

Estandarización de las curvas tipo para formaciones de interés petrolero a partir de información obtenida mediante tomografía computarizada de Rayos-X aplicada a pozos del Campo Tibú en Colombia- Énfasis en Ingeniería de Yacimientos

Hagee Olaya Angarita

Proyecto de grado para optar al título de Magister en Ingeniería de Petróleos y Gas

Director:

Edwar Hernando Herrera Otero

M.Sc. en Geología

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Maestría en ingeniería de Petróleos y Gas

Bucaramanga

2020

## Contenido

	<b>Pág.</b>
Introducción.....	12
1. Descripción del Problema.....	13
2. Objetivos.....	14
2.1 Objetivo General.....	14
2.2 Objetivos Específicos.....	14
3. Marco Teórico.....	15
3.1 Localización.....	15
3.2. Marco Geológico General.....	26
3.3. Evolución Tectónica.....	29
3.4. Estratigrafía.....	33
3.5. Geología del petróleo en la Cuenca Catatumbo.....	44
4. Marco de Referencia.....	46
4.1 Antecedentes históricos relacionados al uso de tomografía computarizada de rayos x en la industria.....	46
4.2 Tomografía computarizada (CT) del núcleo con registros de pozo.....	50
5. Identificación de tipos de roca, utilizando los registros RHOB y PEF obtenidos mediante el uso de la tomografía de rayos-x.....	52
5.1 Petrofísica con relación a tomografía de rayos-x.....	52

5.2 Registro RHOB (Densidad total) .....	53
5.3 Factor fotoeléctrico (PEF) .....	55
6. Registros eléctricos de pozo .....	56
6.1 Registro de porosidad .....	57
6.2 Registros litológicos .....	60
6.3 Registros Resistivos .....	62
7. Mnemónicos Utilizados.....	63
8. Marco Conceptual .....	64
8.1 Conceptos .....	64
9. Metodología.....	70
9.1 Evaluación petrofísica para los diferentes pozos haciendo uso de columnas estratigráficas y los registros de pozo.....	72
9.2 Establecer una correlación litológica entre los intervalos de interés haciendo uso de los registros convencionales y las curvas RHOB y PEF: .....	74
9.3 Definir las características típicas presentes en cada unidad en los registros e imágenes de tomografía de rayos X por medio de software especializado:.....	74
9.4 Generar las curvas tipo en los registros generados por medio de tomografía de rayos X a partir de electroformas: .....	78
10. Resultados.....	79
10.1 Revisión de base de datos .....	79
10.2 Recopilación de información .....	80
10.2.1 Control de calidad y edición de información .....	82
10.2.2 Calculo de volumen de arcilla y porosidad efectiva.....	83

---

10.3 Modelo de volumen de lutitas (VSH):.....	83
11. Conclusiones .....	117
12. Recomendaciones.....	118
Referencias Bibliográficas.....	119

**Lista de Figuras**

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Mapa de localización Cuenca Catatumbo .....	16
Figura 2. Localización Pozo UIS-1, Cuenca Catatumbo.....	19
Figura 3. Localización Pozo UIS-2 (Derecha), en las imágenes de la izquierda se aprecia la compartimentalización del campo en 5 áreas nombradas de la A hasta la E. ....	21
Figura 4. Localización Pozo UIS-3 (Derecha), en las imágenes de la izquierda se aprecia la compartimentalización del campo en 5 áreas nombradas de la A hasta la E. ....	23
Figura 5. Localización geográfica del Pozo UIS-4.....	26
Figura 6. Mapa estructural de la Cuenca Catatumbo .....	29
Figura 7. Esquema de evolución tectónica de la Cuenca Catatumbo . ....	33
Figura 8. Columna generalizada de la Cuenca Catatumbo.....	35
Figura 9. Columna estratigráfica Formación Barco, campo Tibú. ....	38
Figura 10. Columna estratigráfica Formación Los Cuervos, campo Tibú.....	40
Figura 11. Columna estratigráfica Formación La Luna, campo Tibú.....	43
Figura 12. Proyecciones en diferentes ángulos.....	47
Figura 13. Generación de cortes realizados por el tomógrafo y su distribución de pixeles. ....	48
Figura 14. A la izquierda se puede ver una radiografía del núcleo dentro de la manga de aluminio, con la separación de lodos que no pertenecen al mismo, y a la derecha tenemos un corte axial, con el cual se observa el daño que han sufrido los núcleos dentro de la manga. ....	49

Figura 15. Hacia la izquierda se observa el escaneo de un tapón heterogéneo y a la derecha observamos cómo se ve cuando está dañado.....	50
Figura 16. Sección cruzada de una diatomite, (azul-densidad). ....	51
Figura 17. Sección cruzada de una diatomita, (azul-densidad) (naranja-número atómico). ....	51
Figura 18. Fundamentos para la toma de los registros de pozo.....	57
Figura 19. Columna estratigráfica generalizada. ....	71
Figura 20. Tabla de identificación de facies por patrones de potencial espontaneo (SP) y rayos gamma (gamma ray) propuesta por Douglas J, Cant. 1992. ....	75
Figura 21. Comportamiento según el registro gamma ray y su respectivo ambiente deposicional. ....	76
Figura 22. <i>shift en profundidad utilizando registro GammaRay GR</i> .....	77
Figura 23. <i>Shift en profundidad utilizando registro factor fotoeléctrico PEF</i> ....	77
Figura 24. <i>shift en profundidad utilizando registro Densidad Total RHOB</i> ....	78
Figura 25. Correlación estratigráfica de los pozos estudiados para la Cuenca Catatumbo, topes litoestratigráficos.....	81
Figura 26. Tabla con las estadísticas de los valores Vshale calculados cuando se usó el registro de rayos gamma. ....	84
Figura 27. Tabla con las estadísticas de los valores Vshale calculados con el uso de registros Neutron-density.....	85
Figura 28. Modelo Vshale por registro GR y Neutron-densidad y Modelo de porosidad efectiva y total calculado al pozo UIS 2.....	86
Figura 29. Parámetros utilizados para la generación de la curva de porosidad efectiva.....	91

Figura 30. Modelo de Porosidad para la formación Barco mostrando el ajuste con datos de laboratorio.....	95
Figura 31. Definición Litológica En La Formación Los Cuervos .....	102
Figura 32. Definición Litológica En La Formación Barco .....	103
Figura 33. Definición Litológica En La Formación Catatumbo .....	104
Figura 34. <i>Modelo de Vshale y PHIE para las Formaciones Cuervos, Barco, y Catatumbo, mostrando el ajuste del modelo con los datos de roca con los diferentes registros usados para los pozos UIS 1, UIS 2, UIS 3 y UIS 4.</i> .....	105
Figura 35. <i>Corroboración del margen de error utilizando los shift generados</i> .....	107
Figura 36. Generación de curvas tipo para los intervalos de interés en los pozos estudiados. ...	109
Figura 37. Generación de curvas tipo para los intervalos de interés en los pozos estudiados. ...	110
Figura 38. Generación de curvas tipo para los intervalos de interés en los pozos estudiados. ...	111
Figura 39. curvas tipo delimitadas, las zonas de mayor interés están representadas por valores más bajos, representados con color azul oscuro. ....	113

### Lista de Tablas

	<b>Pág.</b>
Tabla 1 Facies identificadas en el pozo UIS 1.....	17
Tabla 2. Facies identificadas en el pozo UIS 2.....	20
Tabla 3. Facies identificadas en el pozo UIS 3.....	22
Tabla 4. Facies identificadas en el pozo UIS 4 para la Formación Barco.....	24
Tabla 5. Facies identificadas en el pozo UIS 4 para la Formación Carbonera. ....	25
Tabla 6. Cuadro resumen de eventos tectónicos, edades y formaciones asociadas. ....	30
Tabla 7. Densidad de diferentes minerales encontrados en las formaciones. Tracs inernational, open hole wireline logging .....	54
Tabla 8. Valores comunes para el registro DTp según algunas litologías. ....	59
Tabla 9. Valores comunes para el registro DTs según algunas litologías.....	60
Tabla 10. Valores típicos para las rocas reservorios.....	62
Tabla 11. Mnemónicos utilizados en los pozos Uis 1, Uis 2, Uis 3 y Uis 4 .....	63
Tabla 12. Profundidades en las cuales se localizan los formaciones en los diferentes pozos estudiados. ....	82
Tabla 13. Valores obtenidos en el cálculo de volumen de lutitas para la Formación Mirador. ....	87
Tabla 14. Valores obtenidos en el cálculo de volumen de lutitas para la Formación Los Cuervos. .....	88
Tabla 15. Valores obtenidos en el cálculo de volumen de lutitas para la Formación Barco.....	89

Tabla 16. Valores obtenidos en el cálculo de volumen de lutitas para la Formación Catatumbo.	89
Tabla 17. Valores obtenidos en el cálculo de porosidad efectiva y total para la Formación Mirador.....	92
Tabla 18. Valores obtenidos en el cálculo de porosidad efectiva y total para la Formación Los Cuervos.....	92
Tabla 19. Valores obtenidos en el cálculo de porosidad efectiva y total para la Formación Barco .....	93
Tabla 20. Valores obtenidos en el cálculo de porosidad efectiva y total para la Formación Catatumbo.....	94
<i>Tabla 21. Ccorroboración del margen de error utilizando los shift generados con registros PEF .....</i>	<i>96</i>
Tabla 22. Intervalos de corazón con porcentaje de recuperación de roca.....	98
Tabla 23. Intervalos de corazón analizados pozo UIS 2. ....	99
Tabla 24. Intervalos de corazón analizados pozo UIS 3 .....	99
Tabla 25. Intervalos de corazón analizados del Pozo UIS 4. ....	100
Tabla 26. Valores obtenidos luego de realizar las curvas tipo para la Formación Mirador. ....	114
Tabla 27. Valores obtenidos luego de realizar las curvas tipo para la Formación Los Cuervos.	115
Tabla 28. Valores obtenidos luego de realizar las curvas tipo para la Formación Barco. ....	115
Tabla 29. Valores obtenidos luego de realizar las curvas tipo para la Formación Catatumbo....	116

## Resumen

**Título.** Estandarización de las curvas tipo para formaciones de interés petrolero a partir de información obtenida mediante tomografía de Rayos-X aplicada a pozos del Campo Tibú en Colombia – Énfasis en Ingeniería de Yacimientos\*

**Autor:** Hagee Olaya Angarita\*\*

**Palabras Clave:** yacimiento, cuenca, modelo petrofísico, prospectividad, unidades litoestratigráficas

### Descripción

La Cuenca Catatumbo forma parte de la prolífica Cuenca Maracaibo al suroeste, ubicada al noreste del territorio nacional. En la cuenca se encuentran campos de gran importancia como Tibú, Carbonera y Río Zulia, contribuyentes a los recursos de petróleo del país, (Cediel, Shaw y Cáceres. 2003).

Según los registros de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), define que las rocas generadoras se ubican en las formaciones La Luna, Capacho, Tibú y Mercedes, las rocas yacimiento se encuentran ubicadas en la Formación Capacho, Grupo Uribante, Formación Barco, Mirador y Carbonera, y las rocas sello se encuentran en las unidades con contenidos de lutitas y arcillas plásticas continentales.

La exploración existente en el Catatumbo es muy baja a pesar de su potencial y prospectividad. Por otro lado, la información disponible corresponde a data antigua, la cual ajustada con información más reciente proporciona un mejor análisis para predecir y definir zonas de alto, medio y bajo riesgo exploratorio.

De este modo, se generó un modelo petrofísico para este proyecto perteneciente al campo Tibú en la Cuenca Catatumbo; fue realizado con el fin de determinar las zonas que tienen mayor interés económico para la industria petrolera, y facilitar la metodología utilizada para determinar la ubicación en la cual las rocas tienen unas características sobresalientes en función de la porosidad y los volúmenes de arcilla, para cuatro unidades litoestratigráficas pertenecientes a las formaciones Mirador, Los Cuervos, Barco y Catatumbo.

Teniendo en cuenta todas las características obtenidas se generaron las curvas tipo que se puedan usar como guía de comportamiento en otros pozos y lograr reducir los márgenes de error añadiendo a este modelo la información obtenida mediante tomografía de rayos x y tener una mejor resolución en cuanto a la respuesta de los registros a la hora de explotar los hidrocarburos.

---

\* Proyecto de grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas Escuela de Ingeniería de Petróleos Maestría en ingeniería de Petróleos y Gas Director: Edwar Hernando Herrera Otero M.Sc. en Geología

## Abstract

**Title.** Standardization of the type curves for formations of oil interest from information obtained from X-ray tomography applied to wells in Campo Tibú in Colombia – emphasis in reservoir engineering\*

**Author:** Hagee Olaya Angarita\*\*

**Keywords:** Reservoir, Basin, Petrophysical model, prospectivity, lithostratigraphic units

### Description

The Catatumbo Basin is part of the prolific Maracaibo Basin to the southwest, located to the northeast of the national territory. In the basin there are fields of great importance such as Tibú, Carbonera and Río Zulia, which contribute to the country's oil resources (Cediel, Shaw and Cáceres. 2003).

According to the records of the National Hydrocarbons Agency (ANH), it defines that the source rocks are located in the La Luna, Capacho, Tibú and Mercedes formations, the reservoir rocks are located in the Capacho Formation, Uribante Group, Barco Formation, Mirador and Carbonera, and the seal rocks are found in the units containing continental shales and plastic clays.

The existing exploration in Catatumbo is very low despite its potential and prospectivity. On the other hand, the available information corresponds to old data, which adjusted with more recent information provides a better analysis to predict and define areas of high, medium and low exploratory risk.

In this way, a petrophysical model was generated for this project belonging to the Tibú field in the Catatumbo Basin; was carried out in order to determine the areas that have the greatest economic interest for the oil industry, and facilitate the methodology used to determine the location in which the rocks have outstanding characteristics based on porosity and clay volumes, for four lithostratigraphic units belonging to the Mirador, Los Cuervos, Barco and Catatumbo formations.

Taking into account all the characteristics obtained, the type curves were generated and be used as a behavior guide in other wells and reduce the margins of error by adding the information obtained by x-ray tomography to this model and having a better resolution in terms of the response of the logs acquired when exploiting hydrocarbons.

---

\* Project of Degree

\*\* Faculty of Physical-Chemical engineering. School of Petroleum engineering. Master's degree in oil and gas engineering. Director: Edwar Hernando Herrera Otero M.Sc. in Geology

## Introducción

La necesidad de perforar pozos exitosos en la industria petrolera, garantizando el aumento de reservas de hidrocarburos, permite hacer uso de metodologías que faciliten diferenciar de manera eficaz, áreas prospectivas dentro de cuencas, mediante datos obtenidos utilizando diferentes métodos de modo que sea más efectivo y de mejores resultados.

El objetivo principal en este trabajo fue la generación y estandarización de curvas tipo para formaciones de interés económico en la industria petrolera tras el análisis de cuatro (4) pozos analizados pertenecientes al Campo Tibú. Con el fin de generar estas curvas tipo, se llevó a cabo la recopilación, búsqueda y revisión de información de registros eléctricos con la mejor calidad posible, para realizar un modelamiento de las propiedades petrofísicas de las unidades de interés (Formación Mirador, Formación Barco, Formación Los Cuervos y Formación Catatumbo).

Para la generación del modelo petrofísico, se hizo uso de información correspondiente a cuatro (4) pozos con los que se consolidaron las distintas propiedades a modelar, tales como: porosidad total y efectiva, y volumen de lutitas utilizando el registro de rayos gamma y densidad Neutron; para poder generar las curvas tipo con las cuales se pueda facilitar la elección de las zonas de interés económico para la industria petrolera.

Con la información de los registros tomados en campo y la información obtenida de núcleos de perforación en el laboratorio de tomografía computarizada de rayos x, se realizó la generación de las curvas tipo; las cuales fueron estandarizadas analizando las electroformas (comportamientos) de los registros de densidad total (RHOB) y factor fotoeléctrico (PEF)

obtenidos por medio de tomografía computarizada de rayos x, correspondientes a las formaciones de interés.

## 1. Descripción del Problema

Cuando se realiza la toma los registros eléctricos de un pozo, se puede obtener como resultado, diferentes propiedades de las rocas como son: densidad total, porosidad, fluidos contenidos, factor fotoeléctrico, entre otras. Por medio del uso de la tomografía computarizada de rayos X, se puede obtener como resultado estas mismas propiedades generando un registro de factor fotoeléctrico (PEF), con el cual, por medio del índice de atenuación lineal de los rayos x, otorga información que ayuda a realizar la identificación en cambios litológicos y minerales, y un registro de densidad total (RHOB), con el cual se determinan las diferentes densidades en las muestras analizadas, con la ventaja es que serán datos con una mejor resolución.

Luego de observar la columna estratigráfica de la Cuenca Catatumbo y la descripción realizada por la ANH, se pudieron observar las diferentes formaciones contenidas en este campo y la litología a ser estudiada.

Debido a que una de las prioridades, la cual es definir las zonas de interés económico en los pozos del campo Tibú, son los altos grados de incertidumbre al identificar sin una zona es apta o no para la explotación de recursos, surge este proyecto de investigación; con el cual haciendo uso de tomografía computarizada de rayos x, se quiere demostrar gracias a la resolución a la cual se obtienen datos de los registros eléctricos, a pesar de brindar una buena información, muchas

veces omite partes valiosas para la industria debido al amplio espaciamiento con el que se generan los datos y así mismo haciendo uso de la tomografía computarizada de rayos x, se logra correlacionar con información obtenida con registros eléctricos y obtener mejores resultados.

## **2. Objetivos**

### **2.1 Objetivo General**

- Generar curvas tipo para formaciones de interés petrolero a partir de información obtenida mediante tomografía computarizada de rayos x aplicada a pozos del Campo Tibú en Colombia

### **2.2 Objetivos Específicos**

- Realizar una evaluación petrofísica para cuatro (4) pozos haciendo uso de columnas estratigráficas y los registros de pozo.
- Establecer una correlación litológica entre los intervalos de interés haciendo uso de los registros convencionales y las curvas RHOB y PEF.
- Definir las características típicas presentes en cada unidad en los registros e imágenes de tomografía de rayos X por medio de software especializado para interpretación petrofísica.

- Corroborar el margen de error que se tiene en la definición de los intervalos litológicos entre registros convencionales y registros obtenidos por medio de tomografía de rayos X.
- Generar las curvas tipo en los registros generados por medio de tomografía de rayos X a partir de electroformas.

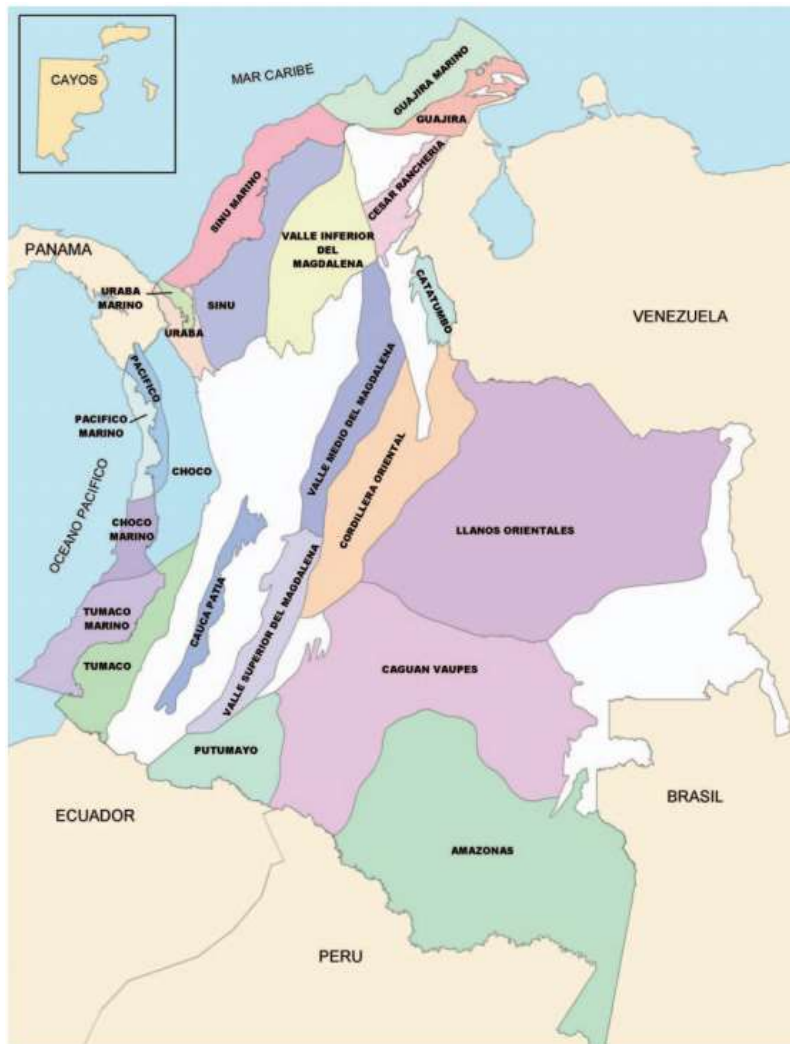
### 3. Marco Teórico

#### 3.1 Localización

La Cuenca Catatumbo, es una prolongación de la Cuenca Maracaibo, está delimitada por la Serranía de Perijá al norte, el macizo de Santander al oeste, los Andes de Mérida al sureste y la convergencia entre los dos últimos elementos estructurales al sur (Figura 1). Con el fin de proporcionar una mejor comprensión de la expresión litotectónica y morfoestructural actual de la Cuenca Catatumbo, que es el resultado de la orogenia Mesozoico-Cenozoica de los Andes del norte (Cediel, Shaw y Cáceres. 2003); fue generado a partir de la apertura del Jurásico, luego se formó un margen pasivo en el Cretácico, donde se depositó una mega secuencia marina, posteriormente va a dar inicio al levantamiento de la Cordillera Oriental y la generación de la Cuenca Catatumbo, finalmente esta es generada en el Cenozoico y se unas de sus principales características es el tener fallas inversas y de rumbo que afectan el basamento (Pedraza & Ramírez, 2011), es una cuenca de tipo continental con relleno interior fracturado.

**Figura 1.**

*Mapa de localización Cuenca Catatumbo*



Nota. Tomado de Mapa de localización, Tomado de ECOPETROL, (2000)

El Pozo UIS 1 es un pozo direccional ubicado en el campo Tibú en la Cuenca Catatumbo como observamos en la figura 2. El pozo se encuentra en el área operacional B del Anticlinal Socuavó, corazonando parte de las Formaciones Los Cuervos y Catatumbo su localización se da en las coordenadas N: 1.146.452,62 m y E: 1.457.708,92 m, las cuales se en el departamento de Norte de Santander.

El modelo sedimentológico fue tomado de Ecopetrol, quienes lo construyeron a partir de la descripción de 262,42 pies netos de corazones. La interpretación se realiza a escala 1:10, definiendo las características composicionales y texturales de la roca, las cuales se agruparon en once (11) facies, como se pueden ver en la tabla 1, que de acuerdo con su sucesión y asociación permitieron la identificación de los ambientes de depósito estuarino con subambientes de bahías estuarinas, canales estuarinos, y para la Formación Catatumbo y planicies mareales, con subambientes de baja, media y alta marea para la Formación Los Cuervos.

**Tabla 1**

*Facies identificadas en el pozo UIS 1.*

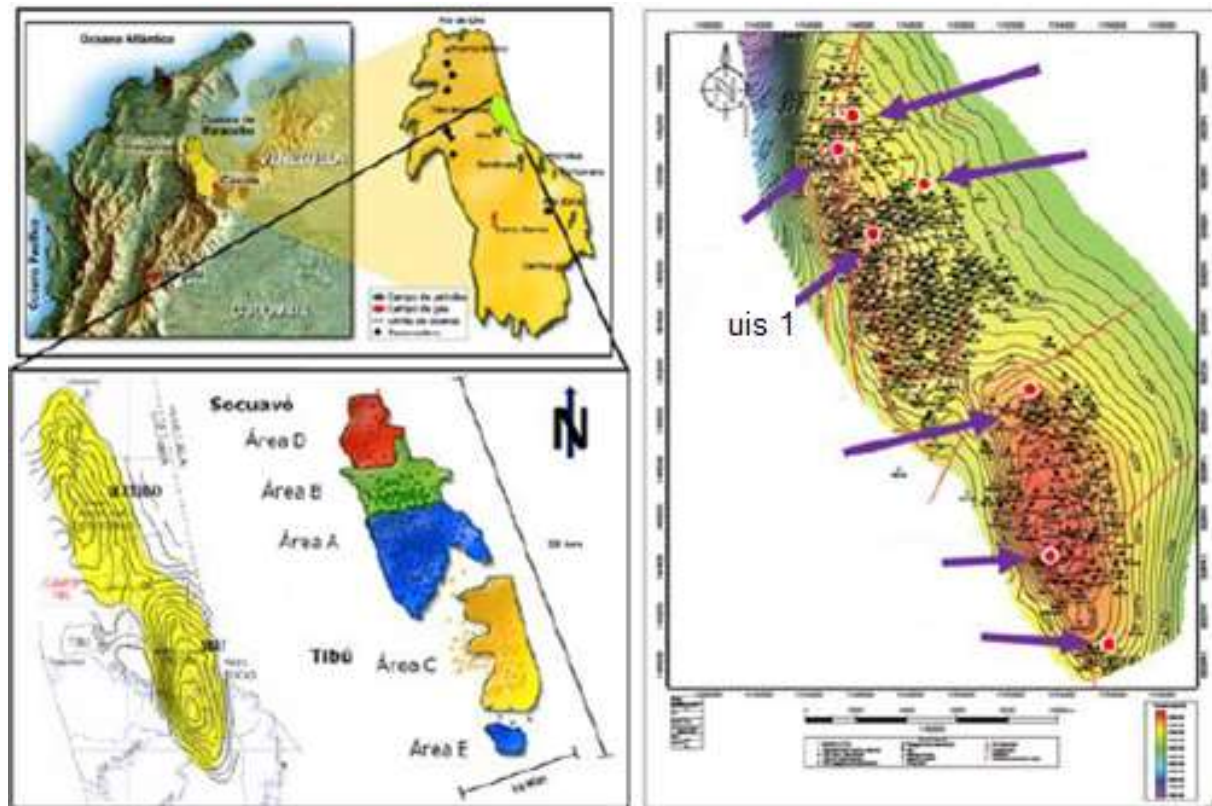
	<b>Código de facies</b>	<b>Nombre de facies</b>	<b>Nombre asignado al grupo de facies (agrupadas por sus características)</b>
1	Mbiot	Lodolitas bioturbadas	<b>Mbiot</b> , Lodolitas bioturbadas
	Mbiot-pal	Lodolitas bioturbadas-paleosuelos	
	Mbiot-pd	Lodolitas bioturbadas con deformación penecontemporánea	
	Mpal	Lodolitas paleosuelos, bioturbada	
	Mpd	Lodolitas con deformación penecontemporánea	
	Mbiot	Lodolitas arenosas con bioturbación	
	Mboit-pal	Lodolitas arenosas con bioturbación-paleosuelos	
2	Mlam	Lodolitas laminadas	<b>Mlam</b> , Lodolitas laminadas
	sMlam	Lodolitas arenosas laminadas	
	Hlam	Heterolítica con laminación	
3	Mlam-biot	Lodolitas laminadas bioturbadas	<b>Mlam-biot</b> , Lodolitas laminadas bioturbadas
	Mbiot-lam	Lodolitas bioturbadas-laminadas	
	mSbiot	Areniscas lodosas bioturbadas	
4	mSbiot-pal	Arenisca lodosa con bioturbación, paleosuelos	<b>mSbiot</b> , Areniscas lodosas bioturbadas
	Sbiot	areniscas con bioturbación	

	Código de facies	Nombre de facies	Nombre asignado al grupo de facies (agrupadas por sus características)
5	Sbiot-pd	areniscas con bioturbación y deformación penecontemporanea	<b>mSlam</b> , Areniscas lodosas laminadas
	Spal	Areniscas con paleosuelos	
	mSlam	Areniscas lodosas laminadas	
	Slam	Areniscas laminadas	
6	mSpd	Areniscas lodosas con deformación penecontemporanea	<b>mSpd</b> , Areniscas lodosas con deformacion penecontemporanea
	Sdiag	Areniscas con diagénesis	
	Spd	Areniscas con deformación penecontemporanea	
7	Sbiot-lam	Areniscas bioturbadas con laminación	<b>Sbiot-lam</b> , Areniscas con estratificacion cruzada, bioturbada
	mSbiot-lam	Areniscas lodosas bioturbadas y laminadas	
	mSlam-biot	Areniscas lodosas con laminación y bioturbación	
8	Slam-biot	Areniscas laminadas y bioturbadas	<b>Sx-biot</b> , Areniscas con estratificacion cruzada, bioturbada
	Sx-biot	Areniscas con estratificación cruzada, bioturbada	
9	Sbiot-x	Areniscas bioturbadas con estratificación cruzada	<b>Sx</b> , Areniscas con estratificacion cruzada
	Sx	Areniscas con estratificación cruzada	
10	Sxc	Areniscas con estratificación cruzada y clastos en los foresets	<b>gSimb</b> , Areniscas conglomeraticas con clastos imbricados
	gSimb	Areniscas conglomeraticas con clastos imbricados	
11	sGimb	Conglomerados arenosos con clastos imbricados	<b>sGimb</b> , Conglomerados arenosos con clastos imbricados

Nota. Adaptada de Ecopetrol, (2019). Sedimentología y Ambientes de depósito Cuenca Catatumbo

**Figura 2.**

*Localización Pozo UIS-1, Cuenca Catatumbo.*



Nota. Tomado de ECP-CDY, 2018, Localización Pozo UIS-1, Cuenca de Catatumbo.

El pozo UIS 2 perforado en el Campo Tibú, ubicado en la Cuenca Catatumbo, departamento de Norte de Santander como se observa en la figura 3. Se perforó sobre el área conocida como anticlinal Socuavó, para comprobar la presencia de hidrocarburo en las formaciones Catatumbo, Barco y Los Cuervos. Este pozo corazono la Formación Barco de edad Paleoceno medio.

El modelo sedimentológico fue tomado de Ecopetrol, quienes lo generaron a partir de la descripción de 180 pies netos de corazón. La interpretación se realiza a escala 1:10, definiendo las

características composicionales y texturales de la roca, las cuales se agruparon en trece (13) facies principales, como se observa en la tabla 2, que de acuerdo con su sucesión y asociación permitieron la identificación del ambiente de depósito de delta dominado por ríos e influenciado por mareas, dentro del cual se identifican como sub-ambientes bahía interdistributaria y su relleno, frente deltaico y frente deltaico distal y canales distributarios.

**Tabla 2.**

*Facies identificadas en el pozo UIS 2.*

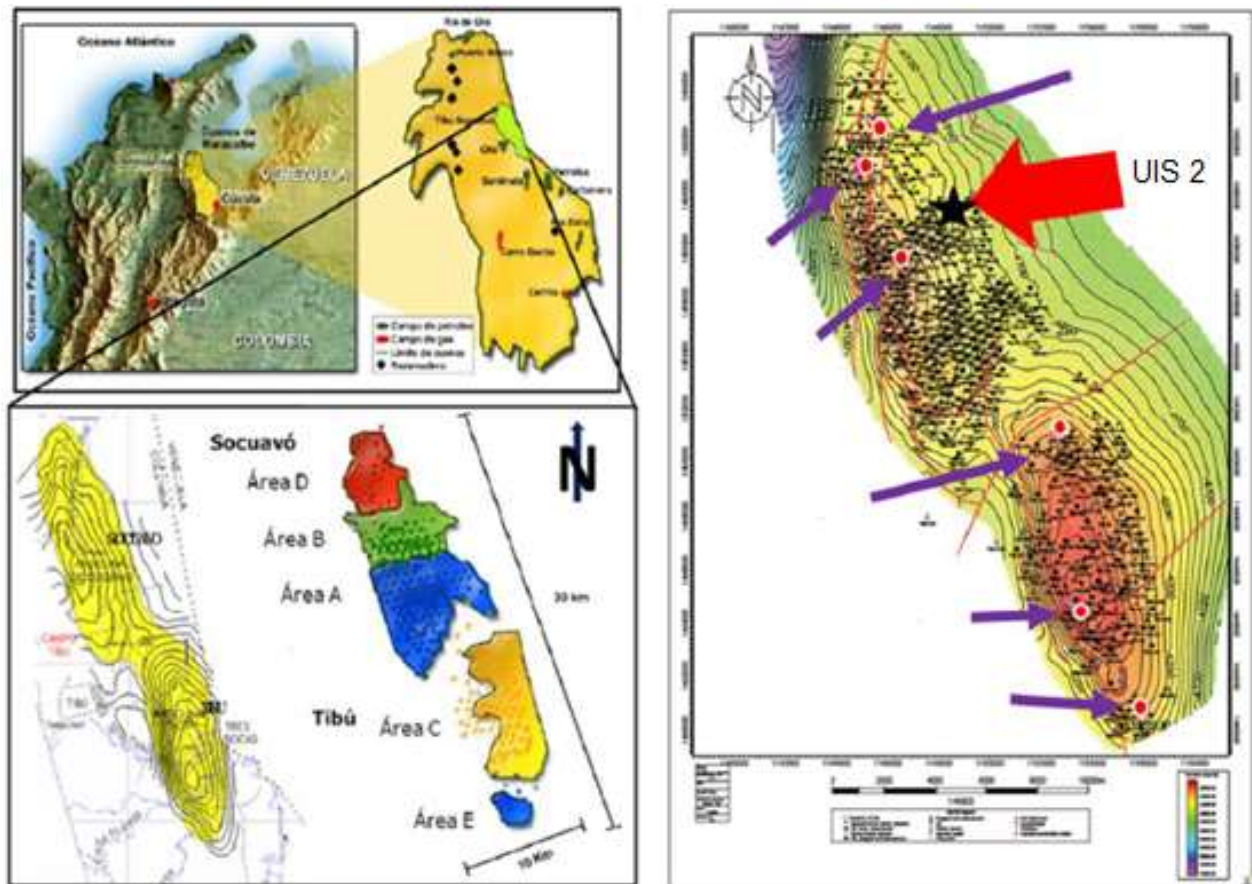
<b>Id</b>	<b>Código de facies</b>	<b>Agrupación de facies</b>	<b>Espesores (pies)</b>	<b>Nombre de facies</b>	<b>Espesor (pies)</b>	<b>Porcentaje (%)</b>
1	Mbiot	Mbiot	4,75	Lodolitas bioturbadas	5,47	3,04
		Mbiot-lam	0,72			
2	Mbiot-pal	Mlam	26,79	Lodolitas bioturbadas-paleosuelos	26,79	14,88
		Hbiot	9,3			
3	Mbiot-pd	Hbiot-lam	2,2	Lodolitas bioturbadas con deformación penecontemporanea	11,5	6,39
		Hpd	2,98			
4	Mpal	Hpd	2,98	Lodolitas paleosuelos, bioturbada	2,98	1,66
5	Mpd	Hlam	90,34	Lodolitas con deformación penecontemporanea	90,34	50,19
6	Mbiot	Sbiot	5,14	Lodolitas arenosas con bioturbación	5,14	2,86
7	Mboit-pal	Sbiot-lam	10,96	Lodolitas arenosas con bioturbación-paleosuelos	10,96	6,09
8	Mlam	Slam	10,7	Lodolitas laminadas	10,47	5,82
9	sMlam	Sbiot-x	3,14	Lodolitas arenosas laminadas	3,14	1,74
10	Hlam	Sx	10,22	Heterolitica con laminación	10,89	6,05
		Sxc	0,67			
11	Mlam-biot	gSm	2	Lodolitas laminadas bioturbadas	2	1,11
12	Mbiot-lam	gSimb	0,17	Lodolitas bioturbadas-laminadas	0,17	0,09

Id	Código de facies	Agrupación de facies	Espesores (pies)	Nombre de facies	Espesor (pies)	Porcentaje (%)
13	mSbiot	sGimb	0,15	Areniscas lodosas bioturbadas	0,15	0,08
TOTALES					180	100

Nota. Adaptada de Ecopetrol, (2019). Sedimentología y Ambientes de depósito Cuenca Catatumbo

### Figura 3.

Localización Pozo UIS-2 (Derecha), en las imágenes de la izquierda se aprecia la compartimentalización del campo en 5 áreas nombradas de la A hasta la E.



El Pozo UIS 3 es un pozo perforado en el campo Tibú ubicado en la Cuenca Catatumbo, en el área operacional D del anticlinal de Socuavó, la cuenca está limitada al norte por la Serranía

de Perijá, al oeste por el Macizo de Santander, al sureste por los Andes de Mérida y al este con la Cuenca Maracaibo como se observa en la figura 4.

El objetivo de las secciones a corazonar en este pozo se centró en la Formación Barco y está localizado en las coordenadas N: 1.462.802,31 m y E: 1.145.369,83 m en el departamento de Norte de Santander.

El modelo sedimentológico fue tomado de Ecopetrol, quienes lo generaron a partir de la descripción de 108,66 pies netos de corazón. La interpretación se realiza a escala 1:10, definiendo las características composicionales y texturales de la roca, las cuales se agruparon en trece (13) facies principales, como se observa en la tabla 3, que de acuerdo con su sucesión y asociación permitieron la identificación de los ambientes de depósito de bahía interdistributaria para la Formación Barco.

**Tabla 3.**

*Facies identificadas en el pozo UIS 3.*

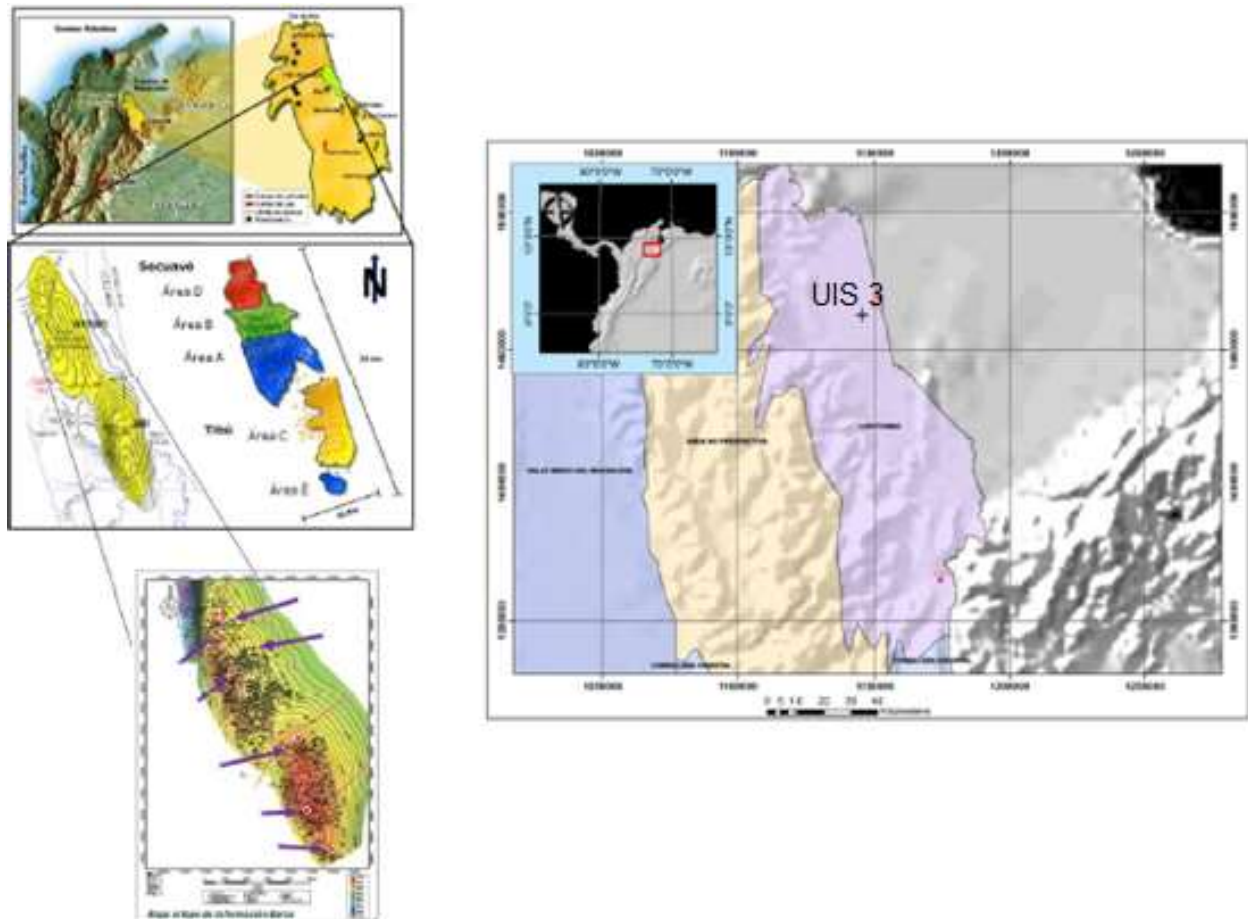
<b>Id</b>	<b>Código de facies</b>	<b>Nombre de facies</b>
1	Mbiot	Lodolitas bioturbadas
2	Mpal	Lodolitas con evidencias de paleosuelos
3	Mnod-biot	Lodolitas con nodulos y bioturbadas
4	Mpd	Lodolitas con deformacion penecontemporanea
5	Mdiag	Lodolitas con evidencias de diagénesis
6	Mlam	Lodolitas laminadas
7	Lmbiot	Lime Mudstone bioturbado
8	Hlam	Heterolítica con laminacion
9	mSbiot	Areniscas lodosas bioturbadas
10	mSpd	Areniscas lodosas con deformacion penecontemporanea
11	mSlam	Areniscas lodosas laminadas
12	gSimg	Areniscas conglomeraticas con clastos imbricados
13	mG	Conglomerado lodoso

Nota. Adaptada de Ecopetrol, (2019). Sedimentología y Ambientes de depósito Cuenca

Catatumbo

**Figura 4.**

*Localización Pozo UIS-3 (Derecha), en las imágenes de la izquierda se aprecia la compartimentalización del campo en 5 áreas nombradas de la A hasta la E.*



El pozo UIS 4, es un pozo perforado en el campo Tibú ubicado en la Cuenca Catatumbo; este pozo perfora parte de las formaciones Carbonera y Barco, de edad Eoceno tardío y Paleoceno medio respectivamente como se puede observar en la figura 5.

El modelo sedimentológico fue tomado de Ecopetrol, quienes lo generaron a partir de la descripción de un total de 272 pies netos de corazón, correspondiendo 143,7 pies a la Formación Carbonera, 119,3 pies a la Formación Barco, 2 pies de preservados y 7 pies de espuma. La

interpretación se realiza a escala 1:10, definiendo las características composicionales y texturales de la roca, las cuales se interpretaron y se agruparon en quince (15) facies principales, de las cuales doce (12) facies corresponden a la Formación Barco como se aprecia en la tabla 4 y quince (15) facies corresponden a la Formación Carbonera como se observa en la tabla 5, que de acuerdo con su sucesión y asociación permitieron la identificación de los ambientes de depósito para cada una de las formaciones descritas.

**Tabla 4.**

*Facies identificadas en el pozo UIS 4 para la Formación Barco.*

<b>Id</b>	<b>Código de facies</b>	<b>Nombre de facies</b>	<b>espesor neto (pies)</b>	<b>porcent aje (%)</b>	<b>espesor neto (pies)</b>	<b>Porcent aje(%)</b>		
1	Mbiot	Lodolitas bioturbadas	59	50	69	58		
2	Mlam	Lodolitas laminadas	5	4				
3	Hlam	Heterolitica lamianda	5	4				
4	Hlam-biot	Heterolitica lamianda bioturbada	0	0				
5	mSbiot	Arenisca lodosa bioturbada	8	7				
6	mSlam	Arenisca lodosa laminada	5	4				
7	Sbiot	Arenisca bioturbada	7	6			27	22
8	Slam	Arenisca laminada	4	3				
9	Slam-biot	Arenisca lamianda bioturbada	3	2				
10	Sx	Areniscas con estratificación cruzada	21	18	23	20		
11	Sxc	Areniscas con estratificación cruzada con clastos en los foreset	1	1				
12	Slimb	Areniscas con clastos imbricados	1	1				
<b>TOTALES</b>			<b>119</b>	<b>100</b>	<b>119</b>	<b>100</b>		

Nota. Adaptada de Ecopetrol, (2019). Sedimentología y Ambientes de depósito Cuenca Catatumbo

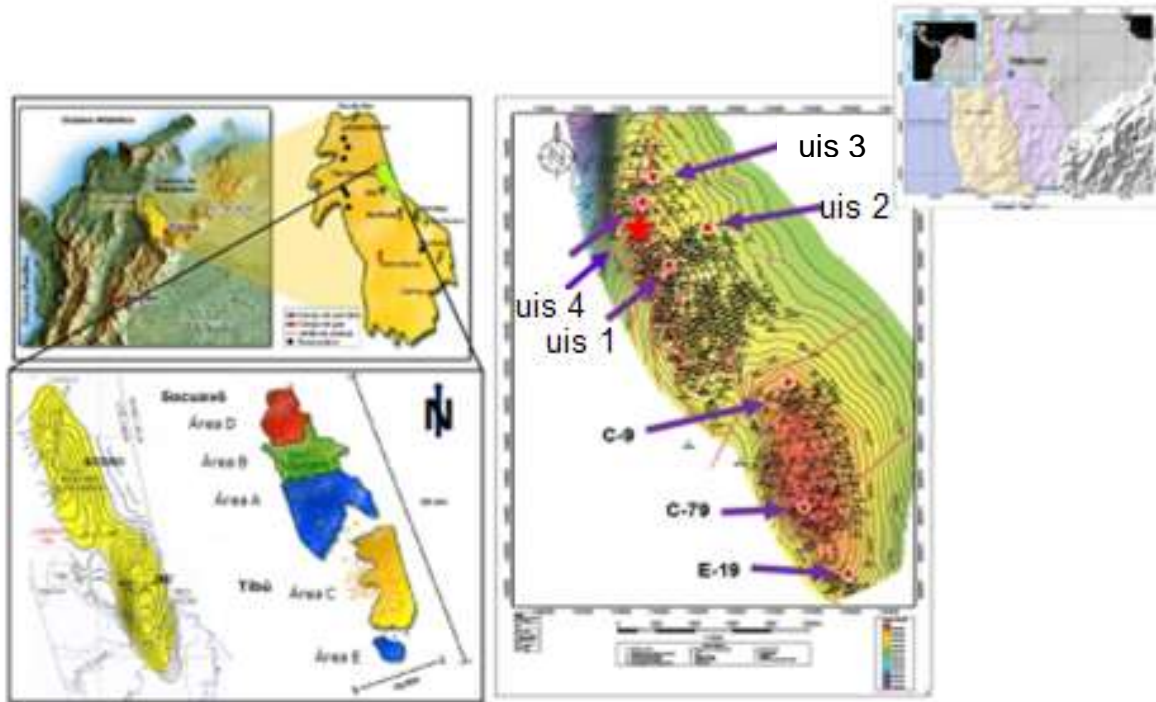
**Tabla 5.***Facies identificadas en el pozo UIS 4 para la Formación Carbonera.*

<b>Id</b>	<b>Código de facies</b>	<b>Nombre de facies</b>	<b>espesor neto (pies)</b>	<b>porcentaje (%)</b>	<b>espesor neto (pies)</b>	<b>Porcentaje (%)</b>
1	Mpal	Lodolita con evidencia de paleosuelos	49	19	130	49
2	Mbiot	Lodolita bioturbada	61	23		
3	Mlam	Lodolita laminada	7	3		
4	Hlam	Heterolítica laminada	11	4		
5	Hlam-biot	Heterolítica laminada bioturbada	2	1		
6	Spal	Arenisca con evidencia de paleosuelos	5	2	57	22
7	mSbiot	Arenisca lodosa bioturbada	10	4		
8	mSlam	Arenisca lodosa laminada	5	2		
9	Sbiot	Arenisca bioturbada	16	6		
10	Slam	Arenisca laminada	12	5		
11	Slam-biot	Arenisca laminada bioturbada	9	3		
12	Sx	Arenisca con estratificación cruzada	65	25		
13	Sxc	Arenisca con estratificación cruzada con clastos en los foreset	2	1	70	27
14	Simb	Arenisca con clastos imbricados	3	1	6	2
15	Sgimb	Conglomerado arenoso con clastos imbricados	6	2		
<b>TOTALES</b>			<b>263</b>	<b>100</b>	<b>263</b>	<b>100</b>

Nota. adaptada de Ecopetrol, (2019) Sedimentología y Ambientes de depósito Cuenca Catatumbo

**Figura 5.**

*Localización geográfica del Pozo UIS-4.*



Nota. Tomado de formato de prognosis Pozo UIS-4

### 3.2. Marco Geológico General

La Cuenca Catatumbo en Colombia forma la extensión más suroccidental de la Cuenca Maracaibo, una de las provincias petrolíferas más prolíficas del mundo. Esta cuenca se localiza sobre el bloque tectónico de Maracaibo, el cual se encuentra limitado por fallas de rumbo, entre las que se encuentran la falla Bucaramanga – Santa Marta; falla de Oca y falla de Boconó, como se puede observar en la Figura 6.

Para el Jurásico Tardío, se formaron rift y grabens orientados paralelamente a los actuales Andes de Mérida y a la Sierra de Perijá, los cuales fueron rellenos con capas rojas fluviales, lacustres y volcánicas; y más tarde por depósitos aluviales y de tipo trenzado.

A inicios del Cretácico, en el Berriasiano, el mar avanza desde el occidente y luego de desplaza hacia el norte y noreste, afectando principalmente a las subcuencas el Cocuy y Cundinamarca; y ya para el Hauteriviano se comenzó a inundar el Macizo de Santander.

Más tarde, en el Barremiano, el dominio marino se extendió hasta el sur de la Cuenca Cesar y hasta el norte de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena (VSM).

Pero fue en el Aptiano cuando comenzó el registro del avance marino al sur del VSM y ocurrió una transgresión que establece condiciones marinas en la Sierra Nevada del Cocuy, VSM y comunicación marina con Venezuela.

Ya para el Albiano, a los 108 Ma, se depositaron las rocas silíceas, rocas con alto contenido de materia orgánica y fosfato; y al final de este periodo se alcanza la máxima superficie de inundación al igual que en el Turoniano y Coniaciano a los 92 Ma y 88 Ma, respectivamente. Más tarde, en el final del Mesozoico e inicios del Cenozoico ocurrieron varios levantamientos y a su vez se registraron eventos erosivos.

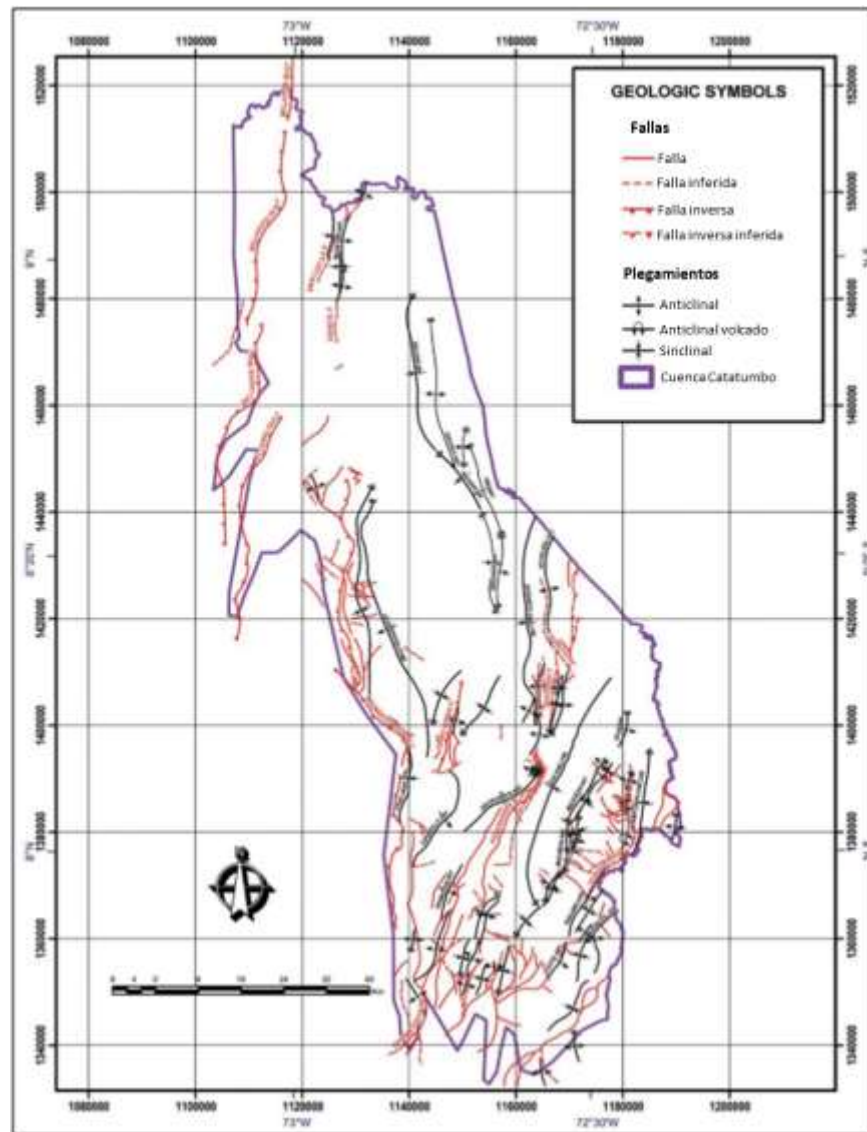
Siendo para el Paleoceno principalmente, depósitos transicionales a continentales; durante este periodo, a 58.5 Ma se registra la distinción entre las lutitas pertenecientes a la Formación Catatumbo y las areniscas contenidas en la Formación Barco.

Para el Paleoceno Tardío hubo una gran subsidencia acumulando espesos mantos de carbón y terminando este periodo ocurre una incursión marina depositando los futuros sellos de un sistema petrolífero, la Formación Los Cuervos.

Más tarde, durante el Eoceno, se pueden distinguir acumulaciones netamente continentales con la Formación Mirador; a mediados de este periodo debido a la compresión y transpresión entre las placas Caribe y suramericana causó el levantamiento inicial de la Sierra de Perijá y el desarrollo de la Cuenca Maracaibo como una cuenca de antepaís. El final del Eoceno ocurre una transgresión, evidenciada en el contacto de la Formación Mirador y la Formación Carbonera. Siendo así, para el Oligoceno ocurrieron numerosas deformaciones y en el Mioceno hubo cambios en el ángulo de subducción de la placa Caribe, el cual cesó el magmatismo y facilitó la intensa deformación de la Cordillera Oriental

Figura 6.

*Mapa estructural de la Cuenca Catatumbo*



Nota. Tomado de Lozano E, Nadezhda Z (2014)

### 3.3. Evolución Tectónica

La evolución tectónica de la Cuenca Catatumbo está estrechamente ligada a la evolución de la Cuenca Maracaibo y de la región Norte de América del Sur (Rangel and Hernández, 2007).

Adicionalmente, (Alfonso and Mondragón, 2000), describen cuatro etapas principales en el desarrollo de dicha cuenca, una primera etapa de extensión de tipo rift, seguido de una etapa de margen pasivo, luego entra en una transición hacia cuenca de antepaís y finalmente una cuenca de antepaís propiamente dicha, como podemos ver en la tabla 6.

**Tabla 6.**

*Cuadro resumen de eventos tectónicos, edades y formaciones asociadas.*

<b>Evento tectónico</b>	<b>Tiempo</b>	<b>Registro sedimentario asociado</b>
DESARROLLO CUENCA ANTEPAIS	Plioceno – Eoceno Tardío	Formación Carbonera Formación León Formación Guayabo
	Eoceno	Formación Mirador
ESTADÍO DE TRANSICIÓN (CUENCA ANTEPAIS)	Paleoceno – Campaniano Tardío	Formación Catatumbo
		Formación Barco
		Formación Los Cuervos
		Formación Colon Formación Mito Juan Formación Capacho Formación La Luna
ESTADÍO DE MARGEN PASIVA	Campaniano Temprano - Aptiano	Grupo Uribante
		Representada en zonas aledañas por la Formación Río Negro
ESTADÍO DE TECTÓNICA EXTENSIONAL	Cretáceo Temprano – Jurásico Triásico	Representada en las zonas aledañas a la Cuenca Catatumbo por las Formaciones Girón, La Quinta y equivalentes.

El basamento cratónico de esta zona, el cual se observa extensamente en las cordilleras andinas alrededor de la cuenca está constituido por rocas ígneas y metamórficas de edades que van

desde el Precámbrico hasta el Paleozoico. Autores como Pindell et al., (1998) muestran que este basamento fue resultado de la ruptura de Pangea y la separación de América del Norte y América del Sur en una etapa de extensión ocurrida entre el Triásico y el Jurásico. La fase extensional termina con un complejo mosaico de cuencas extensionales (rifts) con vulcanismo y controladas por fallas normales. Seguido de la extensión en el Jurásico, inicia una fase de subsidencia térmica, la cual convirtió el margen occidental de América del Sur en una plataforma con poca profundidad, que posteriormente fue cubierta por sucesivos avances marinos durante el período Cretáceo (Macellari, 1988). Al final del Cretáceo, la colisión entre la Placa del Pacífico y la Placa Sudamericana, transforma este margen pasivo en un cinturón orogénico activo que da lugar a un sistema deposicional de antepaís (Pindell et al., 1998).

Las secuencias depositadas en estos eventos se observan expuestas a lo largo de los Andes, con tendencia de deposición NE/SW, la cual coincide con la distribución de los depocentros del Jurásico, que se encuentran preservados en las cuencas subandinas. La colisión de la Placa Pacífica y la Placa de Suramérica a finales del Cretáceo marca una nueva etapa en la evolución tectónica de esta zona.

En el cual se transforma el anterior margen pasivo en un activo cordón orogénico, donde se genera una distribución de un sistema antepaís (foreland) y su respectivo piedemonte (foredeep), donde éste, se encuentra asociado al Oeste del área de Perijá y su correspondiente alto periférico (peripheral forebulge) en el área de Barinas (Pindell et al., 1998). El margen pasivo fue cerrado a finales del Cretáceo y comienzos del Paleoceno, el cual fue progresivo en dirección oeste-este, permitiendo la depositación en un ambiente marino anóxico, de las formaciones Capacho y La Luna.

Éstas son principalmente rocas con potencial para generar hidrocarburos en la cuenca. Esta fase es dominada por secuencias progradacionales como Colon – Mito Juan. En la etapa de antepaís fueron depositadas rocas de origen deltaico y marino somero que generaron las formaciones Barco y Los Cuervos.

La colisión de la Placa Caribe y del Arco de Panamá en el margen pasivo del norte de América del Sur generó varios eventos tectónicos de escala regional.

Dentro de estos se conocen: la reactivación de antiguas estructuras durante la colisión y deformación transcurrente del Cenozoico, el levantamiento de las cordilleras Andinas, el levantamiento de la Serranía de Perijá, el Macizo de Santander y los Andes de Mérida. Además de esto, ocurrió la separación de la Cuenca Maracaibo - Catatumbo de la Cuenca de Barinas- Apure. Las rocas sedimentarias depositadas durante la fase de antepaís fueron dominadas por subsidencia flexural y por un conjunto de ciclos transgresivos y regresivos.

Según Parnaud et al., (1995), durante el Paleoceno Tardío y Eoceno Temprano, los dominios sedimentarios están bien diferenciados, hacia el sector suroeste del Lago Maracaibo persiste la sedimentación continental, la cual incluye la Formación Mirador.

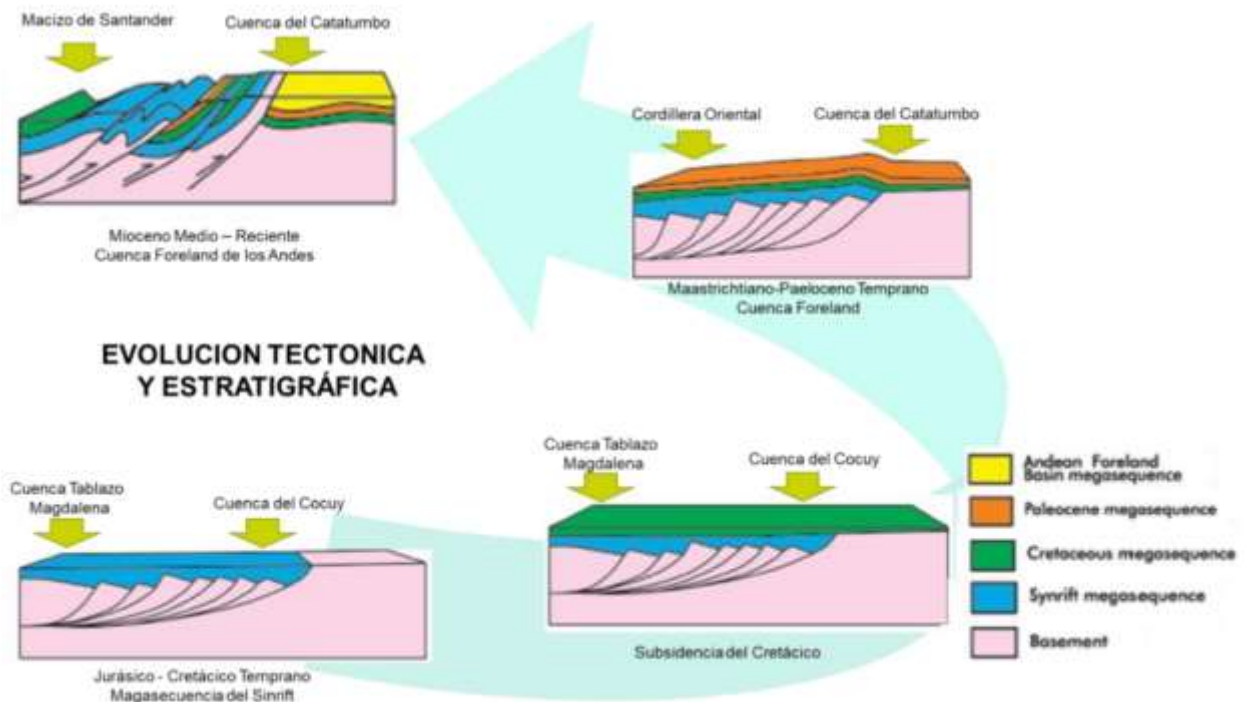
Por otro lado, se observa un dominio de plataforma interna a zona de costa en la parte central de la Cuenca Maracaibo, que se observa en las areniscas y arcillolitas de la Formación Misoa. Finalmente se identificó un dominio de sedimentación al norte, representado por lutitas marinas, profundas y turbiditas de la Formación Trujillo.

Durante esta etapa ocurrió un evento mayor, el cual fue caracterizado por el desarrollo de varios episodios deposicionales, que incluyen depósitos marinos de poca profundidad, fluviales y lacustres, producto de las altas tasas de erosión y sedimentación de las jóvenes cadenas montañosas Andinas. Dichos sedimentos fueron los que formaron las rocas sedimentarias más jóvenes de la

cuenca Maracaibo - Catatumbo. Que incluyen los depósitos fluviales y deltaicos de la Formación Carbonera, hacia el sur y oeste, y los sedimentos de la Formación León, los cuales son producto de una inundación marina durante el Oligoceno - Mioceno Temprano, como se observa en las secuencias de la Figura 7.

**Figura 7.**

*Esquema de evolución tectónica de la Cuenca Catatumbo .*



Nota. Tomado de Lozano, E, Nadezhda Z (2014)

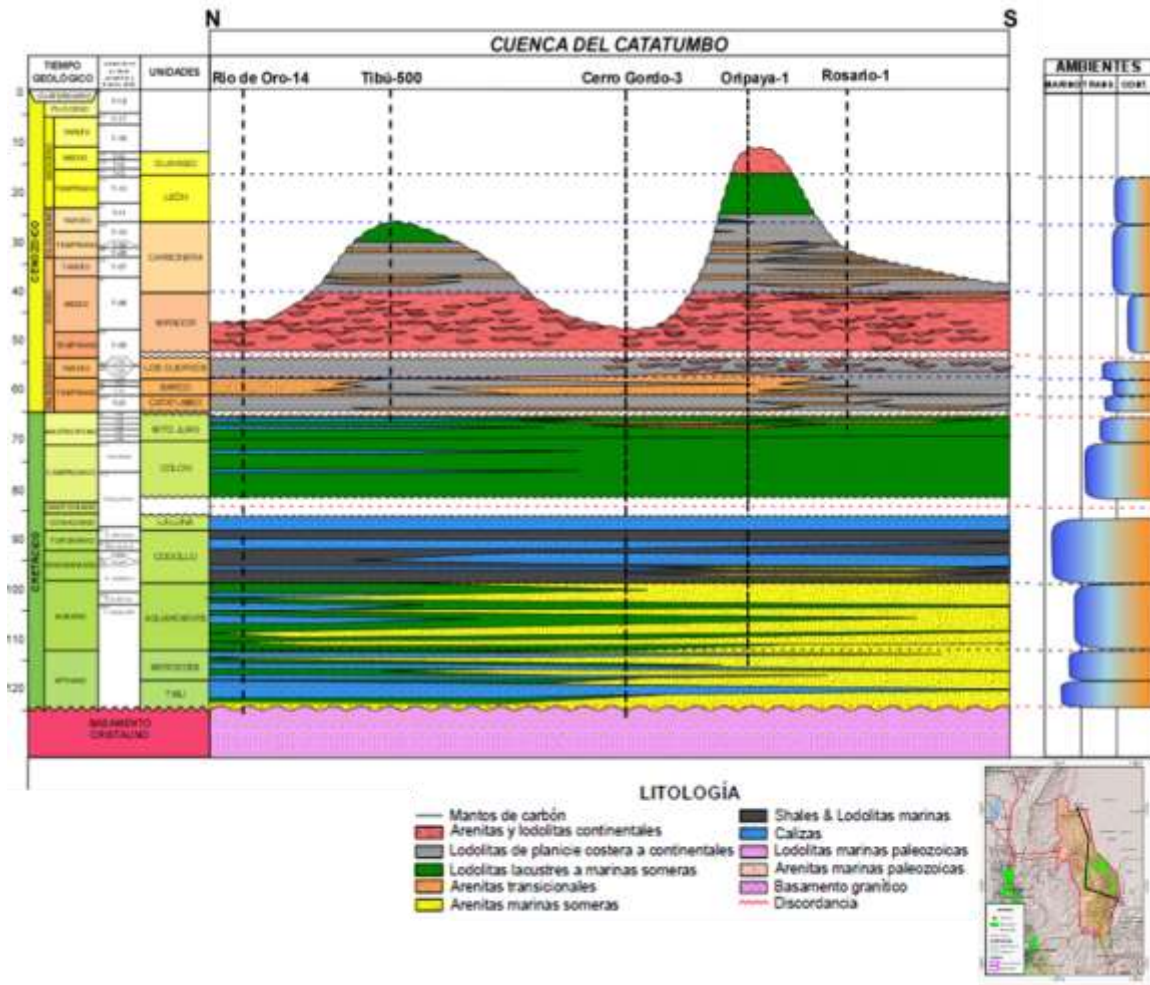
### 3.4. Estratigrafía

Según Yurewicz et al., (1998), las rocas más antiguas, no afectadas por metamorfismo en la Cuenca Catatumbo son Triásicas – Jurásicas, las cuales se encuentran representadas por la

Formación Girón. La secuencia del Cretácico esta principalmente representada por rocas de origen fluvial a marino profundo, compuestas por areniscas, arcillolitas, lutitas y calizas, que fueron sedimentados en una plataforma amplia y estable, en un ambiente tectónico de cuenca marginal. La secuencia cretácica inicia su depositación en el Aptiano con detritos de origen continental, marcando el hundimiento de la cuenca. Lo que posteriormente permitió la acumulación de secuencias marinas, que alcanzaron el mayor cubrimiento durante el Turoniano – Coniaciano, las cuales quedaron representadas por las Formaciones Capacho y La Luna (Ver figura 8).

Figura 8.

Columna generalizada de la Cuenca Catatumbo.



Nota. Tomado de Grupo Piedemonte (2016).

Durante el Cenozoico las condiciones de deposición se hacen más continentales. El registro estratigráfico se encuentra representado por arcillas, areniscas y horizontes de carbón, depositados en sistemas fluviales de ríos trenzados, deltas y planicies costeras. Lo cual corresponde al desarrollo de una cuenca antepaís (foreland) relacionada al levantamiento y erosión de la Cordillera Oriental. Dentro de las areniscas depositadas en este intervalo sedimentario se

encuentran yacimientos de hidrocarburos, sin embargo, la producción de la secuencia Cenozoica es de almacenadores fluviales o deltaicos principalmente de las formaciones Barco y Mirador. Algunas lutitas interstratificadas y carbones, particularmente de las formaciones Barco y Catatumbo contienen buenos porcentajes de materia orgánica, pero no alcanzaron la suficiente madurez para generar aceite y gas.

A continuación, se presenta una breve descripción de las formaciones presentes en los cuatro (4) pozos con los cuales se realizó el estudio para la generación de las curvas tipo.

**Formación Catatumbo (Paleoceno temprano):** compuesta por lutitas y lodolitas carbonosas con nódulos de hierro y areniscas de grano fino depositados en ambiente de planicie costera aluvial. Esta unidad tiene un espesor de 300 pies en dirección noreste y cerca de 900 pies en dirección suroeste (Bouman y Gibson, 1964). El contacto con la suprayacente Formación Barco es concordante y gradacional.

**Formación Barco (Paleoceno):** compuesta por areniscas de tamaño de grano grueso a fino, intercalados con arcillas color gris, depositadas en planicies costeras. Al tope se presentan algunos horizontes delgados de carbón. El espesor de esta unidad varía a escala regional de 500 pies en dirección noreste, y 700 pies en dirección suroeste (Bouman y Gibson, 1964). El contacto suprayacente con la Formación Los Cuervos es gradacional (Getty, 1982 y Bioestratigrafía, 1998).

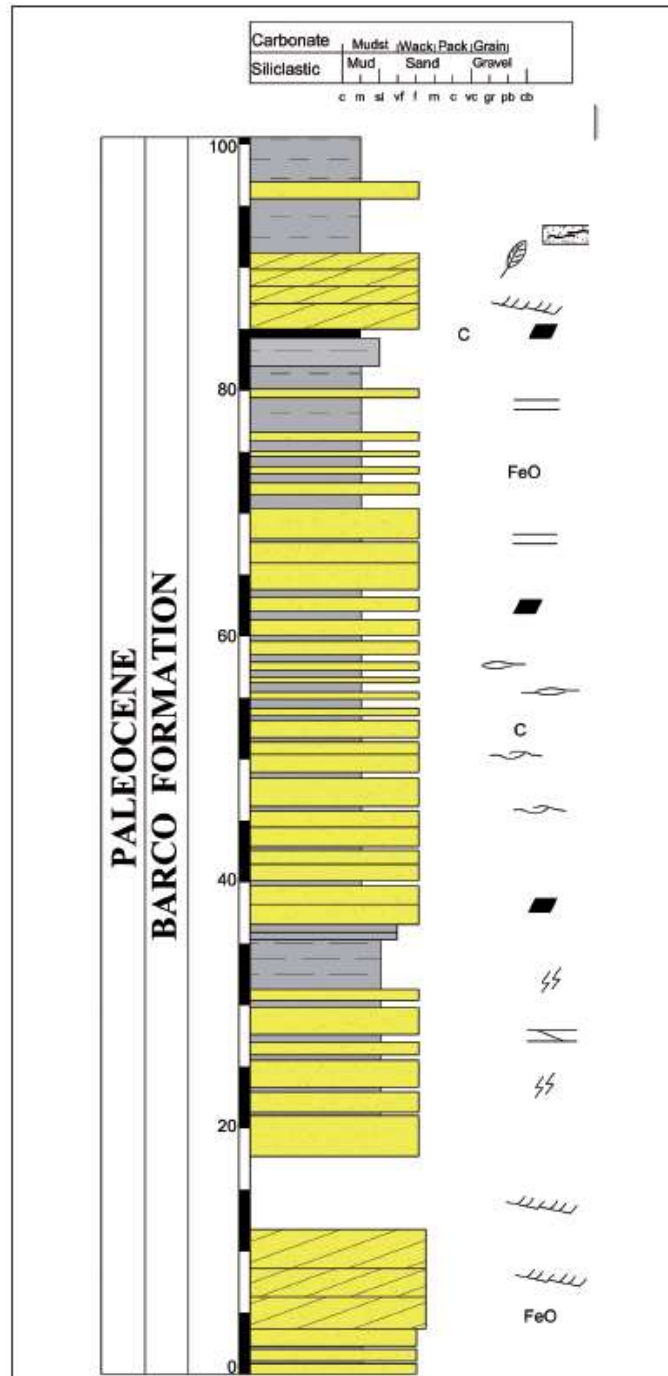
La Formación Barco pertenece al Terciario y se encuentra en un escarpe de areniscas ubicado en el flanco este del Anticlinal de Petrólea, municipio de Cúcuta. Según Van der Hammen., (1958), esta formación se encuentra compuesta por areniscas, lutitas e intercalaciones de arcillas.

Se presentan algunas capas de areniscas con espesores que varían entre los 0,3 a 20 m. de color gris en diferente tonalidad, con contenido arcilloso, de grano muy fino a medio y bien calibradas; con contenido de láminas calcáreas y de lutitas.

Según De Porta., (1974), la Formación Barco esta apoyada directamente sobre la Formación Catatumbo; el límite está marcado entre las lutitas arenosas oscuras de la Formación Catatumbo y las areniscas con colores claros pertenecientes a la Formación Barco, en un contacto aparentemente concordante. El límite superior de esta formación esta definido por unas areniscas que se encuentran en la parte inferior de la sucesión carbonosa de la suprayacente Formación Los Cuervos; este contacto es aparentemente normal, como puede observarse en la Figura 9.

Figura 9.

Columna estratigráfica Formación Barco, campo Tibú.



Tomado de Petroleum geology of Colombia, Cediel, f. ANH-Catatumbo Basin.

**Formación Los Cuervos (Paleoceno tardío):** compuesta por lodolitas gris verdosas a negras con abundantes restos de plantas, capas delgadas de arenosas y capas de carbón, depositados en un ambiente de planicie costera. El espesor de la formación varía regionalmente entre 600 pies en dirección este de la cuenca a 1100 pies en dirección oeste (Bouman y Gibson, 1964). El contacto con la Formación Mirador es concordante.

Según Gonzales et al., (2015) la Formación Los Cuervos pertenece al Terciario, y aflora en el sector oeste de la Plancha 67– Tibú, presenta relieves ondulados de bajas pendientes, y hacia el sur se caracteriza por formar colinas alargadas, siguiendo la orientación estructural con rumbo norte-sur.

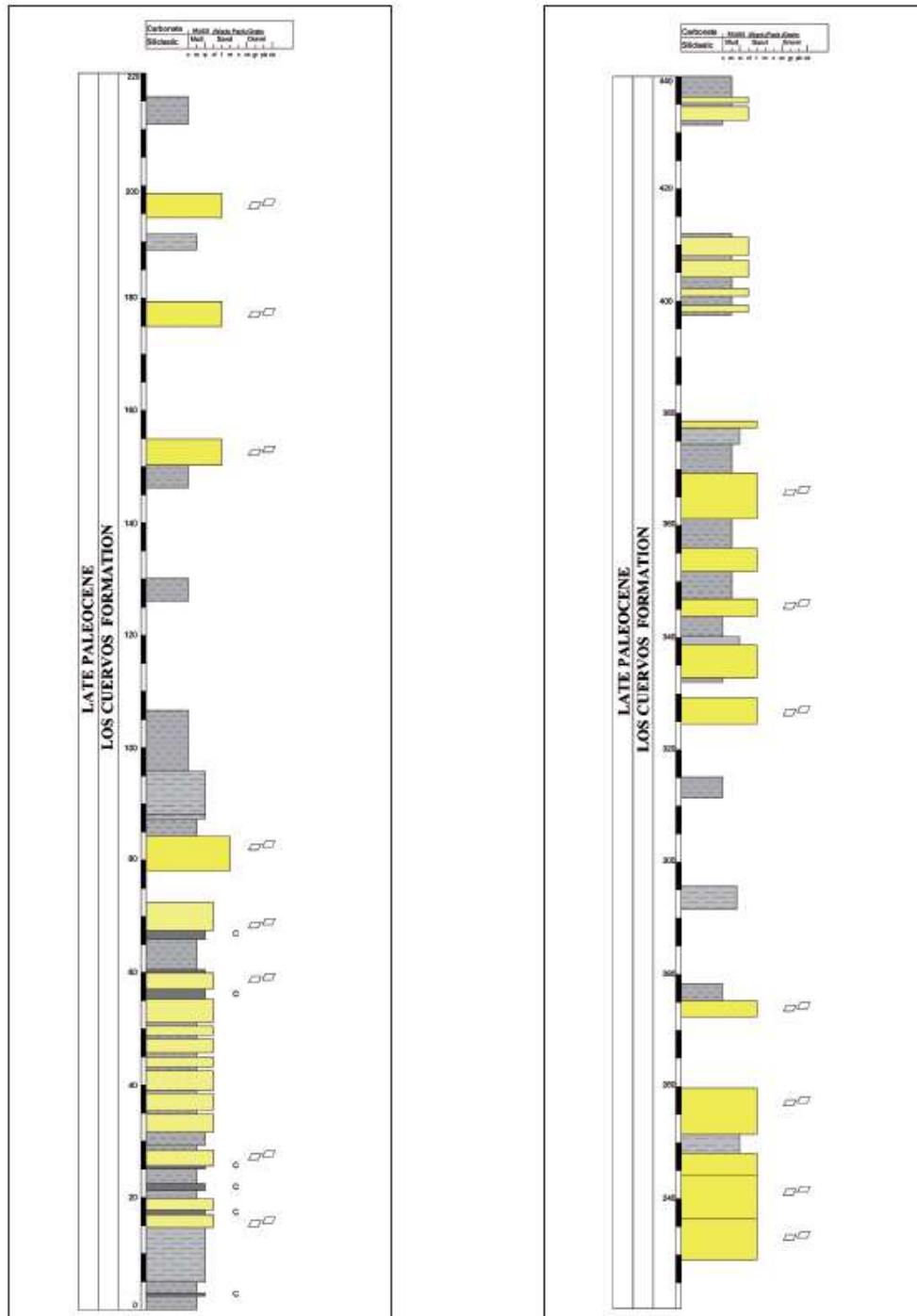
Está constituida por interestratificaciones de lodolitas, areniscas de grano fino y capas de carbón como se observa en la Figura 10. Los principales afloramientos se encuentran en la vía Tibú–Versalles; las rocas están moderadamente meteorizadas y se observan alternancias de paquetes competentes con otros menos competentes.

Las areniscas están presentes en capas que van desde delgadas hasta gruesas y poseen un tamaño de grano fino a medio; contienen cuarzo, feldespatos, líticos oxidados y micas.

Según Notestein et al., (1944) y De Porta., (1974), postulan un contacto superior local no conforme en Río de Oro, pero el informe de INGRAIN-ANH., (2012) indica que según los estudios realizados por Getty y Robertson Research, la Formación Los Cuervos infrayace de forma concordante a la Formación Mirador.

Figura 10.

Columna estratigráfica Formación Los Cuervos, campo Tibú.



Nota. Tomado de Petroleum geology of Colombia, Cediel, f. ANH-Catatumbo Basin.

**Formación Mirador (Eoceno):** compuesta por areniscas cuarzosas grises de tamaño de grano fino a medio, ocasionalmente conglomeráticas esta formación se encuentra dividida en dos bloques arenosos separados por una capa de arcillas, la secuencia de arenas superior no se desarrolla en toda la cuenca. El espesor de la formación varía regionalmente de 2000 pies en dirección norte de la cuenca a 500 pies en dirección sur (Bouman y Gibson, 1964). El contacto suprayacente con la Formación Carbonera es concordante (Robertson Research, 1985).

**Formación Carbonera (Eoceno tardío a Mioceno temprano):** compuesta por una intercalación de arcillas y lutitas de colores grises, con limolitas, ocasionales capas de areniscas de tamaño grano fino y en una menor proporción capas de carbón. El contacto con la Formación León es concordante y gradacional. El espesor de esa formación varía entre 1300 y 1800 pies (Notesteiny et al., 1994)

**Formación León (Mioceno temprano a Mioceno medio):** está representada por lutitas grises y delgadas capas de limolitas grises, gris claras y cafés con ocasionales lentes arenosos de grano fino depositadas en un ambiente costero. El contacto con la Formación Guayabo (es formación o grupo) es concordante. La Formación León tiene un espesor regional entre 1200 pies a 1400 pies en dirección oriente.

**El grupo Guayabo (Mioceno medio- Plioceno temprano):** compuesto por areniscas de grano grueso a fino amarillentas, areniscas conglomeráticas y lodos varicoloreados. El espesor de esta unidad es 4700 pies en Campo Rosario y unos 8500 pies en zonas aledañas a Cúcuta (Ingrain, 2012). El contacto con la Formación Necesidad es discordante.

**Formación la Luna:** Esta Formación pertenece al Cretácico Superior y su constitución se basa en calizas de color gris oscuro con intercalaciones de lutitas; hacia la parte inferior de la formación se presentan calizas de tipo mudstone, las cuales presentan un color gris oscuro; y

ocasionalmente se encuentran como lentes o concreciones, presenta intercalaciones de arcillas calcáreas de color gris oscuro, con laminación en capas y una estratificación plano-paralela a ondulada y con un alto contenido de materia orgánica, como se observa en la Figura 11.

La parte inferior de la Formación La Luna esta correlacionada por una transición lateral directa con la Formación Capacho en la región de los Andes de Mérida, y con la Formación Escandalosa, en la Cuenca de Barinas. Esta unidad se correlaciona con parte de la Formación Villeta (Notestein Et Al., 1944)

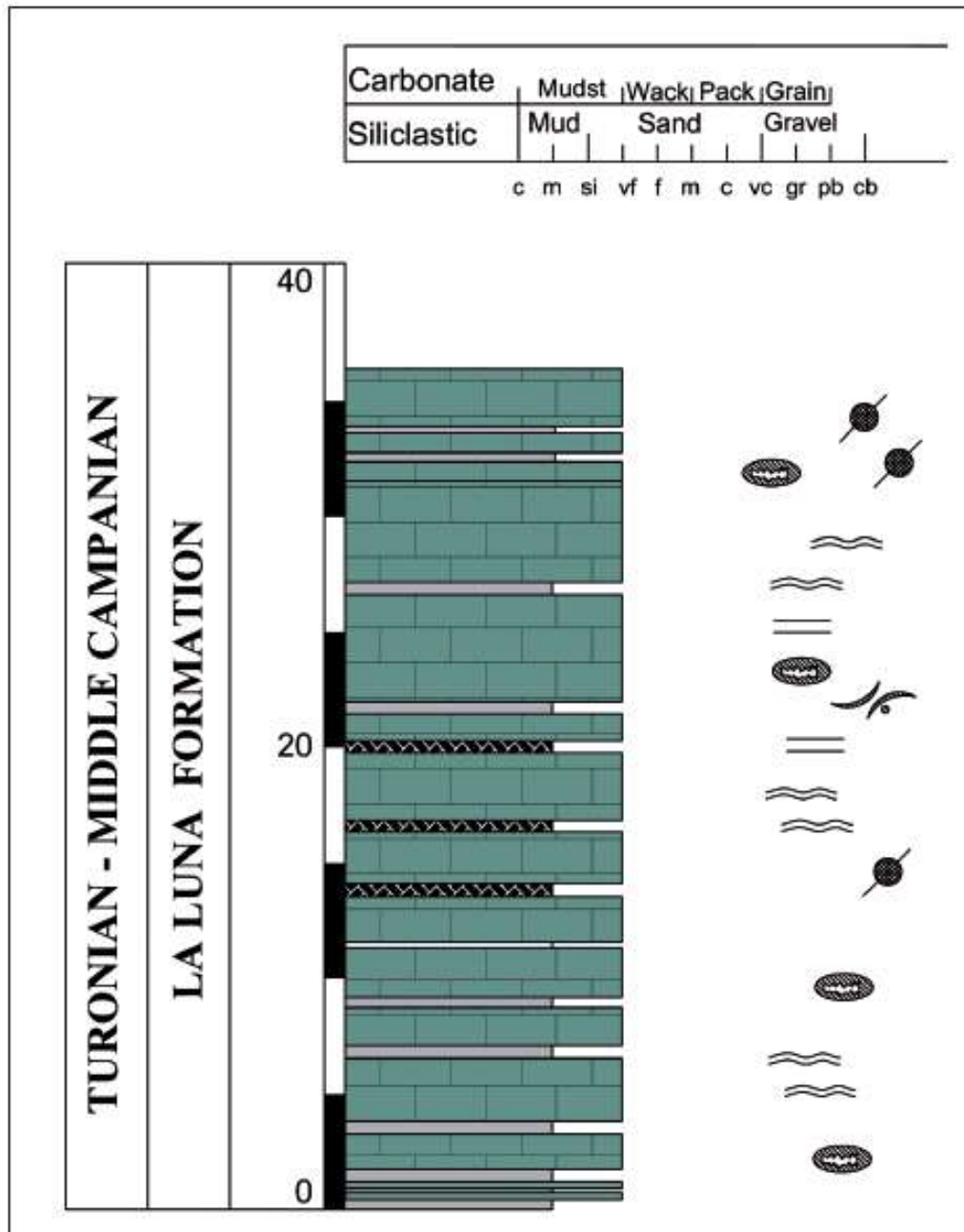
Una de las características más importantes de la Formación La Luna es que es bituminosa y rica en restos orgánicos; según Hedberg, (1931), presentaba motivos para ser considerada como una importante fuente de petróleo. Su producción es obtenida de pozos someros donde la formación se encuentra fracturada.

Las razones por la cual la Formación La Luna tiene un gran potencial son las siguientes:

1. Alto contenido promedio de materia orgánica
2. Madurez termal de la formación en toda la cuenca
3. La fragilidad de la roca es adecuada para realizar pruebas de permeabilidad por medio de fracturamiento hidráulico

Figura 11.

Columna estratigráfica Formación La Luna, campo Tibú.



Nota. Tomado de Petroleum geology of Colombia, Cediell, f. ANH-Catatumbo Basin.

### 3.5. Geología del petróleo en la Cuenca Catatumbo

#### **Evidencia de Hidrocarburos**

La Cuenca Catatumbo tiene una producción acumulada que cuenta con más de 450 MBP y 500 GPCG; esta cuenca es pionera en la exploración petrolera de Colombia. El inicio de las actividades exploratorias en esta cuenca se dieron con la firma de la concesión Barco en el año 1920 y comparte con el Valle Medio del Magdalena las primeras producciones comerciales de petróleo en el país. (ANH, 2010).

#### **Roca Generadora**

Se encuentran en las rocas pelíticas del Cretácico, de las formaciones La Luna, Capacho, Tibú y Mercedes, las cuales están distribuidas ampliamente por la cuenca, y se extienden regionalmente hacia la Cuenca Maracaibo y son consideradas como las fuentes más ricas en hidrocarburos a nivel mundial. La Formación La Luna es la principal unidad generadora de esta cuenca y su espesor es aproximadamente de 2 pies. Sus rangos de TOC están entre 1,5% a 9,6%, con un promedio de 3,8%. (ANH, 2010).

#### **Migración**

Se ha generado informe de tres sistemas de migración presentes en la Cuenca Catatumbo, los cuales permitieron la acumulación de hidrocarburos en las trampas que se formaron durante el intervalo Mioceno tardío-Plioceno. El carácter litológico que tienen las areniscas de grano muy fino de la secuencia cretácica y la homogeneidad presente en las calizas han favorecido la ocurrencia de entrampamientos en el sitio, o con rutas de migración muy cortas. La migración lateral, a lo largo de cuerpos de arenitas, y la migración vertical, a lo largo de las superficies de falla, son las rutas más efectivas en la cuenca. (ANH, 2010).

**Roca Yacimiento**

Las principales rocas almacenadoras de la Cuenca Catatumbo son calizas y areniscas pertenecientes al Cretácico (Grupo Uribante y Formación Capacho), y areniscas deltaicas cenozoicas (formaciones Barco, Mirador y Carbonera). Adicionalmente, las rocas fracturadas del basamento pueden constituir potenciales objetivos exploratorios. (ANH, 2010).

**Roca Sello**

Las rocas lutíticas marinas cretácicas y las arcillas plásticas continentales del Cenozoico representan las unidades sello en la cuenca. (ANH, 2010).

**Trampas**

Las trampas mas importantes corresponden a las estructuras asociadas a fallas normales con inversión parcial, estructuras asociadas a sub-cabalgamientos, anticlinales producidos por transurrencia y estructuras asociadas a sistemas de inversión. La producción de petróleo de las rocas cretácicas se asocia a la porosidad secundaria desarrollada por fracturamiento de las rocas. (ANH, 2010).

## 4. Marco de Referencia

### 4.1 Antecedentes históricos relacionados al uso de tomografía computarizada de rayos x en la industria.

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

El uso completo de tomografía en la ingeniería petrolera requiere el procesamiento remoto de la imagen digital para calcular las propiedades petrofísicas y saturaciones de fluido a partir de los datos de atenuación básicos. Para mediciones de tomografía en areniscas, es más conveniente calibrar y aplicar correcciones de endurecimiento de rayo con un  $\text{SiO}_2$  estándar, como el cuarzo fundido (densidad aparente =  $2.20 \text{ g / cm}^3$ ). Un procedimiento similar con apropiados estándares y correcciones de endurecimiento de rayo se utilizan para calibrar la escala de densidad cuando se escanean núcleos de carbonato o dolomita. Los escaneos pueden realizarse en núcleos congelados dentro de las cajas de núcleo o dentro del cloruro de polivinilo (PVC), barriles de fibra de vidrio o mangas de aluminio. Cuando todo el material del núcleo es pre-escaneado, el núcleo puede ser correlacionado con los registros de pozos y luego con un programa de taponamiento previsto para evitar perturbaciones, por lo tanto, se va a concentrar en las regiones de interés. (Wellington & Vinegar, 1985)

Wellington y Vinegar, en 1987, propusieron que una imagen iba a ser proporcional a la densidad y la otra iba a ser proporcional al número atómico, las imágenes serán tomadas en alto y

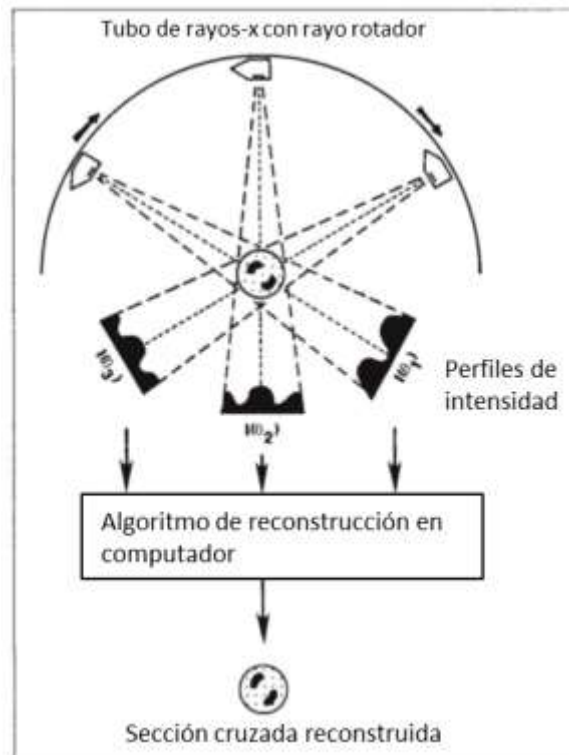
bajo voltaje (densidad mayor a 100kV y número atómico menor a 100kV). Los cortes generados por la tomografía nos van a mostrar las variaciones en densidad y número atómico.

A pesar de que el uso de escaneos a dos energías ha sido usado especialmente para los estudios de visualización de fluidos también ha sido de gran ayuda para la caracterización petrofísica de núcleos. (Wellington, S. L., & Vinegar, H. J. 1987).

Si se compara, los escaneos de la tomografía computarizada van a generar unos cortes (slices) a través del objeto, esto lo hace girando el tubo que produce los rayos X alrededor del objeto y obteniendo proyecciones en diferentes ángulos como se puede apreciar en la figura 12.

**Figura 12.**

*Proyecciones en diferentes ángulos*

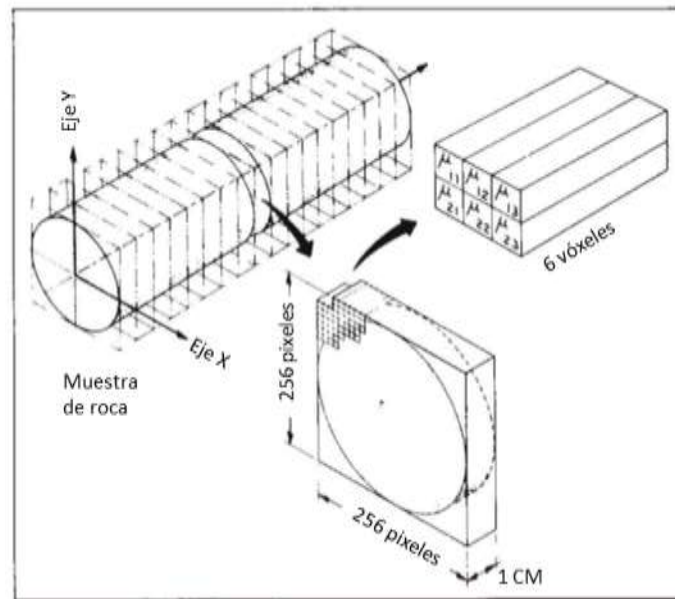


Nota. Wellington, S. L., & Vinegar, H. J. (1987).

Las imágenes en 3D tomadas gracias a la tomografía computarizada pueden ser reconstruidas desde las secuencias de cortes transversales tomadas de muestras que fueron pasadas por el escáner como se observa en la figura 13.

### Figura 13.

*Generación de cortes realizados por el tomógrafo y su distribución de pixeles.*



Nota. Tomado de: Wellington, S. L., & Vinegar, H. J. (1987).

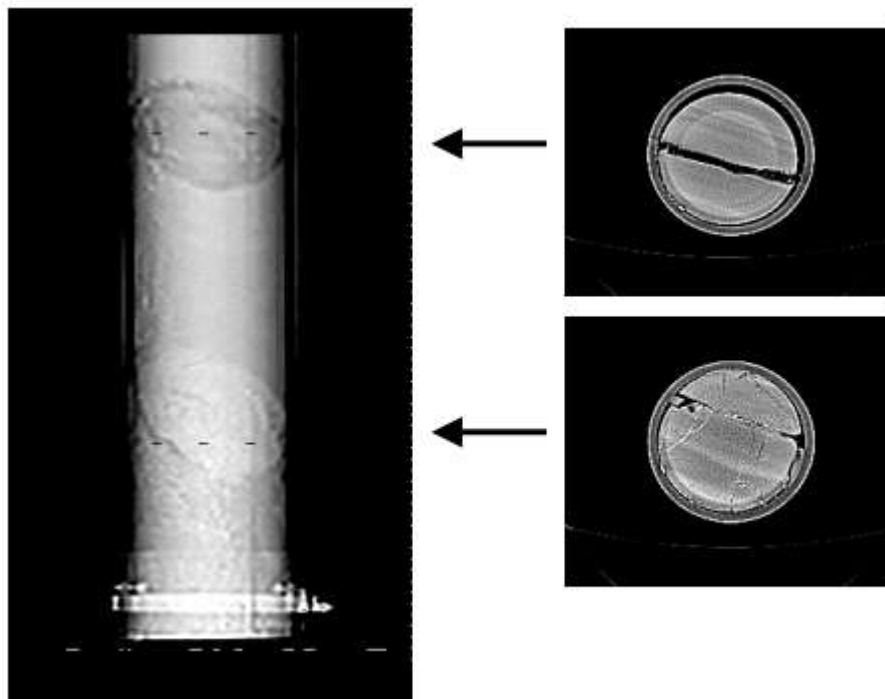
Según E. M. Withkjack, muchos estudios de análisis de núcleos y pruebas de flujos pueden ser realizadas mediante CT. Una de las aplicaciones para el escaneo de núcleos completos es el proveer información cuantitativa para la correlación de registros eléctricos.

También se demostró las capacidades que tiene la tomografía de rayos x para revelar la invasión de lodo en los núcleos dejando de lado de lado el lodo de perforación y materiales utilizados para la preservación de los mismo como se observa en la figura 14, y de esta manera

poder determinar la heterogeneidad de los mismos como se observa en la figura 15. (Withjack, E. M., Devier, C., & Michael, G. 2003)

**Figura 14.**

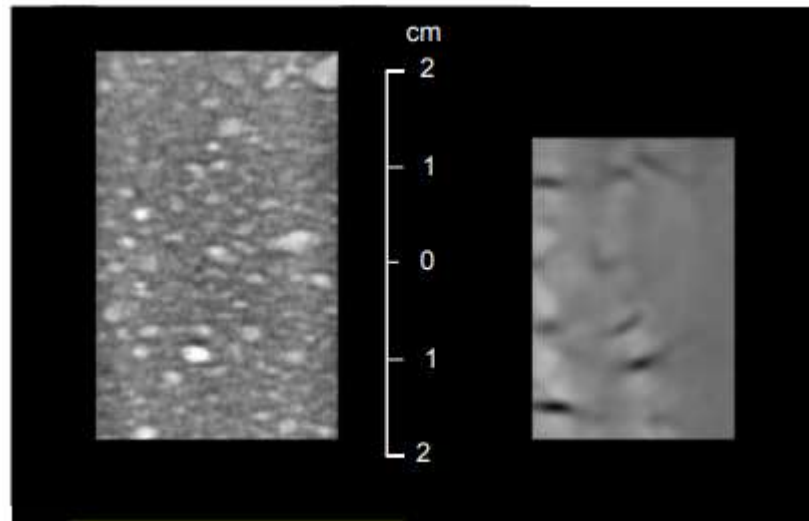
*A la izquierda se puede ver una radiografía del núcleo dentro de la manga de aluminio, con la separación de lodos que no pertenecen al mismo, y a la derecha tenemos un corte axial, con el cual se observa el daño que han sufrido los núcleos dentro de la manga.*



Nota. Tomado de: Withjack, E. M., Devier, C., & Michael, G. (2003)

**Figura 15.**

*Hacia la izquierda se observa el escaneo de un tapón heterogéneo y a la derecha observamos cómo se ve cuando está dañado.*



Nota. Tomado de: Withjack, E. M., Devier, C., & Michael, G. (2003)

**4.2 Tomografía computarizada (CT) del núcleo con registros de pozo.**

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

La información obtenida con la tomografía computarizada puede ser correlacionada con el registro de densidad o con el registro fotoeléctrico.

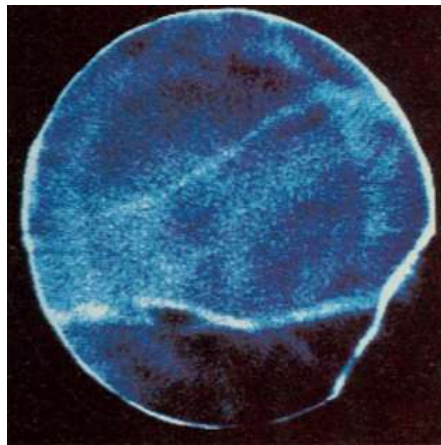
Las imágenes CT obtenidas en alta energía son relacionadas directamente con el registro de densidad, ya que ambos miden la cantidad de dispersión de Compton, la cual es proporcional a la densidad total.

**Caracterización del material de núcleo.**

Mucha de la información contenida en los escaneos CT de los núcleos, van a verse como en las siguientes Figuras 16 y 17.

**Figura 16.**

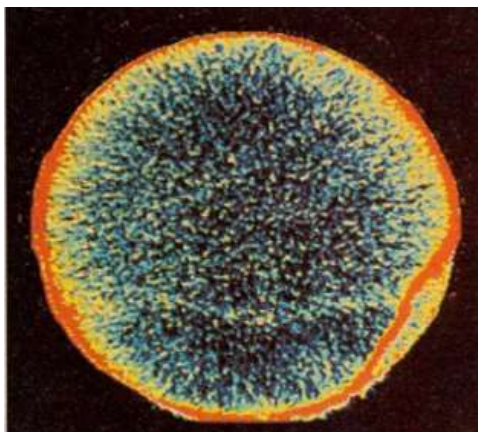
*Sección cruzada de una diatomite, (azul-densidad).*



Nota. Tomado de: Wellington, S. L., & Vinegar, H. J. (1987).

**Figura 17.**

*Sección cruzada de una diatomita, (azul-densidad) (naranja-número atómico).*



Nota. Tomado de: Wellington, S. L., & Vinegar, H. J. (1987).

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

Se pueden ver claramente en la figura 10, las regiones de alta y baja densidad que están separadas por fracturas rellenas, la alta variación de densidad a través de las fracturas son el resultado en las diferencias de saturación de gas.

## **5. Identificación de tipos de roca, utilizando los registros RHOB y PEF obtenidos mediante el uso de la tomografía de rayos-x**

### **5.1 Petrofísica con relación a tomografía de rayos-x**

La petrofísica es el conocimiento o el estudio de propiedades físicas que tienen las rocas y la interpretación de los términos de consideración petrográfica, se centra en los componentes de formación de las rocas que tienen influencia en el comportamiento geomecánico de la roca: poros, fracturas, texturas y minerales (Montoto, n.d.).

Uno de los objetivos principales de la evaluación de los registros de pozo en la exploración y producción de hidrocarburos es el poder determinar dónde están las capas o formaciones con potencial del yacimiento, y para ellos se requiere obtener por medio de esta técnica la siguiente información:

- Posición de contactos litológicos (contactos entre formaciones, y cambios de fasies)
- Límites de las zonas porosas y permeables.

- Tipos de roca que conforman la columna estratigráfica.
- Composición mineralógica del yacimiento.
- Fracciones volumétricas de los componentes minerales (arcillas o Vshale).
- Porosidad total y efectiva del yacimiento.
- Posición de los contactos entre las fases fluidas.
- La saturación residual y desplazable de cada fase fluida.
- Permeabilidad absoluta y efectiva de cada fase fluida.

## 5.2 Registro RHOB (Densidad total)

Su principal aplicación está dada en la determinación de porosidad y en indicar las diferentes litologías.

Su principio de medida se centra en una fuente radioactiva que es emitida por los rayos gamma de energía media hacia la formación; la tasa usada para el conteo de rayos gamma es proporcionalmente inversa a la densidad de formación de electrones, lo cual es relacionado con la densidad total.

Este registro es interpretado en términos de la porosidad de la formación, para lo cual se hace uso de la siguiente expresión:

$$\Phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_{fl}} \dots \dots \dots (1)$$

Para realizar una interpretación se necesita conocimiento de la densidad de la matriz del material ( $\rho_{ma}$ ) y la densidad del fluido ( $\rho_{fl}$ ), para ello se tiene una tabla (tabla 7) que brinda el conocimiento de diferentes densidades de algunos minerales y fluidos que se encuentran en común en las diferentes formaciones.

**Tabla 7.**

*Densidad de diferentes minerales encontrados en las formaciones. Tracs inernational, open hole wireline logging*

<b>Matriz</b>	<b>Densidad</b>	<b>Fluido en poro</b>	<b>Densidad</b>
Cuarzo	$2.65 \frac{g}{cc}$	Agua fresca	$1 \frac{g}{cc}$
Calcita	$2.71 \frac{g}{cc}$	Agua salada (200 g/l)	$1.13 \frac{g}{cc}$
Dolomita	$2.87 \frac{g}{cc}$	Agua fresca + 30% aceite	$0.92 \frac{g}{cc}$
Roca de sal	$2.03 \frac{g}{cc}$	Agua fresca + 30% gas	$0.75 \frac{g}{cc}$

Las lutitas normalmente tienen una densidad matricial similar a la del cuarzo, de estas las arenas lodosas sin tener conocimiento previo de un volumen relativo de las lutitas o las arenas.

Estas propiedades pueden obtenerse a partir de imágenes ya obtenidas, de acuerdo con la ley de Beer-Lambert (1852), el coeficiente de atenuación lineal va a depender de la composición y densidad de cada material, y de la energía de los fotones, (Ortiz, 2015).

Para su cálculo se deben seguir las siguientes ecuaciones (Ortiz, 2015):

$$\text{Densidad} \rightarrow \rho_b = A * CTN_{low} + B * CTN_{high} + C \dots\dots\dots (2)$$

$$\text{Numero Atómico Efectivo} \rightarrow Z_{eff} = \left( \frac{D * CTN_{low} + E * CTN_{high} + f}{0.9342 * \rho_b + 0.1759} \right)^{\frac{1}{3.6}} \dots\dots\dots (3)$$

Donde, CTN<sub>low</sub> corresponde a la emisión de baja energía, CTN<sub>high</sub> es la emisión de alta energía,  $\rho_b$  es la densidad total (bulk density),  $Z_{eff}$  es el número atómico efectivo y los valores A - F pertenecen a los coeficientes de ajuste que se determinan por cada corte realizado según Ortiz, 2015.

Para poder realizar comparaciones con los registros generales, los valores de  $Z_{eff}$  pueden convertirse en factor fotoeléctrico (PEF) por medio de la siguiente ecuación según Ortiz, 2015. :

$$\text{Factor Fotoeléctrico} \rightarrow \text{PEF} = (Z_{eff}^{10})3.6 \dots\dots\dots (4)$$

Donde,  $Z_{eff}$  es el número atómico efectivo.

### 5.3 Factor fotoeléctrico (PEF)

El factor fotoeléctrico (PEF) va a proporcionar medidas cuantitativas que ayudan a conocer la litología, facies de las rocas y secuencias deposicionales, esto depende del número atómico usado para determinar la litología de la formación.

Este registro solo puede ser obtenido de pozos que han sido perforados con un lodo con características especiales en su densidad ya que puede contener materiales de alto número atómico, lo cual compromete la medición del efecto fotoeléctrico.

La energía predominante se encuentra en (100Kv), lo cual genera dependencia del número atómico; la absorción fotoeléctrica aumenta de manera rápida con los números atómicos y disminuye rápidamente con el incremento de energía de fotones.

El  $Z_{eff}$  está relacionado con el factor fotoeléctrico “PEF” a través de la siguiente ecuación:

$$PEF = \left(\frac{Z_{eff}}{10}\right)^{10} \dots\dots\dots (4)$$

Al igual que el  $P_e$ , el  $Z_{eff}$  está influenciado por los cambios en la porosidad.

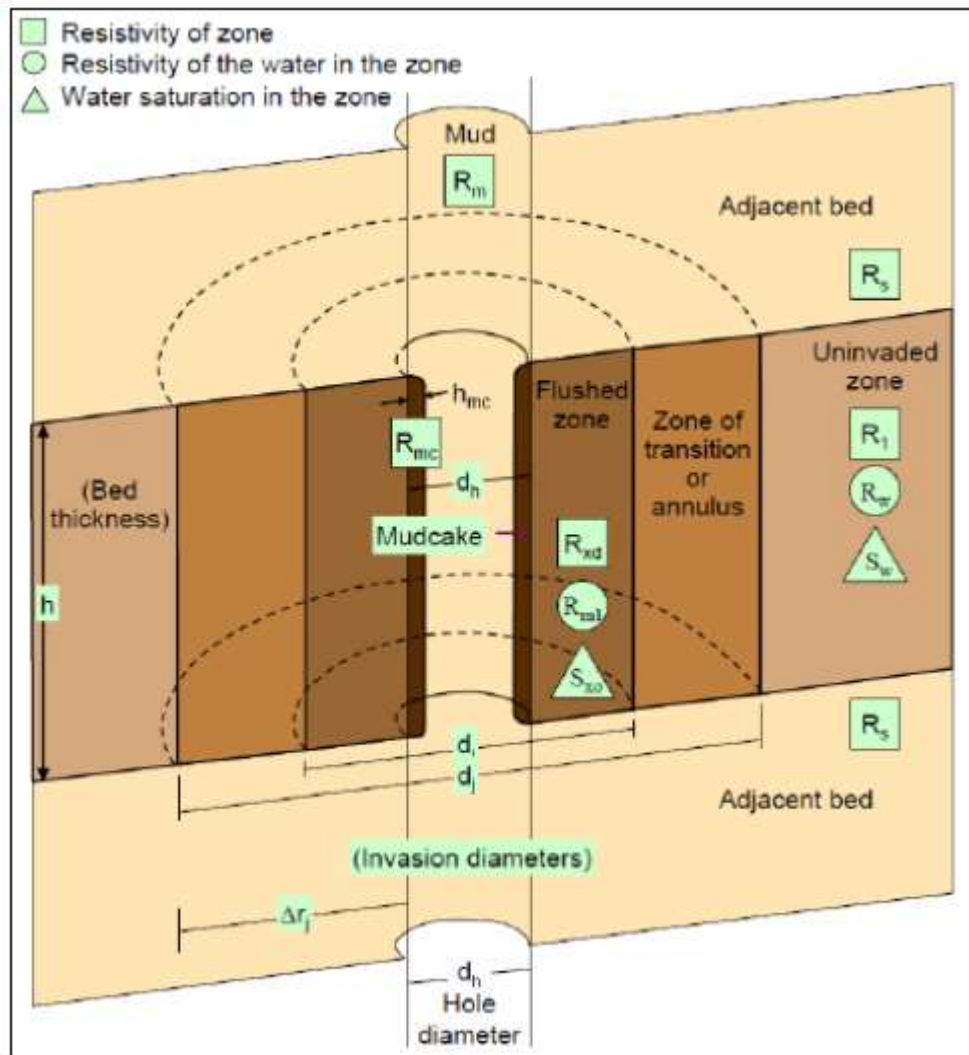
De esta manera podemos darnos cuenta que el  $Z_{eff}$  tiene potencial para ser un buen indicador litológico y a través de la relación descrita en la ecuación anterior podemos pasar estos valores a PEF y tener valores estimados para los minerales presentes en los núcleos (Siddiqui S, Khamess A, 2004).

## 6. Registros eléctricos de pozo

Los registros eléctricos permiten identificar en profundidad cambios litológicos y estructurales, que con otros métodos como la sísmica no se pueden interpretar. Estos perfiles ayudan a definir características físicas de las rocas como la litología, porosidad, geometría y permeabilidad. La finalidad de la aplicación de esta técnica se basa en la asignación de las áreas más productoras, determinando su profundidad y espesor; así como distinguir entre los diferentes tipos de fluidos que produce (hidrocarburos, gas y agua). En la actualidad, existen muchos tipos de registros de pozo, los cuales se dividen en los siguientes grupos: Resistivos, Nucleares, de Imágenes, etc. A continuación, en la figura 18 se representan en el hueco las zonas que se forman durante la perforación por acción del lodo: zona invadida, de transición y no invadida. También se dará una breve explicación de los diferentes tipos de registros y sus usos.

Figura 18.

Fundamentos para la toma de los registros de pozo



Nota. Tomado de Schlumberger, (1989)

## 6.1 Registro de porosidad

Actualmente hay muchos tipos de registros empleados para determinar la porosidad de las formaciones, los que se describirán seguidamente, son el registro de densidad (RHOB), registro

de porosidad neutrón (NPHI) y el registro sísmico (DT). De acuerdo con cada una de las técnicas que se empleen al correr los registros, estos se verán afectados por algunas características del área de estudio como la porosidad, contenido y tipos de fluidos, y la matriz de la formación (Schlumberger, 1989).

### **Densidad (RHOB)**

Los registros de pozo de densidad son principalmente usados como registros de porosidad. Otros de sus usos incluyen la identificación mineral en depósitos evaporíticos, detecciones de gas, determinación de la densidad del hidrocarburo, evaluación de areniscas sucias y complejas litologías, determinación de rendimientos del oil-shale, cálculo de presión de sobrecarga y de propiedades mecánicas en la roca (Schlumberger, 1989).

### **Porosidad Neutrón (NPHI)**

Los registros de pozo, neutrónicos, son usados principalmente para delimitar formaciones porosas y determinar la porosidad. Estos responden principalmente a la cantidad de hidrogeno que tiene la formación, así para las formaciones limpias cuyos poros están saturados con agua o aceite, el registro neutrón refleja la cantidad de poros saturados por el líquido (Schlumberger, 1989).

Entre sus aplicaciones, las principales son (Illidge, 2016):

- Estimación de propiedades mecánicas
- Definición de intervalos saturados de gas, en conjunto con el registro RHOB
- Estimación de la porosidad efectiva
- Clasificación litológica, en conjunto con otros registros
- Evaluación de conglomerados
- Correlación de topes

### Sónico (DTp & DTs)

Este registro mide la relación entre la profundidad versus el tiempo requerido por una onda sonora para atravesar 1ft de la formación. Este último es conocido como el tiempo de tránsito, el cual depende de la litología y la porosidad de la formación (Schlumberger, 1989). Existen dos tipos de registros sínicos: DTp más (Illidge, 2016) conocido como sínico de onda compresional y el DTs conocido como sínico de onda de cizallamiento, el cual no se propaga con la influencia de fluidos en un determinado intervalo (Schlumberger, 1989).

Estos registros nos sirven para (Illidge, 2016):

- Cálculo de las propiedades mecánicas
- Estimación de las porosidades
- Herramienta para el amarre sísmica – pozo
- Clasificación litológica en conjunto con otros registros
- Estimación de la presión de poro

Como se puede observar en las Tablas 8 y 9, tenemos las litologías más representativas en los pozos, y a su derecha se puede ver el tiempo requerido por una onda sonora para atravesar 1pie de la formación.

**Tabla 8.**

*Valores comunes para el registro DTp según algunas litologías.*

<b>Litología</b>	<b>Delta t ma (µsec/ft)</b>
Arenitas	55.5 - 51
Calizas	47.5
Dolomitas	43.5
Anhidritas	50.5

Litología	Delta t ma ( $\mu\text{sec}/\text{ft}$ )
Sal	67.0
Revestimiento (hierro)	57.0

Nota. Adaptado de (Schlumberger, 1989)

### Tabla 9.

*Valores comunes para el registro DTs según algunas litologías*

Litología	Delta t ma ( $\mu\text{sec}/\text{ft}$ )
Arenitas	86
Calizas	90
Dolomitas	76
Anhidritas	100
Agua	350

Nota. Adaptado de (Schlumberger, 1989)

## 6.2 Registros litológicos

### Gamma Ray (GR)

El registro GR es una medición de radioactividad natural en las formaciones. En las formaciones sedimentarias, el registro normalmente refleja el contenido de lutitas en las formaciones. Esto ocurre porque los elementos radioactivos van a tender a concentrarse en el contenido de arcillas y lutitas. Las formaciones limpias normalmente tienen un nivel muy bajo en las medidas de radioactividad, a menos que estén contaminados de elementos radioactivos como las cenizas volcánicas o granitos. Este registro puede ser corrido en hueco revestido y su unidad de medida es API con límites desde 0 API a 150 o 200 API (Schlumberger, 1989).

Este registro nos sirve para (Illidge, 2016):

- Clasificación litológica
- Definición de ambientes
- Estimación del volumen de arcilla (Vshale)
- Interpretación del tipo de arcilla presente
- Correlaciones litoestratigráficas de pozos
- Definición de topes de formaciones geológicas

### **Potencial Espontáneo (SP)**

La curva SP es un registro de profundidad con relación de la diferencia entre el potencial eléctrico de un electrodo móvil en las paredes del hueco y el potencial eléctrico de un electrodo que se ajusta a superficie. Es decir, se basa en la medición del potencial generado por la interacción de diferentes fluidos y materiales tales como, agua de formación o connata, fluidos de perforación y litologías lutíticas. Este registro se mide en milivoltios (mV) (Schlumberger, 1989).

Este registro nos sirve para (Illidge, 2016):

- Cálculo de propiedades mecánicas.
- Estimación de porosidades.
- Sirve para realizar amarres sísmica – pozo.
- Estimación de la presión de poro.
- En conjunto con otros registros, sirve para la clasificación litológica.
- Identificación de capas porosas y permeables

### **Factor Fotoeléctrico (PEF)**

Este registro es utilizado para producir información sobre los tipos de átomos presentes en una formación, por medio de la determinación de un parámetro físico conocido como factor de

absorción fotoeléctrica (PEF). Esta herramienta discrimina las litologías porque conociendo los tipos de átomos de la formación se puede inferir el tipo de litología presente. El factor fotoeléctrico esta expresado en función del número Z de protones contenidos en la formación.

Los valores típicos del PEF para las rocas reservorio son los siguientes (J. Rondon, 2013) mostrados en la tabla 10.

**Tabla 10.**

*Valores típicos para las rocas reservorios*

<b>litología</b>	<b>PEF (B/E)</b>
Areniscas	1.8
Calizas	5.08
Dolomitas	3.14

Nota. Tomado de (J. Rondon, 2013).

### 6.3 Registros Resistivos

La resistividad es una herramienta clave para determinar las saturaciones de fluidos en las formaciones, ya que la electricidad transita a través de un fluido conductor como las salmueras. La resistividad de la roca depende de: (1) la resistividad del agua de formación, (2) la cantidad de agua presente y (3) la geometría estructural de los poros. Este registro se mide en Ohm\*m (Schlumberger, 1989).

Hay 4 tipos de registros resistivos:

- Convencionales → ES
- Electrodo de enfoque → LL y SFL

- Inducción → IL
- Micro resistivos

Estos registros nos sirven para (Illidge, 2016):

- Cálculo de saturación de agua
- Correlaciones estratigráficas
- Identificar intervalos saturados de fluidos (HC) discriminando entre agua dulce y salada
- Identificar intervalos permeables
- Identificar el grado de invasión del fluido de perforación.

## 7. Mnemónicos Utilizados.

A continuación, y como podemos observar en la tabla 11, se hace una presentación de los mnemónicos utilizados, estas son las siglas utilizadas para referirnos a los diferentes registros de pozo que se utilizan en el proyecto realizado.

**Tabla 11.**

*Mnemónicos utilizados en los pozos Uis 1, Uis 2, Uis 3 y Uis 4*

Mnemónico	Descripción	Unidades
BIT	Bit Size	in
Cali	Caliper	In
DHRO	Bulk Density Correction	G/C3
GR	Gamma Ray	API

Mnemónico	Descripción	Unidades
Nphi	Neutron Porosity	PU
PEF	Photoelectric Factor	B/E
PHIE_D	Porosity	v/v
PHIT_D	Porosity	v/v
RHOB	Bulk Density	G/C3
RHOB_Core	Bulk Density	G/C3
RM	Array Resistivity	OHMM
RT	Deep Resistivity	OHMM
RXOZ	Micro Resistivity	OHMM
SP	Spontaneous potential	mV
Total Gamma_Core	Gamma Ray	API
VSH_GR	Shale volume	v/v
VSH_ND	Shale volume	v/v

## 8. Marco Conceptual

### 8.1 Conceptos

#### ¿Qué es la tomografía de rayos-x?

Según Boone, Davis, (2013) Hace referencia a un procedimiento computarizado para la toma de imágenes por medio de rayos X en el que se proyecta un haz de rayos X a una roca y se gira rápidamente alrededor de la misma, de esta manera se producen señales que son procesadas por la computadora de la máquina para generar imágenes transversales o “cortes” del cuerpo. (Boone, Davis, 2013).

**A que hace referencia la Ley de Beer.**

La ley de Beer-Lambert, también se conoce como la ley de Beer o ley de Beer-Lambert-Bouguer hace referencia a una relación empírica entre la absorción de luz con las propiedades del material que la luz atraviesa.

La ley de Beer fue descubierta por Pierre Bouguer en 1729, Johann Heinrich Lambert en 1760 y August Beer en 1852. En forma independiente, Wilhel Beer y Johann Lambert propusieron que la absorbancia de una muestra a determinada longitud de onda depende de la cantidad de especie absorbente con la que se encuentra la luz al pasar por la muestra.

La ley de Beer-Lambert genera una relación entre la intensidad de luz que entra en un medio con la intensidad de luz que sale después de que en dicho medio se produzca la absorción. La relación entre ambas intensidades puede expresarse a través de las siguientes relaciones:

Para líquidos:

$$\frac{I_1}{I_0} = 10^{-al} = 10^{-elc} = 10^{-A} \dots\dots\dots (5)$$

donde:

$I_1$  y  $I_0$ , son las intensidades saliente y entrante respectivamente.

$A = al = elc$  es la absorbancia, que puede calcularse también como:

$$A = -\log_{10} \frac{I_1}{I_0} \dots\dots\dots (6)$$

$l$ , es la longitud atravesada por la luz en el medio,

$c$ , es la concentración del absorbente en el medio.

$a$ , es el coeficiente de absorción,

$a' = \frac{4\pi k\lambda}{\lambda}$ , es el coeficiente de absorción:

$\lambda$ , es la longitud de onda de la luz absorbida.

$k\lambda$ , es el coeficiente de extinción.

**¿Qué es el coeficiente de atenuación lineal?**

El coeficiente de atenuación lineal es diferente para cada material y también para diferentes energías del haz, pero su dependencia con la densidad es lineal. Sus unidades son  $\text{cm}^2/\text{g}$  (Carlos, Giraldo, Clavijo, & Mccollough, n.d.)

**¿Qué es el efecto fotoeléctrico?**

El efecto fotoeléctrico es un fenómeno en el cual las partículas de luz llamadas fotón, generan un impacto con los electrones de un metal arrancándole sus átomos.

**¿Qué es el factor fotoeléctrico?**

Un registro en el cual se pueden observar las propiedades de absorción fotoeléctrica de las diferentes litologías y minerales.

Este registro se encarga de medir el factor de absorción fotoeléctrica,  $P_e$ , el cual se define como  $(\frac{Z}{10})^{3.6}$ , donde  $Z$  va a ser el número atómico promedio de la formación.  $P_e$  no tiene unidades, pero a veces se expresa en barnios/electrón. Debido a que los fluidos tienen números atómicos muy pequeños, su influencia es muy escasa, de modo que  $P_e$  es una medida de las propiedades de la matriz de roca.

Las areniscas tienen un  $P_e$  bajo, mientras que las dolomitas y las calizas poseen un  $P_e$  bastante alto.

Las arcillas, los minerales pesados y los minerales que tienen cantidades de hierro poseen un  $P_e$  alto. De esta manera podemos decir que el registro es de gran utilidad para la determinación de mineralogía.

Cuando procedemos a interpretarlo, el PEF va a ser, generalmente, la sección eficaz volumétrica más simple,  $U$  en barnios/ $\text{cm}^3$ , tomando el producto de PEF por la densidad.

### ¿Qué es el efecto Compton?

Es un fenómeno que ocurre debido a la radiación electromagnética que afecta ciertas superficies y sale con una longitud de onda mayor a la de entrada.

Éste efecto tiene como efecto, el aumento de la longitud de onda de un fotón de rayos-x cuando este choca con un electrón que está libre y pierde una parte de su energía.

### Corrección de endurecimiento de haz (beam hardening correction)

Este efecto ocurre cuando el haz del rayo-X traspasa las estructuras más densas van a filtrar los rayos menos energéticos. Se puede observar este efecto por la aparición de unas líneas negras que no van a coincidir con las lecturas realizadas por diferentes detectores.

### ¿Qué es una fractura?

Una fractura es la ruptura en las rocas, la cual es generada por diferentes esfuerzos ejercidos sobre las mismas, lo cual genera el desplazamiento de un bloque con respecto a otro, y dependiendo del tamaño de las fracturas puede atravesar formaciones y generar desplazamientos de gran tamaño. Las fracturas pueden ayudar a mejorar la permeabilidad de las rocas a través de la conexión de sus poros; esta es una de las razones por las cuales, en ciertos yacimientos, se inducen de manera mecánica algunas fracturas, para incrementar de esta manera el flujo de hidrocarburos.

Las fracturas tienen dos denominaciones, fracturas naturales y fracturas inducidas.

### ¿Qué es la porosidad?

La porosidad es la cantidad de volumen de poros o espacio dentro de las rocas que puede almacenar fluidos, y hay dos tipos de porosidad:

**Porosidad efectiva:** hace referencia al volumen que tienen los poros que están en una roca, estos poros contribuyen al flujo de los fluidos o a la permeabilidad que tiene un yacimiento.

**Porosidad total:** es el volumen poroso total por unidad de volumen de la roca.

La porosidad total hace referencia al espacio poroso total, esto quiere decir que se incluyen los poros que están aislados y el espacio poroso que está ocupado por los fluidos capturados por la arcilla.

### ¿Qué es la permeabilidad?

Es la capacidad, o la medida de la capacidad que tiene una roca para transmitir los fluidos, esta medida se da en Darcies o miliDarcies.

**Permeabilidad absoluta:** es la medida realizada a la permeabilidad cuando sólo hay un fluido presente en la roca.

**Permeabilidad efectiva:** hace referencia a la capacidad de transmisión de un fluido cuando en una misma muestra hay dos o más fluidos inmiscibles presentes.

**Permeabilidad relativa:** es la relación que existe entre la permeabilidad efectiva de un fluido determinado y una saturación previamente determinada, y la permeabilidad absoluta de ese mismo fluido con una saturación total.

**Saturación de agua irreducible (Swirr):** La saturación de agua irreducible va a representar la saturación de agua connata.

Es la fracción que se va a encontrar adherida al grano de la roca y es inamovible dentro del yacimiento.

Este dato se obtiene realizando de pruebas de laboratorio como son: presión capilar, y curvas de permeabilidad relativa.

### ¿Qué es la petrografía?

Es la evaluación de las rocas en una sección delgada. Las muestras de roca luego de ser tomadas, se realiza un corte con un espesor de 0.03 mm, y esta lámina se adhiere a una plaquilla de vidrio, para observar la mineralogía y la textura con un microscopio petrográfico de luz

polarizada. Las muestras de roca sedimentaria pueden ser impregnadas con resina epóxica azul para resaltar la porosidad.

### **¿Qué es un plug o núcleo lateral?**

Los plug de los núcleos son muestras representativas tomadas de los núcleos de las zonas con mayor importancia en un yacimiento, generalmente tienen 1 a 1.5 pulgadas de diámetro y 1 a 2 pulgadas de largo.

Estas muestras de núcleos generalmente se cortan en forma perpendicular al eje del núcleo o paralela al eje, denominándose núcleos de muestras horizontales y verticales respectivamente, cuando se extraen de un pozo vertical.

### **¿Qué es un núcleo de perforación?**

Es una muestra obtenida al perforar una formación geológica, generalmente estas muestras se toman de la roca yacimiento, y son extraídas durante o después de la perforación de un pozo. Los núcleos pueden ser núcleos de diámetro completo extraídos en el momento de la perforación de la zona, o núcleos laterales (plugs) extraídos después de la perforación de un pozo.

### **Resumen propiedades petrofísicas**

Los resúmenes o summary se utilizaron para la determinación de los valores de Porosidad Efectiva (PHIE), Espesores de arena neta, espesor neto de lutitas (NTG).

- Espesor de arena neta: La sumatoria de los pies en profundidad equivalente al espesor neto.
- Net To Gross: Relación Espesor neto / Espesor gross o total de la unidad.
- Porosidad efectiva (PHIE): análisis estadístico de los datos obtenidos de los intervalos de arena neta.

- Espesor poroso de reservorio: corresponde al producto entre la porosidad efectiva por el total del espesor de arena neta.
- Espesor neto de lutita: La sumatoria de los pies en profundidad equivalente al espesor que cumple con los parámetros de  $V_{sh}$  y espesor mínimo continuo que fueron tomados para la generación de las curvas tipo.

## 9. Metodología

Para iniciar este proyecto y la generación de las curvas representativas o curvas tipo se realizó un estudio con el cual se definieron cuales formaciones estaban presentes en los pozos analizados pertenecientes al campo Tibú.

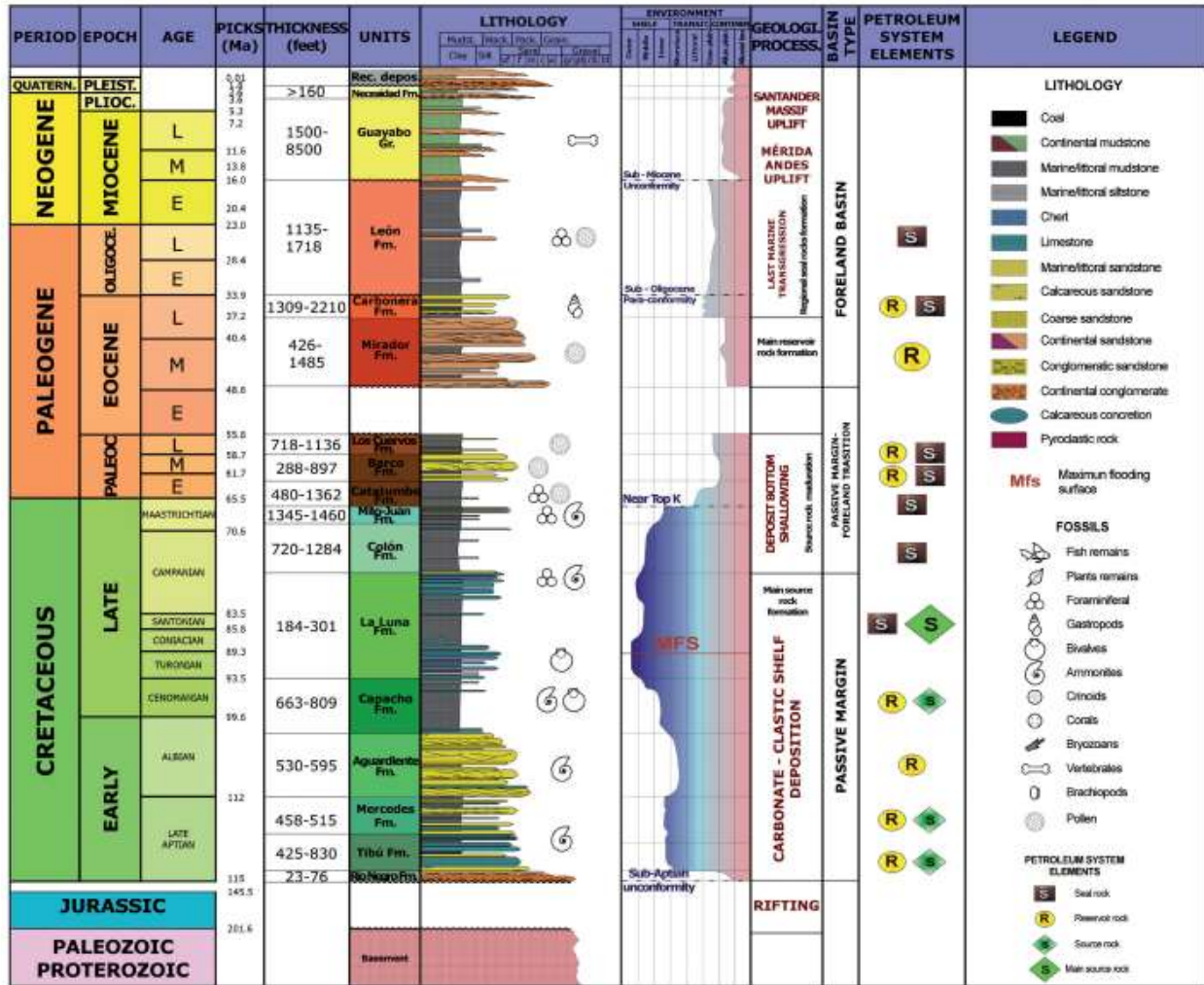
Luego de realizado este estudio, se obtuvo como resultado que para el campo Tibú, las formaciones de interés encontradas son: Los Cuervos, Barco y Catatumbo.(Lozano D., Zamora N., 2014).

De manera general y detallada podemos observar la figura 19, en la cual podremos observar una columna estratigráfica en la cual se tiene información de todas las formaciones pertenecientes a la Cuenca Catatumbo.

Y de una manera más específica podemos observar en la figura 20, las formaciones que tienen un alto interés para la industria.

Figura 19.

Columna estratigráfica generalizada.



Nota. Tomada de B&M Exploración LTDA

### **9.1 Evaluación petrofísica para los diferentes pozos haciendo uso de columnas estratigráficas y los registros de pozo.**

Inicialmente, se revisaron los diferentes registros eléctricos correspondientes a los pozos seleccionados para el estudio.

Para ello se hizo uso de un software especializado para realizar la lectura y evaluación de los de registros.

Como primer paso, se cargaron los registros obtenidos pertenecientes a los pozos que fueron evaluados, en los cuales están incluidos los siguientes registros:

1. Caliper
2. Gamma Ray
3. Porosidad
4. Factor Fotoeléctrico
5. Potencial Espontaneo
6. Resistivos

Estos registros fueron cargados en el software, y se ubicaron en bajo misma unidad de medida, de esta manera nos aseguramos que trabajemos en un mismo sistema métrico y más adelante podamos interactuar entre pozos sin ningún inconveniente.

Luego de haber organizado toda esta información en crudo, se procedió a la realización de unos “shift” o ajustes en los datos de profundidad; estos ajustes se realizaron porque en la mayoría de los casos, los registros están desfasados en cuanto a profundidad y necesitamos que estén muy bien ubicados para tener una lectura optima de los datos, y que el margen de error al hacer una descripción sea mínimo.

De esta manera se generaron unos ajustes en la profundidad, los cuales fueron realizados con registros GR, RHOB y PEF, esto ayudó a que los registros tengan el menor desfase posible en cuanto a la profundidad en la que se adquirieron los datos y la reacción del registro a los diferentes materiales radioactivos presentes en la litología.

Luego de esto se ubicaron unos límites en los cuales se identificaron los topes y las bases de las formaciones haciendo uso de la información que se tiene sobre la profundidad a la cual fueron tomados los núcleos de perforación y de columnas estratigráficas previamente analizadas por la ANH.

Teniendo ya definidos los límites de las formaciones para cada uno de los pozos, se procedió a realizar una correlación entre ellos, para verificar las formaciones que hay en común, y a que profundidades se encuentran en cada pozo.

Basándonos en lo anterior, se generó una correlación estratigráfica y litológica, para ello se tuvieron en cuenta las columnas estratigráficas previamente estudiadas, los registros recibidos y los análisis realizados en el software luego de haber visto los comportamientos de los registros de pozos.

Una vez la correlación fue generada, se obtuvo la información correspondiente a la litología que tienen en común los diferentes pozos, y se logró identificar las profundidades en las que están estas litologías para cada pozo; con esta información fue posible generar unos registros para determinar porosidad efectiva y porosidad total, y calcular los volúmenes de lutitas, los cuáles se usaron para identificar las diferentes zonas de interés para la industria, y en las cuales se hizo énfasis para la generación de curvas tipo.

## **9.2 Establecer una correlación litológica entre los intervalos de interés haciendo uso de los registros convencionales y las curvas RHOB y PEF:**

Habiendo realizado anteriormente una correlación litológica y estratigráfica tomando como base los registros de pozo, se procedió a la realización de una correlación litología en la cual se tuvo en cuenta la información obtenida en el laboratorio de tomografía computarizada de rayos x. Esta información está constituida por los registros RHOB (densidad total) y PEF (factor fotoeléctrico).

Inicialmente se realizan unos “*shift*” o desplazamientos en la profundidad con los registros GammaRay (GR) y Core-GammRay (CGR) para ajustar las profundidades de los registros, de esta manera corroborar que la información obtenida en pozo y la información obtenida en el laboratorio va a estar designada a una misma zona de trabajo.

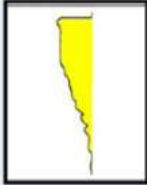
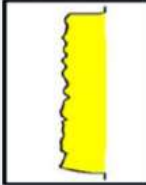
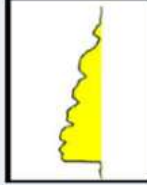
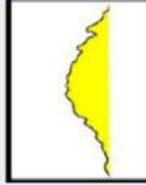

## **9.3 Definir las características típicas presentes en cada unidad en los registros e imágenes de tomografía de rayos X por medio de software especializado:**

En las figuras 21 y 22 se puede observar las diferentes formas de identificación de facies dependiendo de los patrones de comportamientos presentados en los registros eléctricos convencionales y los registros obtenidos por medio de la tomografía de rayos X, se utilizó la clasificación propuesta por Glover 2000, la cual se observa en la figura 20, ya que esta es la cual se realiza en base a los registros de Potencial Espontaneo (SP).

**Figura 20.**

*Tabla de identificación de facies por patrones de potencial espontaneo (SP) y rayos gamma*

*(gamma ray) propuesta por Douglas J, Cant. 1992.*


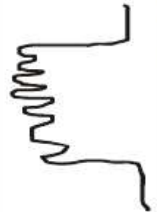




CILINDRICO	EMBUDO	CAMPANA	SIMÉTRICA	IRREGULAR
Limpia sin tendencia	Tope abrupto. Engrosamiento hacia el tope	Base abrupta. Afinamiento hacia el tope	Tope y Base graduales.	Mezcla de arenisca y lutita sin tendencia
				
Eólico, Fluvial, entrelazado, Plataforma carbonática, Cañon Submarino.	Abanico de rotura, Barra de desembocadura, Isla de barrera, Marino somero. Banco de carbonatos. Lóbulo de Abanico submarino	Barra de meandro fluvial, Barra de meandro tilda, canal de abanico submarino, arenas transgresivas.	Barras costa fuera, Arenas transgresivas, Apilamiento de barras o canales.	Llanura de inundación, Talud carbonático o clástico, Relleno de cañon submarino.

Nota. Tomado y Modificado de Gonzales y Vásquez 2005)

Se pudo entender los diferentes comportamientos presentados en los registros eléctricos convencionales y los registros obtenidos por medio de la tomografía de rayos X, se tomará como referencia la clasificación propuesta por Glover 2000, la cual es observada en la figura 21, ya que esta es la cual se realiza en base a los registros GammaRay (GR).

**Figura 21.**

*Comportamiento según el registro gamma ray y su respectivo ambiente deposicional.*

Shape	Smooth	Environments	Serrated	Environments
<b>Cylinder</b> Represents uniform deposition.		Aeolian dunes Tidal sands Fluvial Channels		Deltaic distributaries Turbidite channels Proximal deep-sea fans
<b>Bell Shape</b> Finning upwards sequences.		Tidal sands Alluvial sands Braided streams Fluvial channels Point bars		Lacustrine sands Deltaic distributaries Turbidite channels Proximal deep-sea fans
<b>Funnel Shape</b> Coarsening upward sequences.		Barrier bars Beaches Crevasse splays		Distributary mouth bars Delta marine fringe Distal deep-sea fans

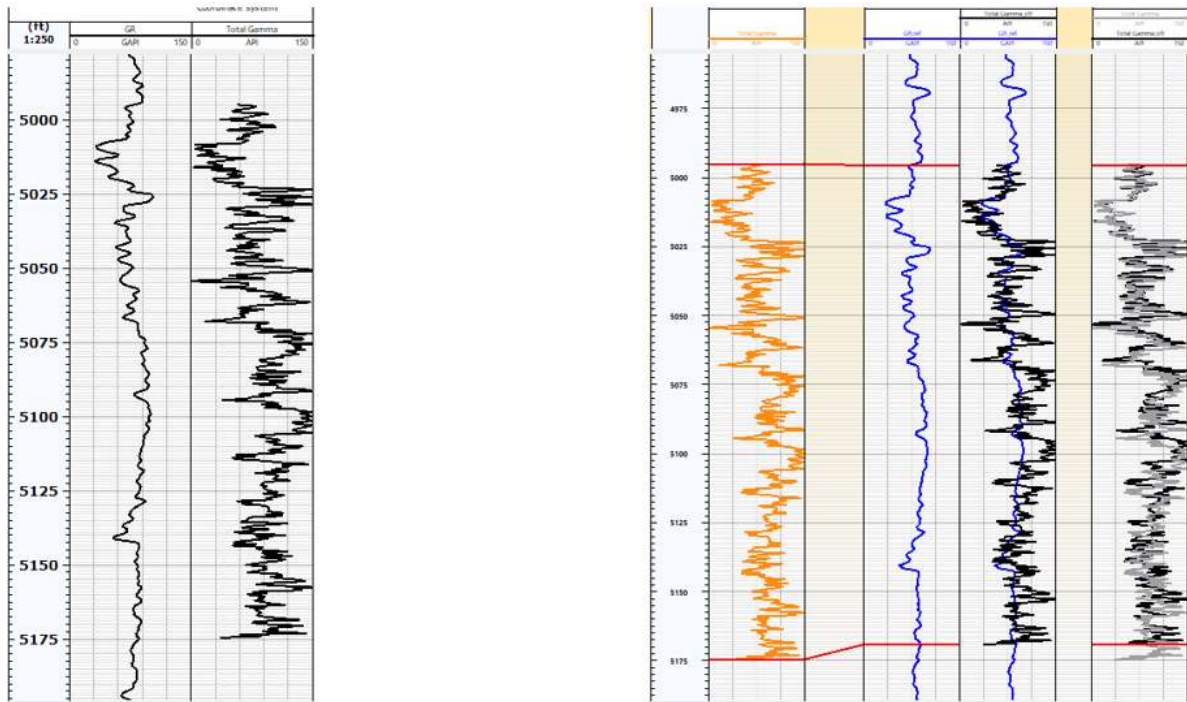
Nota. Tomado de Petrophysics MSc Course Notes, Glover, P. 2000.

No obstante, a pesar de haber obtenido resultados con los registros GR y SP, se realizaron gráficos cruzados con los cuales se puede observar los diferentes tipos de litologías presentes, los cuales son acertados al ser comparados con los comportamientos de los registros de campo.

También nos ayudaron a tener un conocimiento de los ambientes de depositación, lo cual nos ayudó a tener una mejor respuesta en los datos obtenidos. Como podemos ver en las figuras 22, 23 y 24.

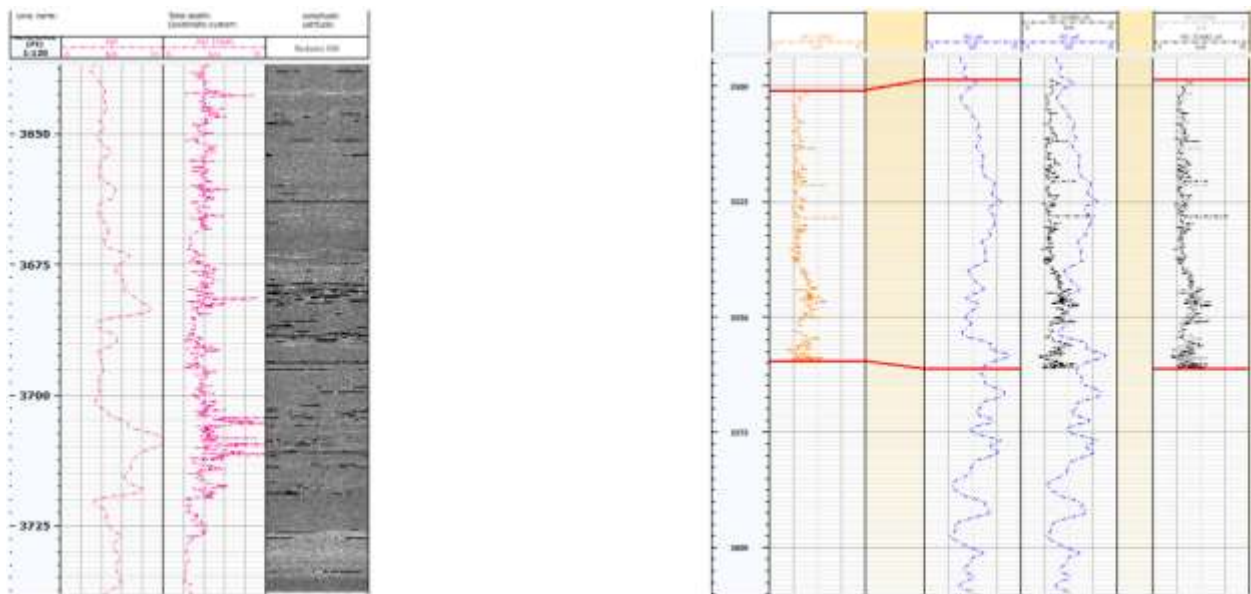
**Figura 22.**

*shift en profundidad utilizando registro GammaRay GR*



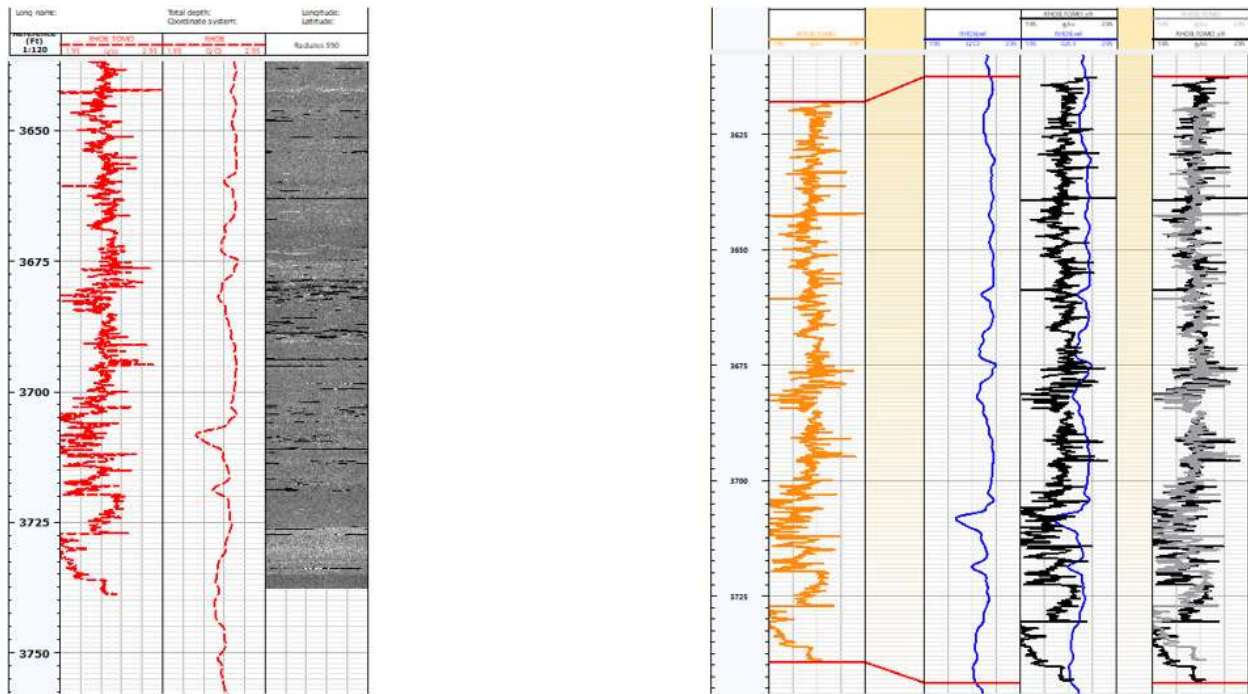
**Figura 23.**

*Shift en profundidad utilizando registro factor fotoeléctrico PEF*



**Figura 24.**

*shift en profundidad utilizando registro Densidad Total RHOB*



#### **9.4 Generar las curvas tipo en los registros generados por medio de tomografía de rayos X a partir de electroformas:**

Luego de haber observado las características y comportamientos de los registros a utilizados, se obtuvieron diferentes tendencias para las diferentes profundidades de estudio, de manera que para poder definir un comportamiento en común y generar las curvas tipo para las regiones de interés se hizo uso de una aplicación contenida en el software, la cual nos permite por medio de “machine learning”, proporcionarle los datos obtenidos previamente en los cálculos de volumen de lutitas y porosidad, adjuntando a ellos los datos de los registros GR, PEF y RHOB.

La definición del modelo es realizada por el software por medio de un “clustering” de la información proporcionada, así el generó un ser de nodos representativos.

Luego de obtenidos los nodos representativos, se genera una reagrupación de nodos que poseían unas propiedades petrofísicas similares, y para los cuales no tenían datos con similitud, se genera una facies nueva.

De esta manera, para obtener un resultado final se aplica este modelo a los pozos y se generan las curvas tipo.

Estas curvas son generadas en tres (3) Tracks, en el primero se observan los resultados entregados por el modelo de aplicación luego de realizada una distribución de facies; en el segundo track se aprecian las probabilidades computadas para cada uno de los grupos; y en el tercer track se observa la probabilidad de resultado para los grupos, la cual es una curva combinada para la mayor probabilidad en cada grupo estudiado.

## **10. Resultados**

### **10.1 Revisión de base de datos**

Para la elaboración del modelo petrofísico de calidad de yacimientos, se tomó como base la información el proyecto “Estudio Tectono-Estratigráfico Fase III en un sector de la Superintendencia Llanos Occidente Catatumbo Contrato MA-0027238”.

Los registros eléctricos contenidos en este proyecto se cargaron para evaluar el contenido de información para el modelo petrofísico por unidad y se realizó el inventario de dicha información y se observó que los 4 pozos de este proyecto contaban con set de registros.

Las propiedades a mapear corresponden para calidad de yacimiento a las formaciones: Mirador, Barco y la Luna, y para calidad de sello las formaciones: Cuervo, Mito Juan y Cogollo; con ello se seleccionaron los pozos que contaran con set completo (BS, CALI, SP, GR, RT, RM, RS, RXOZ, NPHI, RHOB, DRHO, DT) o set básico (Para Volumen de arcilla: GR-SP-RHOB-NPHI y para porosidad: RHOB-NPHI-DT) para ser usados para el modelo petrofísico.

## 10.2 Recopilación de información

Al identificarse la cantidad y calidad de la información para el modelo petrofísico, se consideró que la escala regional de trabajo no tenía la suficiente densidad de información para poder realizar la interpolación para un buen mapeo.

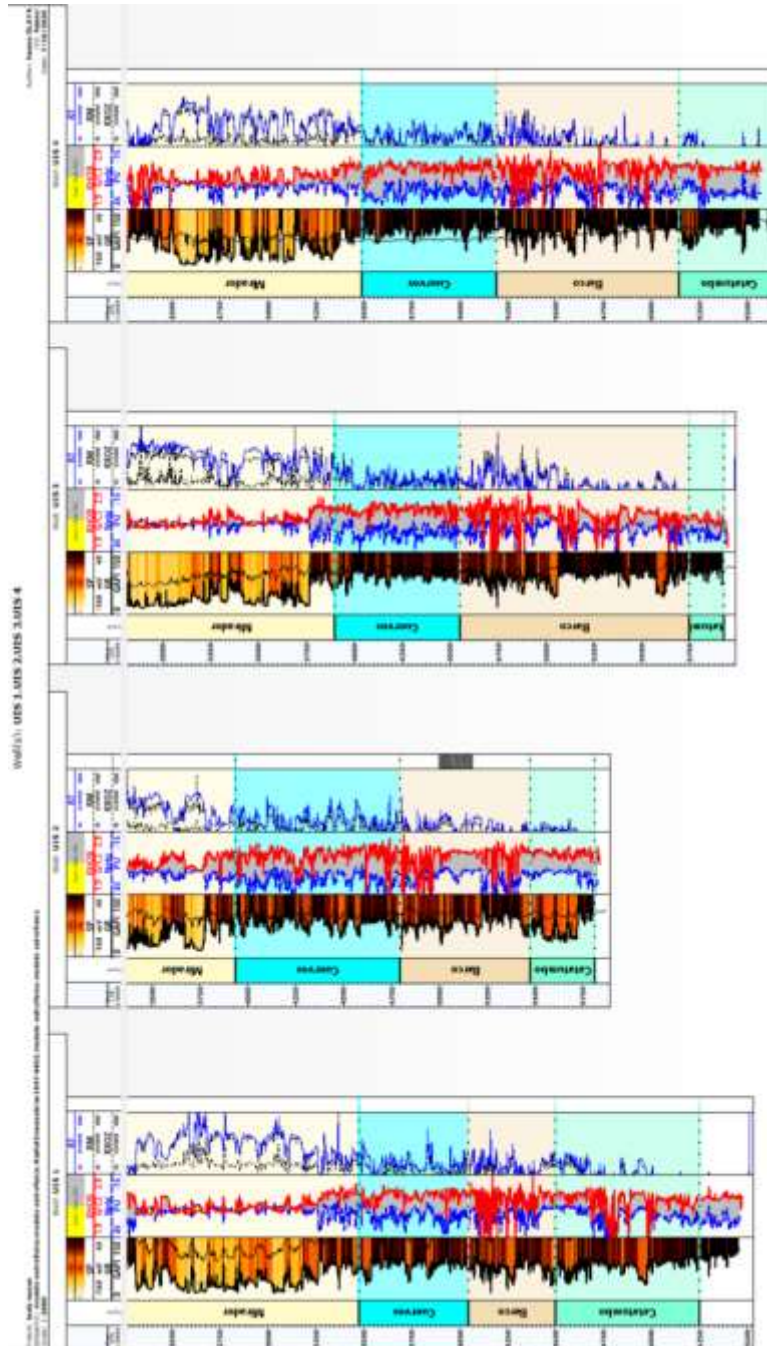
En la compilación, se consultó la base de datos corporativa GITEP, seleccionando aquellos pozos que contenían mejor calidad de información de registros eléctricos y que presentaran análisis básicos, datos DRX, informes de producción entre otros, para las unidades de interés, así mismo el registro gráfico compuesto o el FEL (Formation Evaluation Log) y que tuvieran cercanía a pozos del estudio Tectono-Estratigráfico - Geocuenas 2014.

Finalmente se utilizaron un total de 4 pozos (figura 25) para el modelo petrofísico de la Cuenca Catatumbo para la generación de curvas tipo.

Los topes de los 4 pozos (UIS 1, UIS 2, UIS 3 Y UIS 4) pertenecientes al proyecto se tomaron como referencia del pozo UIS 2, para el restante de pozos (3) se usaron los topes litoestratigráficos de registros gráficos compuestos y Registro de pozo obtenidos, los cuáles fueron unificados con correlaciones con los pozos iniciales en los diferentes campos de la cuenca.

**Figura 25.**

*Correlación estratigráfica de los pozos estudiados para la Cuenca Catatumbo, topes litoestratigráficos.*



Nota: se realizó la correlación de los 4 pozos teniendo en cuenta los registros Gamma Ray (GR), densidad total (RHOB), porosidad Neutron (Nphi), resistivo (RT).

Esta correlación tuvo espacio en las formaciones Mirador, Los Cuervos, Barco y Catatumbo; se realizó a profundidades que se pueden apreciar en la tabla 12.

**Tabla 12.**

*Profundidades en las cuales se localizan las formaciones en los diferentes pozos estudiados.*

Pozo	Formacion	Tope (pies)	Base (pies)
UIS 1	Mirador	1694	3469
	Los Cuervos	3469	4044
	Barco	4044	4498
	Catatumbo	4498	5249
UIS 2	Mirador	2801	3937
	Los Cuervos	3937	4793
	Barco	4793	5475
	Catatumbo	5475	5804
UIS 3	Mirador	2250	3897
	Los Cuervos	3897	4549
	Barco	4549	5747
	Catatumbo	5747	5931
UIS 4	Mirador	1700	3486
	Los Cuervos	3486	4190
	Barco	4190	5140
	Catatumbo	5140	5660

### 10.2.1 Control de calidad y edición de información

La información se dispuso para su integración e interpretación. Los datos de pozo: registros eléctricos, topes litoestratigráficos, análisis básicos y DRX se cargaron, para realizar el control de calidad de la información total a trabajar, que consistió en la revisión detalla por unidades de los registros GR, SP, RHOB, Nphi y PEF, los cuales fueron editados, realizando la unión de curva para obtener un solo set de información, corrigiendo la línea base de la curva de Potencial

Espontaneo, conversiones del registro Neutrón NPHI de matriz arena a matriz caliza, realizando ajustes de profundidad con los registros Core Gamma y cargando los direccionales de los pozos desviados.

### 10.2.2 Calculo de volumen de arcilla y porosidad efectiva

### 10.3 Modelo de volumen de lutitas (VSH):

Para la determinación del volumen de lutitas se deben interpretar el valor de arcillosidad, a partir de registros eléctricos para cada pozo en las diferentes unidades. Se utilizaron diferentes registros (GR, SP y densidad-neutrón) para la generación de los diferentes modelos de arcillosidad y luego de obtener el que mejor se ajusta a nuestros requisitos se generaron los track correspondientes, como se puede observar en la figura 28.

A continuación, se muestran las diferentes ecuaciones que usadas para realizar los cálculos de Vshale y Densidad-Neutron (RHOB-NPHI) de los registros usados para este trabajo y en las figuras 26 y 27 se aprecian los parámetros utilizados para estos cálculos,

$$GR_{index} = \frac{GR - GR_{matriz}}{GR_{shale} - GR_{matriz}} \dots\dots\dots (6)$$

$$VSH = \frac{SP - SP_{matriz}}{SP_{shale} - SP_{matriz}} \dots\dots\dots (7)$$

$$c) Vshale = \frac{(X1 - X0)}{(X2 - X0)} \dots\dots\dots (8)$$

$$X0 = NPHI_{MA} \dots\dots\dots (9)$$

$$X1 = NPHI + M1 * (RHOB_{MA} - RHOB) \dots\dots\dots (10)$$

$$X2 = NPHI_{SH} + M1 * (RHOB_{MA} - RHOB_{SH}) \dots\dots\dots (11)$$

$$M1 = \frac{NPHI_{FL} - NPHI_{MA}}{RHOB_{FL} - RHOB_{MA}}$$

El Vshale fue calculado usando los registros GR, SP y porosidad Neutron – densidad total (NPHI-RHOB), luego se contrastaron con los registros gráficos compuestos o FEL.

Para realizar una correlación y ver el ajuste entre la data del registro y las muestras de núcleo, seleccionando el registro GR y la ecuación lineal como el que mayor ajuste tiene.

**Figura 26.**

*Tabla con las estadísticas de los valores Vshale calculados cuando se usó el registro de rayos gamma.*

Vsh gamma ray										
Inputs		Zonation		Parameters						
	Group	Well	Dataset	Zone	Top	Bottom	GR_matrix	GR_shale	GR unit	GR method
1		UIS 1	modelo petrofisico	Mirador	1700	3473	10	100	gAPI	Linear
2		UIS 1	modelo petrofisico	Cuervos	3473	4047	10	100	gAPI	Linear
3		UIS 1	modelo petrofisico	Barco	4047	4500	10	100	gAPI	Linear
4		UIS 1	modelo petrofisico	Catatumbo	4500	5250	10	100	gAPI	Linear
5		UIS 2	modelo petrofisico	Mirador	2806	3937	10	100	gAPI	Linear
6		UIS 2	modelo petrofisico	Cuervos	3937	4795	10	100	gAPI	Linear
7		UIS 2	modelo petrofisico	Barco	4795	5475	10	100	gAPI	Linear
8		UIS 2	modelo petrofisico	Catatumbo	5475	5810	10	100	gAPI	Linear
9		UIS 3	modelo petrofisico	Mirador	2250	3900	10	100	gAPI	Linear
10		UIS 3	modelo petrofisico	Cuervos	3900	4550	10	100	gAPI	Linear
11		UIS 3	modelo petrofisico	Barco	4550	5747	10	100	gAPI	Linear
12		UIS 3	modelo petrofisico	Catatumbo	5747	5931	10	100	gAPI	Linear
13		UIS 4	modelo petrofisico	Mirador	1700	3490	10	100	gAPI	Linear
14		UIS 4	modelo petrofisico	Cuervos	3490	4192	10	100	gAPI	Linear
15		UIS 4	modelo petrofisico	Barco	4192	5143	10	100	gAPI	Linear
16		UIS 4	modelo petrofisico	Catatumbo	5143	5810	10	100	gAPI	Linear

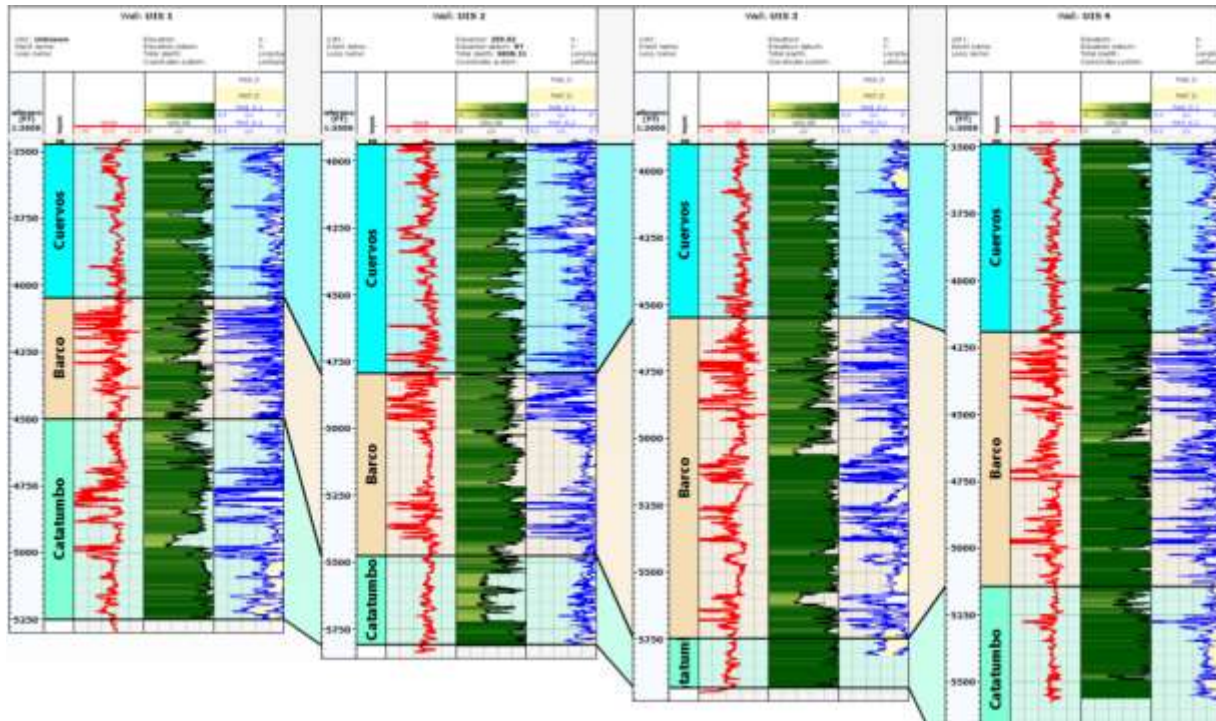
Figura 27.

Tabla con las estadísticas de los valores *Vshale* calculados con el uso de registros Neutron-density.

Vsh neutron-density														
display														
Inputs		Zonation		Parameters										
	Group	Well	Dataset	Zone	Top	Bottom	NPHI_matrix	NPHI_shale	NPHI_fluid	NPHI_unit	RHOB_matrix	RHOB_shale	RHOB_fluid	RHOB_unit
1		UIS 1	modelo petrofisico	Mirador	1700	3473	0	0.4	1	v/v	2.65	2.4	1	g/cm3
2		UIS 1	modelo petrofisico	Cuervos	3473	4047	0	0.4	1	v/v	2.65	2.4	1	g/cm3
3		UIS 1	modelo petrofisico	Barco	4047	4500	0	0.4	1	v/v	2.65	2.4	1	g/cm3
4		UIS 1	modelo petrofisico	Catatumbo	4500	5250	0	0.4	1	v/v	2.65	2.4	1	g/cm3
5		UIS 2	modelo petrofisico	Mirador	2806	3937	0	0.4	1	v/v	2.65	2.4	1	g/cm3
6		UIS 2	modelo petrofisico	Cuervos	3937	4795	0	0.4	1	v/v	2.65	2.4	1	g/cm3
7		UIS 2	modelo petrofisico	Barco	4795	5475	0	0.4	1	v/v	2.65	2.4	1	g/cm3
8		UIS 2	modelo petrofisico	Catatumbo	5475	5810	0	0.4	1	v/v	2.65	2.4	1	g/cm3
9		UIS 3	modelo petrofisico	Mirador	2250	3900	0	0.4	1	v/v	2.65	2.4	1	g/cm3
10		UIS 3	modelo petrofisico	Cuervos	3900	4550	0	0.4	1	v/v	2.65	2.4	1	g/cm3
11		UIS 3	modelo petrofisico	Barco	4550	5747	0	0.4	1	v/v	2.65	2.4	1	g/cm3
12		UIS 3	modelo petrofisico	Catatumbo	5747	5931	0	0.4	1	v/v	2.65	2.4	1	g/cm3
13		UIS 4	modelo petrofisico	Mirador	1700	3490	0	0.4	1	v/v	2.65	2.4	1	g/cm3
14		UIS 4	modelo petrofisico	Cuervos	3490	4192	0	0.4	1	v/v	2.65	2.4	1	g/cm3
15		UIS 4	modelo petrofisico	Barco	4192	5143	0	0.4	1	v/v	2.65	2.4	1	g/cm3
16		UIS 4	modelo petrofisico	Catatumbo	5143	5810	0	0.4	1	v/v	2.65	2.4	1	g/cm3

**Figura 28.**

*Modelo Vshale por registro GR y Neutron-densidad y Modelo de porosidad efectiva y total calculado al pozo UIS 2.*



Como se logra apreciar en las tablas 13, 14, 15 y 16, al generar el registro de volumen de lutitas se obtuvieron diferentes rangos de valores.

Los valores, en su totalidad, pueden ser observados en el anexo 1.

Los valores fueron analizados y los datos obtenidos con el registro Densidad-Neutron no eran los más precisos y con un mejor ajuste, debido a que los registros tenían calidad de hueco, y esta calidad era muy mala; al utilizar el registro Densidad-Neutron para generar Vshale utiliza el Neutron, que es un registro que se deja afectar altamente cuando hay mala calidad de hueco ya que es tomado de la pared del hueco, en cambio el registro de Densidad no se deja afectar de igual manera lo cual nos permitiría usar este registro, pero a pesar que la Densidad es un buen registro

para tomar una decisión no podemos obtener Vshale a partir de solamente Densidad, y al no tener una buena respuesta la mejor opción fue utilizar el Vshale generado por el registro GammaRay.

Esto no quiere decir que los datos obtenidos para el Vshale generado a partir de registros GammaRay sean incorrectos, solo que el registro Densidad-Neutron al estar tan afectado por la calidad de hueco, y esto, genera que los parámetros no sean correctos.

Luego de generado el modelo se utilizaron los resultados obtenidos con este registro y se hizo toma de 3 porcentajes diferentes en cuanto a la cantidad de arcilla en las formaciones para identificar las zonas de interés; estos valores correspondieron a 0.3 (3%), 0.5 (5%) y 0.7 (7%).

Vale la pena ser resaltado que todos los procedimientos fueron primeramente aplicados al pozo UIS 2, que es nuestro pozo destacado, esto porque es un pozo que contaba con mejor calidad en los registros, con resultados de difracción de rayos x (DRX), análisis de básicos y Registro de Evaluación de Formaciones (FEL).

Y tal obtener los resultados para este pozo, se procedió a la generación de registros Vshale y Porosidad para los demás, para poder realizar una correlación en profundidades de mayor precisión.

**Tabla 13.**

*Valores obtenidos en el cálculo de volumen de lutitas para la Formación Mirador.*

Formación Mirador	UIS 1			UIS 2			UIS 3			UIS 4		
	Profundidad	Vsh GR	Vsh ND	Profundidad	Vsh GR	Vsh ND	Profundidad	Vsh GR	Vsh ND	Profundidad	Vsh GR	Vsh ND
	1700	0,06		2806	0,567 444	0,463 282	2250	1	1	1700	0,06	0
	1700,2	0,06	0	2806,2	0,54	0,44	2250,2	1	1	1700,2	0,06	0
	1700,5	0,07	0	2806,5	0,53	0,42	2250,5	1	1	1700,5	0,07	0
	1700,7	0,08	0	2806,7	0,53	0,41	2250,7	1	1	1700,7	0,08	0
	1701	0,10	0	2807	0,54	0,40	2251	1	1	1701	0,10	0

Formación Mirador	UIS 1			UIS 2			UIS 3			UIS 4		
	Profundidad	Vsh GR	Vsh ND	Profundidad	Vsh GR	Vsh ND	Profundidad	Vsh GR	Vsh ND	Profundidad	Vsh GR	Vsh ND
1701,2	0,13	0	2807,2	0,55	0,40	2251,2	1	1	1701,2	0,13	0	
1701,5	0,17	0	2807,5	0,55	0,41	2251,5	1	1	1701,5	0,17	0	
1701,7	0,23	0	2807,7	0,54	0,43	2251,7	0,99	0,99	1701,7	0,23	0	
1702	0,30	0	2808	0,54	0,44	2252	0,96	0,94	1702	0,30	0	
1702,2	0,39	0	2808,2	0,53	0,46	2252,2	0,91	0,88	1702,2	0,39	0	
1702,5	0,49	0	2808,5	0,53	0,47	2252,5	0,86	0,81	1702,5	0,49	0	
1702,75	0,58	0	2808,7	0,53	0,46	2252,7	0,80	0,74	1702,7	0,58	0	
1703	0,66	0	2809	0,53	0,45	2253	0,76	0,67	1703	0,66	0	

Tabla 14.

Valores obtenidos en el cálculo de volumen de lutitas para la Formación Los Cuervos.

Formación Los Cuervos	UIS 1			UIS 2			UIS 3			UIS 4		
	Profundidad	Vsh GR	Vsh ND	Profundidad	Vsh GR	Vsh ND	Profundidad	Vsh GR	Vsh ND	Profundidad	Vsh GR	Vsh ND
3473	0,81	0,81	3937	0,88	0,61	3900	0,68	0,75	3490	0,75	0,50	
3473,2	0,82	0,83	3937,25	0,88	0,57	3900,2	0,67	0,73	3490,2	0,75	0,49	
3473,5	0,82	0,83	3937,5	0,88	0,52	3900,5	0,66	0,71	3490,5	0,76	0,48	
3473,7	0,82	0,80	3937,75	0,88	0,48	3900,7	0,65	0,68	3490,7	0,77	0,47	
3474	0,82	0,77	3938	0,89	0,45	3901	0,64	0,66	3491	0,79	0,47	
3474,2	0,81	0,74	3938,25	0,90	0,45	3901,2	0,63	0,65	3491,2	0,79	0,46	
3474,5	0,80	0,72	3938,5	0,91	0,47	3901,5	0,63	0,65	3491,5	0,80	0,46	
3474,7	0,79	0,71	3938,75	0,91	0,50	3901,7	0,63	0,67	3491,7	0,79	0,45	
3475	0,79	0,71	3939	0,91	0,53	3902	0,62	0,69	3492	0,79	0,45	
3475,2	0,80	0,72	3939,25	0,92	0,57	3902,2	0,62	0,72	3492,2	0,78	0,45	
3475,5	0,81	0,73	3939,5	0,92	0,58	3902,5	0,62	0,74	3492,5	0,77	0,47	
3475,7	0,82	0,75	3939,75	0,93	0,59	3902,7	0,61	0,75	3492,7	0,77	0,48	
3476	0,82	0,78	3940	0,96	0,58	3903	0,61	0,75	3493	0,77	0,50	

Tabla 15.

Valores obtenidos en el cálculo de volumen de lutitas para la Formación Barco.

Formación Barco	UIS 1			UIS 2			UIS 3			UIS 4		
	Profundidad	Vsh GR	Vsh ND	Profundidad	Vsh GR	Vsh ND	Profundidad	Vsh GR	Vsh ND	Profundidad	Vsh GR	Vsh ND
4047	0,87	0,57		4795	0,64	0,71	4550	0,86	0,63	4192	0,91	0,75
4047,2	0,88	0,59		4795,2	0,66	0,68	4550,2	0,84	0,62	4192,2	0,90	0,74
4047,5	0,89	0,62		4795,5	0,68	0,66	4550,5	0,83	0,58	4192,5	0,89	0,73
4047,7	0,90	0,66		4795,7	0,69	0,64	4550,7	0,82	0,54	4192,7	0,88	0,73
4048	0,91	0,70		4796	0,71	0,62	4551	0,81	0,49	4193	0,88	0,74
4048,2	0,92	0,73		4796,2	0,73	0,61	4551,25	0,82	0,46	4193,2	0,89	0,76
4048,5	0,93	0,74		4796,5	0,75	0,60	4551,5	0,83	0,45	4193,5	0,91	0,79
4048,7	0,94	0,74		4796,7	0,78	0,59	4551,7	0,84	0,47	4193,7	0,93	0,83
4049	0,95	0,73		4797	0,80	0,60	4552	0,86	0,50	4194	0,94	0,87
4049,2	0,95	0,71		4797,2	0,83	0,58	4552,2	0,87	0,53	4194,2	0,95	0,90
4049,5	0,96	0,69		4797,5	0,84	0,52	4552,5	0,88	0,56	4194,5	0,96	0,91
4049,7	0,96	0,67		4797,7	0,84	0,38	4552,7	0,89	0,59	4194,7	0,96	0,90
4050	0,95	0,65		4798	0,82	0,16	4553	0,89	0,62	4195	0,96	0,86

Tabla 16.

Valores obtenidos en el cálculo de volumen de lutitas para la Formación Catatumbo.

Formación Catatumbo	UIS 1			UIS 2			UIS 3			UIS 4		
	Profundidad	Vsh GR	Vsh ND	Profundidad	Vsh GR	Vsh ND	Profundidad	Vsh GR	Vsh ND	Profundidad	Vsh GR	Vsh ND
4500	0,81	0,63		5475	0,77	0,71	5747	1	0,36	5143	1	0,72
4500,2	0,88	0,68		5475,2	0,79	0,73	5747,25	1	0,35	5143,25	1	0,71
4500,5	0,93	0,73		5475,5	0,83	0,75	5747,5	1	0,34 3	5143,5	1	0,70
4500,7	0,96	0,77		5475,7	0,87	0,76	5747,75	1	0,34	5143,75	1	0,70
4501	0,97	0,82		5476	0,90	0,78	5748	1	0,35	5144	1	0,70 7
4501,2	0,96	0,87		5476,2	0,93	0,79	5748,2	1	0,37	5144,2	1	0,71
4501,5	0,95	0,91		5476,5	0,95	0,79	5748,5	1	0,39	5144,5	1	0,73
4501,7	0,94	0,93		5476,7	0,95	0,80	5748,7	1	0,40	5144,7	1	0,75
4502	0,93	0,93		5477	0,94	0,79	5749	1	0,41	5145	1	0,76
4502,2	0,92 14	0,91		5477,2	0,91	0,78	5749,2	1	0,41	5145,2	0,99	0,77
4502,5	0,91	0,89		5477,5	0,86	0,75	5749,5	1	0,42	5145,5	0,98	0,77

Formación	UIS 1			UIS 2			UIS 3			UIS 4		
	Profundidad	Vsh GR	Vsh ND	Profundidad	Vsh GR	Vsh ND	Profundidad	Vsh GR	Vsh ND	Profundidad	Vsh GR	Vsh ND
	4502,7	0,90	0,87	5477,7	0,80	0,72	5749,7	1	0,43	5145,7	0,97	0,77
	4503	0,90	0,85	5478	0,75	0,68	5750	1	0,44	5146	0,97	0,76

**Modelo De Porosidad total y efectiva (PHIT-PHIE):**

Una vez aplicado el modelo apropiado para el Vshale en cada formación, se procedió a realizar el cálculo de la porosidad total y la porosidad efectiva PHIE.

El modelo de porosidad se puede generar por diferentes métodos. En este caso, fue empleado el registro de densidad (RHOB) donde estuviera disponible dicho registro, de lo contrario se empleó el registro sísmico (DT), estimando los valores de porosidad mediante las ecuaciones 12 a 17, y utilizando parámetros que se pueden apreciar en la figura 29,

Ecuaciones usadas para cálculo de PHIT y PHIE

$$\phi_t = \frac{\Delta_t - \Delta_{tma}}{\Delta_{tf} - \Delta_{tma}} \dots\dots\dots (12)$$

$$\phi_t = \frac{\Delta_{sh} - \Delta_{tma}}{\Delta_{tf} - \Delta_{tma}} \dots\dots\dots (13)$$

$$\phi_E = \phi_E - V_{sh} * \phi_{t_{sh}} \dots\dots\dots (14)$$

Ecuaciones usadas para cálculo de PHIT y PHIE

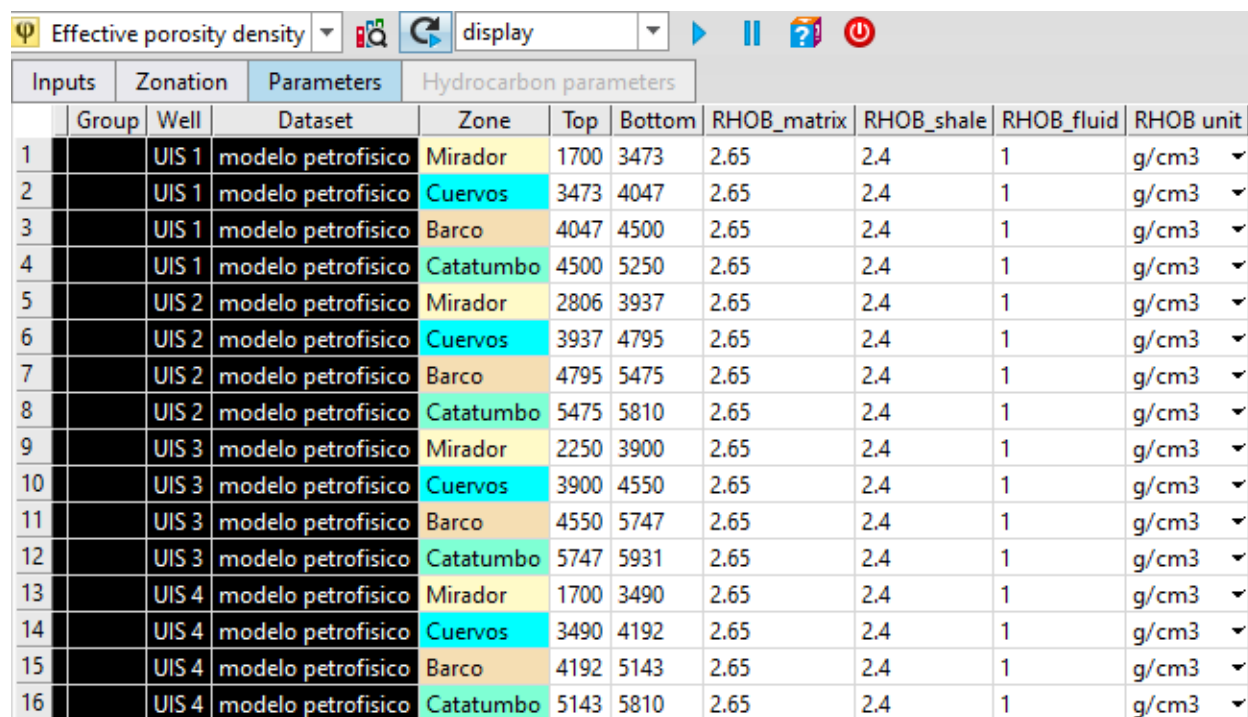
$$\phi_T = \frac{\rho_{ma} - \rho_B}{\rho_{ma} - \rho_f} \dots\dots\dots (15)$$

$$\phi_{T_{sh}} = \frac{\rho_{ma} - \rho_{sh}}{\rho_{ma} - \rho_f} \dots\dots\dots (16)$$

$$\phi_E = \phi_T - \phi_{T_{sh}} * V_{sh} \dots\dots\dots (17)$$

Figura 29.

Parámetros utilizados para la generación de la curva de porosidad efectiva.



Effective porosity density										
display										
Inputs	Zonation	Parameters		Hydrocarbon parameters						
	Group	Well	Dataset	Zone	Top	Bottom	RHOB_matrix	RHOB_shale	RHOB_fluid	RHOB unit
1		UIS 1	modelo petrofisico	Mirador	1700	3473	2.65	2.4	1	g/cm3
2		UIS 1	modelo petrofisico	Cuervos	3473	4047	2.65	2.4	1	g/cm3
3		UIS 1	modelo petrofisico	Barco	4047	4500	2.65	2.4	1	g/cm3
4		UIS 1	modelo petrofisico	Catatumbo	4500	5250	2.65	2.4	1	g/cm3
5		UIS 2	modelo petrofisico	Mirador	2806	3937	2.65	2.4	1	g/cm3
6		UIS 2	modelo petrofisico	Cuervos	3937	4795	2.65	2.4	1	g/cm3
7		UIS 2	modelo petrofisico	Barco	4795	5475	2.65	2.4	1	g/cm3
8		UIS 2	modelo petrofisico	Catatumbo	5475	5810	2.65	2.4	1	g/cm3
9		UIS 3	modelo petrofisico	Mirador	2250	3900	2.65	2.4	1	g/cm3
10		UIS 3	modelo petrofisico	Cuervos	3900	4550	2.65	2.4	1	g/cm3
11		UIS 3	modelo petrofisico	Barco	4550	5747	2.65	2.4	1	g/cm3
12		UIS 3	modelo petrofisico	Catatumbo	5747	5931	2.65	2.4	1	g/cm3
13		UIS 4	modelo petrofisico	Mirador	1700	3490	2.65	2.4	1	g/cm3
14		UIS 4	modelo petrofisico	Cuervos	3490	4192	2.65	2.4	1	g/cm3
15		UIS 4	modelo petrofisico	Barco	4192	5143	2.65	2.4	1	g/cm3
16		UIS 4	modelo petrofisico	Catatumbo	5143	5810	2.65	2.4	1	g/cm3

Dicho modelo se calibró empleando el registro cuya respuesta se ajustase mejor con la información de roca; los datos básicos de porosidad que fueron previamente ajustados a profundidad y por presión de confinamiento.

Para los cálculos de porosidad por registro de densidad, se tuvo en cuenta la composición o tipo de arcilla predominante en cada formación para determinar el parámetro o valor de densidad de lutita para realizar dicho cálculo, de igual forma el parámetro de densidad de matriz según correspondiera la litología predominante de la formación.

Se asumió una constante de una densidad de matriz de 2.65 ya que al observar los resultados obtenidos por Drx demuestra una mayor cantidad de arenas cuarzosas y densidad de grano promedio en el análisis de básicos, correspondió a 2.65 en las unidades reservorio.

Como se aprecia en las tablas 17, 18, 19 y 20, se obtuvieron los diferentes valores de porosidad efectiva y de porosidad total para las diferentes formaciones y para las diferentes profundidades.

Para observar la totalidad de los datos por favor dirigirse al anexo 2.

**Tabla 17.**

*Valores obtenidos en el cálculo de porosidad efectiva y total para la Formación Mirador*

Formación Mirador	UIS 1			UIS 2			UIS 3			UIS 4		
	Profundidad	PHI E_D	PHI T_D	Profundidad	PHI E_D	PHI T_D	Profundidad	PHI E_D	PHI T_D	Profundidad	PHI E_D	PHI T_D
	1700	0,01	0,11	2806	0,06	0,13	2250	0	0,05	1700	0,84	0,84
	1700,2	0,01	0,11	2806,2	0,07	0,14	2250,2	0	0,03	1700,2	0,84	0,84
	1700,5	0,01	0,11	2806,5	0,07	0,14	2250,5	0	0,02	1700,5	0,84	0,84
	1700,7	0,00	0,11	2806,7	0,07	0,14	2250,7	0	0,02	1700,7	0,83	0,84
	1701	0,00	0,11	2807	0,07	0,14	2251	0	0,02	1701	0,83	0,84
	1701,2	0,01	0,11	2807,2	0,07	0,13	2251,2	0	0,02	1701,2	0,81	0,83
	1701,5	0,01	0,12	2807,5	0,07	0,13	2251,5	0	0,03	1701,5	0,79	0,81
	1701,7	0,01	0,12	2807,7	0,06	0,13	2251,7	0	0,03	1701,7	0,75	0,78
	1702	0,02	0,12	2808	0,07	0,13	2252	0	0,04	1702	0,71	0,74
	1702,2	0,02	0,13	2808,2	0,07	0,13	2252,2	0	0,05	1702,2	0,64	0,69
	1702,5	0,03	0,13	2808,5	0,07	0,13	2252,5	0	0,06	1702,5	0,56	0,62
	1702,7	0,03	0,13	2808,7	0,08	0,14	2252,7	0	0,06	1702,7	0,48	0,55
	1703	0,03	0,13	2809	0,08	0,14	2253	0	0,08	1703	0,38	0,47

**Tabla 18.**

*Valores obtenidos en el cálculo de porosidad efectiva y total para la Formación Los Cuervos*

Formación Los Cuervos	UIS 1			UIS 2			UIS 3			UIS 4		
	Profundidad	PHI E_D	PHI T_D	Profundidad	PHI E_D	PHI T_D	Profundidad	PHI E_D	PHI T_D	Profundidad	PHI E_D	PHI T_D
	3473	0,04	0,06	3937	0,06	0,10	3900	0,07	0,10	3490	0,10	0,12
	3473,2	0,04	0,06	3937,2	0,07	0,11	3900,2	0,07	0,09	3490,2	0,10	0,12

Formación Los Cuervos	UIS 1			UIS 2			UIS 3			UIS 4		
	Profundidad	PHI E_D	PHI T_D	Profundidad	PHI E_D	PHI T_D	Profundidad	PHI E_D	PHI T_D	Profundidad	PHI E_D	PHI T_D
	3473,5	0,04	0,06	3937,5	0,08	0,12	3900,5	0,07	0,09	3490,5	0,10	0,12
	3473,7	0,03	0,06	3937,7	0,09	0,13	3900,7	0,07	0,09	3490,7	0,10	0,13
	3474	0,03	0,06	3938	0,09	0,13	3901	0,07	0,09	3491	0,10	0,13
	3474,2	0,03	0,06	3938,2	0,09	0,12	3901,2	0,07	0,09	3491,2	0,10	0,13
	3474,5	0,03	0,06	3938,5	0,08	0,12	3901,5	0,07	0,09	3491,5	0,10	0,13
	3474,7	0,03	0,06	3938,7	0,07	0,11	3901,7	0,08	0,10	3491,7	0,11	0,14
	3475	0,03	0,07	3939	0,06	0,10	3902	0,08	0,10	3492	0,11	0,14
	3475,2	0,04	0,07	3939,2	0,06	0,1	3902,2	0,08	0,10	3492,2	0,12 052	0,14
	3475,5	0,04	0,07	3939,5	0,06	0,1	3902,5	0,09	0,11	3492,5	0,12	0,14
	3475,7	0,04	0,07	3939,7	0,06	0,10 412	3902,7	0,09	0,11	3492,7	0,11	0,14
	3476	0,04	0,07	3940	0,07	0,11	3903	0,09	0,11	3493	0,11	0,14

Tabla 19.

Valores obtenidos en el cálculo de porosidad efectiva y total para la Formación Barco

Formación Barco	UIS 1			UIS 2			UIS 3			UIS 4		
	Profundidad	PHI E_D	PHI T_D	Profundidad	PHI E_D	PHI T_D	Profundidad	PHI E_D	PHI T_D	Profundidad	PHI E_D	PHI T_D
	4047	0,07	0,11	4795	0	0,01 2727	4550	0,06	0,10	4192	0,00	0,10
	4047,2	0,06	0,10	4795,2	0	0,01	4550,2	0,06	0,10	4192,2	0,00	0,10
	4047,5	0,06	0,09	4795,5	0	0,02	4550,5	0,06	0,10	4192,5	0,00	0,09
	4047,7	0,05	0,09	4795,7	0	0,02 4243	4550,7	0,06	0,1	4192,7	0	0,08
	4048	0,05	0,08	4796	0	0,02	4551	0,06	0,10	4193	0	0,08
	4048,2	0,05	0,08	4796,2	0	0,02 4849	4551,2	0,07	0,10	4193,2	0	0,06
	4048,5	0,05	0,08	4796,5	0	0,02	4551,5	0,06	0,10	4193,5	0	0,06
	4048,7	0,05	0,08	4796,7	0	0,03	4551,7	0,06	0,09	4193,7	0	0,05
	4049	0,05	0,08	4797	0	0,04	4552	0,06	0,09	4194	0	0,05
	4049,2	0,04	0,08	4797,2	0	0,06	4552,2	0,05	0,09	4194,2	0	0,05
	4049,5	0,04	0,08	4797,5	0,02	0,10	4552,5	0,05	0,08	4194,5	0	0,04
	4049,7	0,04	0,07	4797,7	0,10	0,18	4552,7	0,04	0,07	4194,7	0	0,04
	4050	0,03	0,07	4798	0,21	0,28	4553	0,02	0,06	4195	0	0,04

Tabla 20.

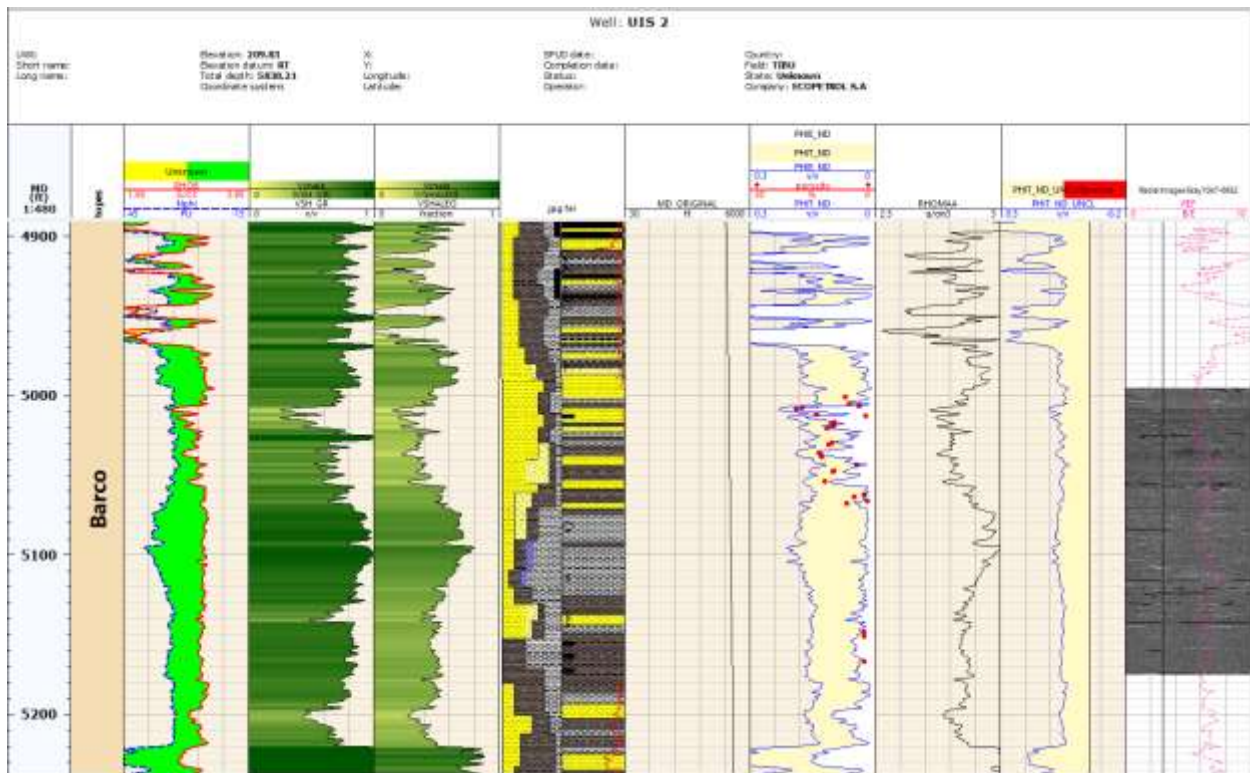
Valores obtenidos en el cálculo de porosidad efectiva y total para la Formación Catatumbo

Formación Catatumbo	UIS 1			UIS 2			UIS 3			UIS 4		
	Profundidad	PHI E_D	PHI T_D	Profundidad	PHI E_D	PHI T_D	Profundidad	PHI E_D	PHI T_D	Profundidad	PHI E_D	PHI T_D
	4500	0,15	0,16	5475	0,008	0,04	5747	0,11	0,15	5143	0,01	0,06
	4500,2	0,15	0,16	5475,2	0,005	0,04	5747,2	0,11	0,15	5143,2	0,02	0,06
	4500,5	0,15 228	0,16	5475,5	0,003	0,04	5747,5	0,11	0,15	5143,5	0,02	0,06
	4500,7	0,14	0,16	5475,7	0,0013	0,04	5747,7	0,11	0,15	5143,7	0,02	0,06
	4501	0,14	0,16	5476	0,0007	0,04	5748	0,11	0,15	5144	0,02	0,06
	4501,2	0,14	0,15	5476,2	0,00	0,05	5748,2	0,10	0,15	5144,2	0,02	0,06
	4501,5	0,14	0,15	5476,5	0,002	0,05	5748,5	0,10	0,14	5144,5	0,02	0,06
	4501,7	0,14	0,15	5476,7	0,002	0,05	5748,7	0,10	0,14	5144,7	0,02	0,06
	4502	0,14	0,15	5477	0,003	0,05	5749	0,09	0,14	5145	0,01 909	0,06
	4502,2	0,14	0,14	5477,2	0,005	0,05	5749,2	0,09	0,13	5145,2	0,01	0,05 941
	4502,5	0,13	0,13	5477,5	0,008	0,05	5749,5	0,08	0,13	5145,5	0,01	0,05
	4502,7	0,12	0,12	5477,7	0,01	0,05	5749,7	0,08	0,13	5145,7	0,01	0,05
	4503	0,11	0,11	5478	0,01	0,05	5750	0,08	0,12	5146	0,01	0,05

Con estos resultados se determinó que los yacimientos con parámetros petrofísicos correspondientes a porosidades de 3% - 35% y con volumen de lutitas menor al 0.35, sin aplicar corte de permeabilidad, son consideradas como zonas con buena prospectividad de yacimiento, el ajuste fue realizado utilizando DRX y análisis de básicos, como se puede apreciar en la figura 30.

**Figura 30.**

*Modelo de Porosidad para la formación Barco mostrando el ajuste con datos de laboratorio.*



Para corroborar los márgenes de error fueron realizados tres “shift” de profundidad diferentes, uno con el registro GammaRay que sería comparado con los realizados para los registros obtenidos en el laboratorio.

En el anexo 4 se pueden observar todos los datos obtenidos al realizar los “shift” el ajuste realizado con el GammaRay tiene un desfase de 1-3 pies, y que al realizar los ajustes con los registros RHOB y PEF obtenidos en el laboratorio, el desfase va a ser también de 1-3 y lo cual nos genera un bajo nivel de incertidumbre; y cómo podemos observar en la siguiente tabla.

**Tabla 21.**

*Ccorroboración del margen de error utilizando los shift generados con registros PEF*

Well Name	Dataset Name	Index	Bottom	Delta	Flip	Top
			FT	FT		FT
UIS 1	Shift_PEF	0	-9999	3500,93097	-9999	3502,72436
UIS 1	Shift_PEF	1	-9999	3559,89228	-9999	3560,71032
UIS 1	Shift_PEF	2	-9999	3599,6763	-9999	3599,6763
UIS 1	Shift_PEF	3	-9999	3617,74487	-9999	3619,46725
UIS 1	Shift_PEF	4	-9999	3679,32519	-9999	3679,73656
UIS 1	Shift_PEF	5	-9999	3739,08612	-9999	3739,41765
UIS 1	Shift_PEF	6	-9999	3763,78536	-9999	3763,78536
UIS 1	Shift_PEF	7	-9999	4852,5899	-9999	4854,34759
UIS 1	Shift_PEF	8	-9999	4885,11919	-9999	4888,78296
UIS 1	Shift_PEF	9	-9999	4921,12249	-9999	4921,12249
UIS 1	Shift_PEF	10	-9999	4947,01959	-9999	4948,82983
UIS 1	Shift_PEF	11	-9999	5000,46269	-9999	5005,22492

El margen de error se mantiene al hacer uso de registros de laboratorio luego de la generación de unos shift de profundidad utilizando los registros de pozo y los registros obtenidos con tomografía de rayos x.

Debemos tener en cuenta que el porcentaje de error obtenido para el “shift” generado con GR esta entre 1-5%, y el porcentaje de error obtenido para los “shift” generados con registros RHOB y PEF de laboratorio se encuentra entre 1-7%.

Esto se debe a que los registros de campo o convencionales, son tomados cada pie (30.43 centímetros), cada medio pie (15.215 centímetros) o cada cuarto de pie (7.45 centímetros), y los registros obtenidos en el laboratorio se toman cada 0.625 milímetros (0.0020505249 pies).

Lo cual nos está dando una mayor resolución del contenido litológico y mineral de las diferentes unidades perforadas y con lo cual vamos a lograr evitar que se obvien datos que pueden ser de gran importancia a la hora de decidir unidades de interés para la industria petrolera.

Para ello fueron realizados tres “shift” de profundidad diferentes, uno con el registro GammaRay que sería comparado con los realizados para los registros obtenidos en el laboratorio.

En el anexo 4 se puede observar que al realizar los “shift” el ajuste realizado con el GammaRay tiene un desfase de 1-3 pies, y que al realizar los ajustes con los registros RHOB y PEF obtenidos en el laboratorio, el desfase va a ser también de 1-3 y lo cual nos genera un bajo nivel de incertidumbre.

### **Pozo UIS 1**

Este estudio se encuentra enmarcado en el proyecto “Campaña Pozos de Estudio 2018-2019; Evaluación de Corazones Pozos de Estudio Ecopetrol”. Presentando la descripción e interpretación sedimentológica y estratigráfica a escala 1:10 y 1:100 de las formaciones Catatumbo y Los Cuervos a partir de 262,42 pies corazonados en el pozo UIS 1. De los 262,42 pies corazonados, 84,17 corresponden a dos cores de la formación Catatumbo y 178,25 pies a cuatro cores de la formación Los Cuervos, con un porcentaje de recuperación de 97.87% y 99.03% respectivamente (Tabla 21). Los datos de las Formaciones corazonadas fueron tomados a partir del Registro Evaluación de Formaciones (FEL). Los núcleos presentan un buen estado de preservación.

En ellos se identificándose un total de 11 facies nombradas empleando la metodología de Farrell (2012). Estas se evaluaron involucrando el componente textural (tamaño de grano y grado de selección del armazón de la roca), su composición mineralógica y el régimen hidrodinámico deducido a partir de las estructuras sedimentarias físicas y/o biogénicas identificadas.

**Tabla 22.**

*Intervalos de corazón con porcentaje de recuperación de roca..*

No core	Formacion	Tope (pies)	Base (pies)	Pies recuperados	pies perdidos	% recuperacion	intervalos preservados	shif core	unidad operacional
1	Los Cuervos	3502	3522	19,5	0,75	96,25		1,069	Los Cuervos
2	Los Cuervos	3522	3562	39,35	0,75	9,13		1,816	Los Cuervos
3	Los Cuervos	3618	3678	60	0	100		-0,213	Los Cuervos
4	Los Cuervos	3678	3738	38,75	0,25	99,58	3737-3736	-1,022	Los Cuervos
5	Catatumbo	4856	4887	31,5	1,5	95,45		0,637	Catatumbo
6	Catatumbo	4947	5000	52,67	0,33	99,37	4967-4966	-0,713	Catatumbo medio

### **Pozo UIS 2**

Este estudio se encuentra enmarcado en el proyecto “Campaña Pozos de Estudio 2018-2019;

Evaluación de Corazones Pozos de Estudio Ecopetrol”. Presentando la descripción e interpretación sedimentológica y estratigráfica a escala 1:10 y 1:100 de la Formación Barco a partir de 108.66

Este informe presenta la descripción e interpretación sedimentológica y estratigráfica de la Formación Barco a partir de 180 pies corazonados (Tabla 22).

De los 180 pies corazonados, se identificaron un total de 16 facies, las cuales se nombran empleando la metodología de Farrell (2012). A partir de su asociación y sucesión se determinan los tipos y ambientes de depósitos para la formación Barco.

Las facies se evaluaron involucrando el componente textural (tamaño de grano y grado de selección del armazón de la roca), su composición mineralógica y el régimen hidrodinámico deducido a partir de las estructuras sedimentarias físicas y/o biogénicas identificadas.

**Tabla 23.***Intervalos de corazón analizados pozo UIS 2.*

No core	Formación	Tope (pies)	Base (pies)	Pies recuperados	pies perdidos	% recuperacion	unidad operacional
1	Barco	4995	5055	60	0	100	Barco
2	Barco	5055	5115	60	0	100	Barco
3	Barco	5115	5175	60	0	100	Barco

**Pozo UIS 3**

Este estudio se encuentra enmarcado en el proyecto “Campaña Pozos de Estudio 2018-2019; Evaluación de Corazones Pozos de Estudio Ecopetrol”. Presentando la descripción e interpretación sedimentológica y estratigráfica a escala 1:10 y 1:100 de la Formación Barco a partir de 108.66

Este informe presenta la descripción e interpretación sedimentológica y estratigráfica de la formación Barco a partir de 108,66 pies corazonados (Tabla 23).

De los 108,66 pies corazonados, se identificaron un total de 13 facies, las cuales se nombran empleando la metodología de Farrell (2012). A partir de su asociación y sucesión se determinan los tipos y ambientes de depósitos para cada una de las formaciones del campo.

Las facies se evaluaron involucrando el componente textural (tamaño de grano y grado de selección del armazón de la roca), su composición mineralógica y el régimen hidrodinámico deducido a partir de las estructuras sedimentarias físicas y/o biogénicas identificadas.

**Tabla 24.***Intervalos de corazón analizados pozo UIS 3*

No core	Formación	Tope (pies)	Base (pies)	Pies recuperados	pies perdidos	% recuperacion	unidad operacional
1	Barco	4895	4946	48,66	2,34	95	Barco
2	Barco	5200	5260	60	0,75	100	Barco

**Pozo UIS 4.**

El presente estudio se encuentra enmarcado en el proyecto “Campaña Pozos de Estudio 2018-2019; Evaluación de Corazones Pozos de Estudio Ecopetrol”, en él se presenta la descripción e interpretación sedimentológica y estratigráfica a escala 1:10. (Tabla 24).

El total corazonado del Pozo UIS 4 es de 272 pies, de los cuales 119,3 pies corresponden a la Formación Barco, 143,7 a la Formación Carbonera y 6 a núcleos de roca preservados. En el pozo se identificaron un total de diecisiete (17) facies, agrupadas en seis (6) grupos, las cuales se nombran empleando la metodología de Farrell (2012).

A partir de su asociación y sucesión se determinan los tipos y ambientes de depósitos para las formaciones Barco y Carbonera.

**Tabla 25.**

*Intervalos de corazón analizados del Pozo UIS 4.*

No core	Formacion	Tope (pies)	Base (pies)	Pies recortados	Pies recuperados	pies perdidos	% recuperacion
1	Carbonera	674	704	30	29,67	0,33	98,9
2	Carbonera	704	734	30	7,17	22,83	23,9
3	Carbonera	734	764	30	26,83	3,17	89,4
4	Carbonera	764	824	60	57,5	2,5	95,8
5	Carbonera	824	853	29	28,25	0,75	97,4
6	Barco	4523	4563	39,8	38,33	1,47	96,3
7	Barco	4563	4589	26	25,17	0,83	96,8
8	Barco	4589	4649	60	59	1	98,3
<b>TOTAL</b>				<b>305</b>	<b>272</b>	<b>33</b>	<b>87</b>

Basándonos en la información de la figura 21, podemos realizar una identificación de las electroformas, presentes en los registros RHOB y PEF obtenidos por medio de tomografía computarizada van a ser en su mayoría unas electroformas irregulares con un muy bajo comportamiento de embudo, las cuales nos dan como indicio que esta zona puede ser: una llanura

de inundación, un talud carbonatico o clástico, o un relleno de cañón submarino; teniendo en cuenta la sedimentología de la zona y la litología, podemos ver que hay mezclas de arenisca y lutitas en su mayoría, y también hay algunas zonas en las cuales por sus valores de densidad y factor fotoeléctrico, se determinan como rocas carbonatadas y con contenidos de carbonatos.

Luego de calcular la porosidad efectiva, se cruzaron los datos básicos con la obtenidos en el modelo establecido para observar el grado de ajuste con las unidades de trabajo, como resultado se observa un buen resultado con los pozos claves en la figura 30.

El modelo que se generó buscaba conseguir una buena correlación entre los registros y la porosidad de núcleos provenientes de los análisis de laboratorio como podemos observar en la figura 34

Figura 31.

*Definición Litológica En La Formación Los Cuervos*

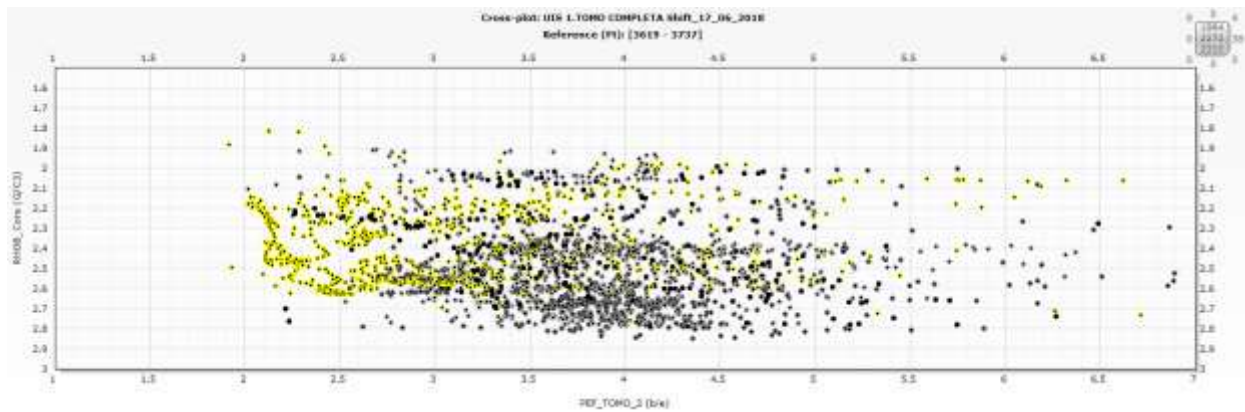
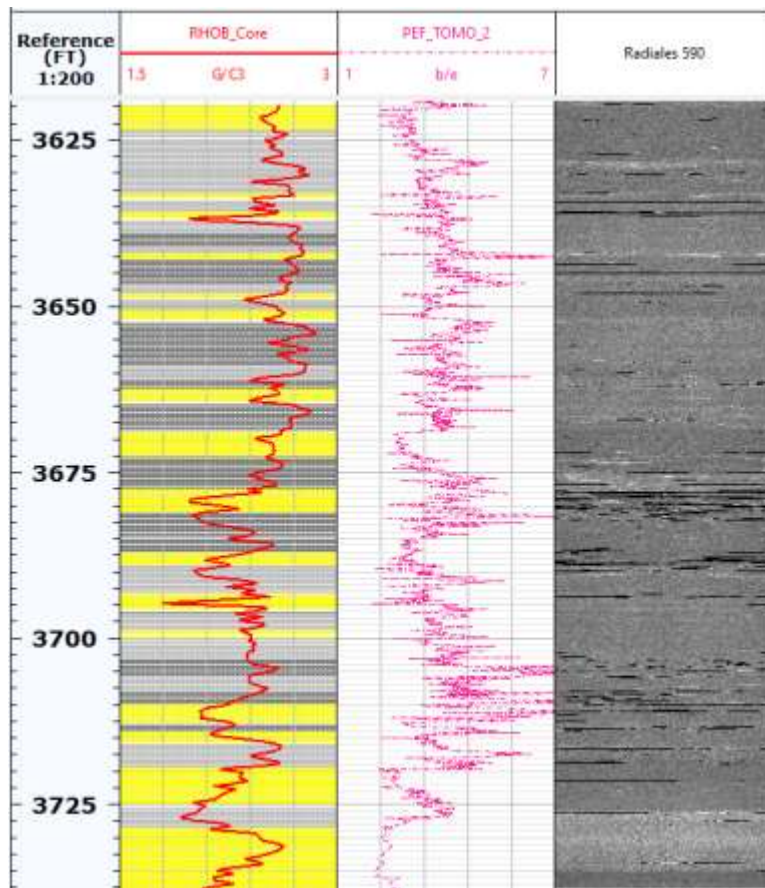


Figura 32.

*Definición Litológica En La Formación Barco*

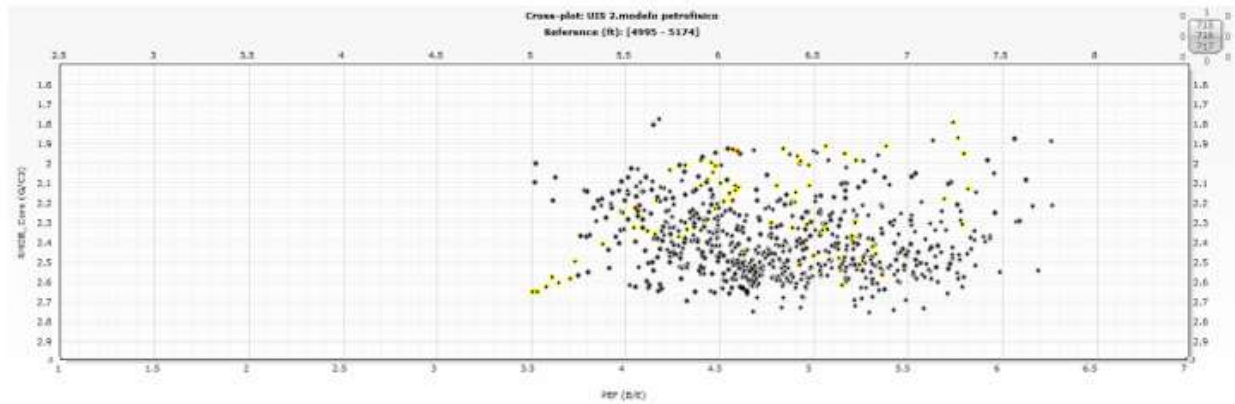
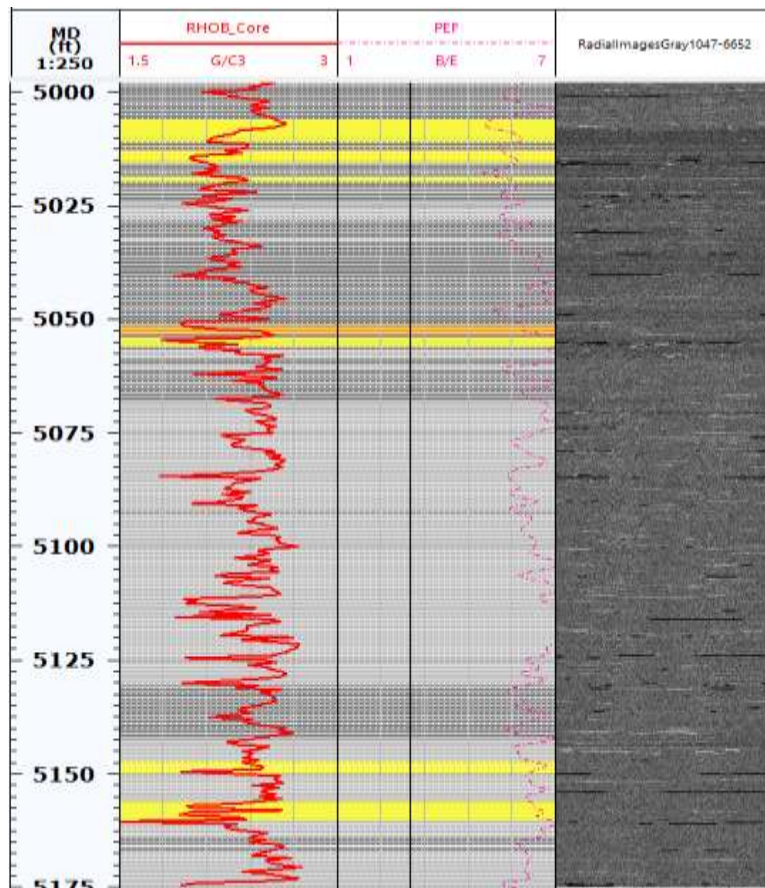


Figura 33.

*Definición Litológica En La Formación Catatumbo*

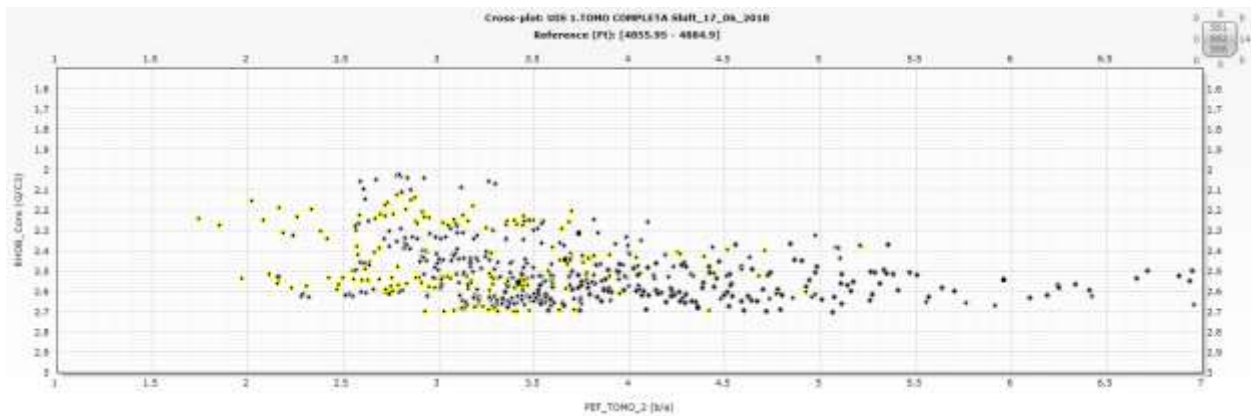
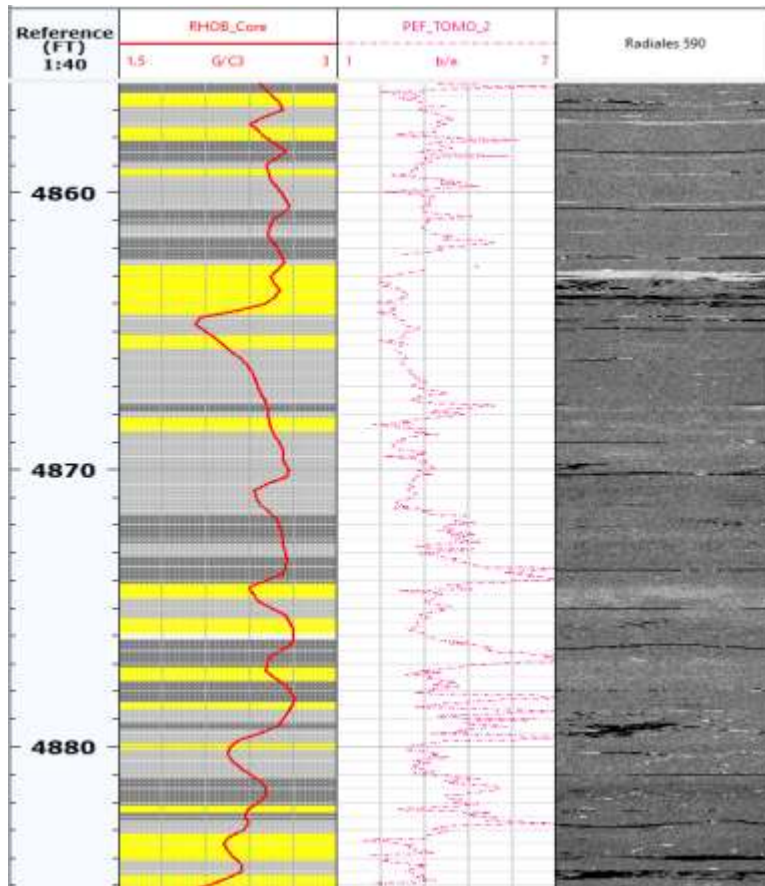
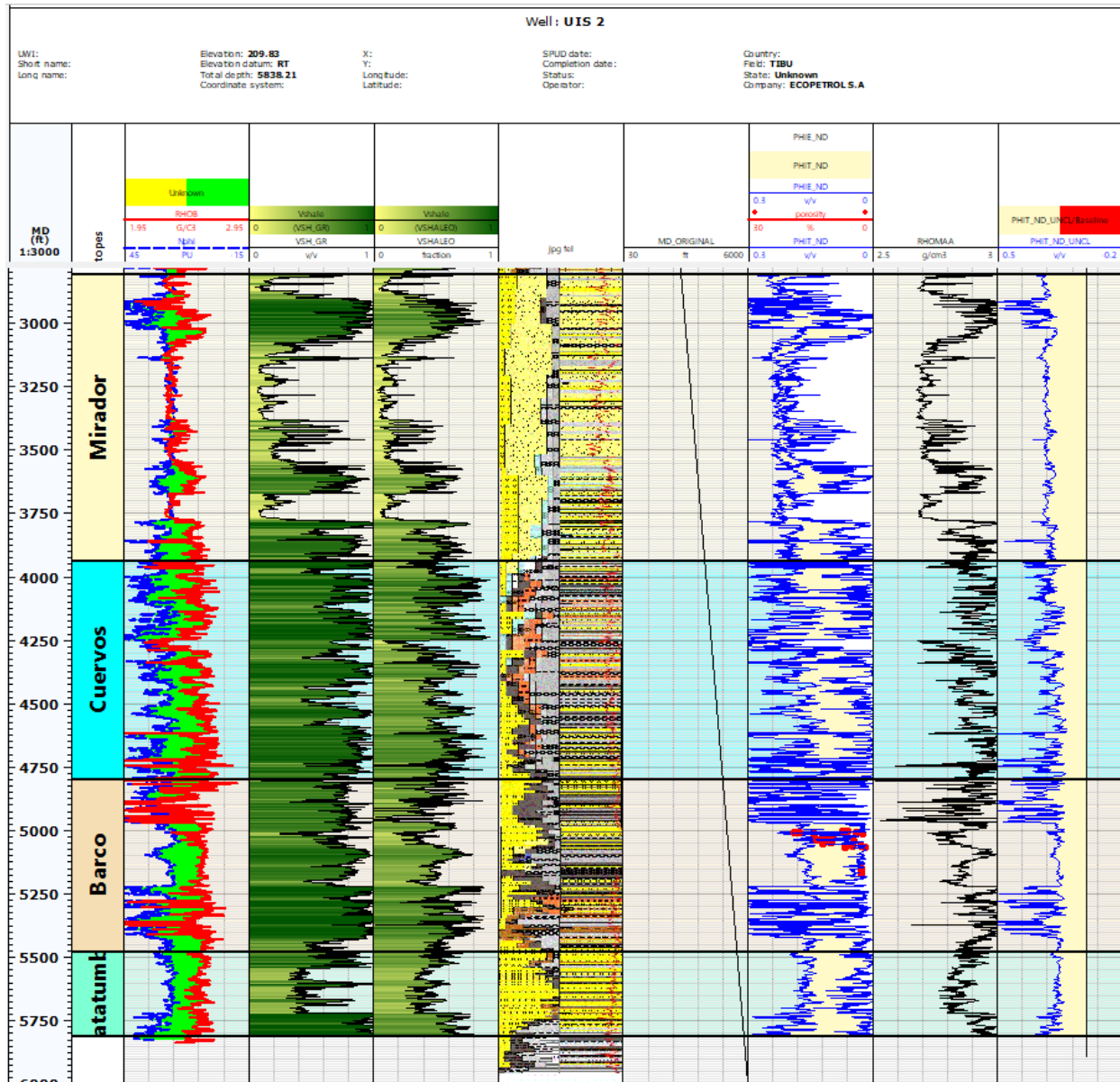


Figura 34.

Modelo de Vshale y PHIE para las Formaciones Cuervos, Barco, y Catatumbo, mostrando el ajuste del modelo con los datos de roca con los diferentes registros usados para los pozos UIS 1, UIS 2, UIS 3 y UIS 4.



El no disponer de suficientes datos de núcleos y análisis especiales, dificulta obtener valores que reflejen las características de la heterogeneidad de esta variable.

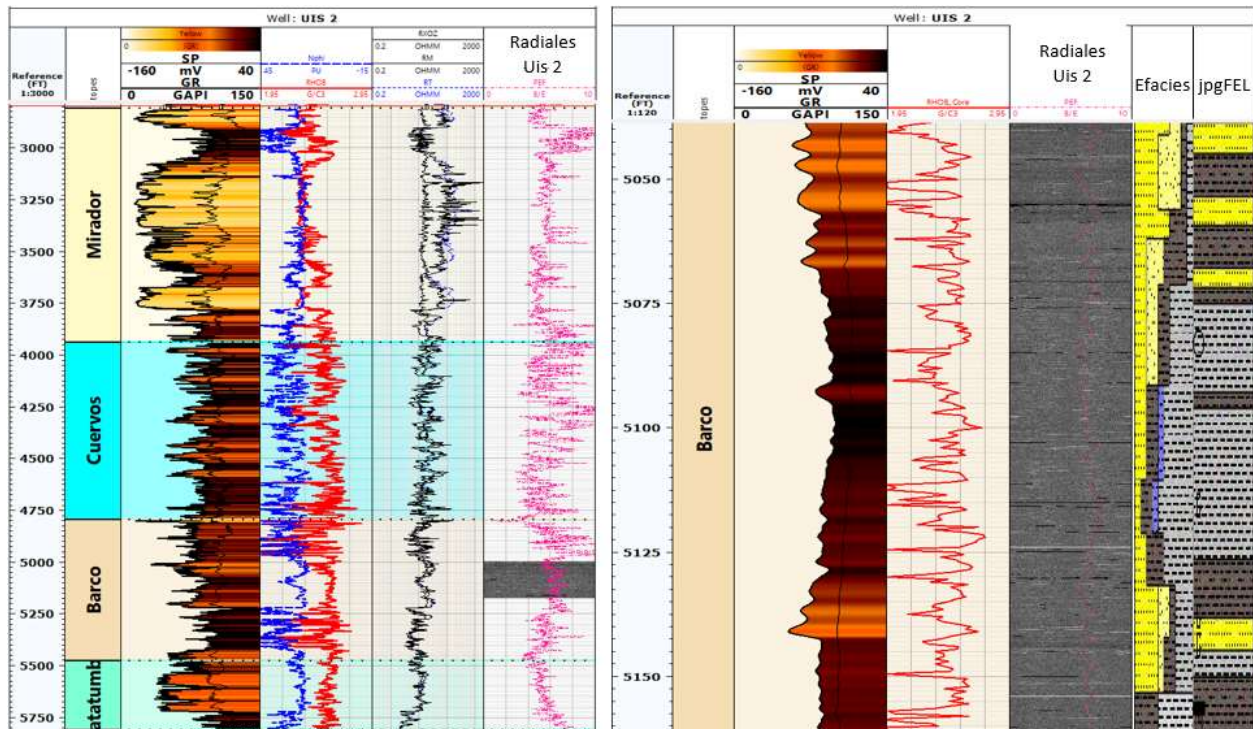
Por tal motivo se consideró el no tener en cuenta el modelo de permeabilidad para la determinación de calidad de yacimiento en las unidades de este estudio.

Como se puede observar en las figuras 31, 32 y 33, las curvas tipo generadas para los pozos estudiados, se generaron por medio de la aplicación contenida en el software; estas curvas fueron generadas para las formaciones Mirador, Barco, Los Cuervos y Catatumbo.

Teniendo en cuenta esta información, y la información obtenida tras la generación de los shift en profundidad haciendo uso de los diferentes registros, se puede observar en la figura 34 que con registros de pozo se puede realizar una descripción a una escala mayor, por lo cual fue de gran ayuda el poder generar los shift con la información obtenida haciendo uso de tomografía de rayos X, y así se generó un registro de Efacies, que al ser comparado con el registro FEL previamente observado, tendremos que las litofacies presentes a lo largo de los núcleos, son correctas y se ajustan a nuestro resultado.

Figura 35.

Corroboración del margen de error utilizando los shift generados



Para la generación de estas curvas, se hizo uso de la aplicación ipsom, la cual por medio de “machine learning” va a generar un “template” con los registros incluidos (GR, Vshale, PEF y RHOB), el cual automáticamente va a generar un registro de probabilidad acumulada y un registro en el cual se logra observar los diferentes tipos de roca presentes en los pozos.

El registro de probabilidad genera información basándose en la calidad de los registros modelados para cada profundidad y el registro en el cual se observan diferentes tipos de roca, lo que hace es agrupar las rocas por sus facies.

Cuando estos dos registros se generaron, procedimos a observar la probabilidad de que esos tipos de roca estuvieran presentes en las zonas de interés, y para ello se recurre al registro de promedio acumulado.

Al tener unos valores de  $V_{shale}$ , porosidad,  $RHOB$ ,  $GR$  y  $PEF$  que cumplan con los parámetros anteriormente mencionados y un porcentaje de probabilidad que sobrepase el 85%, vamos a tener una zona de interés con un alto porcentaje de ocurrencia, lo cual significa que en esa zona encontraremos el tipo de roca deseado y que sea de alto interés económico para la industria.

**Figura 36.**

*Generación de curvas tipo para los intervalos de interés en los pozos estudiados.*

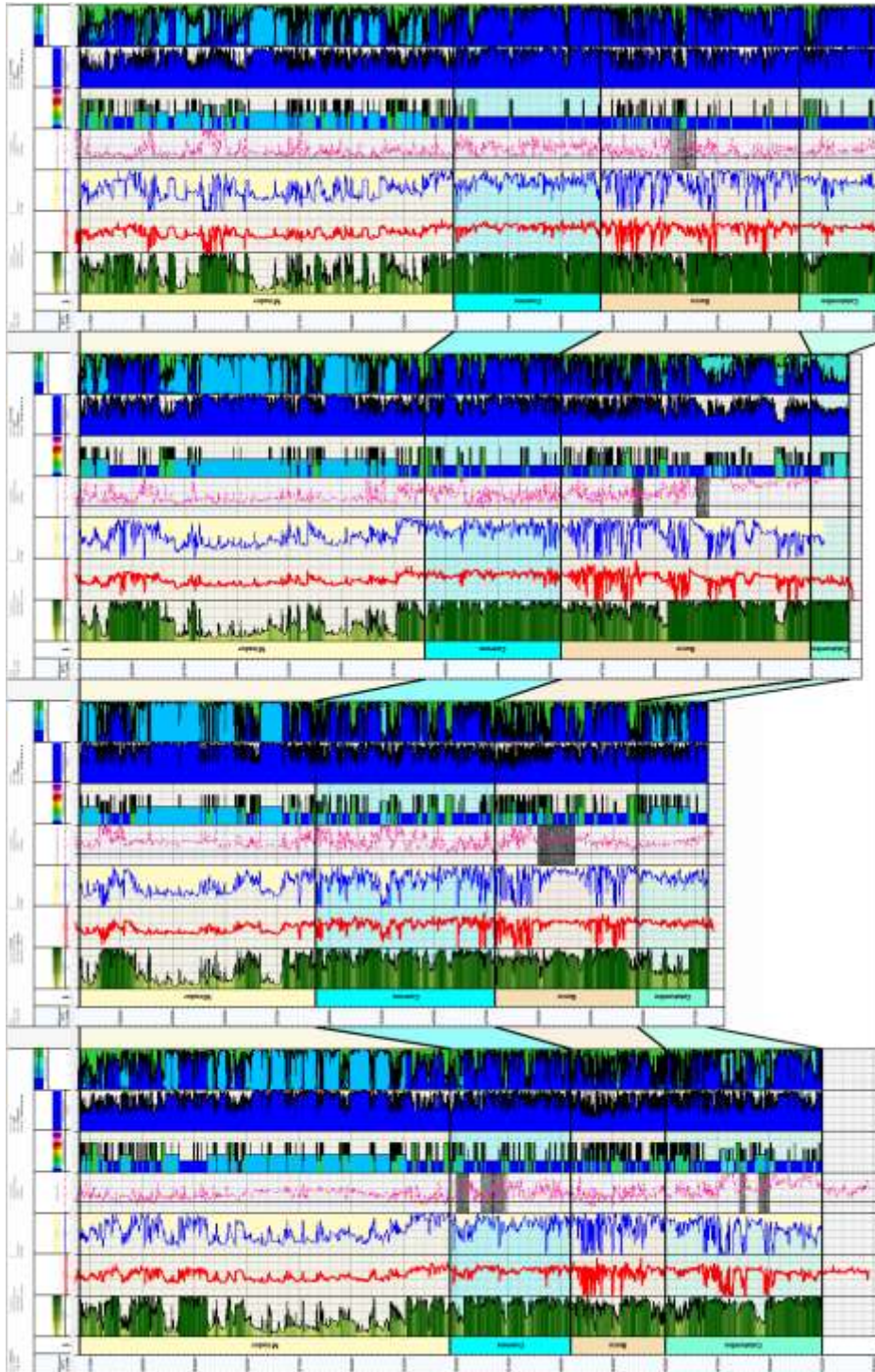


Figura 37.

Generación de curvas tipo para los intervalos de interés en los pozos estudiados.

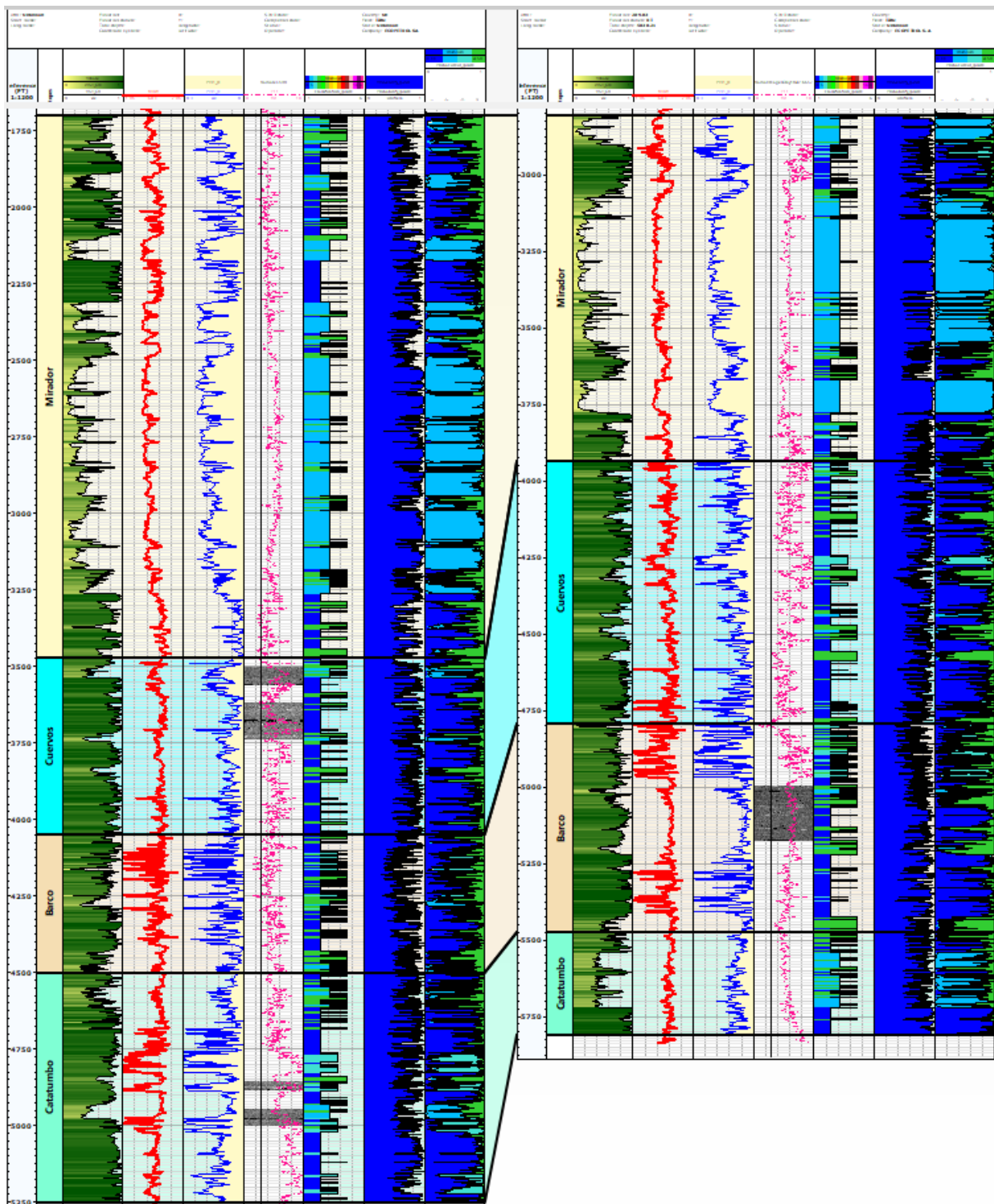
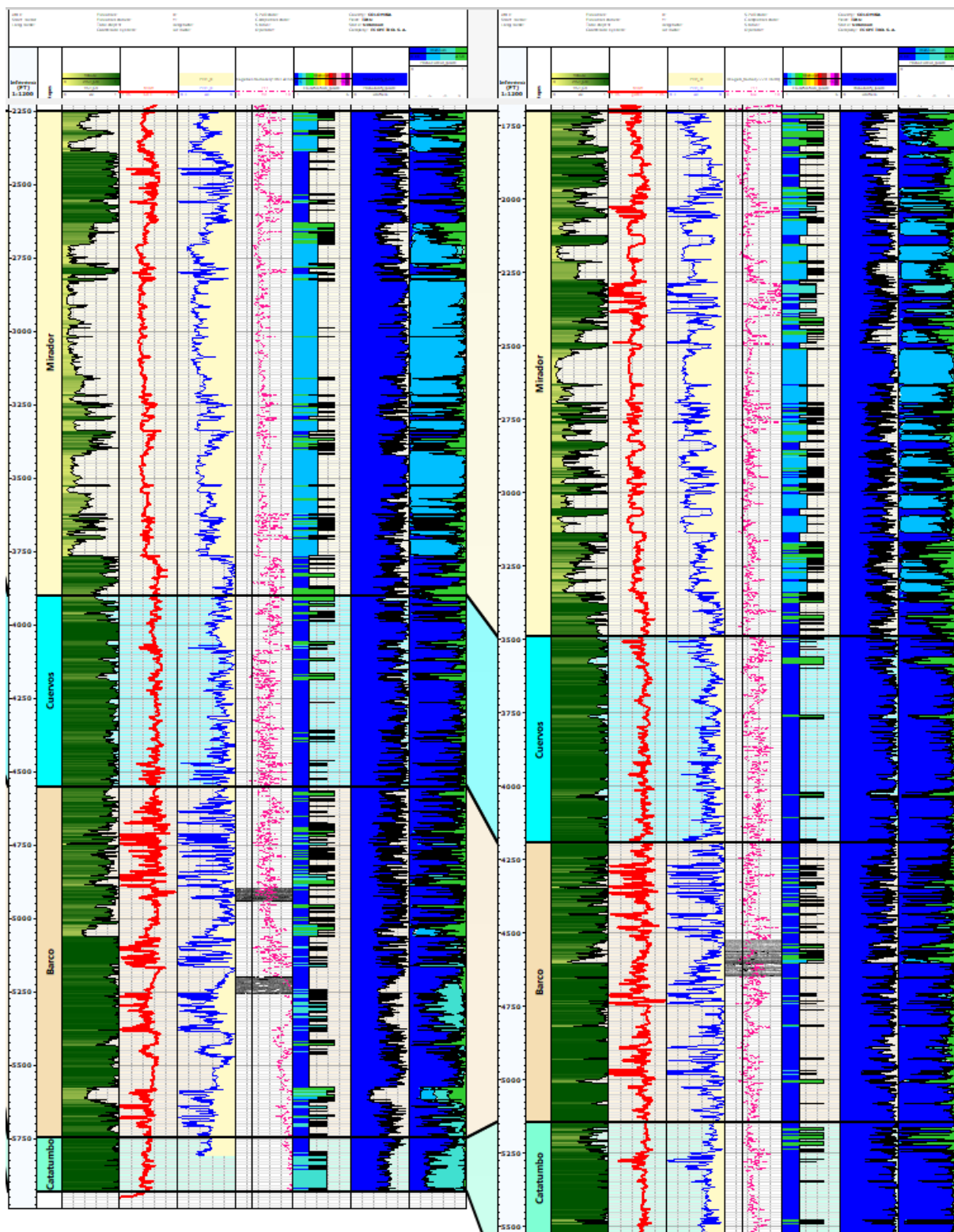


Figura 38.

Generación de curvas tipo para los intervalos de interés en los pozos estudiados.

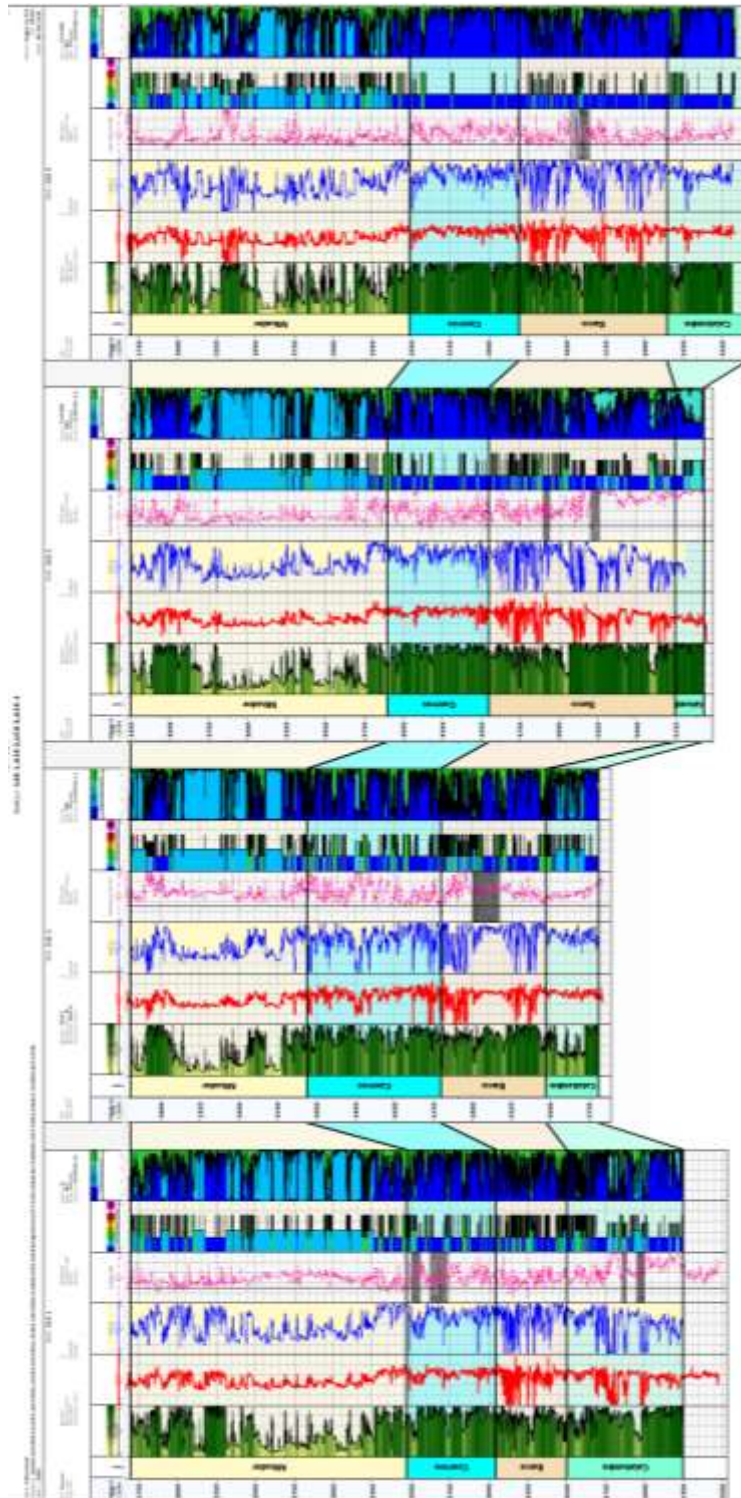


Se logró identificar las zonas con una alta certeza de ocurrencia. Por lo tanto, una vez calibradas con la información de yacimientos se pueden identificar las zonas de interés para la industria.

Con el uso de estas curvas de registros, los estimados de porosidad y volumen de lutitas, integrado con los datos de tomografía, se logra precisar ese modelo de curvas tipo y poder alcanzar probabilidades cercanas o mayores al 85%.

**Figura 39.**

curvas tipo delimitadas, las zonas de mayor interés están representadas por valores más bajos, representados con color azul oscuro.



Como se observa en las tablas 26, 27, 28 y 29 se obtuvieron los valores para las curvas tipo estandarizadas en este proyecto, y los valores corresponden a porcentajes de probabilidad, en este caso los valores obtenidos que son mayores al 85% son los que darán el indicio de las zonas de alta ocurrencia.

Se asume este porcentaje debido a que, al observar que en estas zonas se cumplen los valores obtenidos anteriormente para volúmenes de lutitas que sean menores a 0.35 y los valores de porosidad entre 3% y 35%, la probabilidad de encontrar la litología deseada es mayor o igual a un 85%, lo cual nos genera un resultado bastante favorable para llamarlo zona de interés económico.

**Tabla 26.**

*Valores obtenidos luego de realizar las curvas tipo para la Formación Mirador.*

Formación	UIS 1		UIS 2		UIS 3		UIS 4	
	profundidad	curva	profundidad	curva	profundidad	curva	profundidad	curva
Mirador	1700	0,473781	2806	0,051314	2250	0,938396	1700	0,003648
	1700,25	0,476165	2806,25	0,043514	2250,25	0,923512	1700,25	0,097241
	1700,5	0,482207	2806,5	0,041921	2250,5	0,89519	1700,5	0,09591
	1700,75	0,484984	2806,75	0,042639	2250,75	0,884331	1700,75	0,162291
	1701	0,485793	2807	0,045714	2251	0,887824	1701	0,162081
	1701,25	0,482405	2807,25	0,047935	2251,25	0,913603	1701,25	0,161686
	1701,5	0,474409	2807,5	0,045999	2251,5	0,954183	1701,5	0,16097
	1701,75	0,460779	2807,75	0,040821	2251,75	0,966119	1701,75	0,159537
	1702	0,443473	2808	0,036027	2252	0,978162	1702	0,157053
	1702,25	0,426917	2808,25	0,027627	2252,25	0,914583	1702,25	0,152257
	1702,5	0,409804	2808,5	0,022962	2252,5	0,922218	1702,5	0,142552
	1702,75	0,393933	2808,75	0,02244	2252,75	0,931812	1702,75	0,118401
	1703	0,372452	2809	0,025294	2253	0,110577	1703	0,065696

**Tabla 27.**

Valores obtenidos luego de realizar las curvas tipo para la Formación Los Cuervos.

Formación Los Cuervos	UIS 1		UIS 2		UIS 3		UIS 4	
	profundida d	curva	profundida d	curva	profundida d	curva	profundida d	curva
3473	0,24511 2	3937	0,90225 7	3900	0,04916 2	3490	0,19589 4	
3473,25	0,32307 9	3937,25	0,88697	3900,25	0,07097 9	3490,25	0,18417 2	
3473,5	0,38926 3	3937,5	0,90512 3	3900,5	0,10511 1	3490,5	0,18985	
3473,75	0,42217 9	3937,75	0,94369	3900,75	0,08245 2	3490,75	0,22990 4	
3474	0,44711 9	3938	0,96827 6	3901	0,05776 1	3491	0,32386	
3474,25	0,46505 6	3938,25	0,97790 9	3901,25	0,05255 1	3491,25	0,40419	
3474,5	0,47772 3	3938,5	0,95993 7	3901,5	0,061	3491,5	0,40884 5	
3474,75	0,50257 4	3938,75	0,92153	3901,75	0,08169 1	3491,75	0,60012	
3475	0,53070 2	3939	0,93317 9	3902	0,11268 4	3492	0,68658 9	
3475,25	0,53721 9	3939,25	0,96691 4	3902,25	0,13337 7	3492,25	0,72720 8	
3475,5	0,52360 5	3939,5	0,99434	3902,5	0,13452	3492,5	0,81606 4	
3475,75	0,49582 8	3939,75	0,98558 5	3902,75	0,11892 7	3492,75	0,82117 5	
3476	0,47821 3	3940	0,96058 7	3903	0,09532	3493	0,77264 4	

**Tabla 28.**

Valores obtenidos luego de realizar las curvas tipo para la Formación Barco.

Formación Barco	UIS 1		UIS 2		UIS 3		UIS 4	
	profundidad	curva	profundidad	curva	profundidad	curva	profundidad	curva
4047	0,975743	4795	0,027199	4550	0,724831	4192	0,829819	
4047,25	0,981824	4795,25	0,053666	4550,25	0,752839	4192,25	0,838249	
4047,5	0,961754	4795,5	0,08712	4550,5	0,785746	4192,5	0,821858	
4047,75	0,947176	4795,75	0,122498	4550,75	0,78561	4192,75	0,857005	
4048	0,939832	4796	0,210277	4551	0,720611	4193	0,859911	

Formación	UIS 1		UIS 2		UIS 3		UIS 4		
	Barco	profundidad	curva	profundidad	curva	profundidad	curva	profundidad	curva
		4048,25	0,894837	4796,25	0,218177	4551,25	0,609305	4193,25	0,915909
		4048,5	0,910783	4796,5	0,360239	4551,5	0,560492	4193,5	0,910018
		4048,75	0,93539	4796,75	0,619933	4551,75	0,555556	4193,75	0,949329
		4049	0,940216	4797	0,679897	4552	0,659242	4194	0,968481
		4049,25	0,967191	4797,25	0,637673	4552,25	0,77152	4194,25	0,961964
		4049,5	0,940955	4797,5	0,516392	4552,5	0,85405	4194,5	0,969791
		4049,75	0,947777	4797,75	0,405895	4552,75	0,923786	4194,75	0,983278
		4050	0,912622	4798	0,365594	4553	0,968611	4195	0,991479

Tabla 29.

Valores obtenidos luego de realizar las curvas tipo para la Formación Catatumbo.

Formacion	UIS 1		UIS 2		UIS 3		UIS 4		
	Catatumbo	profundidad	curva	profundidad	curva	profundidad	curva	profundidad	curva
		4500	0,032829	5475	0,716702	5747	0,716507	5143	0,957619
		4500,25	0,042682	5475,25	0,798056	5747,25	0,70353	5143,25	0,961353
		4500,5	0,048977	5475,5	0,956264	5747,5	0,664755	5143,5	0,961884
		4500,75	0,057396	5475,75	0,987839	5747,75	0,617628	5143,75	0,95925
		4501	0,065795	5476	0,973968	5748	0,58637	5144	0,952307
		4501,25	0,071665	5476,25	0,984776	5748,25	0,581132	5144,25	0,941906
		4501,5	0,073381	5476,5	0,982063	5748,5	0,59876	5144,5	0,931073
		4501,75	0,071154	5476,75	0,981295	5748,75	0,630031	5144,75	0,922659
		4502	0,067114	5477	0,9838	5749	0,662296	5145	0,917267
		4502,25	0,065782	5477,25	0,946335	5749,25	0,685763	5145,25	0,925458
		4502,5	0,062623	5477,5	0,968464	5749,5	0,699015	5145,5	0,935636
		4502,75	0,063407	5477,75	0,922804	5749,75	0,715053	5145,75	0,94469
		4503	0,06546	5478	0,595894	5750	0,720352	5146	0,952425

Para observar los datos completos, dirigirse al anexo 3.

## 11. Conclusiones

El modelo de Vshale que mejor se ajustó para el pozo UIS 2 fue el generado con registro GammaRay, debido a que el registro de calidad de hueco no lo afecta como al registro Neutron y generó mejores resultados.

Se logró realizar una correlación litológica haciendo uso de registros de campo y información obtenida con tomografía computarizada de rayos x, para identificar el comportamiento de los registros en cada una de las zonas de interés.

Se logró corroborar las características litológicas de las unidades de interés haciendo uso de los registros RHOB, PEF e imágenes radiales obtenidos con tomografía computarizada de rayos X y realizar un amarre núcleo-registro.

Debido a los desfases obtenidos tras la generación de los shift de profundidad para los tres registros utilizados, los shift de profundidad generados con los registros RHOB y PEF obtenidos con tomografía computarizada de rayos x, se puede establecer que es bastante optimo hacer uso tanto de los registros obtenidos en laboratorio como de los generados con el registro GR, ya que el GR se encuentran desfasados entre un 1-5% y el desfase obtenido con los registros RHOB y PEF ronda entre 1-7%.

Con la generación de las curvas tipo, se logró identificar las zonas con una alta certeza de ocurrencia. Por lo tanto, una vez calibradas con la información de yacimientos se pueden identificar las zonas de interés para la industria.

## 12. Recomendaciones

Como primera medida, debo sugerir que este procedimiento tendrá mejores resultados si es aplicado a cada una de las unidades por separado, ya que debo resaltar que se quiso ser bastante ambicioso y se tomó cuatro formaciones entre las cuales la Formación Barco y Mirador son de alto interés económico.

Se tomaron las cuatro formaciones para tener una mejor visualización de las diferentes litofacies contenidas y poder observar el comportamiento de las curvas tipo para estas zonas, pero debe tenerse en cuenta que estas formaciones están altamente influenciadas por eventos tectónicos y que estamos trabajando a escalas bastante diferentes, lo cual generará que los resultados que sean obtenidos, realizando el procedimiento para cada formación por separado sea más óptimo.

Como segunda recomendación quiero aportar que para la generación de las curvas tipo es necesario de un set base de registros eléctricos. Para ello se hizo uso de los registros GR, RHOB y PEF, ya que son registros que se obtienen en pozo y también en laboratorio, con los cuales se logra realizar los “shift” de profundidad y teniendo estos resultados, una evaluación petrofísica y la generación de curvas tipo.

### Referencias Bibliográficas

- A. Mantilla; R. Bueno, (200). Petrofísica e interpretación de registros de pozo, Herramientas de control de Calidad - Principios de Interpretación
- Álvarez de Buergo, M. (2012). Técnicas de caracterización petrologicas: Propiedades petrofísicas y técnicas no destructivas.
- Asquith, G. B., Krygowski, D., & Gibson, C. R. (2004). *Basic well log analysis* (Vol. 16). Tulsa: American Association of Petroleum Geologists.
- Bateman, R. M. (1985). Openhole log analysis and formation analysis. Asquith, G. B., Krygowski, D., & Gibson, C. R. (2004). *Basic well log analysis* (Vol. 16). Tulsa: American Association of Petroleum Geologists.
- Benavente, D., Bernabéu, A. M., & Cañaveras, J. C. (2004). Estudio de propiedades físicas de las rocas. Enseñanza de las Ciencias de la Tierra, 12(1), 62-68.
- Castillo, O. C. M., Bayona, G., Ojeda, C., Ayala, C., Cardona, A., Restrepo, S., & Valencia, V. (2012). Procedencia de las unidades paleógenas de la cuenca del Catatumbo y su comparación con las cuencas adyacentes: relación con la convergencia de la placa Caribe. *Geología Colombiana*, 37.
- Cnudde, V., & Boone, M. N. (2013). High-resolution X-ray computed tomography in geosciences: A review of the current technology and applications. *Earth-Science Reviews*, 123, 1-17.
- Hounsfield, G. N. A method of and apparatus for examination of a body by radiation such as X-ray or gamma radiation, London (1972). *British Patent*, (1283915).
- Jaimes Villarreal, V. N. (2010). Integración De Información Sísmica, De Núcleos Y Registros De Pozo Enfocada A La Caracterización De Fracturas En Yacimientos Altamente Fracturados

Para La Cuenca Catatumbo En Colombia (Doctoral dissertation, Universidad Industrial de Santander, Escuela De Geología).

Lopera, S. H., Aguirre, P. C., & de Jesús Valencia, A. (2004). Uso de la tomografía computadorizada en el análisis de propiedades petrofísicas. *Energética*, (31), 59-73.

Meneses, A. F. O., Chaves, J. M. P., Otero, E. H., & Santos, N. S. (2015). Caracterización estática de rocas por medio de tomografía computarizada de rayos-x tac. *Revista fuentes*, 13(1).

MOJICA, J. (2009). Cuencas Catatumbo, Cesar–Rancheria, Cordillera Oriental, Llanos Orientales, Valle Medio y Superior del Magdalena.

Núñez, M., & Saavedra, J. L. (2006). Definición de un Modelo Estático para las Formaciones Barco y Catatumbo, Campo Sardinata, Cuenca Catatumbo, Colombia. Trabajo de Grado, Universidad Industrial De Santander, Facultad De Ingenierías Físicoquímicas, Escuela De Geología, Bucaramanga.

RANGEL, A., MORA, C., & PARRA, P. Evaluación estratigráfica y geoquímica de la Formación los Cuervos como roca cogeneradora de hidrocarburos en la Cuenca del Catatumbo.

Siddiqui, S., & Khamees, A. A. (2004, January). Dual-energy CT-scanning applications in rock characterization. In *SPE annual technical conference and exhibition*. Society of Petroleum Engineers.

Walls, J., & Armbruster, M. (2012). Shale reservoir evaluation improved by dual energy X-Ray CT imaging. *Journal of Petroleum Technology*, 64(11), 28-32.

Wellington, S. L., & Vinegar, H. J. (1987). X-ray computerized tomography. *Journal of Petroleum Technology*, 39(08), 885-898.

Zappa Figueroa, L. F. (2009). Geoquímica, Geofísica Y Geología De La Cuenca Catatumbo (Doctoral dissertation, Universidad Industrial de Santander, Escuela De Geología).