

Caracterización estática y definición de ambientes sedimentarios para núcleos de perforación de un campo colombiano, comparando registros obtenidos mediante el uso de tomografía computarizada y registros eléctricos de pozo para identificar los tipos de roca

Hagee Olaya Angarita

**Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingenierías Físico-Químicas
Escuela de Ingeniería de Petróleos
Especialización en Ingeniería de yacimientos
Bucaramanga**

2019

Caracterización estática y definición de ambientes sedimentarios para núcleos de perforación de un campo colombiano, comparando registros obtenidos mediante el uso de tomografía computarizada y registros eléctricos de pozo para identificar los tipos de roca

Hagee Olaya Angarita

**Proyecto de grado para optar el título de
Especialista en Ingeniería de yacimientos**

Director

Msc. Edwar Hernando Herrera Otero

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físico-Químicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Especialización en Ingeniería de yacimientos

Bucaramanga

2019

RESUMEN

TITULO: CARACTERIZACIÓN ESTÁTICA Y DEFINICIÓN DE AMBIENTES SEDIMENTARIOS PARA NÚCLEOS DE PERFORACIÓN DE UN CAMPO COLOMBIANO, COMPARANDO REGISTROS OBTENIDOS MEDIANTE EL USO DE TOMOGRAFÍA COMPUTARIZADA Y REGISTROS ELÉCTRICOS DE POZO PARA IDENTIFICAR LOS TIPOS DE ROCA

AUTOR

HAGEE OLAYA ANGARITA

PALBRAS CLAVES

Tipo de roca, registros de pozo, tomografía axial computarizada, caracterización estática, núcleos de perforación, porosidad, permeabilidad.

DESCRIPCION

Con este proyecto se quiere optimizar la metodología utilizada para la descripción de núcleos de perforación por medio del uso de la tomografía axial computarizada; a través del uso de esta tecnología se puede llegar a estimar la porosidad, permeabilidad y densidad de los diferentes materiales que componen la roca. Y de igual manera se quiere llegar al punto de poder realizar una definición de ambientes sedimentarios. Todo esto con el fin de construir un modelo petrofísico del pozo y de hacer una reconstrucción histórica de deposición sedimentaria para de esta manera en operaciones futuras se logre desarrollar y entender de mejor manera cada campo y obtener mejores resultados en cuanto a exploración y perforación.

ABSTRACT

TITLE: STATIC CHARACTERIZATION AND DEFINITION OF SEDIMENTARY ENVIRONMENTS FOR PERFORATION CORES OF A COLOMBIAN FIELD, COMPARING RECORDS OBTAINED THROUGH THE USE OF COMPUTERIZED TOMOGRAPHY AND WELL ELECTRIC RECORDS TO IDENTIFY ROCK TYPES.

AUTHOR

HAGEE OLAYA ANGARITA

KEYWORDS

Type of rock, well logs, computerized axial tomography, static characterization, perforation cores, porosity, permeability.

DESCRIPTION

The main objective of this Project is to optimize the methodology used to describe the perforation cores with the use of computerized axial tomography; Through the use of this technology it is possible to acquire the porosity, permeability and density of the different materials that make up the rock. And in the same way this can help us to reach the point of being able to make a definition of sedimentary environments. All this in order to build a petrophysical model of the well and make a historical reconstruction of the sedimentation, which will lead us into future operations to better understand in the best way in each field and obtain better results in exploration and drilling.

DEDICATORIA:

Dedico este proyecto primeramente a Dios por darme la sabiduría, la paciencia, la constancia y el conocimiento para realizar este proyecto de la mejor manera.

Lo dedico a mi esposa Elsa Victoria Castillo Santos, quien es uno de mis motores de vida y desde el inicio me impulso a ir más lejos para así poder alcanzar cada uno de mis sueños y metas, quien soporto cada una de esas noches de desvelo, quien siempre me brindó su apoyo, su confianza y su ayuda.

Lo dedico a mis padres, Jesús Emilio Olaya Benítez y Mariela Angarita Nieto, quienes son una fuente de inspiración y modelos a seguir, quienes incansablemente me impulsaron, confiaron y brindaron su total apoyo para siempre conseguir llegar más lejos y obtener otro logro en mi vida.

Lo dedico a mis hermanos, Kevin Olaya Angarita y Hilary Olaya Angarita, quienes, a pesar de la distancia y de los tiempos difíciles siempre me brindaron su apoyo, me dieron aliento para no desistir y entregarlo todo.

Lo dedico a mi director de proyecto, Edwar Hernando Herrera Otero, quien me apoyó de inicio a fin, y a quien agradezco esta inmensa oportunidad de aprendizaje.

Contenido

	Pág.
HAGEE OLAYA ANGARITA	¡Error! Marcador no definido.
Introducción.	13
1. Planteamiento del problema	14
2. Alcance	15
3. Justificación.....	16
4. Objetivos	17
4.1 Objetivo General	17
4.2 Objetivos Específicos	17
5. Marco de Referencia.....	18
6. Metodología	20
7. Capítulo 1.....	21
8. Capítulo 2	32
9. Capítulo 3.....	38
10. Capítulo 4.....	40
11. Conclusiones.....	81
Referencias Bibliográficas.....	82

Lista de Figuras

	Pág.
<i>Figura 1.</i> X-Ray Principio rotacional de un rayo ventilador de TAC S.L. Wellington, H.J Vinegar.	22
<i>Figura 2.</i> Imagen patron del coeficiente de atenuación linear S.L. Wellington, H.J Vinegar.	23
<i>Figura 3.</i> Imagen seccional cruzada reconstruida verticalmente S.L. Wellington, H.J Vinegar.	24
<i>Figura 4.</i> Aplicacion de la ley de Beer en una radiografia convencional S.L. Wellington, H.J Vinegar.	25
<i>Figura 5.</i> Calibracion de curvas de densidad contra unidades Hounsfield para arenas S.L. Wellington, H.J Vinegar.	27
<i>Figura 6.</i> Seccion cruzada de una diatomite, (azul-densidad) (naranja-numero atomico) S.L. Wellington, H.J Vinegar.	29
<i>Figura 7.</i> Posicionamiento de los núcleos en el tomógrafo. Andrés f. Ortiz Meneses et,al	34
<i>Figura 8.</i> Ubicación de los fantasmas alrededor de la muestra. andrés f. Ortiz Meneses et.al.....	36
<i>Figura 9.</i> Componentes del reporte. I) Registro de RHOB y PEF, II) Vista XZ y Radial, III).....	43
<i>Figura 10.</i> Componentes del reporte. I) Registro de RHOB y PEF, II) Vista XZ, III) Gráfico cruzado de distribución poblacional	44
<i>Figura 11.</i> Componentes del reporte. I) Registro de RHOB y PEF, II) Vista XZ, III) Gráfico cruzado de distribución poblacional.	45
<i>Figura 12.</i> Componentes del reporte. I) Registro de RHOB y PEF, II) Vista XZ, III) Gráfico cruzado de distribución poblacional.	46
<i>Figura 13.</i> Componentes del reporte. I) Registro de RHOB y PEF, II) Vista XZ, III) Gráfico cruzado de distribución poblacional.	47

<i>Figura 14.</i> Componentes del reporte. I) Registro de RHOB y PEF, II) Vista XZ, III) Gráfico cruzado de distribución poblacional.....	48
<i>Figura 15.</i> Componentes del reporte. I) Registro de RHOB y PEF, II) Vista XZ, III) Gráfico cruzado de distribución poblacional.....	49
<i>Figura 16.</i> Componentes del reporte. I) Registro de RHOB y PEF, II) Vista XZ, III) Gráfico cruzado de distribución poblacional.....	50
<i>Figura 17.</i> Componentes del reporte. I) Registro de RHOB y PEF, II) Vista XZ, III) Gráfico cruzado de distribución poblacional.....	51
<i>Figura 18.</i> Componentes del reporte. I) Registro de RHOB y PEF, II) Vista XZ, III) Gráfico cruzado de distribución poblacional.....	52
<i>Figura 19.</i> Componentes del reporte. I) Registro de RHOB y PEF, II) Vista XZ, III) Gráfico cruzado de distribución poblacional.....	53
<i>Figura 20.</i> Componentes del reporte. I) Registro de RHOB y PEF, II) Vista XZ, III) Gráfico cruzado de distribución poblacional.....	54
<i>Figura 21.</i> Componentes del reporte. I) Registro de RHOB y PEF, II) Vista XZ, III) Gráfico cruzado de distribución poblacional.....	55
<i>Figura 22.</i> Componentes del reporte. I) Registro de RHOB y PEF, II) Vista XZ, III) Gráfico cruzado de distribución poblacional.....	56
<i>Figura 23.</i> Componentes del reporte. I) Registro de RHOB y PEF, II) Vista XZ, III) Gráfico cruzado de distribución poblacional.....	57
<i>Figura 24.</i> Componentes del reporte. I) Registro de RHOB y PEF, II) Vista XZ, III) Gráfico cruzado de distribución poblacional.....	58
<i>Figura 25.</i> Componentes del reporte. I) Registro de RHOB y PEF, II) Vista XZ, III) Gráfico cruzado de distribución poblacional.....	59
<i>Figura 26.</i> Componentes del reporte. I) Registro de RHOB y PEF, II) Vista XZ, III) Gráfico cruzado de distribución poblacional.....	60
<i>Figura 27.</i> Componentes del reporte. I) Registro de RHOB y PEF, II) Vista XZ, III) Gráfico cruzado de distribución poblacional.....	61
<i>Figura 28.</i> Componentes del reporte. I) Registro de RHOB y PEF, II) Vista XZ, III) Gráfico cruzado de distribución poblacional.....	62
<i>Figura 29.</i> Componentes del reporte. I) Registro de RHOB y PEF, II) Vista XZ, III) Gráfico cruzado de distribución poblacional.....	63

<i>Figura 30.</i> Componentes del reporte. I) Registro de RHOB y PEF, II) Vista XZ, III) Gráfico cruzado de distribución poblacional.	64
<i>Figura 31.</i> Componentes del reporte. I) Registro de RHOB y PEF, II) Vista XZ, III) Gráfico cruzado de distribución poblacional.	65
<i>Figura 32.</i> Componentes del reporte. I) Registro de RHOB y PEF, II) Vista XZ, III) Gráfico cruzado de distribución poblacional.	66
<i>Figura 33.</i> Componentes del reporte. I) Registro de RHOB y PEF, II) Vista XZ, III) Gráfico cruzado de distribución poblacional.	67
<i>Figura 34.</i> Componentes del reporte. I) Registro de RHOB y PEF, II) Vista XZ, III) Gráfico cruzado de distribución poblacional.	68
<i>Figura 35.</i> Componentes del reporte. I) Registro de RHOB y PEF, II) Vista XZ, III) Gráfico cruzado de distribución poblacional.	69
<i>Figura 36.</i> Componentes del reporte. I) Registro de RHOB y PEF, II) Vista XZ, III) Gráfico cruzado de distribución poblacional.	70
<i>Figura 37.</i> Componentes del reporte. I) Registro de RHOB y PEF, II) Vista XZ, III) Gráfico cruzado de distribución poblacional.	71
<i>Figura 38.</i> Componentes del reporte. I) Registro de RHOB y PEF, II) Vista XZ, III) Gráfico cruzado de distribución poblacional.	72
<i>Figura 39.</i> Componentes del reporte. I) Registro de RHOB y PEF, II) Vista XZ, III) Gráfico cruzado de distribución poblacional.	73
<i>Figura 40.</i> Componentes del reporte. I) Registro de RHOB y PEF, II) Vista XZ, III) Gráfico cruzado de distribución poblacional.	74
<i>Figura 41.</i> Componentes del reporte. I) Registro de RHOB y PEF, II) Vista XZ, III) Gráfico cruzado de distribución poblacional.	75
<i>Figura 42.</i> Componentes del reporte. I) Registro de RHOB y PEF, II) Vista XZ, III) Gráfico cruzado de distribución poblacional.	76
<i>Figura 43.</i> Componentes del reporte. I) Registro de RHOB y PEF, II) Vista XZ, III) Gráfico cruzado de distribución poblacional.	77
<i>Figura 44.</i> Componentes del reporte. I) Registro de RHOB y PEF, II) Vista XZ, III) Gráfico cruzado de distribución poblacional.	78

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. Listado de fantasmas recomendados. Andrés f. Ortiz Meneses et al.....	35
Tabla 2. <i>Rangos de PEF para diferentes rocas</i> . Andrés f. Ortiz Meneses et al.	37

Introducción.

La tomografía axial computarizada de rayos-X (TAC) es una técnica no intrusiva que permite la exploración de la estructura interna de los cuerpos y por esto, una de las aplicaciones básicas de la TAC en la industria de los hidrocarburos, es servir de apoyo en la descripción y caracterización de rocas, tanto de manera cualitativa como cuantitativa. Es evidente que la primera facilidad que proporciona la TAC es permitir la inspección visual del interior de la roca de una manera no destructiva, permitiendo la identificación de fracturas, planos de estratificación, heterogeneidades, barreras de baja permeabilidad, zonas invadidas por lodo, mejores zonas para la toma de plugs y entre otras características que no son apreciables al ojo humano (Hunt, Engler, & Bajsarowicz, 1988) (Wellington & Vinegar, 1987), todo esto sin que sea necesario extraer el núcleo del barril de almacenamiento o descongelarlo.

Por otro lado una descripción cuantitativa de la roca también es posible ya que mediante el uso correcto de la información obtenida por el tomógrafo es posible calcular el valor de algunas propiedades de la roca.

1. Planteamiento del problema

Cuando se realizan los registros eléctricos de un pozo, se podrá obtener como resultado diferentes densidades, litologías, porosidades, fluidos en las litologías y la definición de los ambientes sedimentarios a diferentes profundidades; estos registros están tomados cada medio pie (ft)/ 15.24 centímetros (cm), lo cual va a generar un alto rango de incertidumbre y al con ello un alto espaciamiento con el cual se pueden perder datos importantes, por ello se usa la tomografía computarizada como herramienta para tener datos más exactos, ya que por medio de la toma de imágenes aplicando la tomografía computarizada vamos a tener datos cada 0.625 milímetros (mm), y dará como resultado unos datos más detallados, con los que vamos a poder hacer un mejor seguimiento a lo largo de la profundidad del pozo y con ellos se realizaran amarres y correlaciones de los registros eléctricos de pozo y complementar datos anteriormente obtenidos.

2. Alcance

Realizar un amarre entre los datos obtenidos mediante el uso de tomografía computarizada en núcleos de un campo colombiano y los datos de los registros eléctricos, para de esta manera corroborar profundidades, litologías, porosidades, los fluidos presentes y la definición de los ambientes sedimentarios.

3. Justificación

El propósito de esta investigación es realizar un amarre entre los datos de densidad obtenidos por medio de la tomografía computarizada y los datos obtenidos por medio de los registros eléctricos en los núcleos de perforación, para de esta manera corroborar profundidades, litologías, porosidades, fluidos presentes y la definición de ambientes sedimentarios.

El uso de esta metodología traerá consigo un gran beneficio para la industria, ya que, al reducir márgenes de error por medio de datos tomados a una menor distancia, se van a poder realizar correlaciones a lo largo de las diferentes profundidades y con ello tener mayor certeza en los cambios litológicos, las facies obtenidas, cambios en la porosidad y los diferentes fluidos que puedan estar presentes.

La aplicación de esta técnica para la caracterización estática de los núcleos de perforación, va a ayudar a reducir la incertidumbre, y a tener un mayor conocimiento del comportamiento de las rocas a lo largo del pozo.

4. Objetivos

4.1 Objetivo General

Caracterizar estáticamente los núcleos de un campo colombiano comparando registros obtenidos mediante tomografía computarizada y registros eléctricos de los pozos para identificar los tipos de roca y definir los ambientes sedimentarios.

4.2 Objetivos Específicos

- Elaborar los registros de densidad y número atómico por medio de tomografía computarizada para identificar los fluidos contenidos en las litologías y los cambios de facies.
- Evaluar propiedades petrofísicas y compararlas con las obtenidas por medio de tomografía computarizada.
- Determinar los diferentes ambientes sedimentarios.
- Caracterizar los diferentes tipos de tipos de roca.

5. Marco de Referencia

1. Antecedentes relacionados con el uso de la tomografía computarizada.
2. Evolución de los tomógrafos.
 - 2.1. Tomógrafo primera generación
 - 2.2. Tomógrafo segunda generación
 - 2.3. Tomógrafo tercera generación
 - 2.4. Tomógrafo cuarta generación
3. Uso de la tomografía en la ingeniería de petróleos
4. Resultados obtenidos mediante el uso de la tomografía computarizada y como se usa para la identificación de tipos de roca y fluidos.

Antecedentes relacionados con el uso de tomografía computarizada.

Esta técnica fue primeramente desarrollada en gran Bretaña en el año 1972 por Hounsfield. El uso completo de tomografía en la ingeniería petrolera requiere el procesamiento remoto de la imagen digital información para calcular las propiedades petrofísicas y saturaciones de fluido a partir de los datos de atenuación básicos. Para mediciones de tomografía en areniscas, es más conveniente calibrar y aplicar correcciones de endurecimiento de rayo con un SiO₂ estándar, como el cuarzo fundido (densidad aparente = 2.20 g / cm³). Un procedimiento similar con apropiado estándares y correcciones de endurecimiento de rayo se utilizan para calibrar la escala de densidad cuando se escanean núcleos de carbonato o dolomita. Los escaneos se pueden hacer

en núcleos congelados dentro de las cajas de núcleo o dentro del cloruro de polivinilo (PVC), barriles de fibra de vidrio o mangas de aluminio. Cuando todo el material del núcleo es pre-escaneado, el núcleo puede ser correlacionado con los registros de pozos y luego con un programa de taponamiento previsto para evitar perturbaciones, por lo tanto, se va a concentrar en las regiones de interés.

Wellington y Vinegar, en 1987, que una imagen iba a ser proporcional a la densidad y la otra iba a ser proporcional al número atómico, las imágenes serán tomadas en alto voltaje y bajo (densidad mayor a 100kV y numero atómico menor a 100kV). Los cortes generados por la tomografía nos van a mostrar las variaciones en densidad y numero atómico. a pesar que el uso de escaneos a dos energías ha sido usado especialmente para los estudios de visualización de fluidos también ha sido limitado para la caracterización petrofísica de núcleos.

6. Metodología

Fase 1. Búsqueda de información bibliográfica y electrónica relacionada el uso de la tomografía computarizada en la caracterización estática de las rocas.

Fase 2. Revisión de la información disponible sobre tomografía computarizada, observación de las partes y la tecnología de la herramienta y realización de consultas técnicas a expertos con el fin de conocer el principio de funcionamiento de este equipo, su aplicación y utilidad en la industria.

Fase 3. Crear registros de densidad y número atómico por medio de imágenes obtenidas con tomografía computarizada y realizar la caracterización de los tipos de roca.

Fase 4. Identificar los diferentes fluidos presentes en el pozo.

Fase 5. Análisis de los tipos de roca para realizar cálculos utilizando datos obtenidos mediante la tomografía computarizada y hacer un amarre con los datos obtenidos mediante registros eléctricos.

Fase 6. Determinar los diferentes ambientes de deposición sedimentaria en base a los diferentes tipos de roca caracterizados previamente.

7. Capítulo 1.

Antecedentes relacionados con el uso de la tomografía computarizada y evolución de los tomógrafos.

La técnica de imágenes radiales por medio de rayos X usando la tomografía computarizada fue primeramente desarrollada en Gran Bretaña en el año 1972 por Hounsfield.

Hounsfield, quien fue galardonado con el premio nobel en medicina en el año 1979 por sus contribuciones en la medicina, nos ha ayudado a entender las ventajas de usar la tomografía computarizada en objetos y no solo en el cuerpo humano.

La atenuación de la información se obtiene a lo largo del camino recorrido por los rayos X puede superponerse una de la otra y de esta manera puede ser promediada, lo cual nos va a permitir localizar zonas que al tener una baja atenuación lograremos verlas contrastadas en una gama de color más oscura.

Si comparamos, el escaneo de la tomografía computarizada nos va a generar unos cortes (slices) a través del objeto, esto lo hace girando el tubo que produce los rayos X alrededor del objeto y obteniendo proyecciones en diferentes ángulos.

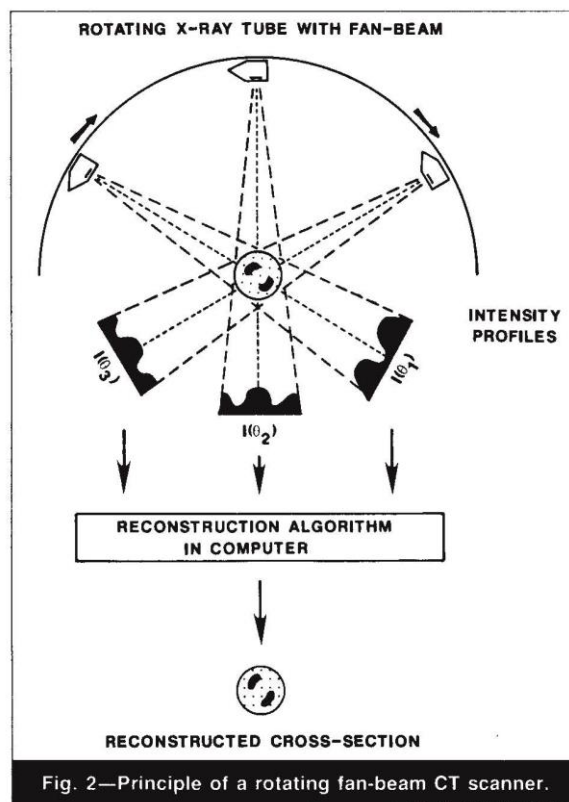


Figura 1. X-Ray Principio rotacional de un rayo ventilador de TAC S.L. Wellington, H.J Vinegar.

Desde un set de estas proyecciones, una imagen transversal es reconstruida por medio de un algoritmo en el computador que maneja el escáner. Esta imagen transversal de atenuación de coeficientes es mostrada en un tubo de rayos catódicos.

La gran ventaja del usar la tomografía computarizada es que la diferencia en atenuación puede ser medida de manera precisa en una región interior de $2mm^2$ o menores (con un escáner medico de cuarta generación este proceso de obtención de imágenes puede realizarse en segundos).

Las imágenes en 3D tomadas gracias a la tomografía computarizada pueden ser reconstruidas desde las secuencias de cortes transversales tomadas de muestras que fueron pasadas por el escáner.

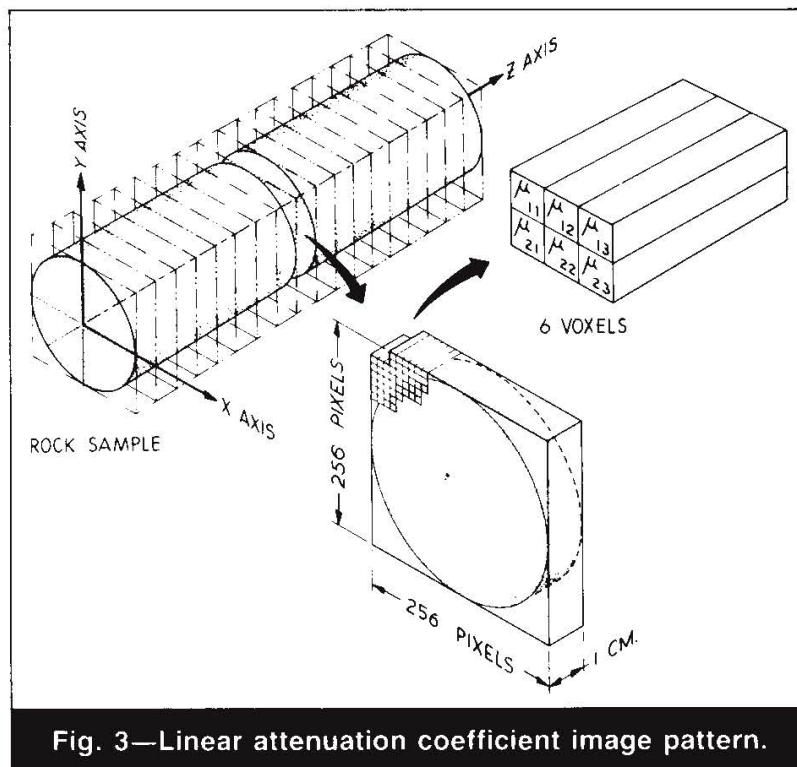


Fig. 3—Linear attenuation coefficient image pattern.

Figura 2. Imagen patron del coeficiente de atenuación lineal S.L. Wellington, H.J Vinegar.

Una vez este set de información en 3D sea adquirida, cualquier plano a través del objeto puede ser observado.

Como podemos observar en las siguientes figuras, se muestran las imágenes en los cortes vertical y horizontal, los cuales pueden ser utilizados para separar los efectos de gravedad y de viscosidad durante la inyección de gas.

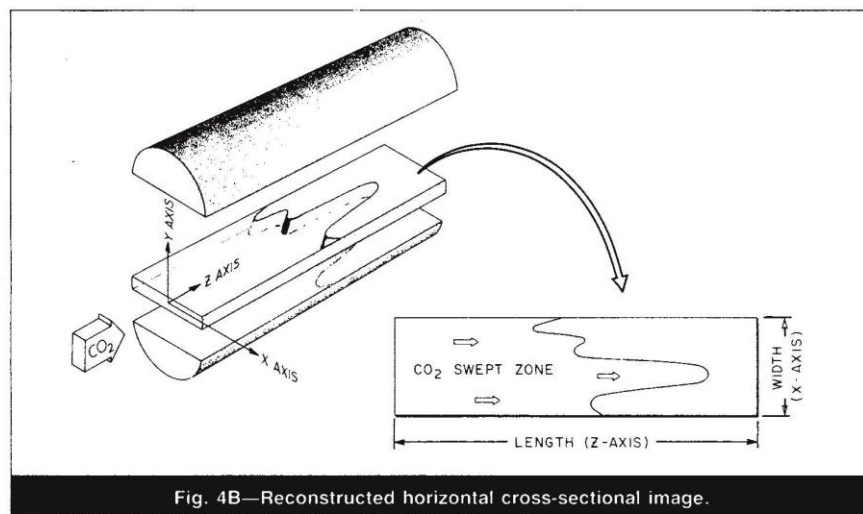
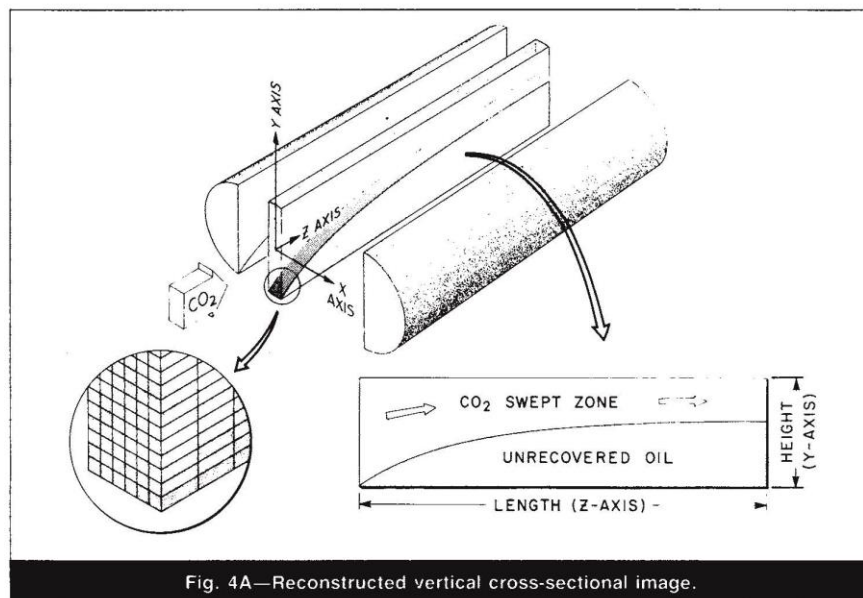


Figura 3. Imagen seccional cruzada reconstruida verticalmente S.L. Wellington, H.J Vinegar.

Principios de atenuación de los Rayos-X

La unidad básica de medida en cada pixel de una imagen es el coeficiente de atenuación lineal, μ .

Este coeficiente es definido de por la ley de Beer:

$$I/I_0 = \exp(-\mu \cdot h), \dots\dots\dots (1)$$

I_0 es la intensidad incidente de los rayos X

I es la intensidad que queda luego de que los rayos X pasen a través de un espesor h .

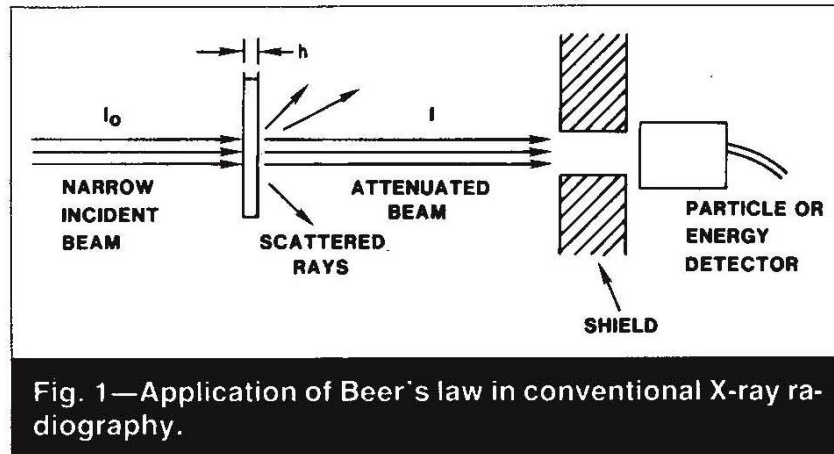


Figura 4. Aplicación de la ley de Beer en una radiografía convencional S.L. Wellington, H.J Vinegar.

La ley de Beer asume un rayo bien colimado y una fuente monocromática de rayos X. (el tubo de rayos X usado en los escáneres de tomografía computarizada medica emiten un espectro de energías y no una de carácter monocromático lo cual causa un artefacto llamado “beam hardening” el cual discutiremos luego).

El coeficiente de atenuación lineal, μ , depende de ambas: densidad del electrón (bulk density), ρ , y el número atómico, Z , en la siguiente forma:

$$\mu = \rho \left(\frac{\alpha + bZ^{3.8}}{E^{3.2}} \right) \dots\dots\dots (2)$$

Donde α es un coeficiente de energía independiente llamado el coeficiente Klein Nishina y b es una constante.

El primer término que se observa en la ecuación 2 representa la dispersión Compton, la cual es predominante en las energías de rayos X mayores a 100Kv, en la cuales normalmente un escáner

de TAC opera, es segundo término hará referencia a la absorción fotoeléctrica, la cual será muy importante en energías de rayos X menores a los 100Kv.

Una imagen será proporcional a la densidad “bulk” y la otra al número atómico cuando se escanea usando rayos X en ambas energías (alta y baja, para llegar a conocer la composición química y los fluidos de las rocas).

El escaneo de TAC en energía dual es alcanzado por un cambio en la aceleración de voltaje aplicado en el tubo de rayos X, por medio de filtros aplicados en el rayo o por combinación de estos métodos.

Cuando está presente una mezcla de especies atómicas, la absorción fotoeléctrica es proporcional al número atómico efectivo Z_e , donde:

$$Z_e = (\sum f_i Z_i^{3.8})^{1/3.8} \dots (3)$$

En este caso f_i es la fracción de electrones en el número atómico de especies i.

La alta dependencia de la absorción fotoeléctrica en el número atómico puede ser usada para mejorar el contraste de atenuación entre múltiples fases de fluidos y para mejorar la exactitud al determinar la saturación.

Calibración.

Los datos de atenuación de la CT están presentados normalmente en una escala estándar llamada unidades Hounsfield que está definida por el aire a, -1000 H y el agua a, 0 H.

Cada unidad Hounsfield representa un cambio del 0.1% en la densidad.

Para mediciones en areniscas, es mas conveniente calibrar y aplicar correcciones de “beam hardening” con una base SiO_2 , el cual tiene una densidad “bulk” igual a $2.2 \frac{g}{cm^3}$

Lo cual va a resultar en una curva de calibración (figura 6), que incluye cuarzo fundido y bastantes areniscas limpias.

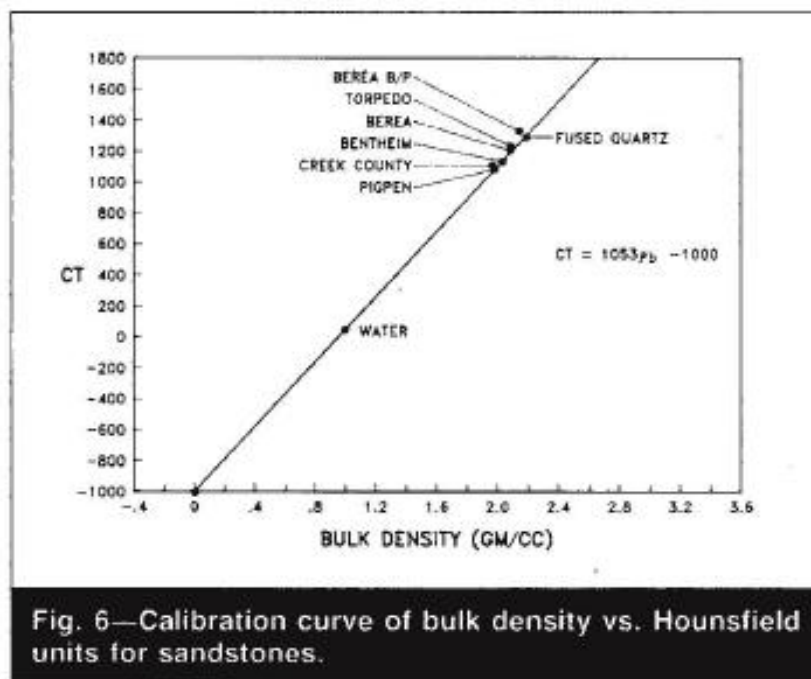


Figura 5. Calibración de curvas de densidad contra unidades Hounsfield para arenas S.L. Wellington, H.J Vinegar.

Un cambio de ± 1 H es equivalente a un cambio fraccional en la densidad de $\pm 0.5 \times 10^{-3}$ ($\Delta\rho/\rho$) para areniscas.

Se realiza un procedimiento similar con los estándares adecuados y correcciones de “beam hardening” para hacer una calibración en la escala de densidad cuando se escanean núcleos de carbonato o dolomita.

Todos los escáneres de TAC usados en la medicina tienen algún tipo de corrección “beam hardening” para compensar la absorción preferencial de la porción de baja energía en los rayos X que pasan a través del objeto.

Correlación TAC del núcleo con registros de pozo.

Algún material del núcleo logra perderse en operaciones de extracción, y muchas veces es difícil llegar a correlacionar el material remanente con registros de rayos gamma debido a la pobre recuperación y a la invasión del lodo de perforación.

La información TAC puede ser correlacionada con el registro de densidad o con el registro fotoeléctrico.

Las imágenes TAC obtenidas en alta energía son relacionadas directamente con el registro de densidad, ya que ambos miden la cantidad de dispersión de Compton, la cual es proporcional a la densidad “bulk”.

Caracterización del material de núcleo.

Mucha de la información contenida en los escaneos TAC de los núcleos, van a verse como en los siguientes ejemplos.

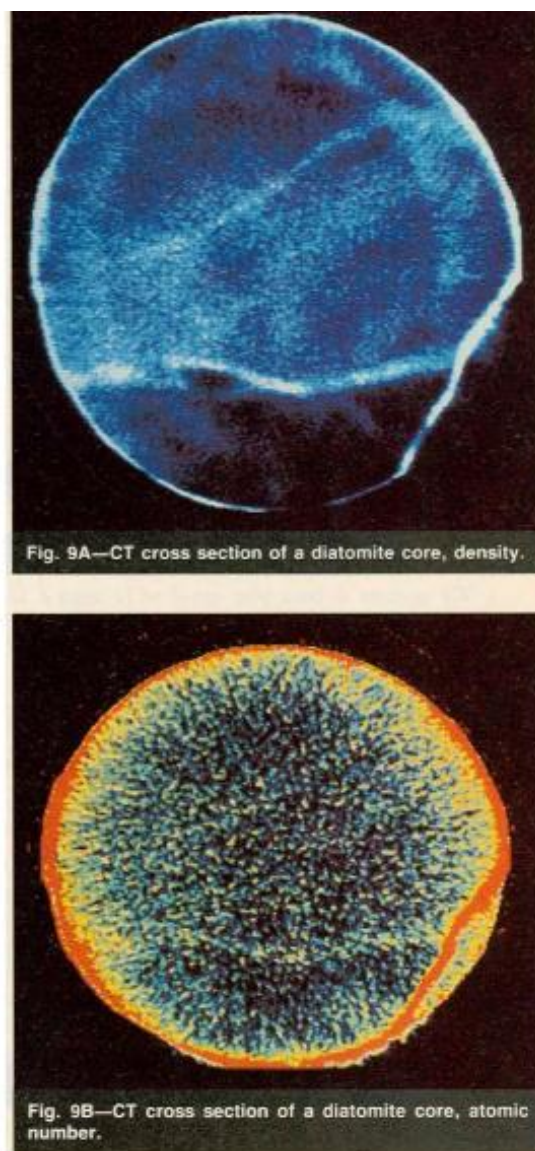


Figura 6. Sección cruzada de una diatomite, (azul-densidad) (naranja-numero atómico) S.L. Wellington, H.J Vinegar.

El anillo delgado y brillante que rodea la circunferencia es el “mudcake”. Podemos esperar un “mudcake” más grueso cuando la invasión es más profunda.

Se pueden ver claramente las regiones de alta y baja densidad que están separadas por fracturas rellenas, la alta variación de densidad a través de las fracturas son el resultado en las diferencias de saturación de gas.

Estudios de flujo de fluidos multifase.

Los experimentos de “coreflood” realizados en laboratorio se están usando para ver el rendimiento de modelamientos de reservorio durante procesos secundarios y terciarios.

Se han utilizado varios métodos para determinar saturación de fluidos durante estos experimentos (resistividad, absorción de microondas, RMN, rayos X, atenuación rayos gamma, inyección de radioisótopos, radiografía de neutrones y susceptibilidad magnética.

Todos estos métodos imponen restricciones en la técnica experimental y proveen valores reales para la saturación.

Se logró comparar otras técnicas con TAC, y se llega a la conclusión que la TAC es más rápida, más acertada, tiene mayor facilidad para ser calibrada y ofrece una mejor resolución en espacios más pequeños.

Gracias a la resolución e imágenes que podemos obtener con la TAC, podemos hacer animaciones en 3D de las saturaciones multifasicas durante los procesos de desplazamiento.

Cuando dos fases fluidas están presentes, un escaneo en una energía es suficiente para medir las dos saturaciones presentes.

El coeficiente de atenuación y de saturación están relacionados de la siguiente manera:

$$I = S_o + S_w \dots \dots \dots (4)$$

$$\mu = \mu_o S_o + \mu_w S_w = \mu_o S_o + \mu_o (1 - S_o) \dots \dots \dots (5)$$

Los términos de μ_o y μ_w son el coeficiente de atenuación para un núcleo totalmente saturado de aceite y agua respectivamente, S_w y S_o son la saturación de aceite y agua respectivamente.

Cuanto tenemos presentes tres fases, se necesita dos medidas independientes para poder determinar las tres saturaciones.

Si la atenuación de los rayos-x son realizadas a unas energías E_1 y E_2 , entonces:

$$I=S_o + S_w + S_g.....(6)$$

$$\mu_1=\mu_{o1}S_o + \mu_{w1}S_w + \mu_{g1}S_g.....(7)$$

$$\mu_2=\mu_{o2}S_o + \mu_{w2}S_w + \mu_{g2}S_g.....(8)$$

En estas ecuaciones μ_1 y μ_2 van a hacer referencia a las energías E_1 y E_2 .

S_g será la saturación de gas; y $\mu_{o\ 1,2}$, $\mu_{w\ 1,2}$, $\mu_{g\ 1,2}$ harán referencia a los coeficientes de atenuación en un núcleo saturado totalmente con agua, aceite y gas, respectivamente.

8. Capítulo 2

Los tomógrafos de primera generación usaban una rayo-lápiz y una disposición del detector, los de segunda generación mejoraron la calidad de las imágenes por el uso de múltiples sensores en una configuración rotatoria, los de tercera generación usan una geometría de rayo-ventilador con una sola dirección de rotación de la fuente y detectores que rotan con el objeto y los de cuarta generación usan una geometría de rayo-ventilador con una fuente rotatoria y un anillo que posee detectores de alta eficiencia.

El uso completo de tomografía en la ingeniería petrolera requiere el procesamiento remoto de la imagen digital información para calcular las propiedades petrofísicas y saturaciones de fluido a partir de los datos de atenuación básicos. Para mediciones de tomografía en areniscas, es más conveniente calibrar y aplicar correcciones de endurecimiento de rayo con un SiO₂ estándar, como el cuarzo fundido (densidad aparente = 2.20 g / cm³). Un procedimiento similar con apropiado estándares y correcciones de endurecimiento de rayo se utilizan para calibrar la escala de densidad cuando se escanean núcleos de carbonato o dolomita. Los escaneos se pueden hacer en núcleos congelados dentro de las cajas de núcleo o dentro del cloruro de polivinilo (PVC), barriles de fibra de vidrio o mangas de aluminio. Cuando todo el material del núcleo es pre-escaneado, el núcleo puede ser correlacionado con los registros de pozos y luego con un programa de taponamiento previsto para evitar perturbaciones, por lo tanto, se va a concentrar en las regiones de interés.

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, S., and Vinegar, H. 1987.

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.

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. 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

longitudinales roja y negra para identificar el tope de la formación, estas líneas debe colocarse hacia la parte superior de la muestra. La Figura 2 ilustra la situación.

Figura 2. Diagrama de posicionamiento de muestras. Si la muestra tiene abrazaderas de metal, éstas se deben quitar para evitar artefactos de imágenes. No se debe quitar los tapones de caucho que aíslan los fluidos en las muestras preservadas.

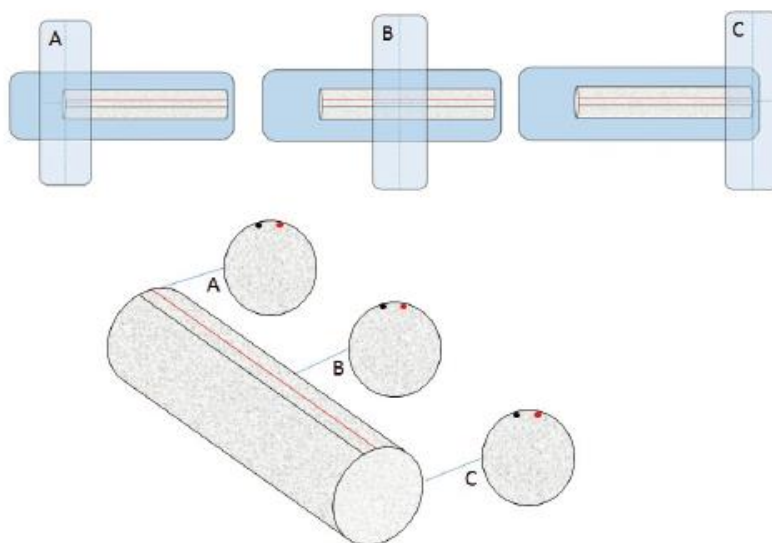


Figura 2. Diagrama de posicionamiento de muestras.

Figura 7. Posicionamiento de los núcleos en el tomógrafo. Andrés f. Ortiz Meneses et,al

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 1 muestra un listado de posibles materiales para los fantasmas y sus propiedades de número atómico y densidad de acuerdo a los valores registrados por Siddiqui y Khames (Siddiqui, S., and Khamees, A. 2004).

Tabla 1. Listado de Fantasmas recomendados.

Compuesto	Fórmula	Densidad (g/cm3)	Número atómico efectivo
Agua	H ₂ O	1,000	7,5195
Teflón	CF ₂ =CF ₂	2.160	8.7000
Cuarzo fundido (vidrio)	SiO ₂	2,200	11,7842
Aluminio puro	Al	2,700	13,0000

Tabla 1. Listado de fantasmas recomendados. Andrés f. Ortiz Meneses et al.

Los fantasmas deben ubicar de la manera más práctica para ahorrar espacio, en una configuración similar a la mostrada en la Figura 3. Los fantasmas se pueden ubicar en cualquier orden.

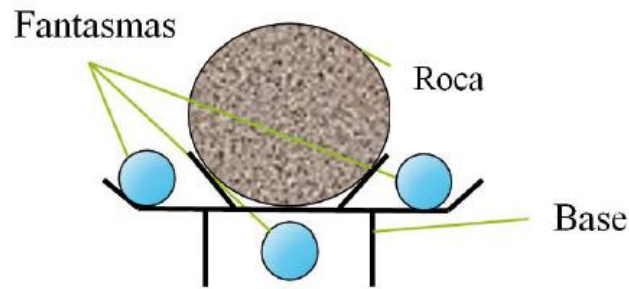


Figura 3. Ubicación de la muestra y los fantasmas - corte transversal.

Figura 8. Ubicación de los fantasmas alrededor de la muestra. andrés f. Ortiz Meneses et.al.

Estimación de la porosidad absoluta

Para el cálculo de la porosidad se usa un procedimiento similar al propuesto por Siddiqui y Khamees (Siddiqui, S., and Khamees, A. 2004):

1. Determinar el tipo de roca y la densidad de grano de acuerdo a los valores obtenidos PEF y los rangos exhibidos en la Tabla 2. Es importante señalar que esta tabla se elaboró seleccionando valores promedios mostrados en las cartas de interpretación de registros Lith-3 y Lith-4 (Schlumberger. 2009), además, se debe tener en cuenta que estos límites son una guía y no deben considerarse estrictamente, también se debe tener en cuenta el criterio del profesional encargado de acuerdo a las imágenes y los valores de densidad calculados.

Rango (barns/e)	Litología	Densidad de grano ρ_g (g/cm ³)
PEF $\leq$ 2.5	Arenisca	2.65
2.5<PEF $\leq$ 4.1	Dolomita	2.87
4.1<PEF $\leq$ 5.1	Calcita	2.71

Tabla 2. *Rangos de PEF para diferentes rocas.* Andrés f. Ortiz Meneses et al.

2. Calcular la porosidad de la roca por medio de la ecuación (4). Esta ecuación se obtiene de la definición de densidad total. Es importante señalar que la porosidad calculada en este caso es la absoluta.

$$\phi = \frac{\rho_g - \rho_b}{\rho_g - \rho_f} \quad (4)$$

9. Capítulo 3.

Uso de la tomografía en la ingeniería de petróleos

Por medio de esta tecnología, tomografía computarizada, se ha logrado realizar la descripción de núcleos de perforación de una manera no destructiva.

Con esta técnica podemos observar incluso, los núcleos, sin tener que sacarlos de las mangas de aluminio en la cual vienen preservados; de esta manera evitar la pérdida de material, la meteorización de la roca y la alteración de algunos materiales que con los cambios de ambiente pueden suceder.

Gracias al uso de la tomografía computarizada podemos realizar cortes (slices) a 0.625mm a lo largo del núcleo, lo cual nos permite tener un mejor detalle a una gran resolución, junto con los fantasmas que se utilizan para realizar el escaneo vamos a poder identificar por densidades y números atómicos, los diferentes minerales que vamos a tener a lo largo de cada núcleo y de esta manera a lo largo de todo el pozo.

Con el objeto de asegurar una mejor calidad de los datos adquiridos, como se menciona anteriormente, se efectúa primeramente una calibración del dispositivo mediante la lectura de rocas a partir de un set de muestras tipo, que contienen el espectro de RHOB y PEF de las rocas sedimentarias, adicionalmente se realiza una calibración al aire y con fantasma de agua, para verificar la adecuada lectura de los valores de atenuación.

Cuando realizamos una interpretación de estos componentes obtenidos mediante esta tecnología nos dirigimos a los registros eléctricos obtenidos primeramente y se podrá observar que las

diferentes facies litológicas, cambios de litología y minerales encontrados serán los mismos y hasta podremos lograr identificar, por medio de la tomografía computarizada, alguno que no podremos percibir de manera física y convencional en la descripción de núcleos.

10. Capítulo 4

Resultados obtenidos mediante el uso de la tomografía computarizada y como se usa para la identificación de tipos de roca y fluidos.

Para poder iniciar con la realización de la toma de datos mediante el uso de la tomografía computarizada nos disponemos a realizar como primer paso, un inventario del pozo, en el cual se delimita la cantidad de núcleos a ser escaneados, pesados y medidos.

CORE	SECCIÓN	TOPE [FT]	BASE [FT]	INTERVALO CORED [FT]	LARGO	PESO [KG]
C001	T001	4895.00	4898.00	3.00	94.00	3.08
C001	T002	4898.00	4901.00	3.00	92.50	3.03
C001	T003	4901.00	4904.00	3.00	93.00	3.05
C001	T004	4904.00	4907.00	3.00	93.50	3.07
C001	T005	4907.00	4910.00	3.00	92.50	3.03
C001	T006	4910.00	4913.00	3.00	96.00	3.15
C001	T007	4913.00	4916.00	3.00	93.50	3.07
C001	T008	4916.00	4919.00	3.00	92.00	3.02
C001	T009	4919.00	4922.00	3.00	93.00	3.05
C001	T010	4922.00	4925.00	3.00	93.00	3.05
C001	T011	4925.00	4928.00	3.00	92.00	3.02
C001	T012	4928.00	4931.00	3.00	94.00	3.08
C001	T013	4931.00	4934.00	3.00	92.50	3.03
C001	T014	4934.00	4937.00	3.00	93.00	3.05
C001	T015	4937.00	4940.00	3.00	93.00	3.05
C001	T016	4940.00	4943.66	3.66	116.00	3.81
C002	T001	5200.00	5203.00	3.00	93.00	3.05
C002	T002	5203.00	5206.00	3.00	92.30	3.03
C002	T003	5206.00	5209.00	3.00	93.00	3.05

CORE	SECCIÓN	TOPE [FT]	BASE [FT]	INTERVALO CORED [FT]	LARGO	PESO [KG]
C001	T001	4895.00	4898.00	3.00	94.00	3.08
C001	T002	4898.00	4901.00	3.00	92.50	3.03
C001	T003	4901.00	4904.00	3.00	93.00	3.05
C001	T004	4904.00	4907.00	3.00	93.50	3.07
C001	T005	4907.00	4910.00	3.00	92.50	3.03
C001	T006	4910.00	4913.00	3.00	96.00	3.15
C001	T007	4913.00	4916.00	3.00	93.50	3.07
C001	T008	4916.00	4919.00	3.00	92.00	3.02
C001	T009	4919.00	4922.00	3.00	93.00	3.05
C001	T010	4922.00	4925.00	3.00	93.00	3.05
C001	T011	4925.00	4928.00	3.00	92.00	3.02
C001	T012	4928.00	4931.00	3.00	94.00	3.08
C001	T013	4931.00	4934.00	3.00	92.50	3.03
C001	T014	4934.00	4937.00	3.00	93.00	3.05
C001	T015	4937.00	4940.00	3.00	93.00	3.05
C001	T016	4940.00	4943.66	3.66	116.00	3.81
C002	T001	5200.00	5203.00	3.00	93.00	3.05
C002	T002	5203.00	5206.00	3.00	92.30	3.03
C002	T003	5206.00	5209.00	3.00	93.00	3.05

Se realizan 2 tomas de datos, los cuales son obtenidos mediante el uso de los valores de energías usados para alto y bajo voltaje, 140 y 100 [kv]- respectivamente.

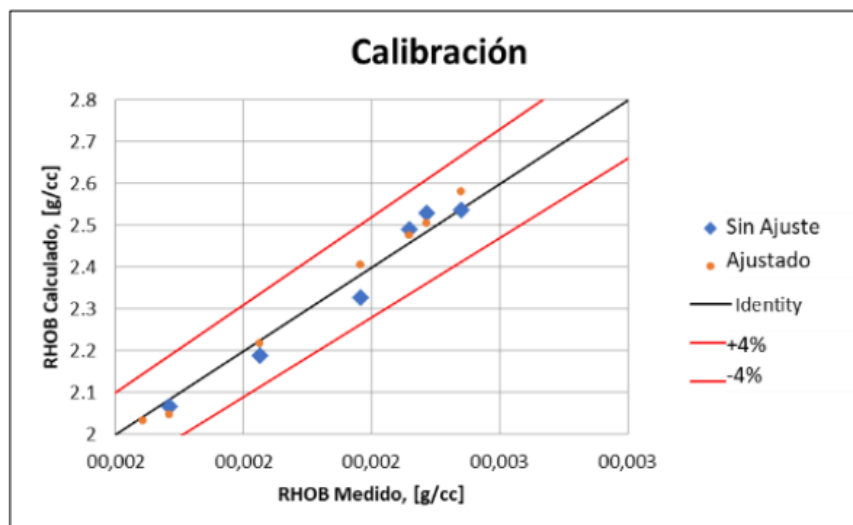
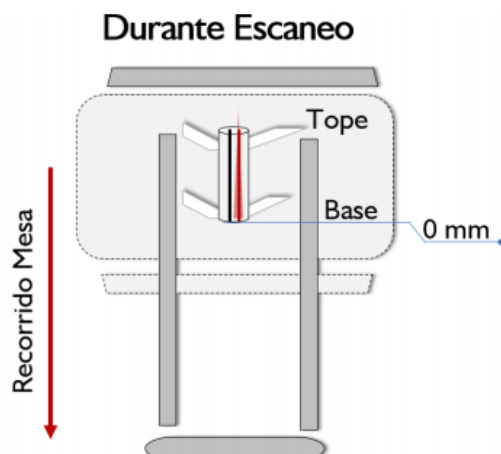


Figura 1. Curva de Calibración.

Parámetros Consola

Voltaje High [Kv]	140
Voltaje Low [Kv]	100



Una vez finalizado el reporte, este describe cada una de las secciones del 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.
- Gráfico cruzado de distribución poblacional de RHOB y PEF, para identificación de facies.

Próximamente 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 reporte, en relación a las líneas de polaridad de color rojo y negro sobre el núcleo o el interior del cilindro. Las líneas se encuentran invertidas con respecto a la marcación física, debido a la reconstrucción de las imágenes.

Cuando los resultados son obtenidos se prosigue a observar los componentes obtenidos, los registros ROHB y PEF, la vista XZ, la vista Radial y un gráfico cruzado de distribución poblacional (crossplot).

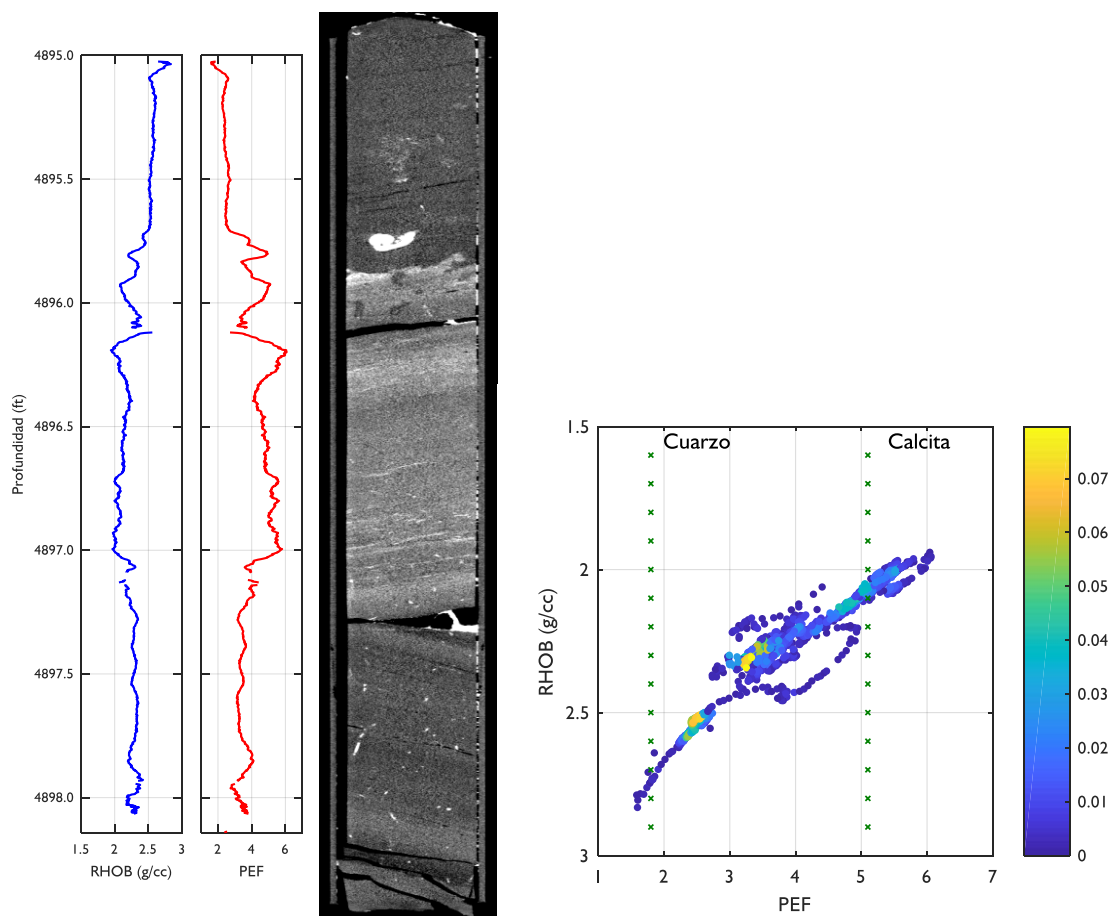


Figura 9. Componentes del reporte. I) Registro de RHOB y PEF, II) Vista XZ y Radial, III) Gráfico cruzado de distribución poblacional

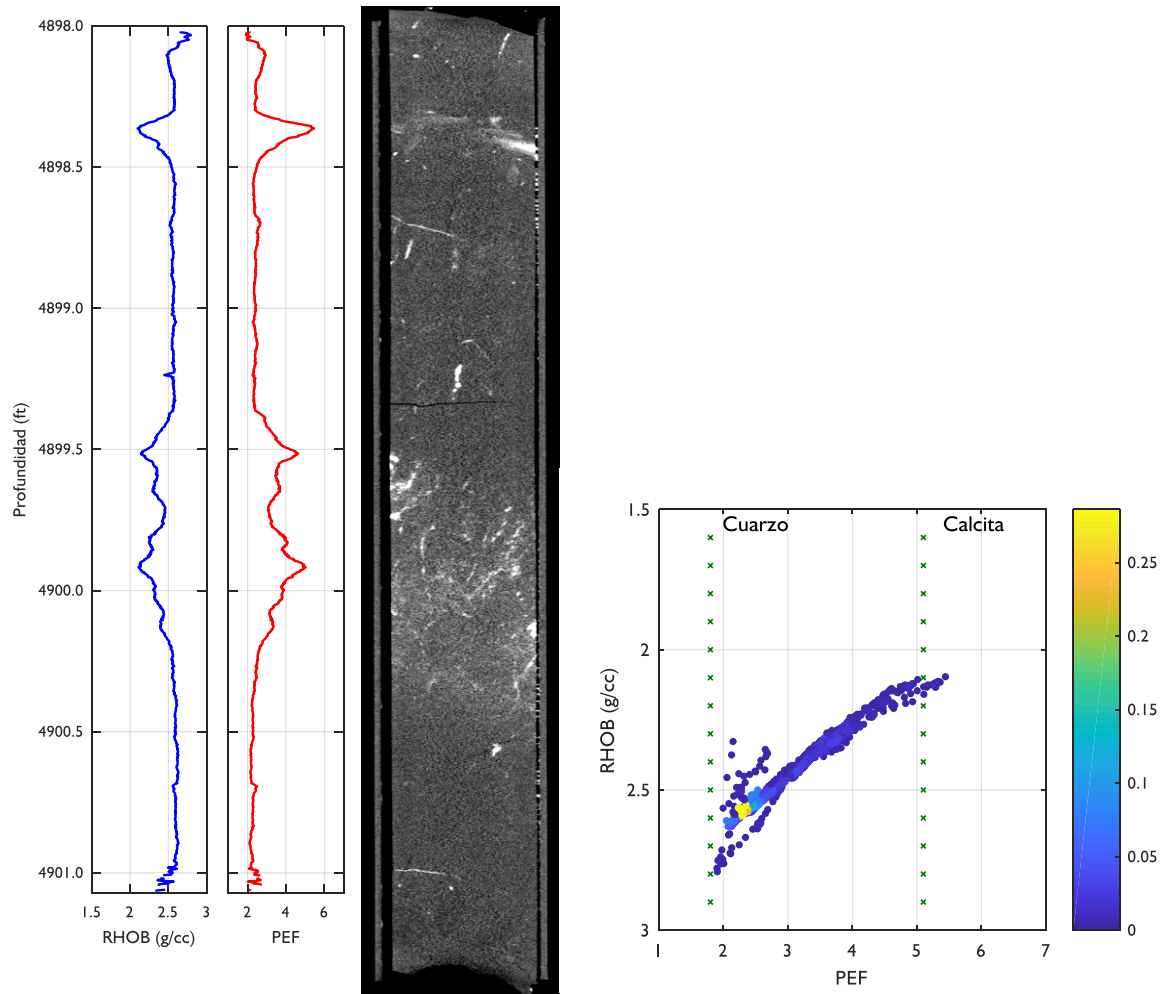


Figura 10. Componentes del reporte. I) Registro de RHOB y PEF, II) Vista XZ, III) Gráfico cruzado de distribución poblacional

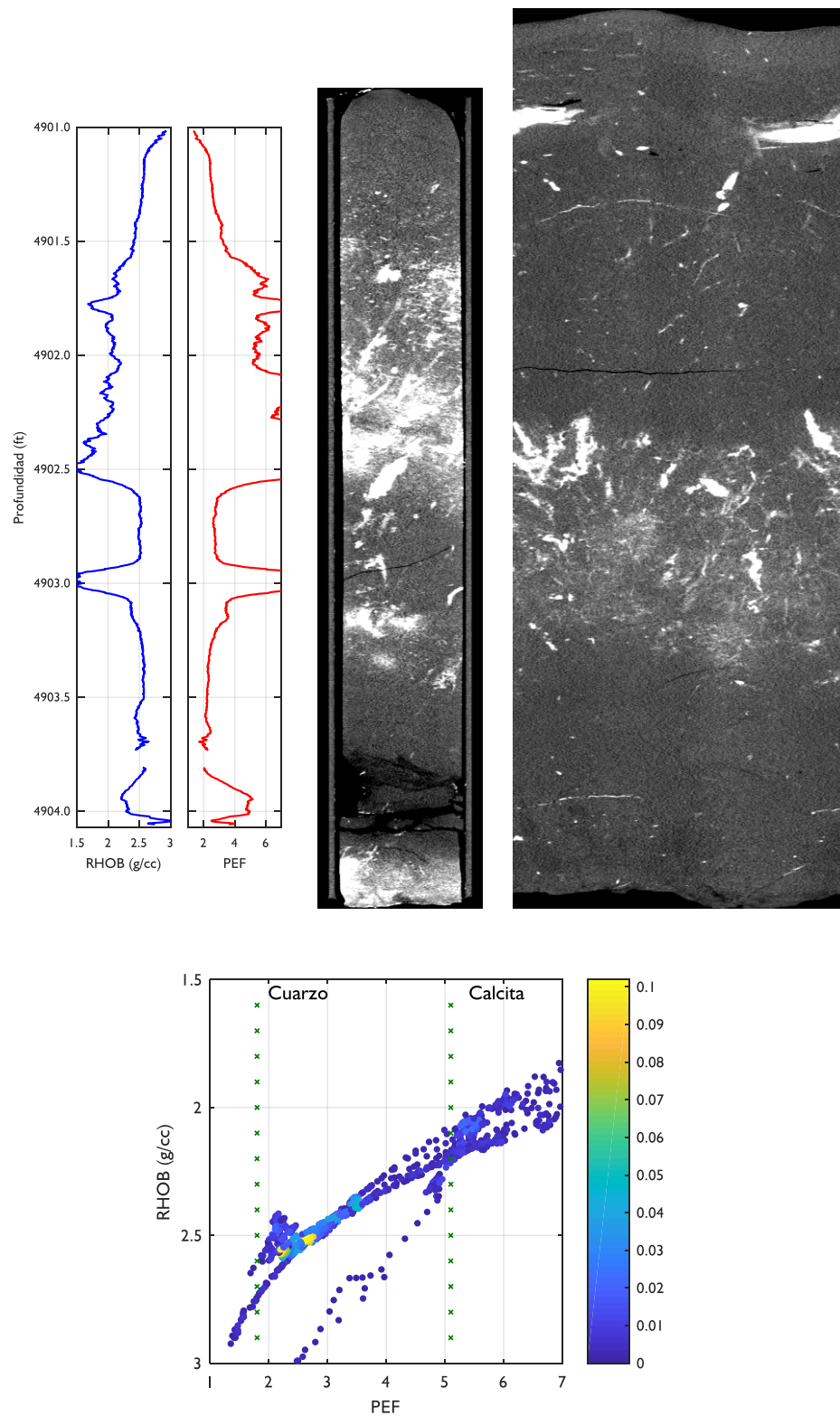


Figura 11. Componentes del reporte. I) Registro de RHOB y PEF, II) Vista XZ, III) Gráfico cruzado de distribución poblacional.

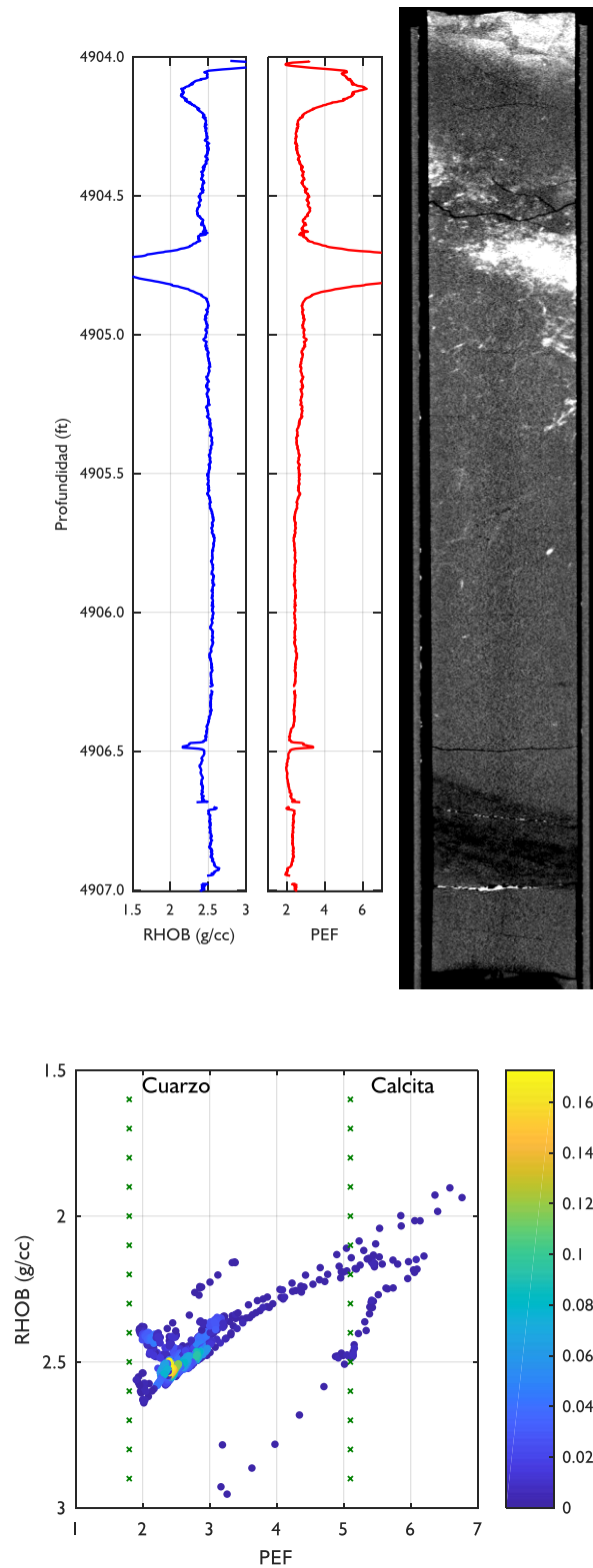


Figura 12. Componentes del reporte. I) Registro de RHOB y PEF, II) Vista XZ, III) Gráfico cruzado de distribución poblacional.

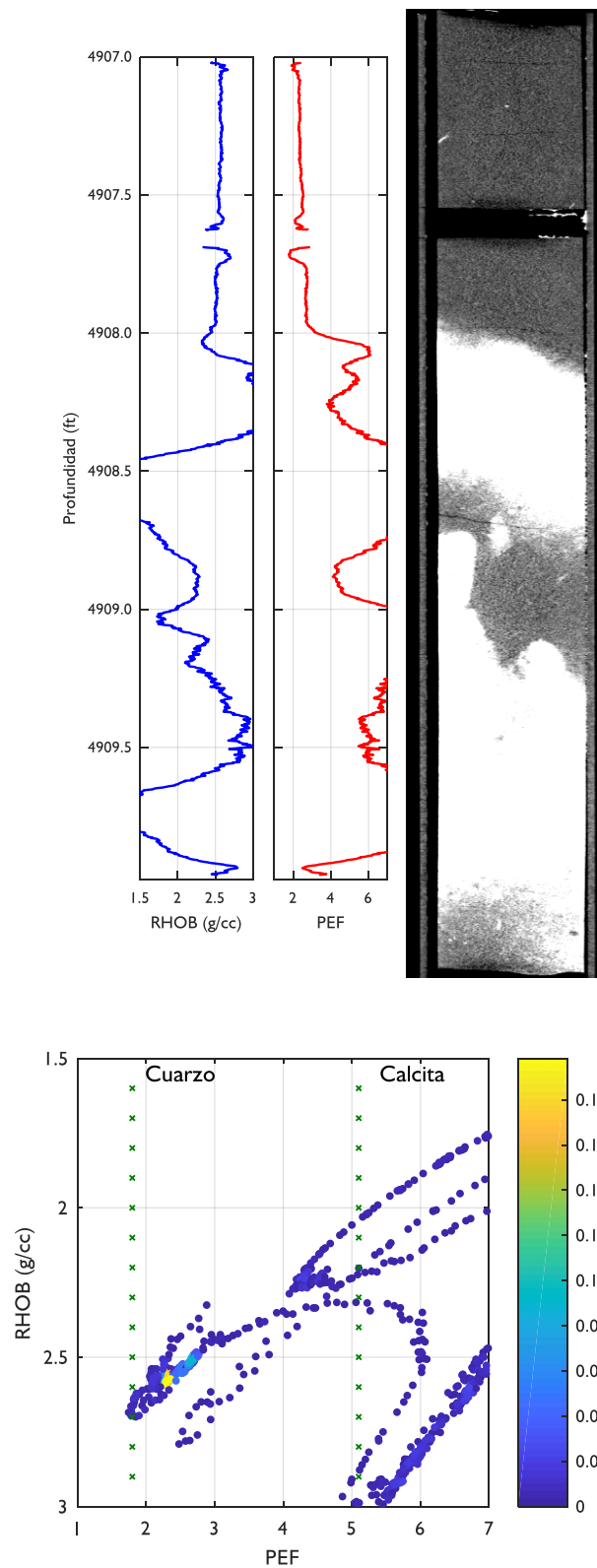


Figura 13. Componentes del reporte. I) Registro de RHOB y PEF, II) Vista XZ, III) Gráfico cruzado de distribución poblacional.

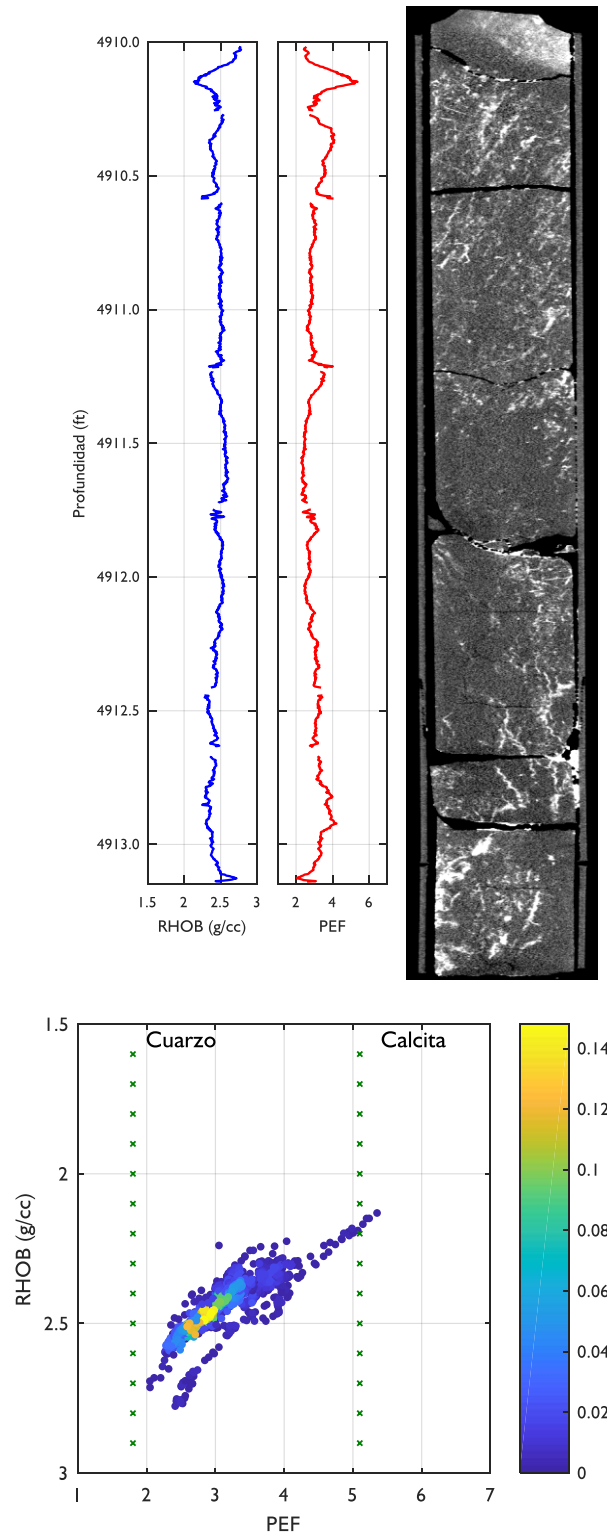


Figura 14. Componentes del reporte. I) Registro de RHOB y PEF, II) Vista XZ, III) Gráfico cruzado de distribución poblacional.

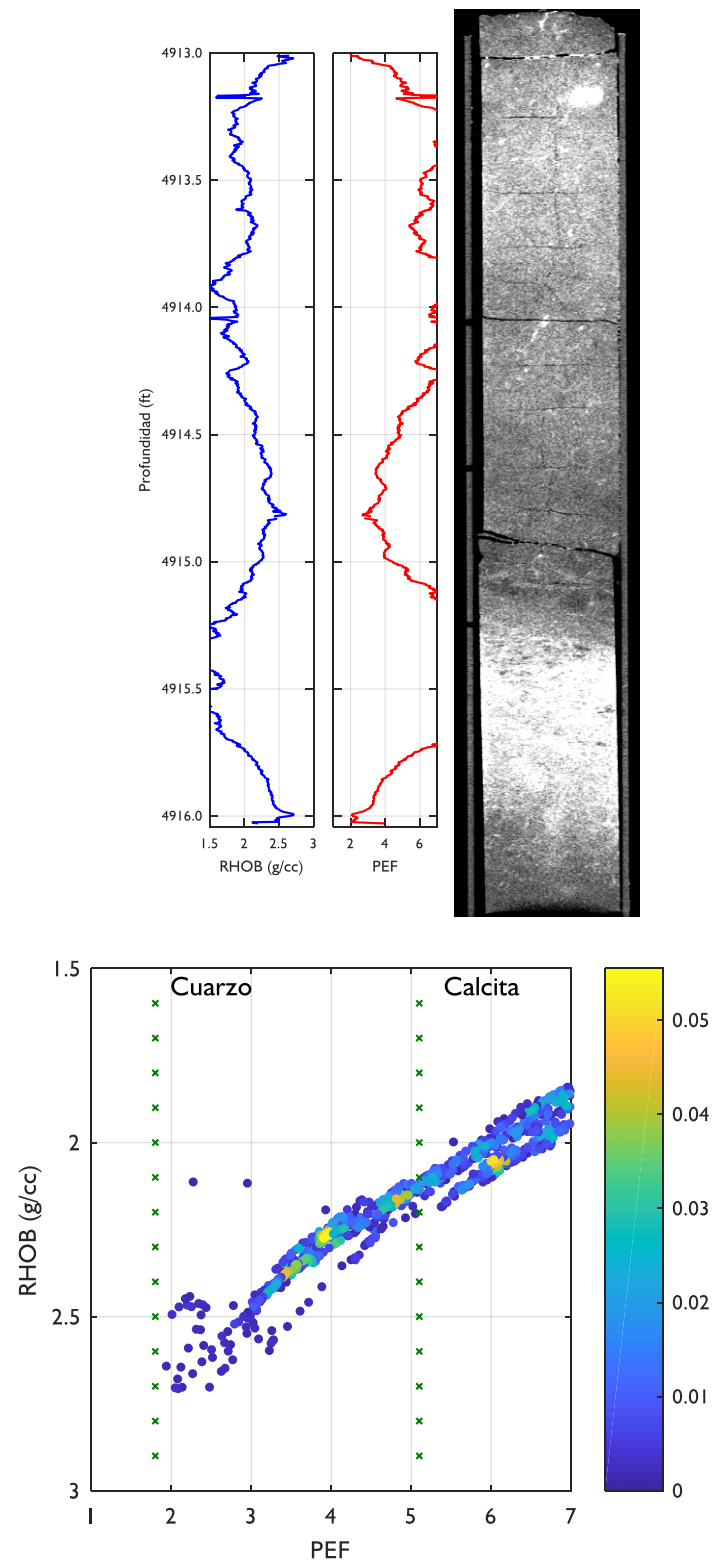


Figura 15. Componentes del reporte. I) Registro de RHOB y PEF, II) Vista XZ, III) Gráfico cruzado de distribución poblacional.

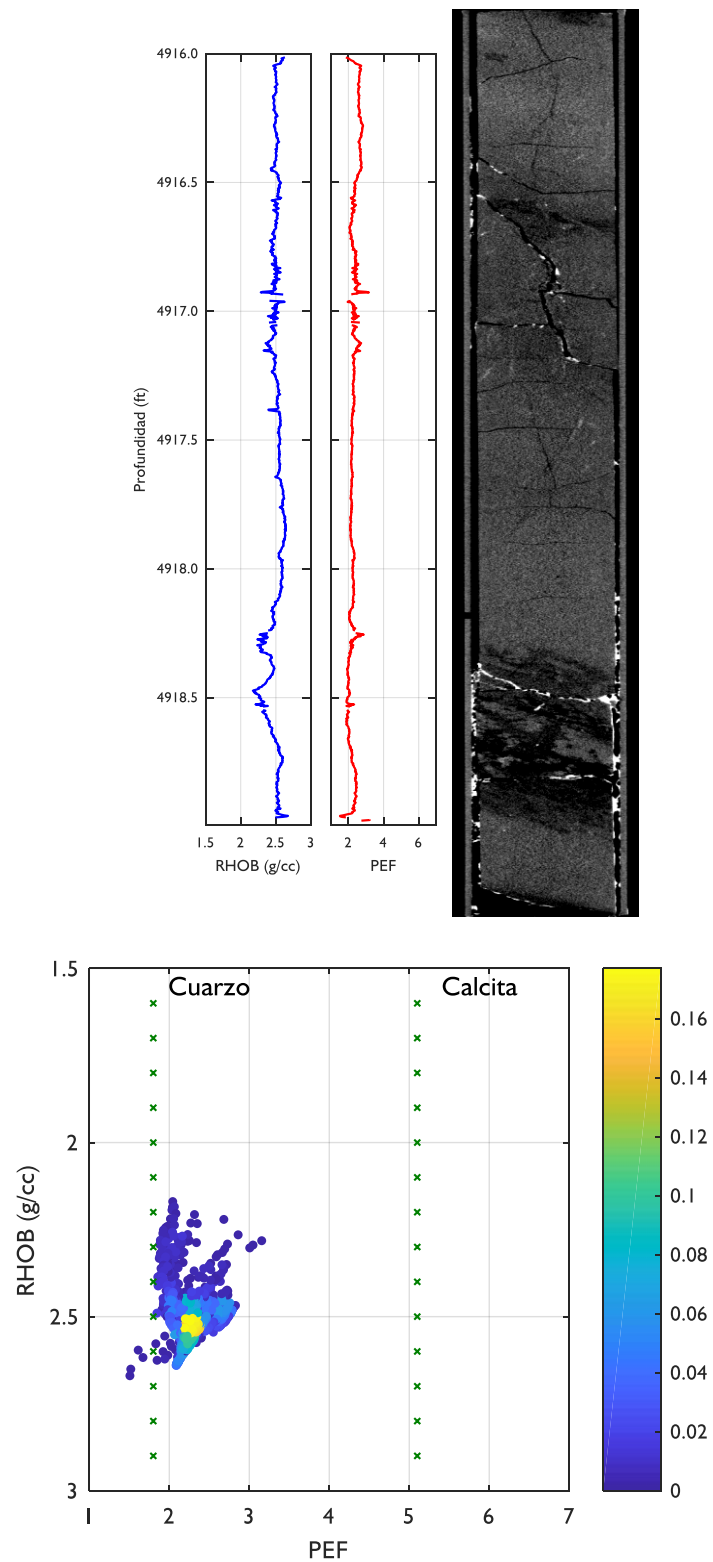


Figura 16. Componentes del reporte. I) Registro de RHOB y PEF, II) Vista XZ, III) Gráfico cruzado de distribución poblacional.

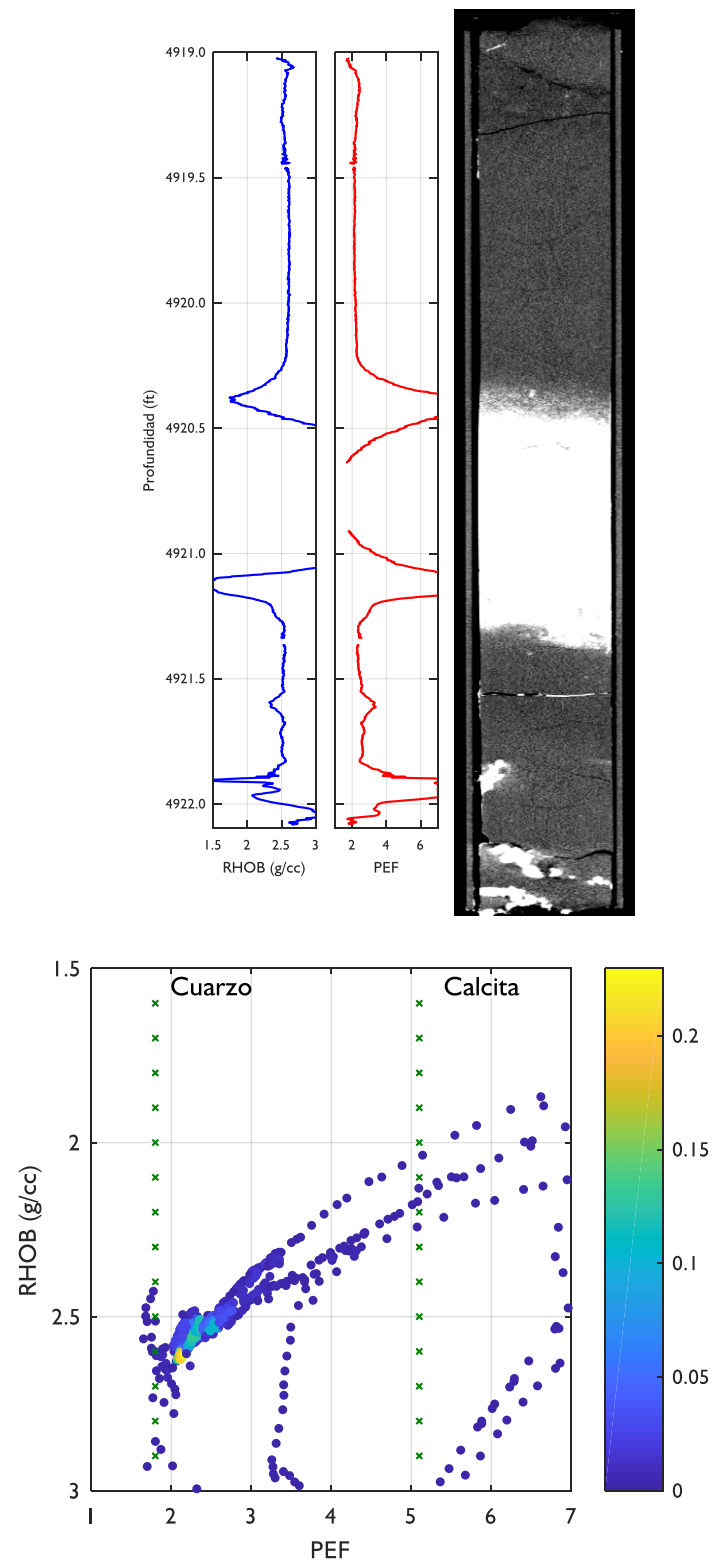


Figura 17. Componentes del reporte. I) Registro de RHOB y PEF, II) Vista XZ, III) Gráfico cruzado de distribución poblacional.

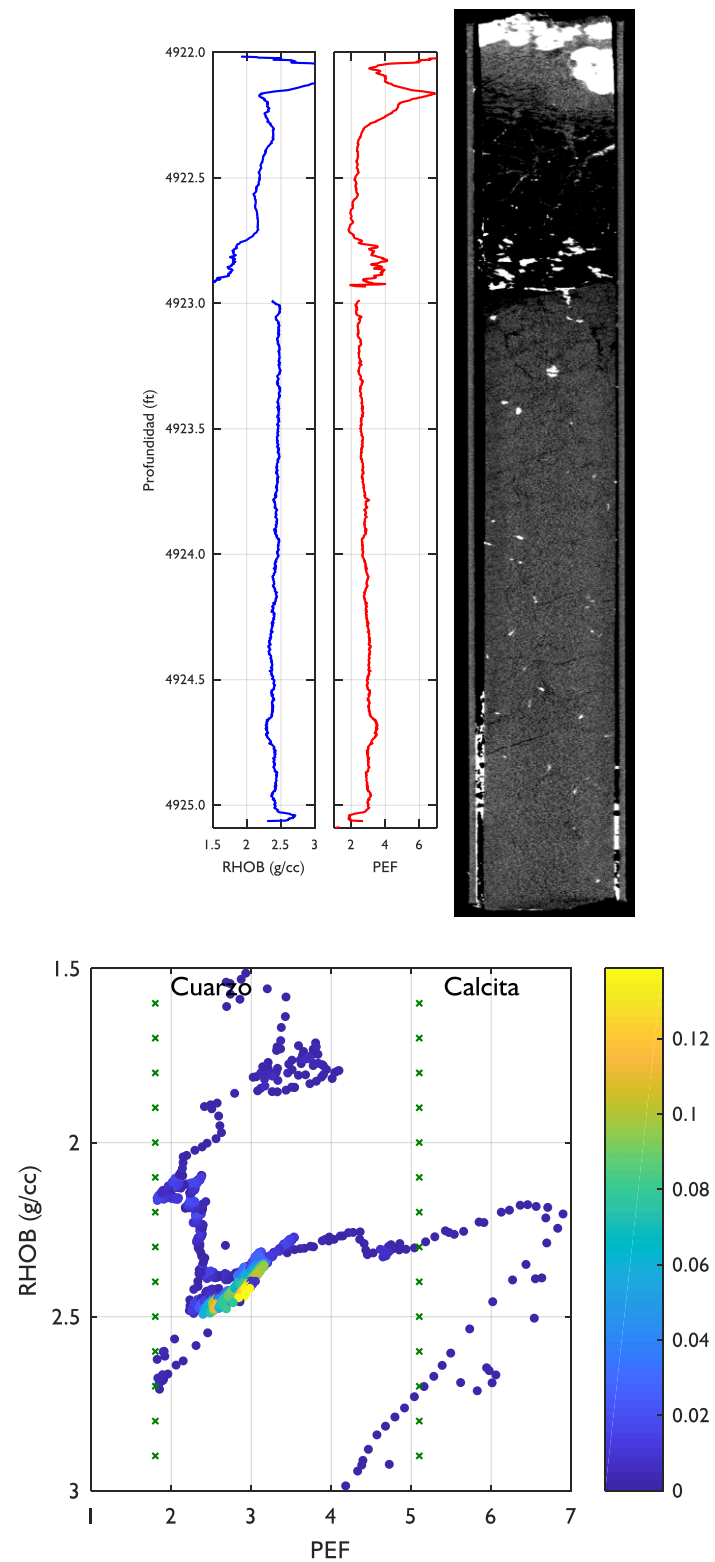


Figura 18. Componentes del reporte. I) Registro de RHOB y PEF, II) Vista XZ, III) Gráfico cruzado de distribución poblacional.

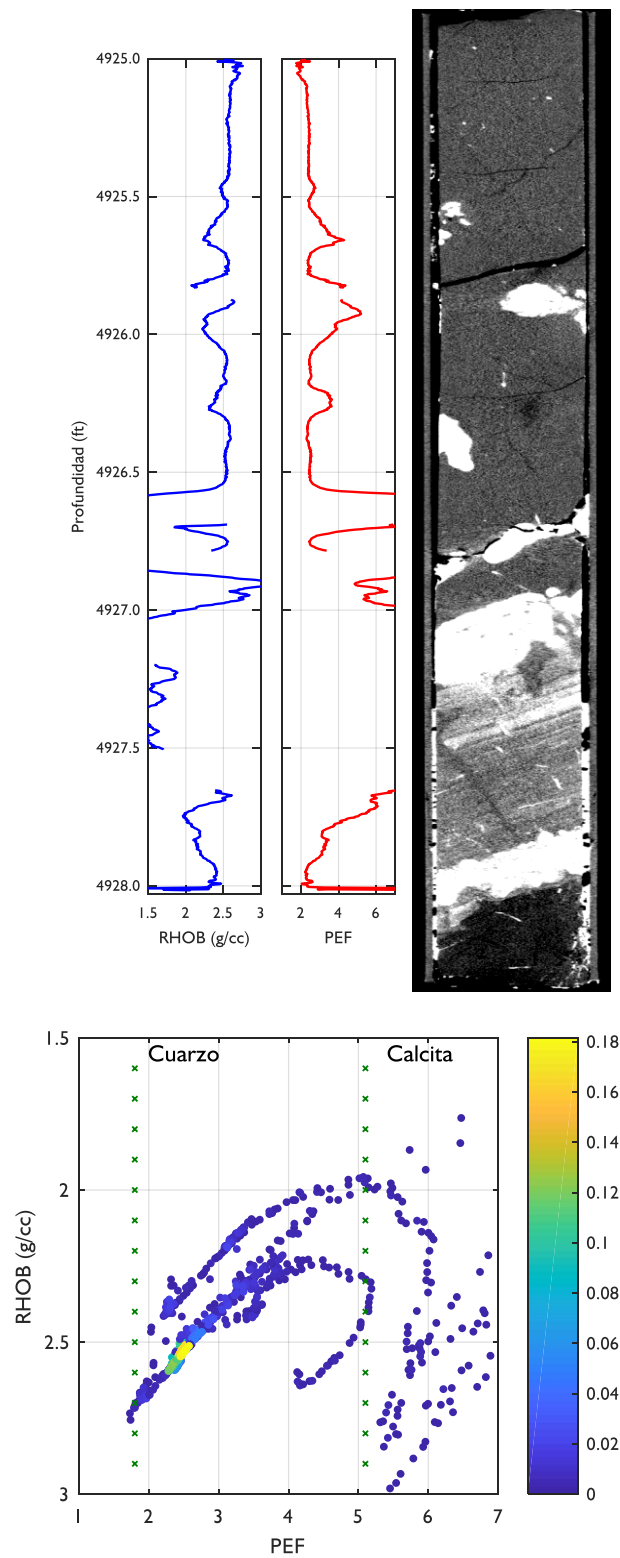


Figura 19. Componentes del reporte. I) Registro de RHOB y PEF, II) Vista XZ, III) Gráfico cruzado de distribución poblacional.

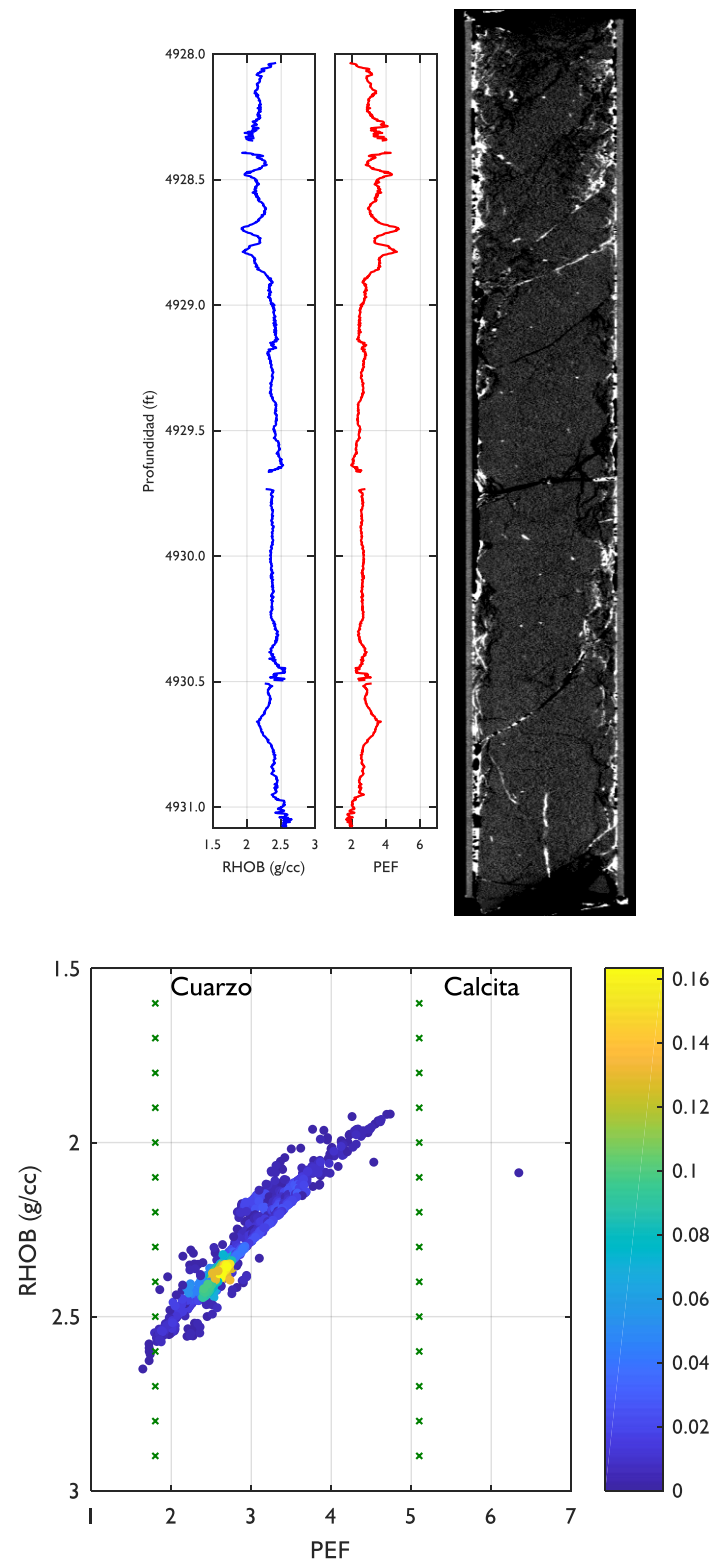


Figura 20. Componentes del reporte. I) Registro de RHOB y PEF, II) Vista XZ, III) Gráfico cruzado de distribución poblacional.

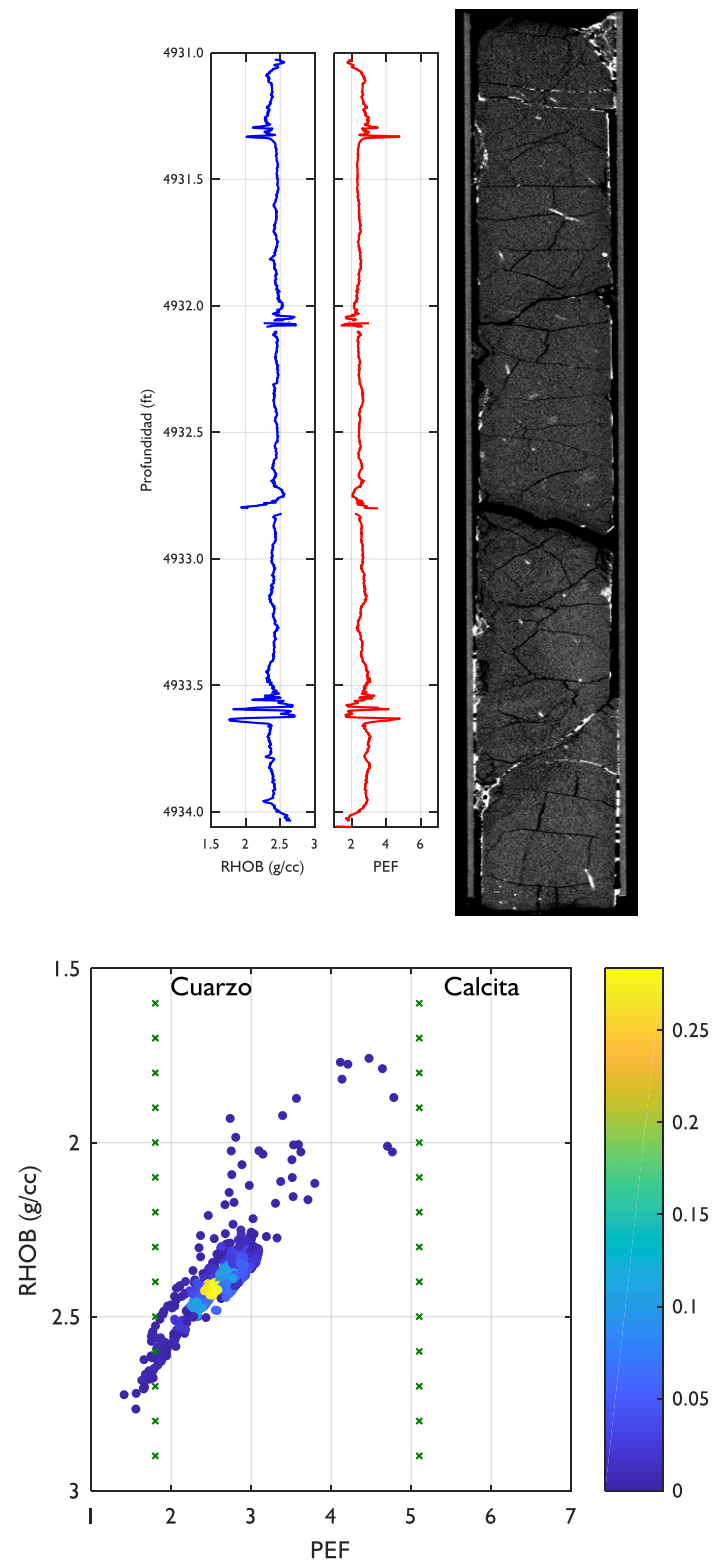


Figura 21. Componentes del reporte. I) Registro de RHOB y PEF, II) Vista XZ, III) Gráfico cruzado de distribución poblacional.

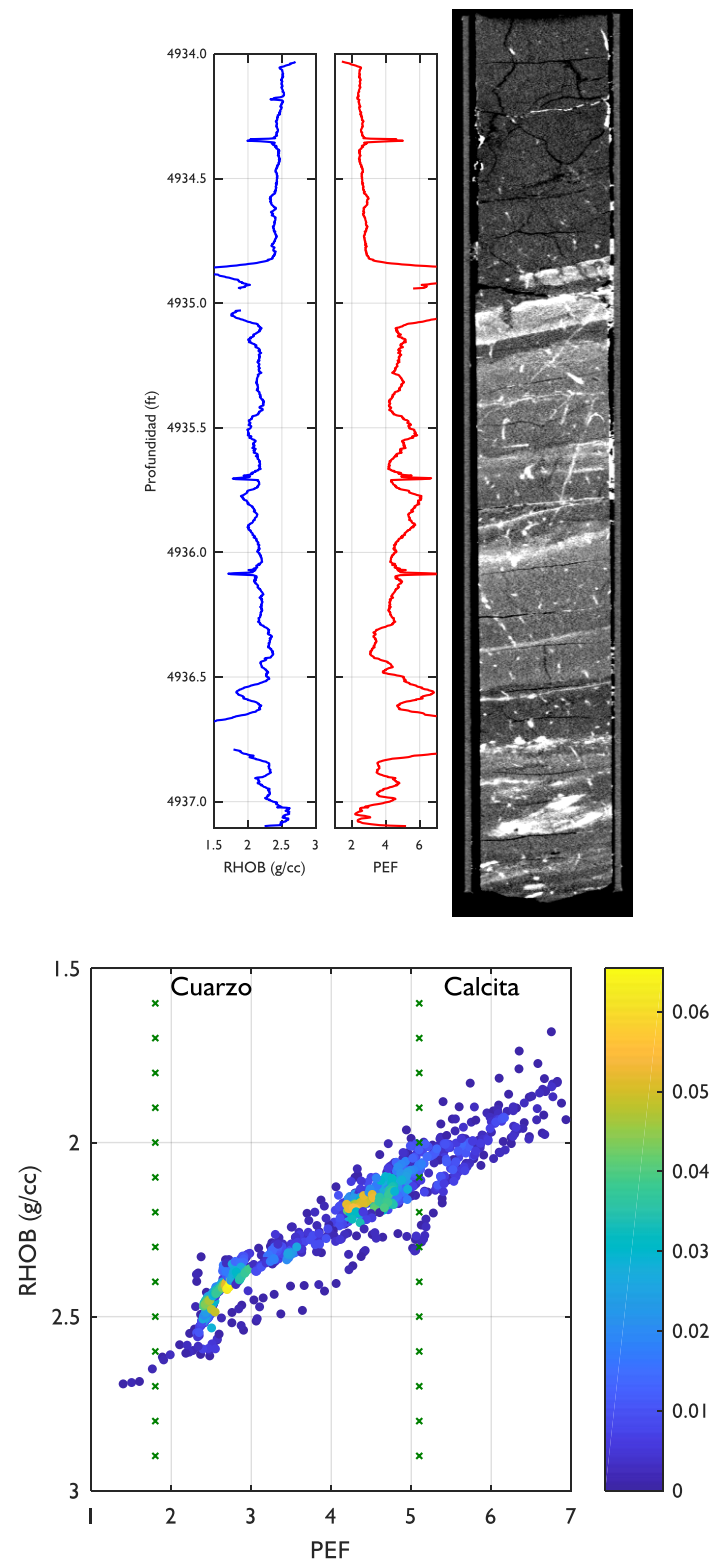


Figura 22. Componentes del reporte. I) Registro de RHOB y PEF, II) Vista XZ, III) Gráfico cruzado de distribución poblacional.

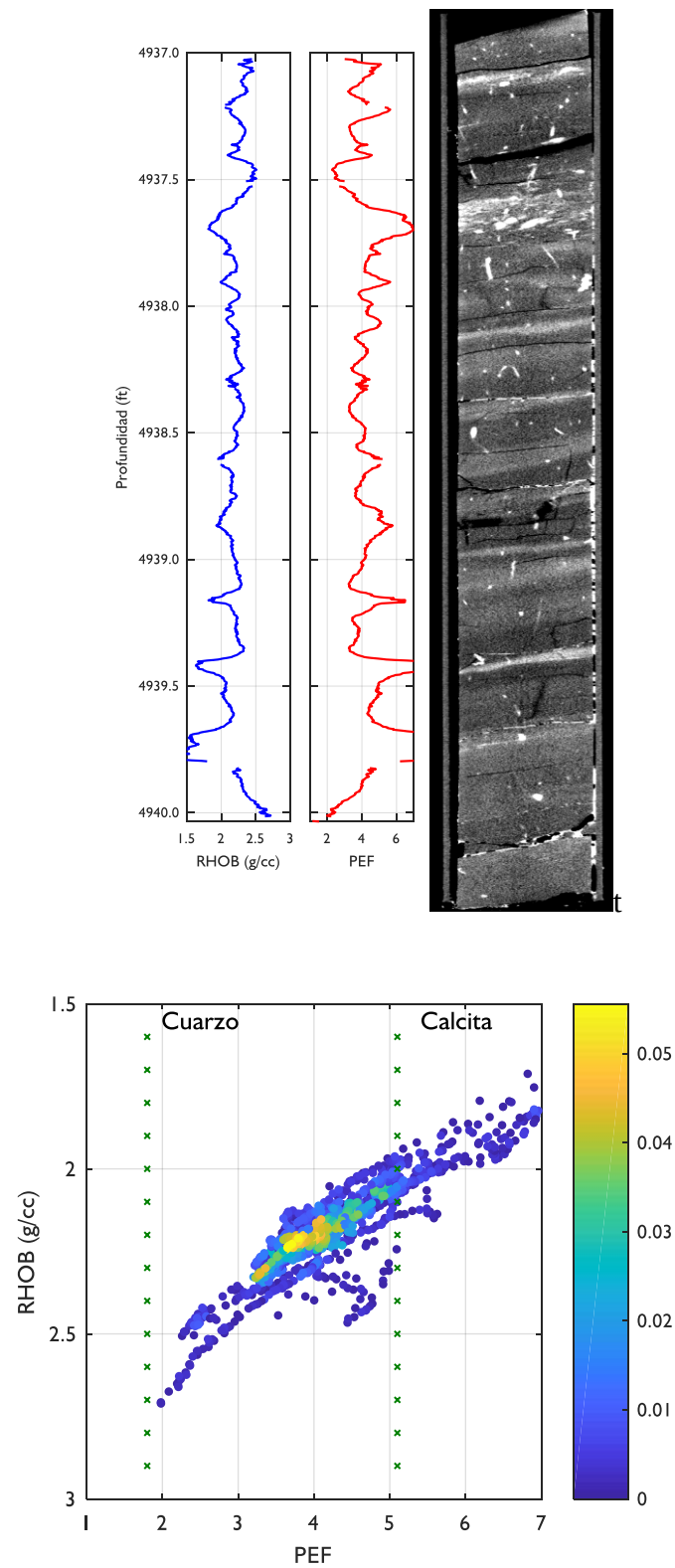


Figura 23. Componentes del reporte. I) Registro de RHOB y PEF, II) Vista XZ, III) Gráfico cruzado de distribución poblacional.

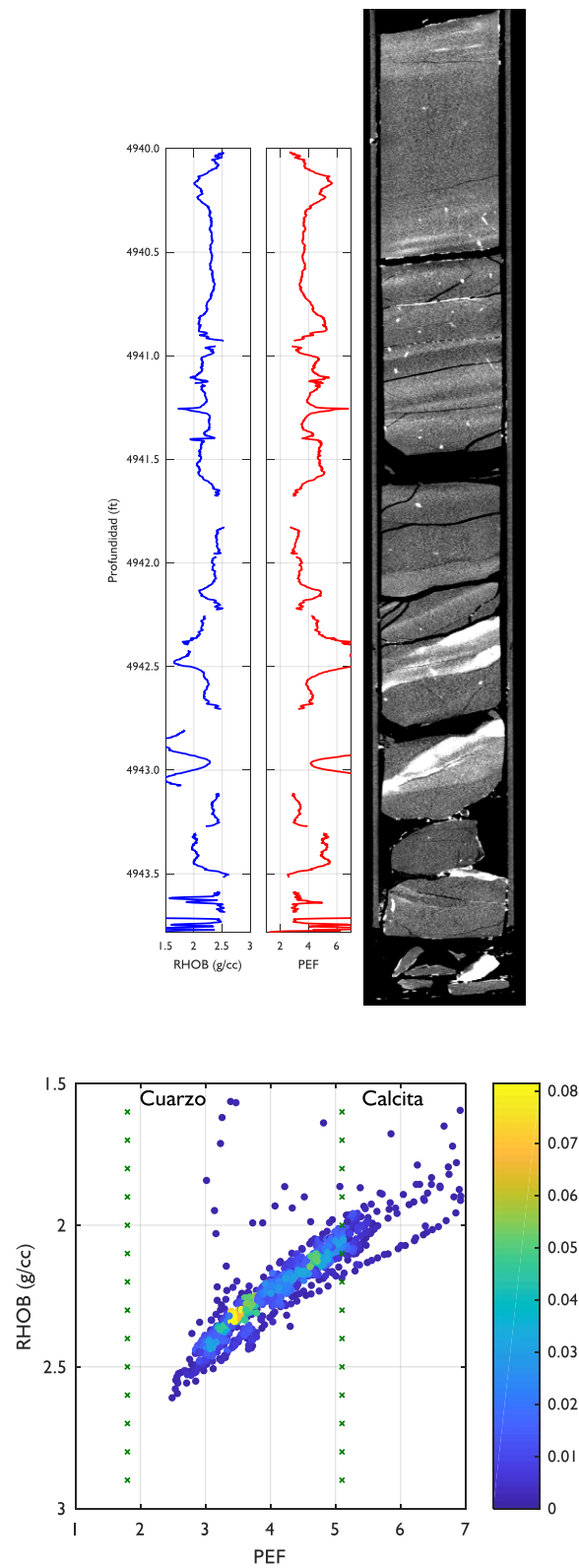


Figura 24. Componentes del reporte. I) Registro de RHOB y PEF, II) Vista XZ, III) Gráfico cruzado de distribución poblacional.

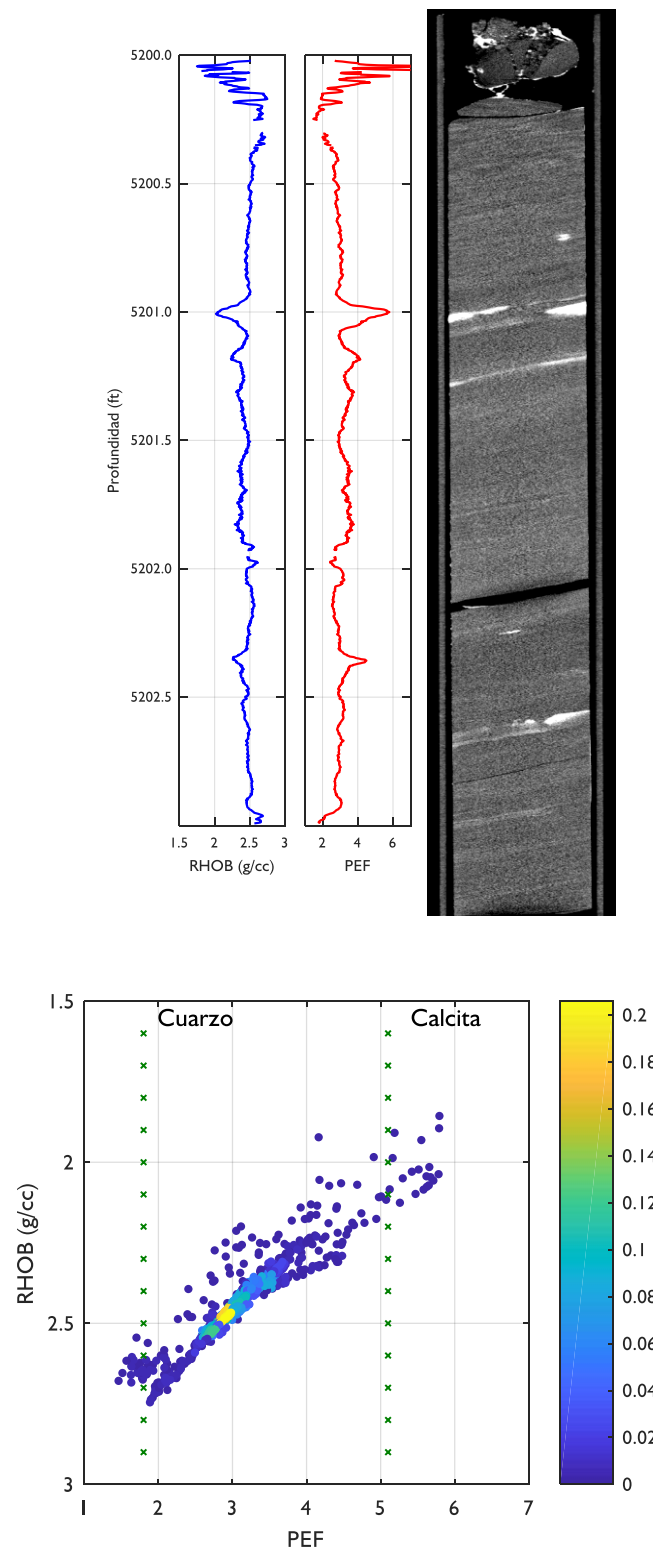


Figura 25. Componentes del reporte. I) Registro de RHOB y PEF, II) Vista XZ, III) Gráfico cruzado de distribución poblacional.

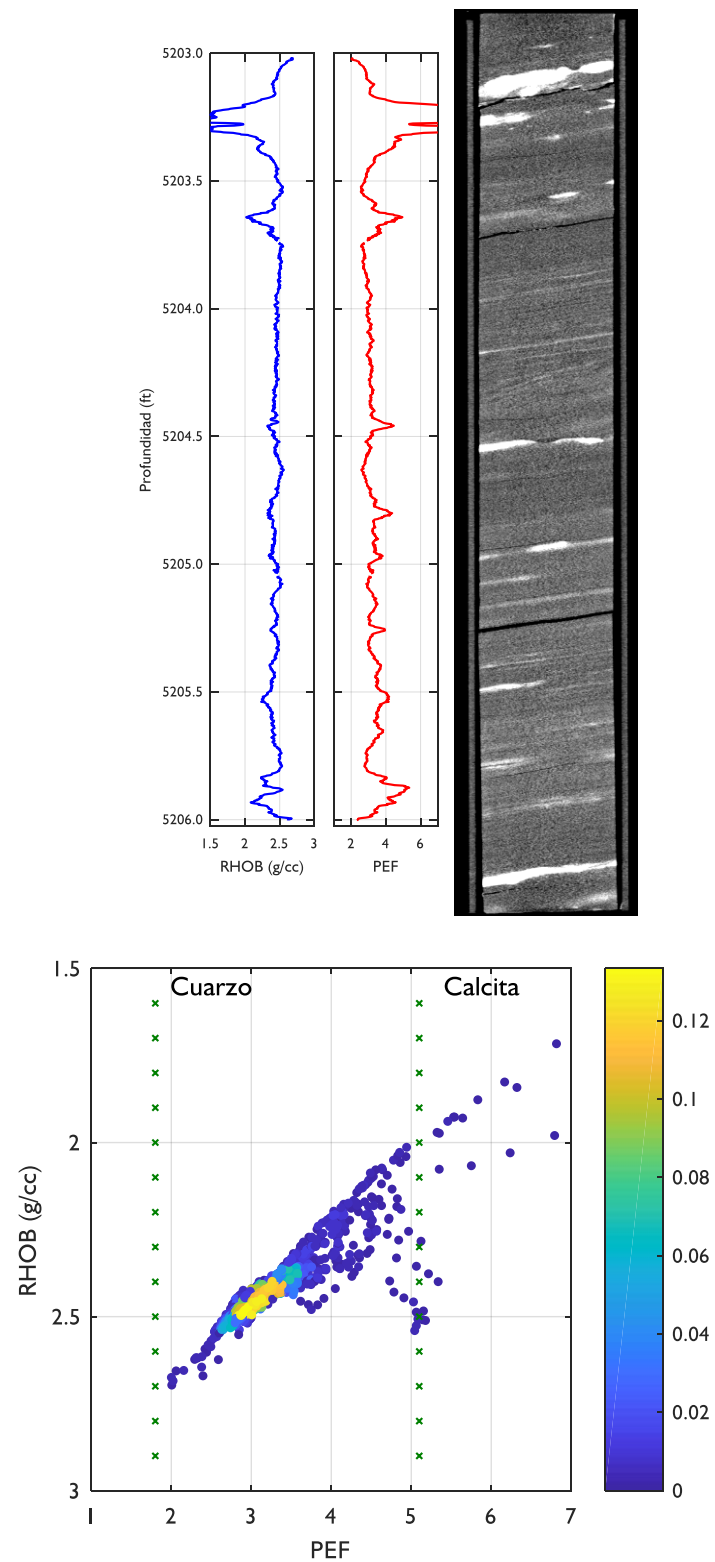


Figura 26. Componentes del reporte. I) Registro de RHOB y PEF, II) Vista XZ, III) Gráfico cruzado de distribución poblacional.

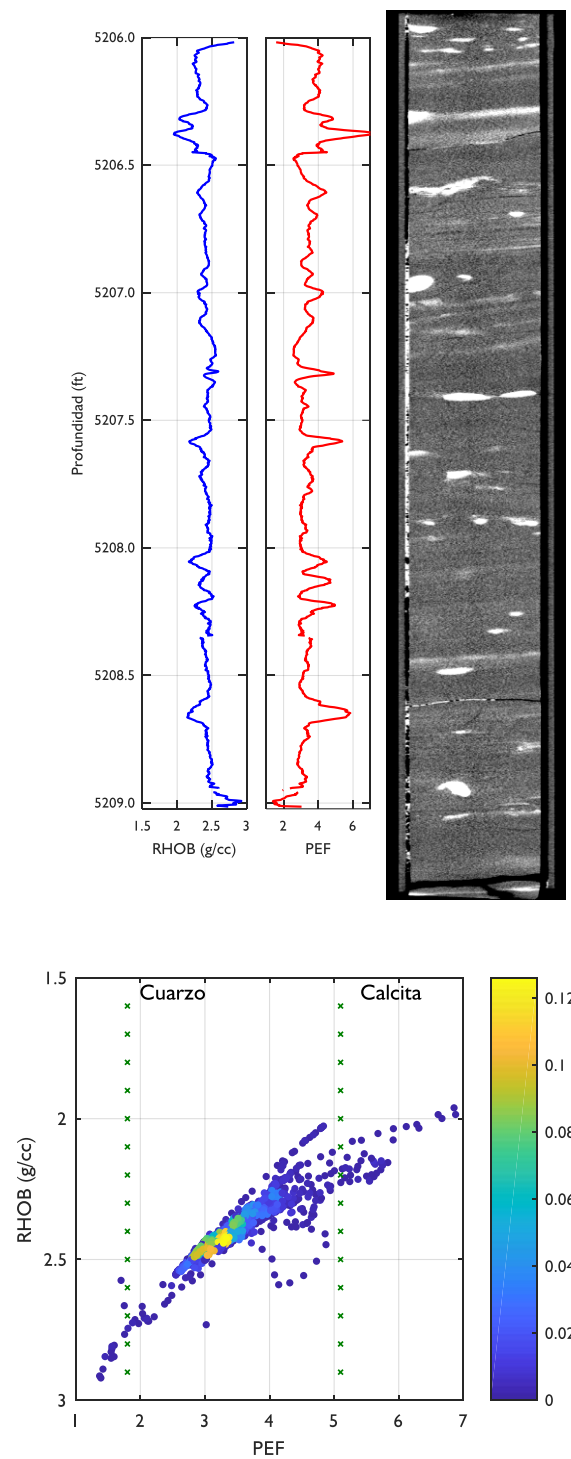


Figura 27. Componentes del reporte. I) Registro de RHOB y PEF, II) Vista XZ, III) Gráfico cruzado de distribución poblacional.

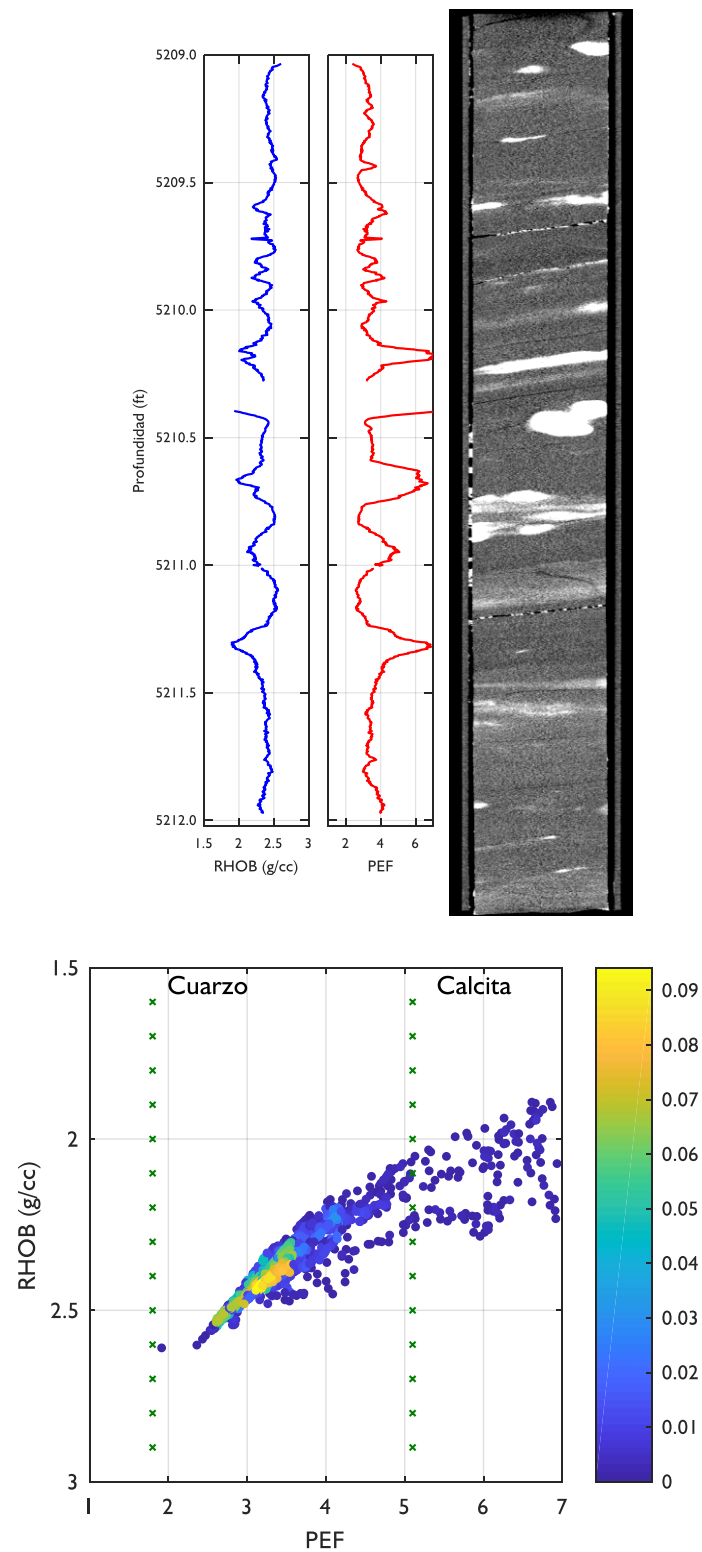


Figura 28. Componentes del reporte. I) Registro de RHOB y PEF, II) Vista XZ, III) Gráfico cruzado de distribución poblacional.

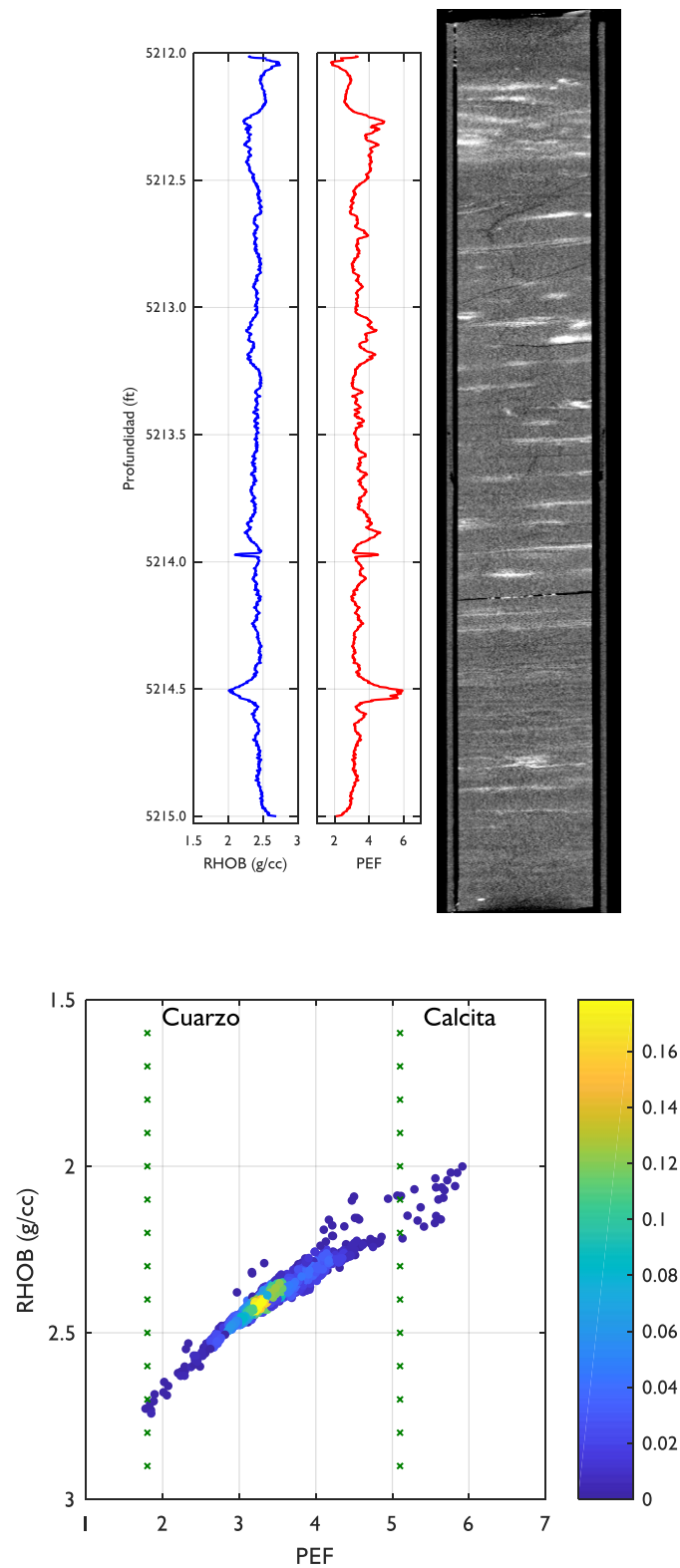


Figura 29. Componentes del reporte. I) Registro de RHOB y PEF, II) Vista XZ, III) Gráfico cruzado de distribución poblacional.

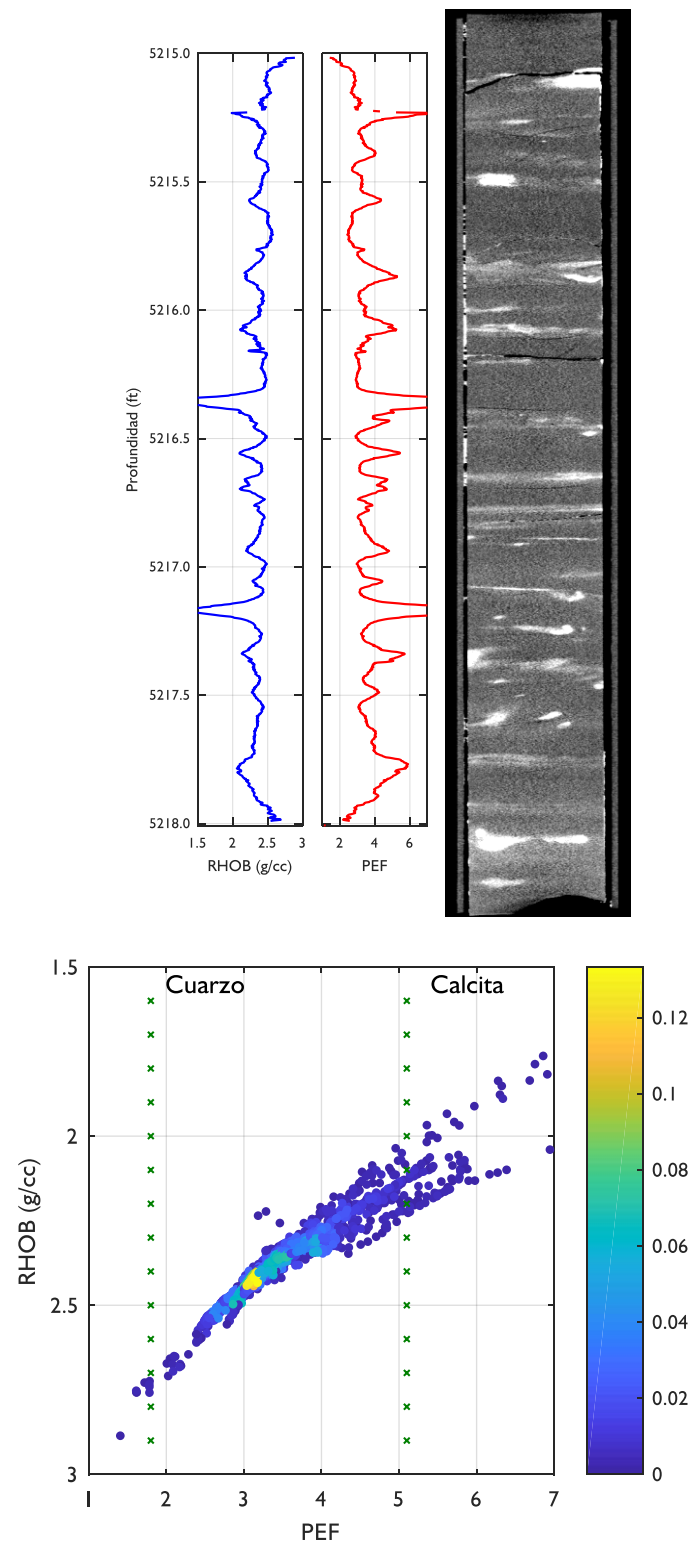


Figura 30. Componentes del reporte. I) Registro de RHOB y PEF, II) Vista XZ, III) Gráfico cruzado de distribución poblacional.

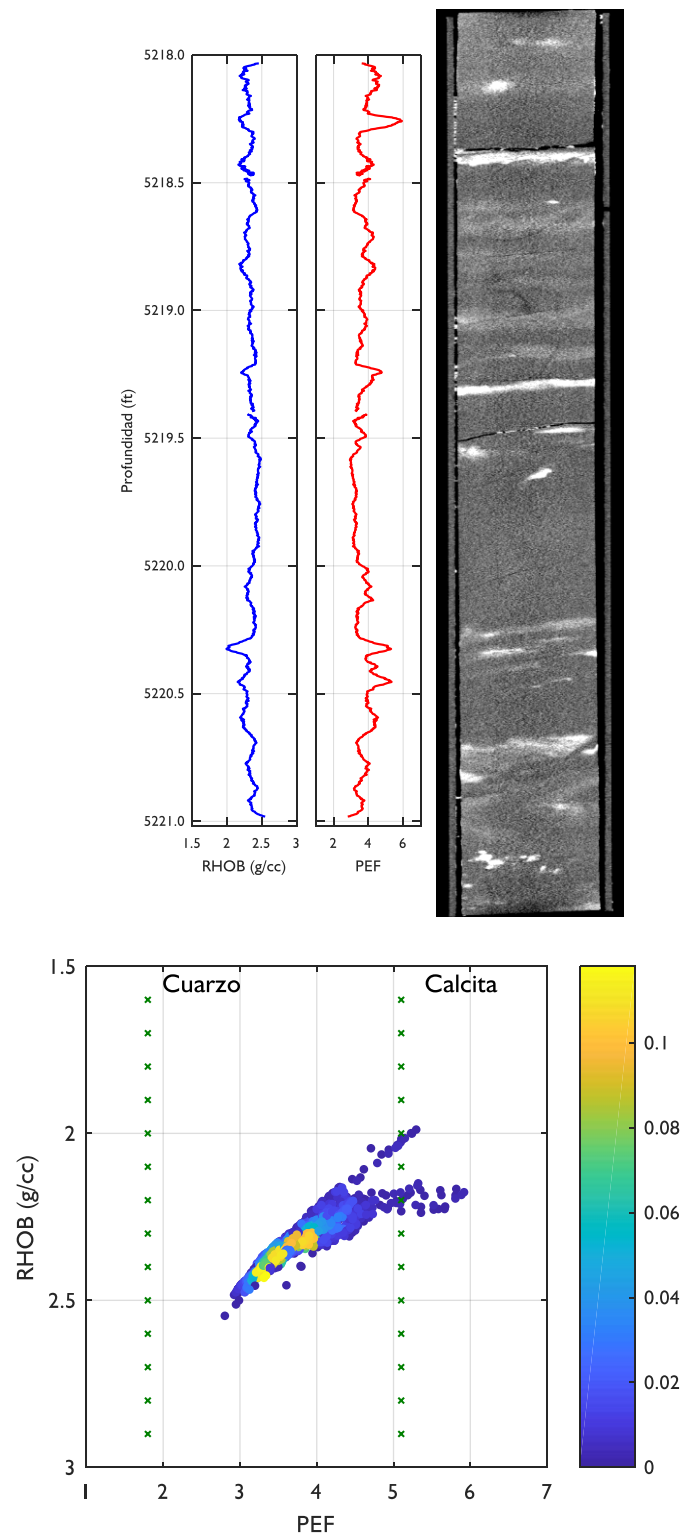


Figura 31. Componentes del reporte. I) Registro de RHOB y PEF, II) Vista XZ, III) Gráfico cruzado de distribución poblacional.

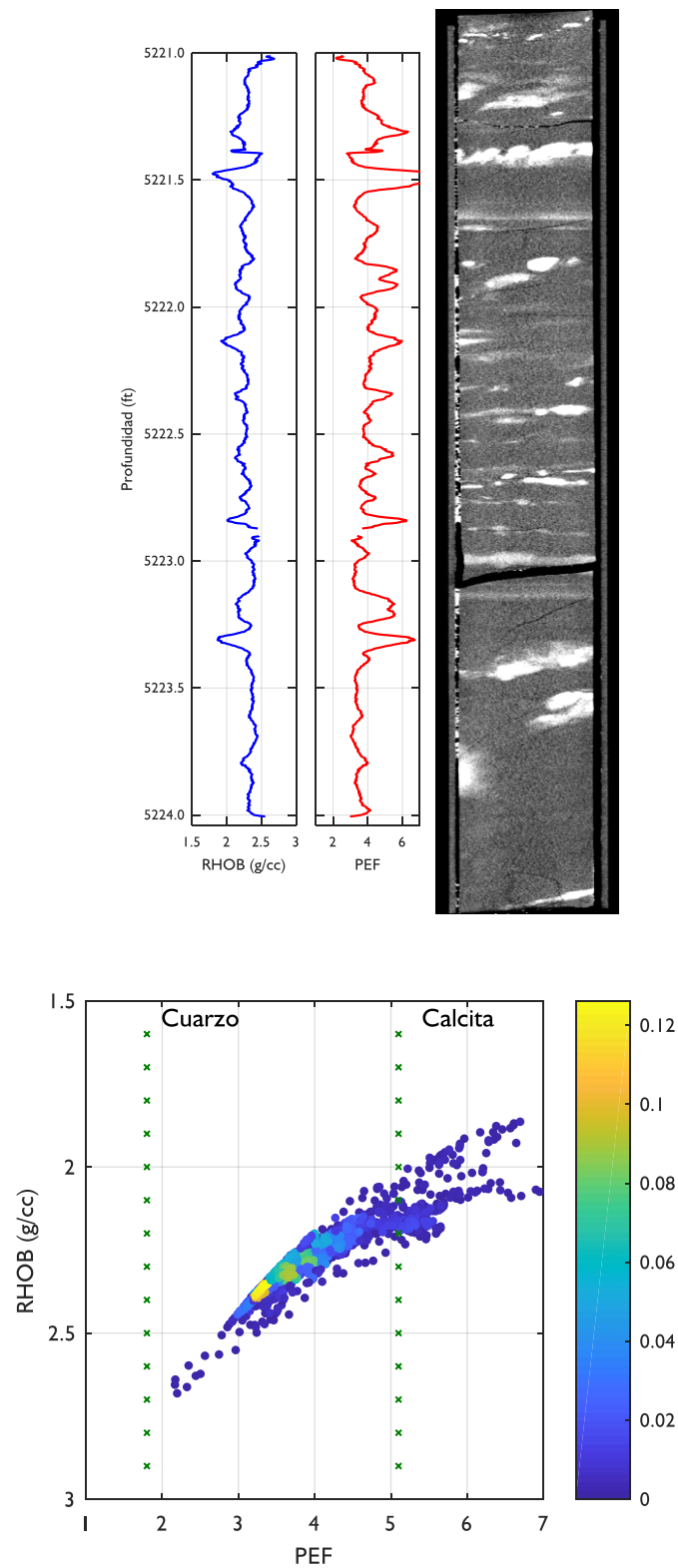


Figura 32. Componentes del reporte. I) Registro de RHOB y PEF, II) Vista XZ, III) Gráfico cruzado de distribución poblacional.

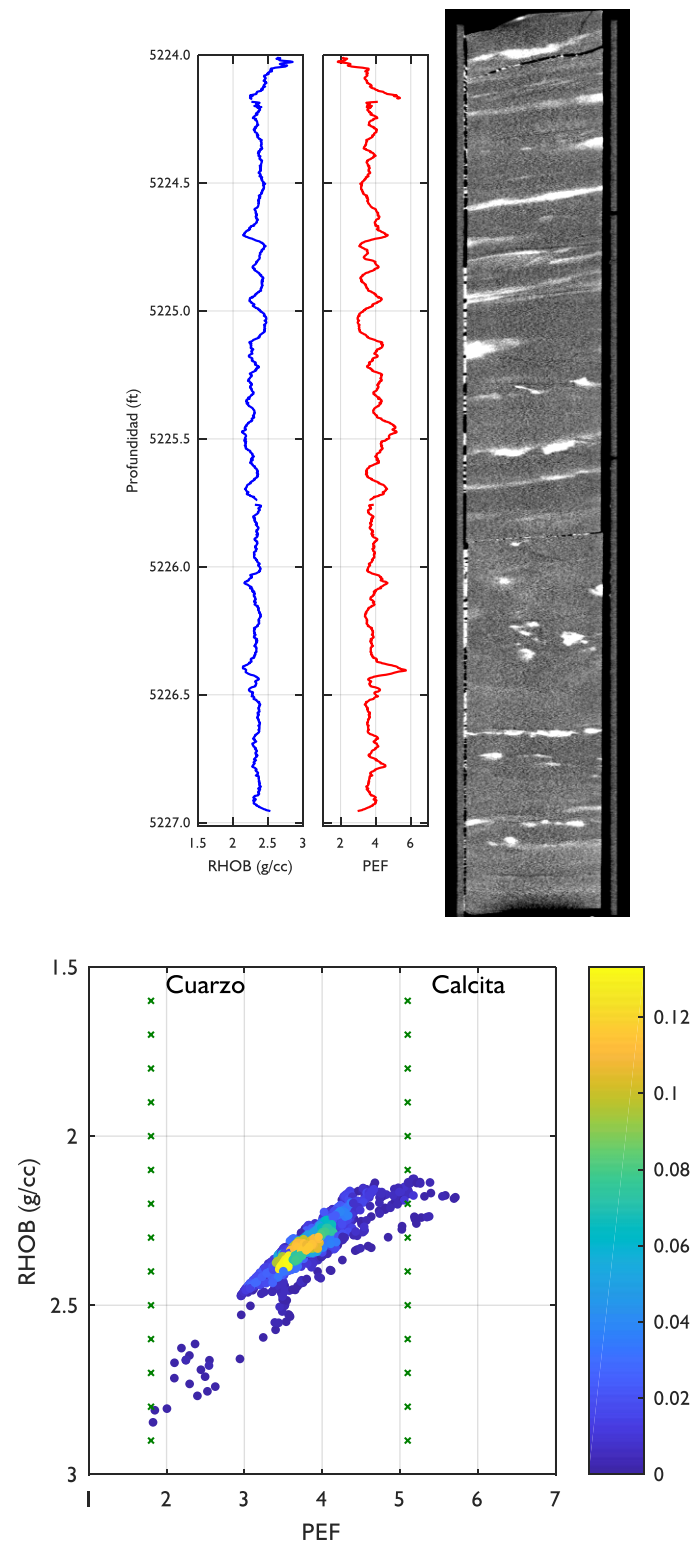


Figura 33. Componentes del reporte. I) Registro de RHOB y PEF, II) Vista XZ, III) Gráfico cruzado de distribución poblacional.

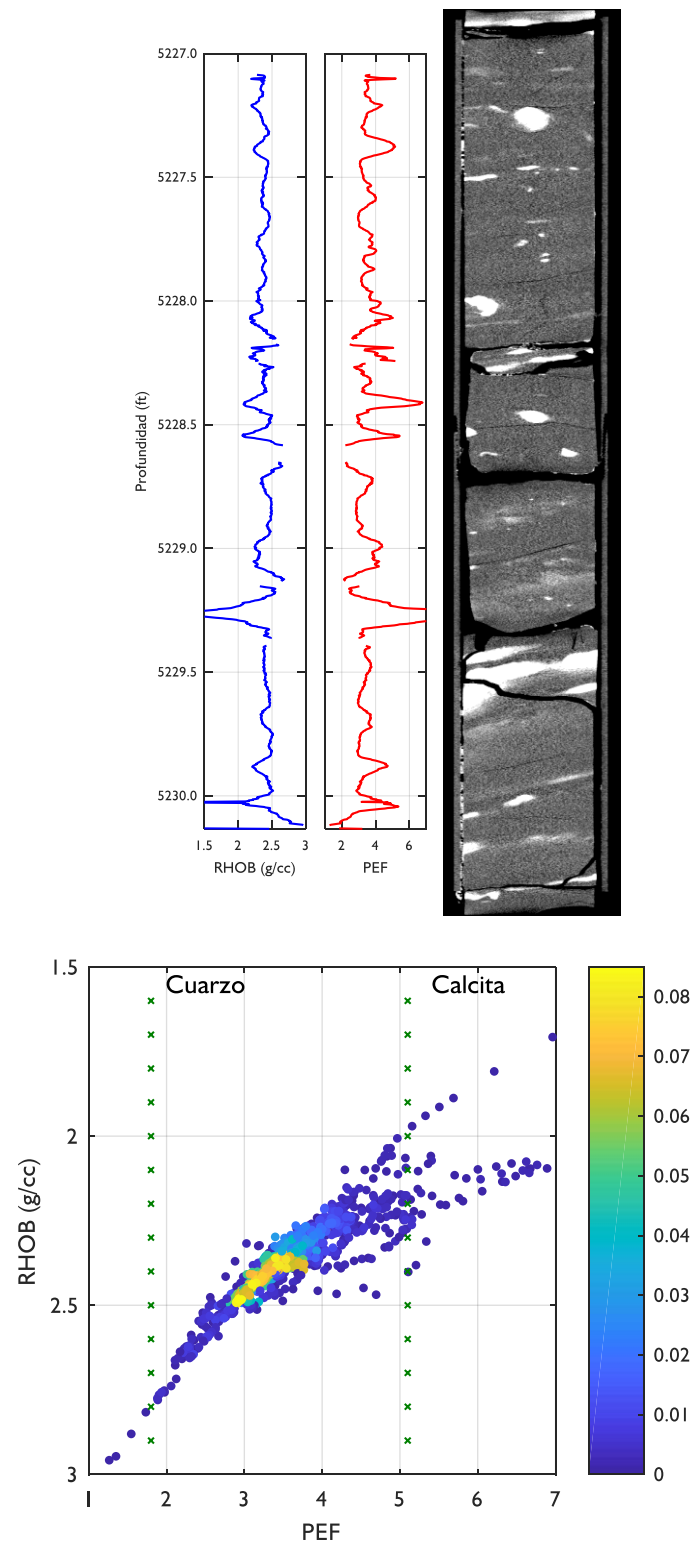


Figura 34. Componentes del reporte. I) Registro de RHOB y PEF, II) Vista XZ, III) Gráfico cruzado de distribución poblacional.

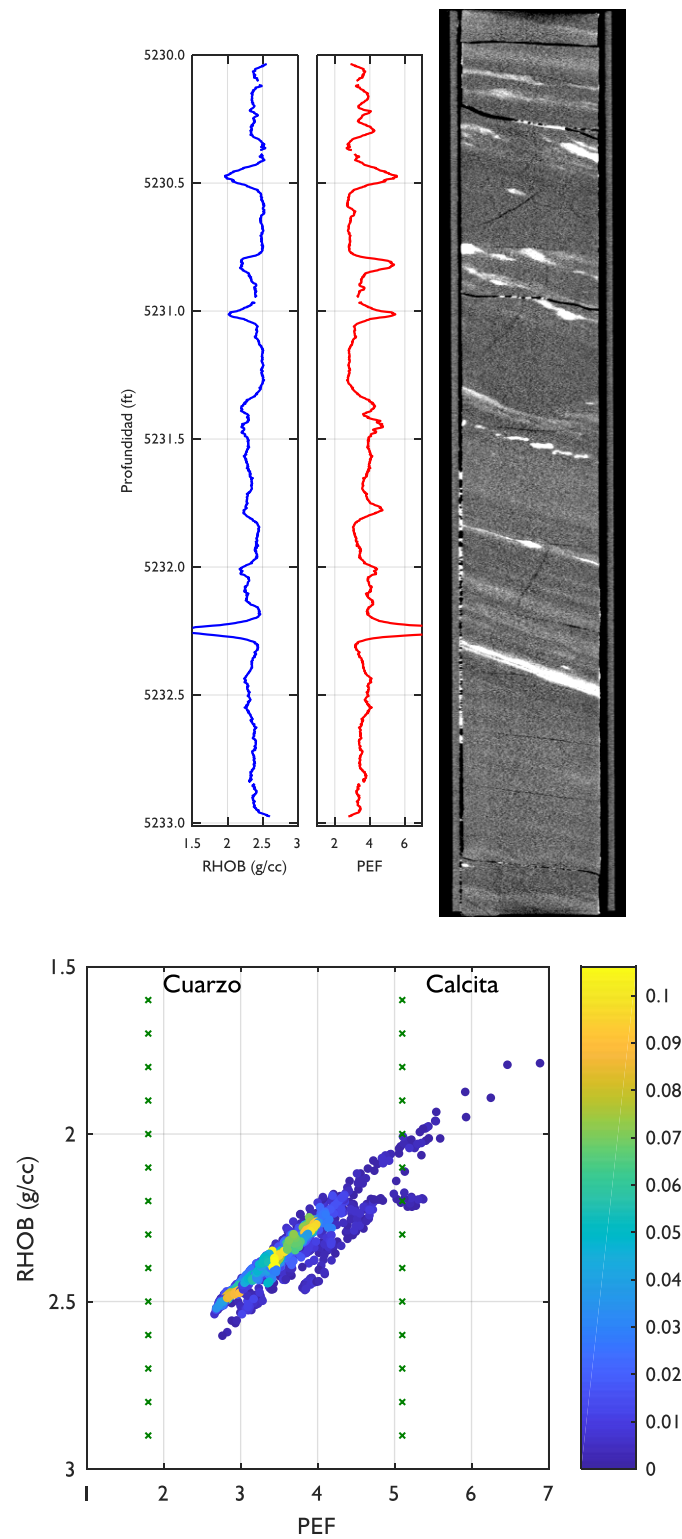


Figura 35. Componentes del reporte. I) Registro de RHOB y PEF, II) Vista XZ, III) Gráfico cruzado de distribución poblacional.

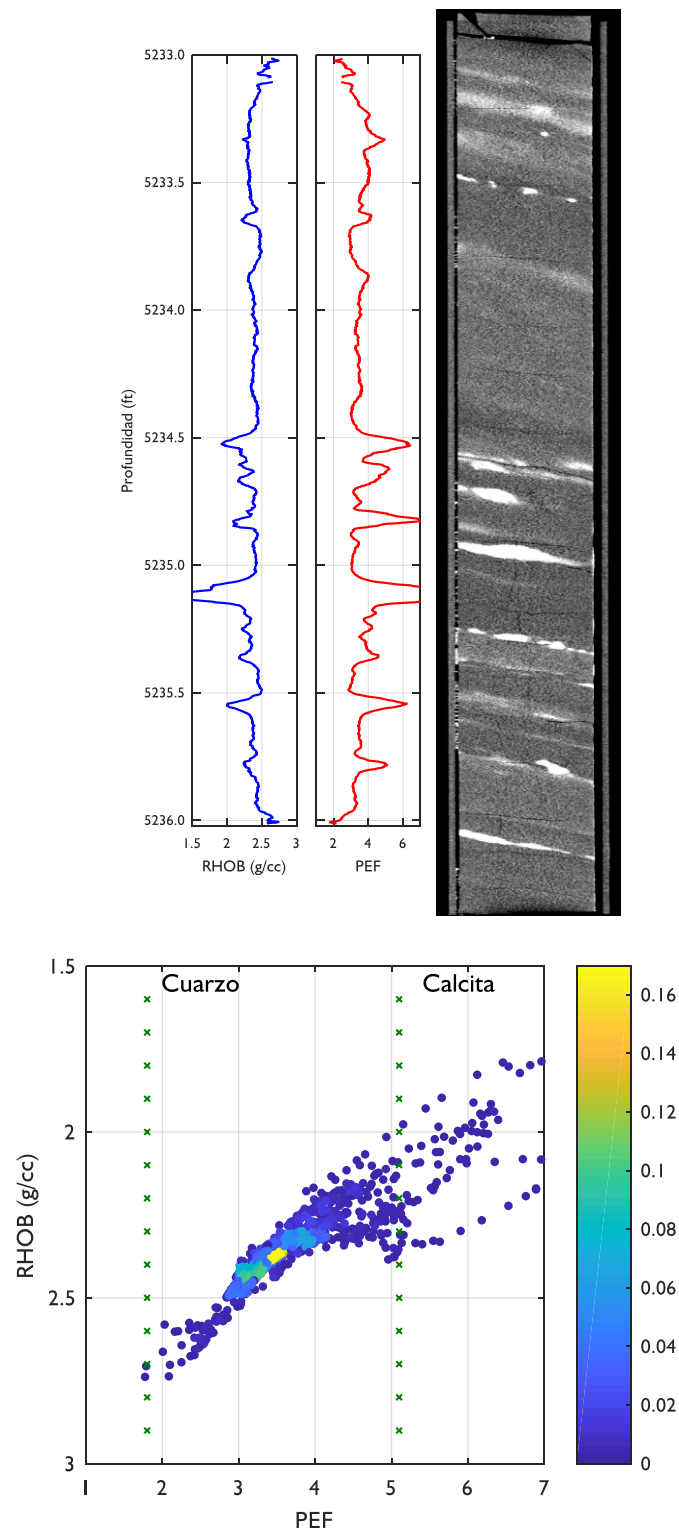


Figura 36. Componentes del reporte. I) Registro de RHOB y PEF, II) Vista XZ, III) Gráfico cruzado de distribución poblacional.

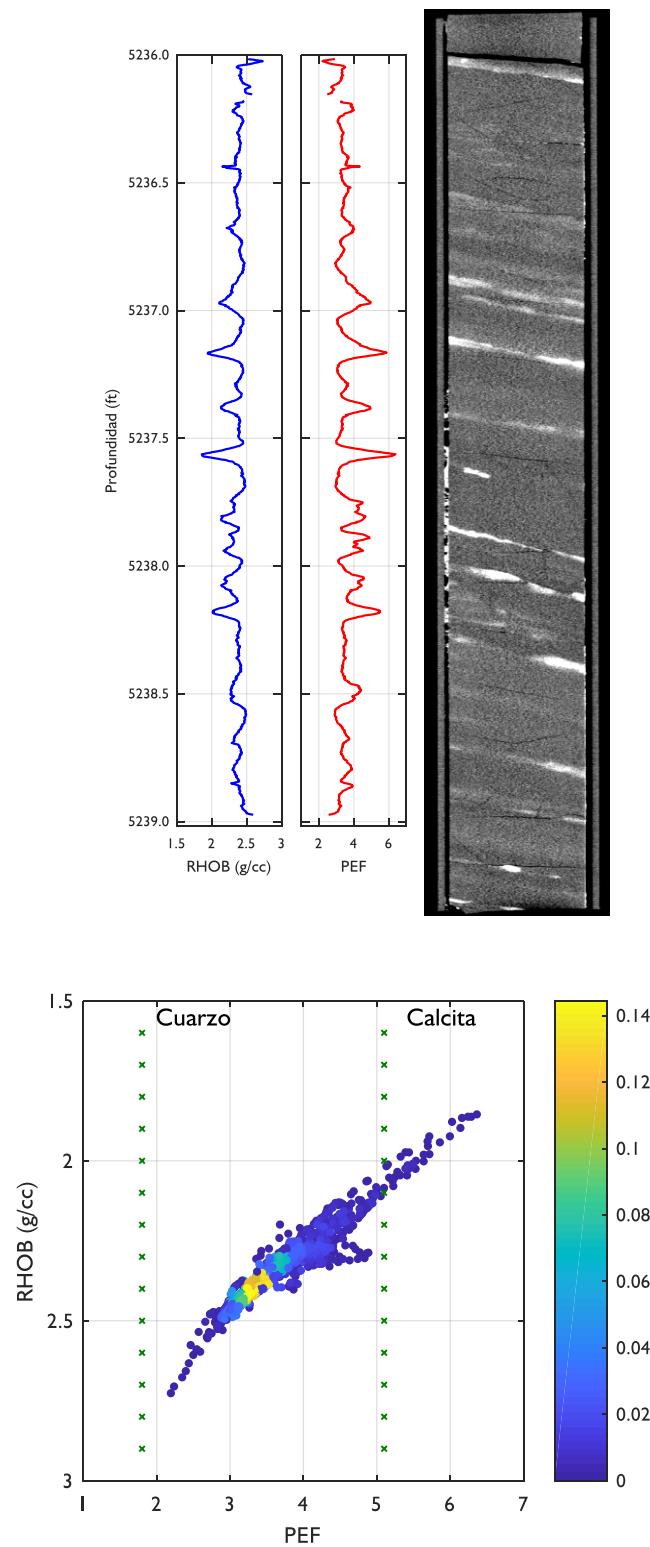


Figura 37. Componentes del reporte. I) Registro de RHOB y PEF, II) Vista XZ, III) Gráfico cruzado de distribución poblacional.

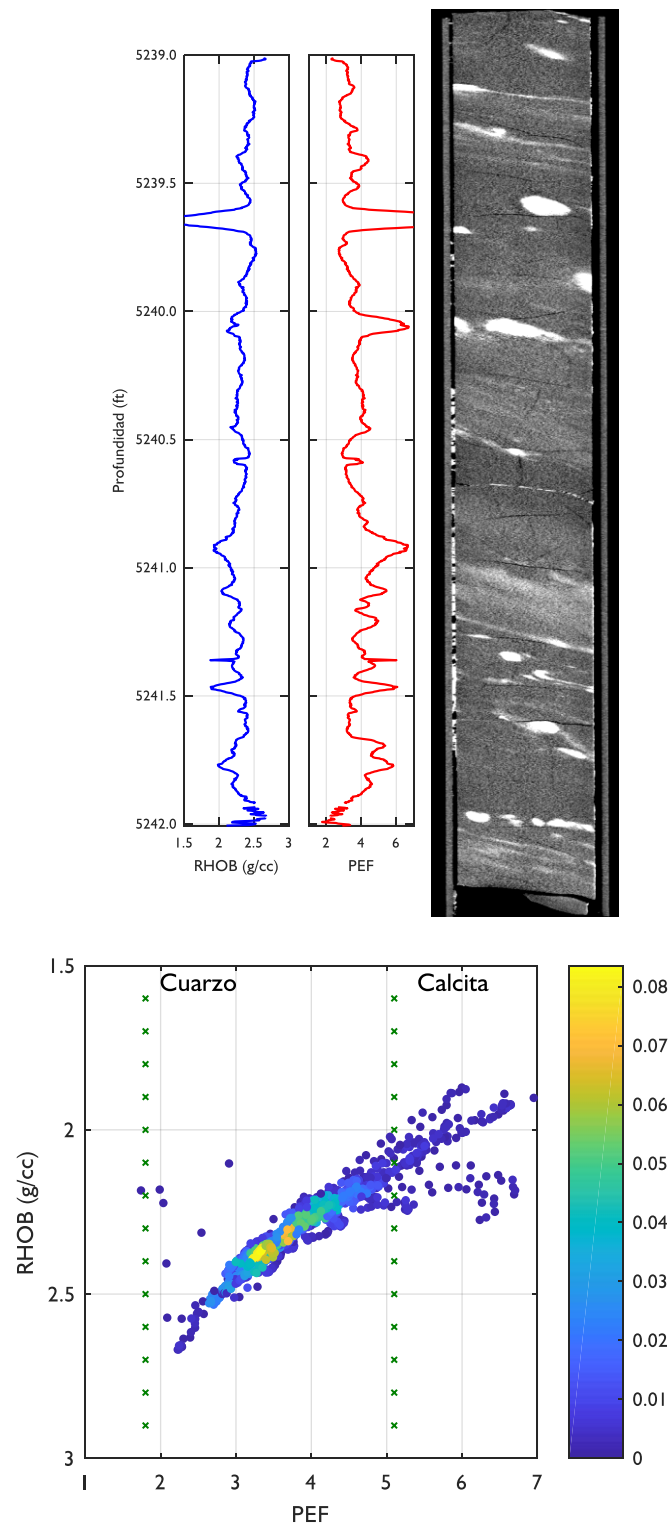


Figura 38. Componentes del reporte. I) Registro de RHOB y PEF, II) Vista XZ, III) Gráfico cruzado de distribución poblacional.

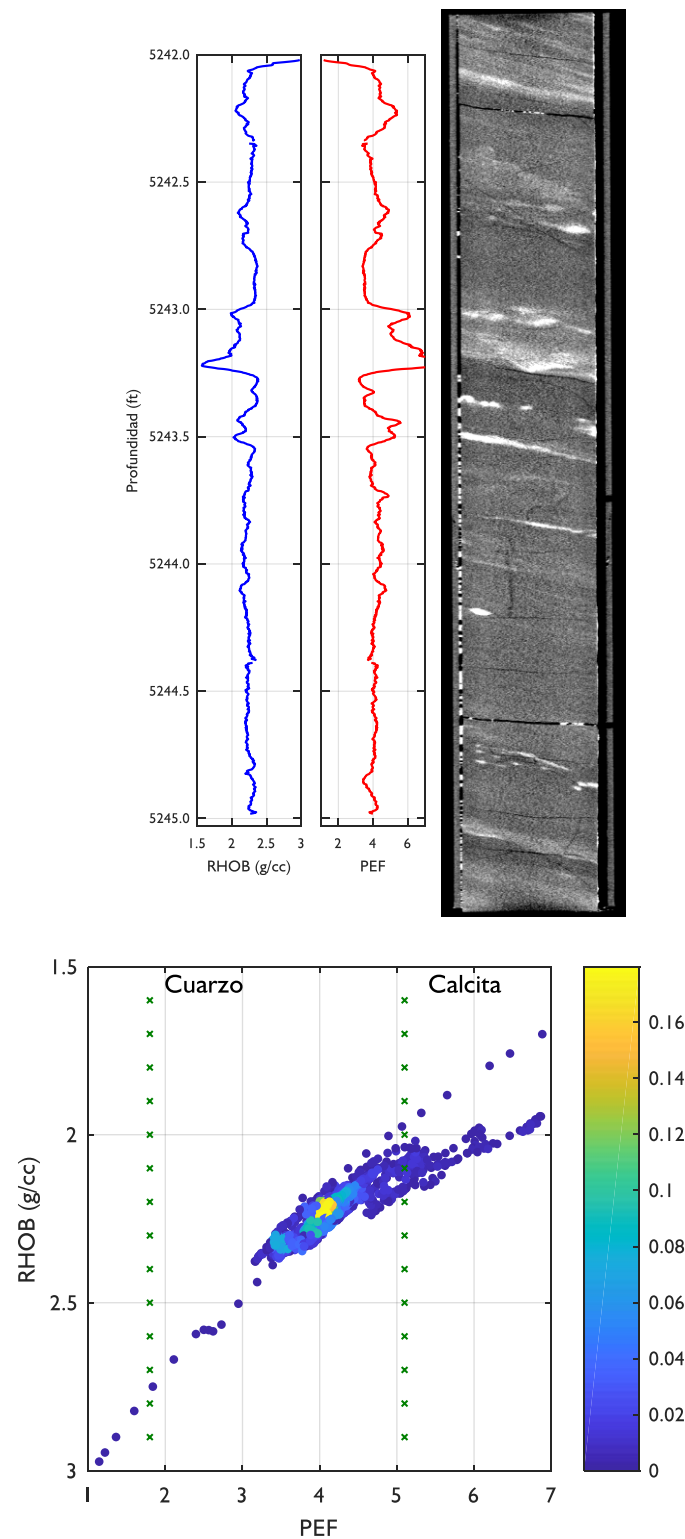


Figura 39. Componentes del reporte. I) Registro de RHOB y PEF, II) Vista XZ, III) Gráfico cruzado de distribución poblacional.

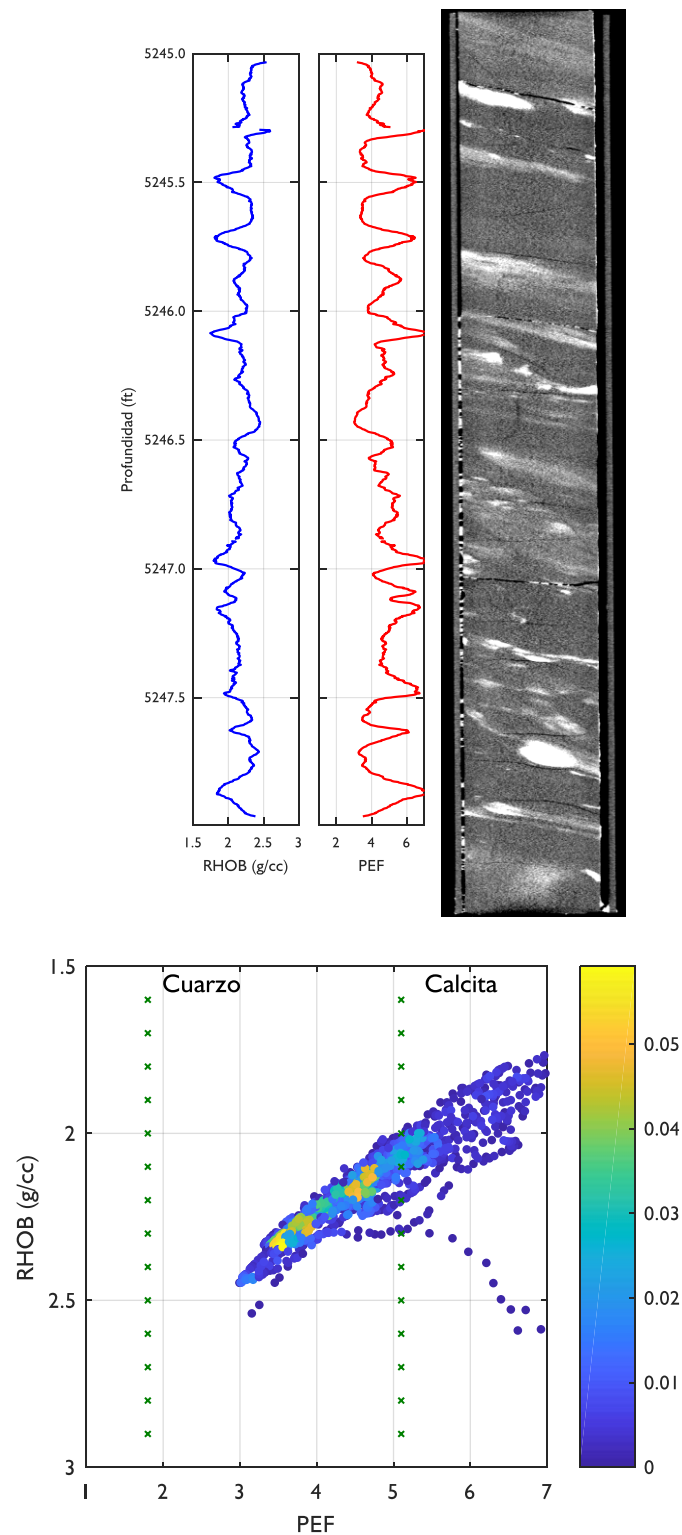


Figura 40. Componentes del reporte. I) Registro de RHOB y PEF, II) Vista XZ, III) Gráfico cruzado de distribución poblacional.

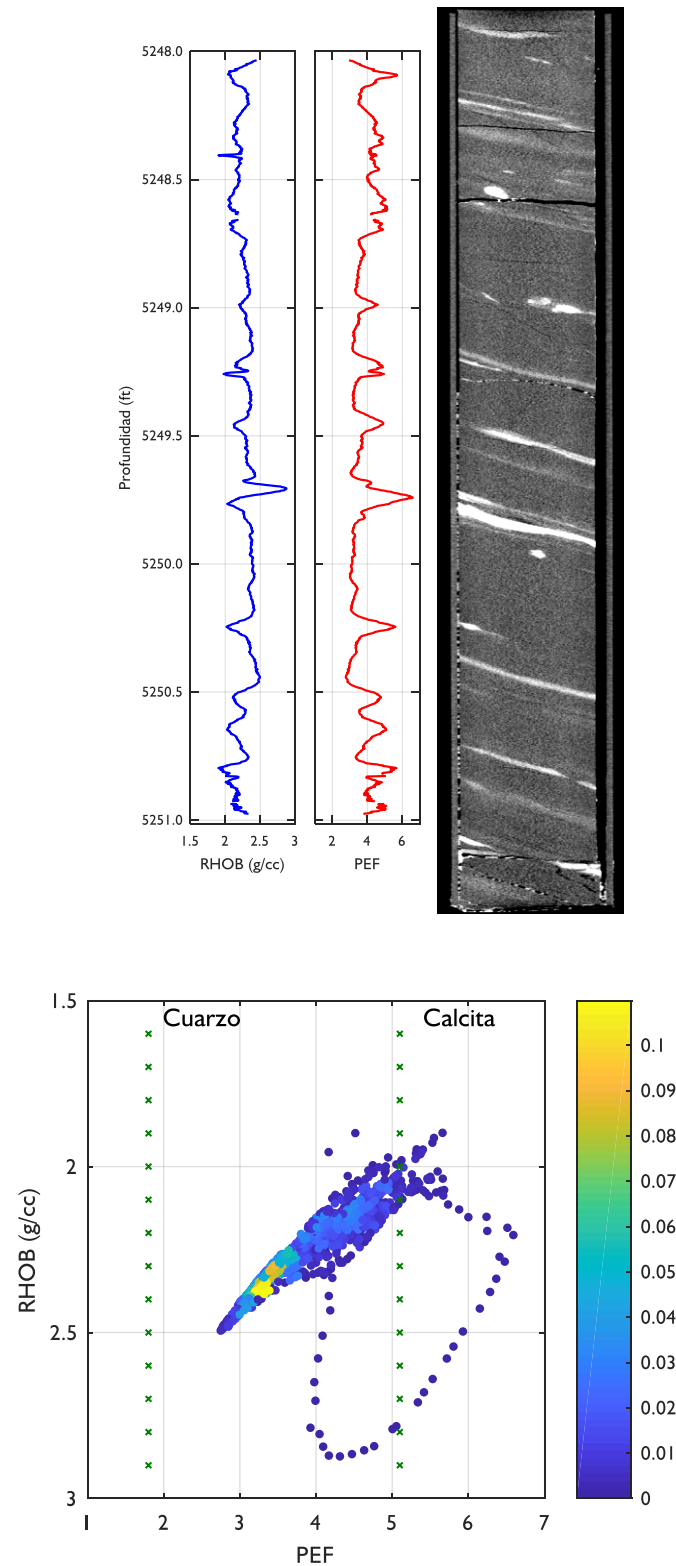


Figura 41. Componentes del reporte. I) Registro de RHOB y PEF, II) Vista XZ, III) Gráfico cruzado de distribución poblacional.

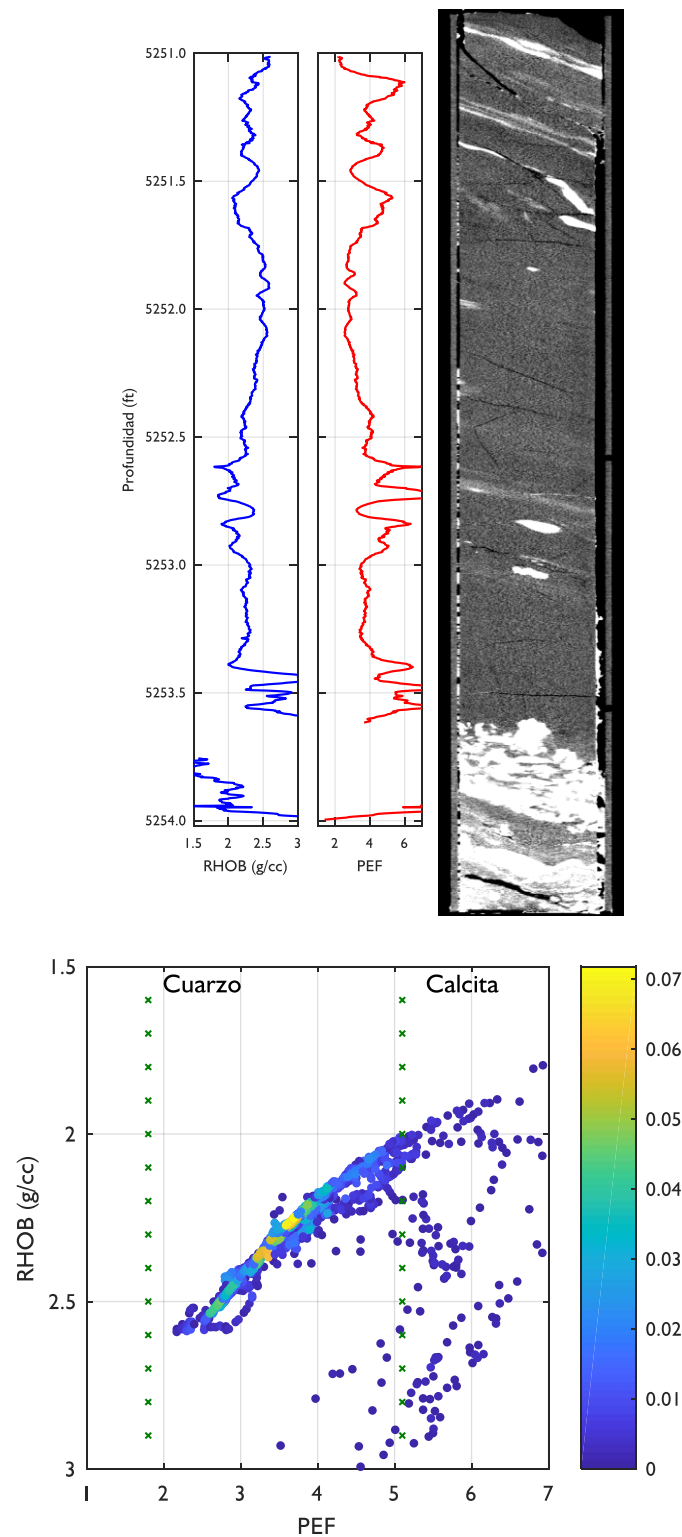


Figura 42. Componentes del reporte. I) Registro de RHOB y PEF, II) Vista XZ, III) Gráfico cruzado de distribución poblacional.

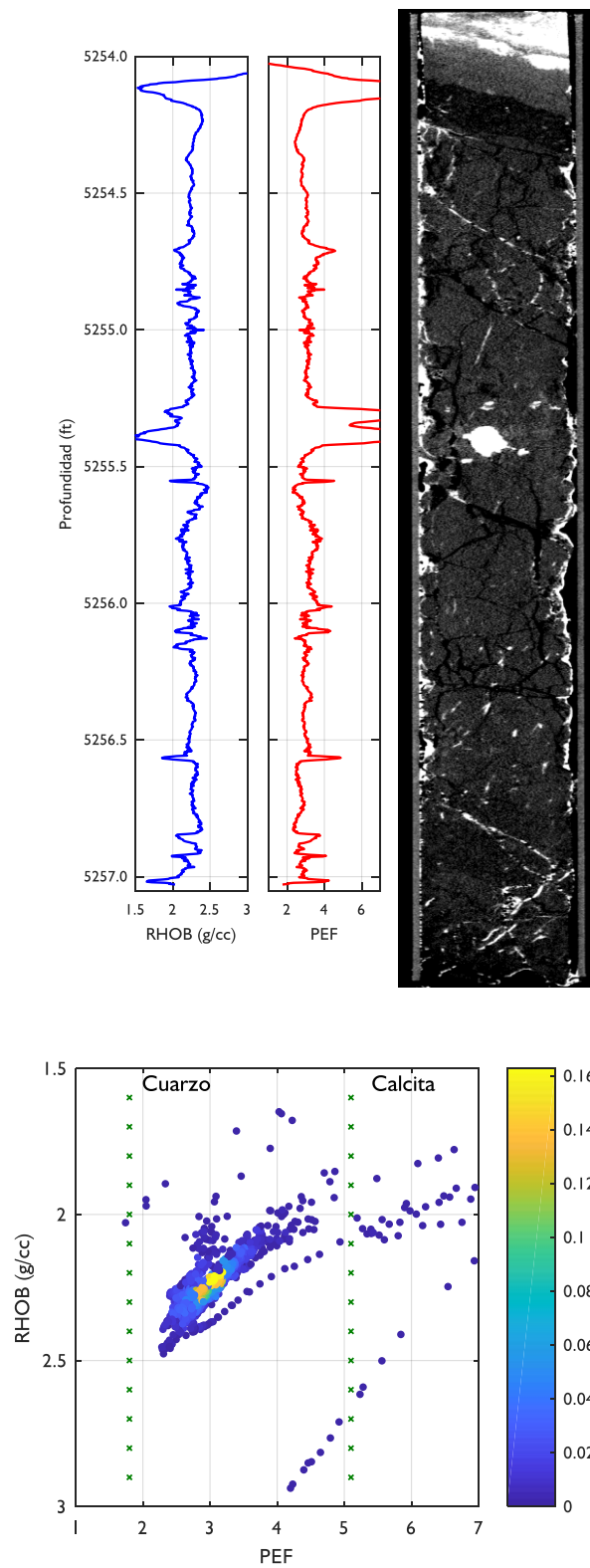


Figura 43. Componentes del reporte. I) Registro de RHOB y PEF, II) Vista XZ, III) Gráfico cruzado de distribución poblacional.

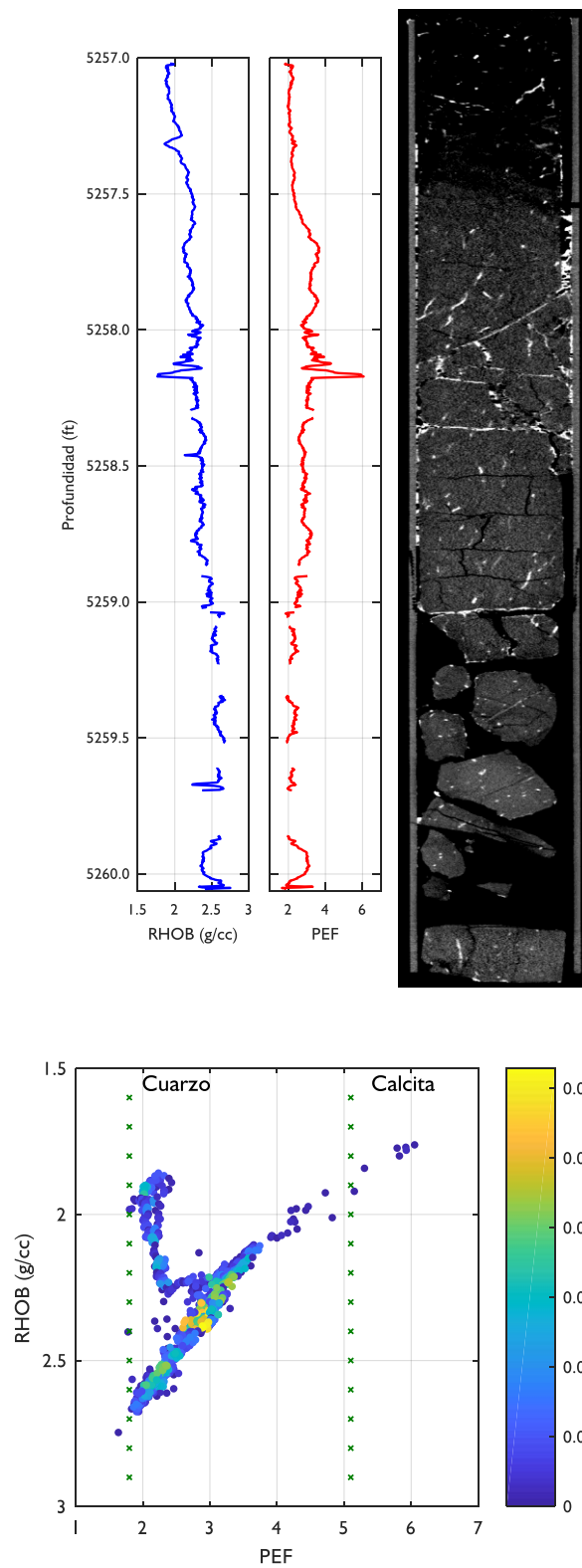


Figura 44. Componentes del reporte. I) Registro de RHOB y PEF, II) Vista XZ, III) Gráfico cruzado de distribución poblacional.

Luego de obtener los resultados mediante la tomografía computarizada, teniendo en cuenta los componentes, podremos dar a conocer los tipos de roca que se tienen a lo largo del pozo y el tipo de fluido que se lograra encontrar.

Teniendo en cuenta dichos resultados, vamos a poder observar que los valores de la Densidad varían mayormente entre 1.5 g/cm³ a 3 g/cm³ y para el PEF entre 2 y 6, podemos observar que en algunos intervalos esta densidad sobre pasan los 3 g/cm³ o incluso puede estar por debajo de los 1.5g/cm³.

Con base a estas densidades se pueden identificar los diferentes tipos de roca, van desde lodos hasta dolomitas, y variantes de fluidos como lo son el aceite, agua dulce y agua salada.

De esta manera se podrá hacer identificación de los diferentes ambientes de depositación que podemos tener, en este caso específico se puede hablar de ambiente marinos someros, ya que los contenidos calcáreos que presenta el pozo son altos y los carbonatos se precipitan a bajas profundidades, ambientes marinos también por el contenido lodoso que se presenta, con ello tendremos la presencia de agua salada a lo largo del pozo.

Se puede identificar el contenido de agua dulce, esto proviene de un ambiente de depositación en planicies de inundación, aluvial, con las cuales se pueden identificar las arenas y lodos con un contenido silíceo, este debido a que con las imágenes que se obtienen (XZ, YZ y radiales) podemos observar ambientes de alta energía gracias a las estructuras que se forma, como lo son las rizaduras, contactos entre las litologías y los lentes de arena dentro de los lodos.

En base a estos ambientes de depositación que se obtienen, se puede decir que entre las litologías más predominantes de el pozo vamos a tener: arenitas muy finas a medias, las cuales tendrán un contenido silíceo, con líticos debido al transporte de material por el ambiente en el cual se depositó, calizas (dolomitas) por su contenido calcáreo y gracias a los resultados en el

registro de densidad se llega a asumir un contenido de restos fosilíferos, contenido de lodolitas (limos, arcillas y lodos) que pueden llegar a tener contenidos silíceos y calcáreos dependiendo de su origen.

Y al hacer la comparación con los registros eléctricos de dicho pozo, se logra observar que el porcentaje de error si es bastante reducido, y que la característica brindada por la tomografía computarizada nos ayuda a obtener información valiosa de los núcleos de perforación.

De esta manera se podrá lograr identificar tipos de roca, las diferentes facies y los ambientes de depositación en los pozos perforados sin la necesidad de hacer pruebas destructivas y poder conservar los núcleos para futuros trabajos.

11. Conclusiones

- Gracias a las nuevas tecnologías que se están trayendo para el uso de la industria petrolera, vamos a lograr realizar diferentes pruebas y diferentes registros para poder comparar con los previamente obtenidos en pozo para verificar y dar un menor rango de error a los actualmente obtenidos.
- Teniendo en cuenta que la industria está avanzando y que día a día se van necesitando nuevas metodologías, las cuales sean más eficaces, que nos provean una mayor certeza y menores costos, podemos decir que gracias a la tomografía computarizada se ha venido logrando dicha meta y que se puede lograr ir más allá en un futuro.
- Podremos caracterizar los diferentes tipos de roca a lo largo de un pozo, y junto a los registros eléctricos, verificar y reducir el riesgo de pasar por alto algunas facies, que puedan ser muy similares y con ellos, conseguir una mayor exactitud al obtener los resultados requeridos.

Referencias Bibliográficas

- Cnudde, V., & Boone, M. N. (2013). High-resolution X-ray computed tomography in geosciences: A review of the current technology and applications. *Earth-Science Reviews*, 123, 1-17.
- Hounsfield, G. N. A method of and apparatus for examination of a body by radiation such as X-ray or gamma radiation, London (1972). *British Patent*, (1283915).
- Meneses, A. F. O., Chaves, J. M. P., Otero, E. H., & Santos, N. S. (2015). Caracterización estática de rocas por medio de tomografía computarizada de rayos-X TAC. *Revista Fuentes*, 13(1).
- Siddiqui, S., & Khamees, A. A. (2004, January). Dual-energy CT-scanning applications in rock characterization. In *SPE annual technical conference and exhibition*. Society of Petroleum Engineers.
- Wellington, S. L., & Vinegar, H. J. (1987). X-ray computerized tomography. *Journal of Petroleum Technology*, 39(08), 885-898.