

Evaluación de la calidad de reservorio en el intervalo (1150 ft – 350 ft) de un pozo ubicado en la Cuenca Cesar-Ranchería, a partir de análisis petrofísicos y sedimentológicos.

Trabajo de grado para optar el título de Geólogo

Autor

Edgar Eduardo Montaña Rojas

Código - 2132543

Director

Edwar Hernando Herrera Otero

Geólogo MSc. en Geoestadística

Codirectores

Yully Katherine Araque Núñez - Geóloga

Jenny Alejandra Grajales Ceballos - Geóloga

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físico-Químicas

Escuela de Geología

Bucaramanga

2019

Dedicatoria

A Dios, mi madre Yaneth, mi padre Edgar, mi hermano Carlos, y a toda mi Familia, porque ellos son el motor de mi vida, y por ellos me levanto día a día con nuevas aspiraciones y metas.

A todos mis amigos y compañeros de carrera, porque con ellos viví experiencias maravillosas, de ellos aprendí verdaderos valores e hicieron de mí una gran persona.

Agradecimientos

Agradezco a la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) por permitir usar sus datos para llevar a cabo este proyecto.

A mi director Edwar Herrera, y mis codirectores Yully Araque y Alejandra Grajales por su persistencia, apoyo, y por todo el conocimiento compartido.

Al grupo de estratigrafía UIS: Diego, Daniela, David, Rubén, Alejandra, Laura, Karen, Sandra, Margarita, Biggot, William, Cesar, Marcos, Freddy, Hagee y Cote, por sus consejos, apoyo y su gran amistad.

A Erick Illidge, Juan Badillo y Jairo Clavijo por sus consejos y aportes de ideas al proyecto.

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción	16
1. Objetivos.....	17
1.1. Objetivo General.....	17
1.2. Objetivos específicos	17
2. Marco geológico	18
2.1. Evolución geológica	18
2.2. Estratigrafía	22
2.3. Geología estructural.....	29
3. Marco teórico	32
3.1. Registros de Pozo.....	32
3.2. Evaluación de formación	41
3.3. Electrofacies	41
4. Metodología	43
4.1. Información disponible	44
4.2. Corrección de registros de pozo	48
4.3. Modelo de litotipos.....	51
4.4. Amarre roca registro	55

4.5.	Modelo petrofísico 1D	56
4.6.	Intervalos con calidad de reservorio	60
4.7.	Correlación de ambientes de depósito con electrofacies.....	61
4.8.	Intervalo con mejor calidad de reservorio	61
5.	Resultados e interpretación	62
5.1.	Modelo de litotipos.....	62
5.2.	Modelo petrofísico 1D	72
5.3.	Intervalos con mejor calidad de reservorio	82
5.4.	Correlación de ambientes de depósito con electrofacies.....	92
5.5.	Intervalo con mejor calidad de reservorio	103
6.	Discusión.....	107
7.	Conclusiones.....	110
8.	Recomendaciones.....	112
	Referencias bibliográficas	113

Lista de Tablas

Tabla 1. Valores más comunes del Registro Sónico compresional (Onda P) para algunas litologías.	36
Tabla 2. Valores más comunes del Registro Sónico de cizallamiento (Onda S) para algunas litologías.	36
Tabla 3. Principales medidas del PEF para diferentes, minerales, fluidos y rocas.....	38
Tabla 4. Registros de pozo utilizados en el proyecto.....	44
Tabla 5. Facies identificadas en la descripción de núcleos.....	53
Tabla 6. Facies identificadas a partir de crossplots.....	54
Tabla 7. Calidad de reservorio a partir de valores de porosidad.....	58
Tabla 8. Calidad de reservorio según permeabilidad.....	59
Tabla 9. Correlación de las variables usadas en la red neuronal.	68
Tabla 10. Relación de Pelitas con facies adquiridas a partir de descripción de núcleos.	70
Tabla 11. Relación de Calizas con facies adquiridas a partir de descripción de núcleos.	70
Tabla 12. Relación de Arenitas de baja porosidad con facies adquiridas a partir de descripción de núcleos.	71
Tabla 13. Relación de Arenitas de alta porosidad con facies adquiridas a partir de descripción de núcleos.	71
Tabla 14. Parámetros utilizados en los modelos de Vshale y Saturación.....	104

Lista de Figuras

Figura 1. Subplaca de Maracaibo. SM = Sierra Nevada de Santa Marta, ME = Sierra de Mérida, SP = Serranía de Perijá, MS = Macizo de Santander, CR = Cuenca Cesar-Ranchería, M = Cuenca Maracaibo. Tomado de (Cediel, Colmenares, Mesa, & Rengifo, 2011)	21
Figura 2. Columna estratigráfica generalizada de la Subcuenca del Cesar: Cuenca Cesar-Ranchería. Tomado y adaptado de (Cediel, Colmenares, Mesa, & Rengifo, 2011).....	28
Figura 3. Mapa de estructuras Cuenca Cesar-Ranchería. Tomado de (Cediel, Colmenares, Mesa, & Rengifo, 2011)	31
Figura 4. Electrofacies según los principales ambientes sedimentarios. Tomado y adaptado de (Rider, 1996).....	42
Figura 5. Ambientes sedimentarios definidos para cada electrofacies. Tomado y adaptado de (Olano, 2005).....	43
Figura 6. Fragmento de columna estratigráfica detallada escala 1:100. Tomado de la información suministrada por la ANH.	45
Figura 7. Fragmento de columna estratigráfica generalizada escala 1:700. Tomado de la información suministrada por la ANH.	46
Figura 8. Ejemplo de formato de descripción. Tomado de la información suministrada por la ANH.....	47
Figura 9. Datos anómalos en el set de registros.....	50
Figura 10. Datos anómalos corregidos.	51
Figura 11. Columna estratigráfica cargada al software a partir de la descripción de núcleos.	53

Figura 12. Interpretación crossplot RHOB vs PEF vs GR	63
Figura 13. Interpretación crossplot NPHI vs RHOB vs GR.	64
Figura 14. Interpretación crossplot RHOB vs DTCO vs GR.	65
Figura 15. Interpretación crossplot DTCO vs NPHI vs GR.	66
Figura 16. Interpretación crossplot GR vs NPHI vs RHOB.	67
Figura 17. Litología generada a partir de curva de entrenamiento, comparada con la litología descrita de núcleos En el intervalo de estudio (350 ft – 1150 ft).	68
Figura 18. Litología generada a partir de curva de entrenamiento, comparada con la litología descrita de núcleos en el intervalo de estudio.....	69
Figura 19. Histograma para el registro GR en el intervalo de estudio (350 ft – 1150 ft).	72
Figura 20. Modelo se arcillosidad generado en el intervalo de estudio (350 ft – 1150 ft).	73
Figura 21. Histograma de distribución de frecuencias para los datos de laboratorio de porosidad en el intervalo de estudio (350 ft – 1150 ft). Se observan las tendencias que diferencian arenitas de alta porosidad (flecha naranja) de las arenitas de baja porosidad (flecha amarilla).	74
Figura 22. Distribución valores promedio de porosidad de laboratorio en el intervalo de estudio (350 ft – 1150 ft).....	75
Figura 23. Modelo de porosidad efectiva para el intervalo de estudio (350 ft – 1150 ft), calibrado con los datos de laboratorio. Se compara con porosidad total.....	75
Figura 24. Histograma de distribución de frecuencias para los valores de permeabilidad de laboratorio en el intervalo de estudio (350 ft – 1150 ft).	76
Figura 25. Crossplot relacionando los datos de laboratorio de porosidad y permeabilidad en el intervalo de estudio.....	77

Figura 26. Modelo de permeabilidad generado para el intervalo de estudio (350 ft – 1150 ft), calibrado con los datos de laboratorio.	78
Figura 27. Histograma de distribución de frecuencias del modelo de permeabilidad generado en el intervalo de estudio (350 ft – 1150 ft).	79
Figura 28. Pickett Plot del intervalo de estudio (350 ft – 1150 ft), donde se evidencian las líneas de saturación de agua (la roja es S_w de 100%).	80
Figura 29. Parametros utilizados para la construcción del Pickett Plot.	81
Figura 30. Modelo se saturación de agua para el intervalo de estudio (350 ft – 1150 ft).	82
Figura 31. Pickett Plot, con selección de los intervalos con presencia de saturación de aceite del 50% o superior.	83
Figura 32. Registro discreto con los puntos de mayor saturación identificados.	84
Figura 33. Intervalos de interés identificados a partir de propiedades petrofísicas y el modelo de litotipos.	85
Figura 34. Histogramas de distribución del modelo petrofísico en el intervalo de interés 1...	86
Figura 35. Histogramas de distribución del modelo petrofísico en el intervalo de interés 2...	87
Figura 36. Histogramas de distribución del modelo petrofísico en el intervalo de interés 3....	88
Figura 37. Histogramas de distribución del modelo petrofísico en el intervalo de interés 4...	89
Figura 38. Histogramas de distribución del modelo petrofísico en el intervalo de interés 5...	90
Figura 39. Histogramas de distribución del modelo petrofísico en el intervalo de interés 6...	91
Figura 40. Intervalos identificados con litología y estructuras diferenciables en el intervalo de estudio.	92
Figura 46. Laminación cruzada y chip drapes en arenitas a 1159.8 ft.	94

Figura 46. Lodolitas carbonosas a 1128.4 ft.	94
Figura 46. Lag deposit a 916.2 ft.	94
Figura 46. Paleosuelo a 876.8 ft.....	94
Figura 46. Glauconita a un aumento de 40X a 811.2 ft.	94
Figura 46. Estructura flaser a 978.25 ft.....	94
Figura 50. Carbon drape a 592.8 ft.	96
Figura 50. Foraminífero a 636.8 ft.....	96
Figura 50. Fragmentos de bivalvos a 641.67 ft.....	96
Figura 50. Manchas de hidrocarburos a 575.3 ft.	96
Figura 54. Bioturbación a 433.5 ft.	98
Figura 54. Carbon drapes a 459.1 ft.....	98
Figura 54. Estructuras wavy y flaser a 361.6 ft.	98
Figura 54. Lentes de arena a 378.5 ft.....	98
Figura 55. Diagrama representativo del ambiente de depósito intermareal. Tomado y adaptado de (Boggs, 2006).....	99
Figura 56. Electrofacies identificadas para el intervalo A.	100
Figura 57. Electrofacies identificadas para el intervalo C.	101
Figura 58. Electrofacies identificadas para el intervalo B.	101
Figura 59. Correlación entre ambientes de depósito identificados a partir de electrofacies con ambientes identificados a partir de descripciones de núcleos.	102
Figura 60. Modelo petrofísico para el intervalo de interés 1 que comprende de 402.45 ft hasta 551.93 ft.....	103

Figura 61. Histogramas de distribución de frecuencias para el intervalo 1 (402.45 ft - 551.93 ft). Se observan modelos de arcillosidad, porosidad, permeabilidad y saturación.	105
Figura 65. Bioturbación a 333.5 ft.	106
Figura 65. Set de arenitas a 536.6 ft.....	106
Figura 65. Laminación flaser a 474.5 ft.	106
Figura 65. Prueba de corte positiva a 504.6 ft.	106

Resumen

Título: Evaluación de la calidad de reservorio en el intervalo (1150 ft – 350 ft) de un pozo ubicado en la Cuenca Cesar-Ranchería, a partir de análisis petrofísicos y sedimentológicos.¹

Autor: Edgar Eduardo Montaña Rojas²

Palabras clave: Petrofísica, Amarre roca-registro, Evaluación de formación, Ambientes sedimentarios, Cuenca Cesar Ranchería.

Descripción:

Para establecer la calidad de reservorio en un pozo ubicado en la Cuenca Cesar-Ranchería se realizó el modelo de litotipos, a partir del análisis de registros de pozo, con el fin de identificar grupos de roca de interés. Se identificaron cuatro litotipos: pelitas, calizas, arenitas de baja porosidad y arenitas de alta porosidad, calibrándose con las descripciones núcleos. Las facies identificadas a partir de la estratigrafía física fueron incluidas dentro de los litotipos diferenciados a partir de los registros de pozo. Luego se realizó el modelo petrofísico, en donde se hicieron modelos de *Vshale*, Porosidad, Permeabilidad y Saturación. En el de arcillosidad (*Vshale*) se usó el registro *GR*, calibrándose con las descripciones de núcleos; en el de Porosidad Efectiva se usaron los registros *RHOB* y *NPHI*; en el de Permeabilidad se usó el modelo de Porosidad Efectiva y el registro *NPHI*, estos dos últimos se calibraron mediante el uso de datos de laboratorio de petrofísica. En el modelo de Saturación se usaron los modelos de *Vshale* y de Porosidad Efectiva y el registro *RESD*, aplicando la ecuación de indonesia, debido a la alta arcillosidad presentada para las arenitas. Se identificaron seis intervalos con las mejores condiciones de reservorio para el intervalo de estudio, obteniendo un *netpay* de 0.6. El análisis de los modelos para los intervalos de interés arrojó pobres resultados de porosidad y permeabilidad, sin embargo, la presencia de pruebas de corte positivas indica que en el pasado la roca almacenó o sirvió como ruta de migración. Por último, se interpretaron ambientes de depósito a nivel macro utilizando electrofacies y a nivel detallado utilizando las descripciones de núcleos, se correlacionaron y se interpretó que los niveles de interés se depositaron en ambientes transicionales de llanura mareal, los cuales son aceptables para depositar rocas almacenadoras.

¹ Trabajo de grado

² Facultad de ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Geología. Director: Edwar Hernando Herrera Otero, Geólogo MSc en Geoestadística.

Abstract

Title: Reservoir quality evaluation at depths (1150 ft – 350 ft) for a well located at Cesar-Rancheria Basin, using petrophysical and sedimentological analysis.³

Author: Edgar Eduardo Montaña Rojas⁴

Keywords: Petrophysics, Well-Log, Rock tie, Formation Evaluation, Sedimentary Environments, Cesar-Rancheria Basin.

Description:

To estimate reservoir quality in a well located in Cesar-Rancheria Basin, it was made a lithotypes model using well logs, in order to identify interest group of rocks. Four lithotypes were identified: pelites, limestones, low porosity sandstones and high porosity sandstones, they were calibrated by core descriptions. The facies identified by the use of physic stratigraphy were included into the lithotypes differenced using well logs. Then, the petrophysical model was made: Vshale, Porosity, Permeability and Saturation models. In the Vshale model the *GR* well log was used, calibrated with the core descriptions; in the Effective Porosity the *RHOB* and *NPHI* well logs were used; in the Permeability model, the Effective Porosity model and the *NPHI* well-log were used, these last two models were calibrated with petrophysics laboratory data. In the saturation model, Vshale model. Effective Porosity model, and the *RESD* curve were used, applying the Indonesian equation, due to the high shale content in sandstones. Six intervals with the best storage conditions for the study interval were identified, obtaining a netpay of 0.6. The analysis of the models for the intervals of interest yielded poor results of porosity and permeability, however, the presence of positive cut tests indicates that in the past the rock stored or served as migration path. Finally, reservoir environments were interpreted in a general way using electrofacies and in a detailed level using the core descriptions, they were correlated and it was interpreted that the levels of interest were deposited in tidal flat environments, which are acceptable for depositing storage rock.

³ Bachelor Thesis

⁴ Faculty of Physical-Chemical Engineering. School of Geology. Director: Edwar Hernando Herrera Otero, Geologist MSc in Geostatistics.

Introducción

En la exploración de hidrocarburos la información indirecta (registros de pozos y sísmica), debe estar correlacionada con información directa como lo son los núcleos y las muestras de afloramiento, para que tome un mayor grado de validez. Sin embargo, el corazonamiento presenta un alto costo, por ello, generalmente sólo se obtienen núcleos de las zonas de mayor interés. Cuando la zona en exploración es poco estudiada, tener un buen amarre roca-registro es de gran ayuda para planear nuevos pozos exploratorios y encontrar intervalos productores.

La Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) perfora el pozo estratigráfico de estudio con el objetivo de certificar secuencias clásticas de edad cretácico-jurásico con características de reservorio en la Cuenca Cesar-Ranchería. Allí se encontraron intervalos de arenitas de espesor considerable en donde pruebas de corte realizadas resultaron positivas, indicando posible manifestación de hidrocarburos livianos. Teniendo en cuenta esas observaciones, este proyecto nace con la idea de establecer la calidad de reservorio en los ciclos clásticos pre-cenozoicos, determinados en la prognosis y determinar las profundidades de interés. Para ello se generó un modelo petrofísico 1D y se correlacionaron electrofacies con ambientes de depósito interpretados a partir de la litología.

Las unidades perforadas corresponden a secuencias pre-cenozoicas, ya que según lo establecido por la Agencia Nacional de Hidrocarburos la formación tope corresponde a calizas del Grupo Cogollo y teniendo en cuenta la profundidad total del pozo de 2992 ft, probablemente se alcancen secuencias jurásicas.

1. Objetivos

1.1. Objetivo General

Establecer la calidad de reservorio del intervalo que comprende desde 1150ft hasta 350ft en un pozo ubicado en la Cuenca Cesar-Ranchería a partir del análisis de registros eléctricos, análisis de los datos de laboratorio de petrofísica y la integración de la estratigrafía física.

1.2. Objetivos específicos

-  Realizar amarre roca registro con el fin de generar un modelo de propiedades petrofísicas en todo el intervalo de interés.
-  Calibrar las litologías interpretadas de los registros eléctricos con los datos de descripciones de núcleos.
-  Correlacionar electrofacies con ambientes de depósito interpretados a partir de las descripciones de núcleos.
-  Establecer los intervalos con mejores propiedades de reservorio a partir de la integración de resultados de laboratorio de petrofísica y la estratigrafía física.

2. Marco geológico

La Cuenca Cesar Ranchería, abarca un área de 11630 km^2 y se ubica al noreste de Colombia se denominada como una cuenca *foreland*. Hacia el norte limita con el sistema de cizalla Oca, orientado E-W, de cinemática dextral; al suroeste con el sistema de cizalla Santa Marta, orientado NNW-SSE, de cinemática sinistral; y al sureste limita con el frente de inversión de Perijá. (Cediel, Colmenares, Mesa, & Rengifo, 2011)

2.1. Evolución geológica

Para entender el origen y desarrollo de la Cuenca Cesar-Ranchería, hay que tener en cuenta tres eventos tectónicos que preceden la fase Orogénica Andina del Norte: la Colisión Orinoco (Orogenia Grenvilliana), la Orogenia Tipo Cordillera Paleozoica y el Aulacógeno de Bolívar.

2.1.1. Colisión Orinoco (Orogenia Grenvilliana). La colisión efectuada entre el Bloque de Norte América y el Escudo de Guyana de la placa de Sur América (1200Ma) se evidencia con remanente correspondientes a cinturones metamórficos de facies granulitas aflorando en la Sierra Nevada de Santa Marta y los Macizos de Garzón y Santander. (Cediel, Robert P, & Cáceres, 2003)

2.1.2. Orogenia Tipo Cordillera (Ordovícico medio – Silúrico). En el paleozoico temprano, la cuña continental del Terreno Chicamocha y el margen occidental del Escudo de Guyana, fueron sometidos a subsidencia y se consideran el basamento de las secuencias extensivas marinas y de sedimentos epicontinentales depositados en el ordovícico y silúrico. Esas secuencias supracorticales fueron deformadas y metamorfoseadas en la Orogenia Tipo Cordillera y en el evento Quetame (Colombia)-Caporanensis (Venezuela) (Cediel, Robert P, & Cáceres, 2003)

2.1.3. Aulacógeno de Bolívar. Hace referencia al prolongado periodo de tafrogénesis continental hacia el noroeste de Sur América, el cual afectó las Subplacas de Maracaibo y Central, desde el Paleozoico tardío hasta el Cretácico medio. El evento da inicio con el *rifting* continental en el pensilvaniano-pérmico, asociado a deposición de estratos marinos. Este evento extensivo cambia drásticamente a transpresional al final del pérmico, lo cual se evidencia con la presencia de pliegues apretados asociados a fallas de rumbo en la Serranía de Mérida. El *rifting* se reanudó en el triásico, y en el jurásico, donde se depositan Formaciones como Girón, La Quinta, Jordán y Norean. La extensión regional acaba en el Cretácico medio con el cambio a régimen compresivo, registrado con la discordancia erosiva del Aptiano. (Cediel, Robert P, & Cáceres, 2003)

2.1.4. Orogenia Andina del Norte (Cretácico tardío - Neógeno). Se ha interpretado que las placas de Farallones y de Sur América han cambiado su dirección y velocidad de movimiento desde el Aptiano-Albiano, lo que ha causado sucesivos eventos de colisión, subducción y obducción, propiciando la creación de nuevas placas oceánicas (las sistemas Caribe y Nazca-Cocos) y la separación de la Subplaca de Maracaibo (Cediel, Colmenares, Mesa, & Rengifo, 2011). La Subplaca de Maracaibo, fue migrando hacia el Noroeste por medio de los sistemas de fallas Bucaramanga y Oca-El pilar, al mismo tiempo, se formaron la Sierra de Mérida, el cinturón Santander-Perijá y la Sierra Nevada de Santa Marta (ver *figura 1*). (Cediel, Robert P, & Cáceres, 2003)

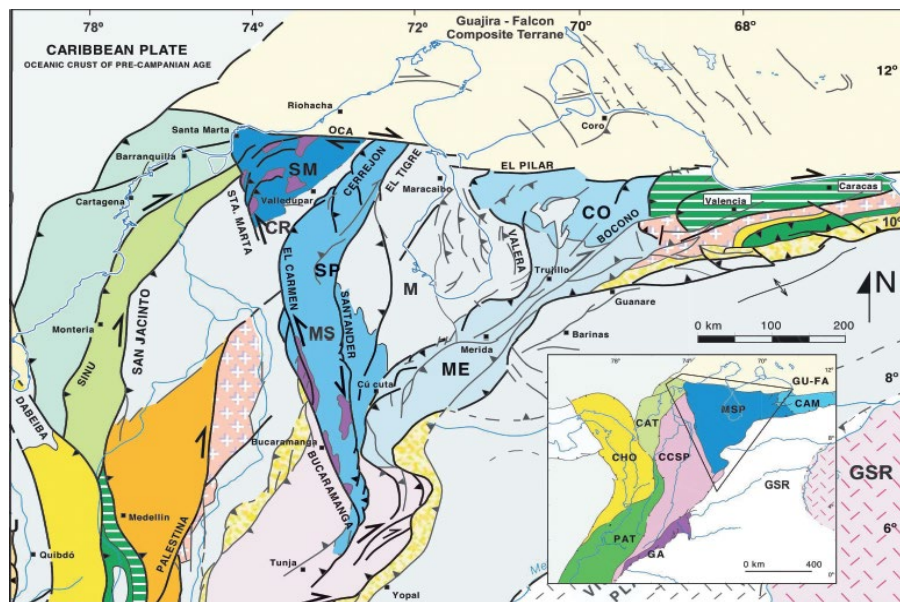


Figura 1. Subplaca de Maracaibo. **SM**= Sierra Nevada de Santa Marta, **ME**= Sierra de Mérida, **SP**= Serranía de Perijá, **MS**= Macizo de Santander, **CR**= Cuenca Cesar-Ranchería, **M**= Cuenca Maracaibo. Tomado de (Cediel, Colmenares, Mesa, & Rengifo, 2011)

2.2. Estratigrafía

La Cuenca Cesar-Ranchería se caracteriza por tener secuencias clásticas y volcanoclásticas jurásicas; secuencias cretácicas de gran espesor de arenitas, lodolitas, calizas y rocas con alto contenido de materia orgánica, de ambiente marino y secuencias terciarias clásticas de arenitas, lodolitas con mantos de carbón, de ambientes, marinos, transicionales y continentales (Etayo, y otros, 1983). En la *figura 2* se observan las unidades presentes en la Subcuenca del Cesar, Cuenca Cesar-Ranchería.

2.2.1. Triásico-Jurásico

2.2.1.1. Formación La Quinta. Afloran tobas de ceniza macizas y afaníticas, capas gruesas lodolitas ligeramente calcáreas, arenitas conglomeráticas a conglomerados matrizsoportados, lodolitas rojizas y arenitas arcósicas. (Geoestudios, 2006). En su sección tipo alcanza un espesor de 2300 metros. Se considera de ambiente continental fluvial, y su potencial como reservorio es moderado debido a su contacto discordante con la Formación Rio Negro y la presencia de niveles arcillosos, aunque se alcanzan porosidades en arenitas entre 3% y 12% (García, y otros, 2008).

2.2.2. Cretácico

2.2.2.1. **Formación Río Negro.** Secuencias que incluyen arenitas arcóscicas con estratificación cruzada, arenitas subarcóscicas con estratificación horizontal y estratificación cruzada en capas cuneiformes de espesores gruesos. Cuarzoarenitas, capas limolitas, lodolitas y algunos niveles de arenitas arcóscicas sin estructura interna aparente. Arenitas conglomeráticas, conglomerados clastosoportados ocasionales con estratificación cruzada. Arenitas cuarzosas a sublitoarenitas de grano medio con estratificación cruzada, intercaladas con limolitas macizas rojizas. Localmente delgados niveles conglomeráticos con clastos de la Formación La Quinta. Por cartografía fue determinado un espesor entre 800 y 1000 metros para esta unidad. Se ha definido la unidad de ambiente continental: abanicos aluviales. Se ha establecido un potencial de reservorio regular a malo, debido a la mala selección, el alto grado de diagénesis y la presencia de arcillas (García, y otros, 2008).

2.2.2.2. **Grupo Cogollo.** Para la Subcuenca del Cesar, Cuenca Cesar-Ranchería el grupo está conformado por las Formaciones Lagunitas y Aguas Blancas.

2.2.2.3. **Formación Lagunitas.** Afloran *wackestone* fosilíferos en capas muy gruesas tabulares, separadas por lodolitas calcáreas con niveles bioturbados. También se encuentran intercalaciones de mudstone, algunos niveles decimétricos de *packstone* fosilíferos, mudstone fosilíferos bioturbados en menor proporción y *wackestone* con bioclastos de bivalvos en capas gruesas (Geoestudios, 2006). A partir de bioestratigrafía la unidad es de edad Aptiano-Albiano. La unidad tiene espesor reportado en el pozo Cesar A-1X de 346 metros. Su ambiente de depósito corresponde a plataforma interna y su potencial como reservorio corresponde a porosidades secundarias entre 3 % y 9% estimadas a partir de registros (García, y otros, 2008).

2.2.2.4. **Formación Aguas Blancas.** En el miembro Ánimas afloran *mudstone* macizos con laminillas de foraminíferos, restos de peces y fosfatos, *mudstone* fosilíferos en capas medias con fragmentos de bivalvos, gasterópodos y equinodermos, y bloques caídos acumulados de *wackestone* y *packstone* fosilíferos. El miembro Maraca es caracterizado por *wackestone* fosilífero con conchas no orientadas, principalmente de bivalvos; *mudstone* y lodolitas calcáreas con intercalaciones menores de *wackestone*. También se describieron *wackestone* fosilíferos tabulares con conchas de bivalvos, milimétricos, intercaladas con *mudstone* fosilíferos bioturbados (Geoestudios, 2006). Unidad de Edad Cenomaniano, presenta espesor máximo de 750 metros en la Subcuenca del Cesar, y se ha establecido ambiente de depósito de plataforma. Puede ser considerada como unidad reservorio, ya que, se ha evidenciado la presencia de gas en el pozo Cesar F-1X (García, y otros, 2008).

2.2.2.5. **Formación La Luna.** Afloran mudstone poco fosilíferos, homogéneos.

También se encontraron lodolitas calcáreas, con laminación horizontal en capas medias y gruesas, intercaladas con mudstone ligeramente fosilíferos (Geoestudios, 2006). La unidad es de edad Turoniano- Coniaciano, con espesor entre 250 y 350 m. Se ha establecido ambiente de depósito marino oceánico (García, y otros, 2008). Se considera roca generadora de hidrocarburos, aunque su alta cantidad de fracturas, ha generado porosidades de hasta 8%, siendo un posible reservorio (ECOPETROL, 1990).

2.2.2.6. **Formación Molino.** Sucesión monótona de shale gris azulado y gris oliva a negros, calcáreos, con abundantes microfósiles. Presenta delgadas intercalaciones de areniscas glauconíticas de grano fino, limolitas y calizas grises a negras en capas delgadas (ECOPETROL, 1990). Presenta condiciones anóxicas de deposición del Cretácico Superior; es una roca potencialmente generadora de hidrocarburos; el espesor de esta formación dentro de la Cuenca Ranchería puede variar entre 513 y 559 m; sus contactos tanto inferior como superior son de tipo transicionales con la formación La Luna. La edad asignada corresponde al Coniaciano Superior- Santoniano (ECOPETROL, Geopetrocol, 1998). Se constituye como el mejor sello tanto para la Subcuenca del Cesar, como la Subcuenca Ranchería (García, y otros, 2008).

EVALUACIÓN DE LA CALIDAD DE RESERVORIO DE UN POZO (ANH)

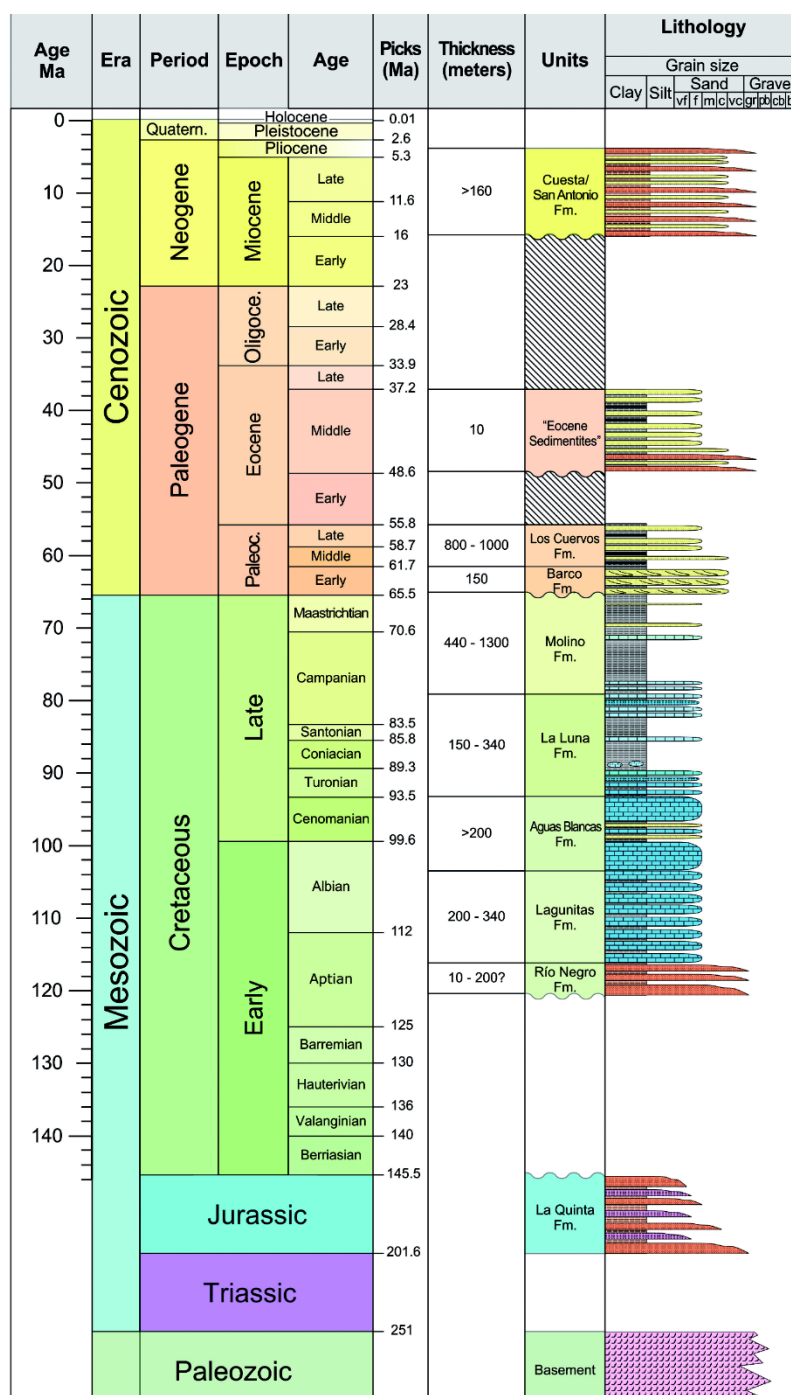


Figura 2. Columna estratigráfica generalizada de la Subcuenca del Cesar: Cuenca Cesar-Ranchería. Tomado y adaptado de (Cediel, Colmenares, Mesa, & Rengifo, 2011)

2.3. Geología estructural

Hay tres principales estructuras que han sido determinantes en la deformación de la Cuenca Cesar-Ranchería: La falla de Oca, la falla de Boconó y la falla Santa Marta. (García, y otros, 2008). En las *figuras 1 y 3* se observan las principales estructuras de la Cuenca Cesar-Ranchería. Las estructuras más cercanas a la zona de estudio corresponden a la Falla Bucaramanga-Santa Marta, la Falla de Perijá y el Anticlinal de Becerril.

2.3.1. **Falla de Oca.** De tipo *wrench* – transcurrente, dextro lateral y marca el límite norte de la subcuenca de Ranchería, se considera una falla de gran actividad con un desplazamiento de 180 kilómetros. Los esfuerzos de la Falla de Oca y la Placa Caribe han originado una rotación dextral de la región occidental del Bloque de Maracaibo, incluyendo la Sierra Nevada de Santa Marta y la Cuenca cesar–Ranchería (García, y otros, 2008).

2.3.2. **Falla de Santa Marta.** Sirve de límite sur – occidental a la Cuenca de Cesar–Ranchería, es de tipo transcurrente, sinistral, con un desplazamiento de 40 kilómetros y se relaciona hacia el oriente con la Falla de Boconó (García, y otros, 2008).

2.3.3. Falla de Boconó. Se caracteriza por presentar un movimiento transcurrente dextral, tener una traza superficial más o menos continua de aproximadamente 500 km, y frecuentes fallas que convergen o divergen con la traza principal (Alvarado, Cantos, Pérez, & Audemard, 2015).

2.3.4. Falla de Perijá. Corresponde a fallas de orientación NE-SW, algunas de tipo sinistral (ver *figura 3*). En el Centro y Oriente de la Serranía de Perijá, se resaltan dos Fallas sinestrales que pudieron estar conectadas al mismo sistema y condicionaron los espesores del Paleoceno (La Falla de Perijá, al este de la Subcuenca de Cesar, y la Falla del Tigre, al noroeste de la cuenca de Maracaibo). La Falla de Perijá tiene gran importancia en el desarrollo de la cocina de hidrocarburos en la subcuenca de Cesar (Valero, 2017).

2.3.5. Anticlinal de Becerril. El anticlinal de Becerril se considera un pliegue por propagación de falla relacionado al Sistema de Fallas de Perijá, y expone en superficie las formaciones La Luna y Aguas Blancas (Chajín & Martinez, 2008). Esta estructura se puede visualizar en la *figura 3*.

EVALUACIÓN DE LA CALIDAD DE RESERVORIO DE UN POZO (ANH)

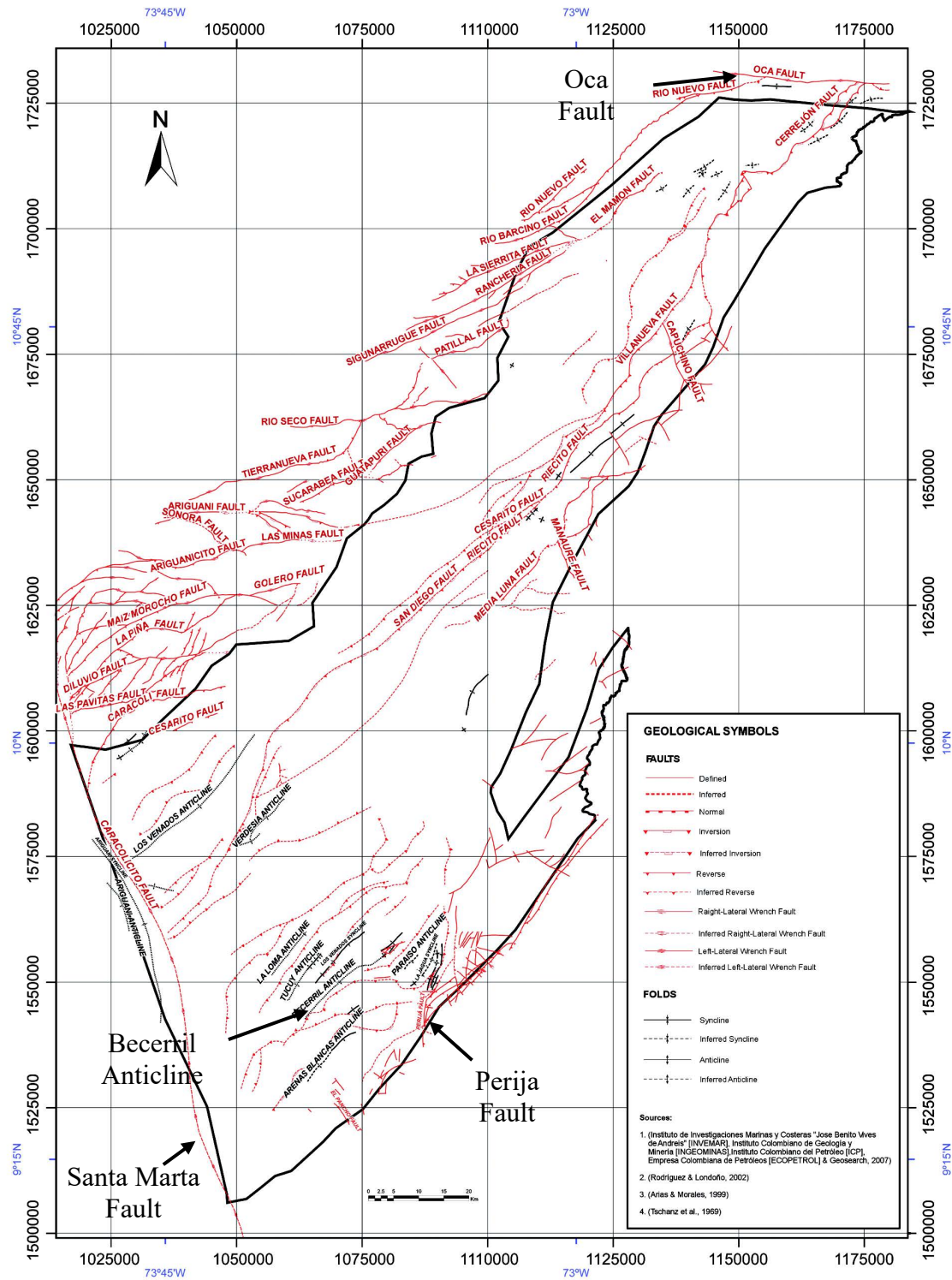


Figura 3. Mapa de estructuras Cuenca Cesar-Rancheria. Tomado de (Cediel, Colmenares, Mesa, & Rengifo, 2011)

3. Marco teórico

3.1. Registros de Pozo

Es un registro de cualquiera de las características de las formaciones rocosas en profundidad, las cuales son medidas con diferentes herramientas en el pozo (Serra, 1984). Existe gran variedad de registros de pozo, pueden ser de porosidad, litológicos, resistivos, nucleares, de imágenes, etc.

3.1.1. **Registros de Potencial Espontáneo y Rayos Gamma Naturales.** El registro de Potencial Espontáneo (*SP*) y el de Rayos Gamma Naturales o *Gamma Ray* (*GR*), son registros físicos que ocurren naturalmente en las rocas in situ (Schlumberger, 1989).

3.1.1.1. **Registro de Potencial Espontáneo (*SP*).** Mide la diferencia de potencial generada por la interacción del agua de formación connata, fluido de perforación conductivo y algunas rocas selectivas de iones (lutitas). Se mide en milivoltios (*mV*) y no puede medirse en pozos con fluido de perforación no conductivo (Schlumberger, 1989).

El registro *SP* tiene las siguientes aplicaciones (Serra, 1984):

- a) Identificación de capas porosas y permeables.
- b) Determinación de R_w .
- c) Análisis de facies basadas en la forma de la curva (electrofacies).
- d) Correlación de topes.
- e) Incipiente indicador de posible saturación de hidrocarburo.
- f) Puede indicar contacto gas-aceite.
- g) Permite establecer la línea base de lutitas.

3.1.1.2. **Registro de Rayos Gamma Naturales o Gamma Ray (GR).** Es una medición de la radioactividad natural de las formaciones. Generalmente es un claro indicador del contenido de arcilla. Formaciones limpias tienen baja radiactividad, pero pueden estar contaminadas con cenizas volcánicas, residuos de granito, o aguas de formación con sales radioactivas disueltas. Este registro puede ser corrido en hueco revestido, su unidad de medida es *API* y se grafica generalmente de *0 API* a *200 API* (Schlumberger, 1989). Existe el *Gamma Ray* Espectral, el cual diferencia por separado los elementos Uranio, Torio y Potasio.

Las principales aplicaciones del *Gamma Ray* son:

- a) Identificar litologías: lutitas, evaporitas, uranio.
- b) Estimación el *Vshale* en rocas reservorio

- c) Correlación entre pozos y detección de inconformidades
- d) Identificación del tipo de arcilla presente.
- e) Definición de ambientes
- f) Control de profundidad en perforación en registros LWD (*Logging While Drilling*)

3.1.2. **Registros de Porosidad.** La porosidad de la roca se puede medir mediante el registro Sónico (*DT*), el registro de Densidad (*RHOB*) o el registro de Neutrones (*NPHI*). Las medidas de estos registros pueden ser afectadas por la porosidad, los fluidos y la matriz de la formación (en petrofísica la matriz es la que usualmente lo geólogos conocemos como armazón) (Schlumberger, 1989).

3.1.2.1. **Registros Sónicos (*DTp* y *DTs*)**. El sónico consiste en un transmisor que emite impulsos Sónicos y un receptor que capta y registra estos impulsos. El Sónico es un registro versus profundidad del tiempo t , que requiere una onda sonora para atravesar 1 pie de formación. Este es conocido como el tiempo de tránsito Δ_t . El tiempo de tránsito en una formación depende de su litología y de su porosidad. Cuando la litología es conocida, hace que el registro sea muy útil para determinar porosidad (Schlumberger, 1989). La profundidad de investigación varía entre 12 y 100 cm y su resolución vertical generalmente es de 2 ft, pero puede ser de 1 a 6 ft (Serra, 1984). Su unidad de medida es $\mu\text{sec}/\text{ft}$ y generalmente se grafica de 40 $\mu\text{sec}/\text{ft}$ a 250 $\mu\text{sec}/\text{ft}$. Existen dos tipos de registros Sónicos principales el *DTp* que es el Sónico de onda compresional y el *DTs* que es el registro Sónico de onda de cizallamiento, el cual no se propaga en fluidos. En la *tabla 1* se puede observar los valores más comunes para el registro Sónico de onda P y en la *tabla 2* se observan los valores comunes para el registro Sónico de onda S.

Tabla 1. Valores más comunes del Registro Sónico compresional (Onda P) para algunas litologías.

Litología	$V_{ma}(ft/sec)$	$\Delta t_{ma}(\mu sec/ft)$	$\Delta t_{ma}(\mu sec/ft)$ Más usado
Arenitas	18000 - 19500	55,5 - 51,0	55,5 o 51
Calizas	21000 - 23000	47,6 - 43,5	47,5
Dolomitas	23000	43,5	43,5
Anhidritas	20000	50,0	50,5
Sal	15000	66,7	67,0
Revestimiento (hierro)	17500	57,0	57,0

Nota: Tomado y adaptado de (Schlumberger, 1989)

Tabla 2. Valores más comunes del Registro Sónico de cizallamiento (Onda S) para algunas litologías.

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

Nota: Tomado y adaptado de (Schlumberger, 1989)

Los principales usos del registro Sónico son:

- Cálculo de propiedades mecánicas
- Estimación de porosidad
- De gran importancia en amarre sísmica pozo (sónico de onda P)
- Estimación de presión de poro
- Clasificación litológica (relacionándolo con otros registros)

3.1.2.2. Registros de Densidad (RHOB). Una fuente radioactiva que va pegada a la pared del pozo, emite rayos gamma de baja energía a la formación, estos chocan con electrones de la formación. Con cada choque los rayos gamma pierden parte de su energía, cediéndola al electrón y continuando su camino (efecto *Compton*). El número de colisiones depende de la cantidad de electrones de la formación, por lo tanto, la respuesta es determinada por la densidad de electrones de la formación que es relacionada con el volumen de densidad real. La principal herramienta es el Registro de Densidad de Formación Compensada (FDC) (Schlumberger, 1989). Su profundidad de investigación es de 5 cm a 15 cm (2-6 in), se mide en g/cm^3 y se grafica de $1.9 g/cm^3$ a $2.9 g/cm^3$

Sus principales usos son:

- a) Identificación de minerales en depósitos de evaporitas.
- b) Esencial en amarre sísmica-pozo.
- c) Determinación de densidad de hidrocarburos.
- d) Cálculo de presión de sobrecarga.
- e) Estimación de propiedades mecánicas.
- f) Clasificación litológica, usando otros registros de pozo.
- g) Conjunto con el NPHI, se pueden definir intervalos saturados con gas.

Registro de Lito-Densidad: aparte de ser usado para hallar la densidad total, mide el factor foto eléctrico (PEF), discriminando litología. En apariencia y operación es similar al registro FDC, pero en este caso, los rayos gamma emitidos por la fuente con una energía de 662 *KeV* se dispersan por la formación y pierden energía hasta que son absorbidos por medio del efecto fotoeléctrico. En la *tabla 3* se observan los principales minerales, líquidos y rocas con su respuesta de factor fotoeléctrico.

Tabla 3. Principales medidas del PEF para diferentes, minerales, fluidos y rocas.

Minerales	P_e
Anhidrita	5,055
Barita	266,800
Calcita	5,084
Dolomita	3,142
Cuarzo	1,806
Fluidos	
Agua dulce	0,358
Agua salada (120000 ppm)	0,807
Aceite	0,119
Rocas	
Arenita limpia	1,745
Arenita sucia	2,700
Shale	3,420

Nota: Tomado y adaptado de (Schlumberger, 1989)

3.1.2.3.**Registros Neutrónicos (NPHI).** Se usan para delinear la porosidad total, respondiendo principalmente a la cantidad de hidrógeno en la formación, por lo tanto, el registro mide la cantidad de porosidad saturada de fluido. Su funcionamiento consiste: una fuente radioactiva emite neutrones hacia la formación, y estos chocan con los núcleos de los materiales de la formación, generando choques elásticos. A medida que colisionan, los neutrones van perdiendo energía, la mayor energía se pierde cuando chocan con núcleos de igual o similar masa, en este caso los átomos de hidrógeno. Cuando se desaceleran los neutrones lo suficiente, son capturados por núcleos de átomos como cloro, hidrógeno y silicio. Al realizar la captura el núcleo emite un rayo gamma de captura de alta energía y estos rayos son medidos por el detector o simplemente recibe los neutrones no capturados (Schlumberger, 1989). No presenta unidad de medida (se usa fracción), su radio de investigación es de 5 *cm* a 15 *cm* (2-5 *in*) y se grafica de forma inversa de 0.45 a -0.15.

Sus principales usos son:

- a) Estimación de propiedades mecánicas.
- b) En conjunto con RHOB, definición de intervalos saturados con gas.
- c) Estimación de porosidad efectiva.
- d) Clasificación litológica, usando otros registros.
- e) Establecer densidad del hidrocarburo en conjunto con otros registros.
- f) Evaluación de conglomerados.
- g) Correlacionar topes.

3.1.3. Registros Resistivos. La resistividad de la formación es clave para determinar saturación de hidrocarburos. La electricidad puede transitar en la formación gracias al fluido conductor que contenga (generalmente salmuera). La roca que no contiene fluido es buen aislante eléctrico y la resistividad de la roca depende de: la resistividad del agua de formación, la cantidad de agua presente y la geometría estructural de los poros. La unidad de medida de la resistividad es el **ohm * m** (Ohmnios metro). La conductividad es inversa a la resistividad y se mide en **mho * m** (mho es el recíproco de ohm) (Schlumberger, 1989). Existen cuatro tipos de registros resistivos: los convencionales (ES), los de electrodos de enfoque (LL y SFL), los de inducción (IL) y los micro-resistivos.

Los principales usos de los registros resistivos (Illidge, 2016):

- a) Cálculo de saturación de agua.
- b) Correlación estratigráfica de pozos.
- c) Localizar intervalos saturados de HC.
- d) Identificar intervalos permeables.
- e) Calcular perfil de invasión de fluido de perforación.
- f) Discriminar entre agua dulce y salada.

3.2. Evaluación de formación

La evaluación de formación y el análisis de calidad de reservorio en las zonas de interés se hace en base a los parámetros de porosidad (ϕ), permeabilidad (k) y saturación de agua (S_w), los cuales se extraen de los registros de pozo. Los modelos generados se calibran con la información tomada directamente de los núcleos (descripciones y pruebas de laboratorio).

Todas las fases de la industria de los hidrocarburos se basan principalmente en el conocimiento de las propiedades físicas de la roca reservorio. Para ello es necesario la implementación de técnicas de corazonamiento, ya que, los ripios o muestras de zanja no presenta información de calidad. Los métodos de corazonamiento que actualmente funcionan son: el convencional, el *wireline*, y el *sidewall*. El análisis de los núcleos hace posible determinar propiedades físicas de la roca como porosidad y permeabilidad, y estimar las probabilidades de producción de pozos exploratorios. En el desarrollo de campos, los análisis de núcleos son utilizados para estimar reservas de hidrocarburos, determinar contactos como el *Water-Oil-Contact* y sus variaciones en el campo (Tiab & Donaldson, 2004).

3.3. Electrofacies

Cuando se dieron cuenta que el registro *SP* generaba ciertas formas (cilíndricas, embudo y campana) se comenzó a realizar correlaciones entre estas formas y los ambientes de depósito (Rider, 1996). A partir de la aparición del registro *Gamma Ray*, se comenzó a usar para la identificación de estas formas que se pueden interpretar como se ven en las *figuras 4 y 5*.

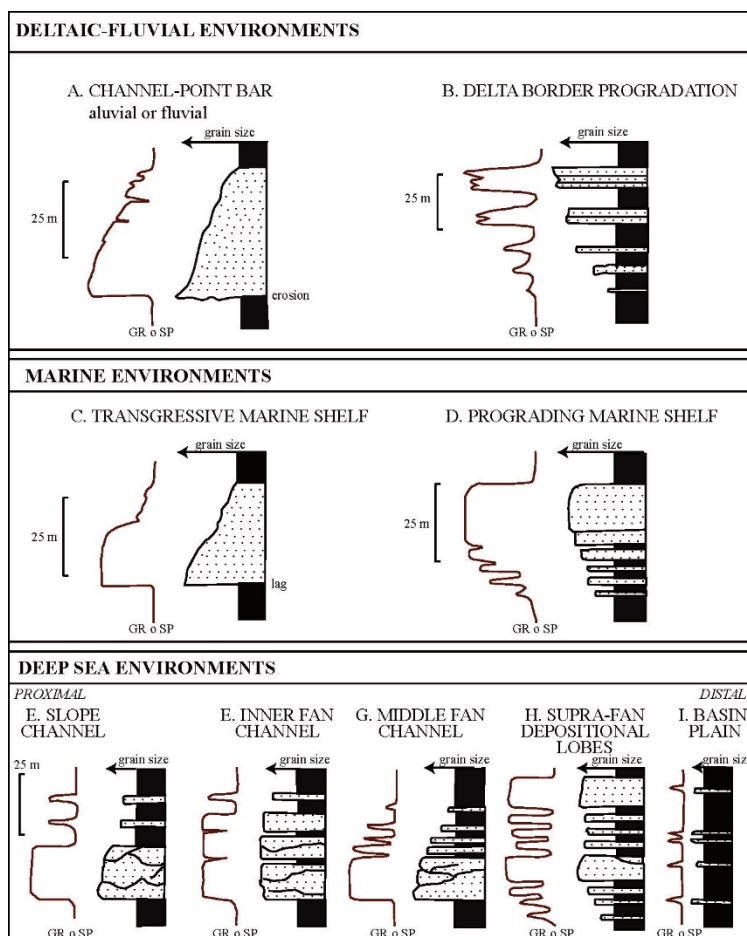


Figura 4. Electrofacies según los principales ambientes sedimentarios. Tomado y adaptado de (Rider, 1996).

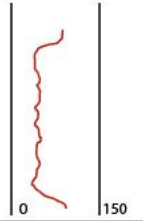
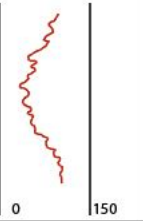
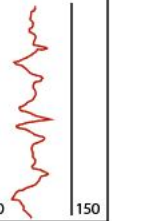
CILINDRO	EMBUDO	CAMPANA	SIMÉTRICA	IRREGULAR
Limpio, sin tendencia.	Tope abrupto Engordamiento hacia el tope	Base abrupta Afinamiento hacia el tope	Base y tope graduales	Mezcla de arenitas y pelitas sin tendencia
				
Eólico, Fluvial entrelazado, Plataforma carbonática, Arrecife, Cañón Submarino.	Abanico de rotura, Barra de desembocadura, Isla barrera, Marino somero, Banco de carbonatos, Lóbulo de abanico submarino.	Barra de meandro fluvial, Barra de meandro tidal, Canal de abanico submarino, arenitas transgresivas.	Barra costa afuera, Arenitas transgresivas, Aplanamiento de barras o canales.	Llanura de inundación, Talún carbonático o clástico, Relleno de cañón submarino.

Figura 5. Ambientes sedimentarios definidos para cada electrofacies. Tomado y adaptado de (Olano, 2005).

4. Metodología

Para llevar a cabo este proyecto, se realizó inventario de la información disponible, posteriormente se cargaron los datos de registros eléctricos al software, donde se realizaron las respectivas correcciones y se realizó el amarre roca registro usando la litología descrita de los corazones debido a que no se cuenta con *Core Gamma*. Para realizar el modelo petrofísico, se generó primero el modelo 1D de litotipos basado en la metodología de Schlumberger. Luego se generaron los modelos 1D de arcillosidad, porosidad, permeabilidad y saturación. Una vez generado el modelo petrofísico 1D se establecieron los intervalos con mejor calidad de reservorio. Posteriormente se identificaron ambientes de depósito y se establecieron relaciones con las electrofacies de los registros de pozo.

4.1. Información disponible

4.1.1. Registros de pozo. Se presentan en archivos (*.LAS*), donde se evidencian dos corridas. La primera denominada *MAIN* y la segunda denominada *REPEAT*. Esta última sólo fue realizada en la base del pozo, por lo tanto, sólo se tomó en cuenta los registros de la corrida *MAIN*. En la *tabla 4* se evidencian los registros tomados en cuenta para la elaboración del proyecto.

Tabla 4. Registros de pozo utilizados en el proyecto

Registro mnemónico	Registro original	Descripción
CAL	CALIPER	SHORT ARM CALIPER
BS	BIT_SIZE	BIT SIZE
SP	SP	SPONTANEOUS POTENTIAL
GR	GAMMA	GAMMA RAY
NPHI	POR(NEU)	NEUTRON POROSITY
RHOB	DEN(SS)	SHORT SPACED DENS
DTCO	BHC-DELT	BHC-DELT
RES D	RES DG - DI	DEEP INDUCTION RES DEEP GUARD RES
PEF	PE	PHOTO ELECTRIC FACTOR

4.1.2. **Columnas estratigráficas.** Se cuenta con la columna estratigráfica generalizada escala 1:700 y con la columna detallada escala 1:100. En las *figuras 6 y 7* se ven fragmentos de las columnas estratigráficas que se tienen disponibles para la realización del proyecto.

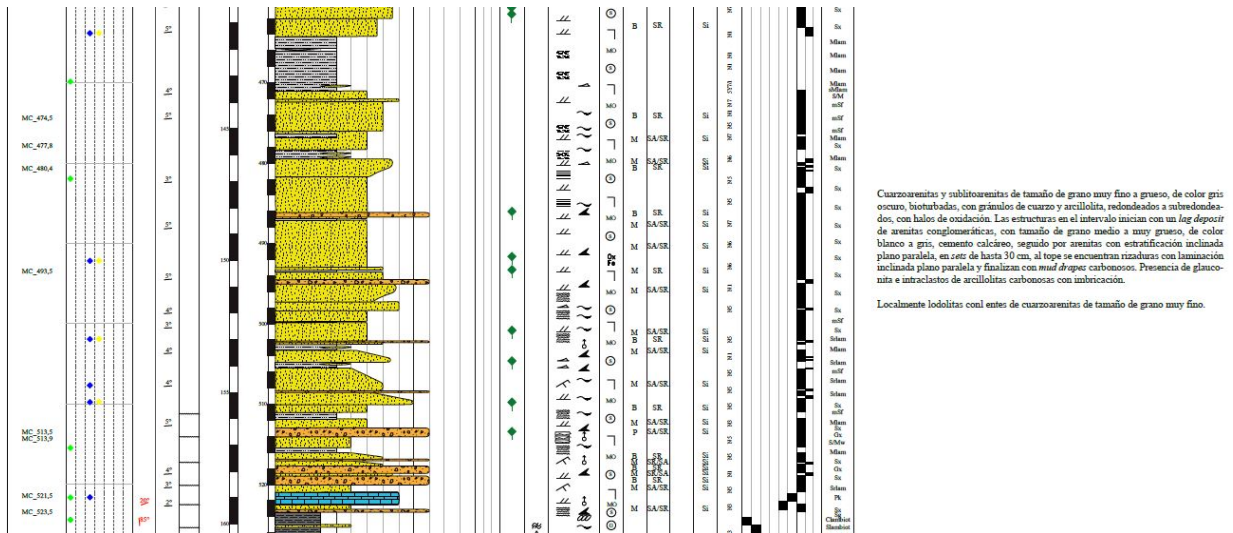


Figura 6. Fragmento de columna estratigráfica detallada escala 1:100. Tomado de la información suministrada por la ANH.

4.1.3. **Formatos de descripción de núcleos.** Para la realización del proyecto, se cuenta con los formatos de descripción pie a pie de la totalidad del pozo, ellos son la fuente de información con mayor detalle. En la figura 8 se ve un ejemplo del formato de descripción.

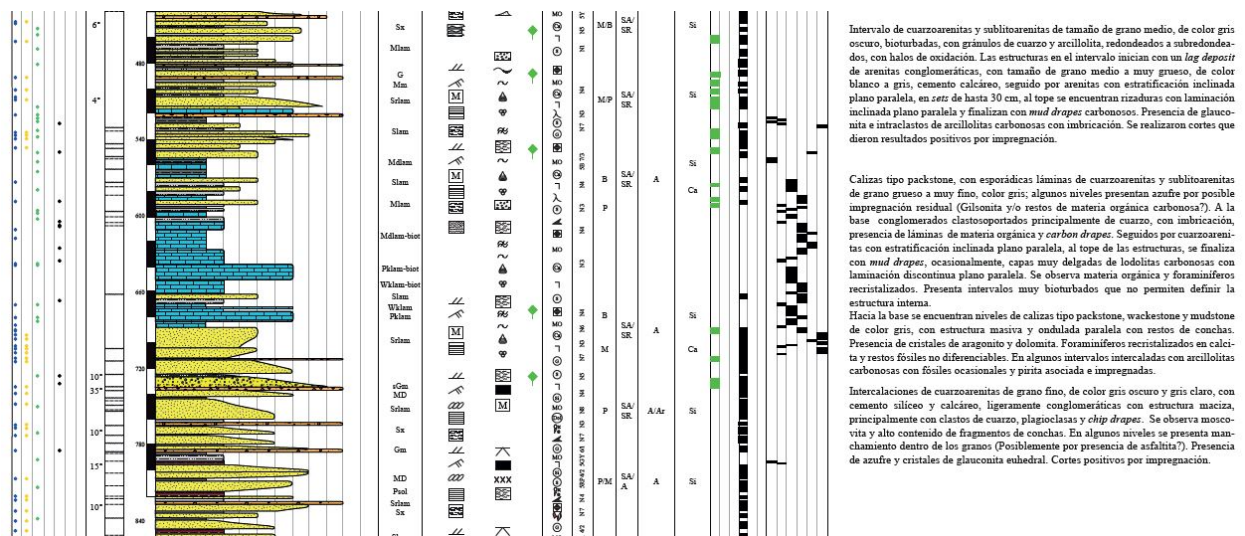


Figura 7. Fragmento de columna estratigráfica generalizada escala 1:700. Tomado de la información suministrada por la ANH.

EVALUACIÓN DE LA CALIDAD DE RESERVORIO DE UN POZO (ANH)

[illegible]

Figura 8. Ejemplo de formato de descripción. Tomado de la información suministrada por la ANH.

4.1.4. **Fotografías.** Para dar evidencia de los resultados e interpretaciones del presente proyecto, se cuenta con fotografías pie a pie del pozo, además de algunas fotografías a detalle para resaltar rasgos significativos que fueron observados durante la etapa de descripción.

4.1.5. **Datos de laboratorio.** Para realizar la calibración de los modelos realizados en base a los registros de pozo se cuenta con datos de laboratorio de petrofísica (porosidad y permeabilidad).

4.1.6. **Informes del pozo.** Se presentan informes de geología e ingeniería, donde muestran el estado mecánico durante la perforación y una descripción geológica realizada en pozo. Se cuenta con informes de impregnación ya en la fase de descripción. Esta información es importante ya que el estado mecánico en ocasiones da información sobre las condiciones del hueco, permitiendo decidir si la información presentada en los registros es confiable. Por otro lado, los informes de impregnación son útiles para establecer los intervalos de interés.

4.2. Corrección de registros de pozo

Los registros de pozo son medidas indirectas de las propiedades físicas del subsuelo, por ende, pueden presentar errores o desfases que deben ser corregidos antes de comenzar la interpretación para evitar resultados anómalos. Para graficar el set de registros y disminuir el grado de incertidumbre por lecturas anómalas de la herramienta o desfases de profundidad se deben aplicar correcciones de tope y base, de picos anómalos y de profundidad.

4.2.1. **Corrección de tope y base.** Generalmente las primeras (base) y las últimas lecturas (tope), tienden a ser anómalas, por lo tanto, se deben eliminar para evitar distorsiones en los cálculos de los modelos de arcillosidad, porosidad, permeabilidad y saturación.

4.2.2. Corrección de picos y rectas prolongadas. Son lecturas anómalas y resultan en cambios drásticos, donde los valores aumentan o disminuyen de una forma poco usual, en otros casos, la lectura es continua en un intervalo de espesor considerable. Por lo tanto, se infiere que no es una respuesta adecuada para un tipo de roca y se procede a corregirlos. En esta corrección hay que tener presente el estado del hueco, el cual se evidencia en el registro *Caliper*. En este registro se puede observar si hay presencia de derrumbes, los cuales ocasionan que la herramienta arroje lecturas anómalas. También se debe tener en cuenta el estado mecánico del pozo en los informes, ya que, este puede indicar los intervalos donde surgieron problemas en la perforación y que pueda ser causa de anomalías en los registros.

En la *figura 9* se observa que hay lecturas anómalas en los registros *SP*, *GR*, *NPHI*, *RHOB*, *DTCO* y *PEF*, además, el registro *RESO* no presenta medición alguna. Esto pasa probablemente por el cambio de broca que se presente a esa profundidad, como se ve en el *BS*, y el pequeño derrumbe observado en el registro *CAL*. Por lo tanto, fue necesario suprimir los datos de este intervalo, ya que pueden influir en la interpretación de litotipos a partir de registros de pozo. En la *figura 10* se observan los datos corregidos.

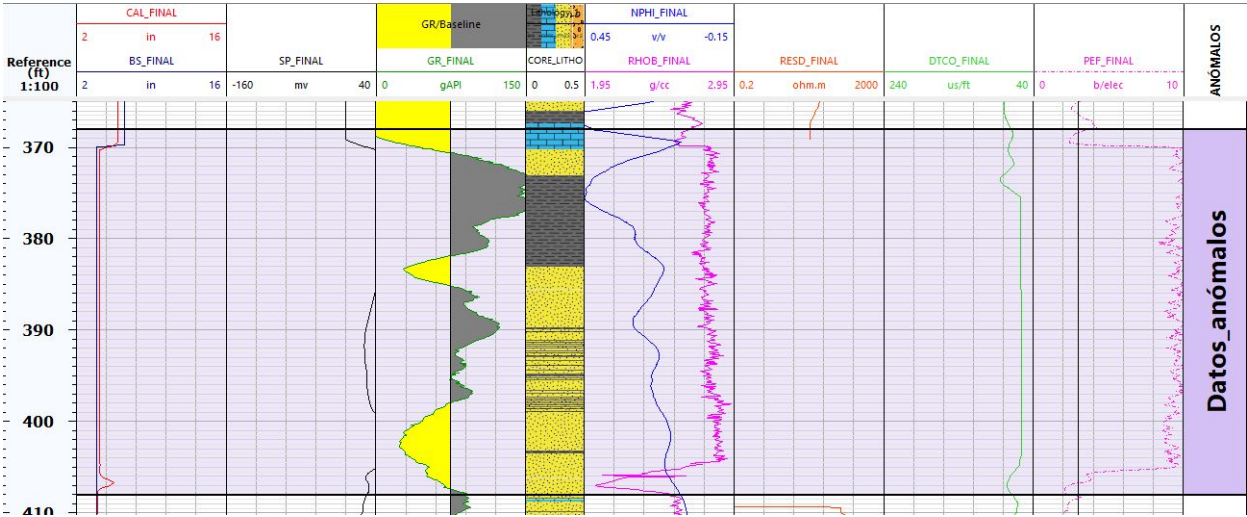


Figura 9. Datos anómalos en el set de registros.

4.2.3. **Correcciones en profundidad.** Es necesario verificar que no haya desfases de profundidad en caso de que los registros se hayan tomado en varias corridas, si es el caso, se procede a realizar las correcciones pertinentes, donde se usa el registro resistivo de referencia para realizar los correspondientes *shifts*, para ello se buscan picos que sean reconocibles en todo el set de registros y se busca ajustarlos a la misma profundidad. Si los registros fueron tomados en una misma corrida, no deben estar desfasados.

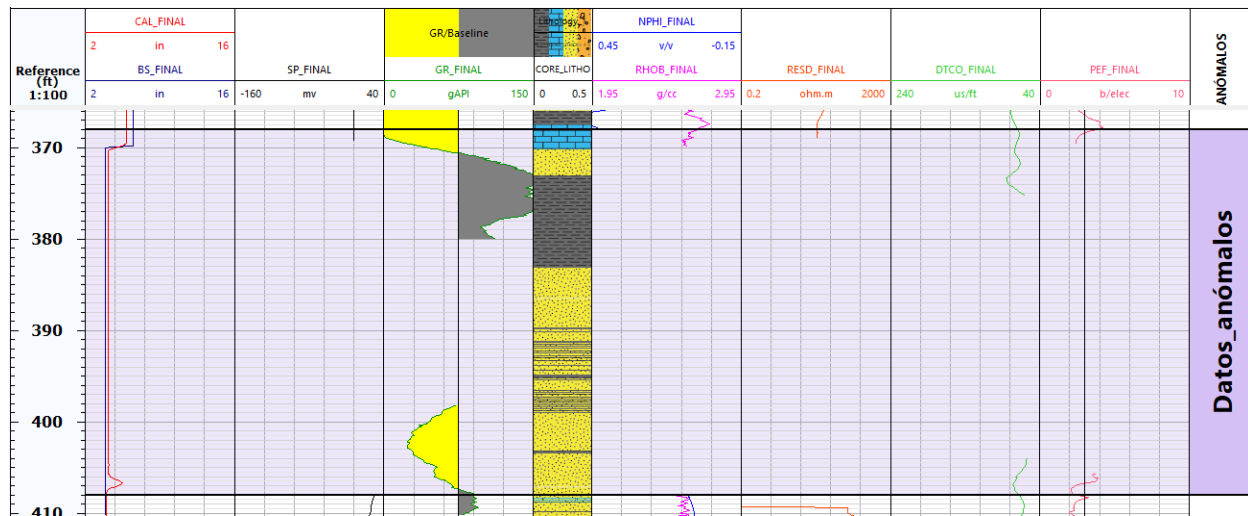


Figura 10. Datos anómalos corregidos.

4.3. Modelo de litotipos

Una de las principales ventajas de los registros de pozo es que permiten determinar litotipos o grupos de roca con unas características semejantes que las diferencian unas de otras. Esto es posible debido a que los registros de pozo arrojan lecturas de diferentes propiedades de la roca como arcillosidad, porosidad, densidad, número atómico, resistividad, etc.

Los *softwares* permiten realizar estos modelos a partir de la utilización de *crossplots*, los cuales son gráficas x y z , que ayudan a diferenciar grupos de roca comparando al tiempo hasta 3 registros de pozo. Existe una herramienta conocida como *neural networks* o redes neuronales, las cuales permiten correlacionar estadísticamente todas las propiedades que se deseen, ideal cuando se necesita interpretar litotipos de más de 3 registros. Para lograr resultados de calidad, la red neuronal se puede adiestrar por medio de una curva de entrenamiento, la cual se genera a partir de diferentes *crossplots*, utilizando las curvas que se van a ingresar a la red neuronal; de esta forma

los resultados van a ser influenciados por el criterio del intérprete y no solamente a cálculos estadísticos.

En este proyecto se usaron los *crossplots* sugeridos en (Schlumberger, 1989), es decir, *NPHI vs RHOB*, *RHOB vs DTCO*, *DTCO vs NPHI* y *RHOB vs PEF* con la utilización de sus respectivas cartas de interpretación. Se utilizó una tercera variable en cada *crossplot* generado a criterio del autor para hacer más eficiente la interpretación y complementar la curva de entrenamiento, en este caso el GR y además se sugirieron nuevos *crossplots*. El modelo de litotipos o grupos de roca generado, se calibró con la columna estratigráfica cargada al *software* como un registro discreto, usando los datos de las descripciones de núcleos.

4.3.1. Litología a partir de descripción de núcleos. Se cargaron los datos de las descripciones de núcleos al software como se ve en la *figura 11*, usando las siguientes cuatro litologías: pelitas, arenitas, calizas y conglomerados (ver *tabla 5*), las cuales se identificaron en la estratigrafía física. Se tomó en cuenta las pelitas como la unión de arcillolitas y lodolitas, ya que el estudio se enfoca en arenitas, por lo tanto, no es significativo diferenciarlas.

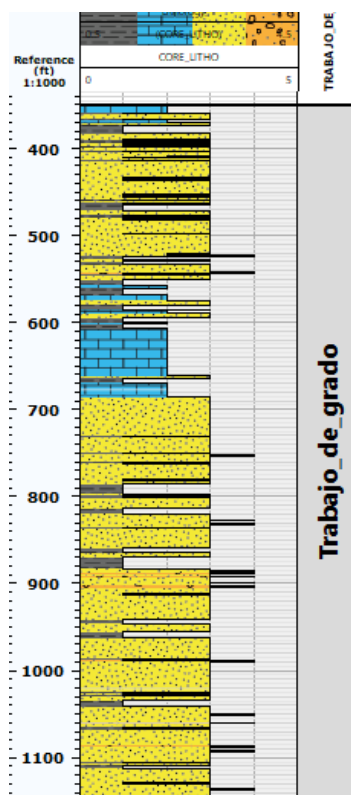


Figura 11. Columna estratigráfica cargada al software a partir de la descripción de núcleos.

Esta curva generada a partir de datos reales, se usa para calibrar el modelo de litotipos generado a partir de los registros de pozo.

Tabla 5. Facies identificadas en la descripción de núcleos.

Facies identificadas Código	
Pelitas	1
Calizas	2
Arenitas	3
Conglomerados	4

4.3.2. **Análisis de Crossplots (curva de entrenamiento).** Se graficaron los crossplots *NPHI* vs *RHOB*, *RHOB* vs *DTCO*, *DTCO* vs *NPHI* y *RHOB* vs *PEF*, en donde se realizó la curva de entrenamiento para posteriormente correr la red neuronal. Los crossplots se hicieron entre los registros que se utilizaron para correr la red neuronal (*RHOB*, *DTCO*, *GR*, *NPHI* y el *PEF*). Se utilizó el *GR* como tercera variable en cada *crossplot* para ayudar a realizar el modelo. Los códigos de las facies identificadas a partir de los registros de pozo cambian, como se ve en la *tabla 6*. Se realizó esta modificación para discriminar arenitas porosas de las no porosas y no se tomaron en cuenta los niveles conglomeráticos debido a que sus espesores son menores a 1 ft, por lo que la resolución de los registros no permiten identificarlos. La columna generada a partir de la estratigrafía física, es de gran ayuda para ir calibrando el modelo.

Tabla 6. Facies identificadas a partir de crossplots.

Facies identificadas	Código
Pelitas	1
Calizas	2
Arenitas baja porosidad	3
Arenitas alta porosidad	4

4.3.3. **Análisis usando redes neuronales.** Para correr la red neuronal se seleccionaron como datos de entrada cinco registros: el *RHOB*, *DTCO*, *GR*, *NPHI* y el *PEF*. La curva de entrenamiento denominada *Training* se usó para indexar el modelo. Se seleccionó la opción de *learn/index* para que el modelo aprendiera por sí solo, y se obtengan los mejores valores de correlación.

4.4. Amarre roca registro

El amarre roca registro es necesario para poder referenciar adecuadamente en profundidad las pruebas de laboratorio a los registros de pozo, debido a que estas se toman a partir de *plugs* extraídos de los núcleos. Los núcleos pueden presentar desfases respecto a la profundidad in situ, como estiramiento y fracturamiento debido a la pérdida de presión litostática, además de los desfases de profundidad generados por error humano. Es por esto que se realiza esta relación entre la roca y los registros para lograr propagar las propiedades petrofísicas correctamente a todo el pozo. Este paso es fundamental en pozos donde los intervalos corazonados son pequeñas fracciones y es necesario propagar la información proporcionada directamente de la roca a la totalidad del pozo con ayuda de los registros.

Para realizar el amarre roca registro se usa el *Core Gamma*, el cual es el mismo registro *Gamma Ray*, pero es corrido para los núcleos extraídos del pozo. Cuando se grafican estos registros en un *software* de visualización, se usa la herramienta del *software* que permite hacer *shifts* y se cuadra el registro *Core Gamma* al *Gamma Ray*. Para ello, se buscan las tendencias evidenciadas en los picos de ambos registros y se usan picos comunes para hacer la relación. Hacer un buen amarre roca registro es fundamental, ya que, es el punto de partida para la realización de los modelos de porosidad, permeabilidad y saturación; y cualquier desfase en profundidad podría acarrear grandes costos.

Para este proyecto no se cuenta con el *Core Gamma*, por lo tanto, se estableció que los datos de laboratorio se encuentran a la profundidad adecuada; teniendo en cuenta que el pozo se encuentra totalmente corazonado, los desfases que se puedan presentar son mínimos.

4.5. Modelo petrofísico 1D

4.5.1. **Modelo de arcillosidad (Vsh).** El volumen de arcillosidad o *Vshale* es un cálculo básico para generar el modelo petrofísico. Consiste en la fracción de arcilla presente en las formaciones de interés como reservorio y afecta los cálculos de porosidad efectiva, por ende, de saturación de agua. El modelo de arcillosidad se calibra con datos de descripciones de núcleos.

Se usó la ecuación lineal para hallar volumen de arcillosidad (*Vsh*) a partir del registro *Gamma Ray* (Schlumberger, 1989), debido a que no se cuenta con los datos de difracción de rayos X (DRX) que permiten diferenciar los tipos de arcillas (ver *ecuación 1*).

$$Vsh = \frac{GR_{API} - GR_{Sand}}{GR_{Shale} - GR_{Sand}} \quad \text{Ecuación 1}$$

Donde:

GR_{API} = Lectura del registro *Gamma Ray*.

GR_{Sand} = Es el valor mínimo de GR el cual corresponde a una arenita limpia.

GR_{Shale} = Es el valor máximo de GR el cual corresponde a una arcillolita.

4.5.2. **Modelo de porosidad efectiva (ϕ_e).** Es la fracción de poros que se encuentran interconectados. Para hallarla, se relacionaron variables como el volumen de arcillosidad (V_{sh}) y la porosidad promedio (ϕ_{Avg}). Como se observa en la ecuación 2 (Illigde, 2017).

$$\phi_e = \phi_{Avg}(1 - V_{sh}) \quad \text{Ecuación 2}$$

La porosidad promedio (ϕ_{Avg}) se calcula con la porosidad a partir de la densidad (ϕ_D) y la porosidad neutrón (ϕ_N). La porosidad a partir de la densidad (ϕ_D) se halla con la siguiente expresión (Schlumberger, 1989).

$$\phi_D = \left(\frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_{fl}} \right) \quad \text{Ecuación 3}$$

Donde:

ϕ_D = Porosidad a partir de la densidad.

ρ_{ma} = densidad de la matriz.

ρ_b = densidad total (registro).

ρ_{fl} = densidad de fluido.

Para calcular ϕ_{Avg} se realiza un promedio como se ve en la ecuación 4.

$$\phi_{Avg} = \frac{\phi_N + \phi_D}{2} \quad \text{Ecuación 4}$$

En caso de que en el yacimiento haya presencia de gas, se hace el promedio en base a la raíz del promedio de los cuadrados, como se ve en la *ecuación 5*.

$$\phi_{Avg} = \sqrt{\frac{\phi_N^2 + \phi_D^2}{2}} \quad \text{Ecuación 5}$$

Según el porcentaje de porosidad estimado en la roca, se identifica su calidad para almacenar fluidos como se ve en la *tabla 7*.

Tabla 7. Calidad de reservorio a partir de valores de porosidad.

Rango de Porosidad	Descripción
Menos del 10%	Pobre, productividad dudosa.
10 – 15%	Regular.
15 – 25%	Buena, el más común rango en reservorios productivos.
Más del 25%	Excelente, poco común.

Nota: Tomado y adaptado de (Dijkers, 1985).

4.5.3. Modelo de permeabilidad (k). Debido a la relación que existe entre la permeabilidad y la porosidad, el modelo de permeabilidad se basa en la curva generada en el modelo de porosidad efectiva, pero esta es calibrada con los datos de permeabilidad del laboratorio de petrofísica. Se han clasificado las permeabilidades por rangos, permitiendo establecer la calidad de la roca para permitir el paso de fluidos, como se ve en la *tabla 8*.

Tabla 8. Calidad de reservorio según permeabilidad.

Rango permeabilidad	Descripción
1.0 a 15 md	Pobre a regular
15 a 50 md	Moderada
50 a 250 md	Buena
250 a 1000	Muy buena
Mayor a 1 darcy	Excelente

Nota: Tomado y adaptado de (Baker Hughes - INTEQ, 1992).

Se usó la ecuación de Coates y Denoo (ver *ecuación 6*), presentada en 1981, donde se cumple la condición que la permeabilidad es 0 cuando la porosidad es 0 y la saturación de agua irreducible (S_{wirr}) es 100% (Balan, Mohaghegh, & Ameri, 1995).

$$K^{1/2} = 100 \frac{\phi^2(1 - S_{wirr})}{S_{wirr}} \quad \text{Ecuación 6}$$

4.5.4. Modelo de saturación (S_w). La saturación de agua es la fracción del espacio poral del yacimiento que está relleno de agua, y generalmente, hasta que no se demuestre lo contrario, la fracción que no está saturada de agua, está saturada de hidrocarburos.

Para calcular el modelo de saturación es necesario hallar la resistividad del agua de formación (R_w), en este caso, como no se tienen análisis de agua de formación, se opta por calcular el R_w a partir del uso del *Pickett Plot*, en la *ecuación 7* se observa la expresión (Pickett, 1973)

$$R_w = R_t * \phi_{total}^m \quad \text{Ecuación 7}$$

A pesar de que no se cuenta con pruebas de laboratorio de difracción de rayos X (DRX) para determinar los tipos de arcillas presentes en los intervalos, se utilizó la ecuación de indonesia (ver *ecuación 8*). Esto debido a que la ecuación de Archie sobreestima la saturación de agua en rocas con alta presencia de arcillosidad, por lo tanto, se recomienda utilizar esta ecuación para arenitas arcillosas (Shön, 2015).

$$\frac{1}{R_t} = S_w^n \left[\sqrt{\frac{V_{sh}(2-V_{sh})}{R_{sh}}} + \sqrt{\frac{\phi_e^m}{R_w}} \right]^2 \quad \text{Ecuación 8}$$

4.6. Intervalos con calidad de reservorio

Se identificaron las zonas con mejor calidad de reservorio en base al resultado del modelo de litotipos, el modelo petrofísico 1D, y los informes de impregnación. La litología, arcillosidad, porosidad, permeabilidad y la saturación son parámetros claves para identificar reservorios clásticos. La respuesta de los modelos se interpretó en conjunto obteniendo los intervalos con mejor calidad para el almacenamiento de hidrocarburos.

4.7. Correlación de ambientes de depósito con electrofacies

Se identificaron ambientes de depósito a partir de las descripciones del pozo de estudio, analizando la litología y las estructuras sedimentarias presentes. Para facilitar la interpretación, se dividieron intervalos de profundidad según las características de la roca. Finalmente se correlacionaron las electrofacies con la columna estratigráfica para buscar la relación de la roca y su ambiente de depósito con los registros de pozo. En la identificación de electrofacies se suele usar el *SP* o el *Gamma Ray*, en este proyecto se usó el *Gamma Ray* debido a que muestra una mayor resolución que el *SP*.

4.8. Intervalo con mejor calidad de reservorio

Una vez identificados los intervalos de interés, se realizó énfasis en el intervalo con mejor calidad de reservorio. A este se le realizó un modelo petrofísico a detalle, una descripción litológica resaltando rasgos principales y finalmente una interpretación ambiental. Esto debido

que en la industria se hacen modelos a detalle a los intervalos con mejores propiedades para almacenar hidrocarburos.

5. Resultados e interpretación

5.1. Modelo de litotipos

El primer *crossplot* analizado es el *RHOB* vs *PEF* vs *GR* (ver *figura 12*), el cual presenta las cartas *LITH-3* y *LITH-4* de Schlumberger. Allí se pueden diferenciar principales litologías como lo son las calizas que presentan valores de *PEF* superiores a 4 *b/elec* y valores de *RHOB* iguales o superiores a 2.7 *g/cc*. Las arenitas presentan un rango de *RHOB* entre 2.35 *g/cc* y 2.65 *g/cc*, y valores de *PEF* alrededor de 2 *b/elec*, este *crossplot* no permite diferenciar la porosidad. las pelitas presentan valores de *PEF* alrededor de 3 *b/elec*, valores de densidad *RHOB* entre 2.4 *g/cc* y 2.65 *g/cc*, y valores altos de *GR* evidenciados en el color rojo de los puntos.

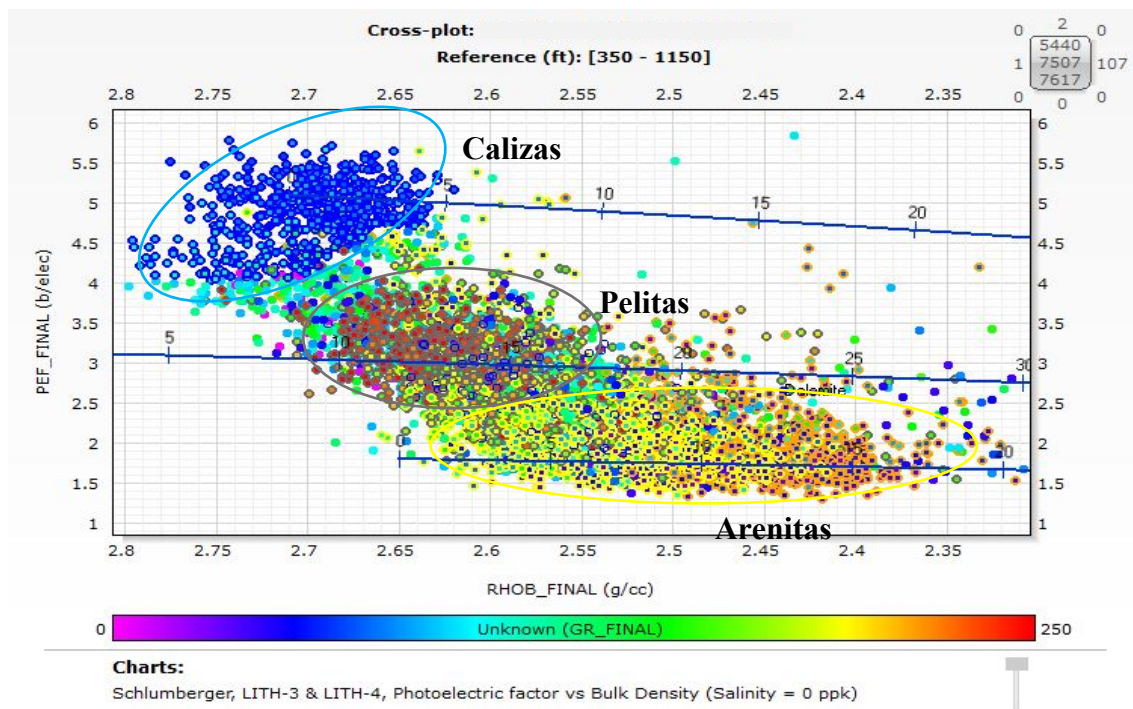


Figura 12. Interpretación crossplot RHOB vs PEF vs GR

El segundo crossplot analizado corresponde al $NPHI$ vs $RHOB$ vs GR , con la ayuda de la carta de interpretación *CP-1a* de Schlumberger, como se ve en la figura 13. Se pueden diferenciar las arenitas de baja porosidad menores a 0.05 de $NPHI$, de las arenitas de alta porosidad mayores a 0.05 $NPHI$, teniendo en cuenta que los valores de densidad $RHOB$ varían entre 2.25 g/cc y 2.65 g/cc . Se identifican las calizas debido a los valores de $RHOB$ mayores o iguales a 2.7 $b/elec$, generalmente presentan baja porosidad $NPHI$ (menores a 0.05) pero pueden estar fracturadas, y presentar valores superiores. Las pelitas se identifican por sus porosidades $NPHI$ mayores a 0.05, teniendo en cuenta que el registro muestra la porosidad total, no la efectiva, también presentan valores de densidad entre 2.55 g/cc y 2.65 g/cc ; el GR también ayuda a identificar las pelitas, ya que presentan valores altos representados en los colores cálidos de los puntos.

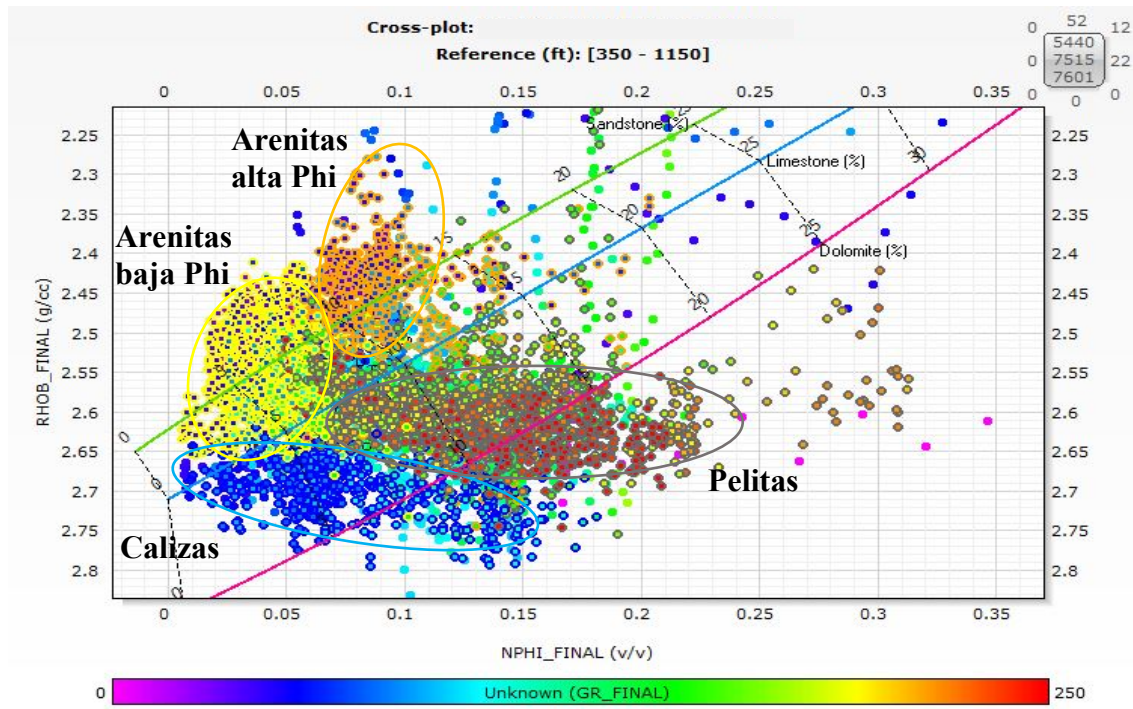


Figura 13. Interpretación crossplot NPHI vs RHOB vs GR.

En el tercer *crossplot* analizado es el *RHOB* vs *DTCO* vs *GR*, como se ve en la *figura 14*. En él se pueden diferenciar las arenitas de baja porosidad las cuales presentan valores de sónico *DTCO* menores a 70 *us/ft*, mientras que las arenitas de alta porosidad presentan valores de *DTCO* mayores a 70 *us/ft*, teniendo en cuenta que los valores de *DTCO* son proporcionales a la porosidad de la roca. Se identifican las calizas como el cluster que presenta mayor densidad *RHOB* de alrededor de 2.7 *g/cc* o superiores. Por otro lado, las pelitas se identifican principalmente por los altos valores de *GR* (colores cálidos) y por sus altos valores de *DTCO* (mayores a 70 *us/ft*) debido a la alta porosidad, sus densidades *RHOB* rondan los 2.6 *g/cc*.

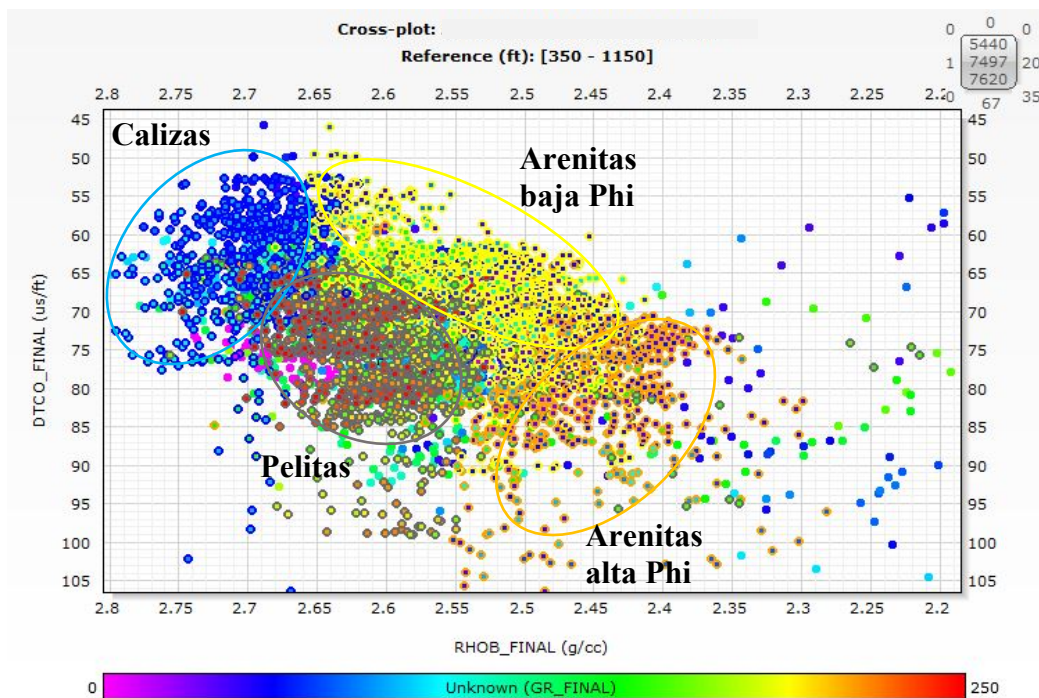


Figura 14. Interpretación crossplot RHOB vs DTCO vs GR.

El cuarto *crossplot* analizado corresponde al *DTCO* vs *NPHI* vs *GR*, como se ve en la figura 15. En él se identifican las calizas como el cluster de puntos con valores de sónico *DTCO* más bajos (menores a 65 *us/ft*) ya que, al ser rocas compactas, el tiempo de propagación de las ondas acústicas es menor, y por tanto su porosidad es menor, también sus valores de *GR* son bajos al no ser rocas radioactivas. Se logra diferenciar arenitas de baja porosidad de las de alta porosidad, como ya se ha explicado en los *crossplots* correspondientes a las figuras 13 y 14. Las pelitas presentan valores de *NPHI* mayores a 0.1 y valores de *DTCO* mayores a 60 *us/ft*, debido a su porosidad total, también se distinguen por sus valores altos de *GR*.

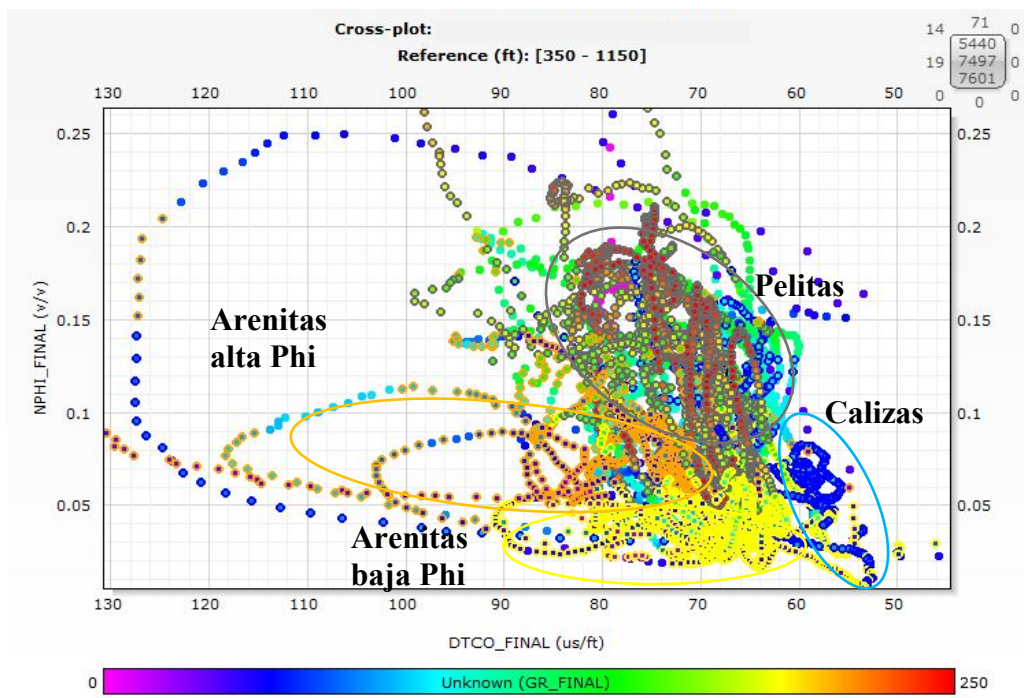


Figura 15. Interpretación crossplot DTCO vs NPHI vs GR.

En el quinto *crossplot* se relacionan los registros *GR* vs *NPHI* vs *RHOB*, como se ve en la figura 16. Se pueden distinguir las pelitas como el cluster de puntos con valores de *GR* mayores a 150 *API*, y con porosidades *NPHI* variables de 0.05 hasta 0.25, recordando que es debido a la porosidad total, no efectiva. Las calizas corresponden a rocas con valores de *GR* menores a 140 *API* pero presentan un amplio rango de porosidades *NPHI*, además los valores de densidad *RHOB* son altos. Se pueden diferenciar las arenitas de baja y alta porosidad de acuerdo a lo explicados para los *crossplots* correspondientes a las figuras 13 y 14, además que sus valores de *GR* son menores a 150 *API*.

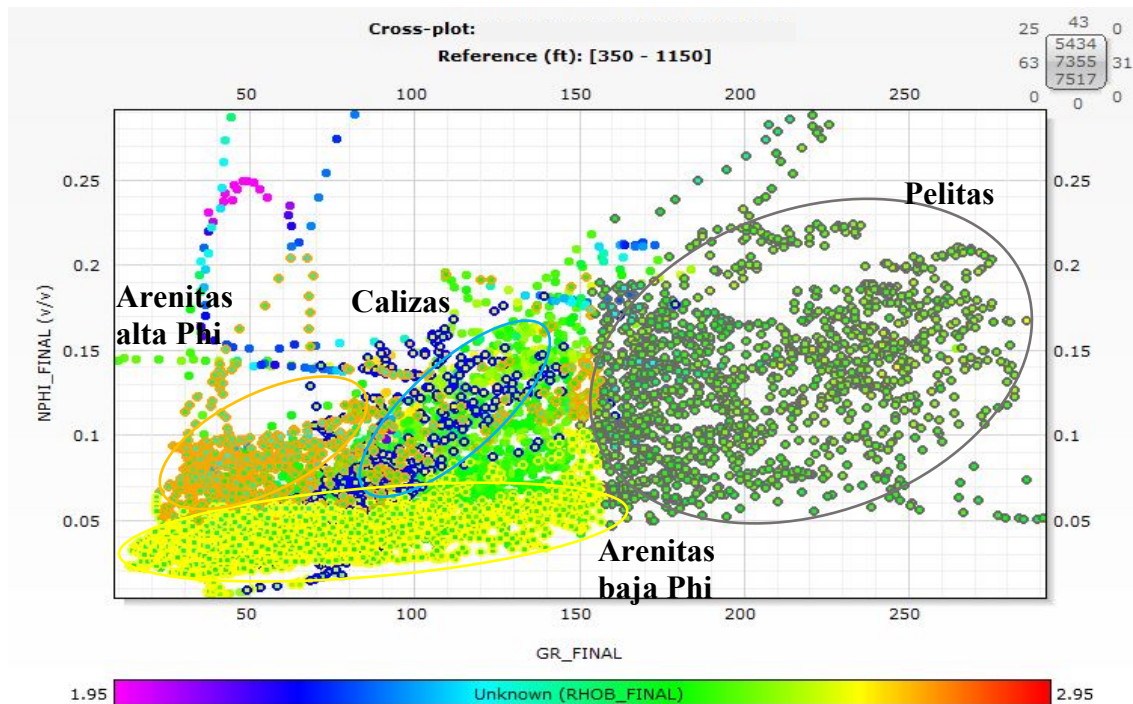


Figura 16. Interpretación crossplot GR vs NPHI vs RHOB.

La curva de entrenamiento “*Training*”, la cual se realizó a partir de los *crossplots*, se graficó como se ve en *figura 17*. Allí se observa que la litología interpretada a partir de registros de pozo concuerda muy bien con la litología descrita a partir de los núcleos. Esta curva de entrenamiento se utilizó para indexar y ayudar a entrenar el modelo de litotipos generado a partir de redes neuronales.

Tabla 9. Correlación de las variables usadas en la red neuronal.

Variable	Correlación
1 Phoelectric Factor	0,6573494
2 Gamma Ray	0,6134610
3 Bulk Density	0,5401179
4 Neutron Porosity	0,5055541
5 Compressional Slowness	0,4004736

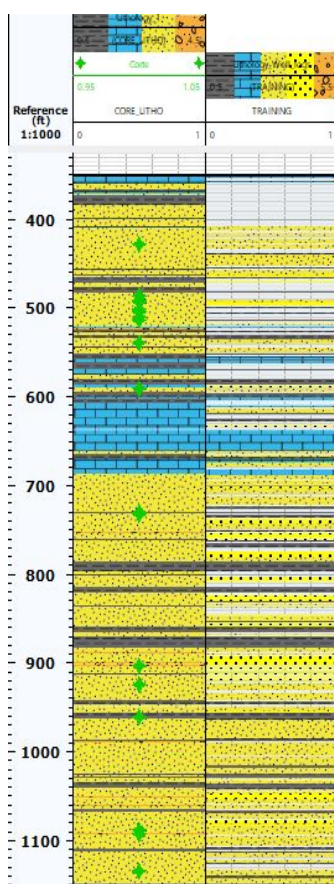


Figura 17. Litología generada a partir de curva de entrenamiento, comparada con la litología descrita de núcleos En el intervalo de estudio (350.ft – 1150 ft).

Una vez se generó la curva de entrenamiento, se procedió a correr el modelo de litotipos a partir de redes neuronales, donde se relacionaron los registros *RHOB*, *DTCO*, *GR*, *NPHI* y el *PEF*, obteniendo un grado de correlación aceptable como se ve en la *tabla 9*. El resultado del modelo se observa en la *figura 18*, allí se ve que la litología generada presenta buena compatibilidad con la litología descrita directamente de la roca.

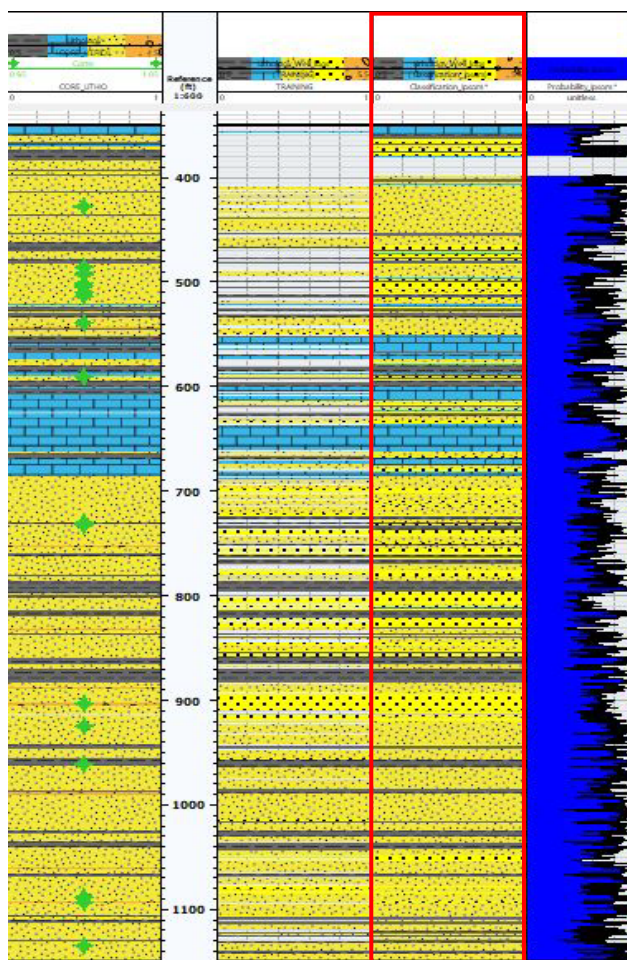


Figura 18. Litología generada a partir de curva de entrenamiento, comparada con la litología descrita de núcleos

Se estableció la relación entre las facies encontradas en la columna estratigráfica detallada con los litotipos generados a partir de registros eléctricos. Esta relación se ve reflejada en la *tabla 10* para las pelitas, en la *tabla 11* para las calizas, en la *tabla 12* para las arenitas de baja porosidad y en la *tabla 13* para las arenitas de alta porosidad.

Tabla 10. Relación de Pelitas con facies adquiridas a partir de descripción de núcleos.

Facies	Pelitas
<i>Clam</i>	Arcillolita laminada
<i>Clambiot</i>	Arcillolita laminada bioturbada
<i>Z</i>	Limolita
<i>sZx</i>	Limolita arenosa con laminación cruzada
<i>sZlbiot</i>	Limolita arenosa con laminación lenticular bioturbada
<i>sZlam</i>	Limolita arenosa laminada
<i>Zlam</i>	Limolita laminada
<i>Zm</i>	Limolita masiva
<i>Zmbiot</i>	Limolita masiva bioturbada
<i>sMl</i>	Lodolita arenosa con laminación lenticular
<i>sMlam</i>	Lodolita arenosa laminada
<i>Mrlam</i>	Lodolita con rizaduras laminada
<i>gMlam</i>	Lodolita conglomerática laminada
<i>M/Sx</i>	Lodolita intercalada con Arenita con laminación cruzada
<i>M/Swbiot</i>	Lodolita intercalada con Arenita con laminación wavy bioturbada
<i>Mlam</i>	Lodolita laminada
<i>Mm</i>	Lodolita masiva
<i>Psol</i>	Paleosuelo

Tabla 11. Relación de Calizas con facies adquiridas a partir de descripción de núcleos.

Facies	Calizas
<i>Md</i>	Mudstone
<i>Mdlambiot</i>	Mudstone laminado bioturbado
<i>Pk</i>	Packstone
<i>Pklambiot</i>	Packstone laminado bioturbado
<i>Wklam</i>	Wackestone laminado
<i>Wklambiot</i>	Wackestone laminado bioturbado

Tabla 12. Relación de Arenitas de baja porosidad con facies adquiridas a partir de descripción de núcleos.

Facies	Arenitas baja Phi
<i>Sbiot</i>	Arenita bioturbada
<i>Sfbiot</i>	Arenita con laminación flaser bioturbada
<i>S/M</i>	Arenita intercalada con Lodolita
<i>S/Mw</i>	Arenita intercalada con Lodolita con laminación wavy
<i>Slambiot</i>	Arenita laminada bioturbada
<i>mSbiot</i>	Arenita lodosa bioturbada
<i>mSfbiot</i>	Arenita lodosa bioturbada
<i>mSf</i>	Arenita lodosa con laminación flaser
<i>Smbiot</i>	Arenita masiva bioturbada
<i>Sf</i>	Arenita con laminación flaser

Tabla 13. Relación de Arenitas de alta porosidad con facies adquiridas a partir de descripción de núcleos.

Facies	Arenitas alta Phi
<i>S</i>	Arenita
<i>Sx</i>	Arenita con laminación cruzada
<i>Sr</i>	Arenita con rizaduras
<i>gS</i>	Arenita conglomerática
<i>gSx</i>	Arenita conglomerática con laminación cruzada
<i>gSr</i>	Arenita conglomerática con rizaduras
<i>gSrlam</i>	Arenita conglomerática laminada con rizaduras
<i>gSm</i>	Arenita conglomerática masiva
<i>Slam</i>	Arenita laminada
<i>Sxlam</i>	Arenita laminada con laminación cruzada
<i>Srlam</i>	Arenita laminada con rizaduras
<i>Sm</i>	Arenita masiva
<i>G</i>	Conglomerado
<i>sGx</i>	Conglomerado arenoso con laminación cruzada
<i>sGm</i>	Conglomerado arenoso masivo
<i>Gx</i>	Conglomerado con laminación cruzada
<i>G/Sx</i>	Conglomerado intercalado con Arenita con laminación cruzada
<i>Gm</i>	Conglomerado masivo

5.2. Modelo petrofísico 1D

5.2.1. **Modelo de arcillosidad (Vsh).** El modelo de arcillosidad se realiza a partir del registro *GR* mediante la ecuación lineal. Primero se analizó la distribución del registro *Gamma Ray* para todo el intervalo de interés (350 *ft* – 1150 *ft*), mediante un histograma de frecuencias, identificando los valores de *GR_Sand* y *GR_Shale*, siendo 20 **API** y 250 **API** respectivamente, como se ve en la *figura 19*. Por otro lado, se observa que predomina las litologías con baja arcillosidad, siendo la moda 40.5 **API**.

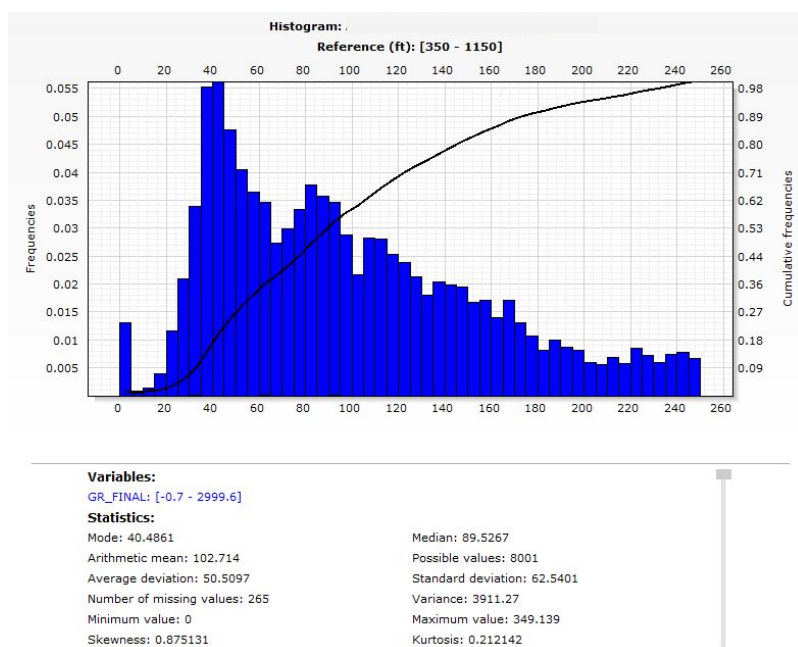


Figura 19. Histograma para el registro GR en el intervalo de estudio (350 *ft* – 1150 *ft*).

En la *figura 20* se puede ver el modelo de arcillosidad (Vsh) generado.

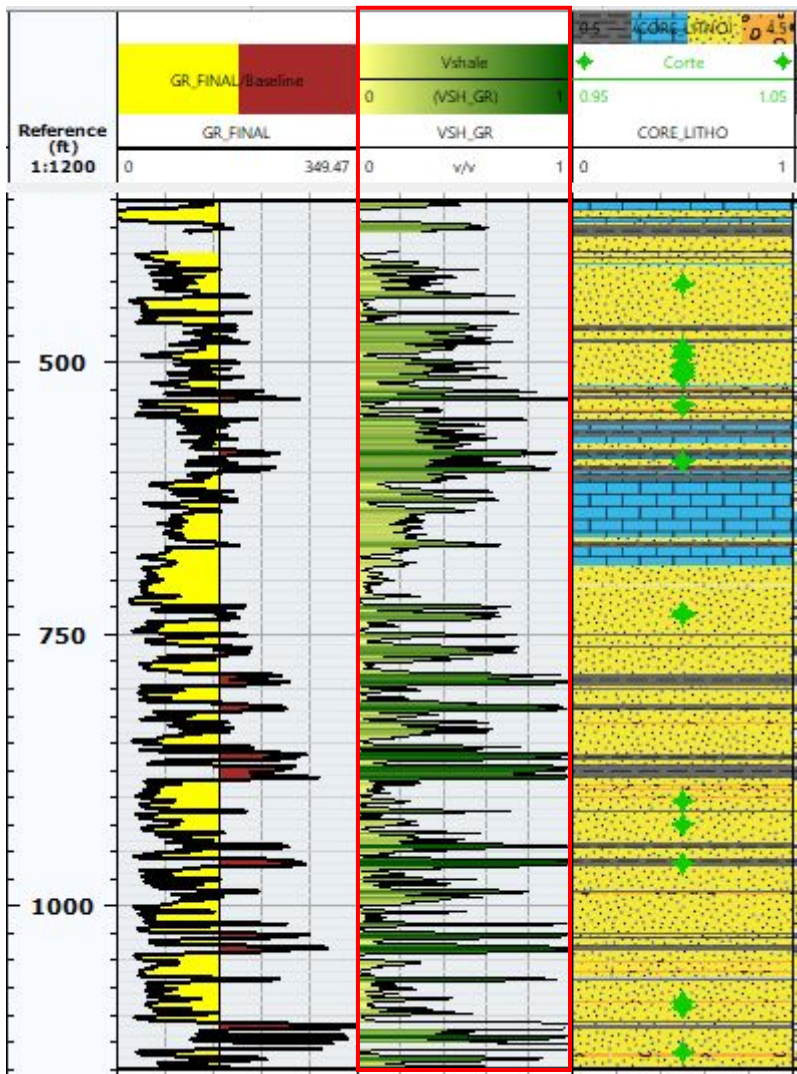


Figura 20. Modelo de arcillosidad generado en el intervalo de estudio (350 ft – 1150 ft).

5.2.2. **Modelo de porosidad efectiva (ϕ_e).** Se realizó un histograma para verificar la distribución y las frecuencias de los datos obtenidos del laboratorio de petrofísica en todo el intervalo de interés (350 ft – 1150 ft), en donde se observan dos tendencias de

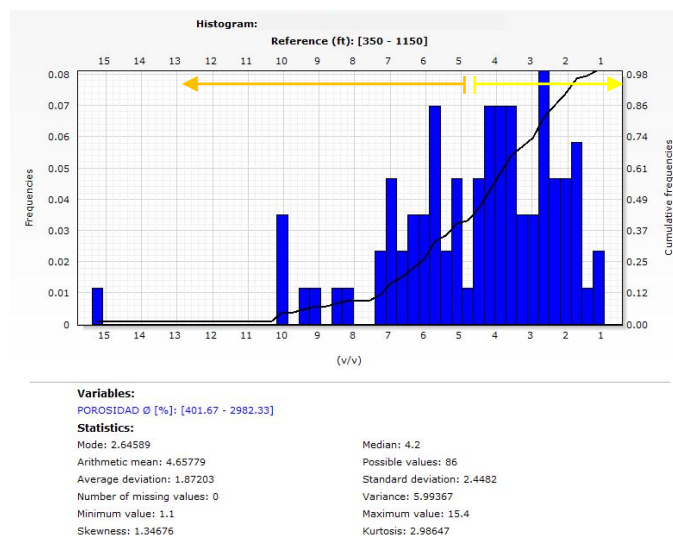


Figura 21. Histograma de distribución de frecuencias para los datos de laboratorio de porosidad en el intervalo de estudio (350 ft – 1150 ft). Se observan las tendencias que diferencian arenitas de alta porosidad (flecha naranja) de las arenitas de baja porosidad (flecha amarilla).

distribuciones de frecuencia principales de porosidad, la primera corresponde a las porosidades mayores al 5% y las segundas corresponden a las modas menores al 5%, como se ve en la figura 21. Por tal razón, se agruparon los datos de cada moda y se plotearon en otro histograma como se ve en la figura 22, se obtuvieron dos modas de porosidades promedio que fueron **3.11%** y **7.02%**. De esta forma se comprueba que el modelo de litotipos generado a partir de registros eléctricos permite discriminar arenitas de baja y de alta porosidad.

El modelo de porosidad efectiva se realizó usando los registros *RHOB*, *NPHI* y *GR*, su modelo se observa en la *figura 23*. En este se ve cómo el modelo de porosidad efectiva se calibra con los datos de laboratorio de porosidad, dando un modelo acertado. En la imagen también se observa las curvas de porosidad efectiva y porosidad total comparadas, evidenciándose que la porosidad total es mayor.

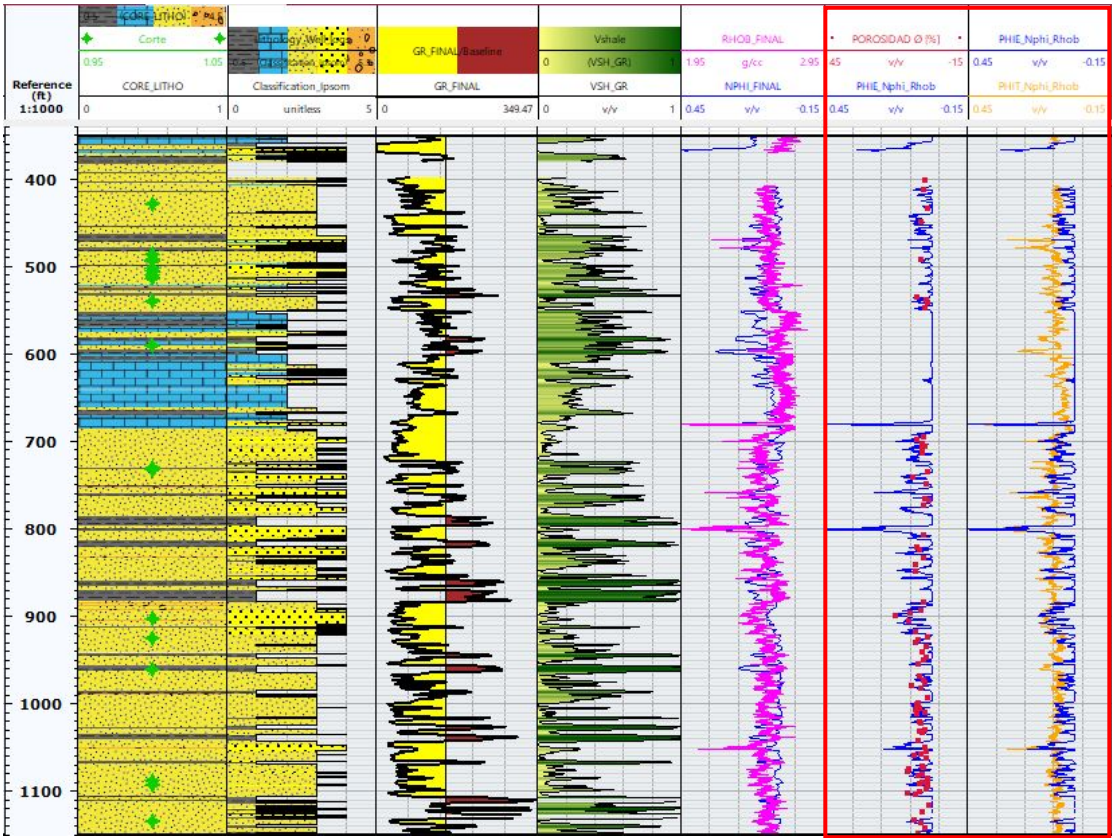


Figura 23. Modelo de porosidad efectiva para el intervalo de estudio (350 ft – 1150 ft), calibrado con los datos de laboratorio. Se compara con porosidad total.

5.2.3. Modelo de permeabilidad (k). Se graficaron los valores de permeabilidad adquiridos en laboratorio en un histograma para observar su distribución de frecuencias para todo el intervalo de interés (350 ft – 1150 ft), como se ve en la *figura 24*. Allí se puede observar que la moda es **0.07 mD**, lo cual es muy pobre. Sin embargo, se presentan valores de **1 a 10 mD** que son regulares y valores cercanos a los **300 mD** que son muy buenos (ver *tabla 8*).

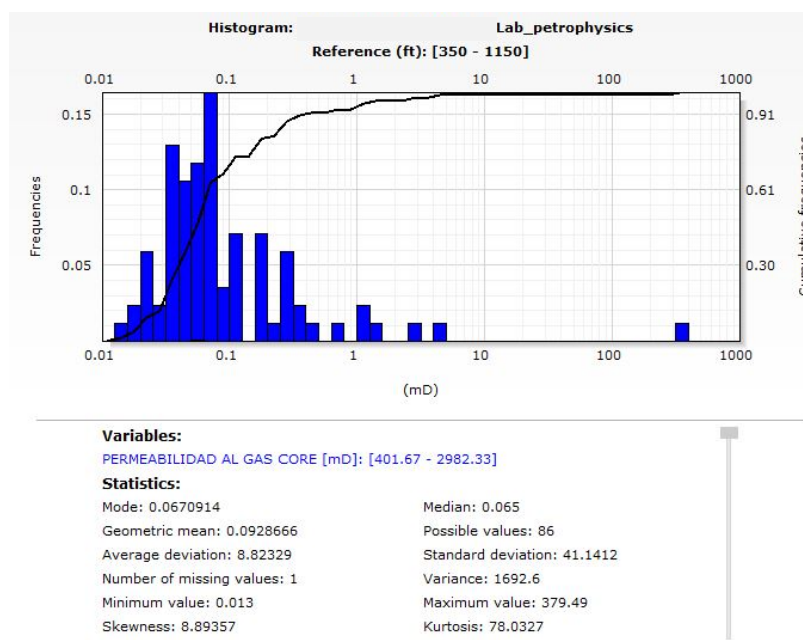


Figura 24. Histograma de distribución de frecuencias para los valores de permeabilidad de laboratorio en el intervalo de estudio (350 ft – 1150 ft).

Se compararon los valores de porosidad y permeabilidad (obtenidos de laboratorio) en un crossplot para observar su relación, como se ve en la *figura 25*. Se observa que la correlación es bastante buena ($R = 0.712$), presentándose una relación directa de estas dos variables. En el intervalo de estudio se observan muy bajas permeabilidades

en general, pudiendo ser causado por cantidad abundante de cemento, presencia importante de arcillas o un mal calibrado.

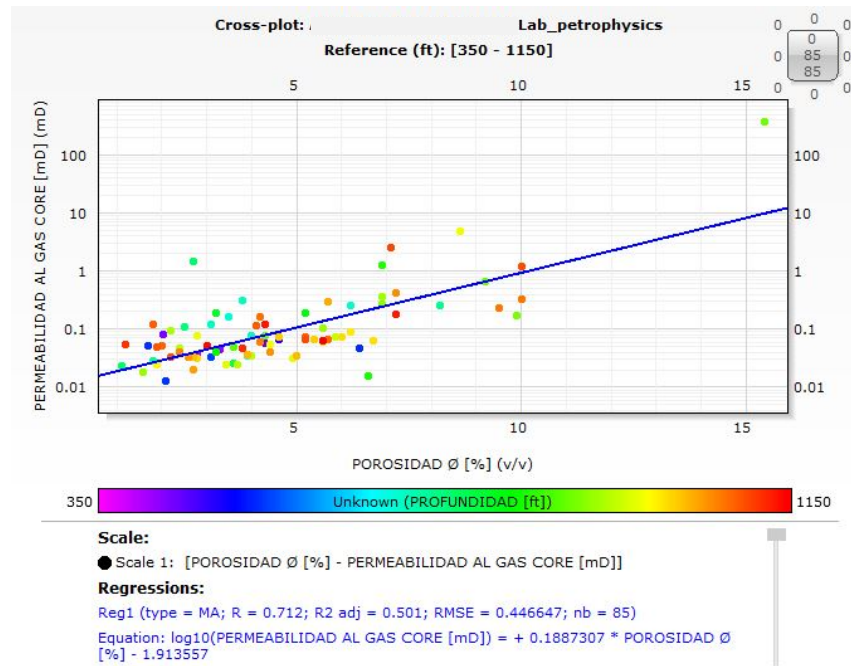


Figura 25. Crossplot relacionando los datos de laboratorio de porosidad y permeabilidad en el intervalo de estudio.

En la figura 26 se observa el modelo de permeabilidad generado a partir de la ecuación de coates, donde se usó una saturación de agua irreducible S_{wirr} de 0.2. Allí se ve como fue calibrada la curva a partir de los datos de laboratorio de petrofísica (puntos verdes).

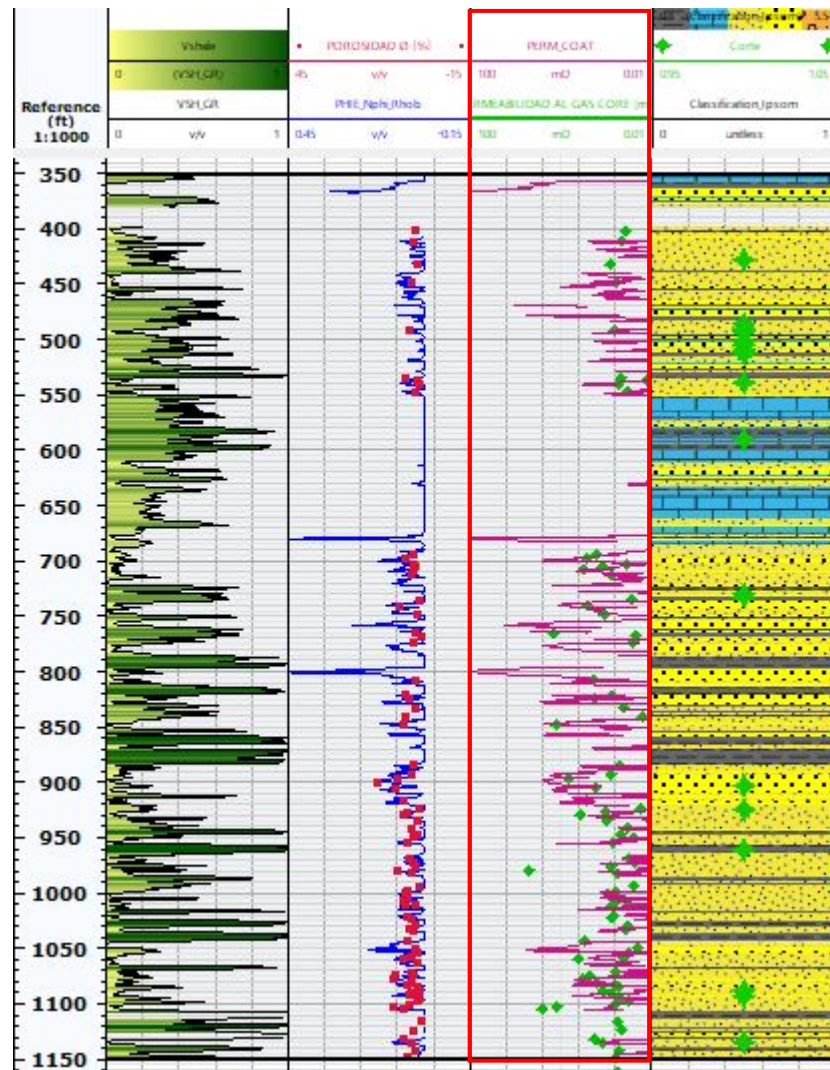


Figura 26. Modelo de permeabilidad generado para el intervalo de estudio (350 ft – 1150 ft), calibrado con los datos de laboratorio.

El histograma de distribución de frecuencias del modelo de permeabilidad generado, como se ve en la *figura 27*, evidencia que el 5% de los valores modelados corresponden a permeabilidades mayores a 10 mD, los cuales son buenos para la

calidad de reservorio. Sin embargo, la mayoría de los datos muestran permeabilidades muy pobres evidenciados en la moda de 0.085 *mD*.

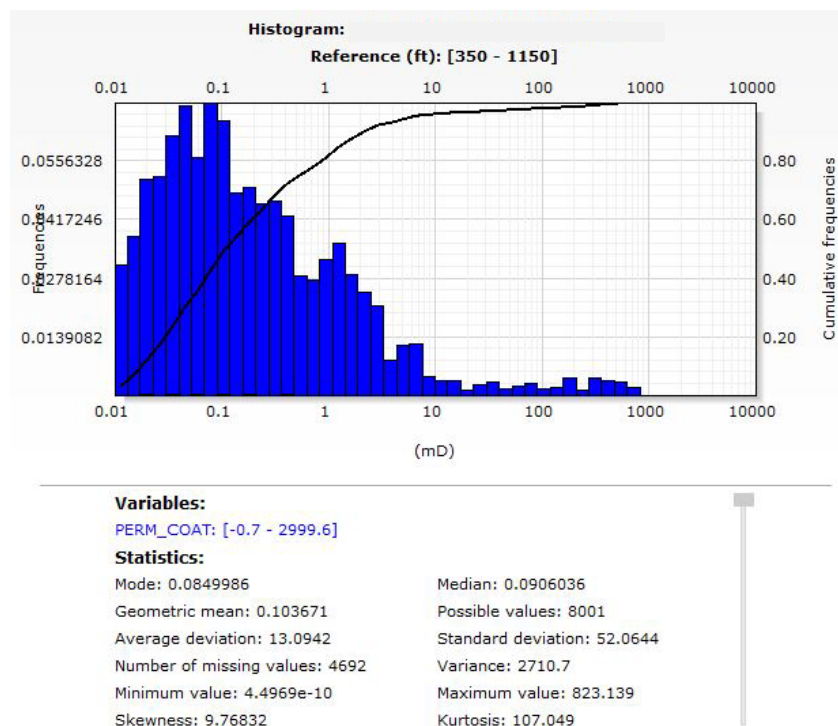


Figura 27. Histograma de distribución de frecuencias del modelo de permeabilidad generado en el intervalo de estudio (350 ft – 1150 ft).

5.2.4. Modelo de saturación (Sw). Se usó la ecuación de indonesia, debido a la alta arcillosidad del intervalo de estudio (350 *ft* – 1150 *ft*). Primero se halló el R_w para todos los datos de porosidad efectiva de laboratorio, mediante el uso de la *ecuación 7*, se promediaron los R_w obteniendo $R_w = 0.883$. En la *figura 28* se puede observar el *Pickett Plot* con las diferentes líneas de saturación de agua (100%, 75%, 50% y 25%), como tercera variable se usó la clasificación de litotipos, donde se filtraron las arenitas de baja y alta porosidad, con los colores amarillo y naranja respectivamente. A pesar de que no se hallaron en el laboratorio el exponente de saturación (n), el exponente de cementación (m) y la tortuosidad (a), se usaron los valores mencionados en (Acosta & Rosales, 2017) para arenitas arcillosas, como se evidencia en la *figura 29*.

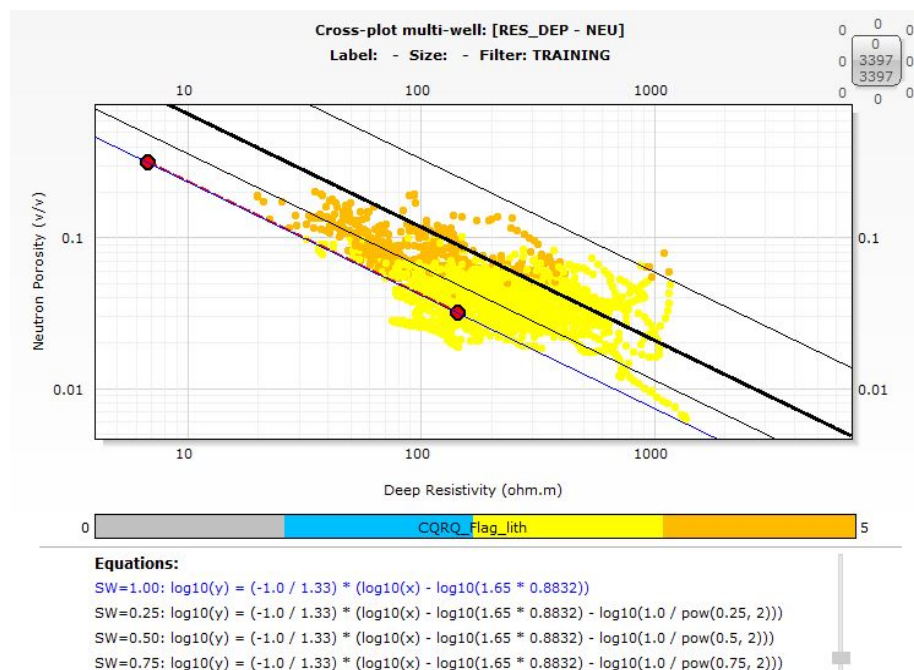


Figura 28. Pickett Plot del intervalo de estudio (350 *ft* – 1150 *ft*), donde se evidencian las líneas de saturación de agua (la roja es S_w de 100%).

El modelo de saturación generado con el R_w hallado previamente se ve en la *figura 30*. Donde se evidencia valores altos de saturación de agua, aunque los valores de saturación de aceite coinciden con las pruebas de corte positivas evidenciadas en los puntos verdes que se encuentran en el *track* del modelo de litotipos. Además, se evidencia el modelo petrofísico completo, donde se ven los modelos de litotipos, porosidad, permeabilidad y saturación.

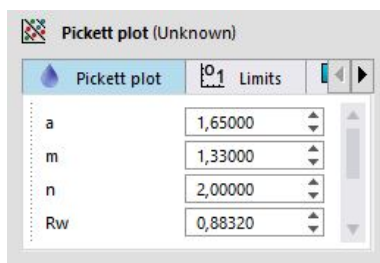


Figura 29. Parametros utilizados para la construcción del Pickett Plot.

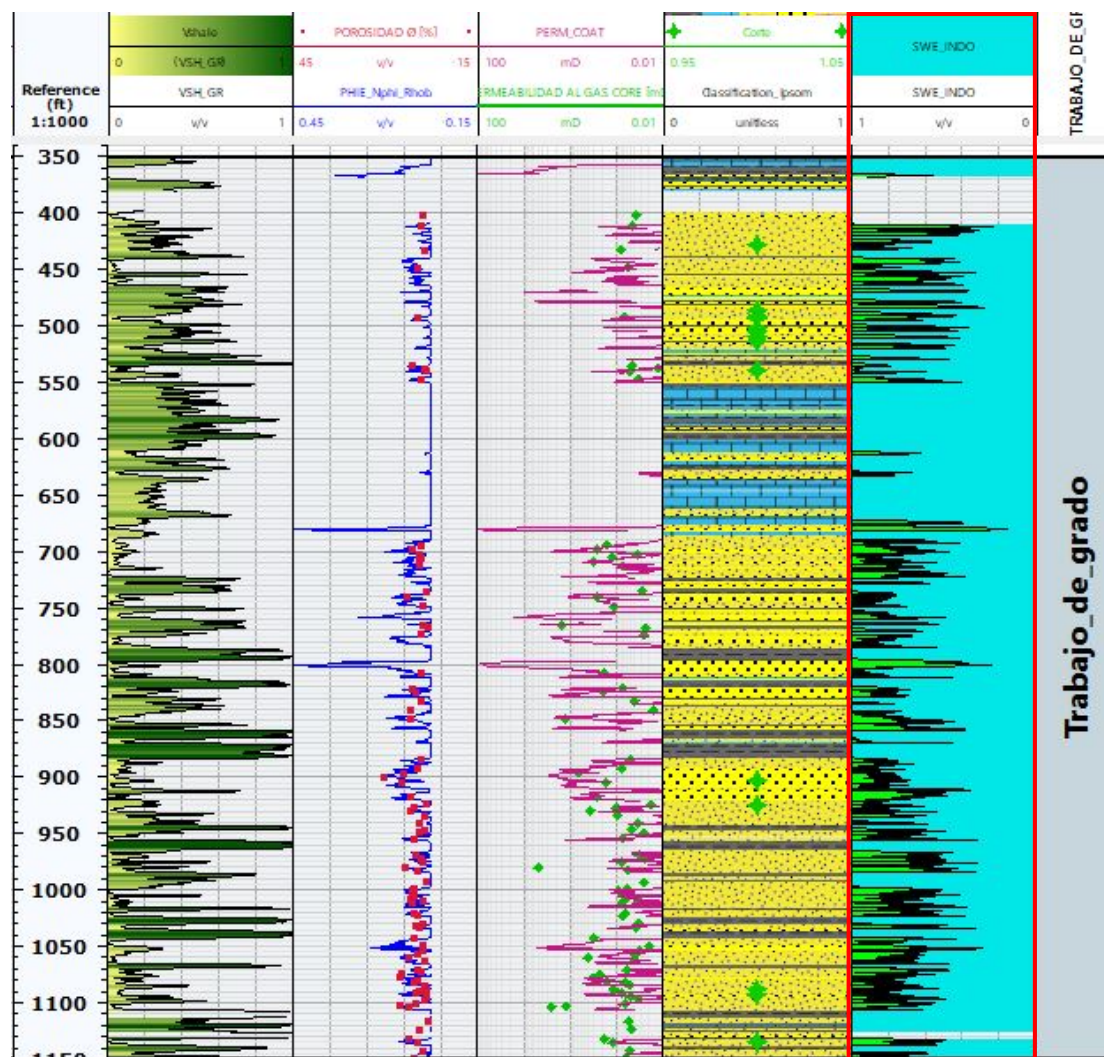


Figura 30. Modelo de saturación de agua para el intervalo de estudio (350 ft – 1150 ft).

5.3. Intervalos con mejor calidad de reservorio

Para identificar los intervalos con mejor calidad de reservorio, se tuvo muy en cuenta la saturación del intervalo de estudio. Por ello se seleccionó en el *Pickett Plot* los puntos que se

encuentran por encima del 50% de S_w , como se ve en la *figura 31*. Esta selección se convierte en un registro discreto (ver *figura 32*) para ayudar a identificar los intervalos de interés.

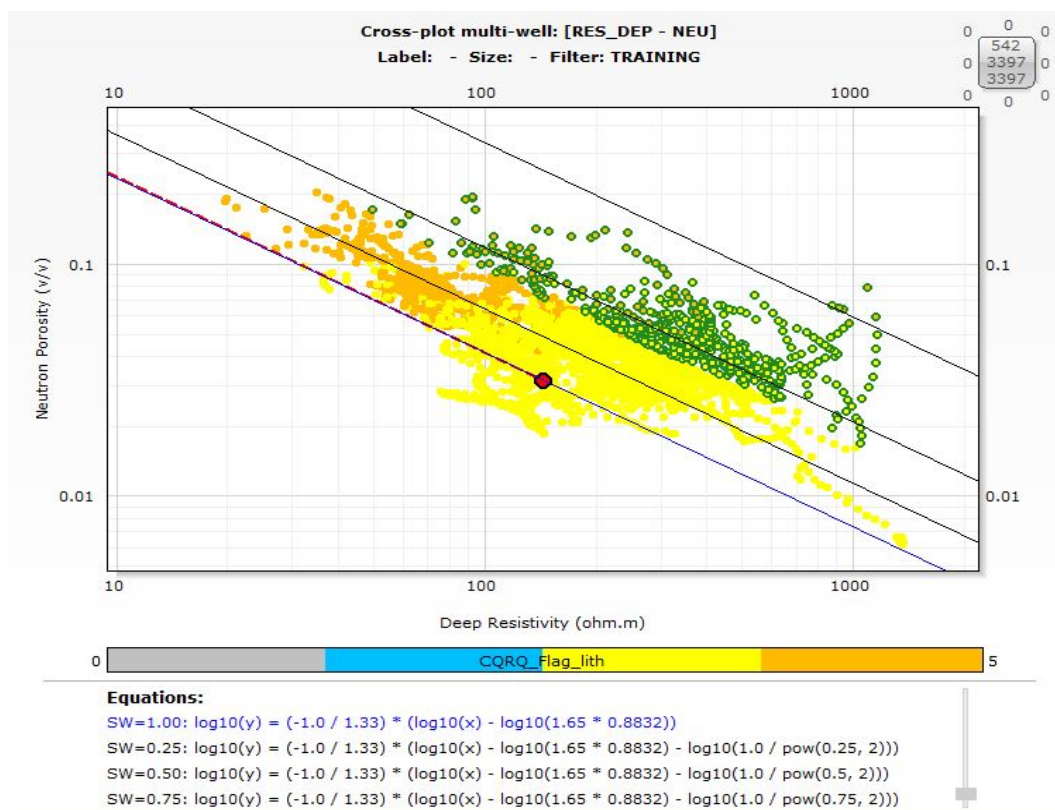


Figura 31. Pickett Plot, con selección de los intervalos con presencia de saturación de aceite del 50% o superior.

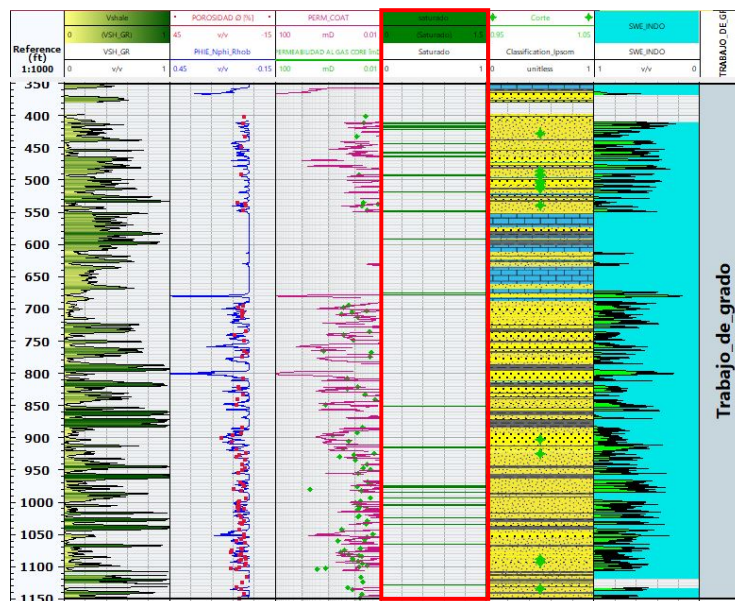


Figura 32. Registro discreto con los puntos de mayor saturación identificados.

Se identificaron seis intervalos con las mejores propiedades de calidad de reservorio como se ve en la *figura 33*. En cada uno de ellos se miró el comportamiento de las curvas modeladas de Vshale, Porosidad efectiva, Permeabilidad y Saturación. Además, se tuvieron en cuenta las pruebas de corte positivas, que indican la acumulación o el paso de hidrocarburos.

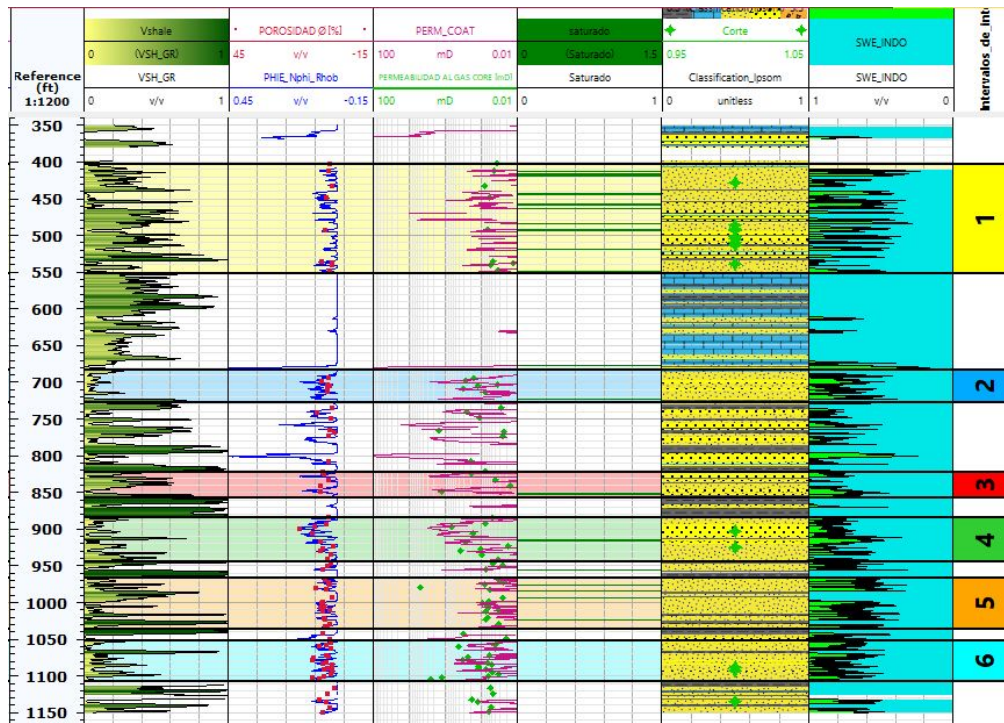


Figura 33. Intervalos de interés identificados a partir de propiedades petrofísicas y el modelo de litotipos.

En el intervalo 1 que comprende desde 402.45 ft, hasta 551.93 ft (149.48 ft de espesor), se presentan valores de Vshale desde 0 hasta 1, donde se observa una media aritmética de 0.31, por lo tanto, el intervalo presenta una arcillosidad media y una amplia distribución de los datos. El modelo de porosidad efectiva muestra valores desde 0 hasta 0.098, cuya moda es de 0.002 y media de 0.017, sin embargo, se encuentran algunas acumulaciones de porosidades cercanas a 0.05. El modelo de permeabilidad muestra valores desde 0 mD hasta 10 mD, donde su moda corresponde a 0.057 mD siendo muy baja. En el modelo de saturación se ve que los valores oscilan entre 0.21 y 1, su moda de 0.99 y su media de 0.86 indican una saturación de aceite baja. Todos los parámetros descritos se pueden observar en la *figura 34*.

EVALUACIÓN DE LA CALIDAD DE RESERVORIO DE UN POZO (ANH)

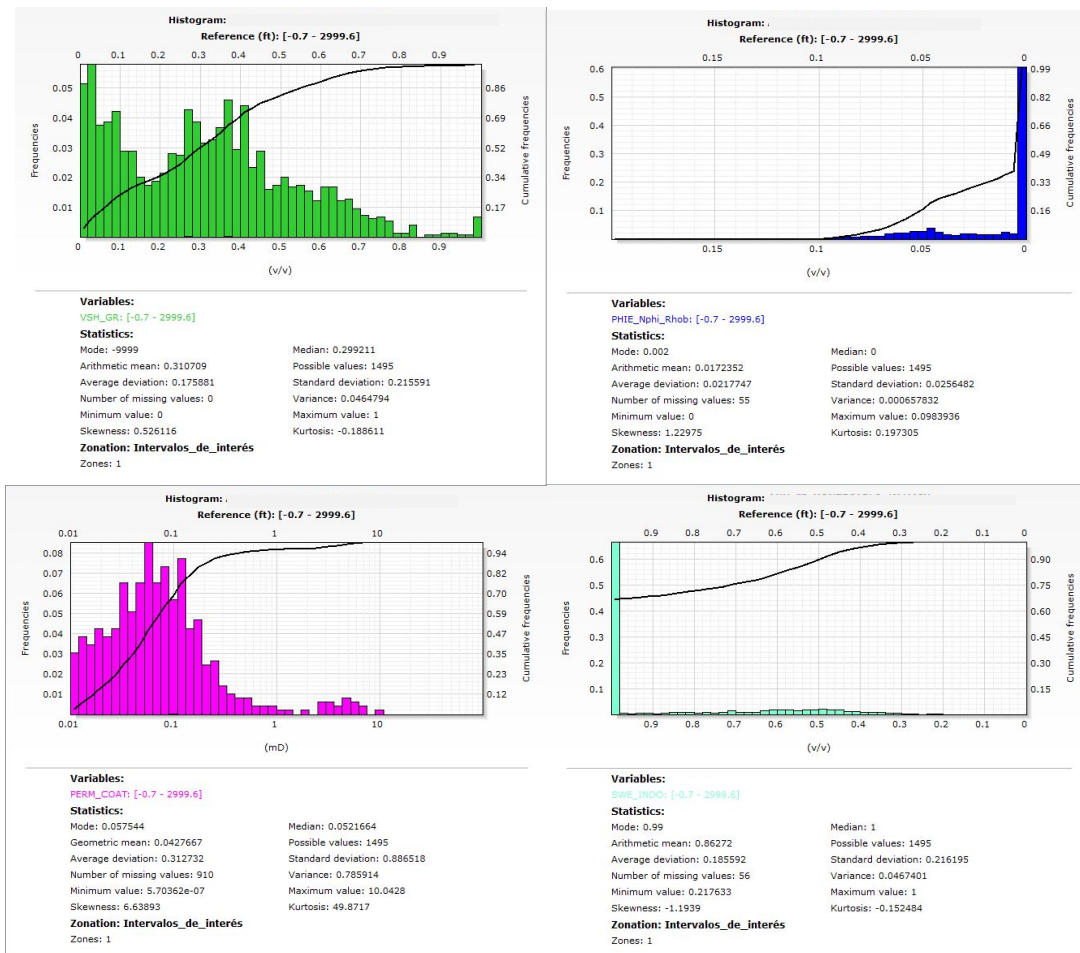
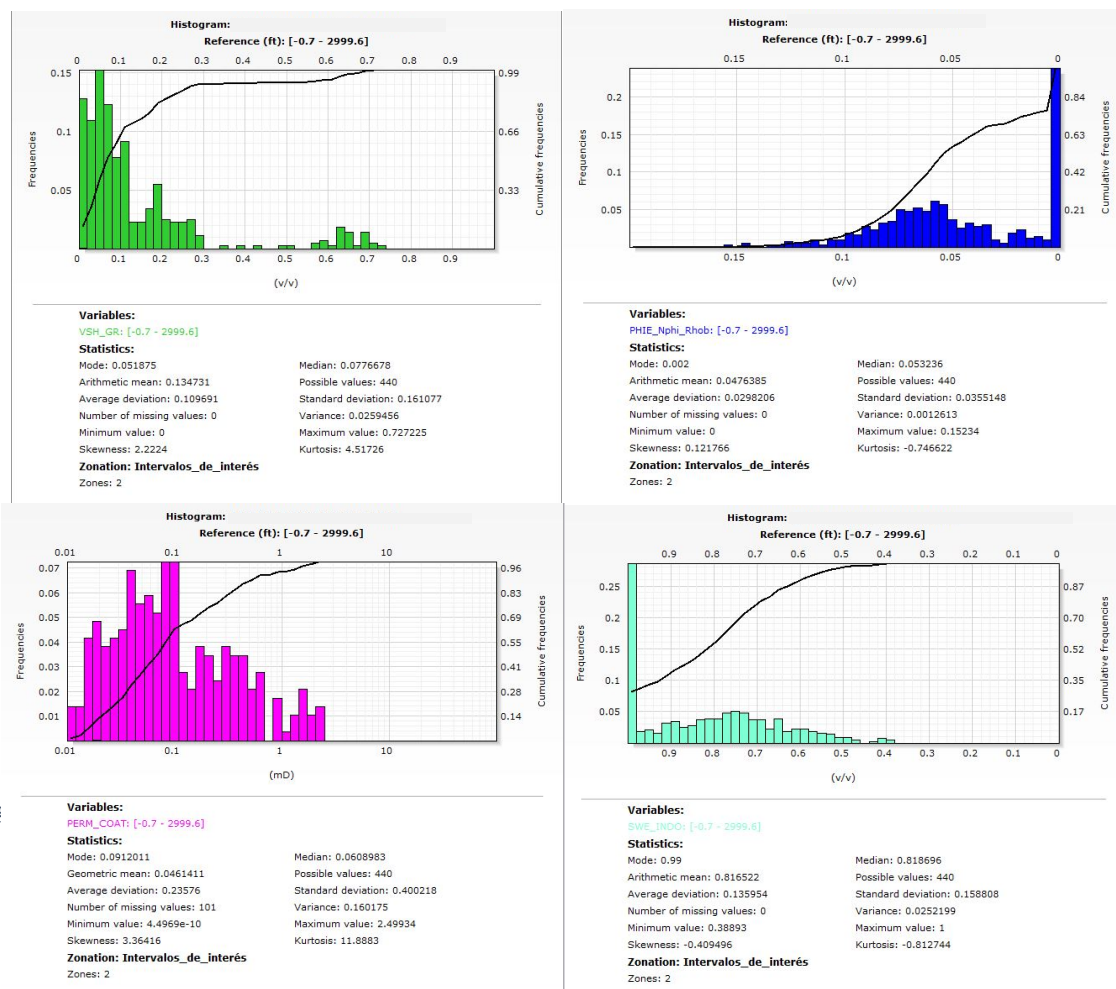


Figura 34. Histogramas de distribución del modelo petrofísico en el intervalo de interés 1.

En el intervalo 2 que comprende desde 682.36 ft, hasta 726.33 ft (43.97 ft de espesor), se presentan valores de Vshale desde 0 hasta 0.73, donde se observa una moda de 0.05 y una media de 0.13, por lo tanto, el intervalo presenta una baja arcillosidad. El modelo de porosidad efectiva muestra valores desde 0 hasta 0.15, cuya moda es de 0.002 y media de 0.053. El modelo de permeabilidad muestra valores desde 0 mD hasta 2.45 mD, donde su moda corresponde a 0.091 mD siendo baja. En el modelo de saturación de agua se ve que los valores oscilan entre 0.39 y 1,

su moda de 0.99 y su media de 0.81 indican una saturación de aceite baja en general, con pequeños intervalos con saturación de aceite aceptable. Todos los parámetros descritos se pueden observar en la *figura 35*.



Fig

En el intervalo 3 que comprende desde 821.87 ft, hasta 855.90 ft (34.03 ft de espesor), se presentan valores de V_{shale} desde 0 hasta 0.76, donde se observa una media aritmética de 0.29, por lo tanto, el intervalo presenta una arcillosidad media baja. El modelo de porosidad efectiva muestra valores desde 0 hasta 0.15, cuya moda es de 0.002 y media de 0.031, sin embargo, se encuentran algunas acumulaciones de porosidades cercanas a 0.05 y 0.09. El modelo de permeabilidad muestra valores desde 0 mD hasta 2.83 mD, donde su moda corresponde a 0.88 mD siendo baja. En el modelo de saturación de agua se ve que los valores oscilan entre 0.44 y 1, su moda de 0.99 y su media de 0.87 indican una saturación de aceite baja, que en ocasiones es aceptable. Todos los parámetros descritos se pueden observar en la *figura 36*.

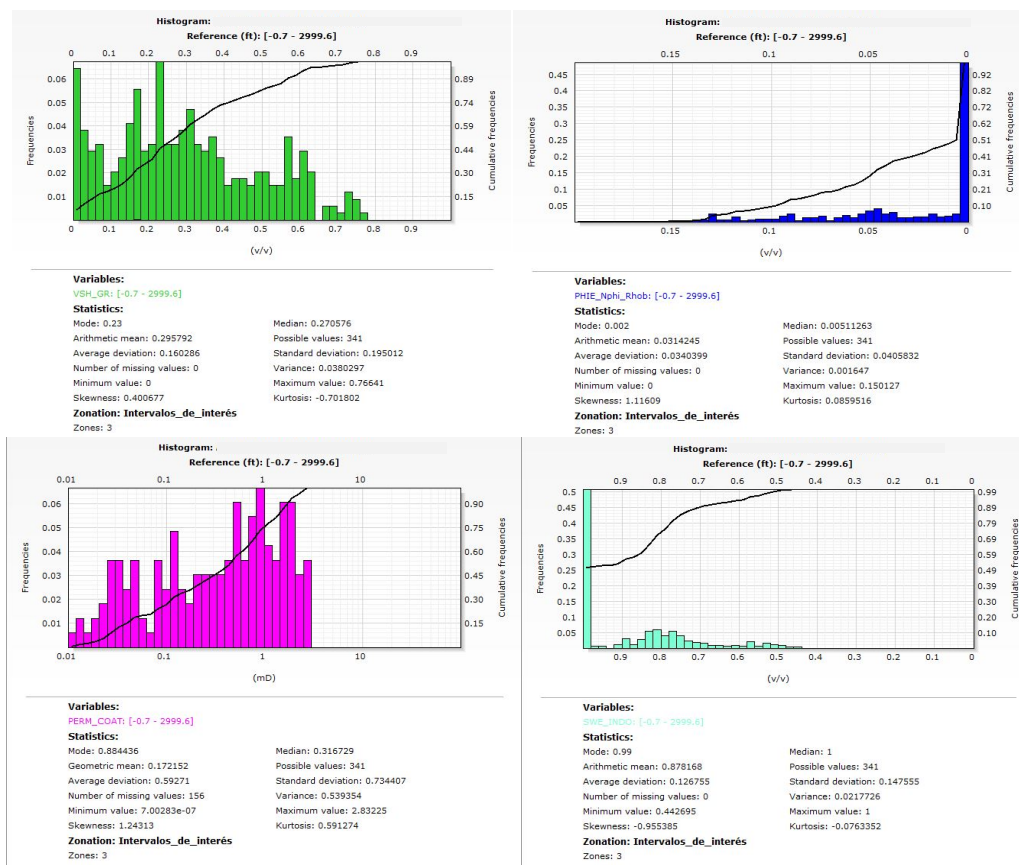


Figura 36. Histogramas de distribución del modelo petrofísico en el intervalo de interés 3.

En el intervalo 4 que comprende desde 884.12 ft, hasta 943.22 ft (59.1 ft de espesor), se presentan valores de V_{shale} desde 0 hasta 0.77, donde se observa una media aritmética de 0.17, por lo tanto, el intervalo presenta una arcillosidad media y una amplia distribución de los datos. El modelo de porosidad efectiva muestra valores desde 0 hasta 0.157, cuya moda es de 0.002 y media de 0.052, sin embargo, se encuentran algunas acumulaciones de porosidades cercanas a 0.05 y 0.10. El modelo de permeabilidad muestra valores desde 0 mD hasta 3 mD, donde su moda corresponde a 1.29 mD siendo baja. En el modelo de saturación se ve que los valores oscilan entre 0.35 y 1, su moda de 0.99 y su media de 0.86 indican una saturación de aceite baja, con algunos intervalos con buena saturación de aceite. Todos los parámetros descritos se pueden observar en la *figura 37*.

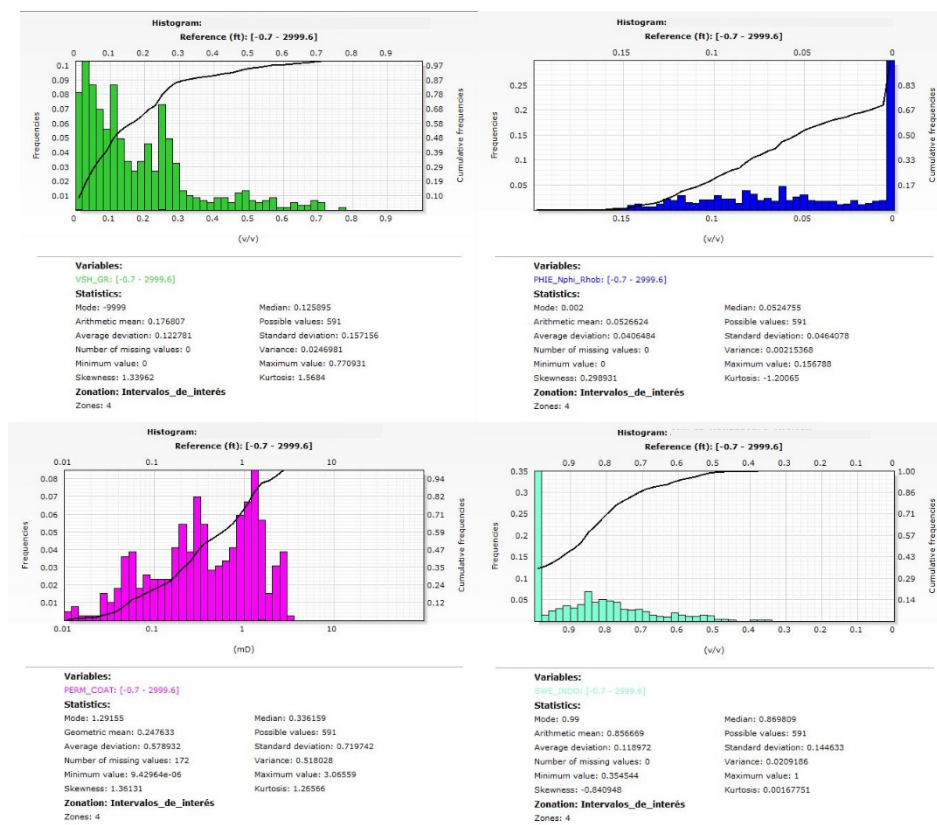


Figura 37. Histogramas de distribución del modelo petrofísico en el intervalo de interés 4.

En el intervalo 5 que comprende desde 965.20 ft, hasta 1104.77 ft (139.57 ft de espesor), se presentan valores de V_{shale} desde 0 hasta 1, donde se observa una media aritmética de 0.29 y una moda de 0.01, por lo tanto, el intervalo presenta una arcillosidad baja. El modelo de porosidad efectiva muestra valores desde 0 hasta 0.092, cuya moda es de 0.002 y media de 0.024, sin embargo, se encuentran algunas acumulaciones de porosidades cercanas a 0.06. El modelo de permeabilidad muestra valores desde 0 mD hasta 0.4 mD, donde su moda corresponde a 0.04 mD siendo muy baja. En el modelo de saturación se ve que los valores oscilan entre 0.32 y 1, su moda de 0.99 y su media de 0.80 indican una saturación de aceite baja, con algunos intervalos con buena saturación de aceite. Todos los parámetros descritos se pueden observar en la *figura 38*.

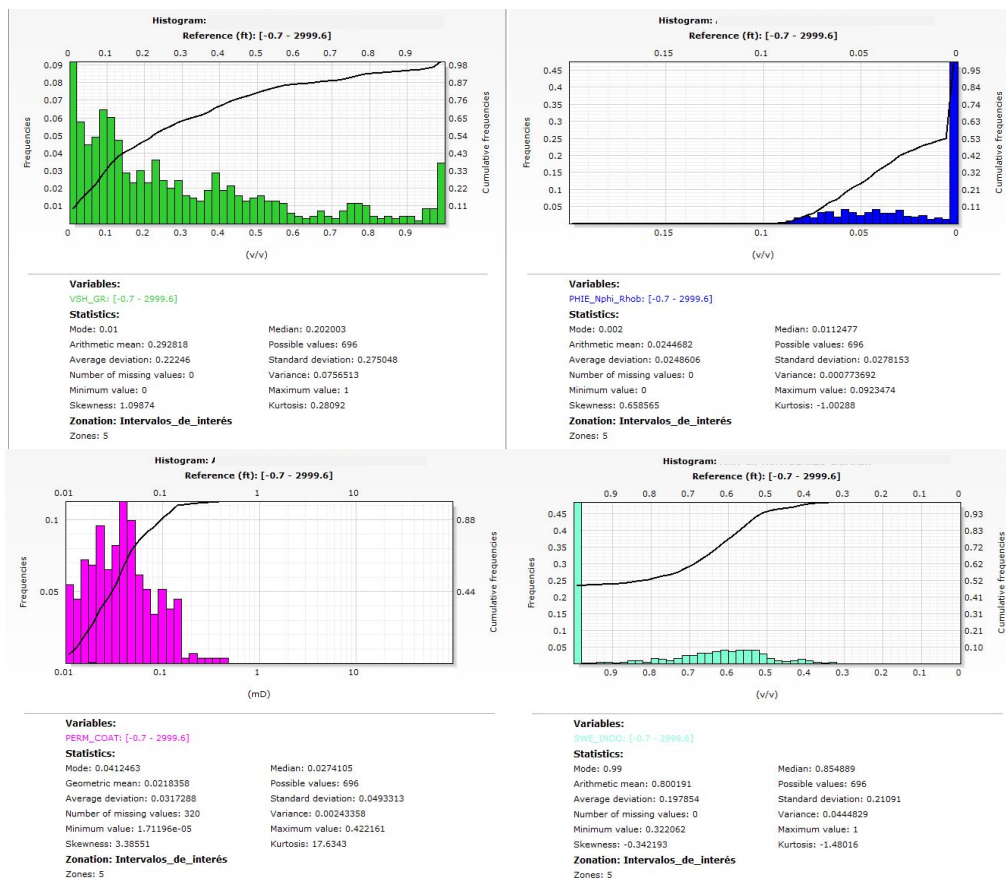


Figura 38. Histogramas de distribución del modelo petrofísico en el intervalo de interés 5.

En el intervalo 6 que comprende desde 1051.37 ft, hasta 1106.97 ft (55.60 ft de espesor), se presentan valores de V_{shale} desde 0 hasta 0.94, donde se observa una moda de 0.05 y una media aritmética de 0.19, por lo tanto, el intervalo presenta una arcillosidad baja y una amplia distribución de los datos. El modelo de porosidad efectiva muestra valores desde 0 hasta 0.19, cuya moda es de 0.002 y media de 0.04, sin embargo, se encuentran algunas acumulaciones de porosidades cercanas a 0.09. El modelo de permeabilidad muestra valores desde 0 mD hasta 5.45 mD, donde su moda corresponde a 0.08 mD siendo muy baja. En el modelo de saturación se ve que los valores oscilan entre 0.28 y 1, su moda de 0.99 y su media de 0.81 indican una saturación de aceite baja, con algunos intervalos buenos. Todos los parámetros descritos se pueden observar en la *figura 39*.

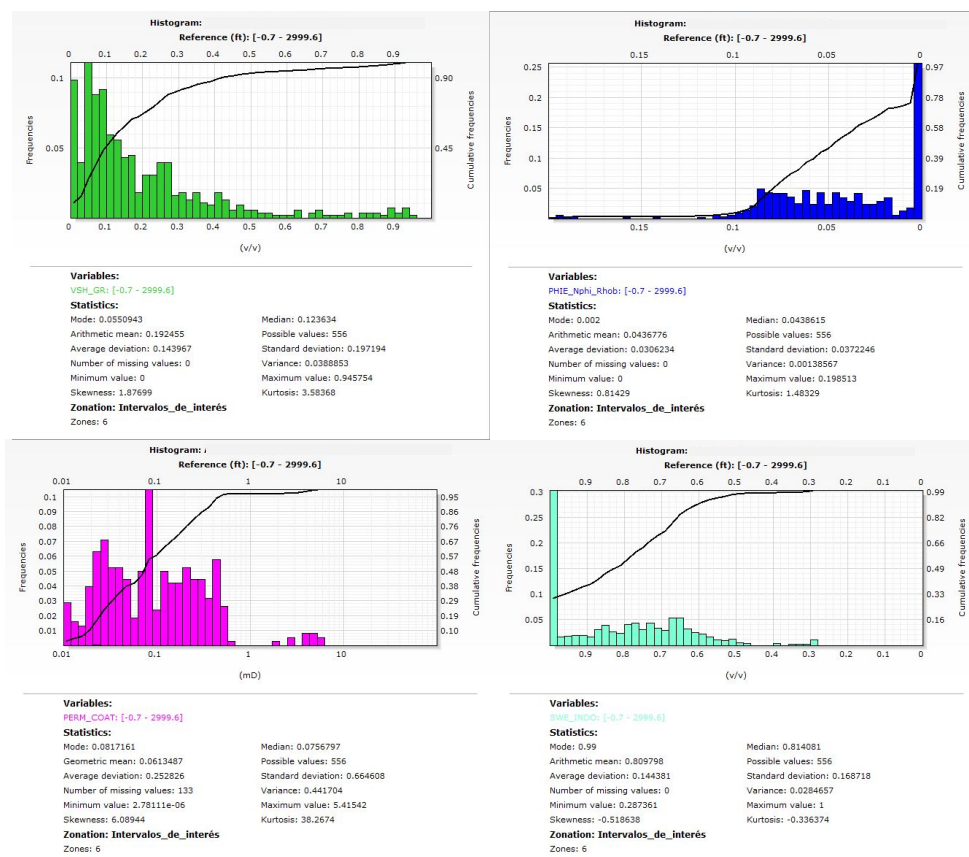


Figura 39. Histogramas de distribución del modelo petrofísico en el intervalo de interés 6.

5.4. Correlación de ambientes de depósito con electrofacies

5.4.1. Descripción de intervalos e interpretación de ambientes. Se identificaron 3 intervalos, donde se interpretaron ambientes de depósito según sus características diferenciables de litología y estructuras. Sus rangos de profundidad son: 1150ft – 686ft (A), 686ft – 556ft (B), 556ft – 350ft (C), como se ve en la *figura 40*.

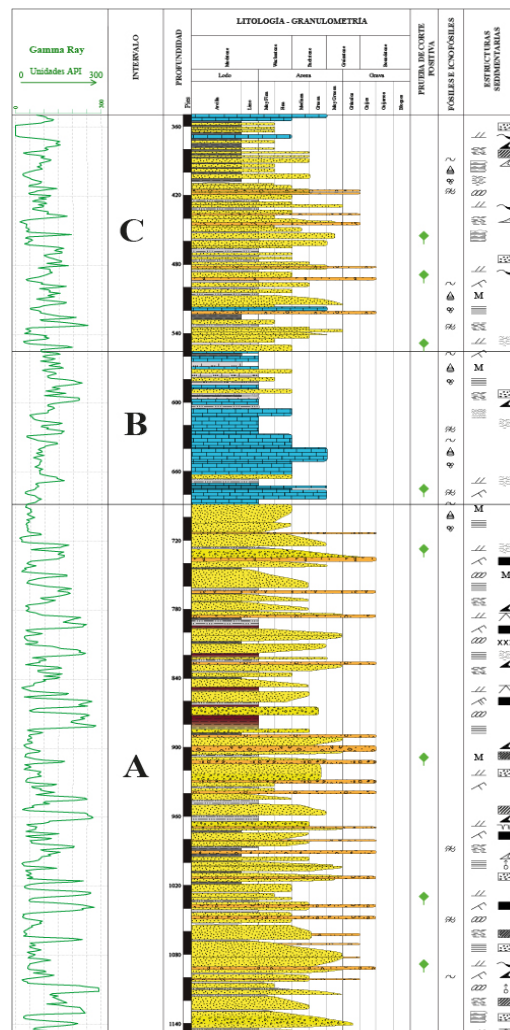


Figura 40. Intervalos identificados con litología y estructuras diferenciables en el intervalo de estudio.

5.4.1.1.**Intervalo A (1150ft – 686ft):** Compuesto por cuarzoarenitas de grano muy variable, en ocasiones conglomeráticas, intercaladas con arcillolitas, con laminación cruzada, estructura *flaser* (ver *figura 41*) y presencia de *chip drapes* (ver *figura 42*), *carbon drapes* y *mud drapes*. Intervalos de sublitoarenitas, limolitas arenosas con rizaduras y lodolitas carbonosas (ver *figura 43*). Niveles granodecrecientes de cuarzoarenitas conglomeráticas y sublitoarenitas ligeramente cuarzosas, de grano muy fino, que presentan rizaduras con laminación inclinada plano paralela y tangencial. Generalmente las secuencias comienzan con *lag deposits* (ver *figura 44*). Se presentan cuarzoarenitas de grano fino, ligeramente conglomeráticas con estructura maciza, con evidencia de *chip drapes*. El intervalo presenta bioturbación moderada, especialmente en paleosuelos (ver *figura 45*). Como accesorios se observa moscovita, dolomita, azufre, glauconita (ver *figura 46*) y alto contenido de fragmentos de conchas hacia el tope.

Se interpreta un ambiente de llanura mareal (*tidal-flat*), donde hay presencia de sistemas de canales mareales evidenciados con las secuencias granodecrecientes y estructuras de laminación cruzada, también llanuras de inundación evidenciadas en las capas pelíticas y *mud drapes*, pantanos y/o zonas lacustres evidenciados por los *carbon drapes*. Se refleja clara influencia mareal por la presencia de laminación *flaser* y exposición subaérea por la existencia de paleosuelos. También por la presencia de glauconita se infiere un bajo nivel de la tabla de agua, probablemente cerca o en ambientes de playa.

Hacia el tope se comienza a resaltar el aporte marino por la aparición de conchas.

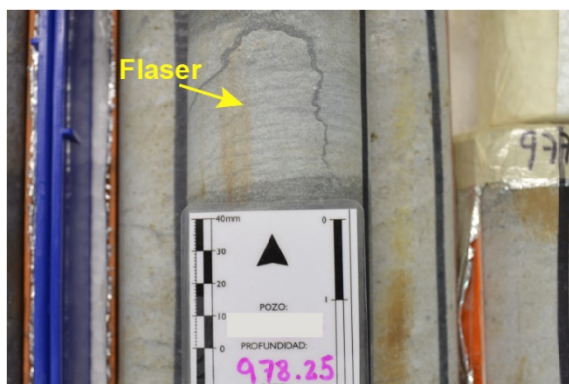


Figura 41. Estructura flaser a 978.25 ft.

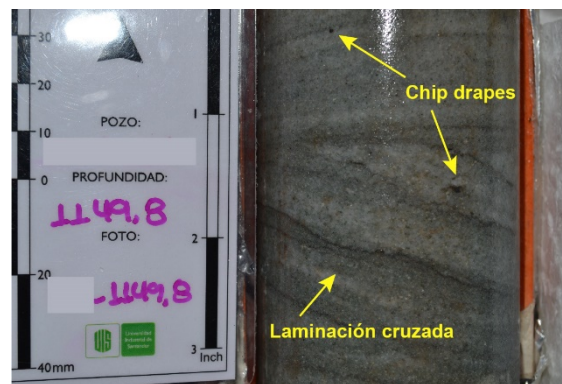


Figura 42. Laminación cruzada y chip drapes en arenitas a 1159.8 ft.



Figura 43. Lodolitas carbonosas a 1128.4 ft.



Figura 44. Lag deposit a 916.2 ft.

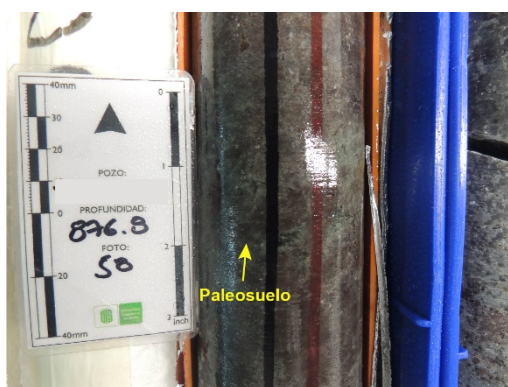


Figura 45. Paleosuelo a 876.8 ft.

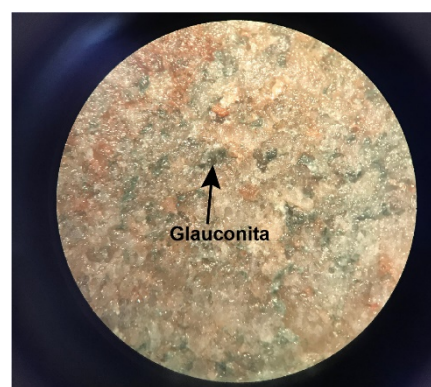


Figura 46. Glauconita a un aumento de 40X a 811.2 ft.

5.4.1.2. **Intervalo B (668ft – 556ft):** Calizas tipo *packstone*, con esporádicas láminas de cuarzoarenitas y sublitoarenitas de grano grueso a muy fino. A la base algunos conglomerados clastosoportados, con imbricación, seguidos por cuarzoarenitas con estratificación inclinada planar paralela, presencia de *mud drapes*, *chip drapes*, *carbon drapes* (ver *figura 47*) y capas delgadas de lodolitas carbonosas con laminación discontinua planar paralela. Presenta intervalos muy bioturbados que no permiten definir la estructura interna. Hacia la base se encuentran niveles de calizas tipo *packstone*, *wackestone* y *mudstone*, con estructura masiva y ondulada paralela con restos de conchas. Presencia de cristales de aragonito y dolomita. Foraminíferos recristalizados en calcita (ver *figura 48*), fragmentos de conchas de bivalvos (ver *figura 49*) y restos fósiles no diferenciables. En algunos intervalos intercaladas con arcillolitas carbonosas y pobre evidencia de hidrocarburos (ver *figura 50*).

Se interpreta un ambiente de plataforma interna por presencia de caliza tipo *mudstone*, caracterizada por baja energía, ocasionalmente se observan foraminíferos y aportes terrígenos como láminas de lodolitas e incluso *mud drapes* y *carbon drapes*. El nivel de energía sube y se observan calizas tipo *packstone* y *wackestone* con presencia de conchas de bivalvos retrabajadas.

EVALUACIÓN DE LA CALIDAD DE RESERVORIO DE UN POZO (ANH)

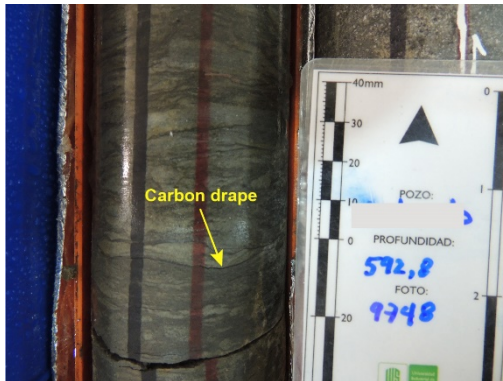


Figura 47. Carbon drape a 592.8 ft.

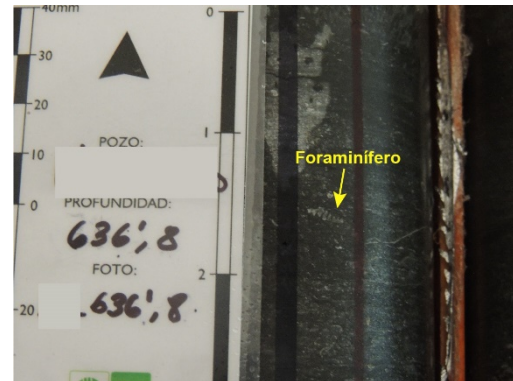


Figura 48. Foraminífero a 636.8 ft

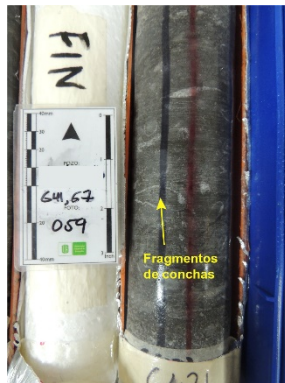


Figura 49. Fragmentos de bivalvos a 641.67 ft.



Figura 50. Manchas de hidrocarburos a 575.3 ft.

5.4.1.3. **Intervalo C (556ft – 350ft):** Intervalo de cuarzoarenitas y sublitoarenitas de tamaño de grano medio, en estructura *flaser*, y en ocasiones *wavy* (ver *figura 51*), ocasionalmente bioturbadas (ver *figura 52*). Pequeñas secuencias inician con *lag deposits* de arenitas conglomeráticas, con tamaño de grano medio a muy grueso, cemento calcáreo, seguido por arenitas con estratificación inclinada planar paralela, en *sets* de hasta 30 cm, se encuentran rizaduras con laminación inclinada planar paralela con *mud drapes* y *carbon drapes* (ver *figura 53*). Ocasionalmente se observan lentes de cuarzoarenitas (ver *figura 54*). Presencia de glauconita e intraclastos de arcillolitas carbonosas con imbricación. Se realizaron cortes que dieron resultados positivos por impregnación.

Se infiere un ambiente transicional de llanura mareal por la presencia de arenitas con estructura *flaser* y *wavy*, se evidencian sistemas de canales mareales por las secuencias granodecrecientes que comienzan en *lag deposits* y estructuras de laminación inclinada; llanuras de inundación evidenciadas en las capas pelíticas y *mud drapes*; pantanos y/o zonas lacustres ya que hay presencia de *carbon drapes*. Debido a la presencia de glauconita, se interpreta que la depositación fue cercana a la línea de costa.. En la *figura 55* se puede observar una representación esquemática del los ambientes sedimentarios que depositaron el intervalo A y C.

EVALUACIÓN DE LA CALIDAD DE RESERVORIO DE UN POZO (ANH)

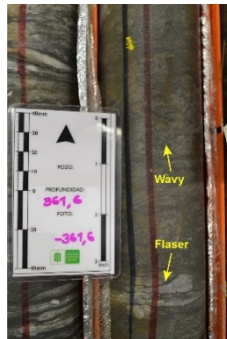


Figura 51. Estructuras wavy y flaser a 361.6 ft.

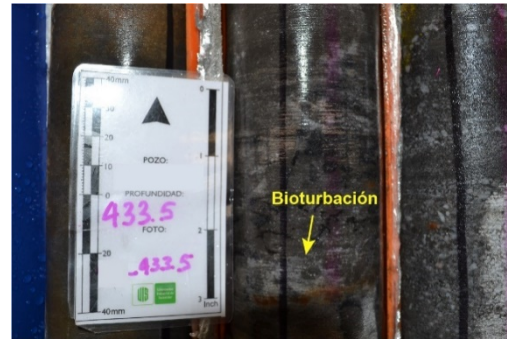


Figura 52. Bioturbación a 433.5 ft.

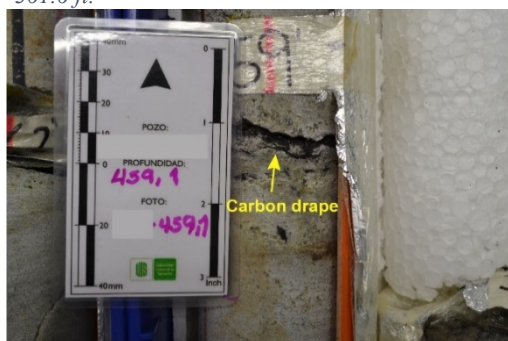


Figura 53. Carbon drapes a 459.1 ft.



Figura 54. Lentes de arena a 378.5 ft.

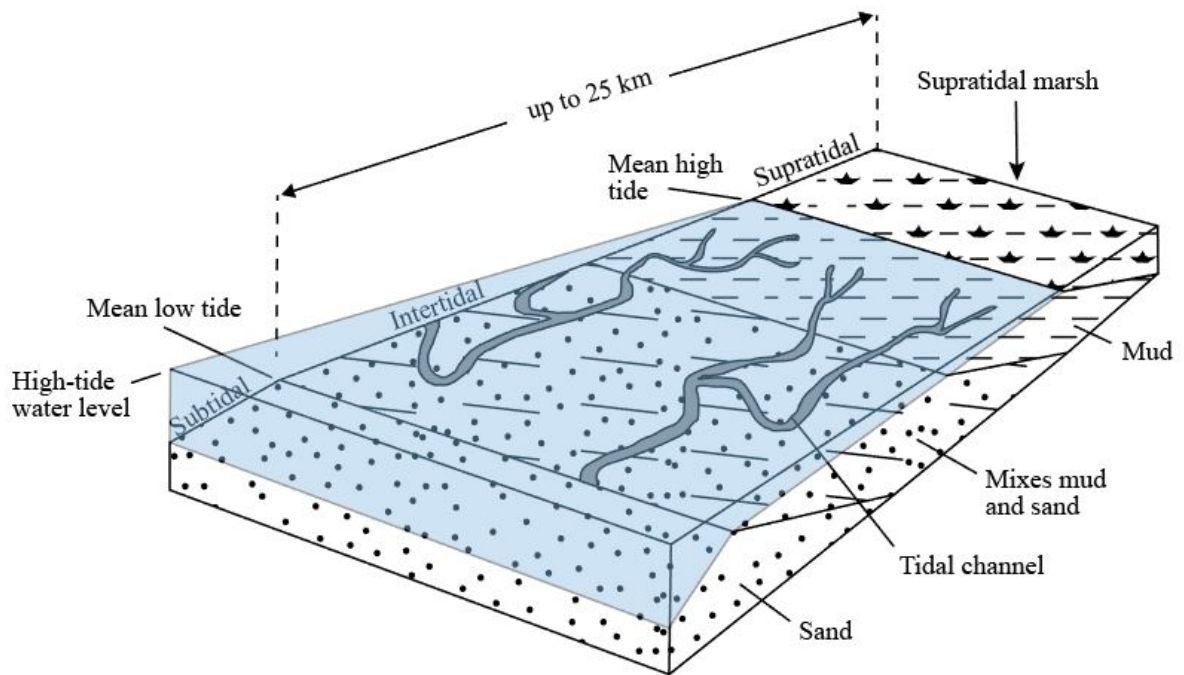


Figura 55. Diagrama representativo del ambiente de depósito intermareal. Tomado y adaptado de (Boggs, 2006).

5.4.2. **Electrofacies.** En la *figura 56* se observa la interpretación de electrofacies generada a partir del registro GR para en intervalo A. En ellas se ven las electrofacies de cilindros y campanas, y como se ve en el marco teórico y lo observado en los registros de pozo, se interpretan ambientes fluviales para el caso de los cilindros y Arenitas transgresivas para las campanas.

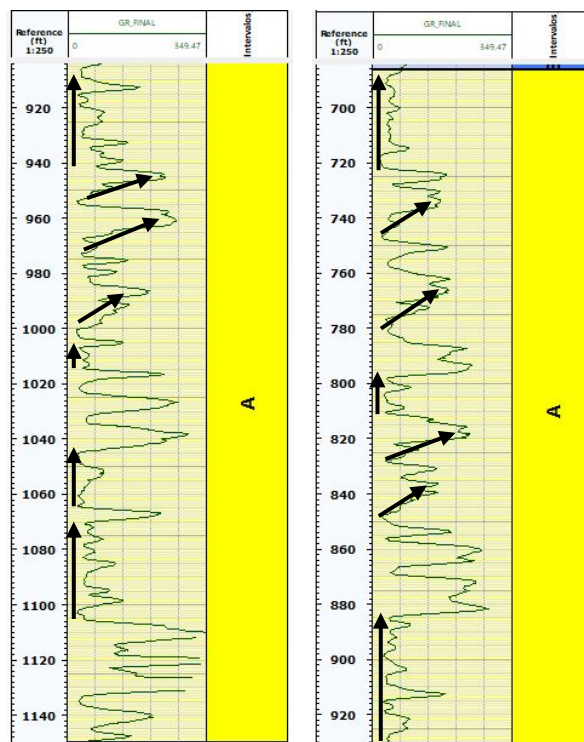


Figura 56. Electrofacies identificadas para el intervalo A.

En la *figura 57* se observan las electrofacies identificadas para el intervalo B con el registro GR. Allí se pueden observar electrofacies de campana, embudo y cilindro. Las campanas se interpretan como arenitas transgresivas, los embudos se interpretan como bancos de carbonatos y los cilindros como plataformas de carbonatos.

En la *figura 58* se observan las electrofacies identificadas para el intervalo C con el registro *GR*. Se diferenciaron electrofacies de embudo y cilindro, las cuales se interpretaron como ambientes de isla de barrera y fluvial respectivamente.

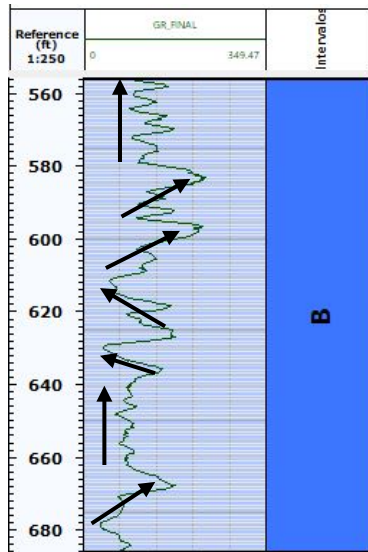


Figura 58. Electrofacies identificadas para el intervalo B.

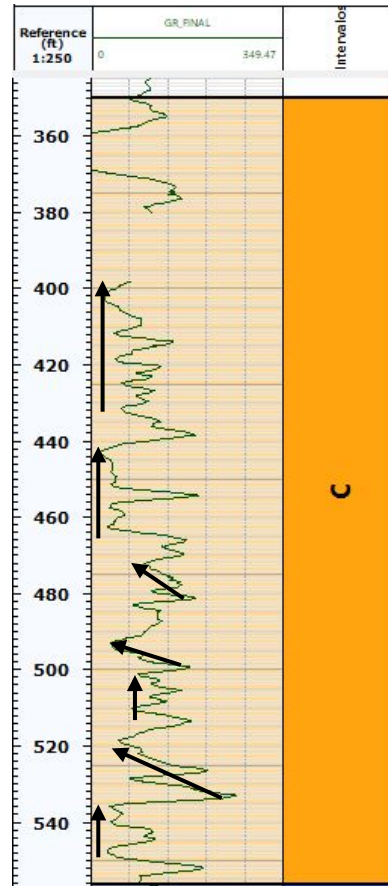


Figura 57. Electrofacies identificadas para el intervalo C.

5.4.3. **Correlación.** Los registros eléctricos permiten interpretar los ambientes de depósito a una escala menor que la descripción de núcleos. Sin embargo, en la *figura 59* se presenta la correlación existente a partir de la interpretación de ambientes de depósito a partir de registros de pozo, con la interpretación a partir de la estratigrafía física, obteniendo buena relación a diferentes escalas.

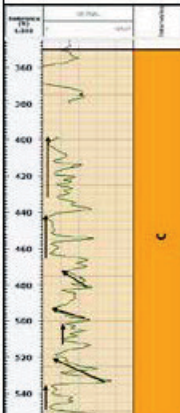
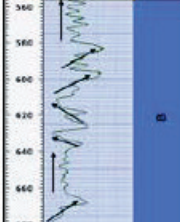
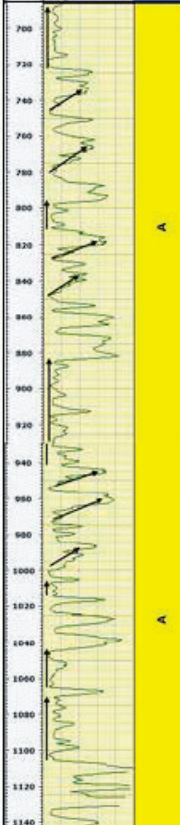
ELECTROFACIES	INTERPRETACIÓN ELECTROFACIES	INTERPRETACIÓN DE DESCRIPCIONES DE NÚCLEOS
	Embudos como ambiente marino somero. Cilindros como canales.	Ambiente intramareal por estructura <i>flaser</i> y <i>wavy</i>. Canales mareales (<i>tidal channels</i>) por las secuencias granodecrecientes y estructuras de laminación inclinada. Llanuras de inundación evidenciadas en capas pelíticas y <i>mud drapes</i>. Pantanos y/o zonas lacustres y/o <i>marsh</i>, ya que hay presencia de <i>carbon drapes</i>. Cerca a línea de costa por presencia de glauconita, con eventos de alta energía por presencia de intraclastos arcillosos con imbricación.
	Campanas como arenitas transgresivas. Embudos como bancos de carbonatos. Cilindros como plataformas de carbonatos.	Ambiente de plataforma interna por presencia de caliza tipo <i>mudstone</i>, con baja energía. También lodolitas e incluso <i>mud drapes</i> y <i>carbon drapes</i>. El nivel de energía sube y se observan calizas tipo <i>packstone</i> y <i>wackestone</i> con presencia de conchas de bivalvos re trabajadas.
	Cilindros como canales. Campanas como barras de meandro tidal.	Aporte marino hacia el tope por la aparición de conchas. Ambiente transicional: presencia de sistemas de canales mareales por secuencias granodecrecientes y estructuras de laminación cruzada. Llanuras de inundación por capas pelíticas y <i>mud drapes</i>. Pantanos y/o zonas lacustres y/o <i>marsh</i>, evidenciados por los <i>carbon drapes</i>. Influencia mareal por la presencia de laminación <i>flaser</i>. Exposición subaérea: <i>Gaps</i> sin deposición por la existencia de paleosuelos. Ambiente de playa por presencia de glauconita.

Figura 59. Correlación entre ambientes de depósito identificados a partir de electrofacies con ambientes identificados a partir de descripciones de núcleos.

5.5. Intervalo con mejor calidad de reservorio

Se analizaron todos los intervalos de interés y resultó que el intervalo 1 posee las mejores características de reservorio con valores máximos de 9.8 de porosidad, 10 mD de permeabilidad y los mejores resultados de pruebas de cortes. Por ello se realizó un modelo petrofísico exclusivo (ver *figura 60*), y una descripción litológica para este intervalo que comprende de 402.45 ft hasta 551.93 ft (148.48 ft).

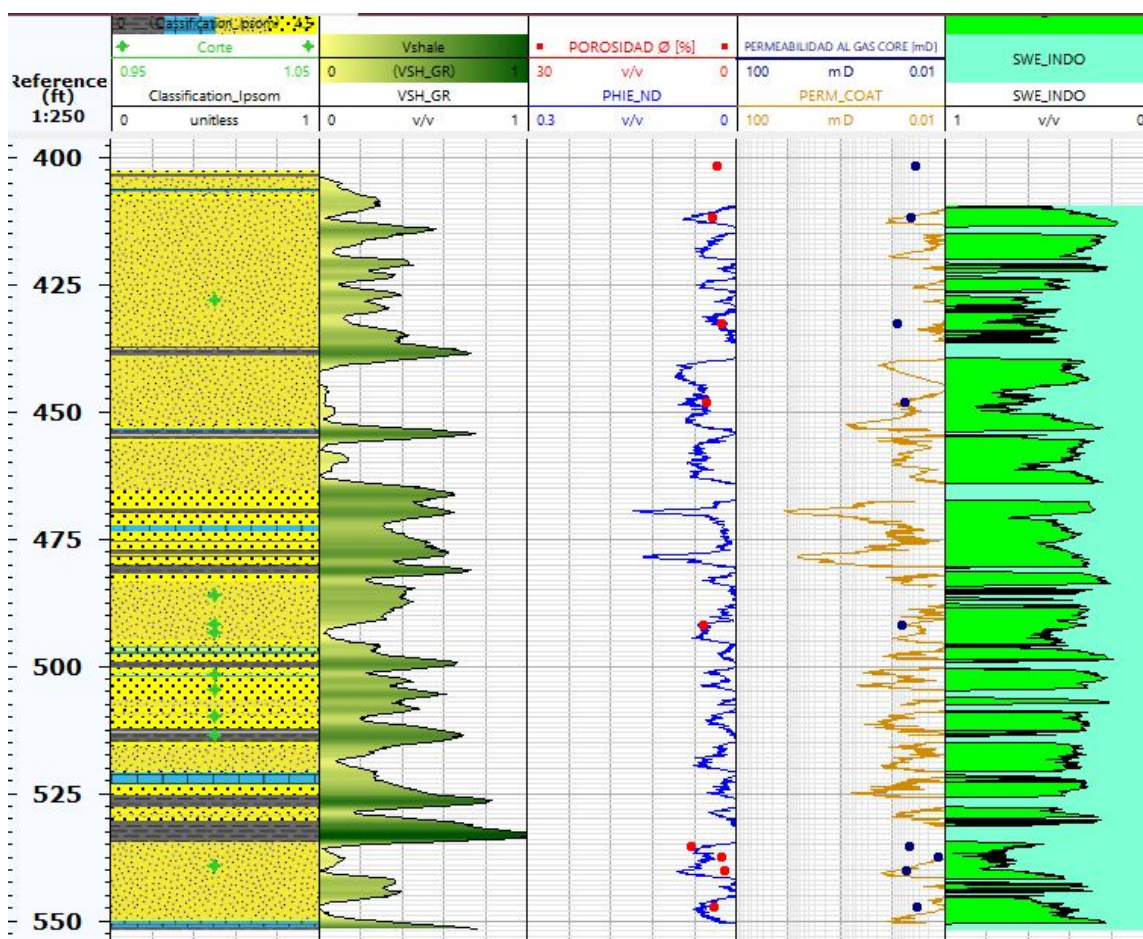


Figura 60. Modelo petrofísico para el intervalo de interés 1 que comprende de 402.45 ft hasta 551.93 ft.

Los datos de entrada utilizados para generar el modelo de *Vshale* y de Saturación se ven en la *tabla 14*. Los parámetros del modelo de arcillosidad fueron obtenidos analizando la litología descrita de núcleo y los de saturación fueron tomados de (Acosta & Rosales, 2017) para *Shaly Sandstones*, el R_w se obtuvo usando la *ecuación 7*.

Tabla 14. Parámetros utilizados en los modelos de Vshale y Saturación.

VSHALE	
GR Sand	30 API
GR Shale	250 API
SATURACIÓN	
a	1,65
m	1,33
n	2
R_w	0,78 OHM.M

Los histogramas de distribución de frecuencias para los modelos generados en este intervalo se observan en la *figura 61*. Allí se observa una mejora en los modelos de porosidad efectiva y saturación, debido a la variación de los valores del modelo de *Vshale*, cuyos parámetros varían respecto al modelo inicial para todo el intervalo de estudio (350 ft -1150 ft). También el R_w cambió por que los datos promediados sólo corresponden al intervalo 1 (402.45 ft – 551.93 ft).

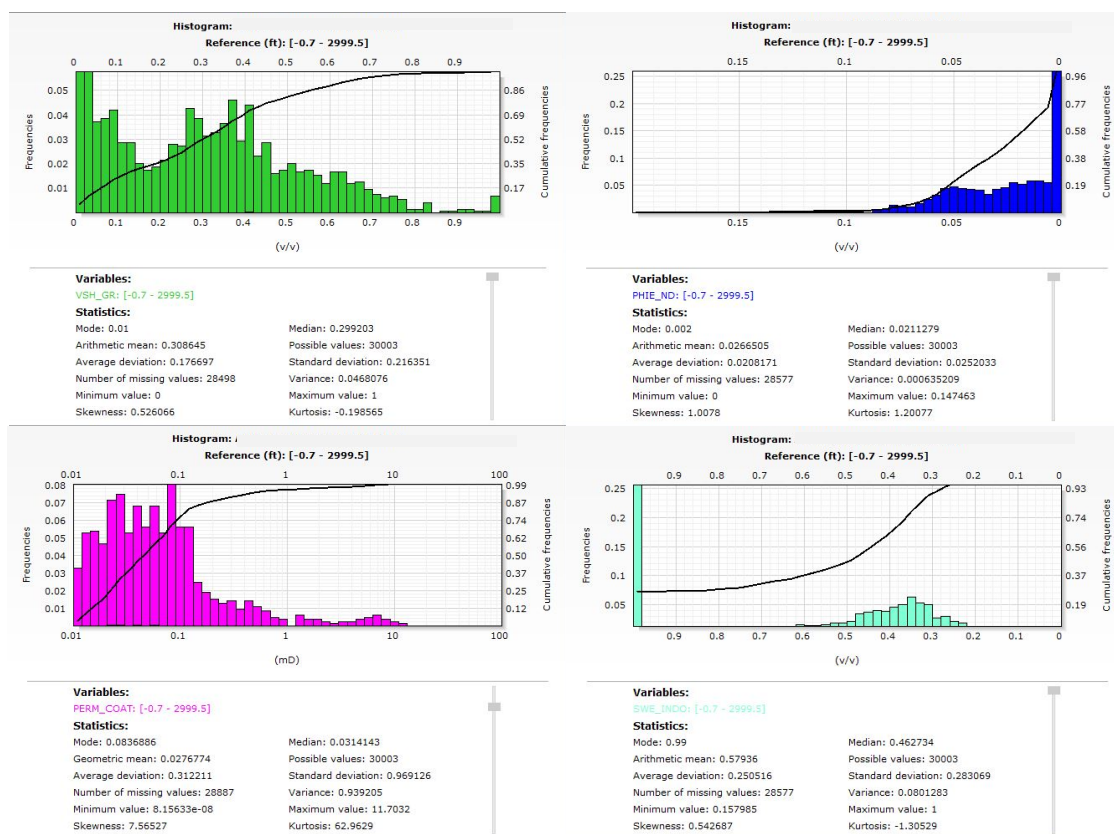


Figura 61. Histogramas de distribución de frecuencias para el intervalo 1 (402.45 ft - 551.93 ft). Se observan modelos de arcillosidad, porosidad, permeabilidad y saturación.

Litológicamente, en el intervalo se presentan cuarzoarenitas y sublitoarenitas de tamaño de grano medio, redondeados a subredondeados, de color gris oscuro, bioturbadas (ver figura 62). Las arenitas presentan estructuras de estratificación inclinada planar paralela, en sets (ver figura 63) de hasta 30 cm, cuya base ocasionalmente se observa *lag deposits* y al tope se encuentran rizaduras con laminación inclinada planar paralela, finalizando con mud drapes carbonosos. Presencia de glauconita e intraclastos de arcillolitas carbonosas, laminación lenticular, *wavy* y *flaser* (ver figura 64). Se realizaron pruebas de corte que dieron resultados positivos por impregnación (ver figura 65).

Se puede establecer ambiente de llanura mareal, con presencia de canales mareales debido a las arenitas con estructuras de laminación cruzada, este ambiente es característico por presentar variaciones en los aportes de arena y lodo, generando estructuras como *flaser*, lenticular y *wavy*, como se ve en el intervalo. Ocasionalmente hubo sub ambiente lacustre o pantano por presencia de *carbon drapes* y sub ambiente de playa por presencia de glauconita en las arenitas.



Figura 62. Bioturbación a 333.5 ft.

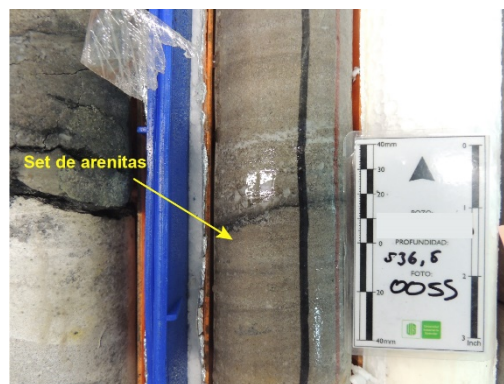


Figura 63. Set de arenitas a 536.6 ft.

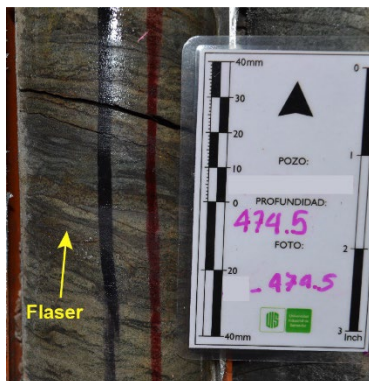


Figura 64. Laminación flaser a 474.5 ft.

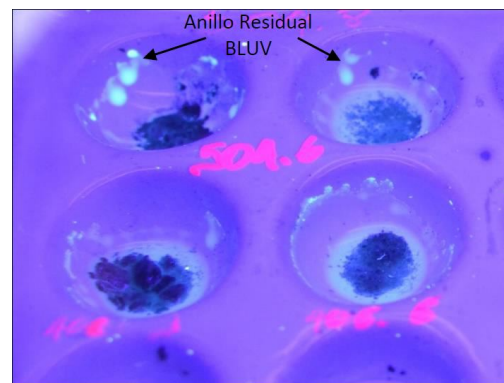


Figura 65. Prueba de corte positiva a 504.6 ft.

6. Discusión

El proyecto se enfocó en analizar la calidad de reservorio del intervalo de estudio (350 ft a 1150 ft) para un pozo ubicado en la Cuenca Cesar Ranchería, mediante la interpretación de datos de registros eléctricos, pruebas de laboratorio de petrofísica y datos de descripciones de núcleos. Para finalmente general un modelo de litotipos, un modelo petrofísico (Vshale, Porosidad efectiva, Permeabilidad y saturación) y una interpretación ambiental a partir de la estratigrafía física y electrofacies.

Los resultados del modelo de litotipos permitieron diferenciar principalmente dos grupos de rocas de interés: Arenitas de alta porosidad y Arenitas de baja porosidad. Ellas se identificaron a partir de análisis de crossplots (ver *figuras 12, 13, 14, 15 y 16*), allí se descubrió peculiarmente que las arenitas presentaban altos valores de GR, indicando que el intervalo de estudio presentaba alta arcillosidad. Por otro lado, se agruparon las facies descritas a partir de la roca, con los litotipos diferenciados a partir del análisis de registros de pozo.

En el modelo de arcillosidad (Vshale) se obtuvieron valores para las arenitas cercanos al 0.4 (ver *figura 20*). Estas respuestas altas se pueden vincular a la presencia de minerales radiactivos, posiblemente potasio asociado al feldespato que se pueda encontrar en las arenitas. Si se deseara identificar la causa de las altas respuestas del registro GR, sería conveniente realizar otros estudios ya sean petrográficos, DRX y/o SEM.

El modelo de porosidad efectiva se realizó a partir del análisis de registros NPHI, RHOB y VSH, donde se obtuvieron valores de porosidad efectiva con un rango de 0 a 20%, donde se

presenta la mayor acumulación de datos cerca al 0%, correspondientes a todos los intervalos arcillosos, sin embargo, se presentan intervalos con una población de datos considerables entre 5% y 10%, las cuales son porosidades efectivas aceptables y corresponden a las arenitas con potencial de acumulación de hidrocarburos.

Aunque se obtuvieron datos de laboratorio de petrofísica que representan valores de permeabilidad menores de 1 mD (ver figura 24); en el modelo de permeabilidad, que se basa en el modelo de porosidad efectiva y en el registro NPHI, se obtuvieron valores entre 0 mD y 823 mD, y una moda de 0.08 mD indicando que los valores más repetidos fueron de permeabilidad muy pobre (ver figura 27). Estos pobres valores de permeabilidad se podrían asignar principalmente a la presencia de arcillas, y a la alta diagénesis que presenta la roca, siendo los valores aceptables datos muy puntuales. Se podría hacer una asociación a lo mencionado en (García, y otros, 2008), donde se establece que para la Formación Río Negro la calidad de reservorio es mala por la evidencia de alta diagénesis y la presencia de elevadas cantidades de arcillas.

Para el modelo de saturación de agua se obtuvieron valores entre 0.16 y 1 (ver figura 30). Por lo tanto, aunque su moda sea de 0.99, se presentan valores de saturación de agua menores a 0.5, los cuales corresponden al 5% del total de los datos. Siendo así, la saturación de aceite del modelo es reducida en general, pero se presentan intervalos puntuales con buena saturación de aceite, que además coinciden con las pruebas de corte positivas tomadas de los núcleos.

Se identificaron 6 intervalos con calidad de reservorio que en total suman 481.75 ft de un total de 800 ft (350 ft a 1150 ft), para un *netpay* de 0.6. En ellos se presenta la mejor calidad de

reservorio del pozo en base a todos los modelos generados, aunque los parámetros más importantes como permeabilidad y porosidad son relativamente bajos.

La interpretación ambiental a partir de electrofacies muestra una visión muy general, que se puede detallar en base a la interpretación realizada en base a la estratigrafía física. En la *figura 59* se puede ver la correlación generada a partir de ambas interpretaciones, siendo un buen ejercicio, para asociar las electrofacies de la zona a los ambientes detallados a partir de las descripciones de núcleos. Los ambientes interpretados para las facies de arenitas corresponden a ambientes intermareales de *tidal flat* (ver *figura 55*), con presencia ocasional de sub ambientes de playa y lacustres, los cuales son aceptables para depositar rocas clásticas con capacidad de almacenar hidrocarburos, teniendo en cuenta que en (Boggs, 2006) se menciona que los mejores ambientes para reservorios son los deltáicos y turbidíticos en ambientes marinos profundos.

A pesar de que las condiciones actuales del pozo no presentan buenas cualidades de reservorio, se puede establecer que en algún momento tuvo capacidad de almacenar hidrocarburos o los intervalos presentes sirvieron como ruta de migración. Todo esto debido a que se encuentran vestigios de hidrocarburos evidenciadas en el modelo de saturación y las pruebas de corte positivas en las profundidades 1134.6 ft, 1093 ft, 1088 ft, 924.8 ft, 903 ft, 539.2 ft, 513.5 ft, 509.8 ft, 504.6 ft, 501.6 ft, 493.3 ft, 491.7 ft, 486 ft y 428 ft.

7. Conclusiones

Se realizó el amarre roca registro obteniendo los modelos de litotipos, arcillosidad (Vsh), porosidad, permeabilidad y saturación, siendo los modelos confiables debido a la buena correlación presentada con los datos de petrofísica.

Se obtuvieron cuatro litotipos a partir de los registros de pozo mediante el uso de *crossplots*, los cuales fueron calibrados usando las descripciones de núcleos, de tal forma que se agruparon todas las facies descritas, en cada uno de los grupos de roca identificados. Así se puede tener un precedente para identificar facies detalladas analizando solamente los registros de pozo en la zona de estudio.

Se interpretaron las electrofacies identificadas en el intervalo de estudio y se correlacionaron con los ambientes interpretados a partir de la estratigrafía física para poder establecer una relación entre electrofacies y roca, de esta forma se pueden analizar pozos cercanos y tener un precedente para establecer ambientes de depósito simplemente utilizando registros de pozo.

Los ambientes de depósito interpretados para las facies arenosas, corresponden a ambientes transicionales intermareales, los cuales son aceptables para depositar rocas con las mejores

cualidades de reservorio, aunque según la bibliografía, se tienen los mejores reservorios clásicos en ambientes deltáicos y turbidíticos.

Se establecieron seis intervalos con la mejor calidad de reservorio del intervalo de estudio, correspondientes a un 0.6 de *netpay*. Sin embargo, las propiedades petrofísicas analizadas para estos intervalos presentan valores pobres en general, con solo algunos datos buenos puntuales.

Los resultados de las pruebas de laboratorio de petrofísica (porosidad y permeabilidad) son pobres, pero puede que no reflejen la realidad del reservorio, ya que, en estas no se usan *plugs* con presencia de fracturas, por lo tanto, se subestima la calidad de reservorio.

A pesar de que los resultados del modelo petrofísico son pobres, la presencia vestigios de hidrocarburos, evidenciados con las pruebas de corte positivas, indican que la roca pudo haber almacenado hidrocarburo o sirvió como ruta de migración.

8. Recomendaciones

Correlacionar los intervalos con mejor calidad de reservorio con imágenes sísmicas y con otros pozos para establecer su continuidad lateral y observar posibles variaciones de las propiedades petrofísicas.

Realizar un estudio de distribución de fracturas naturales, ya que estas afectan las propiedades físicas del reservorio como la porosidad y permeabilidad.

Analizar informes de laboratorio de petrografía y bioestratigrafía, ya que, el informe de petrografía es ideal para establecer parámetros claves en la calidad de reservorio, como la identificación de arcillas y la geometría de los poros. Por otro lado, el informe de bioestratigrafía, permitiría establecer las edades y lograr establecer ciclos estratigráficos.

Referencias bibliográficas

- Acosta, E., & Rosales, E. (2017). TORTUOSITY AND CEMENTATION FACTOR PARAMETERS: A REVIEW ON THEIR DETERMINATIONS. *Rosales Zambrano Ingenieria (RZI)*.
- Alvarado, M., Cantos, G., Pérez, E., & Audemard, F. (2015). Cartografía neotectónica de la Falla de Boconó entre Tabay y La Loma, Mérida-Venezuela. *Boletín de geología*, 37(2), 47-55.
- Baker Hughes - INTEQ. (1992). *Advanced Wireline & MWD Procedures Manual*. Houston: Baker Huges.
- Balan, B., Mohaghegh, S., & Ameri, S. (1995). State-Of-The-Art in Permeability Determination From Well Log Data: Part 1- A Comparative Study, Model Development. *SPE Eastern Regional Conference & Exhibition*.
- Boggs, S. (2006). *Principles of sedimentology and stratigraphy* (Fourth Edition ed.). New Jersey: Pearson Prentice Hall.
- Cediel, F., Colmenares, F., Mesa, A. M., & Rengifo, S. (2011). *Petroleum geology of colombia, Geology and hydrocarbon potential: Cesar-Ranchería Basin* (Vol. 6). Medellín: Fondo editorial universidad EAFIT.
- Cediel, F., Robert P, S., & Cáceres, C. (2003). Tectonic Assembly of the Northern Andean Block. *AAPG Memoir* 79, 815-848.
- Chajín, P., & Martinez, A. (2008). *Interpretación Sísmica, Estructural y Modelamiento Geoquímico de dos Lineas Sísmicas en la Subcuenca de Cesar (Cuenca Cesar-Ranchería)*. Bucaramanga: Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander.
- Dikkers, A. J. (1985). *Geology in petroleum production*. Elsevier.

- ECOPETROL. (1990). *Interpretación estructural área El Paso Subcuenca del Cesar*.
- ECOPETROL. (1990). *Proyecto Cesar-Ranchería, informe final de geología*.
- ECOPETROL, Geopetrocol. (1998). *Potencial Petrolífero Cuenca Cesar Ranchería* (Vol. Tomo 1).
- Etayo, F., Barrero, D., Lozano, H., Espinoza, A., Gonzales, H., & Orrego, A. (1983). *MAPA DE TERRENOS GEOLÓGICOS DE COLOMBIA*. Bogotá: Ingeominas.
- García, M., Mier, R., Arias, A., Cortes, Y., Moreno, M., Salazar, O., & Jiménez, M. (2008). *Inventario, interpretación y evaluación integral de la información geológica, geofísica y geoquímica adquirida por la ANH en la cuenca cesar – ranchería*. (M. García, Ed.) Bucaramanga.
- Geoestudios. (2006). *Cartografía Geológica Cesar Ranchería*.
- Illidge, E. (2016). *Interpretación de Registros de pozo*. Bucaramanga: Diapositivas de PowerPoint.
- Illidge, E. (2017). *Petrophysical modeling (Effective porosity, absolute horizontal permeability, water saturation y pore pressure)*. Bucaramanga: Diapositivas de PowerPoint.
- Ingeominas. (2003). *Geología de la plancha 48, La Jagua de Ibirico memoria explicativa*.
- Olano. (2005). *Curso: Ambientes sedimentarios modernos*.
- Pickett, G. R. (1973). Pattern recognition as a means of formation evaluation. *SPWLA Fourteenth Annual Logging Symposium*.
- Rider, M. (1996). *The geological interpretation of well logs*. Malta: Rider-French Consulting Ltd.
- Schlumberger. (1989). *Log Interpretation Principles/Aplications*. Houston, Texas: Schlumberger Educational Services.

- Serra, O. (1984). *Fundamentals of well-log interpretation 1. The acquisition of logging data*. Amsterdam: ELSEVIER SCIENCE PUBLISHERS B.V.
- Shön, J. (2015). *Physical properties of rocks fundamentals and principles of petrophysics*. Amsterdam: Elsevier.
- Tiab, D., & Donaldson, E. C. (2004). *Petrophysics: Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transpor properties* (2 ed.). Burlingtong: Gulf professional publishing.
- Valero, L. (2017). *Caracterización petrofísica de la formación Los Cuervos para la determinación de rangos de valores de identificación litológica, a partir de registro geofísicos, en el sector "A" Mina Calenturitas*. Trabajo de grado. Fundación Universitaria del Area Andina.