

**EVALUACIÓN ESTRUCTURAL, PETROFÍSICA Y ESTRATIGRÁFICA DE UN
SECTOR DE INTERÉS EN LA SUBCUENCA PATÍA DE LA CUENCA
CAUCA- PATÍA**

**CARLOS FERNANDO BERDUGO TORRES
SAMUEL JOSE CARBONELL GARCIA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2013

**EVALUACIÓN ESTRUCTURAL, PETROFÍSICA Y ESTRATIGRÁFICA DE UN
SECTOR DE INTERÉS EN LA SUBCUENCA PATÍA DE LA CUENCA
CAUCA- PATÍA**

**CARLOS FERNANDO BERDUGO TORRES
SAMUEL JOSE CARBONELL GARCIA**

Trabajo de grado presentado para optar al título de Ingeniero de Petróleos

Director del proyecto

M. Sc. HELENA MARGARITA RIBON BARRIOS.

Co-Directores

**CESAR AUGUSTO TRUJILLO TARAZONA
HERNANDO BUENDIA LOMBANA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2013

DEDICATORIA.

Dedico este triunfo de manera muy especial a:
DIOS por regalarme la vida, guiar mis pasos y no abandonarme nunca por más cansado y agobiado que me sentí.
A mi abuela Zoila Emilia por ser el motor que me dio el impulsó para comenzar, por ser mi consejera y por estar para mí cada día de mi vida.
A mi tía Oli que desde el cielo sé que estará orgullosa de mi porque pude alcanzar esta meta, por no cansarse de ir a buscar los cuadernos de Victor, y por dejarme las herramientas para ser dedicado y responsable.
A mis tíos Jorge y Zoilita por ser mi apoyo incondicional, y por quererme como su hijo.
A mi mamá Horte por creer en mi desde siempre, por ser tan exigente conmigo y nunca cansarse.
A mis hermanas Ana Lucia y Laura, ambas por confiar siempre en mis capacidades y por darme aliento para continuar.
A mi papá por estar siempre, por considerarme su amigo, brindarme su confianza y por apoyarme.
A mi tío Rafael por estar siempre para mi.
A mis ahijadas Maria Camila (la puchungui), Acqua (la doldi) y mi sobrinita Mariana, a quienes planeo no solo llenar de regalos siempre que pueda, sino también de consejos y apoyo para que algún día lleguen mucho más lejos de lo que nosotros sus antecesores hemos llegado.
A cada una de las personas que de una u otra forma aportaron en mi formación e hicieron posible que hoy pueda alcanzar este logro.

Samuel José Carbonell García.

Este triunfo se lo dedico primero a Dios por guiarme y acompañarme en todo momento, especialmente en aquellos más difíciles de mi vida universitaria.

A mi Padre que desde el cielo se alegra de este logro, por haber sido esa persona que me mostro el verdadero significado de la humildad y la nobleza, te entrego este sueño alcanzado, sueño que juntos compartimos desde el inicio de mi carrera.

A mi Madre por su tenacidad, coraje y apoyo incondicional, su experiencia me enseñó que la vida está llena de tropiezos, a aceptar las derrotas, y a asumir riesgos.

A mi hermano quien me entrego siempre su amistad sincera y tuvo un consejo acertado para cada situación.

A la herencia más valiosa que me dejó mi Padre, mis tíos Clara y Arturo, quienes siempre creyeron en mí, me brindaron su amor como uno más de sus hijos.

A mis tías Consuelo, Faddy y Amparo porque a pesar de la distancia estuvieron pendientes de mí, y me apoyaron a través de sus oraciones.

A Mari por ofrecerme su amor y amistad, por compartir a mi lado momentos buenos y malos, y hacer de esta experiencia algo inolvidable.

Por ultimo quiero agradecer a todas las demás personas que sumaron a este gran logro en mi vida.

Carlos Fernando Berdugo Torres.

AGRADECIMIENTOS

Queremos agradecer a Dios por guiar nuestro camino y permitirnos alcanzar este logro.

A nuestras familias por su apoyo incondicional.

A nuestra directora de tesis Helena Ribon Barrios por creer en nosotros y brindarnos las herramientas para desarrollar este proyecto.

A los geólogos Juan Sebastián Luna y Andrés De la Hoz por su colaboración y tiempo durante la realización de esta tesis.

A Diego, Vecino, Gerson, Lara y Carmen por brindarnos su amistad sincera y sobrevivir con nosotros esta etapa.

A todos los profesores y personas que contribuyeron en nuestra formación no solo como profesionales sino también como personas.

A la Universidad Industrial de Santander por abrirnos sus puertas para la construcción de nuestro proyecto de vida.

GRACIAS.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	23
1. ASPECTOS GENERALES	25
1.1 OBJETIVOS	25
1.2 JUSTIFICACIÓN	26
1.3 UBICACIÓN GEOGRÁFICA	26
2. MARCO TEÓRICO	31
2.1 MODELO ESTRUCTURAL	31
2.1.1 Sísmica.	33
2.1.2 Sísmica de pozo.	34
2.1.3 Interpretación sísmica.	34
2.1.4 Atributos sísmicos.	35
2.1.5 Clasificación de los atributos sísmicos.	36
2.1.6 Fallas.	37
2.1.7 Plano de falla.	37
2.1.8 Mapas estructurales.	39
2.1.9 Antecedentes de la geología de la región.	40
2.2 MODELO PETROFÍSICO	42
2.2.1 Resistividad verdadera de la Formación.	44
2.2.2 Resistividad del agua de Formación.	44
2.2.1 Densidad del grano.	46
2.2.2 Petrofacies.	47
2.2.3 Identificación de tendencias de tipos de roca (Crossplot K_{air} / Φ).	48
2.2.4 Análisis de curvas de presión capilar.	49

2.2.5 Perfil de radio de poro.	50
2.2.6 Arcillosidad.	52
2.2.6.1 Las arcillas y su clasificación.	52
2.2.6.2 Composición mineralógica.	53
2.2.6.3 Distribución.	53
2.2.6.4 Proceso geológico que las generó y la ubicación del yacimiento.	53
2.2.6.5 Calculo de la arcillosidad en la Formación.	54
2.2.7 Porosidad.	57
2.2.7.1 Clasificación de la porosidad.	59
2.2.7.2 Cálculo de la porosidad.	60
2.2.8 Saturación.	63
2.2.8.1 Determinación de la saturación de fluidos a través de registros de pozo	63
2.2.9 Permeabilidad.	67
2.2.9.1 Tipos de Permeabilidad.	68
2.2.9.2 Cálculo de la permeabilidad.	69
2.3 MODELO ESTRATIGRÁFICO	70
2.3.1 Litofacies.	71
2.3.2 Modelo estratigráfico a partir de registros de pozo.	71
2.3.3 Construcción de Crossplots.	74
2.3.4 Construcción de la columna estratigráfica a partir de sísmica y registros de pozo.	77
3. DESARROLLO DE MODELOS	80
3.1 METODOLOGÍA MODELO ESTRUCTURAL	80
3.1.1 Metodología aplicada.	80
3.1.2 Recolección de información sísmica y afines.	81
3.1.3 Amarre sísmica de pozo.	81
3.1.4 Sísmica 2D	81
3.1.5 Generación de mapas estructurales en tiempo.	82

3.2 RESULTADOS MODELO ESTRUCTURAL	83
3.2.1 Recolección de información sísmica.	83
3.2.2 Modelo de velocidades.	83
3.2.3 Conversión tiempo - profundidad.	83
3.2.4 Amarre de sísmica de pozo.	84
3.2.5 Interpretación de sísmica 2D	86
3.2.6 Generación de mapas estructurales en tiempo.	96
3.3 METODOLOGÍA MODELO PETROFÍSICO	103
3.3.1 Metodología aplicada.	103
3.3.2 Recolección y acreditación de la información.	104
3.3.3 Edición de registros de pozo.	104
3.3.4 Resistividad verdadera de la Formación.	104
3.3.5 Resistividad del agua de Formación.	104
3.3.6 Densidad del grano.	105
3.3.7 Calculo del exponente de cementación (m) y del factor de tortuosidad o litológico (a).	105
3.3.8 Petrofacies.	106
3.3.9 Modelo de arcillosidad.	106
3.3.10 Modelo de porosidad	107
3.3.11 Modelo de saturación de agua.	107
3.3.12 Modelo de permeabilidad.	108
3.4 RESULTADOS MODELO PETROFÍSICO	108
3.4.1 Recolección y acreditación de la información.	108
3.4.2 Edición de Registros de pozo.	108
3.4.3 Definición de los Parámetros Petrofísicos.	109
3.4.4 Resistividad de la Formación (Rt).	112
3.4.5 Resistividad del agua de Formación (Rw).	113
3.4.6 Densidad de grano (ρ_{ma}).	119
3.4.7 Cálculo del exponente de cementación (m), y del factor de tortuosidad o litológico (a).	121

3.4.8 Modelo de Arcillosidad.	124
3.4.9 Modelo de Porosidad (Φ).	128
3.4.10 Modelo de Saturación (S_w).	133
3.4.11 Modelo de Permeabilidad (K).	138
3.5 METODOLOGÍA MODELO ESTRATIGRÁFICO A PARTIR DE SÍSMICA Y REGISTROS DE POZOS.	140
3.5.1 Metodología aplicada	140
3.5.2 Selección de profundidades a evaluar.	142
3.5.3 Evaluación por superposición de curvas.	142
3.5.4 Análisis del factor fotoeléctrico de Formación (PEF).	143
3.5.5 Construcción de crossplots.	143
3.5.6 Construcción de la columna estratigráfica a partir de sísmica y registro de pozos.	144
3.6 RESULTADOS MODELO ESTRATIGRÁFICO A PARTIR DE SÍSMICA Y REGISTROS DE POZO.	144
3.6.1 Metodología aplicada.	144
3.6.2 Selección de profundidades a evaluar.	144
3.6.3 Evaluación por superposición de curvas	144
3.6.4 Análisis del Factor fotoeléctrico.	146
3.6.5 Construcción de crossplots.	149
3.6.6 Construcción de la columna estratigráfica a partir de sísmica y registros de pozo.	169
4. CONCLUSIONES	171
5. RECOMENDACIONES	174
BIBLIOGRAFIA	175
ANEXOS	180

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1: Localización regional de la Cuenca Cauca-Patía en Colombia.	27
Figura 2: Localización regional de la Cuenca Cauca-Patía.	28
Figura 3: División geográfica y geológica de la cuenca Cauca-Patía en la Subcuenca Cauca y la Subcuenca Patía por el Alto de Popayán.	30
Figura 4: Ejemplo presencia de falla.	37
Figura 5: Tipos de fallas geológicas.	39
Figura 6: Ejemplo mapa Estructural.	40
Figura 7: Sección transversal Cuenca Cauca-Patía	40
Figura 8: Sección sísmica transversal de la Subcuenca Patía	42
Figura 9: Secuencia general para la construcción del modelo petrofísico.	43
Figura 10: Grafico Pickett Plot.	46
Figura 11: Registros neutrón- density.	48
Figura 12: Grafica Log (Kair) vs Φ para determinación de Petrofacies	49
Figura 13: Arena sucia	57
Figura 14: Arena limpia	57
Figura 15: Espacio poroso de una Arena.	58
Figura 16: Crossplot Neutron-Density	75
Figura 17: Crossplot Pef- Density	76
Figura 18: Crossplot Sonic-Density	77
Figura 19: Flujo de trabajo.	79
Figura 20: Metodología aplicada modelo estructural.	80
Figura 21: Regresión polinómica cubica para conversión tiempo-profundidad.	84
Figura 22: Ubicación del pozo ANH-PATIA 1-ST-P en la línea sísmica CP 1990-1200.	85

Figura 23: Ubicación del pozo ANH-PATIA 1-ST-P en la línea sísmica CP 1990-1300.	86
Figura 24: Mapa base con las líneas sísmicas cruzadas.	87
Figura 25: Línea sísmica CP 1990-1200 sin interpretar.	91
Figura 26: Línea sísmica CP 1990-1200 interpretada.	92
Figura 27: Línea sísmica CP 1990-1200 interpretada por barrero.	93
Figura 28: Línea sísmica CP 1990-1300 sin interpretar.	94
Figura 29: Línea sísmica CP 1990-1300 interpretada.	95
Figura 30: Trazado de horizontes por Formación en las dos líneas sísmicas interpretadas.	96
Figura 31: Visualización de mapas estructurales 3D en tiempo, junto a las líneas sísmicas interpretadas y las fallas definidas.	97
Figura 32: Metodología aplicada modelo petrofísico.	103
Figura 33: Metodología modelo de arcillosidad.	107
Figura 34: Pickett Plot Formación Mercaderes.	113
Figura 35: Pickett plot Formación Esmita Miembro Conglomerático.	114
Figura 36: Pickett plot Formación Esmita Miembro Arenáceo.	115
Figura 37: Pickett plot Formación Esmita Miembro Limolítico.	116
Figura 38: Pickett plot Formación Mosquera.	117
Figura 39: Pickett plot Formación Peñamorada.	118
Figura 40: Frecuencia vs Densidad de grano (g/cc) para cada Formación.	120
Figura 41: Permeabilidad al aire (K_{air}) vs Φ para la Formación Esmita y Mosquera.	124
Figura 42: Gr vs frecuencia.	125
Figura 43: Volumen de arcilla (V_{sh}) vs Índice de Arcillosidad (I_{sh}).	126
Figura 44: Modelos de saturación.	135
Figura 45: Modelos de Bejarano, Tixier, Amaefule, Timur, tesis Vargas Castillo.	137
Figura 46: Modelos de Bejarano, Tixier, Amaefule, Timur.	138
Figura 47: Frecuencia vs Permeabilidad (K).	139

Figura 48: Metodología aplicada modelo estratigráfico a partir de sísmica y registros de pozo.	141
Figura 49: Crossplot Neutron - Density para la Formación Mercaderes.	150
Figura 50: Crossplot Pef - Density para la Formación Mercaderes.	151
Figura 51: Crossplot Sonic - Density para la Formación Mercaderes.	152
Figura 52: Crossplot Neutron - Density para la Formación Esmita Miembro Conglomeratico.	153
Figura 53: Crossplot Pef - Density para la Formación Esmita Miembro Conglomeratico.	154
Figura 54: Crossplot Sonic - Density para la Formación Esmita Miembro Conglomeratico.	155
Figura 55: Crossplot Neutron - Density para la Formación Esmita Miembro Arenáceo.	156
Figura 56: Crossplot Pef - Density para la Formación Esmita Miembro Arenáceo.	157
Figura 57: Crossplot Sonic - Density para la Formación Esmita Miembro Arenáceo.	158
Figura 58: Crossplot Neutron - Density para la Formación Esmita Miembro Limolítico.	159
Figura 59: Crossplot Pef - Density para la Formación Esmita Miembro Limolítico.	160
Figura 60: Crossplot Sonic - Density para la Formación Esmita Miembro Limolítico.	161
Figura 61: Crossplot Neutron - Density para la Formación Mosquera.	162
Figura 62: Crossplot Pef - Density para la Formación Mosquera.	163
Figura 63: Crossplot Sonic - Density para la Formación Mosquera.	164
Figura 64: Crossplot Neutron - Density para la Formación Peñamorada.	165
Figura 65: Crossplot Pef - Density para la Formación Peñamorada.	166
Figura 66: Crossplot Sonic - Density para la Formación Peñamorada.	167

Figura 67: Columna estratigráfica pozo ANH-PATIA 1-ST-P, a partir de sísmica y registros de pozo.

170

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1: Clasificación del tipo de roca según la relación K/Φ .	49
Tabla 2: Clasificación de las petrofacies según Coalson, Hartmann y Thomas.	50
Tabla 3: Factores que asocian y disocian las partículas de arcilla.	52
Tabla 4: Clasificación de las arenas según el Vshale.	57
Tabla 5: Calidad de la Porosidad.	59
Tabla 6: Ecuaciones para la conversión tiempo- profundidad.	84
Tabla 7: Topes y espesores de Formación.	89
Tabla 8: Ángulos de inclinación de las fallas.	90
Tabla 9: Valores típicos de a y m.	105
Tabla 10: Registros e información disponible por Formación.	110
Tabla 11: Resistividad de la Formación.	112
Tabla 12: R_w por Formación, calculados por el método pickett plot y corregidos en el simulador.	119
Tabla 13: Percentiles densidad de grano.	120
Tabla 14: Datos de porosidad (Φ) y permeabilidad al aire (md), tomado de análisis de pruebas de laboratorio para las Formaciones Esmita y Mosquera.	122
Tabla 15: Gr base de arena limpia y Gr base de arena arcillosa.	124
Tabla 16: Percentiles de los datos Gr por zonas	125
Tabla 17: Volumen de arcilla por Formación.	126
Tabla 18: Índice de arcillosidad (fracción), y volumen de arcilla (fracción) para algunos puntos representativos de cada Formación.	127
Tabla 19: Cálculo de porosidad	130
Tabla 20: Porosidad (fracción) calculada por método densidad vs método neutrón-density.	132

Tabla 21: Valores de Sw mínimo, máximo y promedio por los diferentes modelos empleados en el simulador.	134
Tabla 22: Distribución Percentil datos de saturación.	136
Tabla 23: Distribución Percentil datos de permeabilidad.	140
Tabla 24: Evaluación por superposición de curvas.	145
Tabla 25: Valores de factor fotoeléctrico por Formación.	146

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. Línea sísmica CP-1990-1200 Interpretada.	180
ANEXO B. Línea sísmica CP-1990-1300 Interpretada.	181

RESUMEN

TITULO: EVALUACIÓN ESTRUCTURAL, PETROFÍSICA Y ESTRATIGRÁFICA DE UN SECTOR DE INTERÉS EN LA SUBCUENCA PATÍA DE LA CUENCA CAUCA- PATÍA.*

AUTORES: Carlos Fernando Berdugo Torres.
Samuel José Carbonell García.**

PALABRAS CLAVE: Cuenca Cauca-Patía, Subcuenca Patía, Modelo Geológico, Modelo Petrofísico, Modelo Estructural, Modelo Estratigráfico

El estudio de la geología regional es importante para la caracterización de yacimientos, ya que permite modelar las propiedades petrofísicas y descripción del medio donde se desarrollan los diferentes procesos que dan lugar a la aparición de zonas con acumulación de hidrocarburos.

Al ser el objetivo de esta investigación proponer un modelo geológico conceptual de una región de la Cuenca Cauca-Patía, se desarrolló el modelamiento estructural por medio del software Petrel de la compañía Schlumberger, en el cual se interpretaron dos líneas sísmicas de un sector de la subcuenca Patía, y producto de esta etapa del proyecto se establecieron la ubicación de fallas, horizontes, tipos de pliegues, y la configuración geométrica de la zona.

La evaluación petrofísica se realizó a través de la interpretación de registros del pozo ANH-PATIA 1-STP, donde se determinaron las propiedades de las rocas, destacando lugares con posible acumulación de hidrocarburos y determinando las principales propiedades de la roca en la zona de interés (la cual se localiza entre el pozo y las dos líneas sísmicas).

El modelo estratigráfico fue desarrollado a partir de registros de pozo, y secciones sísmicas de las líneas CP 1990-1200 y CP 1990-1300, las cuales se encuentran en la cercanía del pozo.

Por último se elaboró un modelo geológico-conceptual donde la información obtenida de estudios previos, la evaluación sísmica y registro de pozos fue asociada, para revelar las características de la zona objeto de estudio.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Directora M.sc Helena Margarita Ribón Barrios. Co-Directores Cesar Augusto Trujillo Tarazona Hernando Buendía Lombana

ABSTRACT

TITLE: STRUCTURAL, PETROPHYSIC AND STRATIGRAPHIC ASSESSMENT OF AN INTEREST SECTION IN PATÍA SUBBASIN OF CAUCA-PATÍA BASIN.*

AUTHORS: Carlos Fernando Berdugo Torres.
Samuel José Carbonell Garcia.**

KEY WORDS: Cauca Patía Basin, Patía Subbasin, Geological Model, Petrophysical Model, Structural Model, Stratigraphic Model.

The study of the Regional Geology is important for reservoir Characterization, because it allows to model the petrophysical properties and make a description of the environment where different processes are developed for hydrocarbon accumulation occurs.

Since the aim of this research is to propose a conceptual geological model of a region in the Cauca-Patía Basin. A structural modeling was developed by using Schlumberger's software Petrel, in which where performed two seismic lines of a sector in Patía Subbasin, as a result of this phase of the project, it was possible to locate some faults, the horizons, fold types, and the geometric configuration of this area.

The petrophysical evaluation was performed, using ANH-PATIA 1-STP well log interpretation, where rock properties where determined, highlighting areas with possible hydrocarbons accumulation and determining the main properties of the interest sector (which is located between the well and the seismic lines)

The stratigraphic model was develop from well logs and seismic sections interpretation of the lines CP 1990-1200 and CP 1990-1300, which are located near the well.

Finally, a conceptual geological model was elaborated, by linking seismic, log interpretation, and information from previous studies, to provide an idea of the main characteristics of the study area.

* Graduate Thesis.

** Physical – Chemical Engineering School. Petroleum Engineering School. Director M.sc Helena Margarita Ribón Barrios. Co-Directores Cesar Augusto Trujillo Tarazona Hernando Buendia Lombana

INTRODUCCIÓN

La cuenca Cauca-Patía se encuentra ubicada en los departamentos de Nariño, Quindío, Risaralda, Caldas, Cauca y Valle del Cauca. Es calificada como cuenca frontera, denominación que infiere escasez de información para una caracterización concreta y veraz de la región, por lo que a través de este estudio se pretende analizar las propiedades petrofísicas, litológicas y características estructurales, de un sector de interés de la subcuenca Patía de la cuenca Cauca-Patía, utilizando la información disponible proveniente de diferentes estudios geológicos, procesamiento de información sísmica, y registro de pozo, lo que permitirá entonces generar un modelo geológico-conceptual de la zona.

El objetivo de analizar la geometría, complejidad y propiedades de un yacimiento es el localizar zonas prospectivas que mejoren no solo el conocimiento de la región objeto de estudio, sino que también identifiquen esquemas de mejoramiento de la explotación de sus recursos, aprovechando al máximo sus características y recuperando la mayor cantidad de hidrocarburos posibles. Este análisis se fortalece en la integración de los modelos que hacen parte de la caracterización de yacimientos, ya que permiten construir una idea de la configuración geológica disminuyendo entonces la incertidumbre al predecir el comportamiento del reservorio.

La información obtenida de estudios previos sobre la subcuenca Patía también será tenida en cuenta pues su inclusión en esta investigación es esencial en la identificación de áreas donde la riqueza hidrocarburífera esté presente, y adicionalmente revela cualidades de la región que posteriormente pueden ser utilizadas en programas de perforación.

Como modelo geológico-conceptual, se obtendrá una caracterización geológica a través de la interpretación de la sísmica e identificación de topes de Formación en la región objeto de estudio. Del mismo modo la evaluación de las propiedades petrofísicas y de la litología del lugar, son fundamentales en el desarrollo de la investigación, pues es con su incorporación en el modelo, que será posible definir zonas prospectivas.

1. ASPECTOS GENERALES

1.1 OBJETIVOS

Objetivo general.

Evaluar la Geología estructural, secuencia estratigráfica y propiedades petrofísicas de un sector de interés de la subcuenca Patía, a partir de registros de pozos y secciones sísmicas.

Objetivos específicos.

- Establecer la geometría de las áreas con posible acumulación de hidrocarburos a través del modelamiento estructural con la interpretación sísmica de un sector de interés de la subcuenca Patía.
- Definir la secuencia de las unidades litológicas, a través de la correlación de información sísmica y de registro de pozos en un sector de la subcuenca Patía.
- Desarrollar el modelo petrofísico de las Formaciones de interés en un sector de la subcuenca Patía mediante la interpretación de registros de pozos.
- Desarrollar un modelo geológico- conceptual integrando la información obtenida del modelamiento petrofísico, estructural y litológico del sector objeto de estudio de la subcuenca Patía.

1.2 JUSTIFICACIÓN

El estudio de la petrofísica, la estructura geológica y la litología de una zona, es parte fundamental de la caracterización de yacimientos; a partir de la integración de esta información se puede realizar un estimativo razonable de las propiedades de la roca de interés.

La cuenca frontera Cauca- Patía carece de datos suficientes que permitan la caracterización de la misma. A través de este proyecto se busca recopilar la mayor cantidad de información que pueda ser derivada de la interpretación sísmica y análisis de registros geofísicos, con el objetivo de realizar una evaluación petrofísica, litológica, y estructural, que asociada con la data obtenida en estudios previos, permita el desarrollo un modelo geológico- conceptual, disminuyendo entonces el grado de incertidumbre para posteriores investigaciones en la región a través de este ejercicio académico.

1.3 UBICACIÓN GEOGRÁFICA

La cuenca de Cauca – Patía se encuentra ubicada en los departamentos de Nariño, Quindío, Caldas, Risaralda, Cauca y Valle del Cauca (ver figura 1), limita al Oeste con el sistema de fallas de Cauca, Cordillera Occidental, al Este con el sistema de fallas de Romeral Cordillera Central, y al Norte y Sur con rocas ígneas básicas del Cretácico tardío según se muestra en la figura 2.

Es una cuenca de “tipo convergente, producto de la interacción entre la placa oceánica y la placa continental y adyacente a la zona de subducción. Aunque tiene

una densidad de exploración escasa, presenta rezumaderos en diferentes sitios de la cuenca que prueban la existencia de un sistema petrolífero”³.

Figura 1: Localización regional de la Cuenca Cauca-Patía en Colombia.



Fuente: Poster ANH Cauca–Patía, Ronda 2007.

³ VARGAS JIMÉNEZ, C. A. Nuevos aportes a la estimación del potencial de hidrocarburos en Colombia, Revista Académica. Universidad Nacional. Colombia, 2009.

División de la Cuenca Cauca- Patía.

La cuenca Cauca-Patía se subdivide en dos subcuencas (Cauca y Patía) de acuerdo a los diferentes rasgos de las unidades litoestratigráficas que la conforman siendo el límite geológico y geográfico entre ellas el Paleozoico basamento de Popayán (ver figura 3)⁴.

La Subcuenca Cauca, ubicada al Norte, se caracteriza por estar cubierta de sedimentos del Pleistoceno, poco deformados, adicionalmente a través de la sismica existente se observa que presenta principalmente pliegues asociados a fallas inversas⁵.

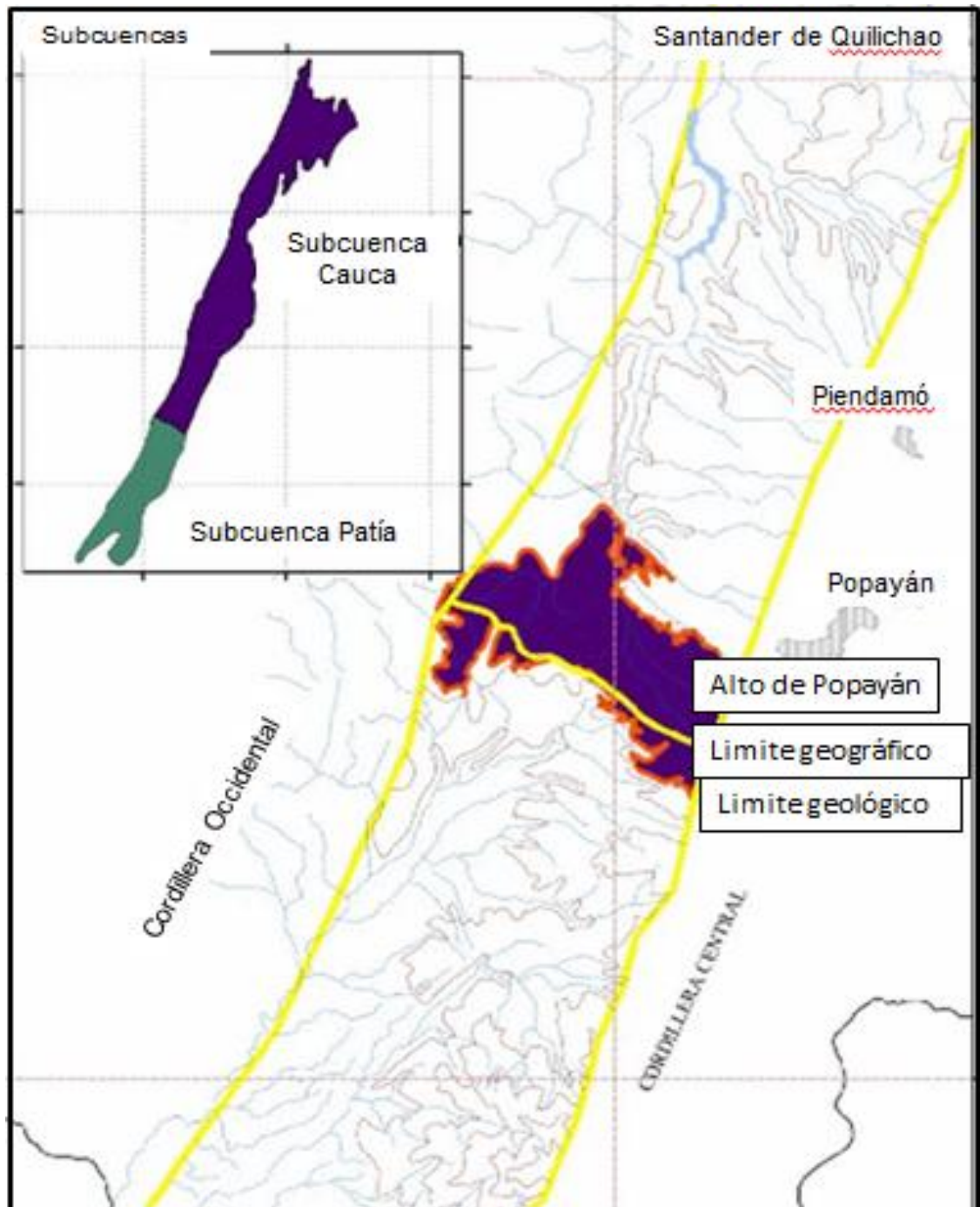
Por su parte en la Subcuenca Patía ubicada al sur, afloran en superficie depósitos sedimentarios de las Formaciones Esmita, Mosquera, y Peña Morada. A lo largo de esta subcuenca son dominantes los pliegues paralelos a los frentes montañosos que pueden seguirse hasta por 50 km⁶.

⁴ HINCAPIE, Gustavo. Evaluación Geológica y Prospectividad de la Cuenca Cauca-Patía. Universidad de Caldas, Manizales. Colombia, 2009.

⁵ Ibíd.

⁶ Ibíd.

Figura 3: División geográfica y geológica de la cuenca Cauca-Patía en la Subcuenca Cauca y la Subcuenca Patía por el Alto de Popayán.



Fuente: Universidad de Caldas Informe Final Contrato 113, 2008.

2. MARCO TEÓRICO

2.1 MODELO ESTRUCTURAL

El modelo estructural se relaciona con los esfuerzos y la deformación que determinan el tipo y orientaciones de la estructura que forma el yacimiento, es decir este se refiere en concreto a la definición de la estructura geológica, trampas, fallas, y límites que presenta el yacimiento.

“En ciertos lugares, los esfuerzos que actúan sobre la estructura rompen la roca, formando bloques que se desplazan, ya sea por encima o por abajo en forma horizontal algunos metros o hasta kilómetros de distancia. Estas fracturas con desplazamiento se conocen como fallas geológicas”⁷. Cuando los esfuerzos son de expansión se originan fallas normales, las cuales tienden a ser perpendiculares a la dirección de propagación del plano de falla; las fallas normales son probablemente los rasgos estructurales más comunes, ya que las rocas son débiles bajo tensión. Por otro lado, si el esfuerzo es de compresión se originan fallas inversas.

“Las fallas se producen por esfuerzos desbalanceados que exceden la resistencia de las rocas en el yacimiento, el tipo de falla depende de si los esfuerzos verticales u horizontales son mayores.”⁸

“El arqueo produce extensión, por lo que los sedimentos se rompen a lo largo de fallas normales y producen características tipo fosa de hundimiento en la cima. La

⁷ JIMÉNEZ G, Martín. Caracterización integral de yacimientos: integración de datos de registros de pozo con atributos sísmicos usando geoestadística. Boletín Técnico de la Asociación Mexicana de Geofísicos de Exploración. México, 2005. p.12

⁸ Ibíd. p.13

curvatura anticlinal tiende a hacer débiles las reflexiones sísmicas y a aumentar la posibilidad de fallamiento, de modo que la calidad de los datos sísmicos se deteriora sobre los anticlinales.”⁹

El modelo estructural del yacimiento, tiene cierto grado de incertidumbre, que está relacionado parcialmente con el conocimiento del área del yacimiento, y a las limitaciones de las técnicas que comúnmente se emplean para la interpretación de la configuración estructural, así como el patrón de fallas que afecta el yacimiento y los límites del mismo. ¹⁰

Las fallas interceptadas por los pozos, son las más fáciles de identificar. Ya que una sección sísmica, en la que se tiene ausencia de estructura, estaría relacionada a una falla normal, mientras que en una sección sísmica con repetición de estratos se le adjudica a una falla inversa. Las fallas son afectadas por zonas de anomalías, visto en términos de resistividad y densidad. También los registros de pozos se utilizan para identificación de fallas. Un pozo vertical tiene muy poca probabilidad de interceptar una falla, en comparación con un pozo horizontal, ya que en la mayoría de los casos estas son verticales o casi verticales. Las fallas también pueden ser detectadas mediante las discontinuidades en el patrón de reflexión sísmica.¹¹

Establecer el patrón de fallas de un yacimiento en particular, es una actividad compleja, la cual involucra datos de diferentes disciplinas. El grado de detalle de la interpretación depende del tamaño de las características estructurales que se desean identificar, ya que tienen un fuerte impacto en el flujo de hidrocarburos. La sísmica por sí sola no es suficiente para establecer un patrón estructural, así que

⁹ Ibíd. p.12

¹⁰ LOURDES, Elena; BARCENAS, Licet. Evaluación dinámica de la arena C2 del yacimiento oficina inferior SDZ-2X-A2, campo Zuata principal, arena Junin, Macollas IC y VD de la empresa Mixta Petrocedeño de PDVSA-TOTAL-STATOIL. Universidad de Oriente. Venezuela, 2011.

¹¹ Op.Cit. JIMENEZ GUERRERO.

otras técnicas deben ser usadas junto a la interpretación sísmica como son las pruebas de pozos e información de producción.

2.1.1 Sísmica. La información sísmica es importante para la caracterización de yacimientos, esta permite obtener una imagen de las variaciones laterales de las Formaciones estudiadas. Un aspecto fundamental lo representa el cubrimiento en un espacio 3D, mientras que su principal limitación se refleja en la baja resolución vertical, por lo que solo las grandes variaciones serán identificables mediante los datos sísmicos.¹²

La interpretación de los datos sísmicos hace parte de la construcción de un modelo geológico conceptual del área en estudio, dicho modelo es una simplificación de la realidad, en el que los únicos elementos incluidos son los que se espera que influyan de manera importante en la interpretación del área en estudio. Toda sísmica tiene una resolución definida, la cual depende de las técnicas implementadas para la adquisición de esta, el procesamiento de los datos y las características de la zona estudiada. Cuando se tiene acceso a información sísmica de resolución adecuada, es posible realizar un estudio detallado del yacimiento, determinación de la estructura, modelamiento de fallas y ubicación de algunos límites.

La resolución sísmica depende de varios factores, tales como; la longitud, la frecuencia, la fase y la amplitud de la onda, con los datos sísmicos se puede obtener algunos atributos sísmicos que se relacionan con propiedades físicas de interés, como son: porosidad, fluidos y fracturas, entre otros. Cabe recordar que la facie sísmica es una unidad tridimensional compuesta de reflectores sísmicos con elementos como; amplitud, continuidad, frecuencia y velocidad del intervalo y que estas características son diferentes de otras unidades o facies adyacentes.

¹² OCHOA S, Henry. Análisis estructural del campo Colorado en la cuenca del valle del Magdalena medio. Universidad Industrial de Santander. Colombia, 2010.

2.1.2 Sísmica de pozo. Antiguamente el uso de la sísmica estaba limitado a la delimitación estructural del yacimiento, pero en la actualidad ofrece una información muy importante para la caracterización del yacimiento. Su empleo se da a través de algún atributo sísmico que esté correlacionado con la propiedad petrofísica de interés.¹³

Los datos sísmicos deben ser calibrados verticalmente y arealmente con la información de pozo. Para esto se usan: registros sísmicos, perfiles sísmicos verticales (VSP) y checkshot velocity surveys.

2.1.3 Interpretación sísmica. En la interpretación de la sísmica, se reconocen no sólo los horizontes de interés, sino que también se detectan fallas principales, algunas veces estas se evidencian con facilidad debido a los saltos que sobresalen entre los horizontes. Esto depende del tipo de detalle que se tenga en la interpretación, entre línea y línea y entre traza y traza en los reflectores (líneas con orientación perpendicular a las líneas de información sísmica). En las áreas de modelación y caracterización de yacimientos se requiere de una interpretación geológica del yacimiento a mayor detalle, ya que de esto depende una explotación óptima de los hidrocarburos.¹⁴

Es muy importante y fundamental en la interpretación sísmica, entender el medio geológico que genera la reflexión de las ondas sonoras. La reflexión sísmica representa una superficie isócrona, excepto en una discordancia y es una respuesta de los estratos o capas de la tierra, donde la superficie de cada estrato tiene cambios de características físicas como son la densidad y velocidad (impedancia acústica), la cual representa superficies depositacionales con límites litológicos definidos. Las superficies de los estratos o capas representan cambios de régimen depositacional (energía, ambiente, sedimentación, etc.), donde la

¹³ Op.Cit. JIMENEZ GUERRERO.

¹⁴ Op.Cit. OCHOA S, HENRY.

respuesta sísmica son reflexiones crono-estratigráficas, con cambios en velocidad y densidad.

Vail et al. (1977), elaboraron una lista con los principales parámetros usados en la interpretación sísmica y su significado geológico. Concluyen que la configuración de los reflectores es de origen geológico, controlado por la estratificación o capas relacionadas a los procesos de depositación, topografía, batimetría, erosión y el contacto entre los fluidos. La continuidad de los reflectores sísmicos depende de los cambios de velocidad y densidad de la superficie de los estratos.

En el procedimiento de la interpretación sísmica con fines estructurales, los errores pueden estar básicamente relacionados a la interpretación del horizonte y a problemas de la conversión tiempo-profundidad. En la interpretación del horizonte son debidos en ocasiones al mal diseño del procesado sísmico.

2.1.4 Atributos sísmicos. Los atributos sísmicos hacen referencia a las diferentes maneras de analizar las reflexiones sísmicas, con el objetivo de adquirir la mayor cantidad de información posible para la caracterización de un yacimiento. La interpretación basada en atributos permite extrapolar la data obtenida del pozo para un análisis bidimensional en secciones sísmicas o 3D en cubos sísmicos.

Adicionalmente la interpretación basada en atributos sísmicos ayuda a reconstruir la historia tectónica, depositacional y diagenética de la zona de estudio. Estos atributos se organizan y se muestran de tal forma que generan imágenes mejoradas a partir de la información proveniente de las líneas sísmicas corridas en el sector objeto de investigación. Esta herramienta entonces se ha convertido en un mecanismo poderoso para el desarrollo de una interpretación geológica ya sea por un intérprete humano o para la geoestadística moderna. Por lo tanto es posible afirmar que a través de los atributos se desarrolla una buena interpretación de las

fallas y los canales, un análisis del ambiente de depósito y se estudia la historia de la deformación estructural con un menor grado de incertidumbre.¹⁵

Sin embargo esperar resultados coherentes del estudio de la sismica a través de los atributos no es sencillo, ya que estos no solo son sensibles a los cambios laterales en la geología de una región, sino que también se ven afectados de manera notoria a los cambios laterales de ruido. Es por esto que los datos sísmicos suelen ser contaminados por el ruido aleatorio y coherente, incluso cuando los datos se han migrado razonablemente bien¹⁶. Por esta razón es importante tener en cuenta que si los datos obtenidos se encuentran contaminados por ruido o están mal enfocados debido a las velocidades inexactas, la información debe ser procesada y verificada para aliviar este tipo de problemas.

2.1.5 Clasificación de los atributos sísmicos. Con el pasar de los años los atributos sísmicos han sido clasificados de muchas maneras, sin embargo la manera más común de clasificarlos es de acuerdo a la utilidad identificable en los mismos¹⁷. Taner (1994) divide los atributos sísmicos en dos categorías: geométricos y físicos. Los primeros permiten visualizar características geométricas de los datos sísmicos tales como echado (ángulo de inclinación de una superficie medida con respecto a la línea horizontal), azimut y continuidad, y los atributos físicos están más ligados con los parámetros físicos de la roca y por tanto con la litología. La clasificación puede dividirse aún más en atributos pre-apilamiento y post apilamiento antes o después de la migración (Taner, 2001). Existen muchas otras clasificaciones debido al desarrollo de nuevos atributos espectrales, los cuales son muy utilizados en la caracterización de yacimientos ya que de acuerdo

¹⁵ Op.Cit. JIMENEZ MARTIN.

¹⁶ CHOPRA, Satinder. Extracting Meaningful Information from Seismic Attributes. University Shimla. India, 2011.

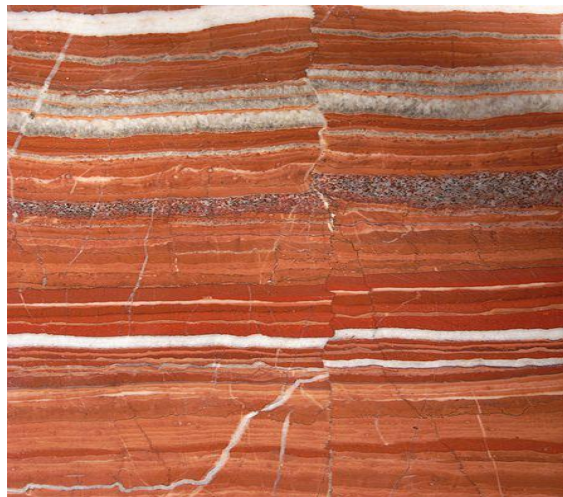
¹⁷ TANER M, Turhan. "Seismic Attributes". Canadian Society of Exploration Geophysicist. Canadá, 2001.

al cambio de sus características puede ser asociado a la presencia de fluidos y fracturas dentro del sistema de estudio.

2.1.6 Fallas. Las fallas son definidas como una discontinuidad en los horizontes o Formaciones, que han generado desplazamiento de un bloque con respecto al otro, y que tienen origen en las fracturas presentes en las rocas, producto de los esfuerzos a las que son sometidas por la acción tectónica.

En la figura 4 se observa que el bloque (derecha) que se desplaza hacia arriba respecto al otro, lo que infiere la presencia de una falla.

Figura 4: Ejemplo presencia de falla.



Fuente: LYSIPPOS, Fault in a Limestone, 2008.

2.1.7 Plano de falla. El plano de falla es conocido como la superficie sobre la cual se presenta el desplazamiento de los bloques, estos muestran diversas orientaciones, y se encuentran separados por la falla.

El rumbo y el buzamiento o manteo son las maneras de medir la orientación del plano; en el primero el ángulo se mide respecto al norte y la intersección con el plano de falla, y el buzamiento mide el ángulo respecto a un plano horizontal. De

aquí surgen entonces dos términos importantes que son evaluados cuando hay presencia de una falla que son: los bloques de falla y el desplazamiento.

Bloques de falla: Hace referencia a las rocas que han sufrido desplazamiento o separación debido a la existencia de una falla.

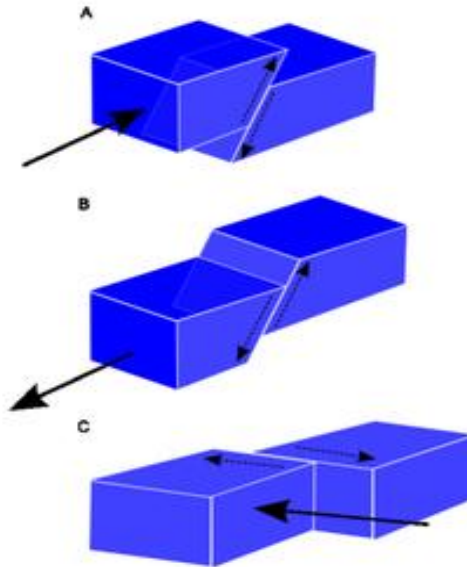
Desplazamiento: Es la dirección y medida de la distancia que se ha corrido un bloque respecto al otro.

La figura 5 muestra los tipos de fallas que se pueden presentar debido a los diferentes esfuerzos a los que están sometidas las rocas, a continuación se describen las características de cada una¹⁸:

- A-** Falla inversa: Cuando el bloque colgante se mueve hacia arriba respecto del yacente.
- B-** Falla normal: Cuando el bloque colgante se desplaza hacia abajo relativo al bloque yacente.
- C-** Falla de rumbo: Cuando el desplazamiento es paralelo al rumbo de la falla.

¹⁸ Proyecto Multinacional Andino: Geociencia para las Comunidades Andinas, Atlas de deformaciones cuaternarias de los andes. Ingeominas. Colombia, 2009.

Figura 5: Tipos de fallas geológicas.

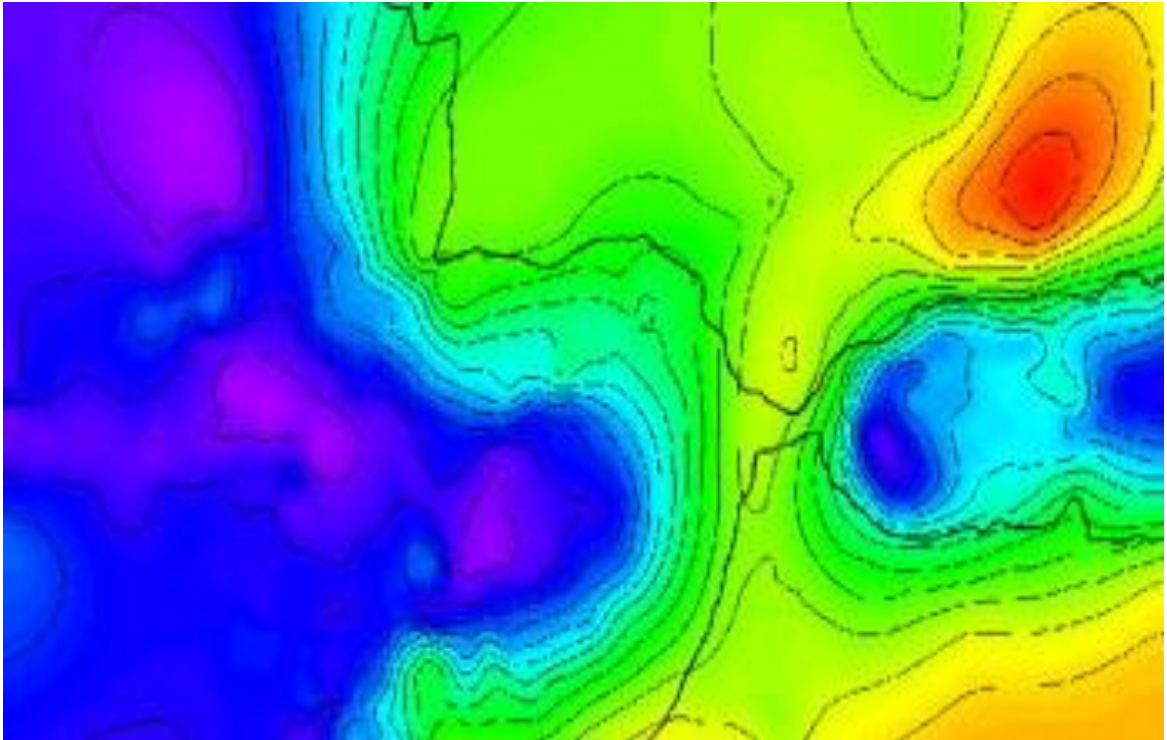


Fuente: GÓMEZ FERNÁNDEZ, Jesús. Tipo de Fallas Geológicas. 2005.

2.1.8 Mapas estructurales. Los mapas estructurales revelan la configuración de los horizontes; para su construcción es necesario como primera medida la interpolación de los datos geológicos conocidos, luego la verificación del trazado que tiene que ver con la ubicación, intervalos y elevación de las curvas que muestren una interpretación razonable y clara de la estructura de los estratos, y por último la interpretación de la geología regional.

En la figura 6 se puede observar un claro ejemplo del resultado de la construcción de un mapa estructural que muestra en profundidad la configuración de una zona cualquiera, luego de la ubicación de curvas e interpretación geológica de una región diferente a la del área de estudio pero que es un prototipo de bosquejo de los mapas estructurales esperados a lo largo de esta investigación.

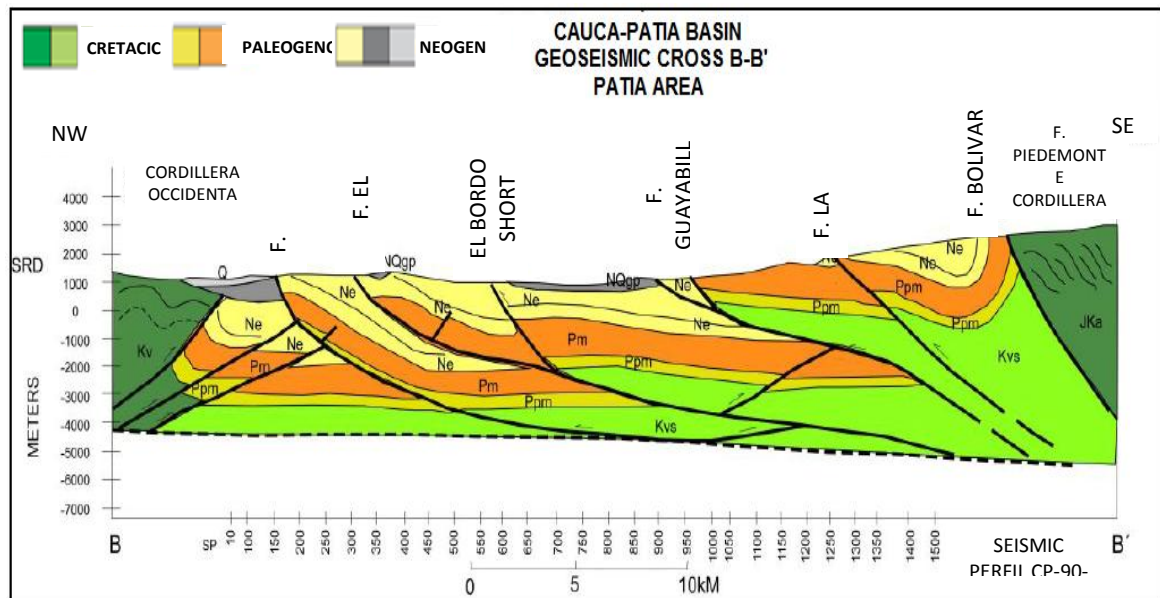
Figura 6: Ejemplo mapa Estructural.



Fuente: GUTSCHER, Marc-André. Deep Structure, Recent Deformation and Analog Modeling of the Gulf of Cadiz. University Birmingham. England, 2009.

2.1.9 Antecedentes de la geología de la región. La migración de hidrocarburos está asociada a fracturas en zona de fallas (ver figura 7); en el área de estudio el sistema de trampa se caracteriza por ser de tipo estructural, en cabalgamientos de alto ángulo en anticlinales.

Figura 7: Sección transversal Cuenca Cauca-Patía



Fuente: BARRERO LOZANO, Darío; LAVERDE, Fabio; RUIZ, Claudia. Oblique Collision and Basin Formation in Western Colombia: The Origin, Evolution and Petroleum Potential of Cauca- Patía Basin. Colombia, 2006.

Geología del Petróleo.

- **Evidencia de Hidrocarburos**

La presencia hidrocarburos en la zona se basa en reportes de aceite y algunas muestras de gas en pozos perforados en el área del Valle del Cauca, muy cerca de la región Patía.

- **Fuentes**

Los análisis geoquímicos realizados en 60 muestras de 6 secciones de superficie y una muestra del oil-seep de la quebrada Matacea indican que la Formación arcillosa de Nogales del Cretácico superior y la Formación Chimborazo del Eoceno son la fuente con mayor potencial. Contenido de TOC son mayores que 2% para las rocas del Cretácico y entre el 1 y el 2% para las lutitas del Eoceno¹⁹.

¹⁹ GARCIA GONZALEZ, Mario; MIER UMAÑA, Ricardo; CRUZ GUEVARA, Luis Enrique. Evaluación Del Potencial Hidrocarburiífero de Las Cuencas Colombianas. UIS. Colombia, 2009.

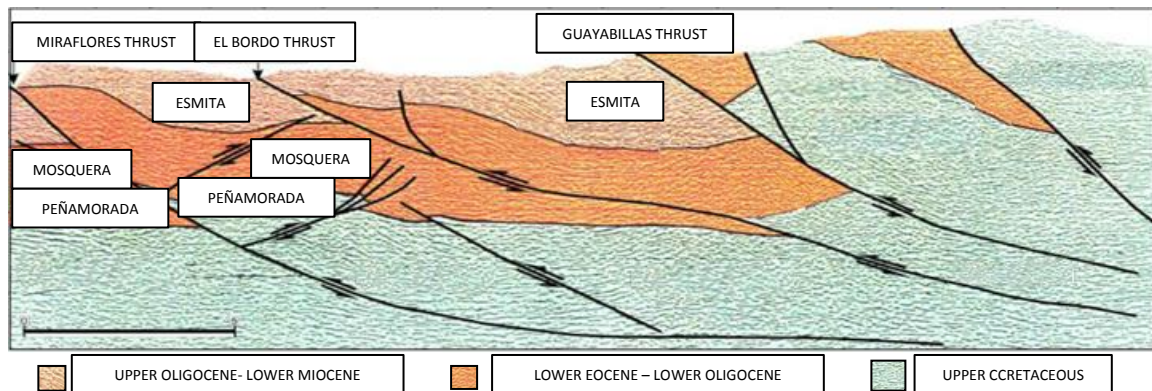
- **Migración**

La migración de hidrocarburos se produjo a lo largo de segmentos arenosos del Paleógeno y fracturas relacionadas con las zonas de falla. La migración se inició en el Mioceno superior y continúa hasta la fecha como lo demuestra la aparición de zonas hidrocarburíferas cercanas a la quebrada Matacea²⁰.

Subcuenca Patía, Geología Regional

La cuenca Cauca-Patía presenta un estilo estructural que evidencia una dinámica compresiva en el área, generando fallas inversas cómo es posible observar en la figura 8, predominante de ángulo alto a moderado en ocasiones subparalelas a los estratos, que generan pliegues por propagación de fallas.

Figura 8: Sección sísmica transversal de la Subcuenca Patía



Fuente: BARRERO LOZANO, Darío; LAVERDE, Fabio; RUIZ, Claudia. Oblique Collision and Basin Formation in Western Colombia: The Origin, Evolution and Petroleum Potential of Cauca- Patía Basin. Colombia, 2006.

2.2 MODELO PETROFÍSICO

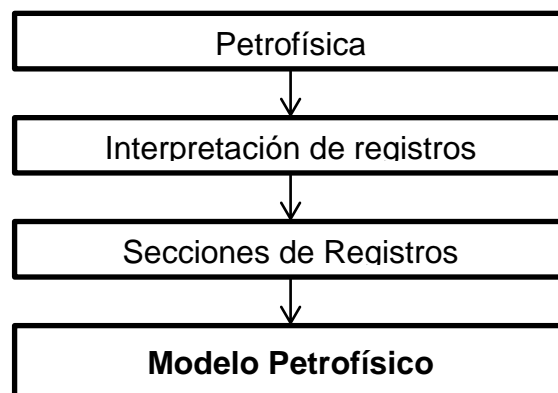
El modelo petrofísico se define, como un proceso en el que se describen las características que modelan la capacidad de almacenamiento y de producción de

²⁰ *Ibíd.*

los yacimientos, mediante estudios geológicos, levantamientos y procesamiento de información sísmica, registros de pozo, muestras de núcleo, y datos de producción. Toda esta información es integrada para generar un modelo que será contrastado con la información dinámica derivada del sistema pozo-yacimiento.

El objetivo del modelo petrofísico es destacar las zonas que puedan contener hidrocarburos y de aquellas que definitivamente no, cuantificando el contenido de arcilla, porosidad, permeabilidad y saturación de fluidos. El alcance de este estudio petrofísico abarca desde el control de calidad de los perfiles de pozo hasta la interpretación de los mismos para la obtención de datos veraces. En la figura 9 se muestra una secuencia general para la construcción del modelo.²¹

Figura 9: Secuencia general para la construcción del modelo petrofísico.



Fuente: JIMÉNEZ GUERRERO, Martín. Caracterización integral de Yacimientos: integración de Datos de Registros de Pozo con Atributos Sísmicos Usando Geoestadística. Boletín Técnico de la Asociación Mexicana de Geofísicos de Exploración. Mexico, 2005.

Entre los aspectos más importantes que se definen en el estudio de la petrofísica de un yacimiento se encuentran el contenido de arcilla, petrofacies, porosidad, permeabilidad, y la saturación de fluidos. A continuación se presentan las definiciones y los diferentes métodos planteados para el cálculo de estos parámetros.

²¹ Op.Cit. JIMENEZ GUERRERO

2.2.1 Resistividad verdadera de la Formación. La determinación de la resistividad de la Formación es un parámetro clave al momento de estimar la saturación de hidrocarburos, generalmente depende de la resistividad del agua de Formación, la estructura de los poros y la cantidad de agua que se encuentre presente en la zona de estudio.

Dentro de los objetivos del cálculo de la resistividad de la Formación se tiene²²:

- Permitir diferenciar intervalos que contienen agua e hidrocarburo.
- Calcular la resistividad del agua (R_w) en intervalos que contienen agua.
- Cuantificar la saturación de agua en intervalos que contengan hidrocarburos.
- Identificar litología.
- Temperatura del yacimiento.

Las herramientas que miden la resistividad son conocidas como Laterolog e Inducción. La primera mide la resistividad de la Formación y es generalmente corrida en las Formaciones donde se presentan resistividades altas presenta un mejor rendimiento en lodos conductivos (base agua salada); mientras que la segunda se corre en Formaciones de bajas resistividades y funciona mejor con lodos resistivos (base aceite y agua dulce).²³

2.2.2 Resistividad del agua de Formación. El agua se encuentra presente en la gran mayoría de yacimientos ya sea como único fluido o junto al petróleo y/o gas. La resistividad del agua de Formación hace referencia entonces a la resistividad del agua contenida en el espacio poroso, cuyos iones son responsables de la conducción de la electricidad en la Formación, el conocimiento de esta propiedad es importante en la interpretación de los registros eléctricos.

²² G.G, Daxys. Interpretación perfil pozo- blog-spot, Junio 2013.

²³ Ibíd.

Los valores de resistividad del agua pueden variar espacialmente dentro de un mismo yacimiento, y sus variaciones pueden deberse a la profundidad, temperatura, entre otros factores. Generalmente las aguas que se encuentran a menor profundidad (más superficiales) presentan resistividades bajas, y a mayores profundidades se espera que encontrar aguas un poco más saladas (mas conductivas).

La resistividad del agua de Formación puede ser calculada por diversos métodos entre los que encontramos:

- **Análisis físico-químico.**

Corresponde a pruebas de laboratorio realizadas en núcleos en las cuales se mide la concentración de solidos (ppm), aniones (meq/l), cationes (meq/l).

- **Método SP.**

La curva de potencial espontaneo es en ocasiones utilizada para el cálculo de R_{wa} , sin embargo se deben cumplir las siguientes condiciones:

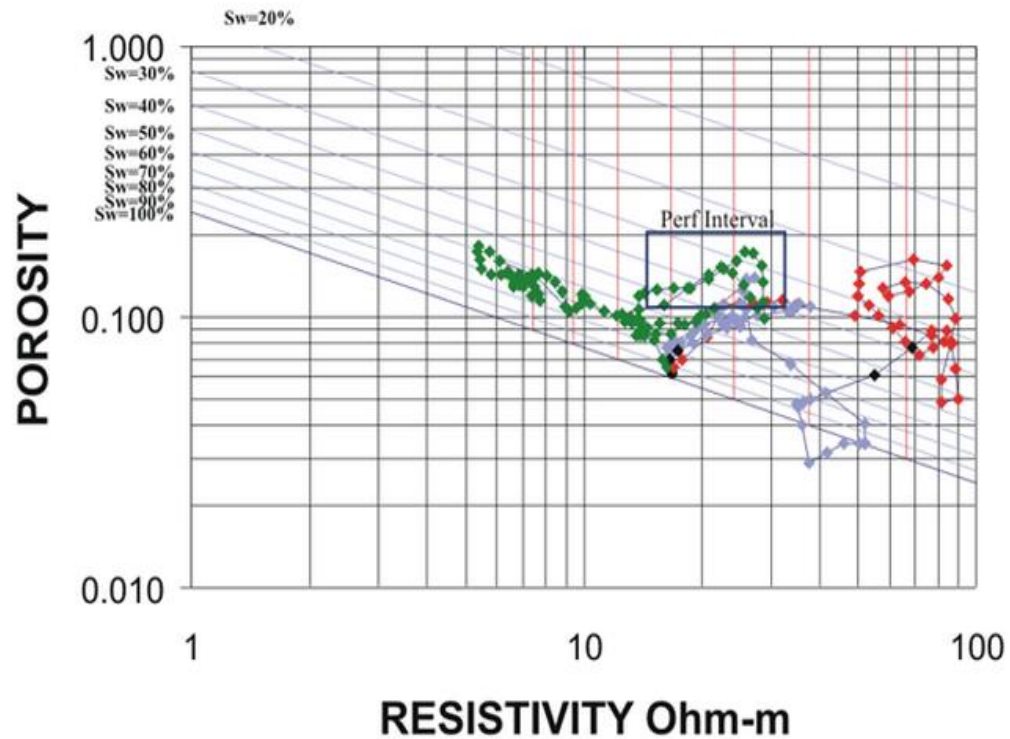
- El espesor de la capa es adecuado (preferiblemente una capa gruesa) o la lectura de SP debió haber sido corregida por capas vecinas.
- La arena debe estar 100% saturada de agua, por lo tanto su valor de resistividad debe esperarse bajo.
- La arena debe ser libre de arcilla (limpia) y permeable.

- **Método del “Pickett Plot”.**

Es una de las herramientas más usadas para el cálculo de R_{wa} . Consiste en la construcción de un gráfico Log-Log de porosidad (Φ) vs R_t tal como se muestra en la figura 10 y que esta representado a través de la siguiente ecuación:

$$\text{Log } R_t = -m \text{Log } \Phi + \text{Log } a * R_w - n \text{Log } S_w \quad (1)$$

Figura 10: Grafico Pickett Plot.



Fuente: Cheyenne Country, Fracture and Karst Features Affecting Reservoir Performance in a Mississippian Reservoir, University of Colorado, USA, 2006.

2.2.1 Densidad del grano. La densidad de grano hace referencia al material solido que se encuentra presente en la roca. Este propiedad puede ser calculada a partir de muestras de núcleos, donde el peso es medido en seco y dividido por el volumen de granos de la muestra. Adicionalmente la densidad puede ser hallada por medio de registros de densidad (ver figura 11), los cuales miden esta propiedad a través de una fuente radioactiva que emite rayos gamma a la Formación, estas partículas de alta velocidad colisionan con los electrones de dicha Formación. Después de cada colisión los rayos gamma pierden energía, estos continúan de esta forma hasta llegar a los detectores. La radiación captada por los detectores se relaciona con la densidad electrónica de la Formación (número de electrones por centímetro cubico), siendo esta función de la densidad

total de la Formación, que a su vez depende de la densidad de la matriz, la densidad de los fluidos en los poros y de la porosidad.

2.2.2 Petrofacies. Una petrofacies puede ser definida como una unidad de roca con propiedades petrofísicas similares y una relación consistente entre porosidad, permeabilidad, saturación de agua y radio de garganta de poro, representando unidades con características de flujo de fluidos similares²⁴.

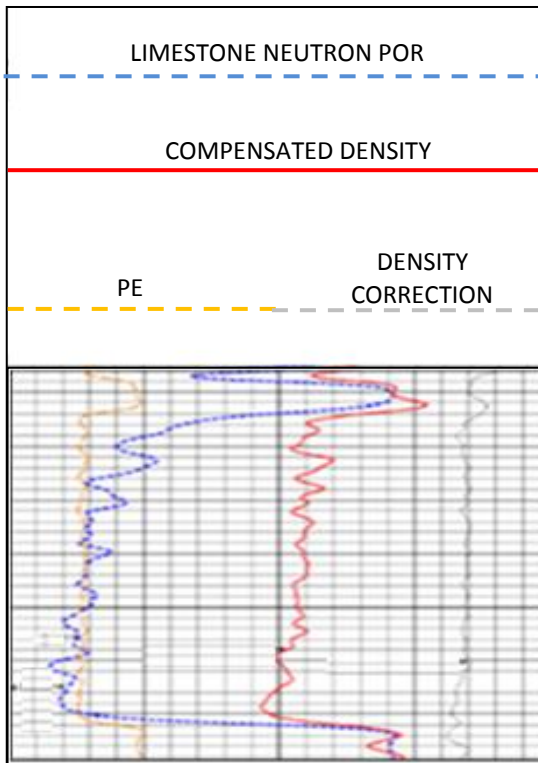
El método de Winland-Pittman o el análisis de la relación K_{air}/Φ , son herramientas útiles en la determinación de la calidad de almacenamiento de acuerdo a la identificación de tendencias de comportamiento de las rocas presentes en el yacimiento.

Análisis de petrofacies.

Las petrofacies pueden ser estudiadas por las curvas de presión capilar, por indicadores de calidad de roca, y algunos otros métodos que describen a continuación.

²⁴ ACOSTA DUARTE, Elías Raúl. Modelo petrofísico de yacimientos con alta saturación irreducible de agua de la Formación oficina. Universidad de Zulia. Venezuela, 2006.

Figura 11: Registros neutrón- density.



Fuente: ACOSTA DUARTE, Elías Raúl. Modelo Petrofísico de Yacimientos con Alta Saturación de Agua irreducible. Universidad de Zulia. Venezuela, 2006.

2.2.3 Identificación de tendencias de tipos de roca (Crossplot K_{air} / Φ). Este método utiliza la relación K_{air} / Φ el cual da una idea de la calidad de la roca en términos de eficiencia de flujo de una muestra de yacimiento, y donde el tamaño de grano está ligado con esta relación 2-1, lo que permite realizar analogías y estudiar el tipo de roca presentes en la zona.

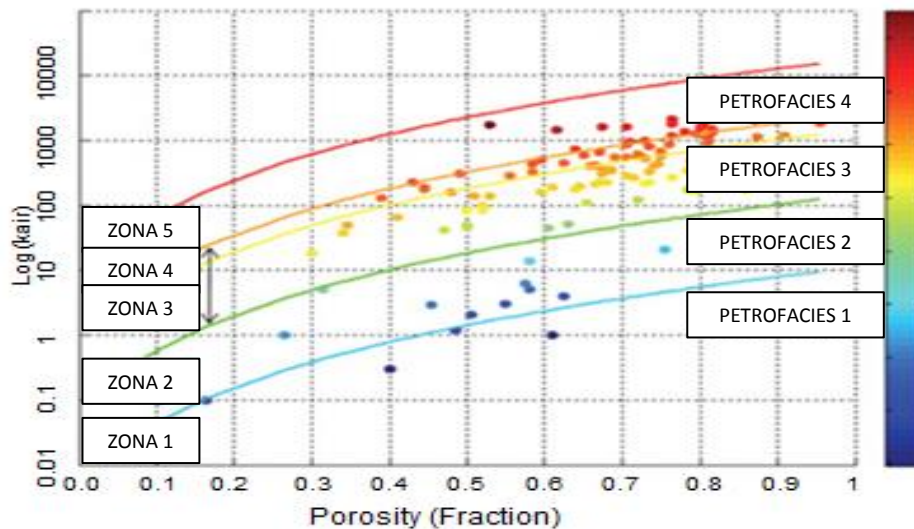
La figura 12 muestra el grafico K_{air} vs Φ que es necesario construir para evaluar las petrofacies por este método, allí es posible observar la clasificación propuesta por Candiales para las rocas de acuerdo a la calidad (ver tabla 1).

Tabla 1: Clasificación del tipo de roca según la relación K/Φ .

Tipo de Roca	Calidad de Roca	Relación K/Φ
I	Muy buena	>500.
II	Buena	50-500.
III	Regular	5-50.
IV	Mala	0.5-5.
V	Muy mala	<0.5.

Fuente: CANDIALES, Luis E. Caracterización Petrofísica Geomecánica Integrada de un Yacimiento Eoceno del Lago de Maracaibo. Universidad de Zulia. Venezuela, 2006.

Figura 12: Grafica Log (Kair) vs Φ para determinación de Petrofacies



Fuente: DAVIS, Thomas. Permeability Prediction and its Impact on Reservoir Modeling at Postle Field. University of Oklahoma. USA, 2011.

2.2.4 Análisis de curvas de presión capilar. Información de laboratorio es necesaria para el desarrollo de este estudio, en el cual se construye un gráfico de radio de garganta poral (R_i) a diferentes valores de saturación.

El análisis de curvas de presión capilar junto con las pruebas de laboratorio son muy útiles por las razones descritas a continuación²⁵:

- ✓ Es una manera eficaz en la medición de la distribución del tamaño de poro en cualquier roca.
- ✓ Resultan en una buena aproximación de la disposición de fluidos en la zona de estudio.
- ✓ Relaciona el espacio poroso con las curvas de presión capilar.
- ✓ Las formas que adopte la curva son indicativos de la geometría del yacimiento.

La tabla 2 presenta la clasificación de las petrofacies de acuerdo al radio en micrones de la garganta poral.

Tabla 2: Clasificación de las petrofacies según Coalson, Hartmann y Thomas.

Tipo de petrofacies	Radio (micrones)
Megaporoso	>10
Macroporoso	2.5-10
Mesoporoso	0.5-2.5
Microporoso	0.1-0.5
Nanoporoso	<0.1

Fuente: ACOSTA DUARTE, Elías Raúl. Modelo petrofísico de Yacimientos con Alta Saturación Irreducible de Agua de la Formación Oficina, Universidad de Zulia Venezuela, 2006. p.28.

2.2.5 Perfil de radio de poro. Esta idea está basada en lo planteado por Winland quien relaciono los valores de presión capilar a diferentes saturaciones de mercurio, teniendo en cuenta datos de porosidad (Φ) y permeabilidad (K_{air}). La combinación de todos estos datos le permitieron a este autor desarrollar una correlación empírica presentada de la siguiente manera²⁶:

$$\text{Log } R_{35} = 0.732 + 0.588\text{Log } K_{air} - 0.864\text{Log } \Phi \quad (2)$$

²⁵ CANDIALES, Luis E. Caracterización petrofísica geomecánica integrada de un yacimiento Eoceno del lago de Maracaibo. Universidad de Zulia. Venezuela, 2006.

²⁶ Ibíd.

Donde R_{35} = Radio de apertura del poro que corresponde a un 35% de espacio poroso que está siendo ocupado por mercurio (μm), K_{air} = Permeabilidad al aire sin corregir (mD), Φ = Porosidad (%).

En 1992 Pittman modifica el concepto planteado por Winland, quien plantea que a diferentes valores de saturación entre 10 a 75 % también puede ser calculado el radio de garganta poral por medio de las siguientes correlaciones²⁷:

$$\text{Log } R_{10} = 0.459 + 0.500\text{Log } K_{air} - 0.385\text{Log } \Phi \quad (3)$$

$$\text{Log } R_{15} = 0.333 + 0.509\text{Log } K_{air} - 0.344\text{Log } \Phi \quad (4)$$

$$\text{Log } R_{20} = 0.218 + 0.519\text{Log } K_{air} - 0.303\text{Log}(\Phi) \quad (5)$$

$$\text{Log } R_{25} = 0.204 + 0.531\text{Log } K_{air} - 0.350\text{Log } \Phi \quad (6)$$

$$\text{Log } R_{30} = 0.215 + 0.547\text{Log } K_{air} - 0.420\text{Log } \Phi \quad (7)$$

$$\text{Log } R_{35} = 0.255 + 0.565\text{Log } K_{air} - 0.523\text{Log } \Phi \quad (8)$$

$$\text{Log } R_{40} = 0.360 + 0.582\text{Log } K_{air} - 0.680\text{Log } \Phi \quad (9)$$

$$\text{Log } R_{45} = 0.609 + 0.608\text{Log } K_{air} - 0.974\text{Log } \Phi \quad (10)$$

$$\text{Log } R_{50} = 0.778 + 0.626\text{Log } K_{air} - 1.205\text{Log } \Phi \quad (11)$$

$$\text{Log } R_{55} = 0.948 + 0.632\text{Log } K_{air} - 1.426\text{Log } \Phi \quad (12)$$

$$\text{Log } R_{60} = 1.096 + 0.648\text{Log } K_{air} - 1.666\text{Log } \Phi \quad (13)$$

$$\text{Log } R_{65} = 1.372 + 0.643\text{Log } K_{air} - 1.979\text{Log } \Phi \quad (14)$$

$$\text{Log } R_{70} = 1.664 + 0.627\text{Log } K_{air} - 2.314\text{Log } \Phi \quad (15)$$

$$\text{Log } R_{75} = 1.888 + 0.609\text{Log } K_{air} - 2.626\text{Log } \Phi \quad (16)$$

Donde R_i = Radio de apertura del poro que corresponde a un 35% de espacio poroso que está siendo ocupado por mercurio (μm), K_{air} = Permeabilidad al aire sin corregir (mD), Φ = Porosidad (%).

²⁷ *Ibíd.*

La clasificación de petrofacies por este método está ligada con la propuesta Coalson, Hartmann y Thomas (Ver tabla 2).

2.2.6 Arcillosidad. La arcilla es un mineral constituido principalmente por silicatos hidratados de aluminio. Su estudio es complejo a raíz de su incompatibilidad con los solventes habituales; sin embargo se han logrado establecer que existen aproximadamente siete tipos de arcillas entre las que se destacan como las más comunes las caolinitas y las montmorillonita. En cuanto a granulometría presentan tamaños de partícula desde 1 micrón hasta 10 milimicrones.

Las partículas de arcillas pueden ser asociadas o disociadas de acuerdo por diversos factores como se muestran en la tabla 3.

Tabla 3: Factores que asocian y disocian las partículas de arcilla.

Factores que asocian	Factores que disocian
Fuerzas de Van der Waals	Hidratación de cationes intercambiados
Sorción mutua de iones entre capas adyacentes	Repulsión de cationes intercambiados
Adsorción de materia orgánica del petróleo	Desorción de materia orgánica del petróleo

Fuente: SOTOMAYOR, Juan C; LIJÓ. Alberto. Arcillas, Rocas Reservorio y Daño de Formación. GPA Estudios. Argentina, 2009.

2.2.6.1 Las arcillas y su clasificación. Numerosas condiciones clasifican las arcillas en diferentes grupos, entre los que se encuentran la composición mineralógica, la distribución, el proceso geológico que las generó y la ubicación del yacimiento donde se encuentran depositadas.

2.2.6.2 Composición mineralógica. La cantidad de sílice (SiO₂) en la fórmula es clave en la clasificación de las arcillas²⁸:

Grupo de la caolinita: Incluye los minerales caolinita, dickita, haloisita y nacrita. Según la literatura también pueden clasificarse en este grupo la serpentina por sus similitudes estructurales.

Grupo de la esmectica: Esmectita, pirofilita, talco, vermiculita, sauconita, saponita, nontronita, montmorillonita hacen parte de este grupo.

Grupo de la illita: La illita es el único mineral y se incluye a las micas arcillosas.

2.2.6.3 Distribución.

- **Laminar:** Tienen forma de láminas. Generalmente se reduce el espesor del yacimiento cuando la cantidad presente de esta arcilla aumenta.
- **Estructural:** Se presenta en forma de granos con características similares a las arcillas de distribución laminar.
- **Dispersa:** Las arcillas se encuentran dispersas cubriendo los granos de arena. Las arcillas que se ubican en esta clasificación disminuyen considerablemente la porosidad y la permeabilidad de la Formación.

2.2.6.4 Proceso geológico que las generó y la ubicación del yacimiento.

- **Arcilla primaria:** El origen de estas arcillas se dio en el mismo lugar donde está ubicado el yacimiento.²⁹

²⁸ AMETHYST GALLERIES. "The Clay Mineral Group.", 22 de febrero 2007

²⁹ Ibíd.

- **Arcillas secundarias:** Las fuerzas físicas y/o químicas han desplazado las arcillas luego de su origen a otras Formaciones.³⁰

2.2.6.5 Calculo de la arcillosidad en la Formación. El estudio de la petrofísica está estrechamente ligado con el análisis y la determinación de la arcillosidad, ya que la presencia de shale en la Formación altera las propiedades de porosidad, permeabilidad, y la estimación de hidrocarburos, pues como se mencionó anteriormente las partículas de este mineral puede encontrarse de manera dispersa rodeando los granos de arena, lo que causa una reducción del espacio disponible para el almacenamiento de petróleo; por lo tanto la evaluación de todos los modelos propuestos para el cálculo de la arcillosidad deben ser aplicados y analizados para cada caso en particular teniendo en cuenta que no siempre un mismo modelo arroja la mejor respuesta para caracterizar las zonas.

Sin embargo pequeñas cantidades de arcilla pueden ser una ayuda para la producción de aquellas zonas donde existe una alta saturación de agua al atrapar el agua intersticial³¹, formando una solución coloidal que afecta la resistividad.

El cálculo de la arcillosidad de la Formación puede llevarse a cabo de manera directa e indirecta; a continuación se describirán en qué consisten cada uno de estos métodos.

a. Métodos directos.

Los dos métodos descritos a continuación requieren de pruebas de laboratorios en muestras de núcleos representativas del yacimiento.

³⁰ Ibíd.

³¹ Op.Cit. ACOSTA DUARTE.

Microscopia electrónica de barrido: Consiste en la emisión de electrones por parte de las muestras previa excitación electrónica de las mismas. La morfoestructura y la distribución de las arcillas pueden ser reveladas gracias a este estudio.

Difracción de rayos X: Es un procedimiento destructivo pues la muestra necesita ser pulverizada para posteriormente ser sometida a rayos X y finalmente determinar la cantidad de arcilla.

b. Métodos indirectos.

Registros de pozos como Gamma Ray, Potencial Espontaneo, Resistivos, Densidad, Neutrón y Sónico también pueden ser utilizados para el cálculo de la arcillosidad; sin embargo pueden presentar grandes desviaciones de las condiciones reales del yacimiento por lo que es recomendable utilizar estos métodos como un adicional al modelo de arcillosidad que permita comparar los resultados de pruebas de laboratorio en núcleos.

Modelo lineal.³²

$$Ish_{GR} = \frac{GR_i - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (18)$$

$$V_{sh} = Ish \quad (19)$$

Dónde: V_{sh} = Volumen de arcilla fracción, Ish_{GR} = Índice de arcillosidad calculado por Gamma Ray, GR_i = Valor Gamma Ray leído en el punto a evaluar, GR_{min} = Valor mínimo de Gamma Ray, GR_{max} = Valor máximo de Gamma Ray.

³² ASQUIT, G; KRYGOWSKI, D. Basic Well Log Analysis: AAPG Methods in Exploration. University of Oslo. Norway, 2004.

Es el método más confiable ya que sobre estima la cantidad de arcilla revelando el peor escenario, es por esto que los métodos planteados más adelante son generalmente confrontados con respecto a este modelo.

Modelo de Clavier.³³

$$V_{sh} = 1.7 - 3.38 - I_{sh} + 0.7 I_{sh}^2 \quad (20)$$

Modelo de Steiber.³⁴

$$V_{sh} = \frac{I_{sh}}{2 - I_{sh}} \quad (21)$$

$$V_{sh} = \frac{I_{sh}}{3 - 2 * I_{sh}} \quad 22$$

$$V_{sh} = \frac{I_{sh}}{4 - 3 * I_{sh}} \quad (23)$$

Modelo de Larinov.³⁵

$$V_{sh (Rocas-viejas)} = \frac{2^{2*I_{sh}} - 1}{3} \quad (24)$$

$$V_{sh (Rocas-terciarias)} = \frac{2^{3.7*I_{sh}} - 1}{2^{3.7} - 1} \quad (25)$$

Dónde: V_{sh} = Volumen de arcilla (fracción), I_{shGR} = Índice de arcillosidad (fracción.)
De acuerdo al contenido de V_{shale} las arenas se clasifican en limpias y sucias según los valores presentados en la tabla 4 y se muestra en las figuras 13 y 14.

³³ Ibíd.

³⁴ Ibíd.

³⁵ Ibíd.

Figura 13: Arena sucia



Fuente: DURÁN, José Francisco; RUIZ, Juan. Explotación de Campos Maduros, Aplicaciones de Campo. Universidad Nacional Autónoma de México. México, 2009.

Figura 14: Arena limpia



Fuente: DURÁN, José Francisco; RUIZ, Juan. Explotación de Campos Maduros, Aplicaciones de Campo. Universidad Nacional Autónoma de México. México, 2009.

Tabla 4: Clasificación de las arenas según el Vshale.

Clasificación	Vsh (%)
Arena limpia	<5
Arena poco arcillosa	5<Vsh<15
Arena arcillosa	15<Vsh<Vsh limite
Muy arcillosa	>Vsh limite

Fuente: PEROZO, Américo. Evaluación de Formaciones mediante Perfiles. Material Didáctico. Universidad de Zulia. Venezuela, 2007.

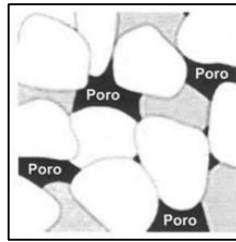
2.2.7 Porosidad. Desde la óptica de ingeniería de yacimientos, la porosidad se define como el espacio en la roca que no es ocupado por algún mineral o material

sólido, lo que permite el almacenamiento de los fluidos. Esta dada por la expresión³⁶.

$$\phi = \frac{V_p}{V_T} \quad (26)$$

Donde ϕ es la porosidad, V_p es el volumen que ocupan los poros (espacios vacíos), y V_T es el volumen bruto de la roca, el cual incluye el volumen de sólidos y del espacio vacío. La figura 15 se puede observar la distribución del volumen de grano y el volumen poroso de una arena.

Figura 15: Espacio poroso de una Arena.



Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de la Ingeniería de Yacimientos. Astro ediciones. Venezuela, 2009.

La porosidad es una fracción que varía entre 0 y 1, que también puede representarse en porcentaje. La proporción de los espacios porosos en la roca depende del tamaño del empaquetamiento de los granos que la forman. Así, la porosidad es mayor en los sedimentos de poca consolidación o no consolidados, como arenas, y gravas, que en aquellos sometidos a procesos de litificación como areniscas, o conglomerados, debido a la conversión de los sedimentos en roca sedimentaria que originan la pérdida de porosidad como consecuencia de la compactación (espacios destruidos debido a que los granos se aprietan entre sí) y la cementación (espacios llenos de material cementante para que los granos se junten).

³⁶ PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de la Ingeniería de Yacimientos. Astro ediciones. Venezuela, 2009.

2.2.7.1 Clasificación de la porosidad. Según la comunicación entre los poros se describen dos tipos de porosidades:

Porosidad absoluta.

Esta propiedad puede ser definida como la razón entre el espacio poroso total en la roca y el volumen bruto de la misma.

Porosidad efectiva.

La porosidad efectiva se define como el porcentaje del espacio poroso que se encuentra interconectado con respecto al volumen total de la roca.

La porosidad efectiva es la que realmente interesa cuando se realizan las estimaciones de aceite y gas en sitio, ya que solo los volúmenes de hidrocarburos que se almacenan en poros interconectados pueden ser extraídos del yacimiento. Esta porosidad representa aproximadamente el 90% de la porosidad total. La porosidad en los yacimientos varía de manera vertical y horizontal en un rango entre 5 y 20%³⁷, y la calidad de esta se puede especificar en la tabla 5.

Tabla 5: Calidad de la Porosidad.

Calidad	Porosidad (%)
Muy Buena	>20%
Buena	15- 20 %
Moderada	10-15 %
Pobre	5-10 %
Muy Pobre	< 5%

Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de la Ingeniería de Yacimientos. Astro ediciones. Venezuela, 2009. p. 243.

Un yacimiento que presenta una porosidad menor al 5% no se considera

³⁷ ESSENFELD Y, Martin. Fundamentos de Ingeniería de yacimientos. Editorial Fonvives. Venezuela, 1979.

comercialmente viable, a no ser que otros factores la compensen, entre estos encontramos fracturas, fisuras o grandes espacios vacíos.

Porosidad promedio.

Las medidas de porosidad que se toman en los yacimientos serán diferentes unas de otras, ya que son tomadas en diferentes puntos del medio poroso usando las técnicas, de análisis de registros y núcleos. Por esto surge la necesidad de asignar un valor de porosidad a todo el yacimiento para realizar los diferentes cálculos de ingeniería.³⁸

2.2.7.2 Cálculo de la porosidad.

Determinación de la porosidad usando registros de pozos.

Es posible obtener valores de porosidad a partir de la interpretación de registros, tales como el de absorción de radiación gamma (litodensidad) y los registros sísmicos y de neutrón; es muy importante tener en cuenta que estas herramientas miden la porosidad total y no la efectiva, aunque por lo general esta segunda representa un valor entre el 90 y el 95% de la primera.

Métodos directos.

- **Expansión de helio:** Este método está basado en la ley de Boyle, en el cual una cantidad de helio que se encuentra contenido en la celda de referencia, es presurizado lentamente y posteriormente expandido de manera isotérmica en un volumen desconocido. Luego de que ocurre la expansión, la presión de equilibrio resultante está relacionada con el volumen desconocido. Dentro de las ventajas de este método se encuentra que no es destructivo, por lo que la muestra puede ser utilizada en otra medición, adicionalmente es muy sencillo y de corta duración.

³⁸ Op. Cit. PARIS DE FERRER. p.230.

- **Inmersión en mercurio:** Un plug (Muestra de representativa del núcleo) es sumergido en mercurio y el volumen de mercurio desplazado por la muestra se calcula gravimétricamente por el principio de Arquímedes.
- **Bomba de desplazamiento volumétrico:** Se mide el volumen total de la muestra desplazando mercurio por medio de una bomba de desplazamiento volumétrico.

Métodos indirectos.

Los registros de pozos como se mencionó anteriormente pueden ser utilizados para medir la porosidad total de la Formación por medio de ecuaciones desarrolladas por algunos autores. El valor de porosidad efectiva es calculado teniendo en cuenta la cantidad de V_{sh} y realizando las respectivas correcciones.

Registro Sónico.

$$\Phi_{Scorr} = \frac{T - T_{mat}}{T_f - T_{mat}} - V_{sh} * \frac{T_{sh} - T_{mat}}{T_f - T_{mat}} \quad (27)$$

Dónde: Φ_{Scorr} = Porosidad corregida en fracción, T = tiempo de tránsito en la zona de interés (useg/pie), T_f = tiempo de tránsito en el fluido de perforación (useg/pie), T_{mat} = tiempo de tránsito en la roca matriz (useg/pie), T_{sh} = tiempo de tránsito en la lutita vecina (useg/pie).

Registro Neutrón.

$$\Phi_N = \Phi_N \quad 28$$

$$\Phi_{Ncorr} = \Phi_N - V_{sh} * \Phi_{sh} \quad (29)$$

Dónde: Φ_N = Porosidad total por el registro neutrón, Φ_{Ncorr} = Porosidad por el registro neutrón corregida (fracción), Φ_N =Porosidad leída del registro neutrón (fracción), V_{sh} = Volumen de arcilla (fracción), Φ_{sh} = Porosidad del shale (fracción).

Para el cálculo de la porosidad total por este método, se debe tener en cuenta con qué tipo de roca fue calibrada la herramienta para la toma del registro, ya que lecturas directas del registro neutrón para la estimación de la porosidad no aplican para zonas donde la arena estudiada sea diferente al de la matriz de calibración.

Registro de densidad.

$$\Phi_D = \frac{D_{mat} - D_{leida}}{D_{mat} - D_f} \quad (30)$$

$$\Phi_{Dcorr} = \frac{D_{mat} - D_{leida}}{D_{mat} - D_f} - V_{sh} * \frac{D_{mat} - D_{sh}}{D_{mat} - D_f} \quad (31)$$

Dónde: Φ_D = Porosidad calcula por densidad sin corregir, Φ_{Dcorr} = Porosidad calculada por densidad corregida por Vsh (Fracción), D_{mat} = Densidad de la matriz (g/cc), D_{leida} = Densidad leída del registro RHOB en la zona de interés (g/cc), D_f =Densidad del fluido de perforación (g/cc), D_{sh} = Densidad del shale (g/cc).

Neutrón densidad.

$$\Phi = \frac{D_{mat} - D_{leida} - V_{sh} * (D_{mat} - D_{sh})}{D_{mat} - D_f * S_{xo} - D_{hyap} * (1 - S_{xo})} \quad (32)$$

$$D_{hyap} = D_{hc} * \frac{1 - 2.5 * D_{hc}}{16 - 2.5 * D_{hc}} \quad (33)$$

Dónde: Φ = Porosidad calcula por neutrón-densidad corregida por Vsh (fracción), D_{mat} = Densidad de la matriz (g/cc), D_{leida} = Densidad leída del registro RHOB en la zona de interés (g/cc), D_f =Densidad del fluido de perforación (g/cc), D_{sh} =

Densidad del shale (g/cc), D_{hyap} = Densidad aparente del hidrocarburo (g/cc), D_{hc} =Densidad de hidrocarburo (g/cc) (variable de entrada).

2.2.9 Saturación. Está definida como la relación que expresa la cantidad de fluido que satura el medio poroso. Conociendo esta cantidad y el volumen poroso se puede determinar cuánto fluido existe en la roca.³⁹

Matemáticamente esta propiedad viene dada por la siguiente expresión:

$$\text{Saturacion de fluido} = \frac{\text{volumen total de fluido}}{\text{volumen poroso}} \quad (34)$$

Aplicando este concepto a cada uno de los fluidos presentes en el yacimiento se tiene:

$$S_o = \frac{\text{volumen de petroleo}}{\text{volumen poroso}} \quad (35)$$

$$S_w = \frac{\text{volumen de agua}}{\text{volumen poroso}} \quad (36)$$

$$S_g = \frac{\text{volumen de gas}}{\text{volumen poroso}} \quad (37)$$

2.2.9.1 Determinación de la saturación de fluidos a través de registros de pozo. Por medio de los registros de inducción o el laterolog, se puede determinar la resistividad de la Formación. Los registros permiten estimar la saturación en sitio, más allá de la influencia del agua invadida en la zona de investigación. Una vez se conoce la resistividad, se aplican las ecuaciones empíricas desarrolladas por diferentes autores mostradas a continuación.

³⁹ ESCOBAR M, Freddy Humberto. Fundamentos de Ingeniería de yacimientos. Editorial Universidad Surcolombiana. Colombia, 2004. p. 57

Amaefule.⁴⁰

$$S_w = 1 - \frac{1}{a + b * FZI^{-c}} \quad 38$$

a= 1.12, b= 0.5634, c=1.44.

Bejarano.⁴¹

$$S_w = \frac{1}{1 + FZI} \quad (39)$$

Timur.⁴²

$$S_w = \frac{8.58 \Phi^{4.4}}{K} \quad (40)$$

Tixier.⁴³

$$S_w = \frac{62.5 \Phi^6}{K} \quad (41)$$

Dónde: FZI= Es el indicador de zona de flujo que puede ser calculado así:

$$RQI \mu m = \text{Indice de calidad del yacimiento} = 0.0314 * \frac{K}{\Phi_{ef}} \quad (42)$$

$$\Phi_z = \frac{\text{Volumen de poro}}{\text{Volumen de grano}} = \frac{\Phi_{ef}}{1 - \Phi_{ef}} \quad (43)$$

$$FZI \mu m = \text{Indicador de zona de flujo} = \frac{1}{F_s \tau S_{gv}} = \frac{RQI}{\Phi_z} \quad (44)$$

⁴⁰ Amaefule, Jude O et al. Enhanced reservoir description: Using core and log data to identify hydraulic (flow) Units and predict Permeability in Unconred Intervals/Wells. Paper SPE 25436. p.4. 1993.

⁴¹ BEJARANO, Aristóbulo, 2012.

⁴² TORSKAYA, T.; JIN, G.; TORRES-VERDIN C.: Pore-level analysis of the relationship between porosity, irreducible water, saturation, and permeability of clastic rocks. University of Texas at Austin. Society of Petroleum Engineers. USA, 2007.

⁴³ Ibíd.

Archie.

$$S_w = \frac{a * R_w}{\Phi_{ef}^2 * R_t}^{1/n} \quad (45)$$

Dual water.

Ecuación de Archie en función de la conductividad del agua

$$C_t = \frac{\Phi_w^m * S_w^n}{a} * C_{we} \quad (46)$$

Conductividad equivalente del agua

$$C_{we} = \frac{V_w * C_w + V_{wb}}{V_w + V_{wb}} \quad (47)$$

En términos de saturación la ecuación anterior puede ser expresada así:

$$C_{we} = C_w + \frac{S_{wb}}{S_{wt}} * C_{wb} - C_w \quad (48)$$

Ecuación en función de la conductividad del agua de Formación más la conductividad del agua asociada a la arcilla.

$$C_{we} = \frac{\Phi_w^m * S_{wt}^n}{a} * \left(C_w + \frac{S_{wb}}{S_{wt}} * C_{wb} - C_w \right) \quad (49)$$

Ecuación para la porosidad efectiva

$$\Phi = \Phi_t * 1 - S_{wb} \quad (50)$$

Ecuación para la saturación de agua está dada como:

$$C_w = \frac{S_{wt} - S_{wb}}{1 - S_{wb}} \quad (51)$$

Indonesian.

-2n

$$S_w = \frac{Vsh^{1-\frac{Vsh}{2}}}{\frac{Rsh^{\frac{1}{2}}}{Rt}} - \frac{1}{\frac{a * Rw^{\frac{1}{2}}}{\Phi_{ef}^m * Rt}} \quad (52)$$

Indonesian modificado.

$$S_w = \frac{Vsh^{1-\frac{Vsh}{2}}}{Rsh^{\frac{1}{2}}} - \frac{\Phi_e^{\frac{m}{2}}}{a * Rw^{\frac{1}{2}}} \quad (53)$$

Juhasz.

$$\frac{1}{Rt} = \Phi^m * S_w^n * \frac{1 + \frac{Bn * Qvn}{S_w}}{a * Rw} \quad (54)$$

$$Qvn = \frac{Vcl * \Phi_{clay}}{\Phi} \quad (55)$$

Simandoux.

$$S_w = \frac{a * Rw}{\Phi_{ef}^m * Rt} + \frac{a * Rw * Vsh}{2 * \Phi_{ef}^m * Rsh} \quad (56)$$

Simandoux modificado.

$$S_w = \frac{a * Rw * (1 - Vsh)}{\Phi_{ef}^m * Rt} + \frac{a * Rw * Vsh * (1 - Vsh)}{2 * \Phi_{ef}^m * Rsh} \quad (57)$$

Waxman Smits.

$$S_w = Rt * \frac{1 + Rw * B * \frac{Qv}{S_w}}{\Phi_{ef}^{-m} * Rw} \quad (58)$$

Parámetros requeridos:

- a = Coeficiente de tortuosidad.
- m = Factor de cementación.
- n = Exponente de saturación.
- R_w = Resistividad del agua.
- R_{sh} = Resistividad de la arcilla.
- R_t = Resistividad verdadera de la Formación.
- V_{sh} = Volumen de arcilla.
- Φ_{ef} = Porosidad efectiva.
- B = Conductividad específica equivalente (Generalmente para la ecuación de Juhasz es igual a 1 meq/ml, y para la de Waxman Smits es calculado por gradiente de temperatura y R_w).
- Q_v = Capacidad de intercambio por unidad de volumen.

2.2.8 Permeabilidad. La permeabilidad, es definida como esa capacidad que posee el medio poroso para dejar pasar los fluidos a través de él. Matemáticamente está definida por la ley de Darcy, proporcionando también una medida del grado en que los espacios porosos están interconectados. Además, es una magnitud de la conductividad de los fluidos. Esta propiedad de las rocas está directamente ligada con la producción, mientras que la roca tenga capacidad para permitir el flujo de fluidos y la energía suficiente para empujarlos hasta la superficie.⁴⁴

De forma general, a mayor porosidad, se puede creer que existe una mayor permeabilidad, aunque esto no se cumple siempre, la permeabilidad puede aumentar con la presencia de fallas, y fracturas.

Las Formaciones son por lo general anisotrópicas, esto quiere decir que sus

⁴⁴ Op.Cit. PARIS DE FERRER. p.241

propiedades dependen de la dirección en la cual se miden. Para las propiedades relacionadas con el flujo de fluidos, usualmente se asume que las Formaciones son transversalmente isotrópicas, lo cual significa que dos permeabilidades horizontales separadas 90°, son iguales y equivalen a un valor de (K_h), mientras que la permeabilidad vertical (K_v) es diferente.

Estimar los valores de las permeabilidades horizontal y vertical en los yacimientos es importante, ya que de ellas dependerá el buen diseño y ejecución de un levantamiento artificial, además del óptimo desarrollo de la producción de dicho yacimiento, así como la viabilidad de los procesos de recuperación secundaria y terciaria. Al iniciar la producción de un yacimiento, la principal preocupación es la permeabilidad efectiva horizontal promedio del petróleo y el gas, ya que esta controla la productividad y el diseño del completamiento de cada uno de los pozos. Sin embargo, con el pasar del tiempo la permeabilidad vertical comienza a cobrar más importancia, gracias al efecto en la conificación de gas y agua, así como en la productividad de pozos horizontales.

Un manejo eficiente del yacimiento, radica en el conocimiento de sus propiedades, y de cómo estas se distribuyen de manera lateral y vertical dentro de la Formación.

2.2.8.1 Tipos de Permeabilidad.

Permeabilidad absoluta: Es aquella que se mide cuando un fluido satura el 100% el espacio poroso. Normalmente, el fluido de la prueba es aire o agua.

Permeabilidad efectiva: Es la permeabilidad a un fluido que se encuentra en contacto con otro u otros fluidos que saturan el medio poroso. Numerosos estudios han concluido que la permeabilidad efectiva es función de la saturación de fluidos y de las características humectantes de la Formación. Esto quiere decir que para

definir las condiciones a las cuales existe una determinada permeabilidad efectiva, se deben especificar las saturaciones S_o , S_w y S_g .

Permeabilidad Relativa: Es la relación que existe entre la permeabilidad efectiva y la absoluta. Esta propiedad es importante en ingeniería de yacimientos, ya que proporciona una medida de la forma como los fluidos se desplazan en el medio poroso. La sumatoria de las permeabilidades relativas es menor que 1.

Permeabilidad a través de registros de pozo. La permeabilidad se puede determinar a partir de las mediciones de porosidad y saturación, utilizando una relación empírica adecuada. El principal uso de la permeabilidad derivada de registros, es proporcionar estimaciones continuas en todos los pozos.⁴⁵

2.2.9.2 Cálculo de la permeabilidad. Es una propiedad de la roca que mide la facilidad que tiene el crudo para desplazarse entre los intersticios del medio poroso, esta medida nos permite caracterizar que tanto crudo se puede extraer de la roca; existen varias técnicas para medir esta propiedad los cuales se nombran a continuación.

Métodos directos.

- Permeámetro de Ruska.
- Permeámetro de gas.
- Permeámetro Standard.

Métodos Indirectos.

Nuevamente los registros de pozos juegan un papel importante en el cálculo de la permeabilidad. Distintos autores han planteado ecuaciones para el cálculo de la misma cuando no se tiene disponible resultados de laboratorio.

⁴⁵ Op.Cit. ESCOBAR, H. p. 80

Tixier.⁴⁶

$$K = \frac{62.5 * \Phi_{ef}^6}{Sw_{irr}^2} \quad (59)$$

Timur.⁴⁷

$$K = \frac{8.58 * \Phi_{ef}^{4.4}}{Sw_{irr}^2} \quad (60)$$

Coates.⁴⁸

$$K = \frac{4.90 * \Phi_{ef}^4 * 1 - Sw_{irr}^2}{Sw_{irr}^4} \quad (61)$$

Dónde: Φ_{ef} = Porosidad efectiva de la roca (fracción), Sw_{irr} = Saturación irreducible de agua (fracción), m = exponente de cementación (adimensional).

2.3 MODELO ESTRATIGRÁFICO

El marco estratigráfico de un yacimiento busca definir las unidades que conforman la estructura interna del almacén definido previamente en el modelo estructural. Un modelo estratigráfico delimita la litología y la composición; además del tipo de grano que constituye la roca y establece unidades principales de flujo.⁴⁹

El desarrollo del modelo estratigráfico implica un trabajo de correlación entre diferentes áreas del conocimiento como, la sísmica, la estratigrafía de secuencias, y la interpretación de registros, con el fin de construir un mapa que describa de la

⁴⁶ M.P.Tixier. Evaluation of permeability from electric-log resistivity gradients. Oil and Gas Journal. 1949.

⁴⁷ A. Timur. An investigation of permeability, porosity and residual water saturation relationships for sandstone reservoirs. 1968

⁴⁸ SCHLUMBERGER. Log interpretation principles/applications. Oil field manager. 1989.

⁴⁹ Op. Cit. JIMÉNEZ GUERRERO.

manera más objetiva como se organizan los paquetes de estratos que integran cada una de las zonas estudiadas.

Dentro de una secuencia es posible predecir la continuidad, conectividad y extensión de una litozona. El límite de secuencia es una capa lateralmente continua, dispersa que cubre al menos una sección de la cuenca.

2.3.1 Litofacies. El concepto de facies es particularmente adecuado para estudios integrales de yacimientos, ya que pueden ser consideradas como el volumen elemental práctico del yacimiento y representan el bloque básico para la construcción de modelos geológicos.

El propósito práctico de la definición de facies, se centra en cómo construir distribuciones realistas de la configuración litológica, de manera que puedan ser usadas posteriormente en el modelamiento del yacimiento.

Los límites de las unidades representan discontinuidades estratigráficas, donde el potencial de sello es variable y generalmente está relacionada con múltiples factores. Las fracturas naturales representan un tipo en particular de las heterogeneidades de los yacimientos, se encuentran a todas las escalas, desde microfracturas hasta fallas regionales.

2.3.2 Modelo estratigráfico a partir de registros de pozo. Los registros de pozo son utilizados para la interpretación geológica de las facies, la ventaja de estos, radica en que permiten medir las propiedades de los yacimientos de una manera casi continua. Los datos obtenidos de registros de pozos se han convertido en una herramienta importante que permite evaluar las características litológicas de las Formaciones y estudiar el posible almacenamiento de fluidos en el yacimiento. El origen de esta técnica se remonta hacia 1927, cuando los hermanos

Schlumberger idearon la forma de realizar algunas corridas de registros resistivos con el objetivo de localizar zonas productoras.

Existen una amplia variedad de registros, entre los más comunes podemos encontrar aquellos que revelan la presencia potencial de hidrocarburo como el Gamma Ray (GR) y potencial espontaneo (SP); los registros de densidad, neutrón y sónico que identifican litología, permiten cálculos de porosidad y determinar la posible presencia de aceite y gas; y por último los resistivos como laterolog, inducción y micro resistividad que se utilizan junto a los registros anteriores para calcular saturaciones de hidrocarburos.

Apoyados entonces en lo anteriormente escrito a continuación se investigaran solo los registros que identifiquen litología, al ser este el objetivo del modelo.

Registros de densidad: Rayos Gamma son utilizados en esta herramienta, los cuales chocan con los electrones de la Formación, haciendo que estos pierdan energía, y la densidad de electrones de la Formación es calculada como el inverso de la disminución de los rayos gamma a una misma distancia de referencia.⁵⁰

Registro neutrón: El registro neutrón es generalmente usado para verificar la consistencia de la litología identificadas por el registro de densidad como se explicara más adelante a través de la superposición de curvas.

La técnica usada por este dispositivo radica en la emisión de neutrones de alta energía, los cuales colisionan con los núcleos de los átomos de la Formación, resultando una pérdida de energía. Las mayores pérdidas de energía se presentan en zonas donde se chocan con núcleos de átomos de hidrogeno.⁵¹

⁵⁰ Op. Cit. LOG INTERPRETATION PRINCIPLES-APPLICATIONS. SCHLUMBERGER.

⁵¹ Ibíd.

Para la evaluación de la litología de una zona por el registro neutrón se deben realizar las siguientes consideraciones:

- En zonas con presencia de gas la herramienta arroja valores muy bajos.
- Las arcillas están ligadas al agua, siendo esta agua inmóvil y como la herramienta responde principalmente al hidrogeno, mostrara valores anómalamente altos.

Registro sónico: La herramienta a través de los receptores que detectan la llegada del pulso acústico enviado por el transmisor, mide la diferencia en el tiempo de llegada de los pulsos. Existen tres tipos de ondas, en orden de llegada a los receptores tenemos, las ondas P (presión) que viajan en la roca y el fluido, las ondas S (Shear) que viajan en la roca, y las ondas Stoneley, que son sensibles a las fracturas y la permeabilidad. Este registro junto al de densidad sirven para generar un sismograma sintético.⁵²

La medida del tiempo de viaje en la Formación es posible interpretarla en términos de velocidad sísmica, lo que es un término indispensable para las conversiones tiempo profundidad de los datos sísmicos, esto significa que este registro es muy importante para el desarrollo del modelo estructural.

Para Formaciones arcillosas se debe tener en cuenta que el tiempo de transito es mayor, por lo que el registro sónico arroja valores altos.

Combinación de registros Densidad/ Neutrón.

Superposición de curvas.

El propósito es definir la litología en el yacimiento, en esta técnica los registros densidad y neutrón se grafican en un mismo “track” usando igual escala, de modo que ambos registros se superpongan en el tipo de matriz con que fue calibrada la

⁵² Ibíd.

herramienta. Usando otras escalas estos registros deben separarse solo en las zonas donde la litología sea diferente a la de calibración.

La separación de las curvas neutrón a la derecha y densidad a la izquierda es un buen indicativo de presencia de gas.

Registro de Factor fotoeléctrico.

La curva de factor fotoeléctrico, es extremadamente útil para la determinación de la litología y sus variaciones, independientemente de la porosidad, ya que cada roca cuenta con un valor del factor fotoeléctrico bien definido. También es usada para valorar cualitativamente el daño causado en la Formación por la utilización de Barita (BaSO_4) en el lodo de perforación; ya que esta presenta un valor de PEF anómalamente alto, mientras que las litologías más comunes: caliza, dolomita y arenisca tienen 5.08, 3.14 y 1.8 barn/e respectivamente⁵³.

2.3.3 Construcción de Crossplots.

Crossplot Densidad/Neutrón.

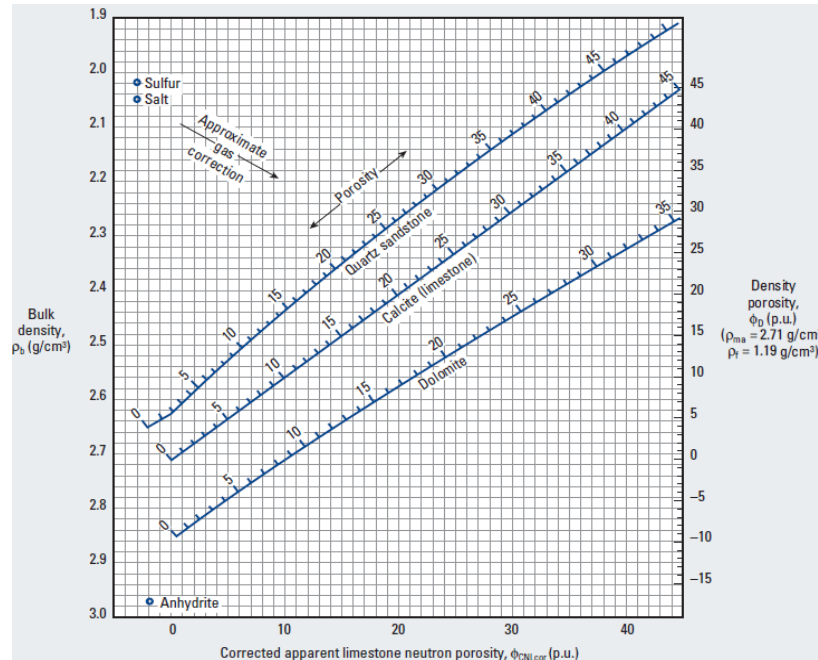
Este grafica muestra la influencia que tienen los cambios de porosidad respecto a la litología del yacimiento. Para su construcción es necesario leer la respuesta de densidad y neutrón en la zona a evaluar (interés) y se grafican los resultados en el crossplot, (ver ejemplo figura 16). La litología por este método no es concluyente por lo que los resultados deben ser contrastados con la información de otros registros como los mudlog, GR y caliper.

La relación de neutrón- densidad adicionalmente permite a través de su grafico leer la porosidad a la escala mostrada en la isolinea de la litología de la zona. Se

⁵³ SCHLUMBERGER. Principios y Aplicaciones de la Interpretación de registros. Oil Field manager. 2008.

debe tener mucho cuidado con la dispersión de los datos ya que esto puede indicar diferente litología, efectos de gas o de shale.

Figura 16: Crossplot Neutron-Density



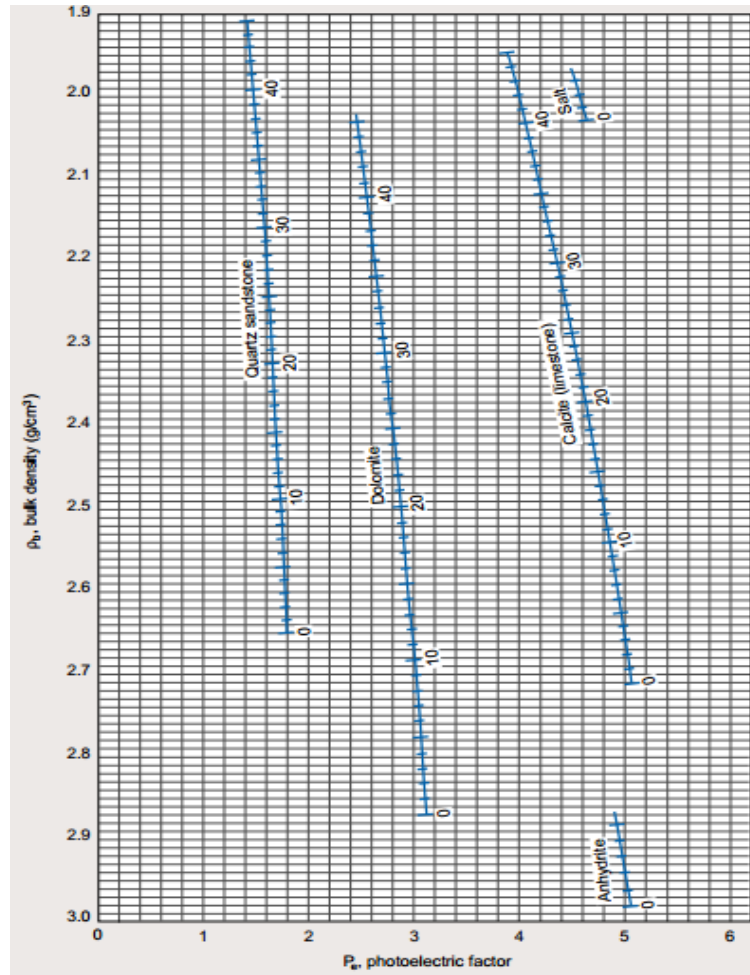
Fuente: Log Interpretation Charts pdf. Schlumberger.

Crossplot Pef- Density.

Este grafico es utilizado para determinar no solo la porosidad sino también la litología y composición de la Formación contactada. Para la construcción del crossplot es necesario tener en cuenta la densidad del fluido en el pozo.

Los valores de factor fotoeléctrico (Pe) y la densidad aparente (ρ_b) son graficados en el crossplot (ver figura 14), y en los puntos de intersección se puede encontrar los valores de porosidad y litología.

Figura 17: Crossplot Pef- Density

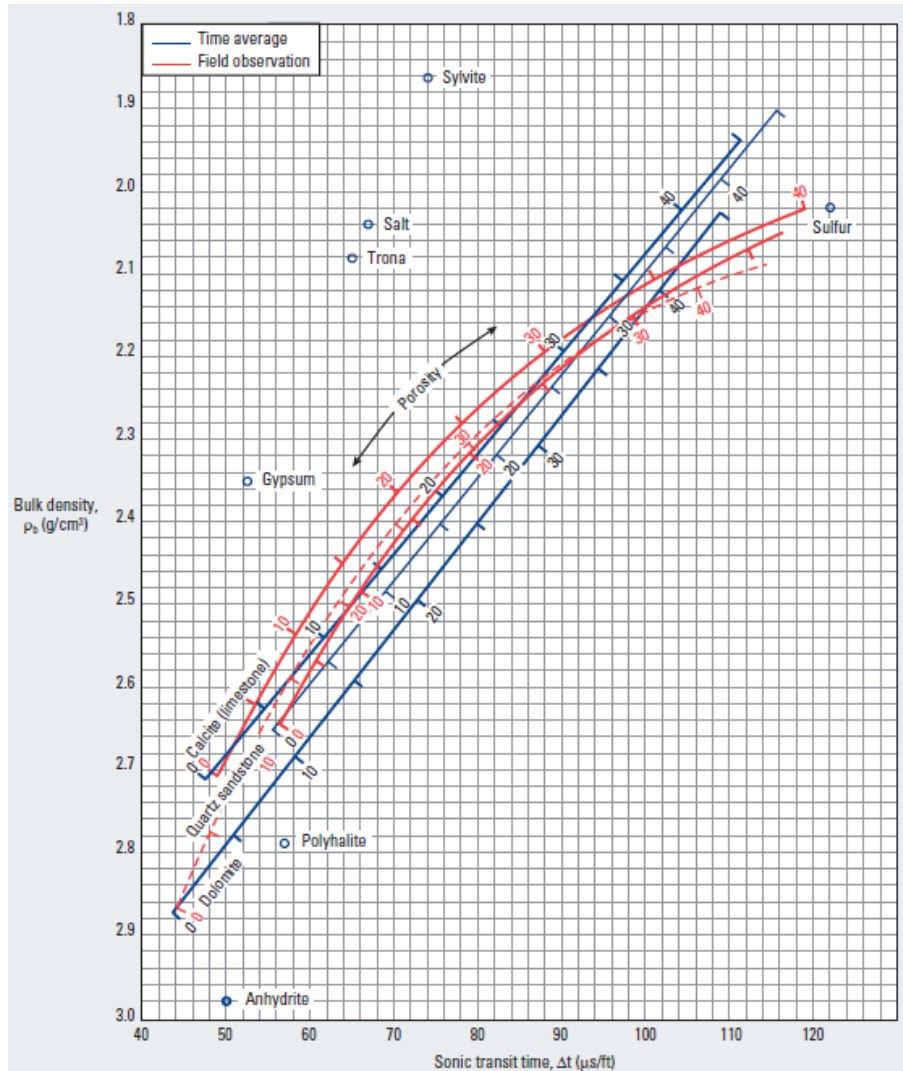


Fuente: Log Interpretation Charts pdf. Schlumberger.

Crossplot Sonic-Density.

Este grafico es utilizado en la mayoría de los casos para determinar porosidad y el contenido de anhidrita, sales y yeso en el yacimiento. Se construye graficando en el eje "y" la densidad aparente y en el eje "x" el tiempo de tránsito (registro sónico). El punto de intersección indica composición y porosidad de la Formación tal como se muestra en la figura 18.

Figura 18: Crossplot Sonic-Density



Fuente: Log Interpretation Charts pdf. Schlumberger.

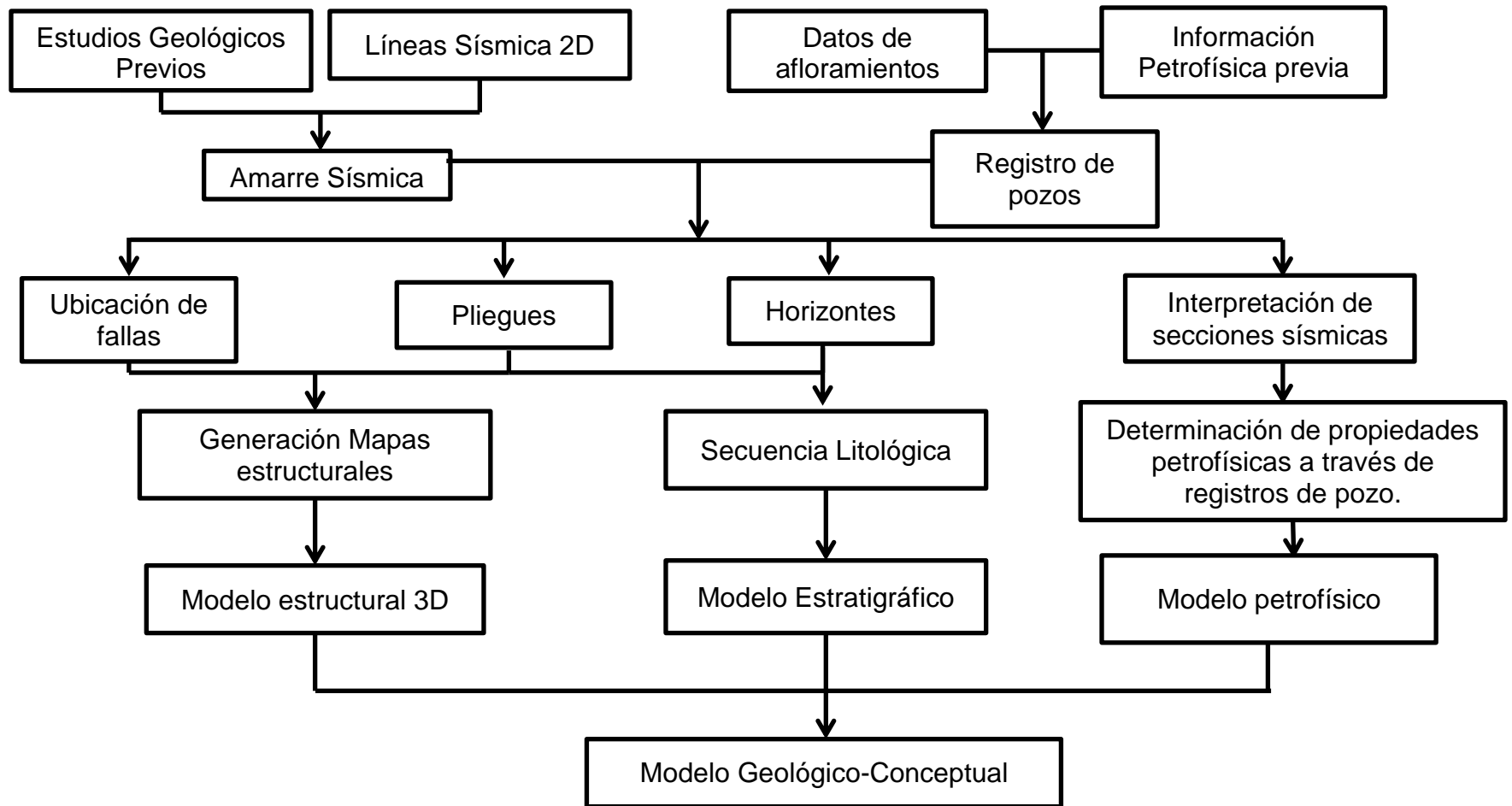
2.3.4 Construcción de la columna estratigráfica a partir de sísmica y registros de pozo. Una columna estratigráfica es una representación vertical de la superposición de distintos fenómenos físicos presentes en la naturaleza, los cuales a lo largo del tiempo geológico depositan diferentes capas de sedimento. La interpretación de estos fenómenos y los ambientes en que se produjeron son la clave para comprender la composición de los estratos analizados.⁵⁴

⁵⁴ Op.Cit. JIMÉNEZ GUERRERO.

A partir de la interpretación de los crossplots Neutrón-density, Sonic-density, y Pef-density, se puede realizar un modelamiento litológico aproximado de los estratos presentes en el pozo ANH-PATIA 1-ST-P, con el fin de obtener un modelo estratigráfico representativo para la zona evaluada por el pozo.

Para la construcción de tres modelos se propuso el esquema de la figura 19; cabe resaltar que como se muestra en esta figura el modelo petrofísico fue realizado solo a partir de registros de pozo, ya que la información de núcleos no se encontraba disponible, y el modelo estratigráfico a partir de interpretación de secciones sísmicas y registros de pozo.

Figura 19: Flujo de trabajo.



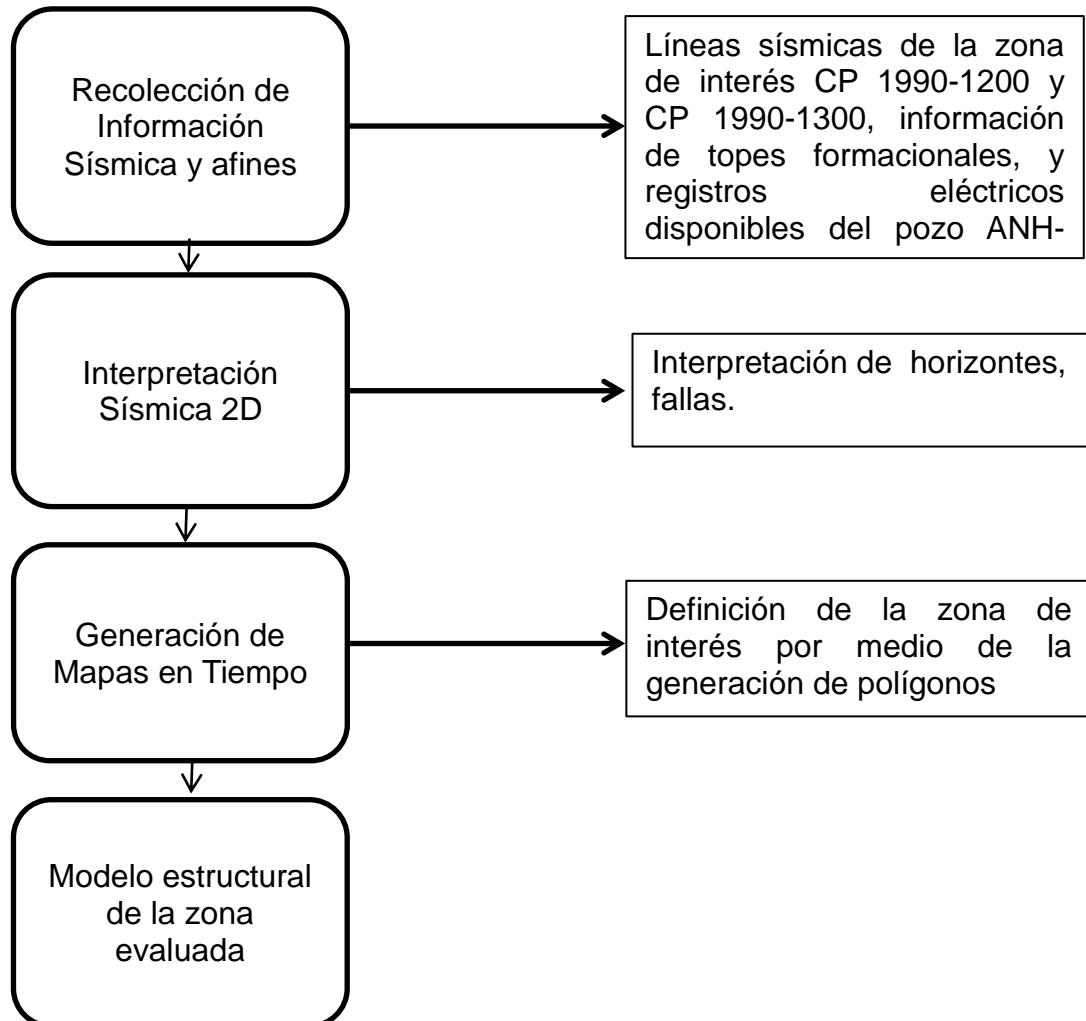
Fuente: Autores.

3. DESARROLLO DE MODELOS

3.1 METODOLOGÍA MODELO ESTRUCTURAL

3.1.1 Metodología aplicada. Con el fin de construir el modelo estructural fue necesario realizar el procedimiento descrito en la figura 20.

Figura 20: Metodología aplicada modelo estructural.



Fuente: Autores.

3.1.2 Recolección de información sísmica y afines. La información requerida para la construcción del modelo estructural fue obtenida del cruce y la interpretación de dos líneas sísmicas muy cercanas al pozo ANH-PATIA 1-S-T-P, además de la información de topes formacionales y los registros eléctricos corridos en dicho pozo.

3.1.3 Amarre sísmica de pozo. A través de la sísmica de pozo con el perfil sísmico vertical (Vsp), es posible generar una sección sísmica alrededor de pozo, la cual permita mostrar características estructurales y estratigráficas.

El proceso de amarre sísmica-pozo con la sísmica de la región es un complemento que permite definir topes, características internas y detalladas de litología además de ofrecer mayor resolución vertical, con esta se busca resolver la incertidumbre geológica en las cercanías de la zona de interés.

Se utiliza el registro (vsp) con el fin de ubicar la trayectoria del pozo sobre la línea sísmica CP-1990-1200 (línea sísmica principal) y se correlaciona con la línea sísmica CP-1990-1300 (línea cruzada).

Los marcadores de tiempo de los pozos fueron cargados en PETREL, como tablas (VSP), luego esos marcadores se visualizan junto a cada sección sísmica en una ventana para posterior interpretación.

3.1.4 Sísmica 2D. Por medio de la sísmica 2D se comienza un estudio más detallado de los estratos en la zona de interés, haciendo posible la interpretación de rasgos estructurales de la siguiente manera:

- Teniendo en cuenta las Formaciones que atraviesan el sector objeto de estudio, y la localización de topes y bases de las mismas se superpuso la data del pozo ANH-PATIA 1-ST-P sobre las líneas sísmicas CP 1990- 1200 y CP 1990- 1300, haciendo posible su interpretación.

- Se delimitaron 4 Formaciones siguiendo el patrón de secuencia de los reflectores en la línea sísmica.
- Se analizan las discontinuidades más evidentes en los reflectores y se categorizan, zonas falladas (si se observa el desplazamiento de un horizonte) o zonas de ruido si es imposible definir la continuidad del reflector y los puntos no llevan un orden medible.
- Las fallas se interpretan en la pestaña “auto tracking” del módulo de interpretación sísmica siguiendo reflectores de igual tiempo, que garantizan la continuidad de las líneas en cada interpretación.
- Se utilizan atributos sísmicos como una herramienta, que permita la visualización de la data de la manera más clara posible, ya que al tratarse de líneas sísmicas de baja calidad, es muy difícil evidenciar los eventos geológicos.
- Se definió un polígono con el objetivo de delimitar el área de interés y generar los mapas estructurales 2D en tiempo teniendo en cuenta los topes de cada Formación.

3.1.5 Generación de mapas estructurales en tiempo. Se generaron cinco superficies formacionales en tiempo, basadas en los topes ubicados en el pozo, dentro de un área definida por un polígono como se mencionó anteriormente, este polígono encierra el área de interés basado en el cruce de las líneas sísmicas y la cercanía al pozo.

Posterior a ello se crea un "grid" en el cual se generan isocronas de tiempo que modelan la forma de un mapa estructural para cada una de las superficies interpretadas.

3.2 RESULTADOS MODELO ESTRUCTURAL

3.2.1 Recolección de información sísmica. El estudio de la geología estructural se realizó con base en las dos líneas sísmicas CP 1990-1200 y CP 1990-1300, las cuales tienen aproximadamente 2550 y 890 metros de longitud respectivamente, y se encuentran cercanas al pozo ANH-PATIA 1-ST-P. Adicionalmente las interpretaciones previas realizadas por otros autores en la subcuenca Patía (Barrero Lozano, Darío) fueron consideradas para realizar un contraste con los resultados arrojados como producto de este modelo.

3.2.2 Modelo de velocidades. Teniendo en cuenta que la información disponible se encontraba en unidades de tiempo se utilizó la conversión tiempo-profundidad con el objetivo de establecer los topes de las Formaciones presentes en la zona.

3.2.3 Conversión tiempo - profundidad. Se graficaron los datos de Tiempo (ms) vs Profundidad vertical (pies) y se buscó la regresión que más se ajustara al comportamiento de los datos entregados en el reporte de procesamiento de sísmica (VSP) del pozo tal como se muestra en la tabla a continuación. Cada regresión está representada con su respectiva ecuación, y los valores de R^2 que indican la desviación de los datos.

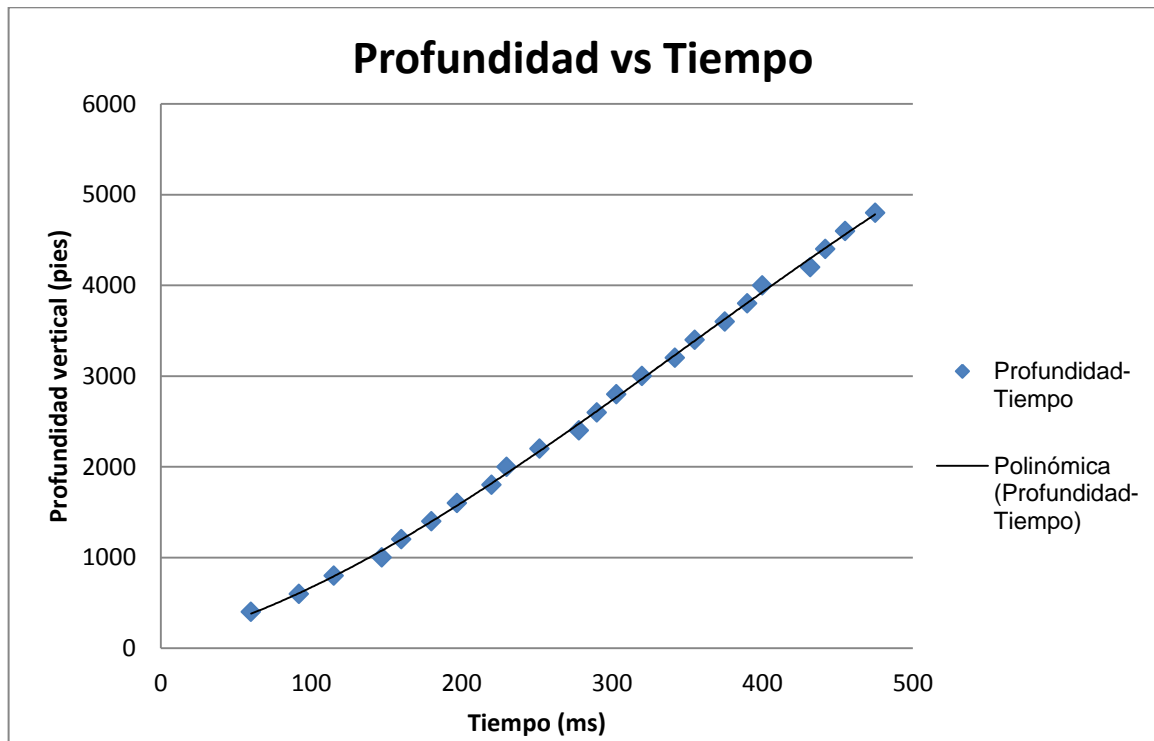
Según la figura 21 la expresión que mejor reproduce el comportamiento de la gráfica tiempo-profundidad es la ecuación polinómica de grado 3 con un valor de R^2 muy cercano a uno (ver tabla 6). Por lo tanto esta ecuación fue utilizada para la conversión de la información entrega en tiempo, y poder definir los topes de cada Formación en profundidad.

Tabla 6: Ecuaciones para la conversión tiempo- profundidad.

Tipo de regresión	Ecuación	R ²
Lineal	$y = 11.02x - 519.22$	0.9956
Polinómica- Grado 2	$y = 0.0052x^2 + 8.1918x - 205.63$	0.9984
Polinómica- Grado 3	$y = -2E-05x^3 + 0.0228x^2 + 4.0252x + 61.212$	0.999
Logarítmica	$y = 2332.9\ln(x) - 10289$	0.8924
Potencial	$y = 2.1494x^{1.2516}$	0.9973

Fuente: Autores.

Figura 21: Regresión polinómica cubica para conversión tiempo- profundidad.



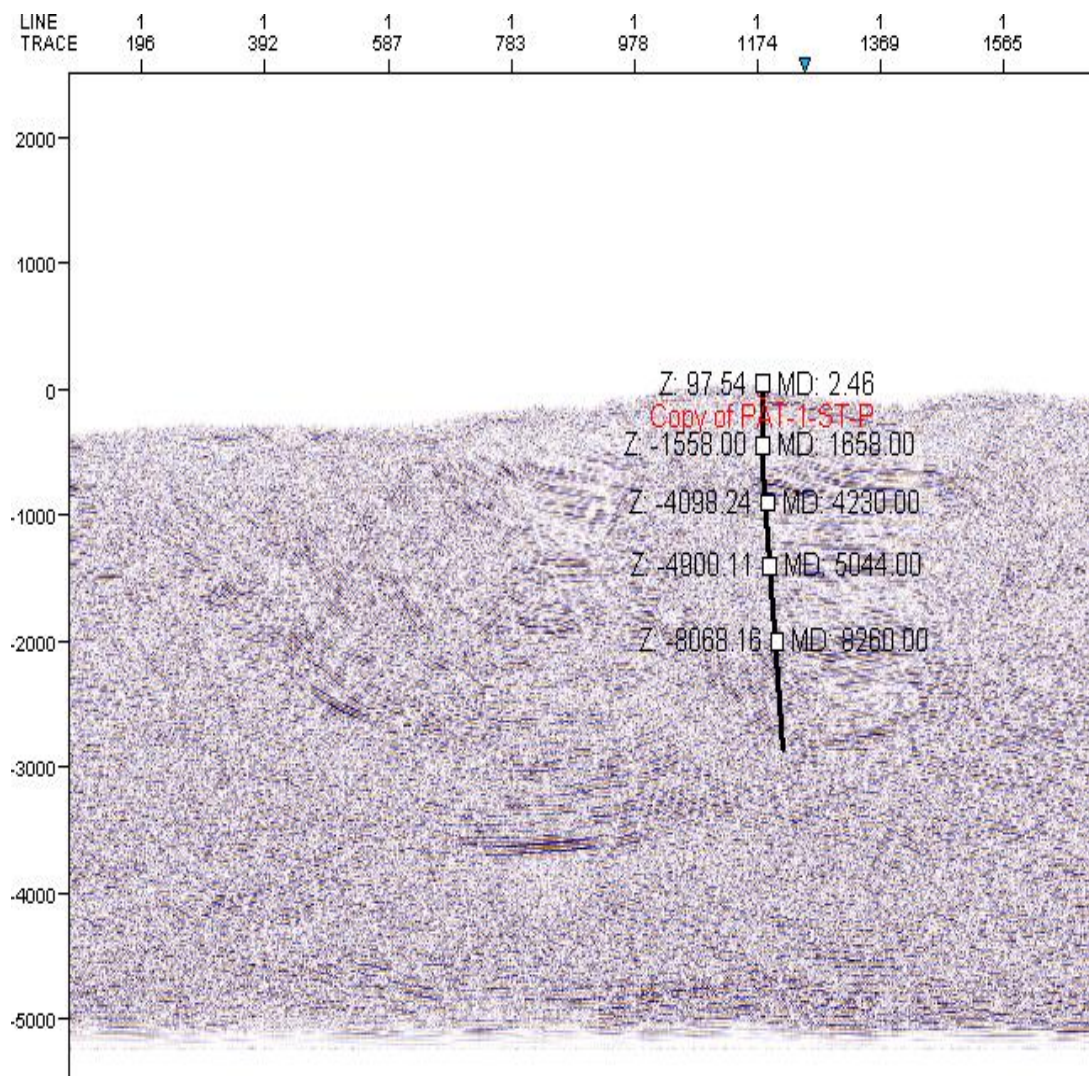
Fuente: Autores.

3.2.4 Amarre de sísmica de pozo. El objetivo del amarre de sísmica fue el de poder encontrar la ubicación del pozo en las línea sísmicas CP 1990-1200 y CP

1990-1300 (corridas en tiempo) y a partir de allí realizar la delimitación de las Formaciones en profundidad tal como se muestra en la interpretación de sísmica 2D.

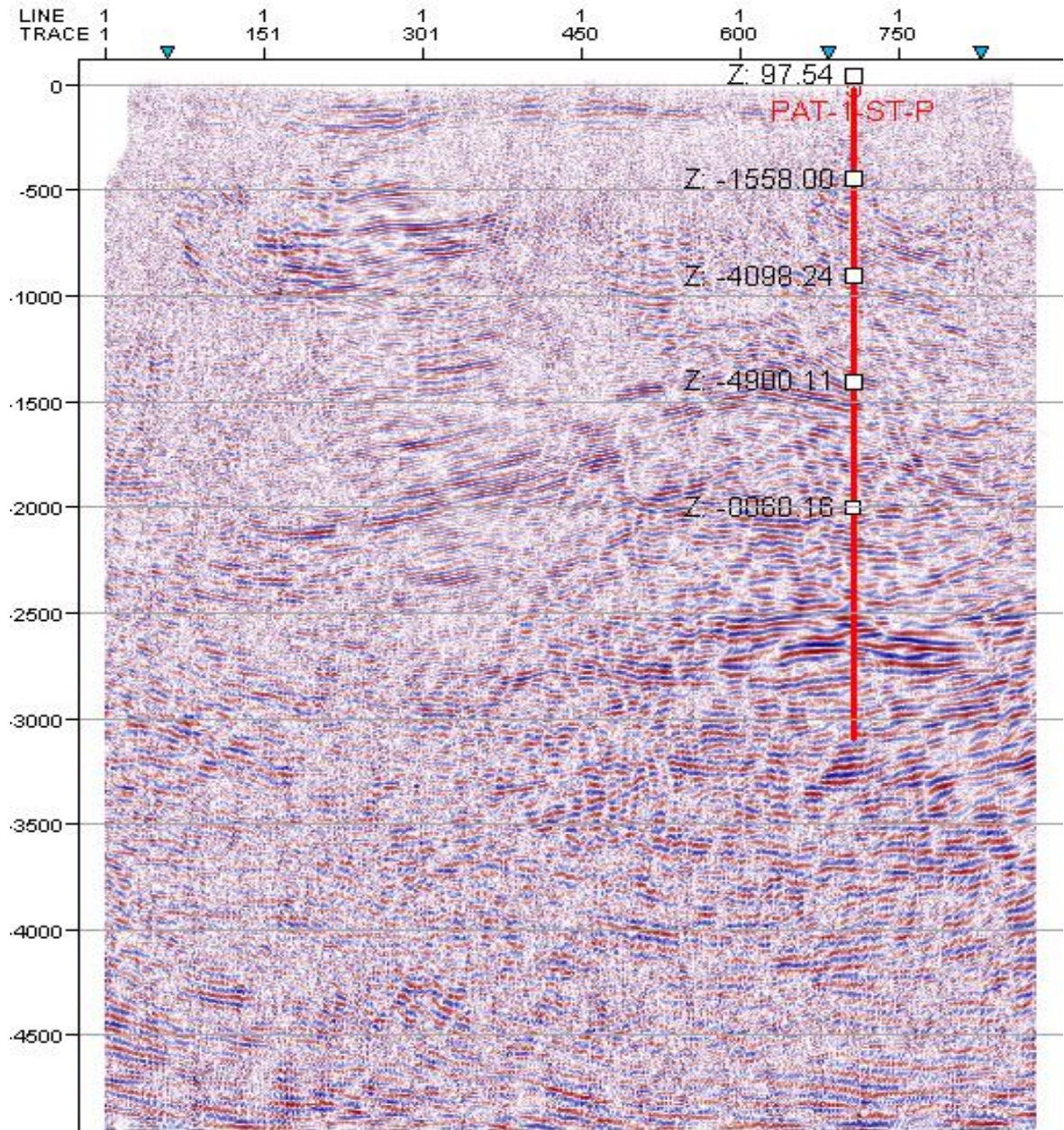
La figura 22 y 23 muestra la ubicación del pozo sobre un flanco anticlinal para las dos líneas sísmicas aun sin interpretar.

Figura 22: Ubicación del pozo ANH-PATIA 1-ST-P en la línea sísmica CP 1990-1200.



Fuente: Autores.

Figura 23: Ubicación del pozo ANH-PATIA 1-ST-P en la línea sísmica CP 1990-1300.



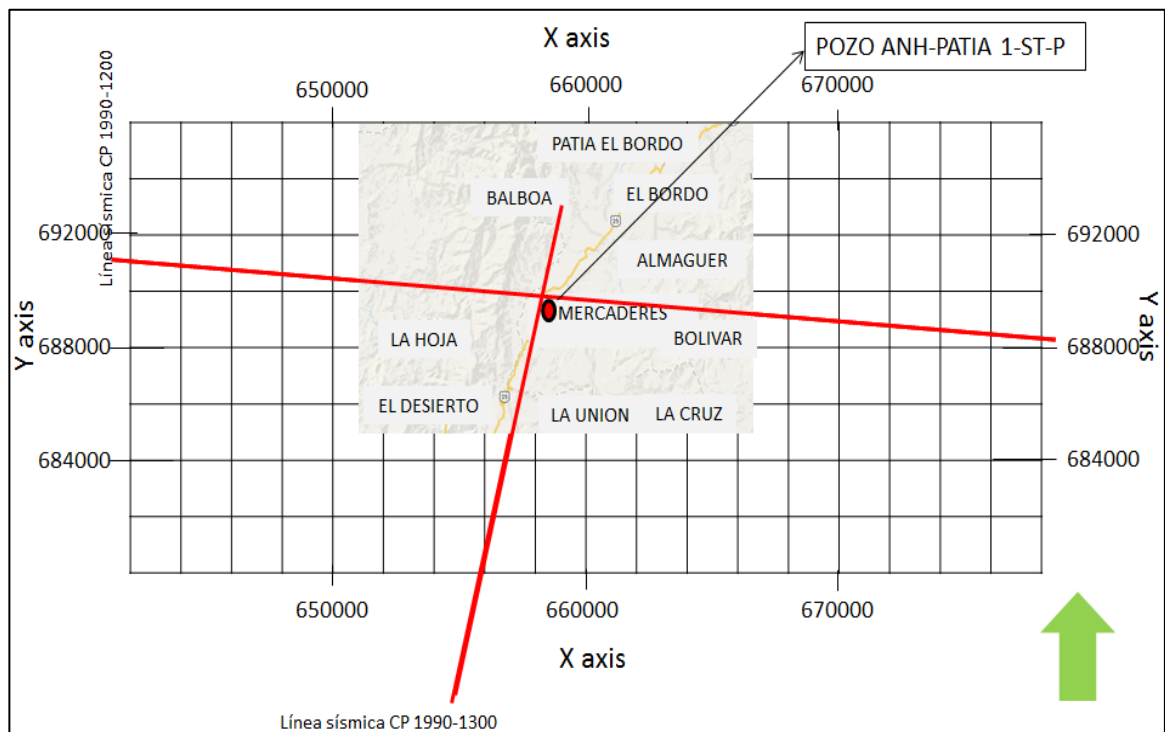
Fuente: Autores.

3.2.5 Interpretación de sísmica 2D Los datos de sísmica 2D se emplearon para analizar la geología, aplicando el principio de continuidad como una herramienta importante para definir el comportamiento y la distribución de las Formaciones, e

identificar la posible presencia de algunas fallas en zonas donde no era claramente visible la continuidad de los reflectores. La opción auto tracking en el software Petrel también fue de gran ayuda para visualizar los saltos en profundidad de las Formaciones, posteriores a una falla.

La ubicación de las líneas sísmicas interpretadas se muestra en el mapa base de la figura 24 las cuales presentan una dirección o rumbo medida en azimut de 95° para la línea CP 1990-1200 y de 25° para la CP 1990-1300.

Figura 24: Mapa base con las líneas sísmicas cruzadas.



Fuente: Autores.

En la figura 24 se puede observar la localización del pozo ANH-PATIA 1-ST-P en el área de mercaderes en la subcuenca de Cauca-Patía. Hincapié G, et al 2009 menciona que en la Subcuenca del Patía se observan trampas asociadas a pliegues por propagación de falla y que en el caso de la Subcuenca del Cauca, el estilo estructural es de tectónica de bloques, que afecta al basamento; las trampas

corresponden a pinchamientos estratigráficos contra el basamento, y truncamientos por fallas normales y/o inversas reactivadas.

Seis horizontes pertenecientes a edades del Eoceno, Mioceno, Cretácico superior y Paleoceno⁵⁵ se definieron, los cuales fueron creados a partir de las profundidades medidas al TVD por parte de los reportes de Mud logging del pozo ANH-PATIA 1-ST-P, y fueron interpretados en tiempo teniendo en cuenta las tablas de tiempo profundidad de este pozo. En orden de deposición son Peñamorada, Mosquera, Esmita y Mercaderes. La Formación Esmita presenta tres miembros Conglomerático, Arenáceo y Limolítico, por lo que en el análisis de la sísmica se delimitaron adicionalmente estos tres horizontes.

La línea sísmica CP 1990-1300 fue la primera en interpretarse ya que sobre esta se encuentra el pozo ANH-PATIA 1-ST-P, lo que hacía más fácil la ubicación de los topes de las Formaciones según se muestra en la tabla 7. De esta línea solo se analizaron aproximadamente 1400 metros debido a la baja calidad y resolución que muestran los reflectores al estar muy dispersos, lo cual puede atribuirse a la presencia de ruido o sobretensiones manifestadas en los informes de pozo y que se encuentran organizados según la tabla 10.

Por otra parte la línea CP 1990-1200 no presenta mayores alteraciones y los reflectores se muestran continuos en sus 890 metros de longitud.

La tabla 7 muestra la ubicación de los topes de las Formaciones en profundidad y teniendo en cuenta que según la superposición de estratos se puede afirmar que los procesos que dieron origen a los niveles superiores son más recientes, estos sedimentos estuvieron sometidos a menos esfuerzos que los niveles inferiores.

⁵⁵ RODRIGUEZ MUÑOZ, Yesid; ROA ESPINOSA, Fabian. Metodología para el manejo y preservación de corazones de pozos tipo slim hole. Aplicación cuenca Cauca-Patía. Universidad Industrial de Santander Colombia, 2011.

Tabla 7: Topes y espesores de Formación.

Formación	Tope esperado (ft)	Tope Formación encontrado (ft)	Espesor (ft)
Mercaderes.	0	0	1658
Esmita Mbro. Conglomeratico	1200	1658	2572
Esmita Mbro. Arenáceo.	3500	4230	814
Esmita Mbro. Limolítico.	4300	5044	1145
Mosquera.	5500	6189	2071
Peñamorada.	8000	8260	-

Fuente: Autores.

Como los estratos se depositan de manera uniforme horizontal o subhorizontal, y permanecen igual si no actúan otras fuerzas sobre estos, se guardaron los espesores perforados de cada Formación según los valores presentados en la tabla 7 para la interpretación de la sísmica de pozo, y no se realizó corrección por buzamientos.

En la línea sísmica CP-1990-1200 se pudo interpretar pliegues por propagación de falla, los cuales constituyen las principales trampas. Se puede observar como las Formaciones se ven influenciadas por fallas de tipo inverso asociadas a fallas de despegue.

En las figuras 25 y 26 se muestra la línea sísmica CP 1990-1200, sin interpretar e interpretada, en esta última, se reconocen cuatro fallas con un desplazamiento apreciable en los contactos litológicos. Los ángulos de las fallas son bajos (menores a 45 grados) respecto a la horizontal tal como se muestra en la tabla 8, y el techo se desplaza por encima de la base, por lo tanto estas fallas se definen como fallas de cabalgamiento.

Según el análisis y analogías que se realizaron con interpretaciones previas (Figura 8), estas cuatro fallas corresponderían de Oeste a Este a las fallas, Miraflores, El Bordo short-cut, y Guayabillas. Adicionalmente en esta línea sísmica se observa un comportamiento estructural dominado por un sinclinal y anticlinal bien expuestos.

Tabla 8: Ángulos de inclinación de las fallas.

Falla	Angulo de inclinación respecto a la horizontal
1	38°
2	29°
3	21°
4	19°

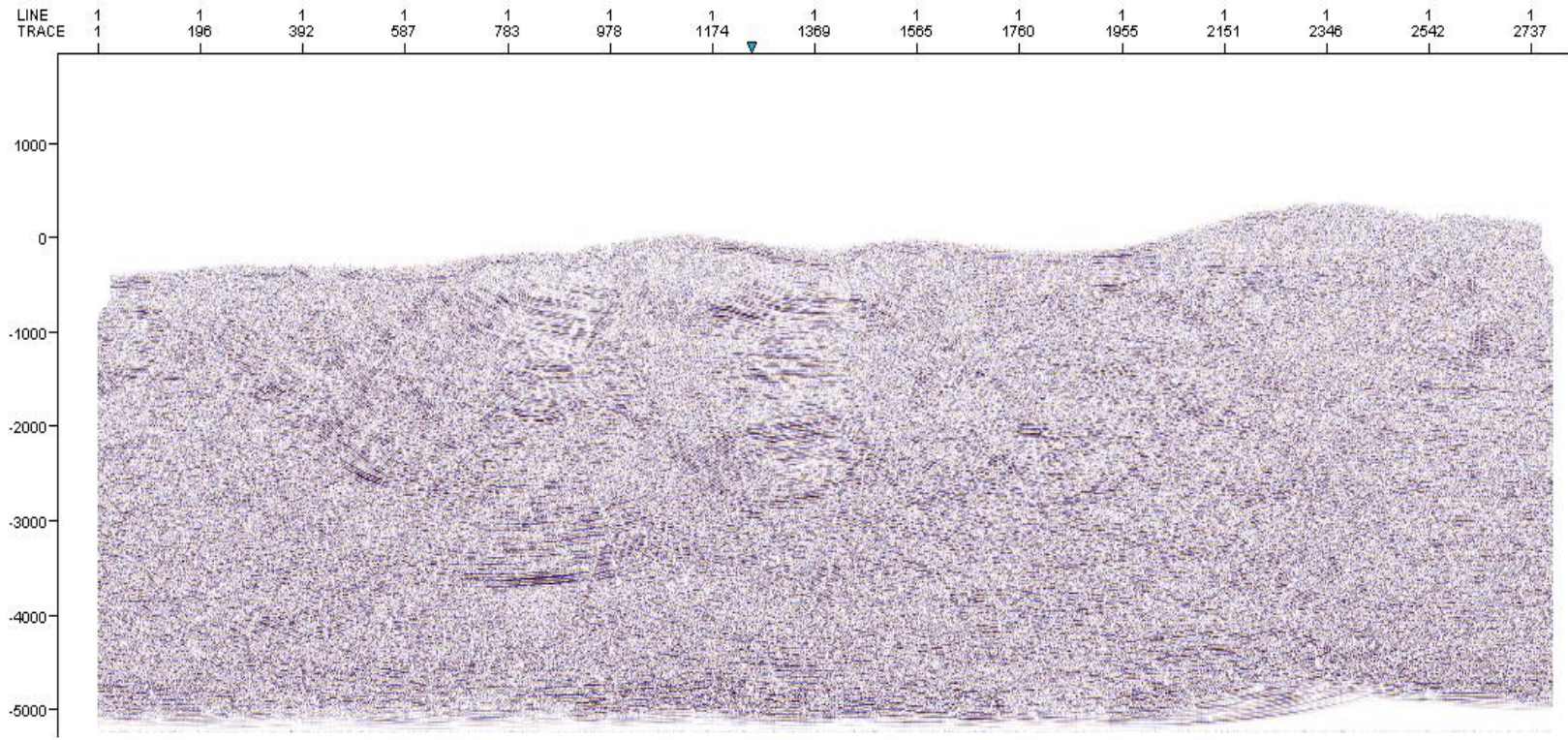
Fuente: Autores.

Las fallas propuestas muestran complejidad geológica en la zona, resultados contrastados con lo propuesto por Barrero Lozano Darío, que postula la presencia de fallas que se pueden apreciar en las reflexiones, generando formas que describen el comportamiento estructural de la zona.

Al ubicar el pozo ANH-PATIA 1-ST-P sobre la línea sísmica CP 1990-1200 interpretada previamente por Barrero (ver figura 27), deberían evidenciarse en el registro VSP dos fallas que estarían atravesando el pozo, sin embargo este registro no revela discontinuidades, lo que significa que las fallas no se encuentran cerca de la zona donde este se encuentra localizado el pozo, muy posiblemente las fallas se encuentren una dirección más paralela al pozo.

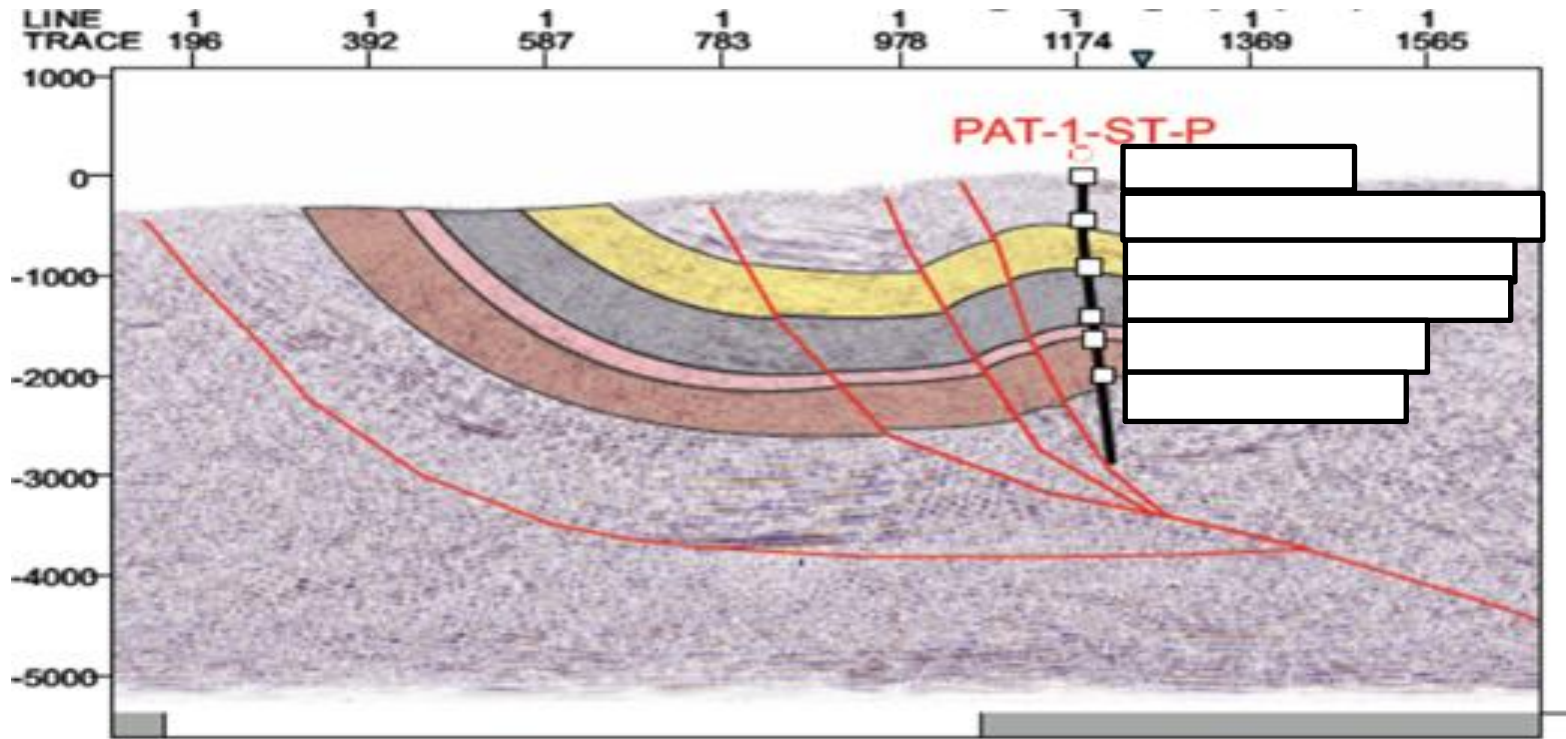
A continuación se puede observar la línea sísmica CP-1990-1200 antes y después de la interpretación estructural en el área de estudio.

Figura 25: Línea sísmica CP 1990-1200 sin interpretar.



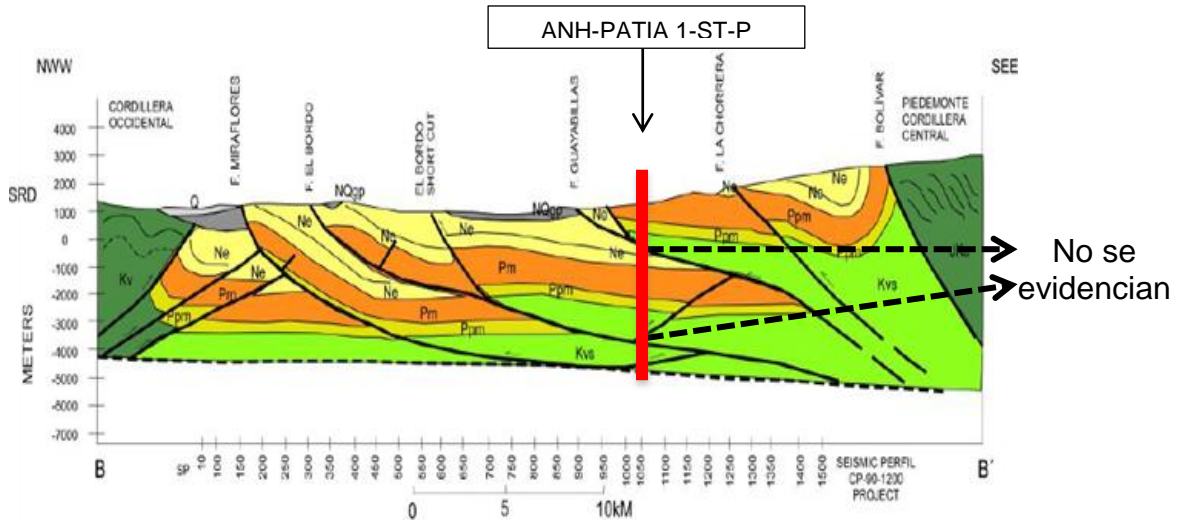
Fuente: Autores.

Figura 26: Línea sísmica CP 1990-1200 interpretada.



Fuente: Autores.

Figura 27: Línea sísmica CP 1990-1200 interpretada por barrero.

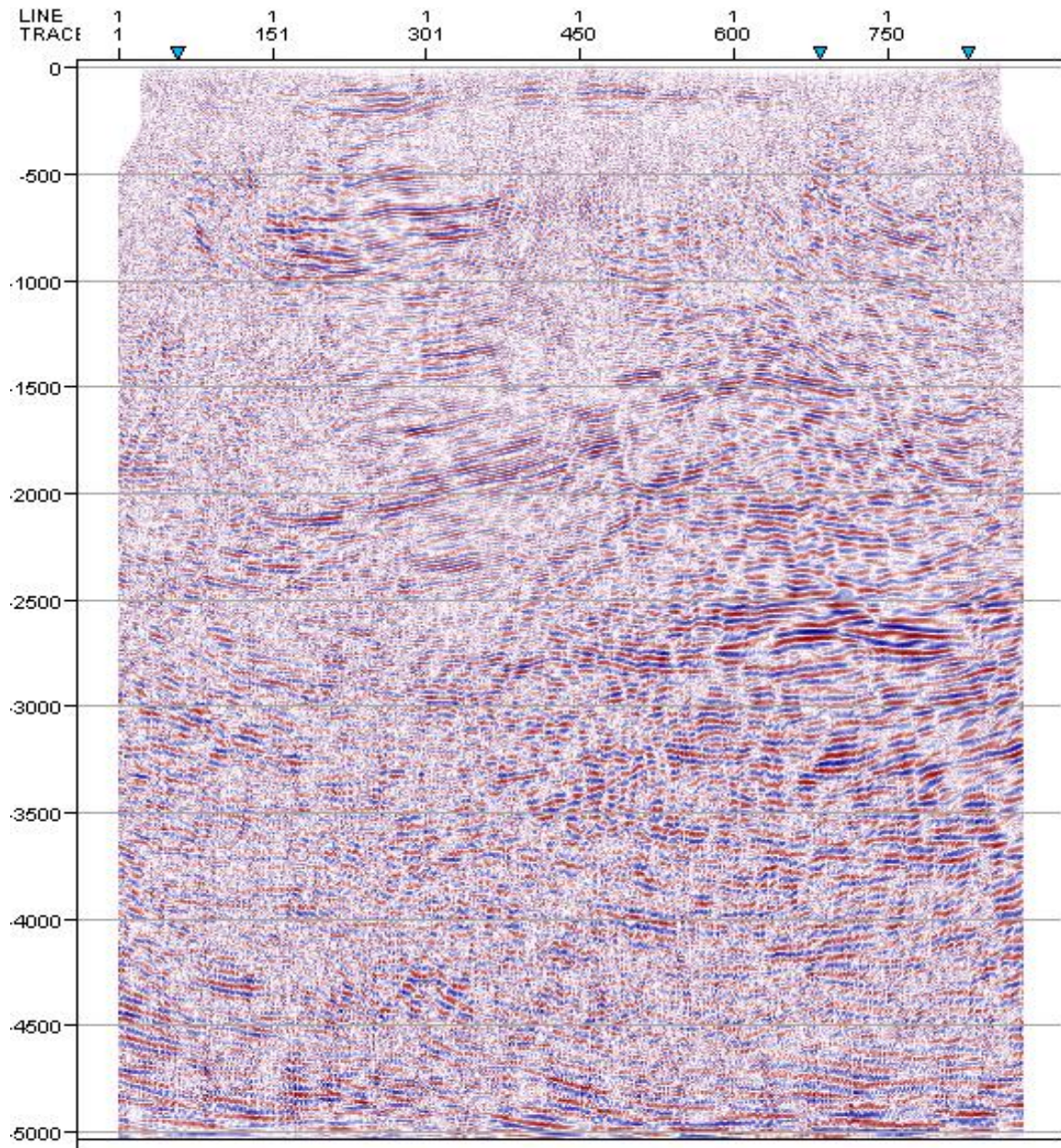


Fuente: BARRERO LOZANO, Darío; LAVERDE, Fabio; RUIZ, Claudia. Oblique Collision and Basin Formation in Western Colombia: The Origin, Evolution and Petroleum Potential of Cauca- Patía Basin. Colombia, 2006.

La segunda línea interpretada CP 1900-1300 se muestra a continuación sin interpretar e interpretada en las figuras 28 y 29 respectivamente.

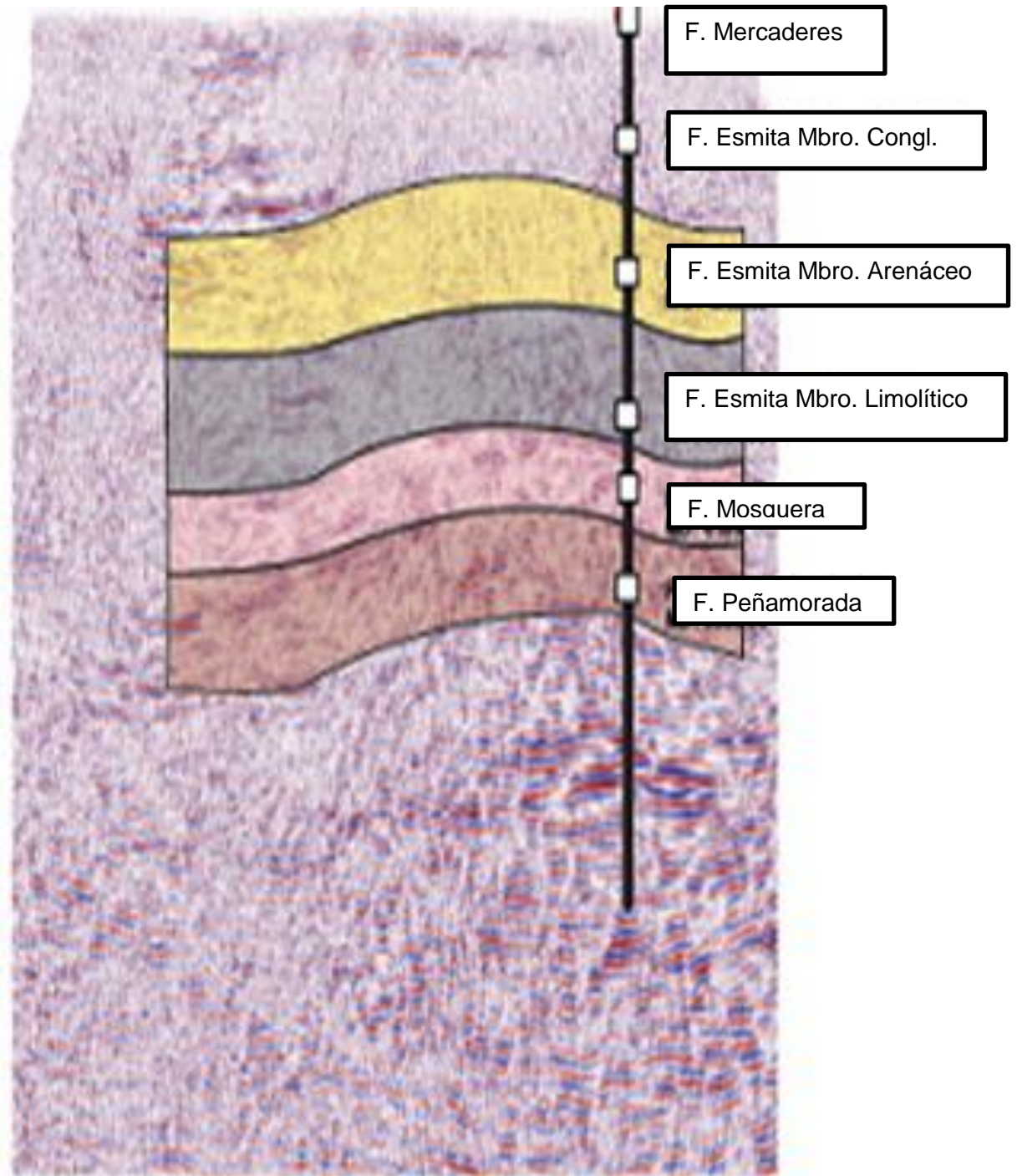
En la figura 29 no se estableció la presencia de fallas por la continuidad de los reflectores de la línea, y el uso de los atributos sísmicos para la mejora en la relación señal ruido durante la interpretación sísmica, no realizó detecciones automáticas de las discontinuidades que permitieran ubicar fallas. En esta línea sísmica se pudo observar un pliegue anticlinal definido y en el cual se puede observar el efecto que ejerce el carácter compresivo de la zona de estudio.

Figura 28: Línea sísmica CP 1990-1300 sin interpretar.



Fuente: Autores.

Figura 29: Línea sísmica CP 1990-1300 interpretada.

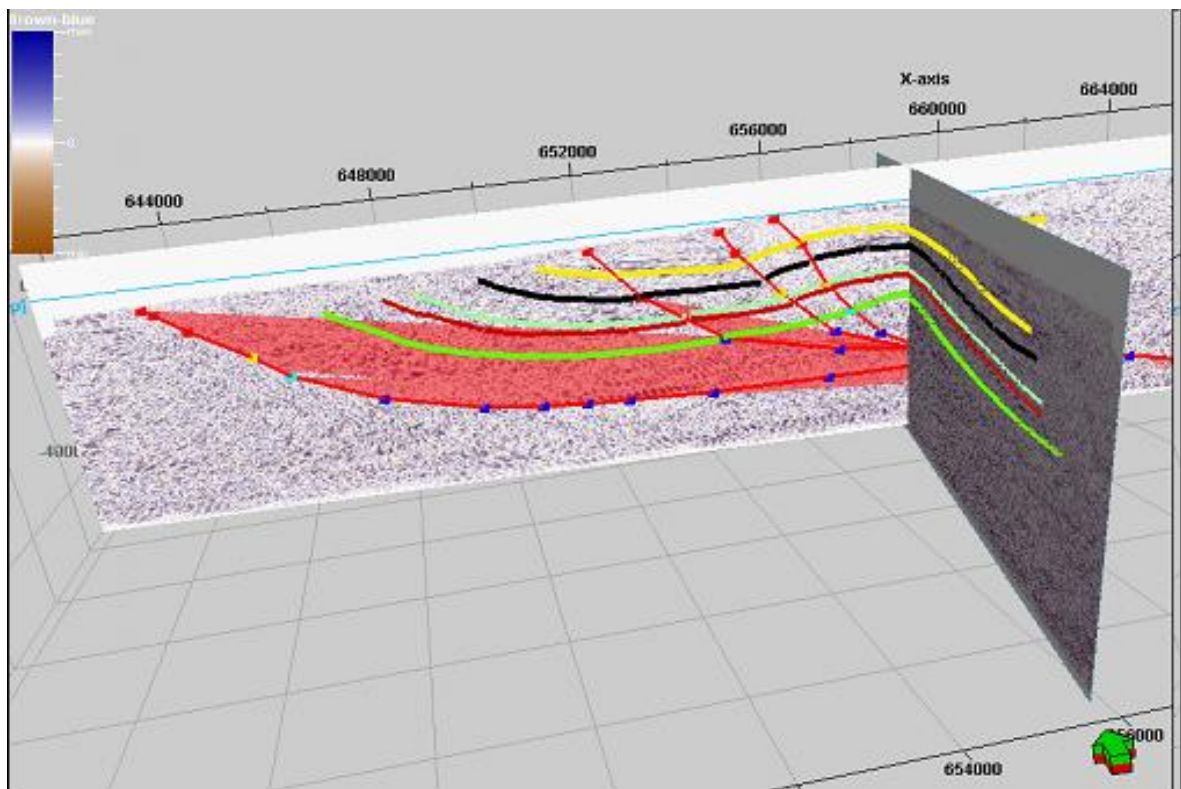


Fuente: Autores.

3.2.6 Generación de mapas estructurales en tiempo. Se hizo necesaria la construcción de un polígono que delimitara la zona a evaluar y con la finalidad de revisar curvaturas y relaciones espaciales por Formación se generaron mapas estructurales, ajustando con respecto a la interpretación de las líneas sísmicas, la presencia y trayectoria de fallas en cada mapa (ver figuras 30 y 31).

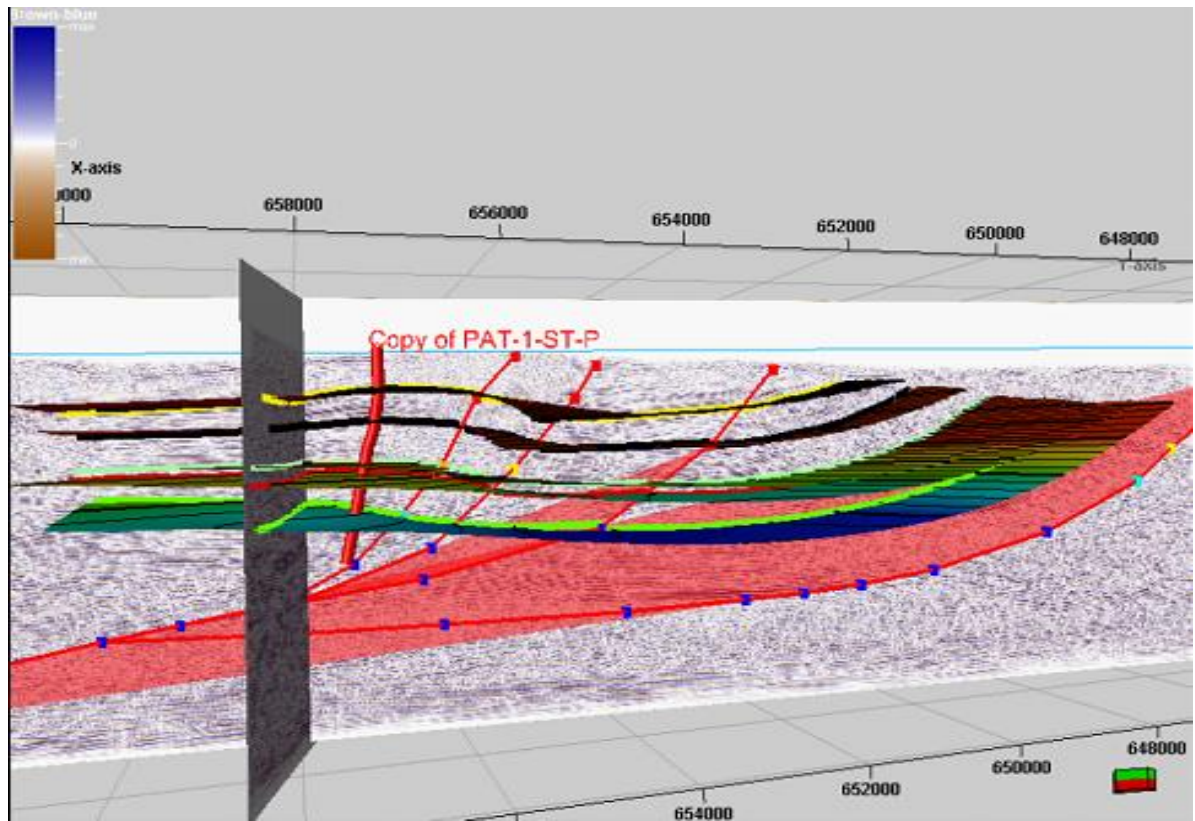
De esta forma el comportamiento estructural de la zona está afectada por dos estructuras bien definidas, las cuales son un anticlinal y un sinclinal que demuestran la compresión generada en esta área (ver figura 26 y 29).

Figura 30: Trazado de horizontes por Formación en las dos líneas sísmicas interpretadas.



Fuente: Autores.

Figura 31: Visualización de mapas estructurales 3D en tiempo, junto a las líneas sísmicas interpretadas y las fallas definidas.

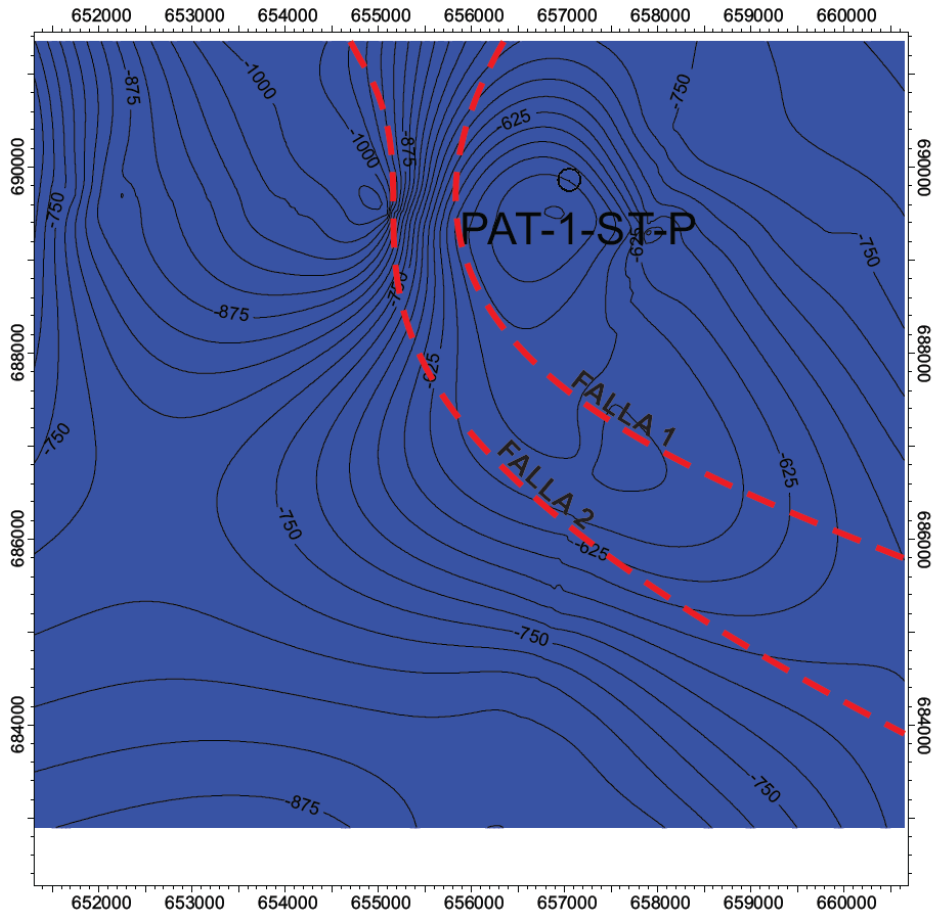


Fuente: Autores.

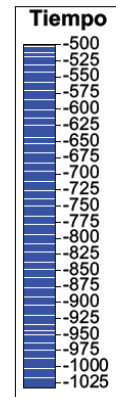
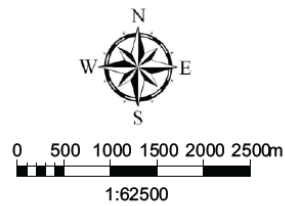
Una vez realizada la interpretación sísmica como se mostró anteriormente, se construyeron los mapas en tiempo para cada una de las unidades, y de esta manera poder observar una perspectiva inicial la zona estudiada.

En los mapas estructurales se aprecia el comportamiento de las isolíneas en tiempo con tendencia a unirse en algunos sectores, por lo que se asume que las fallas interpretadas anteriormente pasan por estas zonas.

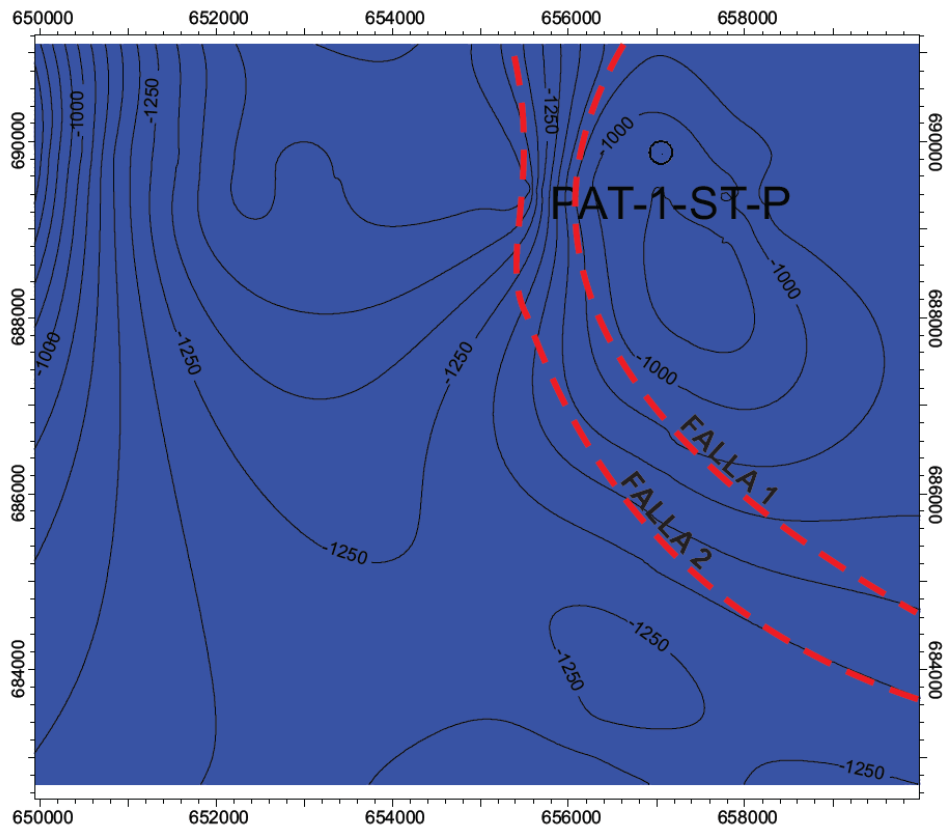
Mapa estructural en tiempo al tope de la Formación Esmita Conglomeratico



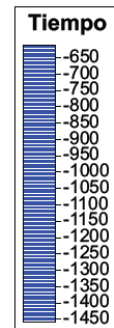
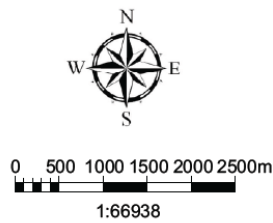
Mapa estructural en tiempo al tope de la Formación Esmita Conglomeratico	
País Colombia	Escala 1:62500
Autores UIS	Cuenca Sedimentaria Cauca-Patia
Departamento Cauca	Año 2013



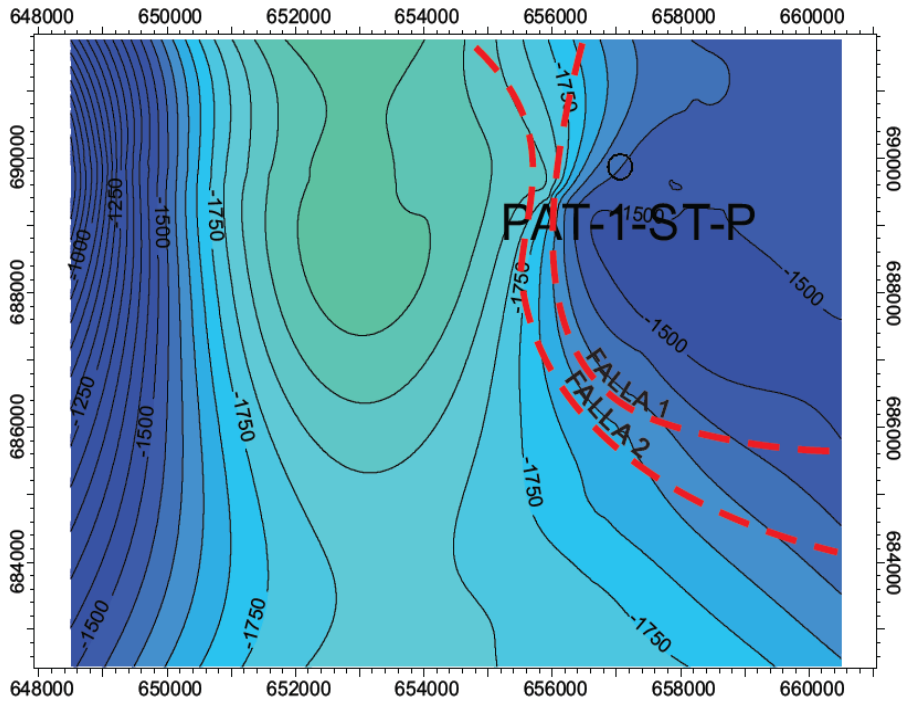
Mapa estructural en tiempo al tope de la Formación Esmita Arenaceo



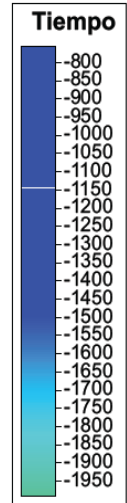
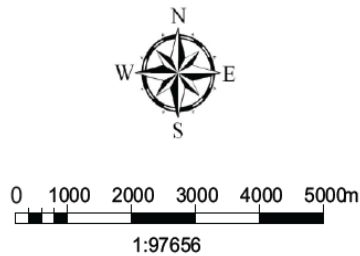
Mapa estructural en tiempo al tope de la Formación Esmita Arenaceo	
Pais	Colombia
Autores	UIS
Departamento	Cauca
Escala	1:66938
Cuenca Sedimentaria	Cauca-Patia
Año	2013



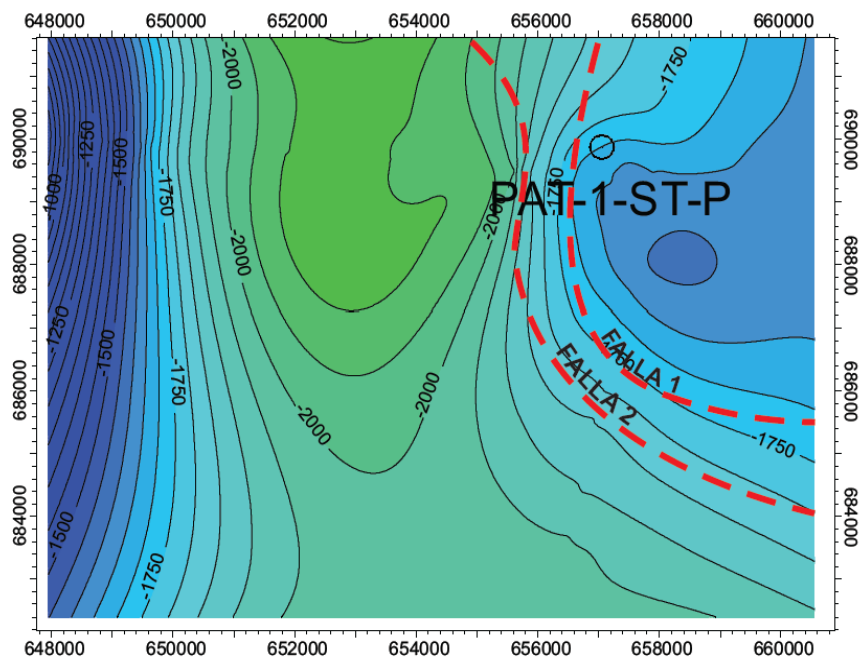
Mapa estructural en tiempo al tope de la Formación Esmita Limolítico



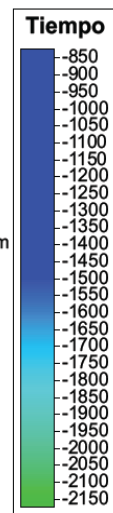
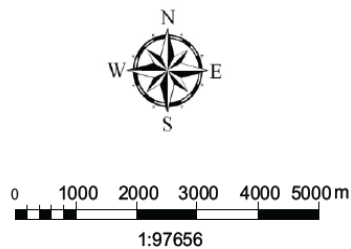
Mapa estructural en tiempo al tope de la Formación Esmita Limolítico	
País Colombia	Escala 1:97656
Autores UIS	Cuenca Sedimentaria Cauca-Patía
Departamento Cauca	Año 2013



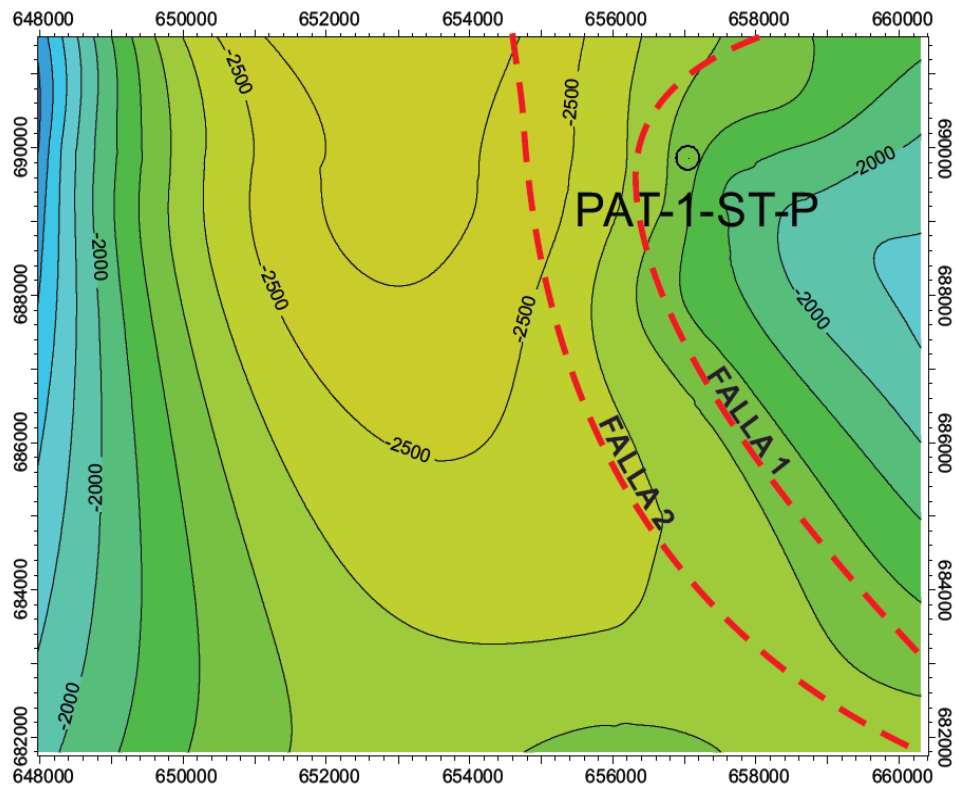
Mapa estructural en tiempo al tope de la Formación Mosquera



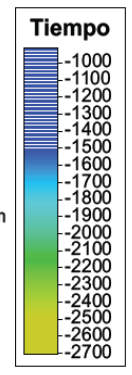
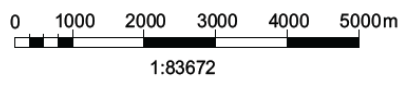
Mapa estructural en tiempo al tope de la Formación Mosquera	
País	Colombia
Autores	UIS
Departamento	Cauca
Escala	1:97656
	Cuenca Sedimentaria Cauca-Patía
Año	2013



Mapa estructural en tiempo al tope de la Formación Peñamorada



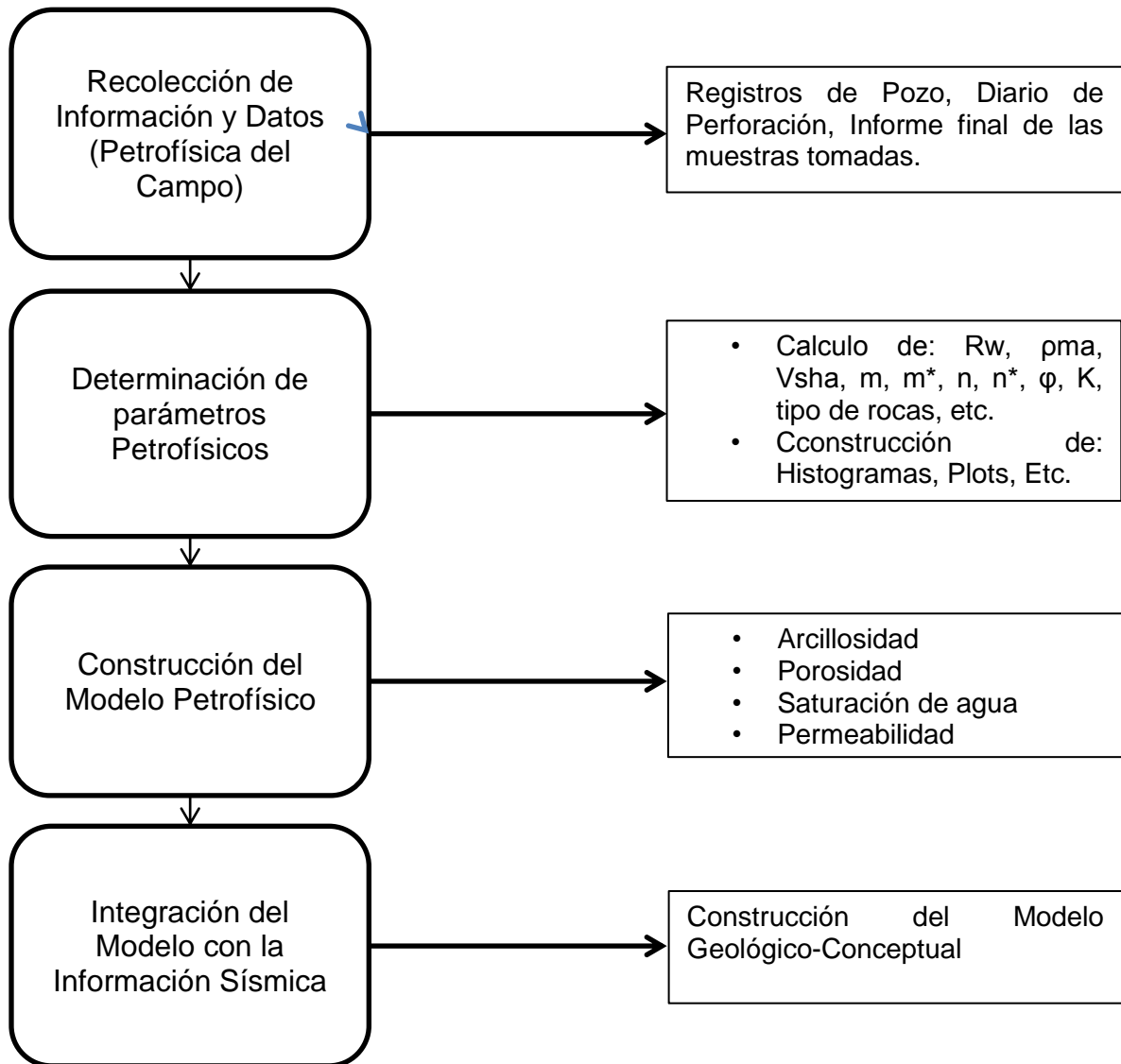
Mapa estructural en tiempo al tope de la Formación Peñamorada	
País Colombia	Escala 1:83672
Autores UIS	Cuenca Sedimentaria Cauca-Patía
Departamento Cauca	Año 2013



3.3 METODOLOGÍA MODELO PETROFÍSICO

3.3.1 Metodología aplicada. Para el desarrollo del modelo petrofísico fue necesario realizar el procedimiento representado en la figura 32.

Figura 32: Metodología aplicada modelo petrofísico.



Fuente: Autores.

3.3.2 Recolección y acreditación de la información. La recopilación y acreditación de los datos consistió en la organización de la información disponible, así como también en la realización de una base de datos que contenga los estudios previos de la zona, los hallazgos reportados durante la perforación y los registros de pozos corridos en el pozo estratigráfico ANH-PATIA 1-ST-P.

3.3.3 Edición de registros de pozo. La metodología para la edición de registros se ejecutó de la siguiente manera:

- Visualización de las curvas a través del software Petrel.
- Ajuste de curvas (Empalme de las tres corridas que se realizaron desde la profundidad de 780 ft a 11379 ft).
- Corrección de valores anómalos.
- Edición de archivo.

3.3.4 Resistividad verdadera de la Formación. Los valores de la resistividad verdadera de la Formación se obtuvieron de un registro de resistividad profundo (RT90) corrido en la zona de interés, para el análisis de estos valores fue necesario tener en cuenta los efectos ambientales, el estado del pozo, el fluido de perforación y la profundidad de invasión ya que estos parámetros pueden afectar los dispositivos de resistividad de investigación profunda.

3.3.5 Resistividad del agua de Formación. La resistividad del agua varía de una zona a otra y esta variación está relacionada con la salinidad, la cual a su vez depende de un sin número de condiciones entre las que se destacan reacciones con algunos minerales presentes en la Formación u otros fluidos que han sido inyectados al yacimiento y el influjo de agua proveniente de otras fuentes. La resistividad del agua de Formación (R_w) puede ser calculada de distintas formas, el método escogido depende de la información con que se cuente, dentro de estas maneras se pueden destacar:

- Construcción del gráfico Pickett que relaciona los conceptos de porosidad y resistividad.
- Método SP.
- Medida directa de una muestra representativa de la Formación.

3.3.6 Densidad del grano. A través del registro de densidad (RHOB) es posible conocer las densidades a lo largo del pozo ANH-PATIA 1-ST-P, datos útiles para la construcción del histograma 6-7, que representa los valores de frecuencia en función de la densidad de grano. El análisis e interpretación de las cifras harán posible obtener la desviación de datos discriminados por Formaciones.

3.3.7 Cálculo del exponente de cementación (m) y del factor de tortuosidad o litológico (a). Para el cálculo de la saturación de agua a través de la ecuación de Archie es indispensable encontrar los valores de a y m con el objetivo de obtener el factor de resistividad de la Formación (F), que en algunos casos es función exclusivamente de la geometría de los poros (rocas de Archie) o puede variar de acuerdo con la resistividad del agua (R_w), la temperatura entre otras propiedades.

Sin embargo al no contar con pruebas de laboratorio en núcleos es común asumir estos valores de acuerdo al tipo de roca objeto de estudio según se muestra a continuación en la tabla 9.

Tabla 9: Valores típicos de a y m.

Tipo de roca	Propuesta por	a	m
Consolidadas	Archie	1	2
No consolidadas	Humble	1	2.2
No consolidadas	Humble (Modif.)	1	2
Promedio	Carothers	1	1.5
Arcillosas	Carothers	2	1.3

Fuente: ACOSTA DUARTE, Elías Raúl. Modelo Petrofísico de Yacimientos con Alta Saturación de Agua Irreducible, 2006.

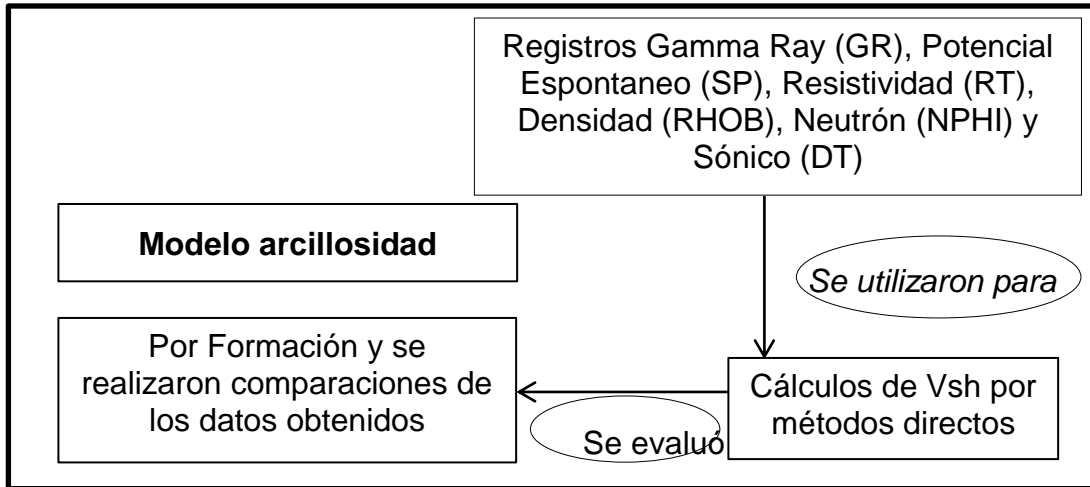
3.3.8 Petrofacies. Los datos de permeabilidad al aire (K_{air}) y porosidad (Φ) medidos de pruebas de laboratorios en núcleos correspondientes a las Formaciones Esmita y Mosquera a una presión de confinamiento de 800 psi, permitieron realizar una clasificación de acuerdo a la calidad de la roca a través de un gráfico semi-log de K_{air} vs Φ . Esta distribución se logra con la construcción de isocurvas para diversos valores de la relación K_{air}/Φ teniendo en cuenta la distribución de la tabla 1.

3.3.9 Modelo de arcillosidad. El modelo de arcillosidad fue evaluado por Formación teniendo en cuenta todos los registros disponibles (Gamma ray, potencial espontáneo, resistividad, densidad, neutrón y sísmico), se aplicaron a las correlaciones para el cálculo del V_{sh} por métodos indirectos (Lineal, Clavier, Steiber, Larinov), (Ver capítulo 2), lo que permitió establecer comparaciones y desviaciones de los valores calculados.

Todos los modelos fueron evaluados por Formación tomando puntos en profundidad que correspondieran a datos representativos de la zona. Estos valores se escogieron revisando el comportamiento del registro, y descartando valores anómalos.

Los valores de GR para arena limpia y sucia se fijaron por cada horizonte como los valores mínimos y máximos respectivamente. La metodología para el desarrollo de este modelo se presenta en la figura 33.

Figura 33: Metodología modelo de arcillosidad.



Fuente: Autores.

3.3.10 Modelo de porosidad. El modelo de porosidad total fue calculado por los métodos de densidad, Wyllie time average y neutrón-densidad. Para la Formación Esmita Arenáceo también se consideró la lectura directa del registro Neutrón como un indicativo de porosidad teniendo en cuenta que la herramienta fue calibrada con matriz arenisca, ver ecuaciones 28, 30 y 32.

Los valores de porosidad efectiva se hallaron realizando correcciones por Vsh. de las Formaciones a través de las ecuaciones 27, 29 y 31.

3.3.11 Modelo de saturación de agua. La saturación de agua se realizó por los métodos de Archie, Dual Water, Indonesian, Indonesian Modificado, Juhasz (W&S), Simandoux, Simandoux Modificado y Waxman Smits.

Para establecer comparaciones, y determinar el método más adecuado en la definición del modelo de saturación de agua, fue necesario revisar los informes y reportes de evidencias entregados luego de la perforación, con el objetivo de comprobar la presencia de hidrocarburos arrojados por algunos métodos.

Adicionalmente se evaluaron los métodos de Bejarano, Amaefule, Timur y Tixier, destacando los que más se ajusten al comportamiento de Sw en la zona y confrontar los resultados con los entregados en estudios previos⁵⁶.

3.3.12 Modelo de permeabilidad. Timur/Coates (ecuaciones 60 y 61) fue el método escogido para el desarrollo del modelo de permeabilidad, ya que combina los datos de la herramienta de resonancia magnética CMR, que es información disponible de los registros de pozos corridos en la zona. Se ubicaron por Formación los valores mínimos, máximos y promedios, y al mismo tiempo se realizaron análisis estadísticos para determinar la desviación estándar de los datos.

3.4 RESULTADOS MODELO PETROFÍSICO

3.4.1 Recolección y acreditación de la información. La recopilación y organización de la información, permitió la construcción de la tabla 10, donde se presenta un esquema de los datos disponibles (registros de pozo, diario de perforación, e informe final de las muestras tomadas) en el pozo ANH-PATIA 1-ST-P, cabe resaltar que la información de muestras de núcleos no se encontraba disponible para la construcción de este modelo por lo que no fue tomada en cuenta, sin embargo información de núcleos en afloramiento se utilizaron para el análisis de petrofacies.

3.4.2 Edición de Registros de pozo. La información de los registros corridos en la zona de interés se cargó y editó teniendo en cuenta las tres secciones tomadas del pozo y los reportes de cierres eventuales que se llevaron a cabo durante la toma de los mismos, además se descartaron algunos valores anómalos por presencia de ruido en los intervalos (4998.5 a 5004.5 y 7507.5 a 7785 pies).

⁵⁶ Op.Cit. VARGAS CASTILLO.

3.4.3 Definición de los Parámetros Petrofísicos. Tal como se describió en el marco metodológico, el área evaluada fue dividida en 6 litozonas. Se determinaron los parámetros de corte resistividad total (R_t), resistividad del agua de Formación (R_w), densidad de grano (ρ_{ma}), exponente de cementación (m) y coeficiente de tortuosidad (a), con el fin de establecer el modelo petrofísico, como se muestra a continuación.

Cabe destacar que las “mejores propiedades petrofísicas” se encuentran ubicadas en la Formación Esmita miembro Arenáceo y la arenisca del tope de la Formación Mosquera.

Tabla 10: Registros e información disponible por Formación.

POZO	Formación	Profundidad del tope de cada formación(ft)	Tamaño Broca (in), Profundidad (ft)	Ubicación de revestimientos (ft)	Densidad del lodo LPG	Evidencias de Hc's	Sección Registros	Registros Disponibles	Remarks	Anotaciones	
A N H P A T I A 1 S T P	Mercaderes	0	26, 32-775	763.73- 767	8.6-9.2	Ningún tipo	1 (780-5002)	Gamma Ray, Gamma Ray Espectral, Resistivo Laterolog, Sónicos, Nucleares (Densidad y Neutrón), Caliper, SP	T=118F @4987 Rmf=1.0504 @75F Rmc=1.3658 @75F Rm=1.15 @75F Rmf=0.681 @118F Rmc=0.884 @118F Rm=0.745 @118F Matriz: Arenisca	1. Se cerró caliper al encontrar zapato a 767 ft 2. La curva SP muestra ruido, se apagaron las posibles fuentes sin obtener algún cambio	
	ESMITA	Esmita Mbro. Conglomeratico	1658	17 1/2, 775-5010	5000-5003						8.8-9.2
		Esmita Mbro. Arenáceo	4230								
		Esmita Mbro. Limolítico	5044								
	Mosquera	6189	12 1/4, 5010-7801	7787-7790	9.2-9.5		2 (4999-7513)		T=148F @7513 Rmf= 1.0018 @75F Rmc=2.1275 @75F Rm=1.2758 @75F Rmf=0.5219 @148F Rmc=1.016 @148F Rm=0.6632 @148F Matriz: Arenisca	1. Se cerró caliper en zapato a 4999ft 2. Se tuvieron sobretensiones en 6531, 6621 y 7263 ft.	
	Peñamorada	8260	8 1/2, 7801-12100		9.5-14		10271-11338 Se evidencio poca presencia de gas con valores		3 (7500-11379)	T=169F @11109 Rmf= 0.86 @75F Rmc=1.97 @75F Rm=1.38 @75F Rmf=0.39 @169F Rmc= 0.89 @169F Rm= 0.63 @169F Matriz: Arenisca	1. Sobretensiones: 7972, 8311, 8513, 9371, 9391, 9531, 9637, 9782, 9942, 10080, 10300, 10571, 10637
	Profundidad Final	12100									

POZO	Formación	Profundidad del tope de cada formación(ft)	Tamaño Broca (in), Profundidad (ft)	Ubicación de revestimientos (ft)	Densidad del lodo LPG	Evidencias de Hc's	Sección Registros	Registros Disponibles	Remarks	Anotaciones
						entre el 0.025% y 0.419% de gas total				

Fuente: Autores.

3.4.4 Resistividad de la Formación (Rt). La resistividad es un parámetro importante, que permite establecer la saturación de fluidos en la roca, esta depende de la resistividad del agua de Formación, la cantidad de agua presente y la geometría estructural de los miembros rocosos.

Se determinó la resistividad máxima, promedio y mínima de cada Formación teniendo en cuenta el registro de resistividad profundo (RT90) en los puntos más representativos del registro (aquellos donde no se presentara distorsión y lejos de zonas de transición) según la tabla 11.

Tabla 11: Resistividad de la Formación.

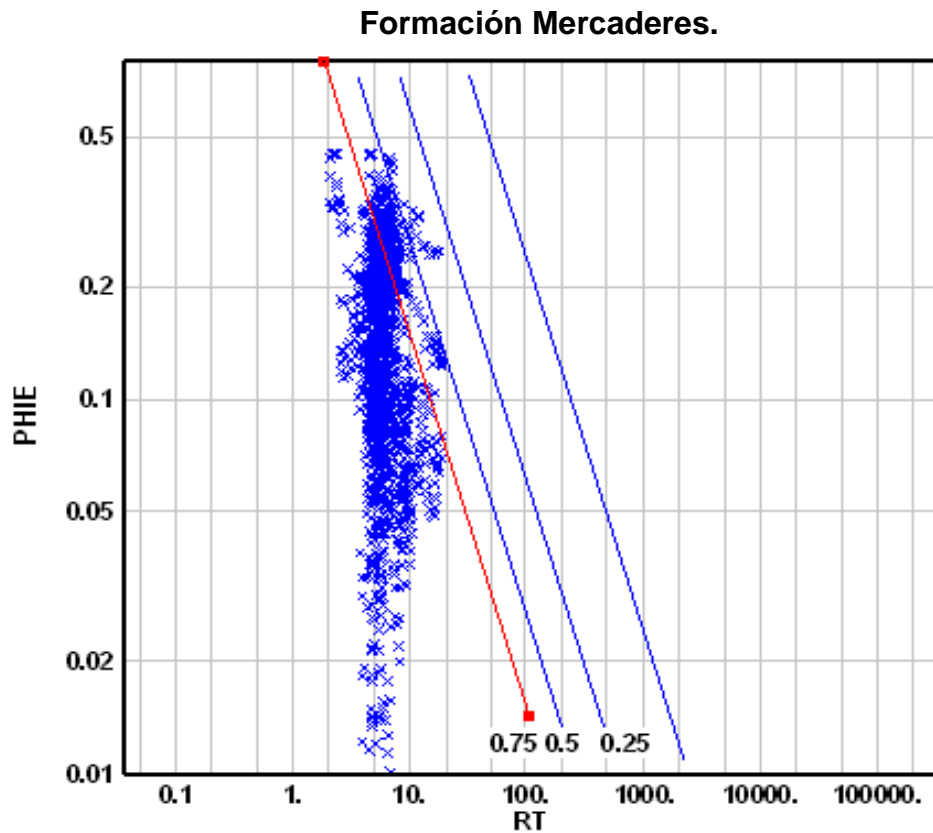
Resistividad verdadera de la Formación (Ohm-m)			
FORMACION	Rt Max	Rt Min	Rt promedio
Mercaderes	18.97	2.02	6.88
Esmita Mbro. Conglomeratico	53.65	2.65	17.42
Esmita Mbro. Arenáceo	43.53	4.77	19.02
Esmita Mbro. Limolítico	54.80	4.33	15.70
Mosquera	60.78	3.72	16.80
Peñamorada	50.10	2.93	10.70

Fuente: Autores.

Como se presenta en la tabla 11, los valores obtenidos de resistividad total (Rt), varían desde 2.02 hasta 60.78(Ohm-m), la Formación Mosquera presenta el dato de resistividad de Formación más alto con 60.78 (Ohm-m) a una profundidad de 6274 pies correspondiente al tope de la misma, el cual a pesar de ser el mayor valor de resistividad detectado en las zonas evaluadas, no es lo suficientemente representativo como para indicar la presencia de depósitos hidrocarburíferos, teniendo en cuenta que zonas con acumulación de hidrocarburos arrojan resistividades mayores de 100 (Ohm-m) aproximadamente.

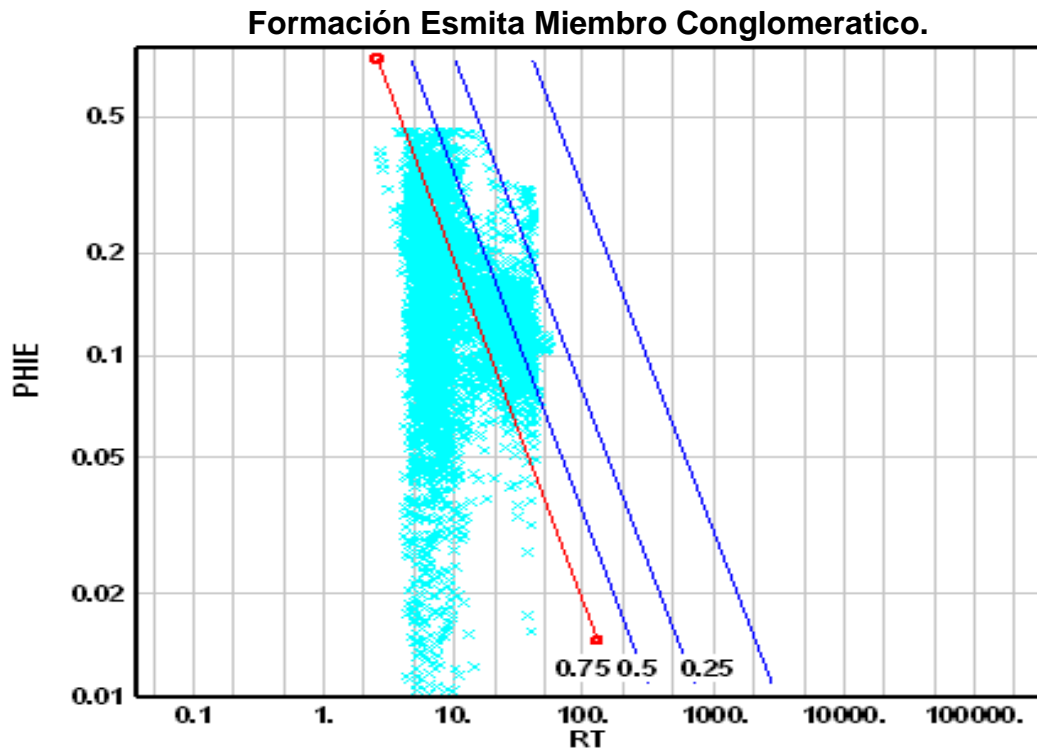
3.4.5 Resistividad del agua de Formación (Rw). El parámetro (Rw), permite determinar el coeficiente de tortuosidad (a), el exponente de cementación (m), y establecer el modelo de arcillosidad. Se empleó el método de Pickett Plot debido a que no se disponía de datos de laboratorio (pruebas en núcleos) que permitieran determinar la resistividad del agua. En este grafico se estimó el valor de Rw sobre la línea de Sw=1. El procedimiento se realizó para cada zona según se presenta en los gráficos log-log Φ efectiva vs Rt (figuras 34 a 3-39).

Figura 34: Pickett Plot Formación Mercaderes.



Fuente: Autores.

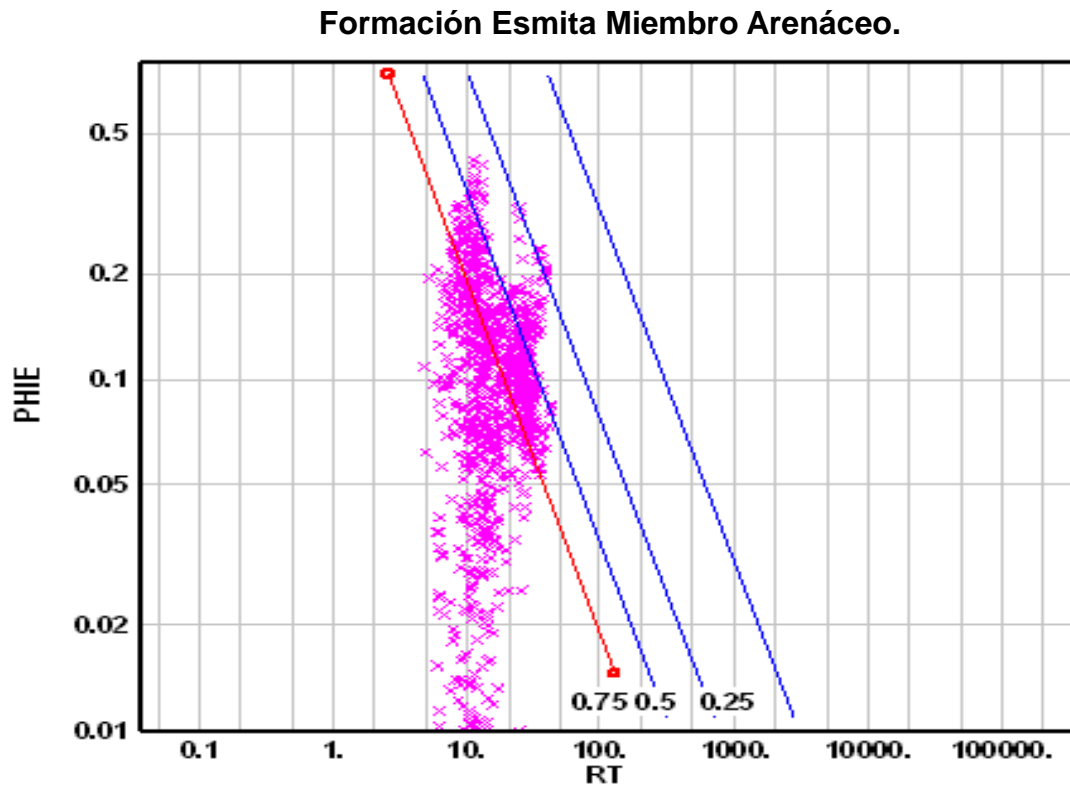
Figura 35: Pickett plot Formación Esmita Miembro Conglomeratico.



Formación Esmita Conglomeratico	Rw	1.91
	Rw from T	1.91
	Profundidad (ft)	1658-4230

Fuente: Autores.

Figura 36: Pickett plot Formación Esmita Miembro Arenáceo.

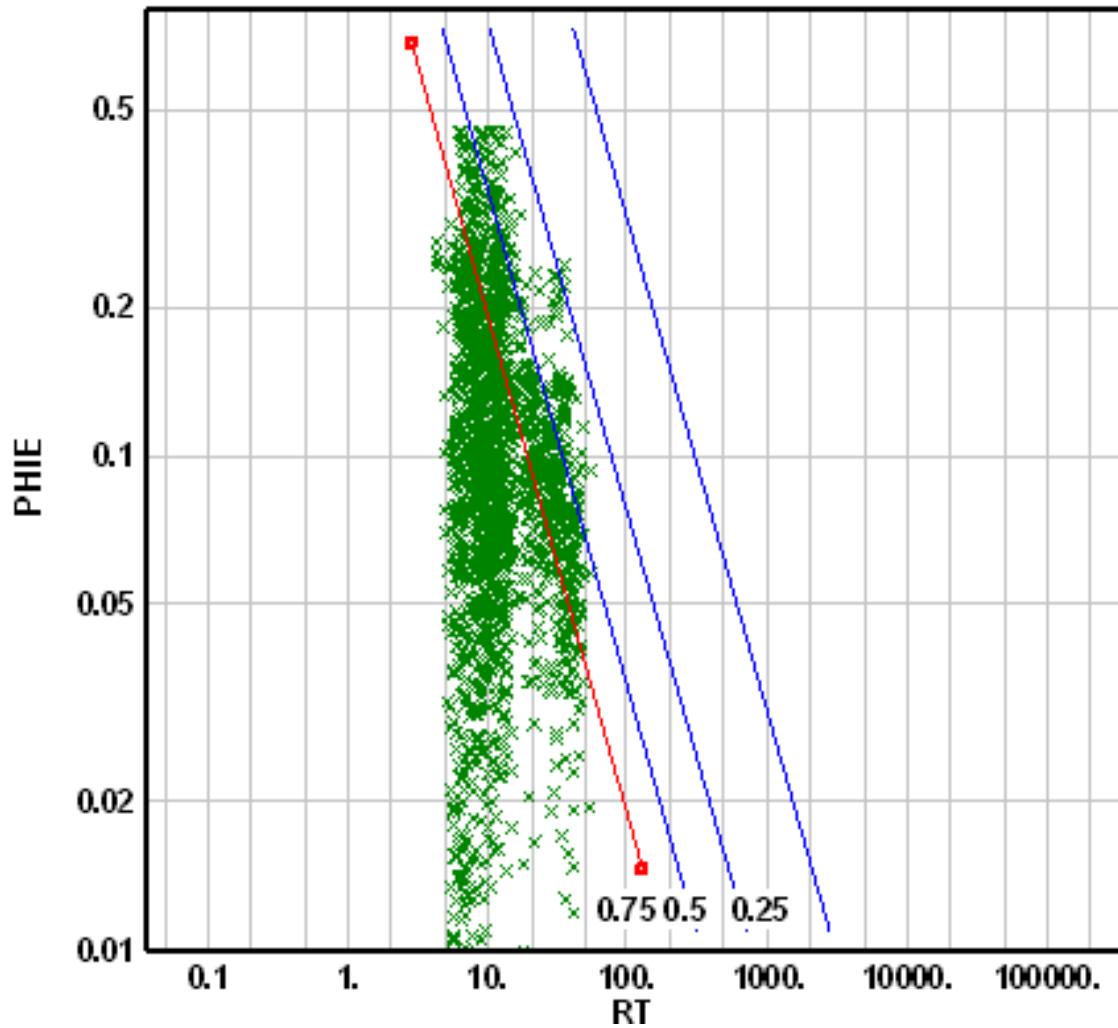


Formación Esmita Arenáceo	Rw	1.91
	Rw from T	1.91
	Profundidad (ft)	4230-5044

Fuente: Autores.

Figura 37: Pickett plot Formación Esmita Miembro Limolítico.

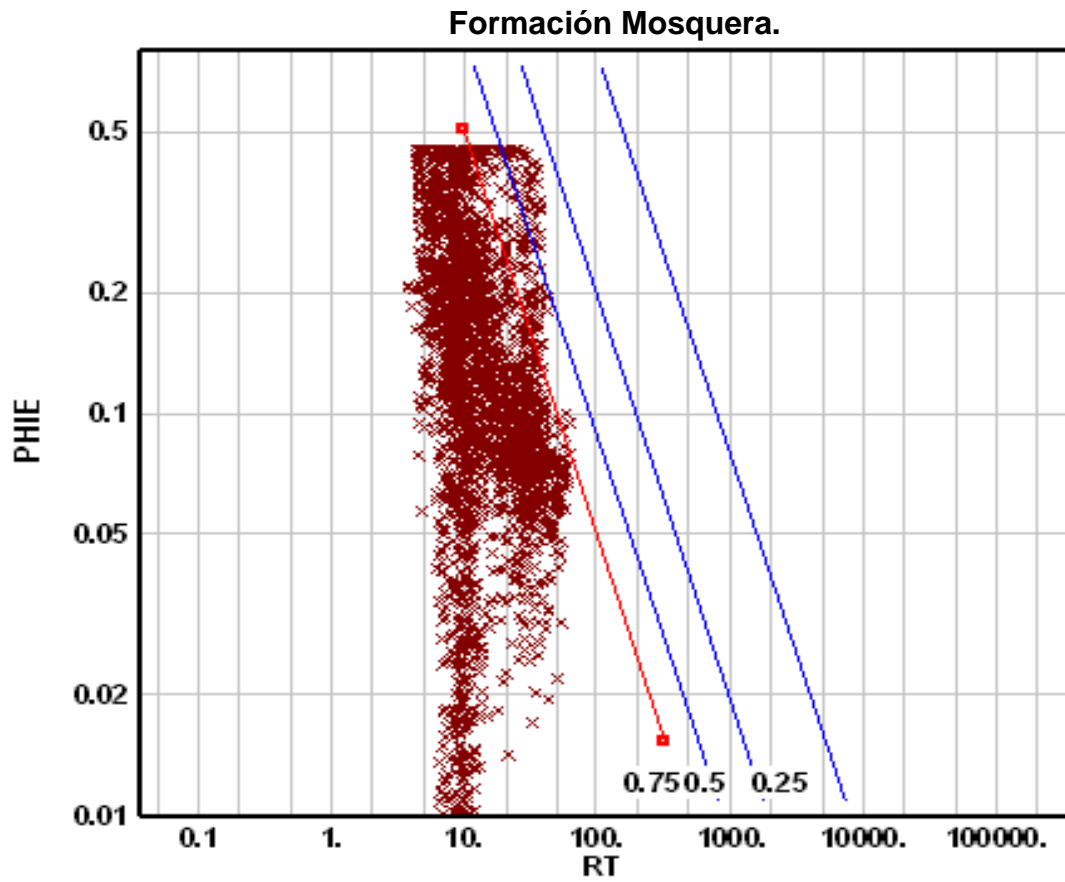
Formación Esmita Miembro Limolítico.



Formación Esmita Limolítico	Rw	1.91
	Rw from T	1.91
	Profundidad (ft)	5044-6189

Fuente: Autores.

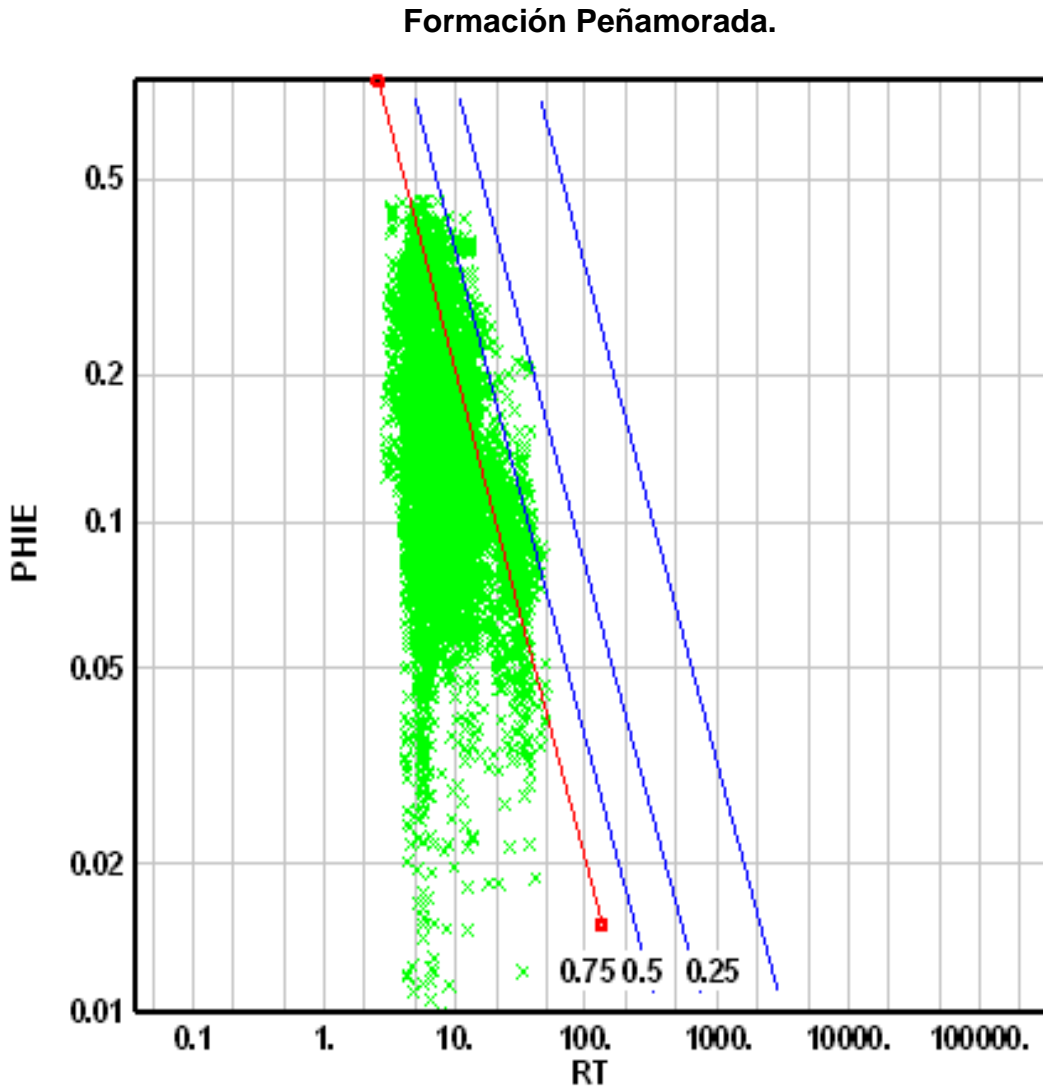
Figura 38: Pickett plot Formación Mosquera.



Formación Mosquera	Rw	4.93
	Rw from T	4.93
	Profundidad (ft)	6189-8260

Fuente: Autores.

Figura 39: Pickett plot Formación Peñamorada.



Formación Peñamorada	Rw	2.01
	Rw from T	2.01
	Profundidad (ft)	8260-12100

Fuente: Autores.

Las aguas subterráneas tienen resistividades que generalmente oscilan entre (1 y 20 Ohm-m), Los resultados de (Rw) por Formación, establecen un parámetro objetivo para indicar la presencia o ausencia de acumulaciones hidrocarburíferas, ya que rocas con solo contenido de agua presentaran resistividades muy bajas en

comparación con aquellas saturadas de petróleo y gas. Esto se debe a las sales disueltas en dichas aguas, y a algunos minerales muy conductivos que componen el cuerpo rocoso.

En la tabla 12 se presentan los valores de R_w obtenidos por cada zona por el método Pickett Plot y los establecidos en el simulador para corregir algunas zonas aparentemente saturadas con hidrocarburos.

Tabla 12: R_w por Formación, calculados por el método pickett plot y corregidos en el simulador.

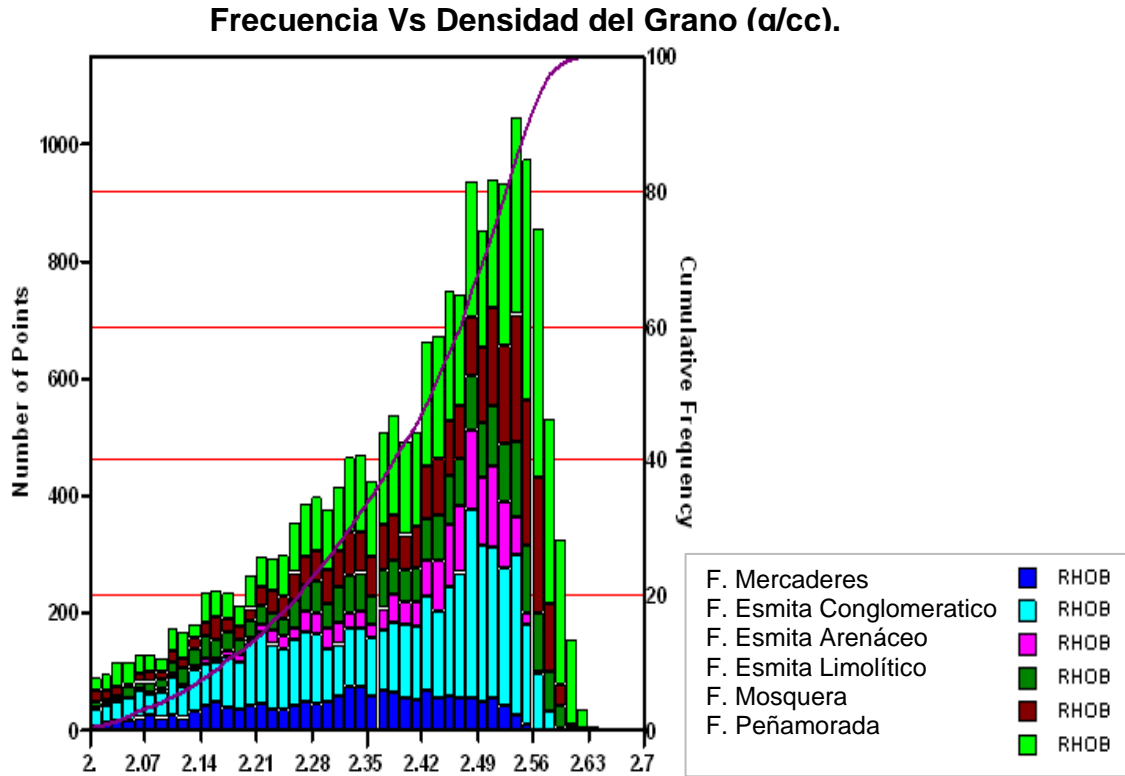
FORMACIÓN	R_w Establecido	R_w PICKET PLOT	% de Variación
Mercaderes	1.5	1.37	8.33
Esmita Conglo.	2	1.99	0.30
Esmita Arenáceo	1.9	1.99	4.95
Esmita Limo.	2	1.8	10.00
Mosquera	5	4.6	8.00
Peña Morada	2	1.34	33.00

Fuente: Autores.

Los valores de R_w para cada Formación se encuentran muy cercanos a 2, exceptuando Mosquera con un valor de 5, el cual fue fijado para corregir la presencia de varias acumulaciones hidrocarburíferas arrojadas por el simulador a lo largo de esta Formación. Según los informes de perforación, las pequeñas manifestaciones gas presentes en la Formación Mosquera se ubican en el tope a unos 6240 pies y en el centro de la misma a unos 7140 pies.

3.4.6 Densidad de grano (ρ_{ma}). Se determinó la densidad de grano a partir del registro density, y se realizó una estimación de la porosidad y el contenido de fluidos dentro de los miembros de cada Formación, para realizar un histograma de densidad contra frecuencia y de este obtener el valor más representativo de la matriz por zona, como se aprecia en la figura 40 y la tabla 13.

Figura 40: Frecuencia vs Densidad de grano (g/cc) para cada Formación.



Fuente: Autores.

Tabla 13: Percentiles densidad de grano.

FORMACIÓN	Min	Max	Media	Desv Est.	Moda	P10	P50	P90
Mercaderes	2.00	2.56	2.32	0.14	2.34	2.13	2.34	2.50
Esmita Conglo	2.00	2.59	2.37	0.15	2.48	2.15	2.41	2.54
Esmita Arenáceo	2.00	2.58	2.42	0.11	2.51	2.26	2.46	2.52
Esmita Limo.	2.00	2.62	2.40	0.15	2.54	2.17	2.43	2.56
Mosquera	2.00	2.64	2.42	0.14	2.55	2.21	2.47	2.57
Peñamorada	2.00	2.63	2.43	0.14	2.57	2.22	2.47	2.58
Total	2.00	2.64	2.40	0.15	2.54	2.18	2.44	2.56

Fuente: Autores.

El valor de densidad de grano más frecuente en las zonas evaluadas fue 2.51 (g/cc) (ver figura 40). En las Formaciones Esmita miembro Arenáceo y Mosquera

se resaltan cifras superiores a 2.55 (g/cc) debido a la litología (arenisca, dolomita y caliza) de las mismas.

3.4.7 Cálculo del exponente de cementación (m), y del factor de tortuosidad o litológico (a). Ante la carencia de información de pruebas en núcleos que permitan el cálculo de estos exponentes, fue necesario asumir los valores empíricos de “m” y “a” de la ecuación de Archie, como 2 y 1 respectivamente (Acosta Duarte, 2006), teniendo en cuenta que el tipo de roca predominante en la zona de interés es consolidada, y algunas Formaciones presentan intervalos de arena limpia, sin presencia de hidrocarburos, (Ver tabla 9).

Petrofacies.

A través del crossplot semilog de K_{air} vs Φ , se determinó la calidad del tipo de rocas presentes en la zona objeto de estudio, previa identificación y agrupación de los datos donde la relación K_{air}/Φ sean semejantes.

Al mismo tiempo se graficaron isocurvas de K_{air}/Φ de valores (5000, 500, 50, 5, y 0.5), con el objetivo de diferenciar las rocas presente para las Formaciones Esmita y Mosquera cuya información de pruebas en núcleos se encontraba disponible.

En la tabla 14, se presentan los datos obtenidos luego de realizadas pruebas de laboratorio en muestras de núcleos de afloramiento para las Formaciones Esmita y Mosquera de la Subcuenca Patía a una presión de confinamiento de 800 psi. Estos valores fueron comparados con los obtenidos por el modelo de Timur and Coates y se comprobó que no existe mucha desviación entre los resultados, ya que las permeabilidades obtenidas por ambas fuentes son bastante bajas, lo que permite inferir la presencia de arenas de baja permeabilidad.

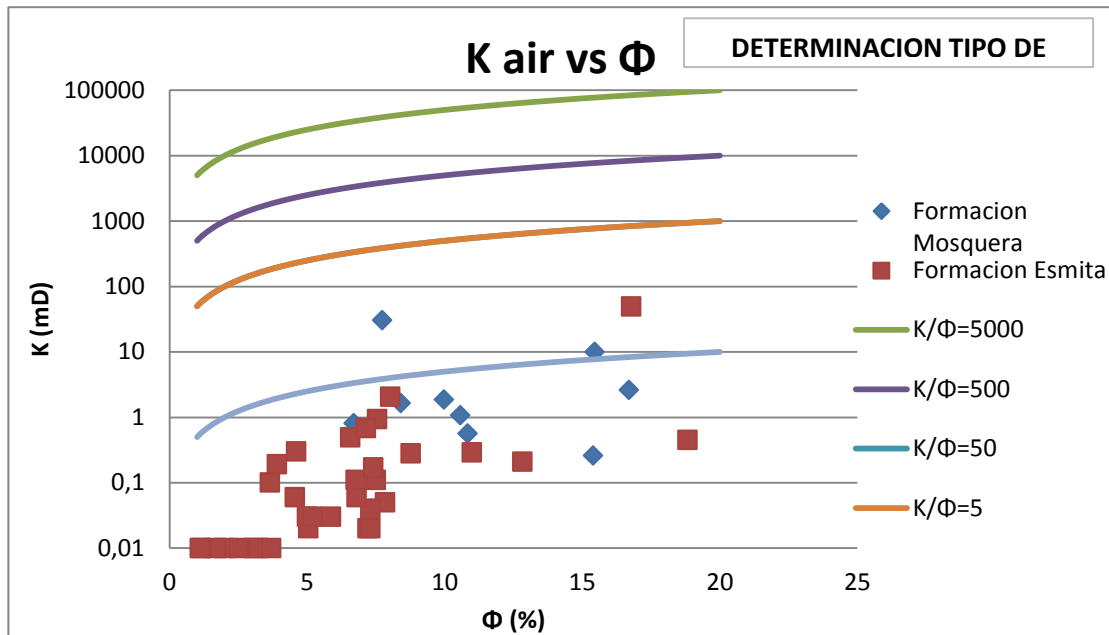
Tabla 14: Datos de porosidad (Φ) y permeabilidad al aire (md), tomado de análisis de pruebas de laboratorio para las Formaciones Esmita y Mosquera.

	POROSIDAD (%)	PERMEABILIDAD AL AIRE (mD)
MOSQUERA	1.65	0
	7.73	30.3
	6.7	0.81
	8.4	1.65
	16.7	2.6
	2.62	0
	10.84	0.56
	10.57	1.07
	15.45	10
	15.4	0.26
	9.98	1.86
ESMITA	5.04	0.02
	3.04	0
	3.22	0.01
	5	0.03
	5.87	0.03
	7.2	0.02
	5.2	0.03
	7.84	0.05
	8.02	2.05
	3.09	0
	7.3	0.02
	7.3	0.04
	6.8	0.06
	8.76	0.28
	3.04	0.01
	2	0
	1.98	0.01
	3.65	0.1
	1.7	0.01
	3.9	0.19
1.16	0.01	
3.7	0.01	

POROSIDAD (%)	PERMEABILIDAD AL AIRE (mD)
4.55	0.06
2.52	0.01
4.6	0.3
6.57	0.49
7.5	0.11
6.77	0.11
7.41	0.17
7.54	0.94
16.78	49.5
10.99	0.29
1.1	0.01
18.83	0.45
7.14	0.68
12.82	0.21

En la figura 41, se observa que para las Formaciones Mosquera y Esmita la roca puede ser clasificada como tipo 5 donde las relaciones de K_{air}/Φ son menores a 0.5 y la calidad de la roca es muy mala; por lo tanto como una primera aproximación a la distribución del tipo de roca presente en estas dos Formaciones basados en estos resultados, las rocas pueden ser ubicadas en el orden de micro a nano porosas, (Ver tablas 2-1 y 2-2).

Figura 41: Permeabilidad al aire (K_{air}) vs Φ para la Formación Esmita y Mosquera.



Fuente: Autores.

3.4.8 Modelo de Arcillosidad. Luego de establecer los valores correspondientes de arena limpia y arena sucia para cada Formación como se reporta en la tabla 315, fue posible determinar el parámetro de (V_{sh}) para ciertos puntos representativos en cada zona, puntos que fueron escogidos alejados de las zonas de transición del registro. La distribución y los valores más frecuentes del registro Gamma Ray, se muestran en la tabla 16 y figura 42.

Tabla 15: Gr base de arena limpia y Gr base de arena arcillosa.

Formación	GR Arena Limpia	GR Arena Sucia
Mercaderes	18.4	52
Esmita Conglomeratico	20	52
Esmita Arenáceo	18.4	52
Esmita Limolítico	21	46
Mosquera	17	44
Peña morada	17	44

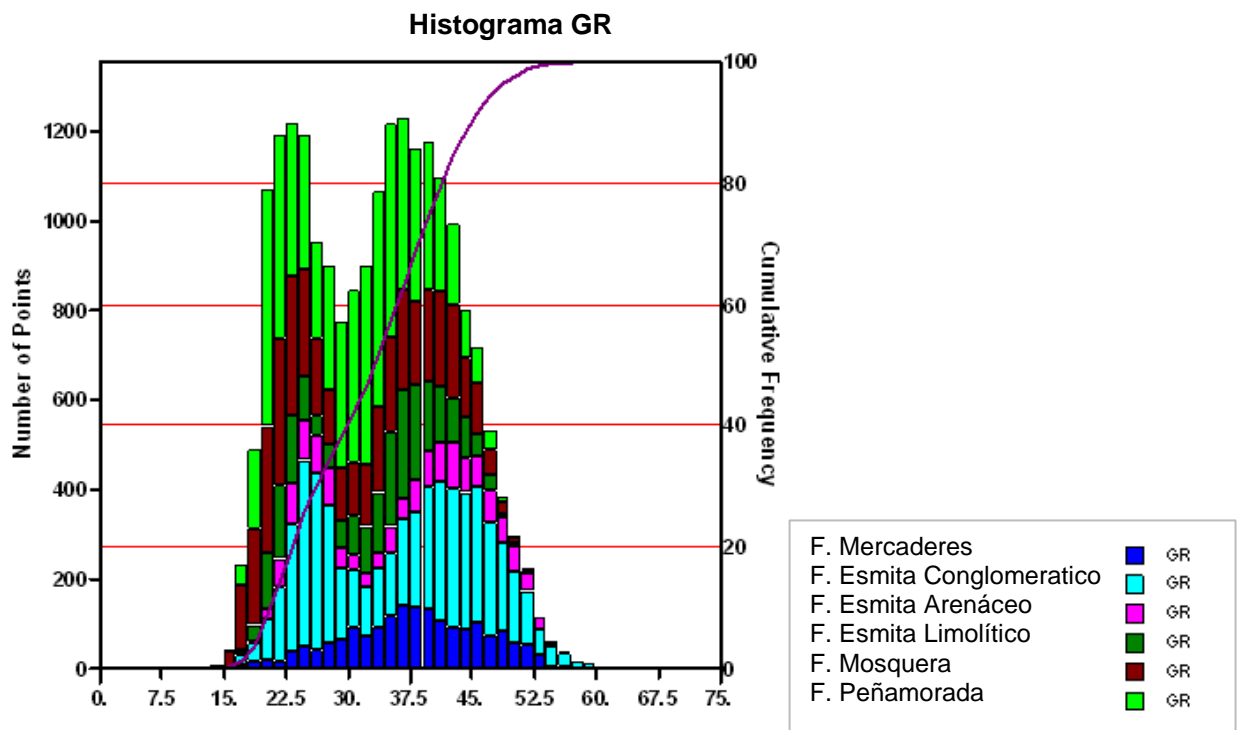
Fuente: Autores.

Tabla 16: Percentiles de los datos Gr por zonas

Formación	Min	Max	Media	Desv. Est.	Moda	P10	P50	P90
Mercaderes	16.51	65.31	38.12	8.24	37.50	26.83	38.22	49.02
Esmita Conglo.	16.89	68.18	36.31	9.92	25.50	23.68	37.66	48.88
Esmita Arenáceo	16.42	56.99	36.44	9.79	43.50	23.17	38.16	49.09
Esmita Limolítico	17.72	52.45	33.37	7.86	37.50	21.62	35.26	42.97
Mosquera	14.23	55.07	30.78	9.07	22.50	19.48	30.40	43.05
Peña Morada	16.33	52.44	31.01	7.53	34.50	20.71	31.64	40.92
Todas las Zonas	14.23	68.18	33.51	9.15	22.50	21.33	33.93	45.59

Fuente: Autores.

Figura 42: Gr vs frecuencia.

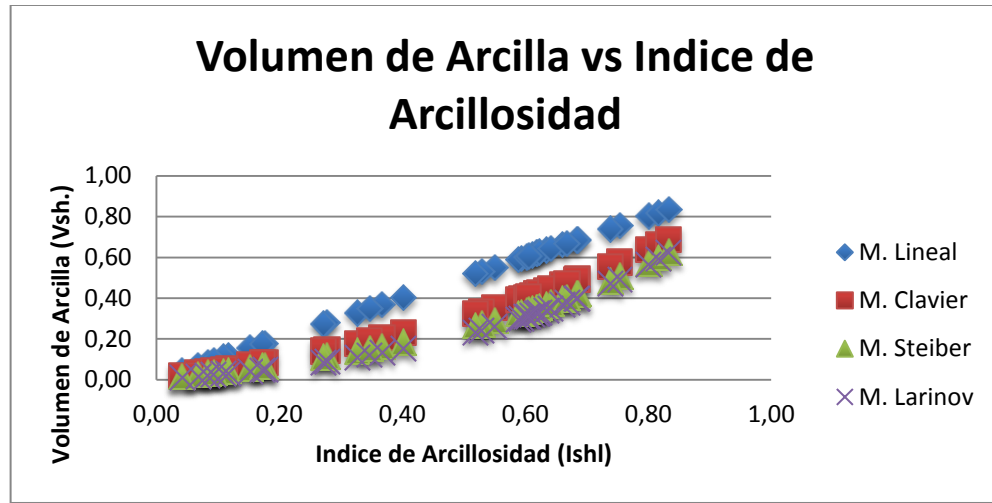


Fuente: Autores.

El primer modelo utilizado para definir el porcentaje de arcillosidad fue el lineal, seguido de los métodos de Clavier, Steiber, y Larinov (ver figura 43), cuyos

valores arrojan resultados de Vshl muy optimistas, haciendo imprescindible la utilización del método lineal como base para establecer la prospectividad de las Formaciones, teniendo en cuenta que el parámetro Vshl indica arenas netas y arenas netas petrolíferas.

Figura 43: Volumen de arcilla (Vsh) vs Índice de Arcillosidad (Ish).



Fuente: Autores.

En la tabla 17 se presentan los valores promedios de Vsh discriminados por Formación:

Tabla 17: Volumen de arcilla por Formación.

Formación	M. Lineal	M. Clavier	M. Steiber	M. Larinov
Fm. Mercaderes	0.51	0.33	0.27	0.24
Fm. Esmita Conglo.	0.49	0.31	0.26	0.23
Fm. Esmita Arenáceo	0.32	0.20	0.16	0.14
Fm. Esmita Limolítico	0.36	0.24	0.20	0.18
Fm. Mosquera	0.43	0.30	0.26	0.24
Fm. Peña Morada	0.68	0.51	0.44	0.43

Fuente: Autores.

Como era de esperarse la Formación Esmita miembro Arenáceo presenta los valores más bajos de Vsh, lo que permite afirmar que si existiera algún tipo de acumulación hidrocarburífera estaría contenida muy probablemente en este miembro, o en el tope de la Formación Mosquera, que de acuerdo a los resultados presentados en la tabla 18 en los dos primeros puntos evaluados (6218 y 6240 ft) se manifiestan como una arena.

Tabla 18: Índice de arcillosidad (fracción), y volumen de arcilla (fracción) para algunos puntos representativos de cada Formación.

Formación	Profundidad	GR Leído	Ishl	M. Lineal	M. Clavier	M. Steiber	Larinov
Fm. Mercaderes	780	31.92	0.40	0.40	0.23	0.18	0.15
	954	39.72	0.63	0.63	0.44	0.37	0.34
	1130	38.95	0.61	0.61	0.41	0.34	0.32
	1305	36.90	0.55	0.55	0.35	0.29	0.26
	1480	30.75	0.37	0.37	0.20	0.16	0.13
Fm. Esmita Mbro. Conglomeratico	1700	39.81	0.62	0.62	0.42	0.35	0.32
	2214	28.89	0.28	0.28	0.14	0.11	0.09
	2729	30.48	0.33	0.33	0.18	0.14	0.11
	3248	39.00	0.59	0.59	0.39	0.33	0.30
	3789	39.80	0.62	0.62	0.42	0.35	0.32
	4120	36.93	0.53	0.53	0.33	0.27	0.24
Fm. Esmita Mbro. Arenáceo	4238	22.33	0.12	0.12	0.05	0.04	0.03
	4249	21.22	0.08	0.08	0.04	0.03	0.02
	4305	27.52	0.27	0.27	0.14	0.11	0.08
	4465	38.20	0.59	0.59	0.39	0.32	0.29
	4637	35.85	0.52	0.52	0.32	0.26	0.23
	4801	20.69	0.07	0.07	0.03	0.02	0.02
	5010	39.34	0.62	0.62	0.42	0.36	0.33
Fm. Esmita Mbro. Limolítico	5050	24.81	0.15	0.15	0.07	0.06	0.04
	5279	36.06	0.60	0.60	0.40	0.34	0.31
	5509	25.42	0.18	0.18	0.08	0.07	0.05
	5739	23.73	0.11	0.11	0.05	0.04	0.03
	6100	39.85	0.75	0.75	0.57	0.51	0.49
Fm. Mosquera	6218	18.13	0.04	0.04	0.02	0.01	0.01
	6240	19.53	0.09	0.09	0.04	0.03	0.02

Formación	Profundidad	GR Leído	Ishl	M. Lineal	M. Clavier	M. Steiber	Larinov
	6268	21.66	0.17	0.17	0.08	0.07	0.05
	6618	34.85	0.66	0.66	0.46	0.39	0.37
	7027	34.33	0.64	0.64	0.44	0.37	0.35
	7550	35.50	0.69	0.69	0.49	0.42	0.40
	8010	36.93	0.74	0.74	0.55	0.48	0.47
Fm. Peñamorada	8300	38.62	0.80	0.80	0.64	0.57	0.56
	8800	39.05	0.82	0.82	0.66	0.60	0.59
	9350	35.46	0.68	0.68	0.49	0.42	0.40
	9907	33.36	0.61	0.61	0.41	0.34	0.31
	10169	35.04	0.67	0.67	0.47	0.40	0.38
	11033	26.37	0.35	0.35	0.19	0.15	0.12
	11318	39.51	0.83	0.83	0.69	0.63	0.62

Fuente: Autores.

3.4.9 Modelo de Porosidad (Φ). Este modelo se realizó a partir de la evaluación, de distintos métodos de estimación indirecta de porosidad, como son: porosidad (Φ) calculada por densidad, porosidad (Φ) por el método Wyllie time average, porosidad (Φ) Total por Neutron-Density, y porosidad (Φ) efectiva corregida por Vsh.

Los resultados se presentan en la tabla 19, donde es posible observar la variación del parámetro evaluado en función de la profundidad y la arcillosidad, cuya incidencia es notable en las lecturas realizadas por la herramienta en la toma de registros, y en los cálculos posteriores.

Según los datos de porosidad efectiva que se muestran en la última columna de la tabla 19, es posible afirmar que el miembro arenáceo de la Formación Esmita, está siendo afectado por la presión de sobrecarga ejercida por los miembros superiores, ya que arroja valores de porosidad muy bajos a profundidades entre 4465 y 5010 pies; adicionalmente estos resultados fueron comparados con los obtenidos en la tesis "Identificación y análisis de la información de ingeniería y geología requerida para establecer los recursos hidrocarburíferos prospectivos en

un sector de una cuenca frontera. Aplicación: cuenca frontera colombiana”⁵⁷, los cuales también muestran valores para esta misma propiedad muy bajos (aproximadamente 0.073 fracción), lo que permite afirmar entonces que las arenas son de baja porosidad.

La Formación Mosquera presenta valores de porosidad muy buenos en el tope, resaltándola como una zona interesante, seguida del miembro Arenáceo de la Formación Esmita con una porosidad entre regular y buena para el almacenamiento de fluidos.

⁵⁷ Op. Cit. VARGAS CASTILLO. p.112.

Tabla 19: Cálculo de porosidad

Zona	Puntos evaluados (ft)	Registro Neutrón (v/v)	Compensated density (g/cc)	Pe	Densidad matriz (g/cc)	Tiempo de transito de la matriz (us/ft)	Registro sónico (us/ft)	Φ (%) Lectura Reg. Neutrón	Φ (%) calculada por Densidad	Φ (%) Calculada por Wyllie time average	Φ Total (%) Calculada por Neutrón-Density	Φ Efectiva (%) Corregida por Vsh
Mercaderes	780	0.51	1.99	3.33	2.85	43.50	97.49	No aplica	46.38	37.10	38.96	31.92
	954	0.38	2.38	3.04	2.85	43.50	100.48		25.51	39.16	23.42	13.90
	1130	0.38	2.48	3.26	2.85	43.50	79.67		19.78	24.86	20.02	6.69
	1305	0.59	2.31	3.16	2.85	43.50	101.97		29.24	40.19	29.52	17.06
	1480	0.45	2.20	3.10	2.85	43.50	82.23		34.97	26.62	33.15	26.20
Esmita Conglomeratico	1700	0.51	2.19	3.38	2.85	43.50	102.55	No aplica	35.73	40.58	35.91	22.04
	2214	0.29	2.48	2.87	2.85	43.50	87.69		20.00	30.37	19.67	13.66
	2729	0.25	2.50	3.06	2.85	43.50	75.96		19.14	22.31	16.42	9.28
	3248	0.31	2.51	3.04	2.85	43.50	77.99		18.27	23.70	18.41	1.82
	3789	0.31	2.49	2.91	2.85	43.50	76.07		19.35	22.38	17.97	0.58
	4120	0.52	2.24	3.47	2.85	43.50	134.35		32.92	62.44	33.14	18.90
Esmita Arenáceo	4238	0.26	2.46	2.60	2.65	55.50	79.16	25.70	11.76	17.72	18.88	18.88
	4249	0.18	2.54	2.67	2.65	55.50	67.95	17.60	6.97	9.33	12.42	12.42
	4305	0.35	2.41	2.75	2.65	55.50	84.29	35.30	14.67	21.56	23.41	16.36
	4465	0.18	2.53	2.81	2.65	55.50	66.03	17.90	7.09	7.88	10.97	6.09
	4637	0.35	2.34	2.95	2.65	55.50	77.10	34.70	18.79	16.18	21.55	8.69
	4801	0.18	2.49	2.77	2.65	55.50	64.76	18.40	9.58	6.93	12.09	0.99
	5010	0.17	2.32	6.63	2.65	55.50	64.32	17.30	20.00	6.60	18.89	18.89
Esmita limolítico	5050	0.42	2.46	5.10	2.71	47.50	80.88	No aplica	14.80	23.59	20.47	2.51
	5279	0.16	2.54	4.80	2.71	47.50	62.23		10.06	10.41	9.87	6.14
	5509	0.39	2.39	5.47	2.71	47.50	70.80		18.65	16.47	21.85	4.57
	5739	0.27	2.52	3.80	2.71	47.50	71.29		10.88	16.81	15.09	7.45
	6100	0.29	2.47	4.15	2.71	47.50	85.38		14.04	26.77	18.41	12.32
Mosquera	6218	0.29	2.46	4.68	2.65	55.50	79.47	29.30	11.27	17.96	19.35	16.25
	6240	0.22	2.52	3.45	2.65	55.50	65.98	22.10	8.12	7.85	14.65	12.93

Zona	Puntos evaluados (ft)	Registro Neutrón (v/v)	Compensated density (g/cc)	Pe	Densidad matriz (g/cc)	Tiempo de transito de la matriz (us/ft)	Registro sónico (us/ft)	Φ (%) Lectura Reg, Neutrón	Φ (%) calculada por Densidad	Φ (%) Calculada por Wyllie time average	Φ Total (%) Calculada por Neutrón-Density	Φ Efectiva (%) Corregida por Vsh	
	6268	0.19	2.57	3.24	2.85	43.50	63.23	No aplica	15.24	13.56	10.66	7.49	
	6618	0.36	2.48	4.68	2.85	43.50	78.13		19.89	23.80	18.72	6.60	
	7027	0.42	1.99	10.36	2.85	43.50	77.08		46.49	23.08	40.70	39.22	
	7550	0.27	Cerrado	Cerrado	2.85	43.50	Cerrado		Cerrado	Cerrado	Cerrado	Cerrado	Cerrado
	8010	0.37	2.37	8.51	2.85	43.50	75.93		25.73	22.29	16.36	1.92	
Peñamorada	8304	0.49	2.10	12.72	2.71	47.50	85.08	No aplica	35.44	26.56	37.31	32.17	
	8800.5	0.42	2.48	9.07	2.71	47.50	76.76		13.33	20.68	20.54	11.76	
	9350	0.43	2.52	3.98	2.71	47.50	79.73		10.94	22.78	18.05	8.29	
	9907	0.69	2.38	11.92	2.71	47.50	87.62		19.18	28.35	19.92	9.99	
	10169	0.55	2.39	12.08	2.71	47.50	79.68		18.95	22.74	24.54	13.46	
	11033	0.30	2.56	7.24	2.71	47.50	74.18		8.54	18.86	14.32	8.00	
	11318	0.52	2.23	12.37	2.71	47.50	88.47		28.30	28.96	32.87	25.16	

Fuente: Autores.

La tabla 320 presenta los valores máximos y mínimos encontrados por Formación teniendo en cuenta todo el registro, y el valor de porosidad promedio calculado por el método de densidad (ver ecuación 30) y el método Neutrón- Density corregido por Vshl, el cual fue calculado por el software a través de la ecuación 32 presentada en el capítulo 2 del marco teórico, para los mismos puntos evaluados de la tabla 19.

Tabla 20: Porosidad (fracción) calculada por método densidad vs método neutrón-density.

POROSIDAD				
FORMACION		M. Densidad	Neutrón-Density	DESVIACION
MERCADERES	MIN	0.0533	0.0995	0.87
	MAX	0.7606	0.4500	0.41
	PROM	0.3117	0.1915	0.62
ESMITA MBRO. CONGLOMERATICO	MIN	0.0364	0.0925	0.60
	MAX	0.8182	0.4500	0.45
	PROM	0.2423	0.1104	1.19
ESMITA MBRO. ARENACEO	MIN	0.0455	0.0978	0.53
	MAX	0.7339	0.3867	0.47
	PROM	0.1269	0.1176	0.07
ESMITA MBRO. LIMOLITICO	MIN	0.0176	0.0642	0.72
	MAX	0.6667	0.4500	0.33
	PROM	0.1368	0.0659	1.07
MOSQUERA	MIN	0.0085	0.0721	0.88
	MAX	0.7824	0.4500	0.42
	PROM	0.2112	0.1406	0.50
PEÑAMORADA	MIN	0.0097	0.0568	0.82
	MAX	0.5473	0.4500	0.18
	PROM	0.1923	0.1277	0.50

Fuente: Autores.

En los resultados de la tabla anterior, los valores de porosidad total más altos se evidencian en la Formación mercaderes, ya que al ser la más somera no se ve afectada como las otras por la presión de sobrecarga. Para estimar la desviación

de los datos se tuvo en cuenta la porosidad calculada por el método Neutron-Density como el valor real, ya que estos muestran los valores de porosidad efectiva corregidos por presencia de V_{shl} . Se analizó todo el registro sin descartar zonas donde la herramienta arrojara valores anómalamente altos para determinar los valores máximos y mínimos de porosidad, sin embargo para los valores de porosidad promedio solo se tomaron los puntos evaluados en la tabla 19, debido a la heterogeneidad del tipo de roca presente en cada zona y con el objetivo de no tener en cuenta valores errados.

3.4.10 Modelo de Saturación (S_w). Para postular el modelo de saturación se fracciono la interpretación en dos partes. En la primera se contrastaron los modelos de saturación generados por el simulador (Archie, Dual Water, Indonesian modificado, Indonesian, Juhasz, Simandoux, Simandoux modificado, y Waxman) como se muestra más adelante en la figura 3-25, estos fueron evaluados a través del parámetro (R_w) establecido previamente del gráfico Pickett plot; adicionalmente se revisaron los informes de geología y perforación, los cuales no reportaban ninguna acumulación representativa de petróleo, solo pequeñas manifestaciones de gas en algunos sectores.

Como se aprecia en la figura 44, el modelo de saturación que más se ajusta a las condiciones del yacimiento es el de Archie, en el cual se presentan escasas manifestaciones de hidrocarburos en las Formaciones Esmita y el tope de Mosquera, los otros métodos realizan aproximaciones bastante alejadas de las evidencias reportadas en la zona, las cuales fueron comparadas para la escogencia del modelo más certero. En la tabla 21 se muestran los valores de saturación mínima, máxima, y promedio calculadas por cada método, teniendo en cuenta los resultados para todo el registro.

Tabla 21: Valores de Sw mínimo, máximo y promedio por los diferentes modelos empleados en el simulador.

Método	Min	Max	Prom
Archie	0.724	1	0.9994
Archie T	0.724	1	0.9993
Dual Water	0.724	1	0.9993
Indonesian	0.456	1	0.9692
Indonesian Modif	0.381	1	0.8171
Juhasz	0.001	1	0.9983
Simandoux	0.187	1	0.9365
Simandoux Modif	0.187	1	0.9300
Waxman	0.001	1	0.9838

Fuente: Autores.

Figura 44: Modelos de saturación.



Fuente: Autores.

En la segunda parte del Modelo de saturación se establece una comparación entre los métodos de Bejarano, Amaefule, Timur y Tixier, calculados con los datos de permeabilidad por Timur and Coates, y posteriormente fueron comparados con los resultados presentados en la tesis “Identificación y análisis de la información de ingeniería y geología requerida para establecer los recursos hidrocarburíferos prospectivos en un sector de una cuenca frontera. Aplicación: cuenca frontera colombiana”⁵⁸, cuyos valores de permeabilidad fueron tomados de análisis de núcleos en afloramientos de las Formaciones Esmita y Mosquera.

En la tabla 22 se presenta la distribución percentil de los datos calculados para todas las Formaciones.

Tabla 22: Distribución Percentil datos de saturación.

Percentil	Φ_z	K (Timur Coates)	Φ Efectiva	RQI	Fzi	Sw Amaefule	Sw Bejarano	Sw Timur	Sw Tixier
10	0.06	0.02	0.05	0.01	0.23	0.83	0.81	0.001	0.000
20	0.08	0.10	0.08	0.04	0.50	0.62	0.67	0.001	0.000
30	0.10	0.22	0.09	0.08	0.78	0.48	0.56	0.001	0.000
40	0.12	0.48	0.11	0.14	1.15	0.37	0.47	0.001	0.000
50	0.14	0.94	0.13	0.23	1.63	0.29	0.38	0.001	0.000
60	0.17	1.84	0.15	0.39	2.30	0.23	0.30	0.001	0.000
70	0.22	4.37	0.18	0.77	3.54	0.17	0.22	0.001	0.000
80	0.28	10.69	0.22	1.53	5.48	0.14	0.15	0.001	0.001
90	0.40	34.99	0.29	3.84	9.60	0.12	0.09	0.001	0.001
100	0.82	376.78	0.45	26.29	32.13	0.11	0.03	0.001	0.001

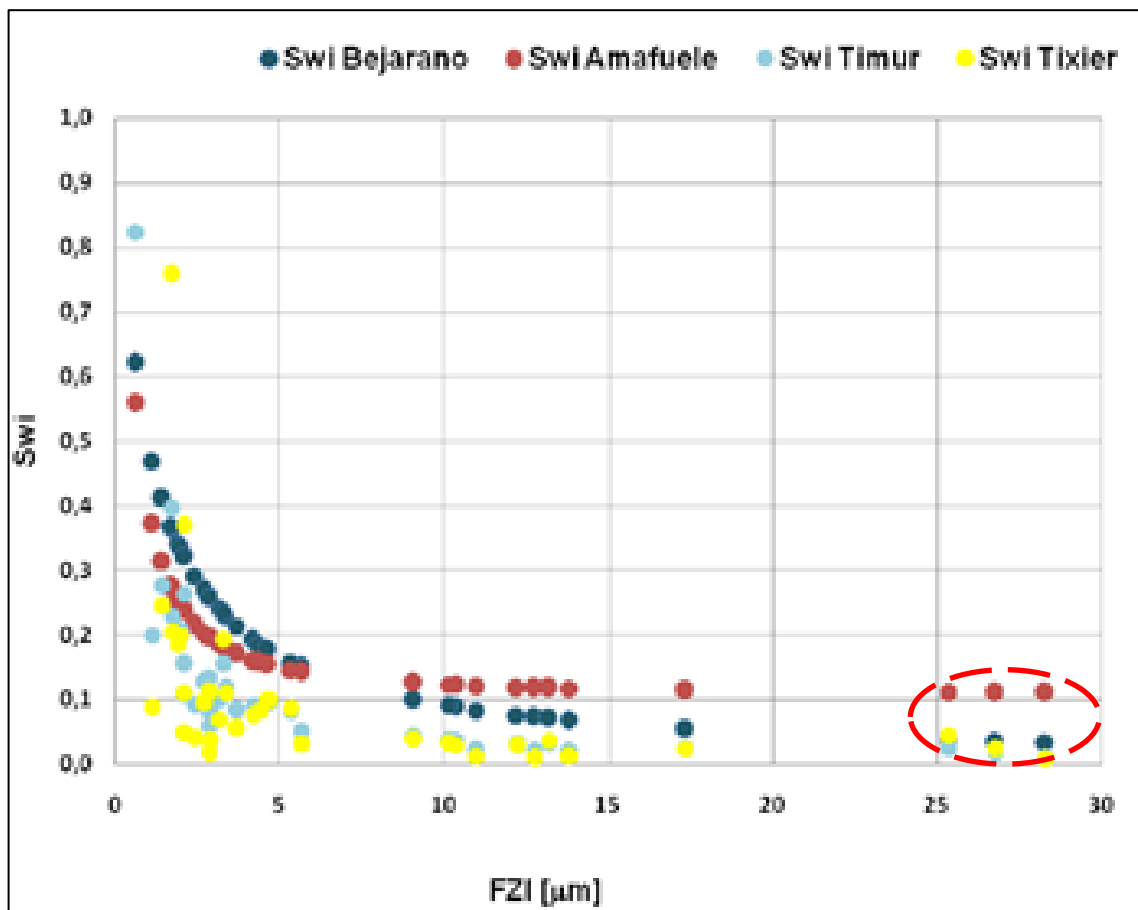
Fuente: Autores.

A través de la figuras 45 y 46 se analiza que los modelos de Amaefule, Bejarano, Timur y Tixier siguen las mismas tendencias reportadas en la tesis de Vargas Castillo⁵⁹, y se corrobora que los modelos de Bejarano y Amaefule son los que mejor modelan las condiciones de saturación del yacimiento.

⁵⁸ Ibíd.

⁵⁹ Ibíd.

Figura 45: Modelos de Bejarano, Tixier, Amaefule, Timur, tesis Vargas Castillo.

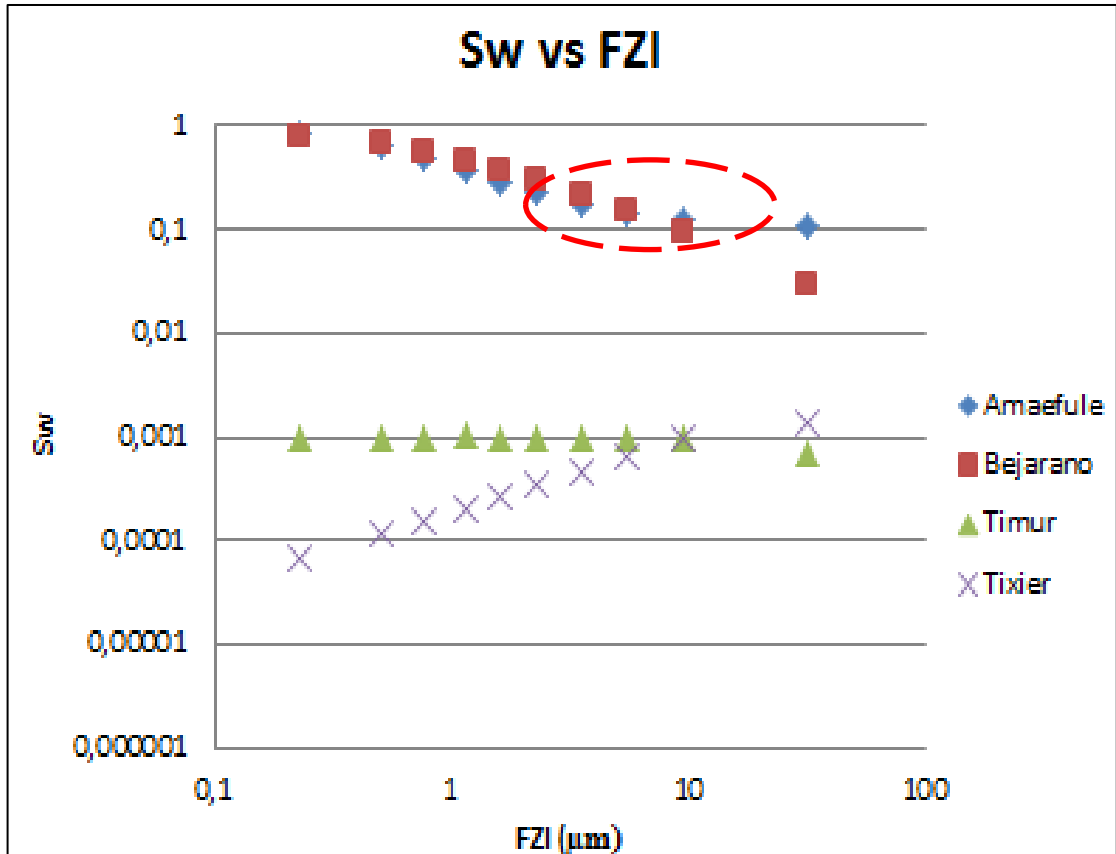


Fuente: Vargas Castillo.⁶⁰

Las líneas rojas que encierran los valores de saturación señalan los datos con menor dispersión obtenidos de los modelos de Bejarano y Amaefule por la tesis de Vargas Castillo para la zona estudiada.

⁶⁰ Ibíd.

Figura 46: Modelos de Bejarano, Tixier, Amaefule, Timur.

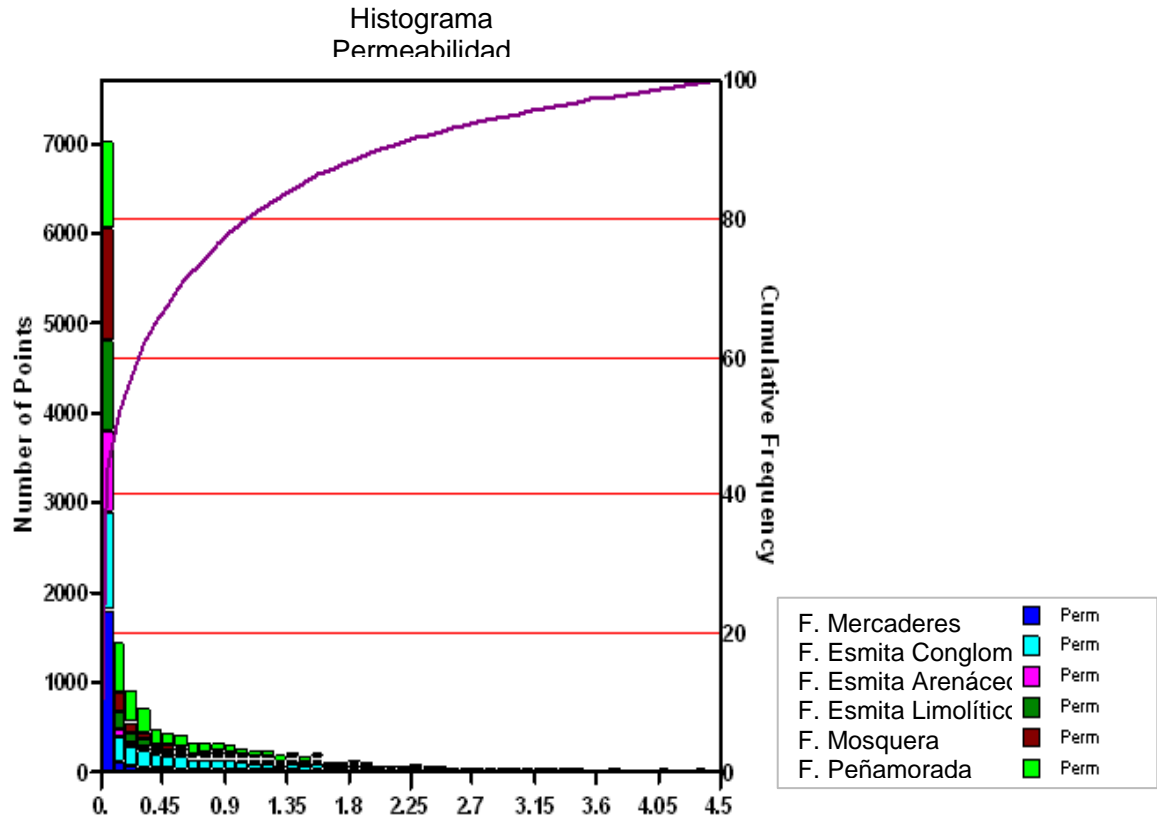


Fuente: Autores.

Las líneas rojas que encierran los valores de saturación señalan los datos con menor dispersión obtenidos de los modelos de Bejarano y Amaefule, como producto de la presente investigación para la zona estudiada.

3.4.11 Modelo de Permeabilidad (K). Para determinar la permeabilidad de las Formaciones el método empleado fue el de Timur and Coates, ecuaciones 60 y 61, arrojando los resultados presentados en la figura 47 y tabla 23.

Figura 47: Frecuencia vs Permeabilidad (K).



El percentil 50 que representa la mediana de los valores de permeabilidad, arroja resultados muy bajos. Adicionalmente se puede inferir que esta propiedad está siendo afectada por las presiones de sobrecarga, ya que si se compara con los datos del estudio de Vargas Castillo⁶¹, este mismo percentil para la Formación Esmite arroja un valor para muestras de núcleos en afloramientos que esta alrededor de 0.108 mD y para la Formación Mosquera de 0.990 mD.

⁶¹ Ibíd.

Tabla 23: Distribución Percentil datos de permeabilidad.

Formación	Min	Max	Media	Desv Est.	Moda	P10	P50	P90
Mercaderes	0.00	255.66	6.30	20.60	10.00	0.00	0.01	18.72
Esmita Congl.	0.00	376.77	12.53	36.86	10.00	0.00	0.98	27.99
Esmita Arnc	0.00	216.73	2.90	13.21	10.00	0.00	0.03	4.62
Esmita limo	0.00	359.83	7.16	29.13	10.00	0.00	0.16	11.87
Mosquera	0.00	256.58	22.40	57.51	10.00	0.00	0.39	71.45
Peñamorada	0.00	255.66	11.28	28.47	10.00	0.05	0.99	31.11
Total	0.00	376.77	11.52	35.46	10.00	0.00	0.51	25.88

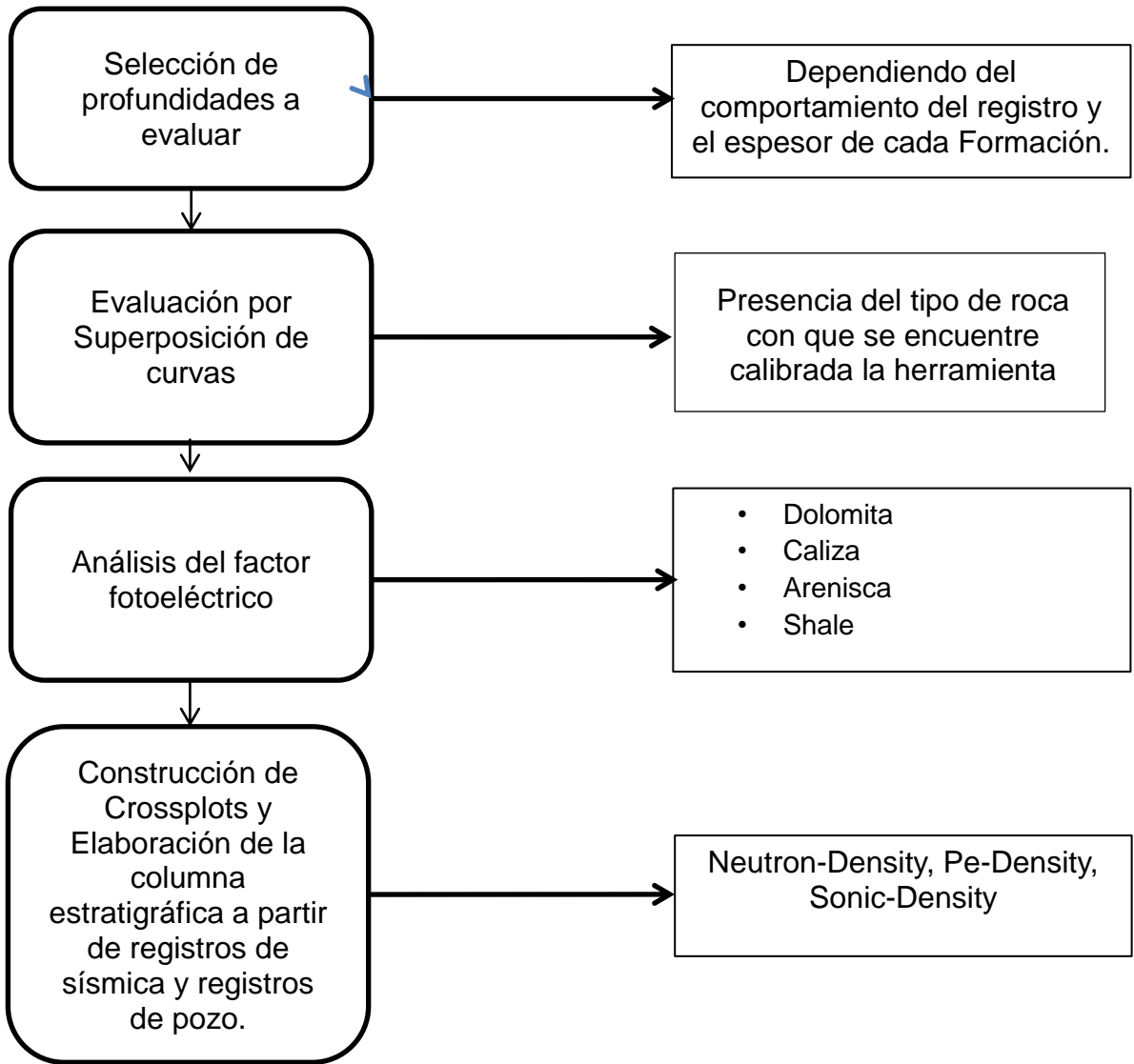
Fuente: Autores.

Los valores promedio de permeabilidad por Formación indican que el miembro Arenáceo de Esmita puede ser catalogado como una arena de baja permeabilidad y porosidad. La Formación Mosquera por su parte presenta la mayor dispersión de datos de permeabilidad (57.51%), sin embargo la permeabilidad promedio de este intervalo es muy superior respecto al resto de zonas estudiadas, por lo que se distingue como una región interesante.

3.5 METODOLOGÍA MODELO ESTRATIGRÁFICO A PARTIR DE SÍSMICA Y REGISTROS DE POZOS.

3.5.1 Metodología aplicada En la figura 48, se muestra el procedimiento que se llevó a cabo para el desarrollo del modelo de estratigrafía.

Figura 48: Metodología aplicada modelo estratigráfico a partir de sísmica y registros de pozo.



Fuente: Autores.

La construcción del modelo estratigráfico tuvo como objetivo identificar, entender y conocer la secuencia litológica del sector donde se encuentra ubicado el pozo ANH-PATIA 1-ST-P a partir de registros de pozos, lo que permitirá dar una mejor perspectiva de la zona de interés y establecer oportunidades de exploración y explotación de hidrocarburos.

3.5.2 Selección de profundidades a evaluar. La evaluación de Formaciones puede ser afectada por un sin número de situaciones que desvían los resultados obtenidos de un estudio en particular del comportamiento real del yacimiento. Rugosidad de la pared del pozo, el tipo de lodo, entre otras condiciones afectan los registros eléctricos que son utilizados para el cálculo de los parámetros petrofísicos.

10599 pies de registros fueron evaluados (780 a 11379 pies de profundidad), se tuvo en cuenta que los puntos a evaluar presentaran las siguientes características:

- No presentaran cambios drásticos a poca distancia en profundidad.
- Evaluar valores máximos y mínimos que se registraran muy frecuentemente a lo largo de la sección de estudio.
- Evitar tomar lecturas en zonas de transición (intervalos donde el registro muestre cambios de una zona a otra con distintas propiedades).

Los registros utilizados para la construcción de este modelo fueron:

- Neutrón.
- Densidad.
- Sónico.
- Pef (Factor fotoeléctrico).

3.5.3 Evaluación por superposición de curvas. El registro neutrón esta calibrado con matriz arenisca lo que implica que el valor “0” del registro neutrón se hizo coincidir con el “2.65” (valor de densidad para la arenisca en g/cc) del registro de densidad, lo que era claramente visible en el miembro arenáceo de la Formación Esmita y el tope de la Formación Mosquera.

La evaluación por este métodos consistía en identificar aquellos intervalos donde se presentara superposición de las curvas de los registros densidad y neutrón, ya que esto manifestaría presencia de arenisca en esas zonas.

Los resultados de la tesis Vargas Castillo se tuvieron en cuenta con la finalidad de tener expectativas de arena y que el análisis fuera certero en zonas como el miembro Arenáceo de la Formación Esmita.

3.5.4 Análisis del factor fotoeléctrico de Formación (PEF). Este es un registro de propiedades de absorción fotoeléctrica.⁶² Su influencia es escasa debido a que los fluidos poseen números atómicos bajas, por lo que Pe es generalmente usado como una medida de las propiedades de la matriz de la roca.

Teniendo en cuenta los valores de Pe para cada tipo de litología se realiza entonces la clasificación de las rocas encontradas a las distintas profundidades.

3.5.5 Construcción de crossplots. Para el estudio de la litología de la zona se construyeron los siguientes crossplots.

- Neutron-Density.
- Density-Pe.
- Sonic-Density.

El primero de los esquemas revela la presencia de arenisca, caliza, dolomita y shale, y es un buen indicativo de litología.

La relación Density-Pe a través del crossplot se empleó como indicador de matriz en los puntos evaluados.

El crossplot Sonic-Density a pesar de que en su diagrama presenta isolíneas de limo, cuarzo y dolomita, fue utilizado para la identificación de sales, anhidrita y yeso.

⁶² ATAHUALPA M, Gustavo E. Efecto de la glauconita en las propiedades petrofísicas del reservorio arenisca "I" superior del bloque Tarapoa. Universidad Central de Ecuador. Ecuador, 2013.

3.5.6 Construcción de la columna estratigráfica a partir de sísmica y registro de pozos. Teniendo en cuenta las convenciones establecidas para cada tipo de roca, se realizó la columna estratigráfica en los 10599 pies determinando las siguientes tipos de roca:

- Dolomita.
- Shale.
- Arenisca.
- Caliza.

La gran mayoría de los intervalos presentan una combinación de varios tipos de rocas pero en distinta proporción.

3.6 RESULTADOS MODELO ESTRATIGRÁFICO A PARTIR DE SÍSMICA Y REGISTROS DE POZO.

3.6.1 Metodología aplicada. Tal como se describió en la figura 48, para la construcción de este modelo se llevaron a cabo 4 pasos fundamentales que permitieron el modelamiento de la información y la posterior construcción de una columna estratigráfica.

3.6.2 Selección de profundidades a evaluar. Teniendo en cuenta que es indispensable para el estudio estratigráfico datos correctos y certeros del registro de pozo según se manifiesta en el ítem 7.2 del capítulo 7, se evaluaron las mismas profundidades a las que se determinó el Vsh y las porosidades en el modelo petrofísico, ya que en estos intervalos los registros presentaban un comportamiento dentro de los rangos normales.

3.6.3 Evaluación por superposición de curvas La identificación de litología por superposición de curvas para este caso en particular solo permitía identificar la

presencia de areniscas a lo largo del pozo estratigráfico ANH-PATIA 1-ST-P, por lo que solo se evaluó este parámetro en la Formación Esmita miembro Arenáceo y el tope de la Formación Mosquera (ver tabla 24), ya que los informes y diarios de perforación entregados durante de la perforación del pozo, afirman la presencia de arenisca en ambos sectores; sin embargo superposición del registro neutrón y densidad no se descarta en otras zonas donde posiblemente la arenisca este presente junto a otros tipos de roca.

Tabla 24: Evaluación por superposición de curvas.

Formación	Profundidad	Superposición de curvas.
Fm. Mercaderes	0-1658	No Aplica.
Fm. Esmita Mbro. Conglomeratico	1658-4230	No Aplica.
Fm. Esmita Mbro. Arenáceo	4238	4323 a 4326.5= 3.5 pies. 4491 a 4494.5= 3.5 pies. 4550 a 4556= 6 pies.
	4249	
	4305	
	4465	
	4637	
	4801	
	5010	
Fm. Esmita Mbro. Limolítico	5044-6189	No Aplica.
Fm. Mosquera	6218	6363 a 6370= 7 pies. 6548 a 6555= 7 pies.
	6240	
	6268	
	6618	
	6618- 8260	No Aplica.
Fm. Peñamorada	8260-12100	No Aplica.

Fuente: Autores.

La Formación Esmita revela tres puntos principales donde la superposición de curvas es claramente visible (ver registro), y que corresponden a aproximadamente 13 pies que son “solo arenisca”, lo cual debe ser confirmado a través de los otros análisis para la realización de este modelo. En la Formación Mosquera a pesar de que solo se encontraron 2 intervalos con superposición en el tope de la misma, el espesor de “solo arena” es igual a 14 ft por lo que se infiere que existe entonces menor heterogeneidad en cuanto a litología para esta zona.

Adicionalmente cabe destacar que en el tope y base de la Formación Esmita (miembro conglomerático y miembro limolítico respectivamente) no se presenta superposición lo ratifica la presencia de otro tipo de rocas en mayor proporción que la arenisca.

3.6.4 Análisis del Factor fotoeléctrico. El análisis de los valores típicos de Pef permitió, la identificación de unidades litológicas presentes en cada una de las zonas evaluadas, así valores cercanos a 1.88 indicaron presencia de arenisca, 2.5 a 4 arcilla, 5.08 calizas y 3.14 dolomitas; los valores del registro fotoeléctrico fueron tenidos en cuenta hasta la profundidad de 7010 pies ya que el intervalo 7010- 12100 pies presentaba valores afectados por la densidad del lodo, cargado con barita (ver tabla 25).

Tabla 25: Valores de factor fotoeléctrico por Formación.

Zona	Puntos evaluados (ft)	Pe	Zona	Puntos evaluados (ft)	Pe
Mercaderes	780	3.334	Esmita limolítico	5050	5.097
	954	3.037		5279	4.795
	1130	3.264		5509	5.471
	1305	3.158		5739	3.801
	1480	3.104		6100	4.146
Esmita	1700	3.379	Mosquera	6218	4.679

Zona	Puntos evaluados (ft)	Pe	Zona	Puntos evaluados (ft)	Pe
Conglomeratico	2214	2.87		6240	3.45
	2729	3.064		6268	3.236
	3248	3.042		6618	4.679
	3789	4.25		7027	10.357
	4120	4.47		7550	Cerrado
Esmita Arenáceo	4238	2.6		8010	8.509
	4249	2.665		8300	12.723
	4305	2.746		8800	9.069
	4465	2.811		9350	3.976
	4637	2.951		9907	11.921
	4801	2.767	10169	12.081	
	5010	6.632	11033	7.24	
			11318	12.367	

Fuente: Autores.

Formación Mercaderes.

La Formación mercaderes presenta una litología tipo arcilla hacia el tope, apreciable por valores de pef entre 3.03 hasta 3.37, esta composición empieza a variar aproximadamente a 1175 pies donde el porcentaje de roca correspondiente a dolomita es mayor, seguido de intercalaciones entre arcilla y dolomita desde el centro hasta la base de la misma.

Formación Esmita miembro Conglomeratico.

Como se muestra en la tabla 25 los valores de pef en la parte superior del miembro conglomeratico de la Formación Esmita se encuentran entre 3.3 y 3.5, que al ser correlacionados con el crossplot neutrón-density la presentan como una región arcillosa; hacia el centro se encuentran algunas areniscas de espesor variable (40 a 50 pies), con valores de pef cercanos a 2 mientras que al fondo se

observa una caliza que gana importancia a partir de los 3700 pies con cifras de pef cercanas a 4.5.

Formación Esmita miembro Arenáceo.

La litología presente en esta zona corresponde a una arenisca gruesa con pequeños intervalos de dolomita, hacia la parte central a unos 4440 pies se ubica una arenisca de aproximadamente 150 pies con intercalaciones de arcilla que arroja lecturas de pef entre 2.6 y 2.9, cerca de la base se encuentra una arcilla bastante gruesa con mezclas de dolomita y caliza.

Formación Esmita miembro limolítico.

Esta zona se caracteriza por “la aparición de una espesa secuencia (150 pies aproximadamente) de arcillolitas y limolitas de carácter calcáreo”⁶³, cerca del límite con el miembro arenáceo, lo que permite establecer los límites entre ambos miembros. Los valores de pef varían desde 3.8 hasta 5.2 debido a la asociación de arcillas y calizas en la zona.

Formación Mosquera.

Como se menciona anteriormente los datos de Pef en la Formación Mosquera son representativos hasta la profundidad de 7010 pies, en ellos encontramos una arenisca arcillosa de aproximadamente 50 pies situada al tope, la cual se ve afectada por algunas intercalaciones de caliza, provocando mediciones que no corresponden con valores propios de una arenisca (1.8). Hacia la parte inferior los intervalos de arenisca se van haciendo menos considerables, mientras que la proporción de caliza aumenta hasta llegar a la base.

⁶³ UIS. Informe final proyecto de perforación de pozos estratigráficos tipo *profundos* en la cuenca Cauca-Patía. 2012. p. 46

Formación Peñamorada.

De la Formación Peñamorada el registro de factor fotoeléctrico no fue tenido en cuenta como un parámetro para determinar litología, ya que este se vio fuertemente afectado por el lodo con altos contenidos de barita.

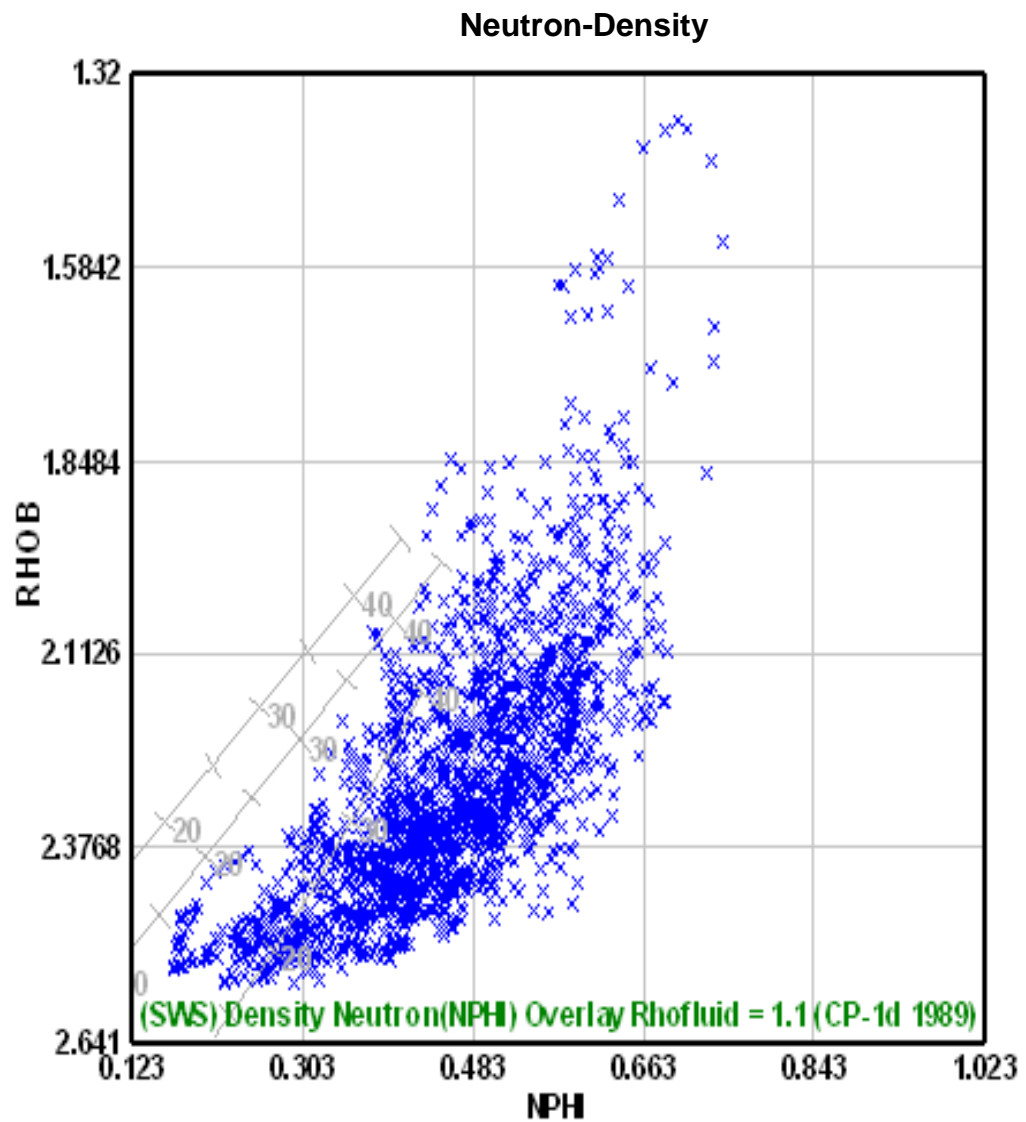
3.6.5 Construcción de crossplots. El crossplot Sonic-Density presenta mala resolución para la determinación de litología; sin embargo este grafico da buenas respuestas ante la presencia de sales y anhidrita (puntos en la parte inferior y superior del gráfico respectivamente), por lo que solo fue tenido en cuenta para identificar estos minerales.

Las isocurvas presentes en los tres crossplots describen el siguiente tipo de roca de izquierda a derecha:

- Neutrón- Density: Arenisca, Caliza, Dolomita.
- Sonic- Density: Caliza, Arenisca, Dolomita.
- Pef- Density: Arenisca, Dolomita, Caliza.

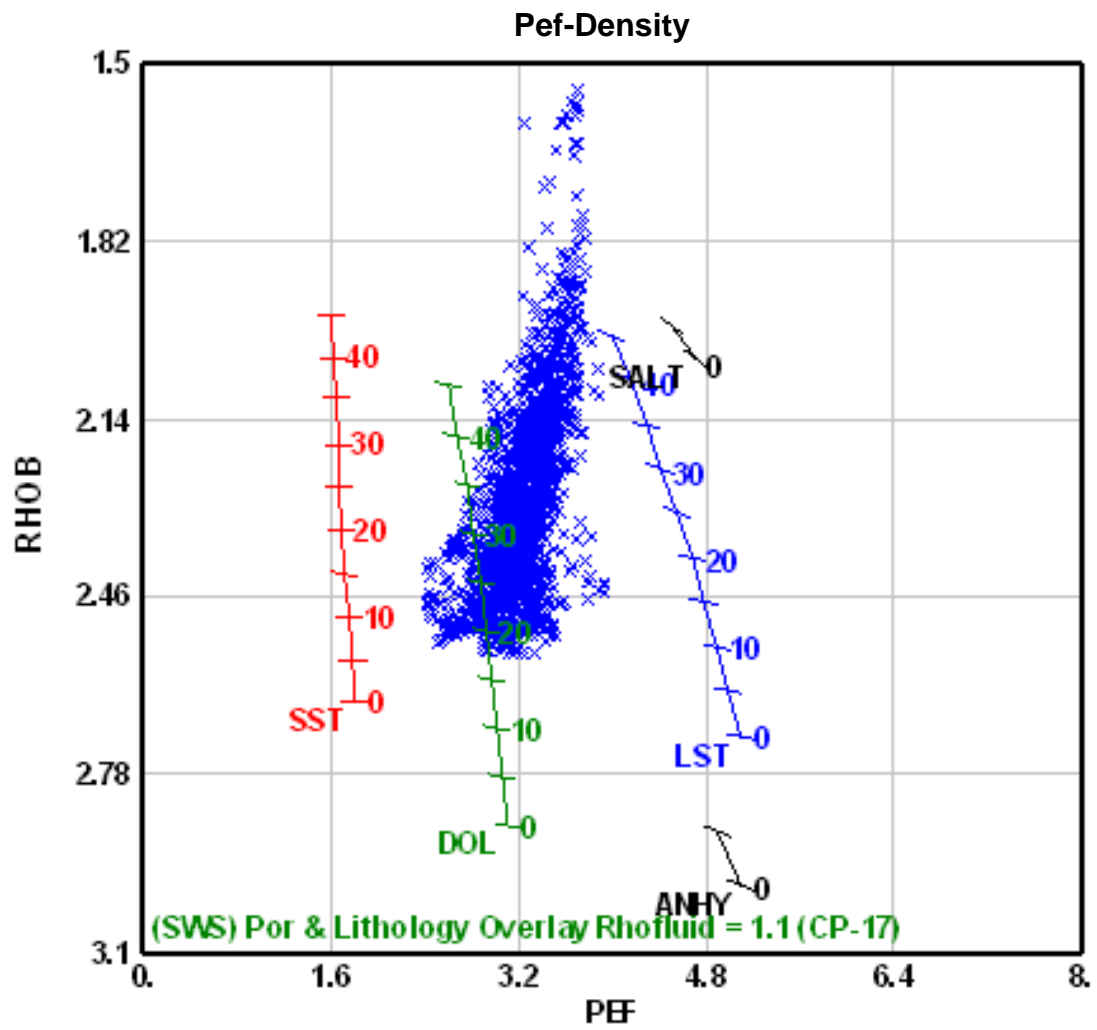
Las figuras (49 a 66) muestran cada uno de los crossplots construidos para identificar litología para cada una de las formaciones.

Figura 49: Crossplot Neutron - Density para la Formación Mercaderes.



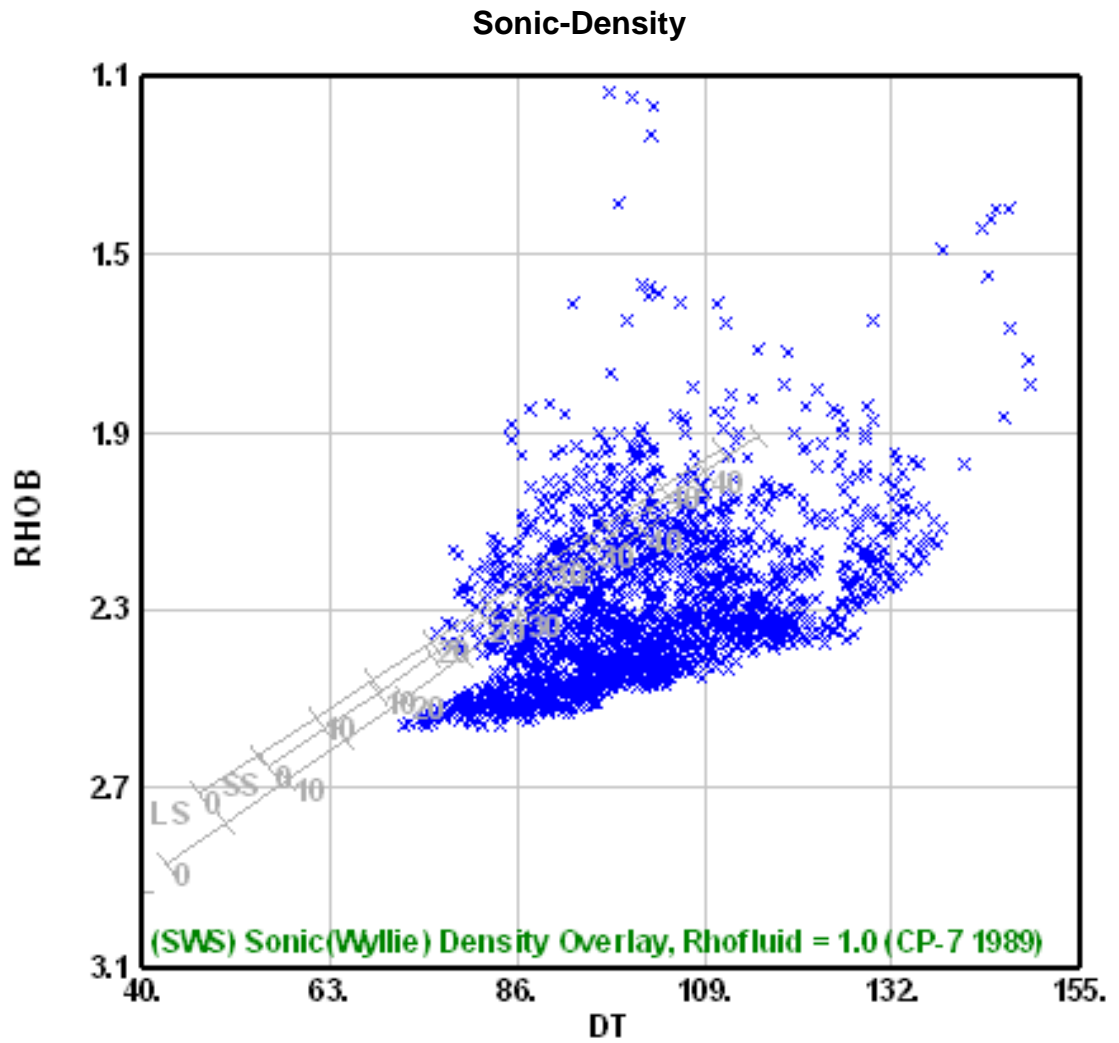
Fuente: Autores.

Figura 50: Crossplot Pef - Density para la Formación Mercaderes.



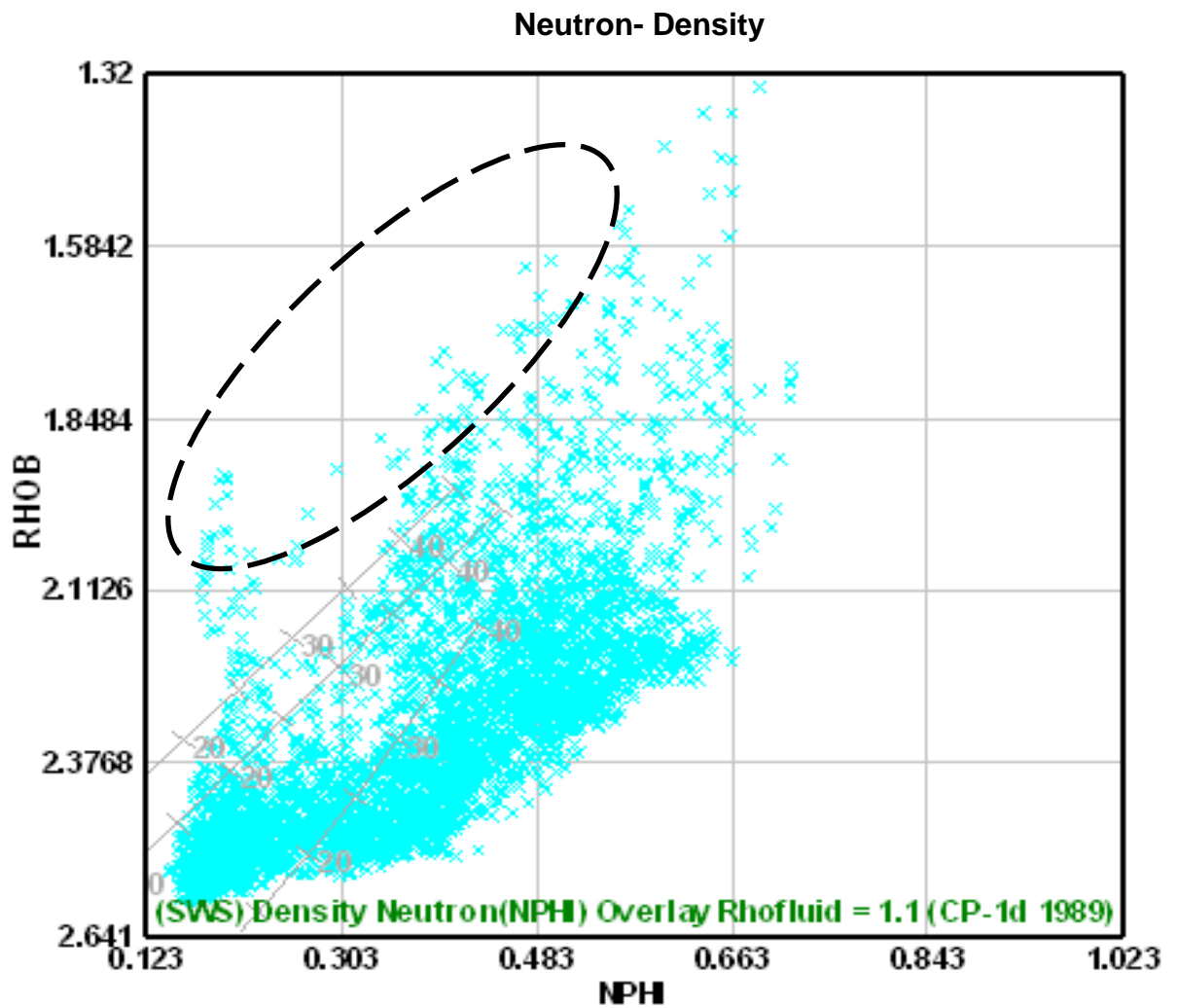
Fuente: Autores.

Figura 51: Crossplot Sonic - Density para la Formación Mercaderes.



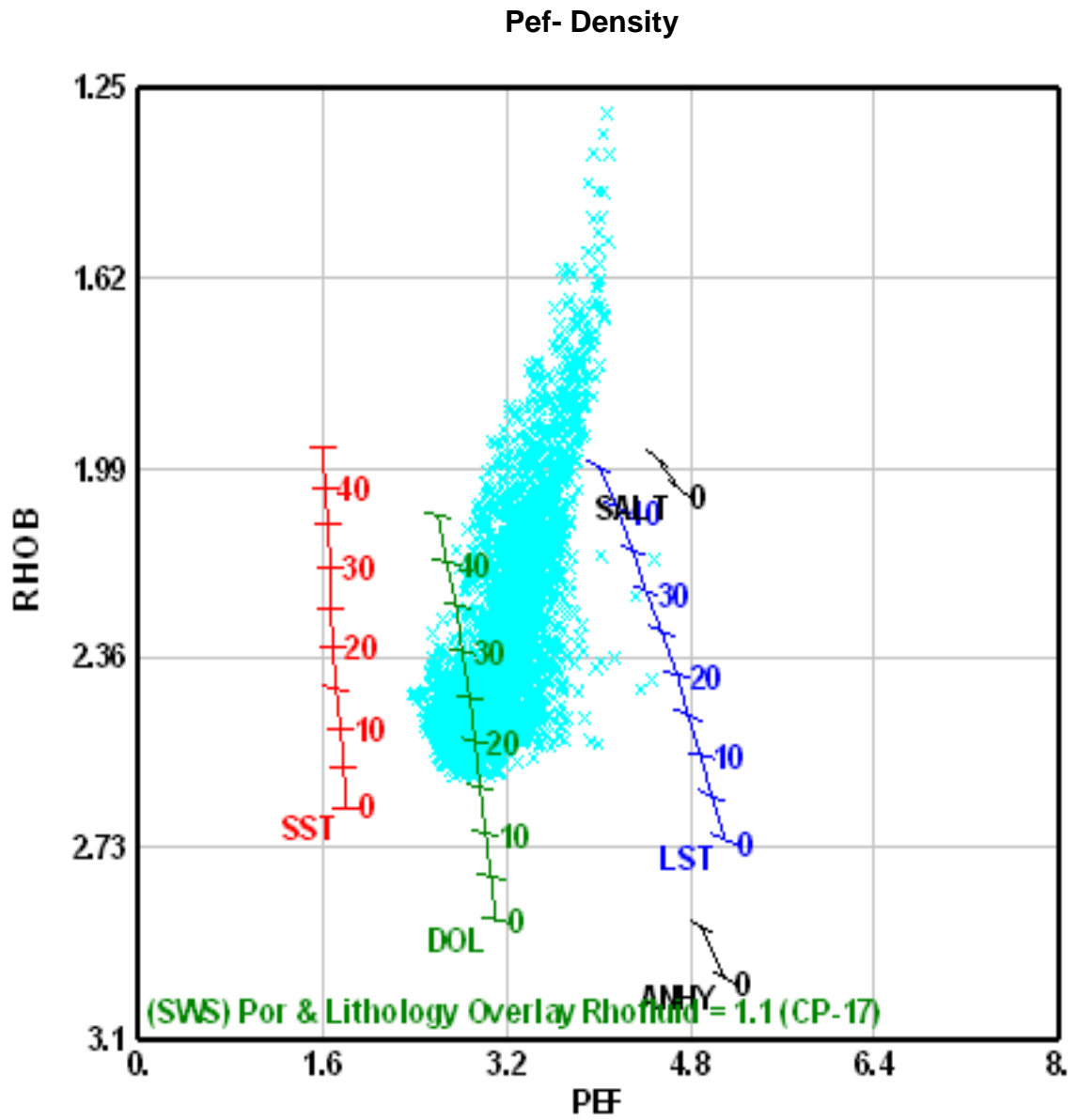
Fuente: Autores.

Figura 52: Crossplot Neutron - Density para la Formación Esmita Miembro Conglomeratico.



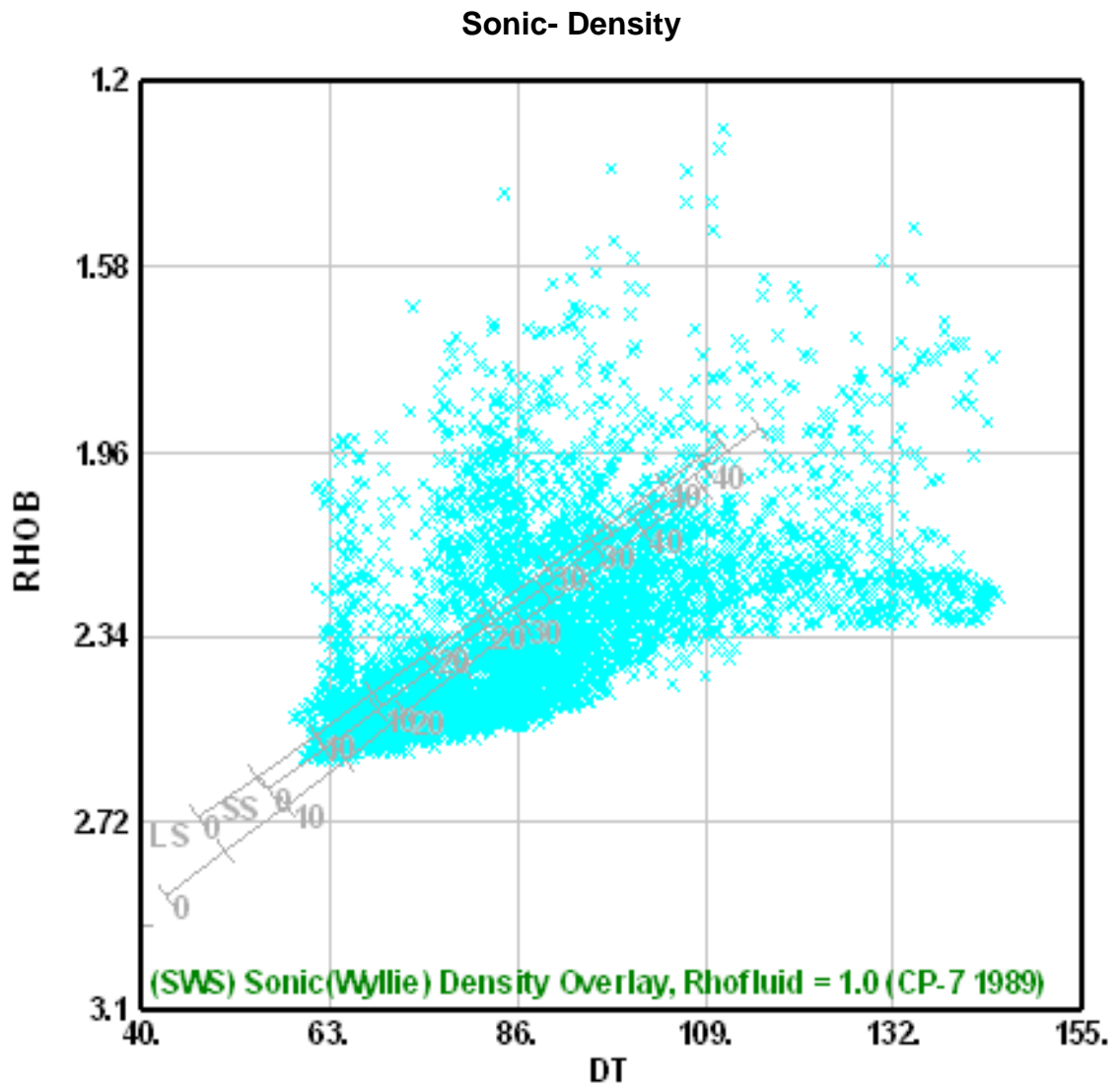
Fuente: Autores.

Figura 53: Crossplot Pef - Density para la Formación Esmita Miembro Conglomeratico.



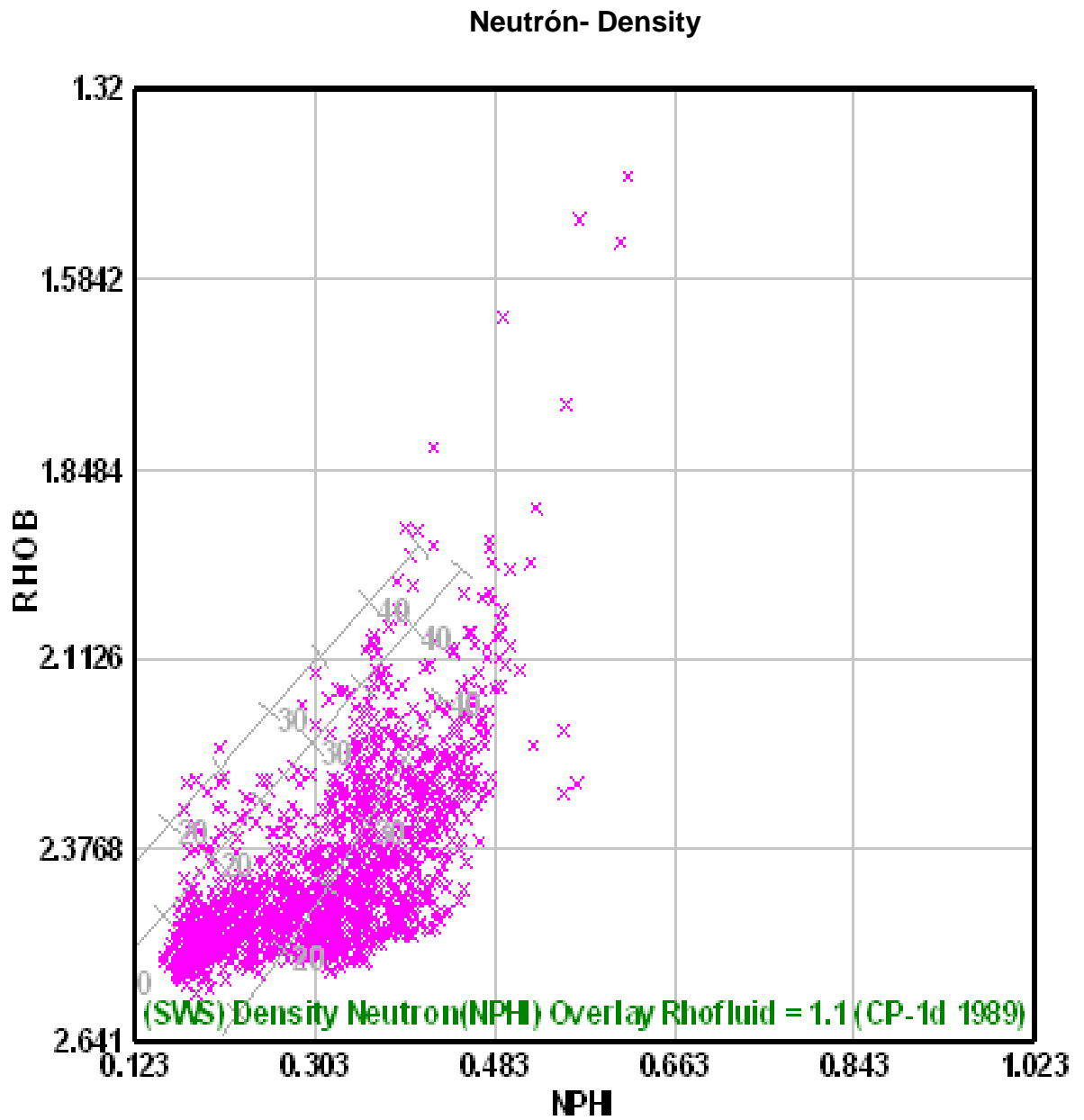
Fuente: Autores.

Figura 54: Crossplot Sonic - Density para la Formación Esmita Miembro Conglomeratico.



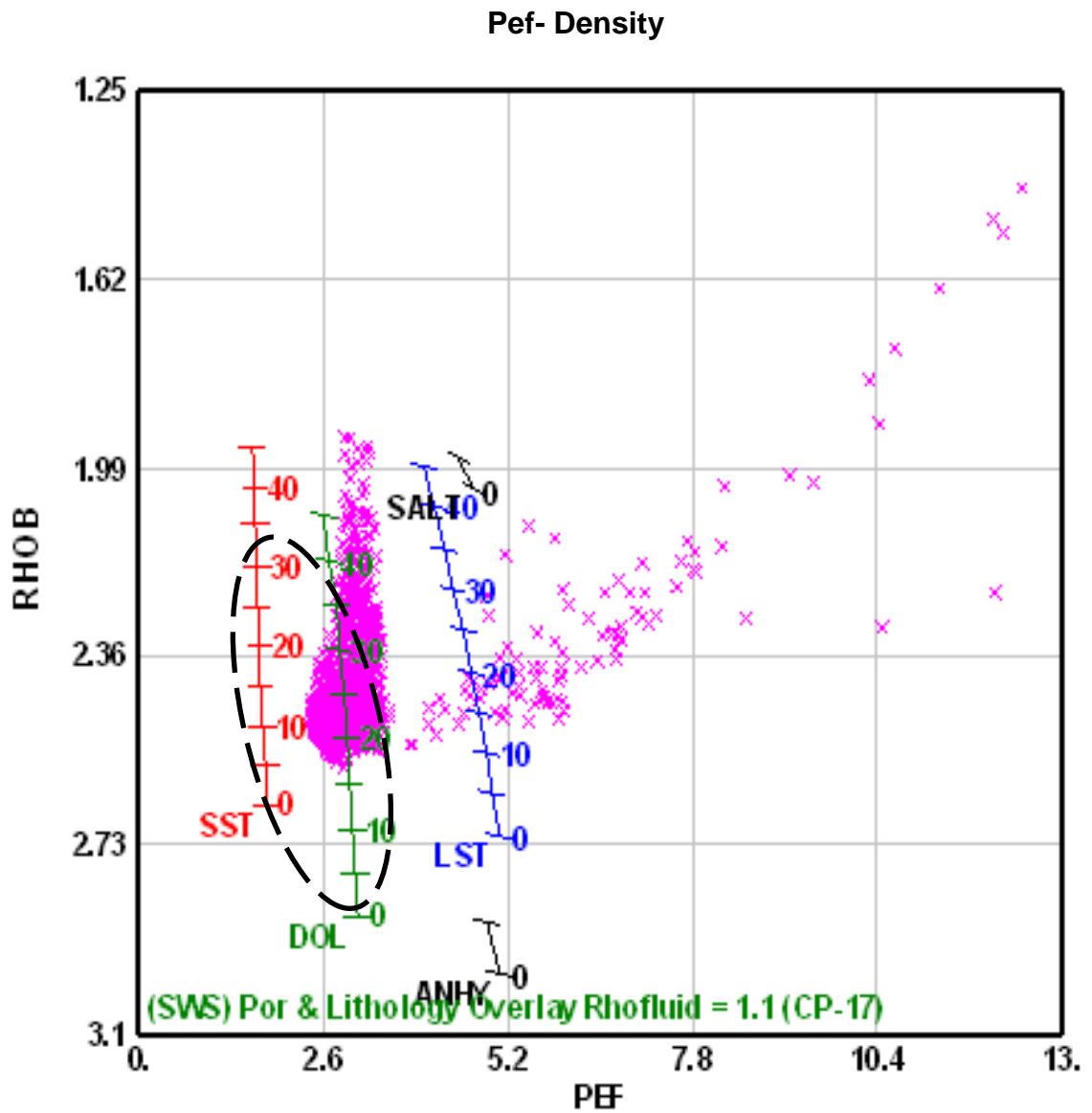
Fuente: Autores.

Figura 55: Crossplot Neutron - Density para la Formación Esmita Miembro Arenáceo.



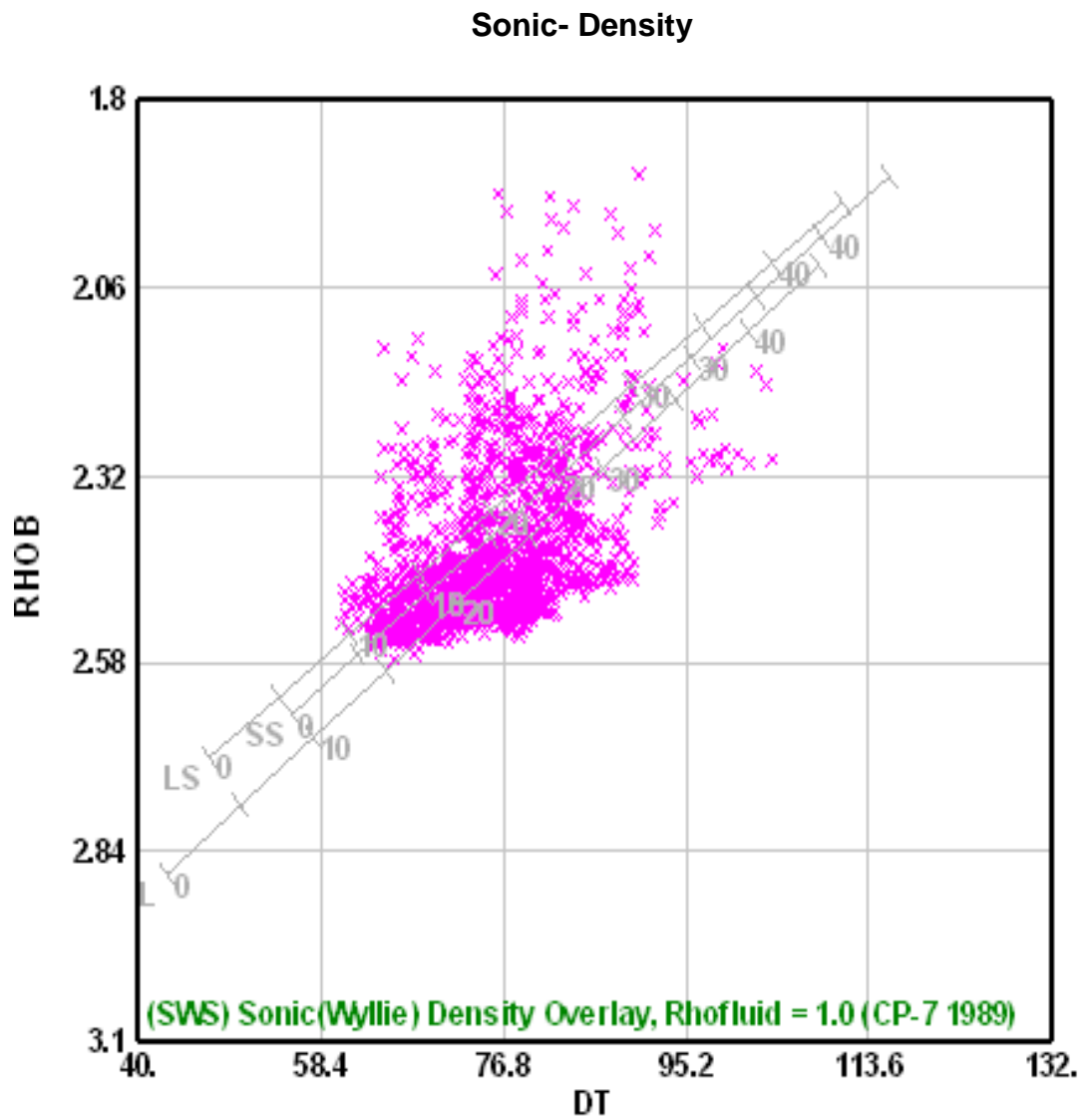
Fuente: Autores.

Figura 56: Crossplot Pef - Density para la Formación Esmita Miembro Arenáceo.



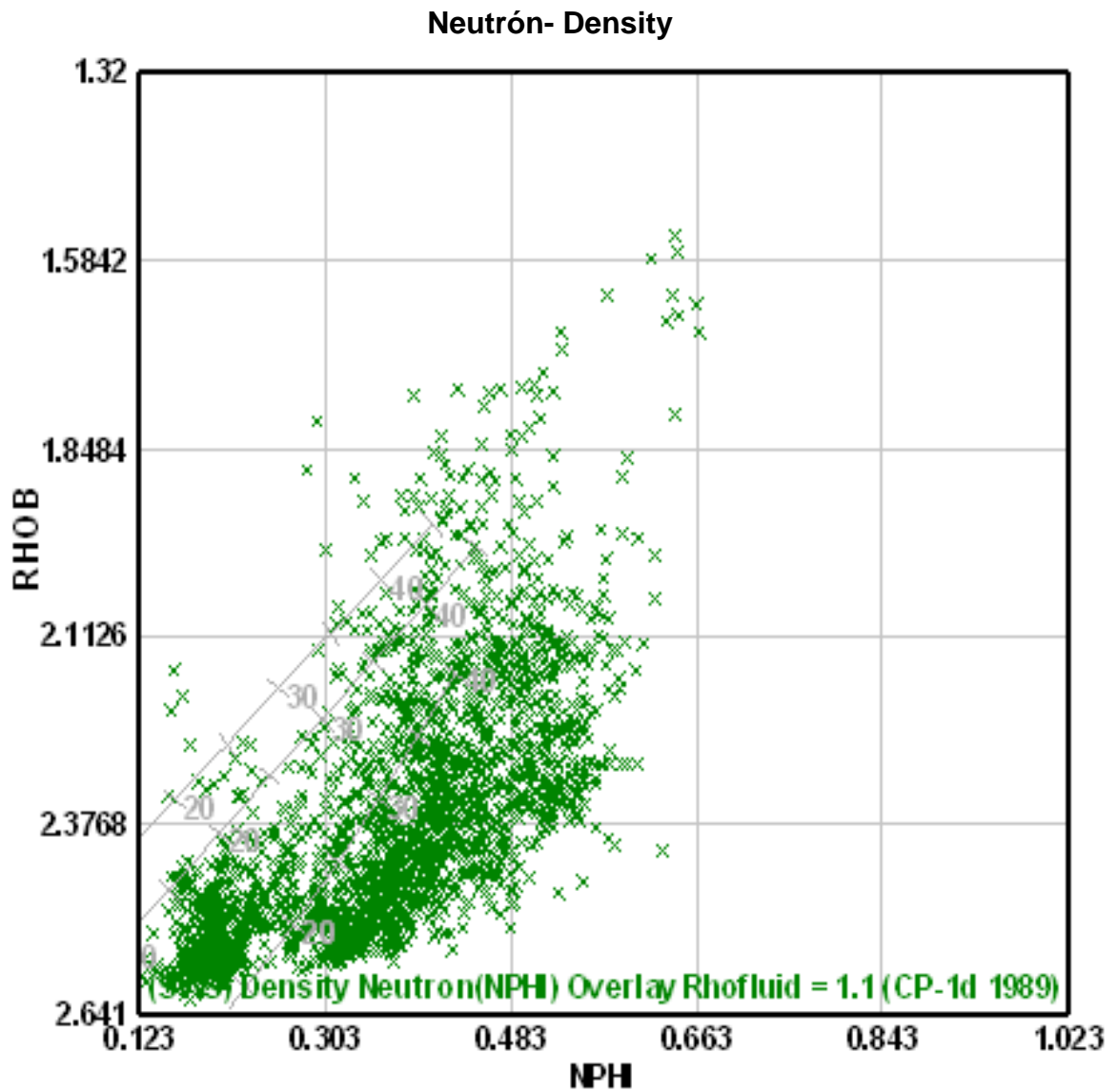
Fuente: Autores.

Figura 57: Crossplot Sonic - Density para la Formación Esmita Miembro Arenáceo.



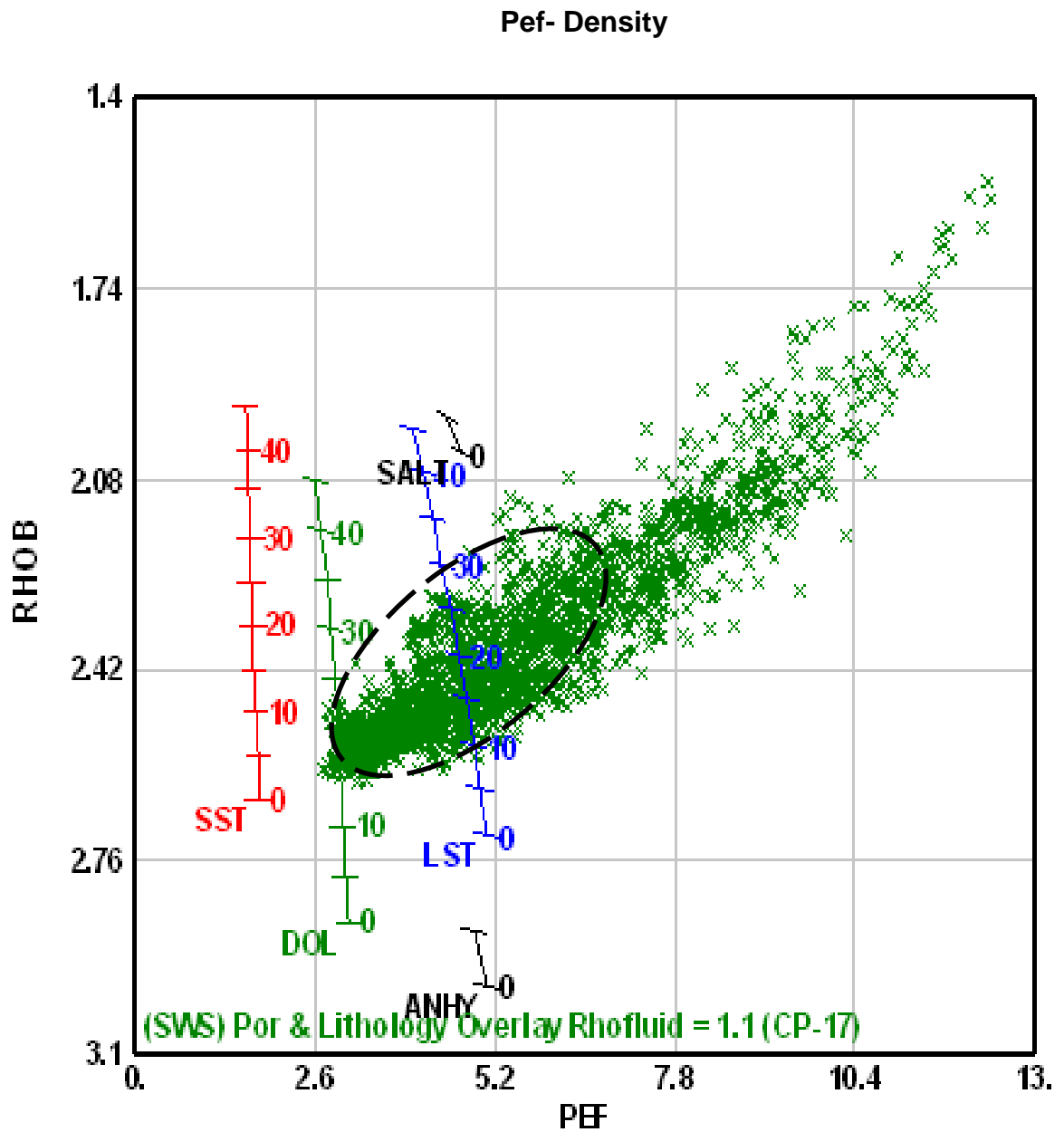
Fuente: Autores.

Figura 58: Crossplot Neutron - Density para la Formación Esmita Miembro Limolítico.



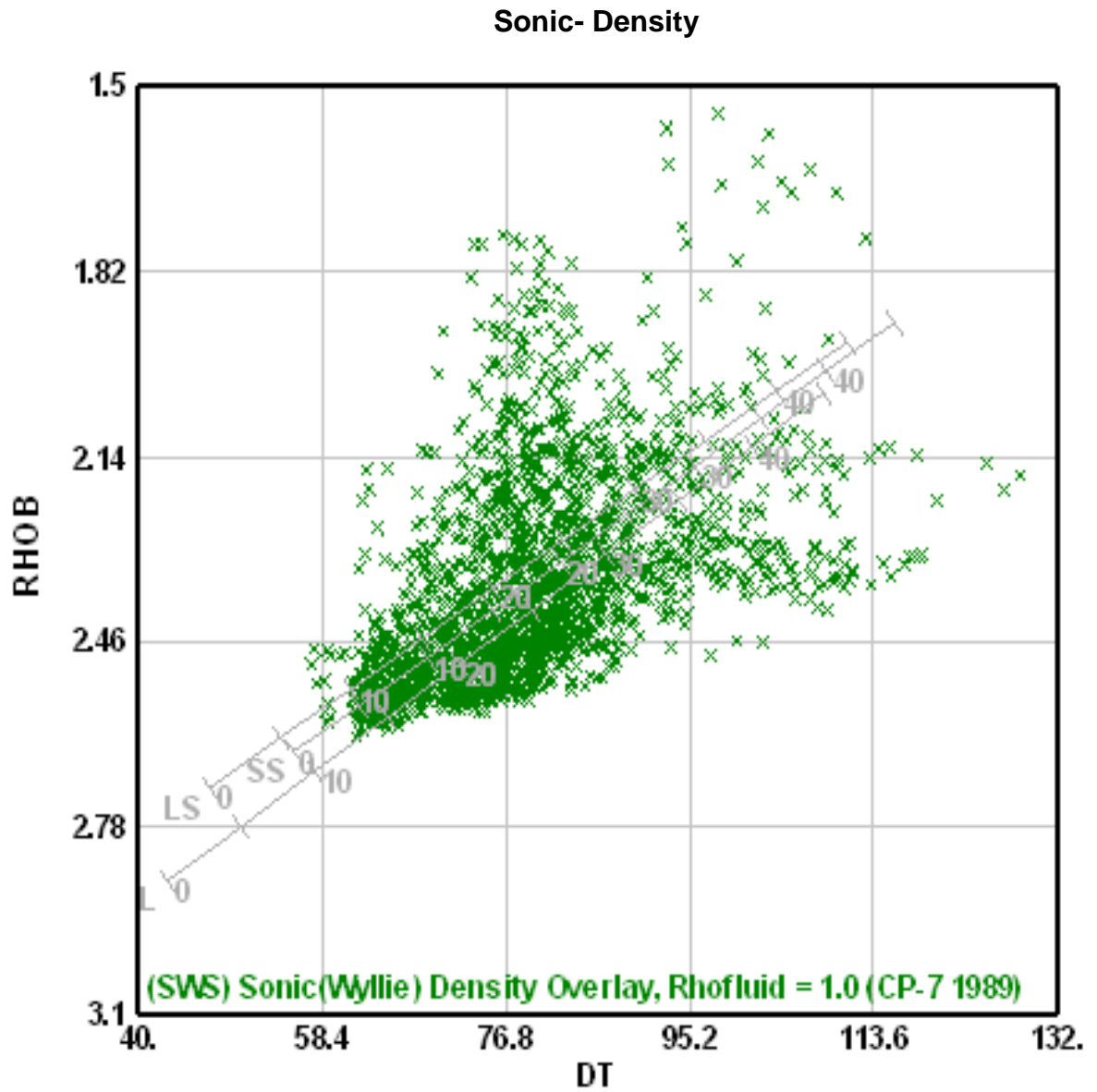
Fuente: Autores.

Figura 59: Crossplot Pef - Density para la Formación Esmita Miembro Limolítico.



Fuente: Autores.

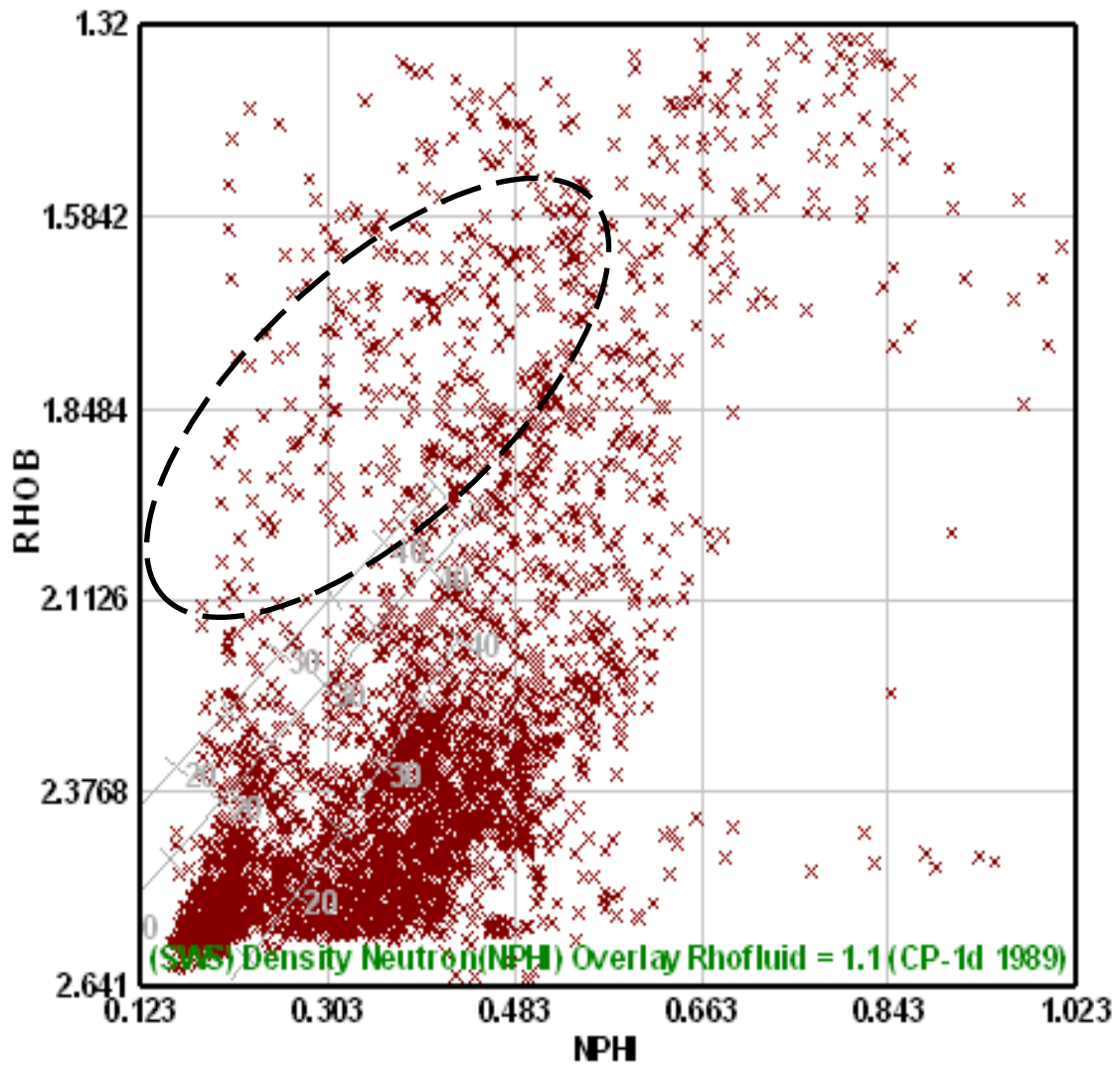
Figura 60: Crossplot Sonic - Density para la Formación Esmita Miembro Limolítico.



Fuente: Autores.

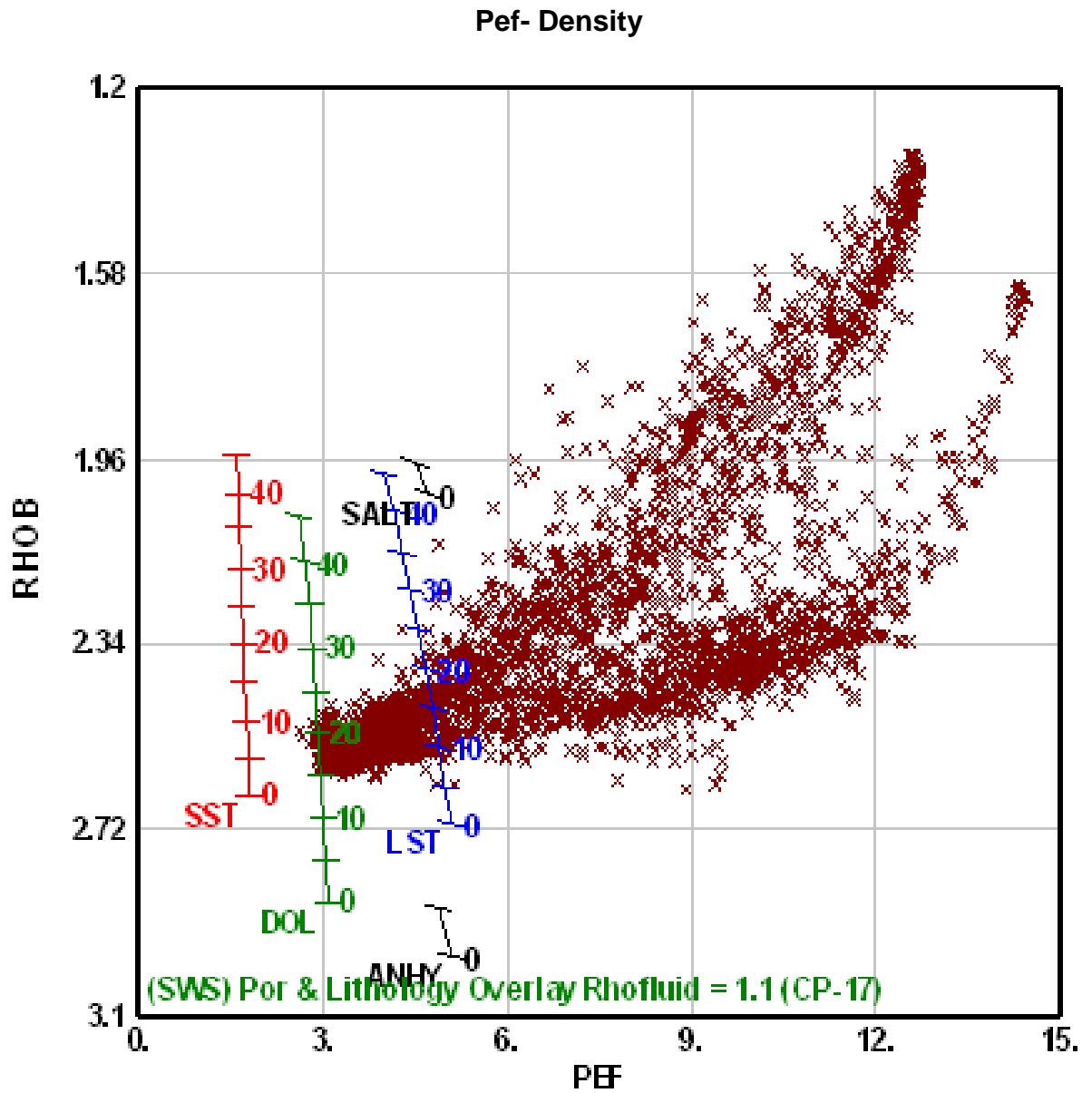
Figura 61: Crossplot Neutron - Density para la Formación Mosquera.

Neutrón- Density



Fuente: Autores.

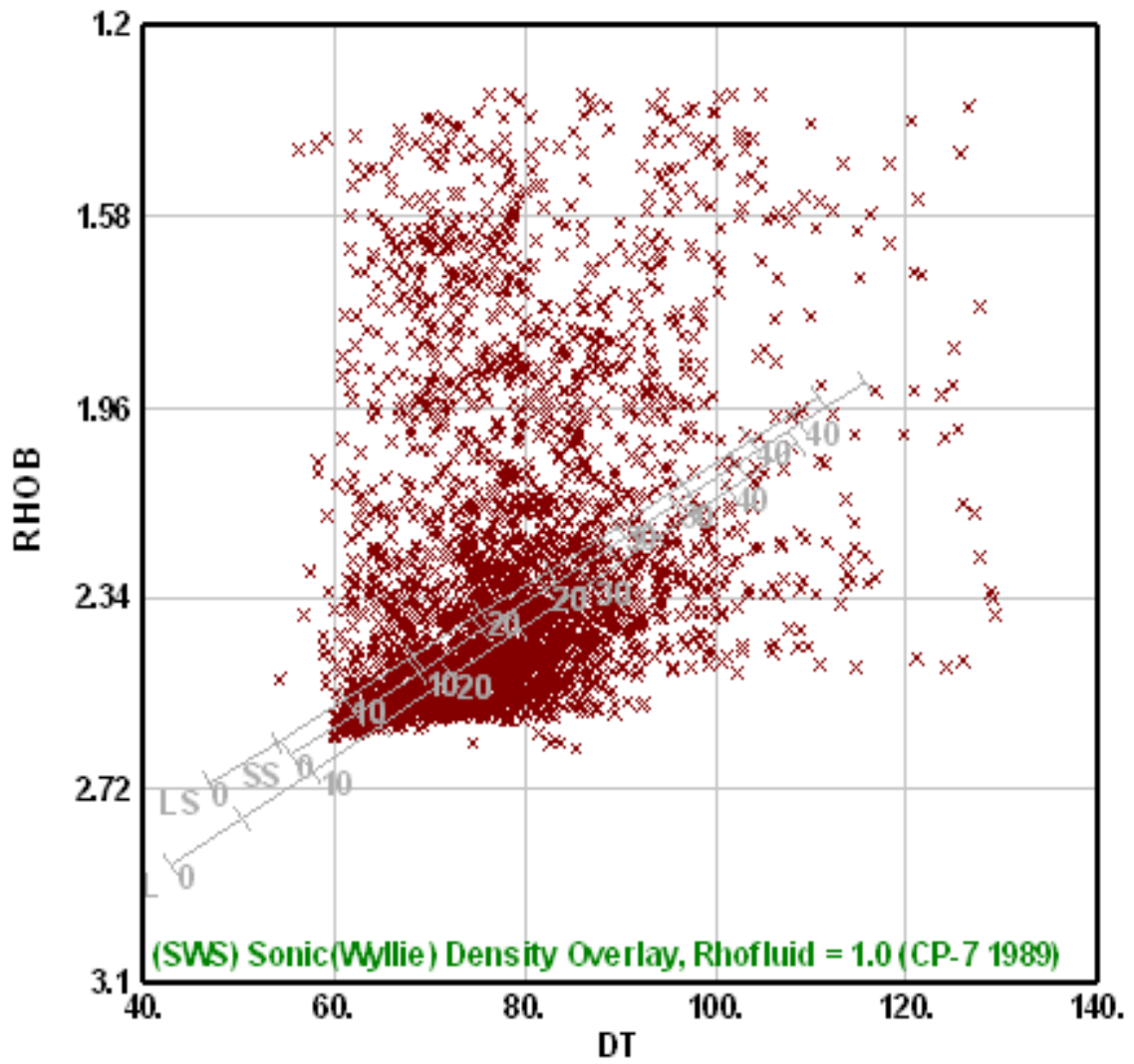
Figura 62: Crossplot Pef - Density para la Formación Mosquera.



Fuente: Autores.

Figura 63: Crossplot Sonic - Density para la Formación Mosquera.

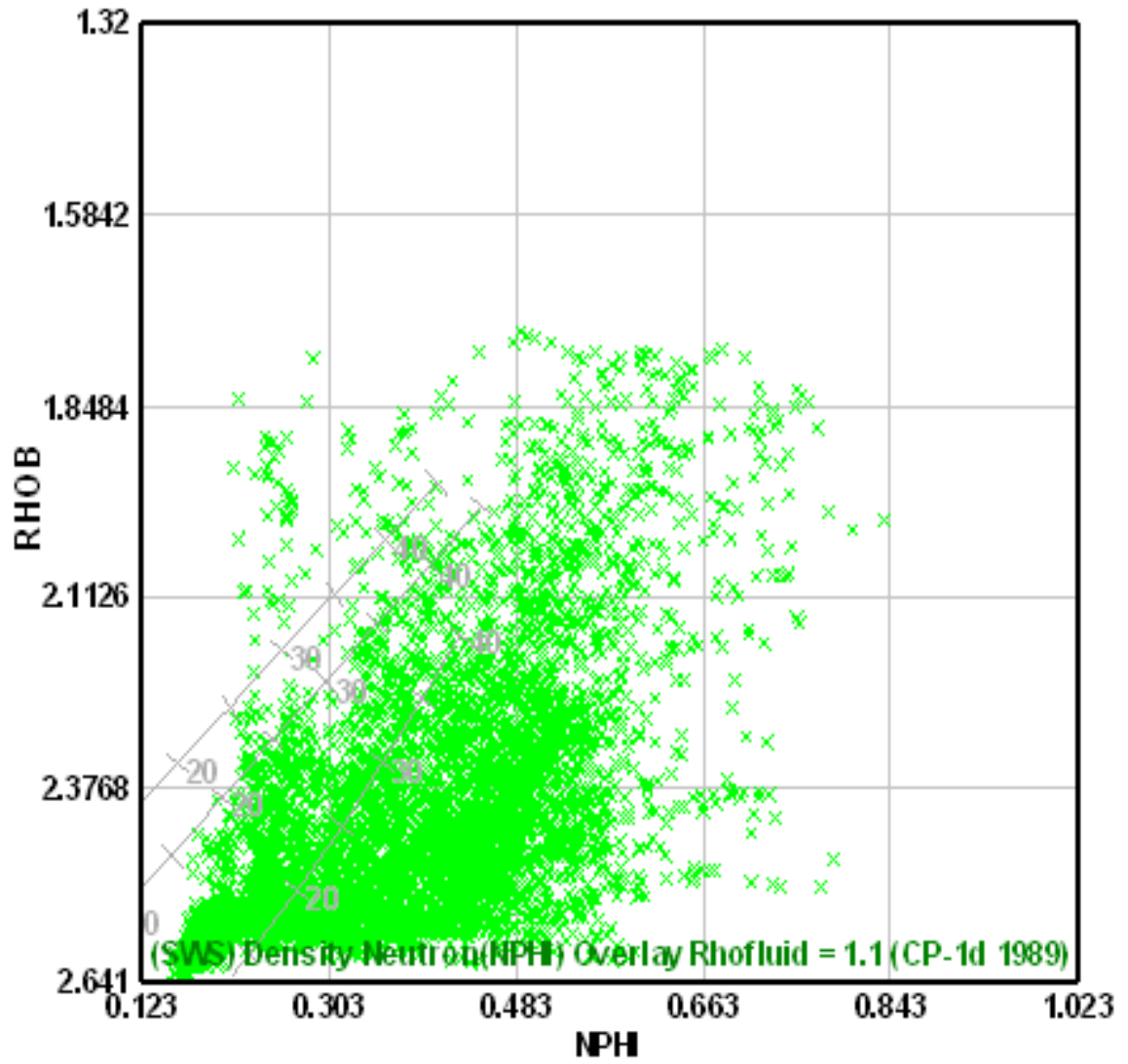
Sonic- Density



Fuente: Autores.

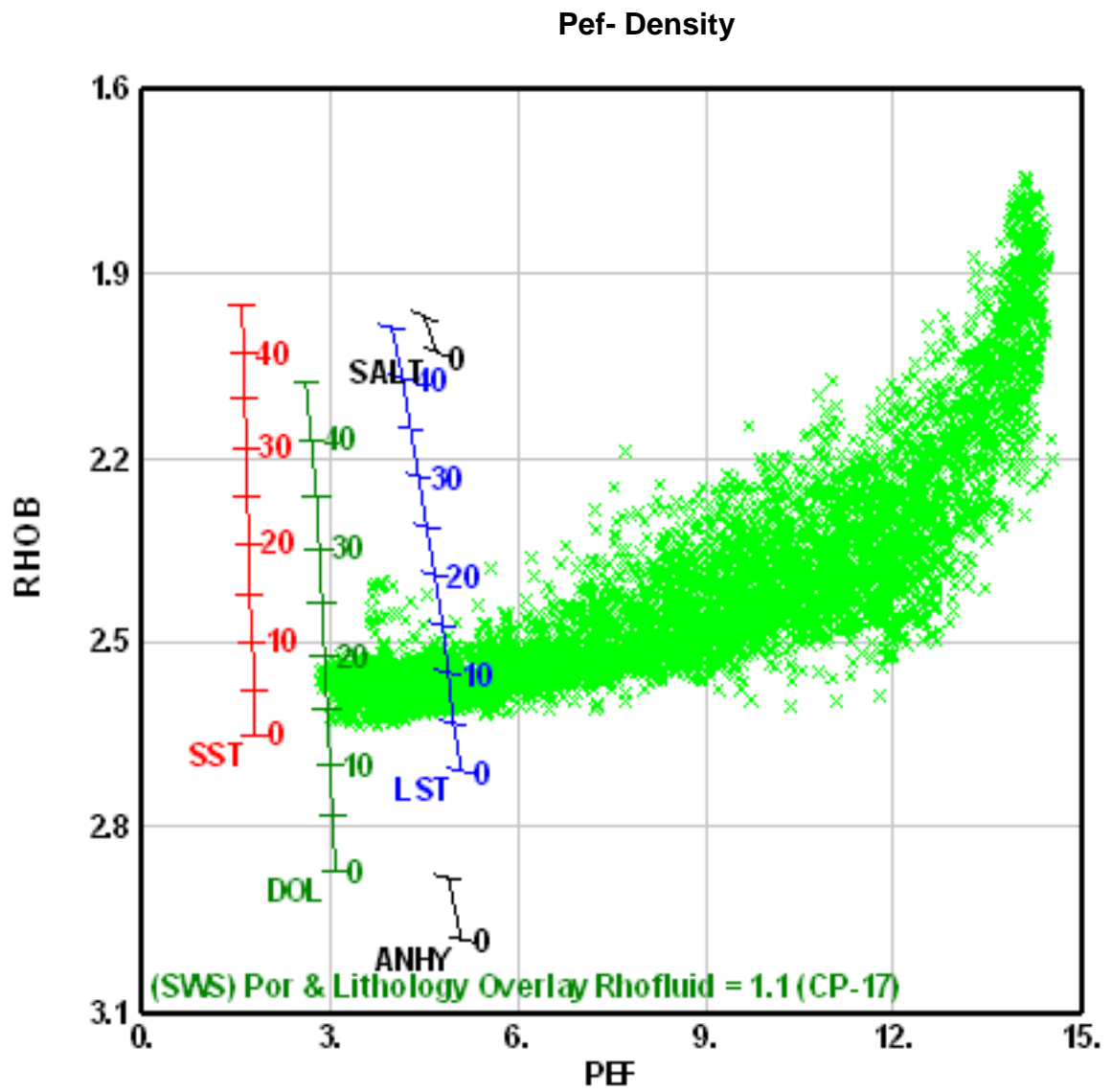
Figura 64: Crossplot Neutron - Density para la Formación Peñamorada.

Neutrón- Density



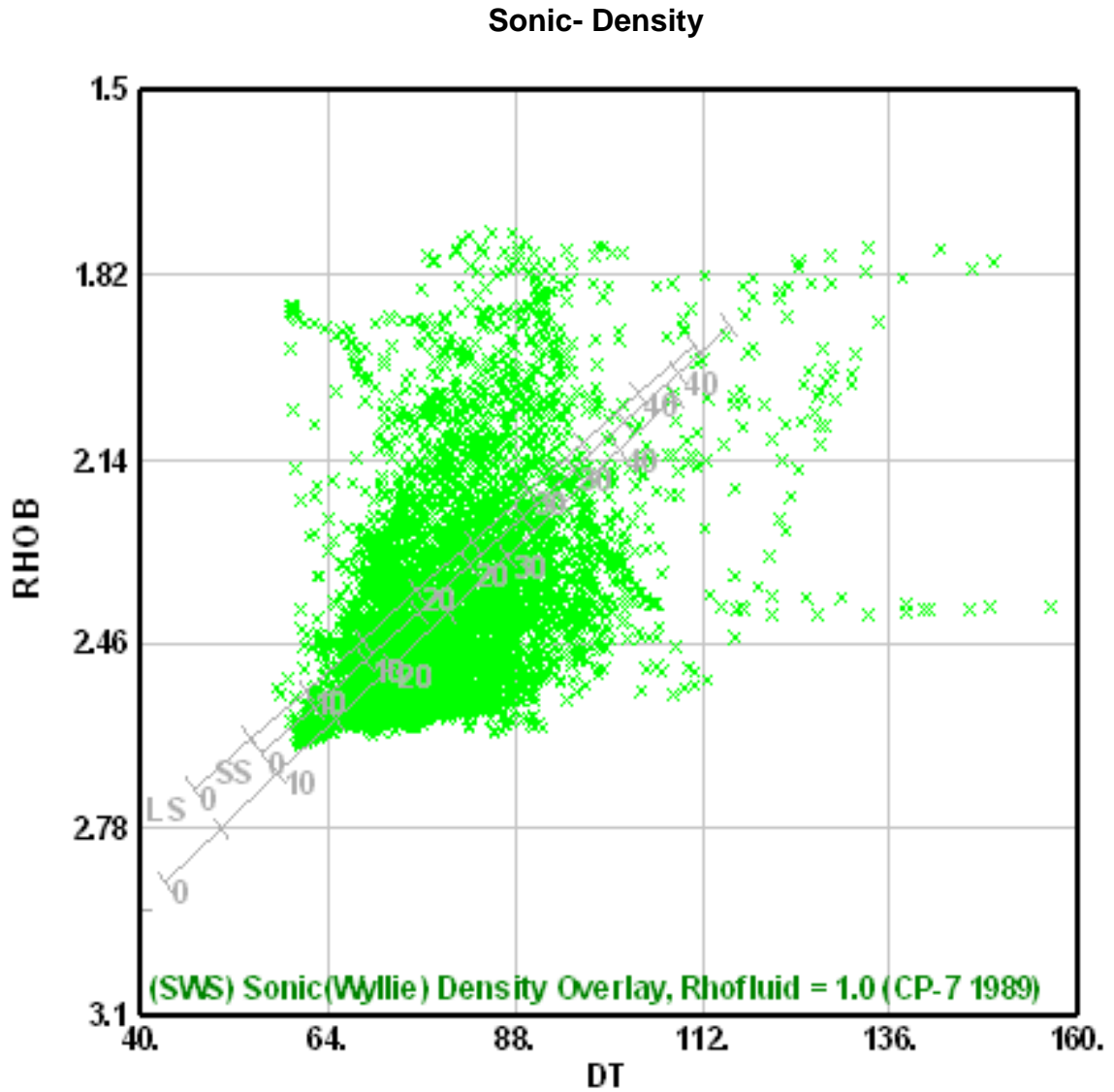
Fuente: Autores.

Figura 65: Crossplot Pef - Density para la Formación Peñamorada.



Fuente: Autores.

Figura 66: Crossplot Sonic - Density para la Formación Peñamorada.



Fuente: Autores.

Formación Mercaderes.

Los crossplots Neutrón-Density y Pef-Density muestran claramente la presencia de gran cantidad de dolomita y shale, identificables por la concentración de la mayoría de puntos en la parte inferior derecha de estos gráficos. Adicionalmente

se presentan algunas intercalaciones de arenisca. El crossplot Sonic-Density descarta presencia de yeso, anhidrita y sales para esta zona.

Formación Esmita miembro conglomerático.

Evidentemente los datos para este miembro presentan mayor dispersión, donde la proporción de caliza y arenisca aumenta respecto a la Formación mercaderes. El crossplot Neutrón-Density reporta evidencias incipientes de gas hacia la parte superior izquierda (ver figura 52), lo cual puede ser corroborado por los reportes entregados⁶⁴ donde la cantidad de gas total en esta zona no supera los 10 ppm. Anhidrita y yeso no muestra en este sector según el crossplot Sonic - Density, aunque se revelan algunas proporciones de sales.

Formación Esmita miembro arenáceo.

El aumento en la cantidad de arenisca para este miembro no se manifestó claramente en el crossplot Neutrón- Density, sin embargo los datos de factor fotoeléctrico versus densidad apuntan a que la litología de esta región está comprendida en su mayoría por arenisca, dolomitas y algunas intercalaciones de arcilla como se esperaba. Además se estiman pequeñas cantidades de sal.

Formación Esmita miembro limolítico.

Este miembro es fácilmente identificable debido al alto contenido de arcillolitas y limolitas, la cantidad de arenisca para esta región es casi nula. No se manifiesta yeso, anhidrita ni sales.

⁶⁴ Ibíd.

Formación Mosquera.

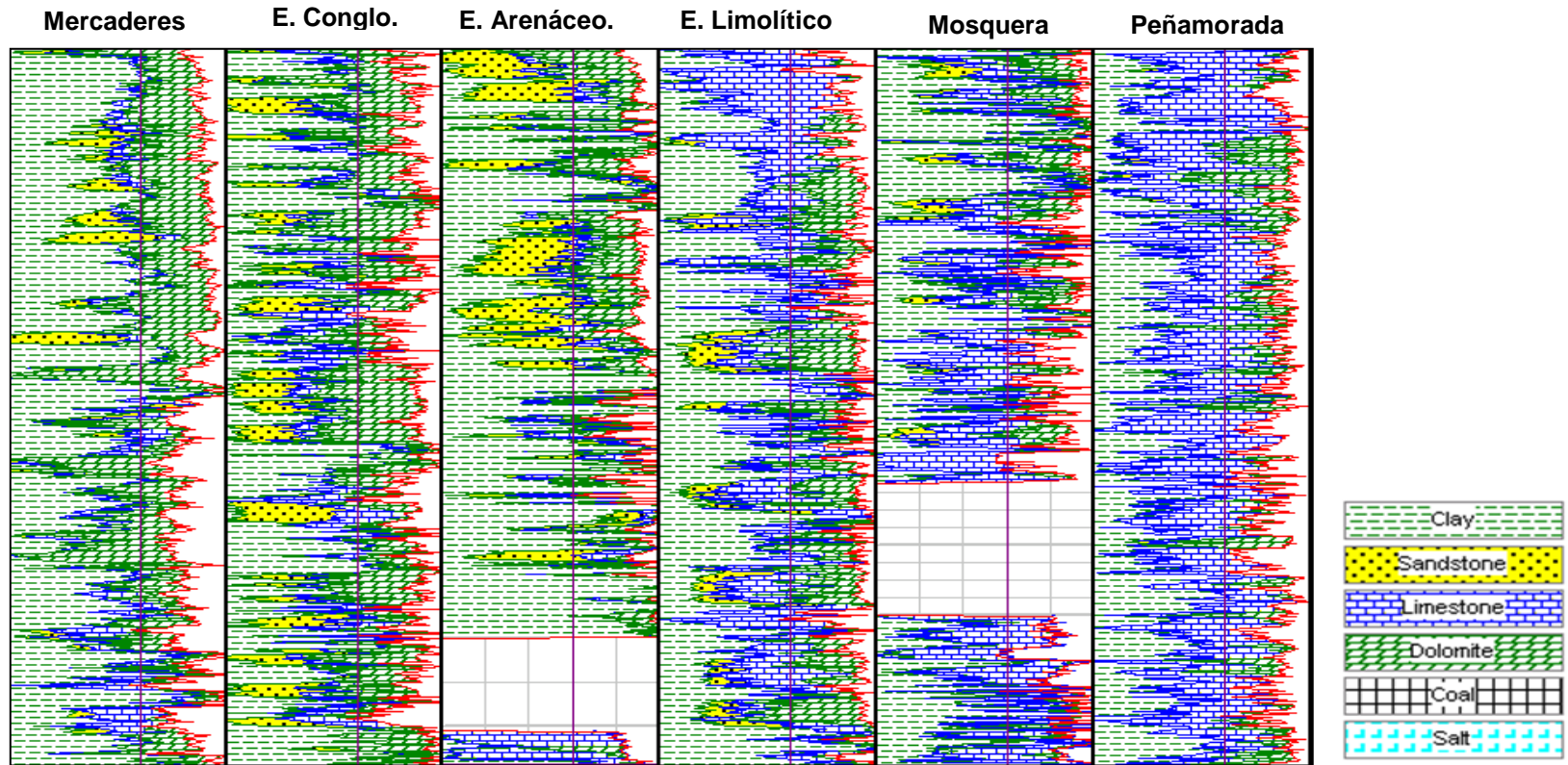
La litología de esta región está asociada a escasos niveles de arenisca, en medio de grandes cantidades de dolomita, caliza y shale. Adicionalmente una nube de puntos en el registro Neutrón-Density señala zonas con acumulación de gas. El registro Pef muestra un desplazamiento de puntos hacia la parte derecha de la isolínea de caliza, lo que afirma que el registro está siendo afectado por las propiedades del lodo. Adicionalmente el crossplot Sonic-Density revela algunas concentraciones de sales en las rocas de esta Formación.

Formación Peñamorada.

La Formación Peñamorada está fuertemente constituida por dolomita y caliza, reflejadas en el crossplot Neutrón-Density, la presencia de arenisca se hace muy escasa, mientras la de arcilla aumenta. El crossplot Sonic-density muestra indicios de yeso y algunas sales en la zona.

3.6.6 Construcción de la columna estratigráfica a partir de sísmica y registros de pozo. A partir de la información obtenida de los registros de pozos fue posible la construcción de la columna estratigráfica que se muestra en la figura 67 donde por Formación se caracteriza la litología en: Caliza, Dolomita, Shale, Arenisca, Sales, Carbón.

Figura 67: Columna estratigráfica pozo ANH-PATIA 1-ST-P, a partir de sísmica y registros de pozo.



Fuente: Autores.

4. CONCLUSIONES

- Se resalta que la estructura podría ser una excelente trampa para la acumulación de hidrocarburos, si existiese un sello efectivo y un buen amarre generación-migración-entrampamiento en donde se debe tener en cuenta a su vez el timing y la capacidad de generación de petróleo o gas en el área de estudio, tema que no abarca la dimensión del presente proyecto.
- La presencia de trampas estructurales asociadas a pliegues por propagación de falla confirman el comportamiento compresivo de la zona de estudio.
- Fue posible la construcción de cinco mapas estructurales que modelaran la arquitectura de las superficies delimitadas por cada tope formacional, a partir de la interpretación sísmica teniendo en cuenta la profundidad establecida para cada horizonte y la continuidad de los reflectores.
- Se interpretaron 4 fallas, cada una con un ángulo menor de 45° y donde el techo se desplazó por encima de la base, situación asociada a fallas de cabalgamiento.
- Realizando una revisión de los resultados del estudio de la geología estructural presentada por Barrero (2006), se aprecia la consistencia en la ubicación de las fallas Miraflores, el bordo short-cut y guayabillas, sin embargo como no fue posible establecer la presencia de dichas fallas en el recorrido del pozo, ni confirmar la repetibilidad de las Formaciones como se tenía previsto, es aceptable afirmar que dichas fallas, ciertamente no poseen una trayectoria tan horizontal sino que por el contrario se extienden de manera más inclinada con respecto a la horizontal, pero siempre con un ángulo menor a 45° .

- Los intervalos que podrían contener alguna acumulación hidrocarburífera, si esta dependiera únicamente de las propiedades petrofísicas, serían el miembro Arenáceo de la Formación Esmita, y los primeros 100 pies de la Formación Mosquera (tope), cuyos valores de porosidad, arcillosidad, y permeabilidad son los más aceptables como roca almacén.
- Los valores de porosidad para la Formación Mosquera son los más altos en contraste con el resto de áreas de estudio, oscilando entre el 8 y 12% para el tope de la misma, esto se debe muy probablemente al ambiente de depositación marino; mientras que para el resto de Formaciones se obtuvieron valores un poco más bajos.
- La permeabilidad de la Formación Esmita miembro arenáceo es bastante reducida (0.03mD), por lo que se supone la presencia de baja permeabilidad y porosidad.
- El modelo de saturación que más se ajusta a los datos obtenidos de muestras, reflejados en informes, y a los registros interpretados en el software PETREL, es el modelo de Archie, el cual elimina la presencia de algunas saturaciones de hidrocarburo en las diferentes Formaciones, (acumulaciones que no se evidenciaron).
- Mediante la construcción de los diferentes cross-plots se realizó una columna que describe la secuencia estratigráfica del pozo ANH-PATIA 1 S-T-P, en esta se detalla la composición de las Formaciones evaluadas, y la distribución de las diferentes litologías sobre las Formaciones, se resalta el miembro Arenáceo de la Formación Esmita como el más “prospectivo” debido a su gran contenido de arenisca.

- Se confirma la presencia de los tres miembros propuestos en la Formación Esmita (conglomerático, arenáceo y limolítico) a través de los cambios de litología observados en la columna estratigráfica realizada.

5. RECOMENDACIONES

- Teniendo en cuenta que el modelo estructural fue trabajado en tiempo, y que durante el desarrollo del mismo fue posible encontrar la ecuación que mejor se ajustara a la conversión “time-depth”, se recomienda llevar toda la información a profundidad de tal forma que los datos adquieran importancia en términos de dicha variable.
- Como el modelo estructural ya se encuentra establecido, es recomendable poblar la arquitectura de la zona, con los modelos petrofísico y estratigráfico respectivamente, a fin de construir un geo-modelo con menos incertidumbre.
- Se aconseja la construcción de un modelo sedimentológico y de fluidos, en miras de obtener un modelo estático integral, que permita poblar la información en el software, integrando los resultados producto de esta investigación.
- Se sugiere interpretar las demás líneas sísmicas disponibles de la subcuenca Patía, con el objetivo de ampliar la información sobre esta cuenca frontera.
- Con el objetivo de disminuir la incertidumbre del modelo petrofísico se recomienda realizar el análisis de muestras de núcleos para la zona de estudio, e integrar los resultados con la información producto de esta investigación.

BIBLIOGRAFIA

- ACOSTA DUARTE, Elías Raúl. Modelo petrofísico de yacimientos con alta saturación irreducible de agua de la Formación oficina. Universidad de Zulia. Venezuela, 2006.
- AMAEFULE, Jude O, et al. Enhanced reservoir description: Using core and log data to identify hydraulic (flow) Units and predict Permeability in Unconred Intervals/Wells, Paper SPE 25436, 1993.
- AMETHYST GALLERIES. "The Clay Mineral Group." 2006, 22 de febrero 2007.
- ASQUIT, G; KRYGOWSKI, D. Basic Well Log Analysis: AAPG Methods in Exploration. University of Oslo. Norway, 2004
- ATAHUALPA M, Gustavo E. Efecto de la glauconita en las propiedades petrofísicas del reservorio arenisca "I" superior del bloque Tarapoa. Universidad Central de Ecuador. Ecuador, 2013.
- BARRERO, Darío; PARDO, Andrés; VARGAS, Carlos; Martínez Juan. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. Bogotá. Agencia Nacional de Hidrocarburos. Colombia 2007.
- BEJARANO, Aristóbulo, 2012.

- CANDIALES, Luis E. Caracterización petrofísica geomecánica integrada de un yacimiento Eoceno del lago de Maracaibo. Universidad de Zulia. Venezuela, 2006.
- CHOPRA, Satinder. Extracting Meaningful Information from Seismic Attributes. University Shimla. India, 2011.
- ESSENFELD Y, Martin. Fundamentos de Ingeniería de yacimientos. Editorial Fonvives. Venezuela, 1979, p.2
- ESCOBAR M, Freddy Humberto. Fundamentos de Ingeniería de yacimientos. Editorial Universidad Surcolombiana. Colombia, 2004.
- GARCIA GONZALEZ, Mario. MIER UMAÑA, Ricardo. CRUZ GUEVARA, Luis Enrique. VASQUEZ. Evaluación Del Potencial Hidrocarburífero de Las Cuencas Colombianas. Universidad Industrial de Santander. Colombia, 2009.
- GEOESTUDIOS. Levantamiento de columnas estratigráficas y realización de análisis petrográficos, petrofísicos, bioestratigráficos y geoquímicos en las áreas de Pasto-El Bordo, Cali-Buga y Buga-Cartago (Cuenca Cauca-Patía) Agencia Nacional de Hidrocarburos. Colombia, 2008.
- G.G, Daxys. Interperfilpozo- blogspot, Junio 2013.
- HALLIBURTON, Manual de ingeniería de yacimientos.
- HINCAPIE, Gustavo. Evaluación Geológica y Prospectividad de la Cuenca Cauca-Patía. Universidad de Caldas. Colombia, 2009.

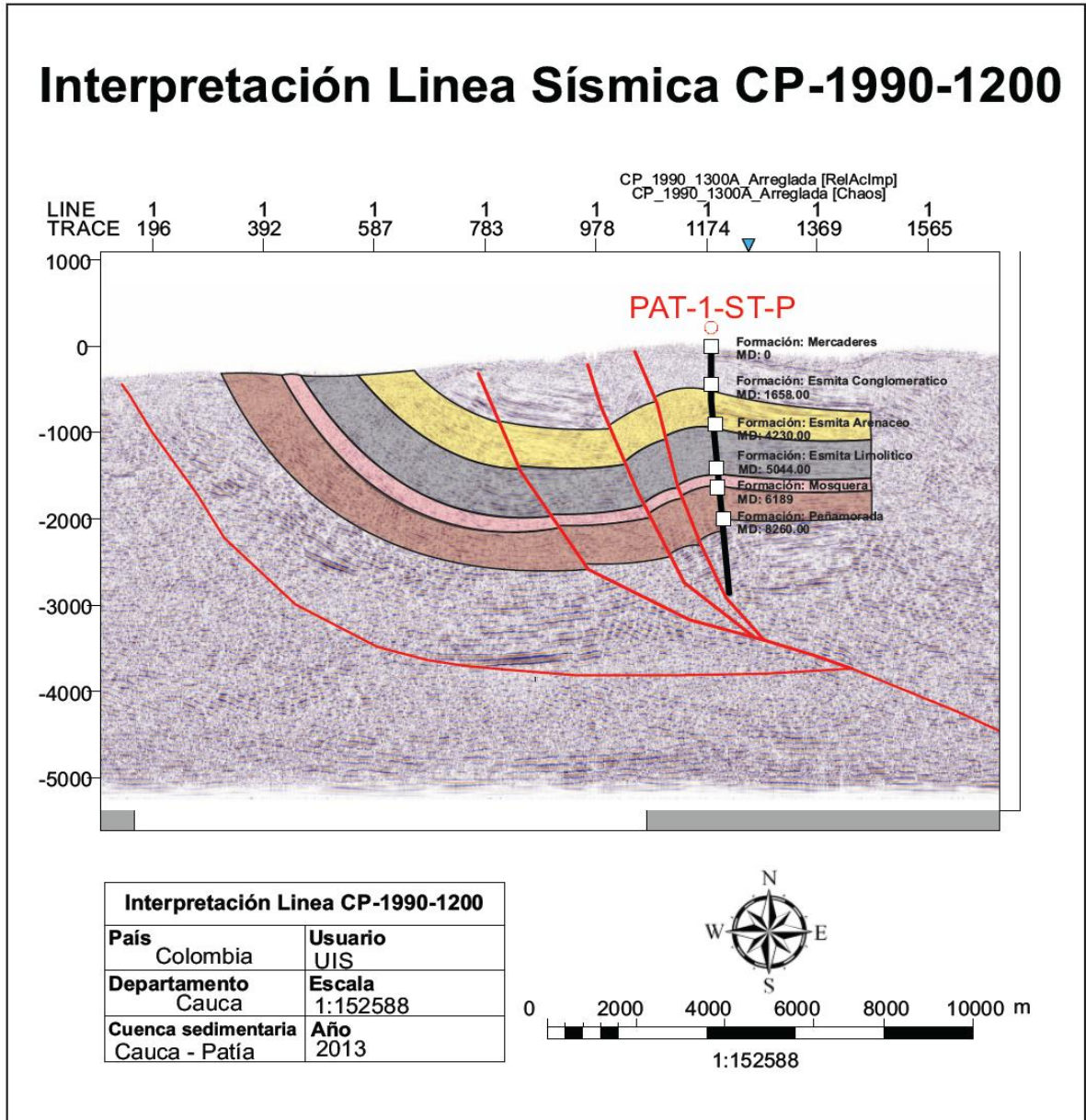
- JIMÉNEZ GUERRERO, Martín. Caracterización integral de yacimientos: integración de datos de registros de pozo con atributos sísmicos usando geoestadística. Boletín Técnico de la Asociación Mexicana de Geofísicos de Exploración. Mexico, 2005.
- LOURDES, Elena; BARCENAS, Licet. Evaluación dinámica de la arena C2 del yacimiento oficina inferior SDZ-2X-A2, campo Zuata principal, arena Junin, Macollas IC y VD de la empresa Mixta Petrocedeno de PDVSA-TOTAL-STATOIL. Universidad de Oriente. Venezuela, 2011
- M.P.Tixier. Evaluation of permeability from electric-log resistivity gradients. Oil and Gas Journal, 1949.
- OCHOA S., Henry. Análisis estructural del campo Colorado en la cuenca del valle del magdalena medio. Universidad Industrial de Santander. Colombia, 2010.
- PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de la Ingeniería de Yacimientos. Astro ediciones. Venezuela, 2009.
- POSTER ANH Cauca–Patía Ronda 2007.
- PROYECTO MULTINACIONAL ANDINO: Geociencia para las Comunidades Andinas, Atlas de deformaciones cuaternarias de los andes. Ingeominas. Colombia, 2009.
- RODRIGUEZ MUÑOZ, Yesid; ROA ESPINOSA, Fabian. Metodología para el manejo y preservación de corazones de pozos tipo slim hole. Aplicación cuenca Cauca-Patía. Universidad Industrial de Santander Colombia, 2011.

- SCHLUMBERGER. Log interpretation principles/applications, 1989.
- SCHLUMBERGER. Modelaje de Yacimientos. Oilfield Review, 2002.
- SCHLUMBERGER. Principios y Aplicaciones de la Interpretación de registros. Oilfield Review, 2008.
- TANER M, Turhan. "Seismic Attributes". Canadian Society of Exploration Geophysicist. Canadá, 2001.
- TIMUR. An investigation of permeability, porosity and residual water saturation relationships for sandstone reservoirs. 1968
- TORSKAYA, T.; JIN, G.; TORRES-VERDIN C.: Pore-level analysis of the relationship between porosity, irreducible water, saturation, and permeability of clastic rocks. University of Texas at Austin. Society of Petroleum Engineers, 2007
- UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER. Informe final proyecto de perforación de pozos estratigráficos tipo *profundos* en la cuenca Cauca-Patía. Colombia, 2012.
- UNIVERSIDAD DE CALDAS Informe final Contrato 113, 2008.
- VARGAS CASTILLO, Laura Camila. Identificación y análisis de la información de ingeniería y geología requerida para establecer los recursos hidrocarburíferos prospectivos en un sector de una cuenca frontera. Aplicación: cuenca frontera colombiana. Universidad Industrial de Santander Colombia, 2012.

- VARGAS JIMÉNEZ, C. A. Nuevos aportes a la estimación del potencial de hidrocarburos en Colombia, Revista Académica. Universidad Nacional. Colombia, 2009.

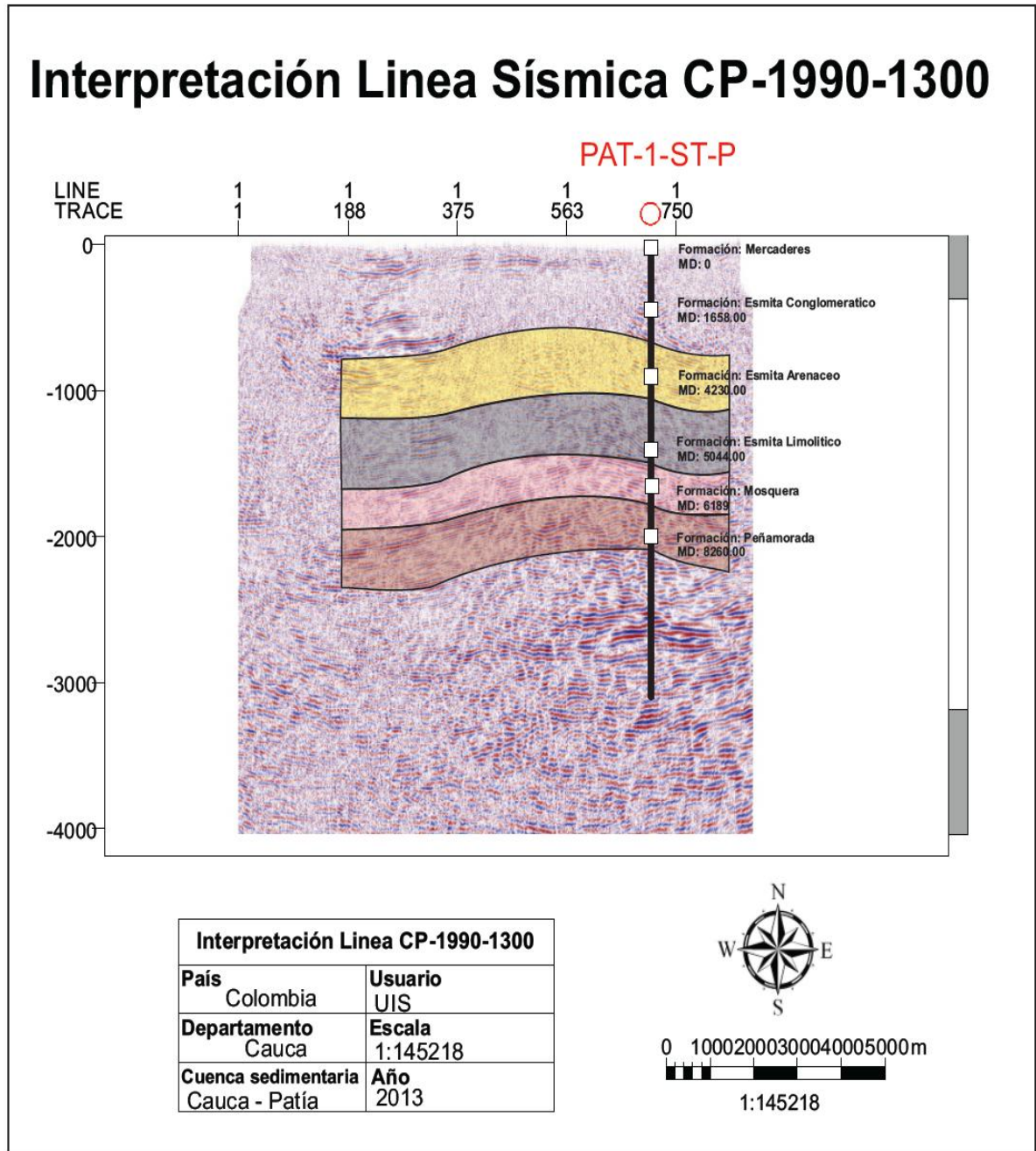
ANEXOS

ANEXO A. Línea sísmica CP-1990-1200 Interpretada.



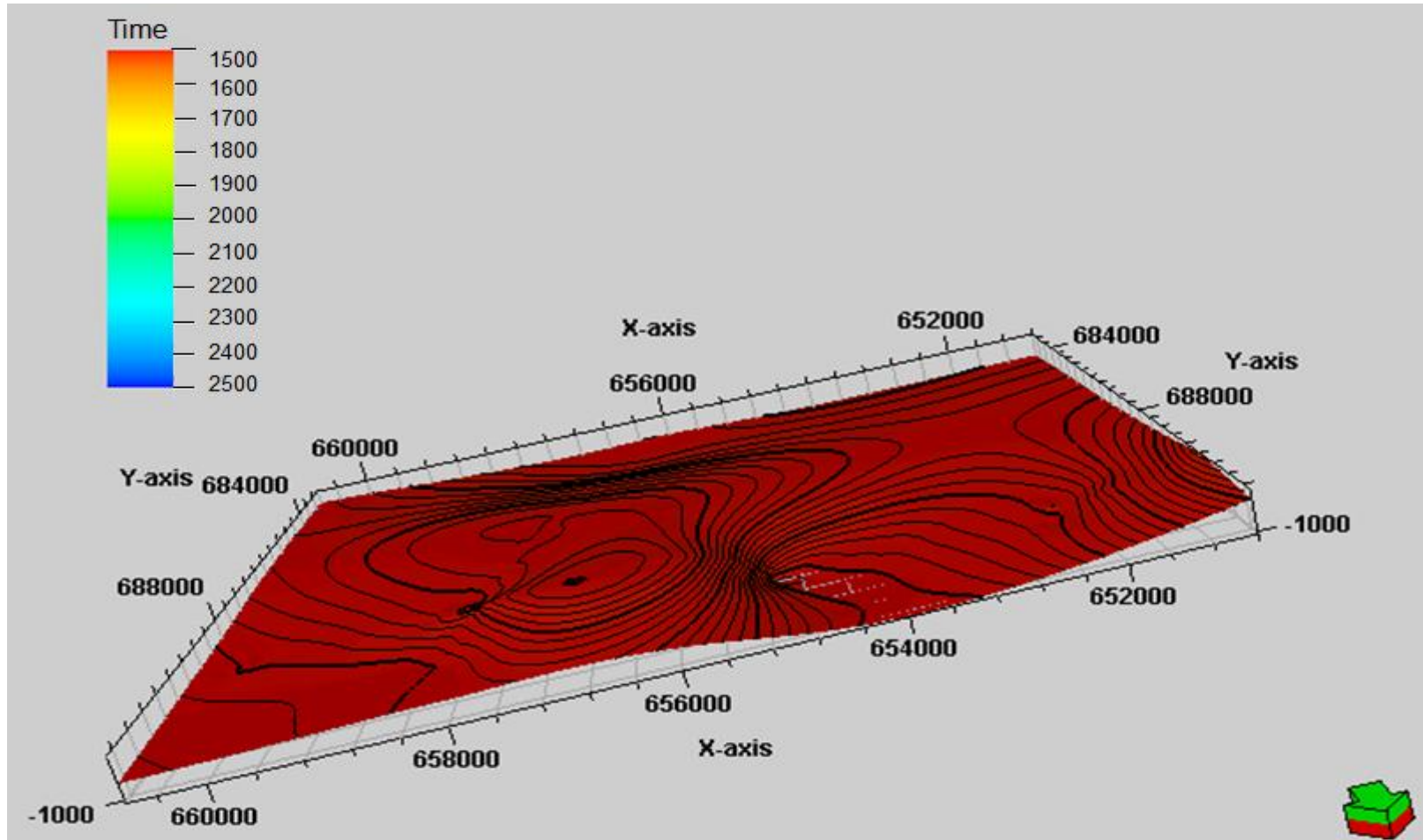
Fuente: Autores.

ANEXO B. Línea sísmica CP-1990-1300 Interpretada.



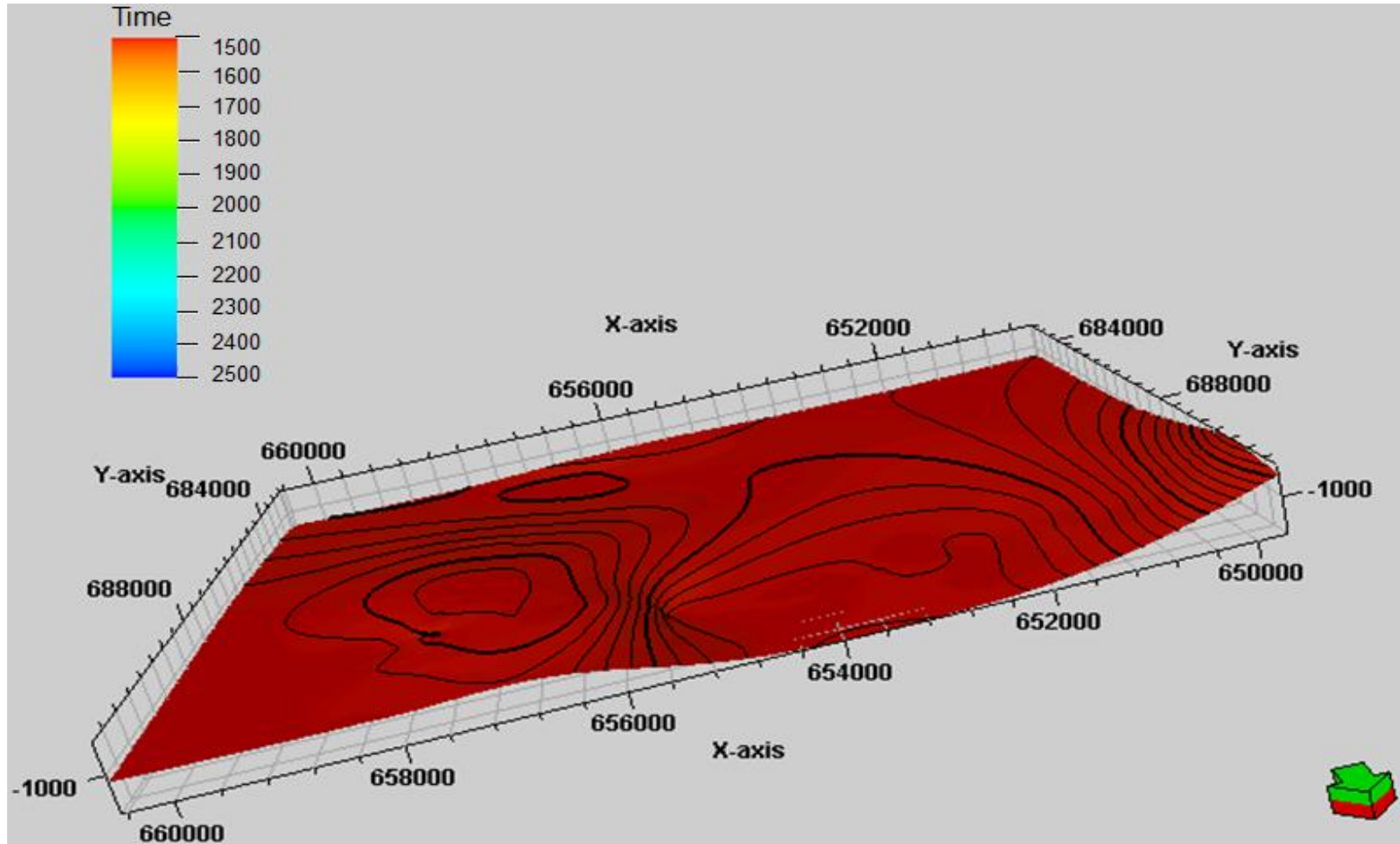
Fuente: Autores.

Figura A-1: Mapa estructural 3D Formación Esmita Conglomeratico.



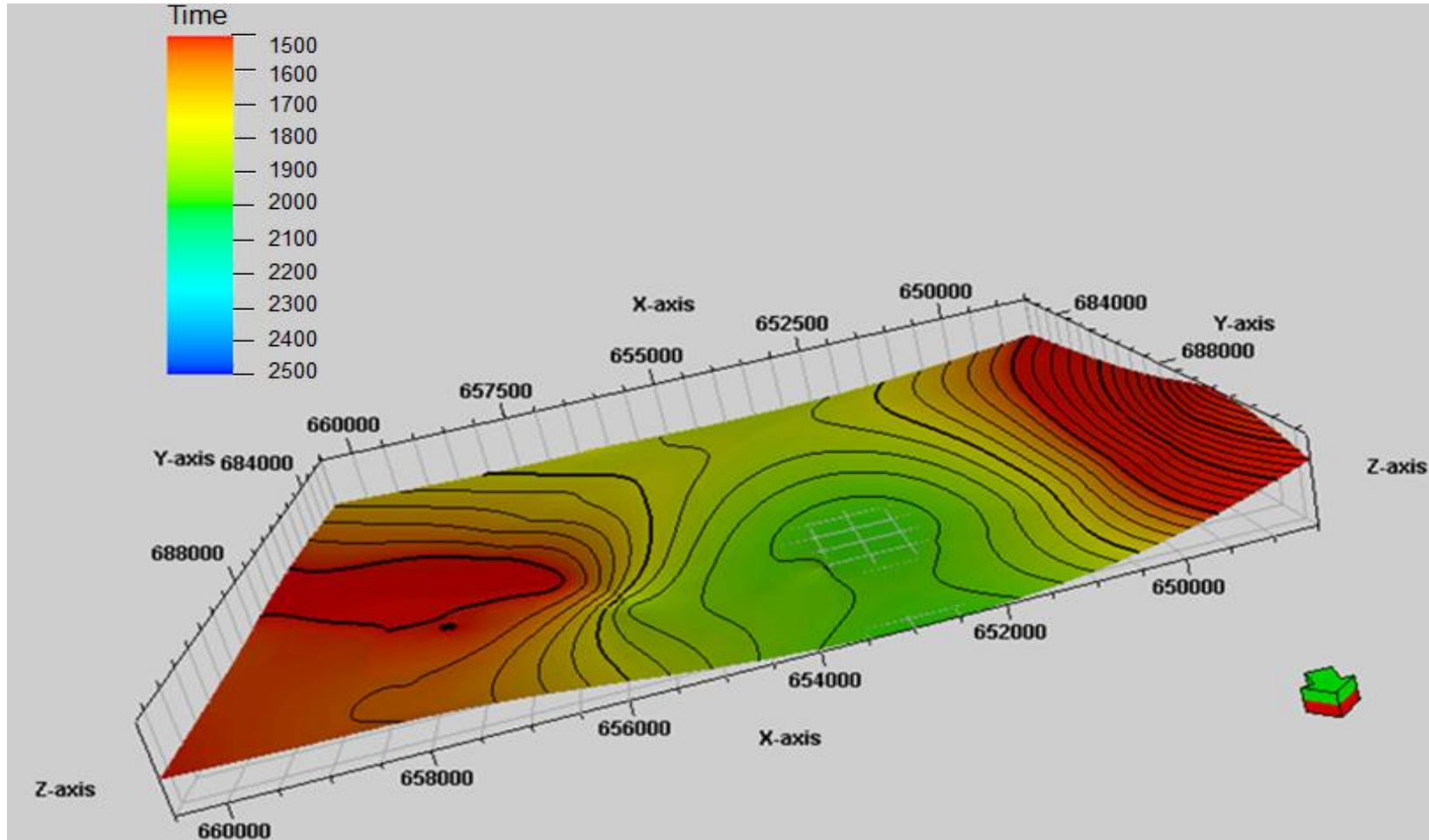
Fuente: Autores.

Figura A-2: Mapa estructural 3D Formación Esmita Arenáceo.



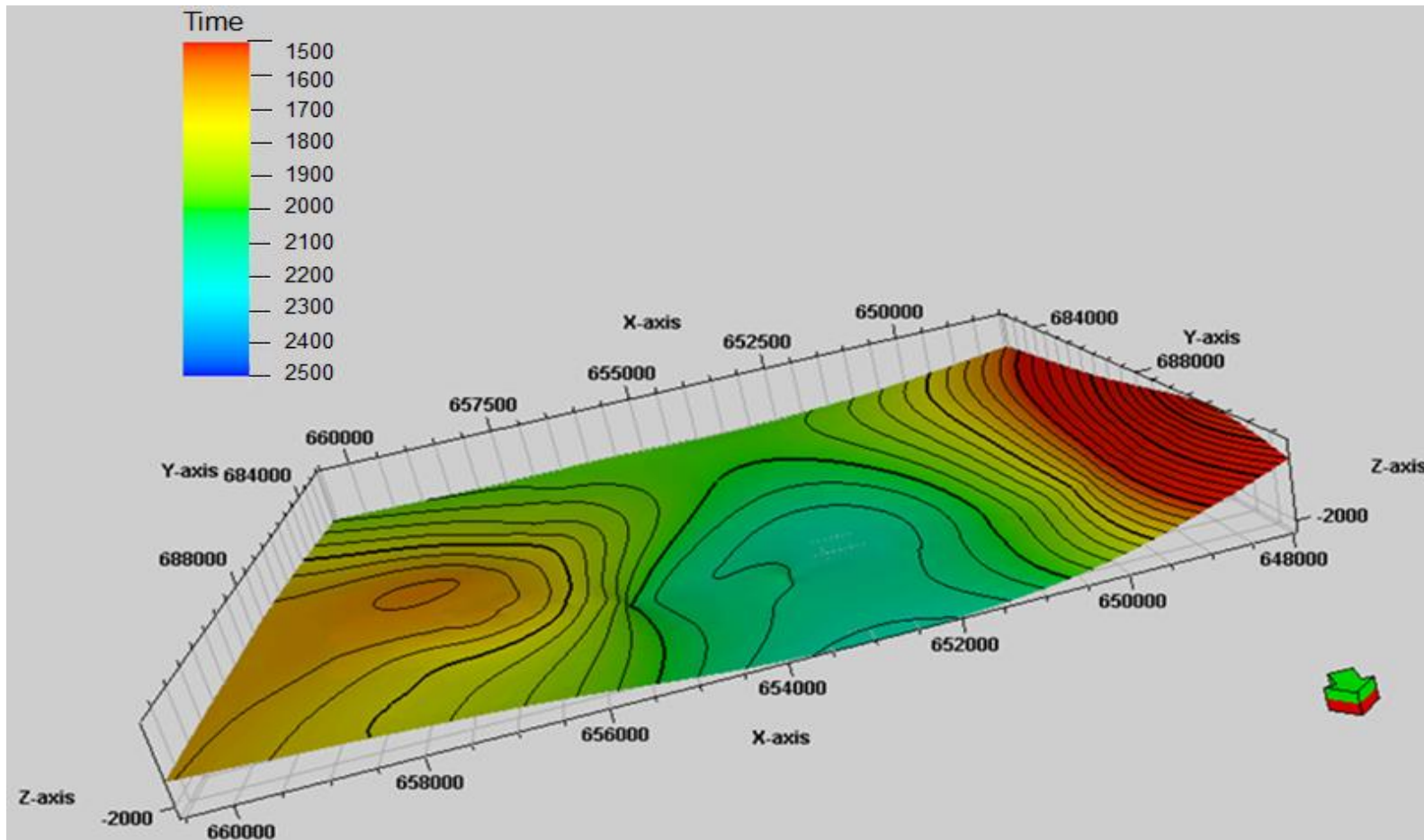
Fuente: Autores.

Figura A-3: Mapa estructural 3D Formación Esmita Limolítico.



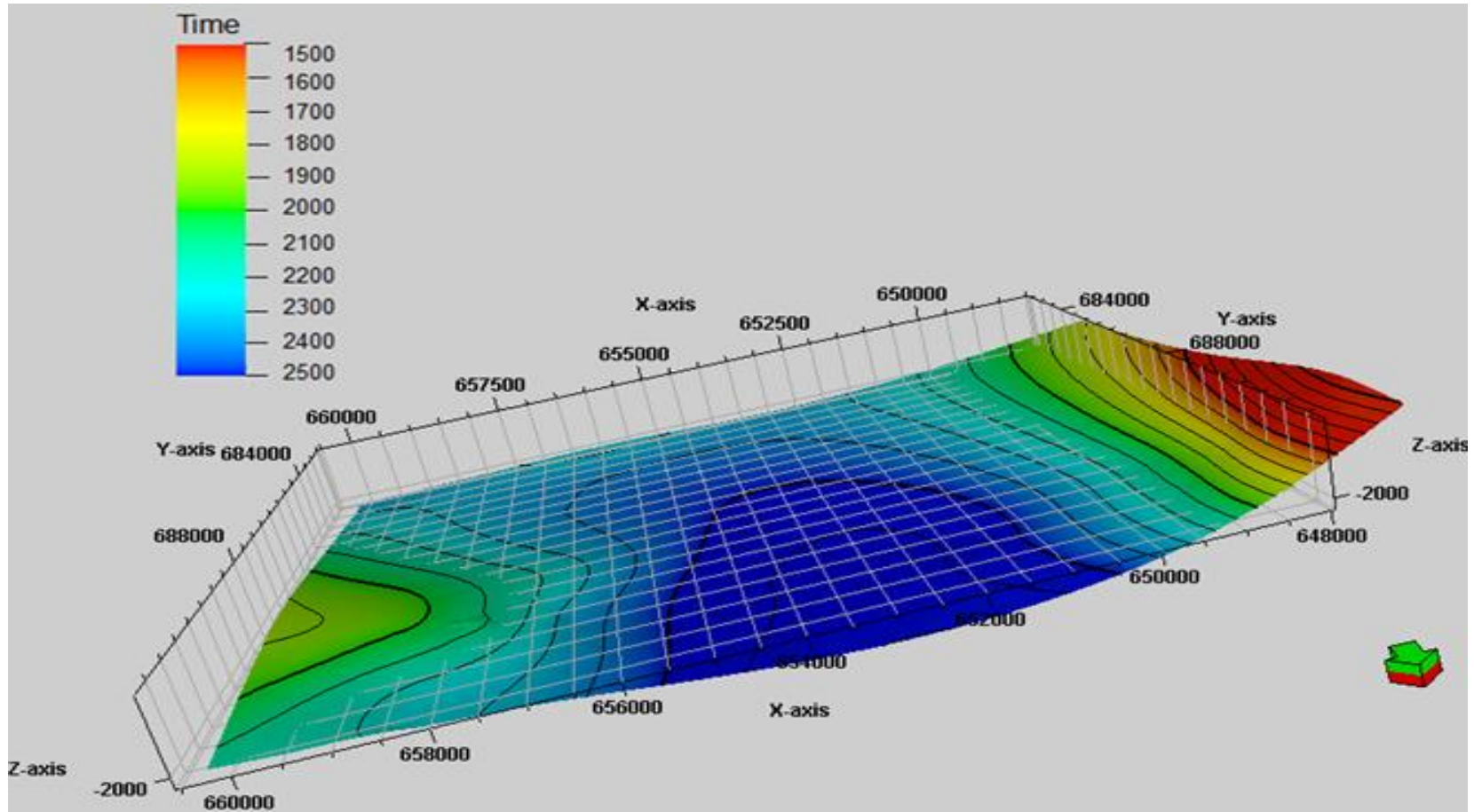
Fuente: Autores.

Figura A-4: Mapa estructural 3D Formación Mosquera.



Fuente: Autores.

Figura A-5: Mapa estructural 3D Formación Peñamorada.



Fuente: Autores.