

DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

Definición de unidades de flujo por medio de información de pozo integrada con información de tomografía axial computarizada de rayos-x (TAC)

Arleidy Andrea Guiza Flórez

Trabajo de grado para optar al título de ingeniera de petróleo

Director

Edwar Hernando Herrera Otero

M.Sc en Geología

Codirector

Andrés Felipe Ortiz Meneses

M.Sc en Ingeniería de Hidrocarburos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingeniería Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2021

DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

Dedicatoria

A mi madre, Mildred Esther Florez Noriega por apoyarme y guiarme en cada uno de mis pasos, por su amor incondicional y enseñarme a luchar por mis sueños y metas.

A mi padre, Israel David Guiza Iglesias por su apoyo incondicional, por su gran ejemplo de responsabilidad y por confiar en mi brindándome la libertad para construir mi propio camino.

A mi abuela materna, Minelva Esther Noriega Meza por su gran ejemplo de templanza y tenacidad.

A mi hermana, Daniela Audrey Guiza Florez por siempre escucharme y brindarme su apoyo desde la distancia.

Arleidy Andrea Guiza Florez

DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

Agradecimientos

*A la Universidad Industrial de Santander, por brindarme el camino de la innovación y la
excelencia.*

*A los ingenieros Edwar Hernando Herrera Otero y Andres Felipe Ortiz Meneses por su
orientación y confianza para el desarrollo del presente trabajo.*

*A el grupo de investigación de tomografía (GIT) por brindarme el espacio y la confianza de
vincularme a la investigación académica.*

*A Ecopetrol S.A y Minciencias por permitirme hacer parte del macroproyecto de técnicas de
imágenes avanzadas enfocado principalmente en tomografía axial computarizada de
rayos-x (TAC).*

DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

Tabla de Contenido

Introducción	12
1. Objetivos	13
1.1. Objetivo General	13
1.2. Objetivos Específicos.....	13
2. Marco Teórico.....	14
2.1. Unidad de Flujo.....	14
2.2. Contenedor.....	15
2.3. Porosidad.....	16
2.3.1. Clasificación de La Porosidad	17
2.3.2. Porosidad efectiva (\emptyset_e).....	17
2.3.3. Porosidad Absoluta (\emptyset_a).....	17
2.3.4. Porosidad Residual (\emptyset_r).....	18
2.3.5. Porosidad primaria \emptyset_p (\emptyset_1).....	18
2.3.6. Porosidad secundaria \emptyset_s (\emptyset_2)	18
2.3.7. Porosidad total (\emptyset_T)	18
2.4. Permeabilidad	19
2.4.1. Tipos de Permeabilidad.....	20
2.4.2. Permeabilidad Absoluta:.....	21
2.4.3. Permeabilidad efectiva:.....	22
2.5. Cut-Offs	23
2.6. Aplicación de Cut-Offs	24
2.7. Factores que inciden en la especificación de Cut-Offs.....	27
2.8. Factor Fotoeléctrico	27
2.9. Registro de rayos gamma.....	29
2.10. Algoritmo inductivo no supervisado.....	30
2.10.1. Características:.....	30
2.10.2. Aplicabilidad:.....	31
2.11. Clúster	31
2.11.1. Clustering basado en probabilidades:	32
2.12. K-Means.....	33

DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

2.13. RQI (Índice de calidad del reservorio).....	33
2.14. Índice de porosidad normalizada ϕ_z	34
2.15. Indicador de zona de flujo (FZI).....	34
2.16. Winland r35	36
2.17. Tomografía axial computarizada (TAC).....	38
2.17.1. Principio físico de TAC	38
2.17.2. Procedimiento de escaneo de rocas y adquisición de imágenes	39
2.17.3. Escáner TAC.....	40
2.17.4. Preparación de las muestras	40
2.17.5. Uso de fantasmas	42
2.17.6. Adquisición de las imágenes.....	43
2.18. Inteligencia artificial (IA)	44
2.18.1. Métodos de inteligencia artificial.....	44
2.18.2. Lógica difusa.....	45
2.18.3. Redes neuronales:	46
2.18.4. Filtros de una red neuronal.	48
2.18.5. Estimación con redes neuronales.....	49
2.19. Diagnóstico de la información del pozo de estudio	52
2.19.1. Recopilación de información de pozo:	52
3. Metodología	56
3.1. Identificación de UF de manera convencional:	56
3.2. Integración de datos extraídos de TAC y datos petrofísicos:	61
3.3. Flujo de trabajo para integrar las unidades de flujo:.....	79
4. Aplicación de la metodología	81
5. Análisis de resultados	91
6. Conclusiones.....	93
7. Recomendaciones	94
Referencias Bibliográficas	95

DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

Tabla de Figuras:

Figura 1 <i>Proceso de identificación de unidades de flujo.</i>	14
Figura 2 <i>Ilustración de contenedores en un yacimiento.</i>	16
Figura 3 <i>Diagrama de variables de la ecuación de Darcy.</i>	20
Figura 4 <i>Tapones de núcleos y permeabilidades asociadas.</i>	21
Figura 5 <i>Ejemplo de Clúster.</i>	32
Figura 6 <i>Grafica \emptyset_z vs RQI, para determinar FZI.</i>	35
Figura 7 <i>Comparación de Winland r35 radio de garganta de poro y r35 proporciona aproximadamente los mismos resultados.</i>	37
Figura 8 <i>Configuración de escáner TAC. Izquierda: equipo de tercera generación. Derecha: equipo de cuarta generación.</i>	39
Figura 9 <i>Diagrama de posicionamiento de muestras.</i>	41
Figura 10 <i>Ubicación de la muestra y los fantasmas – corte transversal.</i>	43
Figura 11 <i>Lógica Difusa.</i>	46
Figura 12 <i>Modelo de una unidad de procesamiento.</i>	47
Figura 13 <i>Estimación con una red neuronal de tipo RBF.</i>	51
Figura 14 <i>Pesos de ejemplo ilustrado anteriormente.</i>	51
Figura 15 <i>Componentes del reporte. I) Registro de RHOB y PEF, II) Vista XZ, III) Vista Cilíndrica.</i>	55
Figura 16 <i>Histograma de frecuencia FZI (Pozo 1).</i>	57
Figura 17 <i>Histograma de frecuencia r35 (Pozo 1).</i>	58
Figura 18 <i>Clustering r35 (Pozo1).</i>	59
Figura 19 <i>Clustering FZI (Pozo 1).</i>	59

DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

<i>Figura 20 Validación del modelo r35 (Pozo 1)</i>	60
<i>Figura 21 Validación del modelo FZI (Pozo 1)</i>	60
<i>Figura 22 Ejemplificación de las zonas de estudio (Pozo 1)</i>	65
<i>Figura 23 Gráfico cruzado reducido Pozo 1</i>	66
<i>Figura 24 Interfase de datos del software diseñado para este proyecto</i>	71
<i>Figura 25 Ejemplo grafico de la red neuronal utilizada para este proyecto</i>	72
<i>Figura 26 Grupo #1 para 80 neuronas (Pozo1)</i>	73
<i>Figura 27 Grupo #2 para 52 neuronas (Pozo1)</i>	74
<i>Figura 28 Grupo #3 para 70 neuronas (Pozo1)</i>	74
<i>Figura 29 Reporte por secciones (Pozo 1)</i>	78
<i>Figura 30 Histograma de frecuencia FZI (Pozo 2)</i>	84
<i>Figura 31 Histograma de frecuencia r35 (Pozo 2)</i>	84
<i>Figura 32 Clustering r35 (Pozo 2)</i>	85
<i>Figura 33 Clustering FZI (Pozo 2)</i>	85
<i>Figura 34 Grupo #1 para 62 neuronas (Pozo 2)</i>	86
<i>Figura 35 Grupo #2 para 60 neuronas (Pozo 2)</i>	87
<i>Figura 36 Grupo #3 para 65 neuronas (Pozo 2)</i>	88

DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

Lista de Tablas:

Tabla 1 Valores cut-offs propuestos para calcular hidrocarburos en sitio.	23
Tabla 2 Secuencia de aplicación de cut-offs.	25
Tabla 3 Ejemplo de Net Pay identificado utilizando 2 grupos de cut-offs.	26
Tabla 4 Valores típicos del PEF, para diferentes materiales.	28
Tabla 5 Listado de Fantasmas recomendados.	42
Tabla 6 Información de los núcleos escaneados (Pozo 1).	53
Tabla 7 Información obtenida de la gráfica de FZI (Pozo1).	56
Tabla 8 Información obtenida de la gráfica de r35 (Pozo 1).	57
Tabla 9 Tabla de datos (Pozo 1).	61
Tabla 10 Parámetros Cut-Off por unidades hidráulicas (Pozo 1).	64
Tabla 11 Parámetros Cut-Off por Zonas (Pozo 1).	65
Tabla 12 Cantidad de secciones por zona y unidades hidráulicas (Pozo 1).	67
Tabla 13 Base de datos de coordenadas PEF y RHOB por Zonas (Pozo 1).	67
Tabla 14 Clasificación de UF para cada profundidad (Pozo 1).	75
Tabla 15 Parámetros de flujo de trabajo.	79
Tabla 16 Información de los núcleos escaneados (Pozo 2).	81
Tabla 17 Clasificación de UF para cada profundidad (Pozo 2).	89

DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

Lista de Apéndices:

<i>Apéndice A Gráficos cruzados del pozo 1.....</i>	<i>99</i>
<i>Apéndice B Imágenes de tomografía por Unidades (Pozo 1).....</i>	<i>103</i>
<i>Apéndice C Imágenes de Tomografía por unidades (Pozo 2).....</i>	<i>110</i>
<i>Apéndice D Reporte correspondiente al Pozo 1.....</i>	<i>118</i>
<i>Apéndice E Reporte correspondiente al Pozo 2.....</i>	<i>154</i>

DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

Resumen

Título: Definición de unidades de flujo por medio de información de pozo integrada con información de tomografía axial computarizada de rayos X (TAC) *

Autor: Arleidy Andrea Guiza Florez**

Palabras Clave: Unidad de flujo, Porosidad, Permeabilidad, Core Gamma Espectral, PEF, RHOB, Winland r35, FZI, Red Neuronal, Tomografía axial computarizada de rayos-x (TAC)

Descripción:

El presente proyecto busca integrar información de pozo obtenida de manera convencional, es decir, datos petrofísicos suministrados de laboratorio (datos de porosidad y datos de permeabilidad) e información obtenida de las imágenes de tomografía axial computarizada de rayos-X (TAC) la cual no es intrusiva, no es destructiva y permite hacer un análisis cualitativo de los diferentes tipos de roca para la definición de unidades de flujo. Para ello, después de implementar diferentes propuestas como la aplicación de Cut-Offs por zonas de gráficos cruzados de RHOB versus PEF y por parámetros definidos, se establece el método de inteligencia artificial de redes neuronales como método base para este proyecto, del cual se obtienen muy buenas predicciones de los valores de los modelos de Winland r35 y FZI con los que posteriormente se estima el valor de la permeabilidad a partir del modelo elegido para todas las profundidades de cada secciones a lo largo de todo el pozo donde o hay datos de laboratorio para de esta manera definir unidades de flujo de acuerdo a los valores arrojados por las predicciones hechas por la red neuronal, teniendo en cuenta la información tomada de los registros de pozo Core Gamma Espectral, PEF y RHBO.

*Trabajo de grado

**Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. M.Sc en Geología Edwar Hernando Herrera Otero y M. Sc en Ingeniería de Hidrocarburos Andrés Felipe Ortiz Meneses.

DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

Abstract

Title: Definition of flow units by means of well information integrated with X-ray computed tomography (CT) information *

Author: Arleidy Andrea Guiza Florez**

Keywords: Flow unit, Porosity, Permeability, Core Gamma Spectral, PEF, RHOB, Winland r35, FZI, Neural Network, X-ray Computed Axial Tomography (CAT).

Description:

The present project seeks to integrate well information obtained in a conventional way, that is, petrophysical data supplied from the laboratory (porosity data and permeability data) and information obtained from X-ray computed tomography (CT) images, which is non-intrusive, non-destructive and allows a qualitative analysis of the different rock types for the definition of flow units. For this, after implementing different proposals such as the application of Cut-Offs by RHOB versus PEF crossplot zones and by defined parameters, the artificial intelligence method of neural networks is established as the base method for this project, from which very good predictions are obtained from the values of the Winland r35 and FZI models with which the permeability value is subsequently estimated from the chosen model for all the depths of each section along the entire well where there is no laboratory data to thus define flow units according to the values yielded by the predictions made by the neural network, taking into account the information taken from the Core Gamma Spectral, PEF and RHBO well logs.

*Undergraduate work

**Faculty of Physicochemical Engineering. School of Petroleum Engineering. M.Sc in Geology Edwar Hernando Herrera Otero and M. Sc in Hydrocarbon Engineering Andres Felipe Ortiz Meneses.

DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

Introducción

En la industria de los hidrocarburos es importante obtener información sobre los yacimientos, existen diferentes métodos convencionales donde se utilizan métodos, correlaciones y diferentes técnicas para obtener propiedades petrofísicas del yacimiento. Ahora bien, una técnica utilizada es la tomografía axial computarizada de rayos-X, esta permite explorar la estructura interna de los cuerpos brindando imágenes de la roca, de manera no intrusiva, ni destructiva de la misma, esto con el fin de hacer un análisis cualitativo de los diferentes tipos de roca.

Este proyecto surge a partir de la idea de complementar la metodología convencional para la adquisición de propiedades petrofísicas de los yacimientos con la inclusión de la técnica de tomografía axial computarizada de rayos-X para la interpretación de imágenes que esta ofrece, con el fin de definir unidades de flujo (tipos de roca), a partir de información de estudios ya existentes tanto de registros de pozo como de imágenes de tomografía.

DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

1. Objetivos

1.1. Objetivo General

Definir unidades de flujo por medio de información de pozo integrada con información de tomografía axial computarizada de rayos x (TAC).

1.2. Objetivos Específicos

- Realizar el diagnóstico de la información existente de registros de pozos, imágenes de tomografía e información de laboratorio para el pozo de estudio.
- Definir unidades de flujo, a partir del modelo de Winland r35 y FZL.
- Desarrollar una metodología para definir unidades de flujo con base en las imágenes de tomografía axial computarizada de rayos-X (TAC).
- Definir un flujo de trabajo que permita integrar las unidades de flujo encontradas por el método convencional y el método de interpretación de imágenes.

DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

2. Marco Teórico

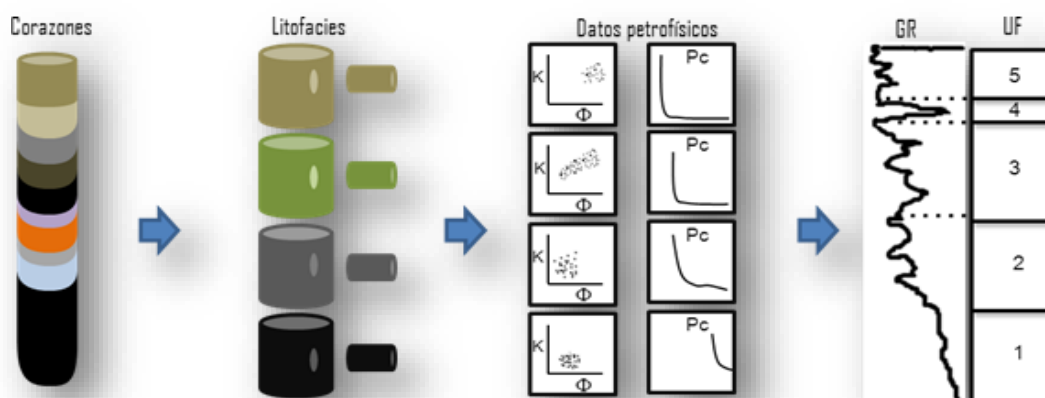
2.1. Unidad de Flujo

Las unidades de flujo son “una región continua y mapeable en el yacimiento que tiene propiedades geológicas y petrofísicas similares que afectan el movimiento de fluidos inyectados o producidos; además tiene la capacidad de transmitir fluidos lateral y verticalmente”. (Ebanks, Jr, Scheihing, & Atkinson, 1992)

Para determinar las unidades de flujo se divide el yacimiento en partes con características petrofísicas uniformes, para ello son utilizados los registros de pozos y gráficos de saturación de fluido, porosidad, permeabilidad y presión capilar (*Figura 1*).

Figura 1

Proceso de identificación de unidades de flujo.



Nota: EBANKS, W. J (JR), SCHEIHING, M. H y ATKINSON, C.D. Flow Units for Reservoir Characterization, Geological Methods, part 6, 1992. P. 283.

DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

2.2. Contenedor

Un contenedor es “una subdivisión de sistemas de depósito que consiste en un sistema de poros, compuestos por uno o más unidades de flujo, que responden como una unidad cuando el líquido es retirado”. (Hartmann & Beaumont, 1999)

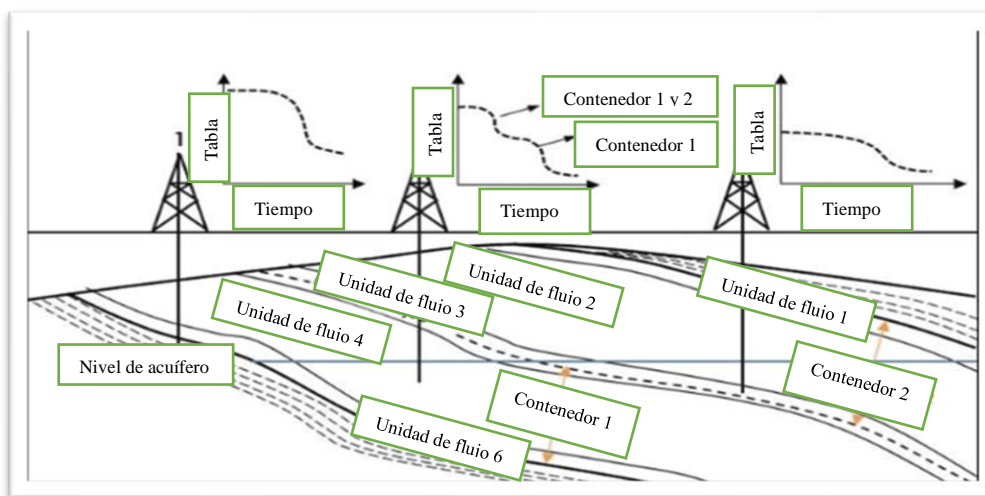
Un contenedor relaciona las unidades de flujo de varios pozos analizando su estructura y estratigrafía, para saber si hay comunicación entre ellas. Posteriormente, se identifica la calidad de roca de las unidades y se hallan los límites entre contenedores, encontrando barreras de flujo o interpretando dentro de una unidad de flujo compartida por dos contenedores, donde diverge el flujo. (Hartmann & Beaumont, 1999)

La *Figura 2*, muestra un yacimiento que tiene dos contenedores caracterizados por sistemas porosos diferentes. Las unidades de flujo 1 y 3 son microporosas; las unidades de flujo 2 y 5 son mesoporosas y la unidad 4 es macroporosa. El límite entre los contenedores es donde el flujo de fluidos diverge en la unidad de flujo 3. Tres pozos drenan el yacimiento y al lado de cada pozo se muestra su curva de declinación. (Hartmann & Beaumont, 1999)

DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

Figura 2

Ilustración de contenedores en un yacimiento.



Nota: HARTMANN, D. J., and BEAUMONT, E. A. Exploring for oil and gas traps: AAPG Treatise Petroleum Geology, Handbook of Petroleum Geology, Cap 9 “Predicting Reservoir System Quality and Performance” ,1999, p. 9-9.

2.3. Porosidad

La porosidad es la característica física más conocida de un yacimiento de petróleo. La porosidad es una medida de la capacidad de almacenamiento de fluidos que posee una roca y se define como la fracción del volumen total de la roca que corresponde a espacios que pueden almacenar fluidos. (Alvares & Velez, 2011)

$$\emptyset = \frac{V_b - V_{gr}}{V_b} = \frac{V_p}{V_b} \quad (1)$$

\emptyset = Porosidad (fracción).

V_p = Volumen poroso.

DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

V_b = Volumen total de la roca.

V_{gr} = Volumen de grano

2.3.1. Clasificación de La Porosidad

La porosidad de una roca puede ser clasificada de dos maneras:

- Según la comunicación de sus poros.
- Según su origen y tiempo de depositación.

Según la comunicación de sus poros

2.3.2. Porosidad efectiva (\emptyset_e)

También se llama porosidad útil, la misma que es la fracción del volumen total correspondiente al volumen de poros conectados entre sí. Es la que se mide en la mayoría de los porosímetros y es en realidad que interesa para las estimaciones de petróleo y de gas en sitio. La porosidad efectiva es una función de muchos factores litológicos. Los más importantes son: tamaño de los granos, empaque de los granos, cementación, meteorización, lixiviación, cantidad y clases de arcilla, y estado de hidratación de las mismas.

2.3.3. Porosidad Absoluta (\emptyset_a)

Es la fracción del volumen total correspondiente al volumen de poros conectados o no entre sí. Una roca puede tener una porosidad absoluta considerable y aun no tener conductividad a fluidos debidos a la falta de intercomunicación de los poros.

DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

2.3.4. Porosidad Residual (\emptyset_r)

Esta porosidad corresponde a la diferencia entre las dos porosidades anteriormente mencionadas.

$$\emptyset_{residual} = \emptyset_{absoluta} - \emptyset_{efectiva} \quad (2)$$

Según su origen y tiempo depositación:

2.3.5. Porosidad primaria \emptyset_p (\emptyset_1)

Es aquella que se desarrolla u origina en el momento de la formación o depositación del estrato. Los poros formados en esta forma son espacios vacíos entre granos individuales de sedimento.

2.3.6. Porosidad secundaria \emptyset_s (\emptyset_2)

Es aquella que se forma a posteriori, debido a un proceso geológico subsecuente a la depositación del material del estrato o capa. Los empaques de granos (\emptyset_2) que presentan las rocas con porosidad secundaria son en general del tipo rombohedral, aunque es frecuente encontrar sistemas porosos de morfología compleja.

2.3.7. Porosidad total (\emptyset_T)

Corresponde a los llamados “yacimientos de doble porosidad”, y no es más que la suma de la porosidad primaria más la porosidad secundaria.

DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

$$\phi_{total} = \phi_{primaria} + \phi_{secundaria} \quad (3)$$

2.4. Permeabilidad

La permeabilidad de una roca se puede definir como la facultad que la roca posee para permitir que los fluidos se muevan a través de la red de poros interconectados. Si los poros de la roca no están interconectados no existe permeabilidad; por consiguiente, es de esperar que exista una relación entre la permeabilidad de un medio y la porosidad efectiva, aunque no necesariamente con la porosidad absoluta. (Alvares & Velez, 2011)

Darcy desarrolla una ecuación empírica de flujo, que caracteriza la facilidad del fluido para pasar a través de un material poroso como se muestra en la **Figura 3**. Para un sistema lineal horizontal, la ecuación es la siguiente (Darcy, 1850):

$$V = \frac{Q}{A} = -\frac{k}{\mu} \frac{dp}{dx} \quad (4)$$

$$v = \text{velocidad del fluido} \left[\frac{\text{cm}}{\text{s}} \right]$$

$$Q = \text{tasa de flujo} \left[\frac{\text{cm}^3}{\text{s}} \right]$$

$$A = \text{Area transversal} [\text{cm}^2]$$

$$\mu = \text{Viscosidad, centipoise} [\text{cP}]$$

$$k = [1 \text{ D} = 0,986923 \mu\text{m}^2]$$

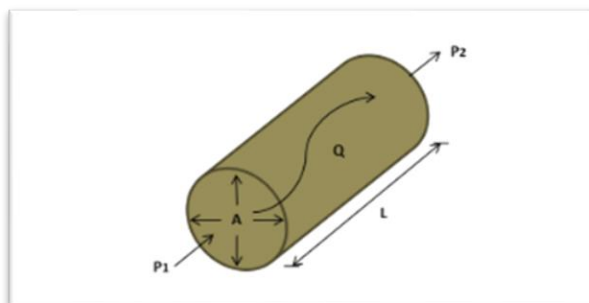
$$\frac{dp}{dx} = \frac{P_2 - P_1}{L} = \text{Gradiente de P} \left[\frac{\text{atm}}{\text{cm}} \right]$$

El signo negativo en la ecuación (4) es adicionado porque el gradiente de presión, (dp/dx) es negativo, en dirección al flujo.

DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

Figura 3

Diagrama de variables de la ecuación de Darcy.



Nota: HARTMANN, D. J., and BEAUMONT, E. A., Exploring for oil and gas traps: AAPG Treatise Petroleum Geology, Handbook of Petroleum Geology, Cap 9 “Predicting Reservoir System Quality and Performance”, 1999, p. 9-3

La permeabilidad de la ecuación (4), es llamada absoluta, si la roca está saturada con un sólo fluido (o fase) como petróleo, gas o agua. A estas condiciones un Darcy, que es la unidad de medida estándar de la permeabilidad, expresa el flujo a una tasa de un centímetro cúbico por segundo, de un líquido (una fase) con una viscosidad de un centipoise, a través de una muestra con una área transversal de un centímetro cuadrado y con un gradiente de presión de una atmósfera por segundo.

2.4.1. Tipos de Permeabilidad

Existen tres tipos de permeabilidad: (Yajamin, y otros, 2010)

- Permeabilidad Absoluta
- Permeabilidad Efectiva
- Permeabilidad Relativa

DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

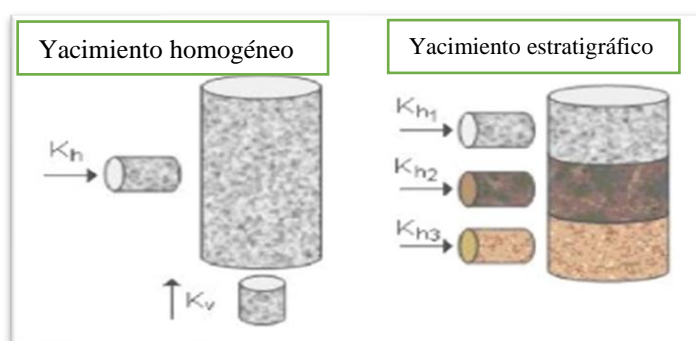
2.4.2. Permeabilidad Absoluta:

La permeabilidad absoluta se define como la capacidad que tiene una roca de permitir el flujo de fluidos a través de sus poros interconectados, cuando el medio poroso se encuentra completamente saturado por un fluido.

La permeabilidad es la propiedad isotrópica del medio poroso, por lo tanto puede variar en función a la dirección a la cual es medida. Los análisis rutinarios de núcleos generalmente utilizan tapones de núcleos tomados paralelos a la dirección del flujo de los fluidos en el yacimiento. La permeabilidad obtenida de esta forma es la permeabilidad horizontal del yacimiento (k_h). La medición de la permeabilidad en tapones tomados perpendiculares a la dirección de flujo, permiten la determinación de la permeabilidad vertical del yacimiento (k_v) (**Figura 4**).

Figura 4

Tapones de núcleos y permeabilidades asociadas.



Nota: Yajamin, D.; Haro, E.; Arco, J.; Torres, A.; Sanches, C.; Torres, J.L. "CARACTERIZACION PETROFISICA DE UN YACIMIENTO", 2010, P.24.

DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

La permeabilidad es medida haciendo pasar un fluido de viscosidad μ conocida a través del tapón de núcleo, al cual se le han medido las dimensiones (A y L), luego se determina la tasa de flujo q y la caída de presión ΔP .

$$K = \frac{q\mu\Delta L}{A\Delta P} \quad (5)$$

Durante las mediciones de la permeabilidad se deben cumplir las siguientes condiciones:

- Flujo laminar (Viscoso).
- No reacción entre el fluido y la roca.
- Presencia de una sola fase saturando el 100 % del espacio poroso.

2.4.3. Permeabilidad efectiva:

Cuando más de una fase se encuentra presente en un medio poroso, la capacidad que tiene una roca de permitir el flujo de cada una de las fases a través de dicho medio poroso se define como permeabilidad efectiva. La permeabilidad efectiva es menor que la permeabilidad absoluta.

La sumatoria de las permeabilidades efectivas siempre es menor a la permeabilidad absoluta, debido a las siguientes razones:

- Algunos canales que normalmente permiten el flujo cuando existe una sola fase, son obstruidos cuando dos o más fases se encuentran presentes en el medio poroso, por ello, el número total de canales que permiten el flujo se reduce y la capacidad que tiene la roca de permitir el flujo de fluidos es menor.
- La presencia de interfaces entre los fluidos que saturan el medio poroso, implican la presencia de tensiones interfaciales y presiones capilares, por lo tanto se

DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

generan fuerzas que tienden a disminuir la velocidad de flujo de los fluidos a través del medio poroso.

2.5. Cut-Offs

Los cutt-offs son valores límites o umbrales de parámetros petrofísicos que evalúan la formación. Su propósito es eliminar los volúmenes de roca, como arcillas y arenas apretadas, que no contribuyen a un buen almacenamiento y flujo de fluidos.

Los cut-offs usados con frecuencia son porosidad, volumen de Shale (V_{sh}), saturación de agua, permeabilidad, resistividad de la formación e índice de movilidad de hidrocarburos (MHI). Pero estos valores no se establecen de la misma forma para todos los tipos litologías, por lo que varios autores a través de los años han publicado diferentes criterios de aplicación de cut-offs, en diversos tipos de roca como se encuentra en (Worthington & Cosentino, 2005).

Se definen los siguientes rangos para definir un valor cut-off como referencia según la definición de tipo de roca (*Tabla 1*).

Tabla 1

Valores cut-offs propuestos para calcular hidrocarburos en sitio.

Litología	Parámetro	Rango de valores
	V_{sh}	0.3-0.5
Arenisca	\emptyset	0.06-0.08
	S_w	0.5-0.6
	V_{sh}	0.3-0.5
Carbonatos	\emptyset	0.04-0.05

DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

 S_w

0.5-0.6

Nota: WORTHINGTON, P. F., and COSENTINO, L., The role of cut-offs in Integrated Reservoir Studies, Paper SPE 84387, 2005. p. 278 Modificado.

Ante la diversidad de criterios y en la subjetividad de quien o quienes aplican los valores para cada cut-off, es de vital importancia que se definan cut-offs de forma particular para cada yacimiento en lo que se refiere al tipo de roca, para evitar incurrir en errores en la determinación de áreas usadas para los cálculos volumétricos de volúmenes originales, en cálculos del factor de recobro, en diseños de estimulación y en interpretaciones de pruebas de presión de pozos.

2.6. Aplicación de Cut-Offs

A medida que se van aplicando los diferentes cut-off's se va redefiniendo el intervalo del yacimiento que contiene hidrocarburos dependiendo de las siguientes categorías definidas por (Ifeanyi & Egbele, 2005):

- Gross Reservoir: Es la porción del yacimiento que se va a estudiar, desde el tope hasta la base incluyendo todos los componentes. No se le han aplicado ningún tipo de cut-offs.
- Net Reservoir: Es la porción del yacimiento que tiene buena calidad de roca en lo que se refiere a la capacidad de almacenamiento y flujo. Se le aplica al Gross Reservoir los cut-offs de porosidad para excluir rocas con poca capacidad de almacenamiento y de volumen de Shale lo que permite no tener en cuenta los intervalos del yacimiento que contienen componentes que impiden el flujo de fluidos.

DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

- **Gross Pay:** Es el intervalo del yacimiento que contiene fluidos y permite su flujo pero que contiene bajas cantidades de agua. Se le aplica al Net Reservoir el cut-off de saturación de agua y se eliminan las profundidades por debajo del contacto agua-aceite.

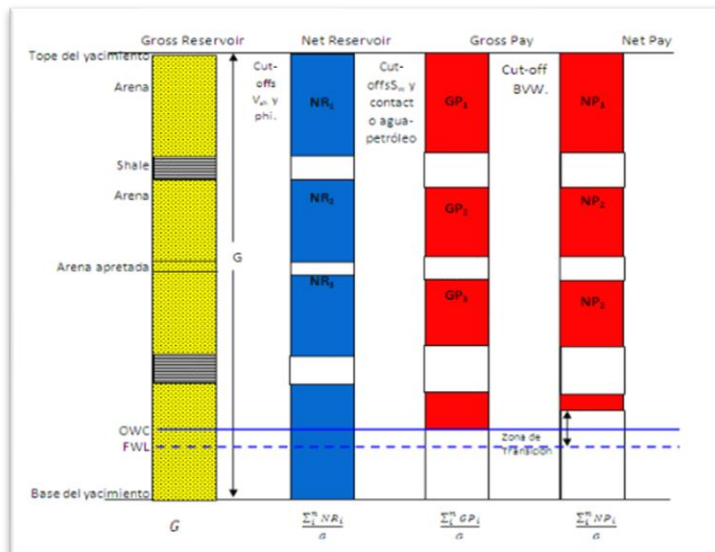
- **Net Pay:** Es el intervalo óptimo para almacenar y producir hidrocarburos, con un bajo corte de agua. Se le aplica al Gross Pay el cut-off de volumen total de agua eliminando los intervalos con baja saturación de agua pero que producen altos cortes de agua. Además se le han aplicado los cut- offs aplicados anteriormente pero de forma más estricta. La identificación del Net Pay es de gran utilidad en la estimación de reservas recuperables en un yacimiento porque se eliminan intervalos en los cuales se encuentran almacenados hidrocarburos que no se pueden recuperar. También es útil para calcular los hidrocarburos en sitio. Un esquema de la aplicación secuencial de los cut-offs es mostrada en la

- ***Tabla 2:***

Tabla 2

Secuencia de aplicación de cut-offs.

DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO



Nota: IFEANYI EZUKA, Emmanuel Egbele. Net-To-Gross Ratios: Implication in Integrated Reservoir Management Studies, 2005, Paper SPE 98808.p.11Modificado. OWC=Contacto agua-petróleo, FWL=Nivel de agua-libre. Modificado.

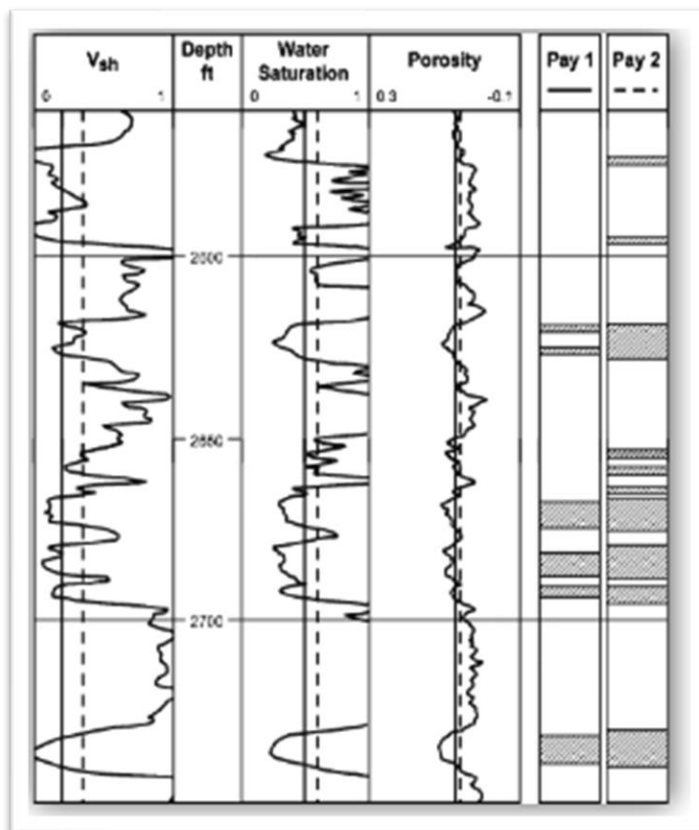
La

Tabla 3 muestra ejemplos de Net Pay identificados, utilizando para cada uno un grupo de cut-offs. Para Net Pay 1 se utilizó $V_{sh} < 0,2 \phi \geq 0,07 S_w < 0,5$. Para Net Pay 2 se utilizó $V_{sh} < 0,35 \phi \geq 0,06 S_w < 0,6$.

Tabla 3

Ejemplo de Net Pay identificado utilizando 2 grupos de cut-offs.

DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO



Nota: WORTHINGTON, P. F., and COSENTINO, L., The role of cut-offs in Integrated Reservoir Studies, Paper SPE 84387, 2005. p. 281 Modificado.

2.7. Factores que inciden en la especificación de Cut-Offs

Según Worthington y Cosentino existen factores que influyen en la aplicación de cut-offs al intervalo del yacimiento en estudio (Worthington & Cosentino, 2005).

- El espesor mínimo del Net Pay: Debe ser mayor a 0,25 m. Esto se debe a que si la altura del intervalo en el cual se corren los registros es muy pequeña, las respuestas de estos no son confiables.
- El tipo de roca: Es importante porque la formación se divide en varias unidades de diferentes propiedades petrofísicas; cada unidad requiere un conjunto de cut-

DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

offs específico debido a que las condiciones de movilidad y almacenamiento varían dependiendo si las rocas son carbonatos, calizas, areniscas o dolomitas. Varían también dependiendo si el yacimiento es laminado, naturalmente fracturado o de gas apretado.

- La relación de la permeabilidad con otras variables: El objetivo es hallar un valor cut-off de permeabilidad que se ajuste a las condiciones del yacimiento, utilizando una variedad de datos que van desde niveles inadmisibles hasta niveles admisibles de movilidad. Después de identificar dicho valor se debe relacionar con V_{sh} , S_w , para ayudar en la evaluación de la formación a identificar de manera más precisa el Net Pay.

2.8. Factor Fotoeléctrico

Un registro de las propiedades de absorción fotoeléctrica. El registro mide el factor de absorción fotoeléctrica, Pe , que se define como $(Z/10)^{3.6}$, donde Z es el número atómico promedio de la formación. Pe no tiene unidades, pero dado que es proporcional a la sección transversal fotoeléctrica por electrón, a veces se expresa en barnios/electrón. Dado que los fluidos tienen números atómicos muy bajos, su influencia es muy escasa, de modo que Pe es una medida de las propiedades de la matriz de roca. Las areniscas tienen un Pe bajo, en tanto que las dolomías y las calizas poseen un Pe alto. Las arcillas, los minerales pesados y los minerales que contienen hierro poseen un Pe alto. Por consiguiente, el registro es de gran utilidad para la determinación de la mineralogía (*Tabla 4*). En la interpretación, el PEF se convierte generalmente en la sección eficaz volumétrica más simple, U en barnios/cm³, tomando el producto de PEF por la densidad. El registro se obtiene como parte de la medición de densidad. La profundidad de investigación es del orden de una pulgada, lo que generalmente corresponde a la zona lavada. El PEF puede ser afectado por los minerales pesados, tales como la barita presente en el revoque de filtración o en el filtrado del lodo.

DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

Tabla 4

Valores típicos del PEF, para diferentes materiales.

Material	Factor Fotoeléctrico PEF
Arenisca	2
Calcita	5
Dolomita	3
Arcilla	4

Nota: Quijano, E.; & Valcarcel E. (2015). Interpretación de registros geofísicos de pozo, pozo A, B y C. Cuenca de los Llanos Orientales.

2.9. Registro de rayos gamma

Es un registro que mide la radioactividad natural de las formaciones es decir la medida de la radiación que emite espontáneamente es por lo tanto útil en la detección y evaluación de minerales como Potasio (K) y Uranio (U).

En formaciones sedimentarias, que se caracterizan porque sus estratos se han formado por el traslado de material a la superficie formando una capa encima de la otra, refleja el contenido de lutita, esto se debe a que los elementos radiactivos tienden a concentrarse en arcillas y lutitas. El perfil de rayos gamma puede ser registrado en pozos entubados, lo cual es muy útil en operaciones de terminación y reacondicionamiento. Es frecuentemente usado como sustituto del registro de potencial espontáneo (SP) en los pozos entubados, donde es imposible obtener un SP o en pozos

DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

abiertos cuando el SP no es satisfactorio. En ambos casos es útil en la ubicación de capas no arcillosas y para correlaciones. (Schulumberger Well Service, 1978)

En su paso por la formación los rayos gamma pierden energía por colisiones, fenómeno denominado efecto Compton, y son absorbidos por los átomos de la formación liberando electrones, fenómeno denominado efecto fotoeléctrico (Segré). El grado de absorción varía con la densidad de la formación. De dos formaciones con la misma cantidad de material radioactivo por unidad de volumen, pero de diferente densidad, la menos densa se mostrará como más radioactiva en el perfil de rayos gamma.

En formaciones sedimentarias se encuentran normalmente Potasio (K) en las arcillas o lutitas, lo que hace más fácil la evaluación, de aquí el potasio sólo mide radiación gama en un solo nivel energético de 1.44 eV.

La respuesta del perfil tiene que ser corregida por diversos efectos, correcciones que se realizan usando software y/o gráficos especiales. Esta respuesta corregida es proporcional a la concentración en peso del material radioactivo en la formación, y si se considera una formación que contiene principalmente un material radioactivo específico, la lectura del perfil de rayos gamma (GR) está dada por (Schulumberger Well Service, 1978):

$$GR = \frac{\rho_1 V_1}{P_f A_1} \quad (6)$$

Donde:

ρ_1 = Densidad del mineral radioactivo.

V_1 = Fracción del volumen total del mineral

DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

$\rho_1 V_1 / P_f$ = Concentración en peso del mineral radioactivo.

A_1 = Factor proporcional a la radioactividad del mineral.

2.10. Algoritmo inductivo no supervisado

Clustering es el proceso de agrupar datos en clases o clúster de tal forma que los objetos de un clúster tengan una similitud alta entre ellos, y baja (sean muy diferentes) con objetos de otros clústeres. (García & Gómez)

2.10.1. Características:

- Normalmente corren con pocos datos.
- Clústeres de formas arbitrarias: los basados en distancias numéricas tienden a encontrar clústeres esféricos.
- Capacidad de manejar diferentes tipos de atributos: numéricos (lo más común), binarios, nominales, ordinales, etc.
- Capacidad de añadir restricciones.
- Manejo de ruido: muchos son sensibles a datos erróneos.
- Poder funcionar eficientemente con alta dimensionalidad.
- Requerimientos mínimos para especificar parámetros, como el número de clúster.
- Independientes del orden de los datos.
- Que los clústeres sean interpretables y utilizables

2.10.2. Aplicabilidad:

DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

El objetivo del clustering como se vio en el apartado anterior es identificar la clasificación intrínseca de un conjunto de datos no etiquetados. Los algoritmos de clasificación de datos tienen numerosas aplicaciones en distintos ámbitos: Biología, Comercialización, Biblioteca, Seguros, Sismología, Urbanismo... Una interpretación de lo anterior es el caso de que los distintos seres vivos se clasificaron en varias especies. Otra aplicación de interés es el estudio de los sismos. La reagrupación de los epicentros de los sismos observados permite determinar las zonas de riesgos, y poder ayudar a evitar catástrofes. (García & Gómez)

2.11. Clúster

Clúster, o grupo, es un conjunto de objetos que son “similares” entre ellos y “diferentes” de los objetos que pertenecen a los otros grupos. La palabra “clúster” viene del inglés y significa agrupación. Desde un punto de vista general, el clúster puede considerarse como la búsqueda automática de una estructura o de una clasificación en una colección de datos “no etiquetados”. (García & Gómez)

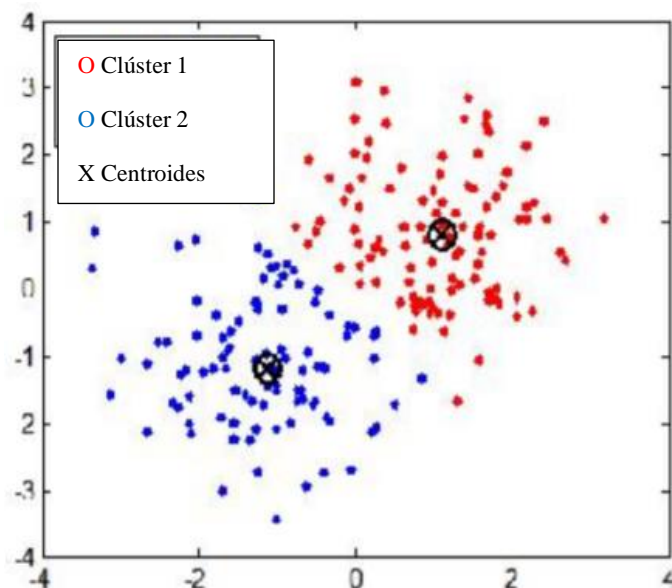
2.11.1. Clustering basado en probabilidades:

Ahora los objetos tienen cierta probabilidad de pertenecer a un grupo o clúster. Desde el punto de vista bayesiano, lo que se busca es el grupo de clúster más probable dados los datos. La base de un clustering probabilístico está basado en un modelo estadístico llamado finite mixtures (mezcla de distribuciones). Una mezcla es un conjunto de k distribuciones, representando k clúster. La mezcla más sencilla es cuando se tienen puros atributos numéricos con distribuciones gaussianas con diferentes medias y varianzas. (García & Gómez)

DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

Figura 5

Ejemplo de Clúster.



Nota: García, C.; & Gómez I. Algoritmo de Aprendizaje:KNN y KMEANS.

La idea es, dado un conjunto de datos, determinar las k distribuciones normales (medias y varianzas) y las probabilidades particulares de cada distribución (pueden ser diferentes). Existe una gran cantidad de algoritmos de clustering como: K-Means, CobWeb, Algoritmo EM (Expectation Maximization). Este trabajo se centrará en el estudio del algoritmo de K-MEANS.

2.12. K-Means

El algoritmo K-means, creado por McQueen en 1967 es el algoritmo de clustering más conocido y utilizado ya que es eficaz y de muy simple aplicación. Sigue un procedimiento simple de clasificación de un conjunto de objetos en un determinado número K de clústeres, K determinado a priori. El nombre de K-means viene porque representa cada uno de los clústeres por

DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

la media (o media ponderada) de sus puntos, es decir, por su centroide. La representación mediante centroides tiene la ventaja de que tiene un significado gráfico y estadístico inmediato. Cada clúster por tanto es caracterizado por su centro o centroide (**Figura 5**) que se encuentra en el centro o el medio de los elementos que componen el clúster. (García & Gómez)

2.13. RQI (Índice de calidad del reservorio)

El RQI indica la facilidad y cantidad con que un fluido puede ser recuperado de una unidad. Cuando se tienen rocas relativamente homogéneas, con buenas capacidades de almacenamiento y de flujo, normalmente se puede garantizar que la calidad de ellas es excelente. Para ciertos estudios a cada unidad de flujo del yacimiento se le asigna un valor de RQI. (Meza, 2013)

El índice de calidad del yacimiento (RQI) relaciona la porosidad efectiva y la permeabilidad absoluta con la siguiente ecuación:

$$RQI = 0,0314 * \sqrt{\frac{k}{\phi_e}} \quad (7)$$

Donde:

RQI: Índice de calidad del yacimiento o reservorio, expresado en micrómetros (μm).

K: Permeabilidad absoluta, en md.

ϕ_e : Porosidad efectiva, en fracción.

2.14. Índice de porosidad normalizada ϕ_z

DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

ϕ_z , Este término representa la relación del volumen de poros y el volumen de sólidos.

$$\phi_z = \frac{\phi_e}{1 - \phi_e} \quad (8)$$

2.15. Indicador de zona de flujo (FZI)

Es un parámetro único, que incorpora atributos geológicos y petrofísicos, tales como tamaño y forma de los granos, área superficial expuesta del medio poroso y tortuosidad, y a su vez correlaciona las respuestas de las herramientas de registro.

FZI (μm), designado como el indicador de zona de flujo, está dada por:

$$FZI = \frac{1}{\sqrt{F_s \tau S_{gv}}} = \frac{RQI}{\phi_z} \quad (9)$$

Dónde:

F_s : Factor de forma, adimensional.

τ : Tortuosidad, adimensional.

S_{gv} : Superficie por unidad de volumen de grano, en μm^{-1} .

$$RQI = \phi_z * FZI \quad (10)$$

Aplicando logaritmo a la ecuación 10, se obtiene:

$$\log RQI = \log \phi_z + \log FZI \quad (11)$$

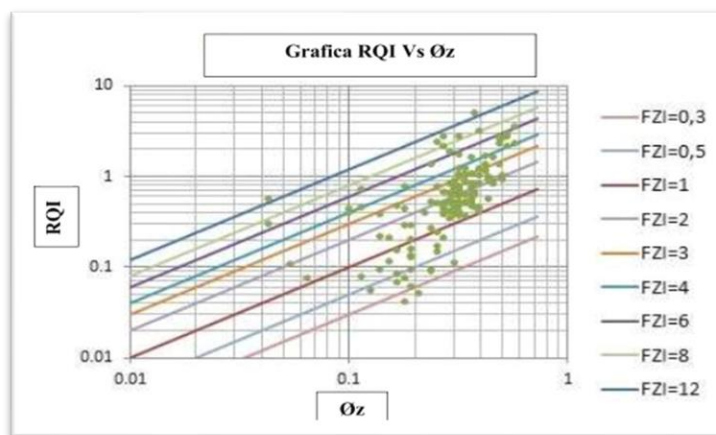
La ecuación 11 indica que en coordenadas log-log se obtendrá una línea recta con pendiente unitaria (45°) cuando se grafica RQI vs ϕ_z , como se indica en la

DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

Figura 6. Basado en el desarrollo previo, RQI puede ser calculado en un pozo con núcleos y por consiguiente FZI. (Amaefule, 1993)

Figura 6

Grafica \emptyset_z vs RQI, para determinar FZI.



Nota: ÁLVAREZ, S. and VÉLEZ, G., Desarrollo de una metodología estándar para la identificación de unidades de flujo y caracterización petrofísica en yacimientos complejos. Universidad Industrial Santander, Bucaramanga, 2011.

2.16. Winland r35

H.D. Winland of Amoco desarrolló una ecuación empírica que ha demostrado ser muy valiosa como criterio de corte para delinear yacimientos de hidrocarburos en trampas estratigráficas (Kolodzie & Jr, 1980).

$$\log r_{35} = 0,732 + 0,588 \log k_{air} - 0,864 \log 100\emptyset \quad (12)$$

Donde \emptyset se expresa como una fracción. La ecuación 12 también se puede escribir como:

DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

$$r_{p35} = 5,395 \left(\frac{k^{0,588}}{(100\phi)^{0,864}} \right) \quad (13)$$

(Kwon & Pickett, 1975) Publicaron una correlación empírica para generar curvas de presión capilar. De los datos, (Aguilera, 2002) desarrollaron la siguiente ecuación para calcular el radio de la garganta del poro al 35% de saturación de mercurio:

$$r_{p35} = 2,665 \left[\frac{k}{100\phi} \right]^{0,45} \quad (14)$$

Para valores prácticos de aberturas de garganta de poro, las ecuaciones 13 y 14 proporcionan resultados similares. Esto es significativo porque la investigación se realizó de forma independiente en diferentes tiempos y los conjuntos de datos eran de diferentes formaciones

La correlación de Winland se desarrolló utilizando datos desde formaciones que varían en edad desde Ordovícico hasta Terciario, incluyendo Simpson, Delaware, Tensleep, Pepita, Cotton Valley, Muddy, Mesaverde, Terry, Primero Wall Creek, Frontier, Montrose, Vicksburg y Frio arenisca. (Pittman, 1992)

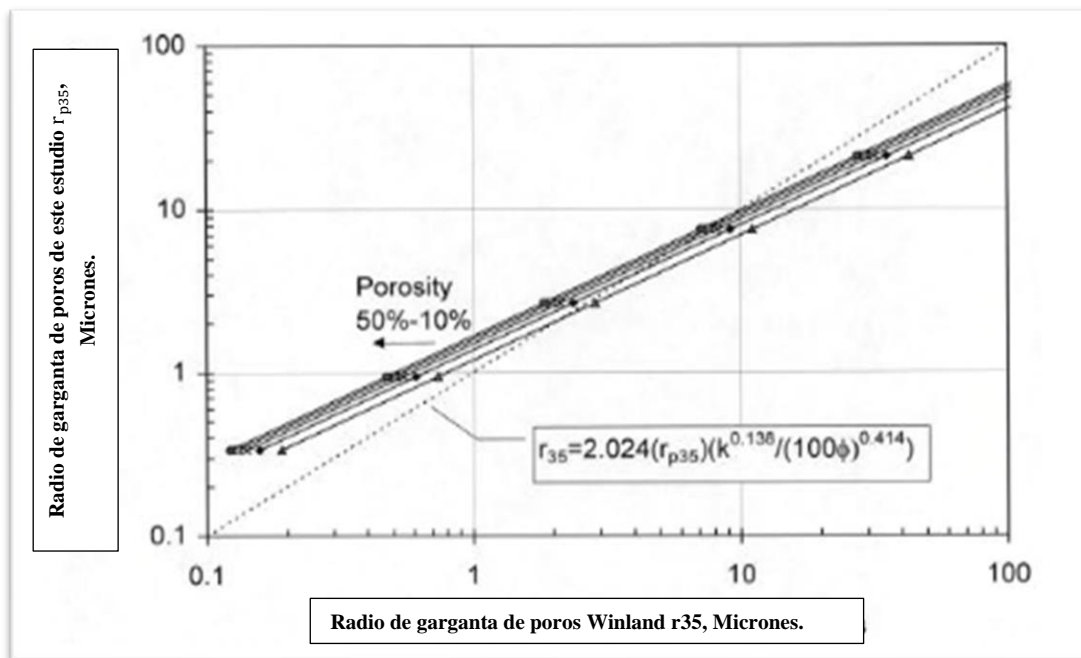
La correlación de Kwon y Pickett's (1975) fue desarrollada utilizando datos de más de 2500 muestras de arenisca y carbonato de 30 formaciones en América del Norte. La **Figura 7** muestra una comparación de poros de abertura al 35 % de saturación de mercurio que oscilan entre 0.1 y 100 micrones calculados con el uso de la ecuación 12 y 13. La relación entre r_{35} y r_{p35} se da por:

$$r_{35} = 2,024 r_{p35} \left[\frac{k^{0,138}}{(100\phi)^{0,414}} \right] \quad (15)$$

DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

Figura 7

Comparación de Winland r_{35} radio de garganta de poro y r_{35} proporciona aproximadamente los mismos resultados.



Nota: Aguilera, R.,; Aguilera, M.S.(2002).the integration of capillary pressure and pickett plots for determination of flow units and reservoir containers.

2.17. Tomografía axial computarizada (TAC)

2.17.1. Principio físico de TAC

En términos generales, la tomografía es la técnica de obtener diferentes imágenes de cortes de un objeto, de manera que se puede apreciar su estructura interna. Para lograr esto, la TAC aprovecha la diferencia que existe en la atenuación producida por diferentes materiales sobre los rayos-X que los atraviesan, de manera que las imágenes obtenidas de los cuerpos estudiados son

DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

representaciones gráficas de los diferentes coeficientes de atenuación que tienen éstos, los cuales son discretizados en pequeñas unidades a las que se les asigna un único valor de atenuación y que reciben el nombre de voxels.

El tamaño de un vóxel determina la resolución del tomógrafo, es decir, cuantas más pequeñas sean las dimensiones de los voxels mayor será la capacidad del equipo para describir estructuras pequeñas. (Ortiz Meneses , Plata Chaves, Herrera Otero, & Santos, 2015)

De acuerdo con lo anterior, el tomógrafo debe determinar un elevado número de incógnitas por cada corte (slice), por esto es necesario que la emisión de rayos-X se realice desde diferentes ubicaciones y ángulos, asegurando que existe un igual número de ecuaciones que permitan solucionar el sistema y calcular el coeficiente de atenuación de cada vóxel. Para lograr esto, se han propuesto diferentes configuraciones de equipos TAC, siendo los denominados de tercera y cuarta generación las más usadas actualmente. Los equipos de tercera generación funcionan con una fuente de rayos-X que rota simultáneamente junto con detectores ubicados al lado opuesto de ésta; por otro lado, en los equipos de cuarta generación, sólo la fuente rota, mientras que se tiene un anillo estático de receptores a lo largo de toda la circunferencia (Ramirez, Arboleda , & McCollugh, 2008) Ambas configuraciones son ilustradas en la **Figura 8**.

Por otro lado, es importante señalar que la atenuación que producen los materiales se debe fundamentalmente a dos fenómenos: el efecto fotoeléctrico, que es gobernado por la densidad y el número atómico del material y la energía del fotón, y el efecto Compton que depende sólo de la densidad y la energía (Hunt, Engler, & Bajsarowicz, 1988). Note que del coeficiente de atenuación de un vóxel, las propiedades que se pueden inferir son su número atómico efectivo y su densidad total.

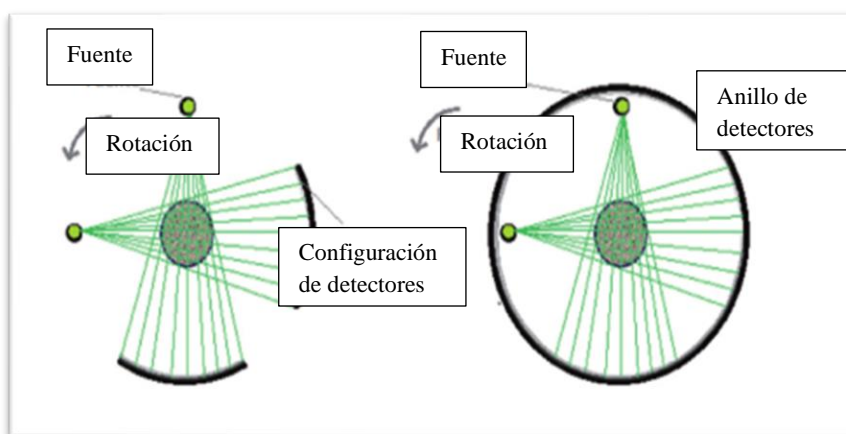
DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

2.17.2. Procedimiento de escaneo de rocas y adquisición de imágenes

En esta sección se exponen los protocolos a seguir para obtener de la tomografía, información de calidad y útil para las estimaciones que se desean hacer.

Figura 8

Configuración de escáner TAC. Izquierda: equipo de tercera generación. Derecha: equipo de cuarta generación.



Nota: Ortiz Meneses , Andres F.; Plata Chaves, Jose M.; Herrera Otero, Edwar.; Santos, Nicolás. (2015).Caracterización estática de rocas por medio de tomografía computarizada de rayos-x TAC.

2.17.3. Escáner TAC

El equipo TAC debe ser un escáner médico de energía graduable, de manera que se pueda realizar escaneo a energía alta (superior a 100 kV) y energía baja (Inferior a 100 kV) (Wellington & Vinegar).

Actualmente, Los escáner multicorte de 64 cortes axiales por rotación o más, son ampliamente usados con el fin de obtener tiempos de escaneo competitivos en la industria.

DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

Antes de cualquier tipo de adquisición, es necesario comprobar que el equipo se encuentra calibrado, para esto se realiza el Quality Check (QC), que el escáner tenga programado en sus protocolos automatizados. Se debe realizar QC siempre en los siguientes casos:

- Después de cada doce (8) horas de trabajo continuas.
- Cada vez que se enciende el equipo.

En caso de que el QC demuestre que el equipo se encuentra fuera de rango, es necesario aplicar el procedimiento estándar de calibración que tenga el escáner, y que debe estar programado de acuerdo a las indicaciones del fabricante. Generalmente, los equipos actuales utilizan diferentes configuraciones en las cuales se escanean materiales de propiedades conocidas para ajustar a los valores esperados.

2.17.4. Preparación de las muestras

Para la adquisición de imágenes la muestra se puede presentar en cualquier de las siguientes maneras:

- Muestras tamaño plug sin saturar
- Núcleos dentro de barril de aluminio
- Preservada en Parafina
- Roca expuesta

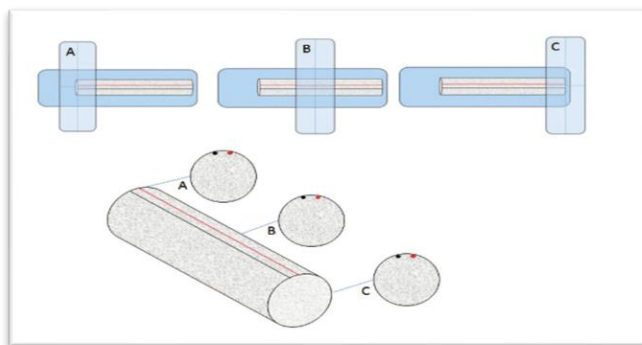
En todo caso se debe conocer claramente la orientación de la muestra. La muestra se ubica para que la adquisición de imágenes se realice desde el tope hacia la base. Por otro lado, de acuerdo a la norma API RP 40 , todos los segmentos deben estar marcados por un par de líneas paralelas

DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

longitudinales roja y negra para identificar el tope de la formación, estas líneas debe colocarse hacia la parte superior de la muestra. La **Figura 9** ilustra la situación.

Figura 9

Diagrama de posicionamiento de muestras.



Nota: Ortiz Meneses , Andres F.; Plata Chaves, Jose M.; Herrera Otero, Edwar.; Santos, Nicolás. (2015).Caracterización estática de rocas por medio de tomografía computarizada de rayos-x TAC.

Si la muestra tiene abrazaderas de metal, éstas se deben quitar para evitar artefactos en las imágenes. No se debe quitar los tapones de caucho que aíslan los fluidos en las muestras preservadas.

2.17.5. Uso de fantasmas

La muestra debe estar posicionada junto con tres (3) materiales de referencia a los que se les conoce el número atómico efectivo y el valor de densidad (fantasmas). Estos fantasmas deben tener una forma cilíndrica y posicionarse longitudinalmente (eje z) a lo largo de toda la muestra a escanear, ya que es importante asegurar que todo corte que se obtenga del núcleo esté acompañado por la imagen de los tres fantasmas. La **Tabla 5** muestra un listado de posibles materiales para los

DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

fantasmas y sus propiedades de número atómico y densidad de acuerdo a los valores registrados por Siddiqui y Khames (Siddiqui & Khamees, 2004).

Tabla 5

Listado de Fantasmas recomendados.

Compuesto	Formula	Densidad (g/cm ³)	Número atómico efectivo
Agua	H_2O	1,000	7,5195
Teflón	$CF_2 = CF_2$	2,160	8,7
Cuarzo fundido (Vidrio)	SiO_2	2,200	11,7842
Aluminio puro	Al	2,700	13

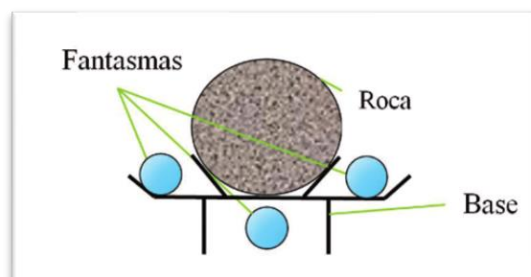
Nota: Ortiz Meneses , Andres F.; Plata Chaves, Jose M.; Herrera Otero, Edwar.; Santos, Nicolás. (2015).Caracterización estática de rocas por medio de tomografía computarizada de rayos-x TAC.

Los fantasmas se deben ubicar de la manera más práctica para ahorrar espacio, en una configuración similar a la mostrada en la **Figura 10**. Los fantasmas se pueden ubicar en cualquier orden.

DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

Figura 10

Ubicación de la muestra y los fantasmas – corte transversal.



Nota: Ortiz Meneses , Andres F.; Plata Chaves, Jose M.; Herrera Otero, Edwar.; Santos, Nicolás. (2015).Caracterización estática de rocas por medio de tomografía computarizada de rayos-x TAC.

2.17.6. Adquisición de las imágenes

Una vez se tiene preparada la muestra de acuerdo a las indicaciones previas, se procede a realizar su escaneo. Se debe escanear una sola sección de 3 pies por vez. Se recorre toda la muestra a un nivel de energía alto, asegurando que se capture la totalidad de la roca y que cada corte realizado se encuentre acompañado por los cortes de los tres fantasmas. El procedimiento se repite para un nivel de energía bajo. Es importante señalar que la muestra no se debe mover nunca entre las dos adquisiciones. Los archivos que se obtienen se guardan según el estándar DICOM (Digital Communication in Medicine). Las imágenes salvadas según el estándar DICOM, contienen matrices numéricas en donde se almacenan los coeficientes de atenuación en unidades de número CT (CTN). Para este caso tienen dos conjuntos de imágenes por cada sección escaneada, uno a alta y otro a baja energía.

El tiempo de adquisición de las imágenes con un escáner de 64 cortes axiales y un espaciamiento de 0.5 mm por corte, puede ser de aproximadamente 5 minutos por cada nivel de

DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

energía, más 15 minutos de enfriamiento entre cada captura. Los tiempos del escaneo pueden variar dependiendo de las especificaciones del escáner y el espaciamiento entre cortes axiales.

2.18. Inteligencia artificial (IA)

Los métodos de Inteligencia Artificial (IA) son la motivación principal de aproximar el comportamiento y el pensamiento humano a diferentes sistemas para tener una respuesta a determinadas problemáticas. Por ello, la Inteligencia Artificial no deja de sorprender porque muchas máquinas ejercen tareas con sistemas muy avanzados que pueden emular ciertas características humanas. (Pérez, Tena,, & Gonzáles,, 2007)

Entre los métodos más representativos en la actualidad, están la lógica difusa o lógica fuzzy, las redes neurales, los sistemas neuro-difusos o neuro-fuzzy y los algoritmos genéticos. Cada uno de estos representa un enorme campo de investigación en la solución de problemas. Lo que se quiere al hacer uso de cada uno de estos métodos en la ingeniería es resolver los problemas, no sólo de una manera ingeniosa, sino tener las mejores, asertivas y adecuadas soluciones. (Garavito & Meneses, 2014)

2.18.1. Métodos de inteligencia artificial

Desde sus inicios, el hombre representó el mundo real mediante símbolos, los cuales constituyen la base del lenguaje humano. En este sentido, se podría considerar a la IA como un dialecto simbólico constituido por cadenas de caracteres que representan conceptos del mundo real. De hecho, los procesos simbólicos son una característica esencial de la IA. A partir de lo expuesto es posible formular una definición más aproximada del objeto de estudio: la IA es una

DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

rama de las ciencias computacionales que se ocupa de los símbolos y métodos no algorítmicos para la resolución de problemas. (Cruz, 2010)

Como se mencionó, existen varios elementos que componen la ciencia de la IA, dentro de los cuales se pueden encontrar tres grandes ramas:

- Lógica difusa.
- Redes neurales artificiales.
- Algoritmos genéticos.

Y se tiene una mezcla de dos de ellas que últimamente ha sido muy utilizada en la IA que es:

- Neuro-Fuzzy

Cada una consta de características especiales, así como de una función específica.

2.18.2. Lógica difusa.

La lógica difusa o lógica Fuzzy es un conjunto de principios matemáticos basados en grados de membresía o pertenencia, cuya función es modelar información. Este modelado se hace con base en reglas lingüísticas que aproximan una función mediante la relación de entradas y salidas del sistema (composición). Esta lógica presenta rangos de membresía dentro de un intervalo entre 0 y 1, a diferencia de la lógica convencional, en la que el rango se limita a dos valores: el cero o el uno, que son ciertas o son falsas.

Mediante el uso de lógica difusa (***Figura 11***) se puede representar la forma de la lógica humana, que involucra incertidumbre o juicios de valor, por ejemplo, en afirmaciones como “el

DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

día es caluroso”, “el automóvil va muy rápido”, etc. En el primer caso, se sabe que hay alta temperatura, pero no se sabe a qué temperatura exactamente se está haciendo referencia; en el segundo caso, se dice que “el automóvil va rápido”, sin embargo, nunca se especifica su velocidad. Las personas tienen el poder de razonar en un mundo donde las cosas u objetos son de alguna forma parcialmente ciertas. (Garavito & Meneses, 2014)

Figura 11

Lógica Difusa.



Nota: Cruz, P. (2010). Inteligencia artificial con aplicación a las ingenierías.

En la Figura 11 se puede ver en el primer cuadro de la izquierda (1) que se puede distinguir entre blanco y negro (0 o 1), así funciona la lógica booleana o un sistema binario. En la imagen de la derecha (2), a excepción de los extremos es muy difícil definir lo que es negro o blanco, por ello existe una gama de respuestas (0-1); de igual forma funciona la lógica difusa, por lo cual se le tiene que dar un grado de pertenencia a los elementos, en este caso qué cantidad de color negro existe en un elemento, así como de blanco.

2.18.3. Redes neuronales:

Una red neuronal artificial (RNA) es un modelo computacional inspirado en redes neuronales biológicas que puede ser consideradas como un sistema de procesamiento de

DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

información con características como aprendizaje a través de ejemplos de adaptabilidad, robustez, capacidad de generalización y tolerancia a fallas. La RNA puede ser definida como una estructura distribuida, de procesamiento paralelo, formada de neuronas artificiales (llamadas también elementos de procesamiento o nodos), interconectados por un gran número de conexiones (sinapsis), los cuales son usados para almacenar conocimiento, con el fin de que esté disponible para poder ser usado.

El modelo de una neurona es una unidad de procesamiento de información que es un fundamental en la operación de las redes neuronales. El diagrama de bloques de la

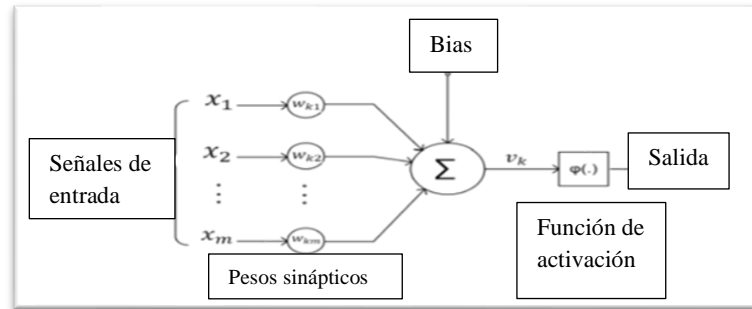
Figura 12 muestra el modelo de una neurona, la cual está conformado por tres elementos básicos:

1. Un conjunto de sinapsis o conexiones, donde cada una se caracteriza por un peso o fuerza de la conexión, específicamente una señal x_j a la entrada de la sinapsis j conectada a una neurona k es multiplicada por el peso sináptico w_{kj} , donde el primer subíndice se refiere a la neurona en cuestión y el segundo hace referencia a la entrada. A diferencia de las sinapsis en el cerebro humano, los pesos sinápticos de una neurona artificial pueden tomar tanto valores positivos como negativos.

Figura 12

Modelo de una unidad de procesamiento.

DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO



Nota: Garavito, A.; & Meneses, C. (2014). Prospectiva Neuro-Fuzzy.

2. Un *sumador* (contador) para sumar las señales de entrada por los pesos de la respectiva sinapsis de cada neurona.

3. Una función de activación para limitar la amplitud de salida de una neurona. Esta función de activación se refiere a una función de aplastamiento que limita el rango de amplitudes permisibles de la señal de salida a un valor finito. Típicamente el rango de amplitudes normalizadas a la salida de una neurona es el intervalo cerrado $[0,1]$ o alternativamente $[-1,1]$. (Garavito & Meneses, 2014)

2.18.4. Filtros de una red neuronal.

Considérese por un momento el modelo más simple de neurona que se pueda definir. Sería aquella en la que la función de activación está definida por la función identidad $y=x$. El modelo se reduce al combinador lineal para el cual la salida está dada por la suma ponderada de sus entradas:

$$y = \sum_{k=1}^N I_k W_k \quad (16)$$

La ecuación 16 es exactamente la misma ecuación de un filtro lineal e invariante en tiempo de respuesta impulsiva finita (Oppenheim & Schaffer, 1989). Si se conoce la respuesta deseada

DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

para un conjunto de datos de entrada (I_k), se puede definir el error como la diferencia entre la respuesta deseada y la respuesta del filtro:

$$e = d - y \quad (17)$$

Y se puede buscar un conjunto de pesos (w) tal que minimice el error. Una forma de hacer dicha búsqueda es mediante el uso de una función de costo definida a partir del error cuadrático medio, la cual se define como el valor esperado (sobre el universo de datos) el cuadrado del error, como se muestra a continuación:

$$ecm = \frac{1}{2} E [e^2] \quad (18)$$

De esta forma, la ecuación 18 es una función de los datos de entrada, sus respuestas deseadas y los pesos del filtro, y su valor mínimo ocurre cuando el valor esperado para el error es cero. Calculando su gradiente e igualándolo a cero, se pueden calcular los valores de los pesos que minimizan el error. Este procedimiento no es nada más que el problema de filtraje lineal óptimo resuelto por Wiener a mediados del siglo pasado (Widrow & Stearns, 1985); y en su honor, a este conjunto de pesos óptimo se le denomina filtro Wiener. El cálculo de estos pesos óptimos no es siempre sencillo ya que una buena estimación del valor esperado del cuadrado del error no es siempre posible.

En el contexto de las redes neuronales, los conjuntos de datos de entrada para los cuales se conocen sus salidas deseadas se denominan los datos de entrenamiento; y entrenar una red neuronal no es otra cosa más que buscar un conjunto de pesos óptimos para representar de la mejor manera posible una relación funcional entre el espacio de los datos de entrada y el espacio de los datos de salida. El gran poder de las redes neuronales radica en la función de activación. La

DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

inclusión en el modelo de la neurona artificial de una función de activación no lineal permite la representación de relaciones funcionales no lineales entre el espacio de los datos de entrada y el espacio de los datos de salida. De esta forma una red neuronal no es más que un gran filtro no lineal construido a partir de la combinación de pequeños filtros no lineales.

2.18.5. Estimación con redes neuronales.

Al igual que el problema de clasificación, el problema de estimación puede ser abordado con una red neuronal. En este caso, de la misma forma en que una serie de funciones puede ser usada para aproximar otra función, la red neuronal puede aproximar una función mediante la combinación de aproximaciones individuales generadas por cada uno de los perceptrones de la red. Tal es el caso de las denominadas RBF: Radial Basis Function (Haykin, 1994)

En la Figura 13 se ilustra un problema sencillo de estimación mediante el uso de una red neuronal del tipo RBF. Esta aproximación se realiza con una red neuronal de dos capas, tal y como se ilustra en la **Figura 13**. La primera capa está constituida por seis neuronas que poseen dos entradas y una función de activación gaussiana:

$$f(s) = e^{-\frac{s^2}{k}} \quad (19)$$

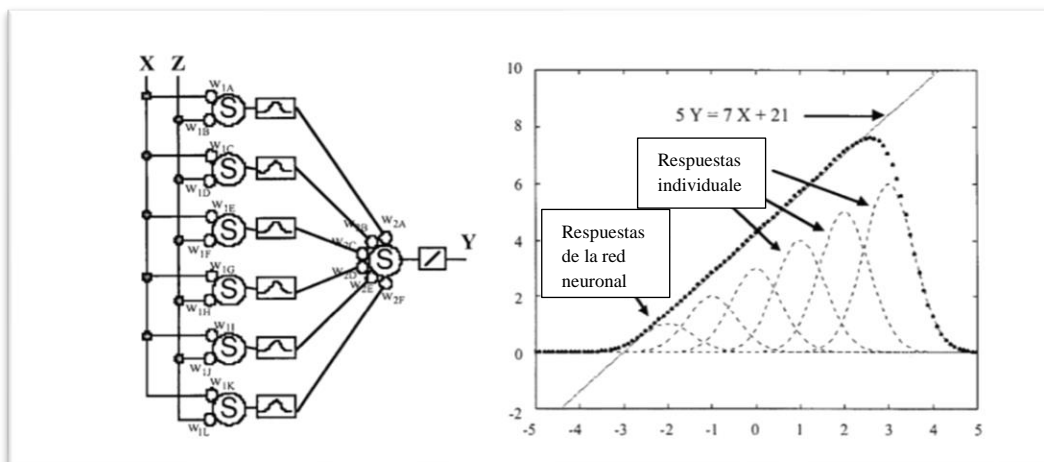
donde s , corresponde a la suma ponderada de las entradas X y Z y k es un factor de escala predefinido (para el problema en cuestión se usó $k=16/25$). La segunda capa está constituida por una única neurona con una función de activación lineal (función identidad en este caso). Como se observa en la Figura 13, la respuesta de la red neuronal aproxima bastante bien a la función lineal en el intervalo $-2 < X < 2$. Dicha respuesta es la suma ponderada de las respuestas individuales de cada una de las seis neuronas de la primera capa. Cada una de estas neuronas contribuye al

DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

resultado total en una forma localizada según el valor de Z, X y sus pesos. En cada neurona, Z y su peso asociado definen el centroide correspondiente a la gaussiana.

Figura 13

Estimación con una red neuronal de tipo RBF.



Nota: Banchs, R.; (s.f). Redes Neuronales para la caracterización de yacimientos: del mito a las aplicaciones practicas.

En el ejemplo mostrado en la Figura 14, el valor de Z fue 1 y los pesos fueron:

Figura 14

Pesos de ejemplo ilustrado anteriormente.

$$W_{1A}=W_{1C}=W_{1E}=W_{1G}=W_{1I}=W_{1K}=1, W_{1B}=-2, W_{1D}=-1, \\ W_{1F}=0, W_{1H}=1, W_{1J}=2, W_{1L}=3, W_{2A}=1, W_{2B}=2, W_{2C}=3, \\ W_{2D}=4, W_{2E}=5 \text{ y } W_{2F}=6.$$

Nota: Banchs, R.; (s.f). Redes Neuronales para la caracterización de yacimientos: del mito a las aplicaciones practicas.

DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

De la misma manera en que se aproximó una función lineal en el ejemplo anterior, es posible aproximar cualquier función genérica en una, dos o más dimensiones usando arquitecturas de redes neuronales similares a la de la **Figura 13**, y diversos tipos de funciones de activación.

2.19. Diagnóstico de la información del pozo de estudio

2.19.1. Recopilación de información de pozo:

Para llevar a cabo la interpretación del pozo estudio (Pozo 1), primero se debe presentar los resultados derivados del escaneo de los núcleos correspondientes al pozo de estudio. Estas secciones escaneadas hacen parte de los 105 pies de núcleos de perforación, con un diámetro de cuatro (4) pulgadas y constituidos en 36 secciones. Cada sección fue analizada con la tecnología CORE SCAN, utilizando el método de energía doble, con una resolución vertical de 625 micrómetros, con un tamaño de vóxel de 625 x 459 x 459 micrómetros. La tecnología CORE SCAN permite generar imágenes tridimensionales en escala de colores grises y registros continuos de densidad bulk (RHOB) y factor fotoeléctrico (PEF).

En el desarrollo de este proyecto se utilizarán imágenes, verticales y cilíndricas, Registros de RHOB y PEF (Factor fotoeléctrico); cada uno etiquetado con la profundidad respectiva de la sección. En la **Tabla 6** se relacionan los núcleos que han sido escaneados. De manera general se generaron registros decimados a 0.5 pies de resolución vertical, para la densidad y el número atómico efectivo.

DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

Tabla 6*Información de los núcleos escaneados (Pozo 1).*

Core	Sección	Tope (ft)	Base (ft)	Intervalo (ft)	Largo (cm)
C001	T001	4224	4227	3	91.44
C001	T002	4227	4230	3	91.44
C001	T003	4230	4233	3	91.44
C001	T004	4233	4236	3	91.44
C001	T005	4236	4239	3	91.44
C001	T006	4239	4242	3	91.44
C001	T007	4242	4245	3	91.44
C001	T008	4245	4248	3	91.44
C001	T009	4248	4251	3	91.44
C001	T010	4251	4254	3	91.44
C002	T001	4289	4292	3	91.44
C002	T002	4292	4295	3	91.44
C002	T003	4295	4298	3	91.44
C002	T004	4298	4301	3	91.44
C002	T005	4301	4304	3	91.44
C002	T006	4304	4307	3	91.44
C002	T007	4307	4310	3	91.44
C002	T008	4310	4313	3	91.44
C002	T009	4313	4316	3	91.44
C002	T010	4316	4319	3	91.44

DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

C003	T001	4746	4749	3	91.44
C003	T002	4749	4752	3	91.44
C003	T003	4752	4755	3	91.44
C003	T004	4755	4758	3	91.44
C003	T005	4758	4761	3	91.44
C003	T006	4761	4764	3	91.44
C003	T007	4764	4767	3	91.44
C003	T008	4767	4770	3	91.44
C003	T009	4770	4773	3	91.44
C003	T010	4773	4774	1	30.48
C004	T001	4774	4777	3	91.44
C004	T002	4777	4780	3	91.44
C004	T003	4780	4783	3	91.44
C004	T004	4783	4786	3	91.44
C004	T005	4786	4789	3	91.44
C004	T006	4789	4791	2	60.96

De esta manera, se reporta una descripción cada una de las 36 secciones utilizadas en este proyecto de la siguiente manera:

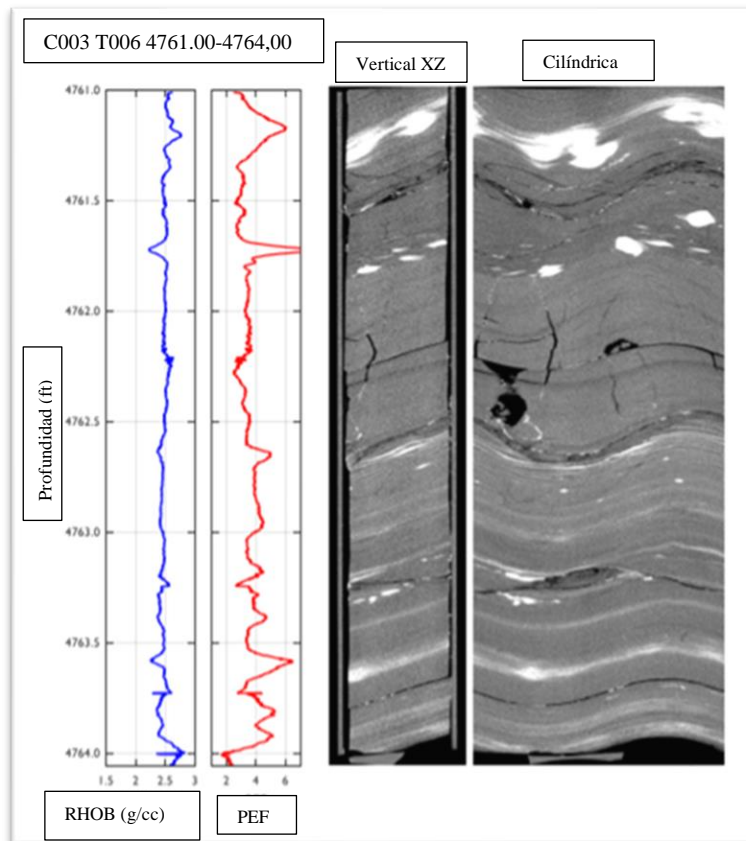
- Vistas del plano XZ y cilíndrica de la sección del núcleo.
- Registros de densidad bulk y número atómico efectivo por profundidad.

En la **Figura 15**, se identifican cada uno de los componentes descritos anteriormente. En esta, se ilustra la orientación de las imágenes de las muestras que se exhiben en este proyecto y para cada una de las 36 secciones a estudiar.

DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

Figura 15

Componentes del reporte. I) Registro de RHOB y PEF, II) Vista XZ, III) Vista Cilíndrica.



Por otro lado, se debe ordenar la información obtenida de manera convencional en laboratorio, estos datos petrofísicos de porosidad y permeabilidad cubren el rango de profundidad a estudiar del pozo de estudio (Pozo 1), el cual se le aplica la metodología presentada en este proyecto. Todo ello con la finalidad de identificar y definir las unidades de flujo presentes en el pozo de estudio.

DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

3. Metodología**3.1. Identificación de UF de manera convencional:**

Para la identificación de las unidades de flujo, a partir del modelo de Winland r35 y FZI, se realizaron histogramas de frecuencia para cada uno de los modelos, **Figura 16** y **Figura 17**, donde se establecieron cuatro unidades de flujo a partir de la frecuencia de los datos disponibles de laboratorio. Todas las muestras de roca que presenten un valor de Winland r35 similar constituye un solo tipo de roca o unidad de flujo y corresponde a una curva de garganta isoporosa (**Tabla 8**). Mientras que el índice de zona de flujo (FZI) está dado por el índice de calidad del reservorio (RQI) y el índice de porosidad normalizada (ϕ_z), los cuales están basados en asumir un medio poroso como un paquete de tubos capilares y de la misma forma los valores de FZI similares representarán una unidad de flujo o tipo de roca (**Tabla 7**).

Tabla 7

Información obtenida de la gráfica de FZI (Pozo1).

HU	FZI	Frecuencia
1	0.25-0.5	17
2	0.5-0.75	11
3	0.75-1	6
4	1.25-1.5	2

DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

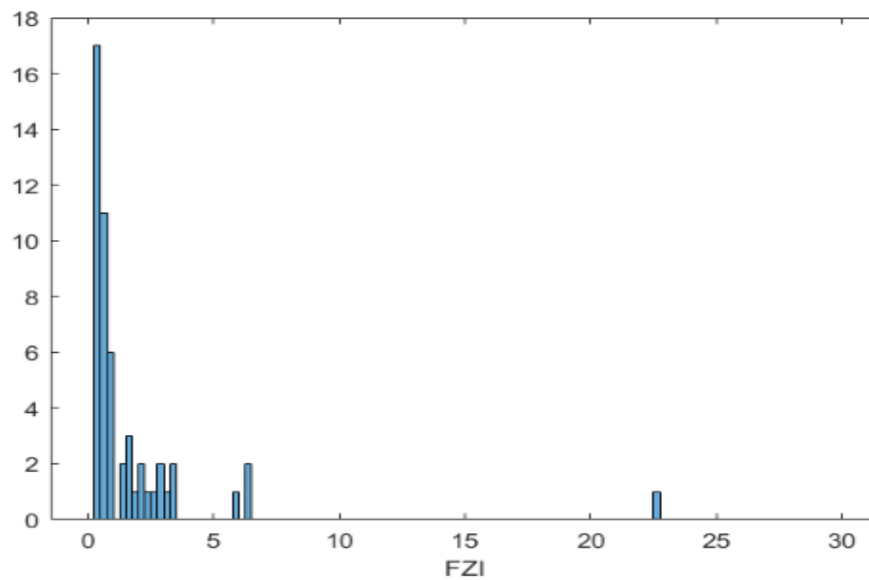
Tabla 8

Información obtenida de la gráfica de r35 (Pozo 1).

HU	FZI	Frecuencia
1	0-0.25	24
2	0.25-0.5	12
3	0.5-75	7
4	0.75-1	2

Figura 16

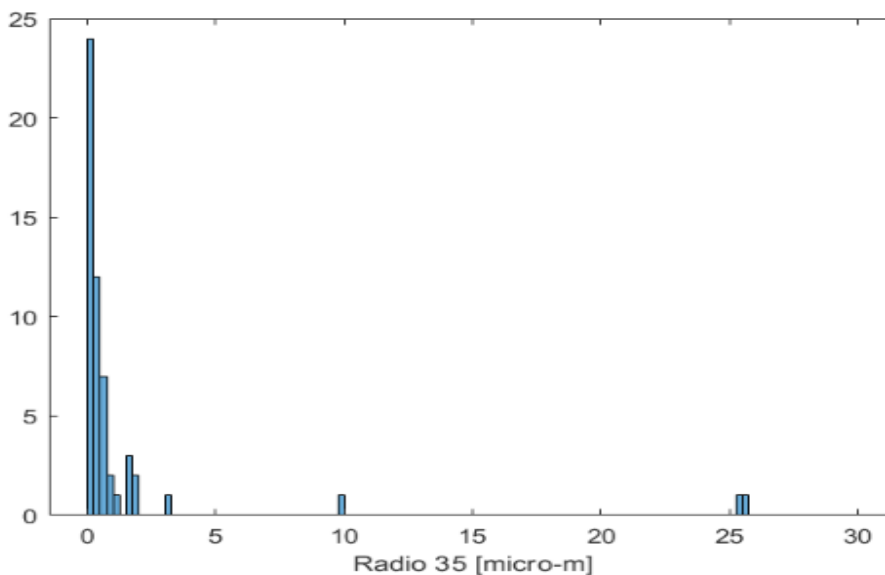
Histograma de frecuencia FZI (Pozo 1).



DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

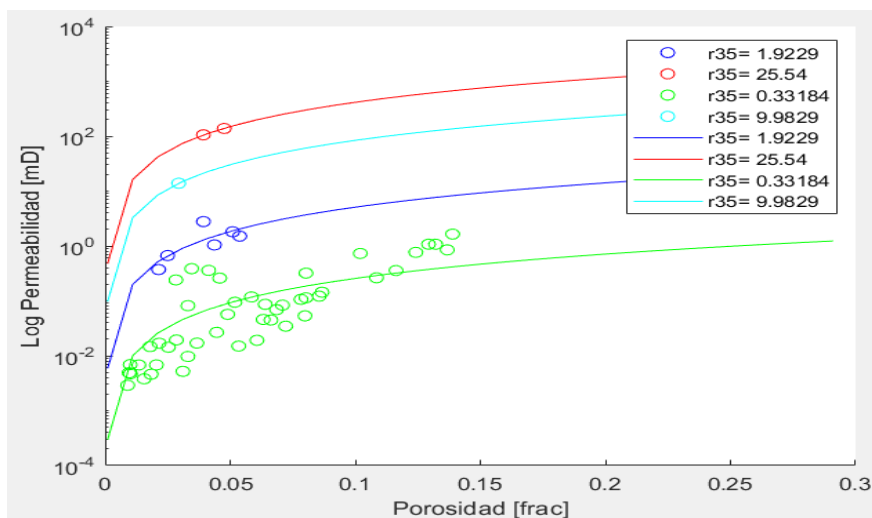
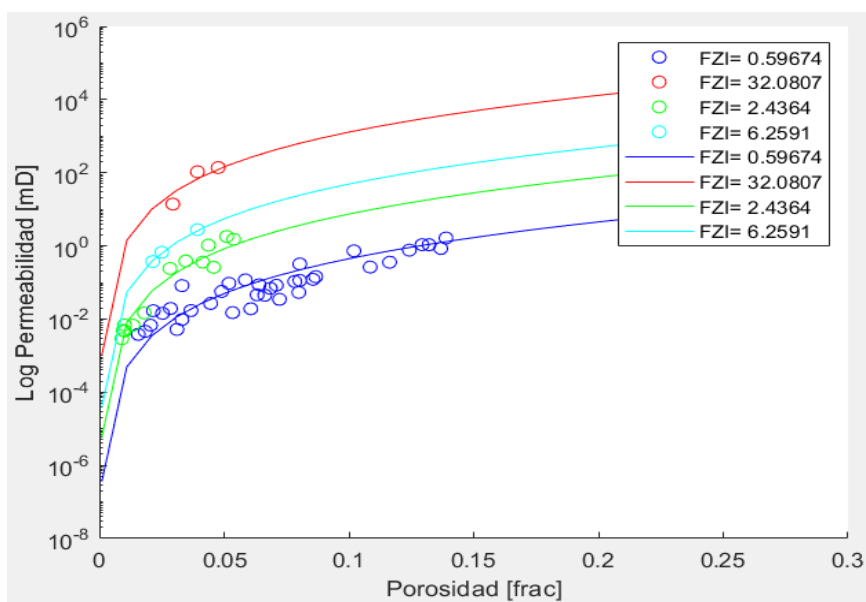
Figura 17

Histograma de frecuencia r35 (Pozo 1).



Haciendo uso del programa MATLAB se plantea el método de clustering de K-means para cada uno de los métodos establecidos en este proyecto, Winland r35 (**Figura 18**) y FZI (**Figura 19**), en gráficas de log Permeabilidad versus Porosidad para 4 clúster, es decir cuatro unidades de flujo. También se realizaron las respectivas gráficas de validación de cada uno de los métodos, **Figura 20** y **Figura 21**, con la finalidad de observar el ajuste de la permeabilidad del modelo versus la permeabilidad real.

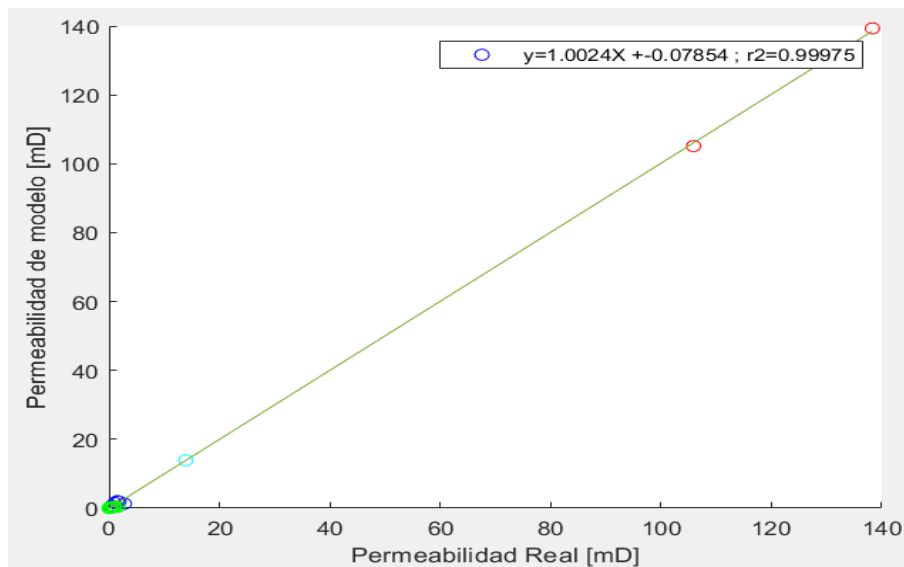
DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

Figura 18*Clustering r_{35} (Pozo 1).***Figura 19***Clustering FZI (Pozo 1).*

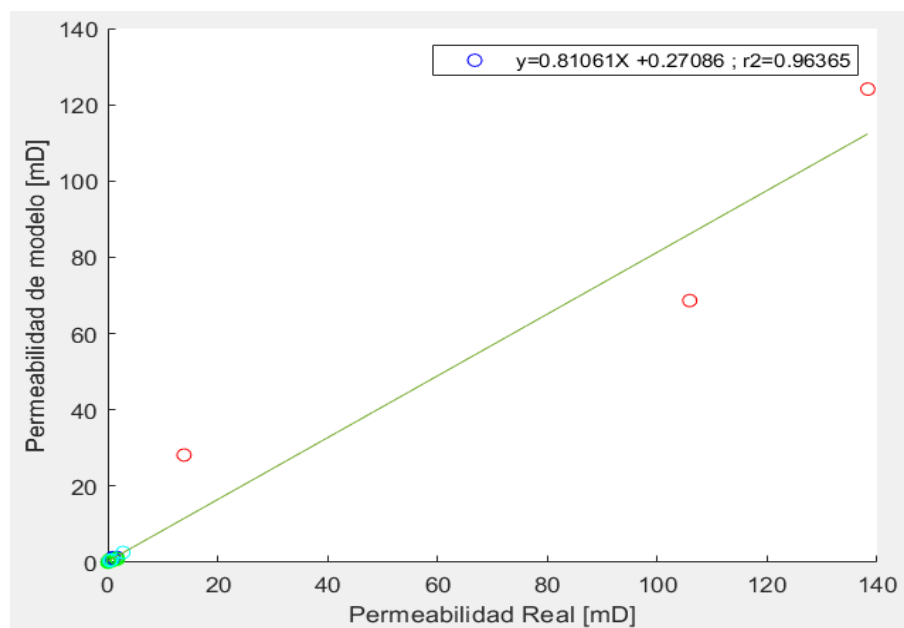
DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

Figura 20

Validación del modelo r35 (Pozo 1).

**Figura 21**

Validación del modelo FZI (Pozo 1).



DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

3.2. Integración de datos extraídos de TAC y datos petrofísicos:

Posteriormente se procede a hacer uso de los registros de pozo, tanto el registro densidad (RHOB), factor fotoeléctrico (PEF) y Core Gamma, los cuales son extraídos de las imágenes de tomografía axial computarizada de rayos-X (TAC). Ahora bien, teniendo en cuenta la distribución de los datos petrofísicos de permeabilidad y porosidad para cada clustering del modelo de Winland r35, se establecen 55 muestras de estudio del Pozo1, es por ello por lo que se realiza una base de datos de esta información para cada unidad de flujo (**Tabla 9**), esta se plantea teniendo en cuenta la clasificación de unidades de flujo establecida por el método de clúster.

Tabla 9

Tabla de datos (Pozo 1).

Unidad	Core	Profundidad	Densidad	PEF	Zeff	Gamma
1	1	4224.46	2.49425817	3.60907549	14.2834201	60.11763
	1	4226.05	2.4660489	4.59470156	15.2742586	86.3985656
	1	4226.56	2.45913975	4.64242833	15.3180793	89.2917735
	1	4228.17	2.27483592	7.61207627	17.5736224	60.1941326
	1	4228.56	2.25636041	8.3094567	18.0067928	62.5977471
	1	4230.38	2.44206713	4.95282862	15.595967	116.783592
	1	4230.55	2.36353235	6.688756	16.9535486	109.666926
	1	4232.5	2.5563712	2.86745626	13.399204	88.5527
	1	4234.11	2.48757515	3.32007648	13.9559472	113.32132
	1	4235.02	2.52051202	2.64704812	13.1048763	103.861894
	1	4236.84	2.47222603	2.84174103	13.3658166	71.2599052

DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

1	4237.46	2.47981232	2.8873799	13.4251073	74.0150491
1	4239.32	2.54399983	2.36556549	12.7018877	109.318536
1	4239.79	2.53119538	2.40669532	12.7629255	45.1105811
1	4240.36	2.51712684	2.42021413	12.7827976	53.1945714
1	4240.94	2.52466756	2.25488689	12.5340101	59.3754053
1	4242.2	2.4634829	2.57360424	13.0028742	43.2437729
2	4289.19	2.33483818	7.37819867	17.4218558	34.2597854
2	4290.25	4.95660268	2.63463254	13.0878006	77.96656
2	4293.27	2.53299952	2.14085764	12.3546345	52.3556787
2	4294.06	2.46100676	2.0181436	12.1537081	44.4360856
2	4294.73	2.40196465	2.08415335	12.2628469	33.9794148
2	4295.38	2.37854118	2.08109557	12.2576892	31.1948802
2	4295.96	2.3932728	1.99602476	12.1165552	43.6066266
2	4296.71	2.40687553	2.07928924	12.254897	46.9029879
2	4297.47	2.3976676	2.04699444	12.20171	53.390372
2	4298.37	2.48259203	1.9168577	11.9811112	53.6632064
2	4299.27	2.52070551	2.12337371	12.3265236	78.5068948
2	4300.13	2.53249012	2.55658329	12.9789282	88.2369207
2	4307.65	2.51664272	3.1606438	13.7665946	106.722165
3	4746.23	2.48745951	2.65432675	13.1149006	81.5399672
3	4746.37	2.49490302	2.84819424	13.3741528	87.6954468
3	4747.61	2.47302944	3.45729155	14.113847	169.937168
3	4748.67	2.4396517	4.20626932	14.9040152	146.403998
3	4749.71	2.3941068	4.61469437	15.2925505	136.917787
3	4751.33	2.41833111	4.12466063	14.8230885	144.429429

DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

	3	4754.04	2.42825629	3.72686139	14.4114078	91.6242372
	3	4755.33	2.39619311	2.66723053	13.1325077	65.8640904
	3	4756.38	2.45538121	2.75750738	13.2545725	124.452723
	3	4765.1	2.54827958	3.00409304	13.5736962	74.0561297
	3	4766.67	2.4876327	3.27292448	13.9006368	99.1203265
	3	4767.32	2.45342576	3.91225273	14.6070377	115.556127
	3	4769.74	2.54690765	3.22491821	13.8437878	97.5343146
	3	4772.14	2.2479449	9.90913315	18.9091961	118.528836
	4	4780.13	2.42454236	3.45213662	14.1079508	76.7942389
	4	4782.55	2.40916338	3.82287022	14.5135567	150.963252
2	1	4234.19	2.48793998	3.9763809	14.6730216	113.41018
	1	4236.2	2.49614354	3.57390195	14.2445478	73.8151116
	3	4749.29	2.46945428	3.45089597	14.1065472	136.891445
	3	4751.65	2.43461272	3.56329428	14.2328404	116.798094
	3	4752.46	2.45126131	3.19037481	13.802282	90.6288734
3	3	4765.77	2.53823943	2.85822296	13.3872811	67.7150602
	4	4783.7	2.40775879	3.96246064	14.6588216	131.259154
4	3	4773.13	2.39607937	3.73196879	14.4168509	101.012798
	4	4777.46	2.45069493	4.2357123	14.9328936	87.0980977

Ahora bien, teniendo en cuenta las unidades de flujo establecidas por el método de clúster, se procede a implementar el método de Cut-Off para definir rangos de valores de las 55 muestras de estudio del Pozo 1. En la **Tabla 10** se establecen como parámetros de Cut-Off los valores de la densidad (RHOB), el factor fotoeléctrico (PEF) y el Core Gamma, y a partir de la implementación

DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

de este método se deduce que los rangos de valores, no generan límites definidos de estudio para las 4 unidades de flujo, ya que se observó un amplio abarcamiento en los rangos de valores presentados para este pozo, es decir el rango de valores establecidos para la unidad de flujo 1 contienen los rangos de valores de las demás unidades de flujo.

Tabla 10

Parámetros Cut-Off por unidades hidráulicas (Pozo 1).

Unidad Hidráulica	parámetro Cut-Off	Rango de valores
1	PEF	1.917-9.909
	Densidad	2.248-4.957
2	Core Gamma	31.19448802-169.937168
	PEF	2.858-3.976
	Densidad	2.435-2.538
	Core Gamma	67.7150602-136.891445
3	PEF	3.962
	Densidad	2.408
4	Core Gamma	131.259
	PEF	3.732-4.236
	Densidad	2.396-2.451
	Core Gamma	87.0980977-101.012789

Por tal motivo, se procede a continuar con el uso de método de Cut-Off, pero considerando zonas de estudio (*Tabla 11*), a partir de la distribución de datos de registros de pozo con gráficos cruzados de RHOB vs PEF para cada una de las 55 muestras de estudio del Pozo 1, en busca una

DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

relación de estos dos parámetros que permitan aplicar y definir unidades de flujo a todo el pozo (Figura 22).

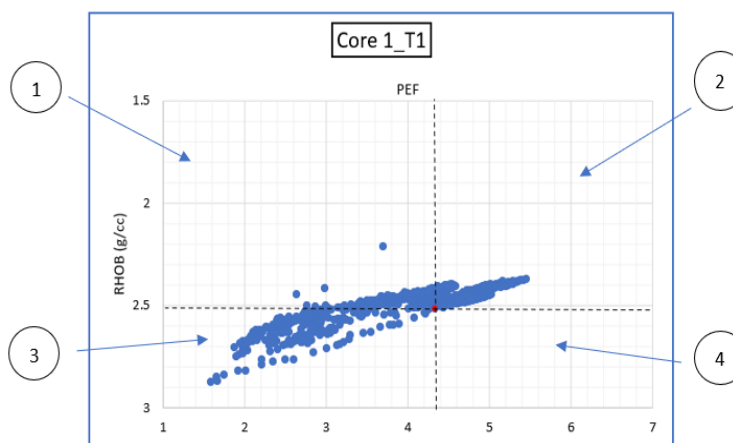
Tabla 11

Parámetros Cut-Off por Zonas (Pozo 1).

Zona	parámetro Cut-Off	Rango
1	PEF	Bajo
	RHOB	Bajo
2	PEF	Alto
	RHOB	Bajo
3	PEF	Alto
	RHOB	Alto
4	PEF	Bajo
	RHOB	Alto

Figura 22

Ejemplificación de las zonas de estudio (Pozo 1).

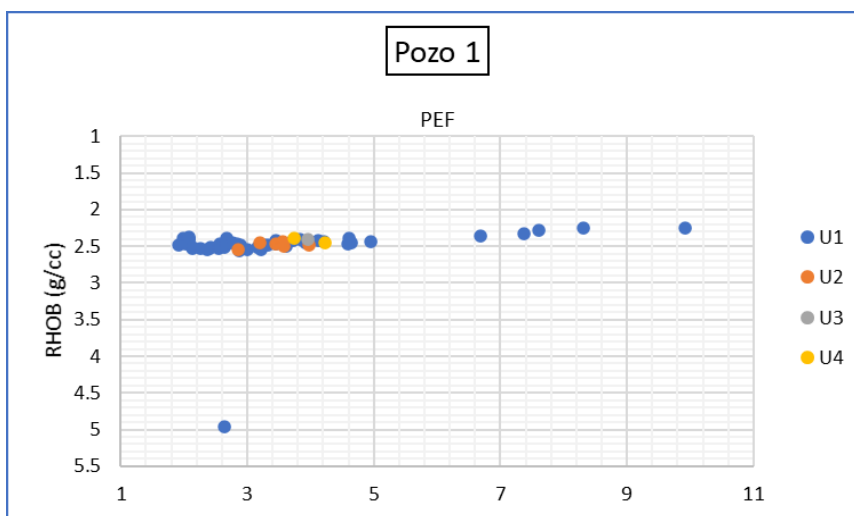


DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

Después de buscar para cada una de las 55 muestras de estudio su ubicación en los gráficos cruzados establecidos por número de core y sección **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** (las coordenadas para cada profundidad se presentan en la *Tabla 13*), se deduce que la propuesta de aplicar Cut-Offs para establecer zonas tampoco permite entablar límites definidos de estudio, pero sí permite realizar un conteo de las zonas predominantes en cada unidad de flujo, estas se definen en la *Tabla 12*.

Teniendo en cuenta el resultado anterior, se realizó para las 55 muestras un solo gráfico cruzado de PEF vs RHOB por unidades de flujo según lo establecido por el método anteriormente usado de clúster, en este gráfico se evidencia de una manera más clara que los valores de los registros de pozo que fueron graficados se superponen, evitando observar límites o características definidas de las unidades de flujo (**Figura 23**).

Figura 23 Gráfico cruzado reducido Pozo 1.



DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

Tabla 12*Cantidad de secciones por zona y unidades hidráulicas (Pozo 1).*

UF	Zona	Cantidad
1	1	15
1	2	18
1	3	5
1	4	8
2	1	1
2	2	1
2	3	1
2	4	3
3	3	1
4	2	1
4	3	1

Tabla 13*Base de datos de coordenadas PEF y RHOB por Zonas (Pozo 1).*

Core	Sección	Profundidad	PEF	RHOB	Zona
1	1	4224.46	3.60907549	2.49425817	1
1	1	4226.05	4.59470156	2.4660489	2
1	1	4226.56	4.64242833	2.45913975	2
1	2	4228.17	7.61207627	2.27483592	1

DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

1	2	4228.56	8.3094567	2.25636041	2
1	3	4230.38	4.95282862	2.44206713	2
1	3	4230.55	6.688756	2.36353235	2
1	3	4232.5	2.86745626	2.5563712	4
1	4	4234.11	3.32007648	2.48757515	2
1	4	4234.19	3.9763809	2.48793998	2
1	4	4235.02	2.64704812	2.52051202	4
1	5	4236.2	3.57390195	2.49614354	3
1	5	4236.84	2.84174103	2.47222603	1
1	5	4237.46	2.8873799	2.47981232	1
1	6	4239.32	2.36556549	2.54399983	3
1	6	4239.79	2.40669532	2.53119538	3
1	6	4240.36	2.42021413	2.51712684	2
1	6	4240.94	2.25488689	2.52466756	4
1	7	4242.2	2.57360424	2.4634829	4
2	1	4289.19	7.37819867	2.33483818	2
2	1	4290.25	2.63463254	4.95660268	4
2	2	4293.27	2.14085764	2.53299952	3
2	2	4294.06	2.0181436	2.46100676	1
2	2	4294.73	2.08415335	2.40196465	1
2	3	4295.38	2.08109557	2.37854118	1
2	3	4295.96	1.99602476	2.3932728	1
2	3	4296.71	2.07928924	2.40687553	1
2	3	4297.47	2.04699444	2.3976676	1
2	4	4298.37	1.9168577	2.48259203	3

DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

2	4	4299.27	2.12337371	2.52070551	1
2	4	4300.13	2.55658329	2.53249012	1
2	7	4307.65	3.1606438	2.51664272	1
3	1	4746.23	2.65432675	2.48745951	1
3	1	4746.37	2.84819424	2.49490302	4
3	1	4747.61	3.45729155	2.47302944	2
3	1	4748.67	4.20626932	2.4396517	2
3	2	4749.29	3.45089597	2.46945428	4
3	2	4749.71	4.61469437	2.3941068	2
3	2	4751.33	4.12466063	2.41833111	2
3	2	4751.65	3.56329428	2.43461272	4
3	3	4752.46	3.19037481	2.45126131	1
3	3	4754.04	3.72686139	2.42825629	2
3	4	4755.33	2.66723053	2.39619311	1
3	4	4756.38	2.75750738	2.45538121	4
3	7	4765.1	3.00409304	2.54827958	4
3	7	4765.77	2.85822296	2.53823943	4
3	7	4766.67	3.27292448	2.4876327	2
3	8	4767.32	3.91225273	2.45342576	2
3	8	4769.74	3.22491821	2.54690765	3
3	9	4772.14	9.90913315	2.2479449	2
3	10	4773.13	3.73196879	2.39607937	2
4	2	4777.46	4.2357123	2.45069493	3
4	3	4780.13	3.45213662	2.42454236	2
4	3	4782.55	3.82287022	2.40916338	2

DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

4	4	4783.7	3.96246064	2.40775879	3
---	---	--------	------------	------------	---

Ya que las anteriores propuestas no permite definir un patrón de comportamiento de PEF y RHOB para las unidades estudiadas, se procede a entrenar un red neuronal a partir de un script de MATLAB diseñado para este proyecto, al cual se le variaron los valores de entrada que permitieran incluir combinaciones de los valores de PEF, RHOB y Core Gamma Espectral. Ahora bien, para utilizar el software de una manera más práctica se implementó un diseño tipo aplicación en la cual a partir de botones se van agregando las carpetas respectivas con la información solicitada para cada campo, permitiendo así un mejor orden de ingreso de los datos y así mismo un fácil manejo de esta.

El software inicialmente solicita los datos petrofísicos del pozo a estudiar (*Figura 24*), a partir de estos se estima por medio de histogramas de frecuencia los valores de los modelos implementados en este proyecto (Winland r35 y FZI). Posteriormente se agregó el método de Clustering de K-means para lo cual se solicita escoger un modelo, ya sea Winland r35 o FZI, y también el número de tipos de roca con los cuales se espera trabajar este método y así mismo se estableció un botón que permitirá generar un gráfico de validación de los modelos implementados para observar la tendencia de estos. Para estos tres primeros pasos del manejo del software se generaron los gráficos presentados anteriormente en el apartado 2.1 de esta metodología.

DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

Figura 24

Interfase de datos del software diseñado para este proyecto.

The screenshot displays a software interface with the following elements:

- Buttons: "Cargar Datos Petrofísica", "Estimar R35 y FZI", "Generar Clusters", "Validar Modelo de K", "Cargar Curvas de Tomografía", "Cargar Porosidad por Tomografía", "Cargar Core Gamma", "Identificar Tipos de roca / Entrenar ANN", "Cargar Registros CT individuales", "Generar registros de K a partir de CT".
- Input fields: Multiple empty text boxes for data entry.
- Dropdown menus: "Modelo:" with "Winland" selected, and "Tipos de roca:" with "3" selected.
- ANN configuration section:
 - Radio buttons: "Nueva ANN" (selected) and "Cargar ANN".
 - Text input: "Número de Neuronas" with an empty field.
- Prediction approach section:
 - Radio buttons: "Basado en indicadores" (selected) and "Basado en tipo de roca".

Continuando con la información solicitada por el software, este permite cargar los datos obtenidos de las curvas de tomografía (RHOB y PEF), datos de porosidad obtenidos de tomografía y los valores del Core Gamma Espectral (Torio, Uranio y Potasio), los cuales se comportarán posteriormente como entradas para el entrenamiento de la red neuronal. El funcionamiento de una red neuronal (**Figura 25**), se basa en suministrar ejemplos a partir de los datos de entrada (Capa de entrada) con sus respectivas salidas y esta por medio de sumas ponderadas (Capa oculta) a partir de los pesos asignados a cada dato de entrada predecir los futuros resultados o datos de salida (Capa de salida), la calidad de los resultados de la red depende de la calidad y cantidad de los datos con la que se entrenen.

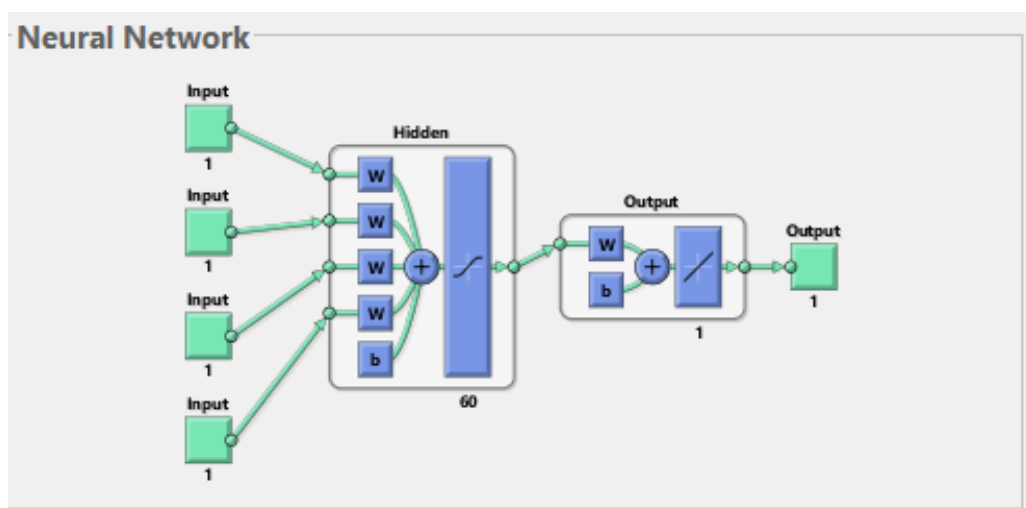
Para entrenar una nueva red neuronal se debe establecer un número de neuronas a utilizar (Capa oculta), la red neuronal descompone las entradas ya sean los valores de PEF, RHOB y/o Core Gamma Espectral en capas de abstracción para predecir los valores de los modelos propuestos

DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

en este proyecto, ya sea FZI o Winland r35, con la finalidad de generar un gráfico de regresión del cual se esperan buenas relaciones, es por ello que se procede a establecer un flujo de trabajo teniendo en cuenta el entrenamiento de redes neuronales.

Figura 25

Ejemplo grafico de la red neuronal utilizada para este proyecto.



Para dar inicio a los entrenamientos de la red neuronal se establece como entradas fijas los valores de Core Gamma Espectral (Torio, Uranio y Potasio), y se varían las entradas de PEF y RHOB, con el fin de observar la interacción entre estas y establecer el mejor grupo de entradas para las necesidades del Pozo 1. Ahora bien, los grupos de datos de entrada para entrenar la red neuronal se establecieron de la siguiente manera:

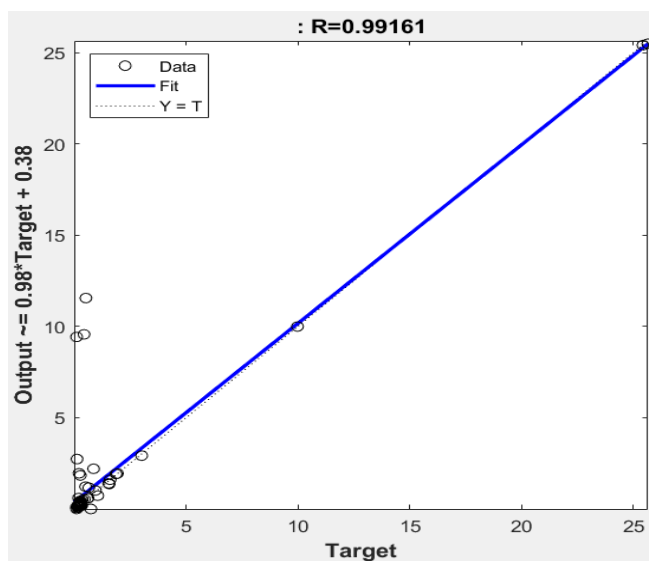
- Grupo #1: Core Gamma Espectral (Torio, Uranio y Potasio) y PEF.
- Grupo #2: Core Gamma Espectral (Torio, Uranio y Potasio) y RHOB.
- Grupo #3: Core Gamma Espectral (Torio, Uranio y Potasio), PEF y RHOB.

DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

Para estos tres grupos de datos de entrada se generaron los gráficos de regresión de los cuales se observaron muy buena relaciones, para el primer grupo de datos se entrenó la red neuronal con 80 neuronas (**Figura 26**), posteriormente el segundo grupo con 52 neuronas (**Figura 27**) y por último el grupo de datos con más entradas se entrenó con 70 neuronas (**Figura 28**).

Figura 26

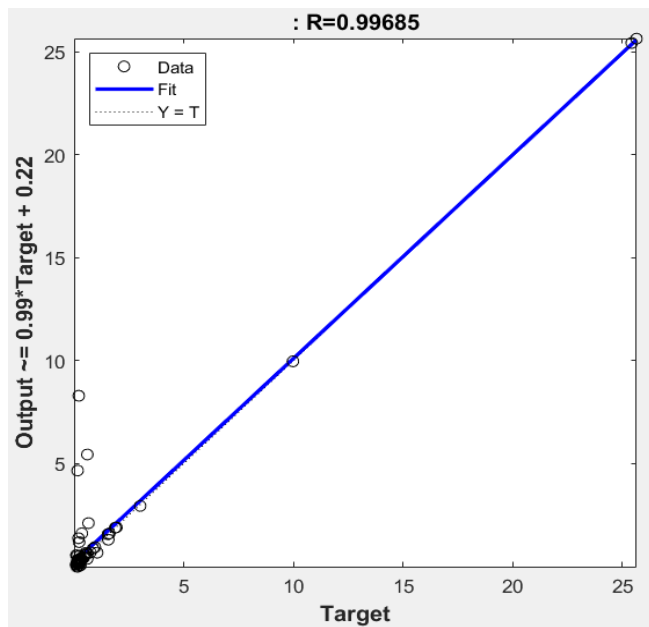
Grupo #1 para 80 neuronas (Pozo1).



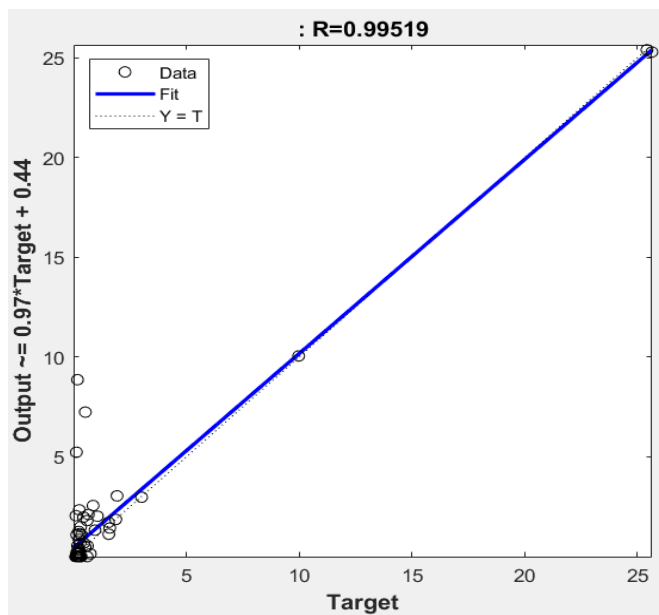
DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

Figura 27

Grupo #2 para 52 neuronas (Pozo1).

**Figura 28**

Grupo #3 para 70 neuronas (Pozo1).



DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

Teniendo en cuenta los gráficos de regresión generados anteriormente, se decide elegir la predicción arrojada por el grupo #2 de datos de entrada, ya que a partir de estos se obtiene una muy buena regresión, en comparación a los otros grupos. Posteriormente se procede a predecir los valores estimados de permeabilidad k , a partir los datos tomografía axial computarizada de rayos-X, esta se calcula teniendo en cuenta la predicción anteriormente establecida por la red neuronal de los modelos FZI o Winland r35 para cada profundidad. Esta nueva predicción permite definir de una manera adecuada las unidades de flujo del Pozo 1, como se presenta en la *Tabla 14*.

Tabla 14

Clasificación de UF para cada profundidad (Pozo 1).

Core	Sección	Profundidad	Unidad de Flujo
1	1	4224.46	1
1	1	4226.05	1
1	1	4226.56	1
1	2	4228.17	1
1	2	4228.56	1
1	3	4230.38	1
1	3	4230.55	2
1	3	4232.5	1
1	4	4234.11	2
1	4	4234.19	2
1	4	4235.02	1
1	5	4236.2	2

DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

1	5	4236.84	1
1	5	4237.46	1
1	6	4239.32	3
1	6	4239.79	1
1	6	4240.36	1
1	6	4240.94	1
1	7	4242.2	1
2	1	4289.19	1
2	1	4290.25	2
2	2	4293.27	1
2	2	4294.06	2
2	2	4294.73	1
2	3	4295.38	1
2	3	4295.96	2
2	3	4296.71	1
2	3	4297.47	1
2	4	4298.37	1
2	4	4299.27	1
2	4	4300.13	1
2	7	4307.65	1
3	1	4746.23	1
3	1	4746.37	1

DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

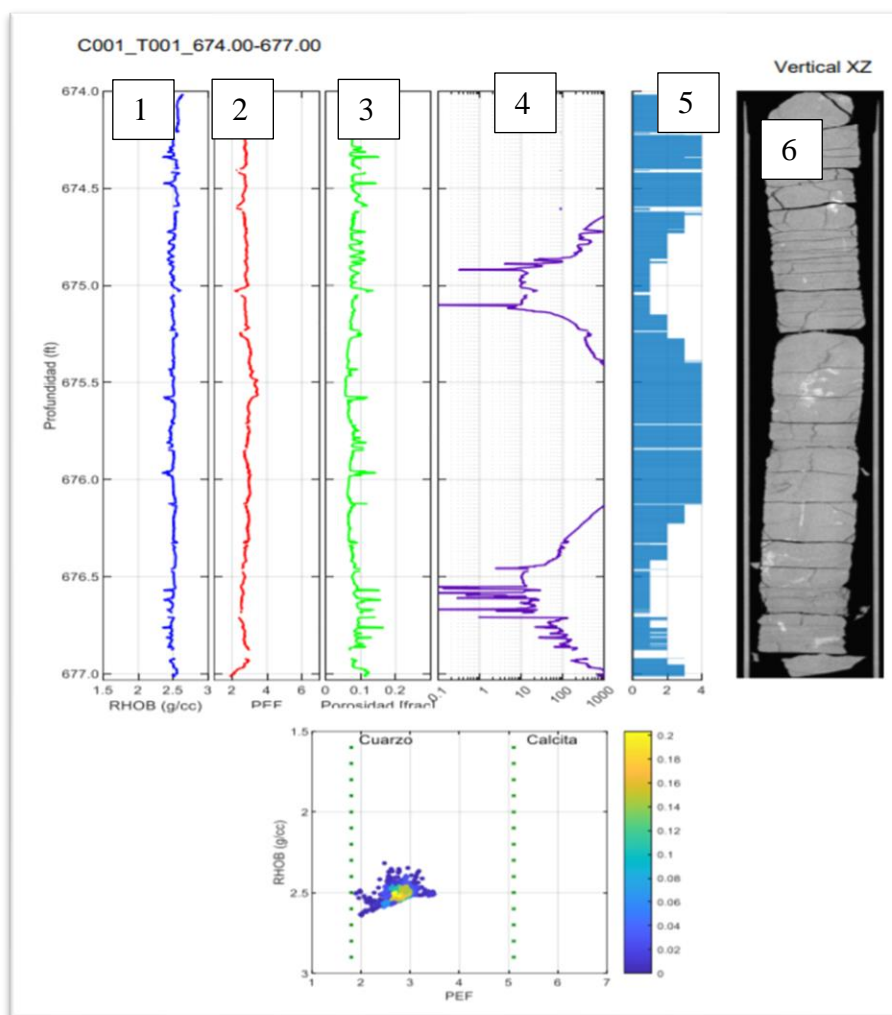
3	1	4747.61	1
3	1	4748.67	1
3	2	4749.29	2
3	2	4749.71	1
3	2	4751.33	1
3	2	4751.65	2
3	3	4752.46	2
3	3	4754.04	1
3	4	4755.33	1
3	4	4756.38	1
3	7	4765.1	1
3	7	4765.77	2
3	7	4766.67	1
3	8	4767.32	1
3	8	4769.74	1
3	9	4772.14	1
3	10	4773.13	4
4	2	4777.46	4
4	3	4780.13	2
4	3	4782.55	1
4	4	4783.7	3

DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

Continuando con el uso de MATLAB se generaron reportes para cada sección, como se presenta en la **Figura 29**; para cada core y sección del Pozo1 se generan 6 tracks. En este reporte se presentan los registros de pozos utilizados RHOB (1) y PEF (2), los registros petrofísicos de porosidad (3), permeabilidad predicha por la red neuronal (4), la cantidad de unidades de flujos presentes en la sección para cada profundidad (5) y por último las imágenes de tomografía axial computarizada de rayos-X de cada sección (6) **Apéndice D** Reporte correspondiente al Pozo 1.

Figura 29

Reporte por secciones (Pozo 1).



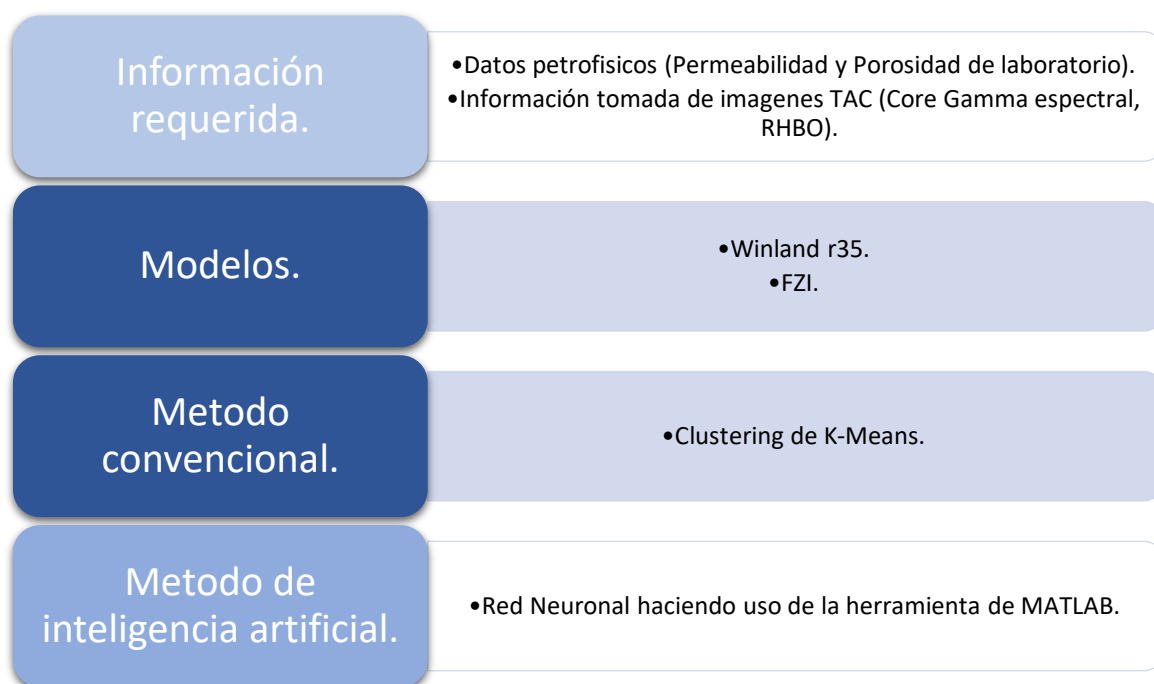
DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

3.3. Flujo de trabajo para integrar las unidades de flujo:

El flujo de trabajo que se estableció para integrar la información las unidades de flujo obtenidas de manera convencional con la información obtenida de las imágenes de tomográfica axial computarizada de rayos-X para definir unidades de flujo por el método redes neuronales, cumple con los parámetros presentados en la *Tabla 15*. Los pasos que se presentan en este flujo de trabajo permiten tomar los datos de los modelos para cada profundidad de las secciones de estudio de cada pozo y establecerlas como datos conocidos de salida para la red neuronal, con ello la red puede entrenarse para predecir los valores futuros para el resto de los datos conocidos de entradas de la red neuronal y posteriormente clasificarlos en unidades de flujo.

Tabla 15

Parámetros de flujo de trabajo.



DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

Pasos generales del flujo de trabajo haciendo uso de MATLAB:

1. Estimar los valores de Winland r35 y FZI a partir de histogramas de frecuencia.
2. Elegir la cantidad de tipos rocas para generar los gráficos de clustering.
3. Generar clustering de K-means para cada uno de los modelos (Winland r35 y FZI).
4. Validar los modelos de Winland r35 y FZI teniendo en cuenta la permeabilidad modelo y la permeabilidad real.
5. Elegir el modelo que más se ajuste, según los gráficos anteriormente generados, para las necesidades de cada pozo de estudio.
6. Asociar los valores del registro Core Gamma, RHOB y/o PEF a cada profundidad de estudio con sus respectivos valores de Winland r35 o FZI, según sea el caso.
7. Entrenar una red neuronal haciendo uso del programa MATLAB, estableciendo el número de neuronal por capa oculta.
8. Ingresar a la red neuronal los valores de entrada y salida (registros de pozo elegidos) que se asociaron en el paso # 6, de esta manera se integra el método convencional de definición de unidades de flujo con información de imágenes de tomografía axial computarizada de rayos-X
9. Por último, se definen unidades de flujo a partir de las predicciones de datos arrojados por la red neuronal.

DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

4. Aplicación de la metodología

Buscando verificar la aplicación de esta técnica basada en entrenamiento de redes neuronales, se procede a realizar una aplicación de la metodología propuesta en este proyecto para un segundo pozo de estudio (Pozo 2).

1. Paso: Organizar la información tanto petrofísica como la que se obtiene de las imágenes de tomografía axial computarizada de rayos-X (TAC), ahora bien, para este nuevo pozo de estudio (Pozo 2) se escanearon 271.91 pies de núcleos de perforación (**Tabla 16**), con un diámetro de cuatro (4) pulgadas y constituidos en 94 secciones. Cada sección fue analizada con la tecnología CORE SCAN, utilizando el método de energía doble, con una resolución vertical de 625 micrómetros, con un tamaño de vóxel de 625 x 459 x 459 micrómetros. La tecnología CORE SCAN permite generar imágenes tridimensionales en escala de colores grises y registros continuos de densidad bulk (RHOB) y factor fotoeléctrico (PEF) como se había mencionado. Para este pozo se trabajará con 53 muestras de estudio con datos de petrofísica y registros de pozos completos.

Tabla 16

Información de los núcleos escaneados (Pozo 2).

Core	Sección	Tope (ft)	Base (ft)	Intervalo (ft)	Largo (cm)
C001	T001	674	677	3	91.44
C001	T002	677	680	3	91.44
C001	T003	680	683	3	91.44
C001	T004	683	686	3	91.44
C001	T005	686	689	3	91.44
C001	T006	689	692	3	91.44
C001	T007	692	695	3	91.44

DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

C001	T008	695	698	3	91.44
C001	T009	698	701	3	91.44
C001	T010	701	703.66	2.66	81.0768
C002	T001	704	707	3	91.44
C002	T002	707	710	3	91.44
C002	T003	710	711.17	1.17	35.6616
C003	T001	734	737	3	91.44
C003	T002	737	740	3	91.44
C003	T003	740	743	3	91.44
C003	T004	743	746	3	91.44
C003	T005	746	749	3	91.44
C003	T006	749	752	3	91.44
C003	T007	752	755	3	91.44
C003	T008	755	758	3	91.44
C003	T009	758	760.83	2.83	86.2584
C004	T001	764	767	3	91.44
C004	T002	767	770	3	91.44
C004	T003	770	773	3	91.44
C004	T004	773	776	3	91.44
C004	T005	776	779	3	91.44
C004	T006	779	782	3	91.44
C004	T007	782	785	3	91.44
C004	T008	785	788	3	91.44
C004	T009	788	791	3	91.44
C004	T010	791	794	3	91.44
C004	T011	794	797	3	91.44
C004	T012	797	800	3	91.44
C004	T013	800	803	3	91.44
C004	T014	803	806	3	91.44
C004	T015	806	809	3	91.44
C004	T016	809	812	3	91.44
C004	T017	812	815	3	91.44

DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

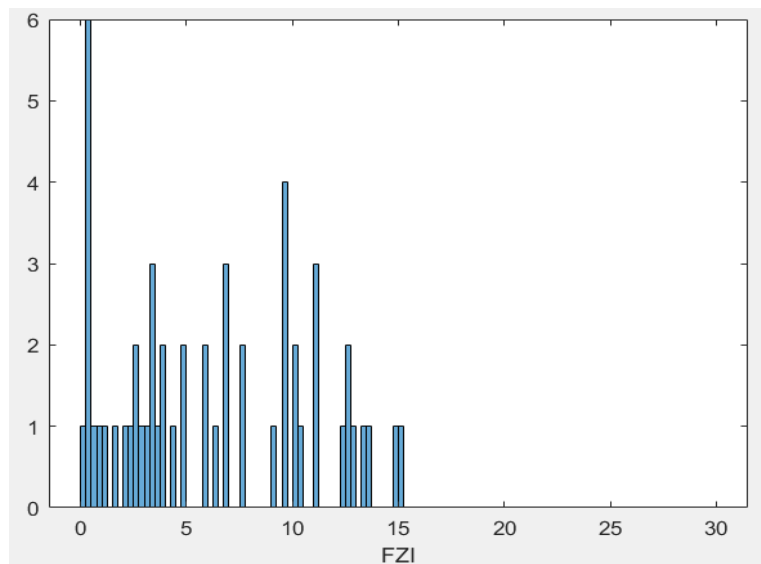
C004	T018	815	818	3	91.44
C004	T019	818	821	3	91.44
C004	T020	821	821.5	0.5	15.24
C005	T001	824	827	3	91.44
C005	T002	827	830	3	91.44
C005	T003	830	833	3	91.44
C005	T004	833	836	3	91.44
C005	T005	836	839	3	91.44
C005	T006	839	842	3	91.44
C005	T007	842	845	3	91.44
C005	T008	845	848	3	91.44
C005	T009	848	851	3	91.44
C005	T010	851	852.25	1.25	38.1

2. Paso: Establecer unidades de flujo de manera convencional a partir de los modelos de Winland r35 y FZI, se realizaron histogramas de frecuencia para cada uno de los modelos (**Figura 30** y **Figura 31**), donde se establecieron cuatro unidades de flujo a partir de la frecuencia de los datos disponibles de laboratorio. Ahora bien, haciendo uso del programa MATLAB y teniendo en cuenta el planteamiento de la metodología de este proyecto, se utilizó el método de Kmeans o clustering para cada uno de los modelos, Winland r35 (**Figura 32**) y FZI (**Figura 33**) de los cuales se eligió el modelo de FZI a diferencia del Pozo 1, en gráficas de log Permeabilidad versus Porosidad para 4 clúster, es decir cuatro unidades de flujo.

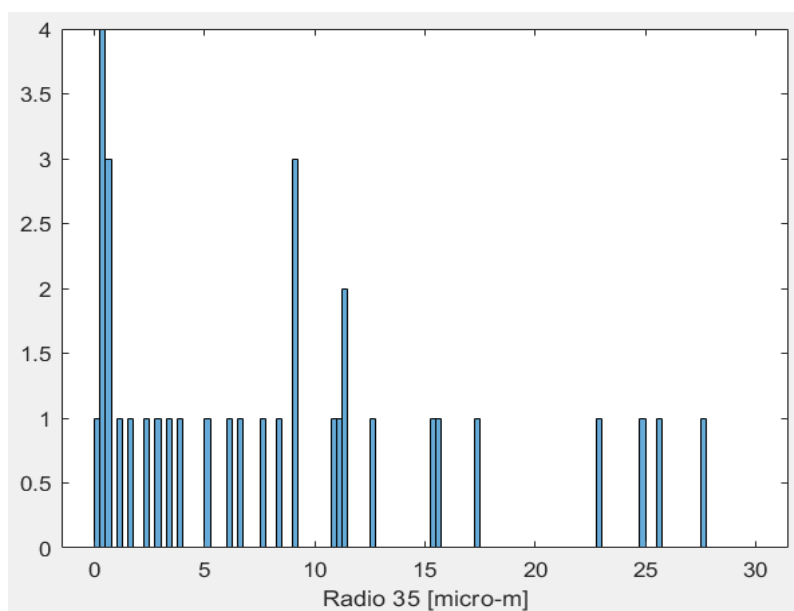
DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

Figura 30

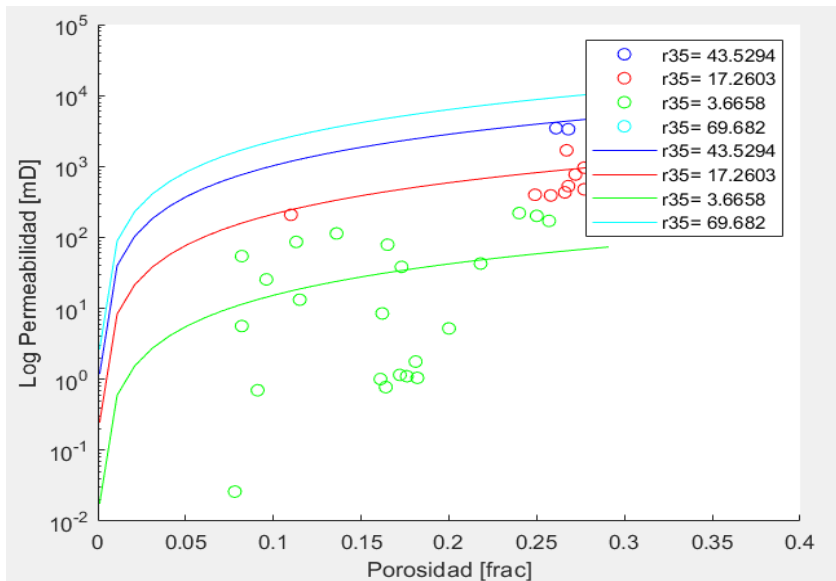
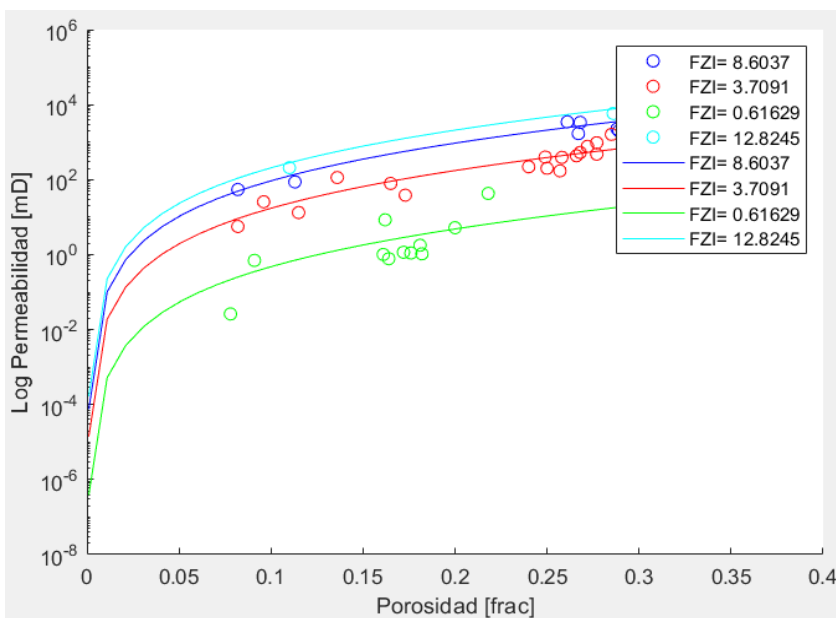
Histograma de frecuencia FZI (Pozo 2).

**Figura 31**

Histograma de frecuencia r35 (Pozo 2).



DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

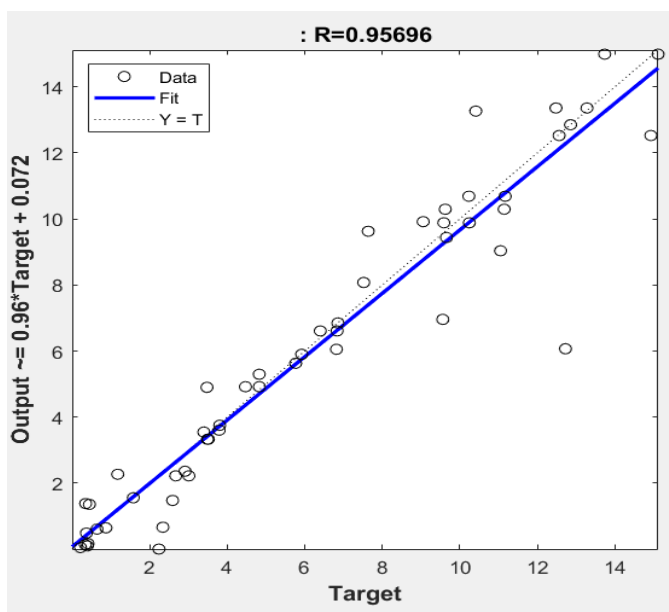
Figura 32*Clustering r35 (Pozo 2).***Figura 33***Clustering FZI (Pozo 2).*

DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

3. Paso: Entrenar una red neuronal en MATLAB, para ello se debe establecer un número de neuronas a utilizar para el entrenamiento, y tener en cuenta las entradas establecidas en la metodología planteada, ya sean los valores de PEF, RHOB y/o Core Gamma Espectral. En el Pozo 2 se generaron gráficos de regresión de variables, donde se evidencia una gran diferencia entre cada uno de los grupos, por esta razón se decide elegir la predicción que arroja la mejor realación en los gráficos de regresión, para este caso sería el grupo #2 (**Figura 35**).

Figura 34

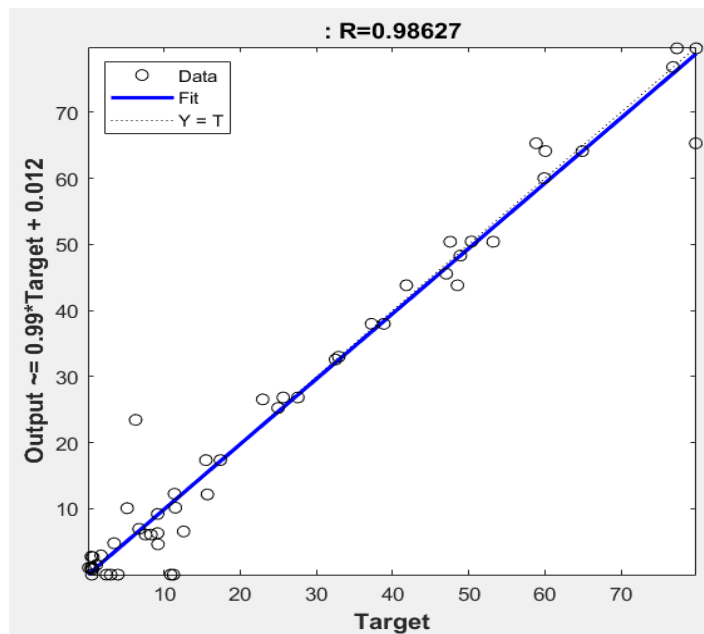
Grupo #1 para 62 neuronas (Pozo 2).



DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

Figura 35

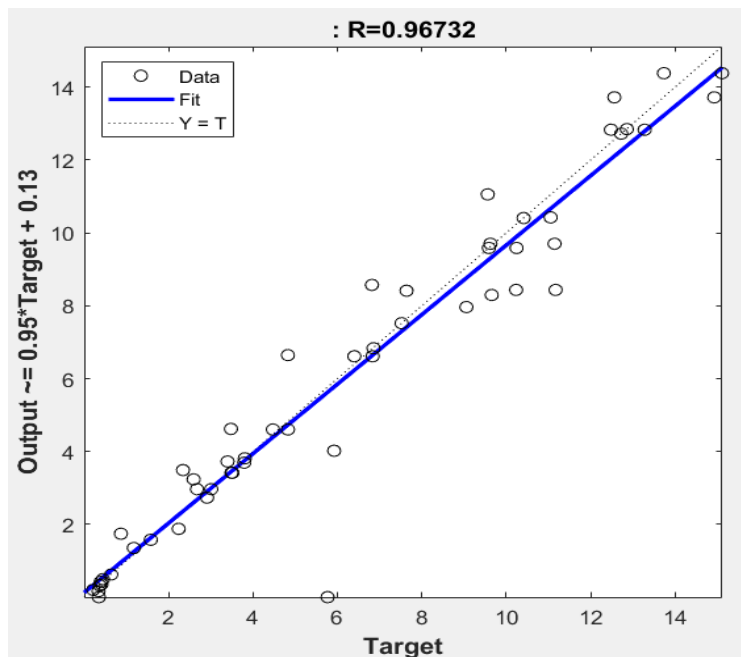
Grupo #2 para 60 neuronas (Pozo 2).



DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

Figura 36

Grupo #3 para 65 neuronas (Pozo 2).



Posteriormente se procede a predecir los valores estimados de permeabilidad k teniendo en cuenta la predicción anteriormente establecida por la red neuronal de los modelos FZI o Winland r35 para cada profundidad, en este caso se implementó el modelo FZI. Esta nueva predicción permite definir de una manera adecuada las unidades de flujo del Pozo 2 como se puede ver en la **Tabla 17**.

Por último se realiza el reporte que permite presentar para cada core y sección de estudio los registros de pozo de RHOB y PEF, los valores de porosidad, los valores de permeabilidad predichos por la red neuronal, la cantidad de unidades de flujo presentes en la sección para cada profundidad y las imágenes de tomografía axial computarizada de rayos-X

Apéndice E Reporte correspondiente al Pozo 2.

DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

Tabla 17*Clasificación de UF para cada profundidad (Pozo 2).*

Core	Sección	Profundidad	Unidad de flujo
1	3	680.7	1
1	3	682.7	1
1	4	683.7	2
1	4	684.2	1
1	4	685	1
1	7	693	1
1	7	694	1
1	7	700.7	1
1	7	700.7	1
1	10	702.5	2
1	10	703	3
2	2	708.2	1
2	2	708.2	1
2	3	710.1	1
3	1	734.9	1
3	1	735.5	2
3	1	735.5	2
3	1	736.2	2
3	2	737.4	3
3	2	738.7	2
3	2	738.7	2
3	6	750.2	1
3	8	757.3	3
3	8	757.3	3
3	9	758.3	3

DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

3	9	758.3	3
3	9	759.6	4
3	9	759.6	4
4	2	767.9	3
4	3	770.3	4
4	3	770.3	4
4	4	774.7	1
4	5	777.4	3
4	5	778.2	3
4	5	778.6	3
4	6	779.7	3
4	6	780.9	3
4	6	781.7	4
4	7	782.3	3
4	7	782.3	3
4	7	783.2	4
4	7	784.2	4
4	7	784.2	4
4	8	785.7	1
4	8	786.4	1
4	9	788.3	1
4	9	789.1	1
4	12	798.3	1
4	16	811.2	1
4	16	811.7	2
4	17	812.7	1
4	17	813.9	1
4	17	814.7	1

5. Análisis de resultados

En la metodología implementada en este proyecto, el número de neuronas cumplió un papel fundamental a la hora del entrenamiento de la red neuronal, ya que a partir de este parámetro establecido para cada entrenamiento, se establece el número de neuronas que serán utilizadas en la capa oculta, en esta capa cada neurona recibe como estímulo los datos de entrada para el entrenamiento, los cuales permitirán por medio de sumas ponderadas a partir de los pesos asignados a cada dato de entrada, predecir los futuros resultados o datos de salida, para así poder generar los gráficos de regresión que permitirán observar y analizar los mejores ajustes de las diferentes números de neuronas utilizados.

Ahora bien, teniendo en cuenta los datos de entrada de cada pozo de estudio, tales como datos petrofísicos e información tomada de las imágenes de tomografía axial computarizada de rayos-X tal como PEF y RHOB, se estableció que la mejor interacción de datos para definir unidades de flujo en los pozos de estudio implementados en este proyecto son el grupo #2 (Core Gamma Espectral (Torio, Uranio y Potasio) y RHOB), considerando las gráficas de regresión las cuales en los dos casos de estudio arrojan buenos resultados con pendientes y coeficientes R cuadrados cercanos a 1. También es de resaltar que el número de neuronas utilizadas para entrenar cada uno de los pozos fue diferente a pesar de que las entradas a la capa de entrada eran las mismas, es decir para el Pozo 1 se entrenó la red neuronal con 52 neuronas, mientras que el Pozo 2 se entrenó la red neuronal con 60 neuronas.

Los registros utilizados como entradas para el entrenamiento de la red neuronal se tuvieron en cuenta por su aporte significativo de información para cumplir con este proyecto, por un lado,

DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

está el Core Gamma Espectral (Torio, Uranio y Potasio), este tiene en cuenta la química de la roca o el tamaño de grano, ya que mide la radiación gamma natural y los principales responsables de la radiación emitida por la roca son el potasio, torio y uranio. Por otro lado, la densidad RHOB tiene en cuenta la porosidad de la roca, mientras que con el valor del factor fotoeléctrico PEF, no se observaron cambios significativos en los resultados cuando se incorporó este valor a los datos de entrada, pero, aun así, sí están relacionados y pueden ser utilizados en otros proyecto o pozos.

Para los dos pozos se asignaron a cada profundidad una unidad de flujo y se pudo observar una continuidad amplia de cada unidad de flujo en rangos grandes de profundidad, también se observó que para el Pozo 1 las unidades de flujo presentes no variaban tanto, predominaban las unidades 1 y 2, mientras que para el Pozo 2 se observaron más variables tomando también unidades 3 y 4. Por esta razón, se tuvieron en cuenta en cada profundidad estudiada para los pozos de estudio las imágenes de tomografía axial computarizada de rayos-X, con las cuales se realizaron paquetes de imágenes que permitieran observar similitudes entre estas y así mismo integrarlas a este proyecto. De estos paquetes se observaron, que en las imágenes que presentan tonos de gris ya sea claro u oscuro bastante compactos, es decir uniformes, normalmente presentan valores de PEF y RHOB casi constantes (no varían mucho a medida que aumenta la profundidad), por otro lado, las imágenes que son más claras o de un gris casi blanco presentan valores de PEF altos, mientras que si la tonalidad es más oscura los valores de PEF son bajos (Ver *Apéndice B* y *Apéndice C*). Por estas razones se considera adecuada la metodología implementada en este proyecto ya que permitió definir unidades de flujo para las muestras estudiadas y así mismo predecir las unidades de flujo para el resto del pozo, implementando datos convencionales e imágenes de tomografía.

DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

6. Conclusiones

- La información tanto de datos petrofísicos tomados de laboratorio e imágenes de tomografía axial computarizada de rayos-X (TAC) que se utilizaron en este proyecto para cada uno de los pozos de estudio, permitieron establecer una mejor relación entre los datos de Core gama espectral y RHOB para integrar con los valores obtenidos por los modelos de Winland r35 y FZI, aunque estos también guardan relación con el factor fotoeléctrico PEF.
- La definición de unidades de flujo de manera convencional por los modelos de Winland r35 y FZI haciendo uso del método de generar clustering de K-means, generaron buenos resultados, aunque se observó una mejor correlación del modelo de Winland r35 para el Pozo 1 y para el Pozo 2 el modelo FZI se ajusta mejor.
- La integración del método convencional de definición de unidades de flujo a partir de los modelos establecidos en este proyecto y las imágenes TAC, permitió inicialmente definir los valores de los modelos de Winland r35 y FZI de los cuales se pudo establecer un patrón de comportamiento. Estos valores fueron ingresados a la red neuronal, como datos de entrada conocidos (Core gama espectral y RHOB) con sus respectivos datos de salida conocidos (Winland r35 o FZI), brindando así la información suficiente para que la red neuronal se entrenara y definir unidades de flujo para cada pozo de estudio.
- El flujo de trabajo establecido para el entrenamiento de la red neuronal en este proyecto generó buenos resultados en la predicción de los valores de los modelos de Winland r35 y FZI, los cuales posteriormente ayudaron a calcular la estimación de permeabilidad k para cada profundidad de los pozos de estudio, permitiendo así definir las unidades de flujo.

DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

7. Recomendaciones

- Es recomendable replicar la metodología implementada en este proyecto utilizando otros tipos de inteligencia artificial que permitan observar la viabilidad de aplicación con otro método.
- Aplicar esta metodología en otros pozos de estudio realizando cambios en las entradas de datos para el entrenamiento de la red neuronal incluyendo otros tipos de registros de pozo para observar el comportamiento de la predicción de los modelos aquí presentados u otros modelos a estudiar para definir unidades de flujo.

DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

Referencias Bibliográficas

- Aguilera, R. (2002). *Incorporating capillary pressure, pore throat aperture radii, height above free-water table, and winland r35 valves on pickett plots.*
- Alvares, S., & Velez, G. (2011). *Desarrollo de una metodología estandar para la identificación de unidades de flujo y caracterización petrofísica en yacimientos complejos.* Bucaramanga, Santander.
- Amaefule, J. (1993). Enhanced reservoir description: using core and log data to identify hydraulic (flow) units and predict permeability in uncored intervals/wells. Paper SPE 26436.
- Archie, G. (1942). *"the electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics"*. P. 54-56.
- Banchs, R. (s.f.). *Redes Neuronales Para La Caracterización De Yacimientos: del Mito a Las Aplicaciones Practicas.*
- Cruz, P. (2010). *Inteligencia artificial con aplicación a las ingenierias.* .
- Darcy, H. (1850). *Les fontaines publiques de la ville de dijon, victoisalmont.* P.360.
- Ebanks, Jr, W., Scheihing, M., & Atkinson, C. (1992). *Flow Units for Reservoir Characterization, Geological Methods.*, part 6.
- Escobar, M., & Humberto, F. (2008). *fundamentos de ingeniería de yacimientos.* .
- Garavito, & Meneses. (2014). *Prospección Neuro-fuzzy.*
- García, C., & Gómez, I. (s.f.). *Algoritmo de Aprendizaje: KNN y KMEANS.*

DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

- Hartmann, D., & Beaumont, E. (1999). *Predicting reservoir system quality and performance in exploring for oil and gas traps, AAPG treatise of petroleum geology, handbook of petroleum geology*. P. 9-1 to 9-154.
- Haykin, S. (1994). *Neural networks: a comprehensive foundation*, New York, Macmillan.
- Hunt, P., Engler, P., & Bajsarowicz, C. (1988). *"Computed tomography as a core analysis tool: applications, instrument evaluation and image improvement techniques"*.
- Ifeanyi, E., & Egbele, E. (2005). *net-to-gross ratios: implication in integrated reservoir management studies*.
- Kolodzie, S., & Jr. (1980). *Analysis of pore throat size and of the Waxman-Smiths equation to determine OOIP IN Spindle field, colorado: SPE 55th Annual Technical conference, paper SPE 9382*.
- Kwon, B., & Pickett, G. (1975). *A new pore structure model and pore structure interrelationships: society of professional well log analysts 16 th annual logging symposium,*.
- Meza, K. (2013). *Parámetros petrofísicos compuestos en la caracterización de yacimientos. Universidad Nacional Autónoma de México, México*.
- Morris, R., & Biggs, W. (1967). *using log-derived values of water saturation and porosity: society of professional well log analysts annual logging symposium*.
- Oppenheim, A., & Schaffer, R. (1989). *Discrete-time signal processing*, Englewood Cliffs, Prentice-Hall.

DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

Ortiz Meneses , A., Plata Chaves, J., Herrera Otero, E., & Santos, N. (2015). *Caracterización estática de rocas por medio de tomografía computarizada de rayos-x TAC*.

Pérez, E., Tena,, L., & Gonzáles,, E. (2007). Aplicación de tecnicas de inteligencia artificial en el sistema de enseñanza interactivo.

Ramirez, J., Arboleda , C., & McCollugh, C. (2008). *"Tomografía computarizada por rayos X: fundamentos y actualidad,"*. Revista ingeniería biomédica .

Roger , M. (2006). *Handboo of petroleum exploration and production. vol 6. stratigraphic reservoir characterization for petroleum geologists, geophysicists and engineers*.

Schulumberger Well Service. (1978). Fundamenros de la interpretación de perfiles.

Segré, E. (s.f.). Núcleos y Partículas. Cap 3 Detectores Nucleares, pp. 74-118.

Siddiqui, S., & Khamees, A. (2004). *Dual-Energy CT-Scanning Applications in Roc Characterization*. SPE.

Wellington, S., & Vinegar, H. (s.f.). *X-ray computerized tomography*. SPE 16983.

Widrow, B., & Stearns, S. (1985). Adaptive signalprocessing, Englewood Cliffs, Prentice-Hall.

Willye, M., Gregory, A., & Gardner, G. (1956). *"Elastic wave velocity in heterogeneus and porous media"*. P.50.

Worthington, P., & Cosentino, L. (2005). *the role of cut-offs in integrated reservoir studies, paper SPE 84387*.

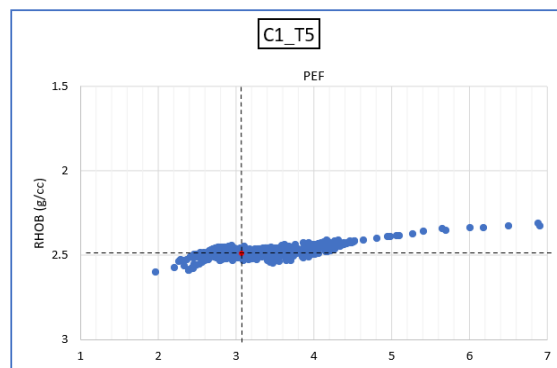
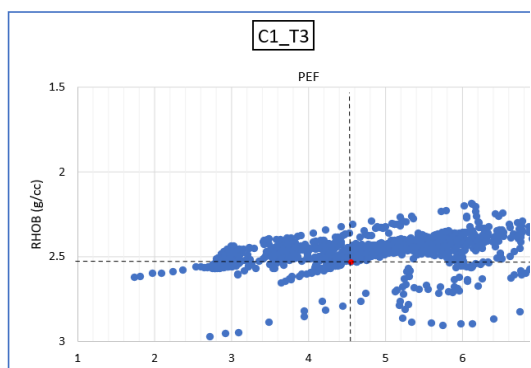
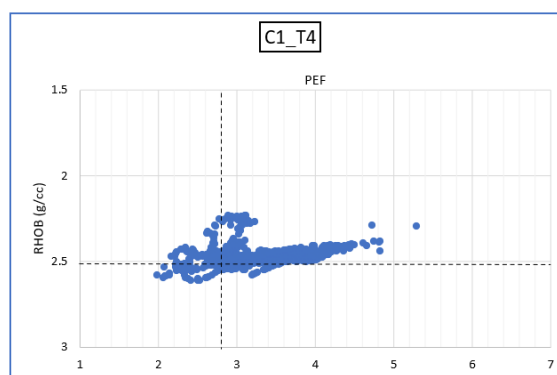
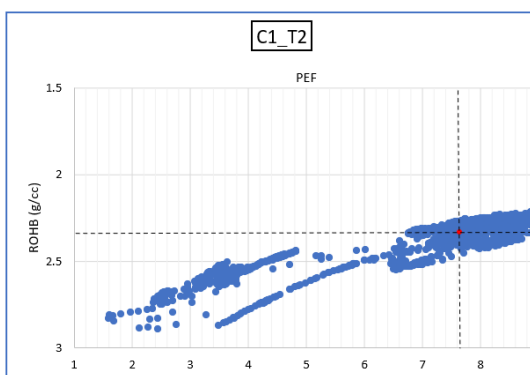
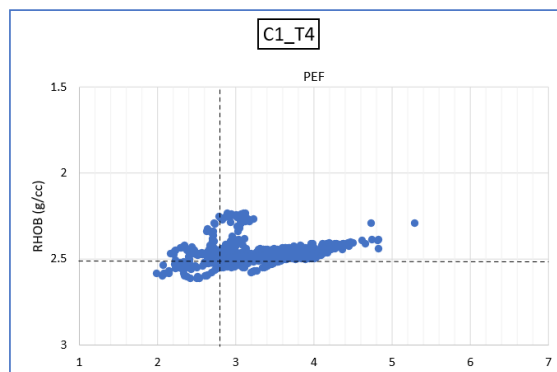
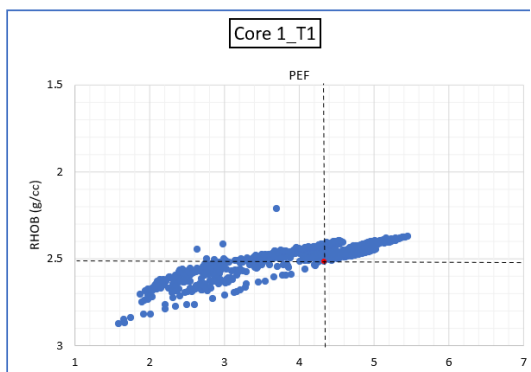
DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

Yajamin, D., Haro, E., Arco, J., Torres, A., Sanches, C., & Torres, J. (2010). *Caracterización petrofísica de un yacimiento*. escuela politecnica nacional.

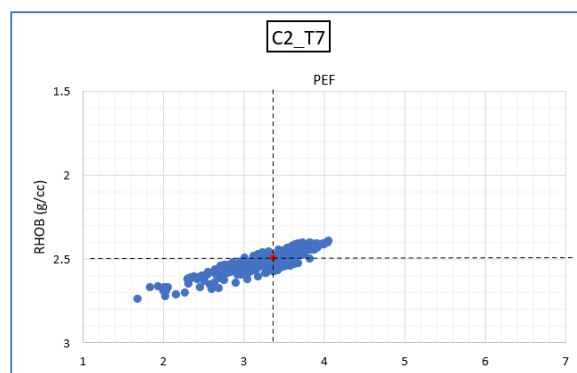
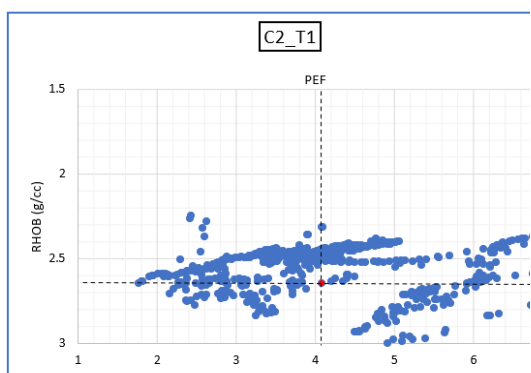
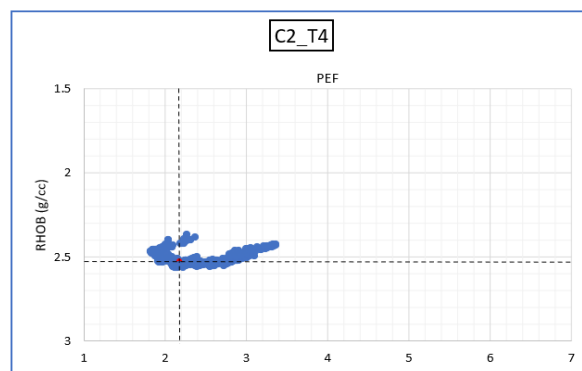
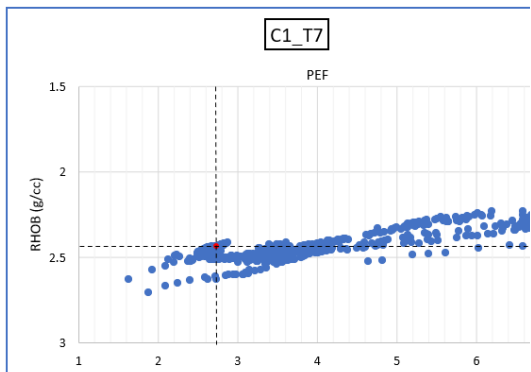
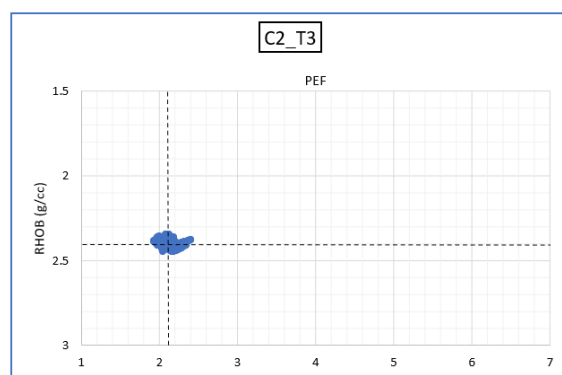
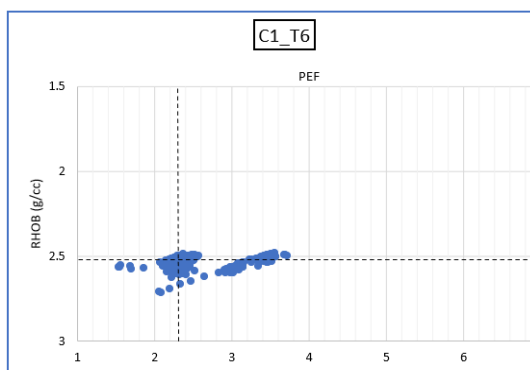
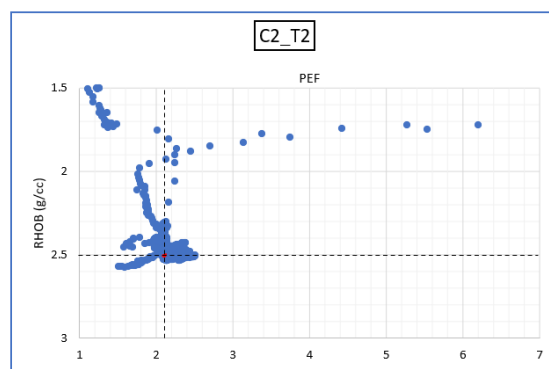
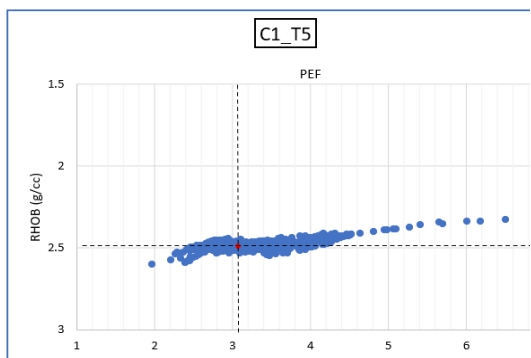
DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

Apéndices

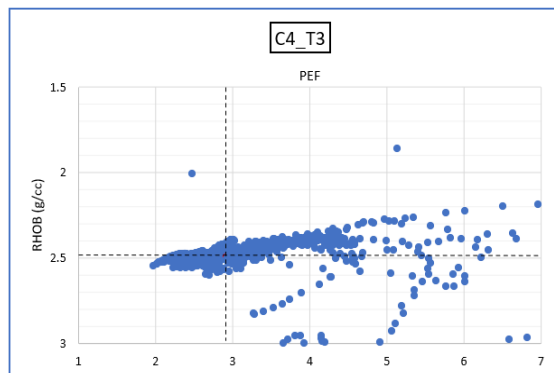
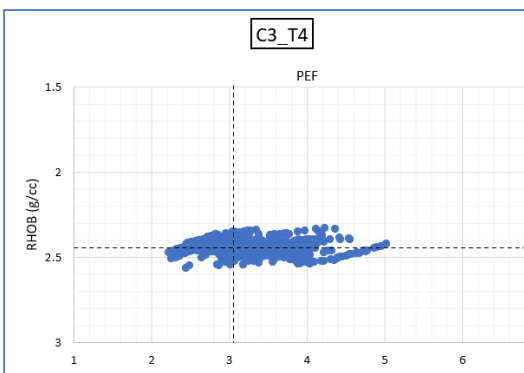
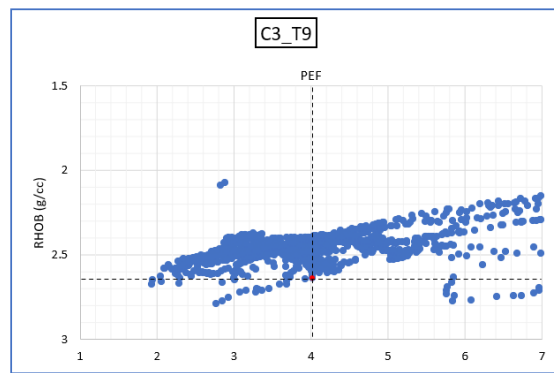
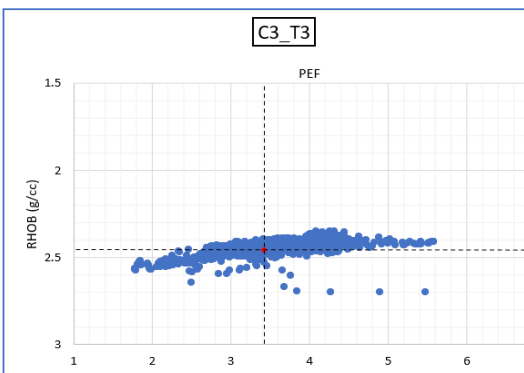
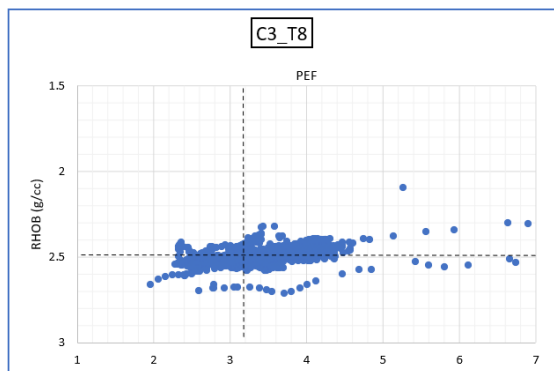
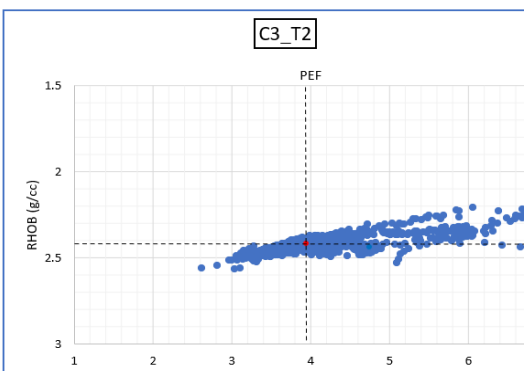
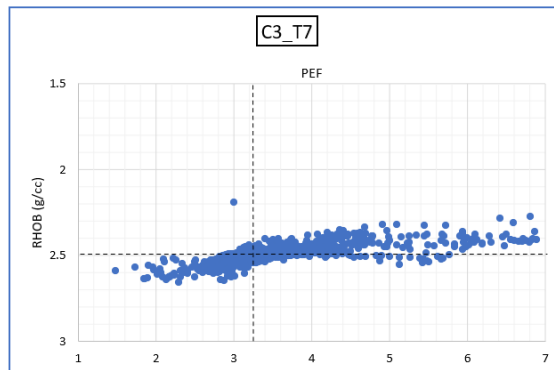
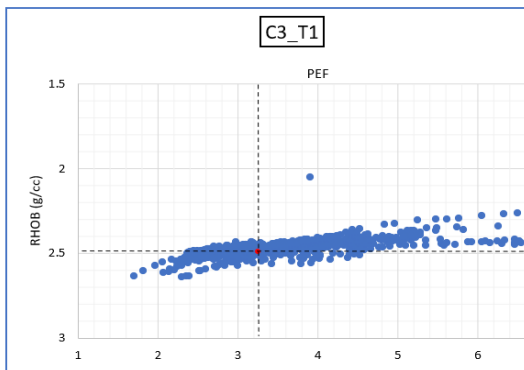
Apéndice A Gráficos cruzados del pozo 1.



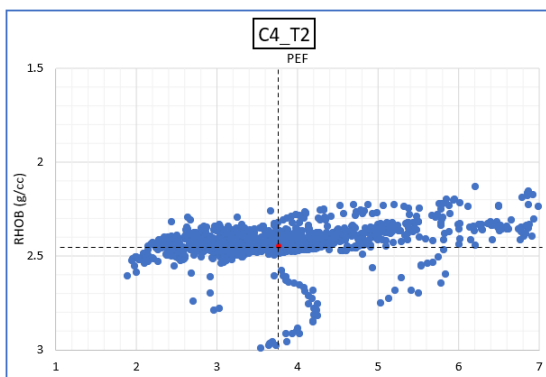
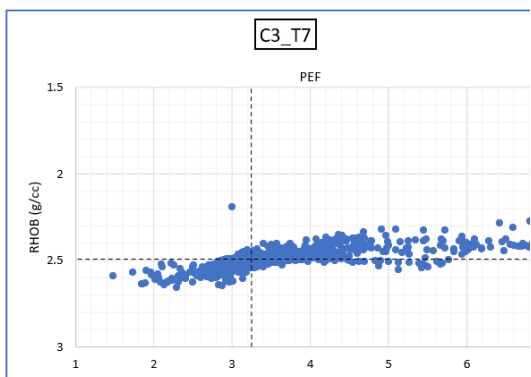
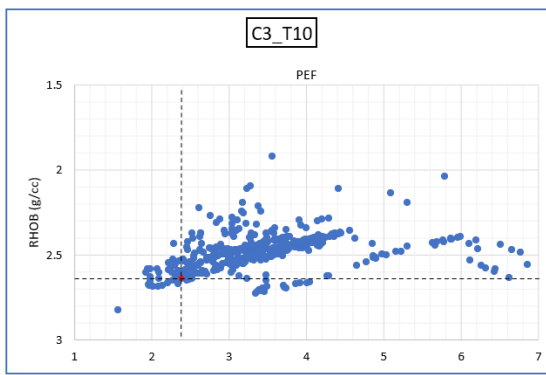
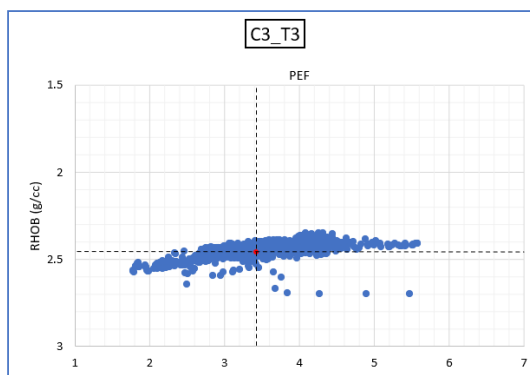
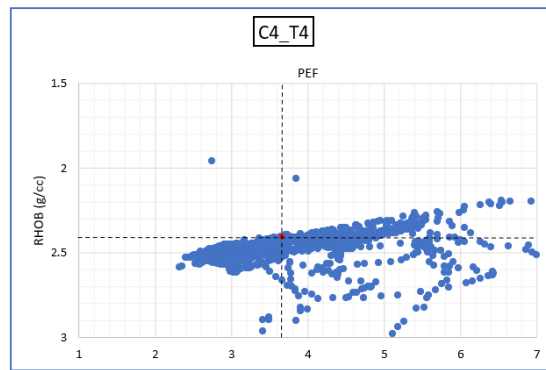
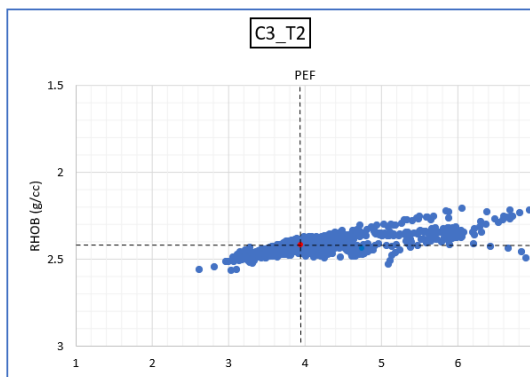
DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO



DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO



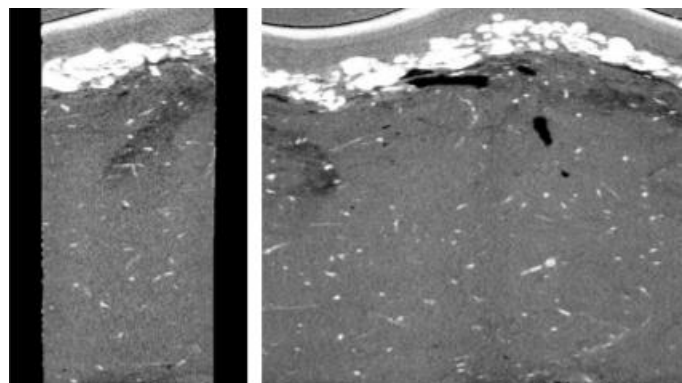
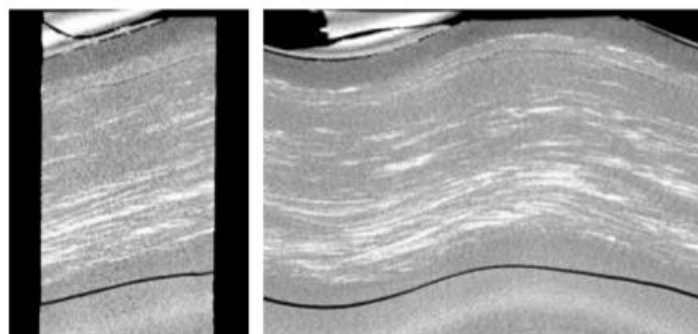
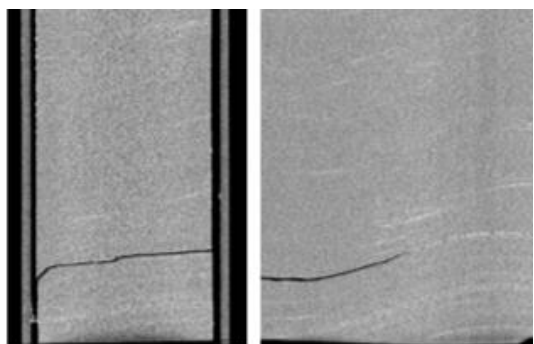
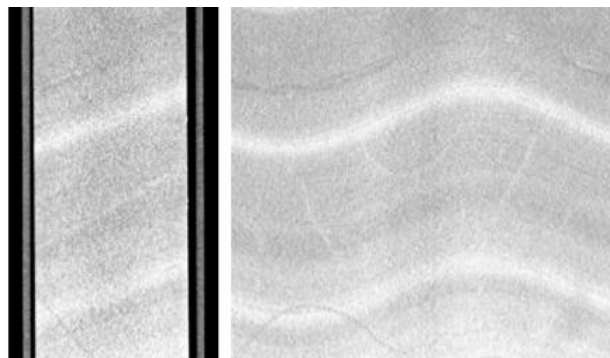
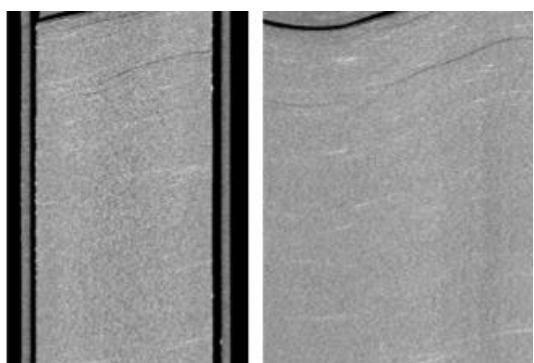
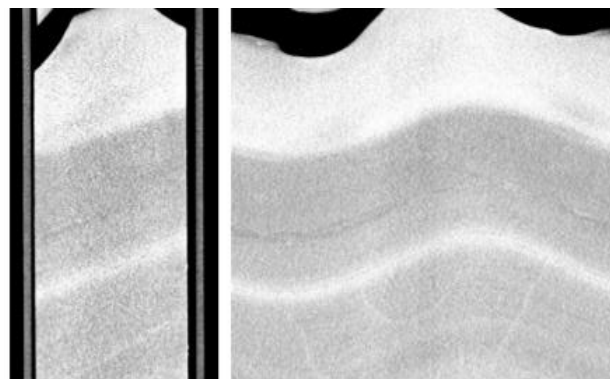
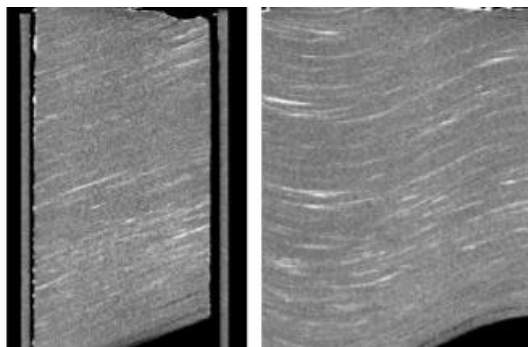
DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

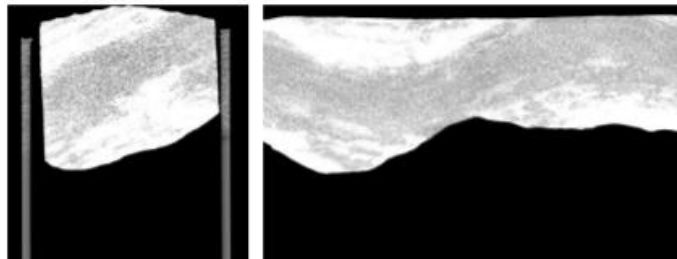
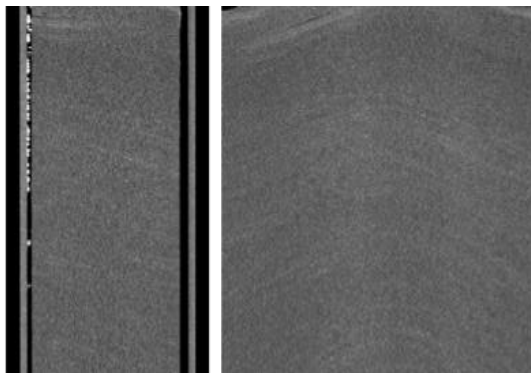
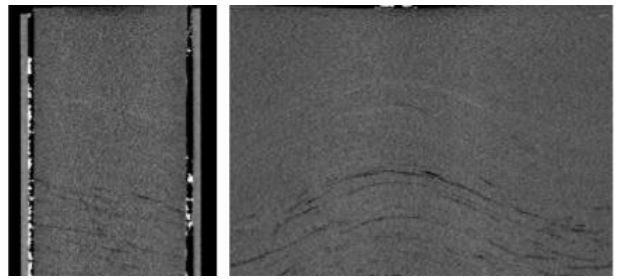
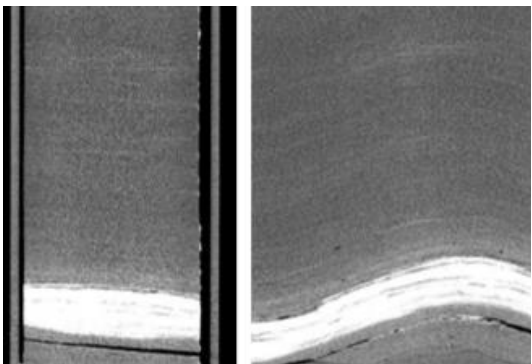
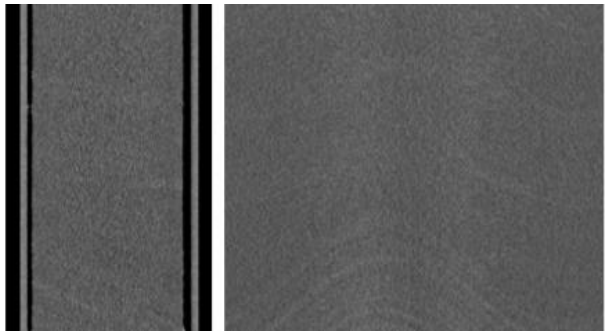
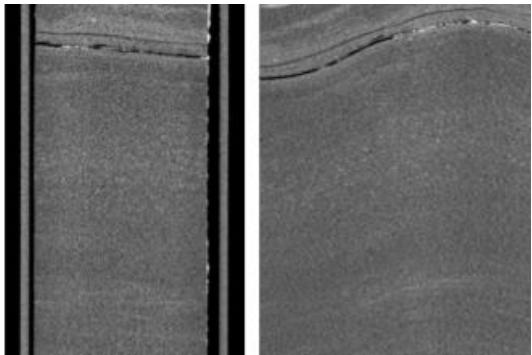
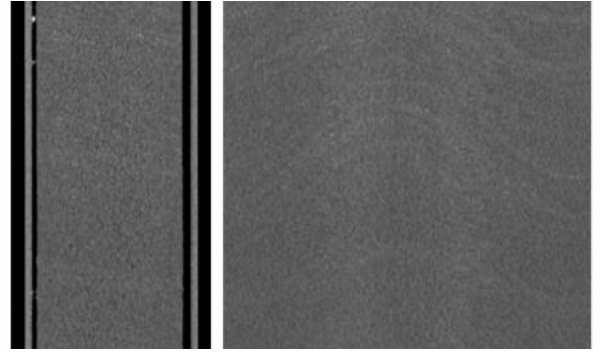
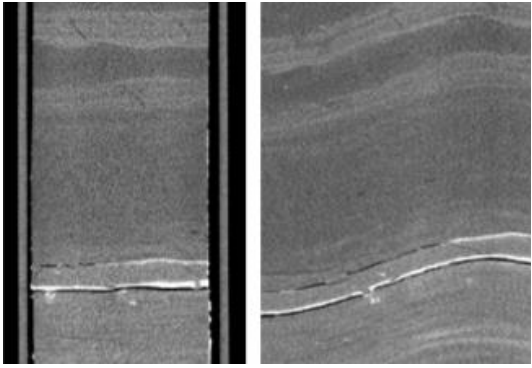


DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

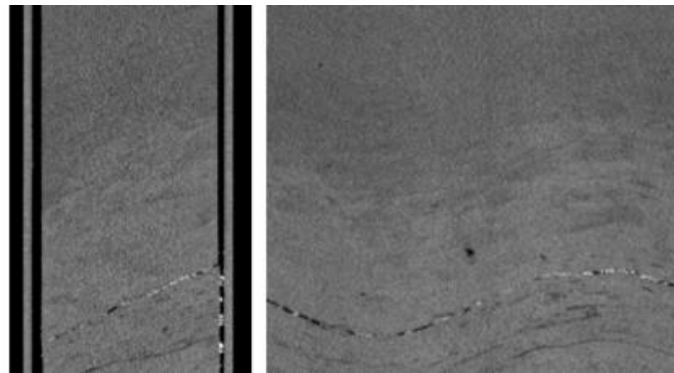
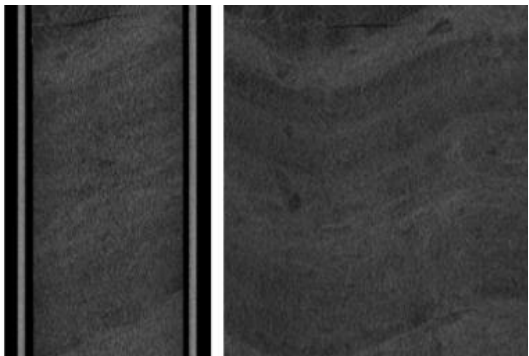
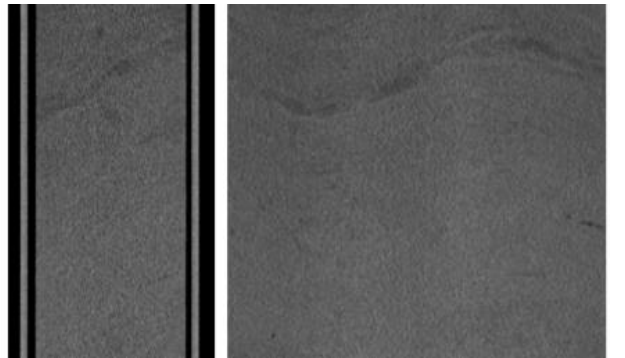
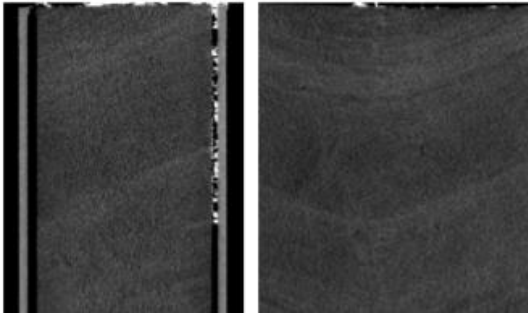
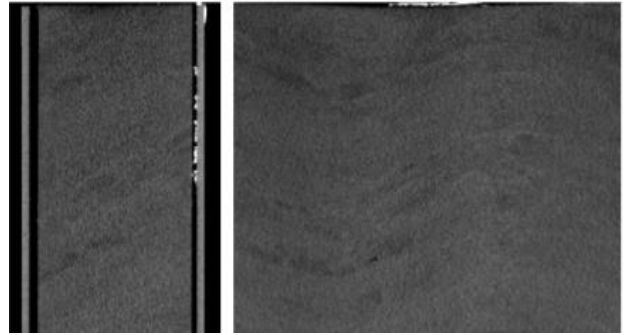
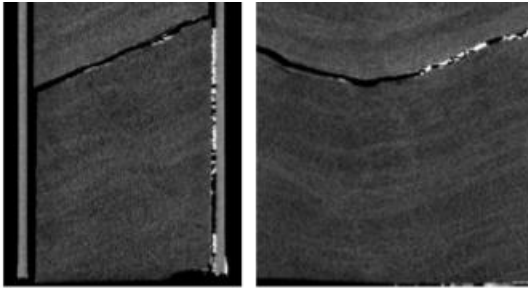
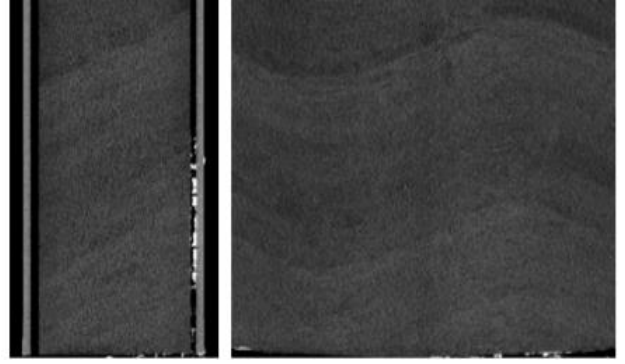
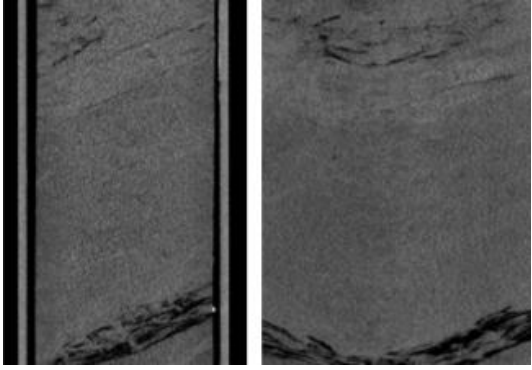
Apéndice B Imágenes de tomografía por Unidades (Pozo 1).

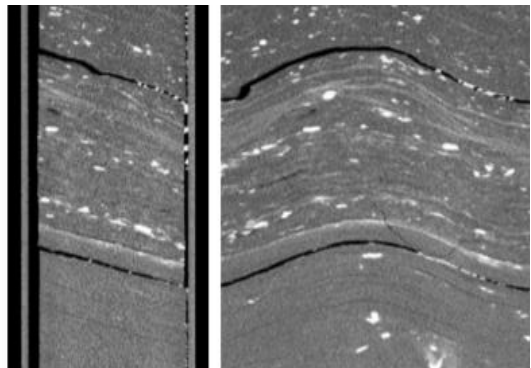
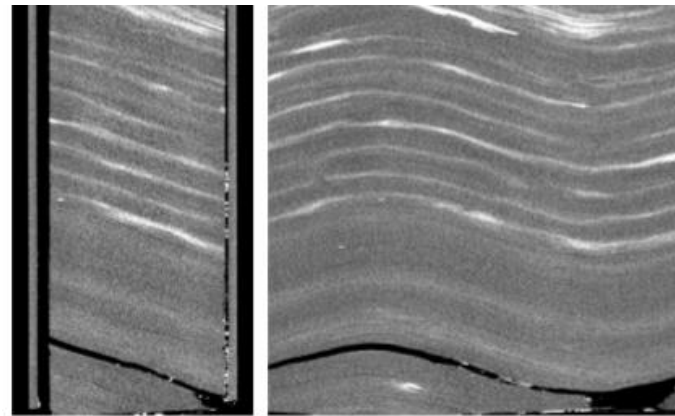
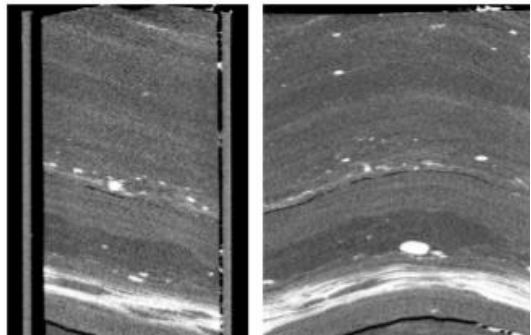
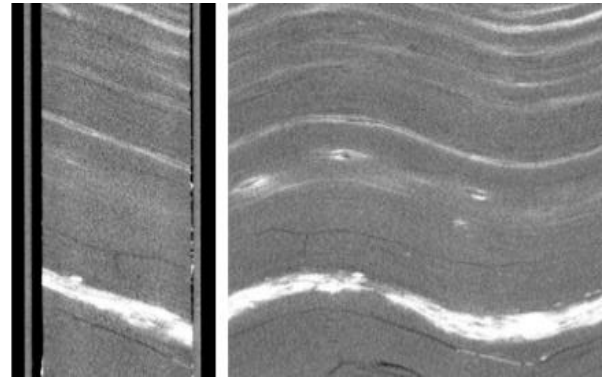
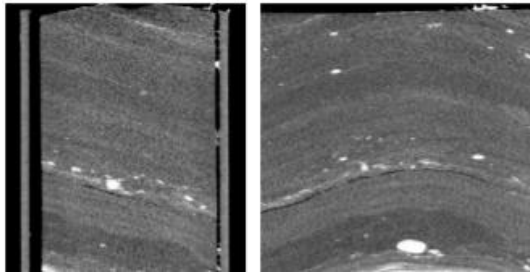
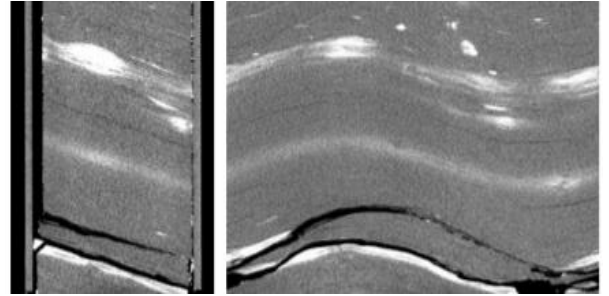
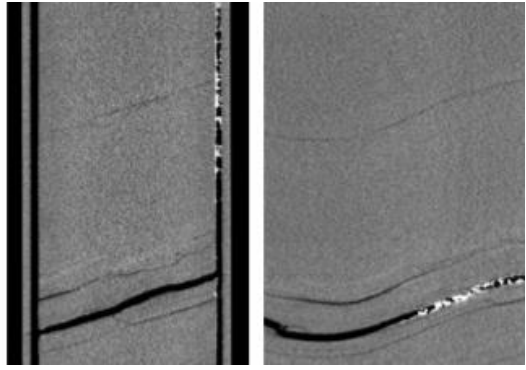
UNIDAD 1

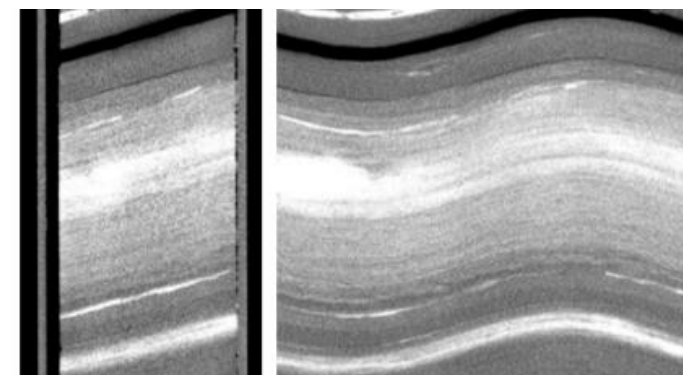
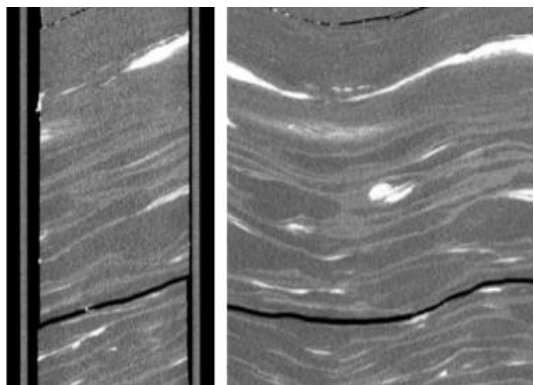
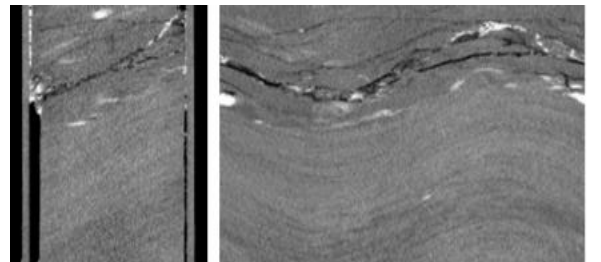
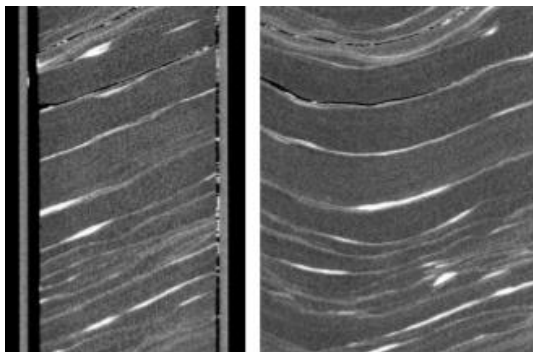
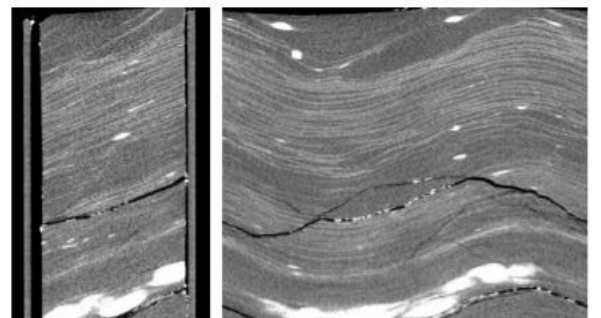
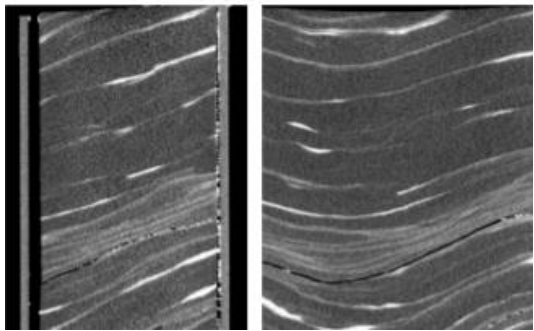
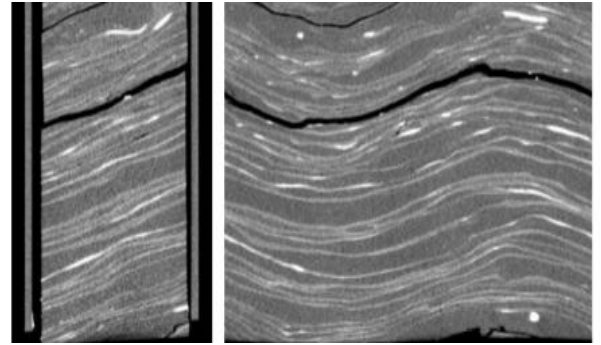
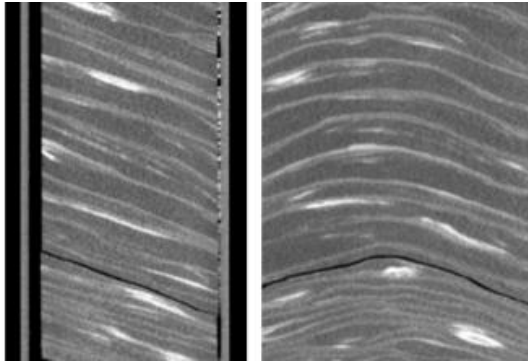




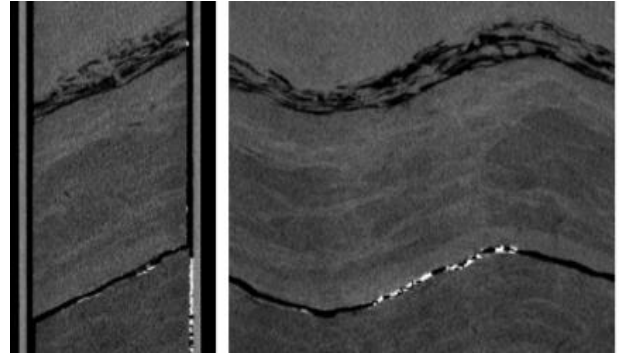
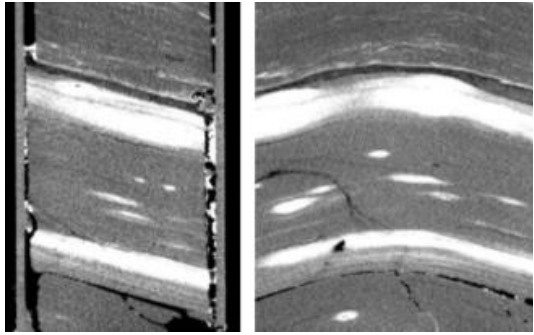
DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO



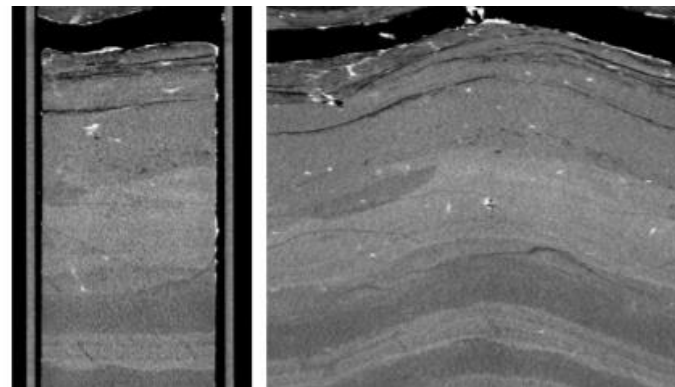
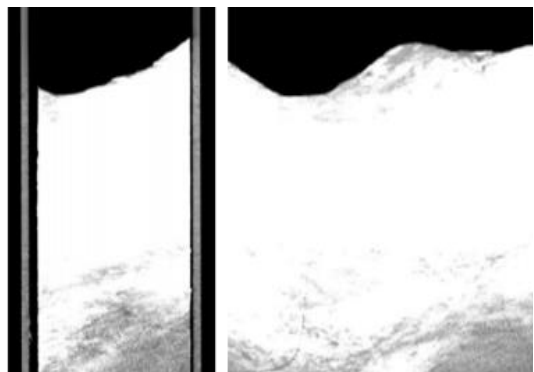
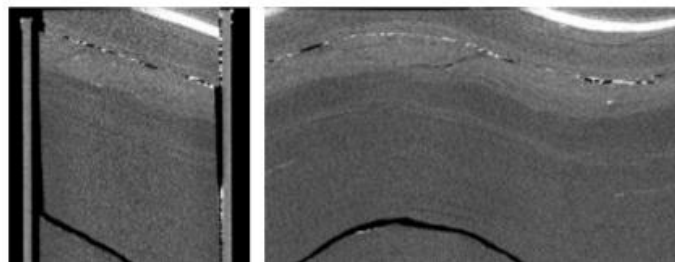
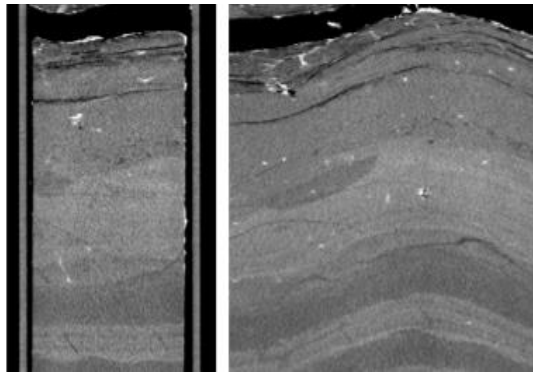
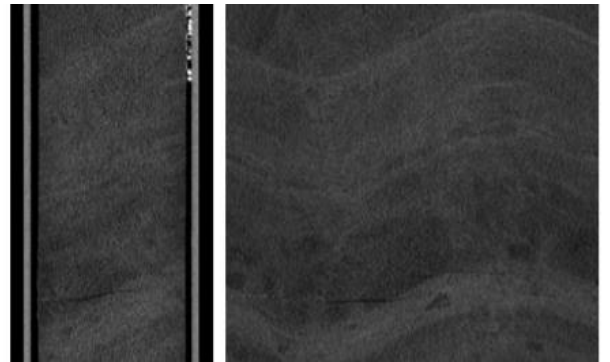
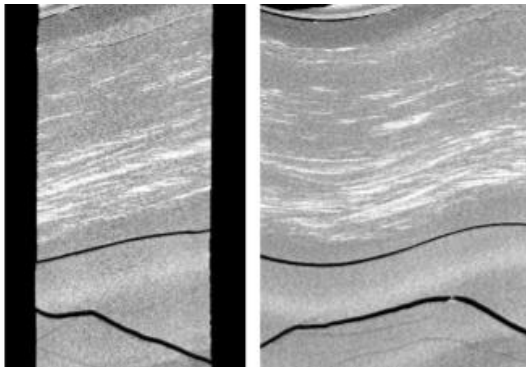




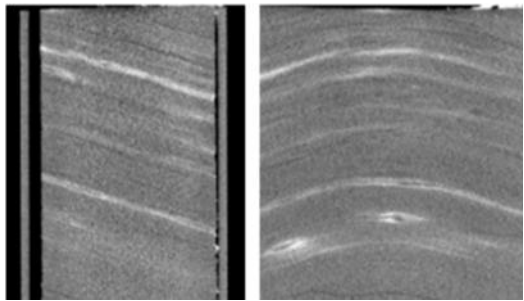
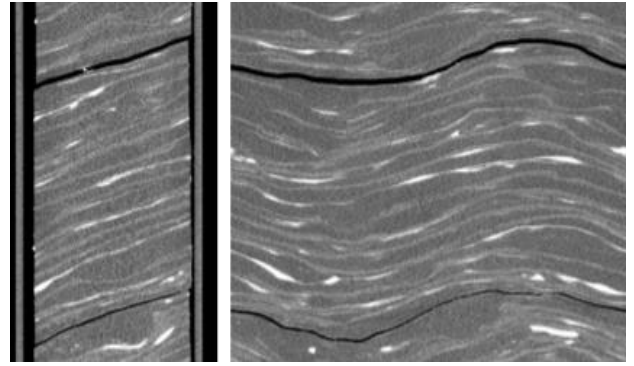
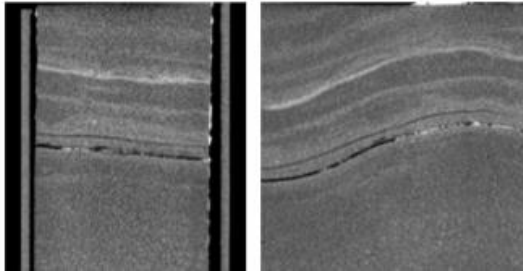
DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO



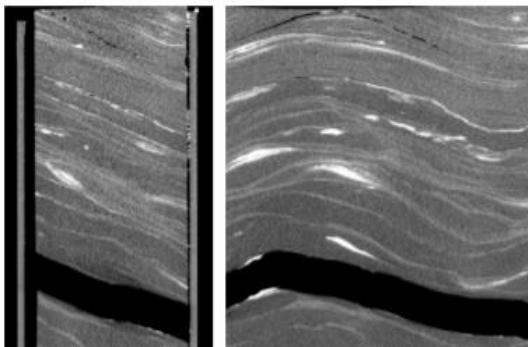
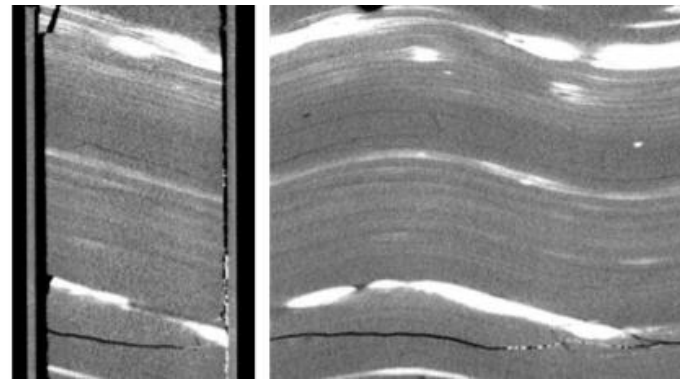
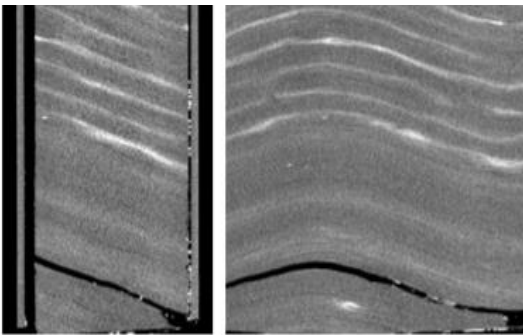
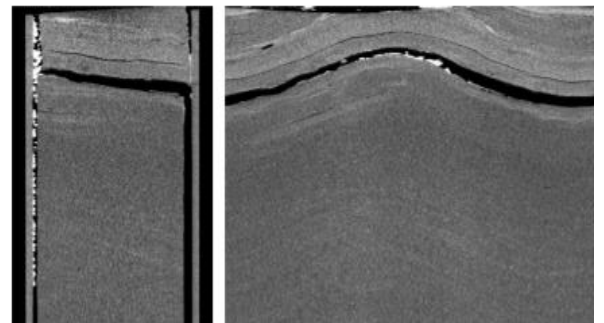
UNIDAD 2



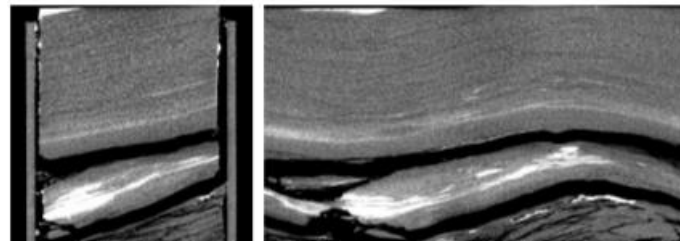
DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO



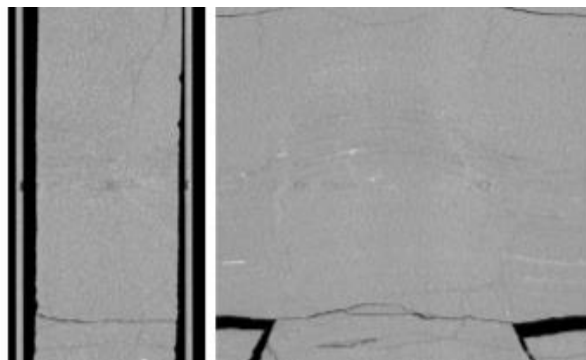
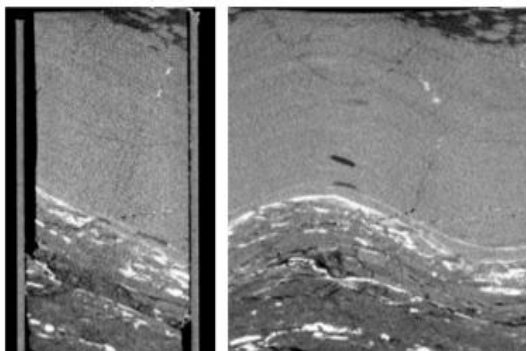
UNIDAD 3



UNIDAD 4

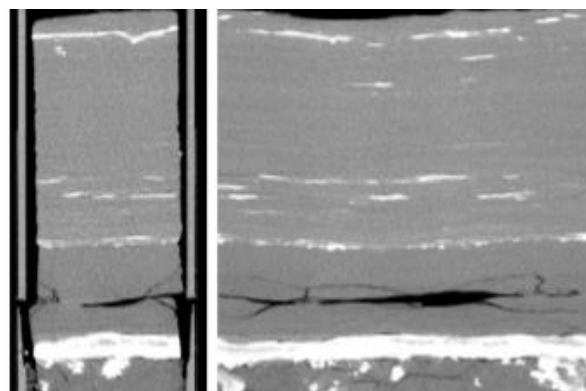
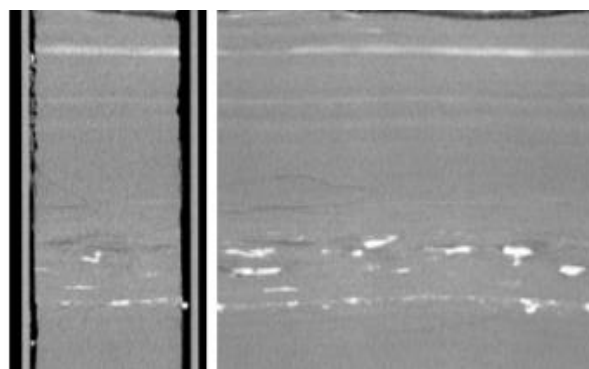
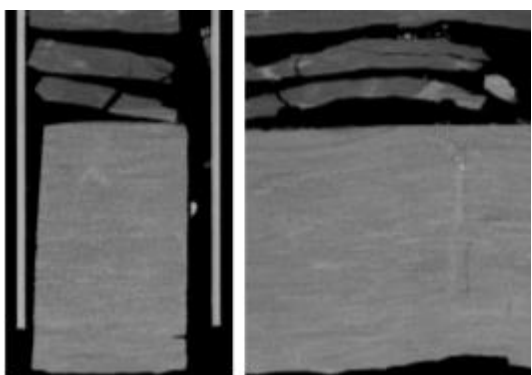
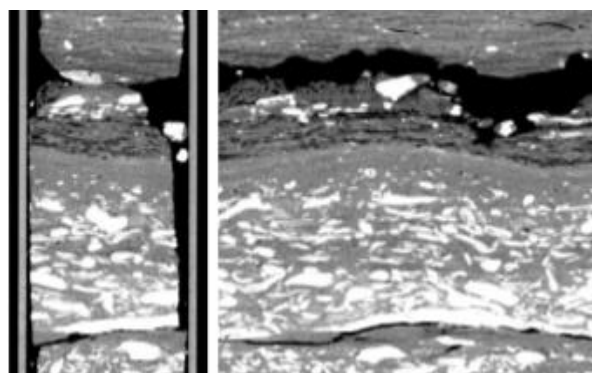
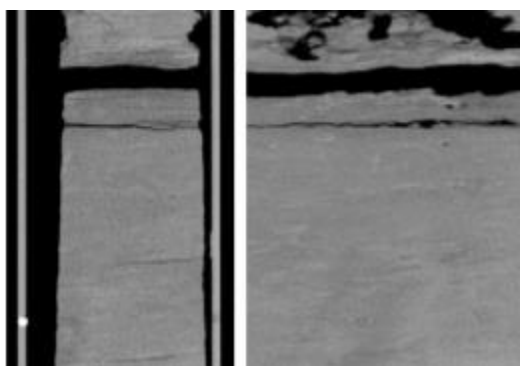


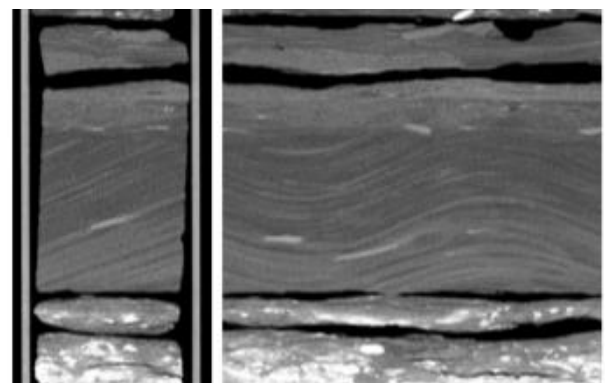
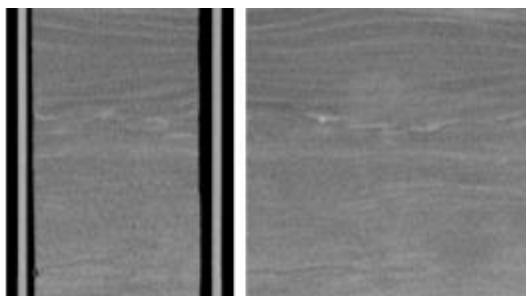
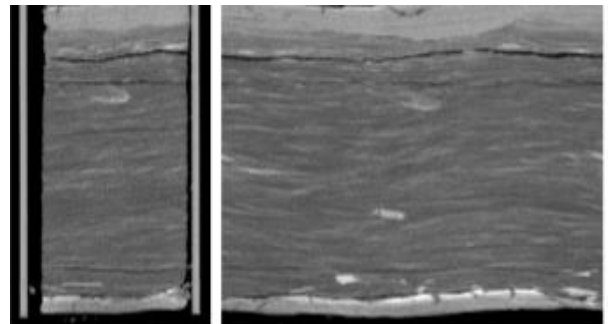
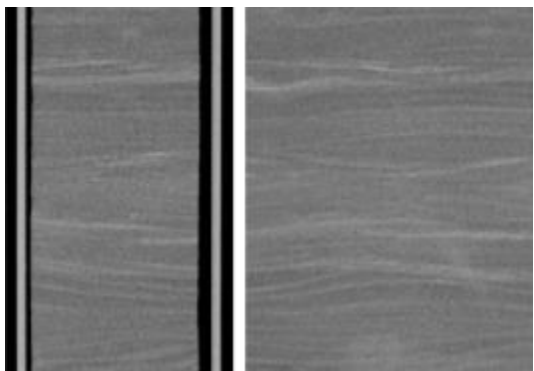
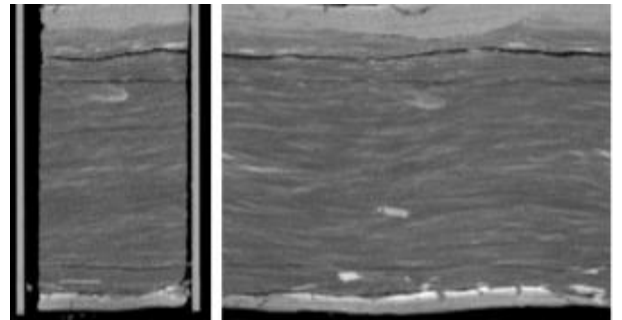
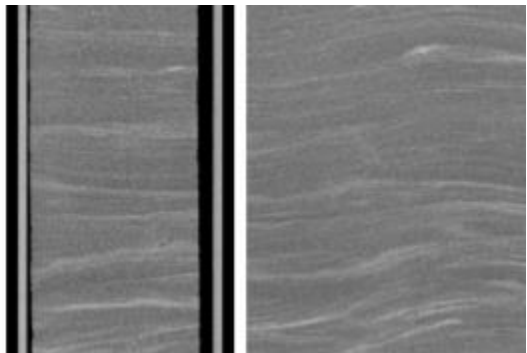
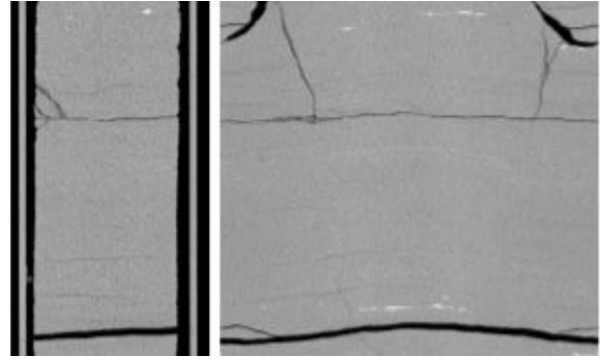
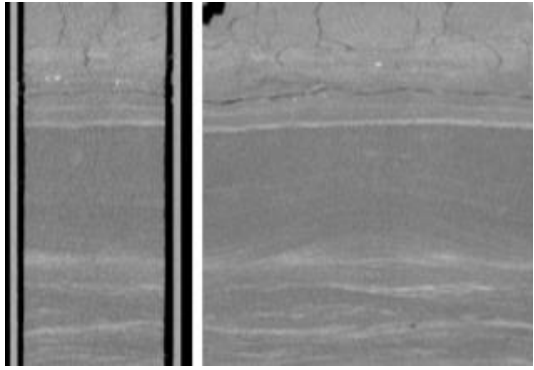
DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

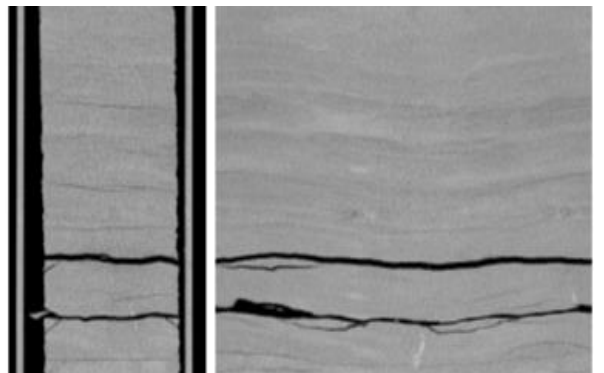
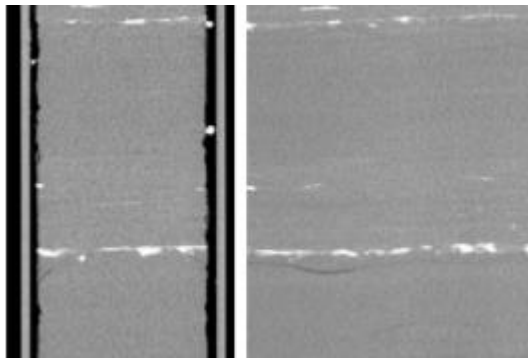
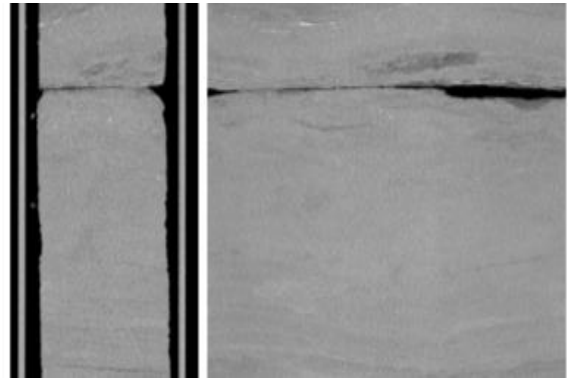
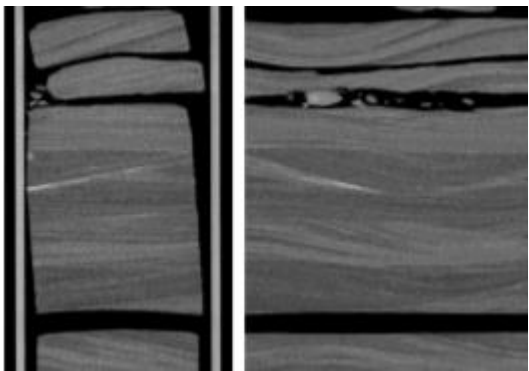
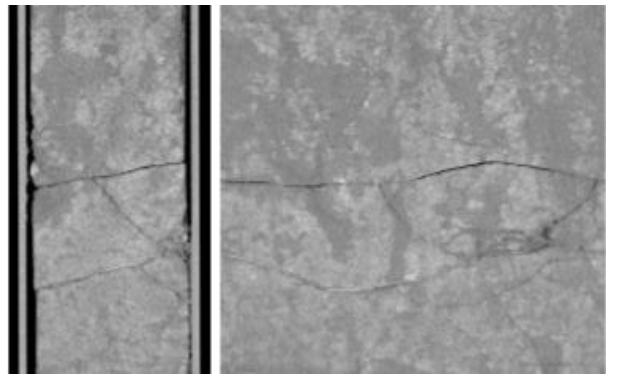
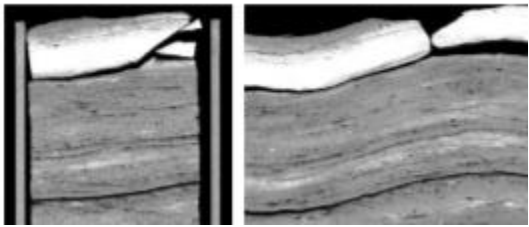
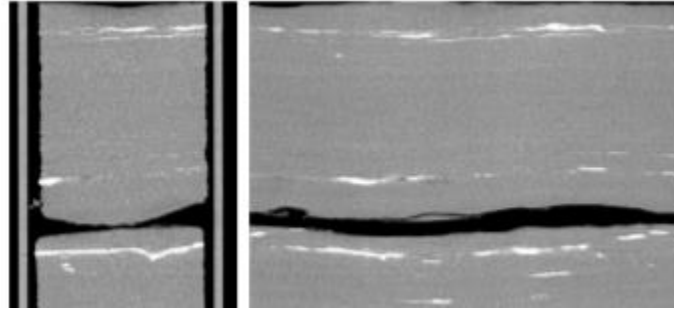
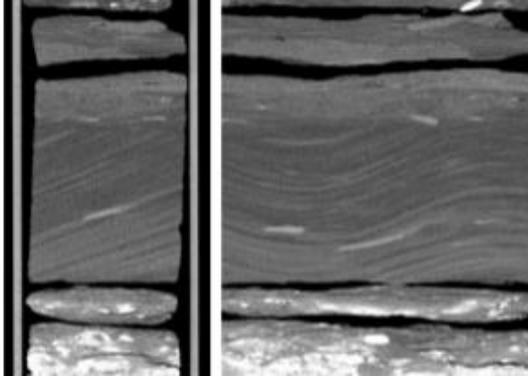


Apéndice C Imágenes de Tomografía por unidades (Pozo 2).

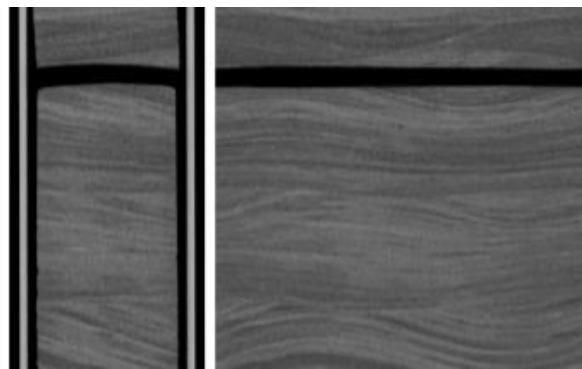
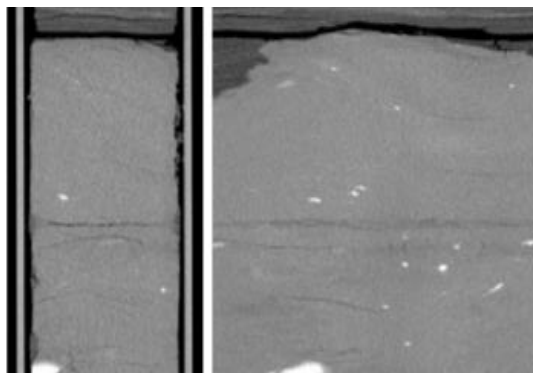
UNIDAD 1



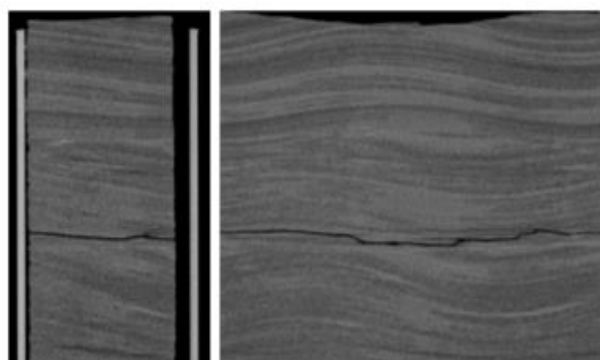
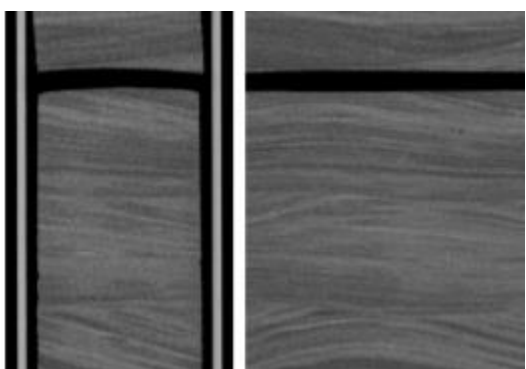
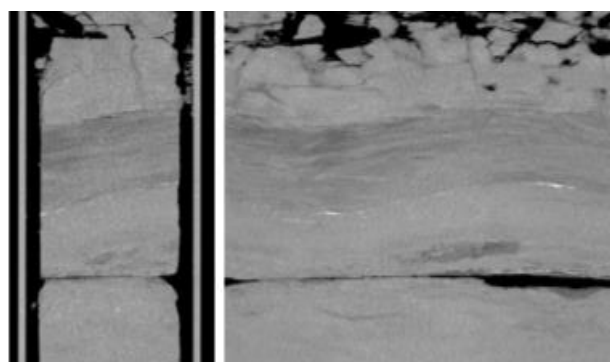
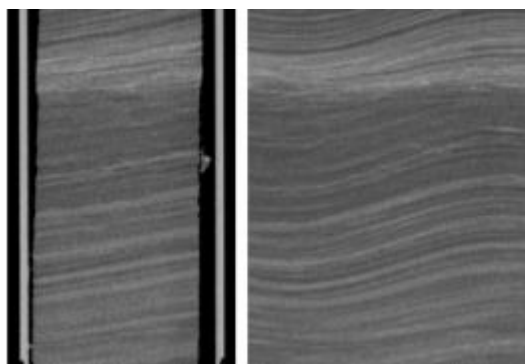
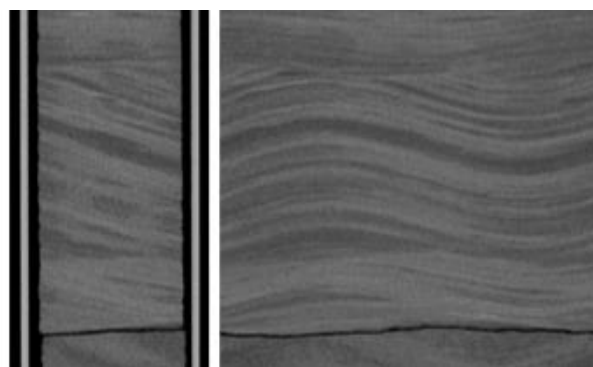
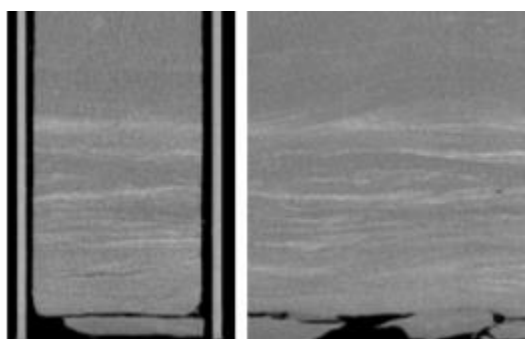




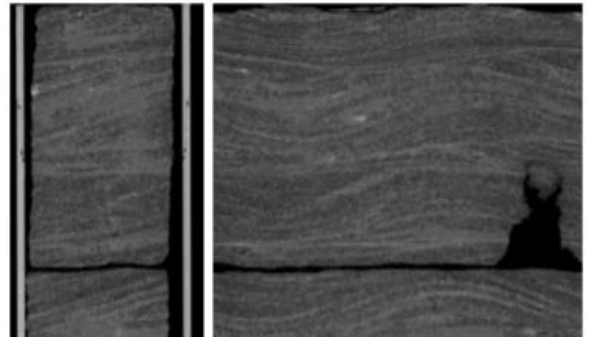
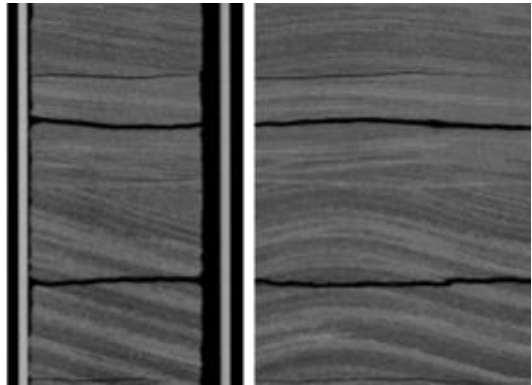
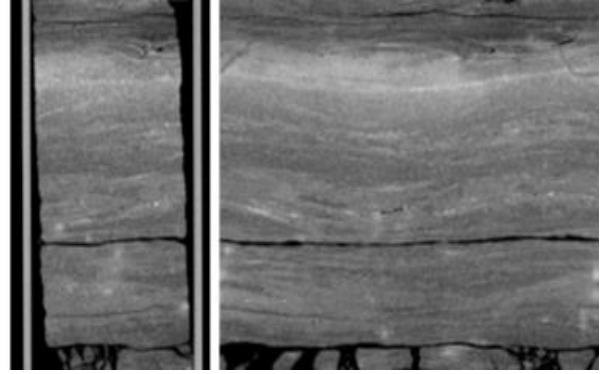
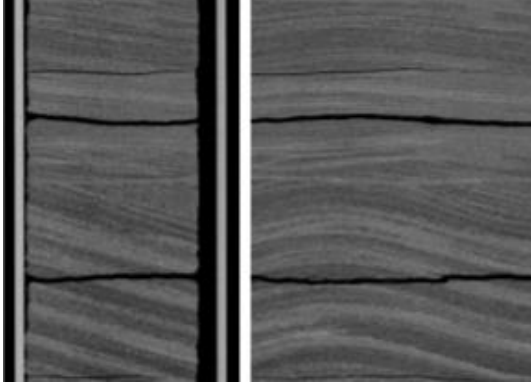
DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO



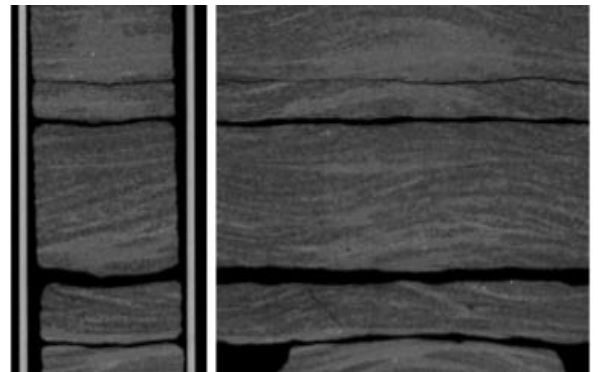
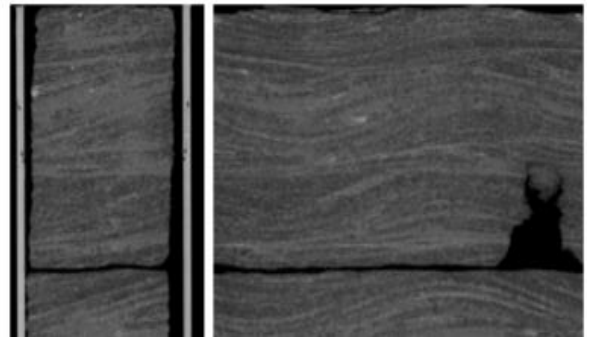
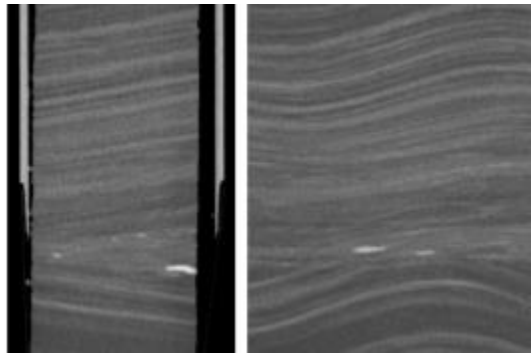
UNIDAD 2



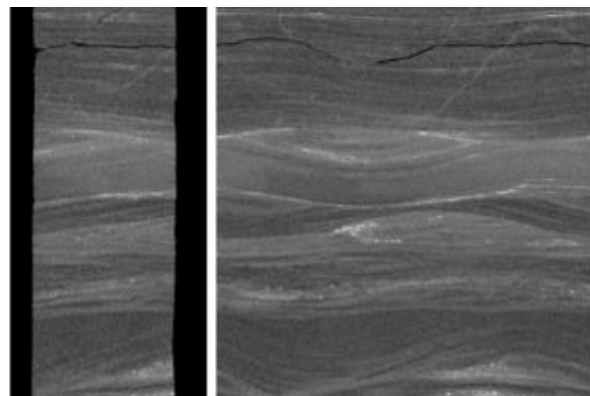
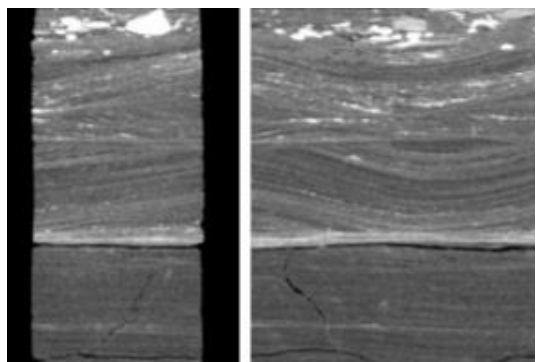
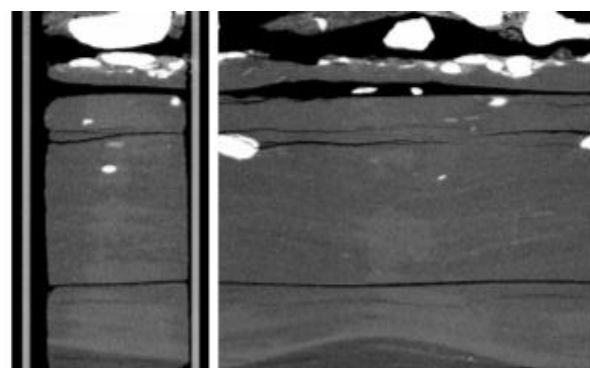
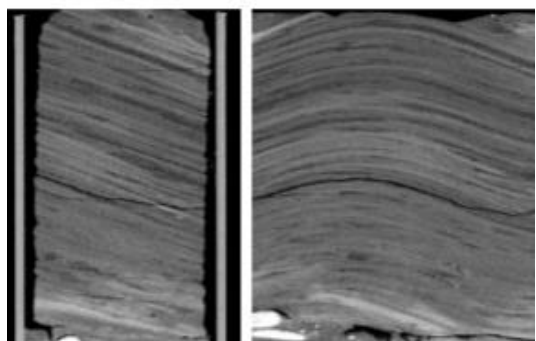
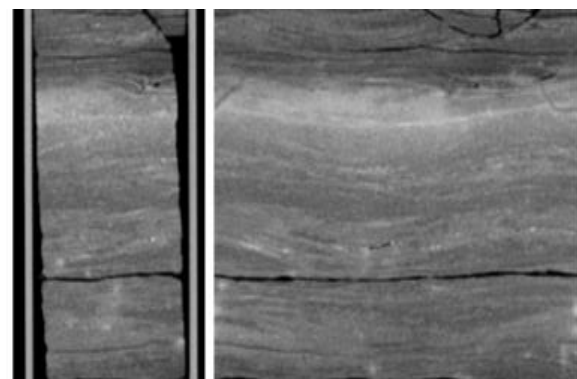
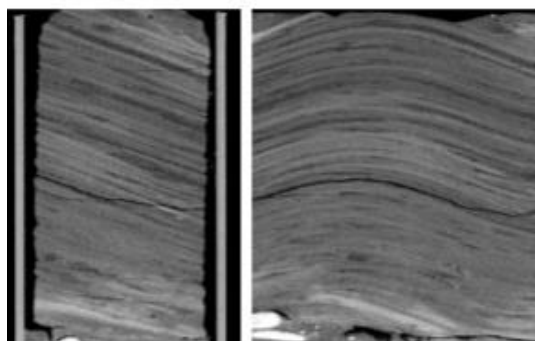
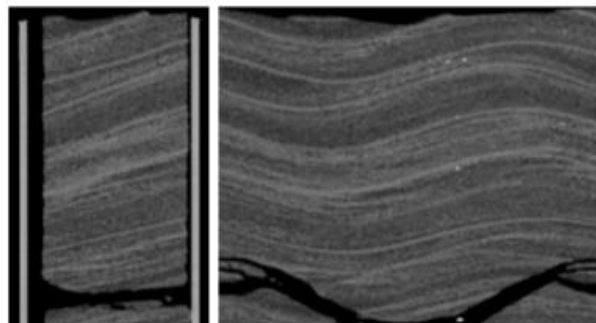
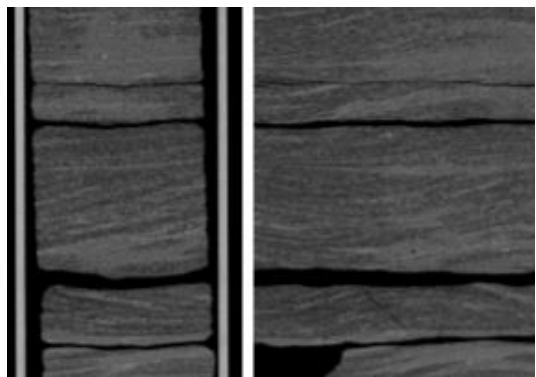
DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO



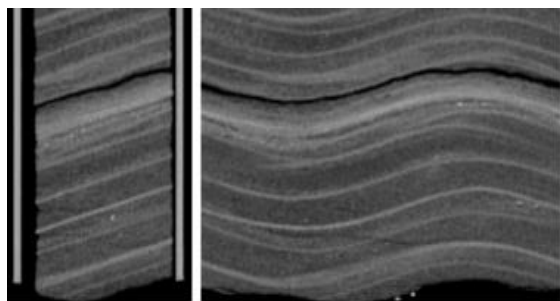
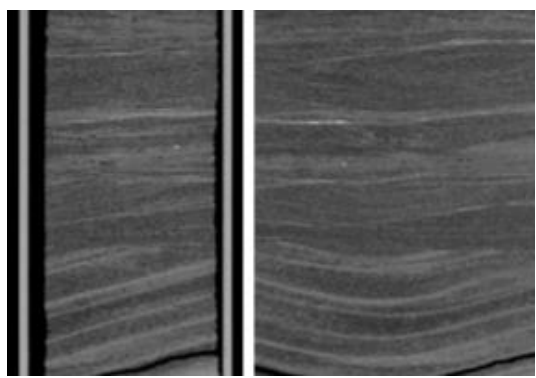
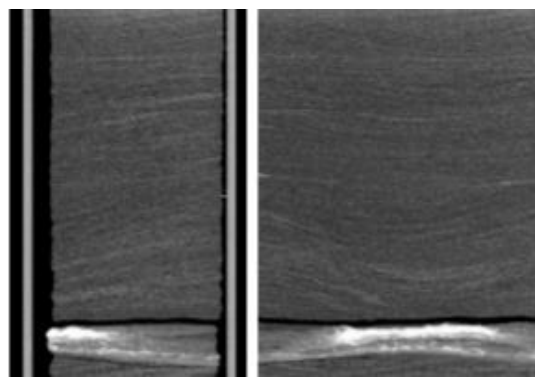
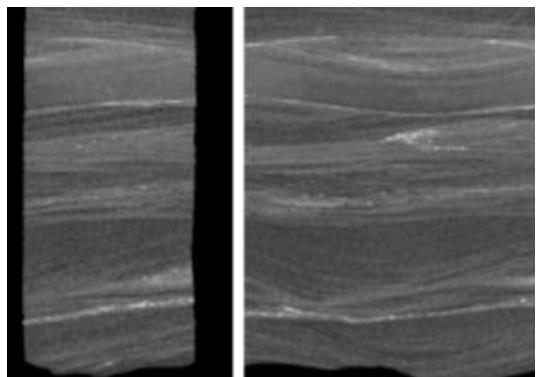
UNIDAD 3



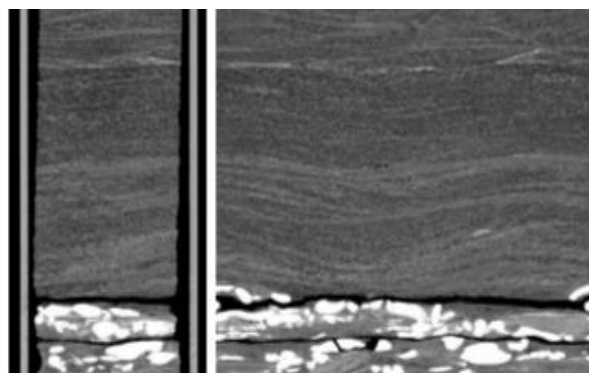
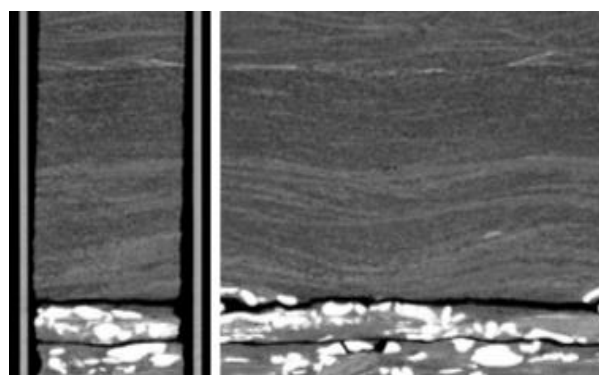
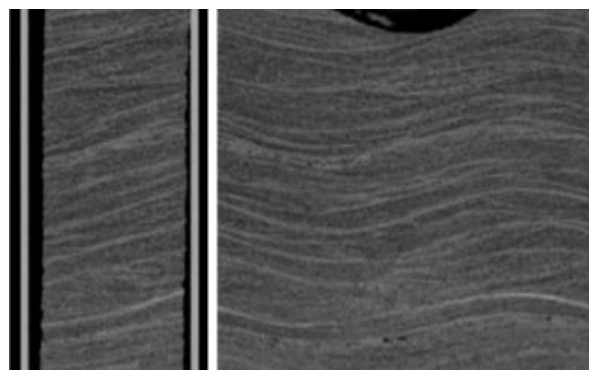
DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO



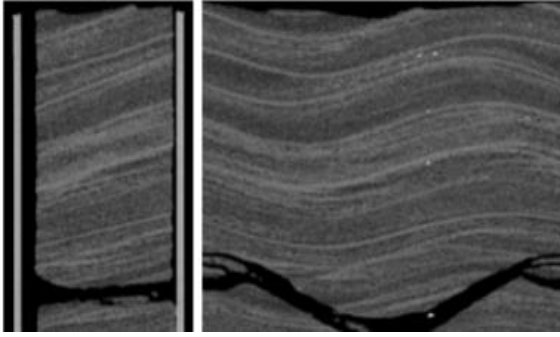
DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO



UNIDAD 4

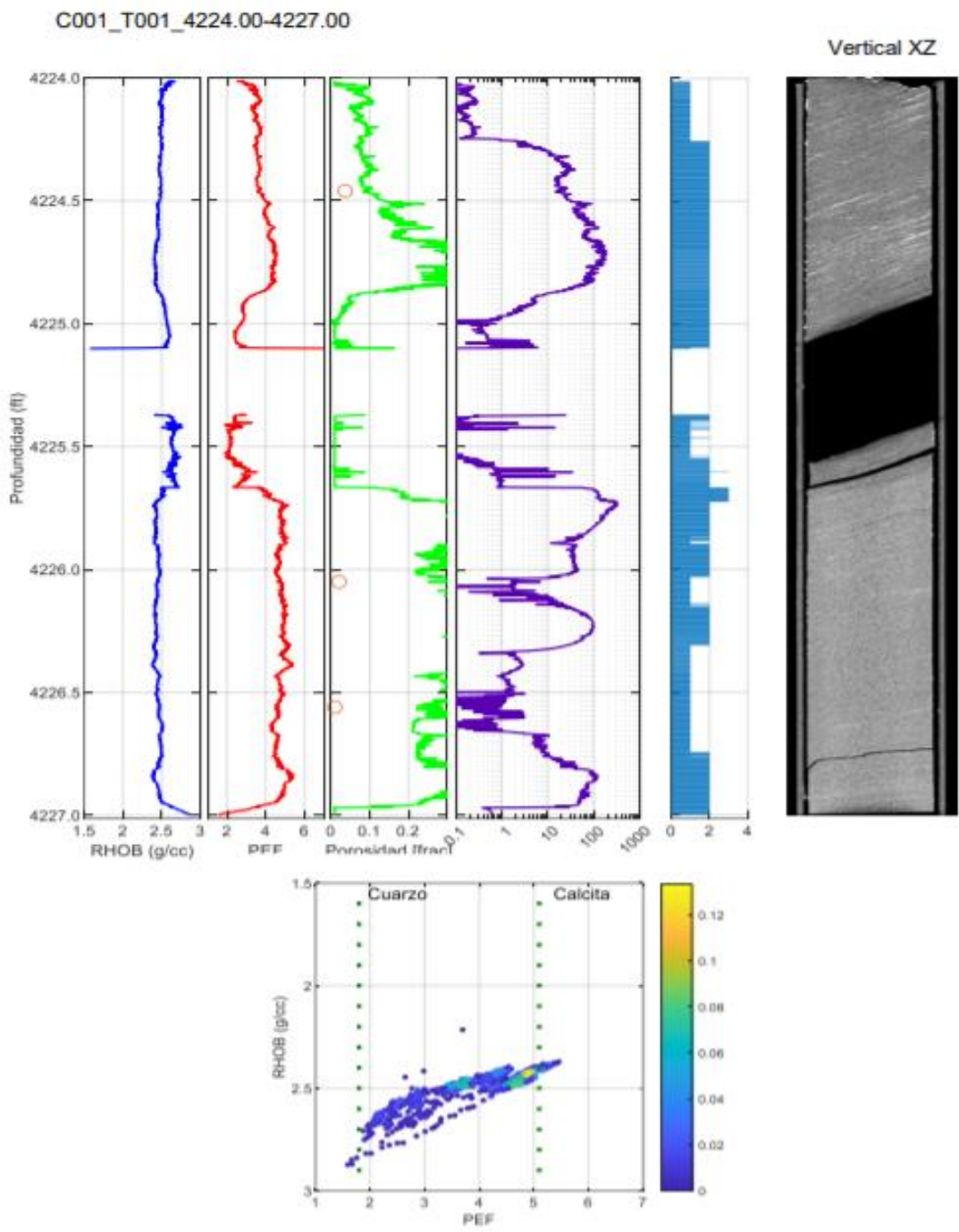


DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

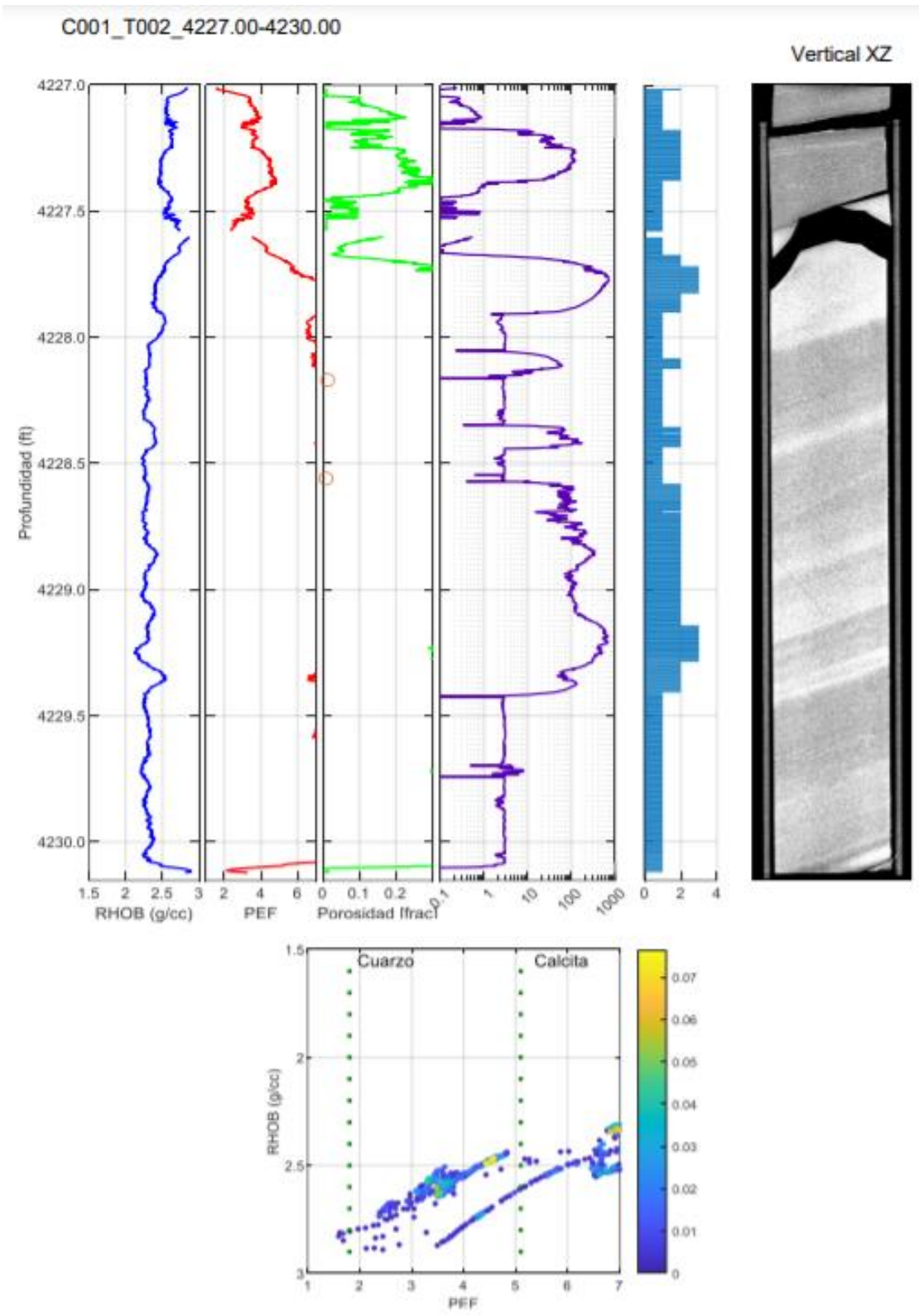


DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

Apéndice D Reporte correspondiente al Pozo 1.

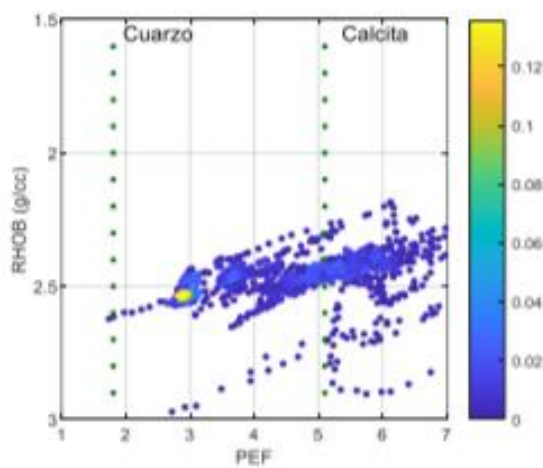
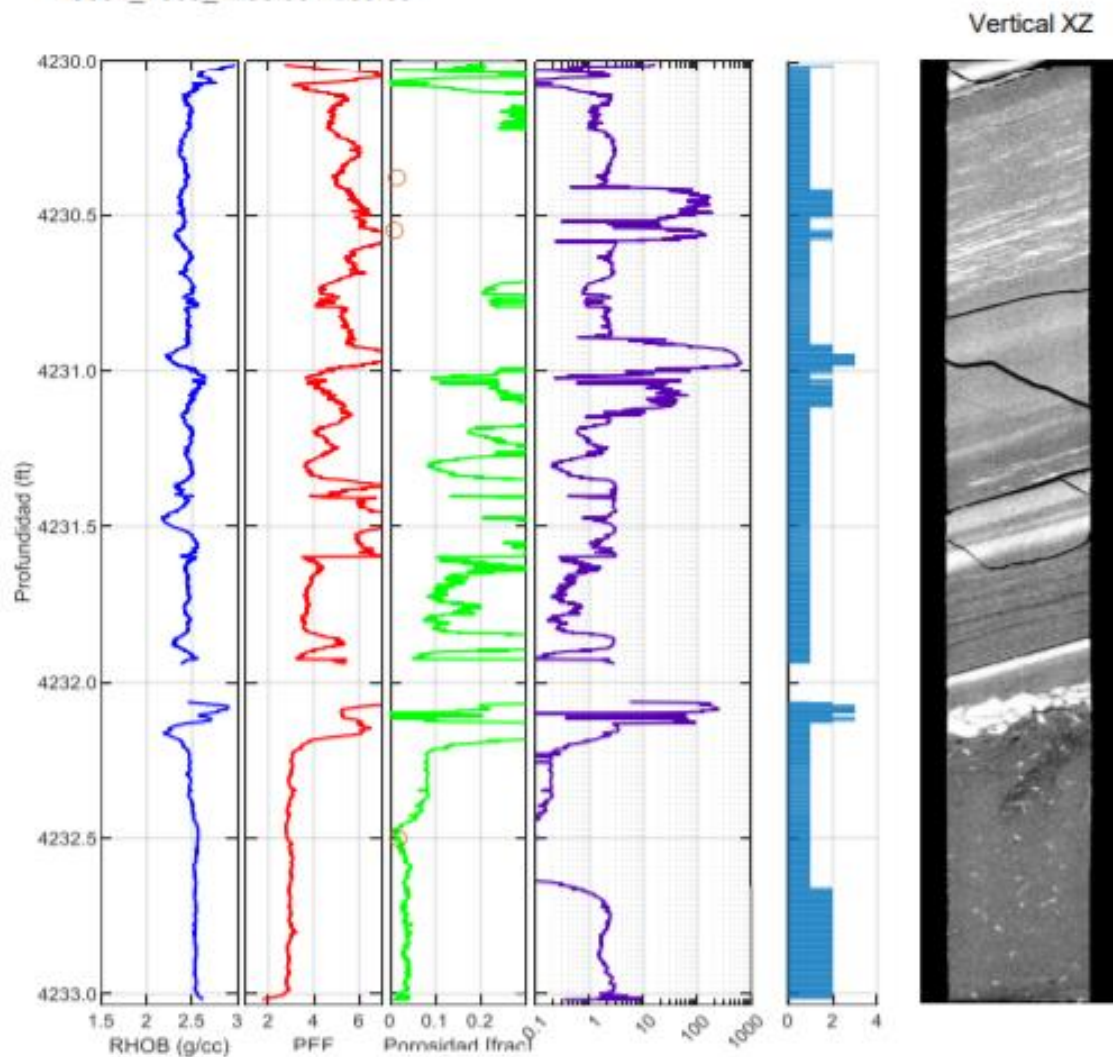


DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

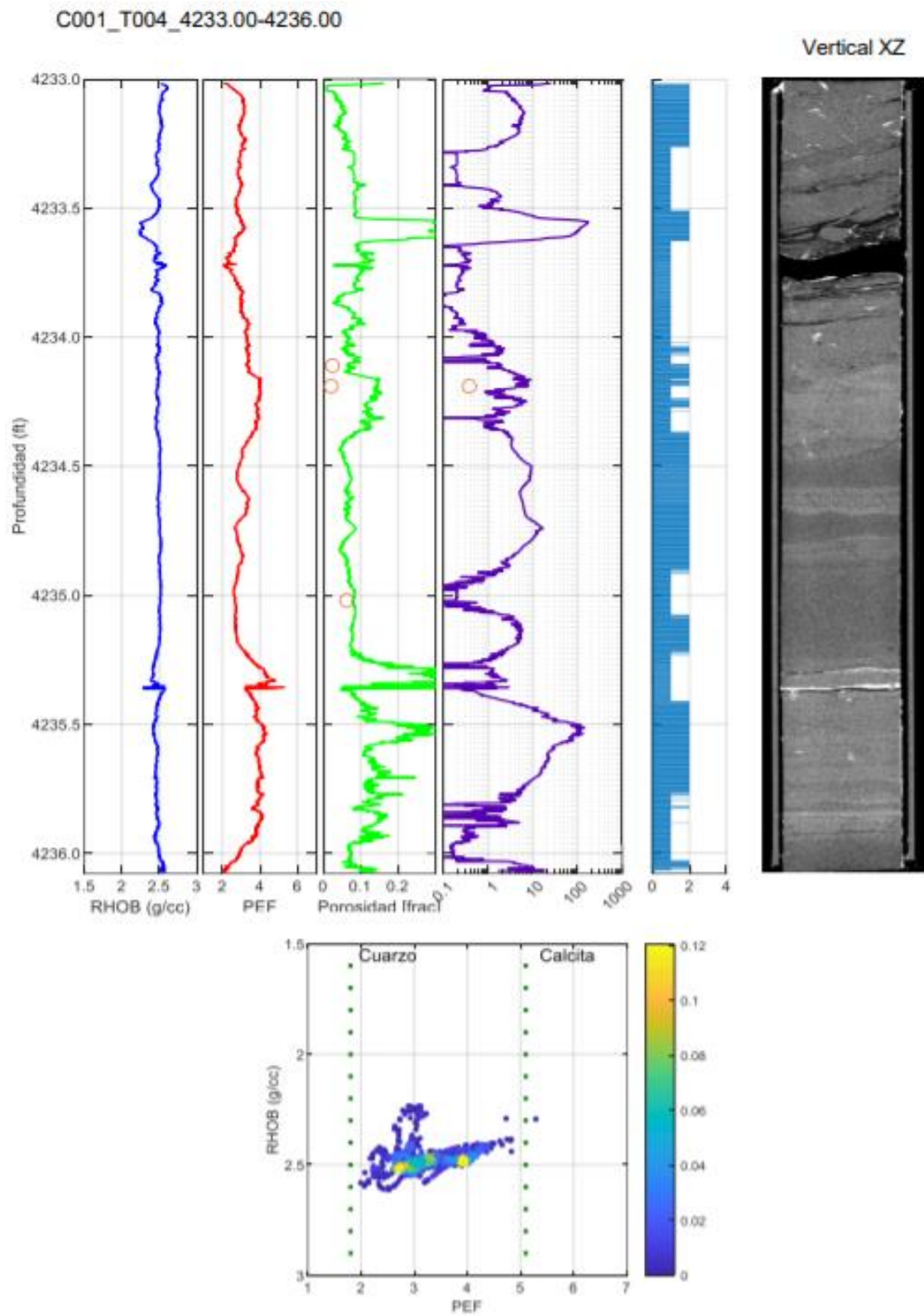


DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

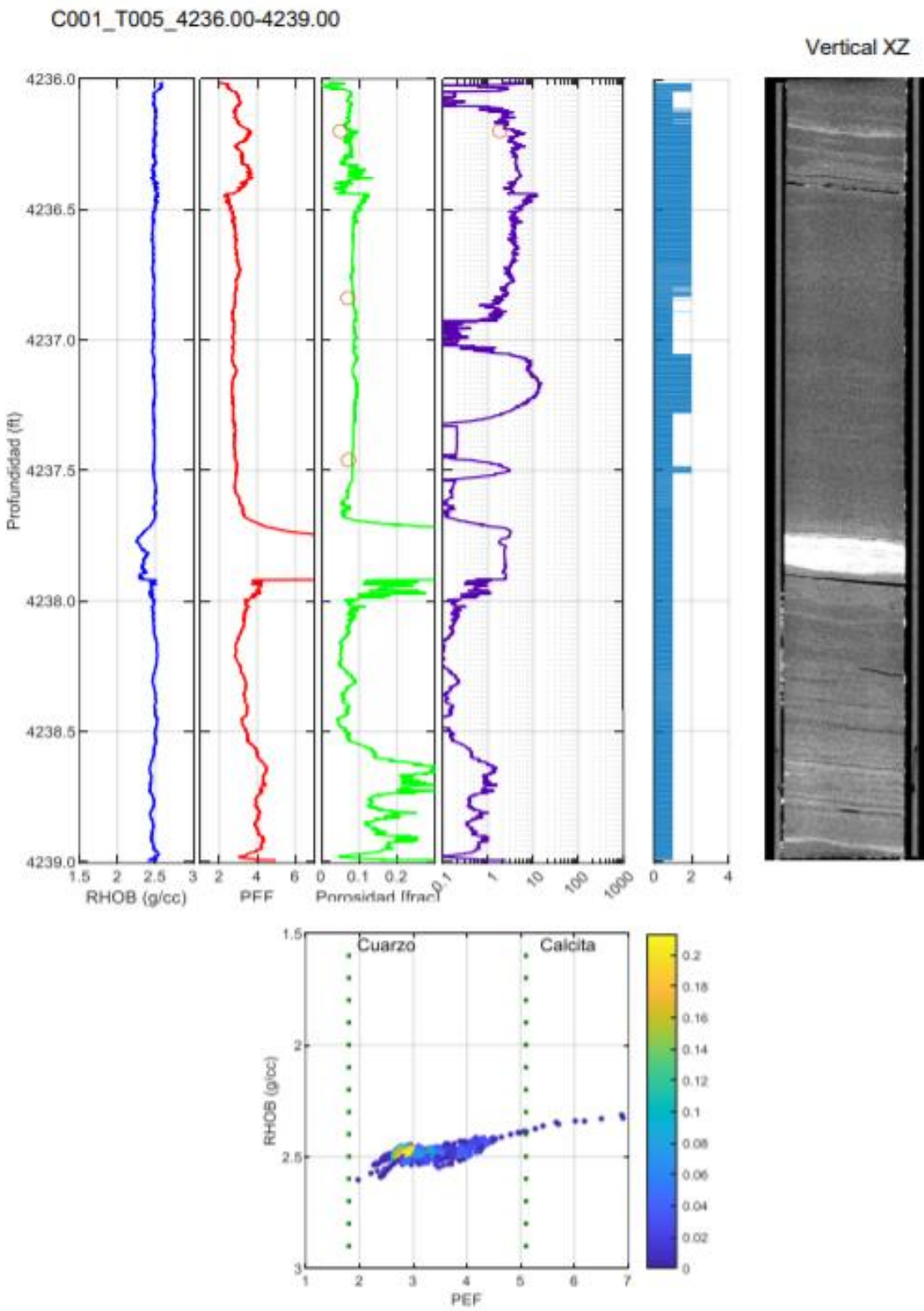
C001_T003_4230.00-4233.00



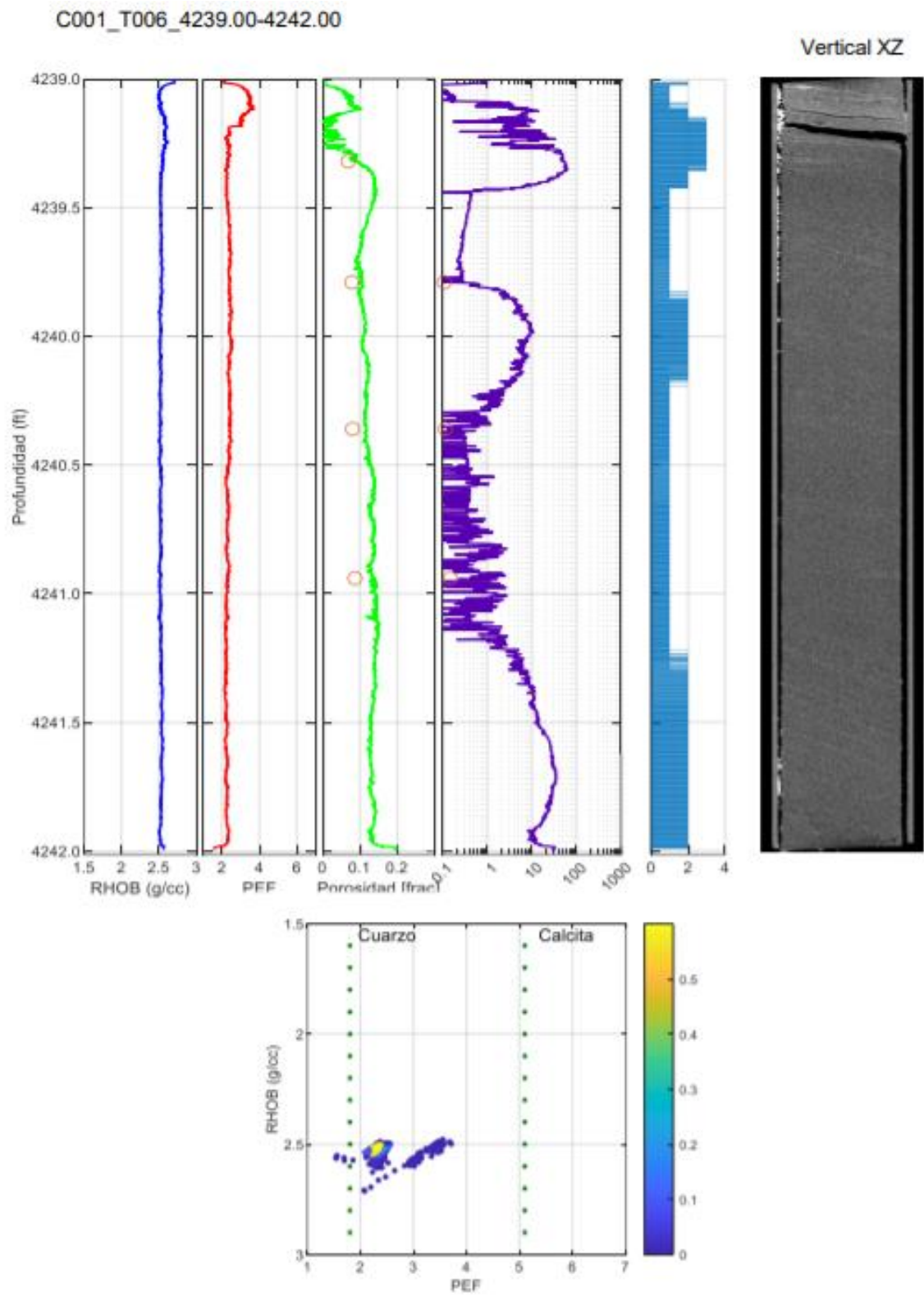
DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO



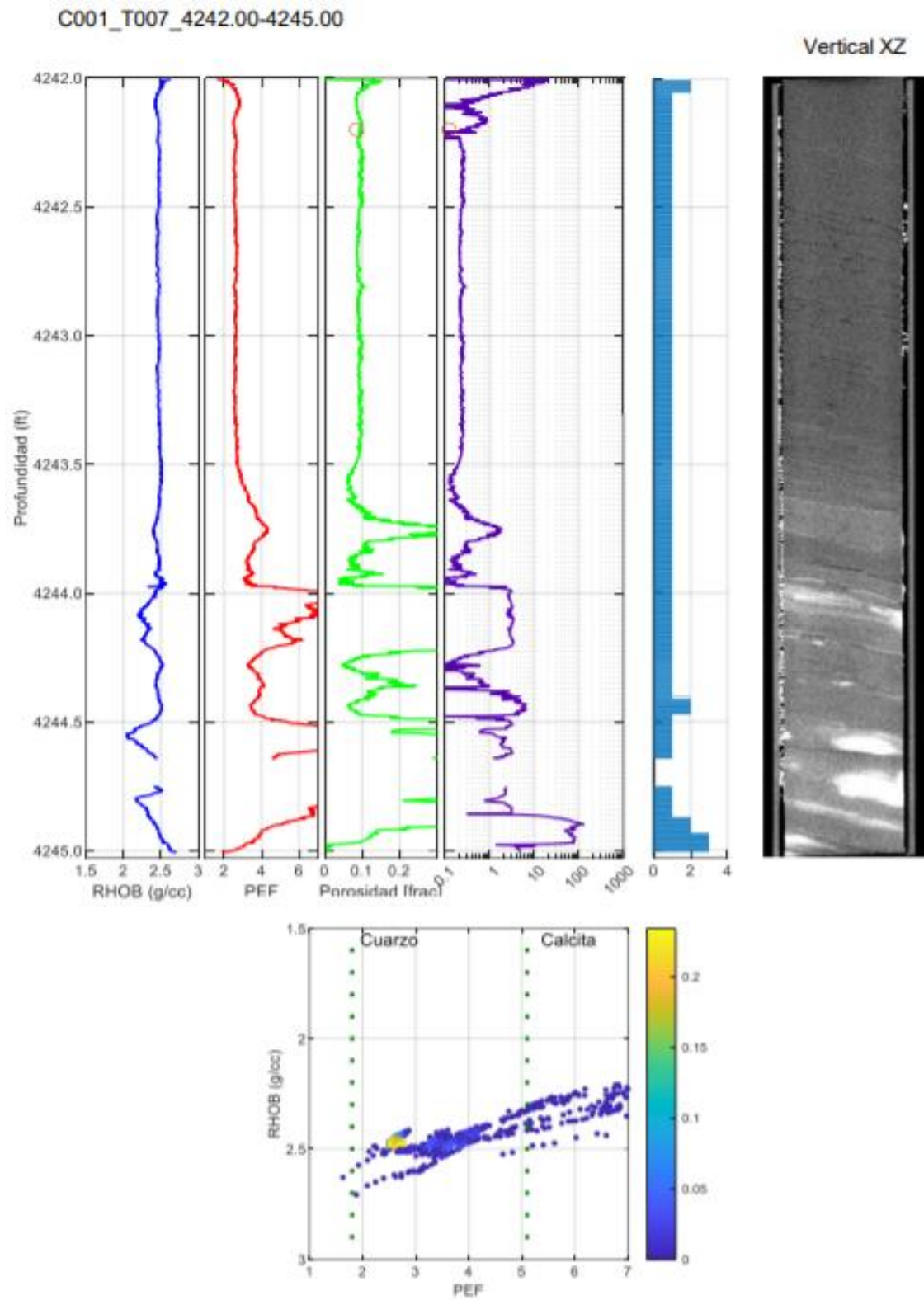
DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO



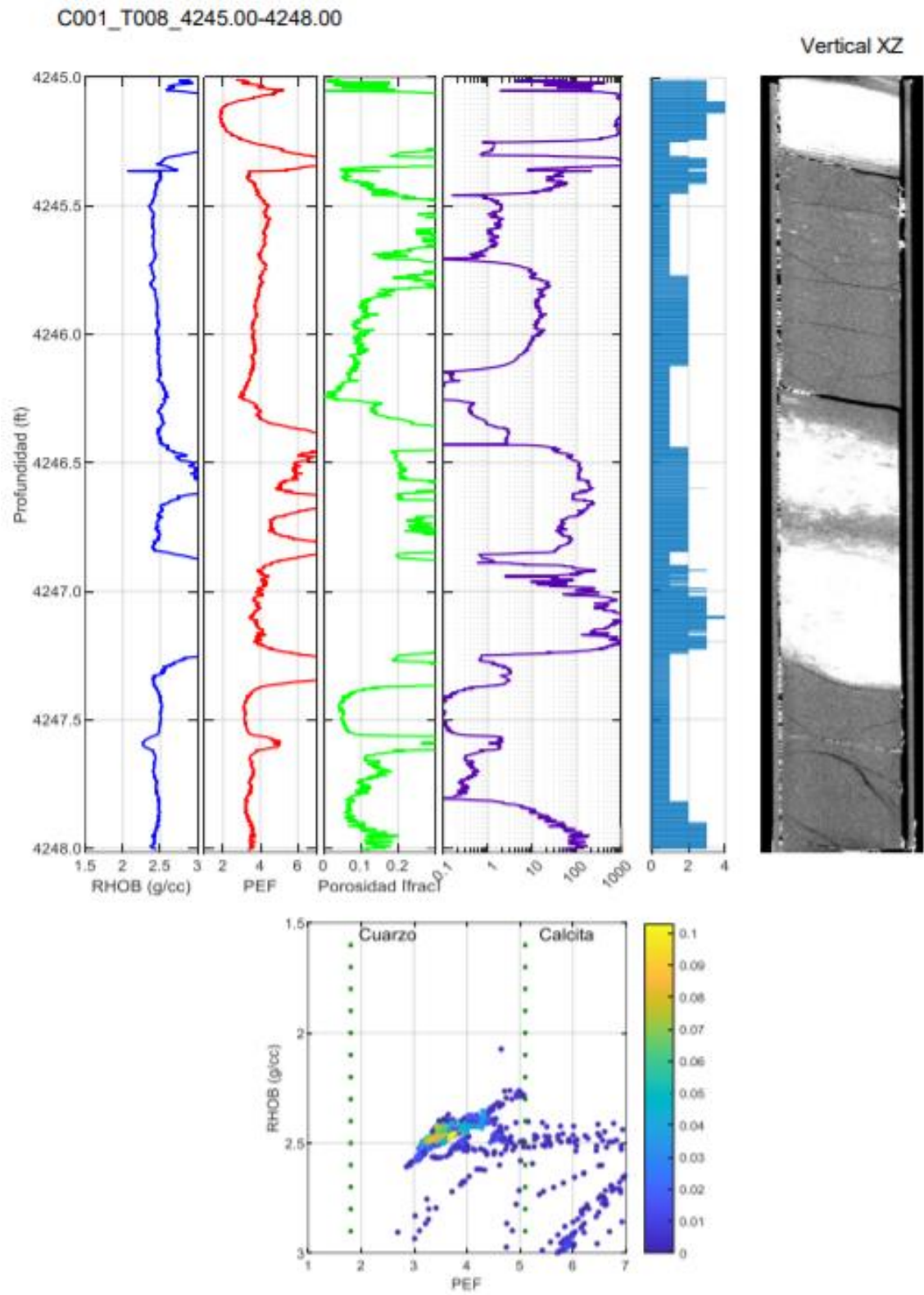
DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO



DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

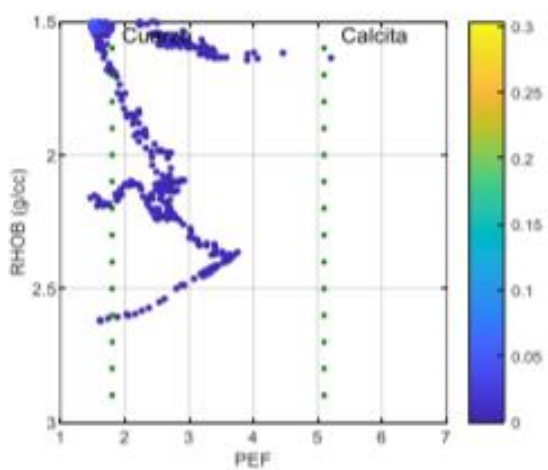
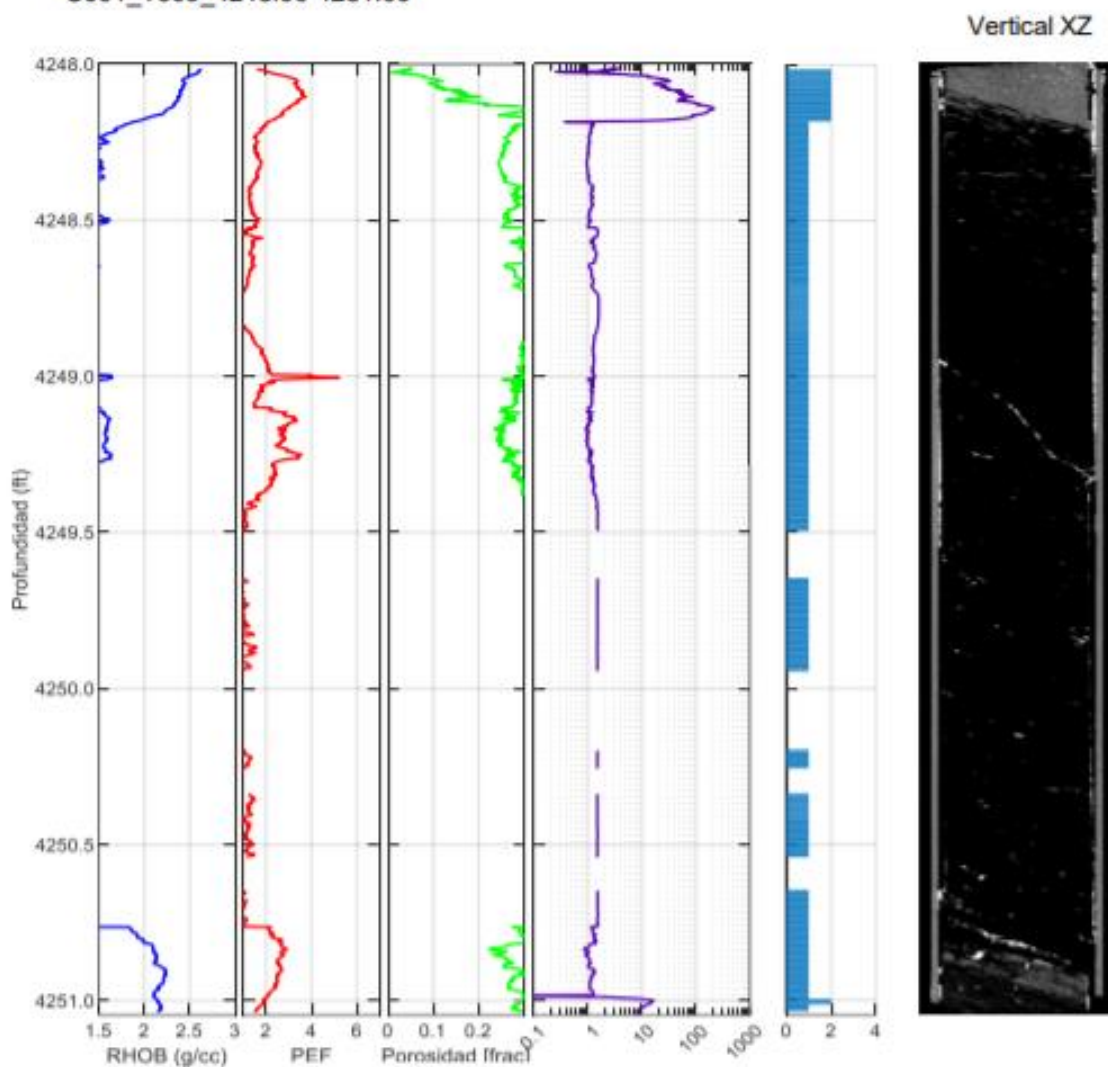


DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

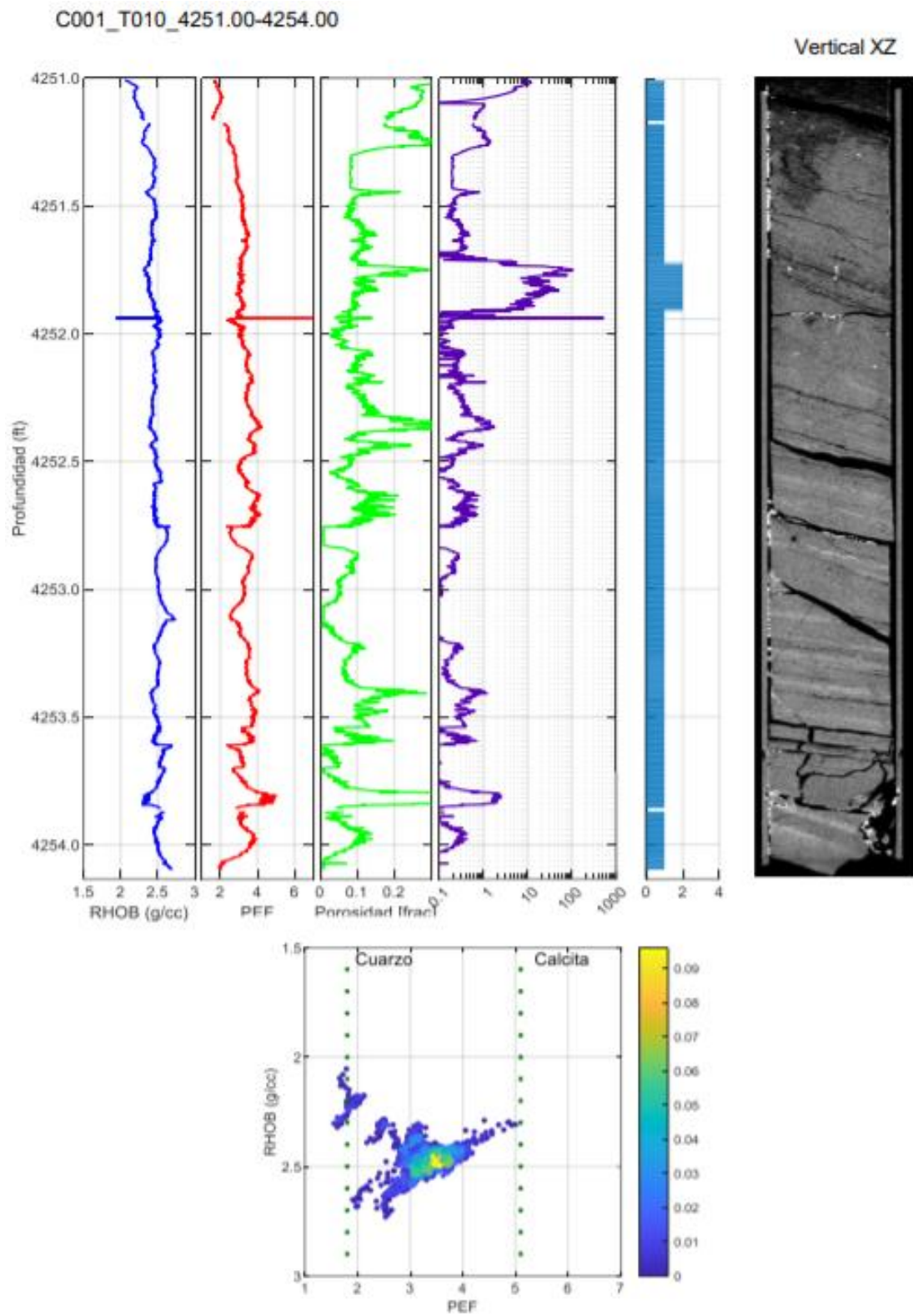


DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

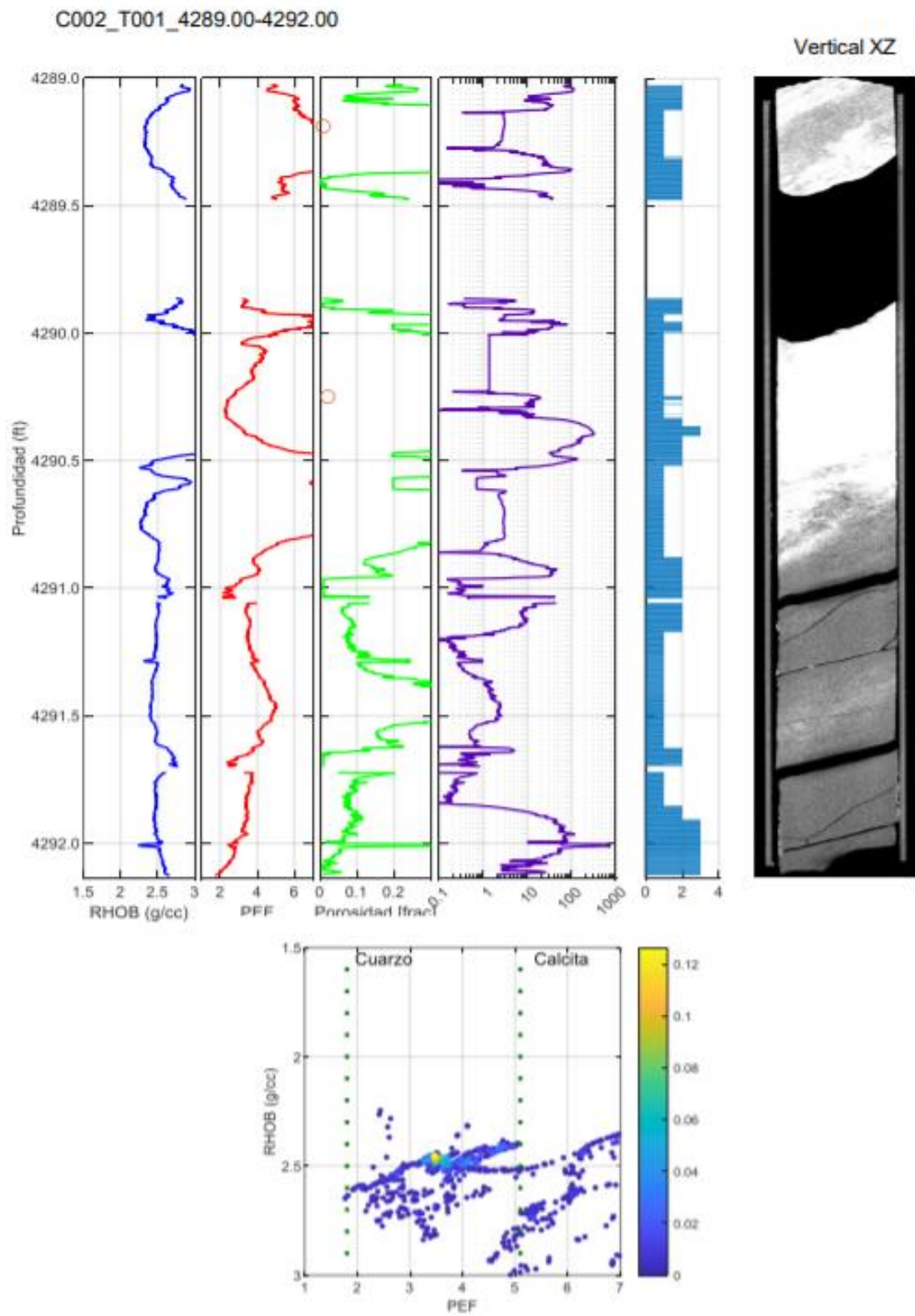
C001_T009_4248.00-4251.00



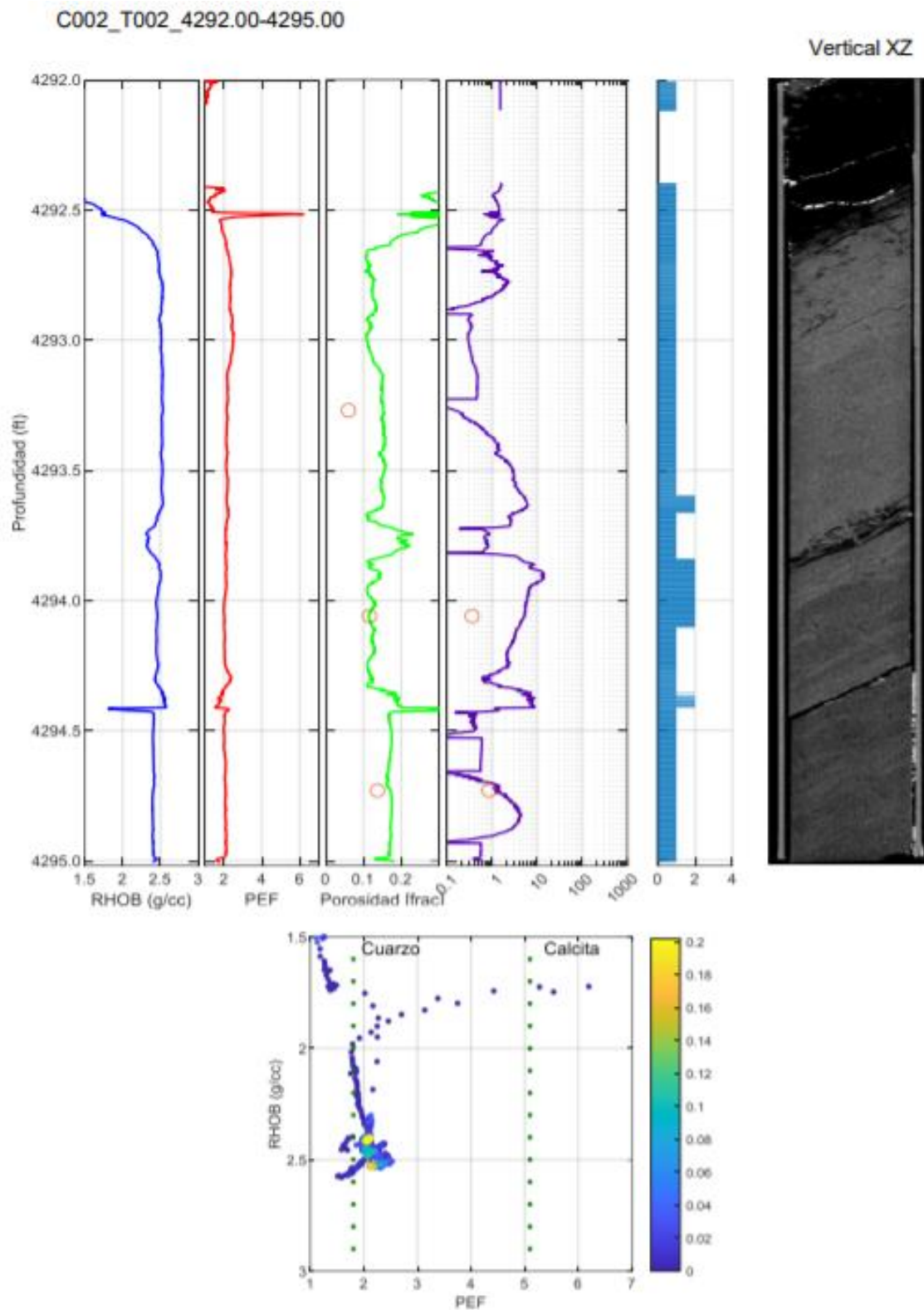
DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO



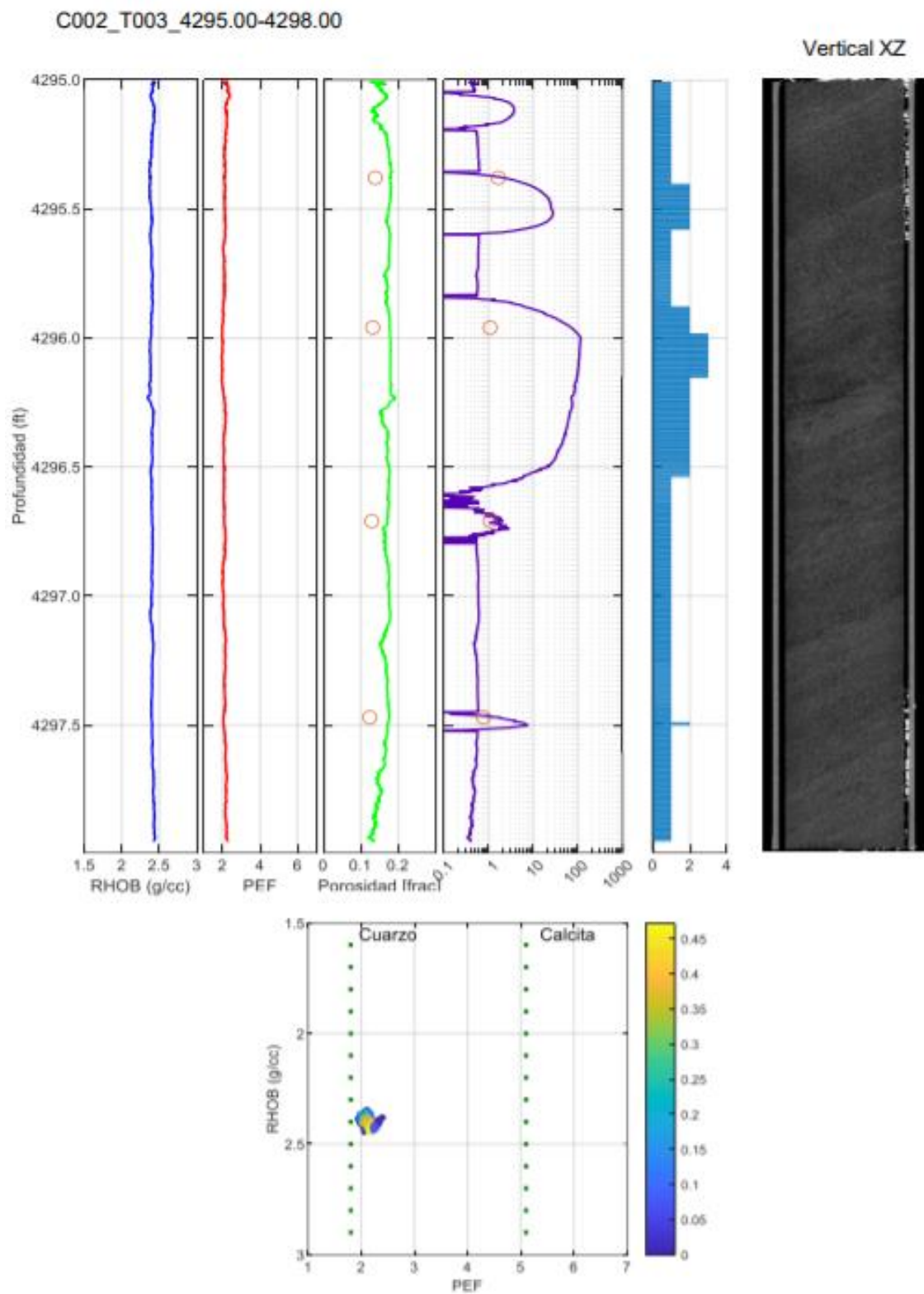
DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO



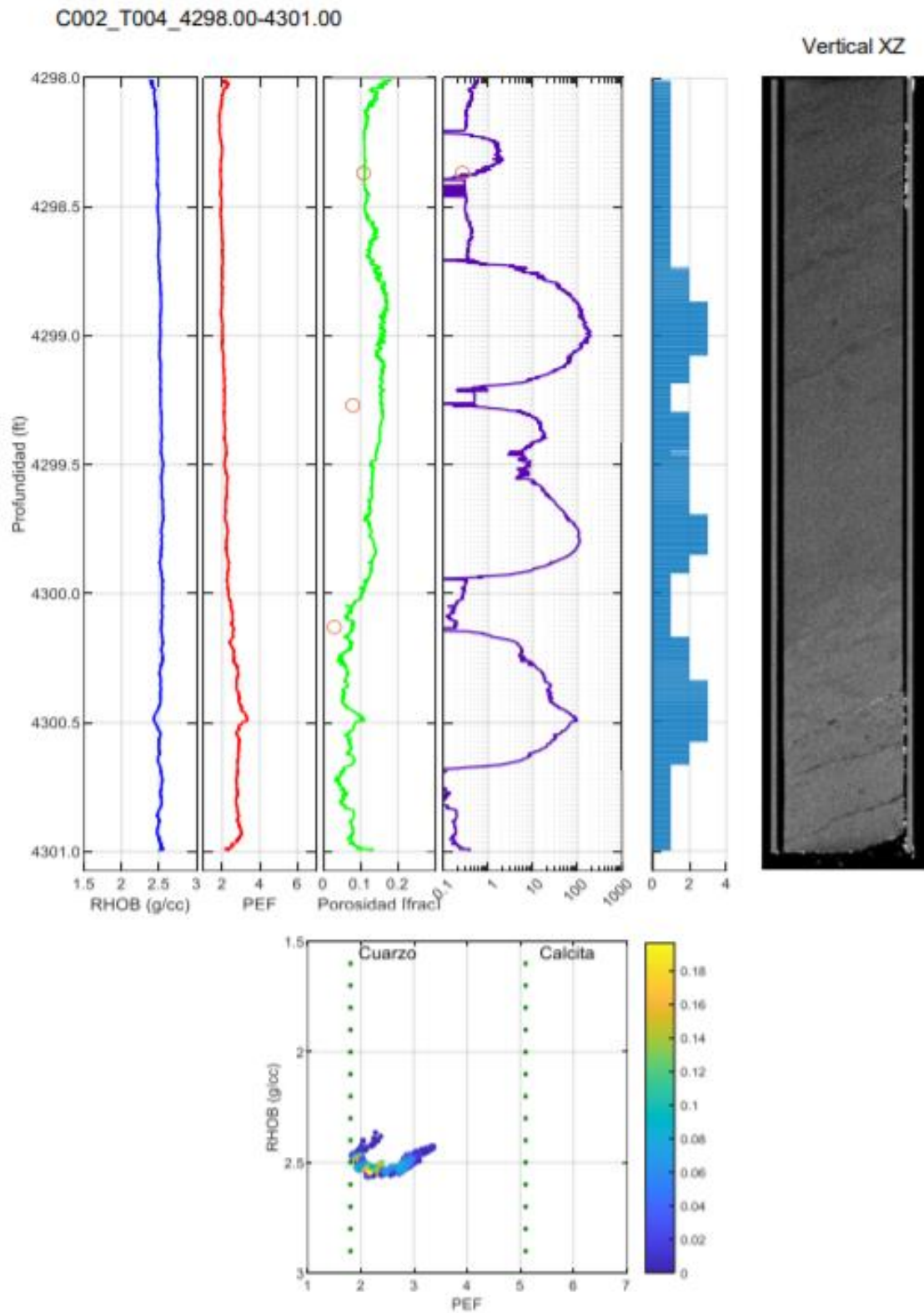
DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO



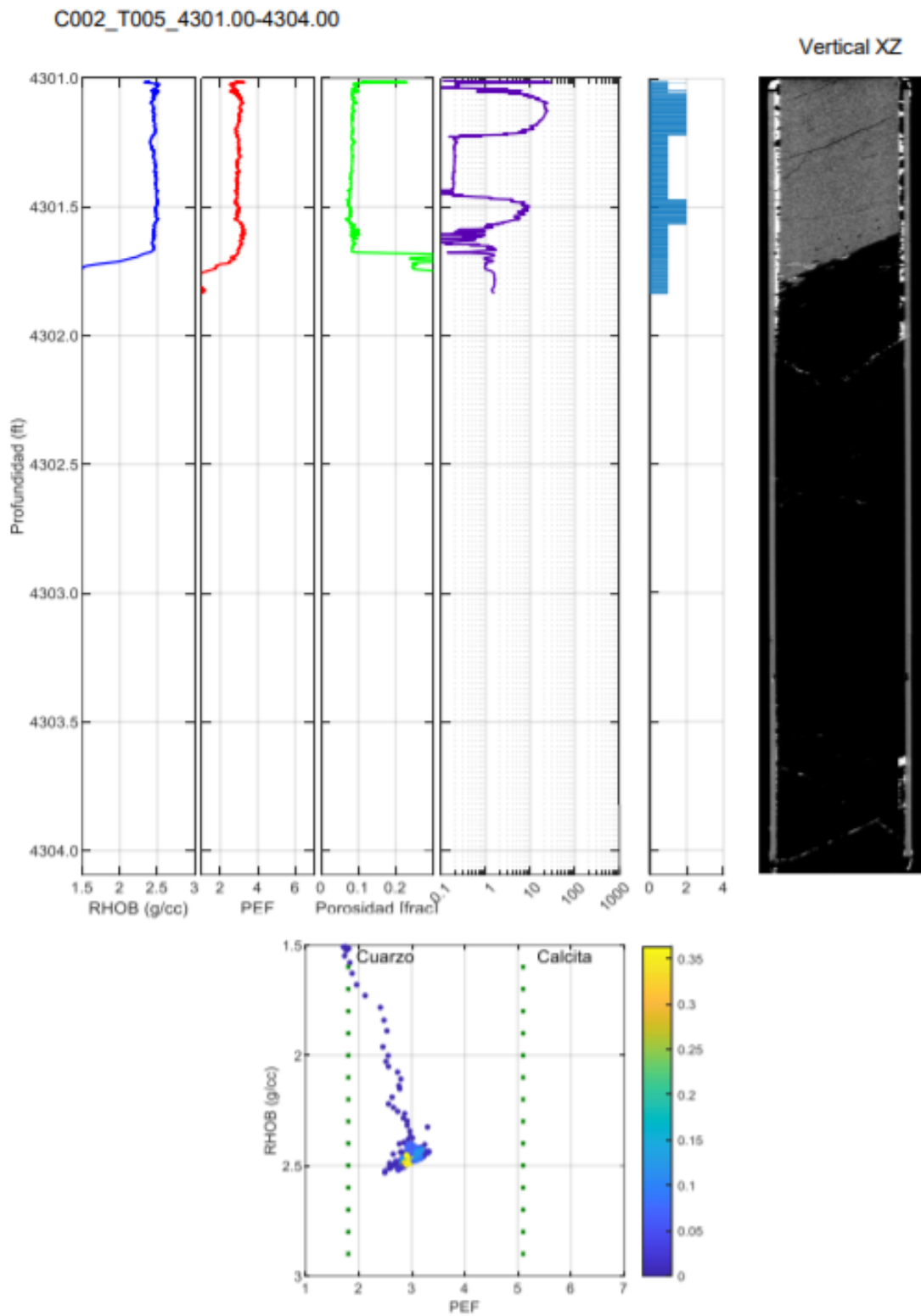
DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO



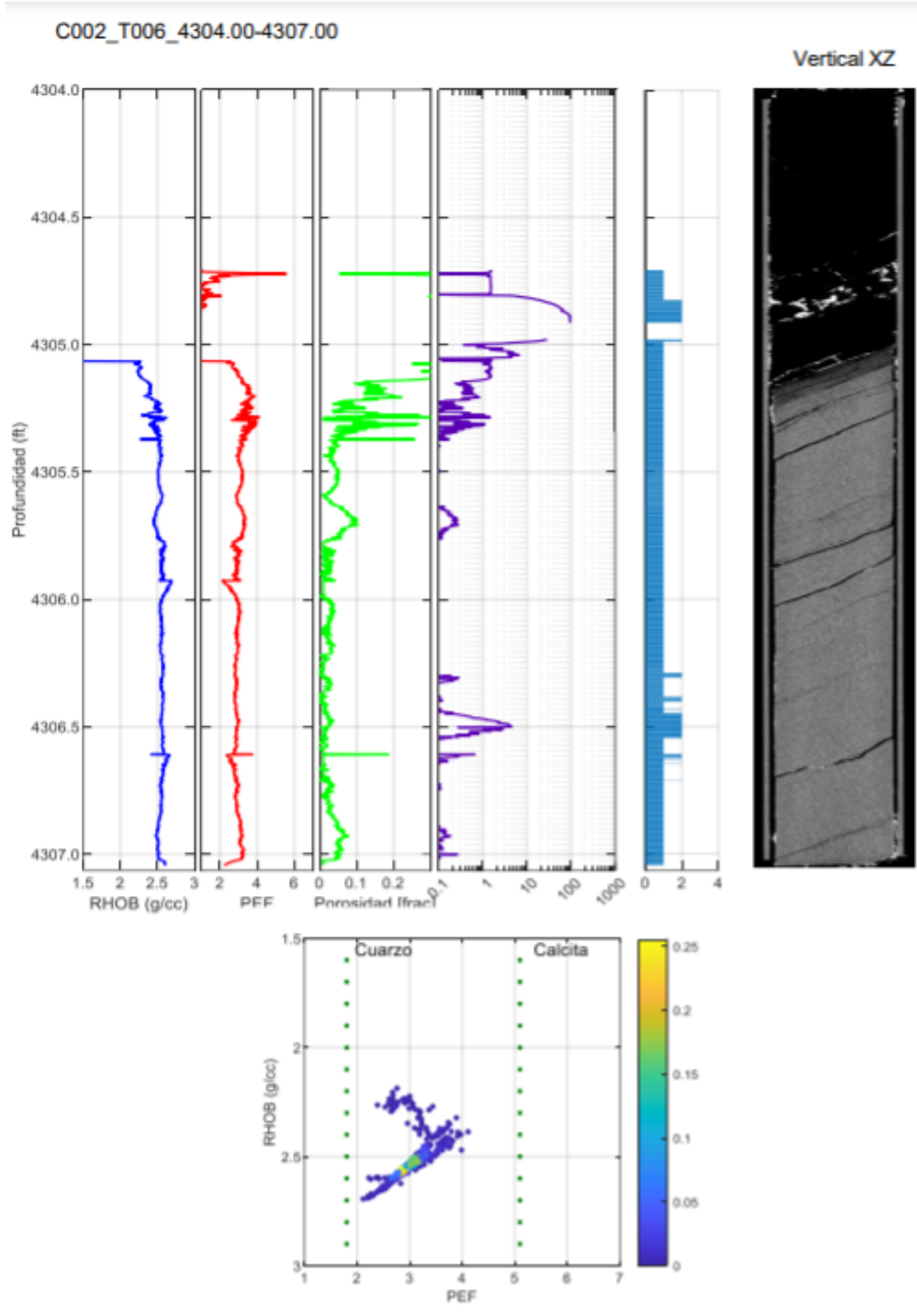
DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO



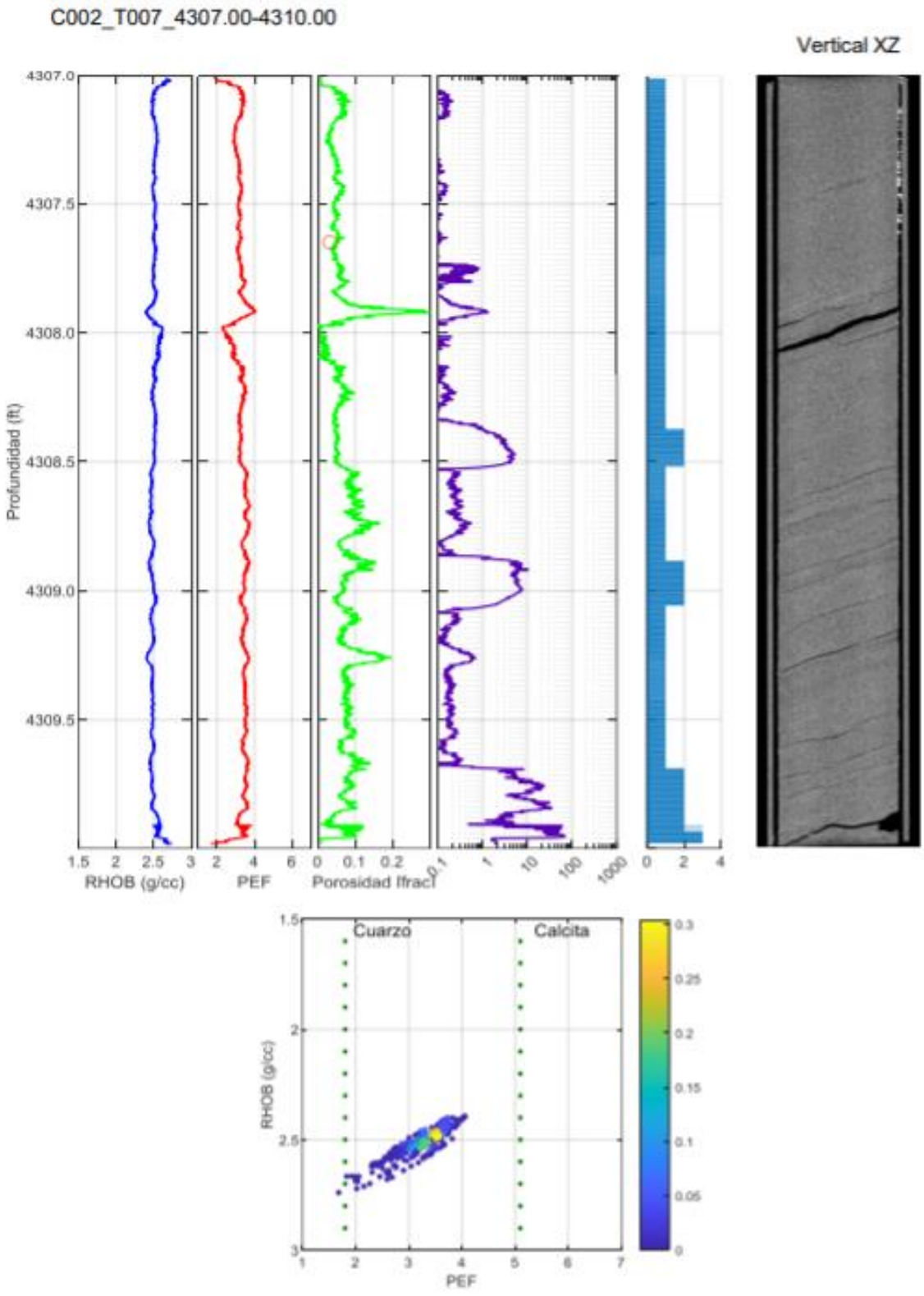
DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO



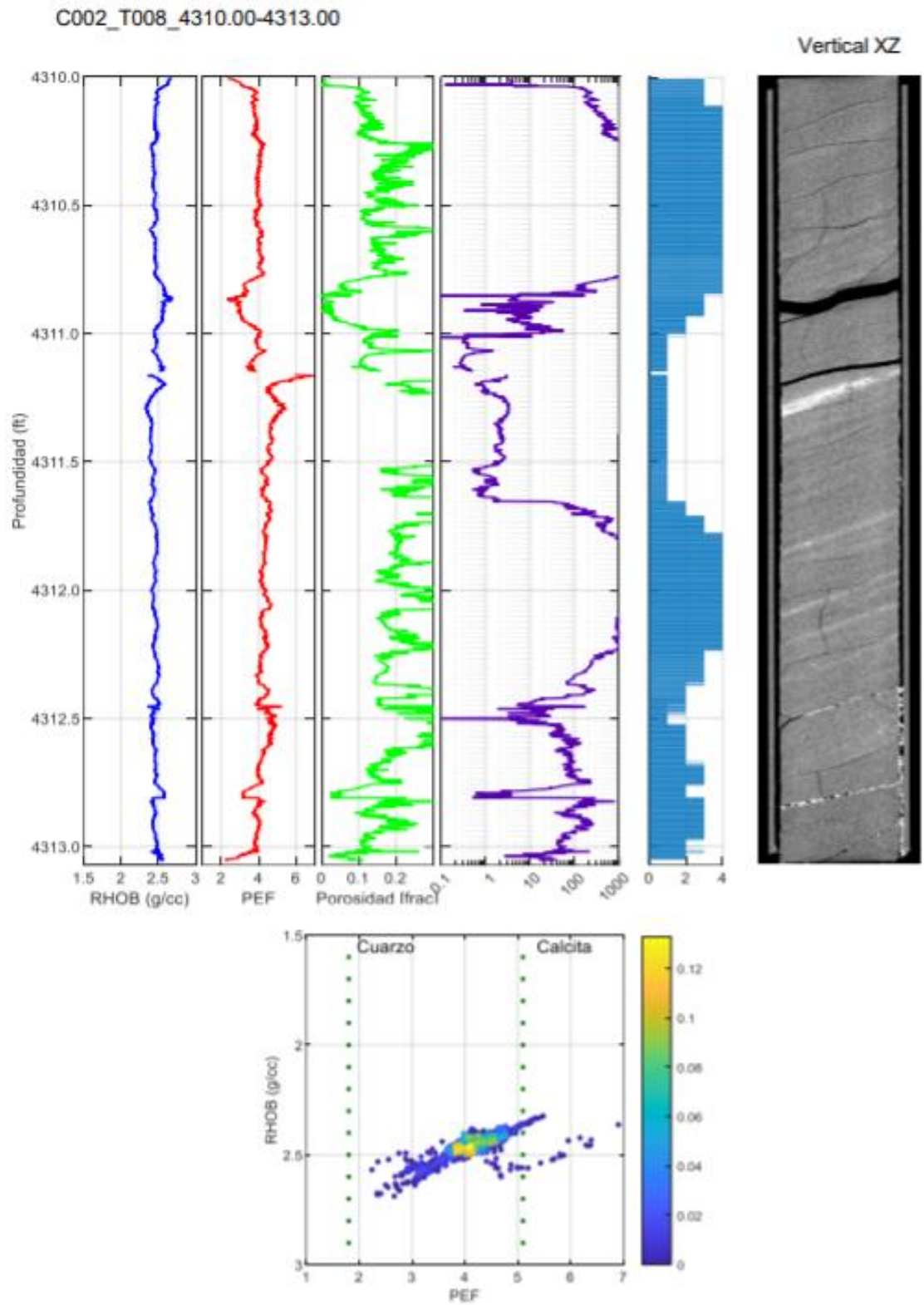
DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO



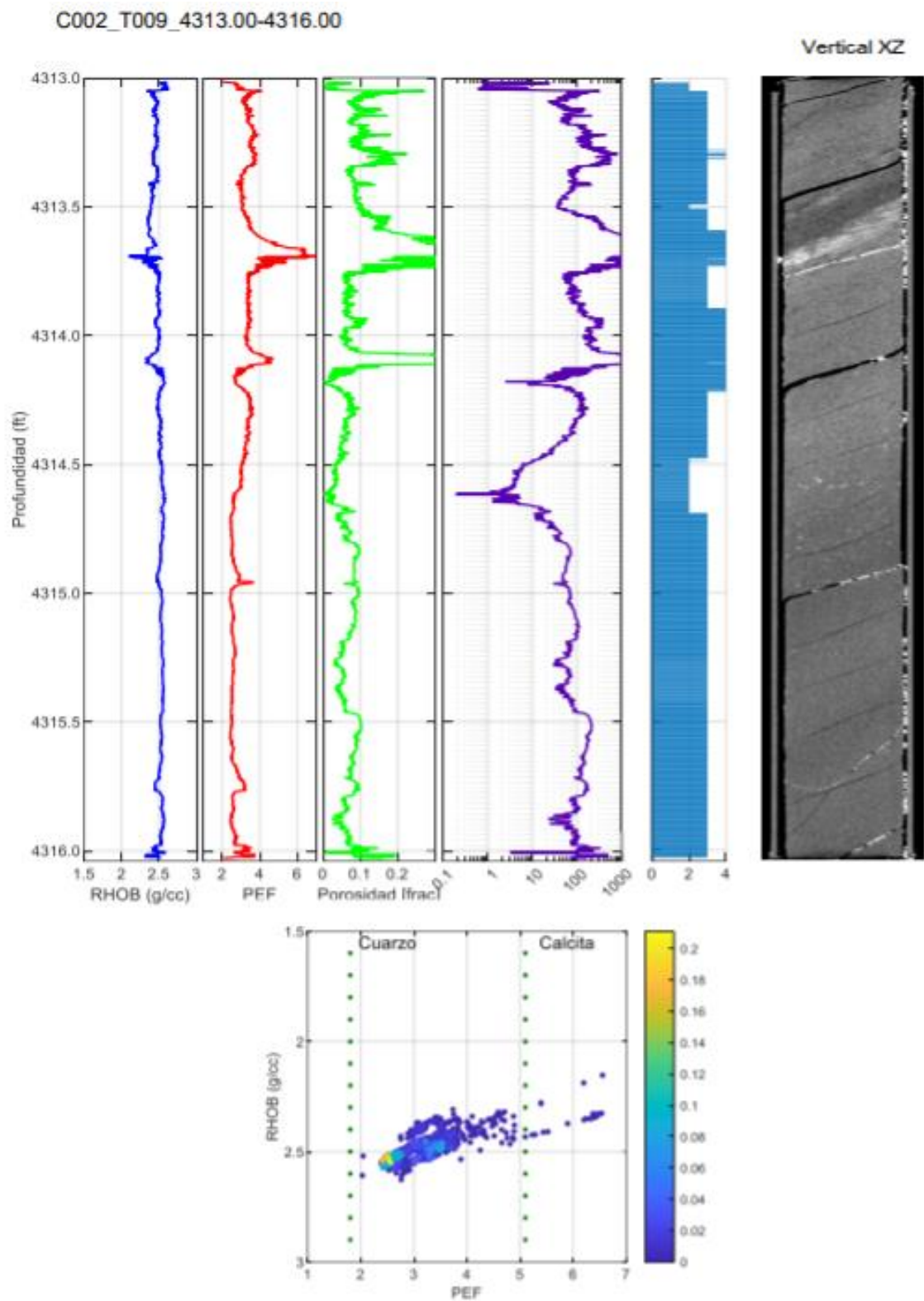
DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO



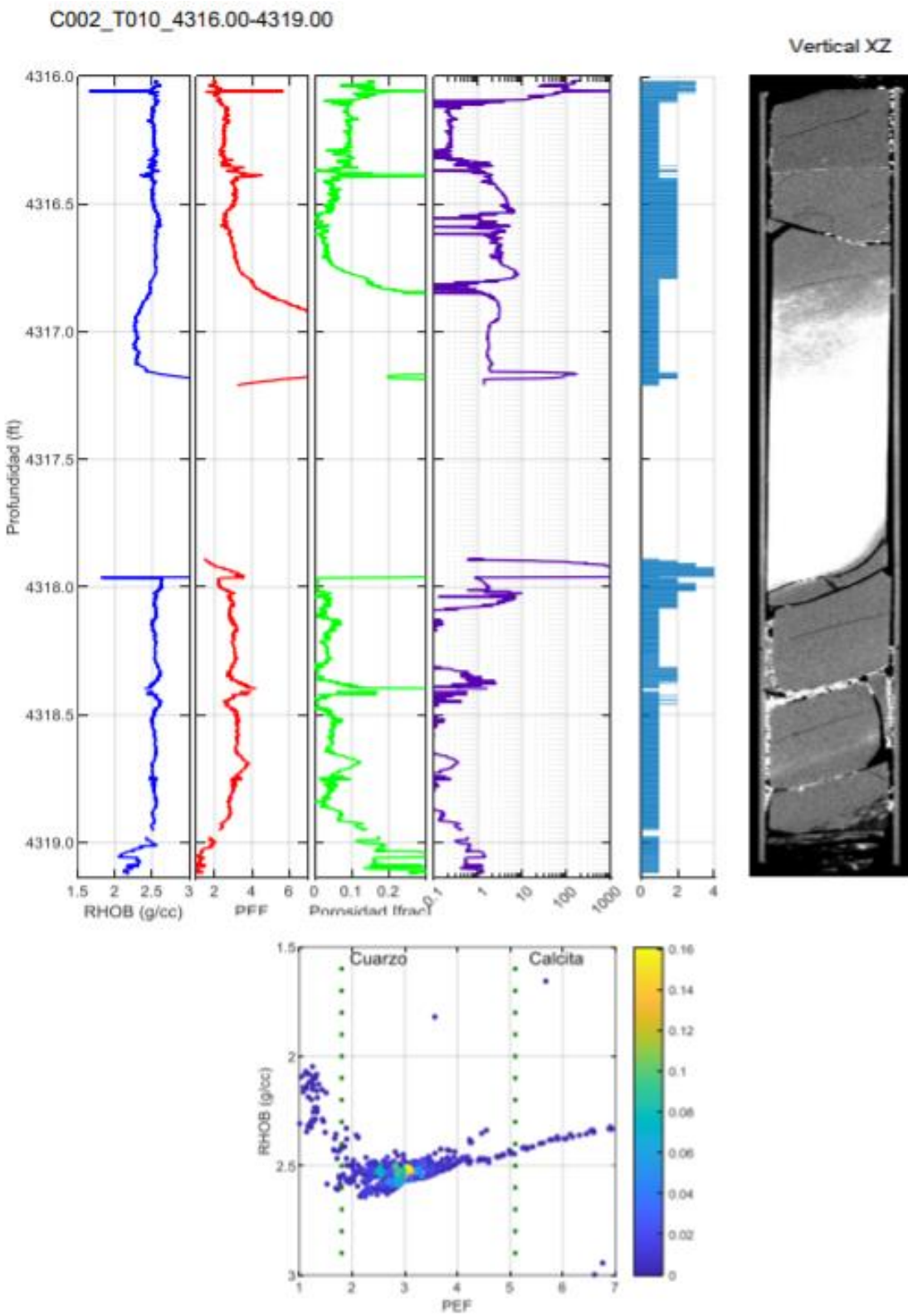
DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO



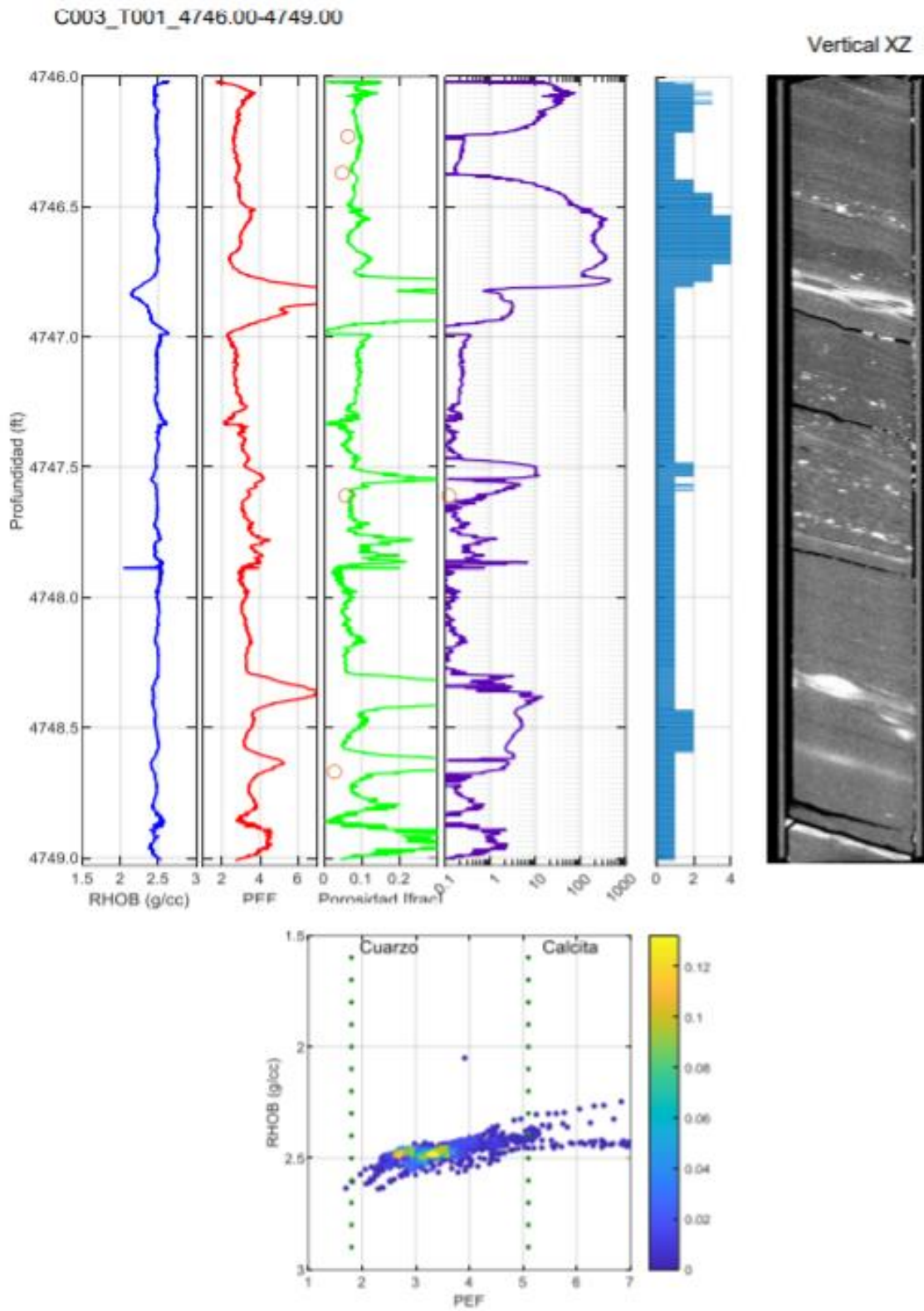
DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO



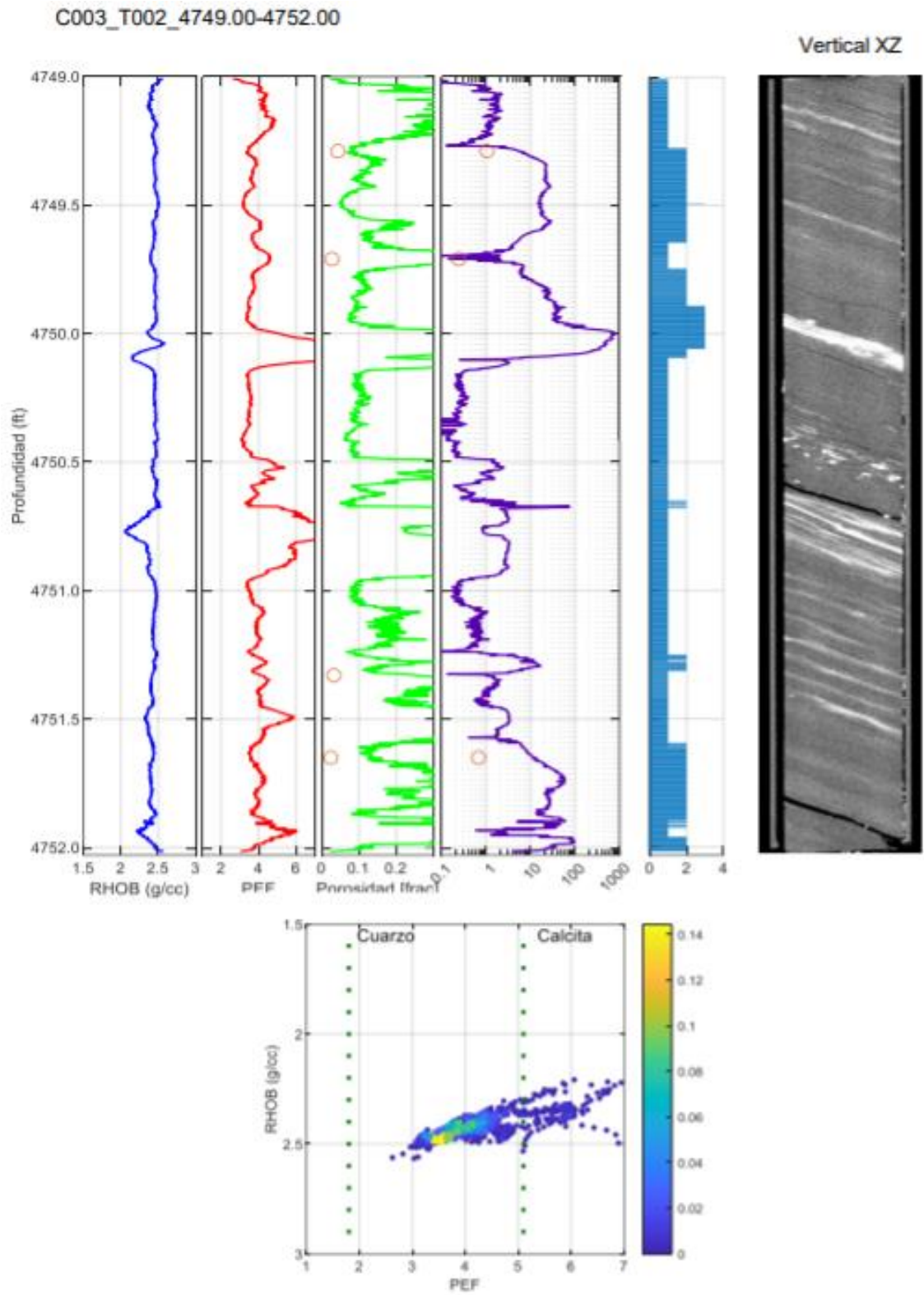
DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO



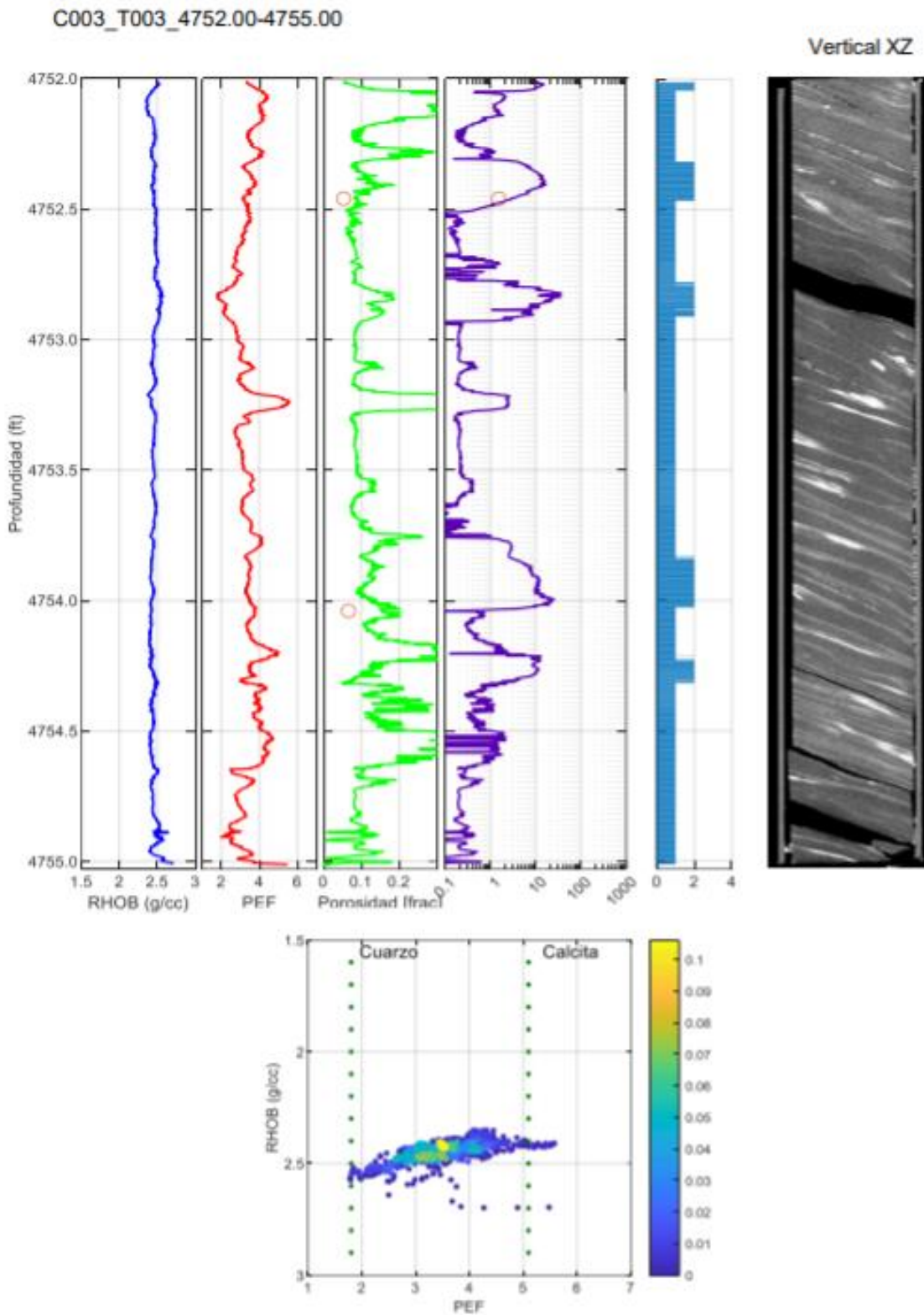
DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO



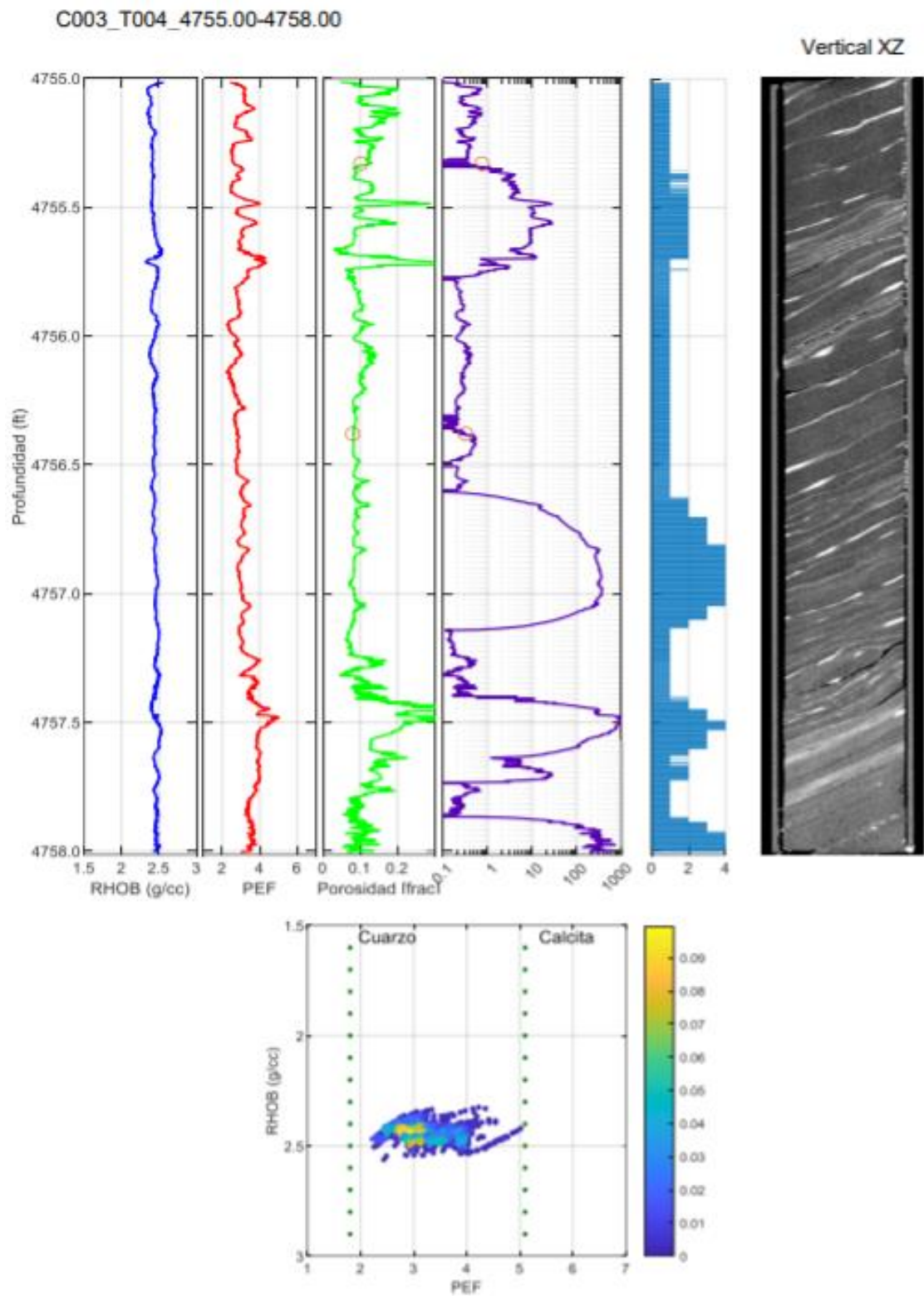
DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO



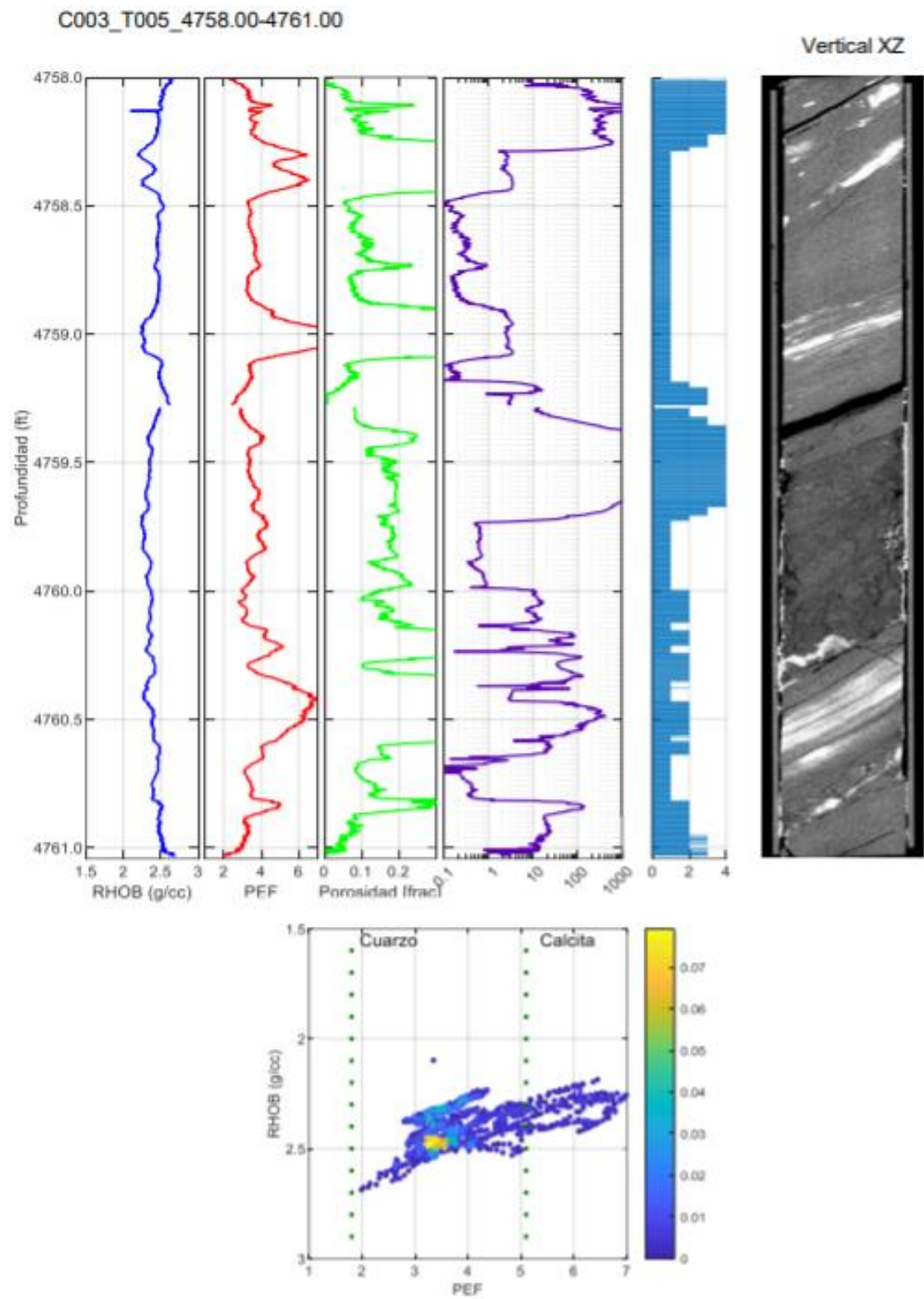
DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO



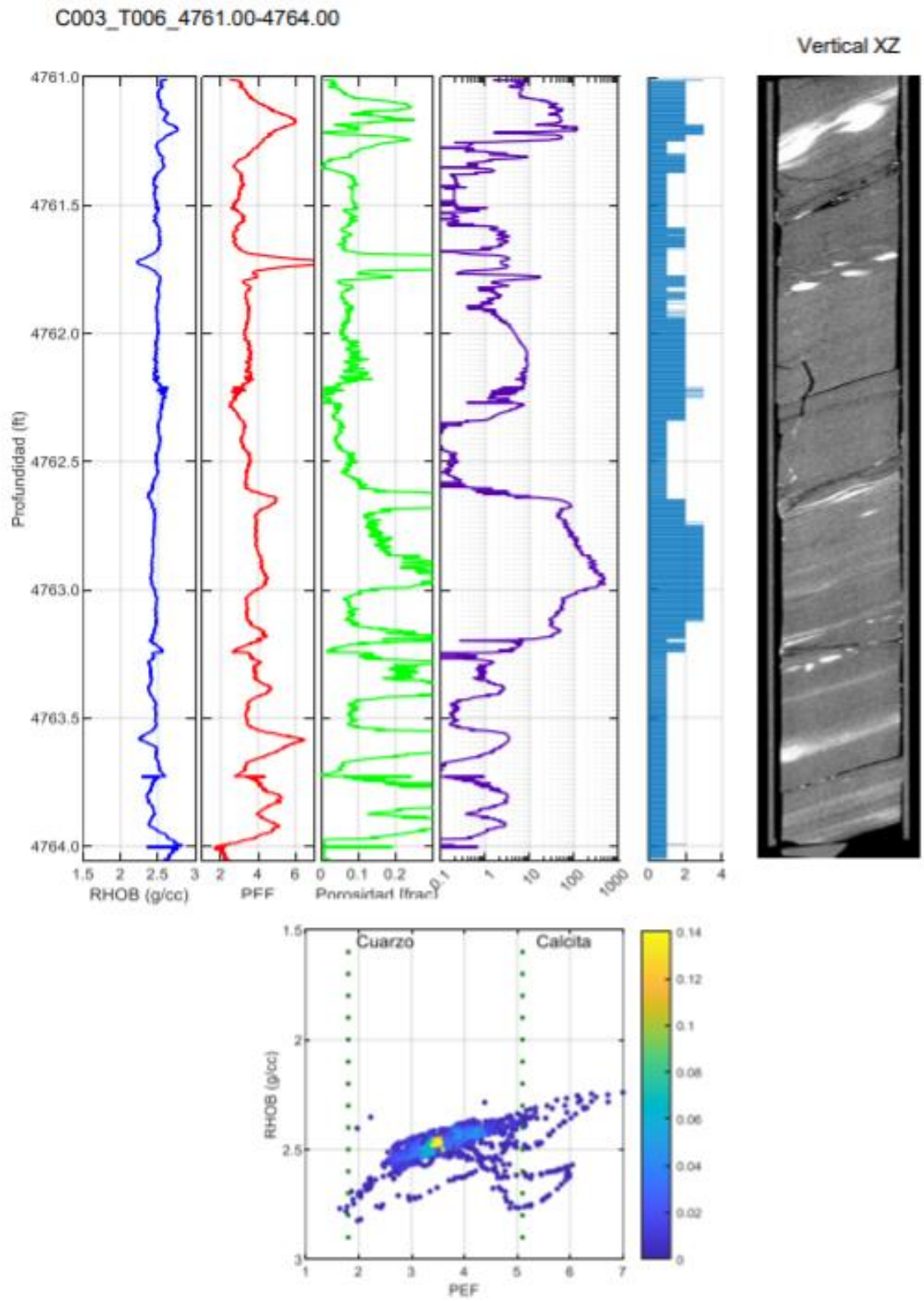
DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO



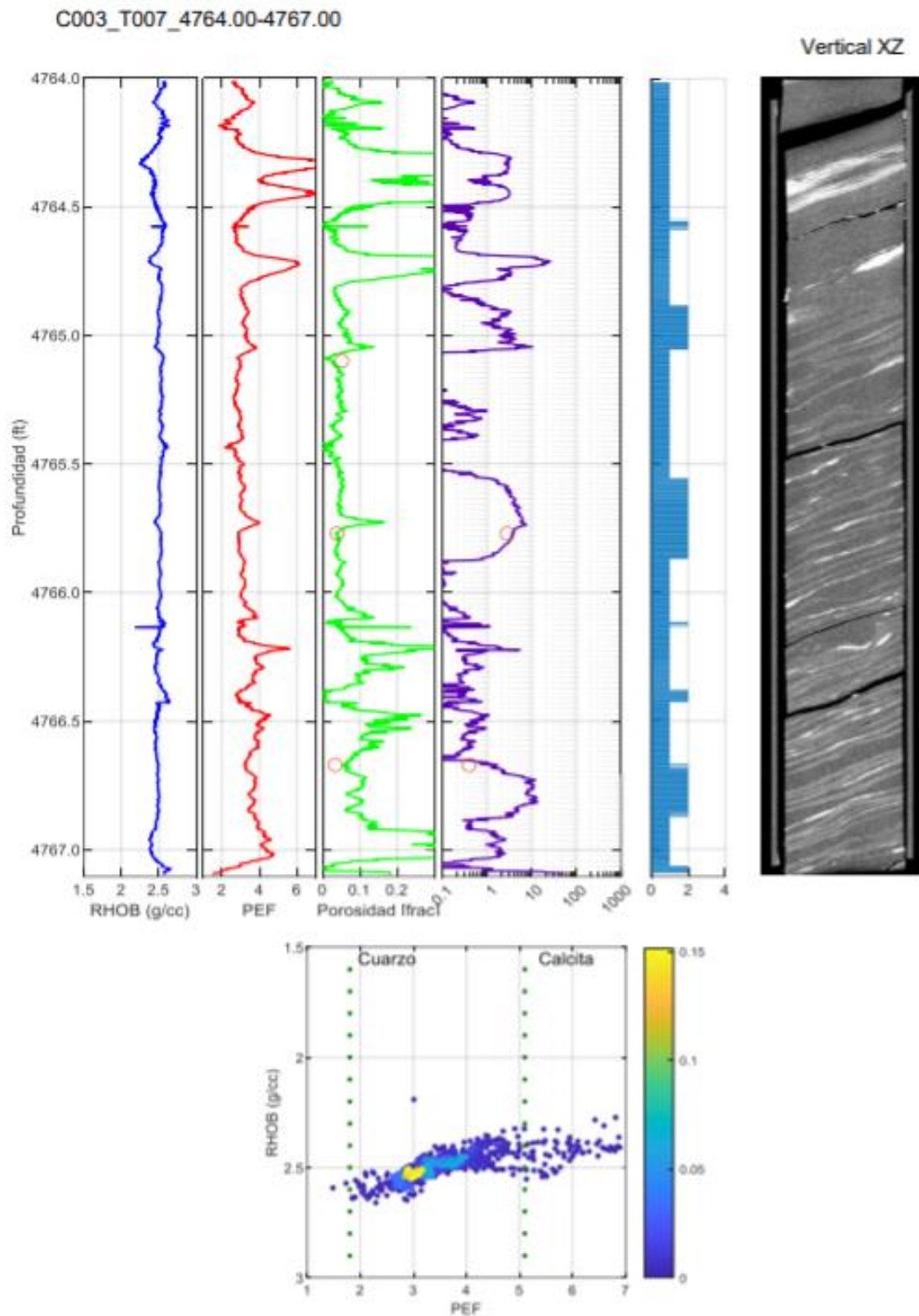
DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO



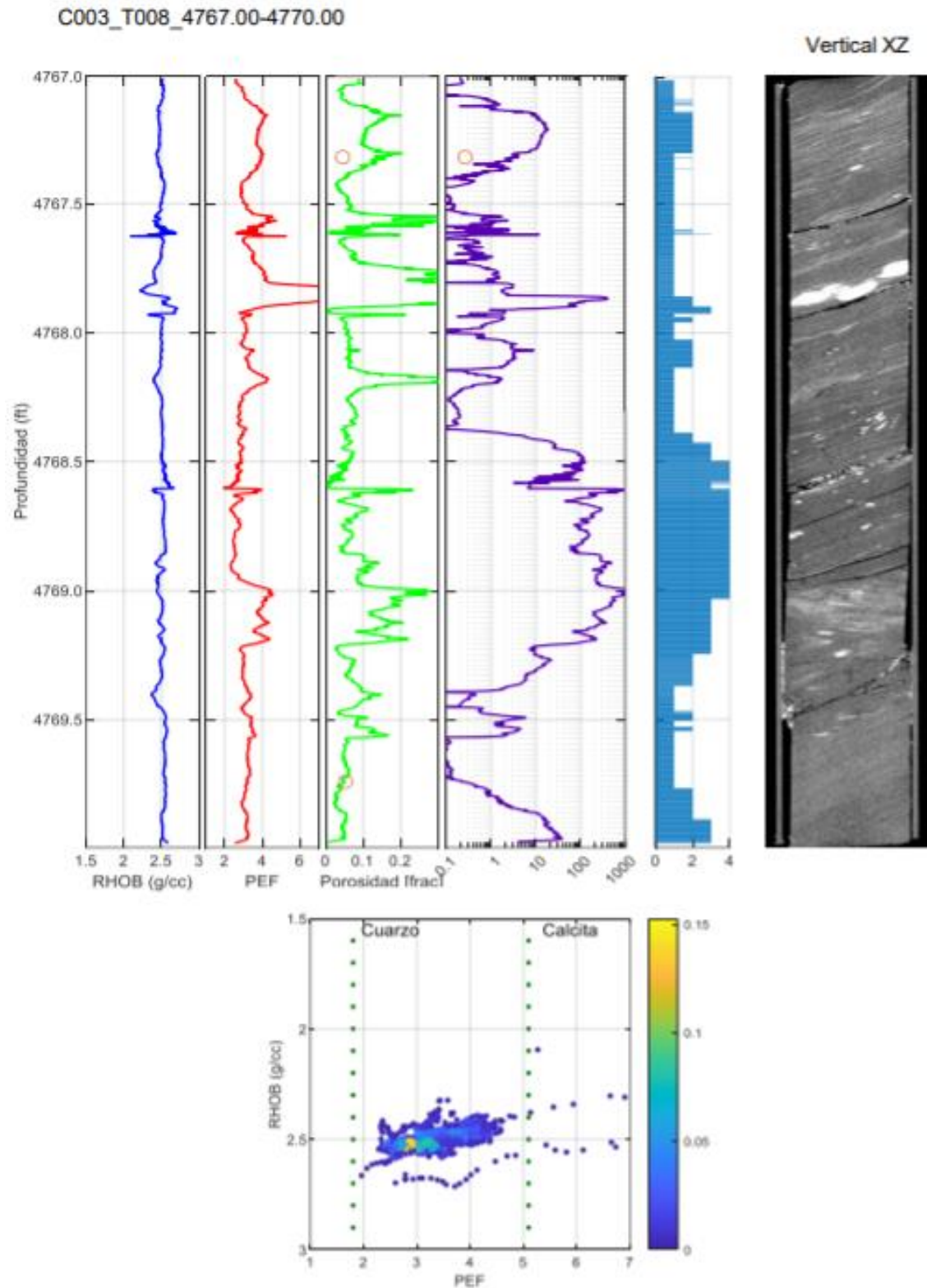
DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO



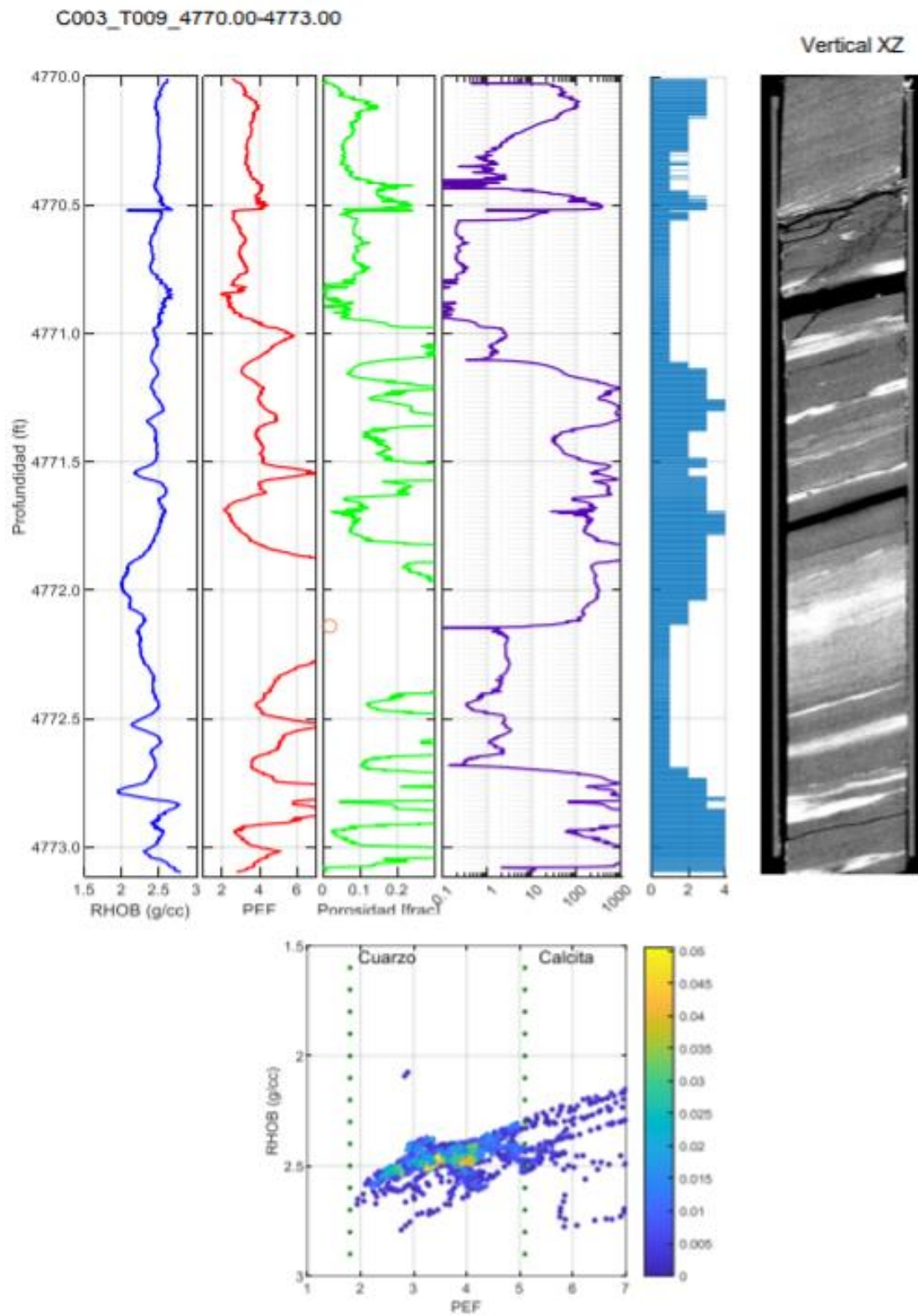
DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO



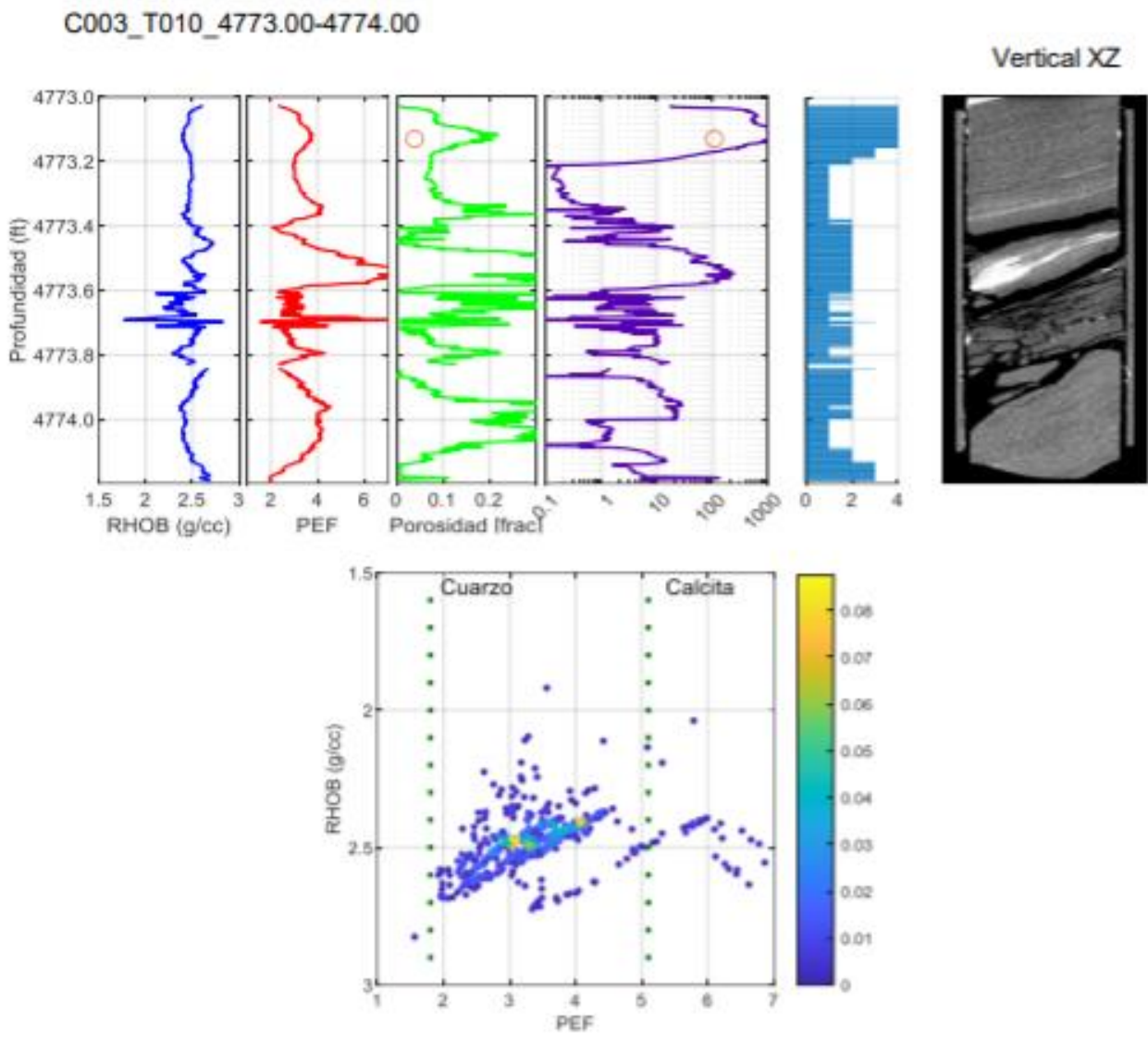
DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO



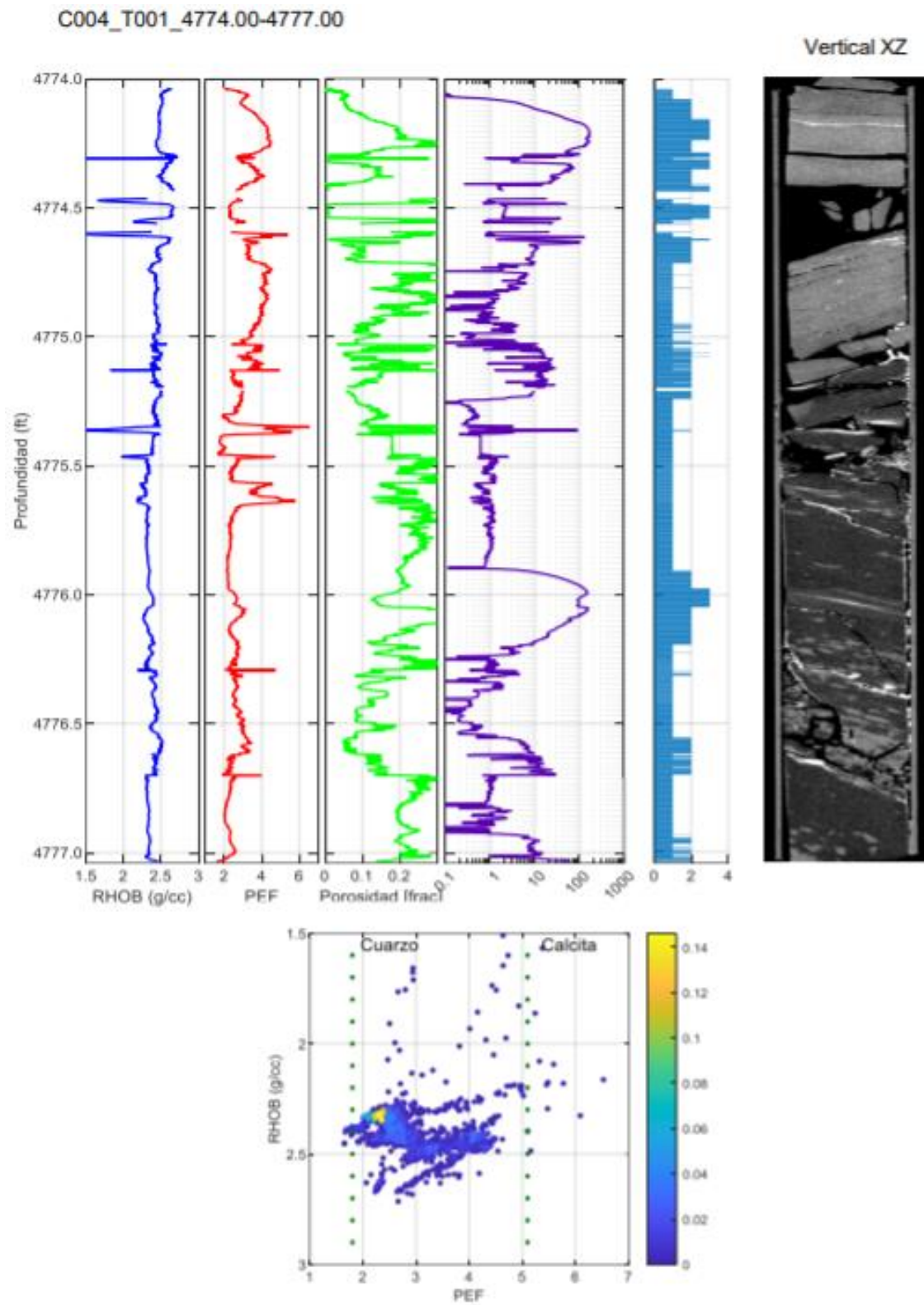
DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO



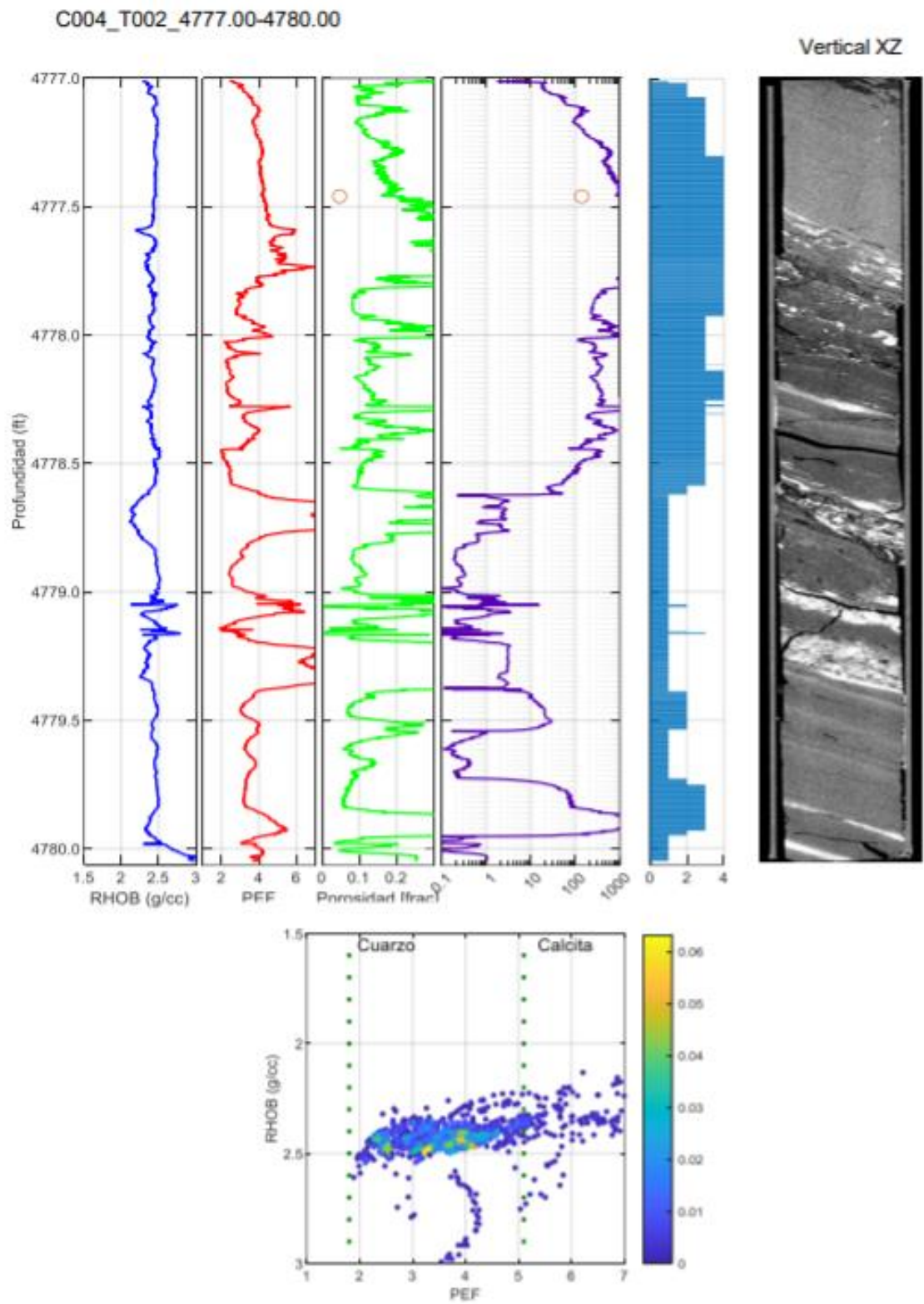
DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO



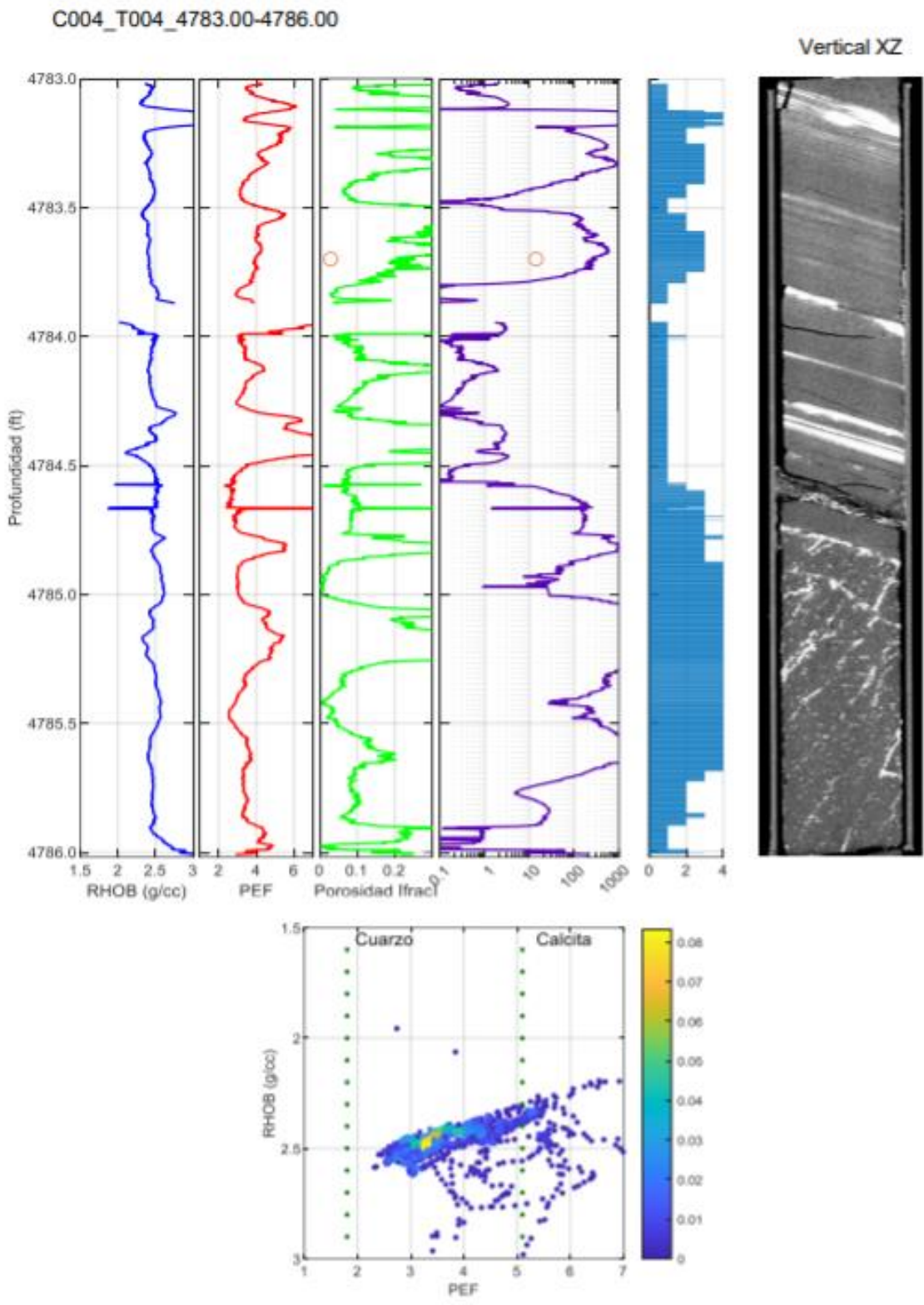
DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO



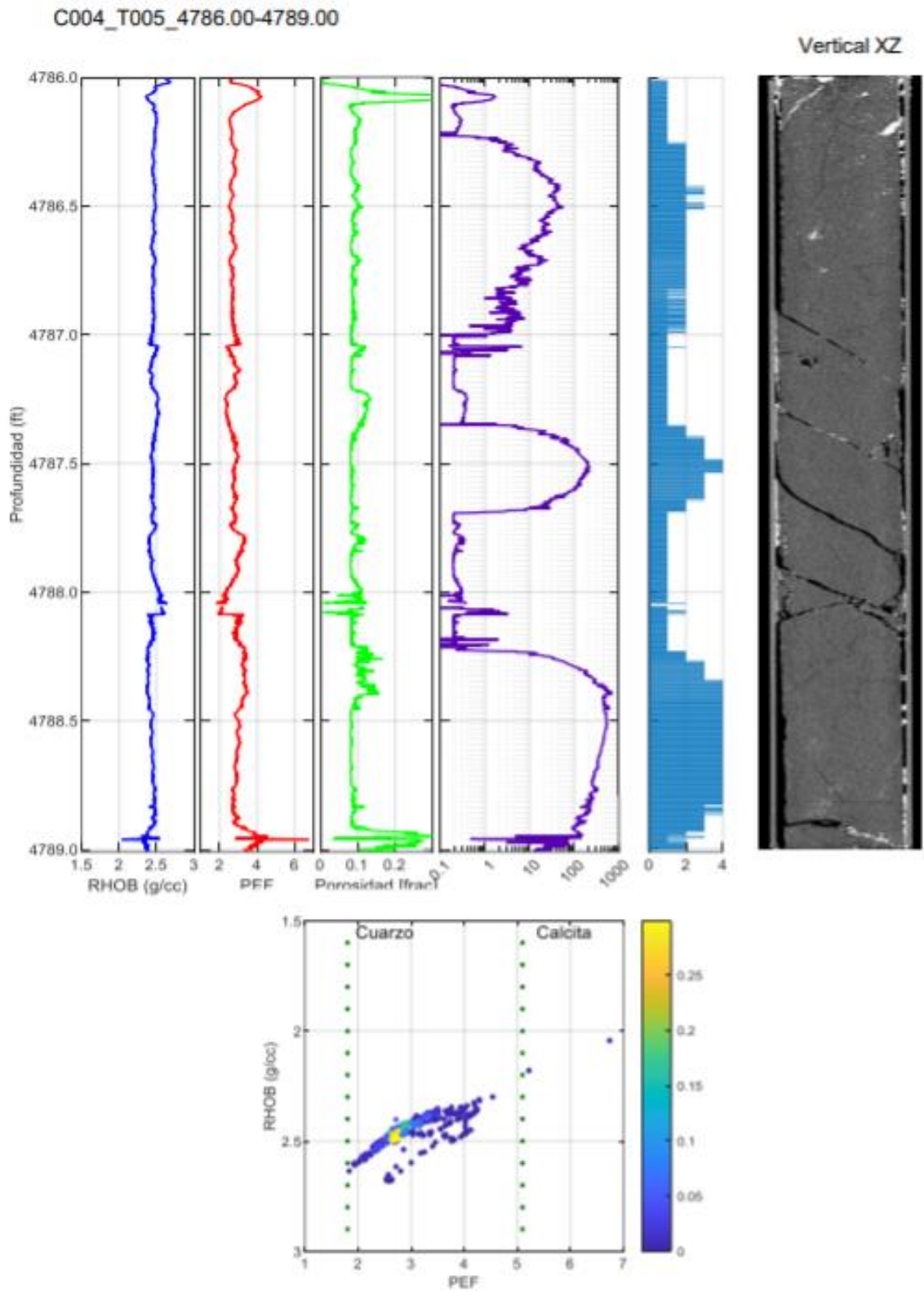
DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO



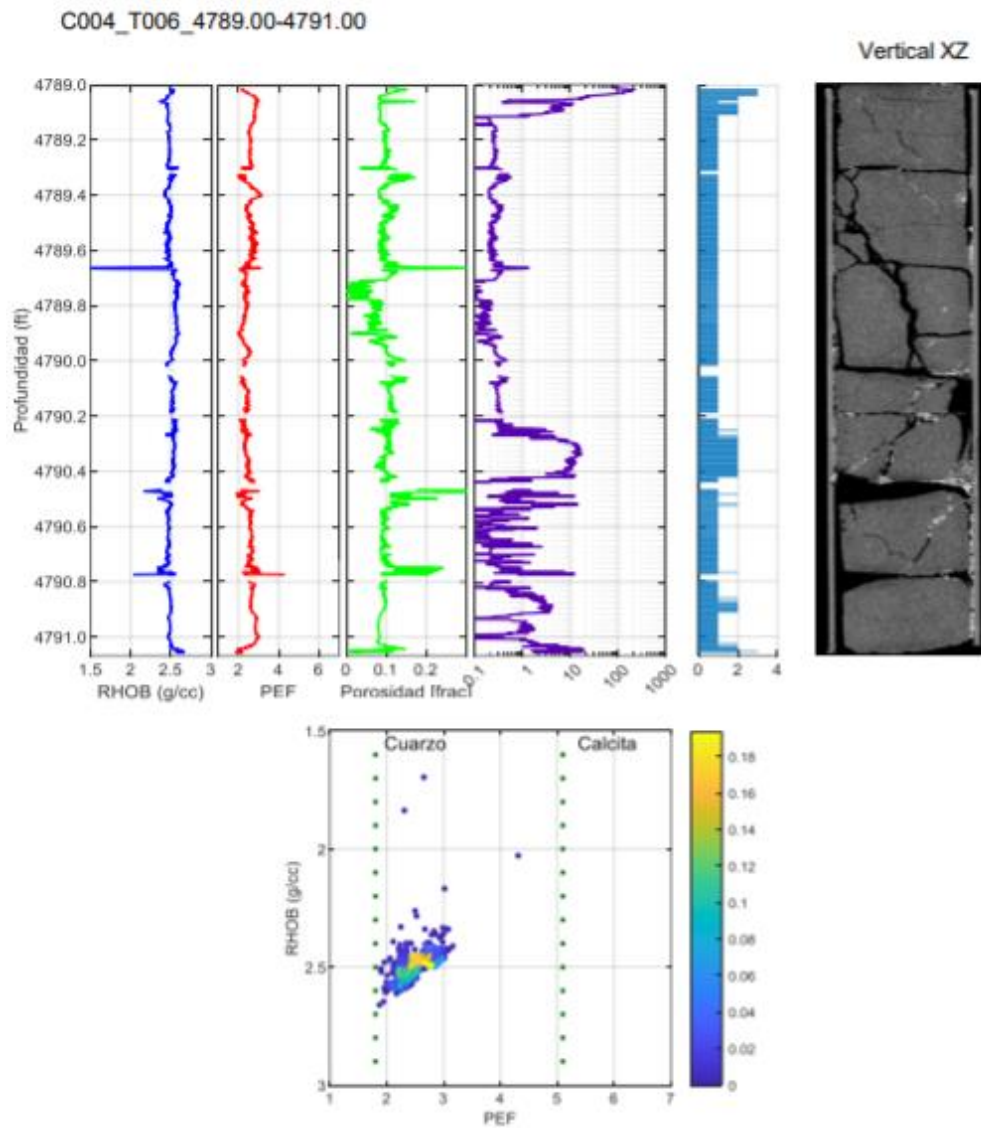
DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO



DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

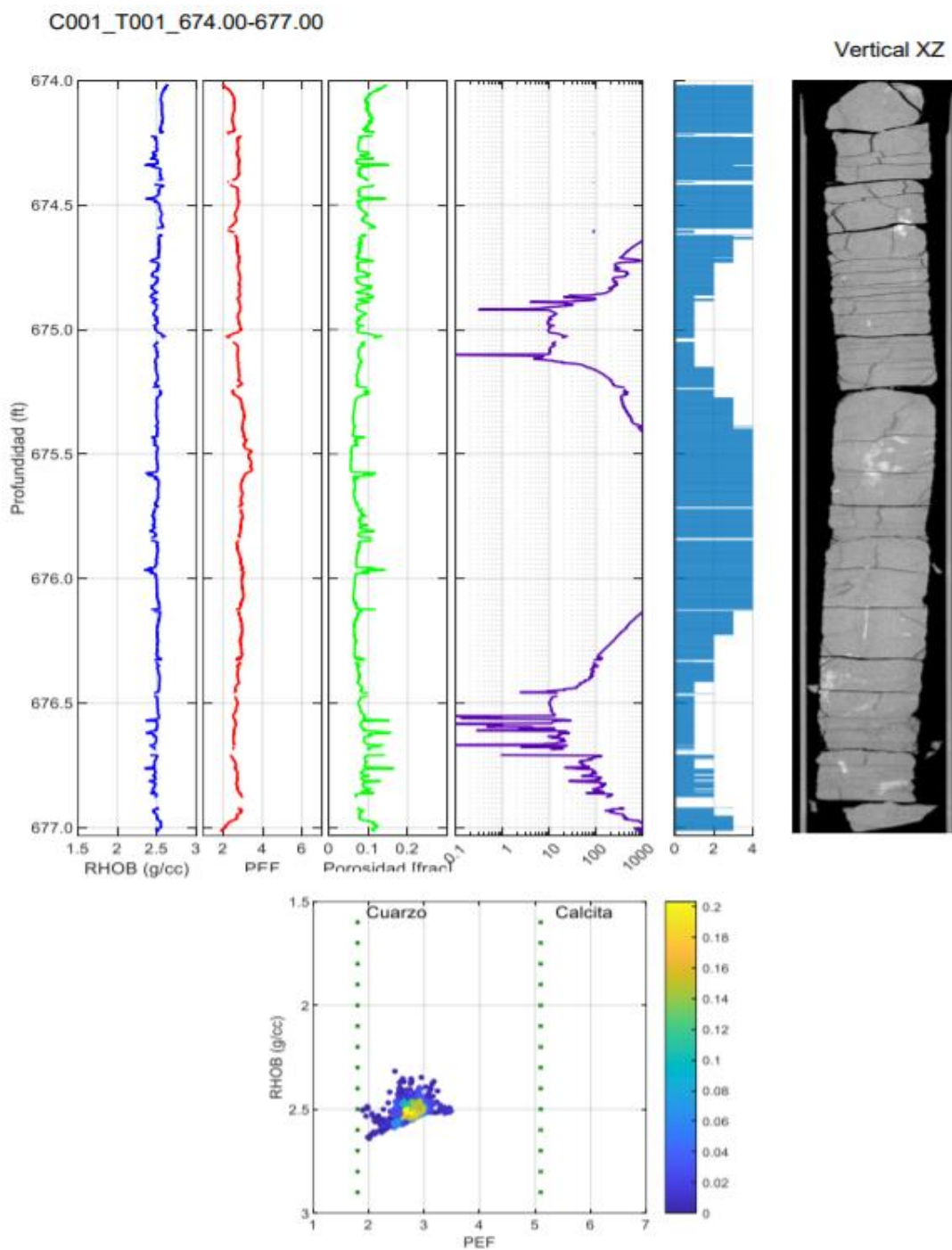


DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

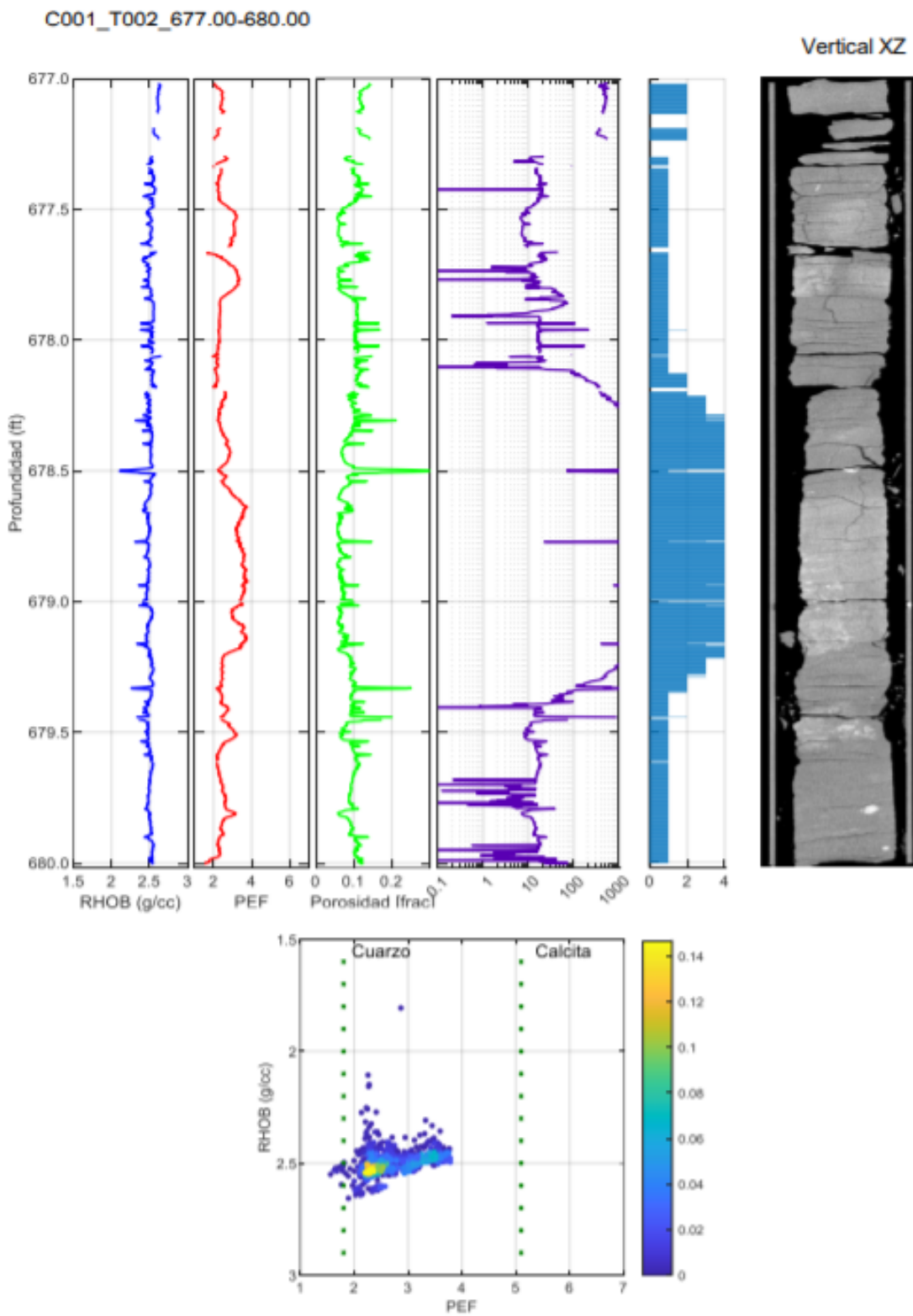


DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

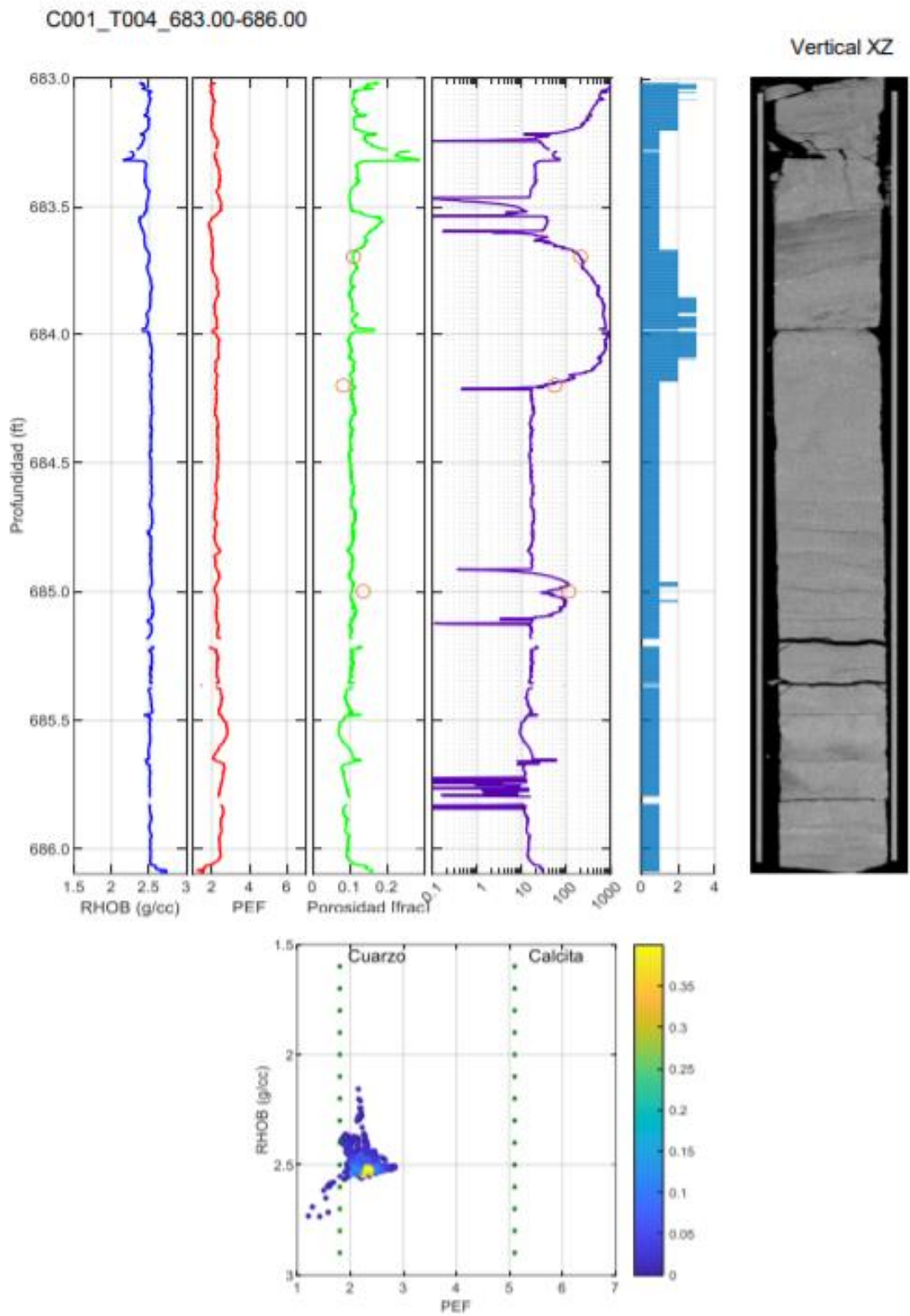
Apéndice E Reporte correspondiente al Pozo 2.



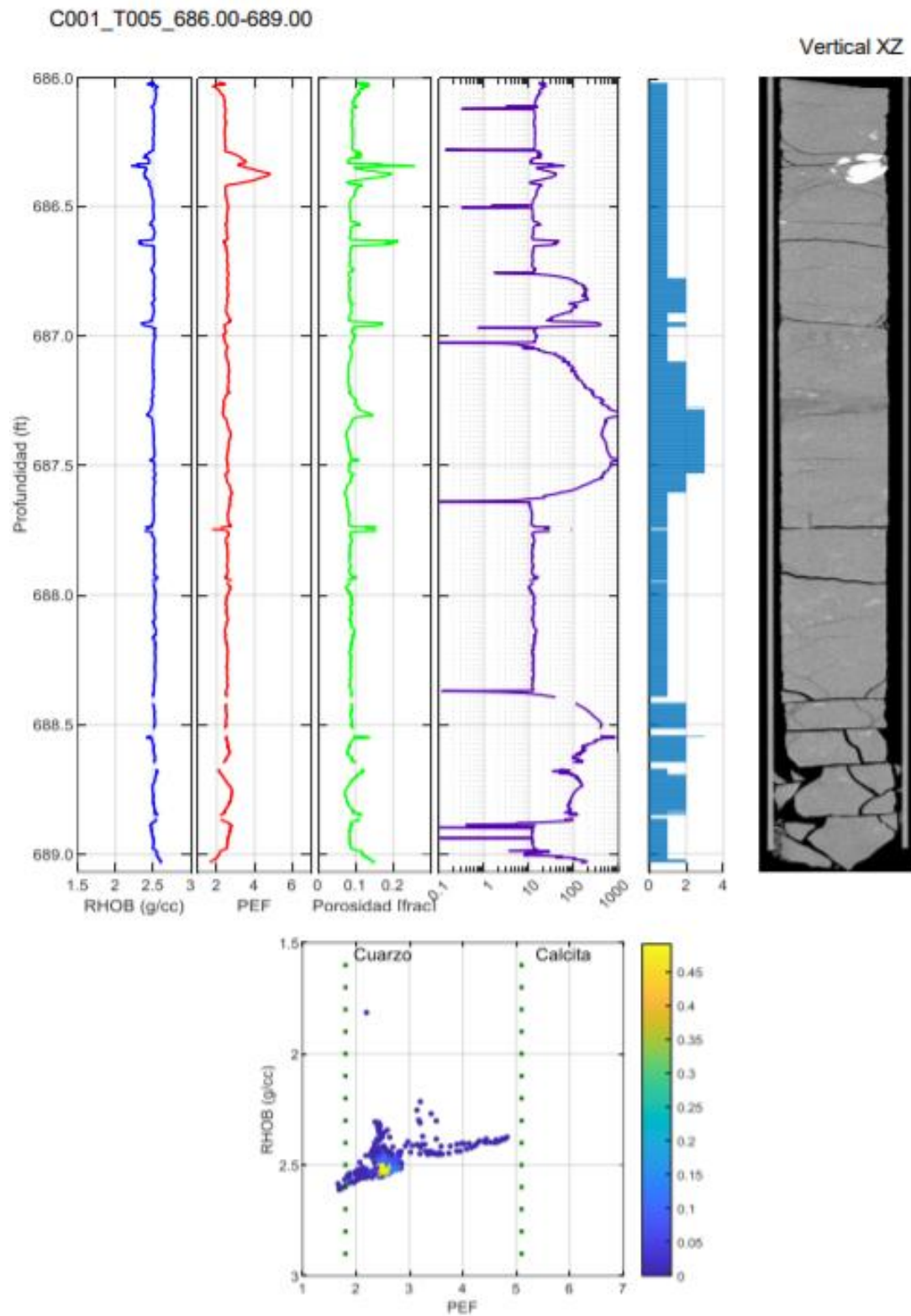
DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO



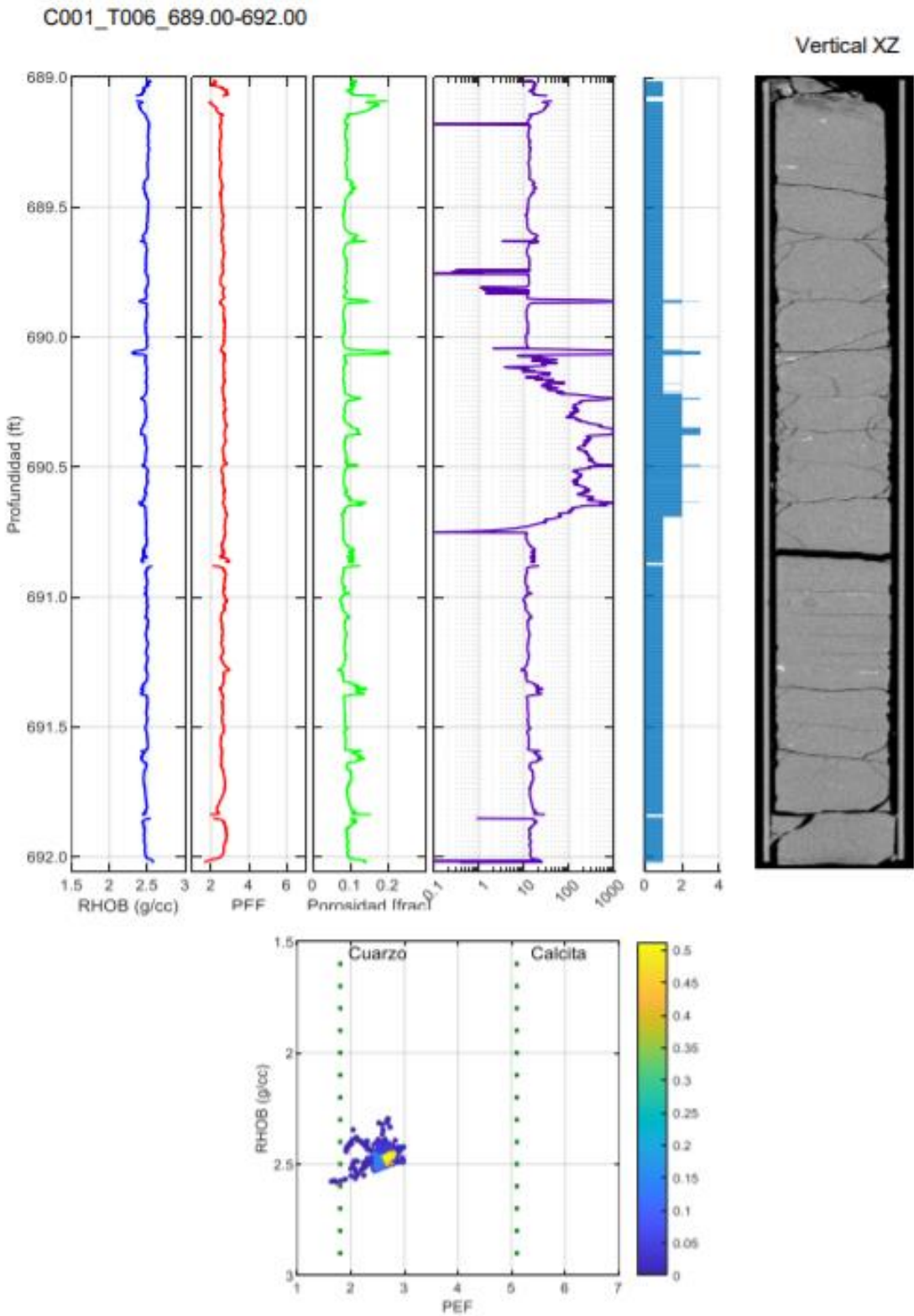
DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO



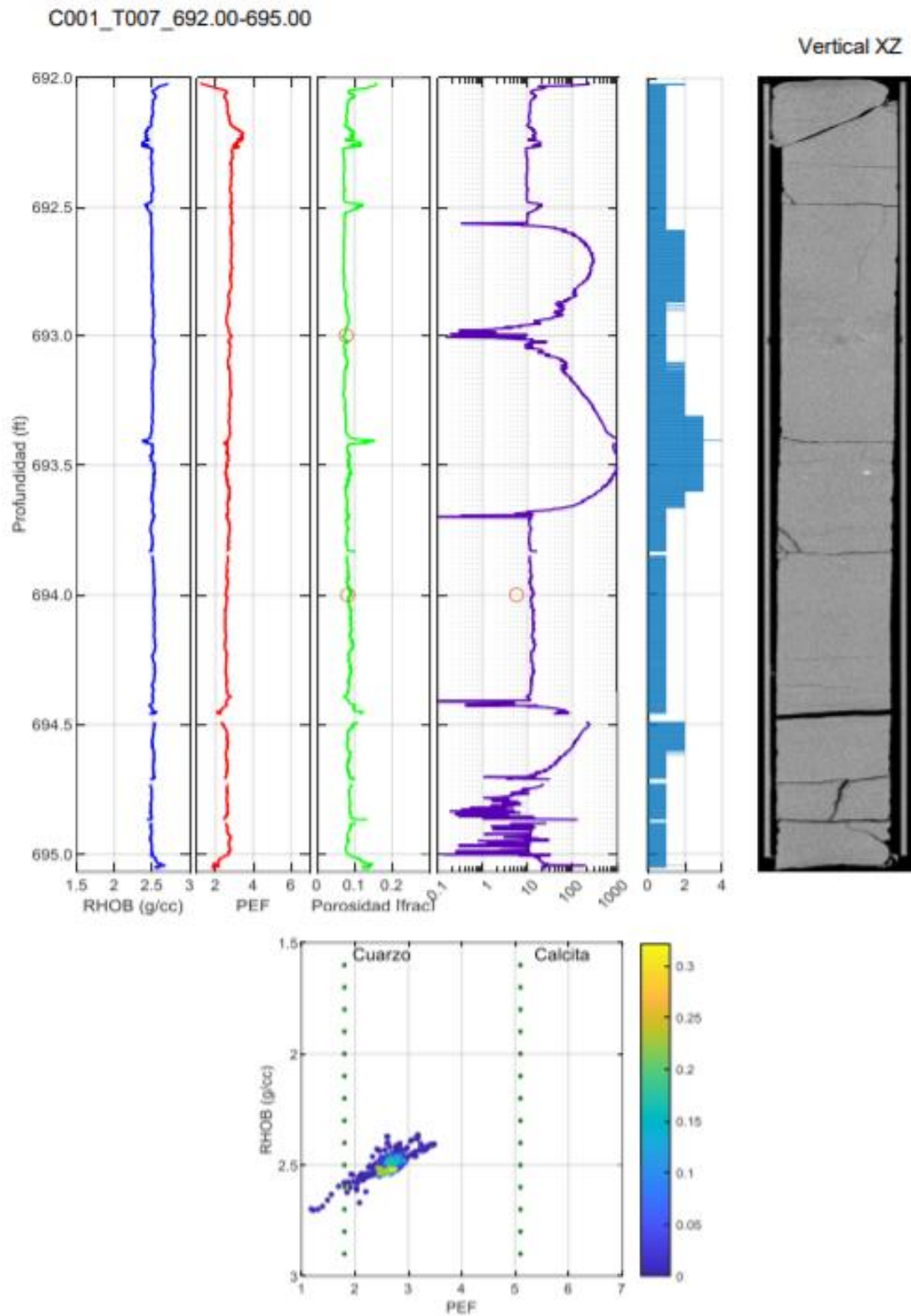
DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO



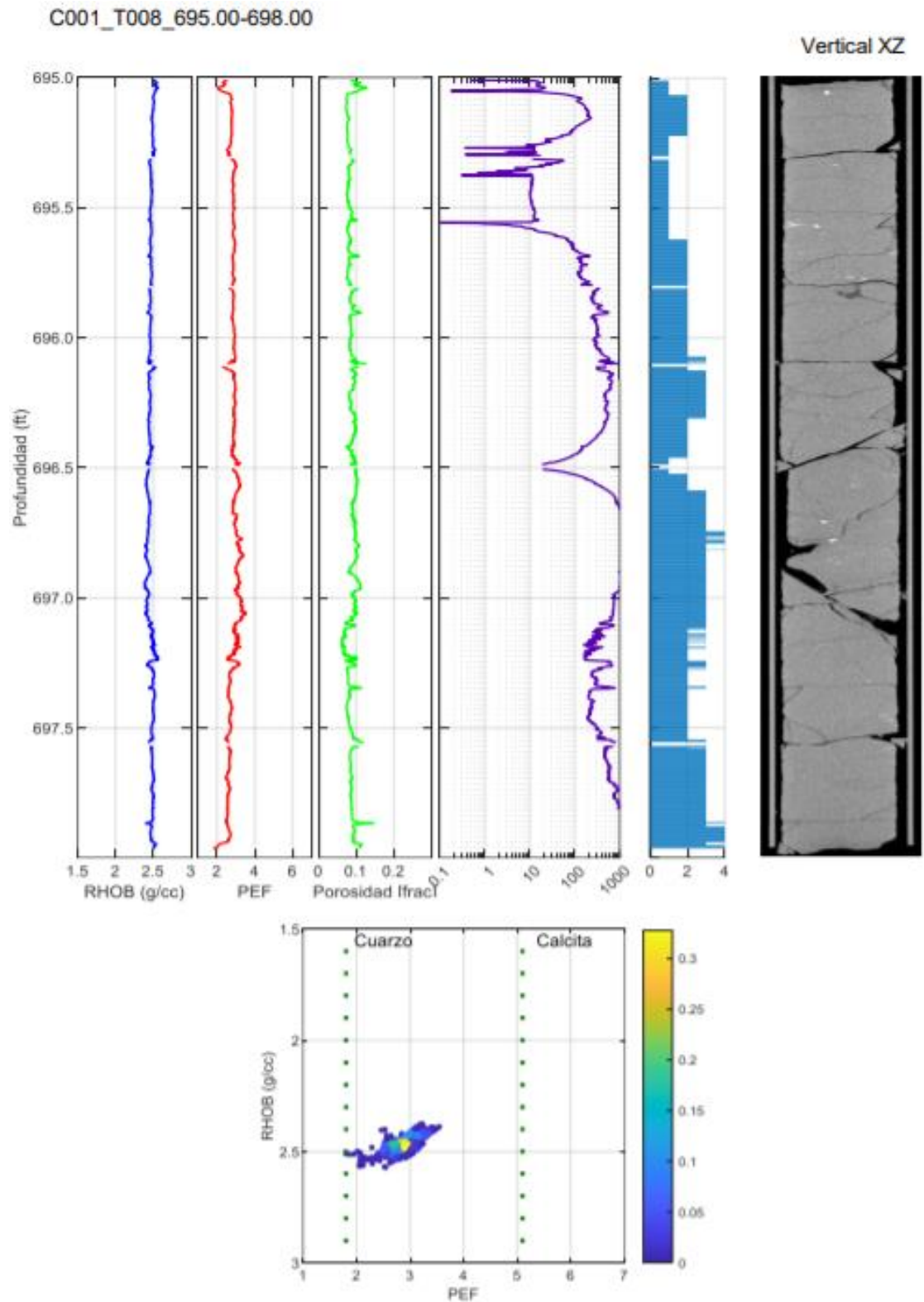
DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO



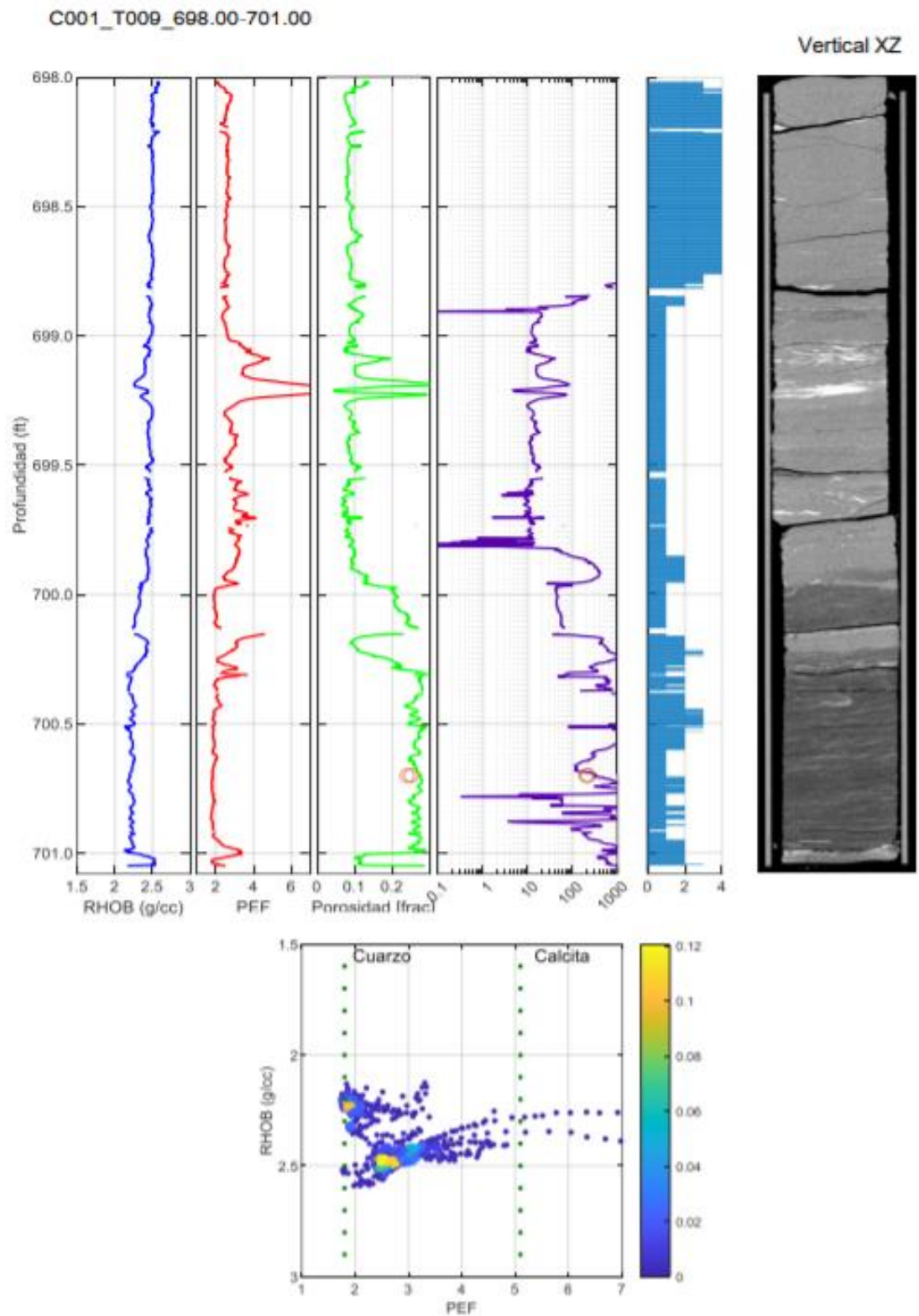
DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO



DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

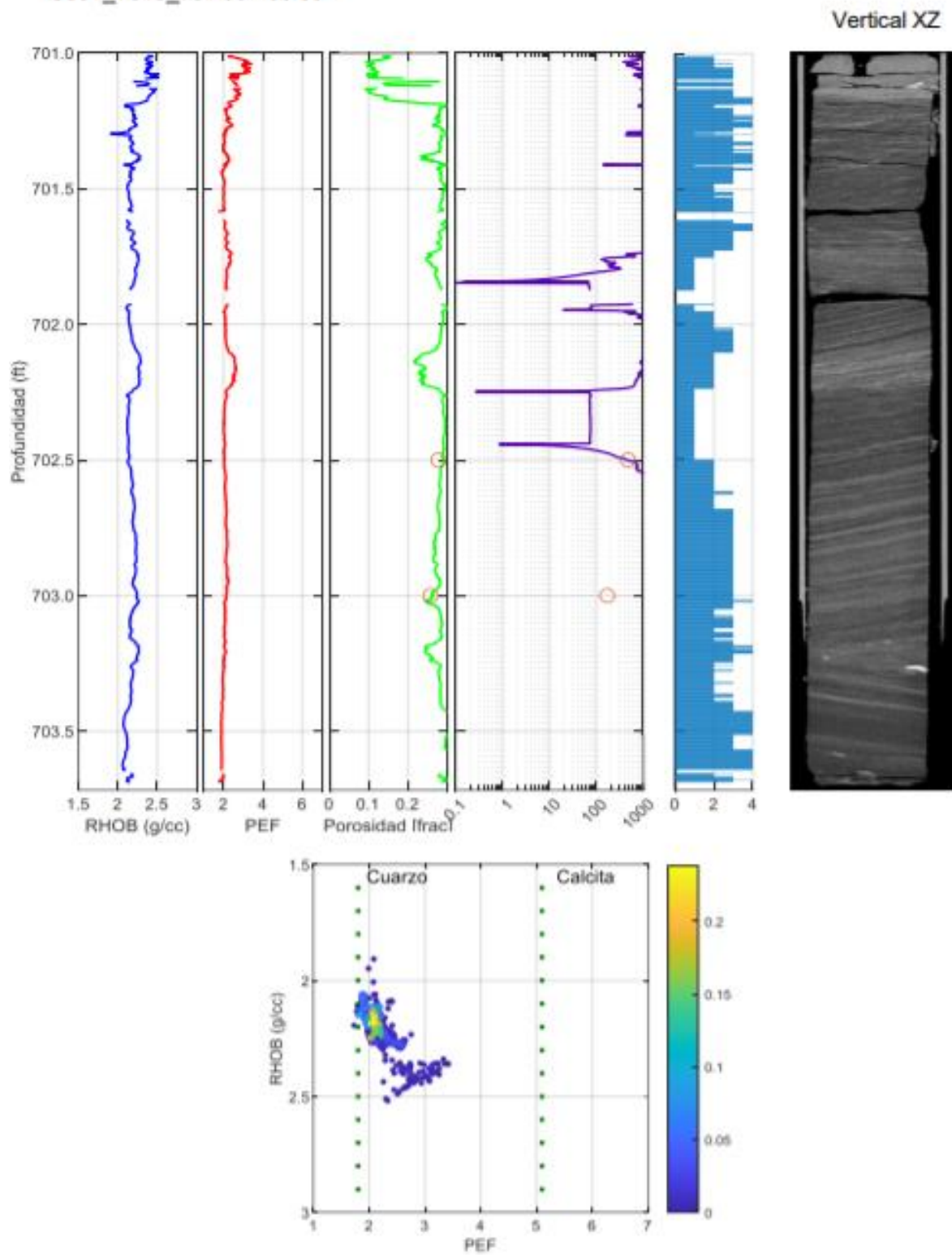


DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

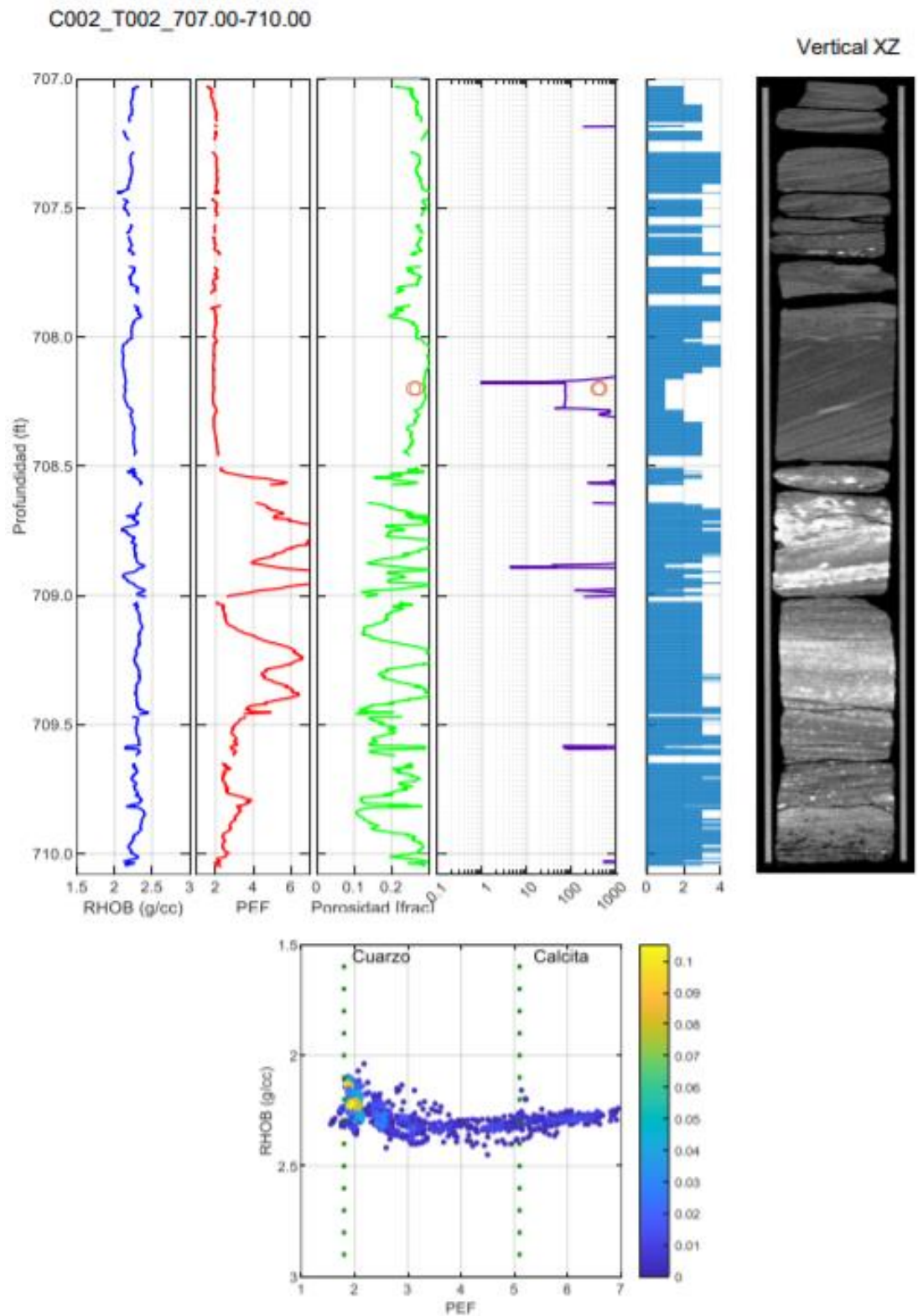


DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

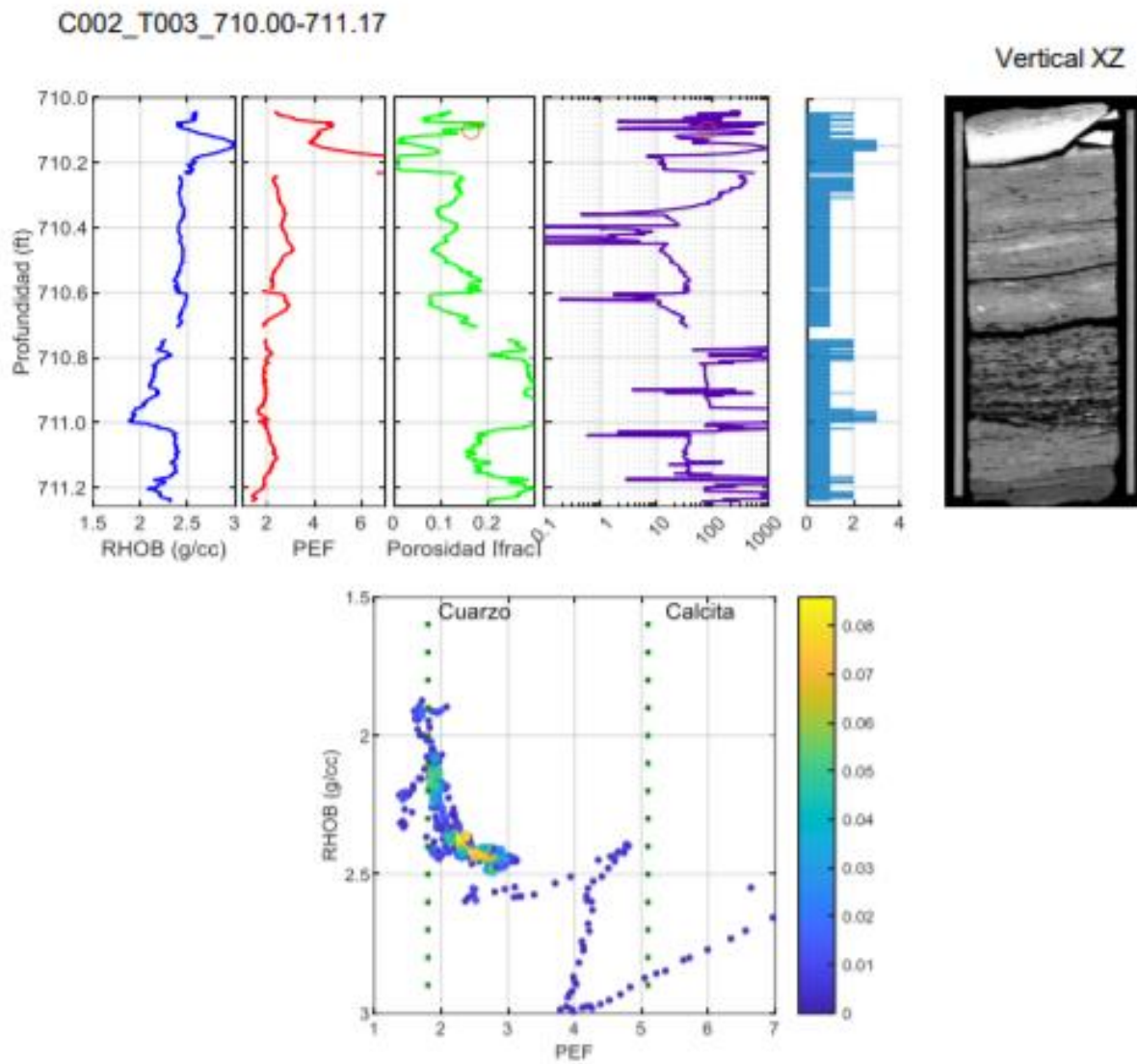
C001_T010_701.00-703.66



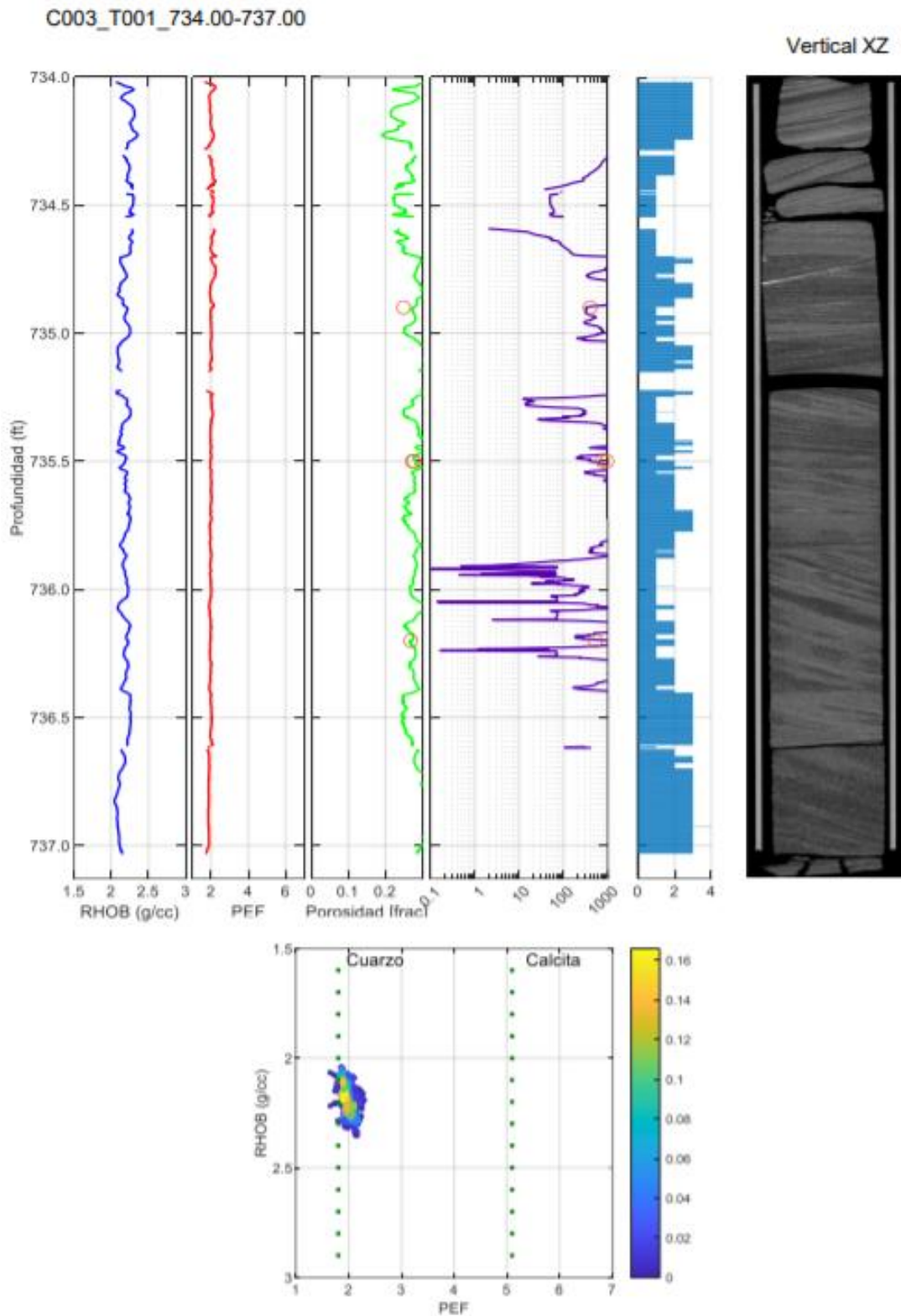
DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO



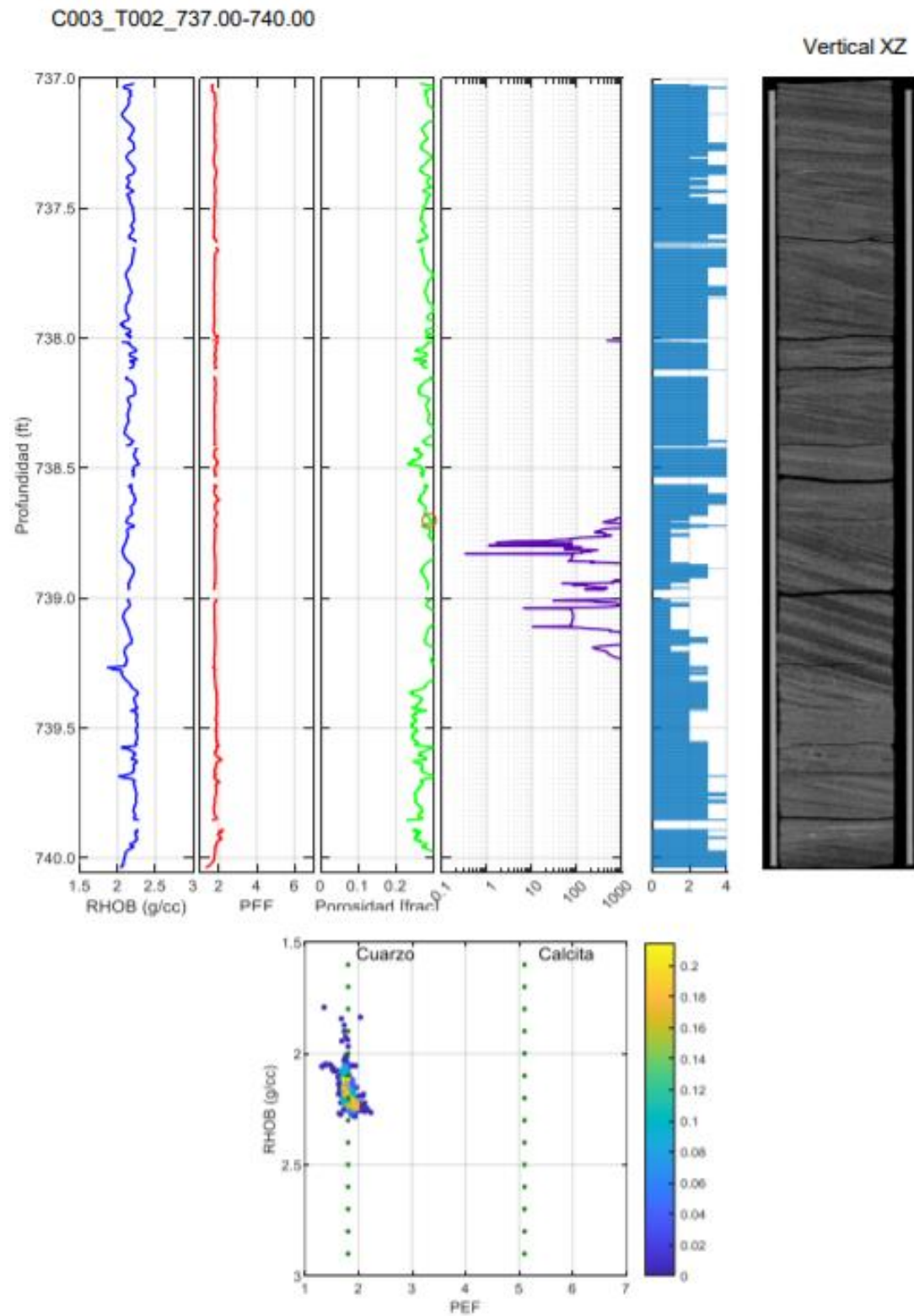
DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO



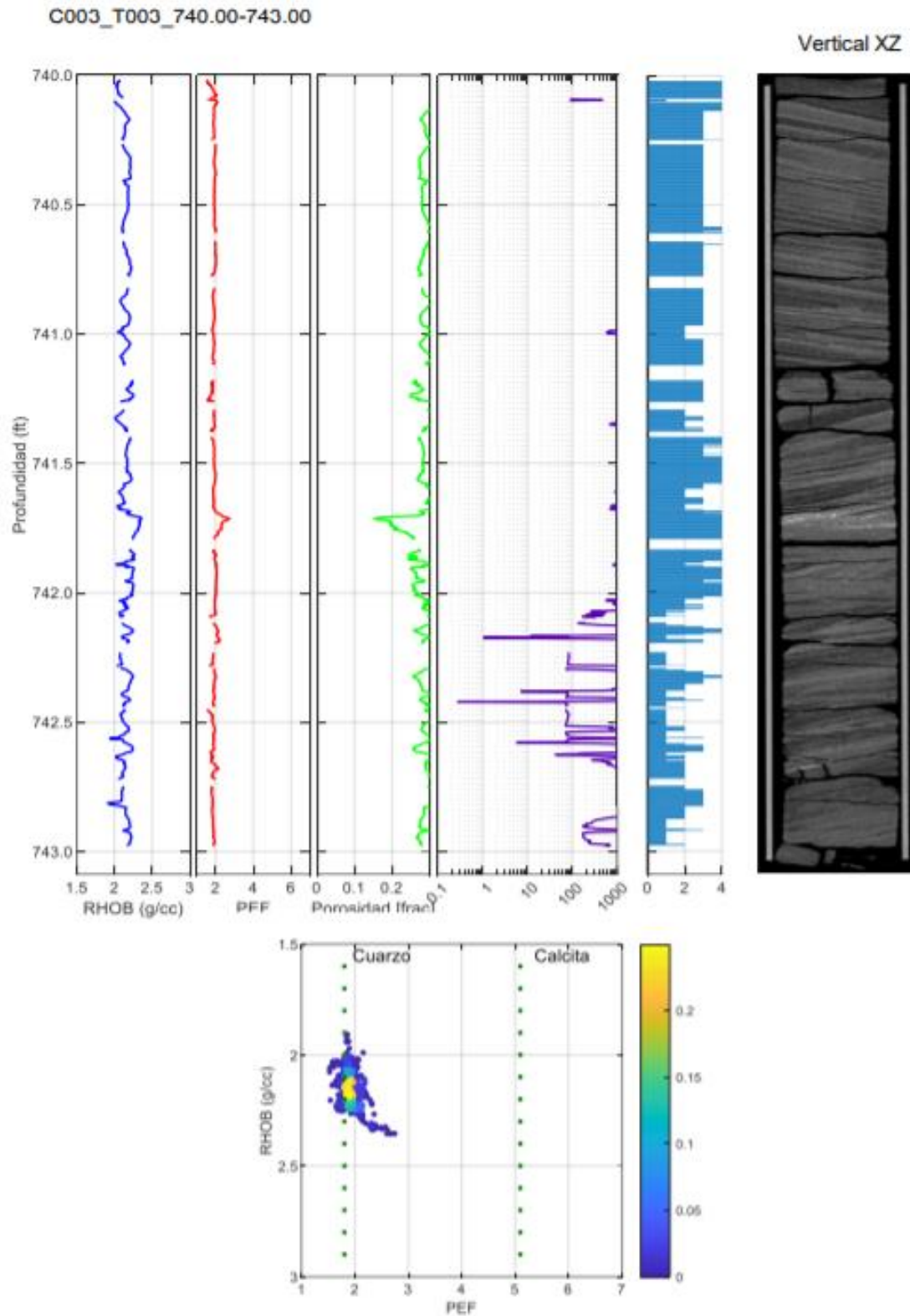
DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO



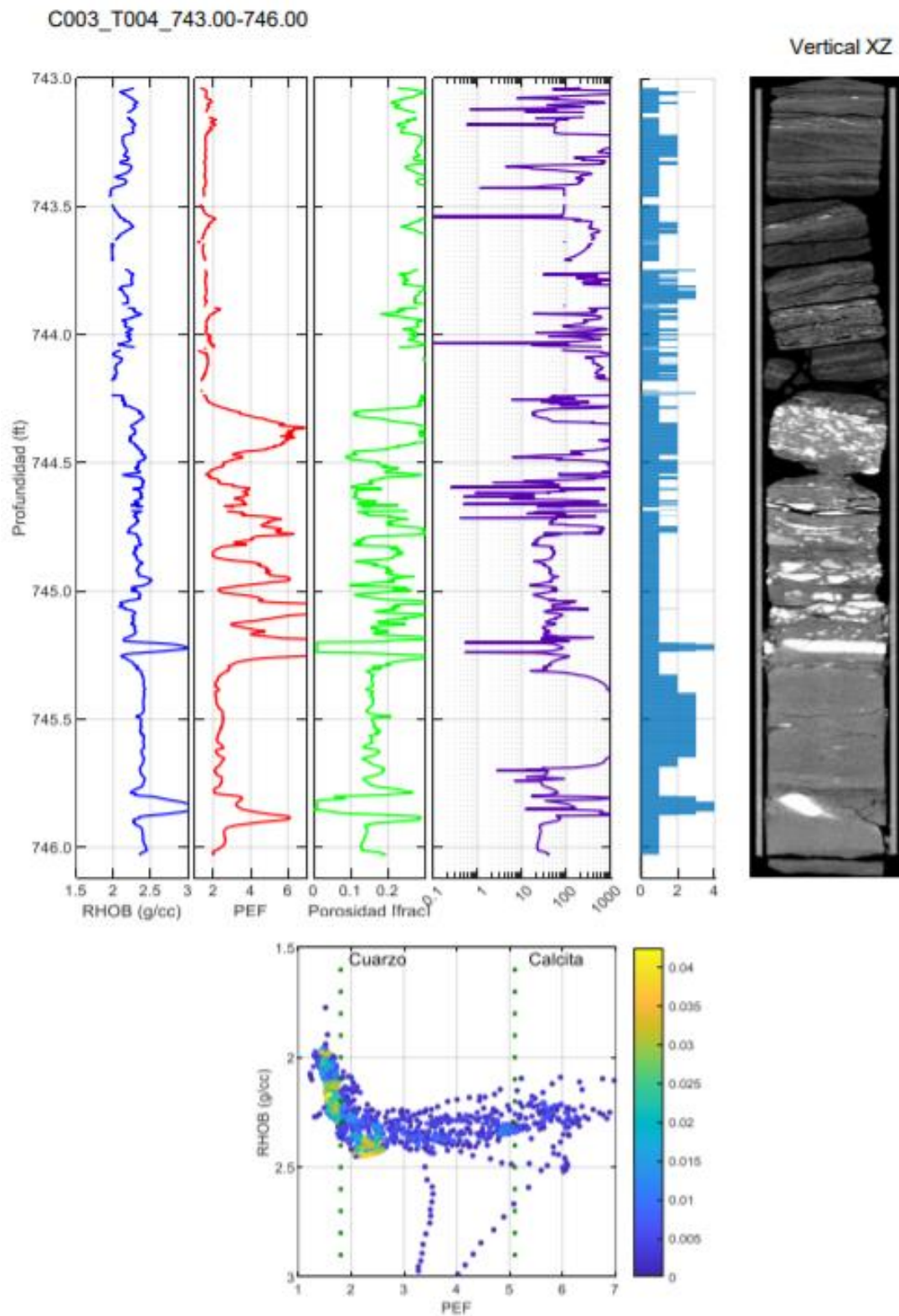
DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO



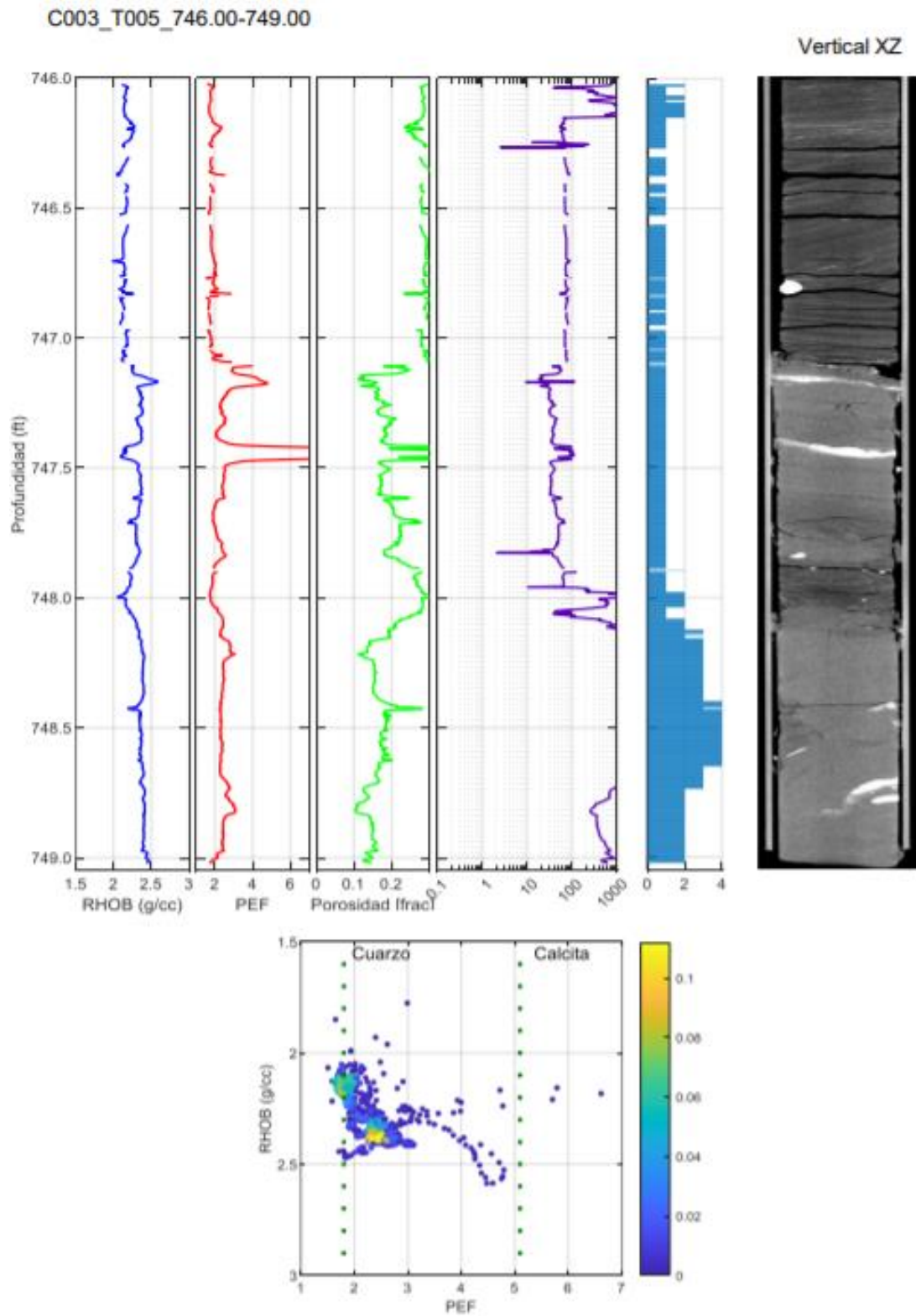
DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO



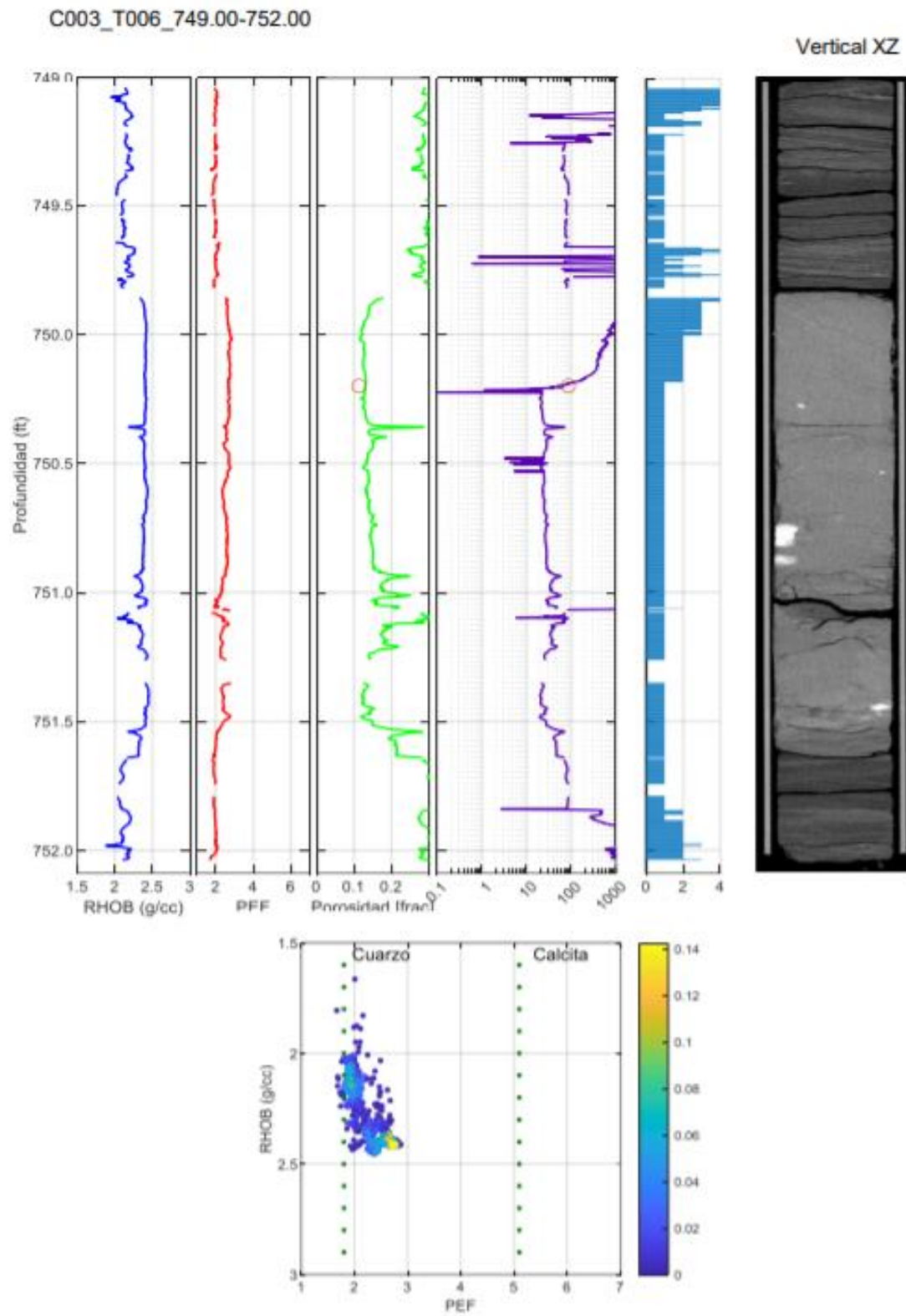
DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO



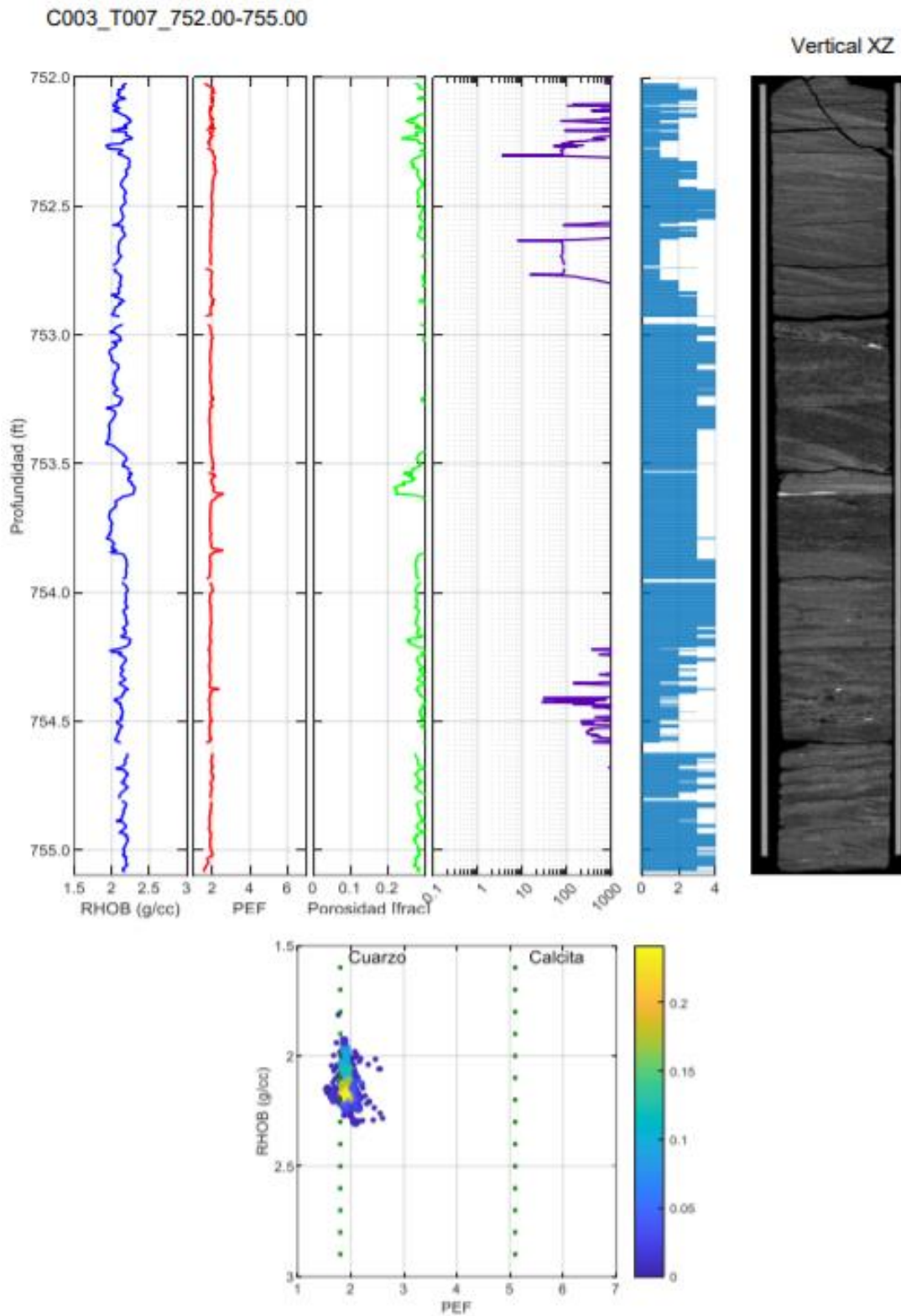
DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO



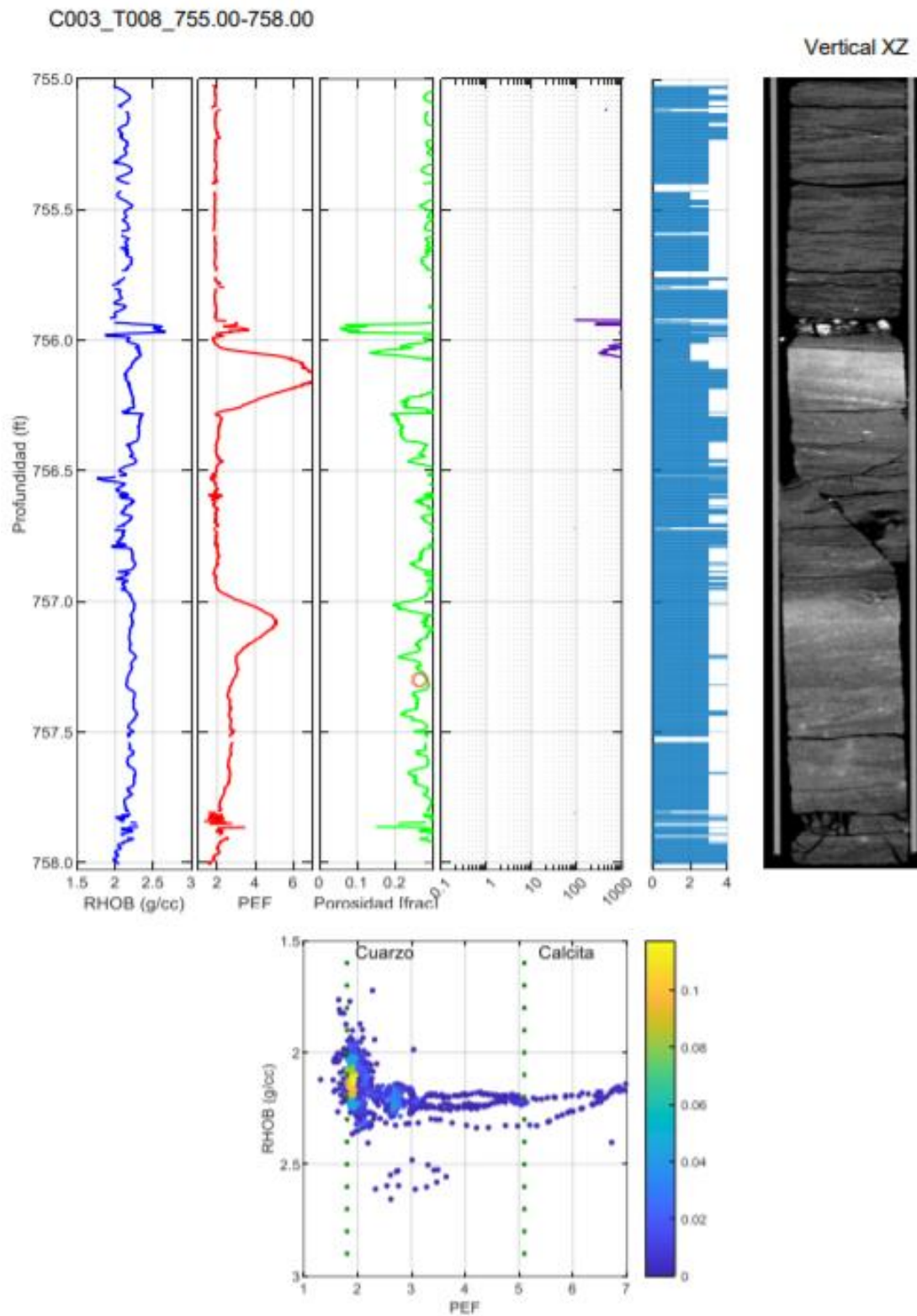
DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO



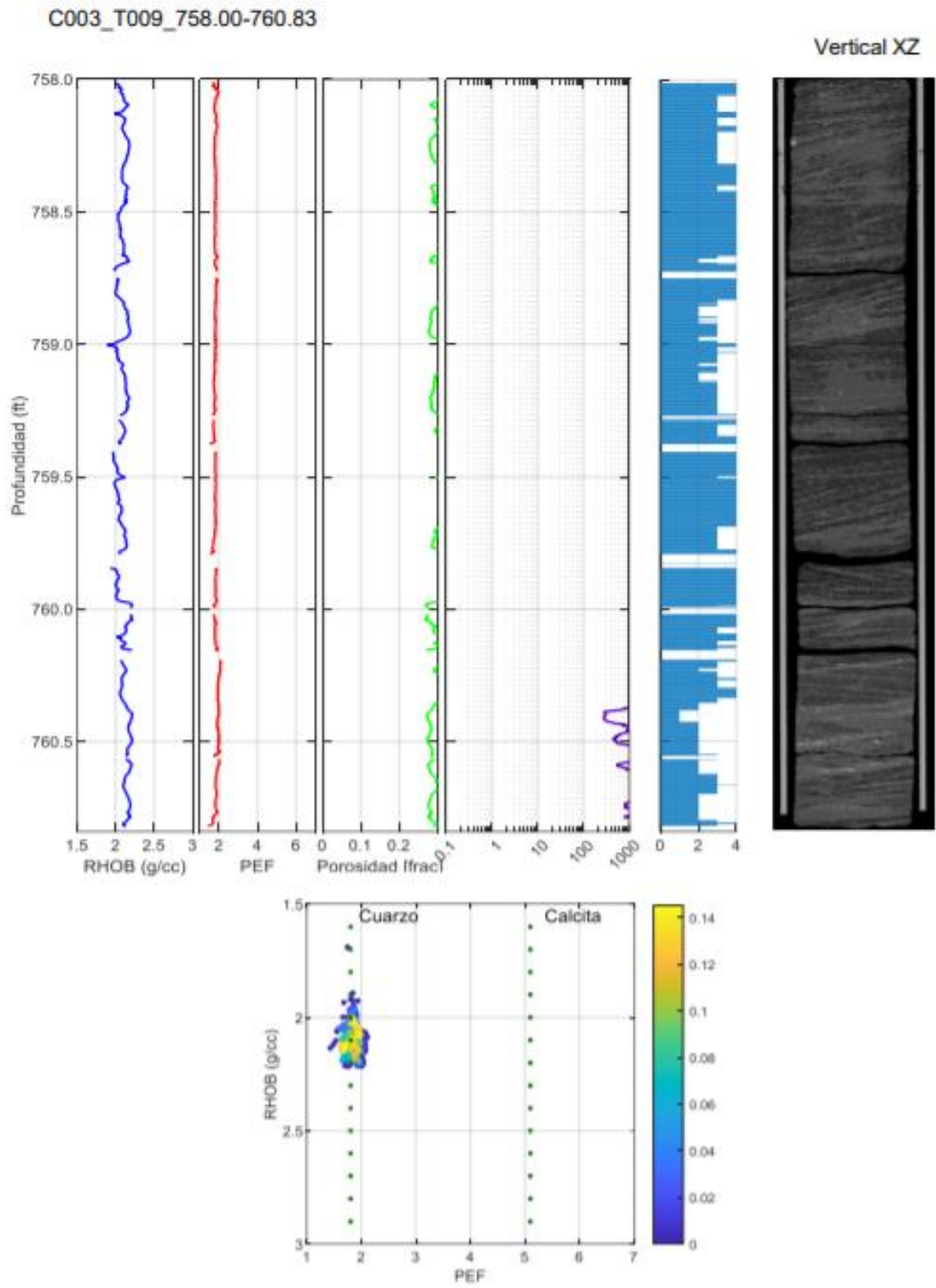
DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO



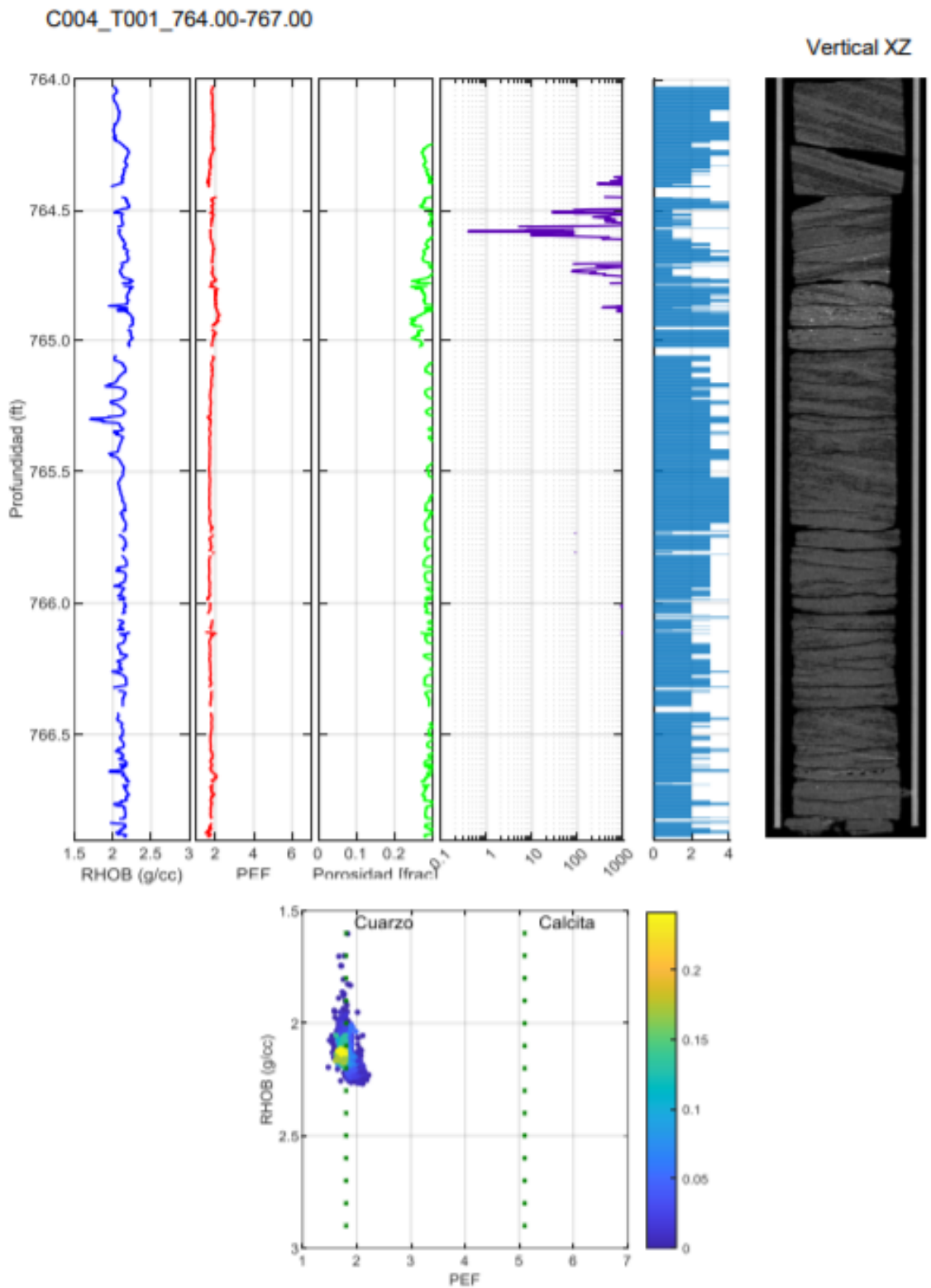
DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO



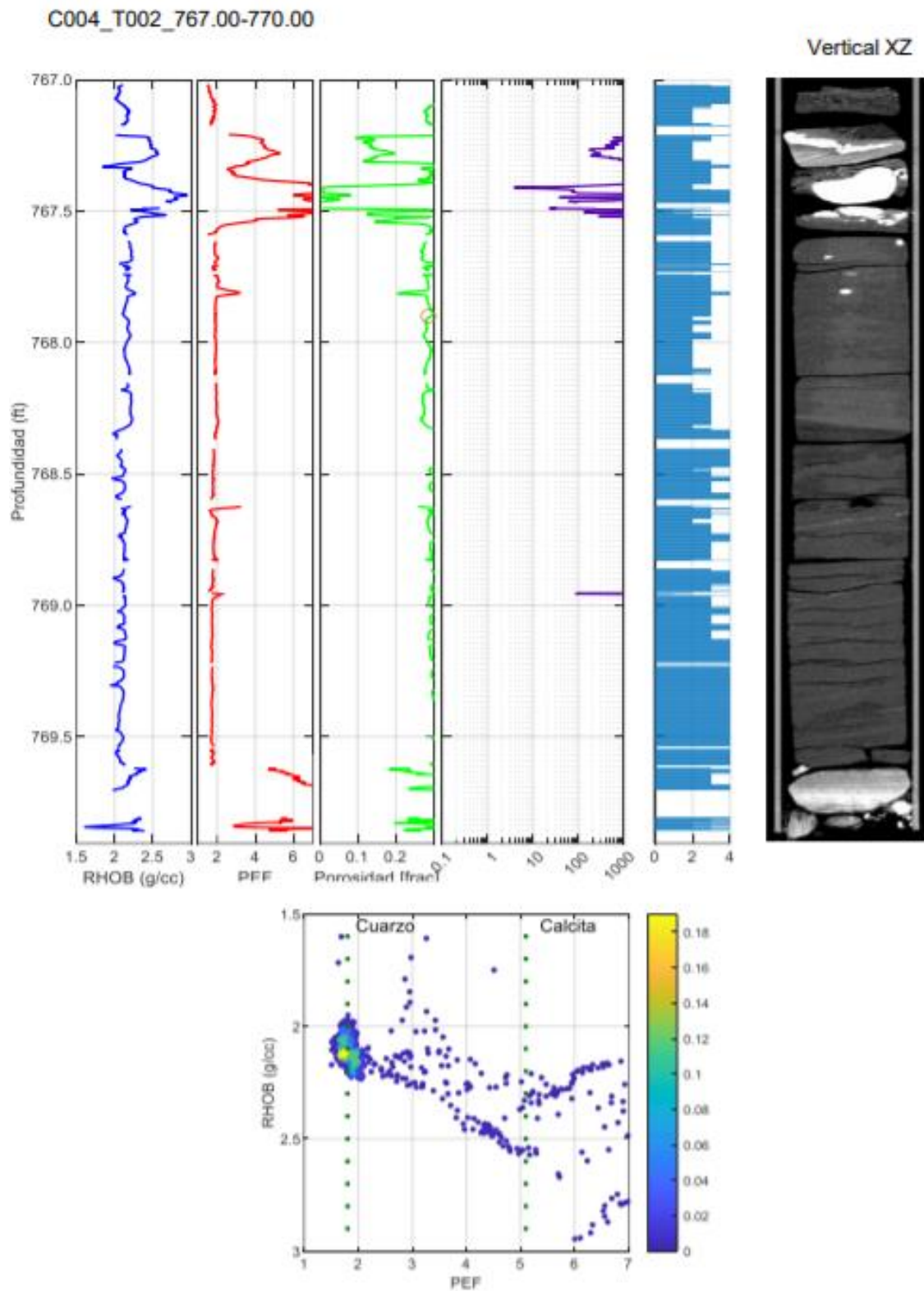
DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO



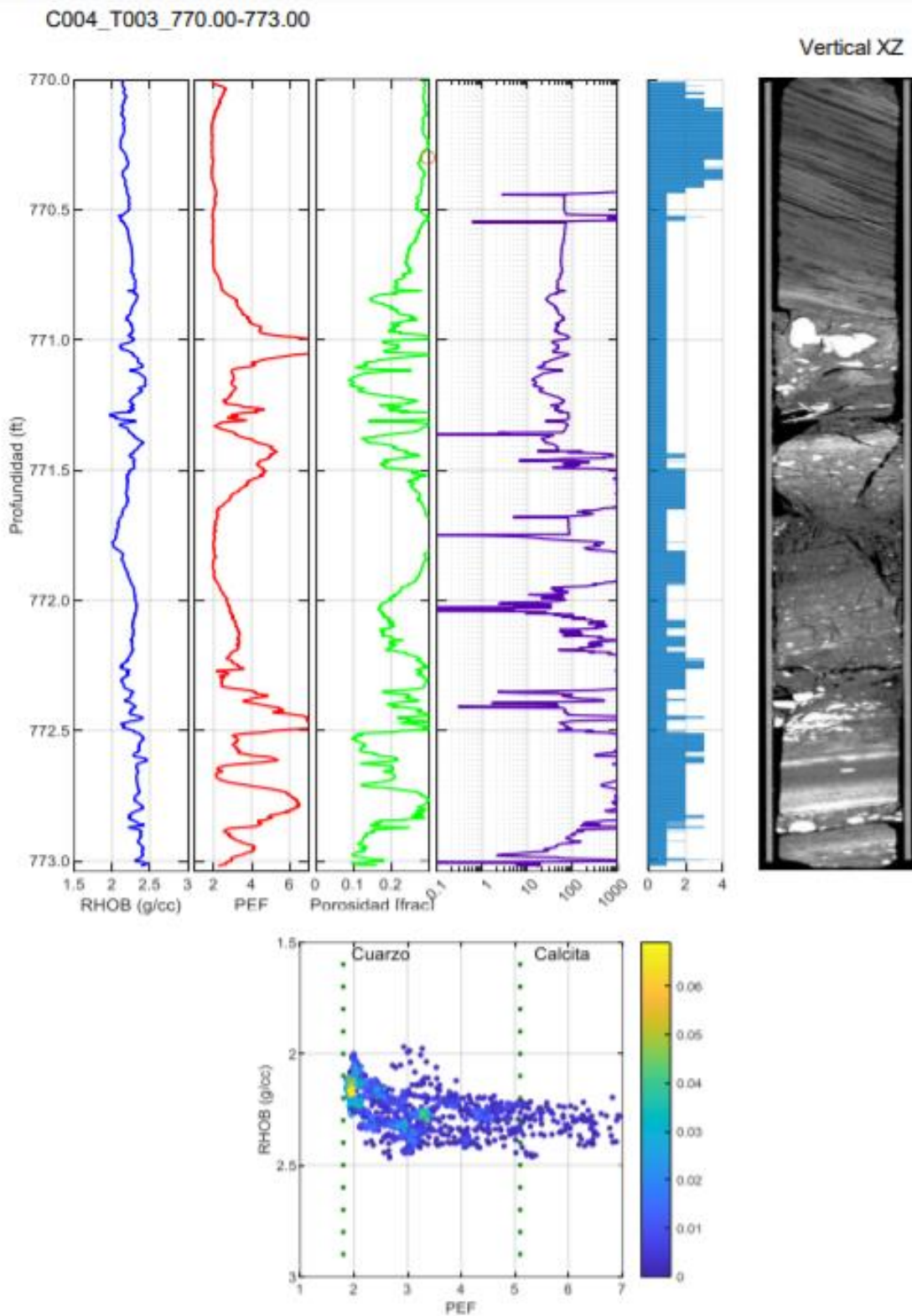
DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO



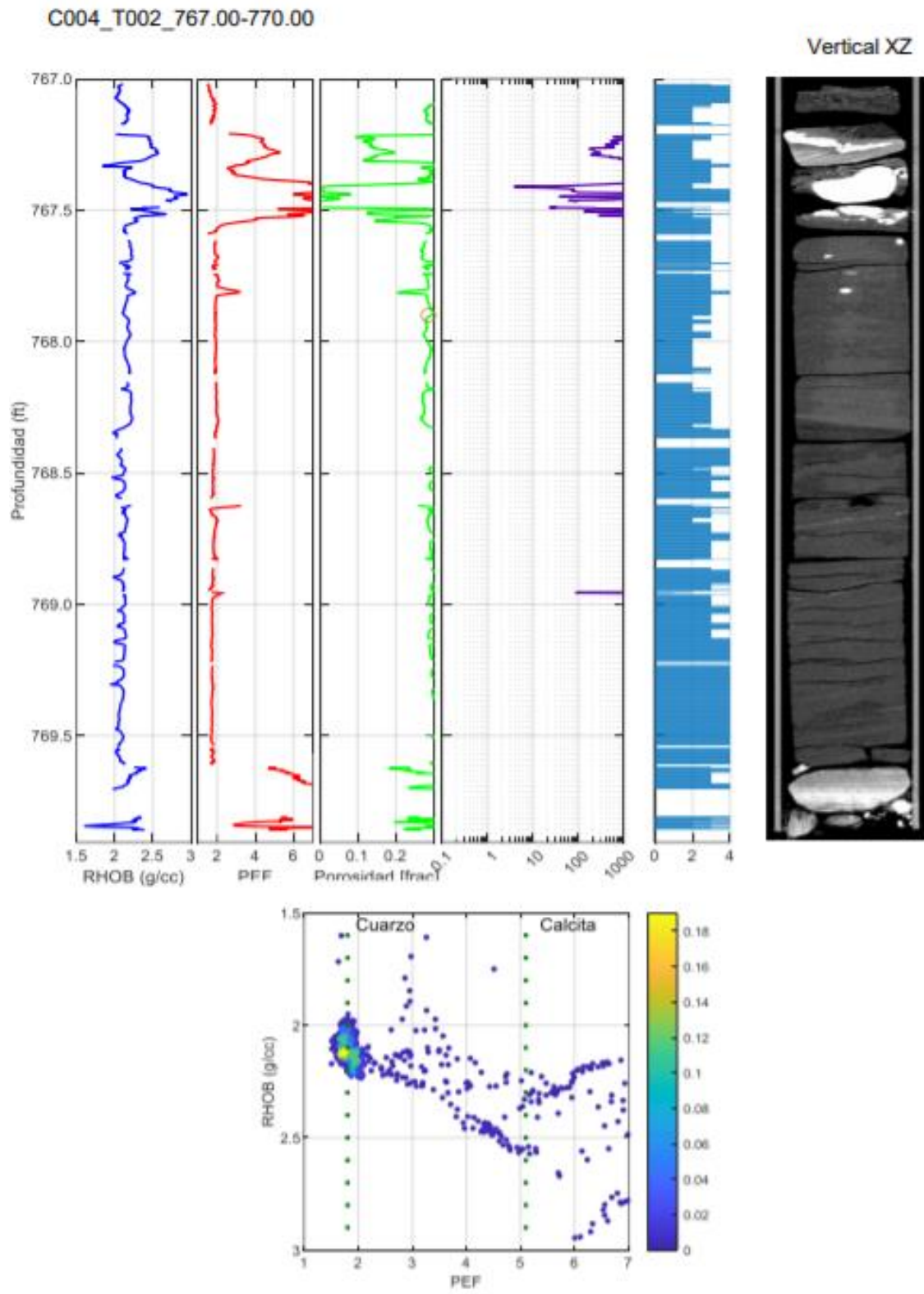
DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO



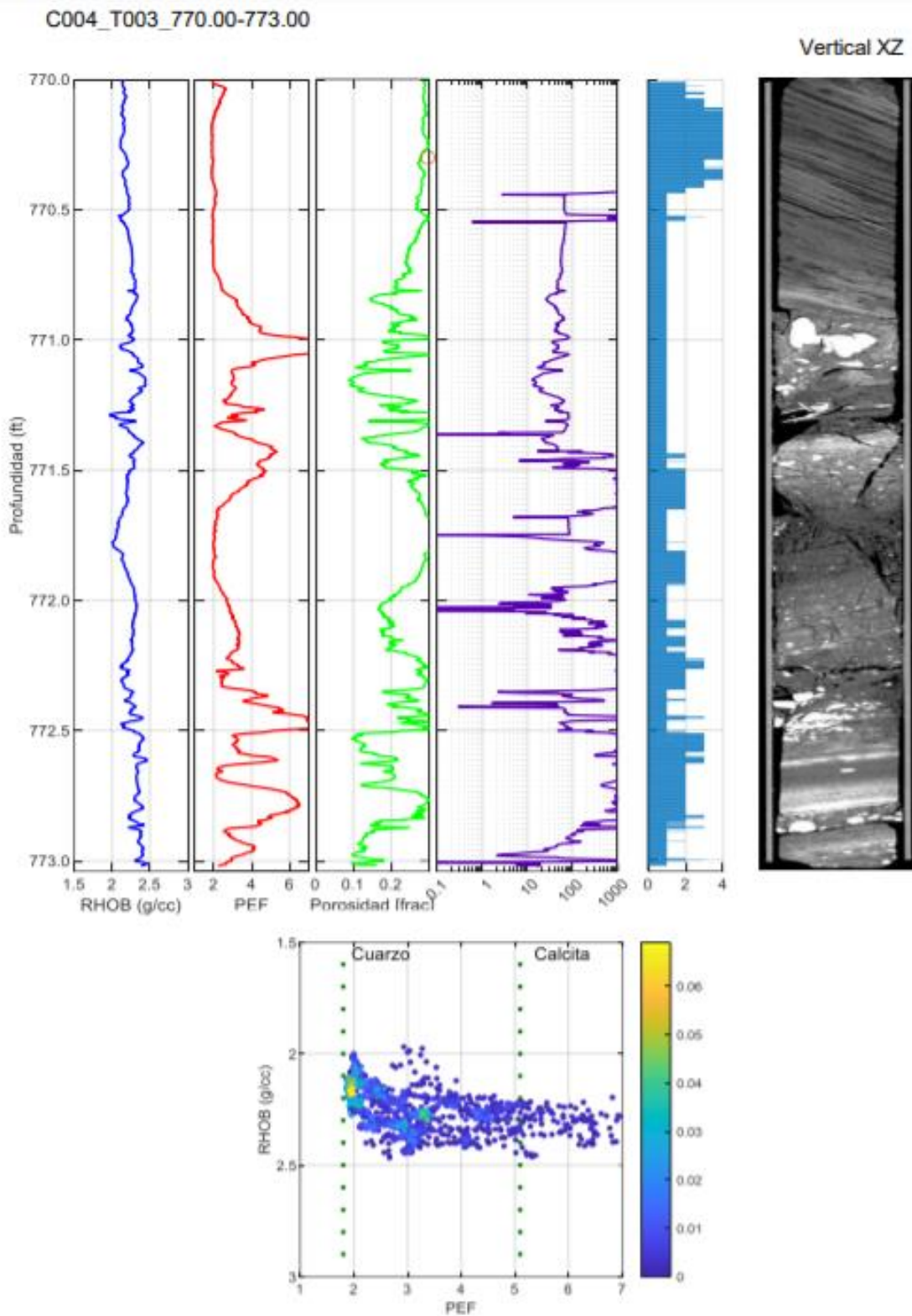
DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO



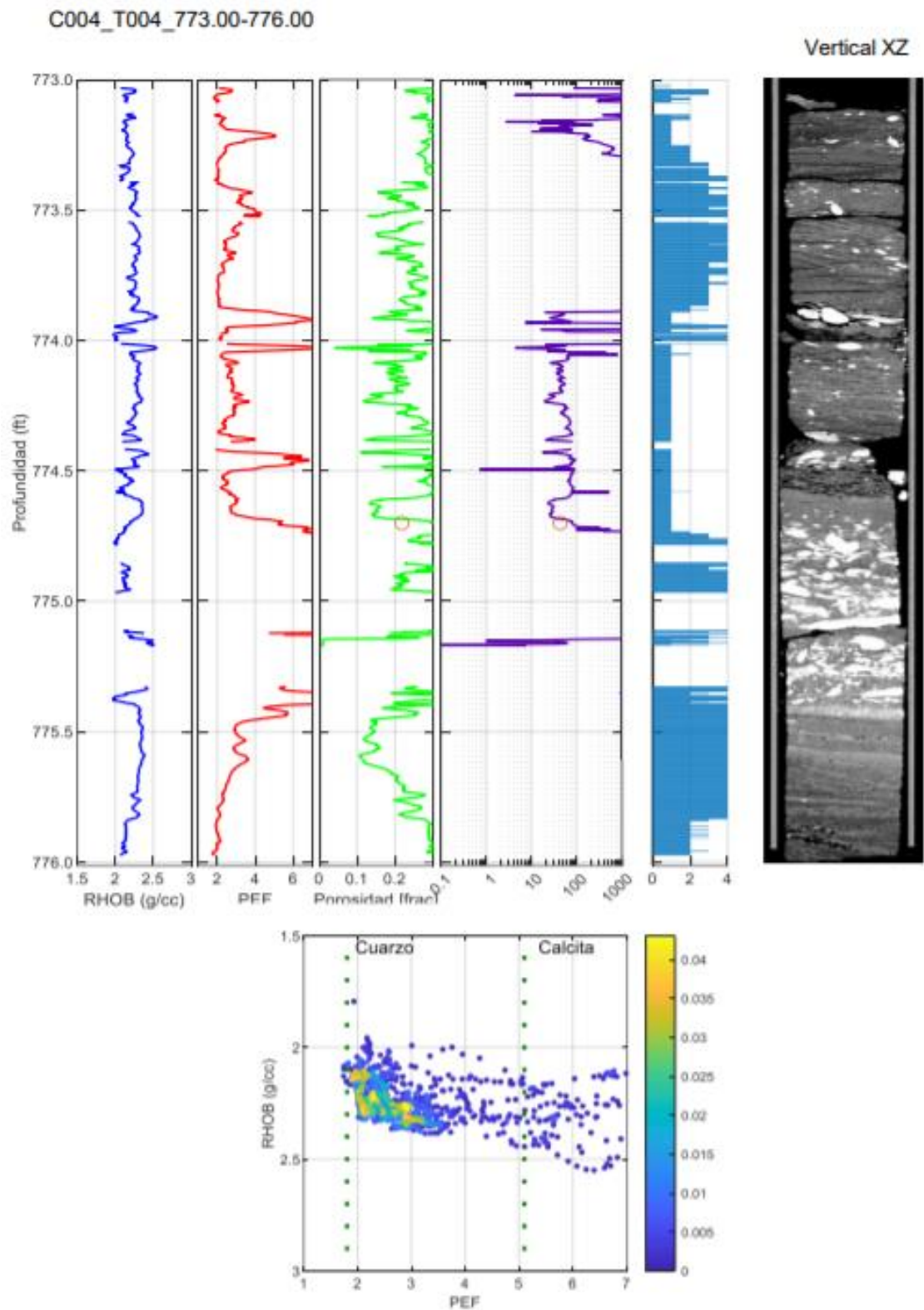
DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO



DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

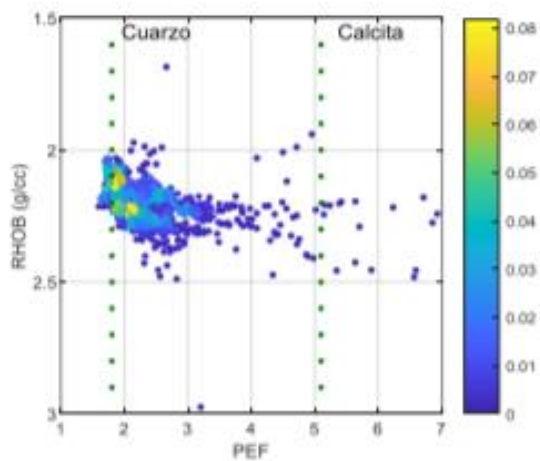
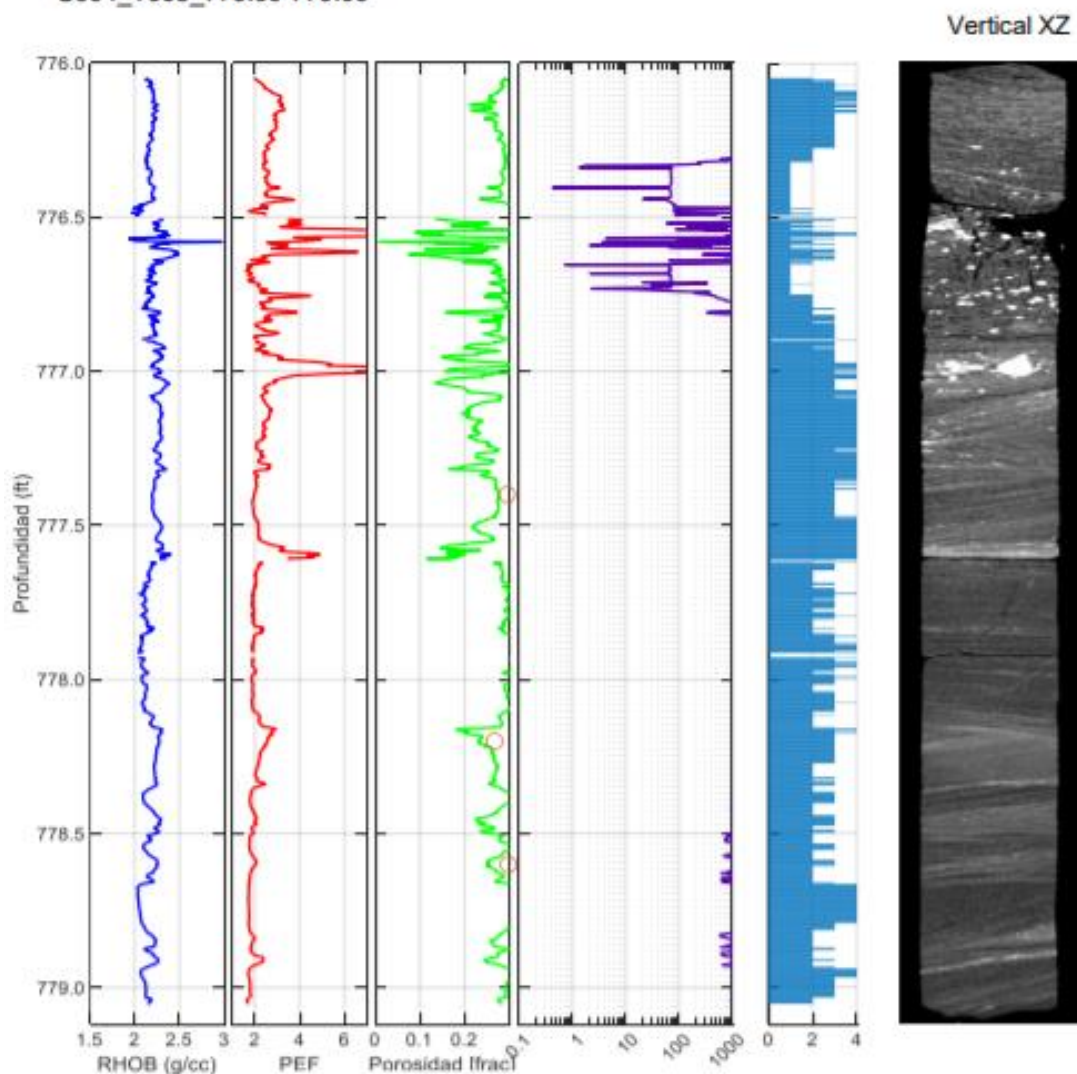


DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

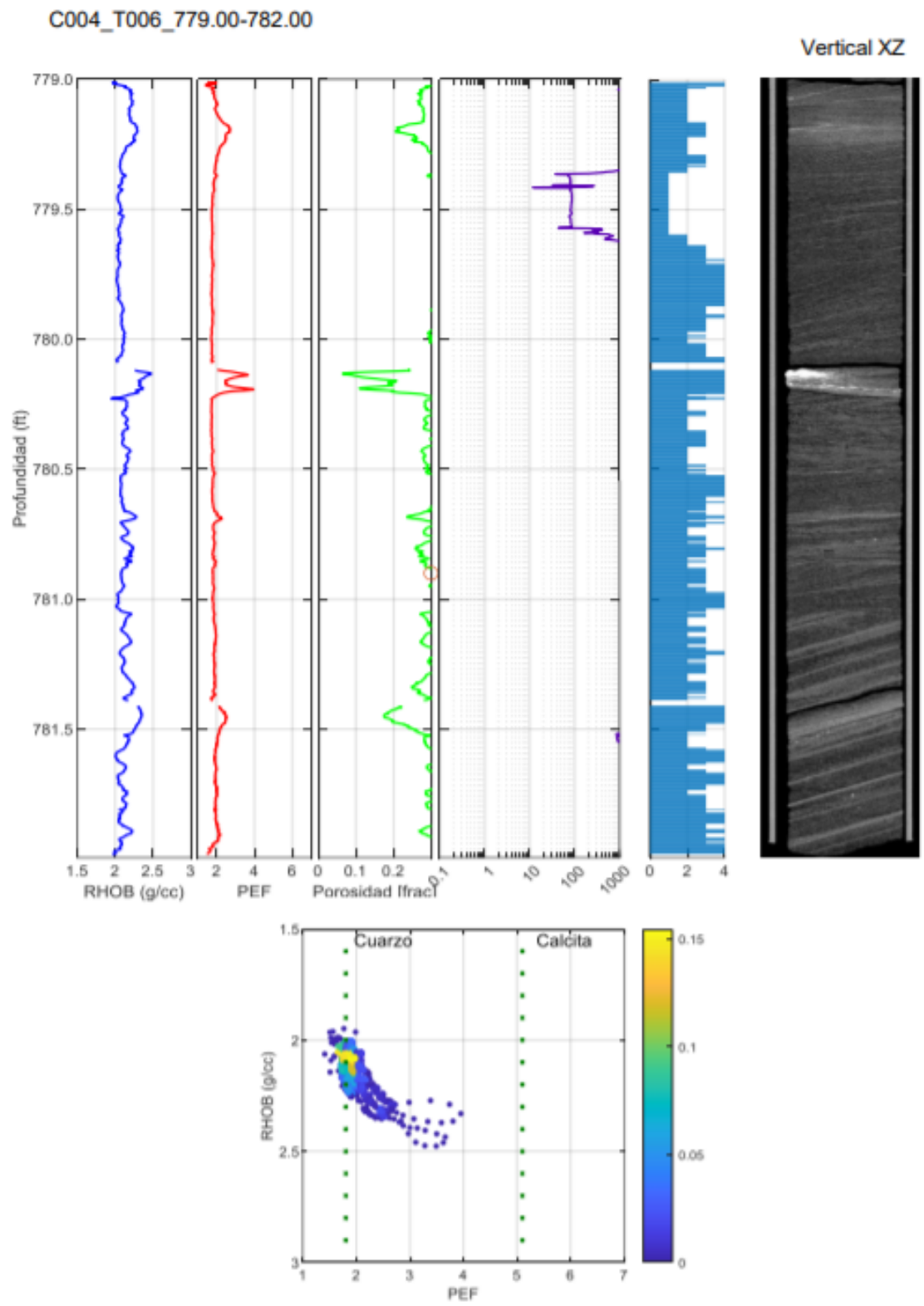


DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

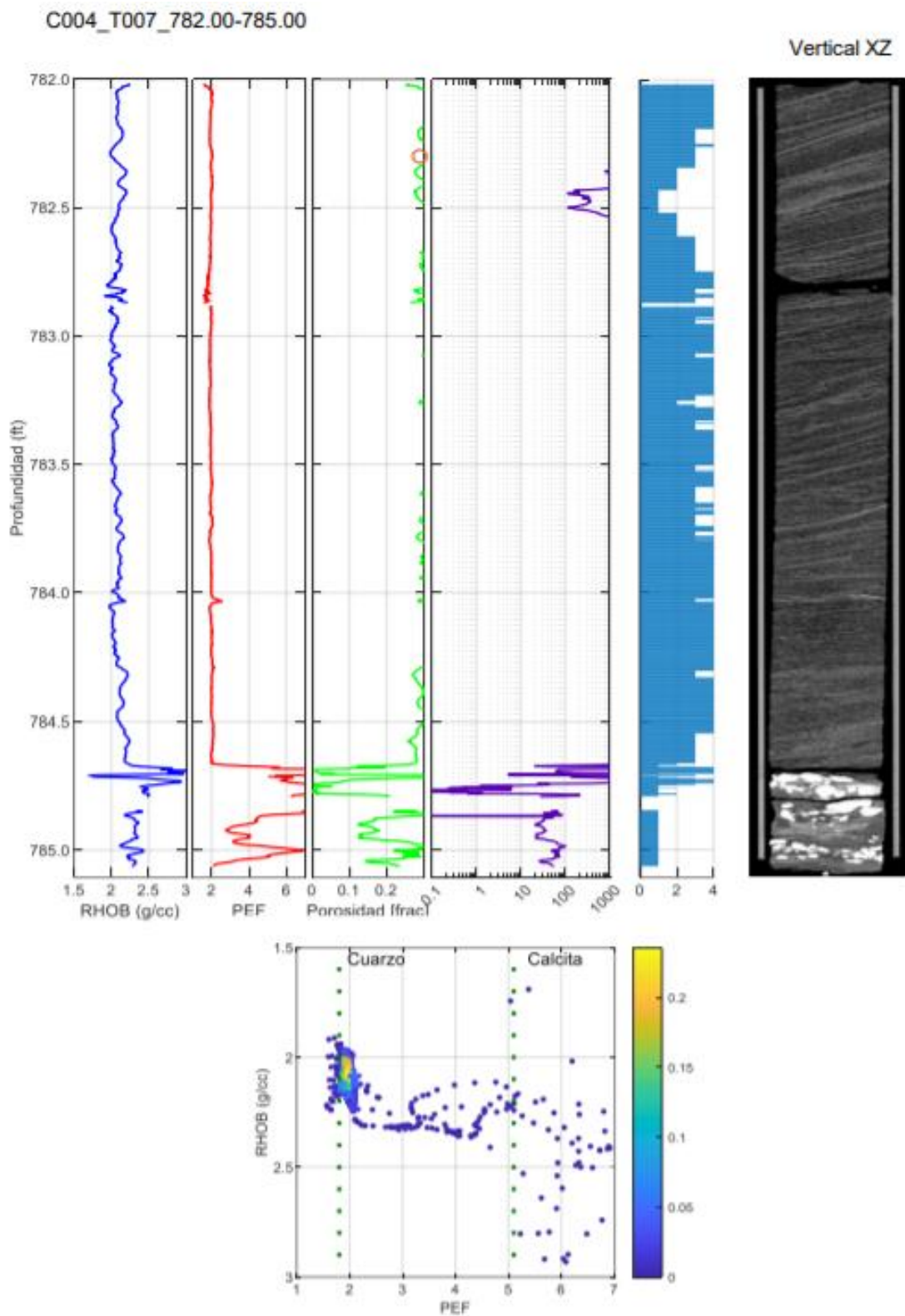
C004_T005_776.00-779.00



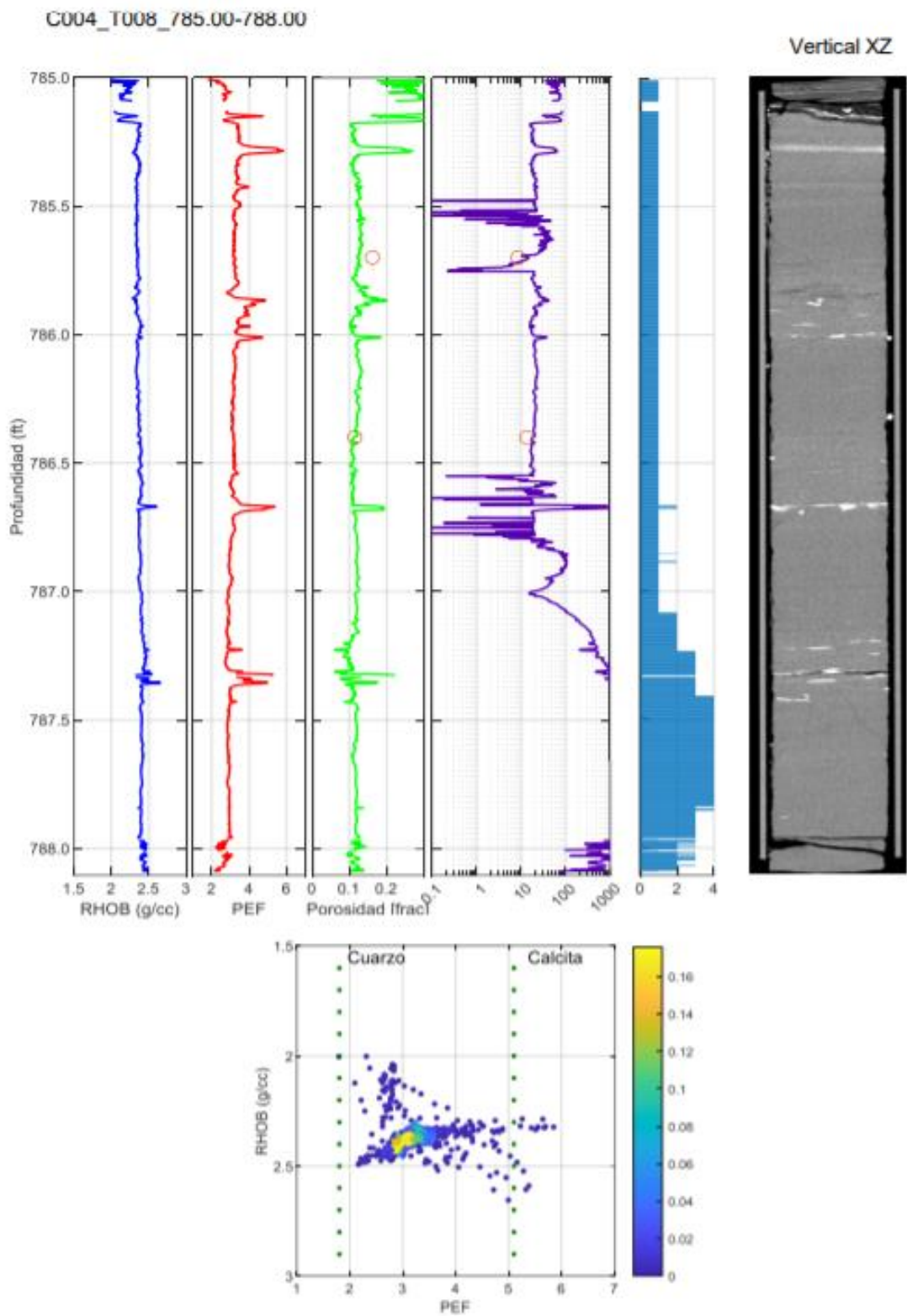
DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO



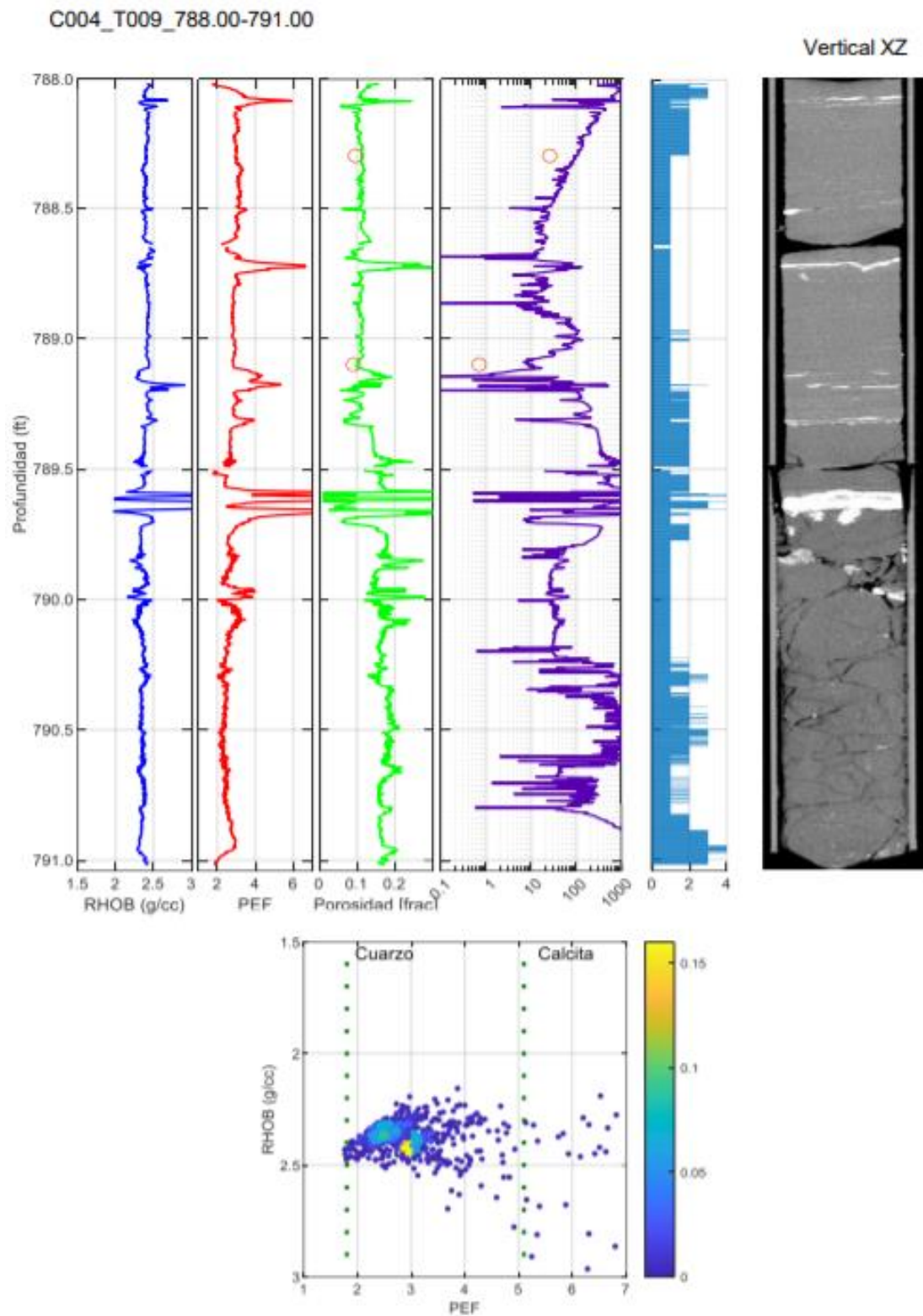
DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO



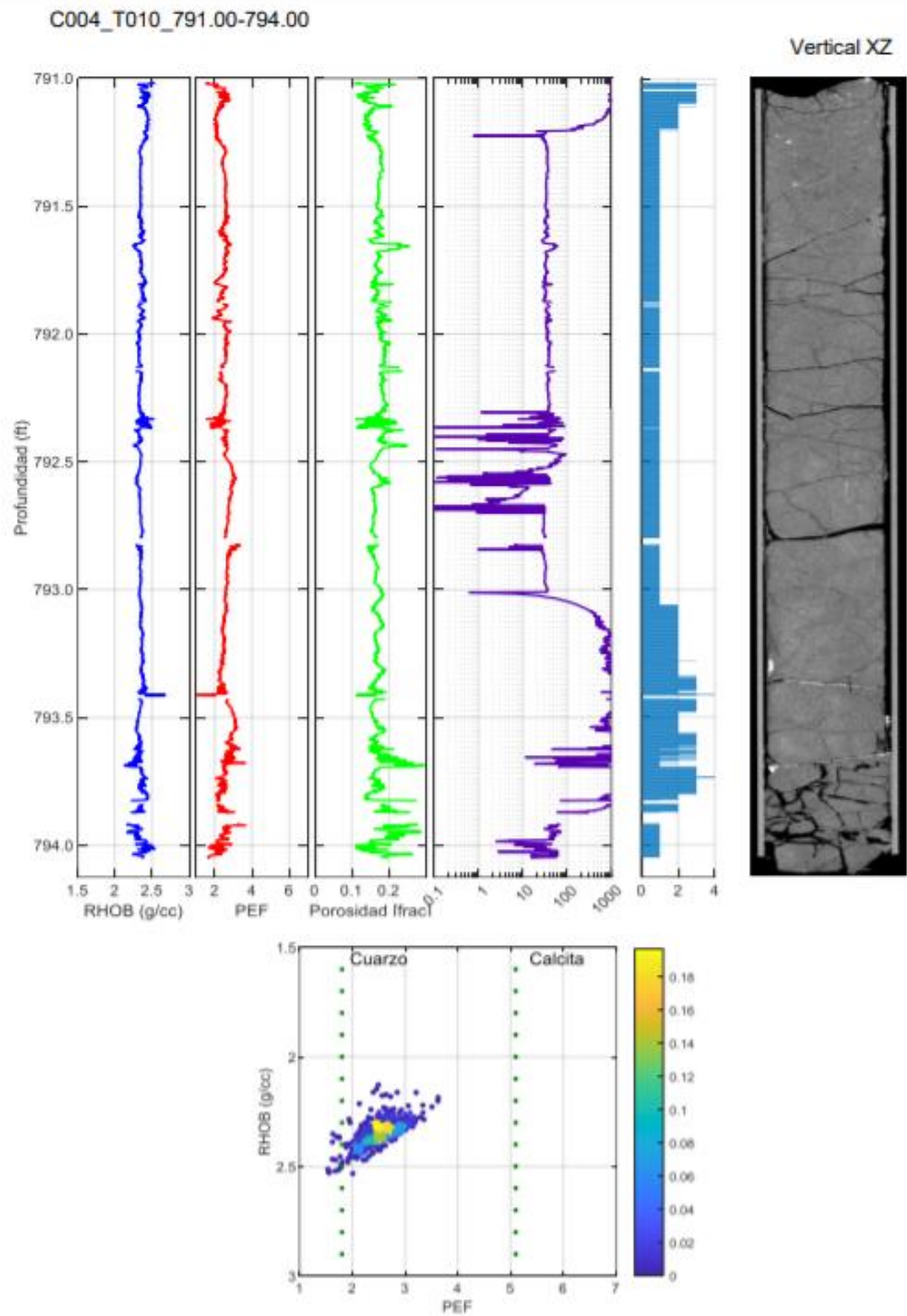
DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO



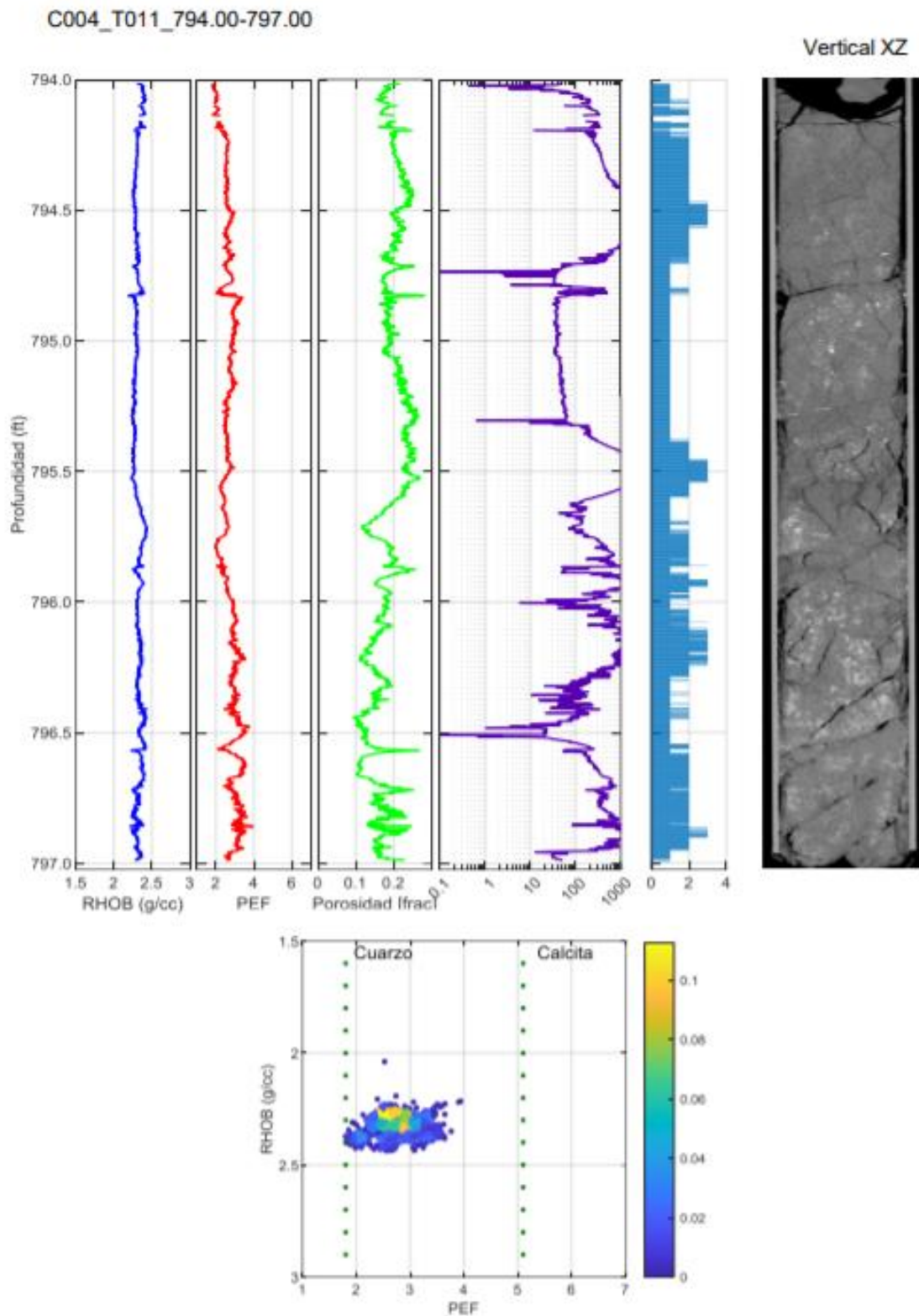
DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO



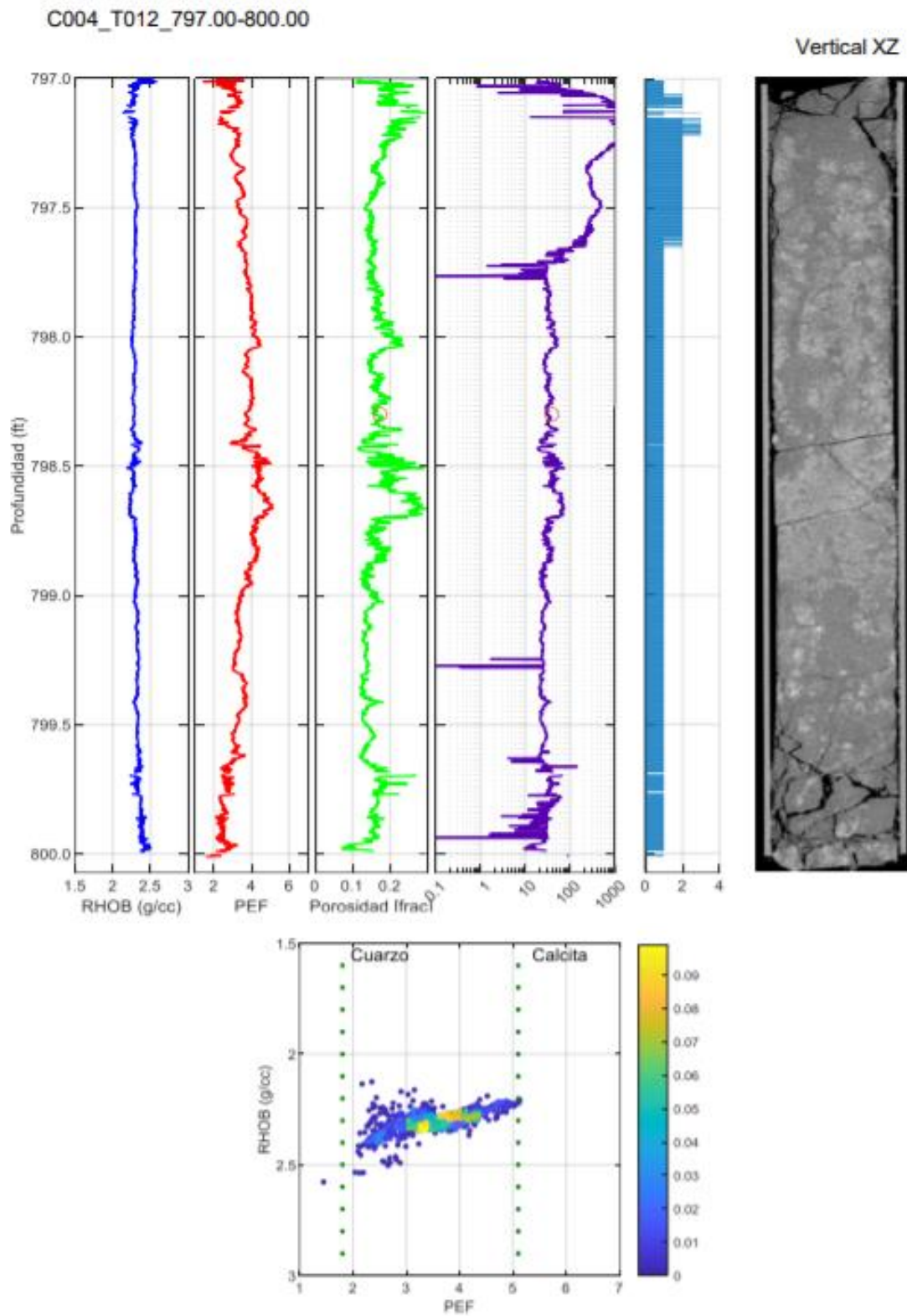
DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO



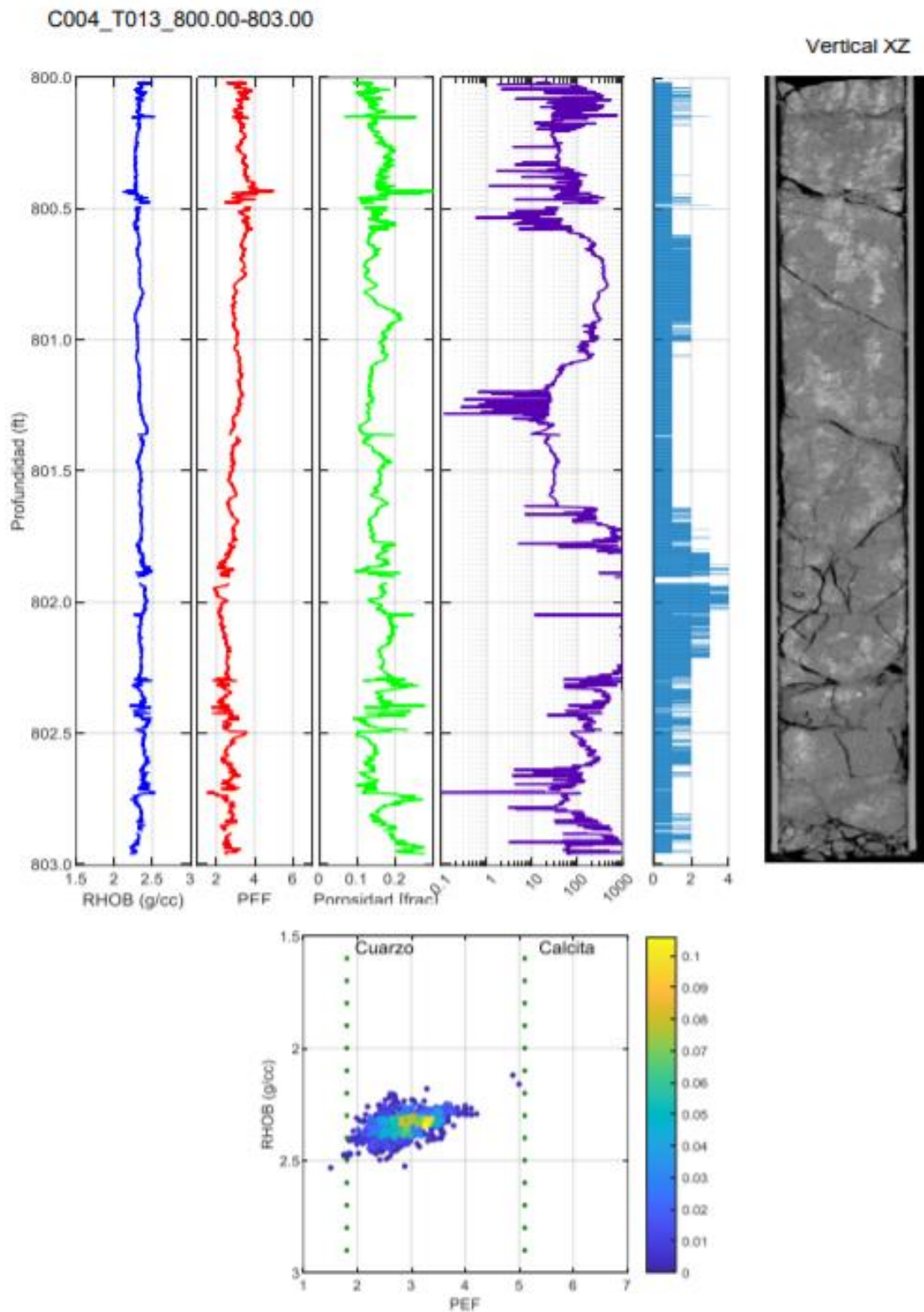
DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO



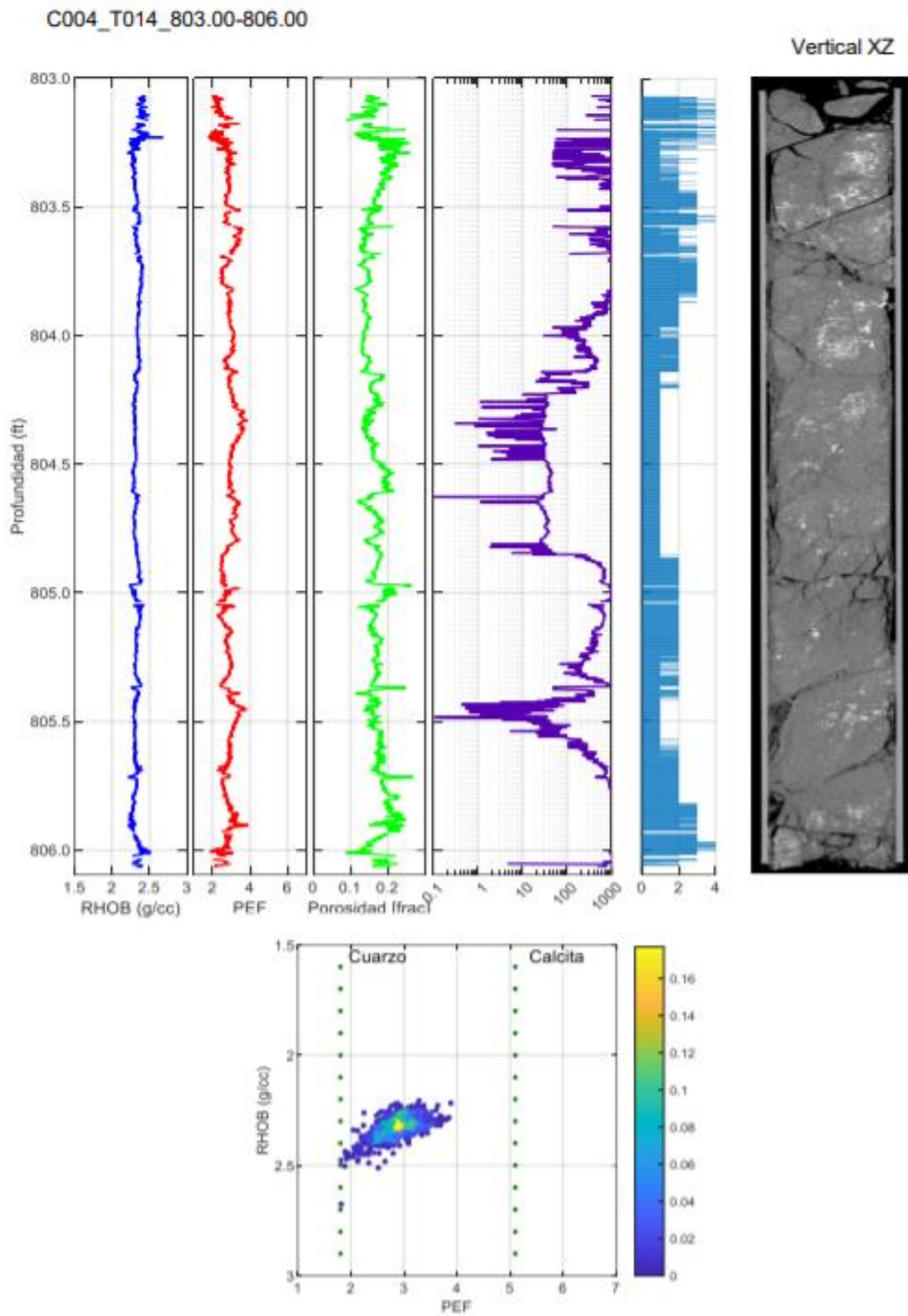
DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO



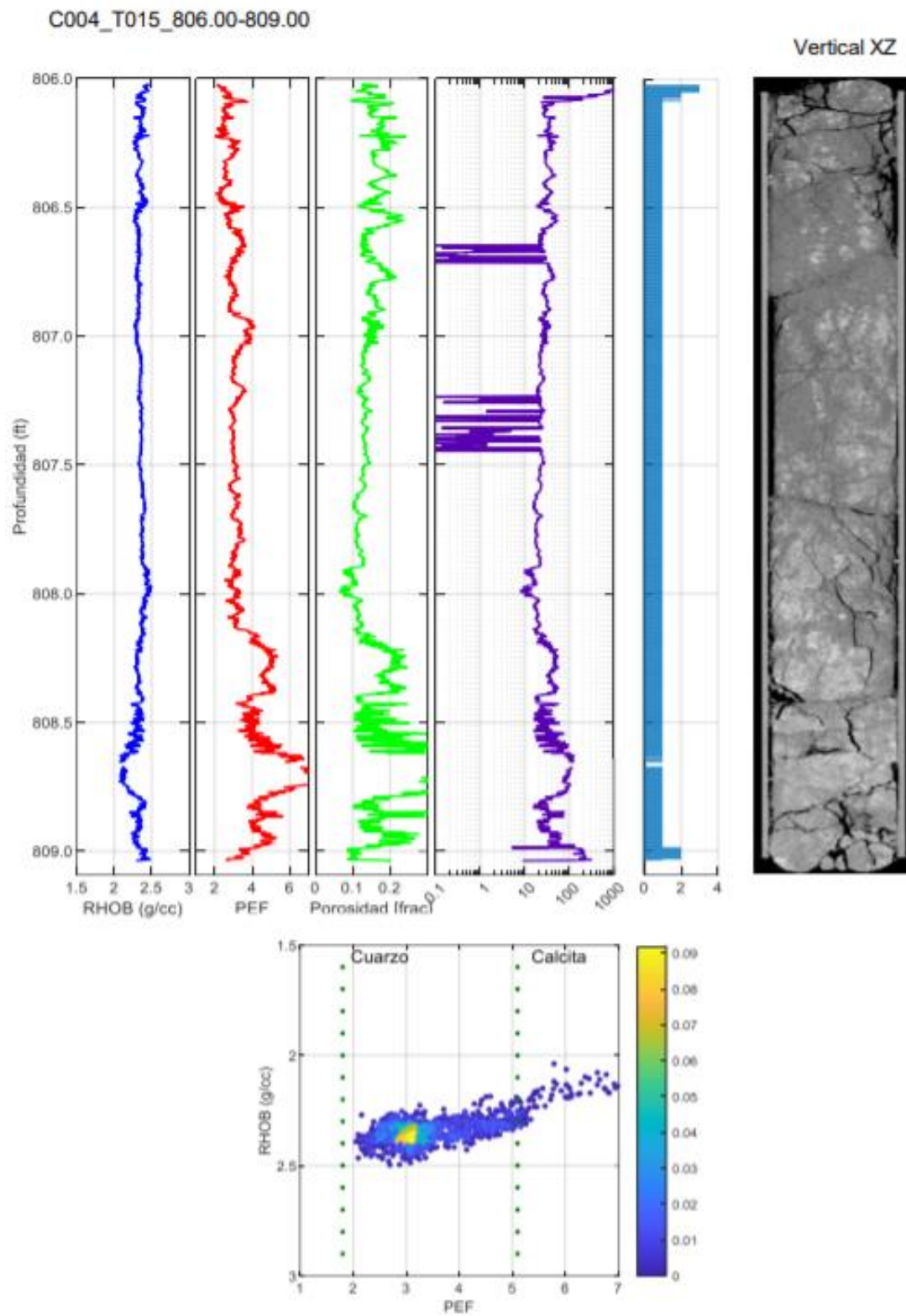
DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO



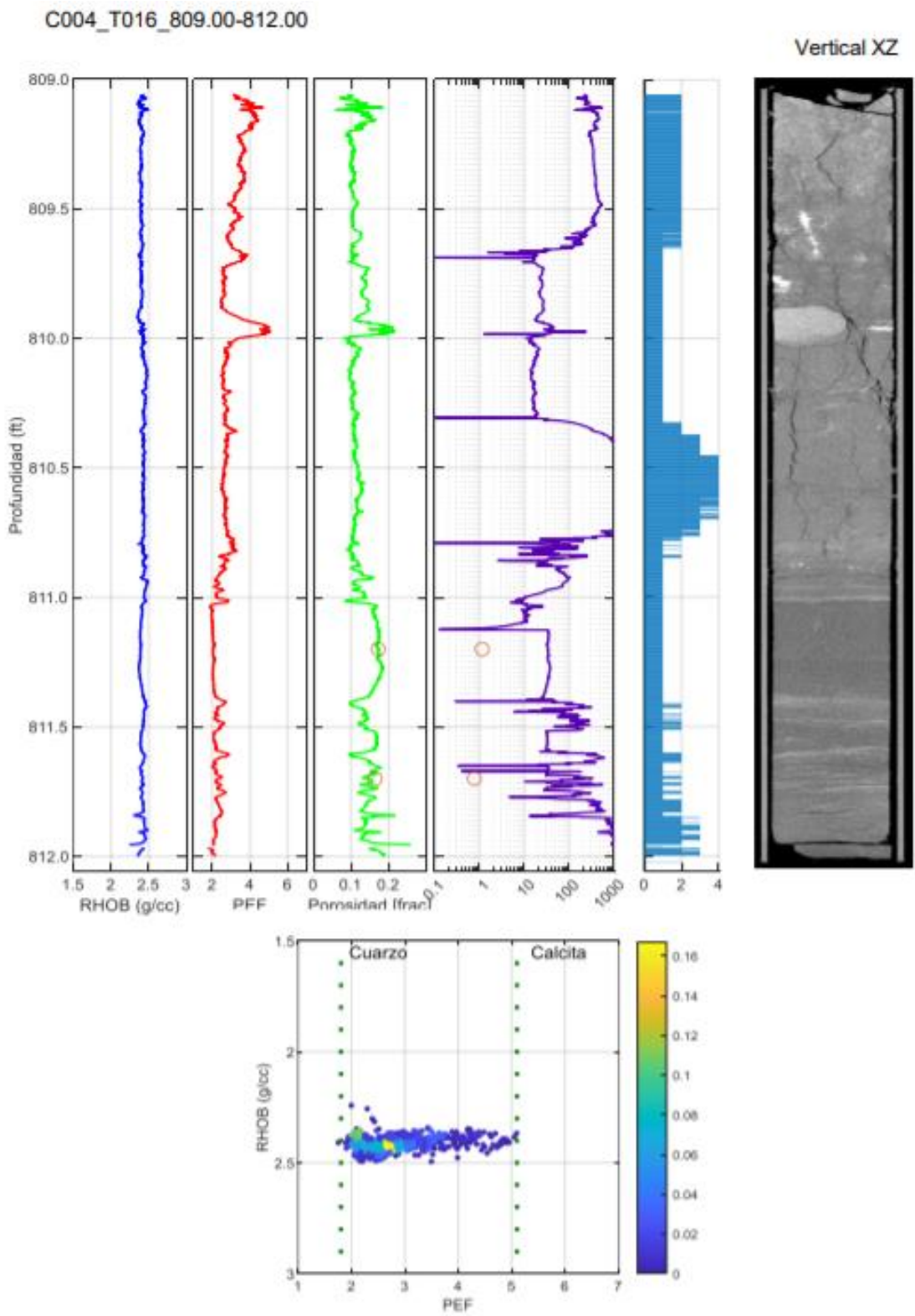
DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO



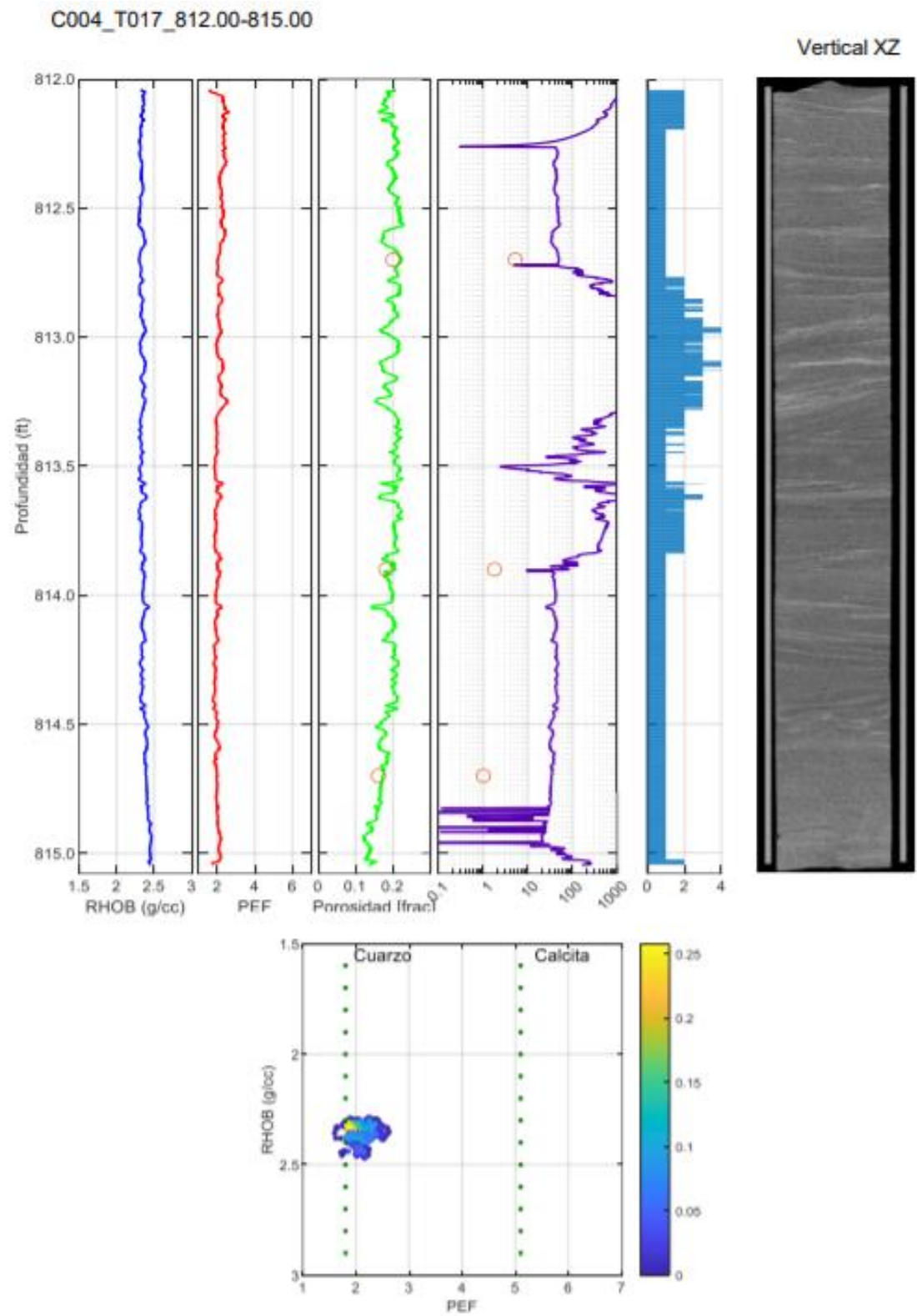
DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO



DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

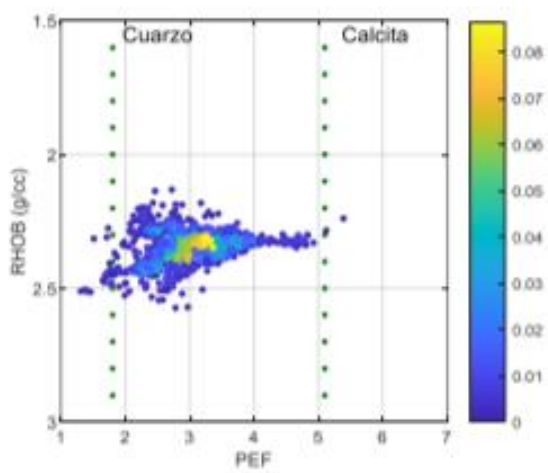
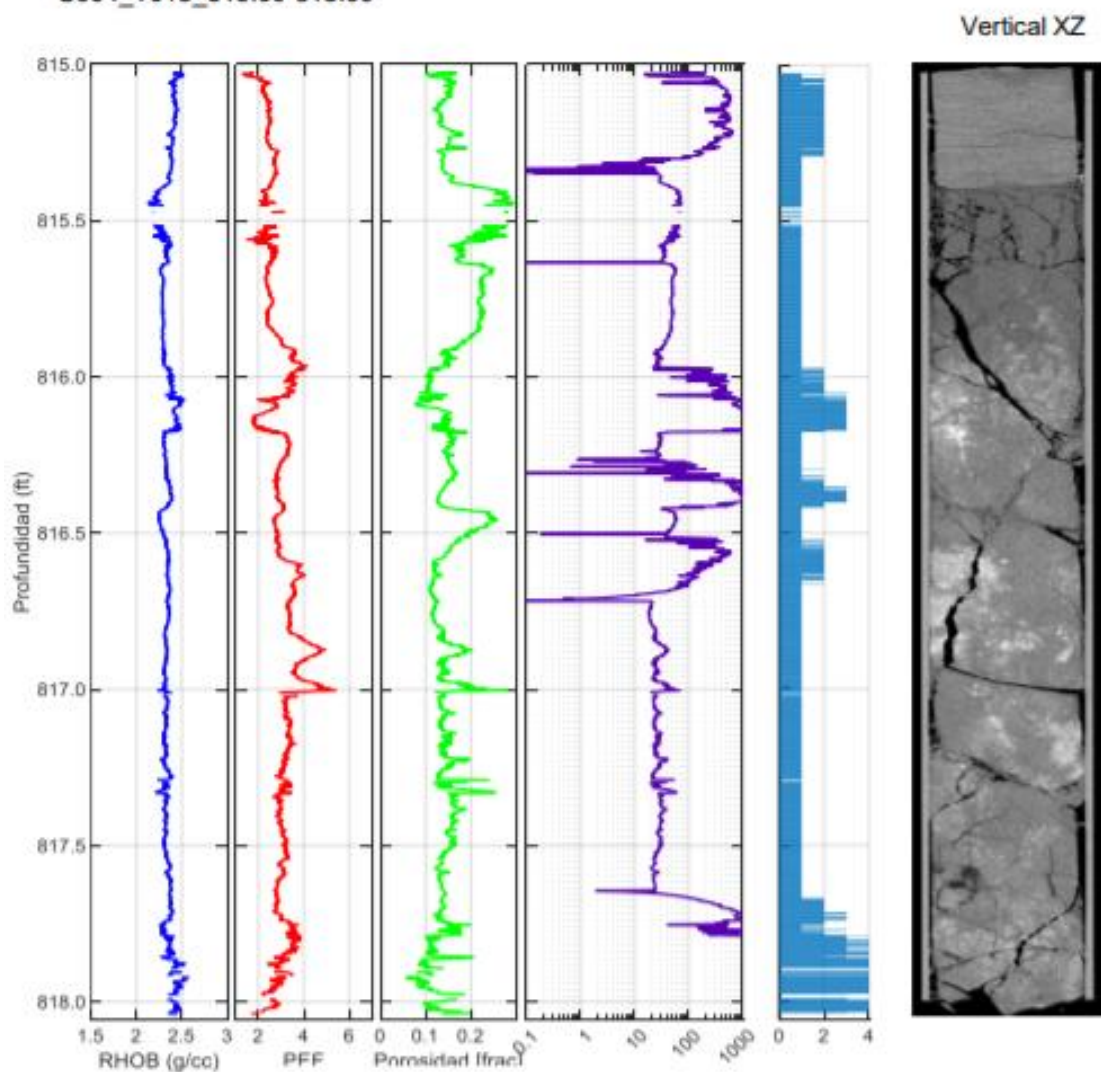


DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO



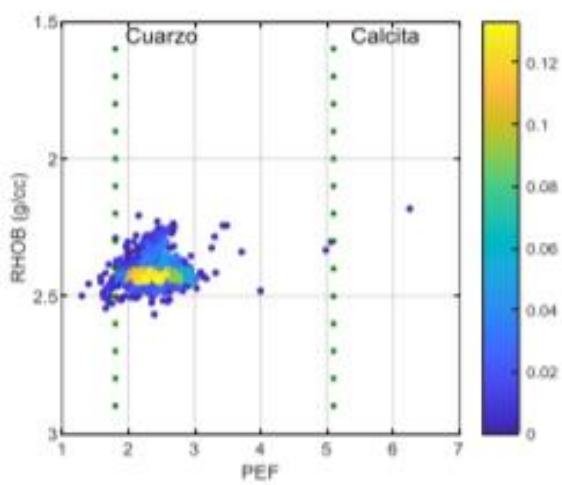
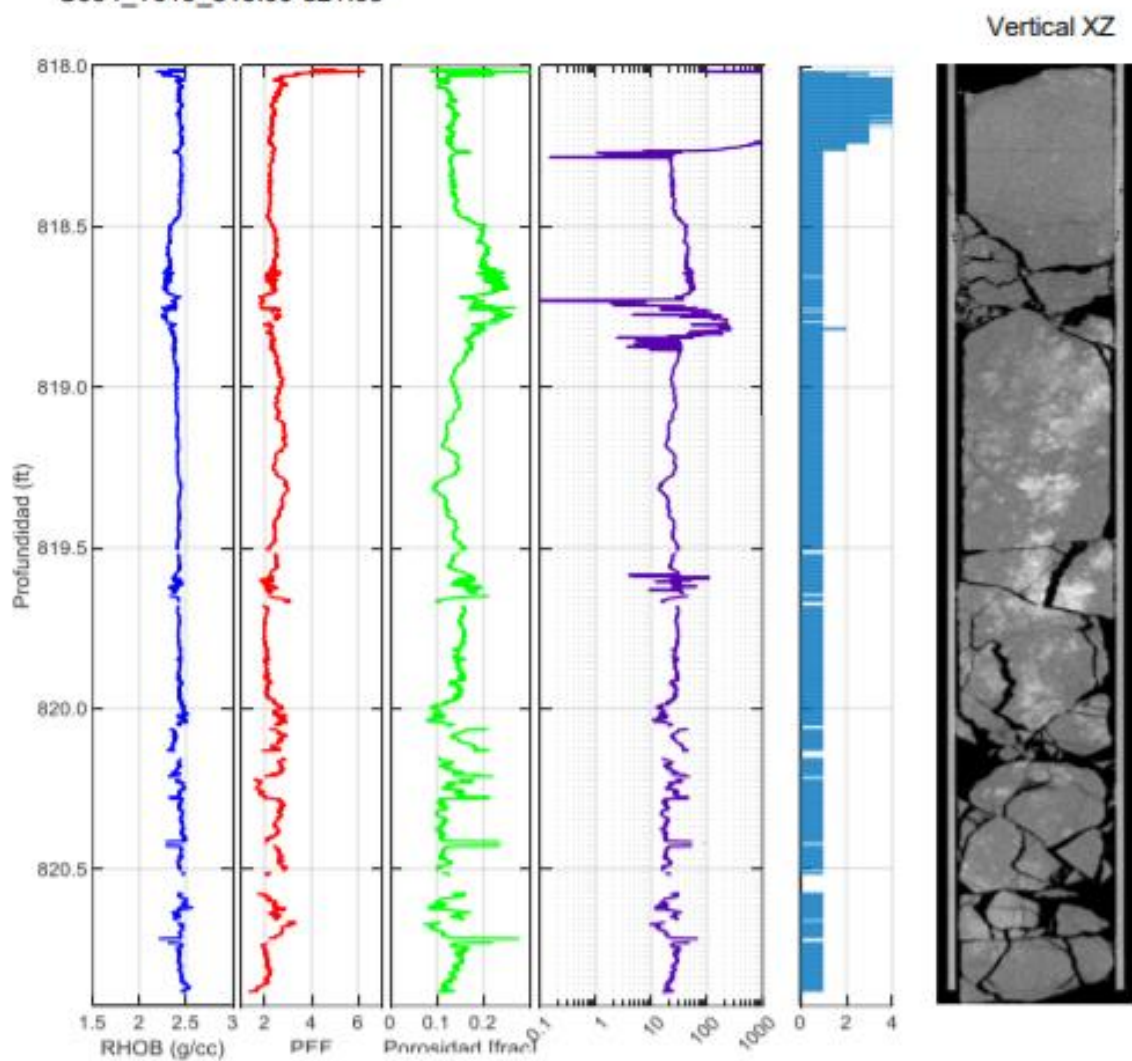
DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

C004_T018_815.00-818.00



DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

C004_T019_818.00-821.00



DEFINICIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

C004_T020_821.00-821.50

