158.5	192.75	191.06	11.61	3.81	9.76	0.01	1.69
8/8/2024	16:04	1.5	107.6	5247	682.5	2841	199.12	194.77	19.82	3.87	19.95	0.03	4.35
8/8/2024		1.5	105.7	5284	671.2	3512.2	197.74	193.02	19.57	3.81	19.71	0.03	4.72
8/8/2024	16:41	1.5	104.8	5279	873.4	4385.6	198.5	195.2	24.29	3.87	25.53	0.03	3.3
8/8/2024	16:47	2.5	100.1	5202	690.6	5076.2	215.4	200.52	30.35	3.81	33.17	0.05	14.88
8/8/2024		2.5	100.3	5187	785.3	5861.5	215.97	199.72	33.48	3.87	37.01	0.05	16.25
8/8/2024	17:26	2.5	101.9	5135	864.3	6725.8	221.85	202.06	36.44	3.81	40.79	0.05	19.79
8/8/2024	17:37	4	107.8	5056	752.4	7478.2	228.27	203.85	49.99	3.87	57.66	0.08	24.42
8/8/2024		4	106.7	5025	762.7	8240.9	230.16	204.17	50.58	3.81	58.46	0.08	25.99
8/8/2024	18:15	4	108.7	4961	786.8	9027.7	233.9	204.92	52.15	3.81	60.42	0.08	28.98
8/8/2024	18:24	6	107.8	5053	751.2	9778.9	240.57	207.74	73.82	3.81	87.52	0.12	32.83
8/8/2024		6	105.9	4974	752.4	10531.3	238.36	208.29	73.88	3.81	87.59	0.12	30.07
8/8/2024	19:03	6	102.5	5109	851.3	11382.6	242.7	208.1	83.07	3.81	99.08	0.12	34.6

Anexo D

Tabla 14: Datos puntuales muestra Vaca muerta fracturada con agente sostén

Fecha	Hora	q bomba (cm ³ /min)	Temp (°C)	Pconf (psi)	Tiempo (s)	Pen (psi)	Psal (psi)	Peso lleno (g)	Peso vacío (g)	Vol (cm ³)	q (cm ³ /s)	ΔP (psi)
19/8/2024	16:01	0.7	109	500	2667.40	216.05	215.94	34.64	3.83	30.78	0.01	0.11
19/8/2024	17:00	1.5	103	500	2450.85	217.02	216.70	61.99	3.86	58.08	0.02	0.32
19/8/2024	17:59	2.5	103	500	2502.00	216.97	216.49	99.53	3.83	95.62	0.04	0.48
20/8/2024	09:20	4	103	500	1940.80	219.20	218.25	120.13	2.50	117.54	0.06	0.95
20/8/2024	10:20	6	103	500	2385.10	219.72	218.32	226.22	6.22	219.82	0.09	1.40
20/8/2024	11:26	0.7	103	1000	2556.00	199.88	199.61	31.84	2.50	29.31	0.01	0.27
20/8/2024	12:25	1.5	103	1000	2455.20	204.12	203.66	61.03	2.50	58.48	0.02	0.47
20/8/2024	13:18	2.5	103	1000	2484.20	207.85	207.07	97.38	2.50	94.80	0.04	0.79
20/8/2024	14:11	4	103	1000	2516.90	214.01	212.63	154.56	2.50	151.93	0.06	1.38
20/8/2024	15:05	6	103	1000	2522.20	220.35	217.98	241.01	5.01	235.80	0.09	2.38
21/8/2024	08:20	0.7	103	2500	1933.80	201.23	201.00	24.71	2.50	22.19	0.01	0.23
21/8/2024	09:04	1.5	103	2500	1852.40	205.77	205.15	46.78	2.50	44.24	0.02	0.62
21/8/2024	09:46	2.5	103	2500	1834.00	209.13	207.68	73.78	2.50	71.22	0.04	1.45
21/8/2024	10:29	4	103	2500	1848.50	215.10	212.03	116.00	2.50	113.41	0.06	3.07
21/8/2024	11:10	6	103	2500	2024.30	221.01	216.69	187.82	2.50	185.17	0.09	4.32
21/8/2024	12:06	0.7	103	3000	1851.20	200.62	200.40	23.82	2.50	21.30	0.01	0.22
21/8/2024	12:48	1.5	103	3000	1878.70	203.21	202.55	47.34	2.50	44.80	0.02	0.66
21/8/2024	13:32	2.5	103	3000	1826.70	206.44	205.09	73.74	2.50	71.18	0.04	1.35
21/8/2024	14:16	4	103	3000	1820.90	213.93	211.35	115.73	2.50	113.14	0.06	2.58
21/8/2024	14:59	6	103	3000	1832.20	219.33	215.30	166.64	2.50	164.00	0.09	4.03
21/8/2024	15:47	0.7	103	4000	1826.40	199.75	199.50	23.57	2.50	21.06	0.01	0.25
21/8/2024	16:29	1.5	103	4000	1829.50	202.43	201.36	46.23	2.50	43.69	0.02	1.07
21/8/2024	17:11	2.5	103	4000	1826.80	204.67	202.61	73.78	2.50	71.22	0.04	2.06
21/8/2024	16:10	2.5	103	4000	1800.00	218.87	216.81	72.95	2.50	70.40	0.04	2.06
21/8/2024	16:52	4	103	4000	1829.30	222.79	217.99	116.71	2.50	114.11	0.06	4.80
21/8/2024	17:33	6	103	4000	1825.00	226.69	217.36	170.42	2.50	167.78	0.09	9.33
21/8/2024	18:16	0.7	103	5000	1826.20	207.01	205.96	23.52	2.50	21.00	0.01	1.05
21/8/2024	18:58	1.5	103	5000	1829.90	208.59	205.05	46.20	2.50	43.67	0.02	3.54
21/8/2024	19:28	2.5	103	5000	1820.10	213.12	205.41	73.42	2.50	70.86	0.04	7.71
21/8/2024	19:58	4	103	5000	1823.30	224.21	210.74	114.46	2.50	111.86	0.06	13.47
21/8/2024	20:28	6	103	5000	1822.00	236.78	217.40	169.47	2.50	166.83	0.09	19.38

Anexo E

Tabla 15: Datos promedio utilizados del registro de Software para la muestra Vaca Muerta solo fracturada

Etapa 1: 1000 psi					
q	Psal	Pconf	Pent	T	ΔP
0.84	196.33	999.27	196.35	105.27	0.01
1.76	197.68	1006.41	197.76	105.05	0.08
2.85	199.28	1018.39	199.45	104.81	0.17
4.59	200.65	1002.76	200.90	104.84	0.26
6.97	204.35	947.80	204.98	104.62	0.63
Etapa 2: 2000 psi					
q	Psal	P conf	Pent	T	ΔP
0.84	192.47	2138.13	192.55	105.04	0.07
1.76	192.73	2215.04	193.00	108.12	0.26
2.88	200.02	2185.08	200.58	109.22	0.56
4.57	202.65	2096.08	203.64	108.39	0.99
6.98	206.16	1973.57	207.89	107.96	1.73
Etapa 3: 3000 psi					
q	P sal	P conf	P ent	T	ΔP
0.84	199.08	3038.92	199.27	107.93	0.19
1.76	199.60	3004.78	200.24	108.47	0.64
4.60	202.14	3029.83	204.19	108.57	2.06
6.98	206.71	3011.45	210.49	107.47	3.79
Etapa 4: 4000 psi					
q	P sal	P conf	P ent	T	ΔP
0.84	190.16	4157.26	190.81	108.12	0.66
1.76	193.69	4164.41	195.34	108.06	1.65
4.60	203.45	4048.80	209.08	107.34	5.63
6.99	207.79	4025.68	218.01	107.70	10.22
Etapa 5: 5000 psi					
q	P sal	P conf	P ent	T	ΔP
0.83	191.26	5206.16	192.47	106.86	1.21
1.76	193.36	5262.84	197.83	107.60	4.47
2.85	200.55	5197.25	213.69	107.84	13.14
4.60	203.95	5026.37	228.81	107.49	24.86
6.99	207.76	5045.61	241.43	107.39	33.67

Anexo F

Tabla 16: Datos promedio utilizados del registro de Software para la muestra Vaca Muerta fracturada con agente sostén

Etapas 1-6: 500 psi					
q	P sal	P conf	P ent	T	ΔP
0.69	215.94	489.91	216.05	95.42	0.11
1.42	216.70	461.71	217.02	95.45	0.32
2.29	216.49	451.76	216.97	95.42	0.48
3.63	218.26	450.43	219.20	95.83	0.94
5.53	218.32	439.50	219.72	95.25	1.40
Etapas 1-6: 1000 psi					
q	P sal	P conf	P ent	T	ΔP
0.69	199.61	1188.40	199.88	95.35	0.27
1.43	203.77	1296.82	204.24	95.99	0.48
2.29	207.40	1261.67	208.23	95.99	0.82
3.62	212.63	1144.81	214.01	95.92	1.38
5.61	217.98	1003.00	220.35	100.05	2.38
Etapas 1-6: 2000 psi					
q	Psal	P conf	Pent B	T	ΔP
0.69	201.31	2536.94	201.23	96.99	-0.08
1.43	205.15	2490.89	205.77	96.92	0.62
2.33	207.68	2385.38	209.13	96.76	1.45
3.68	212.03	2205.17	215.10	96.52	3.07
5.49	216.69	2122.34	221.01	95.60	4.32
Etapas 1-6: 3000 psi					
q	Psal	P conf	Pent	T	ΔP
0.69	200.63	3352.78	200.62	96.05	-0.01
1.43	202.55	3433.58	203.21	96.57	0.67
2.34	205.09	3408.80	206.44	96.28	1.35
3.73	211.35	3274.12	213.93	96.04	2.58
5.37	215.30	3097.32	219.33	95.90	4.03
Etapas 1-6: 4000 psi					
q	Psal	P conf	Pent	T	ΔP
0.69	199.50	4058.82	199.75	95.95	0.25
1.43	201.36	4280.82	202.43	96.42	1.07
2.35	216.81	4247.00	218.87	110.76	2.06
3.74	217.99	4356.46	222.79	111.49	4.80
5.52	217.36	4234.48	226.69	111.04	9.34
Etapas 1-6: 5000 psi					
q	P sal B	P conf	P ent B	T	ΔP
0.69	205.96	5204.30	207.01	110.92	1.06
1.43	205.05	5327.62	208.59	111.45	3.53
2.34	205.41	5309.26	213.12	111.99	7.71
3.68	210.74	5153.32	224.21	112.04	13.47
5.49	216.13	5025.04	236.78	111.93	20.65