

# AMBIENTE Y CARACTERIZACIÓN VINCULANDO TAC

Definición de ambientes sedimentarios y caracterización de tipo de roca vinculando el uso de la tomografía computarizada de roca. Caso de estudio aplicado a un campo colombiano.

Oscar Danilo De Arco Niño, Marlon Steven Mora Guerrero

Trabajo de Grado para optar los títulos de: Geólogo e Ingeniero de Petróleos

Director

Edwar Hernando Herrera Otero

Geólogo Magister

Codirectores

Andrés Felipe Ortiz Meneses

Ingeniero de Petróleos

Ayerim Antonieta Obando Yaguas

Ingeniera de Petróleos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Escuela de Geología

Bucaramanga

2018

### Dedicatoria

*A DIOS por brindarme la vida, salud, sabiduría y tan enorme oportunidad de culminar satisfactoriamente esta meta sumamente importante de mi vida. “GRACIAS PADRE”.*

*A mis papitos Oscar Humberto De Arco y Norha Patricia Niño, a los que amo y admiro con toda mi alma, por su apoyo incondicional, por inculcarme excelentes valores para mi educación. Les doy gracias y les dedico este triunfo. “ESTO ES DE USTEDES”.*

*A mi hermanita Juana De Arco a quien amo con todo mi ser, por su hermosa sonrisa, momentos inolvidables compartidos, lindos detalles. “ESTO ES PARA TI TAMBIEN”.*

*A mis abuelitas Bertha Carreño y Bertha De Arco a las que amo y son mi tesoro, por sus lindas frases, lindos detalles, palabras de apoyo, sus cálidos abrazos y más sinceros deseos del éxito.*

*A mi novia Smith Jerez a quien amo con todo mi corazón, por brindarme su amor, su incondicional cariño, su apoyo y atención en esta etapa final de mi carrera. Gracias por esa linda casualidad.*

*A mis familiares y amigos en general quienes creyeron en mí.*

*Oscar Danilo De Arco Niño*

### Dedicatoria

*A Dios por ser el fundamento de mi vida, por guiarme siempre en buen camino, por brindarme la perseverancia, paciencia, inteligencia y sabiduría, para poder culminar mis estudios universitarios y alcanzar un logro más en mi vida.*

*A mi madre Marcela, por estar siempre a mi lado como apoyo emocional y su incondicional amor, por brindarme tan sabios consejos y ser un ejemplo de vida.*

*A mi padre, que con su esfuerzo y dedicación poder brindarme siempre lo que necesitaba de la mejor manera posible.*

*A mis hermanas Jessica y Karen por acompañarme siempre con sus cariños, aprecio y mucha paciencia.*

*A mis amigos, que junto con ellos pudimos forjar un camino lado a lado y poder decir que unidos logramos una meta más en nuestras vidas a Martin, Daniel, Brayhan, Julián, Sharon, Nicolas, Néstor, Gregorio, David, Jorge, Jeferson, Felipe, Jorge G y Ariel, gracias por las experiencias vividas y momentos compartidos.*

*A María Jose, por su cariño y bondad, por ser una persona incondicional, por mostrarme enseñanzas de vida y ser su compañía muy amena, por ser mi amiga de aventuras espirituales y mi compañera en Dios.*

*Marlon Steven Guerrero Mora*

### **Agradecimientos**

Al grupo de investigación de modelamiento de procesos hidrocarburos por brindarnos la oportunidad junto con la orientación necesaria para el desarrollo de este proyecto.

Al profesor magister Edwar Hernando Herrera Otero, a los geólogos Claudia Hincapié, Carlos Alberto Villarreal y Juan David Badillo, a los ingenieros Ayerim Antonieta Obando Yaguas, Andrés Felipe Ortiz Meneses y Gustavo Andrés Valle Tamayo, por sus observaciones, apoyo y consejos en la realización de este proyecto.

A las escuelas de Ingeniería de Petróleos y Geología, su personal docente y administrativo que a lo largo de la vida universitaria colocaron a nuestra disposición toda herramienta y espacio que nos permitieron desarrollar grandes aptitudes y un perfil integral como profesionales.

A la Universidad Industrial de Santander por crear el ambiente y los espacios para crecer a nivel personal y profesional.

**Tabla de Contenido**

	<b>Pág.</b>
Introducción .....	20
1. Objetivos .....	21
1.1 Objetivo general.....	21
1.2 Objetivos específicos .....	21
2. Marco de referencia .....	22
2.1 Caracterización de yacimientos .....	22
2.1.1 Fuentes de información para caracterizar. ....	23
2.2 Caracterización estática de yacimientos. ....	23
2.2.1 Información geológica. ....	24
2.2.2 Información geofísica. ....	28
2.2.3 Información petrofísica.....	29
2.3 Tomografía axial computarizada de rayos X.....	30
2.3.1 Funcionamiento de la tomografía axial computarizada. ....	31
2.3.2 Rayos X.....	32
2.3.3 Coeficiente de atenuación.....	33
2.4 Software de visualización. ....	36
2.5 Registros FMI. ....	36
3. Metodología .....	37

3.1 Evaluación de propiedades petrofísicas .....	37
3.2 Determinación de facies mediante curvas de densidad y número atómico .....	40
3.3 Definición de texturas con FMI en la caracterización con el TAC.....	43
3.4 Estimación de paleocorrientes para determinar la dirección del paleoflujos.....	44
4. Marco Geológico .....	45
4.1 Localización.....	45
4.2 Geología Regional. ....	46
4.3 Evolución geológica de la cuenca Valle Superior del Magdalena.....	48
4.4 Estratigrafía Regional de la Sub-Cuenca de Neiva.....	53
4.5 Asociación de facies sedimentarias y ambientes de depósito.....	57
4.5.1 Asociación de Facies Costa Afuera. ....	57
4.5.2 Asociación de Facies de transición entre Costa Afuera y frente de Consta Inferior. ....	58
4.5.3 Asociación de Facies de frente de Costa Inferior. ....	58
4.5.4 Asociación de Facies de Costas Medio-Superior.....	59
4.5.5 Asociación de Facies de Llanura Aluvial-Costera y Paleosuelos.....	59
4.6 Geología Estructural. ....	60
5. Análisis de Resultados .....	62
5.1 Evaluación de las propiedades petrofísicas en el caso de estudio .....	62
5.2 Determinación de facies mediante curvas de densidad y número atómico en el caso de estudio .....	68

5.2.1 Asociación e interpretación de facies del núcleo 1.....	72
5.2.2 Asociación e interpretación de facies del núcleo 2.....	75
5.2.3 Asociación e interpretación de facies del núcleo 3.....	77
5.2.4 Asociación e interpretación de facies del núcleo 4.....	79
5.2.5 Asociación e interpretación de facies del núcleo 5.....	81
5.2.6 Asociación e interpretación de facies del núcleo 6.....	83
5.2.7 Asociación e interpretación de facies del núcleo 7.....	85
5.3 Definición de texturas con FMI en la caracterización con el TAC en el caso de estudio .....	88
5.3.1 Análisis de texturas en el núcleo 1.....	88
5.3.2 Análisis de texturas en el núcleo 2.....	91
5.3.3 Análisis de texturas en el núcleo 3.....	93
5.3.4 Análisis de texturas en el núcleo 4.....	95
5.3.5 Análisis de texturas en el núcleo 5.....	98
5.3.6 Análisis de texturas en el núcleo 6.....	101
5.3.7 Análisis de texturas en el núcleo 7.....	103
5.4 Estimación de paleocorrientes en el caso de estudio .....	105
5.5 Definición del ambiente sedimentario vinculando TAC aplicado al caso de estudio.....	109
6. Conclusiones .....	112
Recomendaciones .....	113
Bibliografía .....	114

**Lista de Tablas**

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Listado de materiales fantasmas recomendados. ....	35
Tabla 2. Zeff y PEF para materiales más comunes.....	40
Tabla 3. Clasificación de la calidad de la roca en función de la porosidad. ....	63
Tabla 4. Rangos generales PEF para diferentes rocas. ....	69
Tabla 5. Resultados de clasificación de facies de densidad y número atómico a partir del cross-plot RHOB vs PEF. ....	71

**Tabla de Figuras**

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Fuentes de información de la caracterización estática. ....	24
Figura 2. Estructura geológica, pliegues de formación, variación facies estratigráfica y litológicas. .....	27
Figura 3. Procedimiento convencional para la toma de la sísmica. <a href="#">HIDROCARBUROS.aspx</a> ..	29
Figura 4. Plug de perforación para análisis petrofísicos. ....	30
Figura 5. Configuración de escáner TAC. Izquierda: equipo de tercera generación. Derecha: equipo de cuarta generación. ....	31
Figura 6. Modelo esquemático de relación entre el dominio espacial del objeto y espacio Radon. .....	32
Figura 7. Ubicación de la muestra y los fantasmas para su evaluación de propiedades petrofísicas – corte transversal. ....	39
Figura 8. Curvas de RHOB vs PEF e imagen en escala de colores grises del escaneo de núcleos, respecto a profundidad. ....	41
Figura 9. Diagrama Cross - Plot para la clasificación de facies densidad y número atómico. ...	42
Figura 10. Comparación de imágenes FMI (a la izquierda) y tomográficas (a la derecha). ....	43
Figura 11. Proyección de una intersección plana con un pozo cilíndrico. ....	44
Figura 12. Localización de la cuenca Valle Superior del Magdalena, ubicación del campo de estudio. ....	45
Figura 13. Delimitación por fallas de la Cuenca Valle Superior del Magdalena. ....	46
Figura 14. Distribución de las Sub-Cuencas del Valle Superior del Magdalena. ....	47

Figura 15. Modelo evolutivo de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena durante el Jurásico.  
 ..... 48

Figura 16. Modelo evolutivo de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena durante Turoniano.  
 ..... 49

Figura 17. Modelo evolutivo de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena durante el  
 Masstrichtiano..... 50

Figura 18. Modelo evolutivo de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena durante el Oligoceno.  
 ..... 51

Figura 19. Modelo evolutivo de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena durante su etapa final.  
 ..... 52

Figura 20. Modelo evolutivo de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena reciente. .... 52

Figura 21. Columna estratigráfica generalizada de la Sub-Cuenca del Valle Superior del  
 Magdalena a partir de Cretácico. .... 55

Figura 22. Nomenclatura estratigráfica y correlación en los valles Superior y Medio del  
 Magdalena..... 56

Figura 23. Mapa Geológico simplificado de la Sub-Cuenca de Neiva..... 60

Figura 24. Estructuras falladas de cabalgamiento..... 61

Figura 25. Registros de RHOB, PEF y Zeff de los núcleos 1 y 2 (3274ft - 3325ft)..... 64

Figura 26. Registros de RHOB, PEF y Zeff de los núcleos 3 y 4 (3325ft - 3377ft)..... 65

Figura 27. Registros de RHOB, PEF y Zeff, núcleos 5 (3377ft – 3402ft) y 6 (3438ft - 3469ft).. 66

Figura 28. Registros de RHOB, PEF y Zeff del núcleo 7 (3469ft – 3532ft). .... 67

Figura 29. Valores de densidad (RHOB) vs. el factor fotoeléctrico (PEF). .... 70

Figura 30. Valores de densidad (RHOB) vs. el factor fotoeléctrico (PEF) en núcleos con los respectivos cuttofs..... 71

Figura 31. Diagrama cruzado respecto a la clasificación de facies para el primer núcleo. .... 72

Figura 32. Registros RHOB y PEF correlacionandolos con las facies e imágenes tomográficas del primer núcleo. .... 74

Figura 33. Diagrama cruzado respecto a la clasificación de facies para el segundo núcleo..... 75

Figura 34. Registros RHOB y PEF correlacionandolos con las facies e imágenes tomográficas del segundo núcleo..... 76

Figura 35. Diagrama cruzado respecto a la clasificación de facies para el tercer núcleo..... 77

Figura 36. Registros RHOB y PEF correlacionandolos con las facies e imágenes tomográficas del tercer núcleo..... 78

Figura 37. Diagrama cruzado respecto a la clasificación de facies para el cuarto núcleo. .... 79

Figura 38. Registros RHOB y PEF correlacionandolos con las facies e imágenes tomográficas del cuarto núcleo. .... 80

Figura 39. Diagrama cruzado respecto a la clasificación de facies para el quinto núcleo..... 81

Figura 40. Registros RHOB y PEF correlacionandolos con las facies e imágenes tomográficas del quinto núcleo..... 82

Figura 41. Diagrama cruzado respecto a la clasificación de facies para el sexto núcleo. .... 83

Figura 42. Registros RHOB y PEF correlacionandolos con las facies e imágenes tomográficas del sexto núcleo. .... 84

Figura 43. Diagrama cruzado respecto a la clasificación de facies para el séptimo núcleo. .... 85

Figura 44. Registros RHOB y PEF correlacionandolos con las facies e imágenes tomográficas del séptimo núcleo. .... 86

Figura 45. Registros RHOB y PEF correlacionandolos con las facies e imágenes tomográficas del total de los núcleos..... 87

Figura 46. Esquema de Facies de Skolithos..... 88

Figura 47. Sección del núcleo altamente bioperturbado por los organismos e impregnada de hidrocarburos. .... 88

Figura 48. Imagen tomográfica. Sección 3274ft -3280ft del núcleo 1. .... 89

Figura 49. Registro comparativo. De izquierda a derecha, imagen FMI, imagen tomográfica e imagen tomográfica resistiva. Núcleo 1..... 90

Figura 50. Imagen tomográfica. Sección 3302ft -3305ft del núcleo 2. .... 91

Figura 51. Registro comparativo. De izquierda a derecha, imagen FMI, imagen tomográfica e imagen tomográfica resistiva. Núcleo 2..... 92

Figura 52. Imagen tomográfica. Sección 3332ft -3336ft del núcleo 3. .... 93

Figura 53. Registro comparativo. De izquierda a derecha, imagen FMI, imagen tomográfica e imagen tomográfica resistiva. Núcleo 3..... 94

Figura 54. Imagen tomográfica. Sección 3348 ft. – 3351 ft. del núcleo 4..... 95

Figura 55. Bioperturbación correspondiente a la textura moteada de tonos grises oscuros en toda la sección de la imagen tomográfica..... 96

Figura 56. Imagen tomográfica. Sección 3375 ft. – 3377ft correspondiente al cuarto núcleo. .... 96

Figura 57. Registro comparativo. De izquierda a derecha, imagen FMI, imagen tomográfica e imagen tomográfica resistiva. Núcleo 4..... 97

Figura 58. Sección del núcleo bioperturbado por los organismos e impregnada de hidrocarburos. .... 98

Figura 59. Imagen tomográfica. Sección 3385 ft. – 3391ft correspondiente al quinto núcleo. .... 98

Figura 60. Esquema de Facies de Cruziana. .... 99

Figura 61. Registro comparativo. De izquierda a derecha, imagen FMI, imagen tomográfica e imagen tomográfica resistiva. Núcleo 5..... 100

Figura 62. Segmento tomográfico correspondiente a la sección 3465 ft. – 3468 ft. del sexto núcleo. .... 101

Figura 63. Registro comparativo. De izquierda a derecha, imagen FMI, imagen tomográfica e imagen tomográfica resistiva. Núcleo 6..... 102

Figura 64. Imagen tomográfica. Segmento correspondiente a la sección 3509ft – 3516ft..... 103

Figura 65. Imagen tomográfica. Segmento correspondiente a la sección 3522ft – 3527ft..... 103

Figura 66. Registro comparativo. De izquierda a derecha, imagen FMI, imagen tomográfica e imagen tomográfica resistiva. Núcleo 7..... 104

Figura 67. Izquierda: Estratificación cruzada tipo Hummocky. Derecha: Imbricación de fragmentos de roca..... 105

Figura 68. Imagen FMI en donde se hayan los datos estructurales de pared de pozo y dirección de paleoflujo por medio de la sinusoide. .... 106

Figura 69. A: Diagrama de rosas del dato estructural del pozo general (AZR 264°/39°). B: Diagrama de rosas indicando la dirección del paleoflujo hacia el SE. .... 107

Figura 70. Determinación del dato estructural de los núcleos por medio de las imágenes radiales de tomografía computarizada..... 108

Figura 71. A: Diagrama de rosas del dato estructural del pozo general (AZR 264°/39°). B: Diagrama de rosas del dato estructural para los núcleos (AZR 288°/38°). .... 109

Figura 72. Secuencia de playa pogradante depositada durante el descenso del nivel del mar y sección transversal de playa abierta en regimen de mareas meteorológicas. .... 110

Figura 73. Modelo ambiental de icnofacies en donde se destacan en rojo los Skolithos y Cruziana.

..... 111

Figura 74. Esquema ambiental en la zona de playa de los diferentes organismos. .... 111

**RESUMEN**

**TITULO:** DEFINICIÓN DE AMBIENTES SEDIMENTARIOS Y CARACTERIZACIÓN DE TIPO DE ROCA VINCULANDO EL USO DE LA TOMOGRAFÍA COMPUTARIZADA DE ROCA. CASO DE ESTUDIO APLICADO A UN CAMPO COLOMBIANO♦

**AUTORES:** OSCAR DANILLO DE ARCO NIÑO♦♦  
MARLON STEVEN GUERRERO MORA♦♦

**PALABRAS CLAVE:** TOMOGRAFIA AXIAL COMPUTARIZADA, AMBIENTE SEDIMENTARIO, CARACTERIZACIÓN, PETROFÍSICA.

**DESCRIPCIÓN:**

La buena caracterización de un yacimiento petrolero es una etapa de suma importancia en la vida productiva del mismo; desde el análisis estructural, propiedades de la roca y los fluidos y llegando incluso a la definición del ambiente sedimentario de depositación, lo que ha llevado a la industria de los hidrocarburos en enfocar sus esfuerzos en mejorar métodos y tecnología que ayuden a tener una mejor caracterización de forma más detallada y realista.

Este proyecto se enfoca en el uso y análisis de imágenes de tomografía axial computarizada de rayos X en rocas, puntualmente en núcleos de perforación de un yacimiento en específico, como método no invasivo que permite inspeccionar la estructura interna de la roca de una forma no destructiva para una caracterización del yacimiento de manera estática, que a su vez por medio de ecuaciones de correlación postuladas por Siddiqui y Khamees (2004) podemos hallar propiedades petrofísicas, y en un posterior análisis sedimentario y estructural como determinación de facies por medio del método de Energía Dual, análisis textural de la roca usando imágenes de tomografía axial computarizada, determinación de paleocorrientes por medio de la dirección del paleoflujo. Finalmente, como resultados de estos procedimientos llegar al objetivo primordial el cual es la definición de un ambiente sedimentario de depositación y la caracterización del tipo de roca del yacimiento en estudio.

---

♦ Trabajo de Grado

♦♦ Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de petróleos, Geología. Director: Geólogo Magister Edwar Hernando Herrera Otero.

**ABSTRACT**

**TITLE:** DEFINITION OF SEDIMENTARY ENVIRONMENTS AND CHARACTERIZATION OF ROCK'S TYPE LINKING THE USE OF THE COMPUTERIZED ROCK TOMOGRAPHY. CASE STUDY APPLIED TO A COLOMBIAN FIELD\*.

**AUTHORS:** OSCAR DANILO DE ARCO NIÑO\*\*  
MARLON STEVEN GUERRERO MORA\*\*

**KEYWORDS:** COMPUTERIZED TOMOGRAPHY, DEFINITION OF SEDIMENTARY, CHARACTERIZATION, PETROPHYSICS.

**DESCRIPTION:**

The good characterization of an oil field is a stage of immense importance in the productive life of it; from the structural analysis, properties of the rock and the fluids and even to the definition of the sedimentary environment of deposition, which has led the hydrocarbon industry to focus its efforts on improving methods and technology that help to have more and better characterization in a more detailed and realistic way.

One of the methods used for the characterization of reservoirs is through the analysis of rock sampling, to which different procedures are done to quantify and qualify rock and fluid properties, including geological analyzes, all this to estimate the most accurate amount of hydrocarbon volume available in the field, as well as the best way to extract it. This project focuses on the use and analysis of X-ray computed tomography images in rocks, specifically in reservoir drilling cores as a non-invasive method that allows inspecting the internal structure of the rock in a non-destructive way, which it will allow by means of correlation equations to find petrophysical properties, and in a later sedimentary and structural analysis; the definition of a sedimentary deposit environment.

---

\* Trabajo de Grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de petróleo, Geología. Director: Geólogo Magister Edwar Hernando Herrera Otero.

## Introducción

Actualmente la caracterización de rocas dentro de la industria petrolera se realiza por dos (2) diferentes metodologías; Métodos directos e indirectos, siendo los primeros más asertivos, sin embargo son métodos invasivos y suelen dañar la muestra con la que se realiza el procedimiento limitándola a solo una prueba y aunque los segundos (métodos indirectos) preservan la muestra estos son pocos precisos y tienden a tener una desviación de datos muy considerable lo cual hace que no sean confiables, y así de esta manera se entra en la necesidad de que queriendo preservar la muestra para posteriores análisis sin que sufra cambios en su estructura y propiedades, pero teniendo certeza en los datos durante las pruebas de caracterización de la roca misma.

La tomografía axial computarizada (TAC) de roca es un método de caracterización indirecto que surge mediante la necesidad de preservar la muestra para posteriores análisis. Esta técnica no intrusiva permite la exploración de la estructura interna de los cuerpos. Dentro de la industria de los hidrocarburos el TAC sirve de apoyo en la descripción y caracterización de rocas, tanto de manera cualitativa como cuantitativa.

Es por ende que este proyecto pretende vincular la tomografía axial computarizada en rocas, específicamente en núcleos de perforación, de los cuales se desea determinar las propiedades petrofísicas de la roca, facies de densidad y número atómico efectivo, análisis textural, dirección de los paleoflujos para finalmente definir un ambiente sedimentario que posibilite conocer las condiciones de depósito del yacimiento y maximizar su potencial.

## **1. Objetivos**

### **1.1 Objetivo general**

Definir ambientes sedimentarios y caracterizar el tipo de roca vinculando el uso de tomografía computarizada de roca. Caso de estudio aplicado a un campo colombiano.

### **1.2 Objetivos específicos**

- Evaluar propiedades petrofísicas y orientarlas por medio de tomografía computarizada.
- Determinar facies con las curvas de densidad y número atómico.
- Definir texturas a partir de imágenes FMI para la caracterización del tipo de roca utilizando la tomografía axial computarizada.
- Estimar paleocorrientes para determinar la dirección del paleoflujo de depositación.

## **2. Marco de referencia**

En el presente marco teórico se da a conocer algunos conceptos básicos a tratar para el desarrollo de este proyecto, tales como; medio sedimentario, facies sedimentarias, paleocorrientes, tomografía axial computarizada de rayos X, software de visualización aplicado al estudio de muestras de rocas (núcleos de perforación) para la determinación de ambientes sedimentarios y de propiedades como; densidad total, número atómico efectivo, porosidad absoluta. Esto con el fin de brindar una mejor comprensión durante el desarrollo y aplicación de los procedimientos a presentar.

### **2.1 Caracterización de yacimientos**

La caracterización de un yacimiento petrolífero es una etapa activa en el área de exploración y explotación que busca recolectar la mayor información posible que permita predecir el comportamiento, el máximo provecho de producción y a su vez poder controlarlo.

Siguiendo esta idea la caracterización de yacimientos se enfoca en definir cualitativa y cuantitativamente las propiedades de la roca y de los fluidos del yacimiento como lo son; la densidad, porosidad, permeabilidad, presiones capilares, litología y demás. A su vez garantizar la veracidad de la información recolectada por los diferentes procedimientos, tratando que los resultados sean los mismos.

En el análisis de la información se debe lograr una caracterización rigurosa y detallada con el fin de crear modelos estáticos y dinámicos del comportamiento del yacimiento en su etapa de producción, ya que ésta permite predecir volúmenes de hidrocarburos, barreras de no flujo,

presiones anormales, fracturas o trampas de hidrocarburos y así, mantener de la mejor manera posible la producción del campo.

**2.1.1 Fuentes de información para caracterizar.** En la recolección de información se involucran diferentes procedimientos a lo largo de las etapas de exploración, perforación y producción del pozo, con el fin de hacer las mejores predicciones del yacimiento. Algunas fuentes de información utilizadas son:

- Datos de perforación de pozos: Se recuperan muestras de roca del subsuelo (recortes de perforación) y se toman registros de pozo, los cuales ayudan a determinar el potencial de la formación.
- Muestra de roca: Se pueden tomar del subsuelo o de las formaciones en afloramiento o núcleos de perforación.
- Registros geofísicos de pozos: Son representaciones graficas digitales de alguna propiedad física de las rocas, como el registro de litología, porosidad, saturación, entre otros.

## **2.2 Caracterización estática de yacimientos.**

Mees, Swennen, Van Geet y Jacobs. (2003) aseguran que la caracterización de yacimientos petroleros se basa en conocer las características de las rocas productoras de hidrocarburos y los fluidos presentes en el yacimiento, asimismo su comportamiento. Esto se debe considerar de forma cualitativa (litología, presencia de hidrocarburos, cuerpos de agua, etc) como cuantitativa (porosidad, permeabilidad, saturación, compresibilidad, etc).

La caracterización estática se encarga de recopilar la mayor cantidad de información sin analizar el movimiento de fluidos en el medio poroso de la roca. Por este motivo los datos provienen de información de sísmica, geología, registros, análisis de laboratorio sobre las muestras de roca y fluidos.

La caracterización estática nos permite analizar e identificar la geometría, límites físicos del yacimiento, caracterización litológica del yacimiento, ambientes de depositación sedimentaria y variaciones internas de algunas propiedades petrofísicas, con el fin de estimar el volumen original de hidrocarburos.

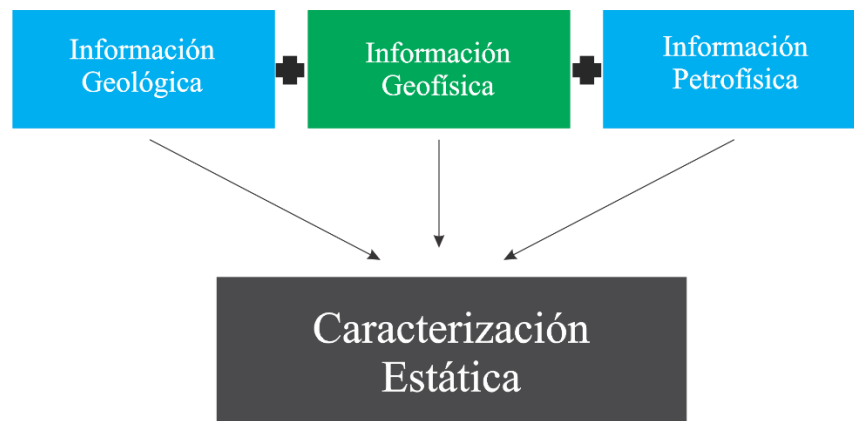


Figura 1. Fuentes de información de la caracterización estática.

**2.2.1 Información geológica.** Los aspectos geológicos de la roca (estratigráficos, sedimentológicos y estructurales) son de suma importancia en la caracterización, ya que engloban la geometría de la roca (forma, tamaño y orientación), composición, capacidad de almacenamiento de hidrocarburos en la roca, descripción estratigráfica, tipo de litología y aspectos estructurales como; fallas, pliegues, intrusiones, etc.

Es por ello por lo que para este trabajo de se deben tener en cuenta los siguientes términos geológicos:

**2.2.1.1 Ambiente sedimentario.** Se define como una parte concreta de la superficie terrestre donde se acumulan sedimentos y que se diferencian física, química, y biológicamente de las zonas adyacentes (Selley, 1976).

Los procesos sedimentarios o agentes geológicos, transporte y depósito de sedimentos, son los responsables de operar y definir ambientes sedimentarios, es por ello por lo que en cada lugar en donde se acumulan sedimentos se caracteriza por una combinación particular de proceso geológicos y condiciones ambientales.

Los ambientes y procesos sedimentarios se han caracterizado por sistemas geológicos finitos y es posible clasificarlos a partir de análisis y estudios del principio del uniformismo, todo ello para una mayor comprensión de su historia sedimentológica. La forma habitual de clasificar un ambiente sedimentario es utilizar parámetros físicos; precipitación, temperatura, medio de transporte, velocidad y sentido de corrientes, parámetros químicos; composición de los sedimentos aguas y roca madre, y finalmente los biológicos; tipo de fauna, flora, interacciones organismos-sedimentos (Arche, 2010).

Según varios autores los medios sedimentarios se han de clasificar entre medios continentales (eólicos, glacial, aluvial, etc.), transicionales (deltaico, playero, estuariano, etc.) y marinos (plataforma, talud, etc.), cada uno de estos tomados de manera general, debido a que en cada sistema surgen subdivisiones más específicas, correspondientes a los procesos geológico que intervinieron en cada ambiente sedimentario (Arche, 2010).

La comprensión de la historia sedimentológica y definición de un ambiente sedimentario son relevantes durante la exploración y evaluación de un yacimiento, debido a que estos estudios aportan ventajas y estrategias para el desarrollo. Mediante un ambiente sedimentario es posibles

definir las condiciones geológicas de depositación, para posteriormente comprender características físicas, biológicas y químicas de un yacimiento, y determinar su interés.

**2.2.1.2 Facies sedimentarias.** El concepto facies fue introducido inicialmente por Gressly entre 1840 y 1850, como la integración de los aspectos litológicos y paleontológicos de una unidad estratigráfica.

Tras una revisión exhaustiva de varios de autores, (Middleton, 1973), (Walker y James, 1992), (Reading, 1996), (Selley, 2000) comúnmente concluyeron y definieron que el termino facies sedimentarias hace referencia a cuerpos tridimensionales restringidos por rocas o sedimentos que se distinguen de otros cuerpos por sus características litológicas (textura, composición), estructurales (estructuras sedimentarias), geométricas, contenido orgánico (fósiles) y otros atributos. El termino facies sedimentaria es el conjunto de propiedades características; ya sean físicas, químicas y biológicas, que reúne determinado cuerpo rocoso, debido a las condiciones ambientales en las que se depositó el sedimento.

Es posible hablar de diferentes tipos de facies debido a propiedades características específicas, es por ello por lo que este término se puede dividir en “litofacies”, las cuales son distinguidas por solo su aspecto litológico, “biofacies” que son definidas por sus características paleontológicas, “icnofacies”, las cuales comprenden las estructuras etológicas de las actividades vitales de los organismos, y “nanofacies” que determinan el conjunto de características observables mediante el microscopio electrónico de barrido (Vera, 1994).

La definición de facies sedimentaria es relevante para determinar el tipo de ambiente sedimentario, debido a que sus propiedades características son una evidencia de las condiciones

ambientales a las que fueron sometidas, permitiendo hacer una interpretación del posible medio ambiente de depósito.

Dentro de un yacimiento las facies juegan un papel importante. Al definir las facies sedimentarias, se define el tipo de ambiente sedimentario, lo cual es importante para la caracterización del yacimiento, ofreciendo ventajas, estrategias durante todas las etapas de su vida productiva, desde la exploración, hasta su abandono.

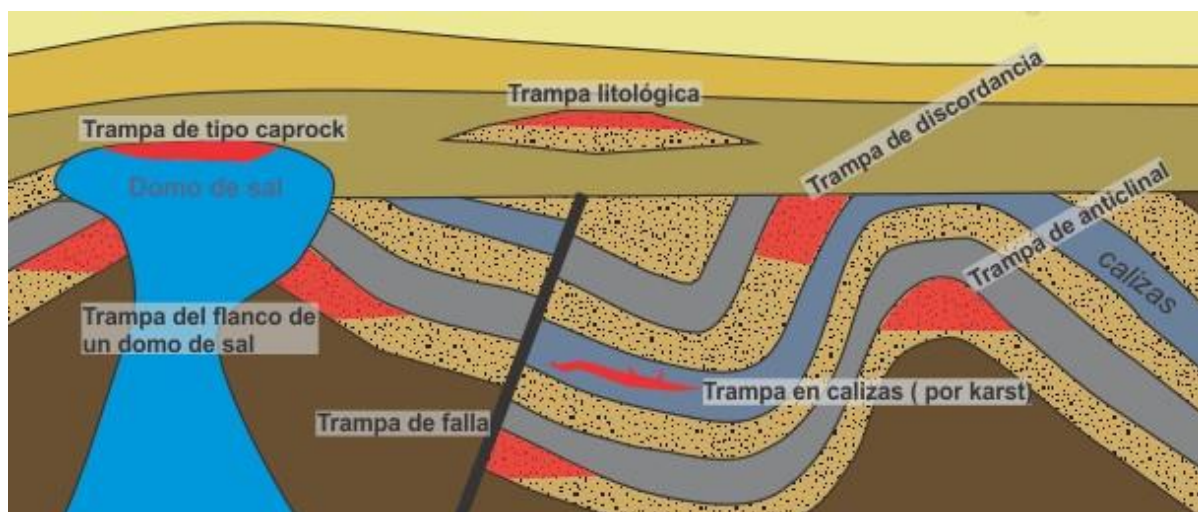


Figura 2. Estructura geológica, pliegues de formación, variación facies estratigráfica y litológicas. Adaptado de W. Griem. (2017). *Formación del Petróleo*. <http://www.geovirtual2.cl/depos/petrol01.htm>

**2.2.1.3 Paleocorrientes.** Parte del desarrollo de definir ambientes sedimentarios esta la estimación de paleocorrientes; el termino paleocorriente se define como una corriente que existió durante la depositación de un sedimento en algún periodo determinado de la historia geológica. Las paleocorrientes son un recurso geográfico que permiten determinar la dirección de un paleoflujo de depósito.

En un medio sedimentario actual se dice que la corriente dominante va en una dirección aludiendo a la línea de movimiento de la corriente orientada con respecto al norte-sur y con un

sentido indicando hacia que coordenada concreta (uno de los dos extremos de la línea de movimiento) se desplazan los materiales. Se llama dirección de la paleocorriente a la medida, expresada con respecto a las coordenadas geográficas, de la posición de la corriente durante el depósito de un material concreto, mientras que se llama sentido de la paleocorriente a la expresión de la coordenada hacia la que se dirigía la corriente, que lógicamente es uno de los dos extremos de la línea de dirección (Vera, 1994).

La importancia de determinar e identificar las estructuras sedimentarias depositadas por las paleocorrientes juegan un papel relevante ante la definición de un ambiente sedimentario, puesto que cada estructura sedimentaria pertenece a determinado medio y proceso sedimentario (DeCelles, Langford, y Schwartz, 1983).

**2.2.2 Información geofísica.** La geofísica nos da una mayor cobertura al momento de la caracterización estructural del yacimiento gracias a que usa para su estudio métodos cuantitativos físicos como la física de reflexión y refracción de ondas mecánicas, y una serie de métodos basados en la medida de la gravedad, campos electromagnéticos, magnéticos o eléctricos y de fenómenos radiactivos.

La sísmica ayuda a obtener imágenes del comportamiento estructural del área de estudio como son; variaciones laterales, fallas, plegamientos, estratificación, profundidades y espesores de formaciones.

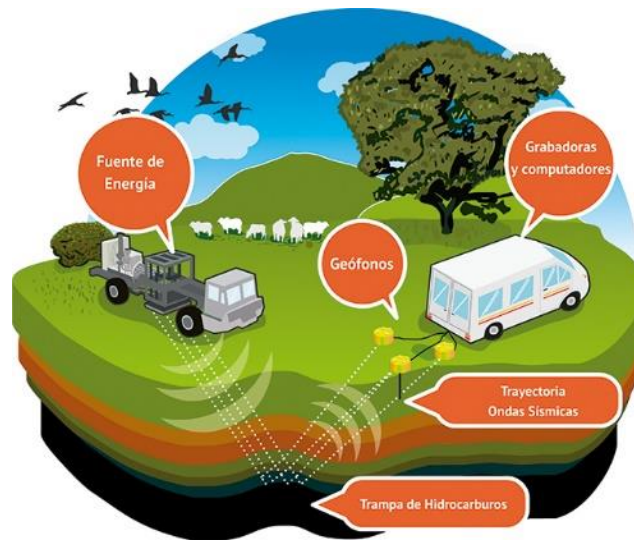


Figura 3. Procedimiento convencional para la toma de la sísmica. Adaptado de ANH (2017).  
<http://www.anh.gov.co/portalarregionalizacion/Paginas/LA-CADENA-DEL-SECTOR-HIDROCARBUROS.aspx>

**2.2.3 Información petrofísica.** Existen dos líneas de procedimientos de estimación de propiedades petrofísicas las cuales son; procedimientos de métodos directos y procedimientos de métodos indirectos.

Los métodos directos son aquellos procedimientos que son hechos a una muestra de roca en un laboratorio especializado para obtener valores cuantitativos de propiedades con un alto grado de veracidad, tales características son; presión de saturación, densidad de grano de la roca, litología, salinidad, contenido de arcilla, porosidad, permeabilidad.

Los métodos indirectos son procedimientos no invasivos en la roca que en su mayoría son registros de pozos. Los registros ayudan a definir propiedades un poco más elementales tales como; litología, porosidad, saturación, permeabilidad, pero con cierto porcentaje de desviación, debido a que utilizan correlaciones para llegar a un valor estimado de la propiedad.



*Figura 4.* Plug de perforación para análisis petrofísicos.

### **2.3 Tomografía axial computarizada de rayos X.**

Kantzas y Marentette. (1992) dicen que la tomografía axial computarizada aplicada a rocas es un método no invasivo que permite observar la estructura interna de un objeto de manera transversal. A lo largo de los años ha tenido diversas aplicaciones en el análisis de estudio de muestras (Core) en el campo de la caracterización de la roca ya sea en estado estático o dinámico, y de manera cualitativa y cuantitativa.

**2.3.1 Funcionamiento de la tomografía axial computarizada.** El tomógrafo, es el instrumento utilizado para la toma de las imágenes el cual implementa un sistema rotacional con rayos-X que a su vez se desplaza horizontalmente escaneando a lo largo del objeto (Ramírez et al., 2008) como se muestra en la figura 5, esto debe hacerse de forma rotacional ya que se es indispensable calcular el coeficiente de atenuación a diferentes ubicaciones ( $\pm 0.55\text{mm}$  por slice o corte) debido al gran número de incógnitas. Las imágenes de tomografía se obtienen a partir del principio de atenuación que se produce en el objeto al estar sometido a los rayos-X (Hunt, Engler y Bajsarowicz, 1988).

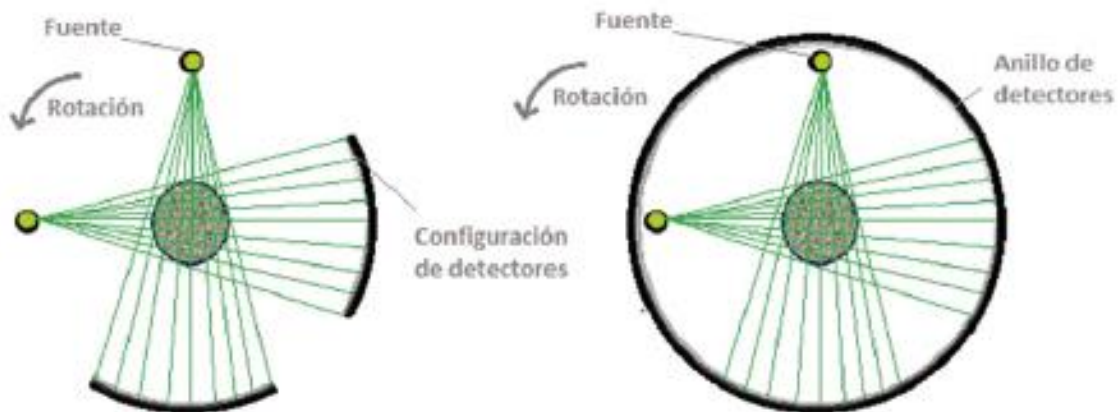


Figura 5. Configuración de escáner TAC. Izquierda: equipo de tercera generación. Derecha: equipo de cuarta generación. Adaptado de Ortiz, Plata, Herrera y Santos (2015). Caracterización estática de rocas por medio de tomografía computarizada de rayos-X TAC. *Revista Fuentes*, 13(1), 57-63.

**2.3.2 Rayos X.** Barajas, Ortiz, Muñoz y Arguello (2017) aseguran que para modelar las proyecciones que se generan con la estructura de los rayos-X se hace uso de la transformada Radon, introducida en 1917, la cual modela el proceso de transmisión de un rayo a través del objeto con integrales de línea. De manera general, para un ángulo de proyección  $\gamma$ , y una posición de la fuente en el sistema de referencia  $(\varepsilon, \eta)$ , las proyecciones sobre los sensores de rayos-X se pueden expresar como en la ecuación (1), donde  $\mu$  es la atenuación de cada sección del material escaneado:

$$p_{\gamma}(\xi) = \int_0^s \mu(\varepsilon, \eta) d\eta \dots \dots (1)$$

Al aplicar la transformada Radon sobre el sinograma (colección de las proyecciones sobre los sensores de rayos-X) se obtiene una reconstrucción espacial de la estructura interna de la muestra de roca, tal y como se muestra en la Figura 6.

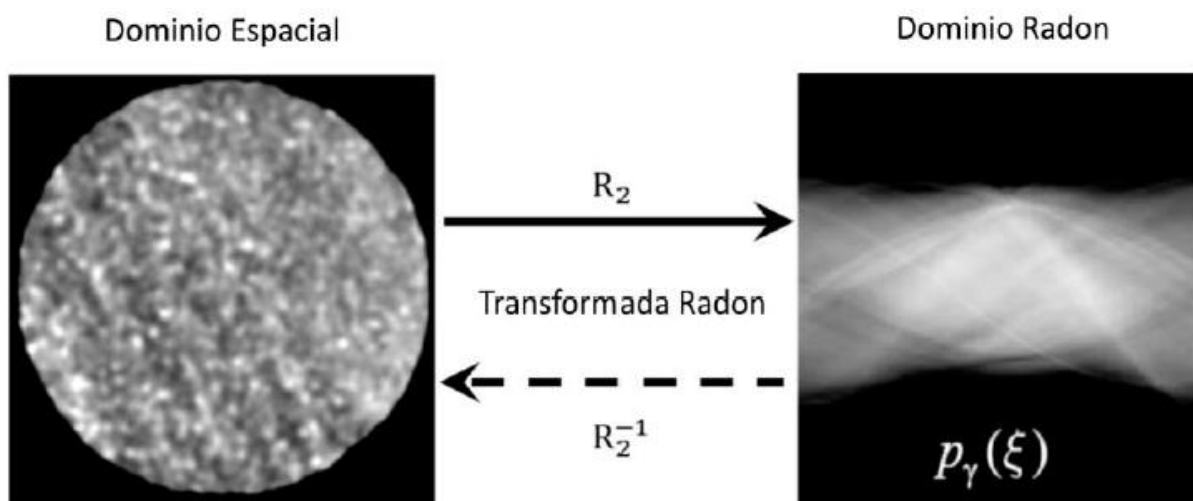


Figura 6. Modelo esquemático de relación entre el dominio espacial del objeto y espacio Radon. Adaptado de Barajas, Ortiz, Muñoz y Arguello (2017). Herramienta numérica para la caracterización estática de rocas usando tomografía computarizada de doble energía: Rockstatic. Congreso Colombiano del Petróleo, ACIPET, 1-10.

Hasta este punto se tomaba la tomografía como diagnostico cualitativo de la roca dando solo idea de la heterogeneidad, cambios litológicos, fracturas, etc., mientras que la evaluación

cuantitativa que se desarrolló después, llamada doble energía, permite cuantificar la densidad aparente y porosidad, entre otras propiedades petrofísicas. En la tomografía computarizada de doble energía el objeto de interés se escanea dos veces, en la misma posición, usando dos configuraciones de energía para el haz de rayos x: Alta y baja. Este doble escaneo permite aprovechar las dos interacciones predominantes de un haz de rayos x con la materia. El efecto de absorción fotoeléctrico presente al escáner con bajas energías (por debajo de 100kV) y el efecto Compton presente con altas energías (por encima de 100kV). Estos efectos tienen diferentes dependencias sobre el número atómico y la densidad del material a escanear (Barajas *et al.*, 2017).

**2.3.3 Coeficiente de atenuación.** Chantler (2000) afirma que, en el efecto de absorción fotoeléctrico, un fotón desaparece completamente al interactuar con la materia. En su lugar, un fotoelectrón  $E_{e^-}$  es despedido desde el átomo sobre el que incidió el fotón, cumpliendo la siguiente relación de energía en la ecuación (2):

$$E_{e^-} = h\nu - E_b \dots \dots (2)$$

Donde  $E_b$  representa la energía de enlace del fotoelectrón en su capa original. La probabilidad de absorción fotoeléctrica  $\tau$  se puede expresar de la siguiente manera en la ecuación (3):

$$\tau \propto \frac{Z^n}{(h\nu)^3} \dots \dots (3)$$

Donde  $Z$  es el número atómico del elemento bombardeado,  $n$  varía entre 3 o 4 veces el nivel de energía incidente en la región muestreada, y  $h\nu$  es la energía del fotón incidente. Felsteiner, Pattison, y Cooper (1974) aseguran que el efecto Compton sucede entre el fotón incidente y el electrón del material absorbente. El fotón es desviado un ángulo con respecto de su dirección original. El fotón transfiere una porción de su energía al electrón, la cual puede variar desde cero

hasta el 90 % de este. Este electrón es conocido entonces como electrón Compton. El efecto Compton es independiente del número atómico del material muestreado y es directamente proporcional al número de electrones por gramo del material.

Las energías del fotón desviado  $hv'$  y del electrón Compton  $E_{e-}$  se expresan a continuación en las ecuaciones (4) y (5):

$$hv' = hv \frac{1}{1 + \alpha(1 - \cos\theta)} \dots \dots (4)$$

$$E_{e-} = hv \frac{\alpha(1 - \cos\theta)}{1 + \alpha(1 - \cos\theta)} \dots \dots (5)$$

donde,

$$\alpha = \frac{hv}{m_0c^2} \dots \dots (6)$$

En resumen, la probabilidad del efecto Compton es dependiente de la energía del haz de rayos-X y de la densidad de electrones, mientras que la probabilidad del efecto de absorción fotoeléctrico incrementa con el número atómico y decrece con la energía del fotón. Por tanto, al medir las atenuaciones del haz de rayos-X, a dos energías diferentes, es posible estimar el efecto Compton y de absorción fotoeléctrico para el material atravesado. Es posible calcular el número atómico,  $Z_{eff}$ , y la densidad de electrones de un objeto escaneándolo con dos niveles de energía, alto y bajo, del haz de rayos-X. Estos dos niveles de energía deben tener una separación suficiente para que esta estimación sea posible (Barajas *et al.*, 2017).

Parte esencial para la mejor manera de tomar imágenes de tomografía es el uso de 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. Tabla 1.

Tabla 1.

Listado de materiales fantasmas recomendados.

<b>Compuesto</b>	<b>Densidad (g/cm<sup>3</sup>)</b>	<b>Número atómico efectivo</b>
<b>Agua</b>	1,0	7,5195
<b>Teflón</b>	2,16	8,7
<b>Cuarzo fundido (vidrio)</b>	2,2	11,7842
<b>Aluminio puro</b>	2,7	13

Nota: Adaptado de Ortiz, Plata, Herrera y Santos (2015). Caracterización estática de rocas por medio de tomografía computarizada de rayos-X TAC. Revista Fuentes, 13(1), 57-63.

Las imágenes recién obtenidas del tomógrafo pueden presentar defectos, más precisamente, discrepancias sistemáticas entre la imagen reconstruida y los verdaderos coeficientes de atenuación (artefactos), los cuales deben corregirse antes del inicio de cualquier análisis. El artefacto más común que se presenta en este caso es el endurecimiento de rayos (*Beam Hardening*). Este artefacto se sucede debido a que el cálculo del coeficiente de atenuación lineal es dependiente de la energía, y al hecho que la fuente de rayos X emite un haz policromático.

Es importante señalar que el material mostrados es en teoría homogéneo, por lo que deberían exhibir iguales coeficientes de atenuación a lo largo de todo su volumen (una misma tonalidad de gris), por efectos del endurecimiento de rayos, los bordes presentan mayores coeficientes de atenuación que las zonas centrales (Ortiz, Plata, Herrera, y Santos, 2015).

## **2.4 Software de visualización.**

ImageJ es un programa de tratamiento digital de imágenes en general su mayor aplicación está dada a las ciencias de la salud, es un software en lenguaje java al cual cualquier persona puede acceder. ImageJ permite hacer un análisis detallado de las imágenes permitiendo hacer un gran número de medidas sobre estas o sobre zona específicas o de interés de la imagen. Posee herramientas que permiten la calibración de imágenes tanto espacialmente como en densidad, por tal razón este software permitirá un análisis detallado de las imágenes obtenidas con la tomografía facilitando el estudio de los coeficientes de atenuación obtenidos.

## **2.5 Registros FMI.**

Son registros de imágenes microresistivas en las cuales poseen una serie de patines con microelectrodos procesando las corrientes eléctricas registradas debido a la respuesta de la formación. Los botones individuales están alineados en dos filas; los procesos para las correcciones de profundidad cambian la resistividad registrada a una fila. Cada botón consiste en un electrodo rodeado por un aislamiento. El más común, Schlumberger Fullbore Formation MicroImager (FMI) posee cuatro almohadillas y cuatro aletas con bisagras y 24 botones en cada almohadilla y solapa; el colgajo con bisagras puede aumentar la cobertura hasta en un 80% (Ekstrom et al., 1987; Schlumberger, 1994).

Cuando la imagen se "desenrolla" y se visualiza de  $0^\circ$  a  $360^\circ$ , las características lineales que se cruzan con el pozo aparecen como sinusoides (Rider, 1996). Asumiendo que las imágenes están orientadas adecuadamente al norte geográfico, la amplitud y el mínimo de las sinusoides pueden

estar relacionados con la inclinación y azimut de la característica asociada, respectivamente, y en consecuencia proporcionar información fundamental con respecto a la formación encontrada. Las características de fractura, las fallas, las características estratigráficas y muchas otras características a menudo se pueden identificar o cuantificar de forma manual o (semi) automática (Ye y Rabiller, 1998).

### 3. Metodología

#### 3.1 Evaluación de propiedades petrofísicas

Con las imágenes de tomografía axial computarizadas corregidas por un software de visualización es posible hacer un análisis y cálculo de propiedades petrofísicas tales como; densidad total, número atómico efectivo y porosidad absoluta, estas propiedades se estiman gracias a la Ley de Beer-Lambert; la cual dice que la atenuación lineal depende de la composición, la densidad del material y la energía de los fotones. El desarrollo de esta línea investigativa da como resultado ecuaciones en donde se relaciona directamente la densidad total y el numero atómico efectivo con el numero CT de cada slice (Siddiqui y Khamees, 2004).

$$\rho_b = A * CTN_{low} + B * CTN_{high} + C \dots\dots (7)$$

$$Z_{eff} = \left[ \frac{D * CTN_{low} + E * CTN_{high} + F}{0,9342 * \rho_b + 0,1759} \right]^{\frac{1}{3,6}} \dots\dots (8)$$

Donde:

$\rho_b$  : es la densidad total (bulk density).

$CTN_{low}$  : CTN a baja energía.

$CTN_{high}$  : CTN a alta energía.

$Z_{eff}$  : número atómico efectivo.

A-F: coeficientes de ajuste que se deben determinar por cada corte (*slice*).

Moss, Gregory y Davis (1992) aseguran que para el cálculo de los coeficientes de ajuste se escanea los 3 materiales phantoms (los cuales se les conoce la densidad total y el numero atómico efectivo) en los valores de CT de alta y baja energía, esto se hace con el fin de hacer un sistema de ecuaciones y resolver estas variables de la siguiente manera:

$$\begin{bmatrix} \rho_1 \\ \rho_2 \\ \rho_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} CTN_{low1} & -CTN_{high1} & 1 \\ CTN_{low2} & -CTN_{high2} & 1 \\ CTN_{low3} & -CTN_{high3} & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} A \\ B \\ C \end{bmatrix} \dots \dots (9)$$

$$\begin{bmatrix} Z_{eff1} \\ Z_{eff2} \\ Z_{eff3} \end{bmatrix} = \left\{ \left( \frac{1}{0,9342\rho_b + 0,1759} \right) \begin{bmatrix} CTN_{low1} & CTN_{high1} & 1 \\ CTN_{low2} & CTN_{high2} & 1 \\ CTN_{low3} & CTN_{high3} & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} D \\ E \\ F \end{bmatrix} \right\}^{\frac{1}{3,6}} \dots \dots (10)$$

Una vez ya los coeficientes de ajuste son determinados, se aplican las ecuaciones (7) y (8) en cada slice y así se va obteniendo los valores de densidad total y número atómico efectivo en la muestra a analizar. Estos cálculos se van a realizar con ayuda de un software especializado en el cual analizará slice por slice y arrojará sus respectivos valores de densidad total y número atómico efectivo, estos resultados se podrán presentar en forma de registro o hoja de cálculo.

Ahora para hacer un comparativo con registros generales, los valores de numero atómico se pueden convertir a valores de factor fotoeléctrico a través de la ecuación (11).

$$PEF = \left[ \frac{Z_{eff}}{10} \right]^{3,6} \dots \dots (11)$$

Para el cálculo de la porosidad se implementa un procedimiento muy parecido al propuesto por Siddiqui y Khamees (Siddiqui *et al.*, 2004); en el cual primero se debe identificar el tipo de roca y la densidad de grano esto se hace con ayuda del valor del factor fotoeléctrico calculado posteriormente y con ayuda de la Tabla 2:

Como siguiente paso se procede a calcular la porosidad absoluta de la roca por la ecuación (12) la cual se obtiene por la definición de densidad total:

$$\phi = \frac{\rho_g - \rho_b}{\rho_g - \rho_f} \dots \dots (12)$$

Donde:

$\rho_g$  : densidad de grano

$\rho_b$  : densidad total

$\rho_f$  : densidad de fluido

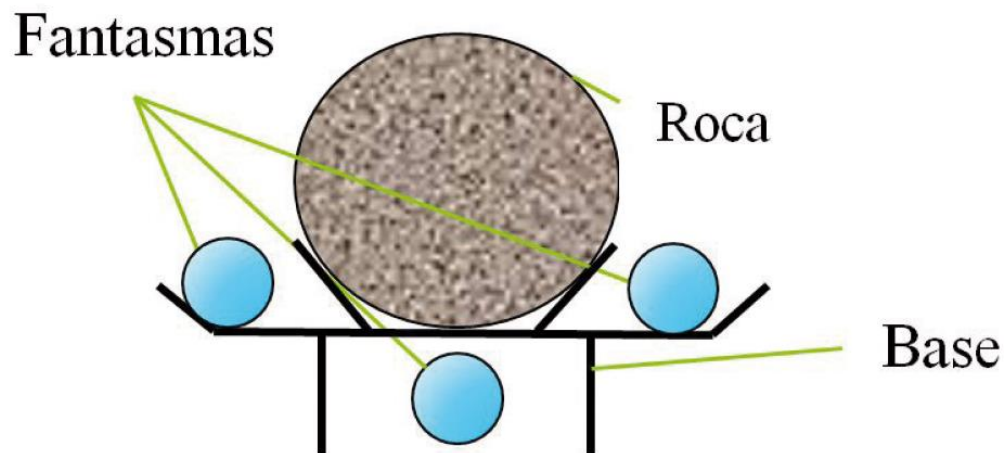


Figura 7. Ubicación de la muestra y los fantasmas para su evaluación de propiedades petrofísicas – corte transversal. Adaptado de Ortiz, A. P. (2015). Caracterización estática de rocas por medio de tomografía computarizada de rayos-X TAC. Revista Fuentes, 13(1), 57-63.

Tabla 2.

*Zeff y PEF para materiales más comunes.*

Zeff	Rango PEF	Mineral Principal	Densidad de Grano
8,454	0,546	Talco	2,75
9,651	0,880	Ilita	2,80
11,162	1,486	Kaolita	2,60
11,462	1,634	Montmotillonita Na	2,65
11,553	1,682	Feldespato Na	2,61
11,645	1,730	Clorita	2,90
11,784	1,806	Cuarzo (Arenisca)	2,65
11,828	1,830	Montmotillonita Ca	2,65
13,390	2,860	Feldespato K	2,53
13,744	3,142	Dolomita	2,87
15,330	4,655	Halita	2,35
15,685	5,055	Anhidrita	2,95
15,710	5,084	Calcita	2,71
19,001	10,082	Rutila	4,20
21,093	14,686	Siderita	3,96
21,959	16,974	Pirita	5,02
30,469	55,191	Celestita	3,90
47,201	266,820	Barita	4,50

Nota: Adaptado de Siddiqui y Khamees (2004). Dual-Energy CT-Scanning applications in rock characterization. Society of Petroleum Engineers, 1-9.

### 3.2 Determinación de facies mediante curvas de densidad y número atómico

Para definir las facies de densidad y número atómico se implementa el escaneo tomográfico de energía dual de Rayos - X, aplicada a la digitalización de los núcleos de pozo y cálculo de sus propiedades petrofísicas. A partir de allí se obtiene una imagen tridimensional del Core, las curvas de densidad (RHOB) y número atómico (PEF) del material. Las imágenes (DICOM) que se generan son en escala de colores grises, resultado de la atenuación de la energía de Rayos - X en respuesta al contraste de la densidad del material, en donde los componentes de la roca de alta

densidad son representados por tonos de colores muy claros, mientras que los componentes de baja densidad son representados por tonos de colores muy grises (Ortiz *et al.*, 2015).

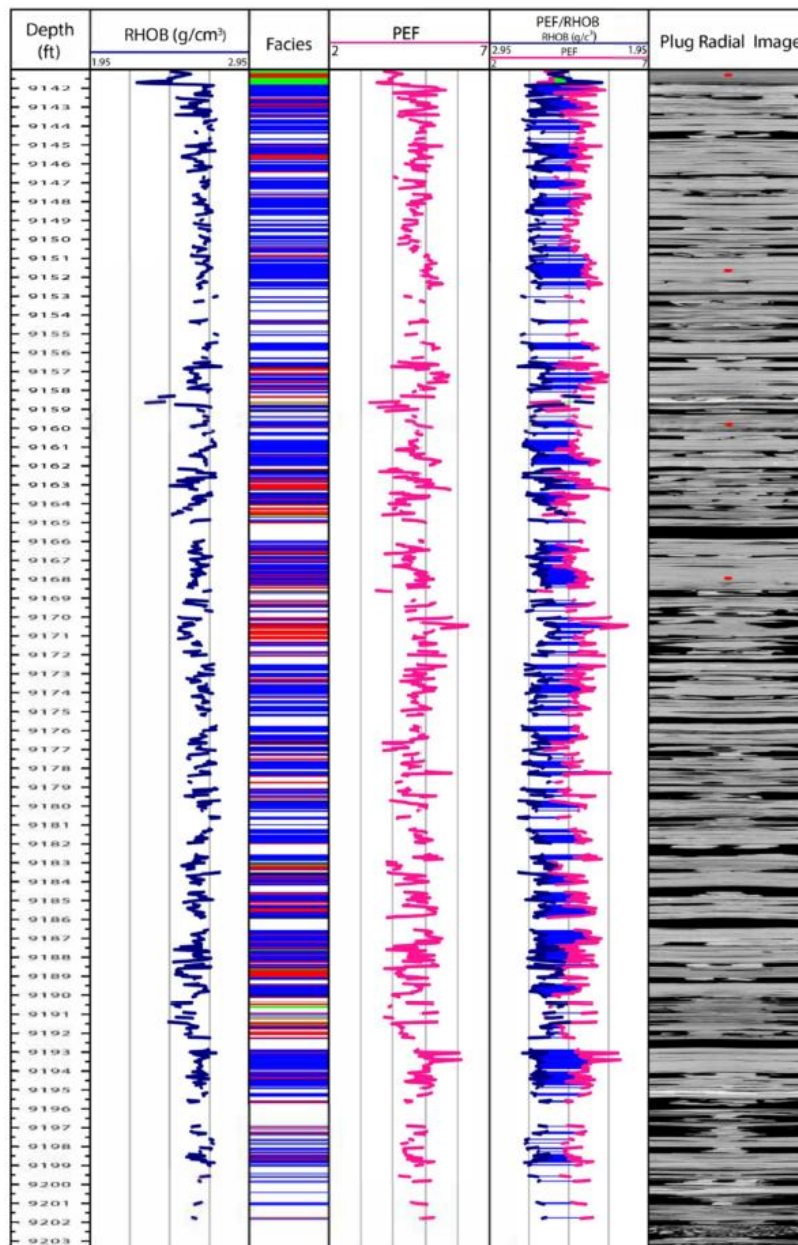


Figura 8. Curvas de RHOB vs PEF e imagen en escala de colores grises del escaneo de núcleos, respecto a profundidad. Adaptado de (Peng, 2017) Use of X-Ray CT Imaging and 2D Scanning Electron Microscope for Evaluation of Smackover Mudstone Reservoir Properties. Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions, 67(1), pág. 451-454.

Una vez se determinan las curvas de densidad (RHOB) y número atómico (PEF) se genera un gráfico Cross-Plot “RHOB vs PEF” para la clasificación y definición cualitativa de las facies de densidad y número atómico (Ortiz *et al.*, 2015). Para ello, cada valor de densidad (RHOB) representa cambios en la porosidad o contenido de materia orgánica y de acuerdo con los datos de número atómico (PEF) se representa los cambios de litología o composición presente en la roca.

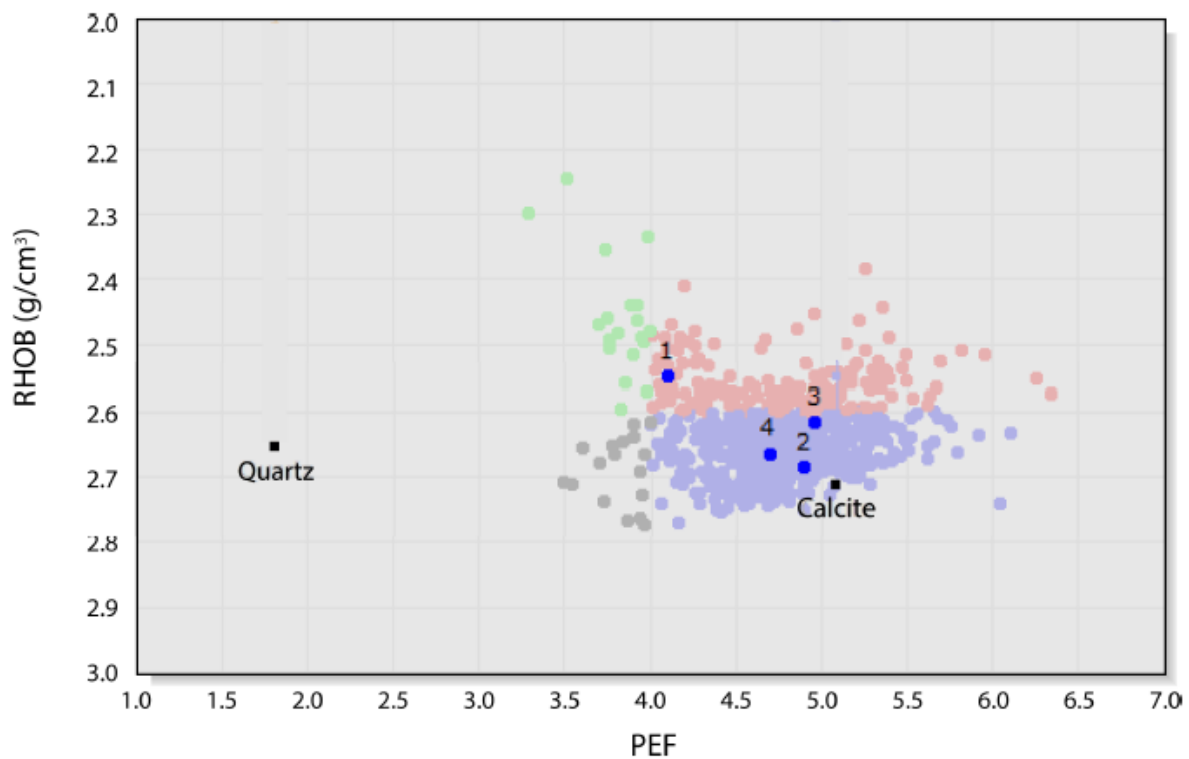


Figura 9. Diagrama Cross - Plot para la clasificación de facies densidad y número atómico. Adaptado de (Peng, 2017) Use of X-Ray CT Imaging and 2D Scanning Electron Microscope for Evaluation of Smackover Mudstone Reservoir Properties. Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions, 67(1), pág. 451-454.

Finalmente se analiza las propiedades características de la sucesión de facies densidad y número atómico efectivo correspondientes a los núcleos del pozo, con el fin de definir las condiciones en las cuales se depositó el yacimiento y determinar su ambiente sedimentario.

### 3.3 Definición de texturas con FMI en la caracterización con el TAC

Para la definición de texturas con ayuda de imágenes FMI, se tratará de identificar parámetros tales como; la forma de grano, granulidad y presencia de bioperturbación en la imagen y así hacer un cuadro comparativo con las imágenes del TAC para su corroboración, a su vez con las imágenes FMI podemos orientar espacialmente las imágenes del TAC.

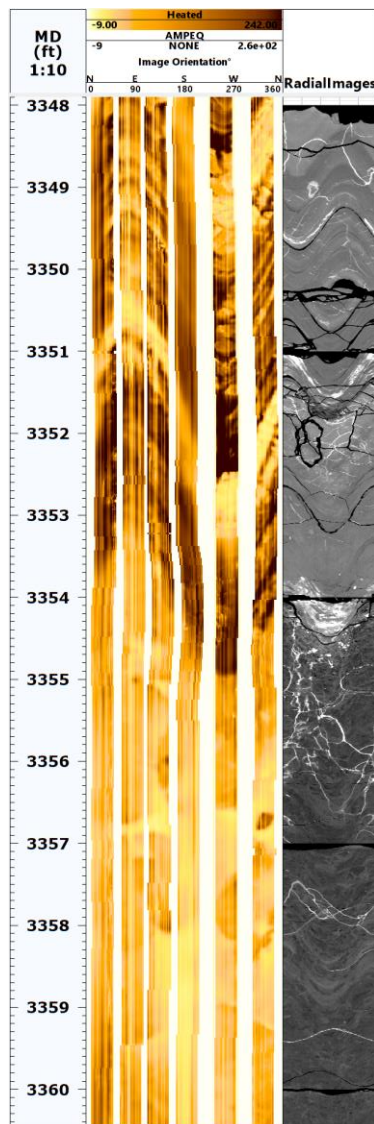


Figura 10. Comparación de imágenes FMI (a la izquierda) y tomográficas (a la derecha).

### 3.4 Estimación de paleocorrientes para determinar la dirección del paleoflujos

Para la estimación de paleocorrientes, se implementa el método de picado manual “*Dip Picking*” en imágenes FMI de pared de pozo por medio de la manipulación de un software. Se identifican las posibles estructuras sedimentarias de estratificación cruzada planar, tabular, artesa, hummocky e imbricaciones y se adquiere sus datos estructurales. Eventualmente de la imagen de pared de pozo debe estar orientada para que los datos de rumbo y buzamiento sean correctos.

Dado que las estructuras sedimentarias que intersectan un pozo formando un ángulo son presentados como sinusoides, es posible definir una serie de puntos a largo de la estructura misma y dejar que el software ajuste una senoide computando el buzamiento y rumbo de los rasgos estructurales. La evaluación de estos datos muestra las direcciones predominantes de inclinación de las estructuras de estratificación cruzada, quedando así definida la tendencia en la dirección de las paleocorrientes que depositaron los mismos (Brown *et al.* 2015).

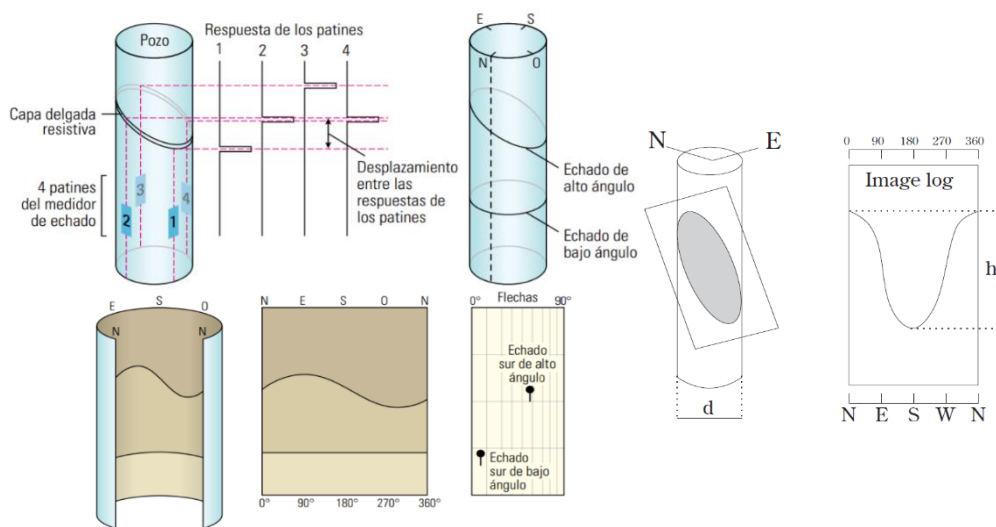


Figura 11. Proyección de una intersección plana con un pozo cilíndrico. La dirección de buzamiento de la característica plana está dada por la orientación del mínimo sinusoidal; ángulo de inclinación =  $\arctan(h/d)$  donde  $h$  = altura de la senoide y  $d$  = diámetro de la perforación. Adaptado de Brown et al. (2015). Generación de imágenes de fondo de pozo. Oilfield Review, 27(2), 4-23.

## 4. Marco Geológico

### 4.1 Localización.

El campo objeto de estudio se encuentra localizado geológicamente en la Cuenca Superior del Valle del Magdalena (VSM) dentro de la Sub-Cuenca de Neiva (SCN), donde aflora en gran parte la Fm. Monserrate. Aproximadamente a 20 km al Norte desde la ciudad de Neiva, limitando con los municipios de Villa Vieja y Aipe en el departamento del Huila. (Figura 11).

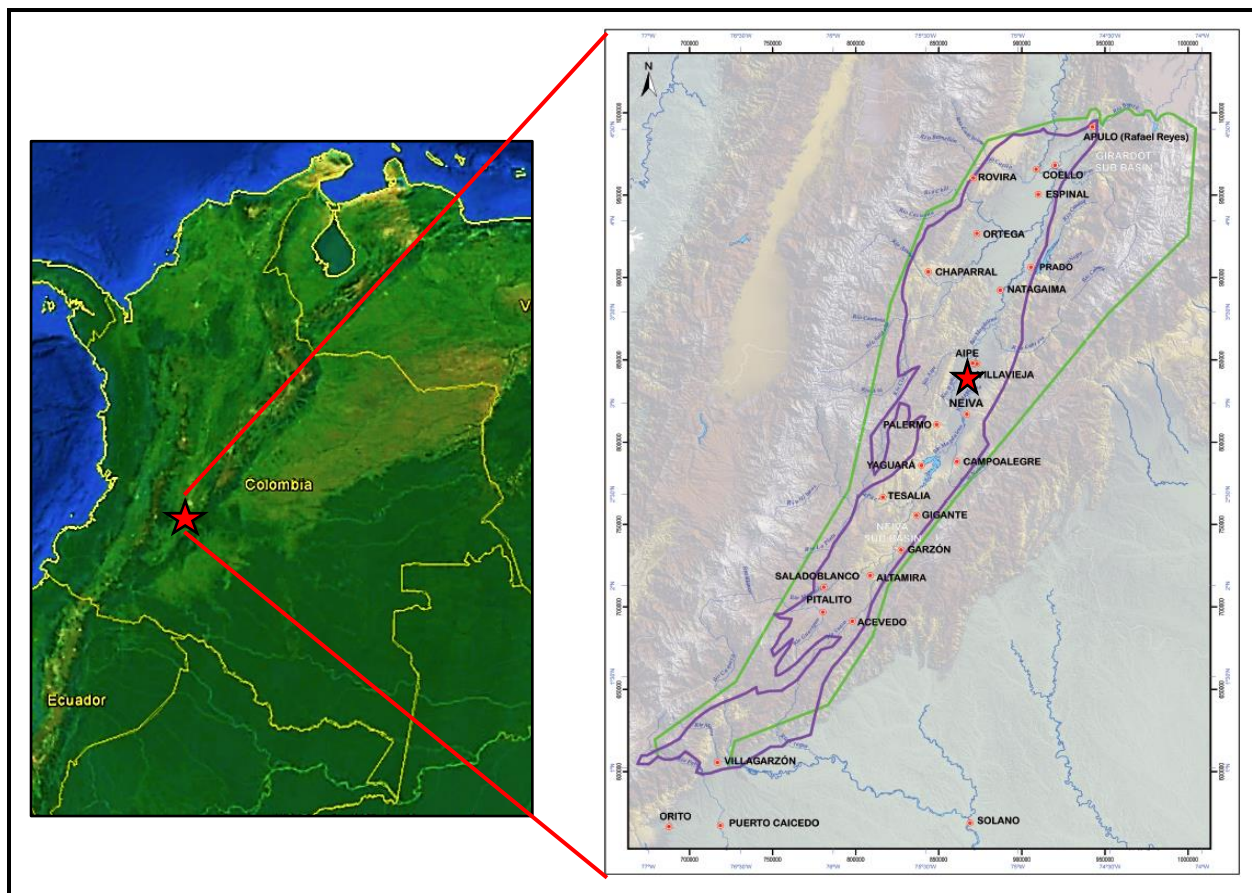


Figura 12. Localización de la cuenca Valle Superior del Magdalena, ubicación del campo de estudio. Adaptado y modificado de ANH. (2011). Petroleum Geology of Colombia -Upper Magdalena Basin (Vol.14). (F. Cediél, Ed.) Medellín: Universidad Eafit.

#### 4.2 Geología Regional.

La Cuenca del Valle Superior del Magdalena se encuentra ubicada entre la Cordillera Oriental y Central, limitada al Noreste por el sistema de fallas Bituima - La Salina, y hacia el Suroeste con el sistema de fallas Algeciras - Garzón. (Figura 13). Esta cuenca cuenta con una extensión aproximada de 26.200 km<sup>2</sup> en los departamentos de Cundinamarca, Tolima, Huila, Cauca y Putumayo. (ANH, 2011).

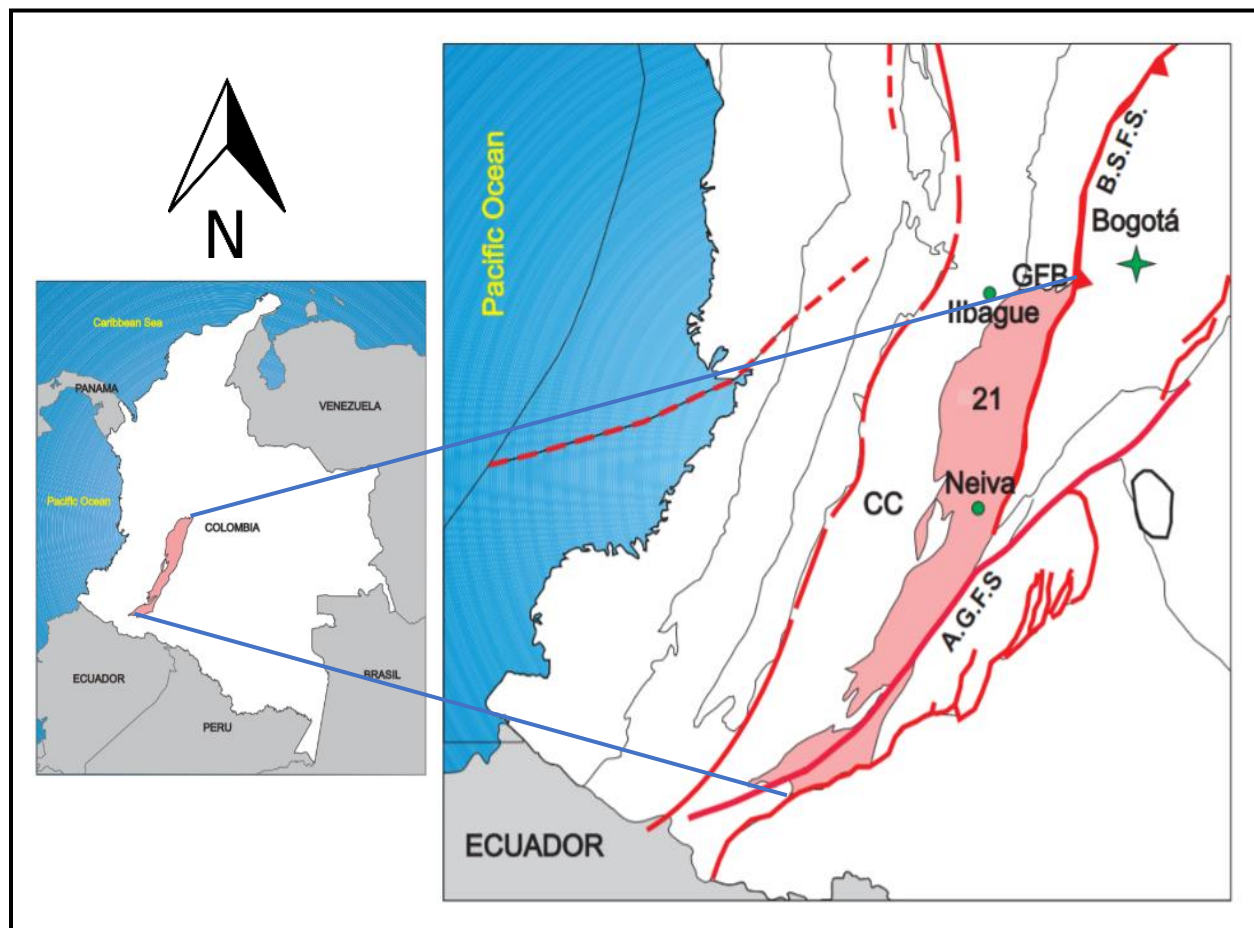


Figura 13. Delimitación por fallas de la Cuenca Valle Superior del Magdalena. Adaptado y modificado de ANH. (2007). Colombia Sedimentary Basins: Nomenclature, Baundarie and Pretroleum Geology, a New Proposal. ANH and B&M Exploration Ltda, 1-92.

El Valle Superior del Magdalena se define como una cuenca intermontana genéticamente relacionada con los límites entre las cordilleras oriental y central, en donde se registra una compleja evolución de diferentes eventos de levantamiento y subsidencia. El VSM es dividido por el umbral o alto basamento de Pata-Natagaima en dos sub-cuencas, hacia el norte la sub-cuenca de Girardot y hacia el sur la sub-cuenca de Neiva (Ramón y Rosero, 2006) (Figura 14).

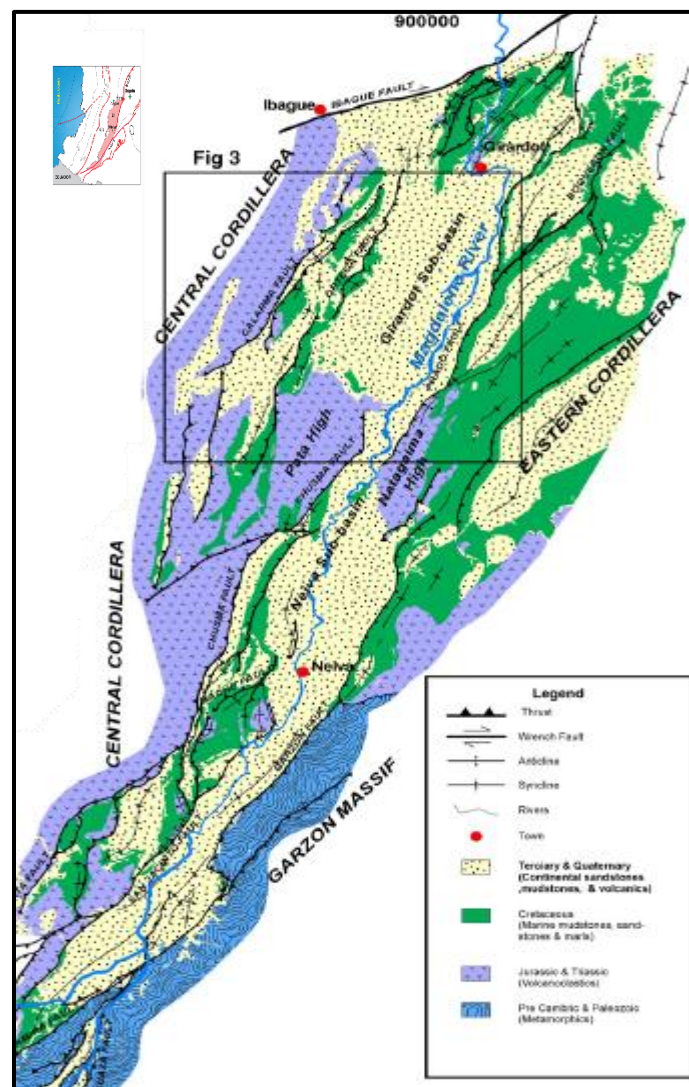


Figura 14. Distribución de las Sub-Cuencas del Valle Superior del Magdalena. Adaptado de Ramón y Rosero (2006). Multiphase structural evolution of the western margin of the Girardot subbasin, Upper Magdalena Valley, Colombia. Journal of South American Earth Sciences, 21, 493-509.



Durante el Triásico temprano los eventos erosivos aportaron sedimentos del Paleozoico que formaron las capas rojas de la Fm. Luisa. Paulatinamente en el Triásico tardío debido al hundimiento por eventos distensivos, facilitó la entrada del mar al Valle Superior del Magdalena, lo cual originó la depositación de sedimentos marinos, dando lugar a calizas fosilíferas correspondientes de la Fm. Payandé. Una colisión entre continentes durante el Jurásico provoca una regresión marina y la depositación de sedimentos continentales formando la parte basal de la Fm. Saldaña, unidad vulcano-sedimentaria, así mismo procesos orogénicos y esfuerzos transtensionales que generan la apertura intercontinental (Cediel y Cáceres, 2000).

Durante el Mesozoico y ya dicho anteriormente, continuo la depositación continental, esfuerzos extensionales, avance en la evolución de la cuenca y vulcanismo asociados a intrusiones, hasta llegar al Cretácico. Este periodo se caracterizó por la culminación de la subsidencia y extinción del vulcanismo, dando paso a los eventos erosivos hasta finales del Barremiano - Cretácico. A partir de allí el Cretácico obtuvo depósitos de origen marino asociados a tres etapas de máxima inundación durante el Albiano y Turoniano (Jaimes y Freitas, 2006).

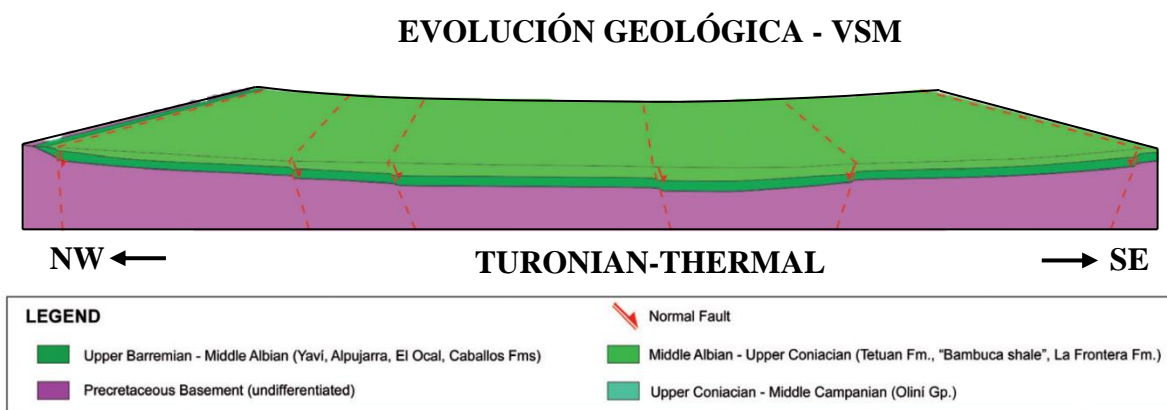


Figura 16. Modelo evolutivo de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena durante Turoniano. Adaptado de ANH. (2011). Petroleum Geology of Colombia -Upper Magdalena Basin (Vol. 14). Medellín: Universidad Eafit.





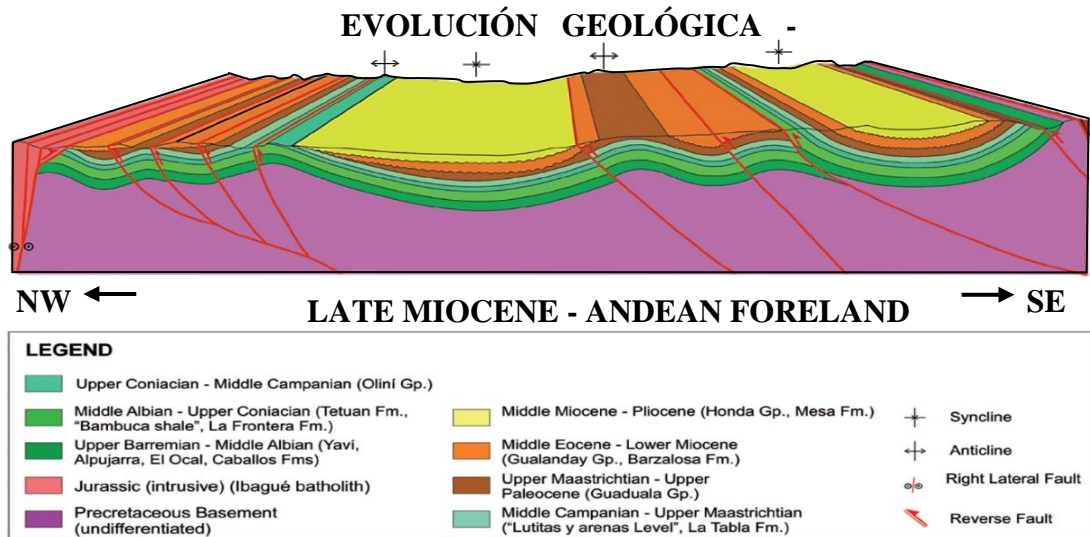


Figura 19. Modelo evolutivo de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena durante su etapa final. Adaptado de ANH. (2011). Petroleum Geology of Colombia -Upper Magdalena Basin (Vol. 14). (F. Cediell, Ed.) Medellín: Universidad Eafit.

Ya durante la Orogenia Andina se levanta la Cordillera Oriental, invirtiendo fallas normales, generando fallas inversas, cinturones plegado y el continuo levantamiento de la Cordillera Central. Durante el Neógeno y Cuaternario la depositación de sedimentos vulcano - clásticos aportados por la Cordillera Central dieron como resultado la Fm. Gigante. Y los depósitos cuaternarios.

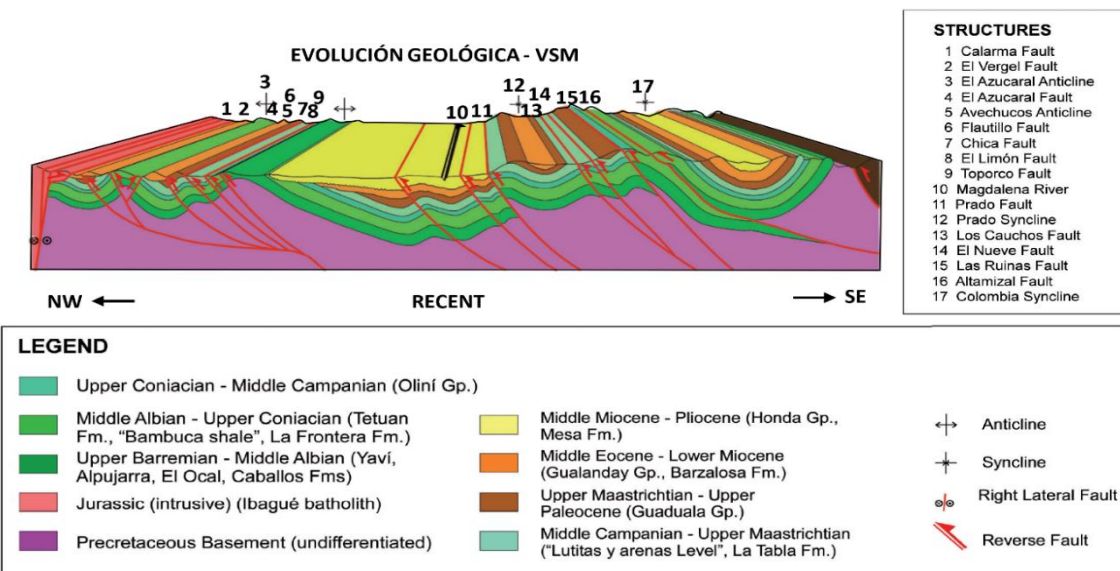


Figura 20. Modelo evolutivo de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena reciente. Adaptado de ANH. (2011).

#### 4.4 Estratigrafía Regional de la Sub-Cuenca de Neiva.

Estratigráficamente la Sub-Cuenca de Neiva (SCN) involucra cuerpos rocosos desde el Proterozoico con el Macizo de Garzón, (Basamento sobre el cual se depositó los sedimentos que pasarían de un ambiente marino a continental y finalmente marino) hasta los depósitos cuaternarios actuales.

Durante el Paleozoico inicia la subsidencia de la cuenca VSM dando paso a una trasgresión marina que facilitó la depositación y origen de las Formaciones El Venado/Hígado durante el Ordovícico, La Jagua durante el Devoniano - Carbonífero, Lodolitas de Cerro Neiva durante el Pérmico.

Una nueva incursión marina durante el Triásico aportaría los sedimentos que formarían la Fm. Payandé, la cual se caracteriza por tener una sucesión de calizas afectadas por un metamorfismo de contacto, con algunos sedimentos de grano fino, niveles de bioclastos (Geyer, 1973; Cediél *et al.* 1981; Citados por ANH, 2011)

Una unidad vulcano-sedimentaria, Fm. Saldañas, se formaría durante el Jurásico. Debido a la actividad volcánica se produjo una gran cantidad de material que se aportaría a la SCN. Materiales correspondientes a flujos de lava, rocas piroclásticas y previamente materiales sedimentarios de origen lacustre y marino. En diferentes sectores de la cuenca VSM cuerpos intrusivos afectaron la Fm. Payandé y Fm. Saldañas (Cediél *et al.*, 1981; Mojica y Llinás, 1984; Rodríguez y Rodríguez, 1990; Bayona *et al.*, 1994; Mojica, Kammer y Ujueta, 1996; Cajas, 2004; Citados por ANH, 2011)

Durante el Cretácico el nivel del mar sería máximo dando paso a tres y dos cíclicas transgresiones y regresiones respectivamente que formarían la sucesión de cuerpos sedimentarios

desde la F.m Yaví hasta el inicio de la base del Grupo Guaduala de la SCN. (Figura 21). Estos cuerpos sedimentarios descansarían inconformemente sobre la Fm. Saldaña (Jaimes y Freitas, 2006). Dentro de esta sucesión sedimentaria del Cretácico se destaca la Fm. Moserrate. Esta unidad aflora en gran parte de la SCN. Suprayace concordantemente los depósitos marinos de la Fm. Villeta e infrayase paraconformemente por la Fm. San Francisco, del Grupo Guaduala (Veloza, Mora, Freitas, y Mantilla, 2008).

En el Neozoico, Caicedo y Roncancio (1994) citados por la ANH (2011) indican que durante el Paleoceno tardío y Eoceno medio se presenta una inconformidad erosiva, perdiendo todo registro estratigráfico entre el Grupo Guaduala y Grupo Gualandya. Ya durante el Oligoceno la actividad tectónica disminuyó favoreciendo a la acumulación de sedimentos que darían origen a la Fm. Bazalosa. Durante el Mioceno, comenzó la orogenia Andina se formó el Grupo Honda debido a la depositación de sistemas fluviales meándricos y llanuras de inundación (Van Houten & Travis, 1968; Wellman, 1970; Van der Wiel, 1991; Citados por ANH, 2011). Finalmente, durante el Mioceno tardío y Plioceno la actividad volcánica de la Cordillera Central produjo gran cantidad de material volcánico y volcanoclástico mezclándose con los depósitos fluviales de la cuenca hasta formar la Fm. Gigante (Van der Wiel, 1991; Citado por la ANH, 2011).

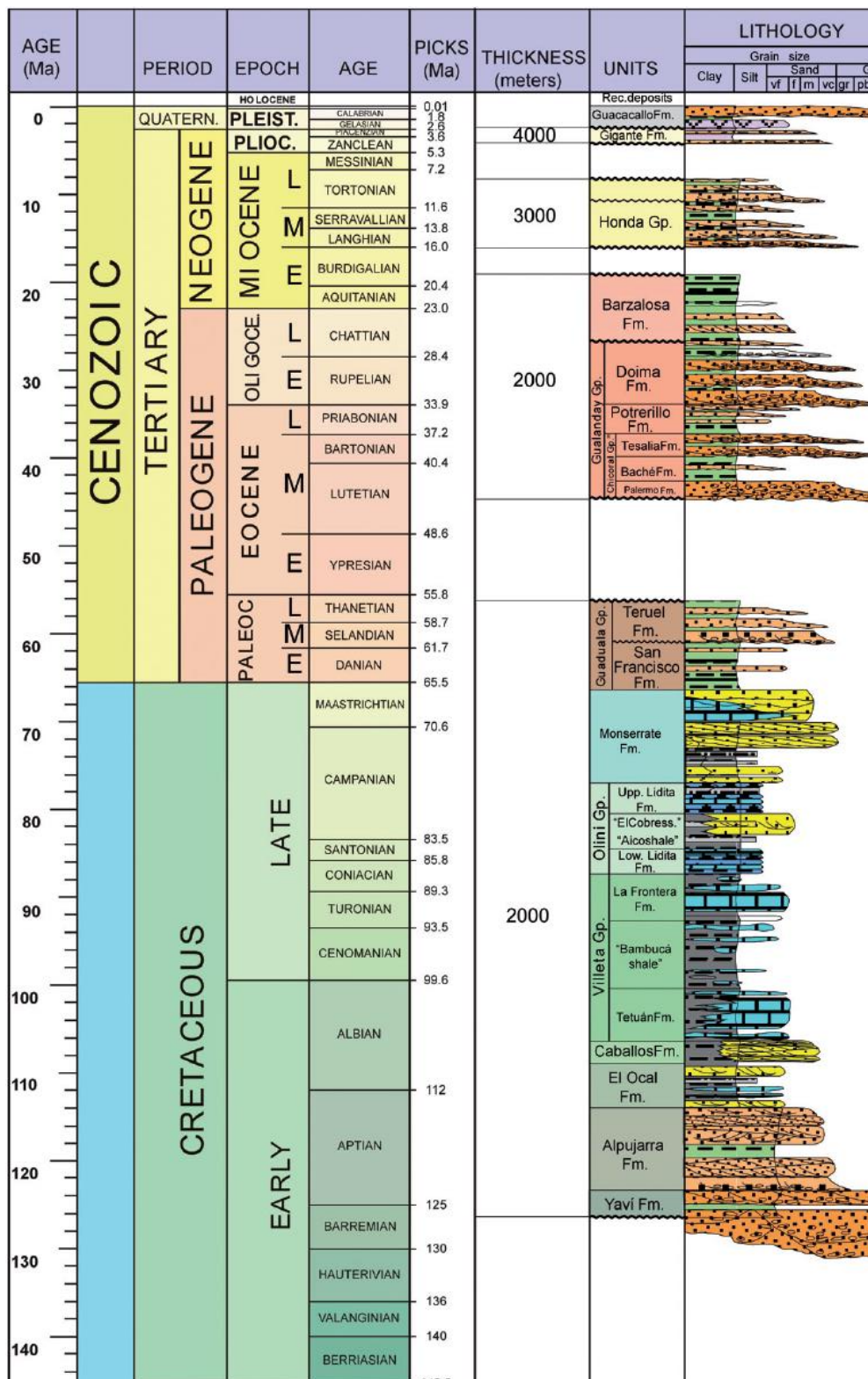


Figura 21. Columna estratigráfica generalizada de la Sub-Cuenca del Valle Superior del Magdalena a partir de Cretácico. Adaptado de ANH. (2011). Petroleum Geology of Colombia -Upper Magdalena Basin (Vol. 14). (F. Cediell, Ed.) Medellín: Universidad Eafit.

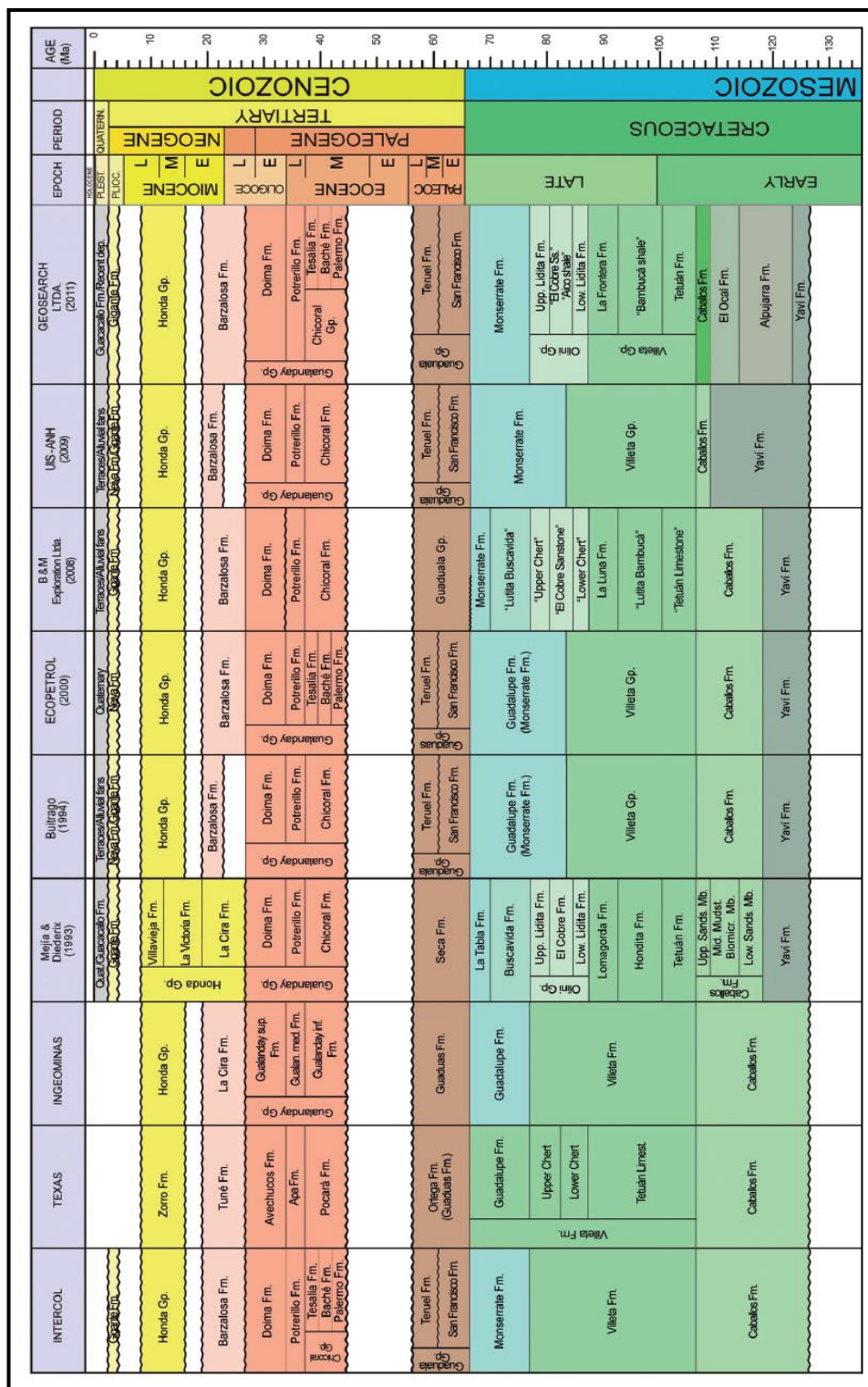


Figura 22. Nomenclatura estratigráfica y correlación en los valles Superior y Medio del Magdalena. Adaptado de ANH. (2011). Petroleum Geology of Colombia -Upper Magdalena Basin (Vol. 14). (F. Cediél, Ed.) Medellín: Universidad Eafit.

#### **4.5 Asociación de facies sedimentarias y ambientes de depósito.**

Las facies sedimentarias son el conjunto de cuerpos rocosos que reúnen ciertas características para determinar o definir el tipo de ambiente sedimentario a partir de las condiciones geológicas de depositación. En la Sub- Cuenca de Neiva la Formación Monserrate aflora en gran parte de ésta. Siendo ésta misma una importante roca reservorio de hidrocarburo.

Veloza, Mora, Freitas, y Mantilla (2008) definen esta asociación de facies y ambientes de depósito de la Fm. Monserrate de la siguiente manera:

**4.5.1 Asociación de Facies Costa Afuera.** Esta asociación se compone por la facies de fosfoarenitas masivas con abundantes bioclastos de foraminíferos, lilitas silicificadas con laminación planoparalela; biomicritas mudstone con laminación planoparalela a masiva junto con contenido fósil; shales con restos de peces, lodolitas oscuras fosilíferas con laminación planoparalela localmente calcáreas; biomicritas wackstone lodo soportada generalmente con baja bioperturbación; y lodolitas oscuras con laminación lenticular, ondulosa o planoparalela.

El tipo de ambiente sedimentario corresponde principalmente a un medio tranquilo, por debajo del nivel de acción de las olas en profundidades que varían en centenas de metro y variedad de ambientes dentro del mar, desde una plataforma marina somera, en el borde continental o costa afuera, donde el sedimento es depositado por precipitación.

**4.5.2 Asociación de Facies de transición entre Costa Afuera y frente de Consta Inferior.**

Esta asociación de facies corresponde a areniscas arcillosas con laminación ondulosa junto con presencia de bioperturbación, fosfatos y ocasionalmente calcárea; fosfoarenitas masivas con abundantes bioclastos de foraminíferos; areniscas con laminación flaser con presencia ocasional de restos fosfáticos y fósiles; lodolitas oscuras fosilíferas con laminación planoparalela localmente calcáreas; y biomicritas wackstone lodo soportada generalmente con baja bioperturbación. Esta asociación Suprayace conformadamente la asociación de costa afuera.

Su ambiente sedimentario corresponde a un medio de baja energía, en profundidades de 20 a 10 m, donde la acción del oleaje afecta en menor proporción a los sedimentos. El granocrecimiento de la secuencia refleja la somerización de los ambientes de depósito.

**4.5.3 Asociación de Facies de frente de Costa Inferior.** Las facies de esta asociación corresponden principalmente de capas arenosas de grano muy fino y fino los cuales están constituidos dentro de las facies de areniscas con laminación flaser con presencia ocasional de restos fosfáticos y fósiles; areniscas arcillosas con laminación ondulosa junto con presencia de bioperturbación, fosfatos y ocasionalmente calcárea; areniscas macizas localmente bioperturbadas presentado ocasionalmente restos fosfáticos y en algunos casos calcáreos. Esta asociación Suprayace la sucesión de litofacies de Costa Afuera.

Su ambiente de depósito corresponde a un medio tranquilo, condiciones deposicionales fluctuantes y energía moderada, para la bioperturbación de los organismos, laminación tipo flaser, y presencias de fósiles y cemento calcáreo respectivamente.

**4.5.4 Asociación de Facies de Costas Medio-Superior.** Esta asociación facies es dominada por sedimentos epiclásticos y biogénicos. Areniscas con laminación flaser con presencia ocasional de restos fosfáticos y fósiles; areniscas macizas localmente bioperturbadas presentado ocasionalmente restos fosfáticos y en algunos casos calcáreos; arenisca con estratificación cruzada en artesa y relictos de estratificación cruzada locamente bioperturbada; biomicritas packstone masiva grano soportada con restos de fósiles menores a 2 mm, baja bioperturbación; y bioesparitas grainstone masiva grano soportada con restos de fósiles menores a 2 mm y presencia de cemento calcáreo.

Debido a que las estructuras sedimentarias creadas fueron destruidas en ciertos casos por la bioperturbación se puede interpretar un ambiente de depósito en condiciones fluctuantes de los niveles energéticos. Para la formación de packstone y grainstone tiende a definirse un ambiente de aguas cálidas a través de medios energéticos transicionales entre niveles medios y altos. “Regímenes mareales o ambiente dominados por olas”.

**4.5.5 Asociación de Facies de Llanura Aluvial-Costera y Paleosuelos.** Sus facies sedimentarias esta compuestas por limolitas arenosas de colores grises y rojizo pardo moteado con restos de planta y raíces; y paleosuelos con restos de raíces.

Su ambiente sedimentario es definido por un medio continental que representa la caída del nivel del mar, específicamente llanuras costeras y aluviales. Aunque la contigüidad con ambientes marinos incita una fuerte influencia durante estos ambientes durante tormentas. La exposición subárea hace evidente la oxidación y desarrollo de vegetación.

### 4.6 Geología Estructural.

La geología estructural de la Sub-Cuenca de Neiva (SCN) se encuentra afectada principalmente por pliegues de tipo sinclinal y anticlinal desarrollados por los sistemas de fallas geológicas. Una de las estructuras geológicas más importante son el sistema de fallas de Chusma – Teruel al Oeste y el sistema de fallas de Garzón – Suaza al Este de SCN. Todas estas estructuras inciden directamente en el entrapamiento de hidrocarburos (Figura 23).

El sistema de fallas de Chusma corresponde a una serie de cabalgamientos de vergencia hacia el Este, que involucran partes de basamento y planos de fallas de ángulo moderado a alto que se aplanan hacia arriba en superficies de despegue. Este sistema se encuentra asociado a las fallas de carácter regional como la Fallas de San Francisco con una dirección aproximada NS a N20E; y la falla de Buenavista con dirección N35E, girando para volverse casi N-S, ésta buza al Oeste. (Ramón, Vidal, Rosero, Gómez, y Borja, 2001; Vargas, 2010).

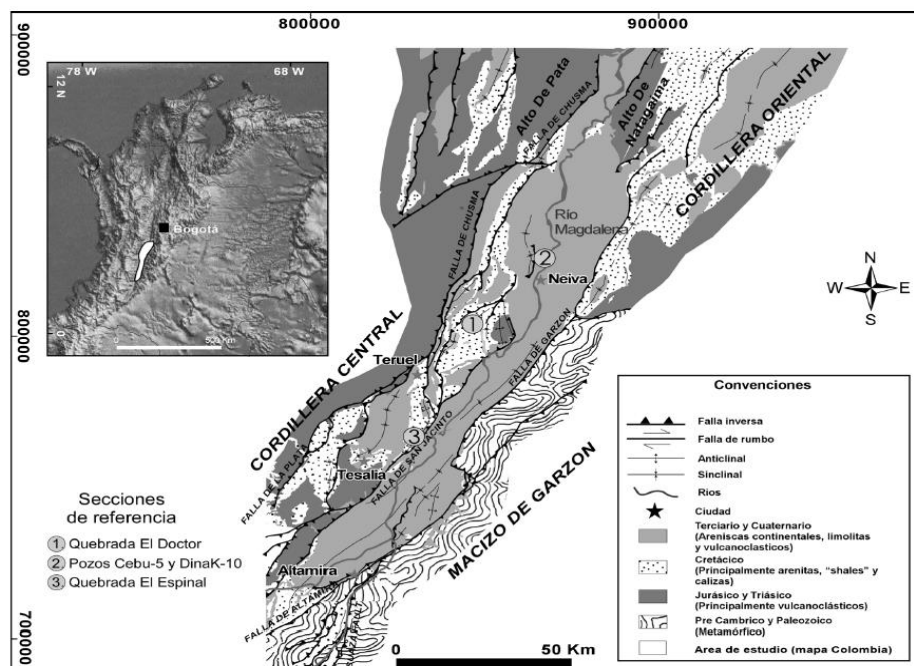


Figura 23. Mapa Geológico simplificado de la Sub-Cuenca de Neiva. Adaptado de Veloza, Mora, Freitas y Mantilla (2008). Dislocación de Facies en el Tope de la Secuencia Cretácica de la Subcuenca de Neiva.

El sistema de fallas de Garzón-Souza presente en piedemonte occidental de la Cordillera Oriental, está constituido por una cadena plegada cabalgante con vergencia al Oeste. Las fallas cabalgan sobre las secuencias molásicas neógenas y desplazan todas las rocas más antiguas que el cuaternario. Como resultado de la orogenia andina, el fallamiento de rumbo también se encuentra presente debido a los movimientos diferenciales transversales de los grandes bloques de cabalgamiento de vergencia Este.

Las trayectorias de las fallas de cabalgamiento se propagan comunmente en forma escalonada, con peldaños muy inclinados que luego pasan casi horizontales. Estas estructuras también se difunden de tal manera que producen anticlinales en rampa o anticlinales nucleados por basamento (Figura 24). Cada cabalgamiento es responsable por un solo par asimétrico anticlinal o sinclinal frontal. El sinclinal frontal se presenta modificado por abanicos imbricados lo cual puede llegar a formar fallas ciegas (Mojica y Franco, 1990)

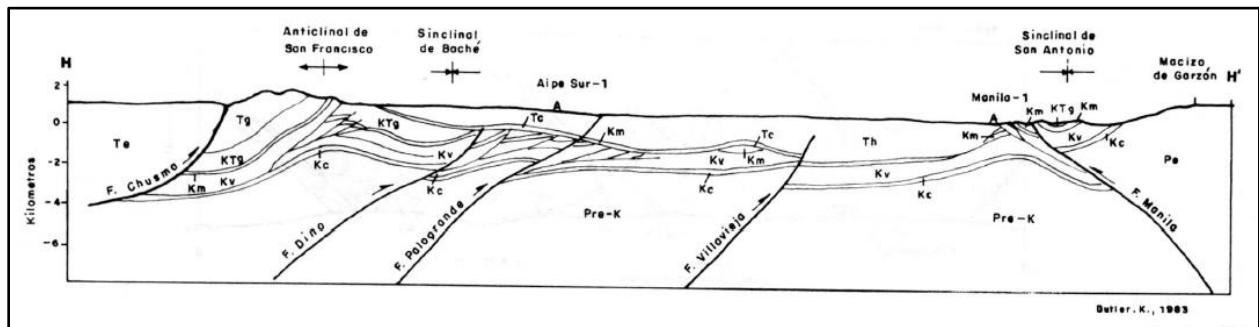


Figura 24. Estructuras falladas de cabalgamiento. Adaptado de Mojica y Franco (1990). Estructura y Evolución Tectónica del Valle Medio y Superior del Magdalena. Geología de Colombia, 17, 42-64.

Vargas (2010) describe que los pliegues más característicos de la SBN se presentan de manera regional afectando todas las rocas sedimentarias presentes. En general estos pliegues tienden a estar orientados en sentido N-S en a NE-SW. Entre las estas estructuras se destacan los anticlinales Dina y San Francisco, y los sinclinales de San Antonio y Pacardí, en donde los pliegues

anticlinales son más apretados, muy fracturadas y afectados por fallas geológicas, mientras que los sinclinales tienden a ser más amplios y suaves de morfología.

El sinclinal de Baché, presenta un eje que se ubica a una distancia mínima aproximada de 14 km al noroccidente de Neiva. Afecta rocas del Grupo Honda. Sus características, según INGEOMINAS-HOCOL (1994); Citado por Vargas (2010), son la amplitud máxima de 10 km con estrechamiento a 5 km, hacia el sur, donde está enmarcado por las fallas de Baché y Dina. Su eje está orientado en dirección N15-20E en su parte norte y cambia a NS, con cabeceo hacia el sur originando el cierre del pliegue hacia el norte. El flanco occidental presenta mayor inclinación de las capas, presentado hasta ángulos de 25°, y hacia el núcleo las inclinaciones son suaves con ángulos menores a 8°.

## 5. Análisis de Resultados

### 5.1 Evaluación de las propiedades petrofísicas en el caso de estudio

Para el cálculo de las propiedades petrofísicas (densidad total y número atómico efectivo), se implementaron las siguientes ecuaciones 7 y 8 previamente mencionadas en el documento:

$$\rho_b = A * CTN_{low} + B * CTN_{high} + C$$

$$Z_{eff} = \left[ \frac{D * CTN_{low} + E * CTN_{high} + F}{0,9342 * \rho_b + 0,1759} \right]^{1/3,6} a$$

$$PEF = \left[ \frac{Z_{eff}}{10} \right]^{3,6}$$

Donde:

$\rho_b$  : es la densidad total (bulk density).

$CTN_{low}$  : CTN a baja energía.

$CTN_{high}$  : CTN a alta energía.

$Z_{eff}$  : número atómico efectivo.

A-F: coeficientes de ajuste que se deben determinar por cada corte (*slice*).

Tabla 3.

*Clasificación de la calidad de la roca en función de la porosidad.*

<b>Porosidad</b>	<b>%</b>
Muy buena	> 20%
Buena	15 – 20%
Regular	15 – 10%
Pobre	5 – 10%
Muy Pobre	< 5%

Nota: Adaptado Dcg systems, C.A. (2017) *La Comunidad Petrolera*. Recuperado de <https://www.lacomunidadpetrolera.com/2012/09/calidad-de-la-roca-en-funcion-a-la-porosidad.html>.

Todos estos cálculos se hicieron a cada slice dando como resultado un perfil para cada propiedad en las 7 muestras de núcleo a analizar, que fueron los siguientes:

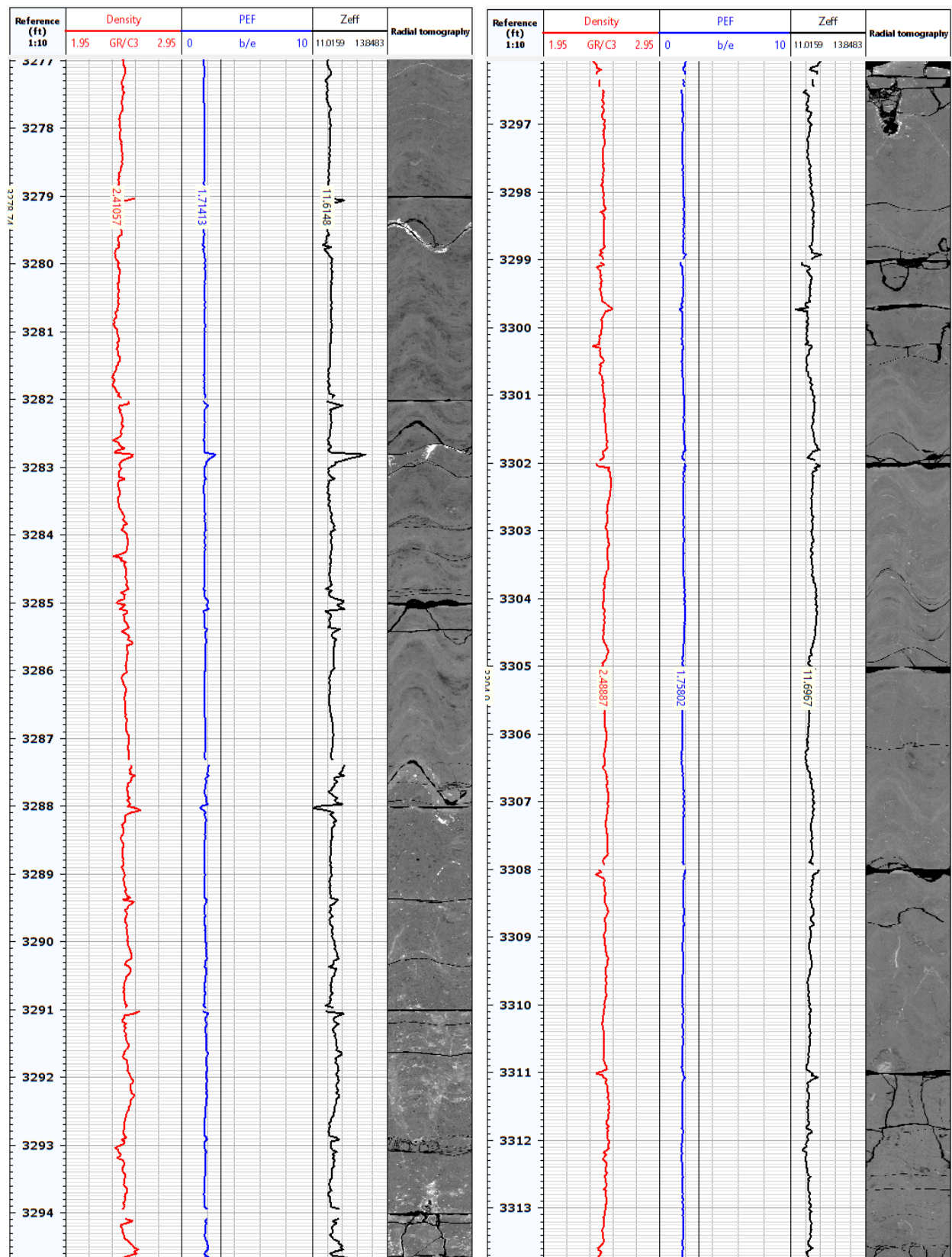


Figura 25. Registros de RHOB, PEF y Zeff de los núcleos 1 y 2 (3274ft - 3325ft).

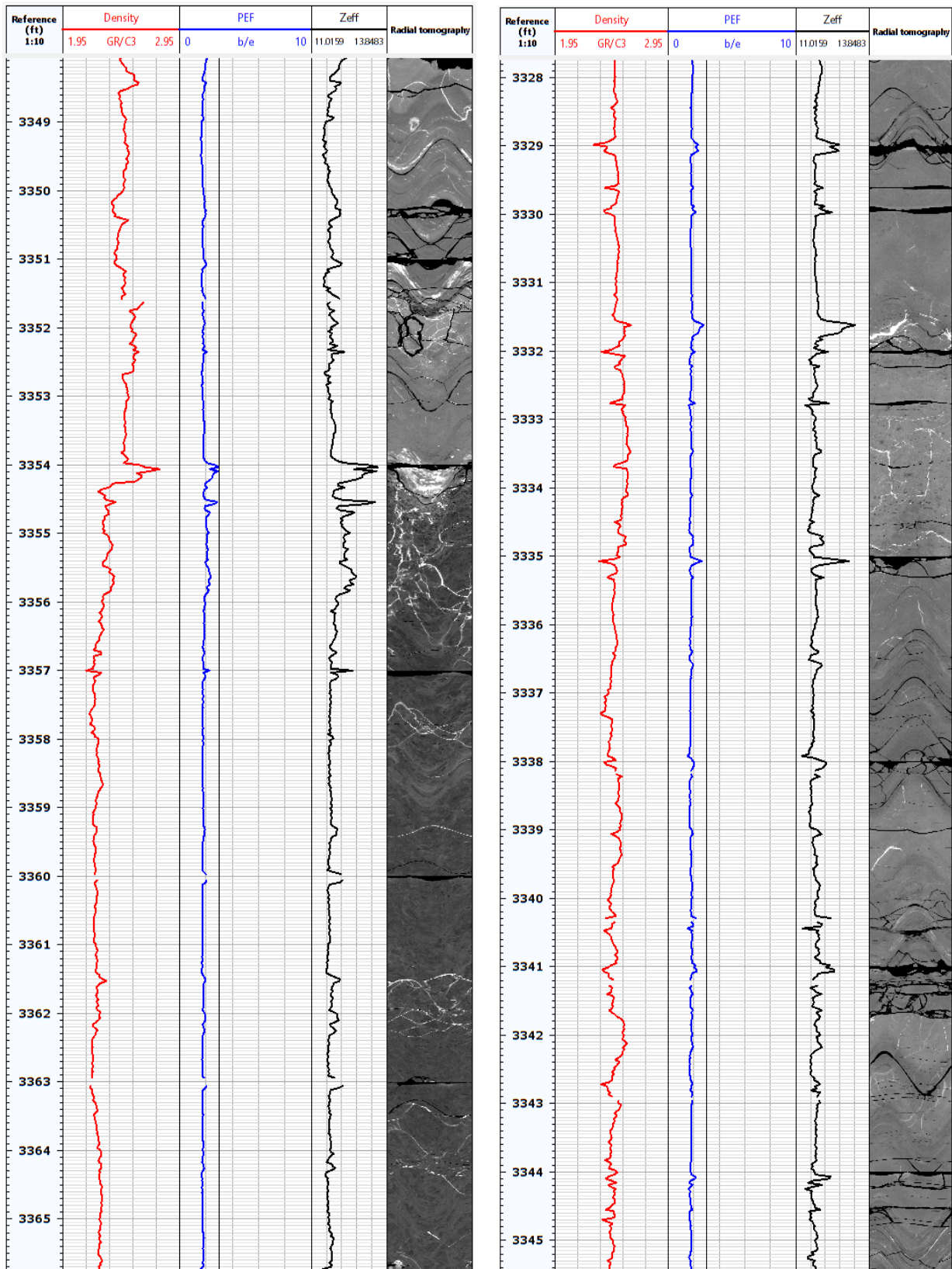


Figura 26. Registros de RHOB, PEF y Zeff de los núcleos 3 y 4 (3325ft - 3377ft).

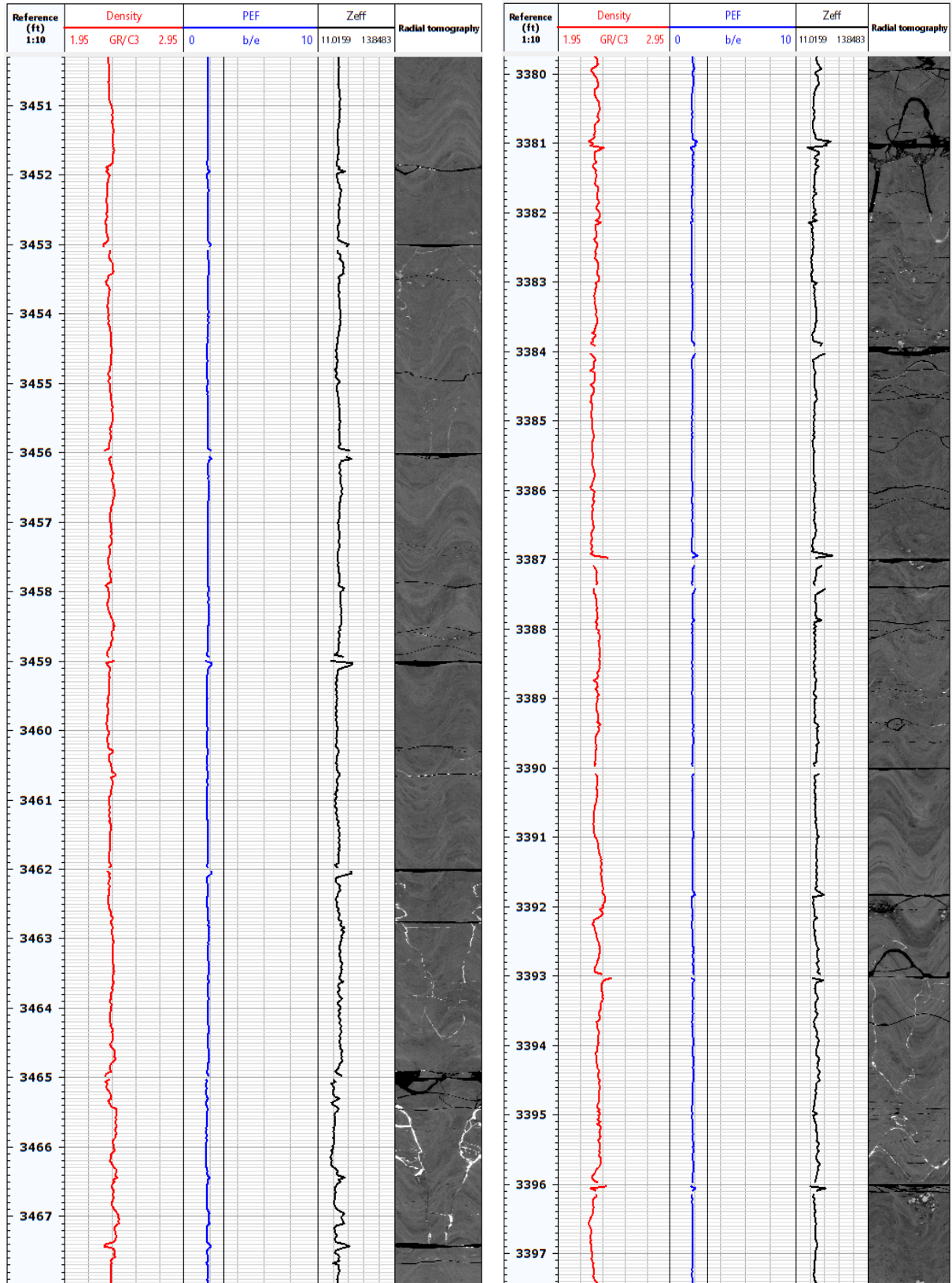


Figura 27. Registros de RHOB, PEF y Zeff, núcleos 5 (3377ft – 3402ft) y 6 (3438ft - 3469ft).

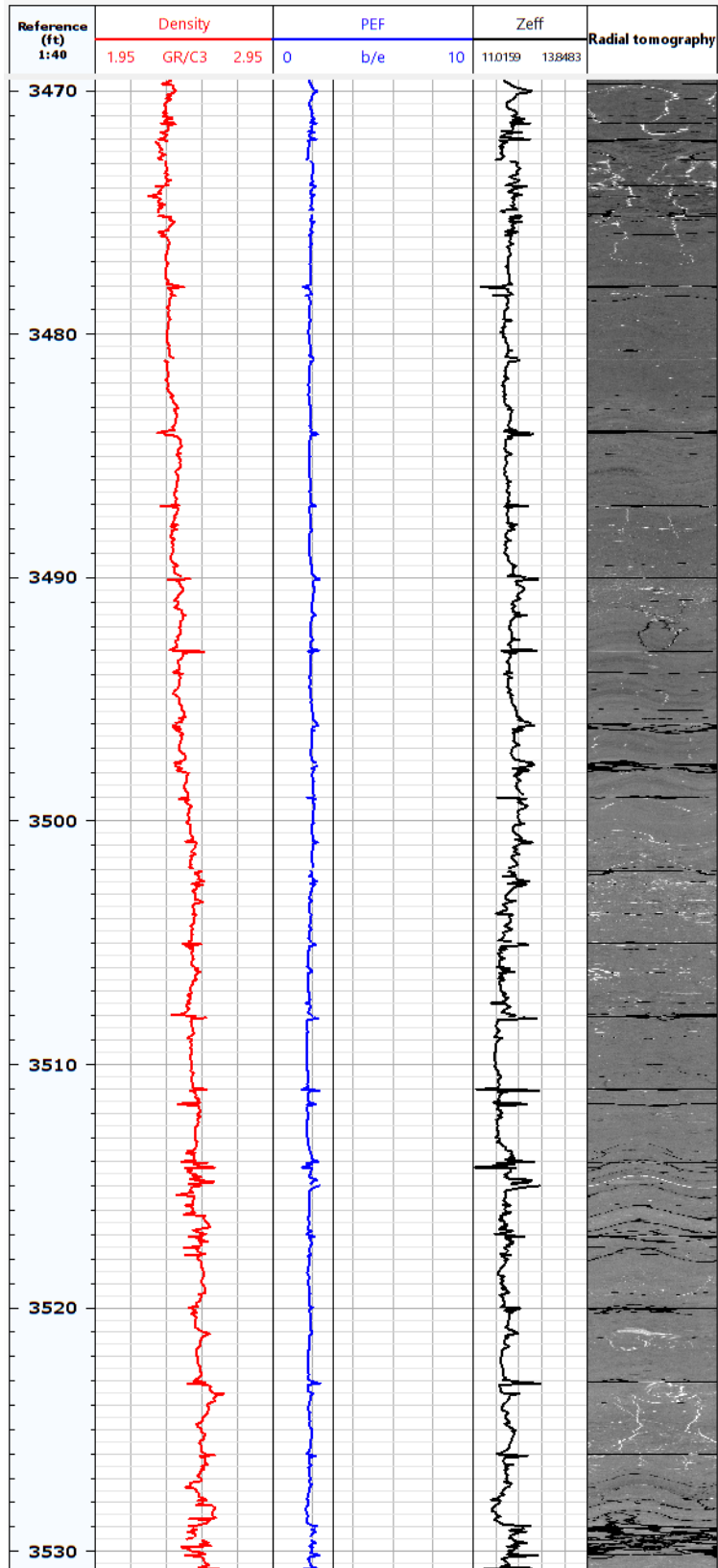


Figura 28. Registros de RHOB, PEF y Zeff del núcleo 7 (3469ft – 3532ft).

Dando como resultado en valores promedios de una densidad total entre 2.38 – 2.44 g/cm<sup>3</sup>, PEF entre 1.68 – 1.8 y Zeff entre 11.5 – 12.

De igual forma en el cálculo de la porosidad absoluta se aplica la fórmula planteada:

$$\phi = \frac{\rho_g - \rho_b}{\rho_g - \rho_f} \dots \dots (12)$$

Donde:

$\rho_g$  : densidad de grano

$\rho_b$  : densidad total

$\rho_f$  : densidad de fluido

Y por rangos de PEF se toma como referencia en la densidad de grano un valor de 2.65 g/cm<sup>3</sup> (Tabla 2) debido a que es este el valor predeterminado para las areniscas, la cual es el tipo de roca que estamos analizando.

Y la densidad de fluido se toma como valor base de 1.0 g/cm<sup>3</sup>. Dando como resultado unos valores promedios de la porosidad entre 0.12 – 0.15.

## **5.2 Determinación de facies mediante curvas de densidad y número atómico en el caso de estudio**

Tener en cuenta rangos teóricos mostrados en las tablas 2, 3 y 4. Es importante definir que los límites de estos rangos son una guía y no deben considerarse estrictamente, también se debe tener presente el criterio del profesional o encargado, de acuerdo con las imágenes y valores de densidad calculados.

Tabla 4.

*Rangos generales PEF para diferentes rocas.*

Rango (barns/e)	Litología	Densidad de grano $\rho_g$ (g/cm <sup>3</sup> )
PEF $\leq$ 2.5	Arenisca	2.65
PEF = 1.8	Sílice	---
2.5 < PEF $\leq$ 4.1	Dolomita	2.87
4.1 < PEF $\leq$ 5.1	Calcita	2.71

Nota: Adaptado y modificado de Shameem Siddiqui y A. Khamees. (2004). Dual-Energy CT-Scanning applications in rock characterization. Society of Petroleum Engineers, 90520, pág. 1-9.

El gráfico cruzado de RHOB en función del PEF representa la densidad poblacional en la figura 29, donde los colores cálidos (amarillo y naranja) representan la zona con mayor frecuencia de apariciones, mientras que los colores fríos (verde y azul) la menor.

Según los rangos de PEF de la tabla 4, la zona con mayor frecuencia de densidad poblacional se encuentra sobre el valor teórico de las areniscas, específicamente sobre el valor de la sílice. Lo cual indica que los núcleos escaneados pertenecen litológicamente a areniscas principalmente con contenidos silicios, y en menor cantidad arcillas o limolitas, carbonatos de magnesio y calcio.

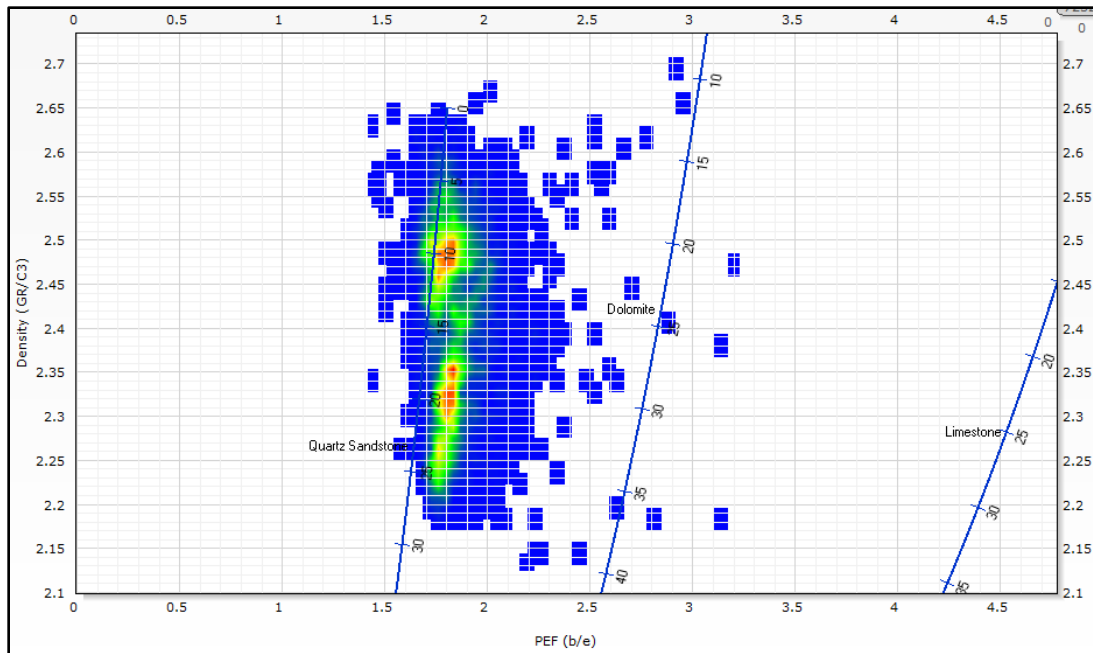


Figura 29. Valores de densidad (RHOB) vs. el factor fotoeléctrico (PEF).

Las líneas azules (quartz sandstone, dolomite, limestone) representan los rangos teóricos tenidos en cuenta por la tabla 4.

Para la clasificación de facies se parametrizó sobre el cross-plot datos de RHOB y PEF en rangos basados sobre los valores teóricos de densidad, número atómico y porosidad con el propósito de identificar cambios de litología; composición, y porosidad. Como resultado se dividieron los datos en 6 cuadrantes (cuttofs) (Figura 30). La selección de los colores subjetivos.

Las líneas teóricas quartz sandstone, dolomite, limestone son datos que representan la variación composicional en función del PEF y aumento de porosidad cuando la densidad disminuye.

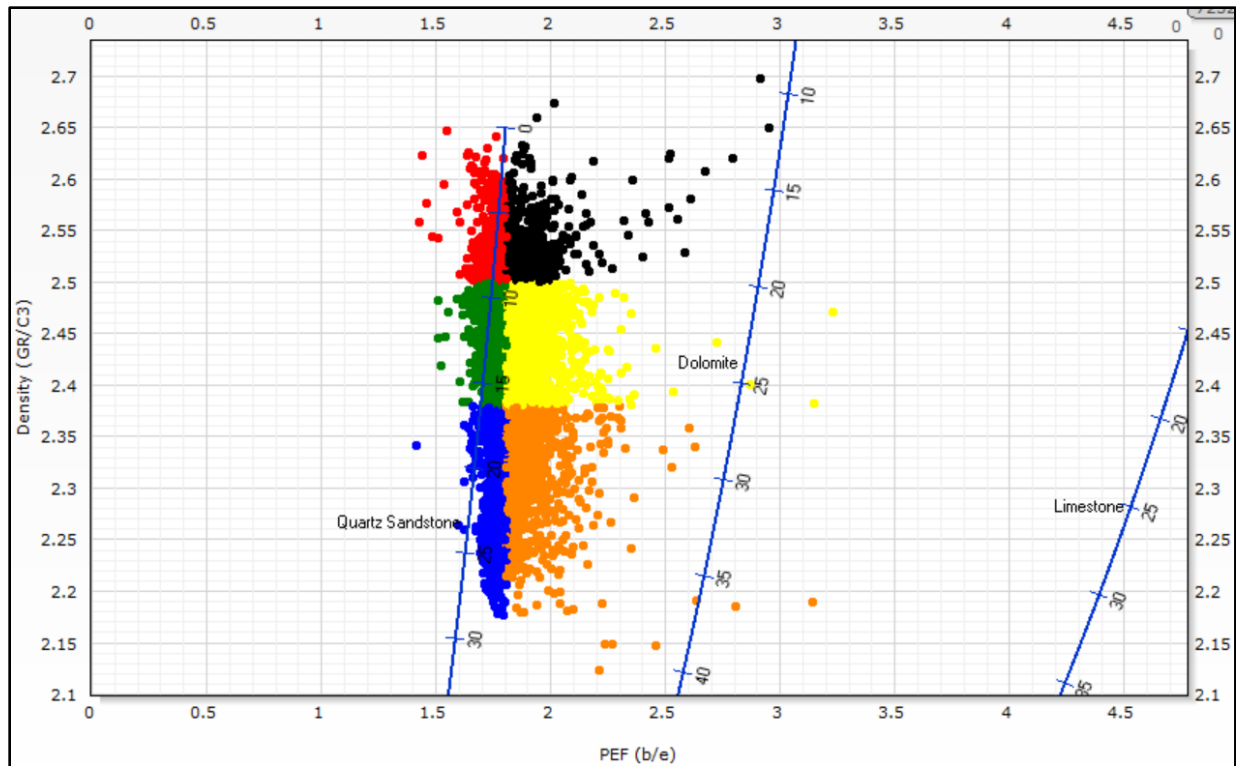


Figura 30. Valores de densidad (RHOB) vs. el factor fotoeléctrico (PEF) en núcleos con los respectivos cuttoffs.

El significado de las clases de facies por color se interpreta de manera general y a criterio propio basados en la figura 30 de la siguiente manera:

Tabla 5.

Resultados de clasificación de facies densidad y número atómico a partir del cross-plot RHOB vs PEF

Clasificación de Facies	
	Asap Areniscas con sílice porosidad alta.
	Asmp Areniscas con sílice porosidad media.
	Asbp Areniscas con sílice porosidad baja.
	Asgap Areniscas con sílice y ganancias de lodos, carbonatos de calcio y magnesio, alta porosidad.
	Asgmp Areniscas con sílice y ganancias de lodos, carbonatos de calcio y magnesio, media porosidad.
	Asgbp Areniscas con sílice y ganancias de lodos, carbonatos de calcio y magnesio, baja porosidad.

Con la finalidad de asociar cambios litológicos, composicionales y físicos de las variaciones verticales intervenidas por 7 núcleos del pozo de estudio en la Formación Monserrate, se realizó una revisión detallada, núcleo por núcleo, interpretando sus facies y elaborando un amarre estratigráfico con las imágenes radiales tomográficas. Como resultado se obtuvo:

**5.2.1 Asociación e interpretación de facies del núcleo 1.**

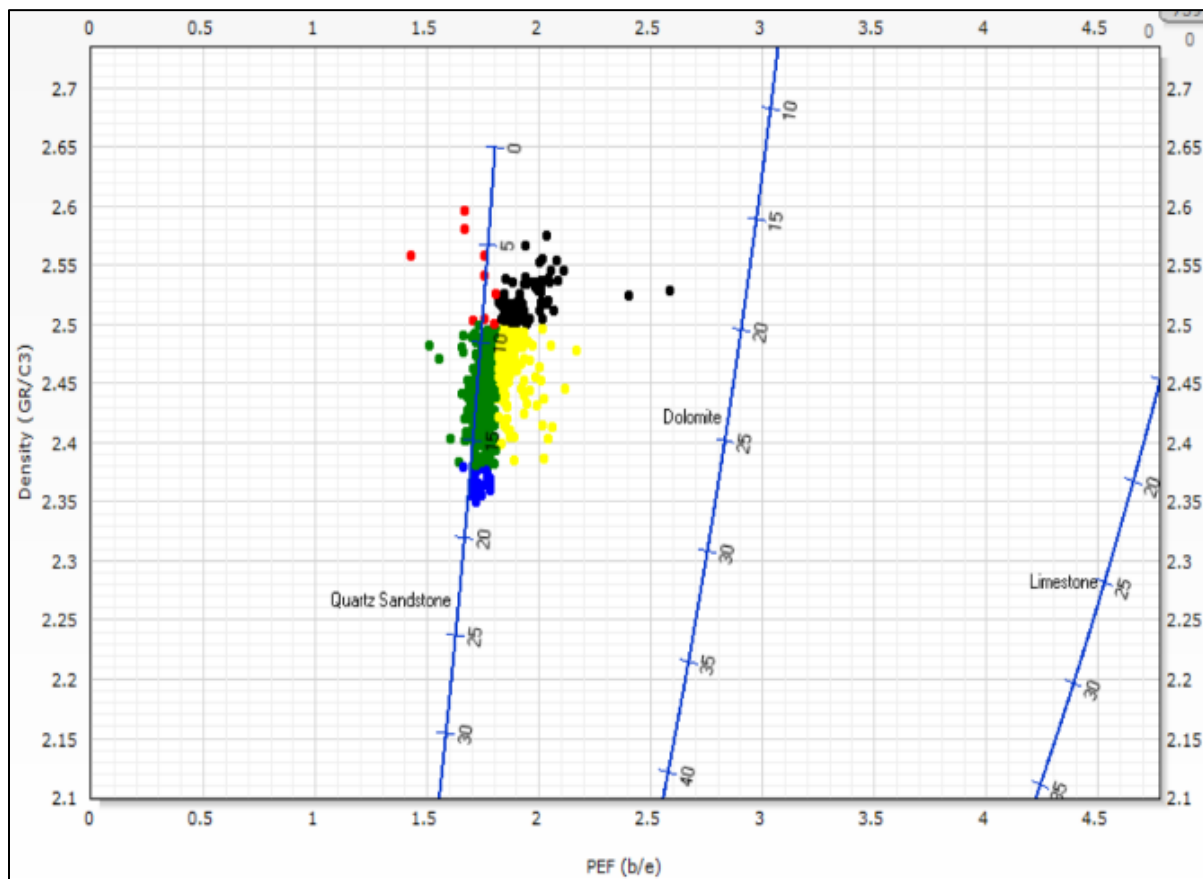


Figura 31. Diagrama cruzado respecto a la clasificación de facies para el primer núcleo.

Las facies asociadas al primer núcleo constan de principalmente, facies verdes y amarillas, y en menor proporción se encuentran las rojas, negras y azules. Composicionalmente indica la presencia en gran cantidad de sílice con muy poco contenido de lodos o arcillas calcáreas.

El amarre de registros, facies e imágenes tomográficas permite la correlación de densidades de los componentes de la roca. Los tonos más claros en este caso hacen referencia a mayores valores de densidad y se encuentra relacionados con las facies rojas, negras, verdes y amarillas, y los tonos más oscuros a las facies azules con tonos más oscuros con menores valores de densidad.

La asociación de facies se describe como facies verdes intercaladas con facies amarillas, azules, y negras, en donde el medio de depósito favoreció a la formación de areniscas más limpias.

Para este núcleo se establece un predominio de los tonos medios, relacionados a facies verdes y amarillas, indicando que el material rocoso posee una porosidad regular del 10% al 15%.

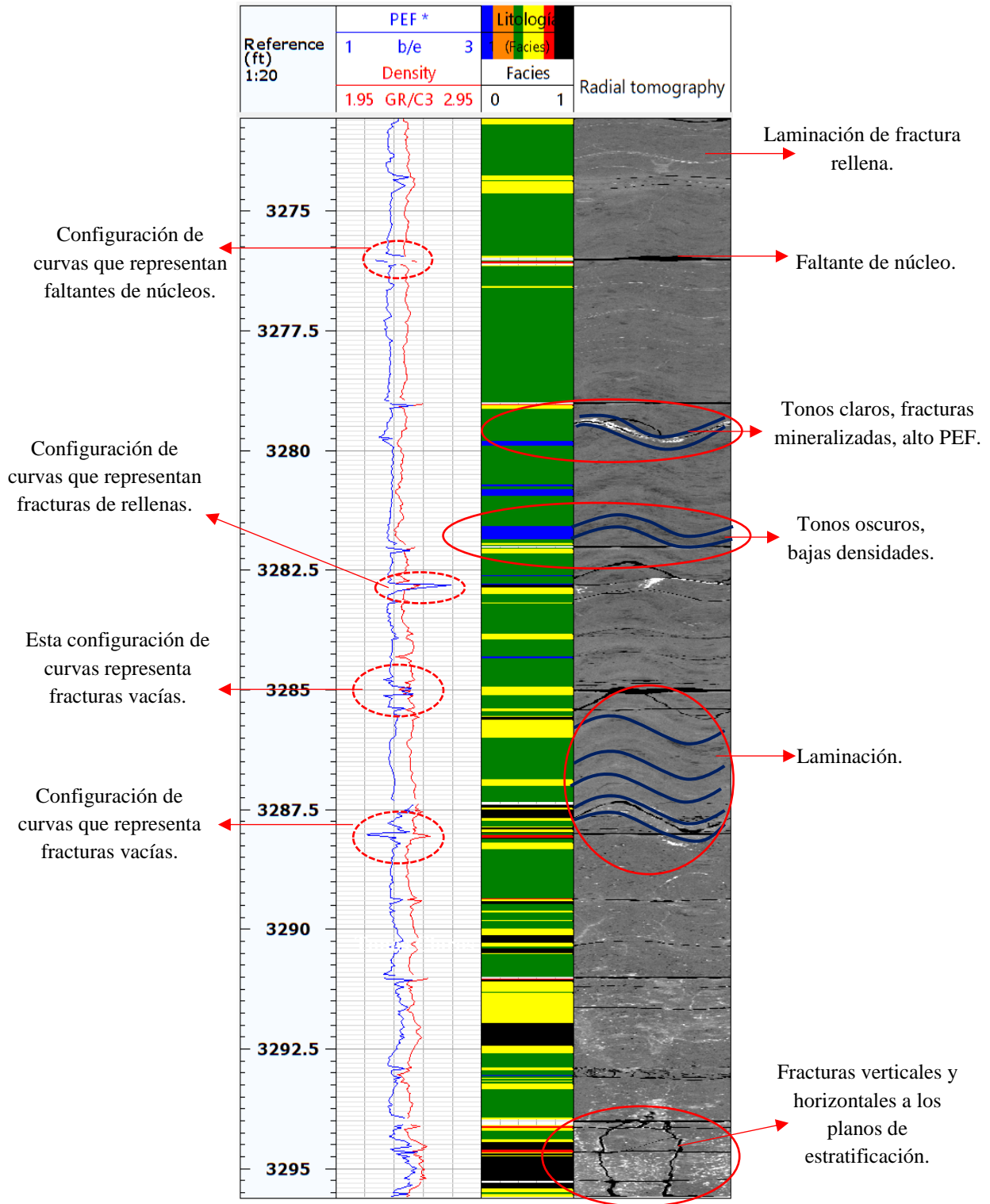


Figura 32. Registros RHOB y PEF correlacionandolos con las facies e imágenes tomográficas del primer núcleo.

**5.2.2 Asociación e interpretación de facies del núcleo 2.**

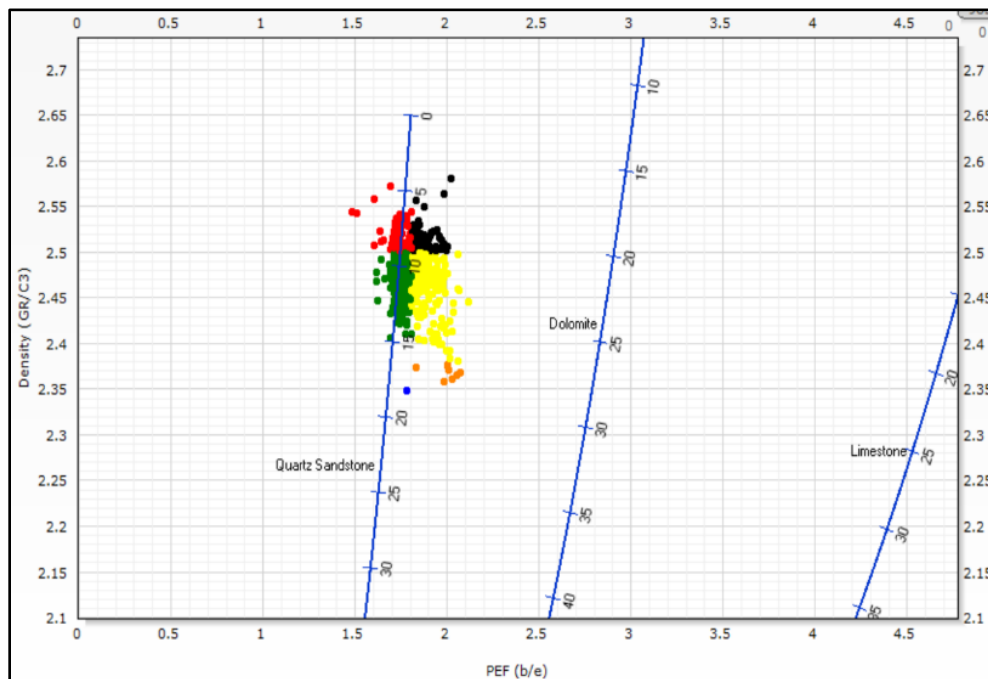


Figura 33. Diagrama cruzado respecto a la clasificación de facies para el segundo núcleo.

Para el segundo núcleo, se establece aún el predominio de las facies verdes y amarillas, y en menor proporción las facies negras y rojas. Composicionalmente son facies ricas en sílice con cantidades despreciables de lodos calcáreos. Estas areniscas al igual que las anteriores varían su densidad debido a su consolidación y granulometría.

Físicamente varia su porosidad de pobre a regular, 5% al 15%. Según las imágenes tomográficas las fracturas o posibles bioperturbaciones rellenas de minerales ferrosos por alta densidad y número atómico son los responsables de las bajas porosidades, mientras que las fracturas con espacios vacíos se presentan con tonos oscuras y muy bajas densidades.

Estratigráficamente se define el núcleo como una arenisca con variación granulométrica. Laminaciones intercaladas entre mayores contenidos de sílice, y menores contenidos de arcilla y

carbonatos. De igual manera las variaciones se identifican fácilmente a nivel de núcleo en imágenes tomográficas.

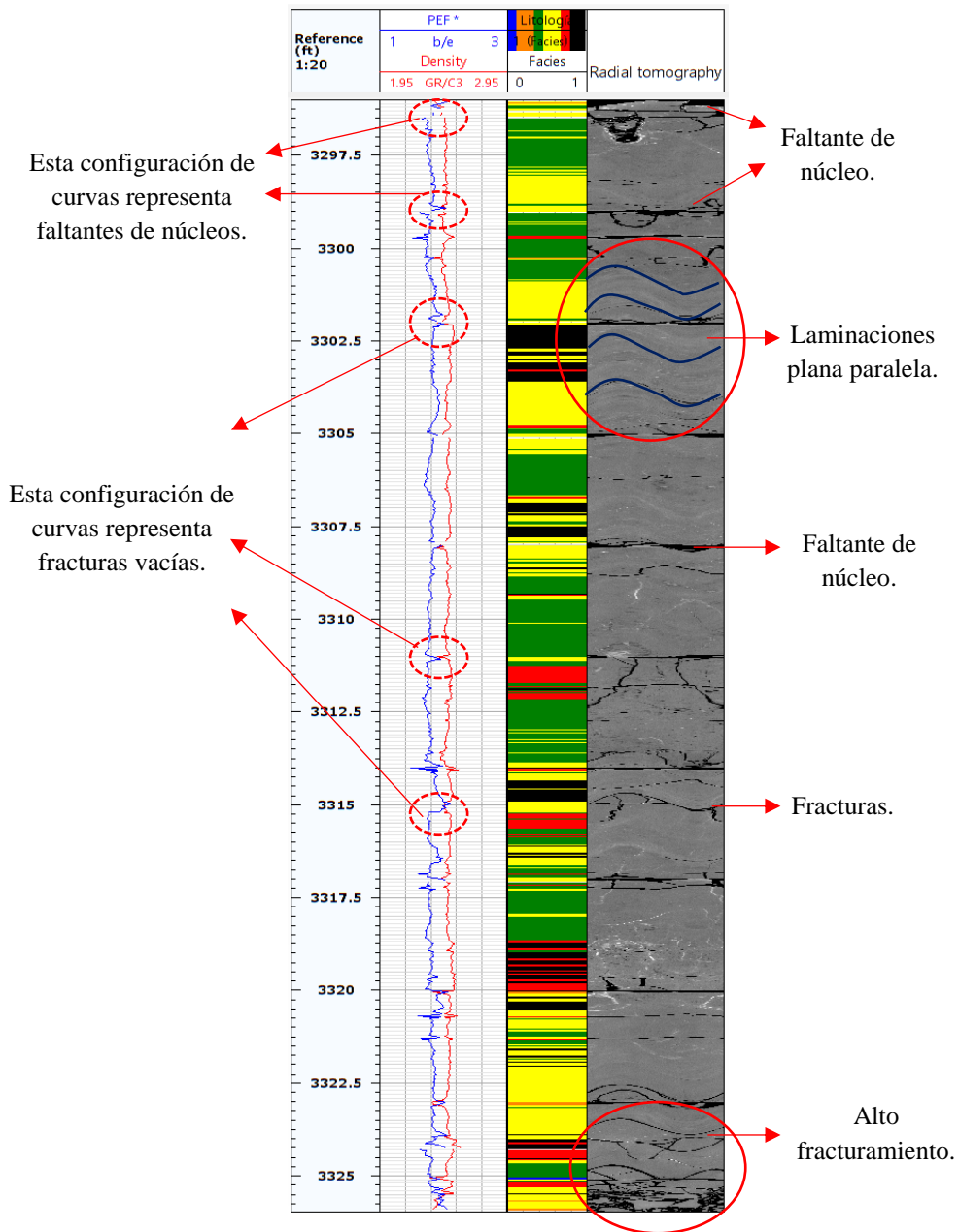


Figura 34. Registros RHOB y PEF correlacionandolos con las facies e imágenes tomográficas del segundo núcleo.

### 5.2.3 Asociación e interpretación de facies del núcleo 3.

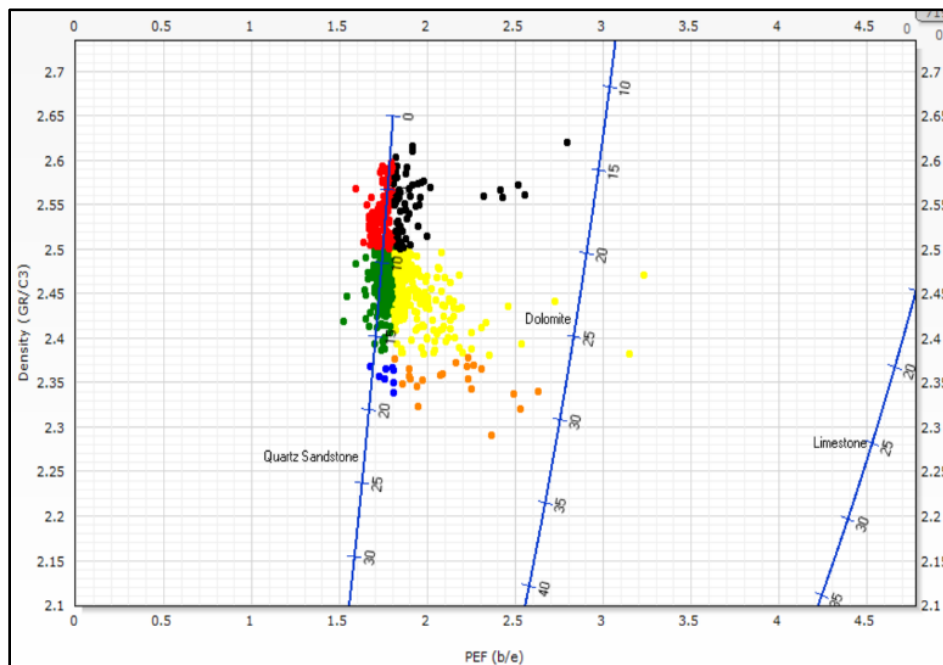


Figura 35. Diagrama cruzado respecto a la clasificación de facies para el tercer núcleo.

Para la asociación de facies del tercer núcleo, se presenta aún el predominio de las facies verdes y amarillas, pero esta vez incluyendo las facies rojas, y en menor cantidad las facies negras, azules y las naranjas como nueva facies presente. Composicionalmente este núcleo presenta grandes proporciones de sílice, pero esta vez, obteniendo importantes ganancias en contenidos lodolíticos y carbonatos de magnesio y calcio.

El porcentaje de porosidad aún sigue variando intercaladamente de pobre a regular, del 5% al 15%. Aún predomina los tonos claros con intercalación de tono oscuros como en los núcleos anteriores acertando a la densidad de los componentes de la roca.

Posiblemente exista una sección lodolítica hacia la base del núcleo, puesto que la curva del registro PEF se ha desfasado de lo que comúnmente se venía observando en los núcleos anteriores.

La laminación plano-paralela y fracturas son las características texturales con mayor presencia en la roca.

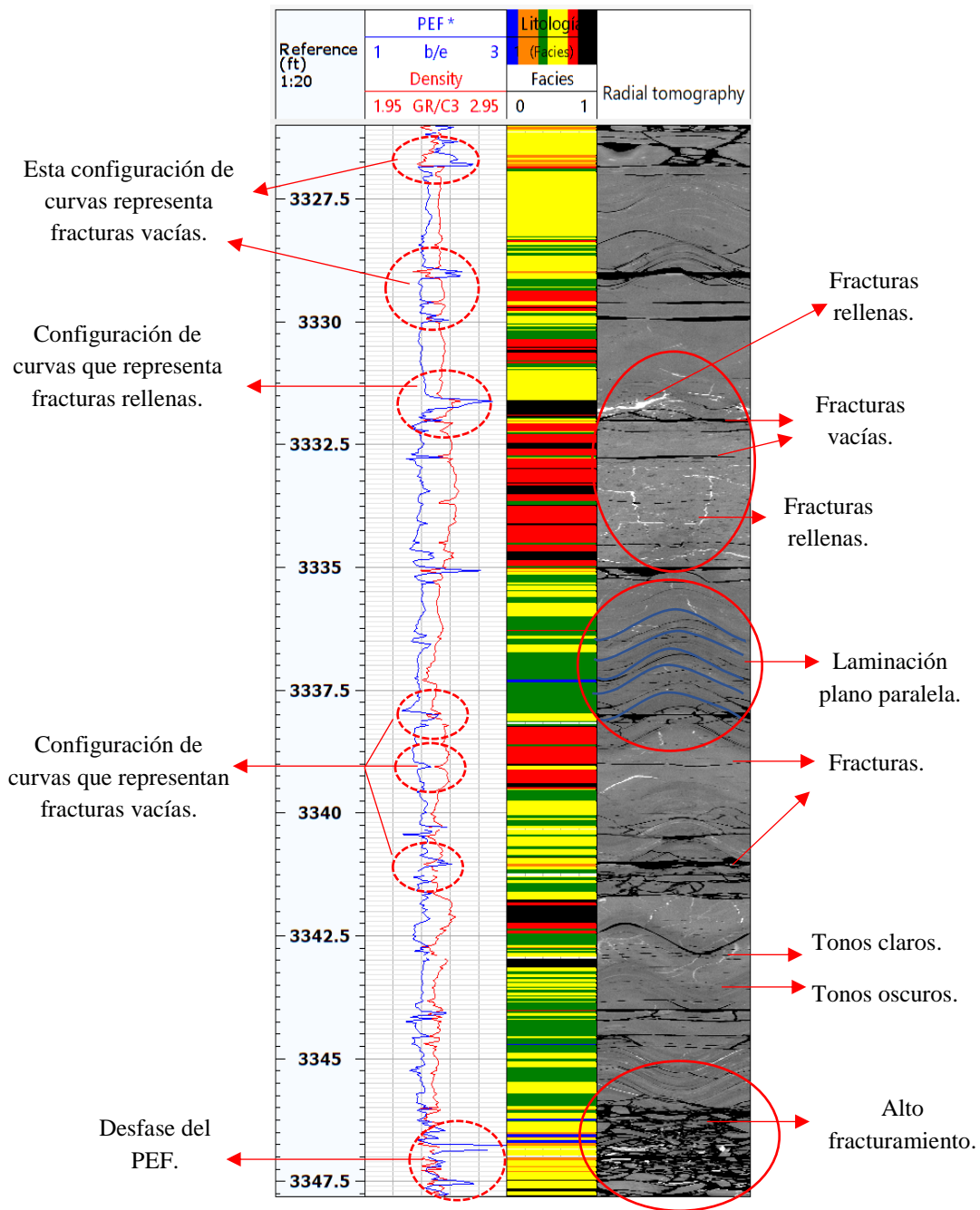


Figura 36. Registros RHOB y PEF correlacionandolos con las facies e imágenes tomográficas del tercer núcleo.

**5.2.4 Asociación e interpretación de facies del núcleo 4.**

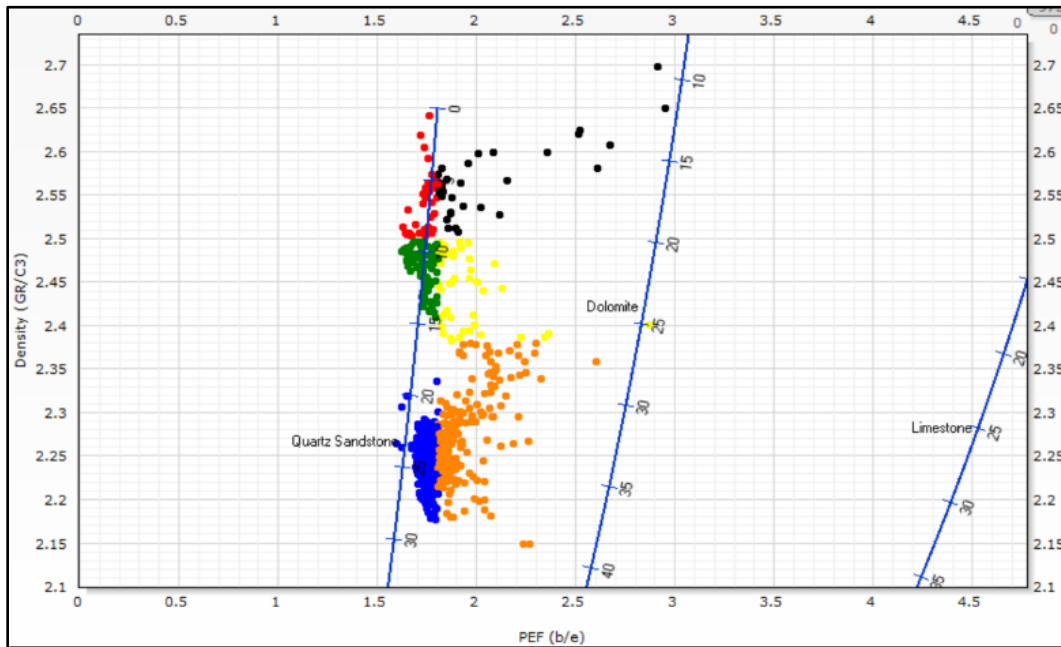


Figura 37. Diagrama cruzado respecto a la clasificación de facies para el cuarto núcleo.

Para el cuarto núcleo se interpreta una asociación de facies predominantes azules, naranjas, amarillas y verdes, y con menor presencia las facies rojas y negras. Este núcleo contempla todas las facies identificadas en este trabajo. Composicionalmente este material rocoso presenta altos contenidos en sílice comprendiendo ganancias en lodolitas y carbonatos de magnesio y calcio.

Estratigráficamente, hacia el tope, entre los 3346 ft y 3353 ft, se identifica una sección de tonos claros ratificando las altas densidades de los componentes y posiblemente la existencia de material lodolítico como secuencia de la base del tercer núcleo. A partir de los 3353 ft hasta la base, se observa claramente el cambio de tono claro a oscuro correspondiente a facies de baja densidad.

Esta sucesión de tonos oscuros está dominada por areniscas limpias (facies azules) con pequeñas intercalaciones de contenidos lodolíticos calcáreos.

Respecto a su porosidad, la sección de tonos claros consta de porcentajes del 0% al 15%, mientras que los tonos oscuros presentan porosidades muy buenas, del 20% al 30%, lo cual define un intervalo de interés.

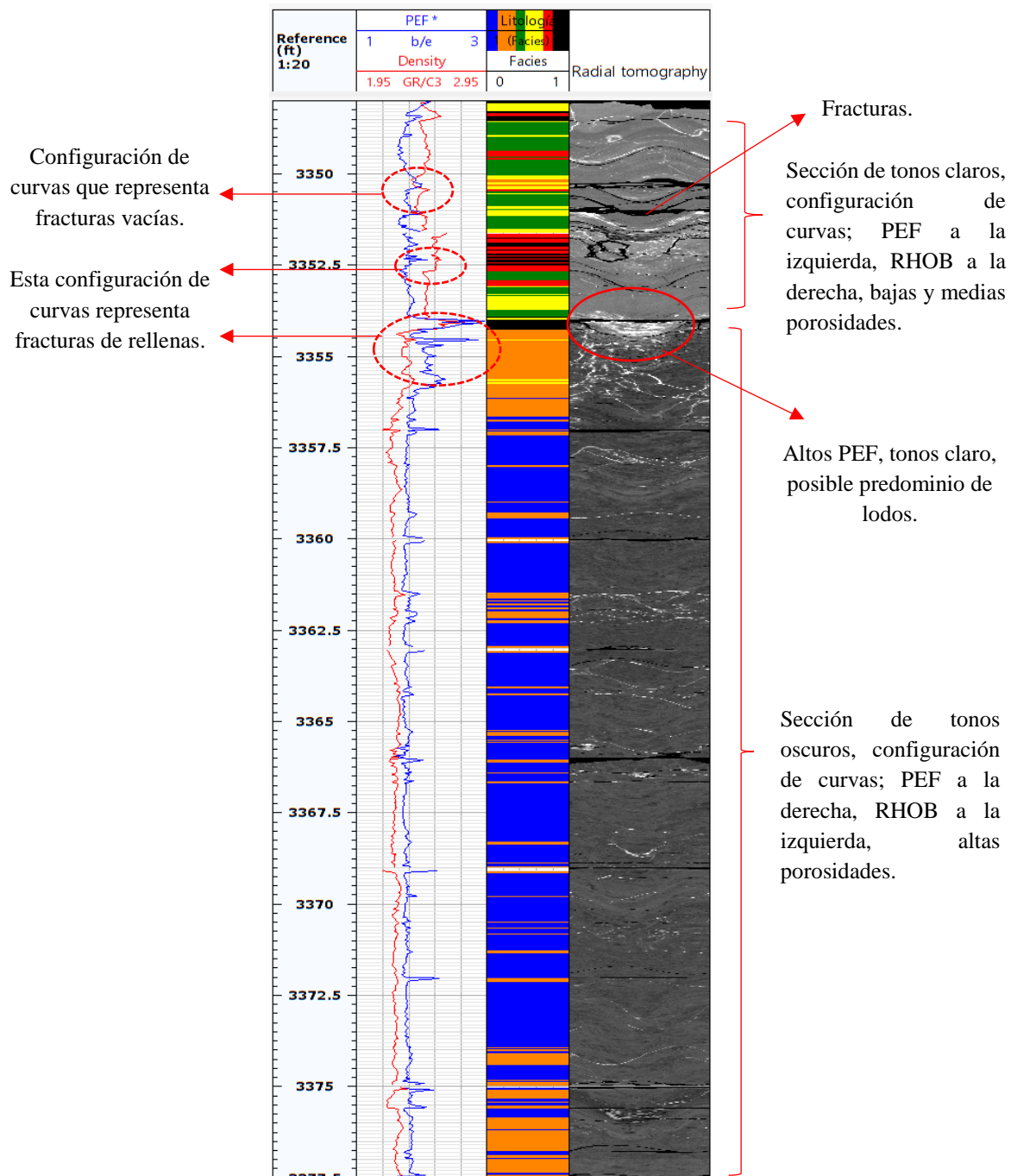


Figura 38. Registros RHOB y PEF correlacionandolos con las facies e imágenes tomográficas del cuarto núcleo.

**5.2.5 Asociación e interpretación de facies del núcleo 5.**

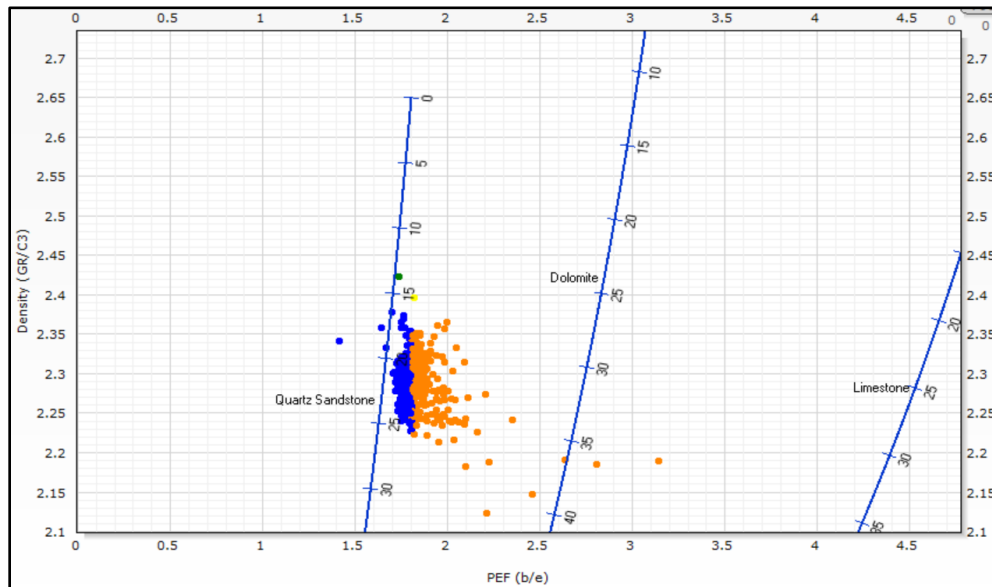


Figura 39. Diagrama cruzado respecto a la clasificación de facies para el quinto núcleo.

La asociación de facies del quinto núcleo presenta exclusivamente las facies azules y naranjas. Composicionalmente el material consta de altos contenidos de sílice como se ha visto en todos los núcleos y ciertas ganancias de lodos calcáreos.

Mediante la columna de colores la intercalación de estas facies se identifica de manera sencilla en todo el core, mientras que con la imagen tomográfica su identificación es más compleja, es por esta razón que es importante hacer amarres de registros, facies e imágenes tomográficas.

Estratigráficamente, del tope hasta los 3390 ft, la asociación de facies se describe como facies azules intercaladas con facies naranjas y a partir de los 3390 ft hasta la base, se describe como facies naranjas intercaladas con facies azules. De esto se puede interpretar las condiciones de depósito de cada una de ellas, en donde en la primera sección, los medios de moderada energía fueron favorables para el depósito de una arenisca más limpia, mientras que en la segunda sección

el ambiente de baja energía favoreció a los depósitos de areniscas con mayor contenido de lodos y carbonato.

Petrofísicamente este núcleo presenta una porosidad muy buena con porcentajes de 20% y 25%.

Esto se puede ratificar por los tonos oscuros que representan densidades bajas.

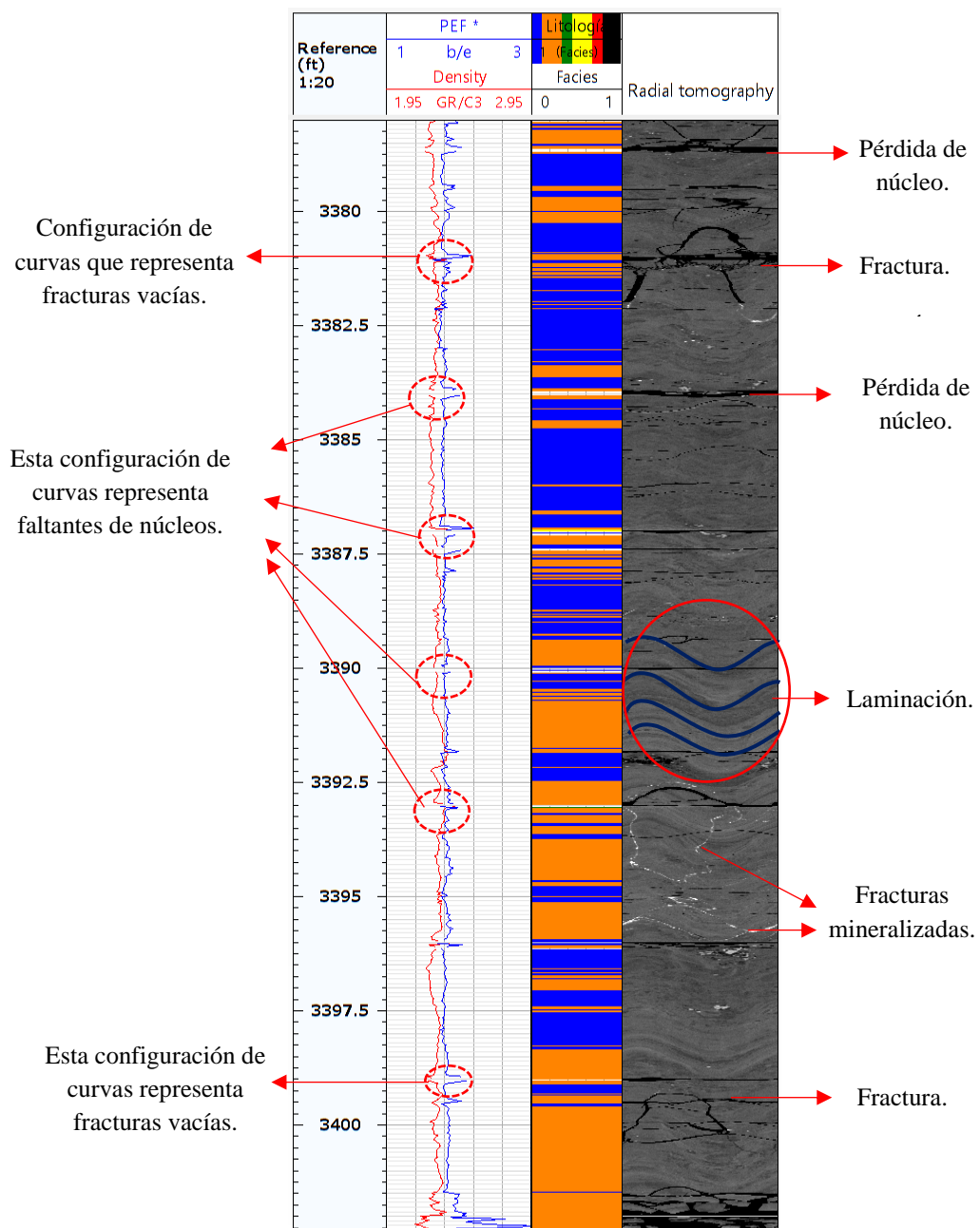


Figura 40. Registros RHOB y PEF correlacionandolos con las facies e imágenes tomográficas del quinto núcleo.

**5.2.6 Asociación e interpretación de facies del núcleo 6.**

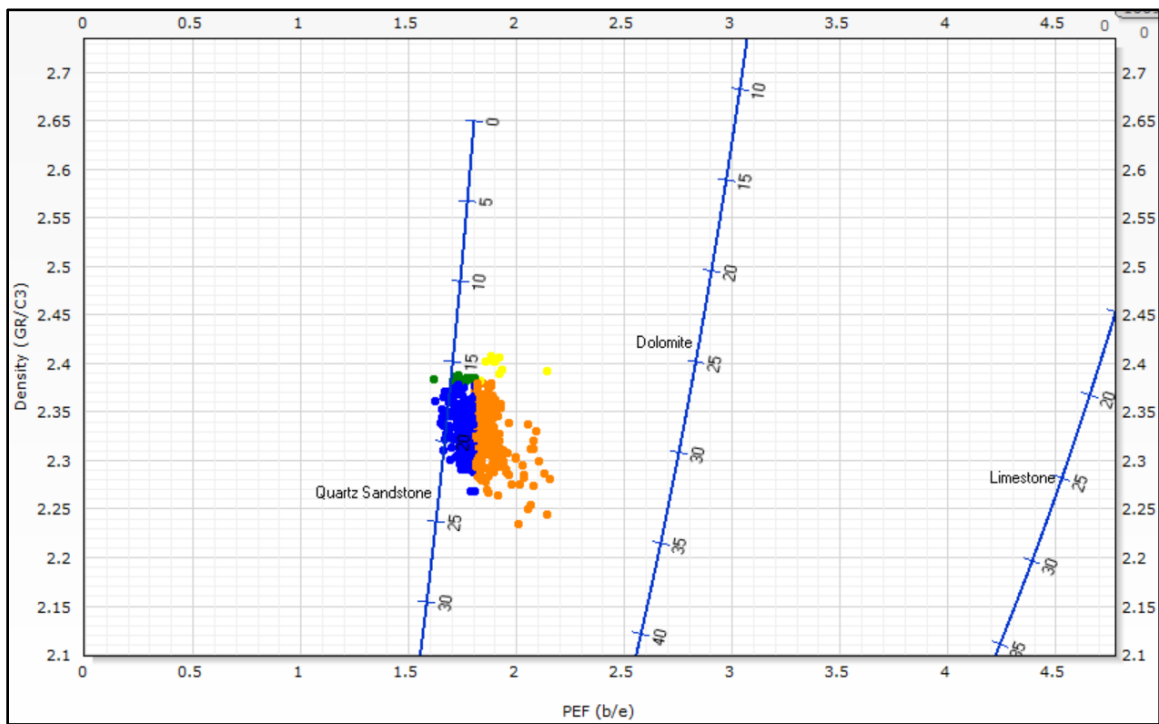


Figura 41. Diagrama cruzado respecto a la clasificación de facies para el sexto núcleo.

Las facies asociadas al sexto núcleo se identifican aún como facies azules, facies naranjas, y quizás muy pequeñas secciones de facies amarillas. Debido a los registros PEF composicionalmente se encuentra bajo el predominio de contenidos de sílice, pero con cierta pérdida de lodos o carbonatos de magnesio y calcio.

La asociación de facies presentes se describe como facies naranjas intercaladas con facies azules correlacionándose con la asociación de facies de la base del core anterior.

Por medio de las imágenes tomográficas aún se identifica el predominio de los tonos oscuros equivalentes a bajas densidades y altas porosidades. También se identifican laminaciones que varían por cambio de tono oscuros a menos oscuros. Algunas fracturas se encuentran mineralizadas por componentes ferrosos de altas densidad.

Por medio de las condiciones petrofísicas de este núcleo, se describen porosidades medias a altas, con porcentajes que varían de 15% a 24%. Su variación de densidad también hace referencia a cambios de consolidación y granulometría de la roca.

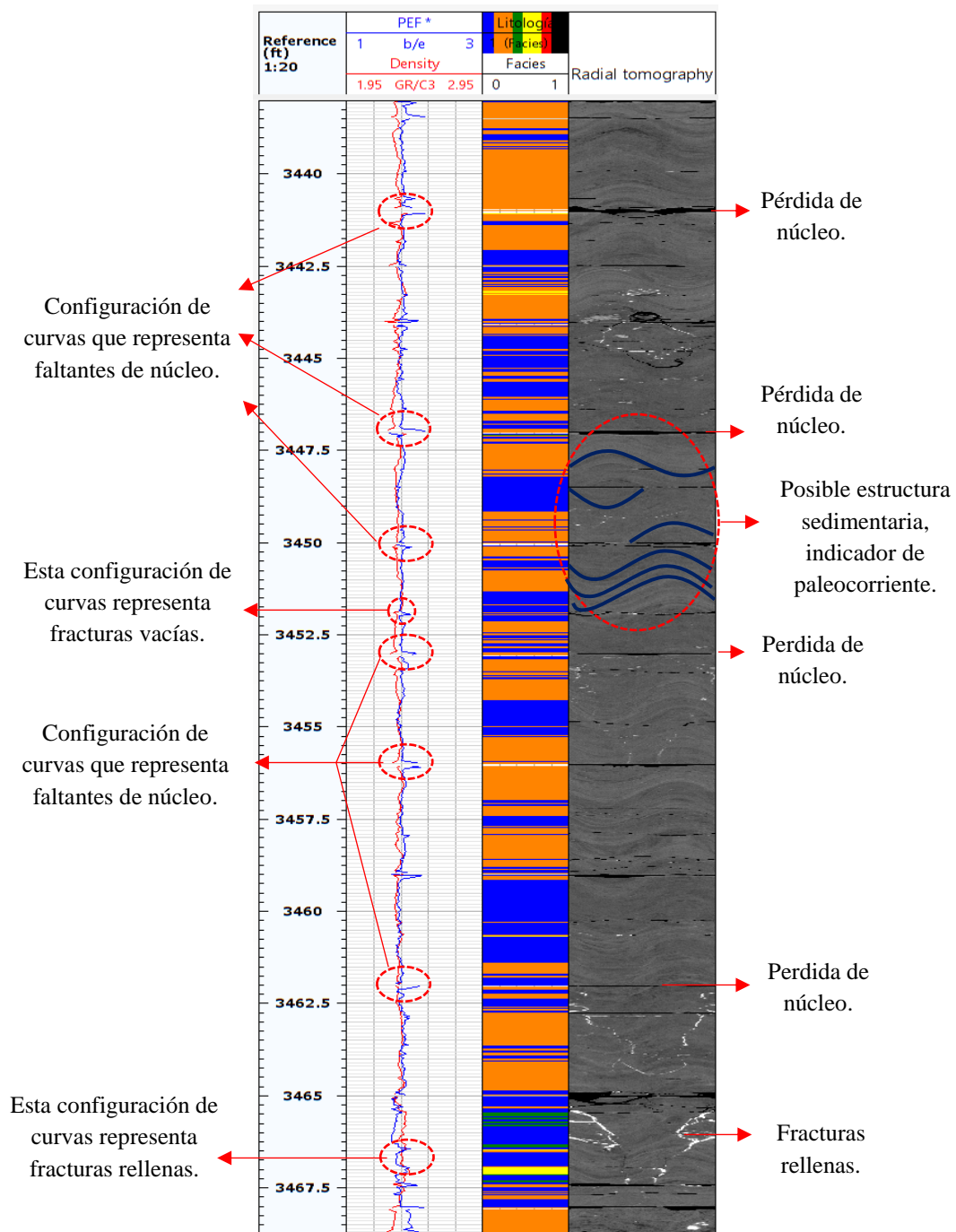


Figura 42. Registros RHOB y PEF correlacionandolos con las facies e imágenes tomográficas del sexto núcleo.

**5.2.7 Asociación e interpretación de facies del núcleo 7.**

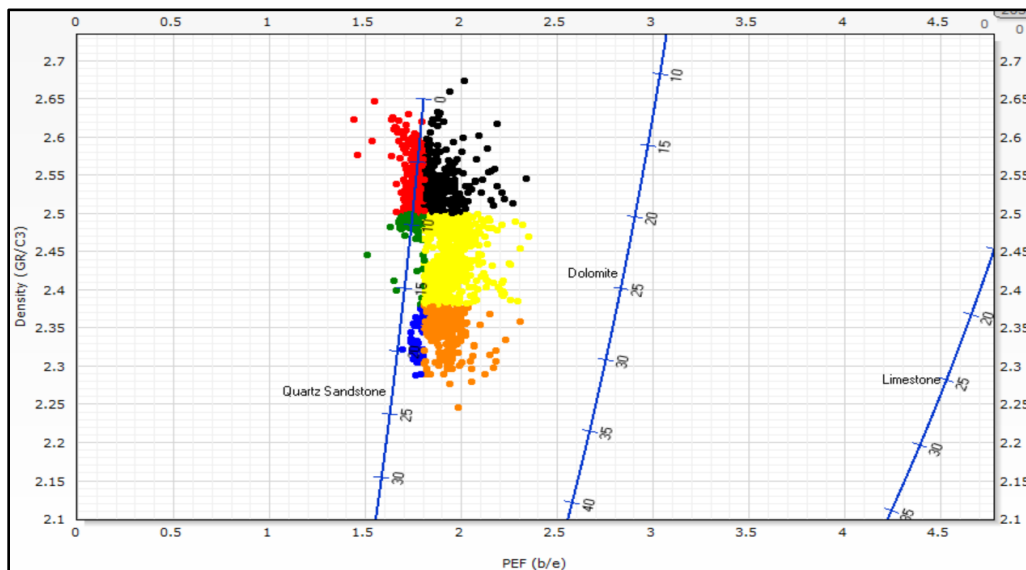


Figura 43. Diagrama cruzado respecto a la clasificación de facies para el séptimo núcleo.

Para el último núcleo, las facies predominantes asociadas a este son las facies amarillas, naranjas, negras y rojas, y en menor proporción las facies verdes y azules. Este núcleo contempla todas las facies identificadas en este trabajo. Mediante los valores PEF, composicionalmente su predominio es la sílice, con poca ganancia de lodos.

Las asociaciones de facies desde el tope hasta los 3452 ft se definen como facies naranjas con intercalaciones mínimas de facies azules y facies amarillas con tonos oscuros afirmando la continuidad del sexto núcleo. La secuencia desde los 3452 ft hasta los 3501 ft se describe como facies amarillas potentes con intercalaciones mínimas de facies naranjas, verdes y negras con tonos más claros. Esto se interpreta como un medio de depósito de bajas energías para ambas secciones de núcleo, pero quizás con diferentes características físicas que determinan las variaciones de la densidad de cada facies. El intervalo desde 3501 ft hasta la base se define como una asociación de

facies rojas con altas densidades con intercalación de facies rojas, negras y verdes con tonos aún más claros.

Finalmente, la porosidad de este núcleo varia de base a tope del 5% al 24%. Mediante las imágenes tomográficas se puede ratificar estos resultados con los tonos oscuros para porosidades alta y tonos claros para porosidades bajas.

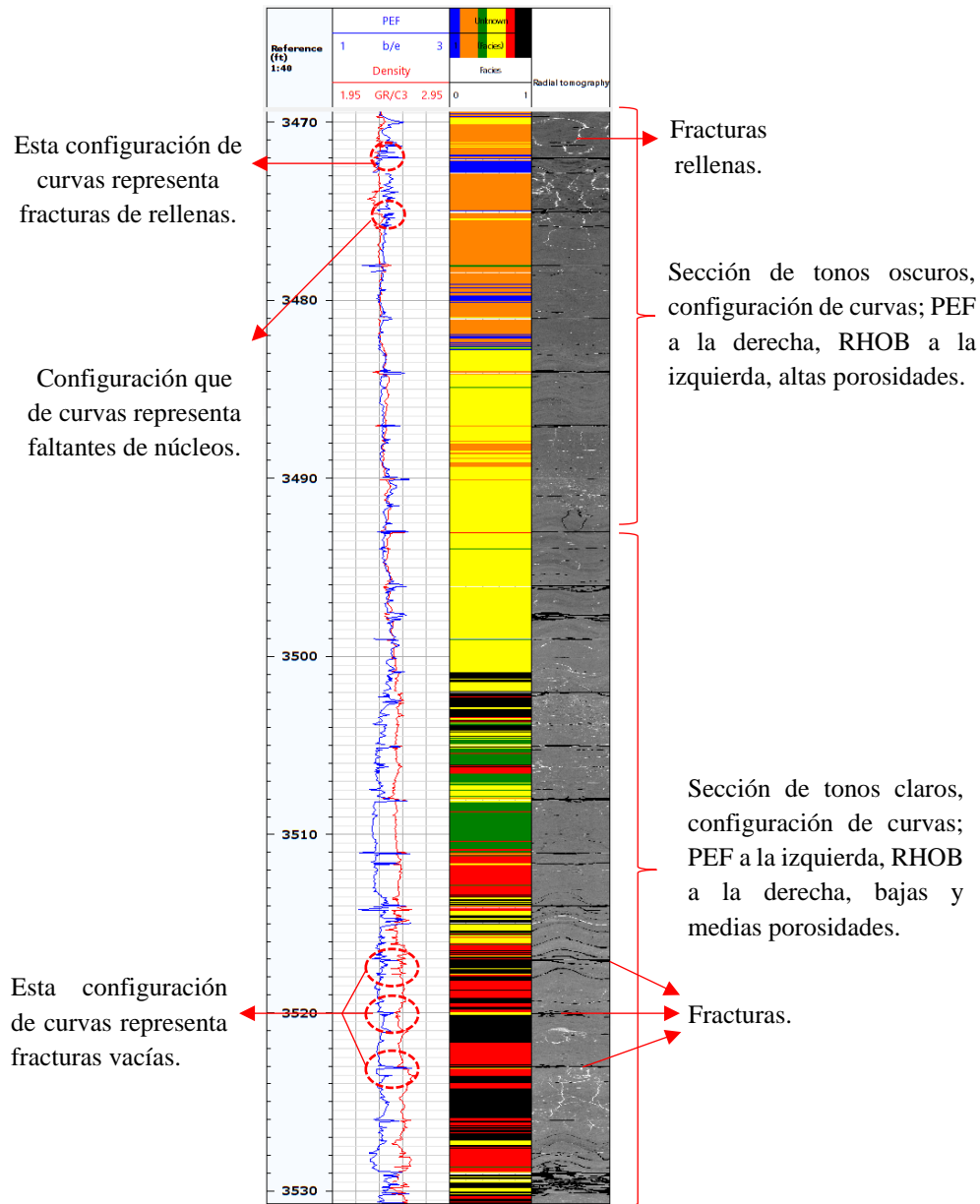


Figura 44. Registros RHOB y PEF correlacionandolos con las facies e imágenes tomográficas del séptimo núcleo.

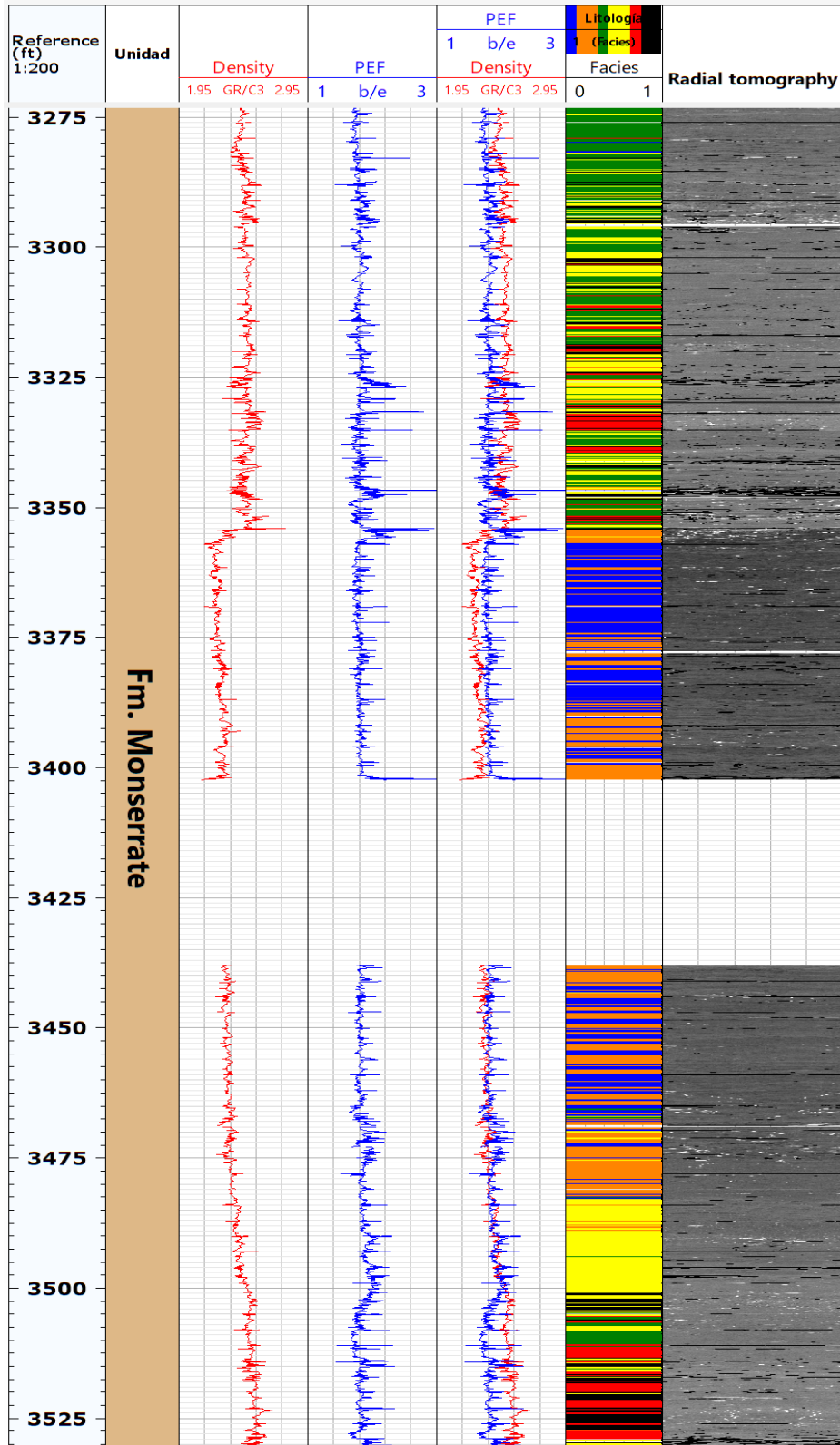


Figura 45. Registros RHOB y PEF correlacionandolos con las facies e imágenes tomográficas del total de los núcleos.

**5.3 Definición de texturas con FMI en la caracterización con el TAC en el caso de estudio**

**5.3.1 Análisis de texturas en el núcleo 1.** El primer núcleo (3274 ft – 3296 ft) consta de una textura detrítica de granos muy finos a finos, junto con un bajo grado de fracturamiento. Mediante las imágenes tomográficas, las fracturas vacías se evidencian con tonos oscuros y las fracturas rellenas de minerales con alta densidad o PEF se exhiben con tonos muy claros.

El núcleo presenta impregnación de hidrocarburo y textura moteada por la bioperturbación de icnofacies skolithos, arenicolites, diplocraterion, rhyzocorallium y probablemente ophiomorphas típicas de ambiente de Shoreface medio y bajo (inspección visual muestra de mano). De cierta manera la bioperturbación afecta las propiedades petrofísicas de la roca.

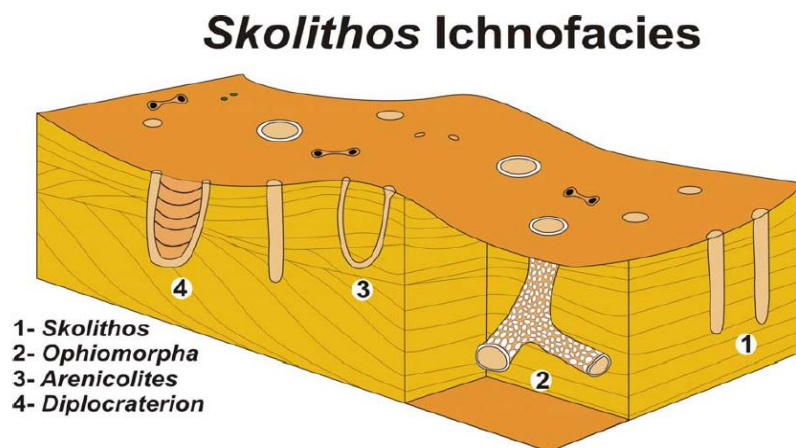


Figura 46. Esquema de Facies de Skolithos. Adaptado de (Bautois, 2010)



Figura 47. Sección del núcleo altamente bioperturbado por los organismos e impregnada de hidrocarburos.

Se puede observar en algunos intervalos que la bioperturbación corta perpendicularmente los planos de estratificación, sin embargo, no en todas las zonas es totalmente visible por ende es necesario utilizar la tomografía axial computarizada (Figura 48).

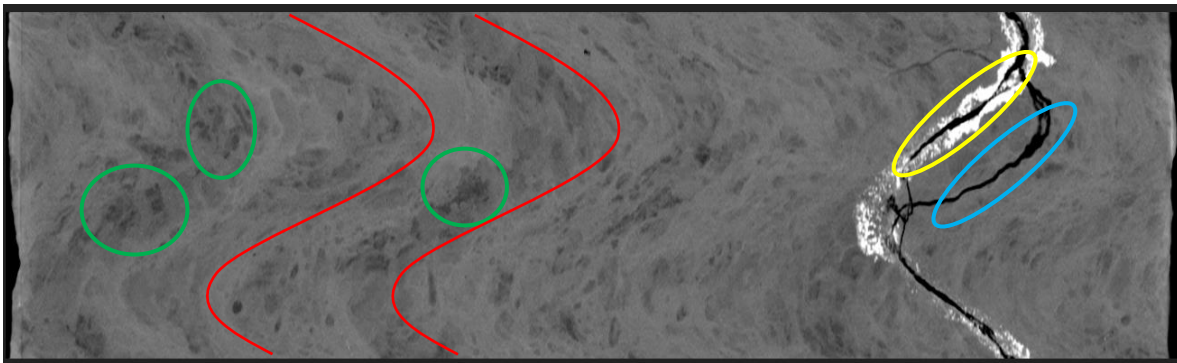


Figura 48. Imagen tomográfica. Sección 3274ft -3280ft del núcleo 1.

En la figura 48 la circunferencia amarilla expone las fracturas mineralizadas con alto PEF subparalelas a la estratificación, la circunferencia azul representa una fractura vacía, la circunferencia verde evidencia la presencia de icnofacies bioperturbando el sustrato y las líneas rojas muestran los planos de estratificación.

Las imágenes FMI permiten identificar rasgos conductivos por medio de tonos marrones oscuros determinando una matriz lodosa, que debido a su alto contenido de sílice posiblemente sea caolín, y rasgos resistivos por medio de tonos amarillos claros. Los planos de estratificación y fracturas se pueden observar difícilmente en las imágenes FMI de la pared del pozo, pero con un mayor detalle en las imágenes tomográficas (Figura 49).

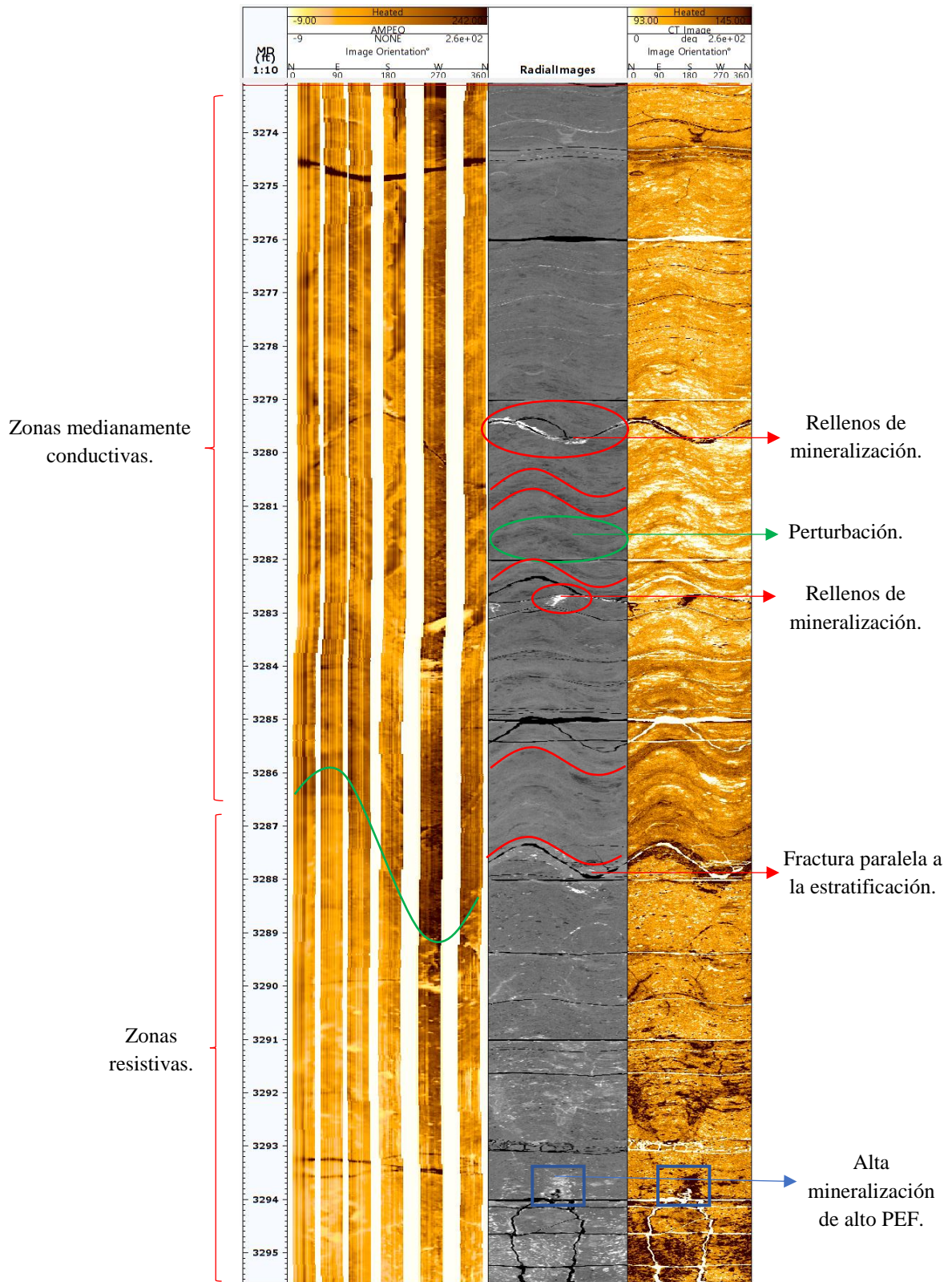
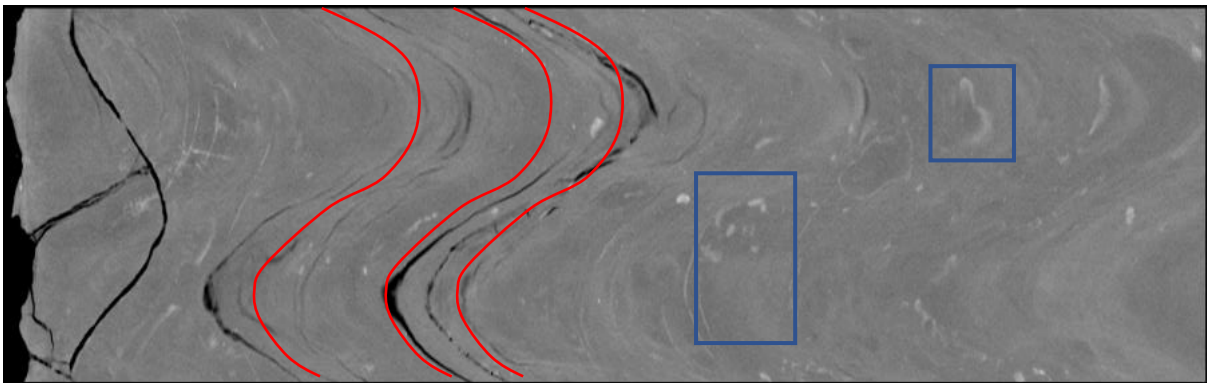


Figura 49. Registro comparativo. De izquierda a derecha, imagen FMI, imagen tomográfica e imagen tomográfica resistiva. Núcleo 1.

**5.3.2 Análisis de texturas en el núcleo 2.** El segundo núcleo (3296 ft – 3326 ft) presenta una textura detrítica, posiblemente al tamaño de grano puede variar debido a las intercalaciones de tonos grises oscuros y tonos grises claros. Granos de menor densidad, menor tamaño, granos de mayor densidad, mayor tamaño respectivamente.

Las imágenes tomográficas evidencian fracturas con tonos oscuros para fracturas vacías y tonos claros para fracturas rellenas mineralizadas con alta densidad o PEF.

Al observar el núcleo en muestra de mano quizás sea complejo identificar su fracturamiento y planos de estratificación, es por ello por lo que se vincula el uso de imágenes tomográficas para comprender mejor su estructura interna.



*Figura 50.* Imagen tomográfica. Sección 3302ft -3305ft del núcleo 2.

En la figura 50 las líneas rojas representan los planos de estratificación y patrón de fracturamiento paralelo a ellas y en azul, zonas de mineralización con altos PEF. Se evidencia la presencia de bioperturbación, lo cual de cierta manera afecta las propiedades petrofísicas permitiendo cierto grado de impregnación de hidrocarburo.

Las imágenes FMI permiten identificar rasgos conductivos por medio de tonos oscuros determinando la matriz posiblemente lodosa.

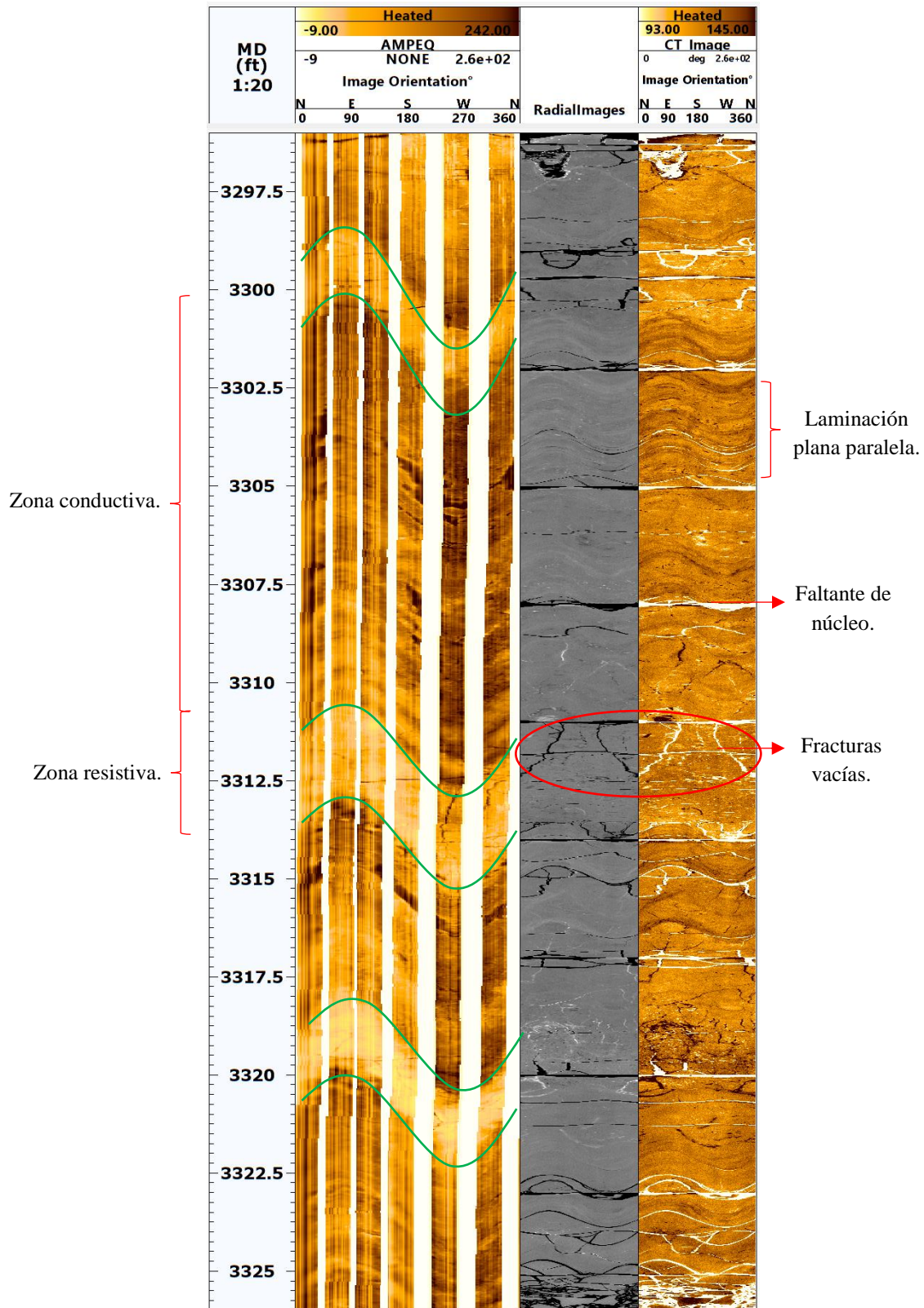


Figura 51. Registro comparativo. De izquierda a derecha, imagen FMI, imagen tomográfica e imagen tomográfica resistiva. Núcleo 2.

**5.3.3 Análisis de texturas en el núcleo 3.** El tercer núcleo (3326 ft – 3347 ft) texturalmente se clasifica como una roca detrítica al igual que los núcleos anteriores. Presenta alto grado de mineralización de alta densidad, además se evidencia que la matriz rocosa es más clara lo cual se asume a una arena de grano fino o muy fino con contenido de arcilla. Sin embargo, en la mayoría de los intervalos en donde se encontraron las areniscas finas se denotaba un mayor contenido de sílice.

Se identifican claramente laminación ondulosa paralela y plana paralela en ambas imágenes y un alto nivel de fracturamiento en la imagen tomográfica con diversos tipos de fracturas.

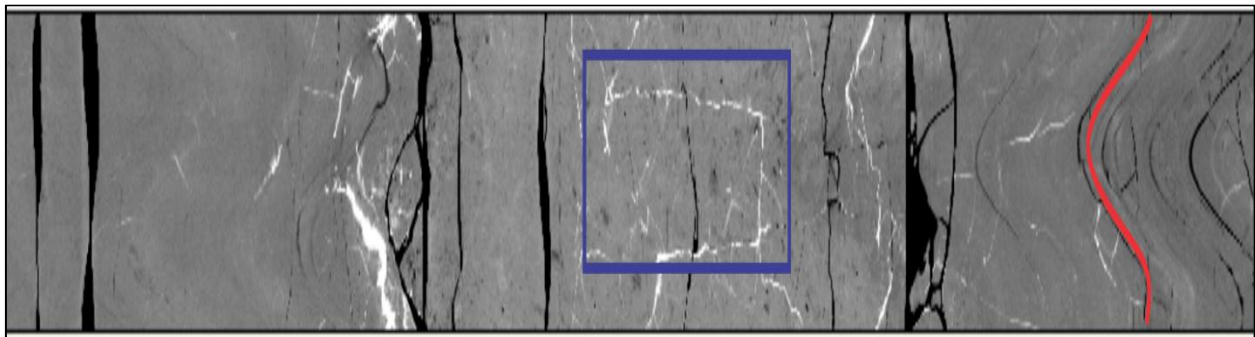


Figura 52. Imagen tomográfica. Sección 3332ft -3336ft del núcleo 3.

En la imagen anterior, la línea roja representa los planos de estratificación y patrón de fracturamiento paralelo a ellas y en la zona azul fracturas rellenas de mineralización con altas densidades.

El grado de bioperturbación en esta sección es menor en comparación a los dos núcleos anteriores. En algunos casos es importante tener en cuenta la dirección de la estratificación ya que de acuerdo con ella y la disposición de las icnofacies se puede identificar la energía del ambiente.

El ambiente al cual se podría asociar este núcleo es de baja energía evidenciado por el desarrollo de rocas de grano muy fino y por la forma de las laminaciones.

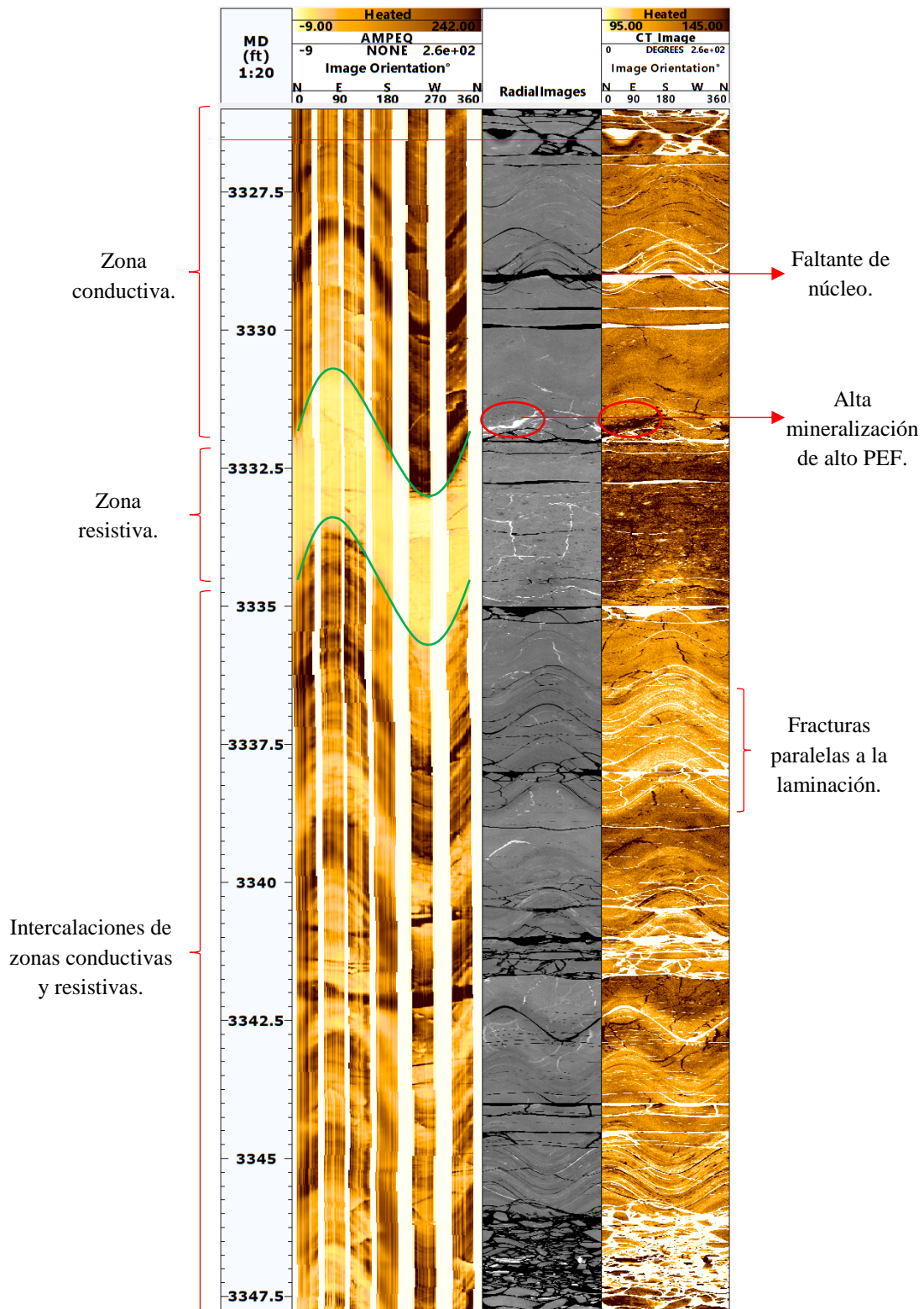
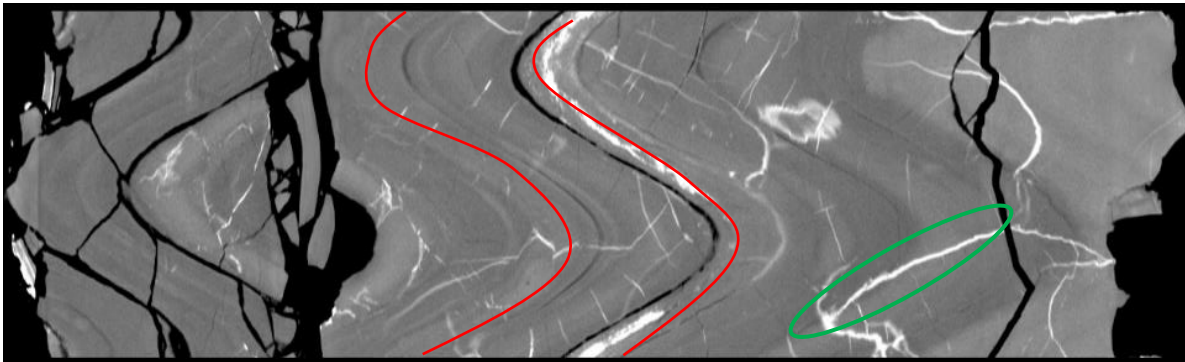


Figura 53. Registro comparativo. De izquierda a derecha, imagen FMI, imagen tomográfica e imagen tomográfica resistiva. Núcleo 3.

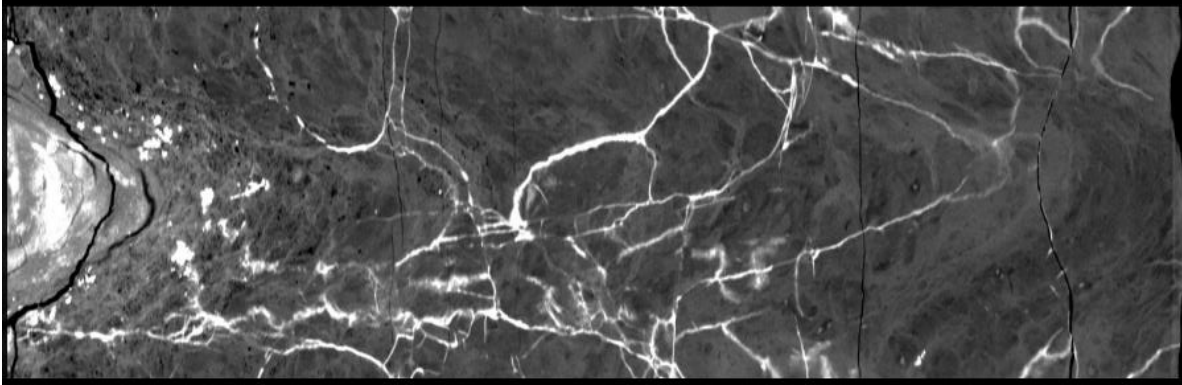
**5.3.4 Análisis de texturas en el núcleo 4.** En el segmento tomográfico del cuarto núcleo (3348 ft – 3377 ft), texturalmente se define como una roca detrítica. Se observa, posiblemente una variación en el tamaño de grano, en donde las intercalaciones de tonos oscuros y tonos claros determinan bajas y altas densidades; tamaño de grano muy fino a fino, respectivamente. Cabe aclarar que definir específicamente el tamaño de grano a través de la tomografía es complejo, pero es posible interpretar cierto rango.

Se observa un grado de fracturamiento medio, las características texturales a mayores rasgos se exponen de manera más sencilla con las imágenes tomográficas. Las fracturas rellenas presentan posibles minerales pesados, ferrosos o con altos PEF (tonalidades claras), el patrón de fracturamiento en algunas secciones del núcleo son paralelas a la estratificación y en otros subparalelos.

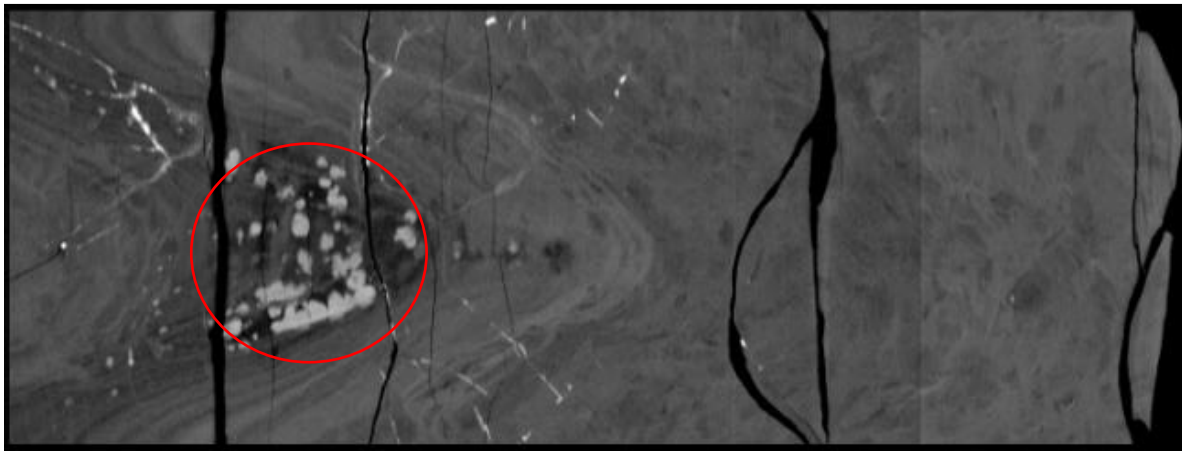


*Figura 54.* Imagen tomográfica. Sección 3348 ft. – 3351 ft. del núcleo 4. En rojo se identifica claramente los planos de laminación e intercalaciones. Las fracturas vacías se exponen paralela y sub-paralelamente a la laminación, el patrón de las fracturas rellenas también se identifica de manera paralela y casi perpendicular (color verde) a los planos de laminación.

La bioperturbación por parte de los organismos se observa a través de las icnofacies, éstas se identifican como marcas moteadas de tonos oscuros dispersos de manera irregular en la roca, estos rasgos no se identifican en las imágenes resistivas, por ende, es necesario vincular el uso de la tomografía computarizada.



*Figura 55.* Bioperturbación correspondiente a la textura moteada de tonos grises oscuros en toda la sección de la imagen tomográfica. Se detallan fracturas rellenas mineralizadas de alta densidad.



*Figura 56.* Imagen tomográfica. Sección 3375 ft. – 3377ft correspondiente al cuarto núcleo.

En la figura 56 persiste la textura moteada de tonos grises oscuros correspondiente a las icnofacies y se observa en rojo nódulos de algún mineral pesado o ferroso.

Se observan laminaciones más conductivas hacia el tope del núcleo a través de las imágenes FMI, posiblemente asociadas a fracturas naturalmente abiertas. Las fracturas naturalmente cerradas son más complejas de identificar, por lo que se debe utilizar imágenes tomográficas.

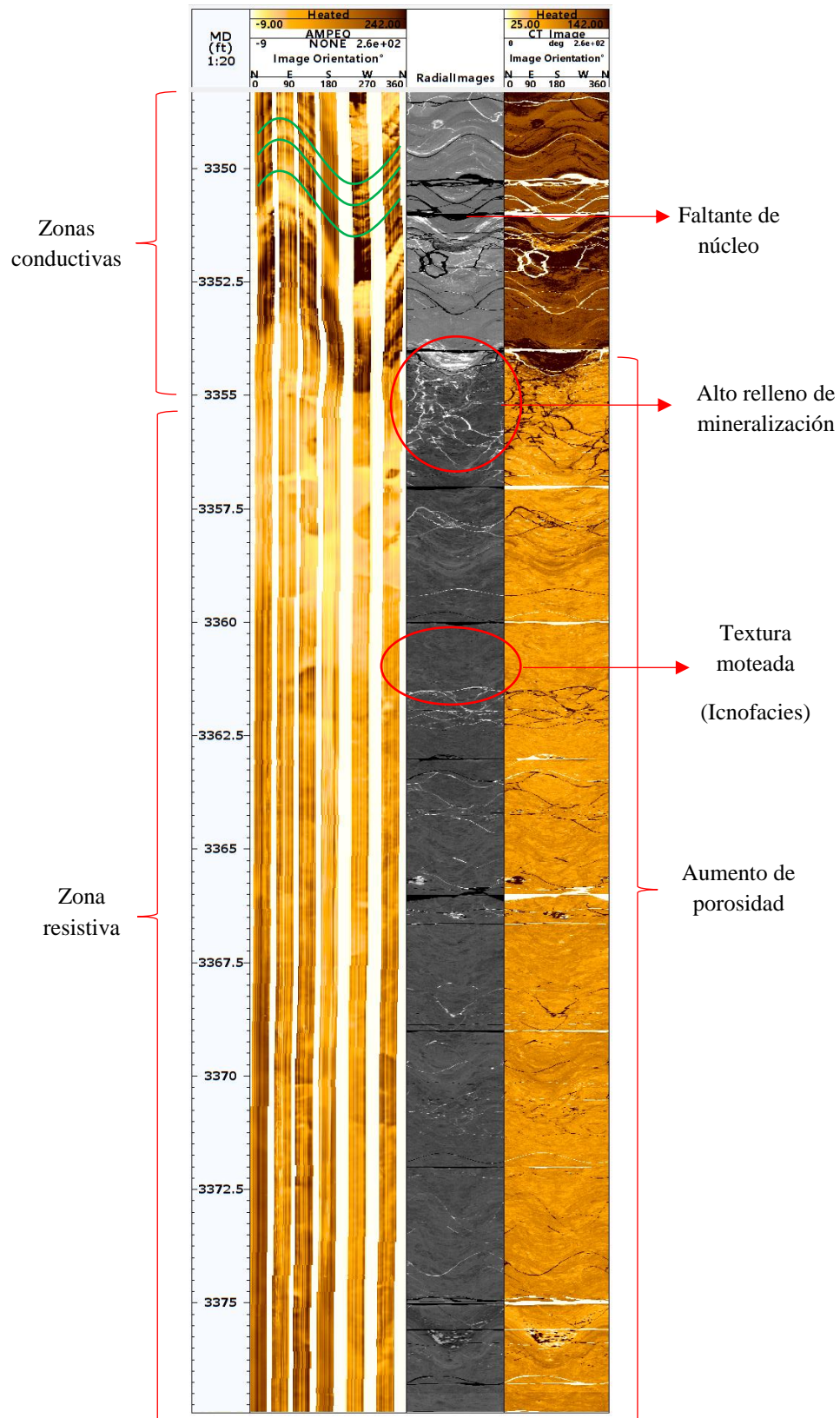


Figura 57. Registro comparativo. De izquierda a derecha, imagen FMI, imagen tomográfica e imagen tomográfica resistiva. Núcleo 4.

**5.3.5 Análisis de texturas en el núcleo 5.** En el segmento tomográfico del quinto núcleo (3377 ft – 3402 ft), las características texturales corresponden a una roca detrítica con un mínimo de arcillosidad. El patrón de fracturamiento en algunas secciones del núcleo son paralelos a la estratificación y en otros subparalelos, cabe resaltar que en las imágenes FMI no se evidencia muy claramente.

Se observan laminaciones más homogéneas y también ciertas fracturas rellenas con minerales de alto PEF dando colores claros.

La bioperturbación mediante la imagen tomográfica es sencilla de apreciar. La sección se encuentra altamente bioperturbada con cierta impregnación de hidrocarburo. A su vez, definir el tipo de icnofacies ayudan al momento de generar un indicio del tipo de ambiente sedimentario de depositación.

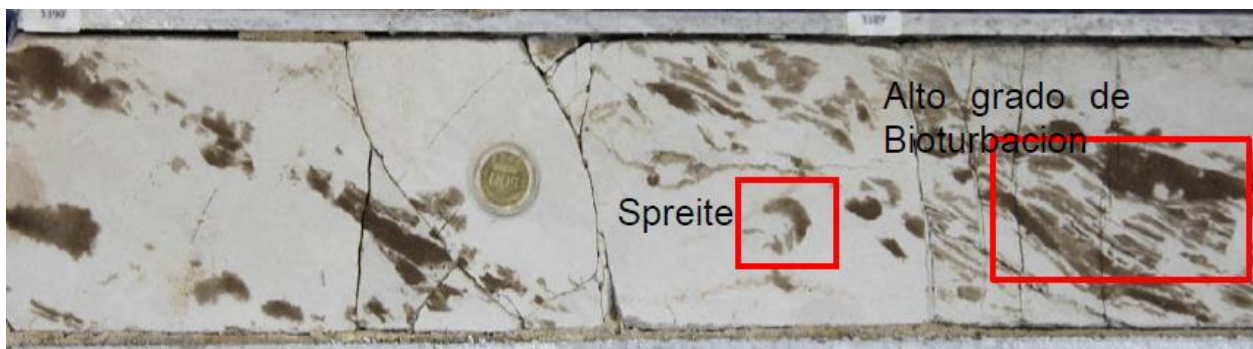


Figura 58. Sección del núcleo bioperturbado por los organismos e impregnada de hidrocarburos.

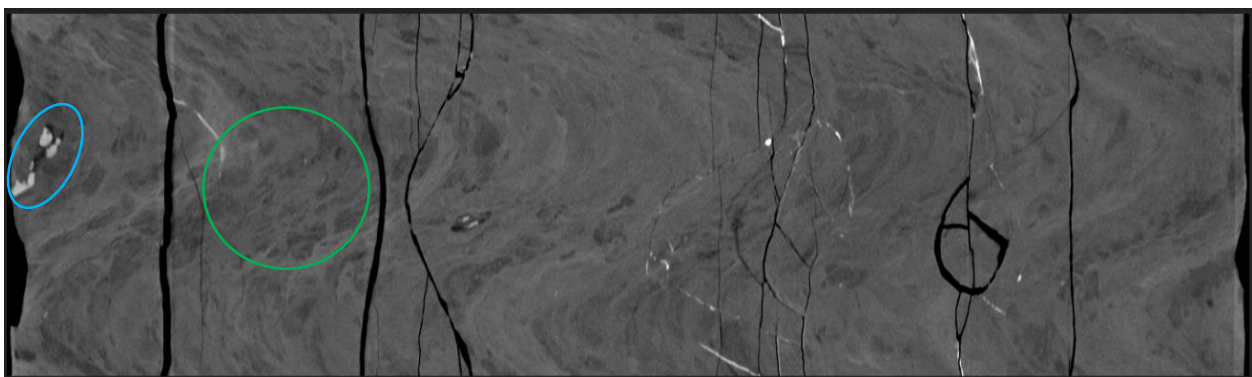


Figura 59. Imagen tomográfica. Sección 3387 ft. – 3390ft correspondiente al quinto núcleo.

En la figura 59 la circunferencia azul presenta mineralización de tonos claros de alto PEF y en la zona verde evidencia de icnofacies probablemente rhizocorallium.

En algunos casos es importante tener en cuenta la dirección de la estratificación ya que de acuerdo con ella y la disposición de las icnofacies se puede identificar la energía del ambiente. Por lo general cuando la energía es baja algunas se disponen en dirección a la estratificación como es el caso de los rhizocorallium.

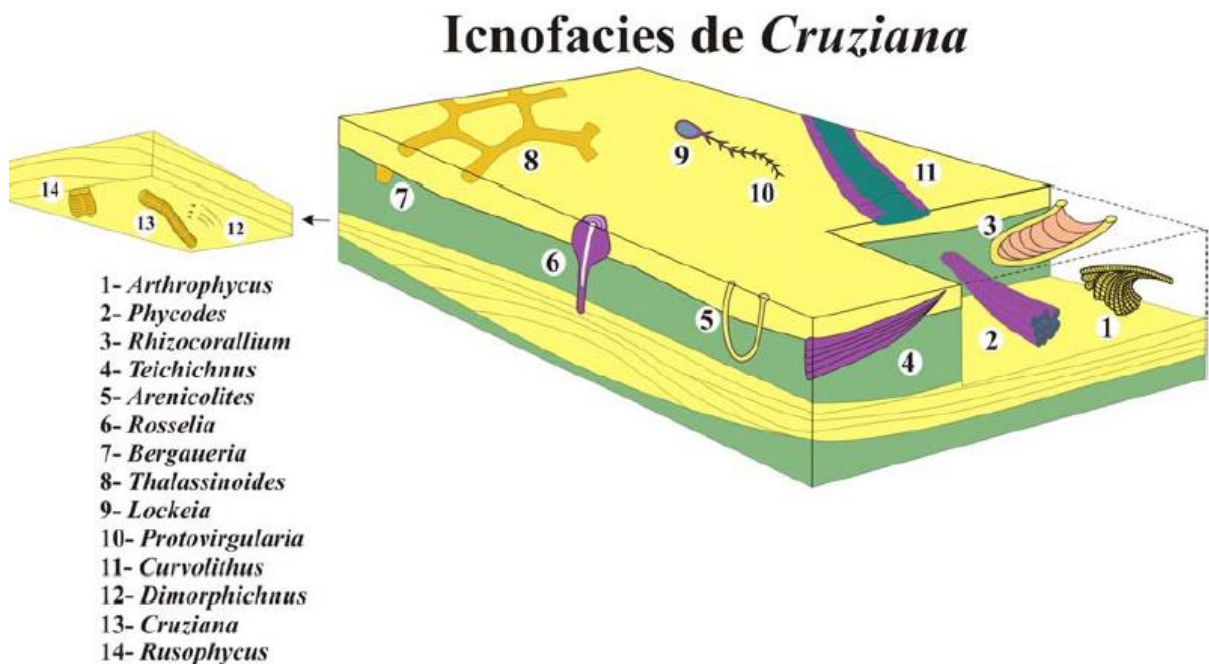


Figura 60. Esquema de Facies de Cruziana. Adaptado de (Bautois, 2010).

De igual manera se identificaron otros intervalos los cuales no se encuentran afectados por la bioperturbación (inspección visual del núcleo muestra de mano), además que no presentan ningún rasgo de impregnación.

Se identifican claramente las laminaciones onduladas paralelas discontinuas en las imágenes tomográficas, nada apreciables en las imágenes FMI.

En esta sección FMI es complejo identificar características texturales y estructurales a simple vista.

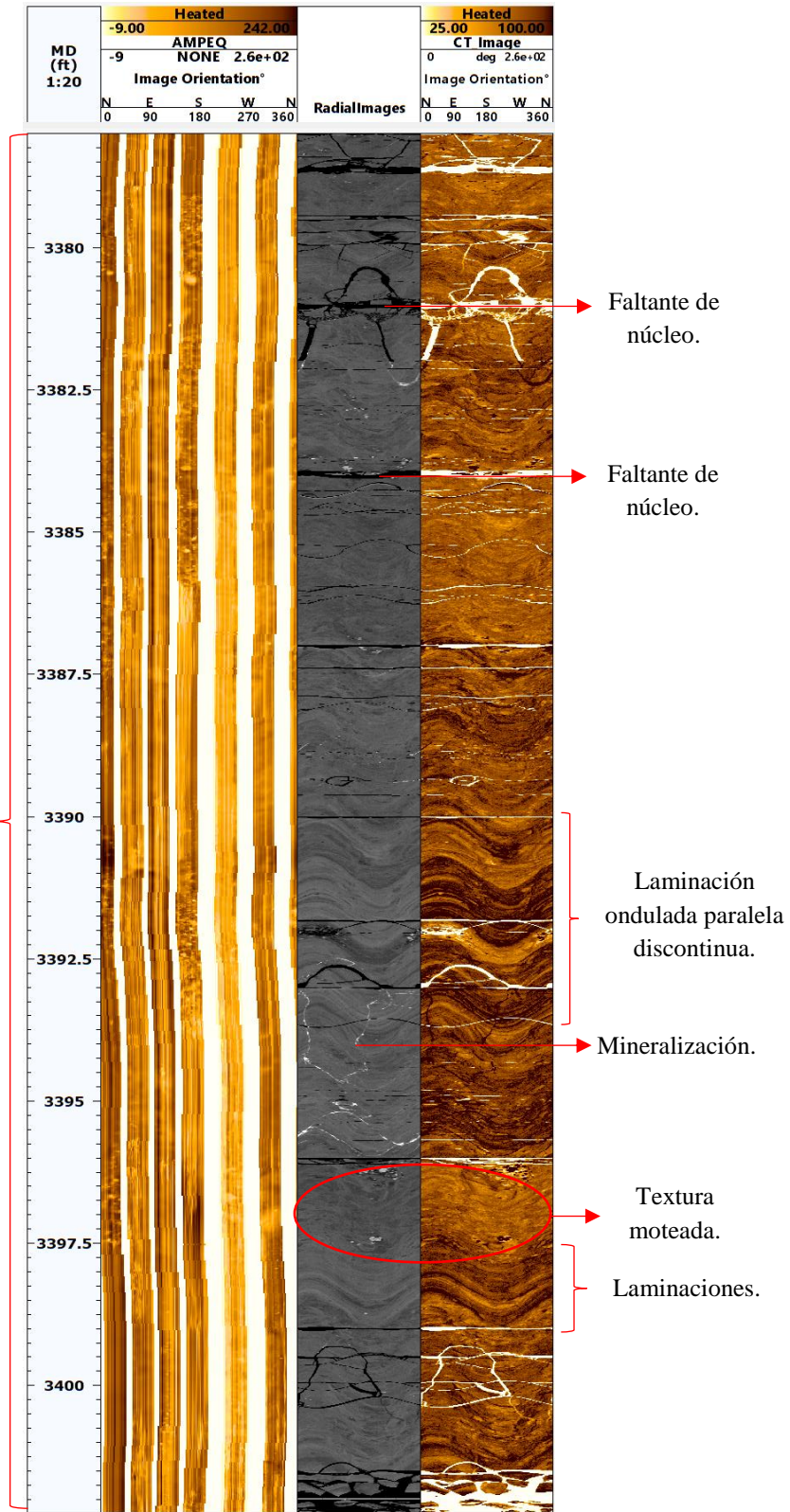


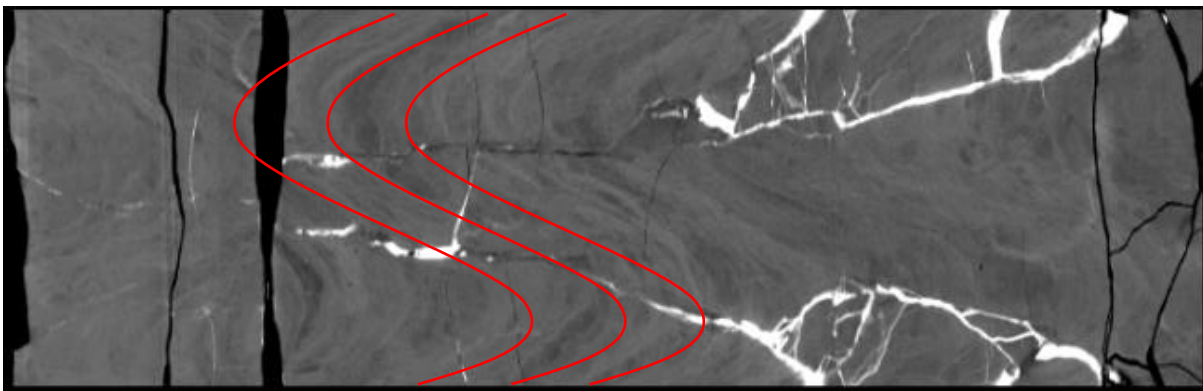
Figura 61. Registro comparativo. De izquierda a derecha, imagen FMI, imagen tomográfica e imagen tomográfica resistiva. Núcleo 5.

**5.3.6 Análisis de texturas en el núcleo 6.** El sexto núcleo (3438 ft – 3468 ft) texturalmente se define como una roca detrítica debido a sus rangos de PEF. Al observar las imágenes tomográficas se identifica intercalaciones de tonos oscuro y tonos claros, posiblemente el tamaño de grano varia de muy fino a fino por las diferentes densidades.

Se observa claramente la laminación presente en la roca, con una distribución plana paralela y ondulada discontinua. En este caso es complejo definir o identificar la estratificación y laminación en las imágenes resistivas FMI, por ende, se vincula las imágenes tomográficas.

El grado de fracturamiento natural es poco y se observa patrones subparalelos a la laminación. Se identifican fracturas rellenas de posibles minerales pesados con un patrón casi perpendicular a la laminación.

Paulatinamente se observa en ciertas partes del núcleo la textura moteada por parte de la bioperturbación de los organismos, esta característica se identifica de manera sencilla en imágenes tomográficas.



*Figura 62.* Segmento tomográfico correspondiente a la sección 3465 ft. – 3468 ft. del sexto núcleo.

En la imagen 62 se identifica laminación plana paralela discontinua, fracturas rellenas casi perpendiculares a la laminación, icnofacies e intercalaciones de tonos oscuros y claros.

Se identifican los planos de laminación, las fracturas entran más en detalle. Las presencias de fracturas rellenas se identifican fácilmente en la tomografía. En esta sección las imágenes FMI no aportan mucho al estudio textural.

En esta sección FMI es complejo identificar características texturales a simple vista, pero si se puede definir características composicionales a través de la paleta de colores de la resistividad.

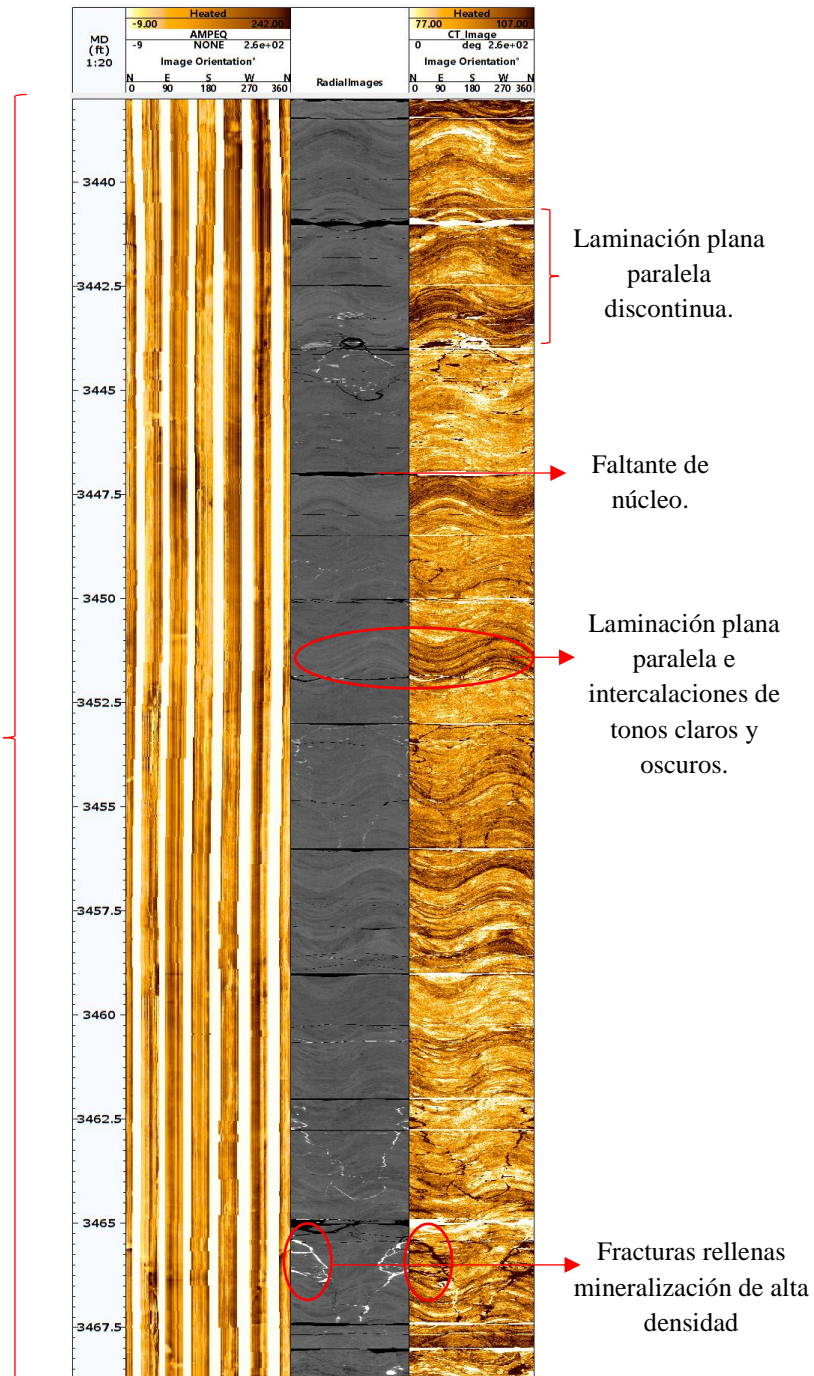
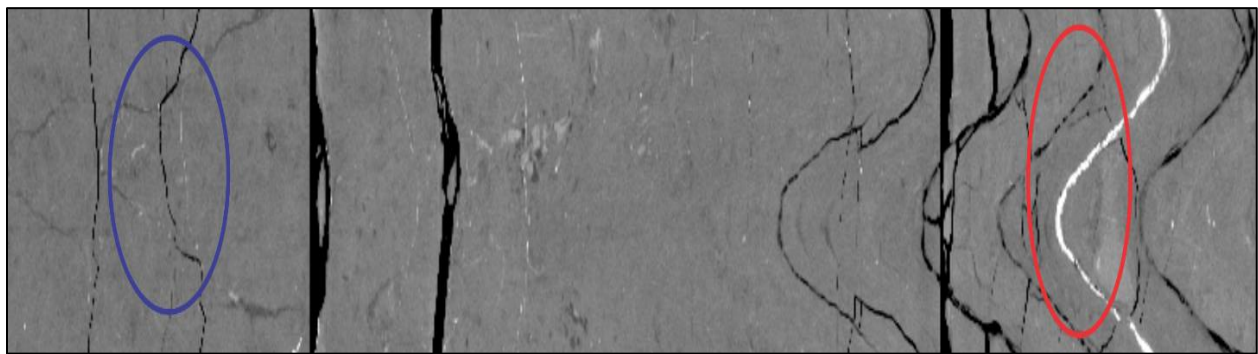


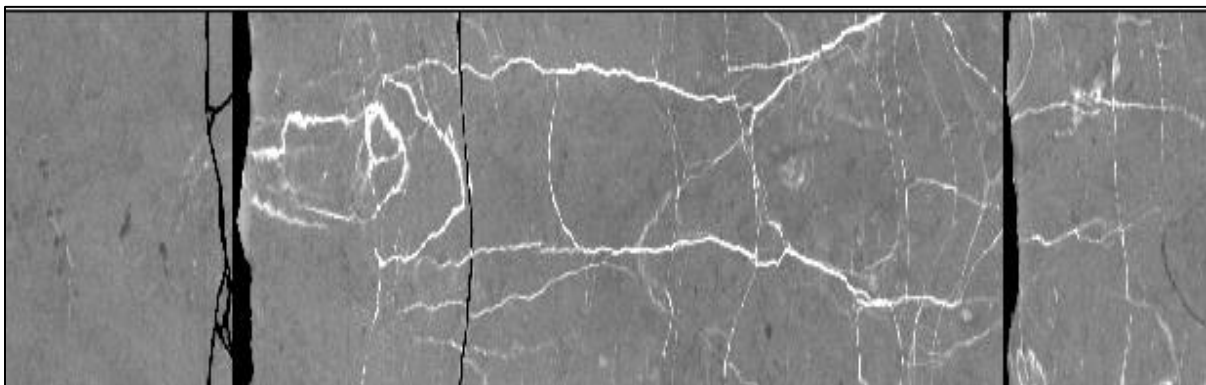
Figura 63. Registro comparativo. De izquierda a derecha, imagen FMI, imagen tomográfica e imagen tomográfica resistiva. Núcleo 6.

**5.3.7 Análisis de texturas en el núcleo 7.** El séptimo núcleo (3469 ft – 3532 ft) texturalmente se clasifica como una roca detrítica. Al observar las imágenes tomográficas se identifica intercalaciones de tonos oscuro y tonos claros, posiblemente el tamaño de grano varía por las diferentes densidades.

Se observa claramente fracturas presentes en la estructura interna de la roca. Se identifican fracturas rellenas de posibles minerales pesados.



*Figura 64.* Imagen tomográfica. Segmento correspondiente a la sección 3509ft – 3516ft. En la circunferencia azul se denota fracturas inducidas y en la circunferencia roja una fractura rellena de mineral de alto PEF.



*Figura 65.* Imagen tomográfica. Segmento correspondiente a la sección 3522ft – 3527ft. Se observa alto grado de fracturamiento relleno de material denso y elevado PEF.

Se identifican en la figura 66 planos de estratificación, fracturas inducidas y naturales, vacías o rellenas, además de intercalaciones de zonas resistivas y conductivas mediante la tonalidad de las imágenes FMI.

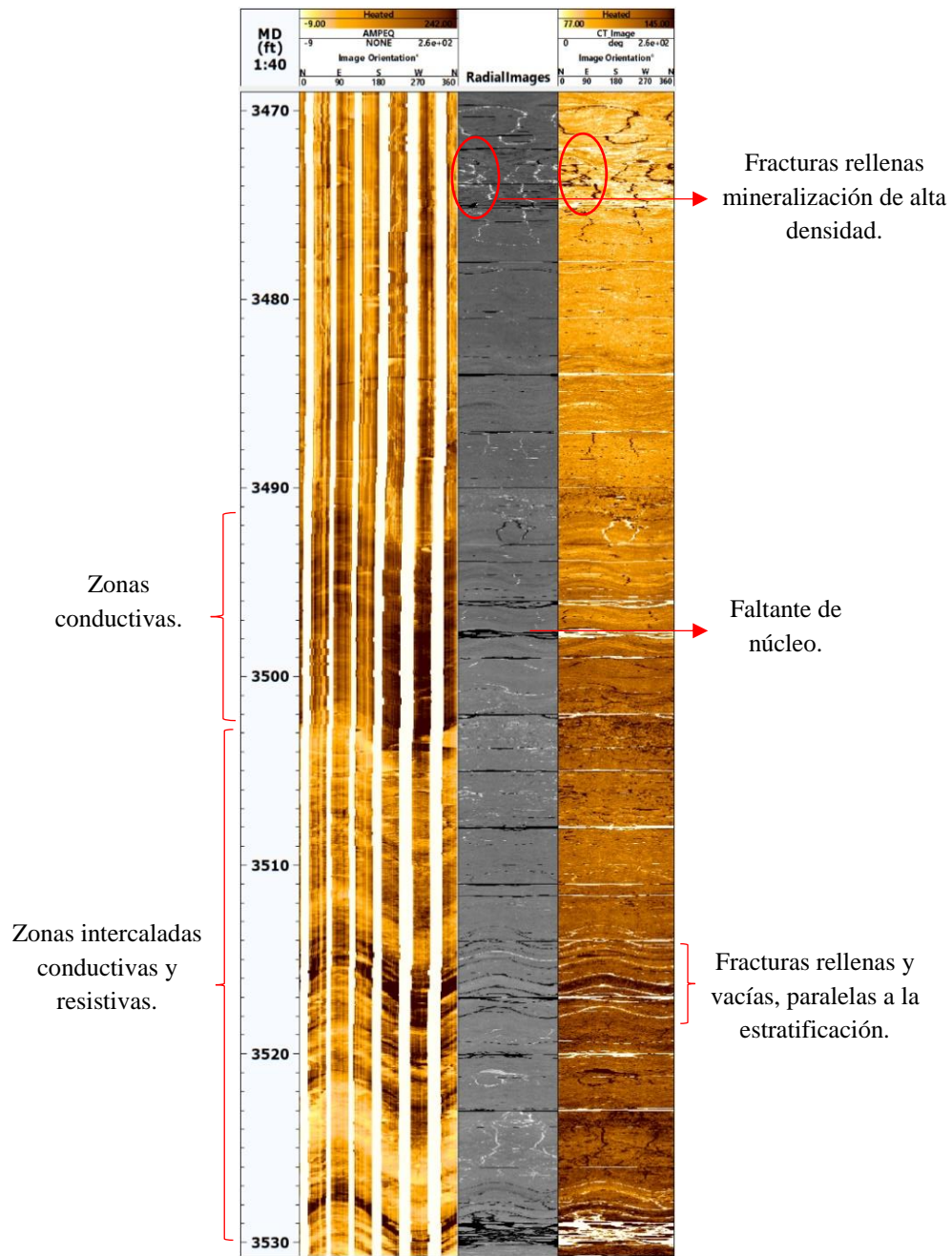


Figura 66. Registro comparativo. De izquierda a derecha, imagen FMI, imagen tomográfica e imagen tomográfica resistiva. Núcleo 7.

### 5.4 Estimación de paleocorrientes en el caso de estudio

Para estimar la dirección del paleoflujo de depositación del pozo de estudio, se estimó la presencia de paleocorrientes identificando estructuras sedimentarias como la estratificación cruzada tipo Hummocky “*cross-bedding*” e imbricaciones a través de las imágenes microresistivas de pared de pozo FMI (Figura 67).

Dichas estructuras sedimentarias que poseen una orientación asociada al flujo antiguo que transportó el material sedimentario hasta el sitio de depósito, se analizaron para posteriormente determinar una dirección de paleoflujo.

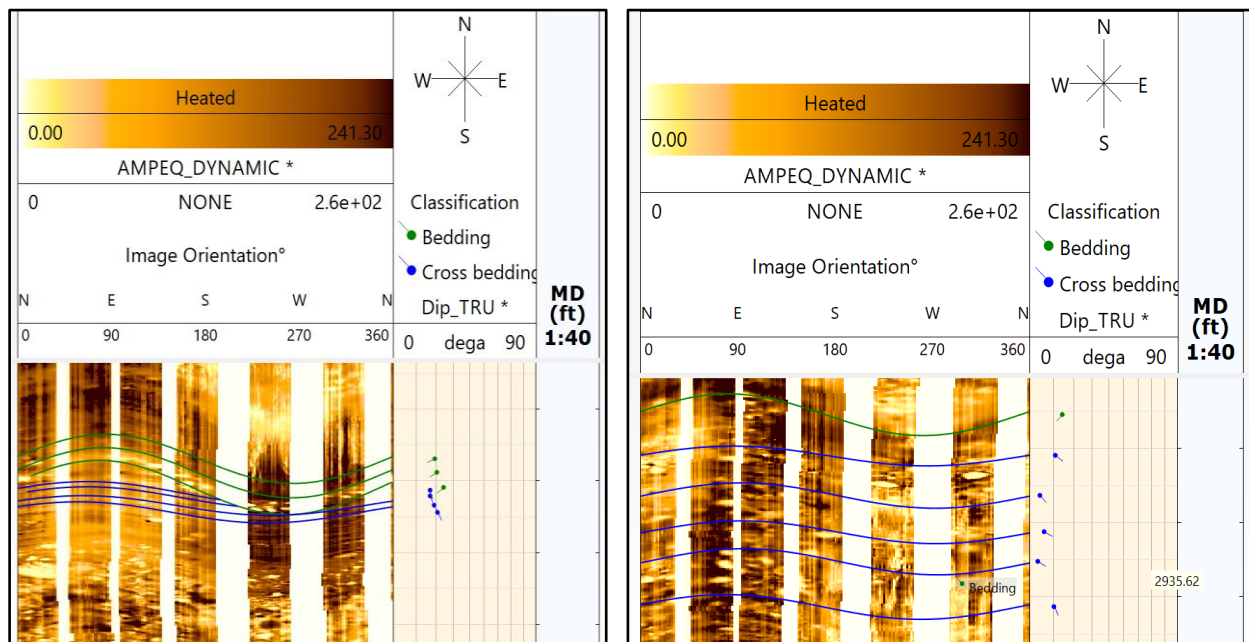


Figura 67. Izquierda: Estratificación cruzada tipo Hummocky. Derecha: Imbricación de fragmentos de roca.

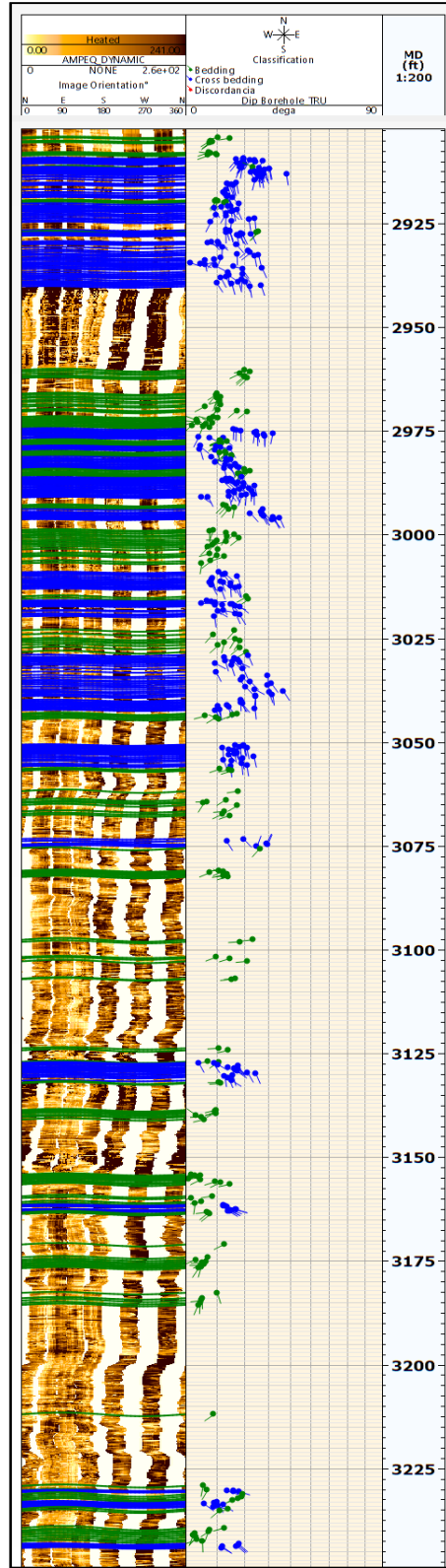


Figura 68. Imagen FMI en donde se hayan los datos estructurales de pared de pozo y dirección de paleoflujo por medio de la sinusoide.

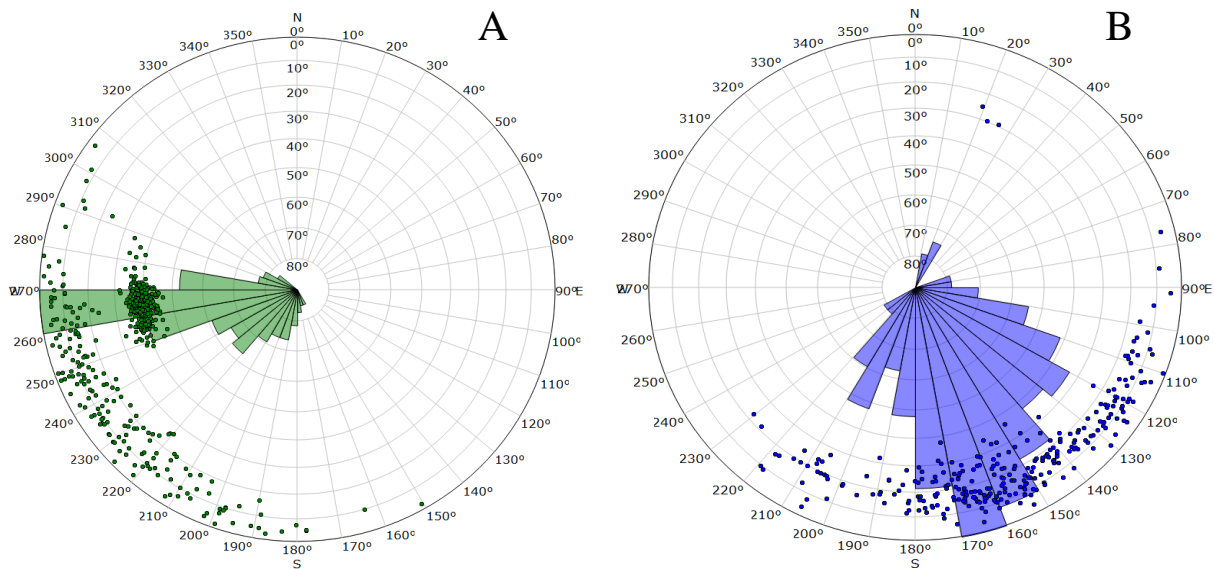


Figura 69. A: Diagrama de rosas del dato estructural del pozo general (AZR 264°/39°). B: Diagrama de rosas indicando la dirección del paleoflujo hacia el SE.

Con base a los datos calculados y resultados analizados fue posible determinar que, en promedio, tanto las estructuras de estratificación cruzada como las imbricaciones presentan una preferencia de dirección de paleoflujo de depositación hacia el SE. Este resultado, además, permite hacer inferencias acerca de la ubicación de la fuente de aporte de sedimentos, resultando ésta desde el NW posiblemente.

Aunque no es limitante en este estudio, no fue posible identificar la presencia de paleocorrientes en las secciones acorazonadas del pozo mediante las imágenes tomográficas, debido a que estos núcleos carecen de estructuras sedimentarias que determinarían la dirección de paleoflujo.

Para disponer una correlación de dirección del paleoflujo entre la pared de pozo en general y su sección acorazonada, se determinó el dato estructural de cada uno de los núcleos por medio de sus imágenes tomográficas radiales (Figura 70) y se comparó con los resultados obtenidos de la pared de pozo mismo.

La comparación de estos datos mostró resultados similares, en donde el azimut de rumbo de la pared de pozo en general revelo un promedio de 264°/39° y la sección acorazonada del pozo presentó un azimut de rumbo promedio de 288°/38°. Es por ende que la dirección del paleoflujo hallada por medio de la pared de pozo guarda similitud a la de la sección acorazonada del pozo mismo. (Figura 71).

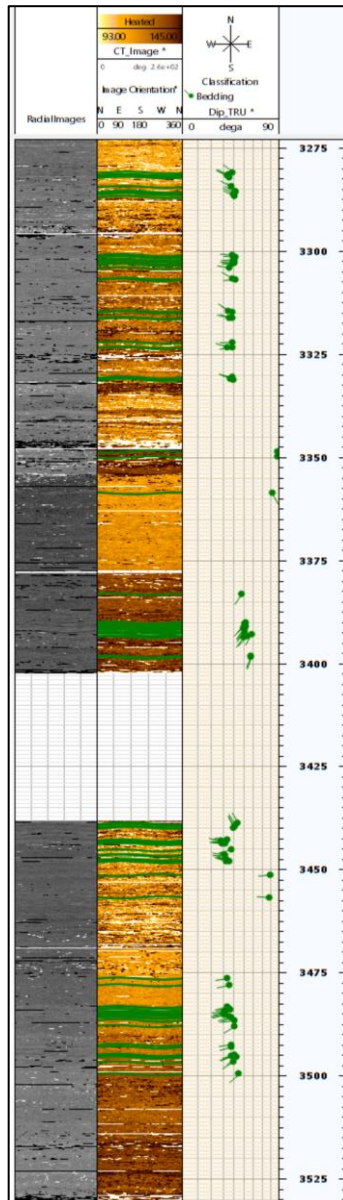


Figura 70. Determinación del dato estructural de los núcleos por medio de las imágenes radiales de tomografía computarizada.

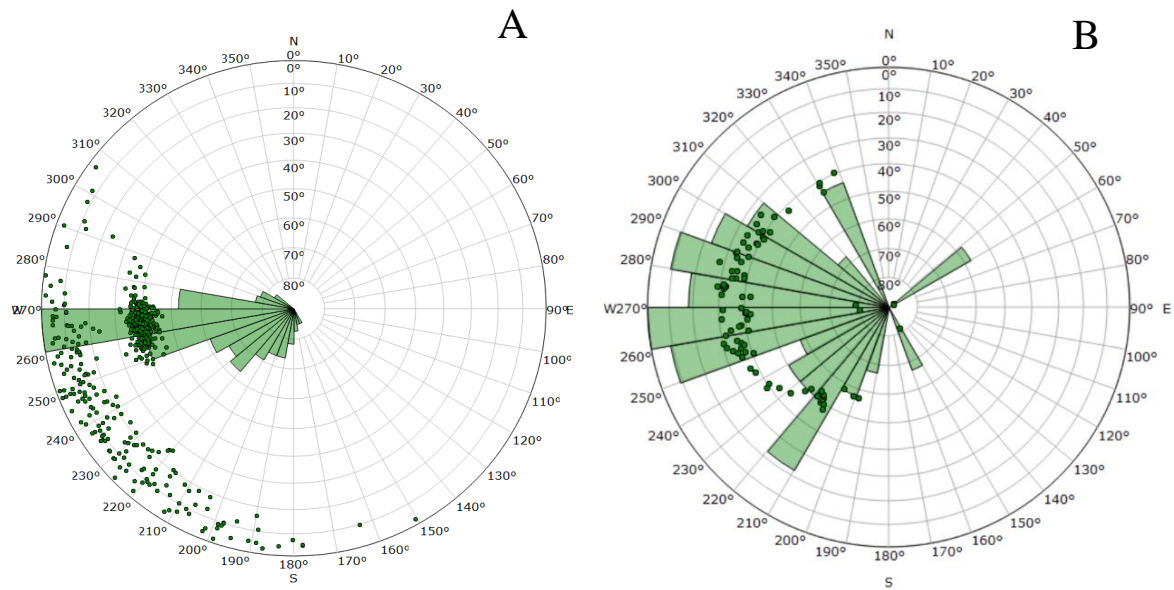


Figura 71. A: Diagrama de rosas del dato estructural del pozo general (AZR 264°/39°). B: Diagrama de rosas del dato estructural para los núcleos (AZR 288°/38°).

### 5.5 Definición del ambiente sedimentario vinculando TAC aplicado al caso de estudio

Las secciones acorazonadas en general son secuencias de areniscas muy finas a finas de manera variante, enmarcadas por pequeñas intercalaciones de lodolitas hacia el tope. Ambientalmente esta secuencia es posible asociarla a un medio de transgresión variante en donde estratigráficamente la granulometría opta por disminuir de base a tope.

Las icnofacies determinadas a través de las imágenes tomográficas permitieron identificar estructuras biogénicas, las cuales, con el complemento de la inspección visual del núcleo, corresponden a Skolithos y Cruzianas. Los primeros asociados a una alternancia de eventos de alta energía en zonas de foreshore a shoreface superior-medio, dominada por el oleaje y los segundos ligados a ambientes de bajas energías en zonas de shoreface inferior hasta el offshore en donde la acción de las olas no puede mover el sedimento (Figura 73 y 74).

Por otra parte, los paleoflujos y sus estructuras de estratificación cruzada tipo Hummocky identificadas mediante las imágenes de pared de pozo FMI, se desarrollan en ambientes marinos pocos profundos dominados por el oleaje en zonas de shoreface inferior (Figura 72).

En conclusión, estas premisas definen que el ambiente sedimentario que desarrolló la sección acorazonada de la Fm. Monserrate pertenece a un medio transicional transgresivo costero de tipo playa, comprendida entre las zonas shoreface superior y offshore.

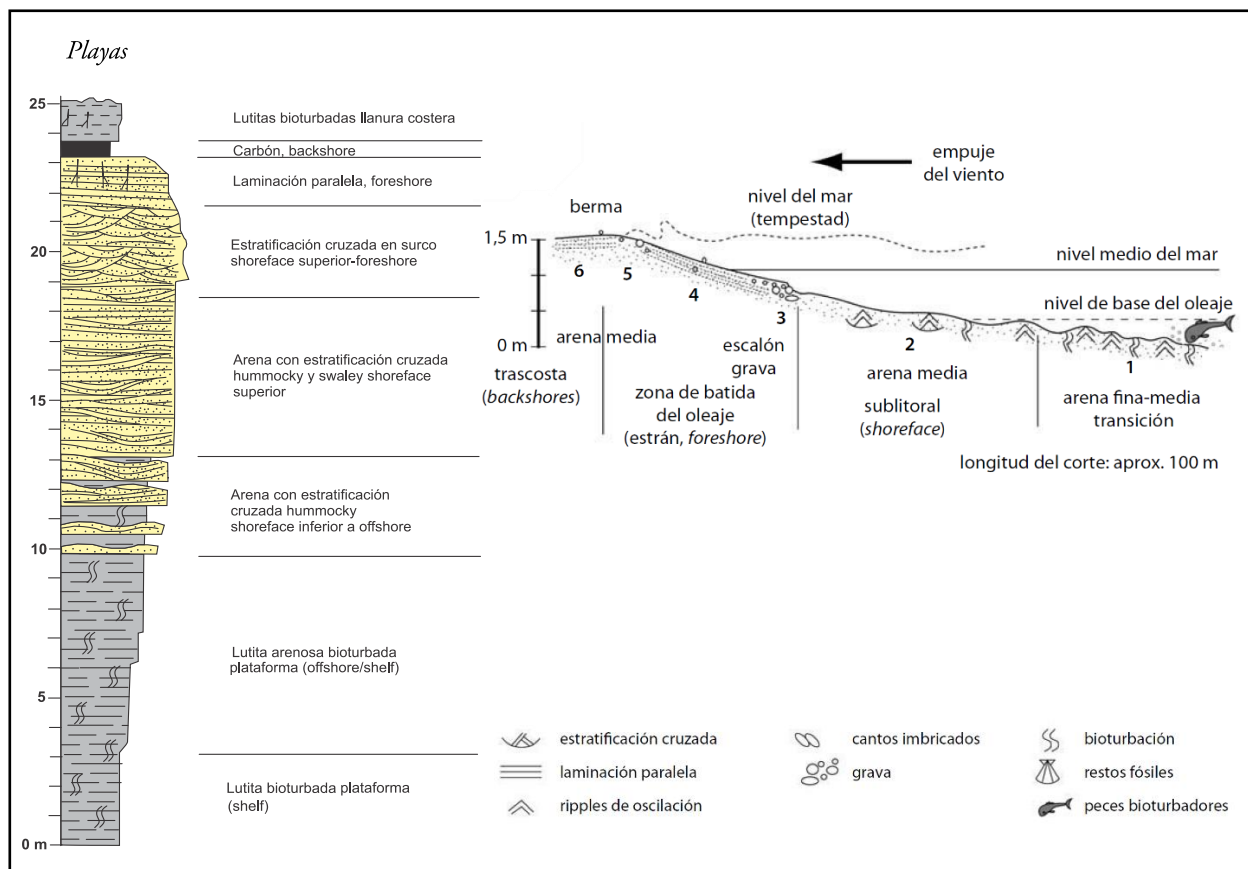


Figura 72. Secuencia de playa pogradante depositada durante el descenso del nivel del mar y sección transversal de playa abierta en regimen de mareas meteorológicas. Adaptado y modificado de Arche, A. (2010). Sedimentología Del proceso físico a la cuenca de sedimentaria. Madrid, España: CSIC.

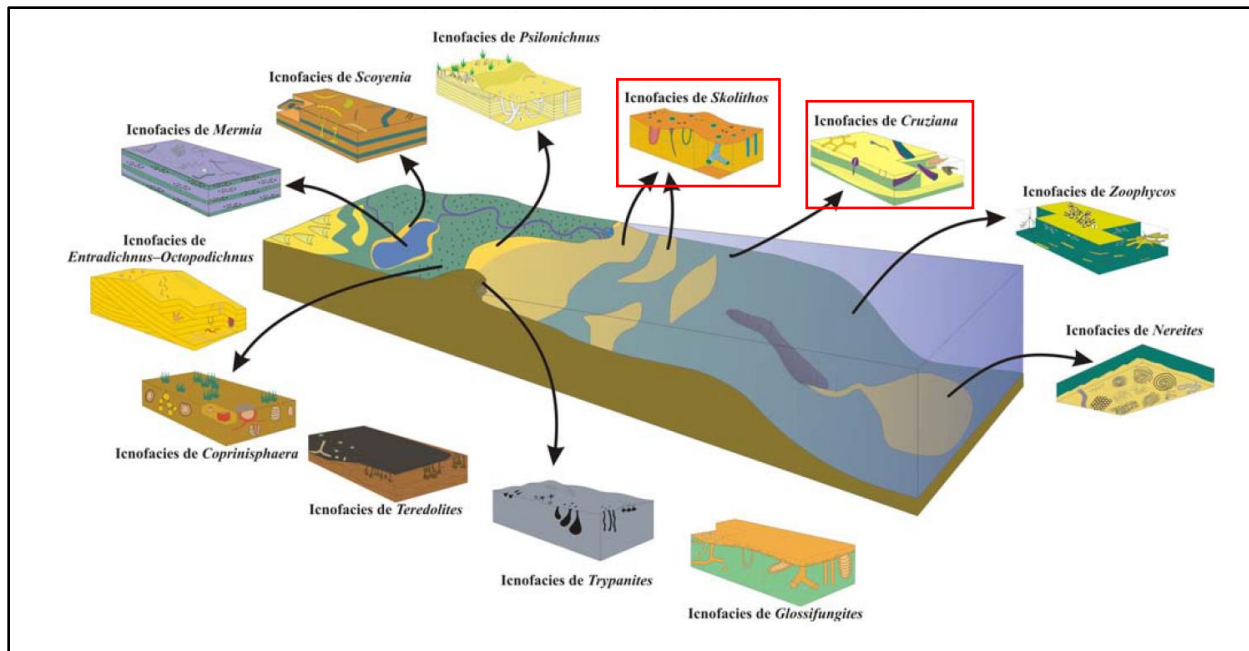


Figura 73. Modelo ambiental de icnofacies en donde se destacan en rojo los Skolithos y Cruziana. Adaptado y modificado de Bautois (2010). Icnología aplicada al análisis de facies y estratigrafía secuencial. Bucaramanga, Colombia.

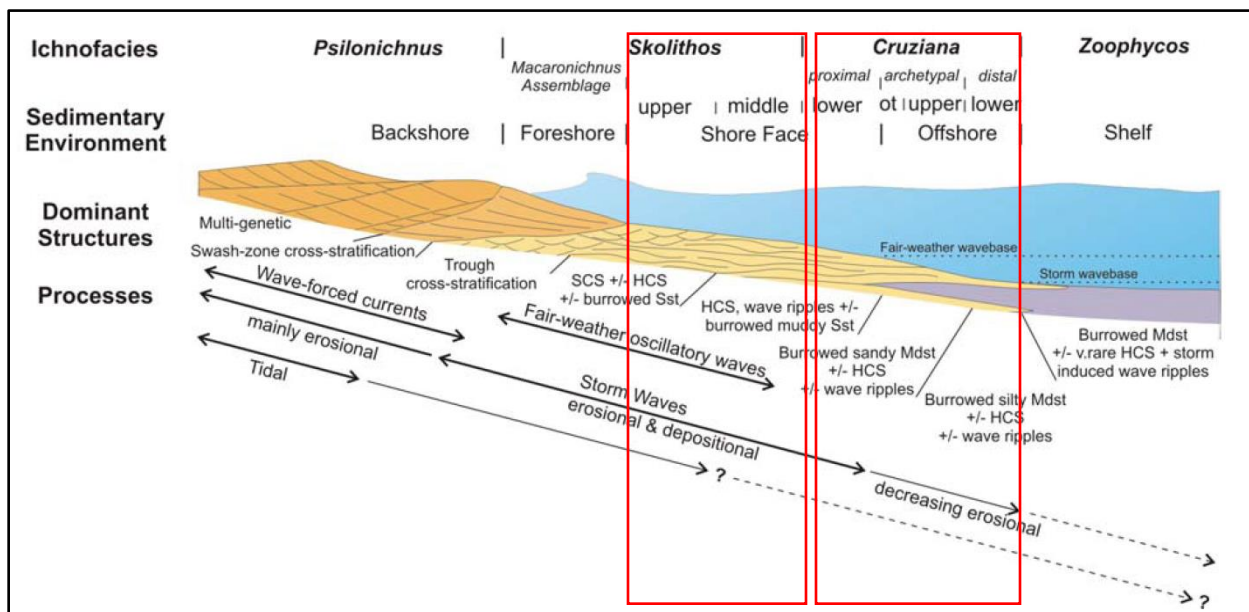


Figura 74. Esquema ambiental en la zona de playa de los diferentes organismos. Adaptado y modificado de Bautois (2010). Icnología aplicada al análisis de facies y estratigrafía secuencial. Bucaramanga, Colombia.

## 6. Conclusiones

- La tomografía axial computarizada es un método efectivo al momento de obtener datos petrofísicos certeros los cual se evidencia en este proyecto, arrojando una roca con porosidades cercanos al 15%, densidad total entre (2.38 – 2.44) g/cm<sup>3</sup>, PEF entre (1.68 – 1.8) y Zeff entre (11.5 – 12), datos que concuerdan con análisis petrofísicos hechos anteriormente por la empresa suministradora de la información (ECOPETROL).
- A partir con las curvas de densidad y número atómico efectivo se determinaron las facies correspondientes a facies de (Asap) Areniscas con sílice porosidad alta, (Asmp) Areniscas con sílice porosidad media, (Asbp) Areniscas con sílice porosidad baja, (Asgap) Areniscas con sílice y ganancias de lodos, carbonatos de calcio y magnesio, alta porosidad, (Asgmp) Areniscas con sílice y ganancias de lodos, carbonatos de calcio y magnesio, media porosidad, y finalmente (Asgbp) Areniscas con sílice y ganancias de lodos, carbonatos de calcio y magnesio, baja porosidad.
- Texturalmente la sección de muestra de 222 ft separados en 7 núcleos evidencia una composición parecida a lo largo del estudio; arenas de grano muy fino donde de denota gran contenido de sílice debido a valores bajos de PEF, gran presencia de icnofacies y por la forma de las laminaciones se concluye un ambiente de baja energía.
- Se identificaron los indicadores de paleocorrientes como estratificación cruzada Hummocky e imbricaciones de costa que determinaron que la dirección de los paleoflujos que aportaron el material sedimentario para la formación de la sección acorazonada, esta dirección corresponde hacia el SE, ubicando la fuente se sedimentos posiblemente al NW.

- Con la integración de los registros de densidad, número atómico efectivo, determinación de facies, texturas a partir de las imágenes tomográficas e identificación de la dirección de paleoflujos de los núcleos, se determinó que la sección acorazonada de la formación Monserrate fue depositada en un ambiente transicional transgresivo costero de tipo playa, comprendida entre las zonas variantes shoreface superior a offshore.

### **Recomendaciones**

- Corroborar la información obtenida en el análisis de las imágenes de tomografía con data petrofísica hallada por métodos tradicionales.
- Para un mayor detallado del análisis textural de la roca como; tamaño de grano, tipo de bioperturbación en la roca, cristalinidad y forma de los granos, tener información adicional debido a que con la tomografía la resolución de las imágenes no da para un exhaustivo y preciso análisis.
- Para una mejor descripción sobre la definición de un ambiente sedimentario vinculando el TAC es necesario complementar con información de campo, análisis litológicos, estratigrafía de secuencias, asociación de facies sedimentarias e imágenes de mayor resolución.
- Es importante la buena manipulación de los núcleos y la calibración del tomógrafo, de no ser así, la interpretación y análisis de resultados no serían los ideales.

**Referencias Bibliográficas**

- ANH. (2007). Colombia Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. *ANH and B&M Exploration Ltda*, 1-92.
- ANH. (2011). *Petroleum Geology of Colombia -Upper Magdalena Basin* (Vol. 14). (F. Cediél, Ed.) Medellín: Universidad Eafit.
- Aranda, J. T. (2015). Análisis de facies utilizando registros de imágenes de subsuelo. *Sociedad Geológica del Perú*, 139-146.
- Arche, A. (2010). *Sedimentología Del proceso físico a la cuenca de sedimentaria*. Madrid, España: CSIC.
- Barajas, Ortiz, Muñoz y Arguello (2017). Herramienta numérica para la caracterización estática de rocas usando tomografía computarizada de doble energía: Rockstatic. *Congreso Colombiano del Petróleo, ACIPET*, 1-10.
- Bautois (2010). *tecnología aplicada al análisis de facies y estratigrafía secuencial*. Bucaramanga, Colombia.
- Bergosh, Marks y Mitkus (1985). New Core Analysis Techniques for Naturally Fractured Reservoirs. *Society of Petroleum Engineers*, 1-13.
- Brown et al. (2015). Generación de imágenes de fondo de pozo. *Oilfield Review*, 27(2), 4-23.
- Cediél y Cáceres (2000). *Geological Map of Colombia*. Bogotá: Geotec Ltd.

- Chantler (2000). Detailed Tabulation of Atomic Form Factors, Photoelectric Absorption and Scattering Cross Section, and Mass Attenuation Coefficients in the Vicinity of Absorption Edges in the Soft X-Ray ( $Z=30-36$ ,  $Z=60-89$ ,  $E=0.1$  keV–10 keV), Addressing Convergence Issues. *Journal of Physical Chemistry A*, 29, 597-1048.
- Coles, Muegge, Auzereais, Frulla y Kantzas (1995). The use of attenuation standards of CT scanning. *Society of Core Analysts (SCA)*, 1-12.
- Dcg System (2012). La Comunidad Petrolera. Obtenido de <https://www.lacomunidadpetrolera.com/2012/09/calidad-de-la-roca-en-funcion-a-la-porosidad.html>
- DeCelles, Langford y Schwartz (1983). Two New Methods of Paleocurrent Determination from Trough *Journal of Sedimentary Petrology*, 53(2), 629-642.
- Ekstrom, Dahan, Chen, Lloyd y Rossi (1987). Formation imaging with microelectrical scanning arrays. *Log Analyst*, 28, 294-306.
- Felsteiner, Pattison y Cooper (1974). Effect of multiple scattering on experimental Compton profiles: a Monte Carlo calculation. *Philosophical Magazine*, 30(3), 537–548.
- Funk, Withjack, Siddiqui, Al-Enezi y Caliskan (2011). Core imaging – twenty five years of equipment, techniques, and applications of x-ray computed tomography (CT) for core analysis. *International Symposium of the Society of Core Analysts*, 25, 1-12.
- Gailot, Brewer, Pezard y En-Chao Yeh (2007). Borehole imaging tools - Principles and applications. *Scientific Drilling*, 5, 1-4.

- González, Rabell y Castiñeira (2016). Tomography axial computerized technique application to improve Cuban oil fields seal and reservoir rocks characterization. *Boletín de Ciencias de la Tierra, Universidad Nacional de Colombia; Sede Medellín, 41*, 72-79.
- Honarpour, Cromwell, Hatton y Satchwell (1985). Reservoir Rock Descriptions Using Computed Tomography (CT). *Society of Petroleum Engineers*, 1-8.
- Hunt, Engler y Bajsarowicz (1988). Computed -Tomography as a Core Analysis Tool: Applications, Instrument Evaluation, and Image Improvement Techniques. *Society of Petroleum Engineers, 16952-PA*, 1203-1210.
- Inaba *et al.*, (2003). El auge de las imágenes de la pared de pozo. *Oilfield Review*, 24-39.
- Jaimes y Freitas (2006). An Albian–Cenomanian unconformity in the northern Andes: Evidence and tectonic significance. *Journal of South American Earth Sciences, 21*, 466-492.
- Kantzas y Marentette (1992). Computer-assisted tomography: from qualitative visualization to quantitative core analysis. *The Journal of Canadian Petroleum Technology, 31(9)*, 46-56.
- Lopera, Aguirre y Valencia (2004). Uso de la tomografía computarizada en el análisis de propiedades petrofísicas. *Energética, 31*, 59-73.
- Mees, Swennen, Van Geet y Jacobs (2003). *Applications of X-Ray computed tomography in the geosciences*. London, Inglaterra: The Geological Society.
- Mendieta, Rincón, Ortiz, Santos y Pérez (2017). Metodología para la estimación cuantitativa de la heterogeneidad en muestras de roca tipo plug por medio de imágenes de tomografía computarizada de rayos X (CT). *Congreso Colombiano del Petróleo; ACIPET*, 1-16.

- Mojica y Franco (1990). Estructura y Evolución Tectónica del Valle Medio y Superior del Magdalena. *Geología de Colombia*, 17, 42-64.
- Moss, Gregory y Davis (1992). Direct Measurement of the Constituent Porosities in a Dual-Porosity Matrix. *Society of Petrophysicists and Well Log Analysts*, 33(2), 126-135.
- Narváez, Pereira, Badillo, Herrera y Santos (2017). Metodología para la extracción de plugs en núcleos preservados en mangas utilizando imágenes de tomografía axial computarizada. *Congreso Colombiano del Petróleo; ACIPET*, 1-16.
- Ortiz, Plata, Herrera y Santos (2015). Caracterización estática de rocas por medio de tomografía computarizada de rayos-X TAC. *Revista Fuentes*, 13(1), 57-63.
- Peng, L. (2017). Use of X-Ray CT Imaging and 2D Scanning Electron Microscope for Evaluation of Smackover Mudstone Reservoir Properties. *Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions*, 67(1), 451-454.
- Ramón y Rosero (2006). Multiphase structural evolution of the western margin of the Girardot subbasin, Upper Magdalena Valley, Colombia. *Journal of South American Earth Sciences*, 21, 493-509.
- Ramón, Vidal, Rosero, Gómez y Borja (2001). Revaluación del modelo geológico del Campo Tello (Valle Superior del Magdalena) y sus implicaciones en el programa de desarrollo. *Geología de Colombia*, 26, 59-77.
- Ramírez, Arboleta y McCollugh (2008). Tomografía computarizada por rayos X: fundamentos y actualidad. *Revista Ingeniería Biomédica*, 2(4), 13-31.

- Reading, H. (1996). *Sedimentary Environments: Processes, Facies and Stratigraphy*. London, Inglaterra: Academic Press.
- Rider, H. D. (1996). *The Geological Interpretation of Well Logs, (Second Edition)*. Cambridge, England: Rider-French Consulting,Ltd.
- Santos, Herrera, Ortiz y Pineda (2017). Metodología de caracterización estática de rocas por medio de tomografía computarizada de rayos-X TAC. *Congreso Colombiano del Petróleo; ACIPET*, 1-8.
- Selley, R. (1976). *An Introduction to Sedimentology*. London, Inglaterra: Academic Press.
- Selley, R. (2000). *Applied Sedimentology*. London, Inglaterra: Academic Press.
- Siddiqui y Khamees (2004). Dual-Energy CT-Scanning applications in rock characterization. *Society of Petroleum Engineers*, 1-9.
- Skinner, Tovar y Schechter (2015). Computed Tomography for Petrophysical Characterization of highly Heterogeneous Reservoir Rock. *Society Petroleum Engineers*, 1-9.
- Soto, Fajardo, Machaca y Callisaya (2012). Perfiles de imágenes. *Universidad Mayor de San Andrés*, 1-22.
- Vargas, R. (2010). Reconocimiento Geológico de la Cobertura Productiva de la Subcuenca de Neiva-Huila-Colombia-VI Semana Técnica Ingeniería de Petróleos. *Simposio Nacional*. Cáceres, Colombia.
- Veloza, Mora, Freitas y Mantilla (2008). Dislocación de Facies en el Tope de la Secuencia Cretácica de la Subcuenca de Neiva, Valle Superior del Magdalena y sus Implicaciones en el Modelo Estratigráfico Secuencial Colombiano. *Boletín de Geología*, 30(1), 29-44.

Vera, J. (1994). *Estratigrafía principios y métodos*. Madrid, España: Editorial Rueda.

Vinegar y Kehl Jr (1988). User Guide for Computer Tomography Color Graphics System—CAT  
PIX. *Shell Bellaire Res*, 85.

Walker y James (1992). *Facies Models - Response to sea level changes*. Stittsville. Ontario,  
Canada: Love Printing Service Ltd.

Wellington y Vinegar (1987). X-Ray Computerized Tomography. *Journal of Petroleum  
Technology; Society of Petroleum Engineers*, 885-898.

Withjack, Devier y Michael (2003). The role of X-Ray computed tomography in Core Analysis.  
*Society of Petroleum Engineers*, 1-12.

Ye y Rabiller (1998). Automated fracture detection on high resolution resistivity borehole  
imagery. *Production operations and engineering/general: Society of Petroleum Engineers*,  
777–784.