

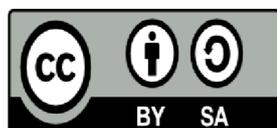
Cavalotto, Matias Ezequiel

Identificación de unidades de flujo

2021

Instituto: Ingeniería y Agronomía

Carrera: Ingeniería en Petróleo



Esta obra está bajo una Licencia Creative Commons Argentina.
Atribución – Compartir igual 4.0
<https://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/>

Documento descargado de RID - UNAJ Repositorio Institucional Digital de la Universidad Nacional Arturo Jauretche

Cita recomendada:

Cavalotto, M. E. (2021). Identificación de unidades de flujo [Informe de la Práctica Profesional Supervisada] Universidad Nacional Arturo Jauretche

Disponible en RID - UNAJ Repositorio Institucional Digital UNAJ <https://biblioteca.unaj.edu.ar/rid-unaj-repositorio-institucional-digital-unaj>

UNIVERSIDAD NACIONAL ARTURO JAURETCHE
INSTITUTO DE INGENIERIA Y AGRONOMIA
INGENIERIA EN PETROLEO



Universidad Nacional
ARTURO JAURETCHE

PRACTICA PROFESIONAL
SUPERVISADA

“Identificación de Unidades de Flujo”

Lugar de realización: INLAB S.A

Tutor académico: Ing. Juan Manuel Soria

Tutor organizacional: Lic. Florencia Canestro

Alumno: Matias Cavalotto

Agosto de 2021

Resumen

El método de unidades hidráulicas de flujo es una técnica (*Amaefule et al: 1988*) utilizada para estimar un modelo de permeabilidad en intervalos de pozos sin testigos corona; y como modelo predictivo para la caracterización petrofísica, basado en datos disponibles, que sirvan para nuevas perforaciones y reparaciones.

Resulta práctica para correlacionar unidades de pozos aledaños, relacionando la porosidad calculada a partir de perfiles de pozo con la permeabilidad estimada en las unidades de flujo. Dado que la única manera de medir directamente la permeabilidad sin recurrir a ensayos de pozo es a través de muestras de roca analizadas en laboratorio, este método cobra especial relevancia y presenta una alternativa confiable, económica y expeditiva para calcular dicho parámetro crítico a partir de correlaciones, y tener así una primera estimación de la permeabilidad del sistema, estableciendo un modelo de ajuste.

El presente trabajo, realizado en el laboratorio INLAB S.A, aplica este método en un set de testigos corona (2 carreras de coronas, muestreado de manera equidistante a lo largo de toda la corona) correspondiente a un pozo extraído en la Cuenca Neuquina, detallando la secuencia de trabajo realizada en el laboratorio y los pasos necesarios para identificar las unidades de flujo existentes en este reservorio. Fueron identificadas seis unidades de flujo en la zona, las cuales se someten a un proceso de validación interna a través de gráficos de ajuste y mediante el cálculo de la permeabilidad a través de un perfil del pozo. Finalmente, se realiza una caracterización geológica a las unidades para asignarles rasgos texturales, mineralógicos y sedimentológicos que expliquen su comportamiento hidráulico.

Índice

1	Introducción	4
1.1	Objetivos	5
1.2	Alcance	5
1.3	Metodología de investigación	5
2	Conceptos generales	5
2.1	Rocas reservorio	5
2.2	Facies sedimentarias	6
2.3	Porosidad	6
2.4	Permeabilidad	6
2.5	Fuentes de información petrofísica	7
2.5.1	Testigos corona	7
2.5.2	Perfiles	8
3	Marco teórico	9
3.1	Unidades de flujo	9
3.2	Agrupamiento jerárquico aglomerativo	11
4	Secuencia de trabajo	13
4.1	Ensayos de laboratorio	13
4.1.1	Medición de porosidad	14
4.1.2	Medición de permeabilidad	18
4.2	Identificación de unidades de flujo	20
4.3	Caracterización geológica	22
4.4	Comprobación	22
5	Mediciones	23
5.1	Resultados experimentales	23
5.2	Resultados de indicadores calculados	26
6	Unidades de flujo	27
7	Comprobación	32
7.1	Gráficos de ajuste	32
7.2	Perfil de densidad	33
8	Caracterización geológica	35
8.1	Unidad 1	36

8.2	Unidad 2.....	38
8.3	Unidad 3.....	39
8.4	Unidad 4.....	41
8.5	Unidad 5.....	42
8.6	Unidad 6.....	44
9	Conclusiones	47
10	Asignaturas implicadas.....	47
11	Bibliografía.....	48

1 Introducción

El conocimiento de la permeabilidad y su distribución resulta crítico para la correcta descripción del reservorio, la confección de modelos representativos, la evaluación del potencial productivo, la implementación de estrategias de recuperación y principalmente para la toma de decisiones en un área. La caracterización de un reservorio a cualquier escala de estudio requiere inevitablemente el conocimiento de las propiedades petrofísicas de la roca.

La forma de obtener estos parámetros de manera unívoca es mediante ensayos de laboratorio sobre muestras de rocas obtenidas, principalmente, mediante la extracción de testigos coronas realizado al momento de la perforación de los pozos, o en segundo término de testigos de roca laterales (*plugs*). Sin embargo, esto sólo se realiza en determinados pozos debido al alto costo que representa la extracción de este tipo de muestras.

Enfoques tradicionales para estimar la permeabilidad en pozos o intervalos sin muestras de roca, se basan en cálculos matemáticos de regresiones lineales o inferencias empíricas que correlacionan distintas respuestas de los registros de pozos (perfiles o *logs*). Los modelos empíricos, usualmente sólo aplican localmente debido a que suele haber variaciones en las características depositacionales en cada locación. El método de regresión lineal asume que existe una relación directa entre la porosidad calculada mediante perfiles y el logaritmo de la permeabilidad. Sin embargo, para un valor de porosidad dentro de una litología determinada, la permeabilidad puede variar diversos órdenes de magnitud, lo que indicaría la existencia de diferentes unidades de flujo.

Un enfoque más razonable para la predicción de la permeabilidad es vincular este parámetro en rocas reservorio con características geológicas semejantes y la mecánica del flujo a escala poral. Esta metodología está basada en identificar y caracterizar unidades de flujo, que se definen como volúmenes de roca representativos del total de roca reservorio, donde las propiedades geológicas y petrofísicas que controlan el flujo son internamente consistentes y predecibles, siendo diferentes de las propiedades de otras unidades de roca. Para lograrlo, este método utiliza información de muestras de roca para caracterizar las complejas variaciones en la geometría poral dentro de las diferentes litofacies¹ para finalmente obtener una relación que permita estimar la permeabilidad de la unidad de roca a partir de la porosidad calculada en la misma unidad de flujo pero en otros pozos del mismo yacimiento.

En el marco de la Práctica Profesional Supervisada para la obtención del título de Ingeniero en Petróleo, se presenta el trabajo realizado en el laboratorio de Petrofísica y Mecánica de Fluidos de InLab S.A. La finalidad de este es identificar las unidades de flujo presentes en testigos corona y *plugs* previamente acondicionados, caracterizarlas a

¹ Unidades de roca que comparten características sedimentológicas como textura, mineralogía, granulometría, selección, entre otros.

partir de sus rasgos sedimentológicos, y comparar la permeabilidad calculada a partir de este método con la permeabilidad obtenida a partir de los ensayos de laboratorio, para así llegar a una conclusión acerca de la aplicabilidad de esta metodología. Es de destacar, que se trata de una herramienta más dentro del abanico disponible para la estimación de parámetros del reservorio, por lo que es deseable que los valores obtenidos no se tomen como unívocos y que el usuario final de los datos realice sus propias comparaciones.

1.1 Objetivos

Identificar y caracterizar las unidades de flujo presentes en un reservorio de la Cuenca Neuquina, a partir de muestras de testigos corona y *plugs* previamente acondicionados. Se busca además, comparar las unidades de flujo identificadas utilizando como parámetros la permeabilidad calculada a partir de perfiles de pozo y la permeabilidad absoluta al gas obtenida a partir de ensayos de laboratorio.

1.2 Alcance

Los resultados obtenidos en este informe son aplicables únicamente dentro del reservorio donde se realizó el estudio en cuestión. Sin embargo, ilustra la aplicabilidad y validez del método de unidades de flujo para la estimación de permeabilidad en pozos que no cuenten con muestras de roca extraídas.

1.3 Metodología de investigación

Se realizará una investigación de la aplicación del método de predicción de permeabilidad a partir de unidades de flujo en un set de muestras de testigos corona de un pozo situado en la Cuenca Neuquina.

Para alcanzar el objetivo propuesto, se realizarán ensayos de laboratorio para identificar los parámetros necesarios, luego se realizarán los cálculos pertinentes y, finalmente, un análisis estadístico sobre los resultados con la finalidad de identificar las unidades de flujo presentes. Seguidamente, se describirá el ajuste de la permeabilidad calculada con respecto a la permeabilidad medida en los ensayos de laboratorio (Amaefule, *et al.*, 1993). Por último, se realizará una caracterización geológica para establecer una relación entre esto último y las unidades identificadas.

2 Conceptos generales

2.1 Rocas reservorio

Se considera como roca reservorio toda aquella roca capaz de almacenar fluidos. Generalmente tiene una extensión geográfica mayor a la de los yacimientos, debido a que estos últimos generalmente están restringidos al área de entrapamiento.

Para que un cuerpo o estrato pueda considerarse como reservorio debe presentar las siguientes características:

- Ser poroso, es decir poseer espacios suficientes para almacenar un volumen de fluidos

- Ser permeable, en otras palabras que sus poros estén interconectados para que los fluidos puedan desplazarse
- Mostrar cierta continuidad lateral y vertical

Estas rocas suelen ser rocas sedimentarias (areniscas, carbonatos) y rocas fracturadas (yacimientos naturalmente fracturados). Sin embargo, con el desarrollo de la tecnología de explotación no convencional, hoy en día se consideran como reservorio a un tipo particular de rocas sedimentarias de muy baja permeabilidad, las rocas arcillosas (*shale*).

En este trabajo, la roca reservorio analizada es de tipo sedimentaria, caracterizándose en líneas generales como areniscas con intercalaciones arcillosas que actúan como sellos localizados (sellos “intra-reservorio”), dificultando esto último la continuidad vertical del sistema permeable

2.2 Facies sedimentarias

Se denomina facies al conjunto de rocas sedimentarias (litofacies) con características geológicas similares, ya sean litológicas (mineralogía, estructuras sedimentarias, geometría, etc.), paleontológicas (fósiles), depositacionales, entre otras, que reflejan su origen y las diferencian de otras unidades adyacentes.

2.3 Porosidad

La porosidad se define como el porcentaje de espacios vacíos que contiene una roca. Es decir, es la fracción del volumen total que no está ocupado por sólidos. Se expresa por la siguiente ecuación (1):

$$\text{Porosidad absoluta (\%)} = \frac{\text{Volumen total de poros}}{\text{Volumen total de roca}} * 100 \quad (1)$$

Sin embargo, desde el punto de vista petrolero lo más importante es la porosidad efectiva, que se define como el porcentaje total de roca ocupada por espacio poral interconectado, como se expresa a continuación (2).

$$\text{Porosidad efectiva (\%)} = \frac{\text{Volumen de poros interconectados}}{\text{Volumen total de roca}} * 100 \quad (2)$$

La porosidad se ve influenciada por factores tales como el arreglo de los granos en la roca, selección, grado de redondez y esfericidad, el grado de consolidación de la roca, grado y tipo de cementación, presencia de fracturas, entre otros.

2.4 Permeabilidad

Propiedad intrínseca de las rocas que permite el movimiento de fluidos dentro de las mismas, como consecuencia de la interconexión de sus poros, sin afectar la estructura de la roca.

La permeabilidad se mide en Darcy [D]. Un medio poroso tiene una permeabilidad de un darcy cuando un fluido monofásico de viscosidad igual a un centipoise, que llena por completo los huecos del medio, se desplaza a una velocidad de centímetro por segundo a través de una sección de un centímetro cuadrado, con un gradiente de presión equivalente

a una atmósfera por centímetro. Por conveniencia la permeabilidad la expresamos en milidarcys [mD], el equivalente a 0.001 Darcy.

Una roca puede tener porosidad y ser impermeable, por ejemplo, la piedra pómez y las lutitas.

La permeabilidad de una roca se ve afectada por factores tales como la forma y tamaño de granos, selección y tortuosidad, empaquetamiento o arreglo de granos, grado de consolidación de la roca y por el contenido de arcillas.

Los conceptos de permeabilidad a tener en cuenta son los siguientes:

- Permeabilidad absoluta: se asume la existencia de un único fluido en el medio poroso.
- Permeabilidad efectiva: capacidad de un fluido de moverse en el medio poroso en presencia de un fluido diferente.
- Permeabilidad relativa: cociente de la permeabilidad efectiva de un fluido en presencia de otro y la permeabilidad absoluta.

2.5 Fuentes de información petrofísica

Para el estudio de las propiedades de la roca es necesario disponer de información a la escala de estudio adecuada al trabajo que se está desarrollando. La principal fuente de información disponible proviene de los pozos perforados, debido a que es la única forma certera de conocer las características del medio rocoso.

A partir de los pozos se puede obtener información de los parámetros de perforación, de los recortes de perforación (*cutting*), de registros de pozo, de testigos corona, *plugs*, así como también de los registros de producción.

A continuación se describirá en detalle las muestras de coronas y los perfiles utilizados para la confección de este trabajo.

2.5.1 Testigos corona

Se trata de cilindros de roca obtenidos durante la perforación, por medio de una herramienta de perforación especial en intervalos seleccionados en el plan de perforación. Estas muestras tienen un diámetro aproximado de 4 pulgadas y una longitud de 9 o 18 metros. Sobre estas coronas, se extraen en el laboratorio testigos cilíndricos (*plugs*), que pueden ser de 1 o bien de 1.5 pulgadas de diámetro. Los *plugs* pueden ser tomados de manera sistemática, es decir, un *plug* por pie de corona, o bien en zonas de interés seleccionadas por el geólogo.

Una vez recibidas las coronas en el laboratorio, se requiere una secuencia de acondicionamiento, la cual se detalla a continuación:

- Perfil Gamma Ray: Mide la radiactividad natural de la roca (detecta K, U, Th), con la finalidad de calibrar las muestras en profundidad comprando con el mismo perfil realizado en el pozo.

- Tomografía: Para determinar donde realizar la extracción de los *plugs*, este procedimiento no siempre es necesario, pero sería apropiado realizar en esta etapa previendo estudios geomecánicos.
- Extracción de testigos: Por medio de herramienta sacabocados.
- Frentado: Para brindar a los testigos (*plugs*) forma cilíndrica
- Lavado: Por medio de tolueno caliente para eliminar agua e hidrocarburos y luego con metanol para eliminar sales.
- Secado: Para eliminar humedad remanente que pueda afectar las mediciones de porosidad.
- Conservación en desecador con sílica gel para evitar que las muestras absorban humedad ambiente.

Como se mencionó anteriormente, no se extraen coronas de todos los pozos. Esto se realiza únicamente en pozos exploratorios o en pozos donde la compañía operadora considere que necesita obtener información precisa, debido a que su extracción es un procedimiento costoso económicamente y retrasa la operación de perforación del pozo incurriendo en otros tipos de gastos.

2.5.2 Perfiles

Son registros de pozo que miden propiedades del subsuelo y/o del pozo en función de la profundidad. Estos registros se miden con herramientas especializadas bajadas al pozo mediante un equipo de *wireline* ya sea con el pozo abierto o entubado, dependiendo del tipo de registro.

Existen distintas clases de perfiles, estos se pueden clasificar según su función, para diferenciar litologías o para estimar propiedades de la roca o identificar fluidos (de manera indirecta). También se clasifican según el tipo de medición que realizan: mecánicos, eléctricos, electromagnéticos, acústicos, radioactivos y resonancia magnética nuclear.

A continuación, describiremos el funcionamiento del registro de Gamma Ray, de potencial espontáneo SP y de densidad ya que son los utilizados para la confección de este trabajo.

Perfil Gamma Ray

Se trata de un perfil que mide la radiactividad natural de las rocas, útil para la diferenciación de litologías. Las litologías arcillosas son las que dan respuestas más radiactivas en comparación de las arenas que no tienen una elevada radioactividad natural. Esto se debe a que los elementos que generan el decaimiento radiactivo natural detectado tienden a concentrarse en los minerales arcillosos, contrariamente a las litologías de mayor granulometría. Esto permite identificar zonas de areniscas, su espesor y límites, establecer correlación entre pozos, estimar el volumen de arcilla y establecer con certeza la profundidad de las coronas extraídas.

Perfil de Potencial Espontáneo SP

Es un perfil que se basa en la medición del potencial eléctrico generado en las interfaces arena-arcilla producto de las diferencias de concentración de iones entre el agua de filtrado del lodo y el agua propia de la formación. Dada esta característica, su implementación se encuentra fuertemente limitada por el tipo de lodo utilizado, ya que lodos en base petróleo o de alta salinidad generan malas interpretaciones.

Este perfil en conjunto con el perfil anterior resulta útil para la identificación de litologías, sus espesores y límites, establecer correlación entre pozos, estimar el volumen de arcilla y la resistividad del agua.

Perfil de densidad

Se trata de un perfil que emite una fuente radioactiva para la estimación de propiedades del subsuelo, cuyo principio de medición se basa en una fuente activa de radiación de rayos gamma de alta energía que interactúa con los elementos de la formación. Los detectores especializados en la herramienta cuentan el número de rayos gamma que retornan, este número está relacionado con la densidad de la formación.

Su principal aplicación es la de medición de la densidad media de la formación y a partir de ella poder calcular valores de porosidad.

3 Marco teórico

3.1 Unidades de flujo

Una unidad hidráulica o zona de flujo se define como el elemento de volumen representativo del total de la roca reservorio, en el cual las propiedades geológicas y petrofísicas que afectan el flujo son internamente consistentes y predecibles, siendo diferentes de las propiedades de otros volúmenes de roca. Las unidades hidráulicas están relacionadas con la distribución de facies geológicas, pero no coinciden necesariamente con los límites de estas. Por lo tanto, las unidades de flujo pueden no ser contiguas verticalmente.

Las unidades hidráulicas suelen definirse a través de los atributos geológicos, como textura, mineralogía, estructura sedimentaria, naturaleza de las barreras de permeabilidad, y petrofísicos como porosidad, permeabilidad y presión capilar. La técnica para la determinación de estas zonas de flujo está basada en una modificación de la ecuación de Kozeny-Carman² (Ec. 3) y el concepto de radio hidráulico medio (Ec. 4). Este último se encuentra relacionado con el área superficial del medio poroso por unidad de volumen de grano (Ec. 5).

Las siguientes ecuaciones consideran al medio poroso compuesto por un grupo de capilares³ cilíndricos:

² Ecuación que relaciona la porosidad con el flujo en un medio poroso uniformemente empaquetado bajo una condición de flujo laminar.

³ Tubos de muy pequeño diámetro interno

$$k = \frac{\phi_e^3}{(1-\phi_e)^2} \left[\frac{1}{F_s \tau^2 S_{gv}^2} \right] \quad (3)$$

$$r_{mh} = \frac{\text{Volumen Abierto al Flujo}}{\text{Area Superficial}} \quad (4)$$

$$S_{gv} = \frac{1}{r_{mh}} \left(\frac{\phi_e}{1-\phi_e} \right) \quad (5)$$

k	=	Permeabilidad (μm^2)	ϕ_e	=	Porosidad efectiva (fracción)
F_s	=	Factor de forma			
τ	=	Tortuosidad			
$F_s \tau^2$	=	Constante de Kozeny			
S_{gv}	=	Área superficial por unidad de volumen de grano (μm^{-1}).			
r_{mh}	=	Radio hidráulico medio.			

A su vez, se puede definir un Índice de calidad de reservorio expresando la permeabilidad en mD (RQI), como se expresa en la ecuación 6:

$$RQI = 0.0314 \cdot \sqrt{\frac{k}{\phi_e}} \quad (6)$$

RQI = Índice de calidad de reservorio (μm)

Y una fracción de porosidad como la relación de volumen poral a volumen de grano (Ec. 7):

$$\phi_z = \left(\frac{\phi_e}{1-\phi_e} \right) \quad (7)$$

ϕ_z = Índice de Porosidad Normalizada

El parámetro FZI , designado como **indicador de zona de flujo** está dado por la siguiente ecuación (Ec. 8):

$$FZI = \frac{1}{F_s \tau S_{gv}} = \frac{RQI}{\phi_z} \quad (8)$$

FZI = Indicador de zona de flujo (μm)

Tomando logaritmos de ambos lados de la igualdad se obtiene:

$$\log RQI = \log \phi_z + \log FZI \quad (9)$$

La ecuación 9 indica que para una dada unidad hidráulica, un gráfico \log - \log de RQI en función de ϕ_z , debe resultar en una línea recta con pendiente igual a la unidad. El punto de intersección de esta recta con $\phi_z = 1$ es designado como el **indicador de zona de flujo**, FZI , que es un parámetro único para cada unidad hidráulica. Todas las muestras con similar FZI caen en una línea recta de pendiente igual a 1. Estas muestras tienen similares atributos de gargantas porales y por consiguiente, constituyen una unidad hidráulica. Las muestras con diferentes valores de FZI , caerán en otras líneas paralelas.

Una ecuación alternativa que entrega valores de FZI similares a la ecuación 9 es la siguiente (Ec. 10):

$$k = 1014 \cdot (FZI)^2 \cdot \left(\frac{\phi_e^3}{(1-\phi_e)^2} \right) \quad (10)$$

Donde k se expresa en mD, FZI en μm y ϕ_e en fracción.

La idea básica del método de unidades de flujo reside en la identificación de grupos de muestras con FZI similares, para luego calcular la permeabilidad en un punto dado a partir de la ecuación **10**, donde FZI corresponde a la media de FZI de las muestras del grupo y la porosidad corresponde a la porosidad calculada en cada punto a partir de perfiles de pozo.

Para la identificación y clasificación de las muestras en grupos se debe realizar un análisis de grupos (en inglés *Cluster Analysis*). Para ello existen diferentes enfoques válidos: métodos gráficos de agrupación como el análisis de histogramas, gráficos de probabilidad o métodos analíticos como el método de agrupamiento jerárquico, análisis de K-means, entre otros. En este trabajo se decidió utilizar el método de agrupamiento jerárquico aglomerativo con el algoritmo de Ward.

3.2 Agrupamiento jerárquico aglomerativo

El agrupamiento (*clustering*) jerárquico aglomerativo es un método de agrupamiento no supervisado⁴ que acumula objetos similares en grupos llamados clústers. El algoritmo de *clustering* jerárquico agrupa los datos basándose en la distancia entre cada uno y buscando que los datos que están dentro de un clúster sean los más similares entre sí. Hay dos tipos de algoritmos de *clustering* jerárquico: aglomerante y divisivo.

En el caso del aglomerante, utilizado en este trabajo, se trata de una aproximación de abajo hacia arriba donde se dividen los clústers en sub-clústeres y así sucesivamente. Se asigna cada muestra simple a un clúster y en cada iteración sucesiva se aglomera el par de clústers más cercano satisfaciendo algún criterio de similaridad, hasta que todos los elementos pertenezcan a un solo clúster. Los clústers generados en los primeros pasos son anidados con los clústers generados en los siguientes pasos. En el diagrama de la figura 1 se muestra el proceso aglomerante.

El proceso de clúster aglomerante consta de los siguientes pasos:

- Se asigna cada elemento del conjunto a un clúster.
- Se encuentra la matriz de distancias entre clústers.
- Se encuentran 2 clústers que tengan la distancia más corta y se los mezcla.
- Se continúa el proceso hasta que se forma un solo clúster grande.

⁴ En el agrupamiento no supervisado no hay conocimiento *a priori* de los datos de entrada, es decir, no están etiquetados ni existe un conjunto de entrenamiento de los modelos de clasificación.

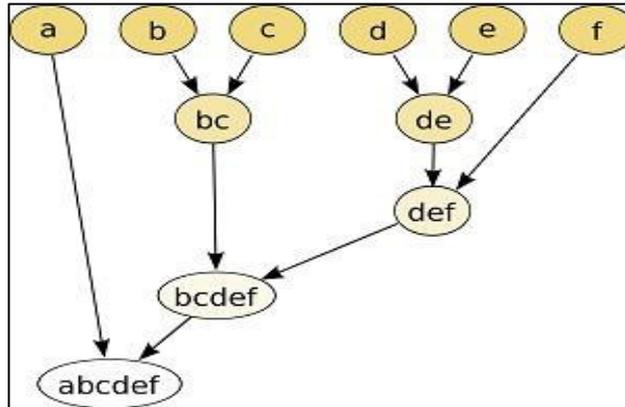


Figura 1. Representación esquemática del proceso aglomerativo.

Para representar los resultados de la jerarquía de grupos se utiliza el gráfico llamado dendrograma (Figura 2) que muestra las jerarquías de acuerdo con las distancias que existen entre los elementos del conjunto de datos. También se utiliza este gráfico para determinar el número óptimo de clústeres, identificando a través de una línea recta horizontal el número de líneas verticales que atraviesa, este es el número de grupos.

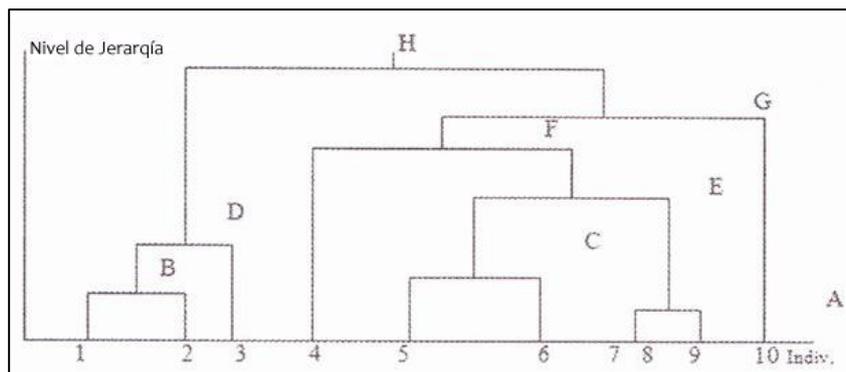


Figura 2. Ejemplo de dendrograma.

La distancia entre puntos de datos utilizada en este método es la distancia euclídea, que es la menor distancia entre dos puntos (Figura 3). Sin embargo es posible utilizar otros criterios para calcular esta.

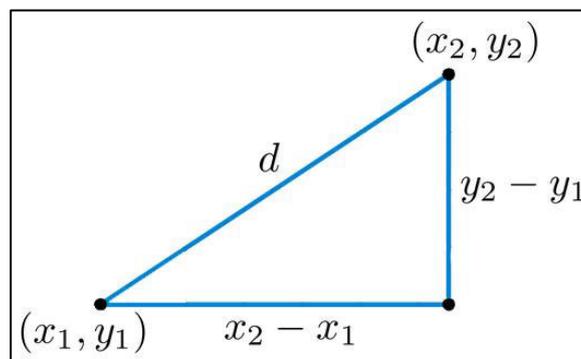


Figura 3. Representación de la distancia euclídea.

El criterio de enlace se basa en la distancia entre clústers, existen diversos criterios para establecer esta distancia y por lo tanto el enlazamiento entre muestras.

- Conexión simple: La distancia entre dos clústers es la menor distancia entre dos puntos de cada clúster (Figura 4.A).
- Conexión completa: La distancia entre dos clústers es la mayor distancia entre dos puntos en cada clúster (Figura 4.B).
- Conexión promedio: La distancia entre clústers es la distancia promedio en cada punto en un clúster con todos los puntos en el otro (Figura 4.C).
- Conexión de Ward: La distancia entre clústers es la suma del cuadrado de las distancias dentro de todos los clústers (Figura 4.D).

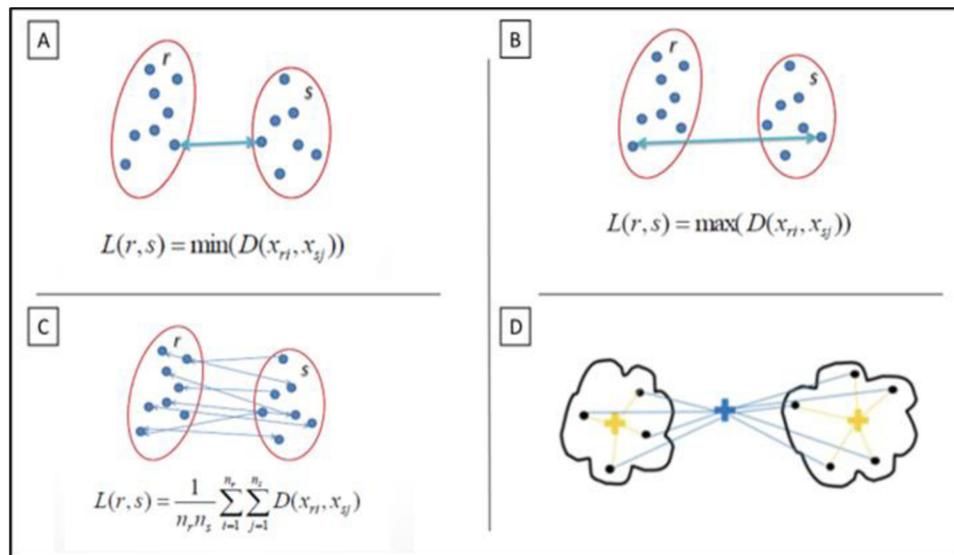


Figura 4. Representaciones: A. Conexión simple B. Conexión completa C. Conexión promedio D. Conexión de Ward.

Para este trabajo se decidió utilizar el criterio de conexión de Ward ya que es el que mejor relaciona las distancias y provee un agrupamiento de muestras más consistente.

La implementación de este algoritmo de agrupación en el conjunto de muestras analizado en este informe se realizó mediante un programa de Python de autoría propia escrito para este fin.

4 Secuencia de trabajo

Los trabajos realizados pueden dividirse en cuatro partes: los ensayos de laboratorio necesarios para obtener los datos de permeabilidad y porosidad de las muestras, el procesamiento estadístico de los datos para la identificación de las unidades de flujo, la caracterización de los rasgos geológicos de las unidades identificadas y la comprobación del ajuste con perfil de pozo. En las siguientes secciones se describirán en detalle los trabajos realizados.

4.1 Ensayos de laboratorio

Las muestras empleadas para este análisis ya han sido previamente acondicionadas, según el procedimiento descrito en la sección 2.5.1, y han sido almacenadas en recipiente no

hermético desde la fecha de finalización de los estudios realizados para el cliente. Dadas estas condiciones, para poder ser analizadas otra vez, fue necesario eliminar cualquier rastro de humedad que pueda alterar las mediciones de porosidad. Para ello se procedió al secado de las muestras en hornos de vacío a temperatura regulada de 120°C por 4 días (Figura 5.A).

Posteriormente se procedió a almacenar las muestras en desecadores de vidrio con sílica-gel, como se observa en la Figura 5.B, para evitar la contaminación con humedad ambiental hasta el momento de la medición de porosidad.

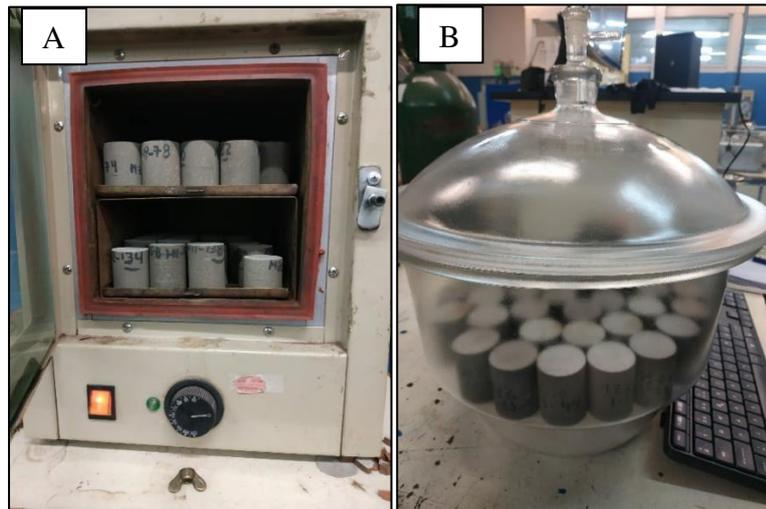


Figura 5. A. Horno de vacío (abierto) con muestras en su interior. B. Desecador de cristal con muestras.

Una vez acondicionadas las muestras se procedió a las mediciones. En primer lugar, se realizó la medición de porosidad ya que es la más sensible a la humedad de las muestras y luego se realizó la medición de permeabilidad absoluta al gas, ya que esta última no resulta sensible a la humedad.

4.1.1 Medición de porosidad

El ensayo de porosidad consta de dos etapas: en primer lugar, la medición del volumen aparente del *plug* por medio de picnometría de mercurio. En segundo lugar, la medición del volumen de grano⁵ a través de porosímetro de Boyle Mariotte.

Para el cálculo de porosidad se recurre a la siguiente ecuación que es realizada de manera automática por el software del porosímetro:

$$\emptyset = \frac{V_a - V_{gr}}{V_a} * 100 \quad (11)$$

Donde V_a es el volumen aparente de la muestra y V_{gr} corresponde al volumen de granos. En la figura 6 se representa esquemáticamente los volúmenes medidos.

⁵ Volumen de la fracción sólida de la roca

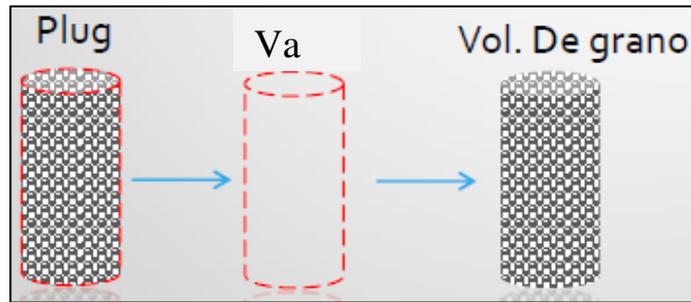


Figura 6. Representación esquemática del volumen aparente y volumen de grano de una muestra.
Fuente: Catedra de petrofísica.

A continuación se describirán las distintas etapas mencionadas, sus principios de medición y el procedimiento realizado en el laboratorio.

La picnometría es una técnica que permite determinar la densidad relativa de una muestra respecto de un material de referencia. Esto se logra comparando la masa de un volumen de muestra con la masa del mismo volumen de un material de referencia. Para lograrlo, se utiliza el picnómetro (Figura 7), un instrumento que se basa en el principio de Arquímedes donde un cuerpo total o parcialmente sumergido en un fluido en reposo recibe un empuje de abajo hacia arriba igual al peso del volumen del fluido que desaloja.

El fluido utilizado en este instrumento es mercurio debido que este no ingresa dentro de los poros de la roca, ni se produce un efecto de absorción, lo cual resulta ideal para esta medición ya que no altera las propiedades la roca.

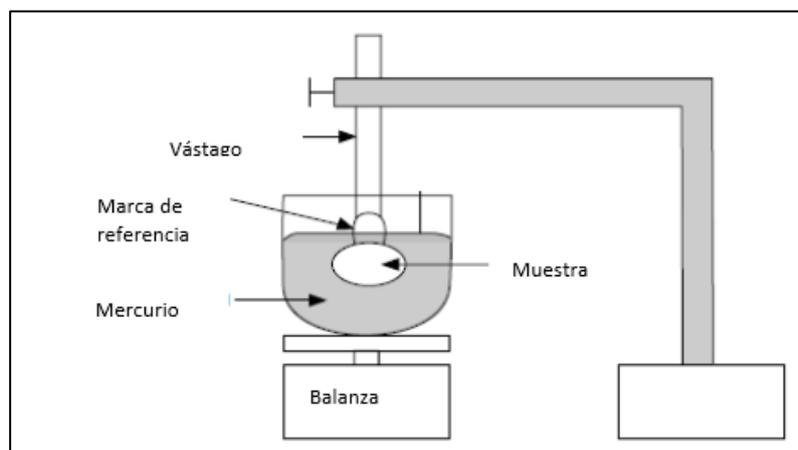


Figura 7. Representación esquemática del picnómetro empleado.

El procedimiento de laboratorio comienza con la calibración del instrumento para obtener de manera precisa la densidad del mercurio, debido a que esta varía con la temperatura ambiente. Luego se pesa la muestra en una balanza para poder obtener su volumen a partir de la densidad que el picnómetro arroje. Finalmente, se introduce la muestra en el picnómetro (Figura 8) con el vástago de medición del equipo hasta la marca de enrase. El picnómetro utilizado en el laboratorio realiza los cálculos de manera automatizada. Las ecuaciones que rigen este instrumento son las siguientes:

$$\rho_m = \frac{m_{p+m} - m_p}{m_{p+hg} - m_p} * \rho_{hg} \quad (12)$$

$$V_m = \frac{1}{\rho_m} * m_m \quad (13)$$

Donde ρ_m es la densidad de la muestra, m_{p+m} es la masa de la muestra mas la masa del recipiente del picnómetro vacio, m_p es la masa del recipiente del picnómetro vacio, m_{p+hg} es la masa del recipiente vacio mas la masa de mercurio, ρ_{hg} densidad del mercurio calibrada, V_m es el volumen aparente de la muestra y m_m es la masa de la muestra.



Figura 8. Fotografía del picnómetro con plug dentro del porta muestra.

El volumen de grano es determinado mediante la utilización de un porosímetro de Helio basado en la ley de Boyle Mariotte. Esta establece que la presión de un gas en un recipiente cerrado es inversamente proporcional al volumen del recipiente cuando la temperatura es constante.

El porosímetro, como puede verse en la representación de la figura 9 consta de dos celdas, una de las cuales tiene un volumen y presión conocida (celda de referencia) y la segunda es donde se introduce la muestra e ingresa el helio, que dado su tamaño molecular, presenta buena penetración en la roca, además de actuar como gas ideal a bajas presiones. El porosímetro registra la caída de presión (P_f) por su expansión dentro de la roca entre la celda de referencia y la celda porta-muestra, determinando así el volumen de grano en el porta-muestra.

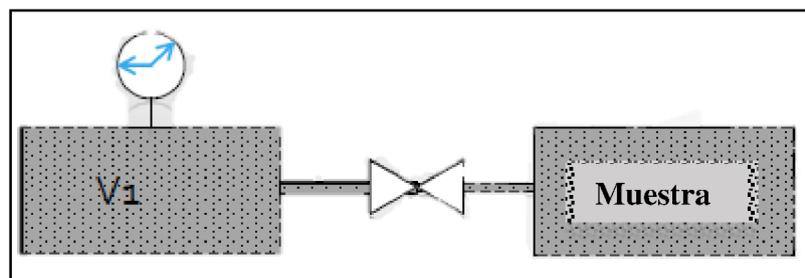


Figura 9. Representación esquemática de porosímetro de Helio.

Empleando matemáticamente la ley de Boyle Mariotte, se igualan las expresiones de ambas celdas (Ec.14) y se despeja para el volumen final (Ec.15).

$$P_i * V_i = P_f * V_f \quad (14)$$

$$P_i * \frac{V_i}{P_f} = V_f \quad (15)$$

El volumen final puede expresarse como la suma de los volúmenes de ambas celdas menos el volumen ocupado por los granos de la roca (Ec.16). Finalmente se despeja para el volumen de grano (Ec.17) reemplazando Ec.15 en Ec.16.

$$V_f = V_1 + V_2 - V_{gr} \quad (16)$$

$$V_{gr} = V_1 + V_2 - P_i * \frac{V_i}{P_f} \quad (17)$$

Donde:

P_i = Presión inicial de celda de referencia

V_i = Volumen de gas inicial en la celda de referencia

P_f = Presión final luego de la caída de presión en la celda de referencia

V_f = Volumen final de gas en la celda de referencia

V_1 = Volumen de la celda de referencia

V_2 = Volumen de la celda porta muestra

V_{gr} = Volumen de grano

En el laboratorio este procedimiento se realiza mediante un instrumento automático, como el de la figura 10, donde las muestras se colocan una a una en la celda porta-muestra junto con un contrapeso de acero de volumen conocido, que se utiliza con el fin de reducir el volumen sobrante dentro del porta-muestra con la muestra introducida. Se debe utilizar un contrapeso adecuado a la longitud de muestra en particular, luego el procedimiento de medición se realiza de manera automática, donde el porosímetro sella la celda mediante un pistón neumático y comienza su operación. El tiempo de medición por cada muestra es de dos minutos.



Figura 10. A la izquierda fotografía del porosímetro automático, a la derecha detalle de la celda porta muestra con testigo en su interior.

4.1.2 Medición de permeabilidad

Para efectuar la medición de esta propiedad nos valemos de la ecuación de Darcy⁶ para flujo compresible:

$$k = \frac{2q\mu_g L}{A} * \frac{P_2}{P_1^2 - P_2^2} \quad (18)$$

El método de medición empleado se denomina “en estado estacionario”, debido a que se realiza mediante un flujo de gas, en este caso nitrógeno, a caudal constante estabilizado, donde no hay acumulación de masa de fluido dentro del medio poroso. Esta medición se realiza dentro de una celda “Hassler” (Figura 11), donde se inserta el *plug* y se confina radialmente mediante un sello de goma a una presión estándar de 250 psi, para evitar que el flujo de gas se dirija por fuera del medio poroso. Luego, se inyecta nitrógeno por la parte superior de la muestra, monitoreando la presión de entrada mediante un sensor, y en la salida inferior de la muestra se monitorea el caudal mediante un caudalímetro electrónico de precisión.

⁶ Es la ecuación que define la permeabilidad. Relaciona el caudal de un flujo incompresible con la pérdida de carga en un medio, la geometría de este y la viscosidad del fluido. En el caso de la ecuación 18, la ecuación de Darcy está planteada para el flujo compresible como es el caso de un gas.

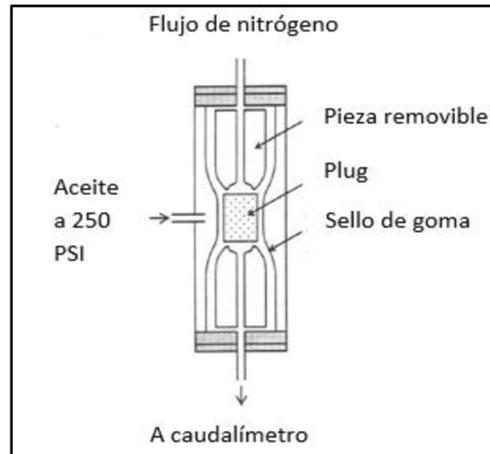


Figura 11. Representación esquemática de celda "Hassler".

El procedimiento de medición comienza realizando las mediciones geométricas de cada muestra, para ello se hace empleo de un calibre para medir el diámetro y el largo, este procedimiento se puede apreciar en la figura 12. Se realizan tres mediciones de cada tipo y se utiliza un promedio de estas, para evitar errores de medición o para subsanar geometrías no uniformes.



Figura 12. Fotografía de medición longitudinal de plug con calibre.

Luego se procede al montaje de la celda (Figura 13), para lo cual se requiere instalar un sensor de presión a la entrada del flujo de gas. El rango del sensor se escoge de acuerdo con la presión de entrada seleccionada, se recomienda utilizar un sensor con escala máxima del orden de magnitud de la entrada de gas para poder tener lecturas de mayor resolución. Luego se instala un caudalímetro que se adecue al caudal de salida, se prefiere utilizar el caudalímetro de menor rango pero de mayor resolución, en caso de que se exceda el rango de operación se emplea un caudalímetro de mayor rango. Posteriormente, se inserta la muestra en la celda y se abre la presión de confinamiento, luego se abre la válvula de entrada de nitrógeno y se selecciona una presión de entrada que satisfaga los rangos máximos de los sensores. Esta presión es diferente en cada muestra, ya que por ejemplo, muestras de muy baja permeabilidad requieren presiones mayores para poder tener un caudal significativo a salida, en cambio, en muestras de alta permeabilidad se observan caudales significativos a la salida con muy bajas presiones de entrada. Finalmente, se observa en la interfaz del software de medición cuando el caudal este

estabilizado, lo cual puede variar de acuerdo con la muestra. En muestras de baja permeabilidad rondan los varios minutos y en muestras de alta permeabilidad se logra en torno al minuto de flujo.



Figura 13. Fotografía celda hassler con sensor de presión instalado (a la izquierda), en el extremo inferior se encuentra el acople para el caudalímetro y en la parte central se halla la conexión para el Nitrogeno.

4.2 Identificación de unidades de flujo

Los trabajos de procesamiento de datos comienzan exportando los resultados de las mediciones a través de software propio del laboratorio. Luego se procede a realizar un control de las mediciones para observar valores fuera de los rangos esperados y repetir los ensayos en dichas muestras, ya que se pudieron haber cometido errores a la hora de la medición. Dicho control se realiza mediante la observación de los datos en un gráfico de permeabilidad en función de la porosidad medida. En el Grafico 1 se observa este control, con valores anómalos resaltados en naranja, estas muestras se aíslan y se procede a realizar una remediación y se vuelve a corroborar su validez (Grafico 2).

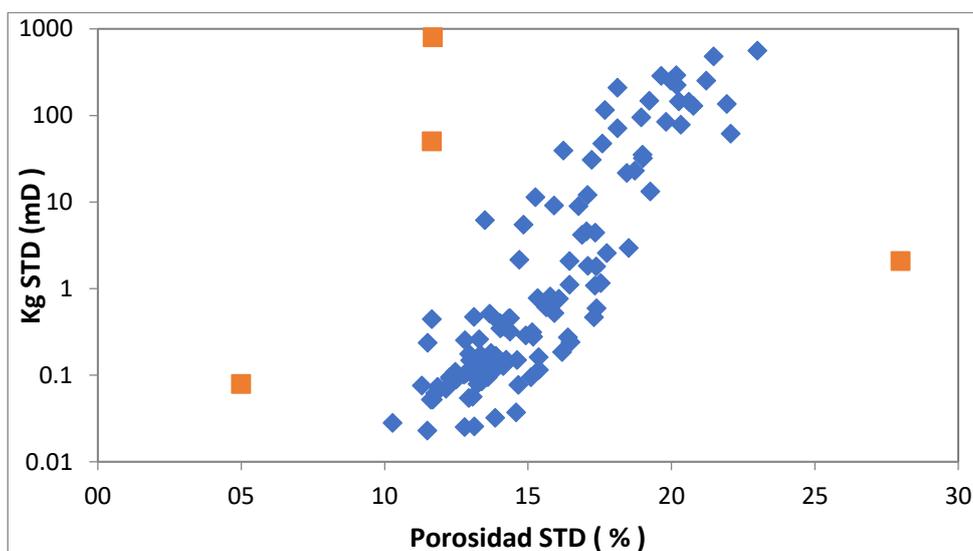


Gráfico 1. Permeabilidad en función de la porosidad con valores anómalos resaltados en naranja.

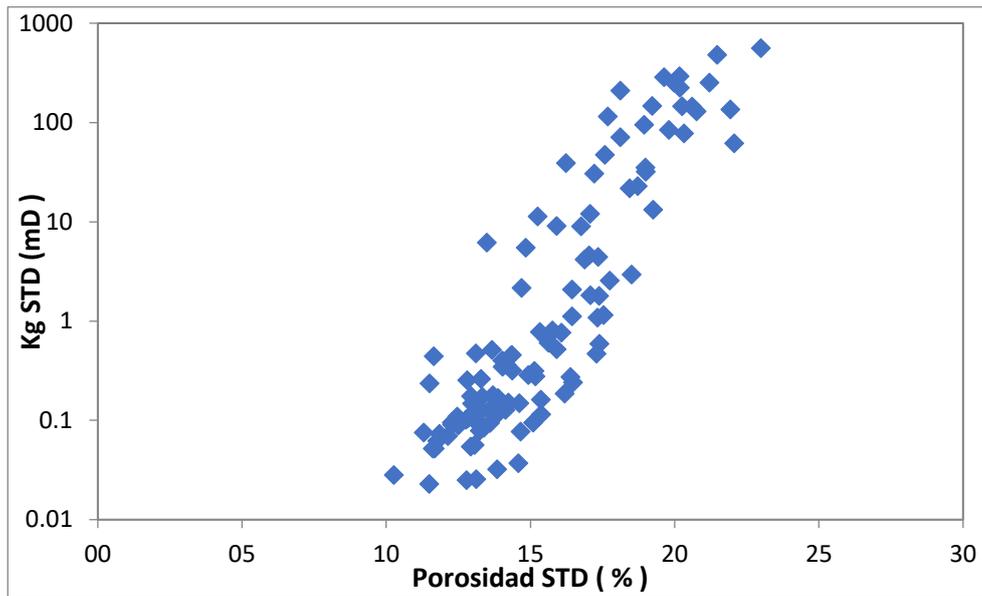


Gráfico 2. Permeabilidad en función de la porosidad con valores corregidos por remediación.

Una vez comprobados los datos se procede a calcular en software de hoja de cálculo el Índice de Calidad de Reservorio RQI (Ec. 6), el Índice de Porosidad Normalizada ϕ_z (Ec. 7) y, finalmente, con ellos el Índice de Zona de Flujo FZI (Ec. 8).

Con el parámetro FZI definido para cada muestra se procede al trabajo de identificación de unidades de flujo, para lo cual se decide utilizar el enfoque de *clustering* jerárquico aglomerativo con el método de enlace de Ward. Para lograr mayor entendimiento del funcionamiento de este método, se decidió elaborar una herramienta informática propia (Figura 14) en el lenguaje de programación Python a través de una librería específica⁷ de minería de datos⁸. Esta herramienta importa un archivo de Excel con las muestras y el FZI, y arroja el dendrograma para el conjunto de datos, donde el usuario determina el número óptimo de unidades de flujo y la herramienta realiza la agrupación de las muestras que encajan en dichos grupos. Finalmente se exportan los datos y gráficos a un nuevo archivo de Excel.

⁷ Scikit-learn. Licencia de software libre

⁸ Data Mining

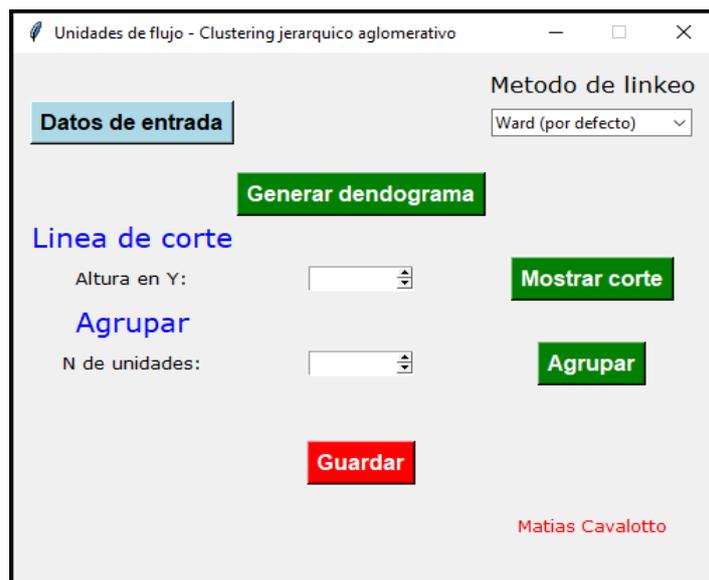


Figura 14. Captura de pantalla de la herramienta creada en Python

4.3 Caracterización geológica

Para asignarle un significado geológico a las unidades de flujo identificadas, se procede a seleccionar una o varias muestras de cada unidad, y se les realizan estudios de difracción de rayos X⁹ (DRX), microscopía electrónica de barrido¹⁰ (MEB) y petrográfica de corte delgado¹¹. Como estos estudios no son rutinarios, si no que el cliente decide cuando y en que muestras realizarlo, no se cuentan con estos datos en todas las unidades identificadas, debido a que en el momento del estudio original el cliente decidió ordenar estos ensayos donde creyó conveniente.

En las muestras estudiadas de cada unidad, se realiza una descripción composicional a partir de los resultados del DRX y una descripción cualitativa del espacio poral y de los clastos a partir de la visualización bajo MEB y de petrografía de corte delgado. Así mismo, se menciona la facies geológica correspondiente de cada unidad. Estas facies han sido identificadas previamente por el equipo geológico a partir de observación de las muestras de corona. Cabe destacar que en una unidad hidráulica pueden coexistir muestras de diversas facies pero que comparten aspectos similares identificados en los estudios mencionados.

4.4 Comprobación

Mediante los perfiles enviados por el cliente al laboratorio, se procede a seleccionar el más adecuado para el cálculo de la porosidad, utilizada luego para calcular permeabilidades a través del método de unidades de flujo. Según el esquema de la Figura 15 tomado de la cátedra de Petrofísica se puede concluir que el perfil que entrega una

⁹ Estudio que se basa en la radiación de rayos X en sustancias cristalinas para la obtención de aspectos cualitativos y cuantitativos de ellos.

¹⁰ Técnica de microscopía electrónica capaz de producir imágenes de alta resolución de la superficie de una muestra utilizando las interacciones electrón-materia.

¹¹ Corte de lámina delgada de roca que se impregna en resina coloreada para ser observada en microscopio óptico.

porosidad más similar a la calculada en laboratorio (oven dried) es el perfil de densidad o Density.

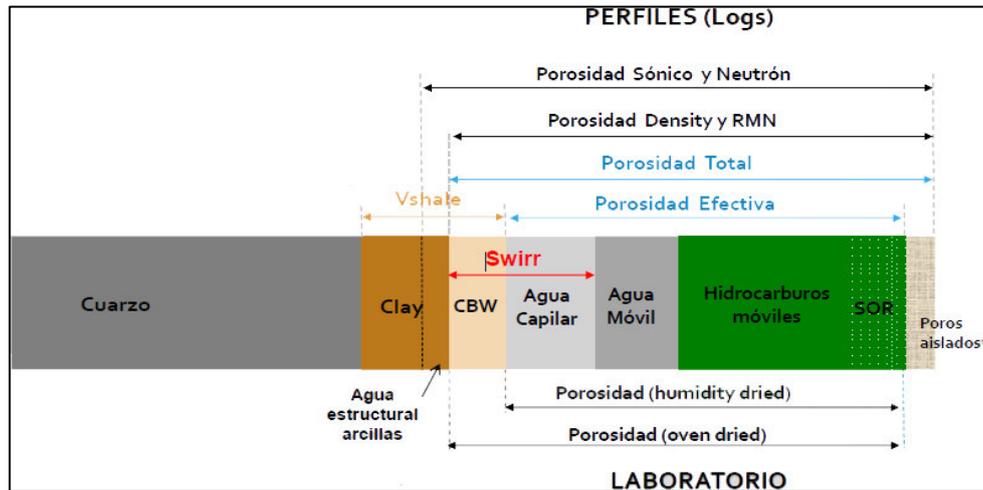


Figura 15. Esquema comparativo de la porosidad medida por distintos métodos

Para la comprobación, se propone calcular la porosidad a partir de la densidad en las profundidades donde poseemos muestras de corona, con este dato calcular la permeabilidad según el método de unidades de flujo (Ec. 10) y comparar a través de gráficos adecuados el valor arrojado con el valor de permeabilidad absoluta medido en laboratorio. Es de esperar que ocurran diferencias, debido a que el cálculo de porosidad por este medio arroja la porosidad total y no la porosidad efectiva medida en laboratorio entre otras fuentes de error; sin embargo debe ser un resultado comparable.

Así mismo, por cada unidad de flujo identificada se realizara un gráfico para corroborar el ajuste de este método en la predicción de la permeabilidad con respecto a los valores medidos en laboratorio; para ello se hace empleo de la ecuacion 10, donde se calcula la permeabilidad para una serie completa de porosidad, se grafica linealmente en un gráfico logarítmico de permeabilidad en función de la porosidad y posteriormente se superpone puntualmente los valores de permeabilidad y porosidad medidos en las muestras. En un grado de ajuste perfecto, se debería observar que los valores medidos caen sobre la línea de resultados calculados.

5 Mediciones

5.1 Resultados experimentales

La nomenclatura de las muestras utilizada es acorde a la empleada en INLAB, que utiliza números pares para identificar las muestras. La profundidad corregida corresponde a la profundidad real en el pozo corregida mediante perfil de gamma-ray.

Muestra	Profundidad Corregida [m]	Porosidad [%]	Permeabilidad Absoluta al Gas [mD]	Densidad Efectiva [gr/cm ³]
2	2645.55	11.5	0.0229	2.66
4	2645.80	14.3	0.448	2.64
6	2646.06	14.9	0.286	2.63
8	2646.30	14.4	0.317	2.64
10	2646.54	13.1	0.0256	2.66
12	2646.80	14.2	0.36	2.64
14	2647.05	15.8	0.805	2.64
16	2647.30	15.6	0.603	2.64
18	2647.55	15.2	0.313	2.65
20	2647.80	15.4	0.161	2.64
22	2648.05	13.0	0.148	2.63
24	2648.30	13.1	0.471	2.63
26	2648.55	11.7	0.052	2.67
28	2648.80	13.9	0.167	2.65
30	2649.05	13.2	0.089	2.65
32	2649.31	12.1	0.0693	2.65
34	2649.54	11.5	0.236	2.57
36	2649.78	13.9	0.032	2.67
38	2650.05	11.6	0.0519	2.66
40	2650.30	11.8	0.0618	2.65
42	2650.55	13.1	0.0563	2.66
44	2650.80	14.2	0.151	2.64
46	2651.06	14.4	0.455	2.64
48	2651.30	14.0	0.4	2.64
50	2651.55	13.6	0.094	2.66
52	2651.80	12.5	0.109	2.64
54	2652.05	12.5	0.0886	2.62
56	2652.32	12.8	0.253	2.62
58	2652.55	13.3	0.172	2.64
60	2652.80	13.7	0.179	2.65
62	2653.05	14.0	0.345	2.65
64	2653.30	12.9	0.175	2.64
66	2653.56	13.7	0.511	2.64
68	2653.81	13.2	0.0788	2.68
70	2654.05	12.8	0.025	2.68
72	2654.30	13.6	0.131	2.65
74	2654.54	15.2	0.277	2.63
76	2654.76	15.6	0.666	2.65
78	2655.01	16.8	8.96	2.62
80	2655.26	16.5	2.08	2.62
82	2655.55	15.3	0.772	2.62
84	2655.79	17.5	1.15	2.62
86	2656.05	17.4	0.59	2.65
88	2656.30	17.8	2.56	2.62
90	2656.57	13.5	6.16	2.63
92	2656.80	14.8	5.46	2.62
94	2657.05	15.3	11.3	2.63
96	2657.30	17.1	12	2.64
98	2657.55	11.7	0.442	2.64
100	2657.79	12.3	0.0943	2.64
102	2658.04	11.9	0.0729	2.68
104	2658.29	10.3	0.0281	2.67
106	2658.55	11.3	0.0753	2.66
108	2658.80	12.8	0.101	2.67
110	2659.05	12.8	0.105	2.66
112	2659.29	13.0	0.12	2.66

114	2659.55	13.3	0.124	2.67
116	2659.80	13.8	0.11	2.68
118	2660.05	14.1	0.127	2.68
120	2660.29	12.3	0.0908	2.68
122	2660.55	12.9	0.0543	2.68
124	2660.79	14.6	0.149	2.67
126	2661.05	15.4	0.115	2.67
128	2661.30	15.1	0.0943	2.68
130	2661.55	14.6	0.0369	2.69
132	2661.80	14.7	0.0767	2.69
134	2662.03	13.4	0.0843	2.67
136	2662.30	17.4	1.79	2.62
138	2662.55	18.1	209	2.62
140	2662.80	15.9	9.07	2.63
142	2663.05	18.1	70.9	2.61
144	2663.30	15.9	0.52	2.64
146	2663.55	16.1	0.762	2.63
148	2663.80	17.2	30.6	2.62
150	2664.01	17.7	115	2.63
152	2664.29	20.2	224	2.63
154	2664.55	14.7	2.15	2.64
156	2664.80	16.2	39	2.61
158	2665.05	19.8	84.2	2.63
160	2665.30	19.2	147	2.61
162	2665.55	22.1	61.6	2.61
164	2665.80	19.0	94.6	2.61
166	2666.05	20.2	291	2.60
168	2666.34	17.6	47.1	2.61
170	2666.55	18.5	21.7	2.62
172	2666.83	20.0	252	2.61
174	2667.05	21.5	692	2.61
176	2667.32	23.0	781	2.62
178	2667.54	19.6	286	2.61
180	2667.80	20.6	144	2.62
182	2668.05	16.4	0.273	2.65
184	2668.30	17.3	1.08	2.63
186	2668.54	18.5	2.94	2.64
188	2668.80	19.0	35.2	2.61
190	2669.05	17.4	4.4	2.63
192	2669.31	19.3	13.2	2.64
194	2669.54	16.9	4.16	2.62
196	2669.80	19.0	31.9	2.62
198	2670.05	17.3	0.467	2.63
200	2670.30	16.2	0.185	2.63
202	2670.55	16.5	0.24	2.64
204	2670.80	17.1	1.82	2.63
206	2671.05	20.8	129	2.62
208	2671.30	21.9	135	2.63
210	2671.55	18.7	22.9	2.62
212	2671.80	13.3	0.26	2.72
214	2672.05	20.3	77.7	2.63
216	2672.30	21.2	251	2.61
218	2672.55	17.0	4.58	2.62
220	2672.80	16.5	1.11	2.63
222	2673.12	20.3	145	2.61

Tabla 1. Resultados de las mediciones realizadas en laboratorio

5.2 Resultados de indicadores calculados

Muestra	ϕz	RQI	FZI
2	0.12991484	0.01401331	0.10786538
4	0.16726214	0.05552058	0.33193753
6	0.1755357	0.04345581	0.24756109
8	0.16787175	0.04663028	0.27777325
10	0.15117859	0.01386359	0.09170342
12	0.16536373	0.05001399	0.30244837
14	0.18729584	0.07093213	0.37871706
16	0.18540762	0.06165359	0.33252998
18	0.17855858	0.04513226	0.25275883
20	0.18170066	0.03213054	0.17683229
22	0.14920509	0.0335249	0.22469003
24	0.15103785	0.05948973	0.39387302
26	0.13238764	0.02094137	0.15818223
28	0.16128804	0.03443157	0.21347874
30	0.1526541	0.02574067	0.16862091
32	0.13824838	0.02371837	0.17156342
34	0.13006992	0.04496244	0.34567901
36	0.16088385	0.01508839	0.09378435
38	0.13145251	0.02098684	0.15965339
40	0.13350672	0.02274492	0.17036534
42	0.15039457	0.02060588	0.13701213
44	0.16613419	0.03232681	0.19458253
46	0.16784304	0.05586965	0.3328684
48	0.16325675	0.0530105	0.32470631
50	0.15746838	0.02610066	0.16575175
52	0.1424402	0.02935914	0.20611555
54	0.14287759	0.02643409	0.18501213
56	0.14694297	0.04412517	0.30028773
58	0.15397763	0.03565035	0.23152939
60	0.15893783	0.0358734	0.22570716
62	0.16339451	0.04921347	0.30119414
64	0.14874533	0.03650387	0.24541185
66	0.15837343	0.06070483	0.38330186
68	0.15271538	0.02421656	0.15857314
70	0.14669643	0.01388079	0.09462253
72	0.15800767	0.03076677	0.19471695
74	0.1790495	0.04240812	0.23685137
76	0.18437028	0.06494789	0.35226876
78	0.20141729	0.2295526	1.13968667
80	0.19699187	0.11163047	0.56667552
82	0.1811944	0.07044118	0.38876024
84	0.21273579	0.08039729	0.37792083
86	0.2106529	0.05782049	0.27448228
88	0.21594496	0.11921614	0.55206724
90	0.15610024	0.21208793	1.35866497
92	0.17435623	0.19041763	1.09211833
94	0.18010062	0.27019094	1.5002222
96	0.20591917	0.26322733	1.27830417
98	0.13192992	0.06114753	0.46348494
100	0.13998411	0.02751665	0.1965698
102	0.13449868	0.02462274	0.18307049
104	0.11456062	0.01641788	0.14331169
106	0.12750995	0.02562213	0.20094222
108	0.14642287	0.02792276	0.19069943
110	0.14742976	0.02838538	0.19253496
112	0.14981364	0.03013411	0.20114394
114	0.15344501	0.03031535	0.1975649
116	0.15984768	0.02805261	0.17549589
118	0.16477833	0.0297511	0.18055229
120	0.1400973	0.0269916	0.19266324
122	0.14864013	0.02034012	0.13684137
124	0.17133723	0.03169114	0.18496355
126	0.18182685	0.02714729	0.14930298
128	0.17788163	0.02481251	0.13948891
130	0.17075712	0.01579381	0.09249282
132	0.17195069	0.02270283	0.13203106
134	0.15466497	0.0249101	0.16105843
136	0.21045929	0.1007505	0.47871728
138	0.22138508	1.06623988	4.81622288
140	0.18925731	0.23705268	1.25254176
142	0.22139416	0.62100859	2.80499088
144	0.18937048	0.0567458	0.29965497
146	0.19162799	0.06835149	0.35668846
148	0.20808416	0.41852311	2.01131652
150	0.21491252	0.80060854	3.72527649
152	0.25296625	1.04590455	4.13456168
154	0.17243368	0.12005548	0.69624144
156	0.19394369	0.4865372	2.50865188
158	0.24713109	0.64725894	2.61909152
160	0.23808831	0.86815065	3.64633885
162	0.28320024	0.52459049	1.852366
164	0.23387071	0.70149104	2.99948223
166	0.25276503	1.19248373	4.71775601
168	0.21353766	0.51372357	2.40577499
170	0.22626945	0.34051756	1.50492061
172	0.24976541	1.11500809	4.46422133
174	0.27357163	1.48431619	5.42569479
176	0.29871673	1.54935559	5.18670508
178	0.2444665	1.1981042	4.9008931
180	0.25958112	0.83001782	3.19752773
182	0.19612784	0.04051633	0.20658124
184	0.20970948	0.07837419	0.37372744
186	0.22732526	0.12510057	0.55031531
188	0.23450663	0.42743505	1.82269922
190	0.20993874	0.15812167	0.75318001
192	0.23867116	0.25989304	1.0889168
194	0.20317717	0.15584887	0.76705897
196	0.2347156	0.40675929	1.73298784
198	0.2092605	0.05158274	0.24650012
200	0.19328257	0.03355759	0.17361935
202	0.1974449	0.03788263	0.1918643
204	0.20616632	0.10246135	0.49698396
206	0.26212308	0.78256915	2.98550266
208	0.28102657	0.77893624	2.77175305

210	0.2304943	0.34718192	1.50624947
212	0.15335952	0.04390796	0.2863074
214	0.25523299	0.61380995	2.40490047
216	0.26929362	1.08002678	4.01059179
218	0.20543703	0.16277784	0.79234911
220	0.19695789	0.08155374	0.41406689
222	0.25418133	0.83988919	3.30429137

Tabla 2. Resultados de los parámetros calculados

6 Unidades de flujo

En la presente sección se muestran los resultados de la agrupación de las muestras en unidades de flujo, mediante la utilización de la herramienta informática confeccionada para tal objeto.

En el gráfico 2 se puede observar la distribución de FZI, el eje horizontal corresponde a la muestra y el vertical al valor de FZI.

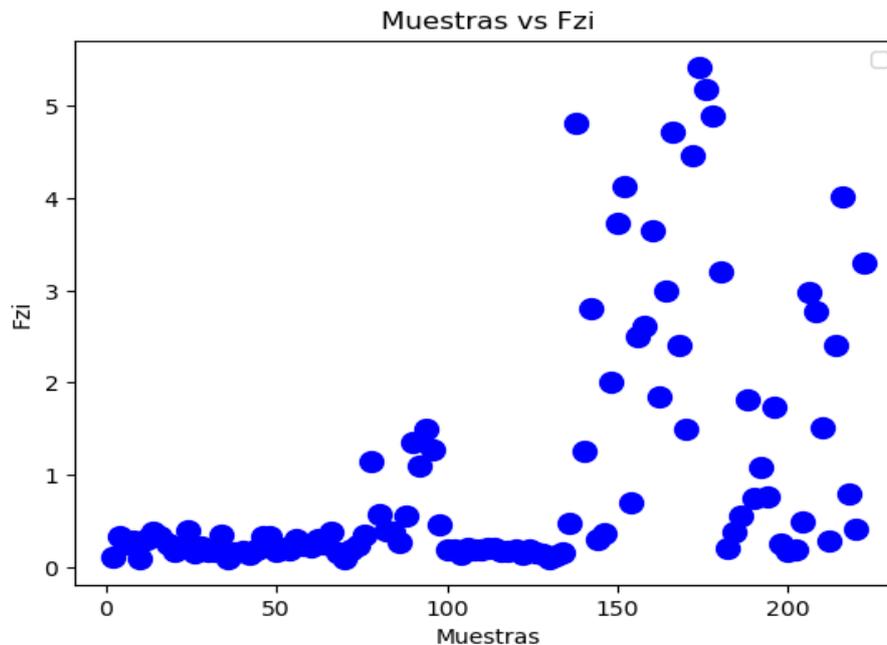


Gráfico 2. Distribución de FZI

Se puede observar en el gráfico 3 el dendrograma generado para todo el conjunto de datos, donde en el eje vertical se encuentra la distancia Euclídea entre puntos de datos y en el horizontal las muestras. La línea discontinua roja corresponde a la línea de corte de unidades elegida, cada línea vertical que interseca la línea roja corresponde a una unidad de flujo. En el gráfico 4 se observa la distribución de las unidades identificadas en diferentes colores.

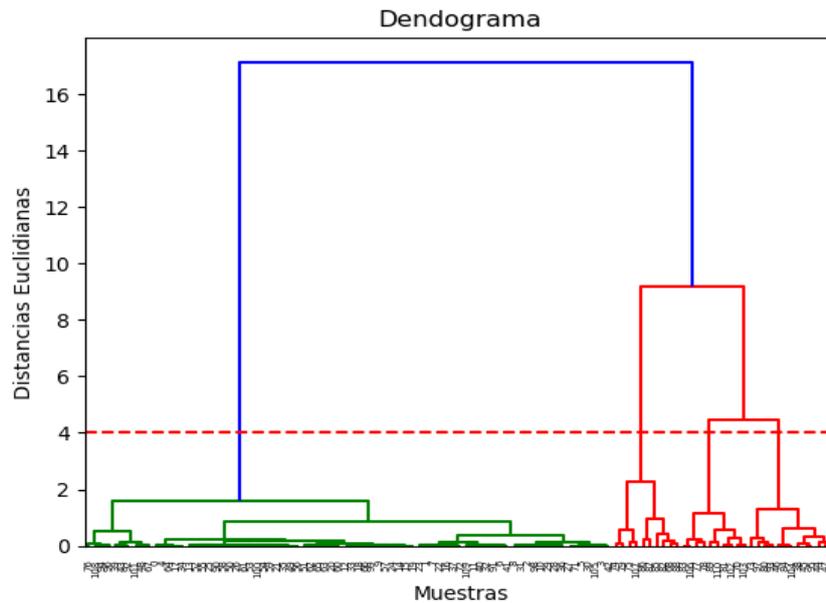


Gráfico 3. Dendrograma inicial, línea discontinua roja corresponde a línea de corte, se observan cuatro unidades.

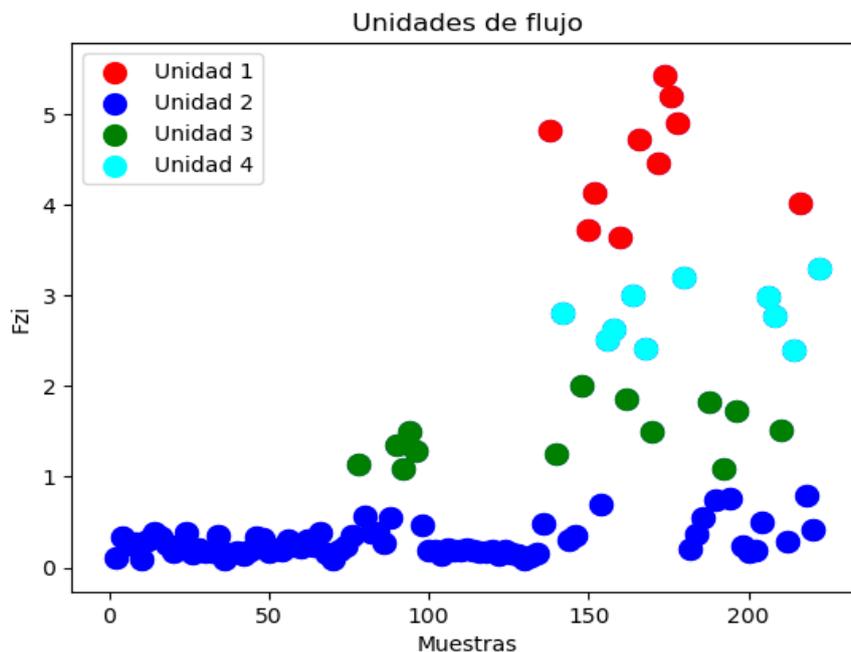


Gráfico 4. Unidades de flujo identificadas en el conjunto de muestras

Se realizó la comprobación de ajuste preliminar para corroborar que las unidades han sido correctamente identificadas y se pudo observar un alto grado de ajuste en las Unidades 1, 3 y 4, no siendo así con la unidad 2 debido a que aglomera demasiadas muestras con características diferentes entre sí pero que no se han separado en unidades debido a que el resto de las muestras presentan valores de FZI en una escala mayor, por lo que las diferencias en esta pasan desapercibidas. Se consulto con el tutor de esta práctica y se

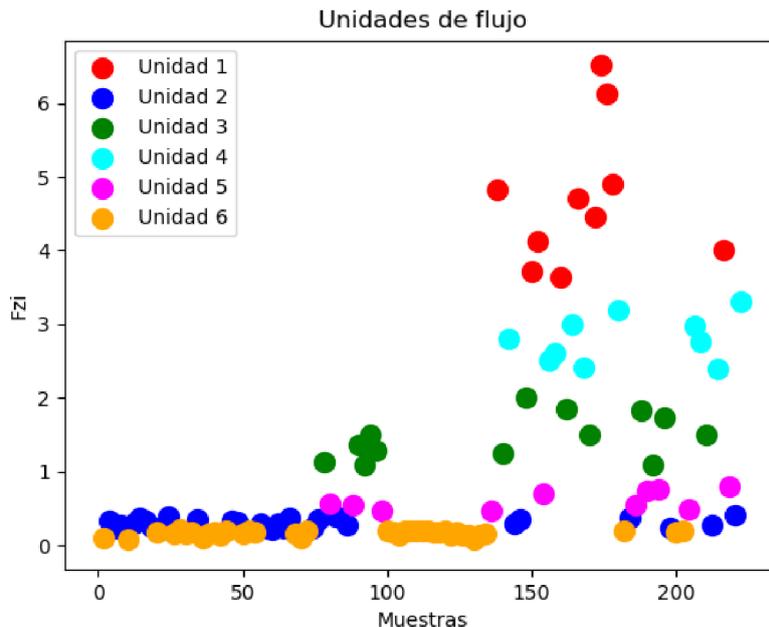


Gráfico 7. Representación del total de unidades de flujo identificadas en el conjunto global de muestras

En el siguiente gráfico logarítmico se observa el Índice de Calidad de Reservorio en función del Índice de Porosidad Normalizada, en el mismo se representan las unidades de flujo como rectas de pendiente unitaria y de ordenada al origen el valor medio de FZI de la unidad. (Amaefule, et al., 1993).

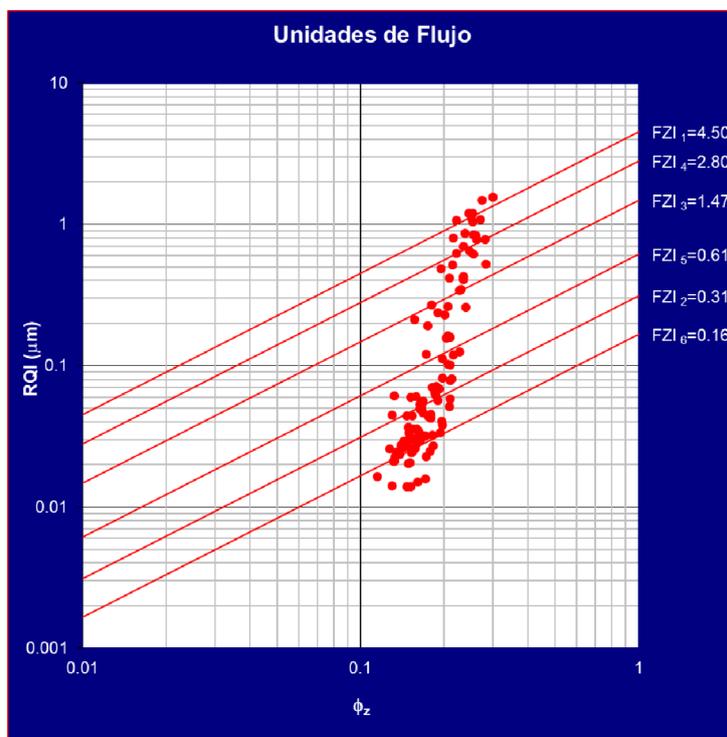


Gráfico 8. Índice de calidad de reservorio vs índice de porosidad normalizada, las rectas corresponden a las unidades identificadas.

En la tabla 3 se informan las muestras correspondientes, el FZI medio y el total de muestras en cada unidad de flujo.

Unidad 1	Unidad 2	Unidad 3	Unidad 4	Unidad 5	Unidad 6
FZI medio					
4.705570187	0.311731164	1.472384196	2.800196678	0.611707377	0.165928951
Cantidad de muestras					
10	29	13	10	10	39
Muestras correspondientes					
138	4	78	142	80	2
150	6	90	156	88	10
152	8	92	158	98	20
160	12	94	164	136	26
166	14	96	168	154	28
172	16	140	180	186	30
174	18	148	206	190	32
176	22	162	208	194	36
178	24	170	214	204	38
216	34	188	222	218	40
	46	192			42
	48	196			44
	56	210			50
	58				52
	60				54
	62				68
	64				70
	66				72
	74				100
	76				102
	82				104
	84				106
	86				108
	144				110
	146				112
	184				114
	198				116
	212				118
	220				120
					122
					124
					126
					128
					130
					132
					134
					182
					200
					202

Tabla 3. Resultados de identificación de unidades de flujo

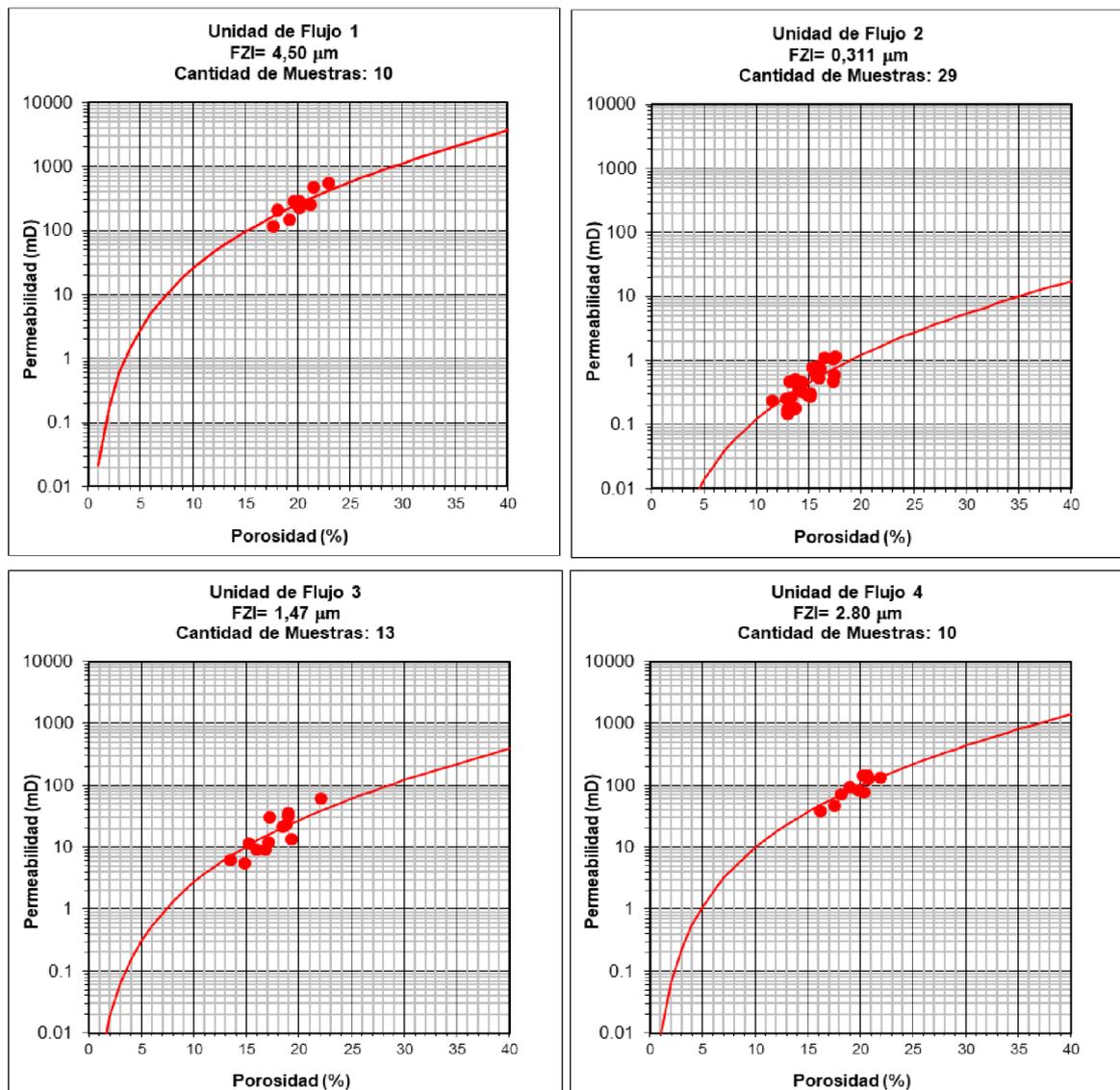
7 Comprobación

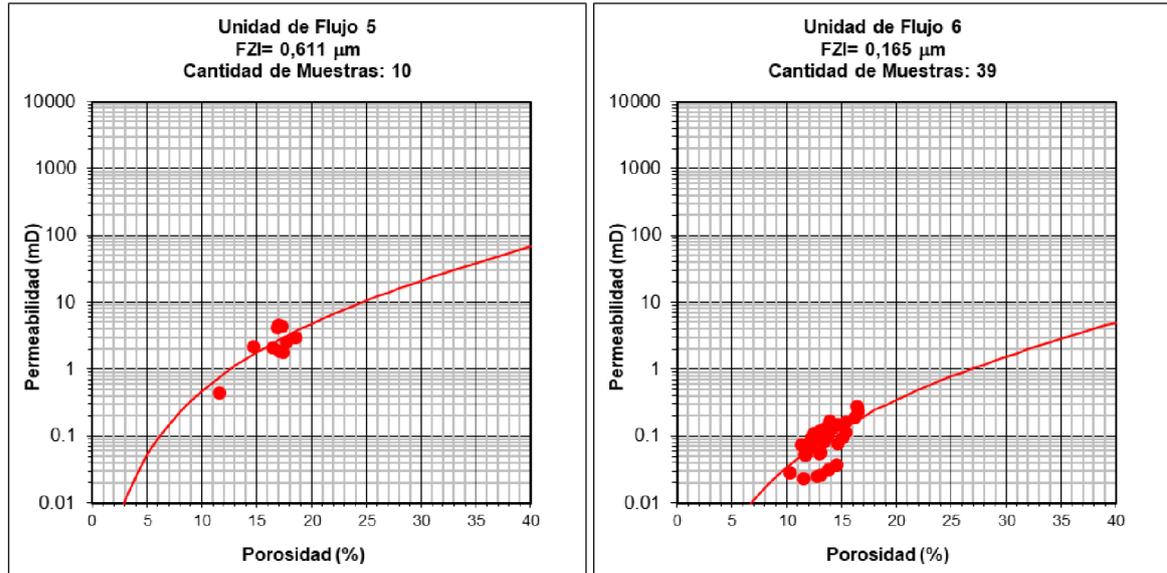
En esta sección se analiza el ajuste y grado de certeza en la predicción de permeabilidad a partir de las unidades de flujo identificadas. Para ello se realiza una validación mediante dos métodos: gráficos de ajustes y mediante la porosidad calculada a partir de perfil de densidad.

7.1 Gráficos de ajuste

En los siguientes gráficos logarítmicos se puede observar el grado de ajuste de las unidades identificadas, para ello se calculó la permeabilidad mediante la ecuación 10 y el FZI medio en una serie completa de porosidades (línea continua), en el mismo gráfico se superponen puntualmente las muestras correspondientes de cada unidad.

En un grado de ajuste perfecto, se debería observar que los valores medidos caen sobre de la línea de resultados calculados; se puede observar que el ajuste de nuestras unidades identificadas es muy bueno, además de que cada unidad está conformada por un gran número de muestras (como mínimo 10) lo que valida la representatividad de este estudio.





Gráficos 9 a 14. Gráficos de ajuste para cada unidad de flujo, línea continua corresponde a permeabilidad calculada y puntos rojos corresponden a los valores medidos.

7.2 Perfil de densidad

Se identifico que el perfil que mejor se adapta a nuestra necesidad de cálculo de porosidad es el perfil de densidad corregido por diámetro de pozo y peso del lodo de perforación, estas correcciones ya están realizadas por la compañía de perfilaje. Luego, se filtró la información del perfil para quedarnos únicamente con la información de los puntos donde tenemos extraídos los plugs de la corona, así de esta manera la comprobación es válida e inducimos la menor cantidad de error posible.

Se calcula el volumen de arcilla V_{shale} según ecuacion 19 adoptando como valor de $GR_{arcilla}$ 282 [API] y GR_{limpio} 13.5 [API]. Luego se aplica la ecuacion 20 en cada punto para obtener la porosidad. El valor de densidad de arcilla ρ_{sh} es 2.54 gr/cm^3 , densidad de matriz ρ_{ma} corresponde a 2.64 gr/cm^3 y densidad de fluido ρ_f 1.448 gr/cm^3 . Los valores de densidad de arcilla y matriz fueron obtenidos empíricamente y la densidad de fluido fue informada por el cliente.

$$V_{shale} = \frac{GR_{Leido} - GR_{Limpio}}{GR_{Arcilla} - GR_{Limpio}} \quad (19)$$

$$\phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_{Leida}}{\rho_{ma} - \rho_f} - V_{sh} * \left(\frac{\rho_{ma} - \rho_{sh}}{\rho_{ma} - \rho_f} \right) \quad (20)$$

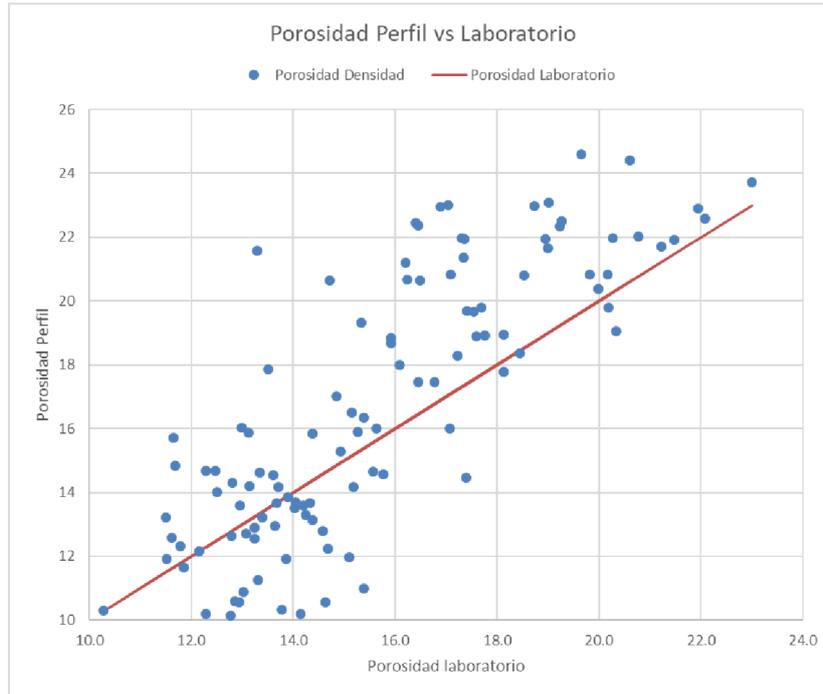


Gráfico 15. Comparación de porosidad calculada a través del perfil de densidad con la porosidad medida en laboratorio

Como puede observarse en el gráfico 15 la porosidad calculada mediante el perfil no coincide perfectamente con la porosidad medida en el laboratorio (línea continua roja). Lo que sin dudas afectará en la permeabilidad calculada. Esta diferencia puede atribuirse a diversos factores, en primer lugar, el perfil tiene en cuenta la porosidad total y en laboratorio se mide la efectiva, también influye el secado de las muestras que deshidrata arcillas, valores de densidad erróneos, entre otros factores.

Con los valores de porosidad calculados se procedió a calcular la permeabilidad aplicando la ecuación 10 utilizando el FZI medio de cada unidad según correspondiere. Los resultados se informan en los gráficos 16 y 17 donde en el primero se representa la permeabilidad en función de la profundidad tanto para la calculada como para la permeabilidad medida y en el segundo se compara la permeabilidad calculada en función de la observada en laboratorio.

Como es posible observar en ambos gráficos, la permeabilidad predicha en este método se ajusta con la realidad en un muy alto grado, sin embargo es posible observar ligeras discrepancias donde el valor calculado en general supera al valor medido, esto se debe principalmente a la diferencia entre la porosidad calculada y la porosidad medida. De todos modos, el grado de precisión es aceptable.

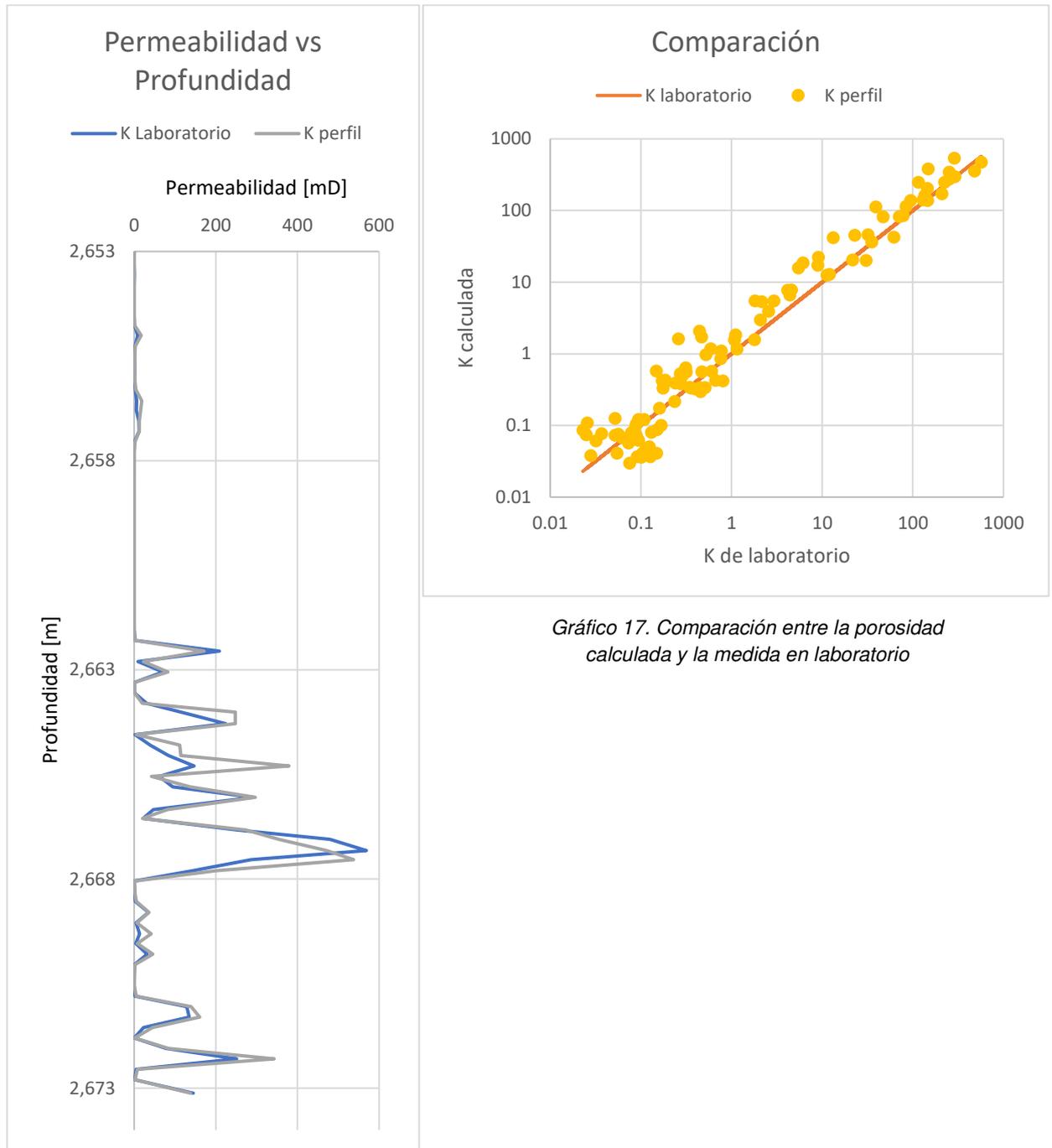


Gráfico 16. Permeabilidad calculada y medida en laboratorio en función de la profundidad

Gráfico 17. Comparación entre la porosidad calculada y la medida en laboratorio

8 Caracterización geológica

El objetivo de esta sección es asignarle un significado, a través de sus principales rasgos geológicos, mineralógicos y texturales, a las unidades de flujo identificadas (Amaefule, et al., 1993), sin embargo no se pretende hacer una caracterización geológica exhaustiva de las muestras.

Las muestras utilizadas para esta caracterización fueron elegidas de un total de 26 muestras que han sido seleccionadas por el cliente para ser analizadas con distinto grado de detalle; de ese total se seleccionaron únicamente las muestras que poseen todos los

análisis geológicos necesarios (petrografía de corte delgado, difracción de rayos X y microscopía electrónica de barrido) y, finalmente se eligieron las muestras que por sus características son representativas de la unidad de flujo a la que pertenecen.

8.1 Unidad 1

Muestra analizada: 160 correspondiente a una profundidad corregida de 2665.30 metros.

Facie: A. Manto de dunas

Porosidad media %	k media	RQI	FZI	Cantidad muestras	Caracterización
20,074	272,427	1,198	4,706	10	Litoarenita feldespática muy fina a fina, con una fina laminación asociada, concentrando cementación arcillosa en láminas de menor granulometría. Buena porosidad óptica intercrystalina secundaria disminuida en sectores por parches de cemento masico clorítico que no afecta relevantemente la interconexión del sistema.

Tabla 4. Caracterización unidad de flujo 1

	Abundancia	Tipos
Clastos	75%	Cuarzo: 21,5% Feldespatos: 36% Fragmentos líticos: 42,55% Diámetro medio 150 micrones angulosos con moderada a buena selección
Matriz	2%	Pseudomatriz limo-arcillosa
Cemento	13%	1. Sílice como crecimiento secundario: <<1% 2. Crecimiento secundario de feldespatos: 4% 3. Illitas como arcillas ocluyentes: 3% 4. Clorita como oclusión: 1,5% 5. Carbonatos tardíos como oclusión: 0,5% 6. Anhidrita como oclusión: <<1%
Porosidad Óptica	14%	Buena porosidad intercrystalina secundaria con buena interconexión con sectores aislados fuertemente cementados. Clasificación de poros por tamaños ¹² : Microporos 2.52, mesoporos 4.09%, macroporos finos 7.41%

Tabla 5. Características diagenéticas unidad de flujo 1

¹² Microporos: 20-64 micrones. Mesoporos: 64-125 micrones. Macroporos finos: 125-500 micrones

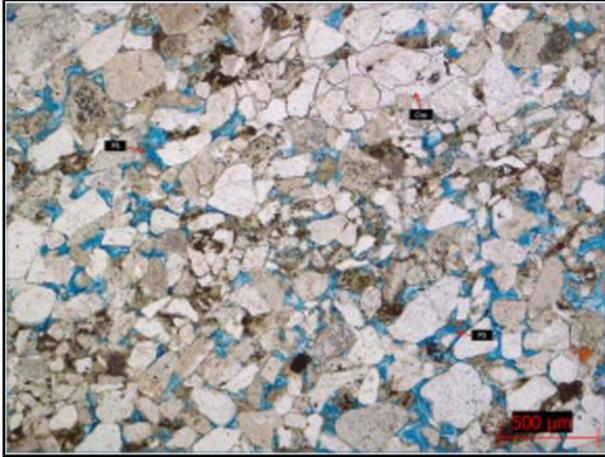


Figura 16. Microfotografía de corte delgado muestra 160

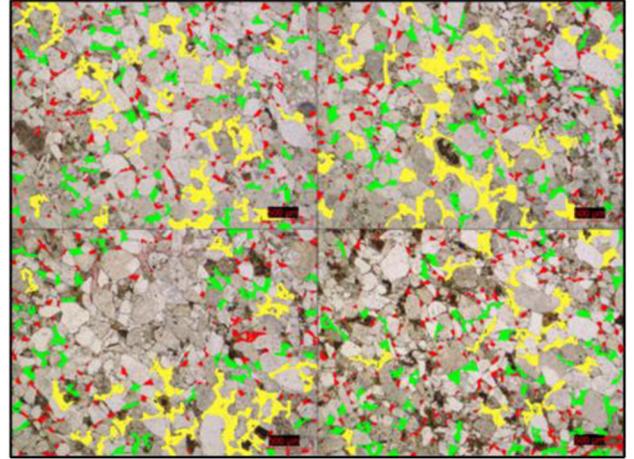


Figura 17. Distribución de tamaños porales, rojo microporos, verde mesoporos, amarillo macroporos finos

Resultado composición DRX

Cuarzo	40 %
Feldespato K	25 %
Plagioclasa	30 %
Clorita	3 %
Illita + Esmectita	2 %

Tabla 6. Composición roca.

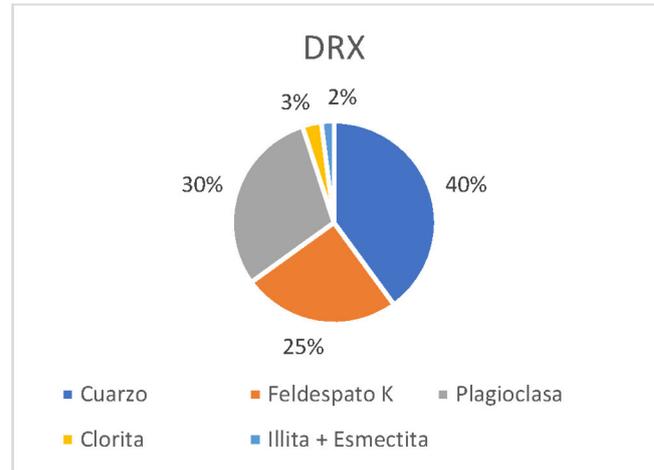


Gráfico 19. Composición

Estudio MEB

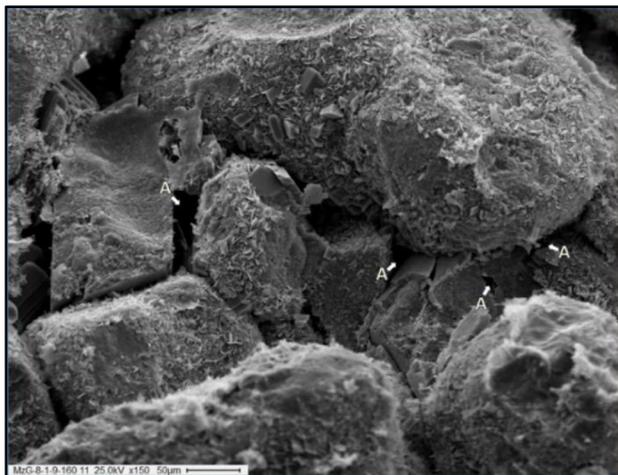


Figura 18. Microscopía muestra 160. Aumento 150x.
tortuosidad de las gargantas porales.

En detalle, los clastos se encuentran recubiertos en gran parte por clorita, illita y microcuarzo. Es relevante el desarrollo de cemento feldespático, alcanzando a disminuir notablemente el diámetro poral en el que se presenta. Aun así, la muestra preserva microporosidad intercrystalina secundaria (A), con una moderada interconexión como resultado de los distintos tipos de cementos que no solo generan oclusión, sino que aumentan la

8.2 Unidad 2

Muestra analizada: 86 correspondiente a una profundidad corregida de 2656.05 metros.

Facies: A. Manto de dunas

Porosidad media %	k media	RQI	FZI	Cantidad muestras	Caracterización
14,772	0,416	0,054	0,312	29	Feldarenita lítica muy fina, con fina laminación y alto grado de cementación. Sistema poral de baja efectividad conformado por porosidad secundaria aislada de baja interconexión por alta proporción de cemento y clastos deformados que generan oclusión poral

Tabla 7. Caracterización de unidad de flujo 2

Abundancia		Tipos
Clastos	86%	Cuarzo: 17% Feldespatos: 55% Fragmentos líticos: 28% Diámetro medio: 100 micrones subangulosos con moderada selección
Matriz	3%	Pseudomatriz limo-arcillosa
Cemento	10%	1. Sílice como crecimiento secundario: <<1% 2. Crecimiento secundario de feldespatos: 2,5% 3. Cemento arcilloso de oclusión (illita): 3,5% 4. Cemento clorítico de oclusión: 4% 5. Carbonatos masivos como oclusión poral: <<1%
Porosidad Óptica	2%	Muy baja porosidad óptica secundaria, sin interconexión relevante como consecuencia de importante compactación y cementación. Clasificación de poros por tamaños: microporos 1,06%, mesoporos 0,42% y macroporos finos 0,05%

Tabla 8. Características diagenéticas unidad de flujo 2



Figura 19. Microfotografía de corte delgado muestra 86

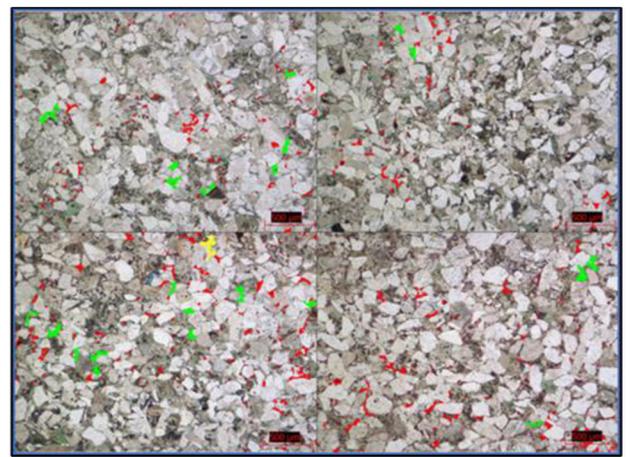


Figura 19. Microfotografía de corte delgado muestra 86

Resultado composición DRX

Cuarzo	22%
Feldespato K	33%
Plagioclasa	33%
Clorita	8%
Illita + Esmectita	4%

Tabla 9. Composición roca

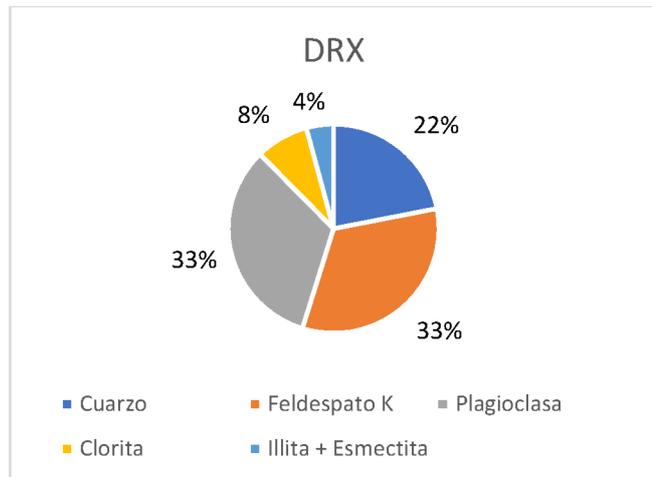


Gráfico 20. Composición

Estudio MEB

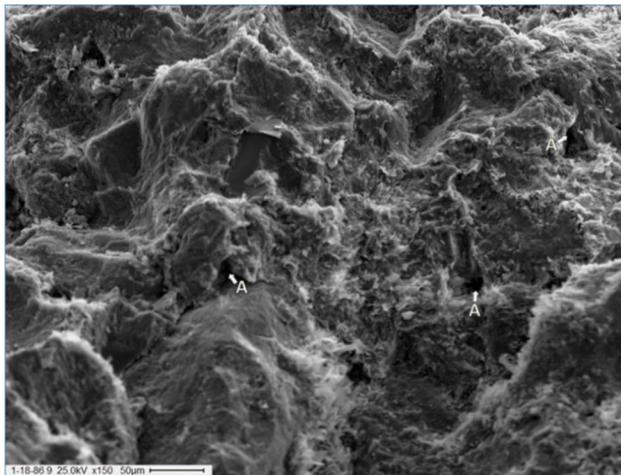


Figura 21. Microscopia muestra 160. Aumento 150x.

Imagen general en la que puede observarse el estado general de la fracción clástica. La misma se encuentra intensamente disuelta, incluso con generación de criptoporosidad intracristalina secundaria, y recubierta por cemento clorítico. La disolución y cementación dificultan incluso la individualización de los clastos. Permanecen libres de oclusión microporos intercristalinos con baja interconexión (A).

8.3 Unidad 3

Muestra analizada: 192 correspondiente a una profundidad corregida de 2669.31 metros.

Facies: A. Manto de dunas

Porosidad media %	k media	RQI	FZI	Cantidad muestras	Caracterización
17,471	16,165	0,317	1,472	13	Litoarenita feldespática fina con fina laminación que se destaca por diferencias granulométricas. Moderada selección. Láminas de mayor granulometría se asocian a porosidad intercristalina secundaria y las de menor granulometría se asocian mayor grado de compactación y menor porosidad

Tabla 10. Caracterización de unidad de flujo 3

Abundancia		Tipos
Clastos	81%	Cuarzo: 26 Feldespatos: 32% Fragmentos líticos: 40% Diámetro medio: 150 micrones sub redondeados con moderada selección
Matriz	<1%	Pseudomatriz limo-arcillosa
Cemento	9%	1.Sílice como crecimiento secundario: <1% 2.Crecimiento secundario de feldespatos: 2% 3.Arcillas como rim (illita): 1% 4.Cloritas como rim: 4% 5.Cloritas como oclusión: 2%
Porosidad Óptica	10%	Buena porosidad óptica intercrystalina secundaria con poros sobrecrecidos por disolución. Clasificación de poros por tamaños: microporos 2.64%, Mesoporos 2.91%, Macroporos finos 4.43%

Tabla 11. Características diagenéticas unidad de flujo 3

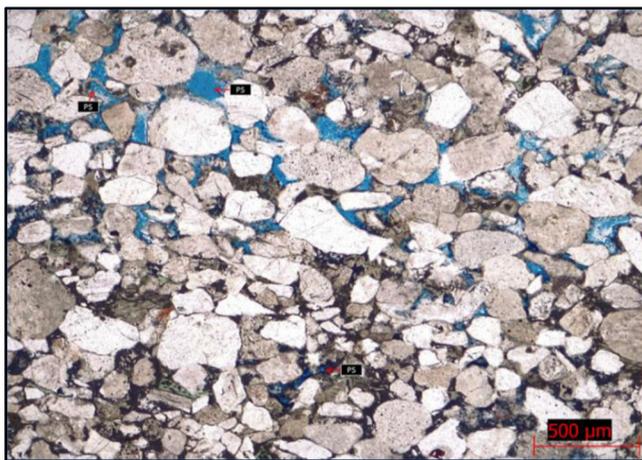


Figura 22. Microfotografía de corte delgado muestra 192

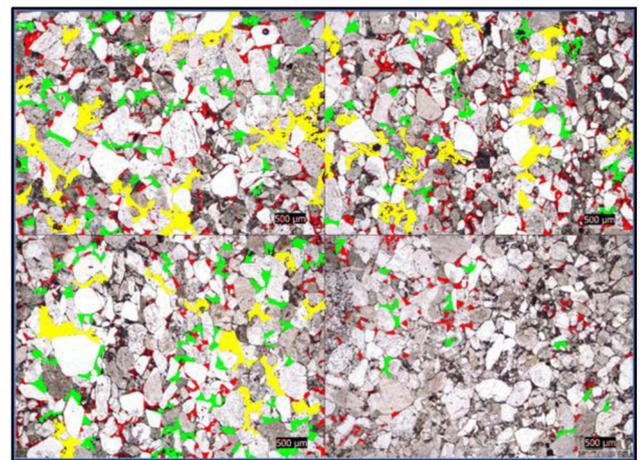


Figura 23. Distribución de tamaños porales, rojo microporos, verde mesoporos, amarillo macroporos finos

Resultado composición DRX

Cuarzo	41%
Feldespato K	26%
Plagioclasa	26%
Clorita	5%
Illita + Esmectita	2%

Tabla 12. Composición roca

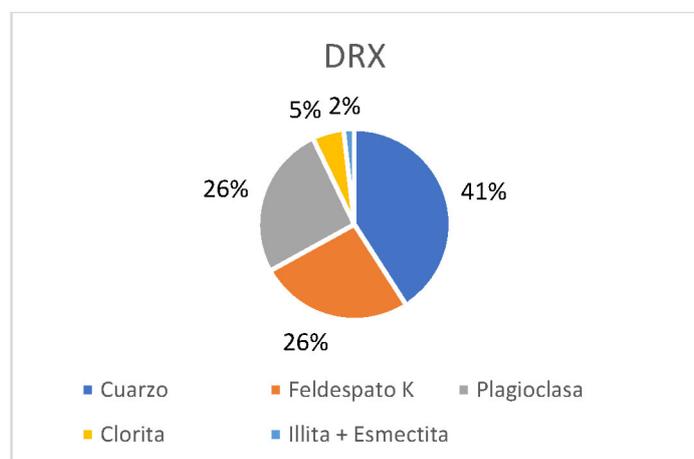


Gráfico 21. Composición

Estudio MEB

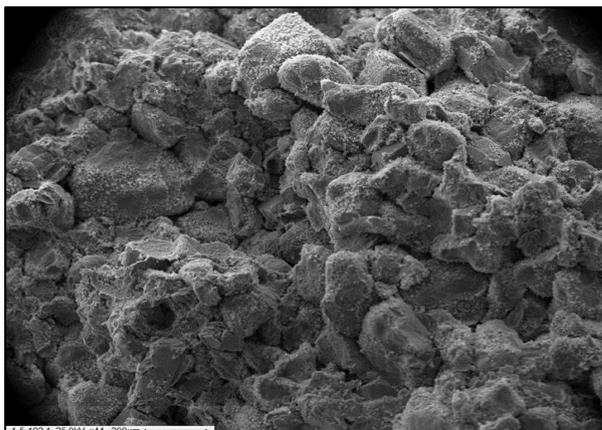


Figura 24. Microscopia muestra 192. Aumento 44x.

Imagen general de la muestra en estudio. Se trata de una arenisca de grano medio, con mala a moderada selección, conformada por clastos de baja esfericidad y formas redondeadas a subredondeadas. La fracción clástica se encuentra en gran parte recubierta por material cementante. Notar que la muestra preserva microporosidad intercrystalina secundaria con moderada interconexión.

8.4 Unidad 4

Muestra analizada: 164 correspondiente a una profundidad corregida de 2665.80 metros.

Facie: A. Manto de dunas

Porosidad media %	k media	RQI	FZI	Cantidad muestras	Caracterización
19,465	88,451	0,682	2,800	10	Litoarenita feldespática fina. Presenta un sistema poral con buena interconexión conformado principalmente por porosidad intercrystalina secundaria. Por sectores la porosidad es disminuida por cementación o por deformación de clastos lábiles conformando pseudomatriz

Tabla 13. Caracterización de unidad de flujo 4

	Abundancia	Tipos
Clastos	72%	Cuarzo: 20% Feldespatos: 42% Fragmentos líticos: 38%
Matriz	2%	Pseudomatriz limo-arcillosa
Cemento	9.5%	1. Sílice como crecimiento secundario: <<1% 2. Crecimiento secundario de feldespatos: 3% 3. Illita como arcilla de oclusión: 4% 4. Clorita como oclusión: 2% 5. Carbonatos tardíos como oclusión: 0,5%
Porosidad Óptica	4%	Buena porosidad intercrystalina secundaria con buena interconexión, disminuidos localmente por cementación masiva carbonática. Clasificación de poros por tamaños: microporos 3.37%, mesoporos 4.88%, macroporos finos 5.17%

Tabla 14. Características diagenéticas unidad de flujo 4

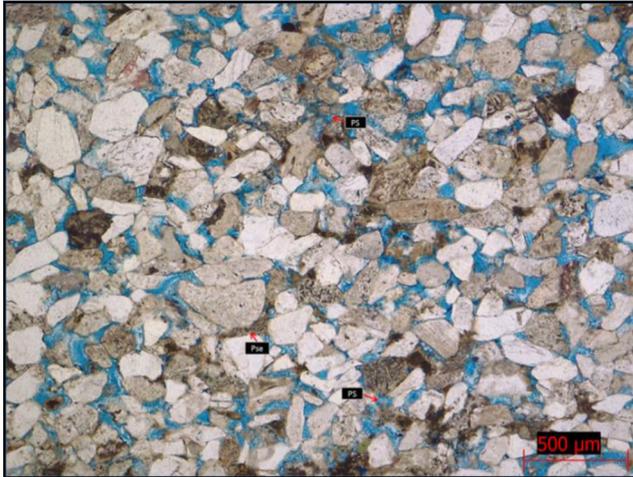


Figura 25. Microfotografía de corte delgado muestra 164

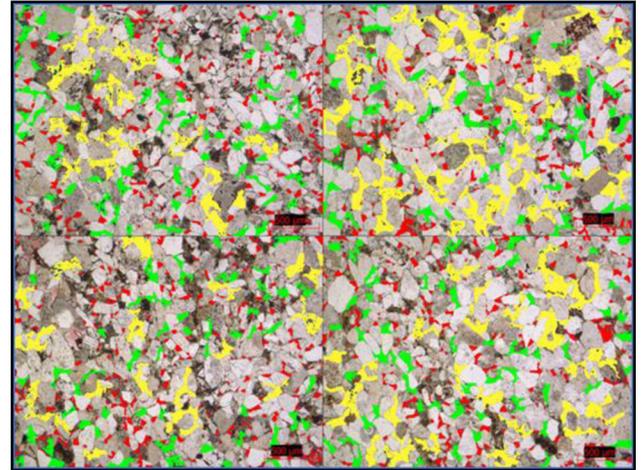


Figura 26. Distribución de tamaños porales, rojo microporos, verde mesoporos, amarillo macroporos finos

Resultado composición DRX

Cuarzo	25%
Feldespatos K	35%
Plagioclasa	30%
Clorita	6%
Illita + Esmectita	4%

Tabla 15. Composición roca

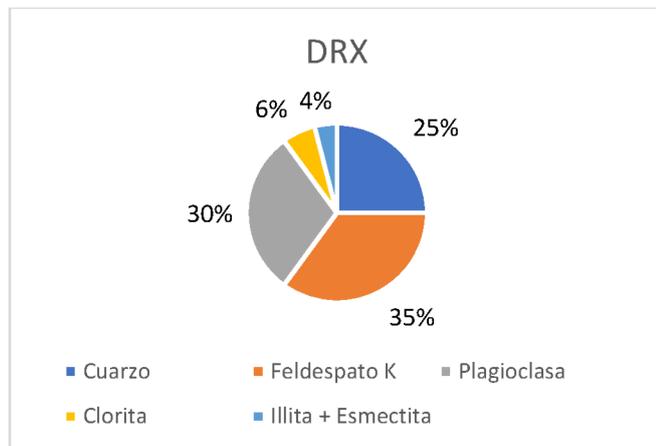


Gráfico 22. Composición

Estudio MEB

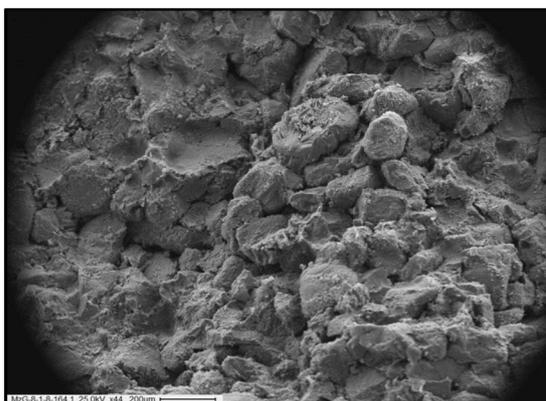


Figura 27. Microscopía muestra 164. Aumento 44x.

Vista general de la muestra, presenta una granulometría mediana, moderada selección, y se encuentra conformada por clastos de baja esfericidad y formas subangulosas a subredondeadas. Se preserva microporosidad intercrystalina secundaria con moderada interconexión.

8.5 Unidad 5

Muestra analizada: 136 correspondiente a una profundidad corregida de 2662.30 metros.

Facies: A. Manto de dunas

No se cuenta con estudio de petrografía de corte delgado de esta unidad.

Porosidad media %	k media	RQI	FZI	Cantidad muestras	Caracterización
16,486	2,296	0,122	0,612	10	Arenisca de grano fino, bien seleccionada, conformada por clastos de baja esfericidad y formas angulosas, presenta sistema poral efectivo. Unidad localmente fracturada

Tabla 16. Caracterización de unidad de flujo 5

Resultado composición DRX

Cuarzo 25%

Feldespato K	35%
Plagioclasa	30%
Clorita	6%
Illita + Esmectita	4%

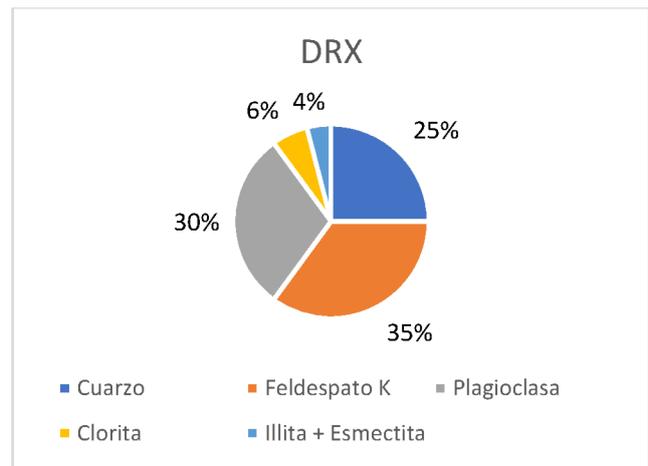


Tabla 17. Composición roca

Gráfico 23. Composición

Estudio MEB

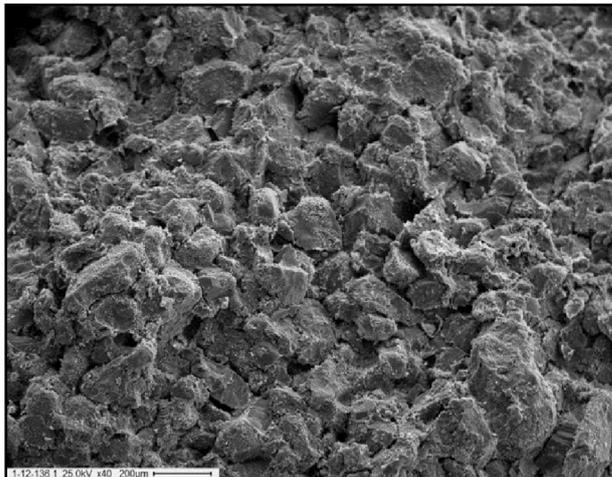


Figura 28. Microscopia muestra 136. Aumento 40x

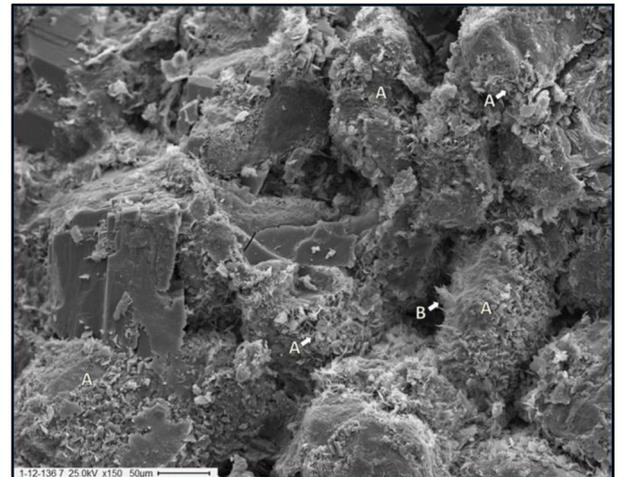


Figura 29. Microscopia muestra 136. Aumento 150x

En la figura 28 se aprecia una imagen general de la muestra analizada. Corresponde a una arenisca de grano fino, bien seleccionada, conformada por clastos de baja esfericidad y formas angulosas a subangulosas. La muestra preserva un sistema poral efectivo que alcanza tamaños de microporo (aprox. 50µm).

La figura 20 corresponde a una imagen de mayor aumento en la que puede observarse la intensa cementación que presenta la roca. Los clastos se encuentran recubiertos en gran parte por material clorítico (A), asociado también a cristales feldespáticos y microcuarzo

y, por sectores, se proyectan filamentos de illita hacia la región poral (B). La presencia de todo este material disminuye notablemente la efectividad del sistema poral, preservándose de igual manera cripto y microporosidad intercrystalina secundaria con interconexión.

8.6 Unidad 6

Como esta unidad de flujo comprende dos facies, analizaremos una muestra de cada una. Las muestras analizadas son: La 32 correspondiente a una profundidad de 2649.30 metros perteneciente a la facie A. Manto de dunas y la muestra 118 correspondiente a una profundidad corregida de 2660.05 metros perteneciente a la facie B. Sistema fluvial multicanalizado con interacción eólica. De la muestra 32 no se poseen datos de petrografía de corte delgado.

Porosidad media %	k media	RQI	FZI	Cantidad muestras	Caracterización
13,372	0,083	0,026	0,166	39	Muestra 32: arenisca de grano medio muy bien seleccionada, clastos de baja esfericidad y formas redondeadas con alto grado de disolución. Escasa microporosidad con bajo grado de cementación. Muestra 118: arenisca conglomerática con moderada mala selección, principalmente conformada por fragmentos líticos. Con sistema poral de baja efectividad sin interconexión apreciable

Tabla 18. Características diagenéticas unidad de flujo 6

	Abundancia	Tipos
Clastos	82.1%	Cuarzo: 23% Feldespatos: 38% Fragmentos líticos: 39%, Diámetro medio: 180 micrones y diámetro máximo: 1100 micrones. Redondez subangulosa y mala selección
Matriz	3%	Pseudomatriz limo-arcillosa
Cemento	13.5%	1.Sílice como crecimiento secundario: <<1% 2.Feldespatos como crecimiento secundario: 0,5% 3.Arcillas como rim (illita): 2% 4.Arcillas como oclusión (illita): 6% 5.Cloritas como oclusión: 1,5% 6.Carbonatos como oclusión (y reemplazo en menor medida): 3% 7.Anhidrita como oclusión: 0,5%
Porosidad Óptica	1.4%	Muy baja porosidad óptica secundaria sin interconexión relevante como consecuencia de importante compactación y cementación. Clasificación de poros por tamaños: microporos 0.68%, mesoporos 0.22%, macroporos finos 0.51%

Tabla 17. Caracterización de unidad de flujo 6

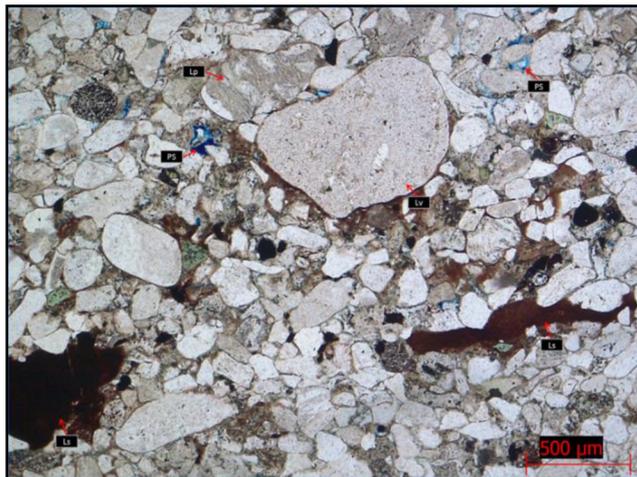


Figura 30. Microfotografía de corte delgado muestra 118

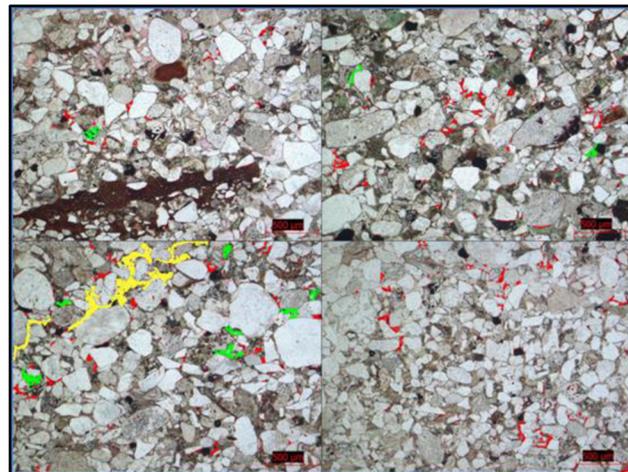


Figura 31. Distribución de tamaños porales, rojo microporos, verde mesoporos, amarillo macroporos finos

Resultado composición DRX

	Muestra 32	Muestra 118
Cuarzo	25%	30%
Feldespato K	35%	26%
Plagioclasa	30%	26%
Clorita	6%	3%
Illita + Esmectita	4%	9.80%

Tabla 19. Composiciones de las rocas

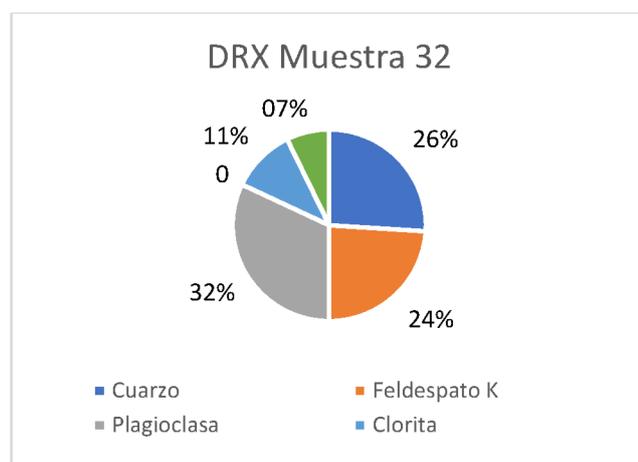


Gráfico 24. Composición muestra 32

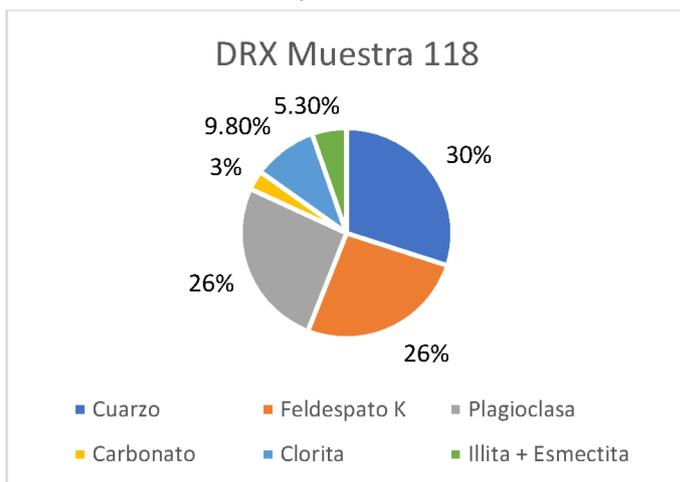
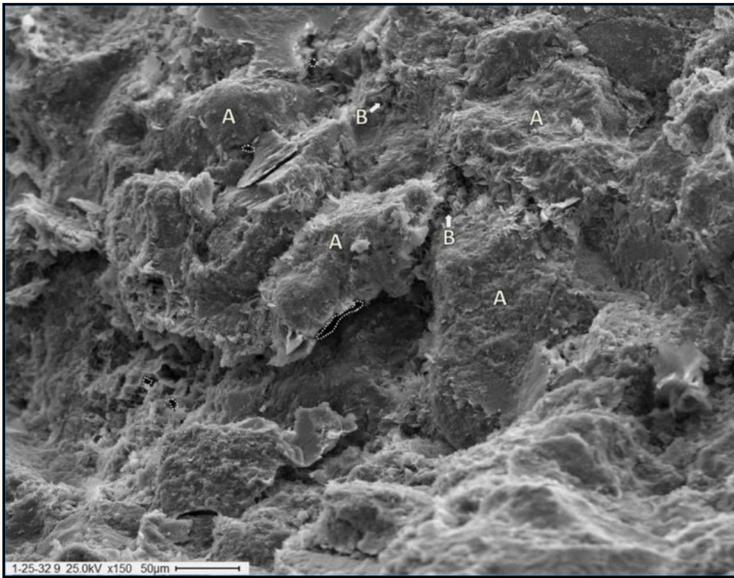


Gráfico 25. Composición muestra 118

Estudio MEB

Muestra 32: En la figura 32 se aprecia una imagen general de mayor amplificación en la



que puede observarse la intensa disolución que afectó a la fracción clástica (A), dificultando por sectores individualizar los clastos. Esta disolución generó criptoporosidad intracristalina secundaria sobre estos clastos, sin interconexión relevante. Dentro de la región poral es posible observar cemento clorítico fuertemente illitizado, generando una importante oclusión poral quedando

Figura 32. Microscopia muestra 32. Aumento 150x

remanentes criptoporos gruesos a microporos (ejemplificados con línea punteada blanca) con bajo grado de interconexión e incluso con una tortuosidad relevante como consecuencia del material cementante.

Muestra 118: En la figura 33 se puede observar una imagen de mayor magnificación en

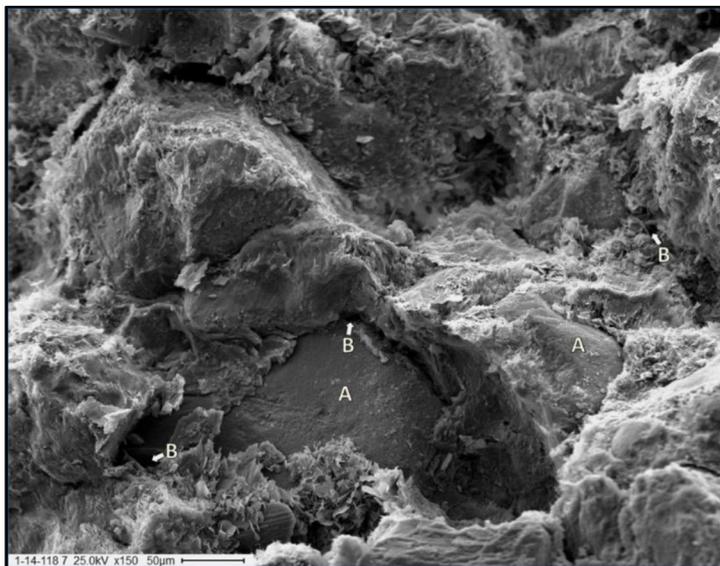


Figura 33. Microscopia muestra 118. Aumento 150x

la que puede observarse el aspecto cerrado de la muestra como consecuencia de abundante material cementante. La fracción clástica (A) se encuentra disuelta, y cubierta en su mayor parte por cemento arcilloso. Se preserva microporosidad intercrystalina secundaria (B) con baja interconexión.

9 Conclusiones

1. Se han identificado correctamente seis unidades de flujo en la muestra de corona del pozo analizado a través del método de agrupamiento jerárquico aglomerativo.
2. La predicción de permeabilidad a través de la porosidad calculada a través de un perfil de densidad muestra un alto grado de ajuste con el valor de permeabilidad medida, lo que afirma la utilidad y buenos resultados del método de unidades de flujo en esta tarea.
3. Las unidades identificadas y propuestas en este trabajo resultan validadas y respaldadas por los rasgos geológicos observados en las petrografías de corte delgado y de MEB de las muestras pertenecientes a cada unidad. En estos estudios es posible observar las condiciones de flujo de la roca en concordancia con las condiciones esperadas según los valores de RQI calculados para las correspondientes muestras.
4. Las unidades de flujo no necesariamente coinciden con las facies geológicas de la zona, como se demuestra en la unidad número seis, compuesta por dos facies diferentes que comparten similares condiciones de flujo.
5. Se recomienda realizar a la compañía operadora realizar un estudio de validación de los resultados mediante la localización de las unidades de flujo en los perfiles a partir de otros datos antes de hacer extensivo los resultados obtenidos en este estudio a pozos cercanos de este yacimiento no muestreados a fin de obtener un dato preciso de permeabilidad para ajustar correctamente el modelado.
6. Este método presenta una herramienta sólida, alternativa al abanico existente para obtener datos confiables, reduciendo el costo económico de operación que conlleva extraer testigos coronas, bajando los tiempos de operación de perforación y minimizando el impacto de la actividad. Se recomienda realizar estudios con datos más exhaustivos antes de ser aplicado en otros yacimientos.

10 Asignaturas implicadas

Para la confección de este trabajo han sido indispensables los conocimientos teóricos, técnicos y prácticos adquiridos a lo largo de la carrera de Ingeniería en Petróleo, sin embargo es posible identificar una serie de asignaturas que han tenido un rol clave para el entendimiento y desarrollo de esta práctica, las cuales son:

- Petrofísica: Por el conocimiento sobre porosidad, permeabilidad, unidades de flujo, fuentes de información petrofísica y fundamentalmente por el conocimiento de los procedimientos de medición de estas propiedades en laboratorio.
- Geología y Geología del petróleo: Por el entendimiento de las propiedades de las rocas necesarias para comprender este trabajo y para realizar la caracterización de las unidades de flujo.
- Reservorios I: Por el conocimiento a detalle adquirido sobre la importancia y necesidad de los valores de permeabilidad y porosidad, además de conocimiento sobre los trabajos en laboratorio.

- Perfilaje: Necesario para realizar la comprobación de las unidades con los datos calculados sobre perfiles.
- Fundamentos de informática: Por el manejo adquirido sobre el lenguaje de programación Python que fue clave para la identificación de las unidades de flujo.

11 Bibliografía

Abbaszadeh, M., Fujii, H., & Fujimoto, F. (1996). Permeability Prediction by Hydraulic Flow Units - Theory and Applications. *Society of Petroleum Engineers*, doi:10.2118/30158-PA.

Amaefule, J. O., Altunbay, M., Djebbar Tiab, Kersey, D. G., & Keelan, D. K. (1993). Enhanced Reservoir Description: Using Core and Log Data to Identify Hydraulic (Flow) Units and Predict Permeability in Uncored Intervals/Wells. *Society of Petroleum Engineers*, doi:10.2118/26436-MS.

Avila Camacho, J. (21 de Octubre de 2018). *JacobSoft*. Obtenido de https://www.jacobsoft.com.mx/es_mx/clustering-jerarquico-con-python/

Bosco, S. (2018). Reservorios I. *Apuntes de cátedra*. Fcio Varela, Buenos Aires, Argentina: Universidad Nacional Arturo Jauretche.

Casau, L. (2017). Geología del petróleo. *Apuntes de cátedra*. Fcio Varela, Buenos Aires, Argentina: Universidad Nacional Arturo Jauretche.

Maklin, C. (31 de Diciembre de 2018). *Towards Data Science*. Obtenido de <https://towardsdatascience.com/machine-learning-algorithms-part-12-hierarchical-agglomerative-clustering-example-in-python-1e18e0075019>

Rodriguez Santana, E. (1986). *Apuntes de geología del petróleo*. Ciudad de Mexico: Universidad Nacional Autónoma de Mexico.

Selva, C. (2019). Perfilaje. *Apuntes de Cátedra*. Fcio. Varela, Buenos Aires, Argentina: Universidad Nacional Arturo Jauretche.

Soria, J. M. (2019). Petrofísica. *Apuntes de cátedra*. Fcio Varela, Buenos Aires, Argentina: Universidad Nacional Arturo Jauretche.