

INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C.
CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

AUTOR

ERIKA ANDREA QUIJANO LOPEZ

ERIN VALCARCEL

UNIVERSIDAD PEDAGOGICA Y TECNOLOGICA DE COLOMBIA

FACULTAD SECCIONAL SOGAMOSO

ESCUELA DE INGENIERIA GEOLOGICA

SOGAMOSO 2015

INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C.
CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

PROYECTO DE GRADO PRESENTADO COMO REQUISITO PARA OPTAR AL
TÍTULO DE INGENIERO GEÓLOGO

AUTOR:

ERIKA ANDREA QUIJANO LOPEZ

ERIN VALCARCEL

DIRECTOR

CARLOS JULIO RODRIGUEZ

UNIVERSIDAD PEDAGOGICA Y TECNOLOGICA DE COLOMBIA

FACULTAD SECCIONAL SOGAMOSO

ESCUELA DE INGENIERIA GEOLOGICA

SOGAMOSO 2015

*INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA
DE LOS LLANOS ORIENTALES*

*INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA
DE LOS LLANOS ORIENTALES*

AGRADECIMIENTOS

A DIOS padre, por darme la vida, protegerme, bendecirme, llenarme de fe y confianza e iluminar mi camino para permitirme cumplir con esta primera gran etapa de mi vida.

A ti mamita Beatriz gracias por tus sacrificios, por hacerme persona, ser el principal motivo de mi lucha, mi motor, mi fuerza, mi amor y mi eterno apoyo.

A mis hermanos xime, José y titi, A gabi y a Javier gracias por existir brindándome su compañía y apoyo, gracias por ser mi familia.

A la universidad pedagógica y tecnológica de Colombia y cada uno de los involucrados en el proceso de mi formación como profesional.

A Pacific Stratus Energy que durante la realización de una práctica empresarial por parte de uno de los autores nos proporcionó los medios para la realización de este proyecto.

*INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA
DE LOS LLANOS ORIENTALES*

Tabla de Contenido

Resumen.....	7
Introducción	9
Objetivos	11
Planteamiento del problema de estudio.....	12
Metodología	12
Fase I Recopilación y evaluación de la información existente.....	12
Fase II procesamiento de información.	13
Fase III Interpretación de registros.....	13
Fase IV cálculos y análisis.	14
1. Generalidades cuenca de los llanos orientales	16
1.1. Localización de la cuenca de los llanos orientales	17
1.2. Evolución tectónica de los llanos orientales.....	18
1.3. Localización del área de estudio	19
2. Marco geológico regional.....	20
2.1. Geología estructural	20
2.1.2. Estructuras falladas	21
2.1.3. Sistema de Fallas del Borde Llanero.....	21
2.1.4. Falla Guaicáramo.	21
2.1.5. Falla rio meta.....	22
2.2. Estratigrafía.....	22
2.3. Geología del petróleo	23
2.3.1. Roca Generadora.....	23
2.3.2. Migración.	23
2.3.3. Roca Reservorio.	24
2.3.4. Roca Sello.	24
2.3.5. Trampas.....	24
2.4. Litoestratigrafía del área de estudio	24
2.4.1. Formación Lower Sand.	25
2.4.2. Formación Gacheta.	25
2.4.3. Formación Guadalupe.	25
2.4.4. Formación Los Cuervos.	26

*INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA
DE LOS LLANOS ORIENTALES*

2.4.5.	Formación Mirador.	26
2.4.6.	Formación carbonera.	27
2.4.6.1.	<i>Unidad carbonera c1.</i>	28
2.4.6.2.	<i>Unidad carbonera c2.</i>	28
2.4.6.3.	<i>Unidad carbonera c3.</i>	28
2.4.6.4.	<i>. Unidad carbonera c4.</i>	29
2.4.6.5.	<i>Unidad carbonera c5.</i>	29
2.4.6.6.	<i>Unidad carbonera c6.</i>	29
2.4.6.7.	<i>Unidad carbonera c7.</i>	30
2.4.6.8.	<i>Unidad carbonera c8.</i>	30
2.4.7.	Formación León.	31
2.4.8.	Formación Guayabo.	31
3.	Fundamentos teóricos.	33
3.1.	Petrofísica.	33
3.2.	Propiedades físicas de las rocas	33
3.2.1.	Porosidad.	33
3.2.1.1.	<i>Clasificación de la Porosidad.</i>	34
3.2.1.2.	<i>Factores Que Afectan La Porosidad.</i>	35
3.2.1.3.	<i>Calidad De La Roca En Función De La Porosidad.</i>	37
3.2.2.	Permeabilidad.	38
3.2.2.1	Tipos De Permeabilidad.	40
3.2.2.1.1.	<i>Permeabilidad absoluta.</i>	40
3.2.2.1.2.	<i>Permeabilidad efectiva.</i>	40
3.2.2.1.3.	<i>Permeabilidad relativa.</i>	40
3.2.3.	Saturación de fluidos.	41
3.2.4.	Resistividad.	42
3.2.4.1.	<i>Resistividad de la formación.</i>	43
3.2.4.2.	<i>Resistividad del agua de formación</i>	44
3.2.5.	Volumen de arcilla.	45
4.	Evaluación de formaciones	46
4.1.	Generalidades de los registros de pozo	46
4.2.	Litología	46
4.2.1.	Perfil de potencial espontaneo (SP).....	46

*INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA
DE LOS LLANOS ORIENTALES*

4.2.2.	Perfil Gamma Ray.....	48
4.2.2.3.	<i>Cálculo del Volumen de Arcillas.....</i>	48
4.2.2.4.	<i>Gamma Ray Espectral.....</i>	50
4.2.2.4.1.	<i>Crossplot Torio – Potasio.....</i>	50
4.3.	Fluidos.....	53
4.3.1.	Perfil De Resistividad.....	53
4.3.1.1.	<i>Determinación de la resistividad de la arcilla.....</i>	55
4.3.2.	Determinación de la resistividad del agua.....	55
4.3.3.	Calculo de la Saturación.....	56
4.3.3.1.	<i>Modelo Doble Agua.....</i>	56
4.3.3.2.	<i>Saturación de petróleo.....</i>	57
4.4.	Porosidad.....	58
4.4.1.	Perfil de Densidad.....	58
4.4.1.1.	<i>. Efecto de los hidrocarburos.....</i>	59
4.4.1.2.	<i>Factor fotoeléctrico.....</i>	60
4.4.2.	Perfil Neutrón.....	61
4.4.2.1.	<i>Porosidad efectiva a partir del registro neutrón.....</i>	61
4.4.3.	Combinación Perfil Neutrón Densidad.....	62
4.4.3.1.	<i>Crossplot Neutrón Densidad.....</i>	64
4.5.	Estimación de la permeabilidad.....	71
4.5.1.	Formulación de Timur.....	71
4.6.	Parámetros De Corte.....	72
4.6.1.	Corte de Saturación De Agua.....	72
4.6.2.	Corte Del Volumen De Arcilla.....	74
4.6.3.	Corte De Porosidad.....	75
5.	Análisis De Resultados.....	79
5.1.	Interpretación de pozos.....	79
5.1.1.	Pozo A.....	79
5.1.2.	Pozo B.....	85
5.1.3.	Pozo C.....	93
5.2.	Sección estructural.....	100
5.3.	Sección estratigráfica.....	101
	Conclusiones.....	102

*INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA
DE LOS LLANOS ORIENTALES*

Recomendaciones	104
Referencias.....	105

INDICE DE FIGURAS

Figura 1: esquema de la metodología empleada en el estudio. Fuente: LOS AUTORES.	15
Figura 2: Eventos Tectónicos En Tiempo, Cuenca De Los Llanos Orientales. Fuente: (ECOPETROL-ICP 2002).....	17
Figura 3: ubicación general del área de estudio. Modificado de (ANH, 2007).	20
Figura 4: Columna estratigráfica generalizada cuenca de los llanos orientales. Fuente: (ANH, 2007,P.70). Operacionalmente y dependiendo del área la secuencia cretácica ha recibido diferentes denominaciones. Formación Une corresponde a Formación Lower Sand	32
Figura 5: influencia del empaquetamiento en la porosidad (cpeven, servicios a pozos)	36
Figura 6: disminución de la porosidad en presencia de material cementante. Fuente: (universidad complutense de madrid, s.f)	36
Figura 7: Al presentarse una distribución más homogénea en la figura A su porosidad será mayor que para el arreglo de la Figura B. Fuente: (LA COMUNIDAD PETROLERA, s.f).....	37
Figura 8: distribución de los granos de arenas y estructura poral afectando la permeabilidad. Fuente: (RINCON, 2011).....	39
Figura 9: saturación de fluidos en una roca reservorio. Fuente: (Schlumberger Oilfiel Glossary, s.f)	41
Figura 10: Variación De La Resistividad Para Dos Rocas Conteniendo El Mismo Fluido Pero Con Diferentes Porosidades. Fuente: (registros geofisicos,p.31)	43
Figura 11: Índice de Arcilla Vs Volumen de Arcilla. (Fuente: “Log Interpretación Charts” de Schlumberger, 1972.)	49
Figura 12: Crossplot de concentración de torio (ppm) Vs potasio (%). Pozo A. Fuente: los autores.	51
Figura 13: Crossplot de concentración de torio (ppm) Vs potasio (%). Pozo B. Fuente: los autores.	52
Figura 14: Crossplot de concentración de torio (ppm) Vs potasio (%). Pozo C. Fuente: los autores.	52
Figura 15: Relación de resistividad-conductividad con respecto a la concentración de sal. Fuente: (registros geofisicos)	54
Figura 16: Crossplot Neutrón Densidad, Pozo A. Fuente: Los autores.	65
Figura 17: Crossplot Neutrón Densidad, Pozo B. Fuente: los autores	67
Figura 18: Crossplot Neutrón Densidad, Pozo C. Fuente: Los autores.....	69
Figura 19: estimación del corte de saturación de agua, Formación Mirador y Lower Mirador, pozo B. Fuente: los autores.	73
Figura 20: estimación del corte de saturación de agua, Formación Guadalupe y Lower Guadalupe, pozo B. Fuente: los autores.	73
Figura 21: estimación del corte de saturación de agua, Formación Lower Sand, pozo B. Fuente: los autores.	74

*INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA
DE LOS LLANOS ORIENTALES*

Figura 22: estimación del corte del volumen de arcilla, Formación Mirador y Lower Mirador, pozo B. Fuente: los autores.	74
Figura 23: estimación del corte del volumen de arcilla, Formación Guadalupe y Lower Guadalupe, pozo B. Fuente: los autores.	75
Figura 24: estimación del corte del volumen de arcilla, Formación Lower Sand, pozo B. Fuente: los autores.	75
Figura 25: estimación del corte de porosidad, Formación Mirador y Lower Mirador, pozo B. Fuente: los autores.	76
Figura 26: estimación del corte de porosidad, Formación Mirador y Lower Mirador, pozo B. Fuente: los autores.	76
Figura 27: estimación del corte de porosidad, Formación Lower Sand, pozo B. Fuente: los autores.	77
Figura 28: evaluación petrofísica, pozo A, formación mirador. Fuente: los autores.	79
Figura 29: evaluación petrofísica, pozo A, formación lower mirador. Fuente: los autores.	80
Figura 30: evaluación petrofísica, pozo A, formación los cuervos, Fuente: los autores.	81
Figura 31: evaluación petrofísica, pozo A, formación Guadalupe. Fuente: los autores.	82
Figura 32: evaluación petrofísica, pozo A, formación lower Guadalupe. Fuente: los autores.	83
Figura 33: evaluación petrofísica, pozo A, formación lower sand. Fuente: los autores.	84
Figura 34: evaluación petrofísica, pozo A, formación gacheta. Fuente: los autores.	85
Figura 35: evaluación petrofísica, pozo B, formación mirador. Fuente: los autores.	86
Figura 36: evaluación petrofísica, pozo B, formación lower mirador. Fuente: los autores.	87
Figura 37: evaluación petrofísica, pozo B, formación los cuervos. Fuente: los autores.	88
Figura 38: evaluación petrofísica, pozo B, formación Guadalupe. Fuente: los autores.	89
Figura 39: evaluación petrofísica, pozo B, formación lower Guadalupe. Fuente: los autores.	90
Figura 40: evaluación petrofísica, pozo B, formación lower sand. Fuente: los autores.	91
Figura 41: evaluación petrofísica, pozo B, formación gacheta. Fuente: los autores.	92
Figura 42: evaluación petrofísica, pozo C, formación mirador. Fuente: los autores.	93
Figura 43: evaluación petrofísica, pozo C, formación lower mirador. Fuente: los autores.	94
Figura 44: evaluación petrofísica, pozo C, formación los cuervos. Fuente: los autores.	95
Figura 45: evaluación petrofísica, pozo C, formación Guadalupe. Fuente: los autores.	96
Figura 46: evaluación petrofísica, pozo C, formación lower Guadalupe. Fuente: los autores.	97
Figura 47: evaluación petrofísica, pozo C, formación lower sand. Fuente: los autores.	98
Figura 48: evaluación petrofísica, pozo C, formación Gacheta. Fuente: los autores.	99
Figura 49: esquema de sección estructural, pozo A, B y C. Fuente: Los autores.	100
Figura 50: esquema de sección estratigráfica, pozo A, B y Fuente: Los autores.	101

INDICE DE TABLAS

Tabla 1: calidad de la roca en función de la porosidad. Fuente: (LA COMUNIDAD PETROLERA, s.f)	38
Tabla 5: valores de densidad de matriz y fluidos	59
Tabla 6: valores típicos del PEF, para diferentes materiales.	60
Tabla 7: parámetros de corte determinados. Fuente: los autores.	77

*INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA
DE LOS LLANOS ORIENTALES*

ANEXOS

ANEXO 1: Techo y base de las formaciones

ANEXO 2: Sumario petrofísico

ANEXO 3: Parámetros de corte pozo A

ANEXO 4: Parámetros de corte pozo C

ANEXO 5: Interpretación petrofísica Pozo A

ANEXO 6: Interpretación petrofísica Pozo B

ANEXO 7: Interpretación petrofísica Pozo C

*INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA
DE LOS LLANOS ORIENTALES*

Resumen

Palabras clave: registro geofísicos de pozo, gamma ray, resistividad, densidad, neutrón,, arena neta petrolífera.

La interpretación petrofísica de las formaciones constituye un aspecto de gran importancia para cualquier proyecto que tenga como finalidad la extracción de hidrocarburos, pues esta tiene como resultado determinar parámetros que permiten tener una noción de las propiedades de las rocas como porosidad, volumen de arcilla y saturación de fluidos, así como definir la litología predominante.

El objetivo principal del presente estudio se enfocó en determinar la existencia de hidrocarburo por medio la integración de registros geofísicos como gamma ray, resistividad y densidad neutrón, los cuales fueron registrados en las formaciones correspondientes a la secuencia estratigráfica de los llanos orientales, la cual fue atravesada por los pozos A, B y C, cuyos objetivos principales estaban orientados a las areniscas de las Formaciones Lower Sand, Guadalupe y Mirador. En las que la interpretación realizada permitió determinar la existencia de acumulaciones de hidrocarburo, así como la ausencia de capa de gas.

El pozo A se encuentra ubicado en la parte occidental del área de estudio, el intervalo más prospectivo corresponde a la Formación Guadalupe, la cual tiene un espesor aparente de 69.6 pies con 66.6 pies de arena neta petrolífera (ANP) y saturación de hidrocarburo de 83.2%.

El pozo B ubicado en la parte central del área de estudio reflejo las mejores manifestaciones de hidrocarburo, en este La formación Lower Sand tiene un espesor aparente de arena neta petrolífera (ANP) de 89.5 pies y una saturación de hidrocarburo de 92.9 % definiendo para el presente estudio el intervalo más importante analizado. Mientras el pozo C represento las

*INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA
DE LOS LLANOS ORIENTALES*

menores manifestaciones de hidrocarburo, este se encuentra ubicado hacia la parte oriental del área, donde las areniscas de la Formación Lower Sand constituyen un intervalo de arena neta petrolífera con un espesor aparente de 6 pies y saturación de hidrocarburo de 57.4, el intervalo más prospectivo para este pozo corresponde al Lower Mirador con 33.5 pies de arena neta petrolífera y saturación de hidrocarburo de 52.9 %.

INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

Introducción

En un contexto actual en el que el desarrollo y sustento de la sociedad depende principalmente del aprovechamiento de fuentes energéticas, como las que proporciona la naturaleza bien sea la energía eólica, geotérmica, solar o la proveniente de combustibles fósiles; y por más intentos que se han realizado en el proceso de sustituir el petróleo con otras fuentes de energía, este compuesto es el más usado no solo como fuente energética sino como materia prima para la elaboración de más de 500.000 productos a partir de sus derivados y precisamente en la diversificación de usos que tiene este compuesto radica la importancia de su continua extracción y aprovechamiento.

En el proceso de determinar la certidumbre de la existencia de una acumulación de hidrocarburo los registros de pozos bien sean eléctricos, nucleares o acústicos se han convertido en una de las herramientas más útiles y poderosas en la obtención de información petrofísica que permite tener una medición de los parámetros de las rocas que se encuentran en el subsuelo, dichos parámetros como porosidad, permeabilidad, saturación y espesores netos de hidrocarburo, son parte fundamental para el proceso de determinación de las características petrofísicas de un yacimiento.

En lo concerniente al presente estudio se enfocó en realizar una interpretación por medio de las respuestas de los registros geofísicos de pozo, como gamma ray, potencial espontáneo, resistividad, densidad y neutrón, para los pozos A, B y C, ubicados en la cuenca de los llanos orientales. Resulta importante aclarar al lector o a quien interese que la ubicación exacta de los pozos no será mencionada, de igual manera el nombre de los pozos fue modificado por

*INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA
DE LOS LLANOS ORIENTALES*

cuestiones de protección de la información confidencial suministrada por la empresa facilitadora del material.

La interpretación de estos registros tuvo como objetivo determinar y establecer dentro de las formaciones de interés zonas en las que hay presencia de hidrocarburos, dicha interpretación involucro la evaluación de las respuestas de cada uno de los perfiles de los que se disponía, para a partir de estos determinar parámetros petrofísicos como el tipo de matriz, porosidad, permeabilidad saturación de fluidos y espesores netos de arena petrolífera, los cuales en conjunto permitieron obtener intervalos productivos de hidrocarburo.

*INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA
DE LOS LLANOS ORIENTALES*

Objetivos

Objetivo general.

Interpretar registros geofísicos de pozo para determinar intervalos con presencia de hidrocarburos.

Objetivos específicos.

- Recopilar información geológica local del área de estudio definiendo formaciones geológicas, su carácter como rocas madre, sello y almacén.
- Analizar la respuesta de los registros gamma ray, resistividad, densidad y neutrón, definiendo zonas de interés petrolífero.
- Identificar los intervalos que representan las acumulaciones más importantes de acuerdo a sus características petrofísicas de porosidad y saturación.
- Definir el método de cálculo del volumen de arcilla que mejor se ajuste y arroje resultados más confiables en el área de estudio.

*INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA
DE LOS LLANOS ORIENTALES*

Planteamiento del problema de estudio

Desde aproximadamente la tercera parte del siglo XIX el petróleo se ha convertido en la fuente de energía primaria más importante para la humanidad, convirtiéndose en el sustento de la demanda energética mundial que involucra prácticamente todas las actividades económicas.

Este escenario no se encuentra muy alejado del contexto nacional principalmente en un país que como ya es bien sabido económicamente es dependiente del sector minero energético.

El proceso de estudios pertinentes para definir la existencia de una acumulación de hidrocarburo que pueda llegar a ser económicamente importante involucra diversas variables dentro de las cuales encontramos los registros geofísicos de pozos que para el presente estudio son el objeto de interés; los cuales constituyen una de las herramientas más útiles en cuanto a la valoración cuantitativa y cualitativa de las propiedades de la roca y la relación con los fluidos que contiene, permitiendo identificar y evaluar el potencial de la roca almacén, para estimar zonas de interés petrolífero.

Metodología

La metodología empleada en el presente estudio expone el tratamiento y las consideraciones obtenidas con la información para dar cumplimiento a los objetivos planteados, está constituida por cuatro fases consecuentes que se describen a continuación:

Fase I Recopilación y evaluación de la información existente.

Esta primera fase consistió en recolectar la información necesaria que permitiera conocer las características del área de estudio, dicha información se encontró integrada por el conocimiento geológico del área involucrando componentes estructurales y estratigráficos, de

INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

esta manera se conoció la evolución distribución y composición de la cuenca, se identificaron las formaciones con carácter de roca madre, almacén y sello.

También se utilizó información que permitió a los autores tener conocimiento en cuanto a las propiedades petrofísicas, generalidades de los registros de pozos e interpretación de estos.

Finalmente se recopiló la información de los registros de pozo corridos en formato LAS, dentro de los intervalos de interés, profundidades estimadas para cada uno de estos, ubicación de los pozos y parámetros o datos en el encabezado de los registros originales que sirvieron para el procesamiento de la interpretación.

Fase II procesamiento de información.

Para cada uno de los pozos se definió la secuencia estratigráfica de la zona de estudio y se determinó que las formaciones con carácter de roca almacén, corresponden a la Formación Mirador, Guadalupe y Lower Sand.

Fase III Interpretación de registros.

En esta fase se utilizaron los registros básicos de los que se disponían para cargarlos en el software interactive petrophysics, obteniéndose las curvas de perfilaje, posteriormente se determinaron el techo y base para cada una de las formaciones en base a los cambios secuenciales manifestados por la respuesta de los registros de Gamma Ray, Resistividad y de porosidad.

En términos generales primero se analizó la curva gamma ray identificándose zonas con alta, media y poca arcillosidad, definiendo así zonas porosas y posiblemente permeables que constituyeron objeto de interés.

*INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA
DE LOS LLANOS ORIENTALES*

También se evaluaron las curvas de resistividad que permitieron tener una noción del fenómeno de invasión, e identificar intervalos de hidrocarburos. Finalmente se dispuso a evaluar la respuesta del registro neutrón y densidad que permitieron aun con mayor confiabilidad determinar el carácter de la litología presente en el área de estudio, así como definir que los yacimientos evaluados son de carácter subsaturado, razón por la cual no hubo presencia de capa de gas.

Fase IV cálculos y análisis.

Una vez identificadas las zonas de interés y definidos los topes de cada una de estas, se procedió a determinar parámetros que permitieron evaluar cada uno de estos yacimientos. Primero se hizo necesario determinar el volumen de arcilla a partir del registro Gamma Ray y Densidad- Neutrón e ir definiendo la línea base de arenas y arcillas para cada intervalo con el objetivo de refinar el cálculo.

Posteriormente por medio de la ubicación en un mismo track del Registro Neutrón, Densidad y porosidad-densidad en unidades compatibles se determinó que la matriz en la que habían sido corridos los registros correspondía a una matriz arena, por lo que se debió generar una curva de neutrón en matriz caliza que sería utilizada para el cálculo de porosidad y saturación de agua, este cálculo requirió la elaboración de una curva de temperatura que fue generada a partir de datos de profundidad y temperatura de cada pozo; el cálculo de saturación de agua se realizó por medio del método de doble agua, donde fue necesario utilizar información recopilada de la resistividad del agua y la porosidad se evaluó por medio del densidad neutrón. También se generó una curva de permeabilidad por medio de la ecuación de (Timur 1968), es importante mencionar que el pozo B, disponía de información de núcleo dentro de la Formación

INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

Guadalupe, dicha información debió ser corregida en profundidad y permitió calibrar el método de cálculo que mejor se ajustaba para la determinación de los parámetros petrofísicos.

Por último se determinaron los parámetros de corte que fueron aplicados a cada formación y se determinaron valores promedio para el yacimiento de porosidad, saturación de fluidos y volumen de arcilla. Una vez determinado esto se elaboró el template final involucrando los principales parámetros que permitieron definir intervalos productores de hidrocarburo.

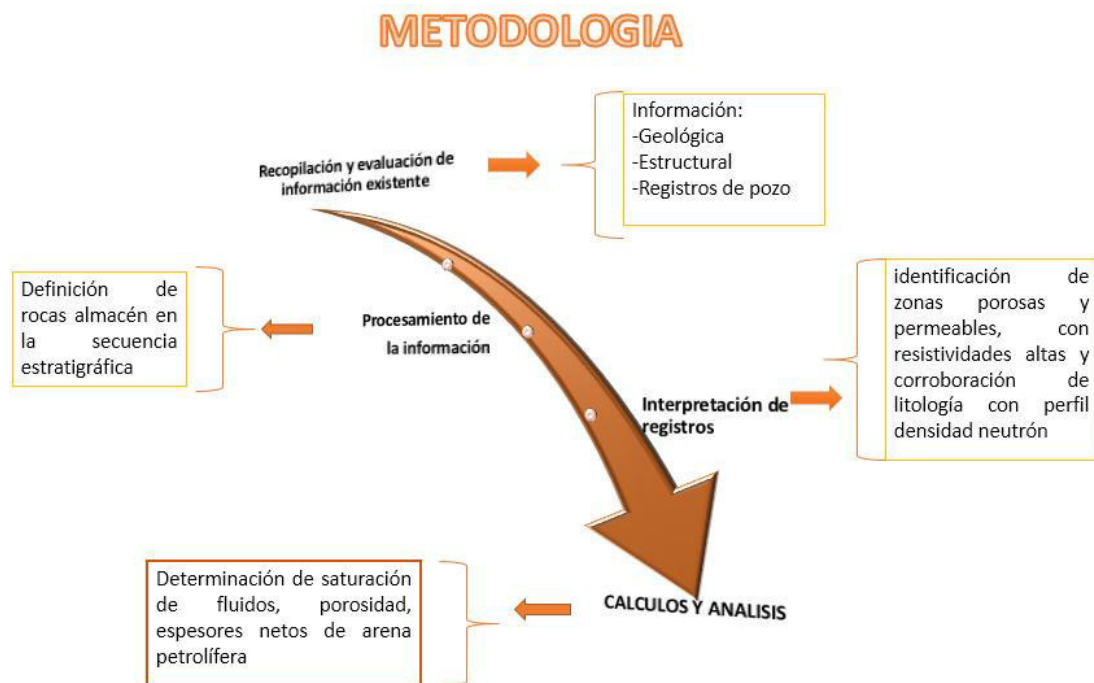


Figura 1: esquema de la metodología empleada en el estudio. Fuente: LOS AUTORES.

INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

1. Generalidades cuenca de los llanos orientales

La cuenca actual de los Llanos Orientales cubre un área aproximadamente de 225.603 km², debido a su prospectividad e historia de producción es una de las más importantes del país.

La geometría de la cuenca y las relaciones de traslape (onlap) de los estratos del Cenozoico sobre las rocas más antiguas, indican que la cuenca de los Llanos constituye un sistema de antepaís desarrollado entre el Escudo de Guyana (el cratón) y la Cordillera Oriental (el orógeno). La historia tectónica de la margen noroccidental de Suramérica empieza con la formación del cratón (supercontinente precámbrico) generado por la aglutinación o unión de microplacas. Desde este tiempo el área sufrió múltiples fases tectónicas durante el Paleozoico y el Mesozoico, sobrepuestas por la deformación terciaria andina, que crearon la cordillera oriental y la cuenca antepaís la cual empezó en el Cretáceo tardío (Maastrichtiano) y culminó en el Mioceno – Plioceno. A finales del mioceno con el máximo levantamiento de la cordillera producto de la orogenia andina antiguas fallas son reactivadas generando fallas de cabalgamiento, fallas normales e inversas dando origen a la configuración que se observa en la actualidad. (ANH, 2012,p.39)

INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

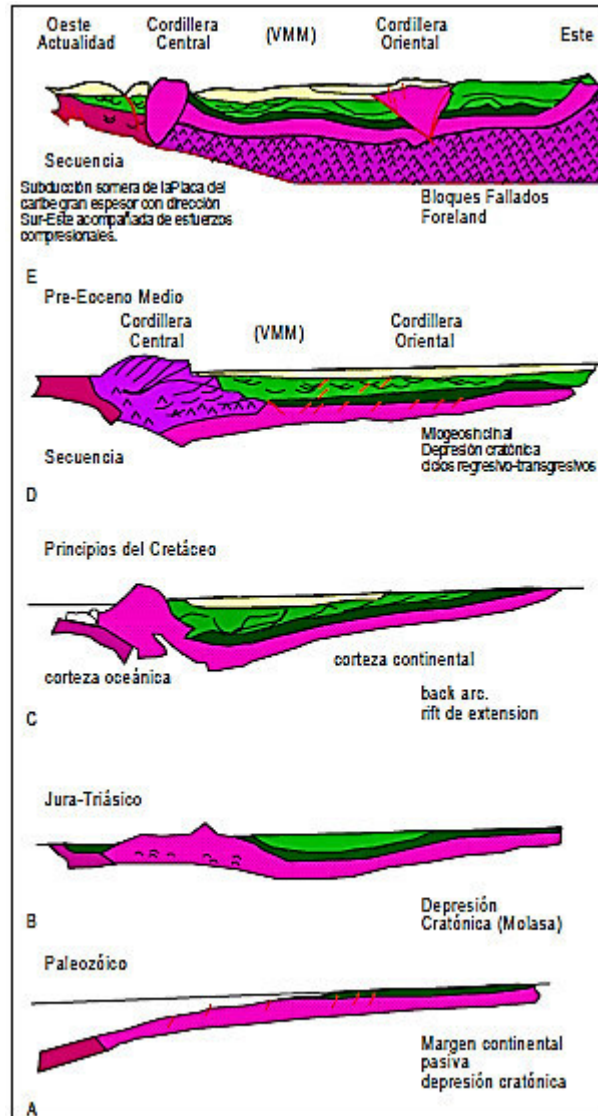


Figura 2: Eventos Tectónicos En Tiempo, Cuenca De Los Llanos Orientales. Fuente: (ECOPETROL-ICP 2002)

1.1. Localización de la cuenca de los llanos orientales

La cuenca de los llanos orientales se encuentra localizada al este de los andes, hace parte de las cuencas subandinas de antepais, limita al norte con la frontera colombo-venezolana, al sur la cuenca se extiende hasta la serranía de la macarena y el arco de vaupes y las rocas metamórficas del precámbrico que afloran al sur del río Guaviare, al este el límite esta marcado por rocas plutónicas del precámbrico del escudo de Guyana y al oeste esta limitada por el

*INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA
DE LOS LLANOS ORIENTALES*

sistema de fallas de guaicaramo. Su relleno sedimentario sobrepasa los 6.000 metros de espesor en el sector occidental o más profundo. (ANH, 2007)

1.2.Evolución tectónica de los llanos orientales

Durante el Oligoceno y Mioceno, el relleno de la cuenca y el levantamiento continuo de la Cordillera Oriental generó espacio de acomodación en la parte distal de la cuenca de antepaís, reactivación de fallas y la migración hacia el este del alto flexural (Bayona et al, 2008)

En el Turoniano temprano – Coniaciano (93 - 89 Ma.), un aumento global del nivel del mar (Haq y otros, 1987), combinado con condiciones anóxicas de resurgencia, produjo la deposición de una sucesión de arcillolitas y lutitas marinas, los cuales formaron una excelente roca madre marina (Formación Gachetá). La migración hacia el este de la ondulación flexural generó las condiciones para la depositación de las areniscas cuarzosas basales, uno de los reservorios más importantes en el área.

La siguiente secuencia, que es aproximadamente equivalente a la Formación Guadalupe depositada durante el Coniaciano - Santoniano temprano (89 a 83 Ma.) representa dos grandes ciclos dominados por areniscas litorales de alta energía, ricas en cuarzo, correspondientes a aportes, hacia el Oeste, desde el escudo de Guyana. La unidad superior de este ciclo correspondiente a areniscas del Campaniano, representan el almacenador comercial más viejo probado en el piedemonte.

La deposición del Paleoceno tardío terminó (se estableció aproximadamente hace 59 Ma) correspondió a depósitos arcillosos, bajos de planicie costera, la Formación Los Cuervos.

En los Llanos Orientales, un hiato de aproximadamente 20 Ma, separa la Formación Los Cuervos y la Formación Mirador. (ANH, 2012,p.38)

INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

La sedimentación en el área continuó a finales del Eoceno (~40 Ma. Eoceno tardío), con la deposición de secuencia de la Formación Mirador (Notestein y otros, 1944) que incluyó depósitos de relleno de valles, ricos en arena y de influencia marina, que cambian hacia el tope a depósitos arcillosos de planicie costera.

La parte proximal de la cuenca fue rellenada con areniscas fluvio-deltáicas y lodolitas de la Formación Carbonera (~ 34 -16,5 Ma, Oligoceno – Mioceno medio), provenientes del oeste (Cordillera Oriental) y del este (Escudo de la Guyana). La reactivación de las fallas Cenozoicas en la parte distal de la cuenca de antepaís, controló localmente la distribución de los ambientes de depósito y la arquitectura de los estratos de los depósitos continentales.

Durante el Mioceno Medio un incremento abrupto en el espacio de acomodación controló la depositación de los estratos finogranulares de la Formación León.

El pulso más fuerte de deformación a lo largo de la Cordillera Oriental durante el Mioceno Medio-Tardío, condicionó una depositación aluvial a fluvial en la cuenca de los Llanos registrada en la Formación Guayabo. (Bayona et al, 2008)

1.3. Localización del área de estudio

El área de estudio se encuentra ubicada al noreste de Colombia, en la cuenca de los llanos orientales, la cual se desarrolló en el flanco occidental del escudo de Guyana y al este de la cordillera oriental, constituyendo una depresión plana con alturas que oscilan entre 200 y 500 metros.

INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

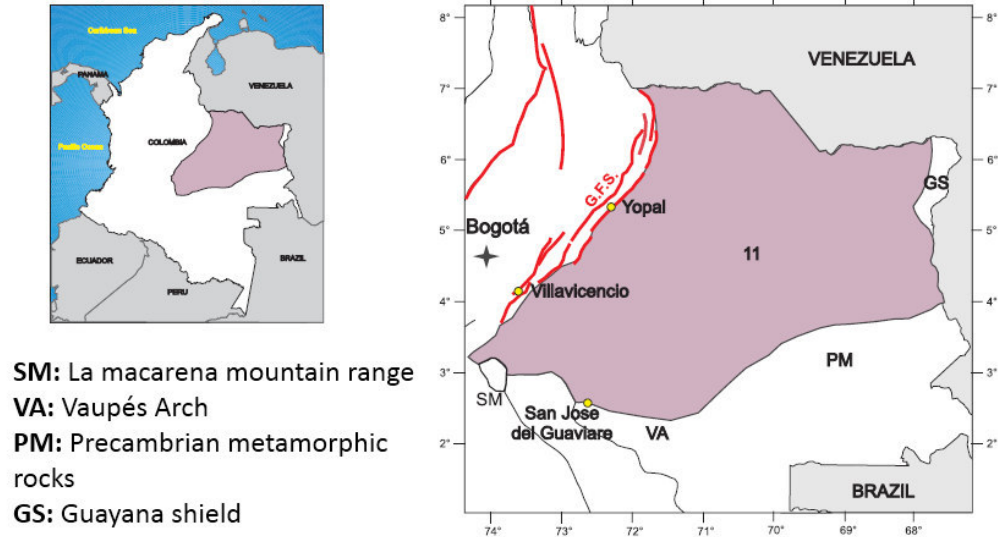


Figura 3: ubicación general del área de estudio. Modificado de (ANH, 2007).

2. Marco geológico regional

2.1. Geología estructural

La estructuración General de la cuenca se traduce en un monoclinal a todos los niveles (Paleozoico – Cretaceo – Terciario), con basculamientos progresivos que muestran diferentes fases de estructuración. Todas estas estructuras según Gomez et al (2009) fueron el resultado de la acreción de la cordillera occidental al continente durante el Cretácico Tardío al Eoceno Medio, la cual permitió el espacio de acomodación para la deposición de la secuencia de sedimentos de la Cuenca de Antepais.

La cuenca se levanta progresivamente en dirección general Este, Siendo cortada por una serie de fallas normales antitéticas con desplazamientos (saltos) relativamente bajos con direcciones N-S, NE-SW, NW-SE; a lo largo de estas fallas es que los hidrocarburos pueden entramparse. (RINCON, 2011)

INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

2.1.1. Pliegues.

De acuerdo a la información estructural del área de estudio elaborada por (INGEOMINAS, 2010) se definen estructuras anticlinales con orientación NW-SE, en la parte sur del área del meta, de la misma manera hay evidencia de un pliegue sinclinal con dirección NW-SE, aunque de manera general los datos de buzamiento del área sugieren pliegues muy suaves.

2.1.2. Estructuras falladas

Las principales fallas geológicas tienen carácter regional y forman parte de los sistemas Guaicáramo y Borde Llanero.

2.1.3. Sistema de Fallas del Borde Llanero.

Se presentan como un sistema de fallas inversas de alto ángulo, con tendencia general NE-SW, afectados por una tectónica generalmente compresiva, de cabalgamientos convergencia tanto Occidental como Oriental y la formación de pliegues sinclinales y anticlinales de dirección N - S a Noreste, se encuentra dislocada en varios sectores por fallas de rumbo, las cuales desplazan su lineamiento y limita el piedemonte con la llanura. (SUBSISTEMA FISICO BIOTICO, s.f,p.4)

2.1.4. Falla Guaicáramo.

Es una falla inversa con rumbo N-E y buzamiento hacia el n-w, pone en contacto rocas del paleogeno con rocas cretáceas, limita al occidente con el cinturón plegado de la cordillera oriental, caracterizada por la formación de puentes estructurales plegados de topografía escarpada, afectada por procesos morfodinámicos como el agua y la gravedad que modifican las unidades estratigráficas mediante el arrastre de materiales arcillosos y el volcamiento y caída

INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

de bloques. se extiende a partir de las cercanías de cumaral, 25 km al noreste de Villavicencio. al sur la falla sigue el frente oriental de las colinas de piedemonte más conocida como la serranía de las palomas. Al norte del río upia la falla se interna en el piedemonte. (INGEOMINAS, 2010)

2.1.5. Falla río meta.

Esta falla fue propuesta teniendo en cuenta la diferencia topográfica y litológica entre la sabana distal y el relieve que forma el alto de menegua. Se trata de una falla normal de alto ángulo y su bloque colgante al occidente que afecta sedimentos de edad plioceno – pleistoceno. Su trazo estaría asociado al cauce del río meta donde se asume el desplazamiento relativo de los bloques. (INGEOMINAS, 2010)

2.2.Estratigrafía

De acuerdo con Cooper y otros (1995), las rocas sedimentarias en el Piedemonte Llanero y cuenca Llanos Orientales fueron depositadas en una cuenca que se desarrolló de otra de tipo retro-arco, en el Cretáceo Tardío, hasta una cuenca de antepaís o premontana en el Terciario Temprano, cuyo depocentro se movió progresivamente hacia el Este durante el transcurso del Terciario. La estratigrafía resultante es una sucesión, muy marcada de estratos del Cretáceo Superior – Terciario, que representan deposición marginal periódica.

La sección cretácica conforma una secuencia estratigráfica, cuyos espesores, distribución y composición en la cuenca, está basada en la interrelación entre el aporte de sedimentos y avances del nivel del mar. Hacia el este de la cuenca los espesores tienden disminuir, debido a progresivos acuñaamientos y /o posibles eventos erosivos, mientras que hacia el oeste, los espesores se incrementan a valores que alcanzan varios cientos de pies. La Formación Gachetá muestra cambios notables en su composición, producto de los efectos de las paleobatimetrías

INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

alcanzadas durante procesos tectónicos que generaron grandes subsidencias en la cuenca. Desde el punto de vista estratigráfico, la sección inferior o basal de esta formación reúne las mejores condiciones para ser evaluada como yacimiento no convencional. Este intervalo se sedimentó en condiciones de ambiente nerítico interno a medio, y se caracteriza por altos valores de rayos gamma, alta resistividad y altos valores en la curva de neutrón, cuyos parámetros indican una alta probabilidad de contener altos valores de materia orgánica. (ANH, 2012,p.14)

La documentación de la roca generadora de hidrocarburos, para la cuenca Llanos Orientales, permite identificar como principal roca fuente, la Formación Gachetá, de la secuencia cretácica. Secundariamente la Formación Los Cuervos, del Paleoceno, y con algún potencial marginal, intervalos arcillosos de la Formación Une o equivalentes. (ANH, 2012,p.179).

2.3.Geología del petróleo

2.3.1. Roca Generadora.

La principal roca generadora en esta área son las lutitas marino-continentales de la Formación Gachetá, localizadas por debajo del flanco oriental de la Cordillera Oriental. Estas rocas poseen un kerógeno tipo II y III, rangos y un espesor efectivo de 50 a 100 metros. Secundariamente actúa como generadora la Formación Los Cuervos, del Paleoceno, y con algún potencial marginal, intervalos arcillosos de la Formación Une o equivalentes. (ANH, 2007)

2.3.2. Migración.

Dos pulsos de migración han sido documentados: el primero durante el Eoceno tardío-Oligoceno y el segundo comenzó en el Mioceno y continúa en la actualidad. (ANH, 2007)

INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

2.3.3. Roca Reservorio.

Las areniscas de las formaciones Carbonera (C-3, C-5 y C-7), Mirador, de edad paleógeno, son excelentes almacenadoras de hidrocarburos. En la secuencia cretácica algunos intervalos arenosos son también excelentes reservorios (Guadalupe, Lower Sand). Su rango de porosidad varía entre el 10 al 30%. (ANH, 2007)

2.3.4. Roca Sello.

El sello regional de la cuenca es la Formación León. Por otra parte, las unidades C-2, C-4, C-6 y C-8 de la Formación Carbonera son reconocidas como sellos locales, y además las lutitas cretácicas de las formaciones Gachetá y Guadalupe pueden actuar como sellos intraformacionales. (ANH, 2007)

2.3.5. Trampas.

Hasta el momento, la exploración se ha concentrado principalmente en las fallas normales antitéticas. Sin embargo, los anticlinales asociados a fallas inversas y estructuras de bajo relieve, así como las trampas estratigráficas, pueden representar un importante objetivo exploratorio. (ANH, 2007)

2.4.Litoestratigrafía del área de estudio

La sección estratigráfica perforada para cada uno de los pozos de estudio está definida por la nomenclatura general establecida para la Cuenca de los Llanos Orientales.

INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

2.4.1. Formación Lower Sand.

La formación Lower Sand (Albiano a Cenomaniano - Burgl, 1961) corresponde a un ambiente de depositación claramente marino. Litológicamente consiste, principalmente, de areniscas cuarzosas con intercalaciones menores de lutitas y de limolitas carbonosas. Su espesor aumenta, en general, hacia el Noroeste; espesor de 50 a 350 pies, en promedio, en área del Meta; llega hasta 650 pies en el Piedemonte Llanero. (ANH, 2012,p.48)

En el área de estudio está definida por la presencia de areniscas cuarzosas grises de grano fino a medio, moderadamente consolidadas con niveles de arcillolitas de color blanco grisáceo seguidas por arcillolitas grises claras a oscuras suprayaciendo niveles arenosos compuestos de cuarzo de grano medio, fino y grueso en menor proporción, y un nivel inferior conformado por arcillolitas de color blanco grisáceo con intercalaciones de lutita.

2.4.2. Formación Gacheta.

La formación Gacheta (Turoniano temprano – Coniaciano (93 - 89 Ma.)),Está constituida por una secuencia de lutitas negras a gris oscuras, intercaladas con arcillolitas grises, con desarrollos menores de areniscas, y contenido variable de glauconita; presenta a veces pequeños niveles calcáreos.

Esta formación se acuña o no está presente por erosión en el oriente y suroriente de la cuenca, y su espesor aumenta hacia el noroccidente.

2.4.3. Formación Guadalupe.

La formación Guadalupe (Campaniano? - Maestrichtiano inferior) consiste en una secuencia de intercalaciones de areniscas masivas y shales originarias de un ambiente de depositación

INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

deltaico con influencia de mareas. Al igual que las otras formaciones del Cretáceo, su espesor aumenta hacia el piedemonte, pasando de pocos pies en las cercanías del escudo guayanés, a más de 600 pies en el piedemonte. En la cuenca de los llanos orientales es una de las formaciones productoras. (ANH, 2012,p.48)

Se diferencian dos niveles en La Formación Guadalupe, el nivel superior constituido por areniscas cuarzosas pobremente seleccionadas de grano muy fino a fino y el nivel inferior con presencia de arcillolitas de color marrón y gris claro hacia la base, y localmente niveles de lutita negras carbonosas con materia orgánica.

2.4.4. Formación Los Cuervos.

La secuencia sedimentaria de la Formación Los Cuervos (Paleoceno medio –Eoceno temprano, Gonzales Guzman 1967) corresponde a lutitas de color gris, intercaladas con areniscas de color parduzco, de grano muy fino a medio. Los espesores aumentan regular y rápidamente hacia el Occidente, y superan los 1.000 pies en los primeros corrimientos de la cordillera.

La litología predominante en el área corresponde a una arcillolita gris muy clara, ligeramente limosa, y lutita negra marrón con pirita diseminada. Esta formación representa sello para la Formación Guadalupe.

2.4.5. Formación Mirador.

La secuencia sedimentaria consiste en areniscas blancas de grano grueso a fino, depositadas en un ambiente continental (ECOPETROL ICP, 2001), separadas por arcillas carbonaceas grises a negras, de acuerdo con sus atributos sedimentológicos y estratigráficos se divide en mirador (ambiente transicional de bahías o estuarios) y mirador inferior (ambiente continental).

INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

La formación mirador (Eoceno Tardío) constituye uno de los reservorios más importantes de la cuenca con aproximadamente el 50% del hidrocarburo del reservorio. (Palma, 2006,p.16)

El tope de la formación mirador se caracteriza por la aparición de una secuencia heterogénea de areniscas de grano fino a medio, con algunas intercalaciones de arcillolita gris claro y limolita marrón amarillento oscuro microcarbonácea, con esporádicos niveles de lutita hacia la base. Mientras el mirador inferior se encuentra constituido por un nivel de arenas gris claro, cuarzosa de grano fino a medio.

2.4.6. Formación carbonera.

Corresponde a una espesa secuencia litológica de depósitos transgresivos y regresivos depositadas en ambientes que varían de marino transicional a continental. La formación carbonera (Oligoceno Temprano – Mioceno Medio) consiste de una alternancia de rocas arcillosas, limosas y de arenisca, a veces con niveles de carbón (Charitat y otros, 1985)

En el área sur de la cuenca, la Formación Carbonera y base de la secuencia terciaria ha sido dividida por ECOPETROL, de base a techo se denominan: Lutita E4, Unidad T1, Lutita E3, Conjunto C2, Areniscas de Carbonera, Conjunto C1, Lutita E (Unidad C2) y Areniscas Superiores de Carbonera (Unidad C1). Igualmente, de base a techo, estas unidades se van acuñando a medida que se avanza hacia el sureste y este de la cuenca. (ANH, 2012,p.50)

Elf Aquitaine dividió esta unidad en 8 miembros o unidades operacionales (C1 a C8), de los cuales los niveles pares son transgresivos, fino granulares conformadas por una secuencia relativamente homogénea de lutitas, constituyendo importantes sellos regionales; los impares son regresivos, heterogéneos, con presencia de arenas, arcillolitas y limolitas, a veces con manifestaciones de carbón, los cuales, desde C7 a C3 son productores de hidrocarburos en

*INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA
DE LOS LLANOS ORIENTALES*

varios sectores de la cuenca, en especial en C7. El contacto superior con la Formación León es conforme y gradual en la mayor parte de la cuenca.

2.4.6.1. Unidad carbonera c1.

Está conformada en general por una secuencia arcillosa, con intercalaciones de niveles de areniscas y limolitas, con un acentuado carácter arenoso hacia la parte media, superior de la unidad, así como de arcillolitas y carbones hacia la parte inferior

El tope de esta unidad está evidenciado por la aparición de arenisca cuarzosa, blanca de grano muy fino a fino, moderadamente dura; intercalaciones de limolitas marrón amarillento oscuro y arcillolitas gris claro a marrón rojiza, hacia la base la presencia de carbón lignítico con pirita.

2.4.6.2. Unidad carbonera c2.

Conformada básicamente por una secuencia de lutita, con esporádicas intercalaciones de niveles arcillosos, principalmente en la parte superior.

La lutita es gris oliva, ligeramente limosa con micro pirita diseminada, ocasionalmente con oolitos de Siderita y Dolomita. Presenta pequeños niveles de arcillolita de color gris verdoso claro, moderadamente firme.

2.4.6.3. Unidad carbonera c3.

El tope de esta unidad fue definido por la aparición de niveles de arenisca de grano muy fino a fino, con intercalaciones de limolita y arcillolita.

INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

Conformada por una secuencia arcillosa gris clara, moderadamente firme con intercalaciones de niveles de areniscas gris clara, cuarzosas, moderadamente consolidadas; limolitas gris claro, marron y esporádicos niveles de carbón frágil, con pirita diseminada.

2.4.6.4. Unidad carbonera c4.

El tope de esta formación es determinado por el cambio litológico presentado, con la aparición de una secuencia homogénea compuesta de lutita.

Constituida básicamente por una secuencia de lutita gris oliva ligeramente limosa con micropirita diseminada, con esporádicas intercalaciones de niveles arcillosos gris claro, verdoso y marron, moderadamente firme.

2.4.6.5. Unidad carbonera c5.

El tope de la Unidad se determinó por el cambio litológico con la aparición de areniscas blancas de grano muy fino a fino ligeramente calcáreas.

Es una unidad heterogénea, conformada por una secuencia alternante de arcillolitas varicoloreadas, con intercalaciones de limolitas grises y algunos niveles de arenisca bien seleccionados, con inclusiones carbonosas y de pirita. Presenta ocasionales niveles de lutita gris oscuro, con micro pirita diseminada, ligeramente limosa. Como minerales accesorios aparecen trazas de dolomita, pirita y carbón.

2.4.6.6. Unidad carbonera c6.

Conformado por una secuencia de lutitas grises, firmes con micropirita diseminada intercalaciones menores de arcillolitas y limolitas en tonos grises.

*INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA
DE LOS LLANOS ORIENTALES*

La lutita es de color gris oscuro a medio con micro pirita diseminada, ligeramente limosa; La arcillolita presente es de color gris claro, ligeramente limosa; La limolita es de color gris medio a gris parduzco, arenosa, moderadamente dura.

2.4.6.7. Unidad carbonera c7.

El tope se determinó por cambio litológico, en la aparición de areniscas de grano muy fino.

Esta Unidad está constituida básicamente por niveles de arcillolita; con intercalaciones de arenisca y limolita, Frecuentes ocurrencias de lentes de carbón en toda la secuencia, y algunos intervalos de lutita hacia la base de la misma.

La arcillolita presente hacia el tope es de color gris medio moderadamente dura, localmente limosa, no calcárea. En la parte media y base de la Unidad predomina arcillolita de color gris claro moderadamente dura.

La Limolita hacia el tope de la unidad es de color gris, arenosa, moderadamente dura, y en la parte media y base se presenta de color marrón amarillo oscuro.

La arenisca es cuarzosa de color blanco, gris verdoso claro, moderadamente consolidada, bien seleccionada.

2.4.6.8. Unidad carbonera c8.

Esta unidad se caracteriza por el retorno de un ambiente marino somero, constituido netamente por lutitas.

La lutita que predomina es de color a gris verdoso oscuro. Hacia la base de la Unidad aparece Limolita (marcador regional) de color amarillo marrón, dura, con material carbonoso incluido; así como trazas de arcillolita de color blanco.

*INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA
DE LOS LLANOS ORIENTALES*

2.4.7. Formación León.

La formación León (Mioceno Medio) representa la última invasión de los mares terciarios en la cuenca, depositada en un ambiente tectónico estable (Rochat et al, 2003; Martínez, 2006). Está compuesta por capas gruesas de lutitas grises en gran parte. En el sector suroeste de la cuenca este intervalo cronoestratigráfico se vuelve muy arenoso, por lo que es difícil diferenciarlo. (ANH, 2012,p.52)

La unidad está compuesta esencialmente por sedimentos marinos someros, el tope de la Unidad es definido por la presencia de una secuencia homogénea de lutitas verdosas finamente laminadas. En la parte media a inferior de la unidad se encuentran intercalaciones menores de Arcillolita de color gris claro con oolitos de siderita.

Aparecen trazas de dolomita a través de toda la sección de la formación, de color marrón claro.

2.4.8. Formación Guayabo.

La Formación Guayabo (Mioceno Tardío - Cuaternario); Representa la última sedimentación de la cuenca. Regionalmente se adelgaza hacia el sur de la cuenca. Está compuesta de una espesa secuencia terciaria de sedimentos continentales, en la cual, en su parte superior se presentan abundantes niveles arenosos con menores intercalaciones arcillosas y frecuente presencia de conglomerados desde superficie hasta cuatrocientos veinte pies (420 pies).

Hacia la parte media se presentan abundantes manifestaciones arcillosas rojizas y en menor proporción niveles limosos con menor presencia de arenas y pequeños niveles de carbón.

INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

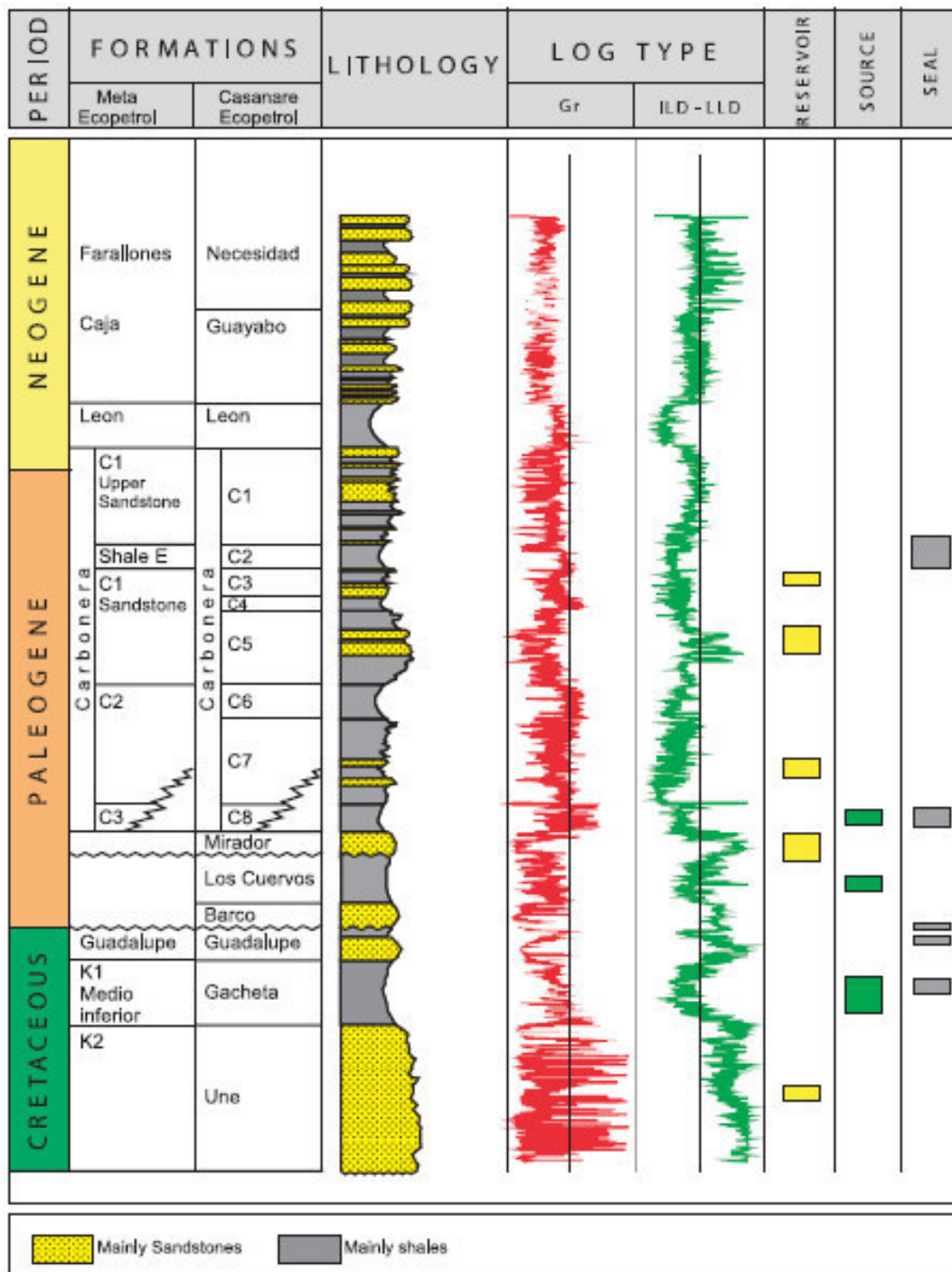


Figura 4: Columna estratigráfica generalizada cuenca de los llanos orientales. Fuente: (ANH, 2007,P.70).
Operacionalmente y dependiendo del área la secuencia cretácica ha recibido diferentes denominaciones. Formación Une corresponde a Formación Lower Sand

3. Fundamentos teóricos

3.1. Petrofísica

Se encarga del estudio de las propiedades físicas de las rocas y de los fluidos que las saturan, además de la relación existente entre ellos, mediante el análisis de los perfiles de pozos y muestras de formación, a fin de facilitar el estudio integrado del yacimiento para la búsqueda de acumulaciones prospectivas, evaluando las rocas que sirven como almacén para acumulaciones de hidrocarburos.

La petrofísica tiene como objetivos: Identificar zonas prospectivas, determinar espesores discriminando capas porosas y permeables de lutitas u otros cuerpos impermeables, evaluando parámetros como: porosidad, permeabilidad, saturación de fluidos, volumen de arcillas. (Acevedo, 2007)

3.2. Propiedades físicas de las rocas

Dentro del proceso de evaluación de un reservorio para determinar la existencia de una acumulación, resulta de gran importancia conocer las propiedades físicas de las rocas relacionadas con los volúmenes de hidrocarburo y la productividad del yacimiento. Dichas propiedades se describen a continuación.

3.2.1. Porosidad.

Es la característica física más conocida de un yacimiento de petróleo, en su forma más simple es una medida de la capacidad de almacenamiento de fluidos en una roca. Está definida como el volumen de poros o espacios vacíos por cada unidad de volumen de una formación, es decir es la fracción del volumen total de una muestra ocupada por espacios vacíos.

$$\emptyset = \left(\frac{VOLUMEN DE ESPACIOS VACIOS}{VOLUMEN TOTAL} \right) * 100\%$$

3.2.1.1. Clasificación de la Porosidad.

La porosidad de una roca puede ser clasificada de dos maneras:

- Según su origen.
- Según la comunicación de sus poros.

Según su origen: De acuerdo a su origen, la porosidad puede ser clasificada en primaria o intergranular y secundaria o inducida. La porosidad primaria o intergranular es aquella que se origina durante el proceso de depositación de material que da origen a la roca. Por otra parte la porosidad secundaria es aquella que se origina por algunos procesos naturales o artificiales posteriores a la depositación dentro de los cuales encontramos las fracturas, disolución y dolomitización.

Según la comunicación de sus poros: Debido a la acción del material cementante los poros se pueden encontrar unidos entre sí, o aislados. Dependiendo de cómo sea la comunicación de estos poros, la porosidad se puede clasificar de la siguiente manera:

- Total o absoluta: se define como la fracción del volumen total de la misma que no está ocupada por matriz.
- Interconectada o efectiva: se define como el volumen total de la roca que representa espacios que pueden contener fluidos y se encuentran comunicados entre sí. Esta

INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

representa la porosidad de mayor importancia a la hora de evaluar un yacimiento, pues refleja el volumen de poros ocupados por fluidos móviles.

- No interconectada o no efectiva: es aquella que representa la fracción del volumen total de la roca que está conformada por los espacios que pueden contener fluidos pero no están comunicados entre sí. (LA COMUNIDAD PETROLERA, s.f)

De manera que la porosidad absoluta o total del sistema es igual a la sumatoria de la porosidad efectiva más la porosidad no efectiva.

$$\phi_{total} = \phi_{efectiva} + \phi_{no\ efectiva}$$

La porosidad efectiva estará definida de la siguiente manera:

$$\phi_{efectiva} = \phi_{total} - (V_{Sh} * \phi_{sh})$$

Donde:

V_{Sh} = Volumen de Arcilla

ϕ_{sh} = porosidad de la Arcilla

3.2.1.2. Factores Que Afectan La Porosidad.

- Empaquetamiento: el empaquetamiento es la forma en la que los granos se agrupan, la porosidad se reduce cuando el tamaño de los empaques no es uniforme.

INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

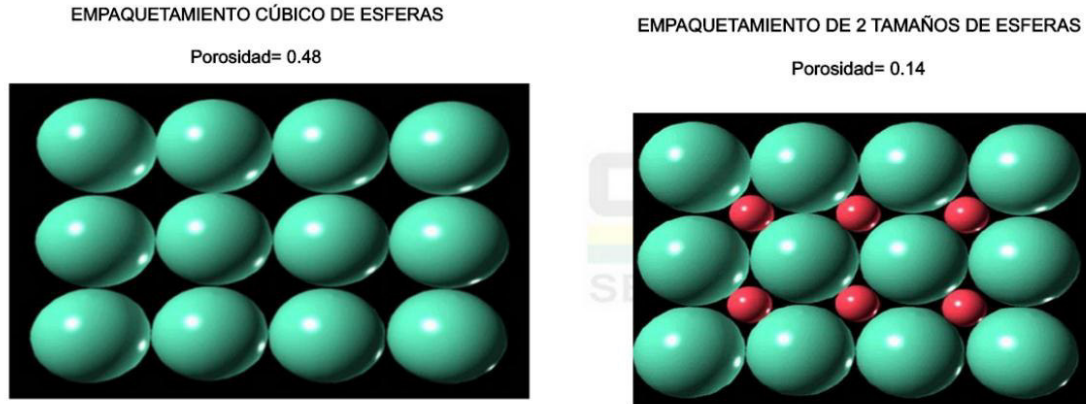


Figura 5: influencia del empaquetamiento en la porosidad (cpeven, servicios a pozos)

- Material cementante: bien sea cemento calcáreo o arcilloso, pues Las areniscas altamente cementadas presentan bajas porosidades. Lo contrario ocurre con rocas poco consolidadas. La cementación toma lugar tanto en el tiempo de litificación como en el proceso de alteración de las rocas causada por agua circulante.

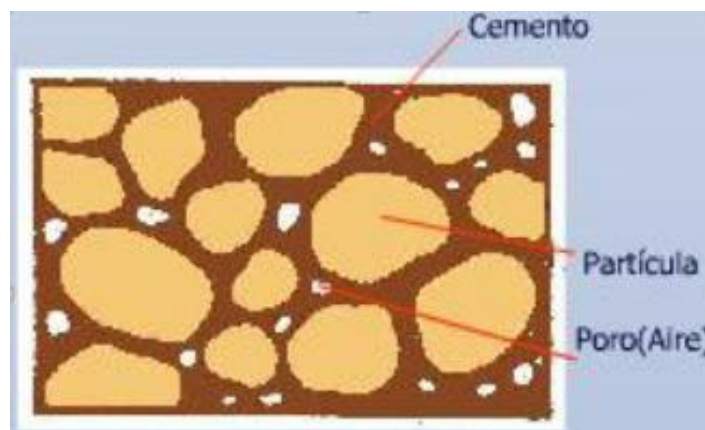


Figura 6: disminución de la porosidad en presencia de material cementante. Fuente: (universidad complutense de madrid, s.f)

- Geometría y distribución del tamaño de granos: Se debe a la uniformidad o clasificación de los granos. Dicha clasificación depende, a su vez, de la distribución del tamaño del material y

INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

tipo de depositación, Cuando los granos son más redondeados proporcionan más homogeneidad al sistema y por ende la porosidad será mayor.

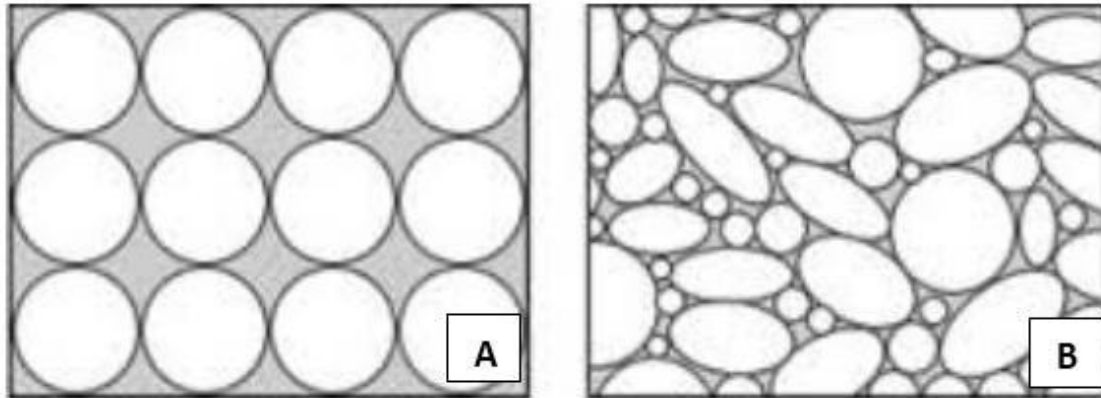


Figura 7: Al presentarse una distribución más homogénea en la figura A su porosidad será mayor que para el arreglo de la Figura B. Fuente: (LA COMUNIDAD PETROLERA, s.f)

- Presión de las capas suprayacentes: Las capas suprayacentes pueden compactar el yacimiento y reducir el espacio poroso.
- Presencia de partículas finas: La arcillosidad afecta negativamente la porosidad.

3.2.1.3. Calidad De La Roca En Función De La Porosidad.

la porosidad de las formaciones varía dependiendo del tipo de roca, por ejemplo en el caso de rocas carbonatadas su porosidad es cero pero para areniscas varía de 10 a 15 % cuando están compactas y cuando no su porosidad puede ser mayor al 30 %, mientras las lutitas pueden tener porosidades mayores a 40%.

La calidad del yacimiento puede ser determinada en función de la porosidad de la siguiente manera

INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

Tabla 1: calidad de la roca en función de la porosidad. Fuente: (LA COMUNIDAD PETROLERA, s.f)

Calidad de la roca	Ø (%)
Excepcional	< 20
Satisfactoria	15- 20
Regular	10- 15
Pobre	5 - 10
Muy pobre	< 5

3.2.2. Permeabilidad.

La permeabilidad (K) es una propiedad del medio poroso y también una medida de la capacidad del medio para transmitir fluidos, en otras palabras, es la medición de la facilidad con que los líquidos fluyen a través de una formación debido a la presencia de poros interconectados que son de gran importancia sobre la rata de producción de un reservorio.

Una roca debe tener fracturas, capilares o poros interconectados para ser permeable. Así, existe cierta relación entre la porosidad y la permeabilidad. Generalmente una permeabilidad mayor se acompaña de una porosidad mayor; sin embargo, esto no es una regla absoluta, por ejemplo Las lutitas y algunas arenas tienen una alta porosidad, pero los granos son tan pequeños que los conductos aprovechables para el movimiento del fluidos son muy restringidos y tortuosos; en litologías como las calizas la porosidad es baja pero la permeabilidad de una fractura puede ser muy alta.

INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

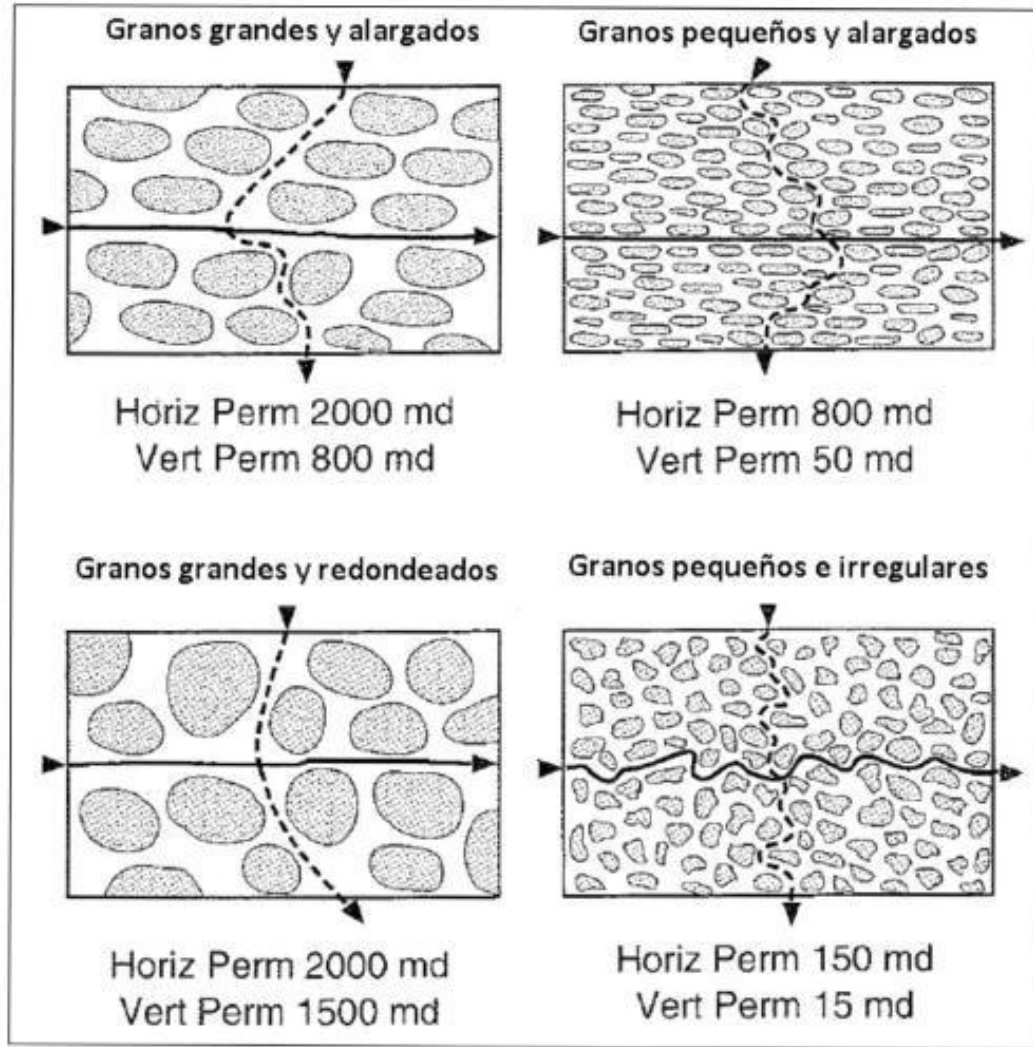


Figura 8: distribución de los granos de arenas y estructura poral afectando la permeabilidad. Fuente: (RINCON, 2011).

La permeabilidad está determinada por la ecuación que define la “Ley de Darcy”. Darcy estableció que el caudal que atraviesa un medio poroso es proporcional al gradiente hidráulico y al área de flujo.

$$Q = \frac{K * \Delta P * A}{\mu * L}$$

Donde:

Q = flujo (cc/seg)

INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

K = constante de proporcionalidad, Permeabilidad (Darcies)

ΔP = delta de presión (atm/cm)

A = área (cm²)

μ = viscosidad (centipoise)

L = longitud (cm)

De manera que la permeabilidad está definida:

$$K = \frac{Q * \mu * L}{\Delta P * A}$$

3.2.2.1 Tipos De Permeabilidad.

3.2.2.1.1. *Permeabilidad absoluta.*

Es una medida de la habilidad que tiene la roca para dejar pasar fluidos a través de la misma, independientemente del fluido que se trate. Es una propiedad que depende exclusivamente de la roca.

3.2.2.1.2. *Permeabilidad efectiva.*

Cuando coexisten dos o más fluidos en la roca, lo mismos se interfieren entre sí al intentar fluir a través de la misma. La permeabilidad efectiva se refiere siempre a un determinado fluido (agua, aceite o gas).

3.2.2.1.3. *Permeabilidad relativa.*

Se define como la relación entre la permeabilidad efectiva y la absoluta. Tiene un valor que varía entre 0 y 1.

INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

3.2.3. Saturación de fluidos.

Es la proporción respecto al volumen total de los poros de cada uno de los fluidos presentes en el yacimiento que generalmente está ocupado por más de un fluido.

Se sostiene que una fracción del medio poroso está siempre ocupado por agua, independientemente del ambiente sedimentario del yacimiento, pues el agua de mar está presente en los sedimentos desde la depositación y litificación, mucho antes de que el petróleo migre a la roca almacén.

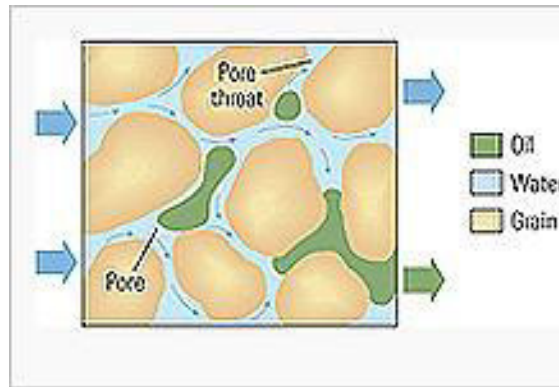


Figura 9: saturación de fluidos en una roca reservorio. Fuente: (Schlumberger Oilfiel Glossary, s.f)

El volumen poroso restante al volumen poroso de agua puede estar ocupado por petróleo si este yacimiento se encuentra subsaturado o por agua, petróleo y gas para el caso de un yacimiento de petróleo saturado. La importancia de este parámetro radica en que permite cuantificar volúmenes originales de hidrocarburo y el mejor método de recuperación secundario o terciaria, sin embargo para el presente estudio su importancia radica en determinar la saturación de petróleo.

$$S_w = \frac{\text{volumen de agua en la roca}}{\text{volumen poroso de la Roca}}$$

*INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA
DE LOS LLANOS ORIENTALES*

$$S_o = \frac{\text{volumen de petroleo en la roca}}{\text{volumen poroso de la Roca}}$$

$$S_g = \frac{\text{volumen de gas en la roca}}{\text{volumen poroso de la Roca}}$$

$$\text{Con } S_w + S_o + S_g = 100\%$$

Donde S_w = Saturacion de Agua, S_o = Saturacion de Petroleo, S_g = Saturación de Gas.

Algunos reservorios son bajosaturados, pues no contienen gas libre ya que todo el gas esta disuelto en el petróleo, y la saturación de fluidos es:

$$S_w + S_o = 100\%$$

La saturación de petróleo incluye el gas disuelto en el petróleo, mientras que la saturación de gas consiste solo de gas libre, todo reservorio de hidrocarburo contiene agua, cabe resaltar que a menos que la saturación de agua no exceda el valor de saturación de agua irreducible la fase es inmóvil y no será producida, este valor de saturación de agua irreducible se alcanza cuando la permeabilidad relativa del agua es cero y su valor varía entre 0.05 (5%) en las formaciones de granos muy gruesos, hasta 0.4 (40%) o más, en las formaciones de granos muy finos con alta superficie específica. (MARIN, 2003)

3.2.4. Resistividad.

Es la habilidad de un material para impedir el flujo de corriente eléctrica a través de él, la unidad es el ohm-m. La conductividad eléctrica es el reciproco de la resistividad y se expresa en milohms/m.

INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

Por principio físico las rocas secas no conducen la corriente eléctrica, ósea la matriz de la roca tiene conductividad nula, constituye un material aislante al igual que el aceite y el gas y se sostienen que para estos materiales sus resistividades son infinitas.

La corriente eléctrica fluirá solo a través del agua intersticial que satura la estructura porosa de la formación, su nivel de conductividad depende de la salinidad, esto implica que cualquier flujo de corriente en una formación tiene lugar en el agua de formación y no en la roca o los hidrocarburos. Debido a que el flujo de corriente está en función del agua presente en el sistema y esta se encuentra relacionada con la porosidad, cuanto mayor sea la porosidad de la formación mayor cantidad de agua conductiva y menor será su resistividad.

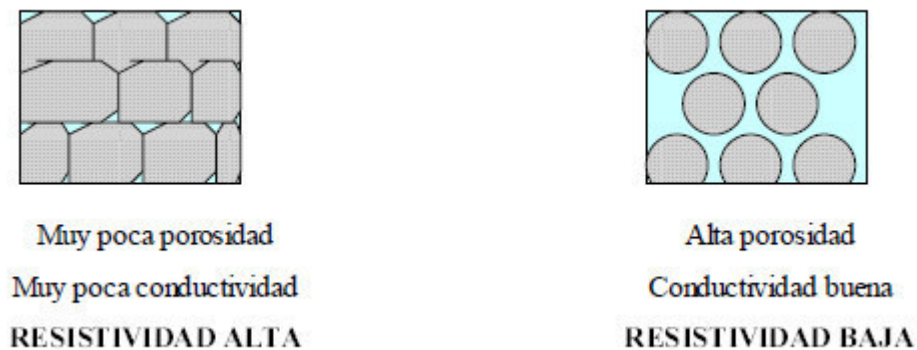


Figura 10: Variación De La Resistividad Para Dos Rocas Conteniendo El Mismo Fluido Pero Con Diferentes Porosidades. Fuente: (registros geofisicos,p.31)

3.2.4.1. Resistividad de la formación.

La resistividad de la formación constituye una propiedad importante para indicar litología y contenido de fluido. La mayoría de los minerales constituyentes de las rocas al igual que los hidrocarburos, no son buenos conductores de electricidad, es decir son resistivos. En las rocas sedimentarias, la parte sólida está formada por minerales no conductores de electricidad, tales

*INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA
DE LOS LLANOS ORIENTALES*

como el cuarzo, silicatos y carbonatos, Estas rocas conducen la electricidad, solamente debido a la presencia de fluidos conductivos dentro de los espacios porosos interconectados, como es el agua de formación.

La resistividad verdadera de la formación (R_t) en un parámetro clave para determinar la saturación de hidrocarburos.

3.2.4.2. Resistividad del agua de formación

El medio poroso de un yacimiento puede contener agua, petróleo y gas, ya sea individualmente o cualquiera de los dos o los tres al mismo tiempo. La mayoría de las rocas de los yacimientos, sin embargo, contienen siempre cierta cantidad de agua de formación, Las aguas superficiales son por lo general dulces y de resistividad alta, pero a medida que se perfora a mayor profundidad, el agua que se encuentra en las formaciones se hace más salada, claro esto no ocurre de manera regular o uniforme, pues son diversos los factores que influyen en la salinidad del agua de formación, uno de ellos es la salinidad del mar que estaba presente cuando fueron depositados los sedimentos, o la cercanía de las antiguas desembocaduras de río y sus aguas dulces. (MARIN, 2003,p.41)

La resistividad de las aguas superficiales pueden exceder los 20 a 50 ohm.m a la temperatura ambiente, mientras que las aguas muy salinas de las perforaciones profundas pueden tener resistividades tan bajas como 0.04 ohm.m a 75 °F, lo cual corresponde a una solución de saturación completa. (MARIN, 2003, p.29)

La temperatura es otro factor que afecta la capacidad conductora del agua de formación, a mayor temperatura, mayor es la movilidad de los iones y por ende mayor capacidad conductora. Como la conductividad es el inverso de la resistividad, se puede decir que la resistividad de un fluido es inversamente proporcional a la temperatura.

INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

El conocimiento sólido de la resistividad del agua de formación, es factor básico para la interpretación de los registros y para la determinación de diferentes parámetros como la saturación de agua.

3.2.5. Volumen de arcilla.

El volumen de arcilla se define como el porcentaje neto de arcilla en una formación. La determinación del volumen de arcilla reviste un parámetro de gran importancia, pues la presencia de minerales de arcilla afecta en forma notable las lecturas de los registros de porosidad y de resistividad.

Las arcillas y lutitas tienen valores de porosidad muy altos, pero debido al pequeño tamaño de sus granos, tienen muy baja permeabilidad, por lo cual funcionan como un sello de los reservorios. En las formaciones que presentan un cierto volumen de arcilla, la porosidad total está seriamente influida por la arcilla, presentando valores altos que no responden realmente a las potencialidades del reservorio, por eso se hace imprescindible calcular el volumen de arcilla con la mayor precisión posible para poder determinar la porosidad efectiva, que sí da una medida real del volumen de poros interconectados, además de que el conocimiento de su mineralogía permite predecir el comportamiento de una formación. (Bisbe, 2007)

4. Evaluación de formaciones

4.1.Generalidades de los registros de pozo

Los registros de pozo desde su introducción en el año 1927, han constituido una herramienta imprescindible para la evaluación de formaciones.

En su forma más sencilla es una representación digital o analógica de una propiedad física (resistividad, diámetro del agujero, densidad, porosidad, permeabilidad entre otras) que se mide contra la profundidad.

Las mediciones geofísicas en pozos se realizan mediante diferentes herramientas de registro (sondas) que se bajan por dentro del pozo, conectadas mediante un cable a la unidad de superficie donde se procesa la señal procedente de la formación; con este se puede obtener de forma indirecta, en tiempo casi real información fidedigna y bastante precisa del corte atravesado por el pozo. Estas mediciones se realizan tanto a hueco abierto como en pozos encamisados. (monografias.com, s.f.)

4.2.Litología

La curva de potencial espontáneo (SP) y el registro de Gamma Ray (GR) son registros de fenómenos físicos que ocurren naturalmente en las rocas in situ, por lo tanto suministran información de la cual se puede deducir la litología.

4.2.1. Perfil de potencial espontaneo (SP).

El perfil de potencial espontáneo (SP) fue uno de los primeros perfiles eléctricos usados en la industria de petróleo, se usa principalmente, para identificar zonas impermeables de lutitas, y las zonas permeables con arena.

INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

Es un registro de corriente directa (DC), que mide la diferencia de voltaje presente entre el potencial de un electrodo móvil ubicado en el pozo y el potencial de un electrodo fijo localizado en la superficie (Doll, 1948).

La respuesta del SP está relacionada con corrientes eléctricas naturales generadas por procesos electroquímicos que se desarrollan dentro del pozo. Estos factores electroquímicos son provocados por diferencias en salinidad entre el filtrado de barro (Rmf) y la resistividad del agua de formación (Rw).

Dentro de los estratos permeables en los cuales la curva muestra deflexiones con respecto a la Línea Base de Lutitas; en las capas gruesas estas deflexiones tienden a alcanzar una curva esencialmente constante, definiéndose así una línea de arena.

La deflexión puede ser a la izquierda (Negativa) o a la derecha (Positiva), dependiendo principalmente de las salinidades relativas del agua de formación y del filtrado del lodo.

Siendo de la siguiente manera:

- Si la salinidad del agua de formación es mayor a la del filtrado del lodo la deflexión será hacia la izquierda.
- Si la salinidad del filtrado del lodo es mayor a la del agua de formación la deflexión será hacia la derecha.

No se puede registrar una curva del SP en pozos llenos de lodos no conductivos ya que estos no proporcionan una continuidad eléctrica entre el electrodo del SP y la formación. Además, si las resistividades del filtrado del lodo y del agua son casi iguales, las deflexiones del SP serán muy pequeñas y la curva no será muy significativa. (monografias.com, s.f.)

*INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA
DE LOS LLANOS ORIENTALES*

4.2.2. Perfil Gamma Ray.

Corresponde a un registro radiactivo, Como su nombre lo indica, miden la radiactividad natural de las rocas, reflejando el contenido de arcilla ya que los elementos radiactivos (Torio y Potasio) tienden a concentrarse en las arcillas y lutitas.

Es empleado principalmente para:

- Correlación.
- Evaluación del contenido de arcilla de una formación.
- Análisis mineral.

Las areniscas libres de arcillas y los carbonatos tienen concentraciones bajas de material radiactivo, y dan bajas lecturas de rayo de gamma. Cuando el contenido de arcilla aumenta, la respuesta del perfil de rayos gamma aumenta debido a la concentración de material radiactivo en la arcilla. Sin embargo, las areniscas limpias (es decir con un volumen de lutitas bajo), y con contenido alto de feldespatos de potasio, micas, glauconita, o aguas ricas en uranio, también pueden producir una respuesta alta del perfil de rayos gamma.

4.2.2.3. Cálculo del Volumen de Arcillas.

El primer paso necesario para determinar el volumen es calcular el índice de rayos gamma de las lutitas a partir de un perfil de rayos gamma (según la siguiente fórmula de Schlumberger, 1974).

$$IGR = \frac{GR_{Log} - GR_{Min}}{GR_{Max} - GR_{Min}}$$

Donde:

IGR = índice de rayo de gamma

INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

GR_{Log} = lectura de rayos gamma de la formación

GR_{Min} = valor mínimo de rayos gamma (arena limpia o carbonato)

GR_{Max} = valor máximo de rayos gamma (Arcillas)

Es habitual asumir que $V_{sh} = IGR$ sin embargo, esta relación tiende a exagerar el volumen arcilla. De manera que existen algunas relaciones empíricas que fueron desarrolladas para diferentes edades geológicas. Las más notables fueron desarrolladas por Larionov, Stieber y Clavier.

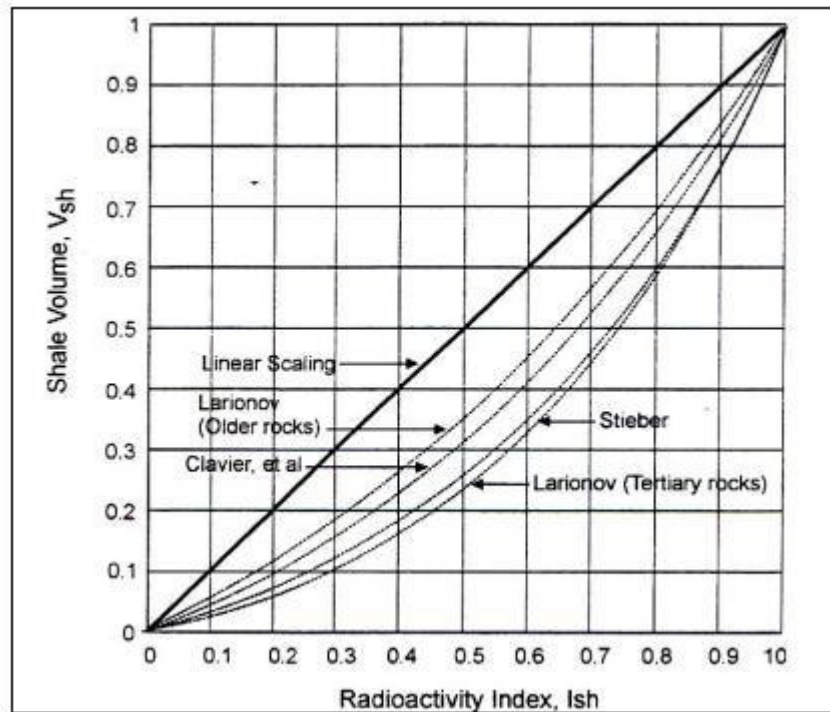


Figura 11: Índice de Arcilla Vs Volumen de Arcilla. (Fuente: “Log Interpretación Charts” de Schlumberger, 1972.)

Matemáticamente pueden ser expresadas de la siguiente manera (MARIN, 2003) :

Ecuación de Larionov para rocas más antiguas, consolidadas

$$V_{sh} = 0.33(2^{2xIGR} - 1)$$

Ecuación de Larionov para rocas Terciarias, o sin consolidar

*INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA
DE LOS LLANOS ORIENTALES*

$$V_{sh} = 0.083(2^{3.7 \times IGR} - 1)$$

Ecuacion de Stieber $V_{sh} = \frac{IGR}{(3-2IGR)}$

Ecuacion de Clavier $V_{sh} = 1.7 - \sqrt{(3.38 - (IGR + 0.7^2))}$

Donde:

V_{sh} = volumen de lutitas

IGR = índice de rayo de gamma

4.2.2.4. Gamma Ray Spectral.

Actualmente existen dispositivos de Espectrometría de Rayos Gamma que se diferencian del Gamma Ray convencional en que el Gamma espectral no solo registra la radiactividad natural de la roca sino que mide el número de rayos gamma y el nivel de energía de cada uno, lo cual permite determinar las concentraciones de Potasio, Torio y Uranio radiactivos en la formación.

La mayor parte de la radiación por rayos Gamma en la tierra se origina por la Desintegración de 3 isótopos radiactivos: Potasio 40 (K40), Uranio 238 (U238) y Torio 232(Th232). Cada uno de estos elementos radiactivos al desintegrarse lo hace con un nivel de energía constante y diferente entre sí, lo que permite, ajustando ventanas de energía determinar la concentración de cada uno de estos elementos. Esto es muy útil si se tiene en cuenta que K y Th los encontramos mayoritariamente en arcillas y lutitas, precisamente por esta razón es utilizado para la determinación del volumen de arcilla.

4.2.2.4.1. Crossplot Torio – Potasio.

INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

Debido a que los diferentes minerales de arcilla poseen concentraciones de Torio y Potasio establecidas dentro de ciertos rangos, es posible mediante un crossplot que relaciona el contenido de potasio (eje x) y torio (eje y) para hacer un estimado de la composición de los minerales de arcilla. Este grafico se muestra a continuación y fue realizado para cada uno de los pozos de estudio.

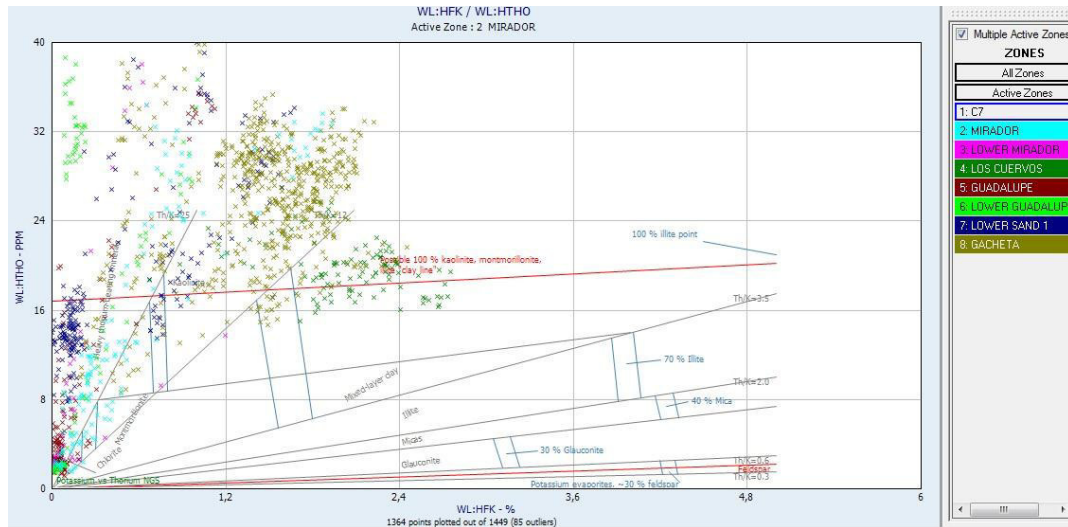


Figura 12: Crossplot de concentración de torio (ppm) Vs potasio (%). Pozo A. Fuente: los autores.

Para el pozo A, la mayor parte de los minerales de arcilla están constituidos por minerales de torio pesado, clorita y montmorillonita; en este pozo la Formación Gacheta muestra un set de datos ajustable a valores dentro de los rangos de caolinita.

INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

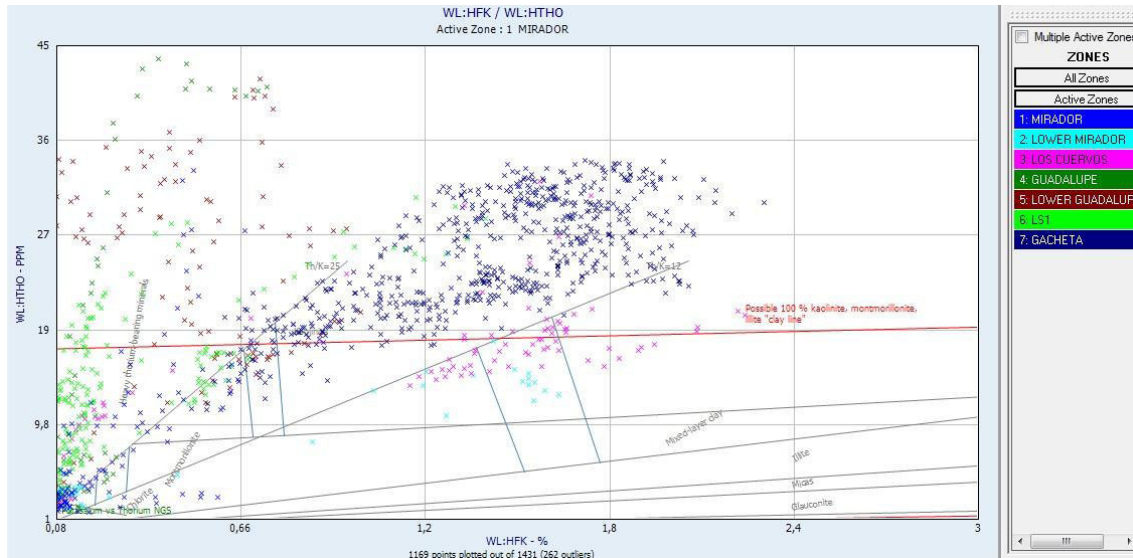


Figura 13: Crossplot de concentración de torio (ppm) Vs potasio (%). Pozo B. Fuente: los autores.

El pozo B refleja la existencia en las formaciones de estudio de minerales de torio pesado, clorita, y esmécita, en el caso de la Formación Gacheta manifestó una composición arcillosa constituida por caolinita y esmécita en menor proporción.

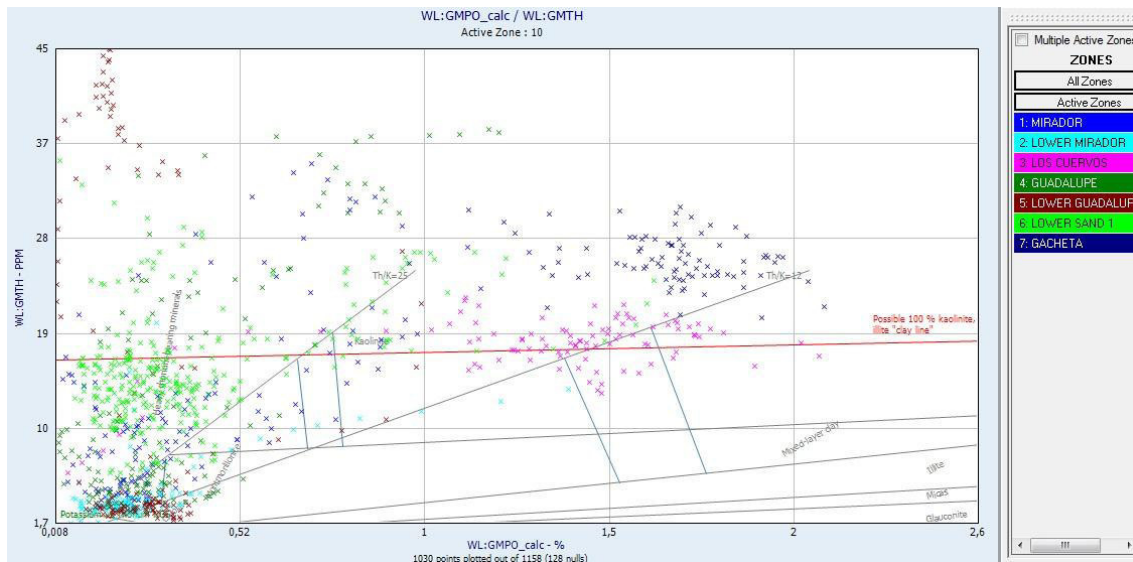


Figura 14: Crossplot de concentración de torio (ppm) Vs potasio (%). Pozo C. Fuente: los autores.

INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

Para el pozo C, se evidencio un comportamiento más disperso De la composición, donde nuevamente el set de datos para las formaciones se agrupo dentro de la composición de minerales pesados de torio, montmorillonita. La Formación Lower Guadalupe se agrupo dentro de la zona de clorita mientras las arcillas de la Formación Gacheta seguramente están compuestas por caolinita.

4.3.Fluidos

4.3.1. Perfil De Resistividad.

Para determinar los valores de resistividad verdadera de la roca (R_t) y la resistividad de la zona lavada (R_{xo}) es necesario el uso de perfiles de resistividad con diferentes diámetros de investigación, razón por la cual se evalúan varias curvas de resistividad cuya principal diferencia radica en el alcance de investigación de cada una de ellas.

En la actualidad las mediciones se enfocan principalmente en registros de inducción y laterales. El registro de inducción no requiere de la transmisión de electricidad a través del fluido de perforación por lo que puede ser registrado en petróleo, aire, pozos perforados neumáticamente y tiene buenas respuestas en formaciones de bajas resistividades, mientras el registro lateral opera efectivamente en lodos salados y tiene buenas respuestas ante formaciones altamente resistivas (> 200 ohm).

Los perfiles de Resistividad son los perfiles eléctricos utilizados principalmente para:

- determinar las zonas productivas de hidrocarburo vs. las productoras de agua, Puesto que la matriz de las rocas, o los granos, no son conductores, la habilidad de la roca de transmitir una corriente es una función casi completamente condicionada por la presencia de agua en los poros que a su vez está condicionada por el contenido de

INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

sales disueltas. Los hidrocarburos, como la roca y la matriz, no son conductores; por consiguiente, cuando la saturación de hidrocarburo de los poros aumenta, la resistividad de la roca también aumenta y la saturación de agua es baja, mientras en las zonas de agua la resistividad se verá disminuida en proporción a su salinidad.



Figura 15: Relación de resistividad-conductividad con respecto a la concentración de sal. Fuente: (registros geofísicos)

- indicar las zonas permeables, cuando se compara la resistividad de la zona invadida ósea la resistividad más somera con la resistividad de la zona no invadida o zona virgen, puede observarse el proceso de invasión por la magnitud de la separación de estas dos curvas, el proceso de invasión es importante que porque indica que una formación puede ser permeable.
- determinar la porosidad a partir de la resistividad, mediante el uso de relaciones entre la resistividad del agua y la resistividad verdadera de la roca. si la porosidad es grande, la resistividad es baja, debido a que en estas condiciones se tiene mayor cantidad de agua para un mismo porcentaje de saturación de agua.

Por mucho, y para el presente estudio el uso más importante de los perfiles de resistividad consiste en la determinación de zonas productivas de hidrocarburo conformadas por aquellas en

*INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA
DE LOS LLANOS ORIENTALES*

las cuales las curvas de resistividad reflejen valores altos. Así como servir de punto de partida para tener valores de resistividad verdadera de la formación (R_t) y resistividad del agua de formación (R_w) que son parámetros requeridos para el cálculo de saturación.

4.3.1.1. Determinación de la resistividad de la arcilla.

El valor de la resistividad de la arcilla (R_{sh}) es importante para obtener la saturación de agua (S_w), sobre todo en aquellas arenas que presenten intercalaciones de arcilla. Por lo general, R_{sh} , se obtiene del perfil de resistividad profunda, en una lutita por debajo o cercana a la arena de interés. (Acevedo, 2007)

4.3.2. Determinación de la resistividad del agua.

Existen varios medios para determinar la resistividad del agua de formación:

- Medición directa de la resistividad en una muestra representativa (núcleo).
- Análisis químico de la muestra en el laboratorio determinando la concentración iónica.
- Calculando la resistividad a partir de los registros.

Para el presente estudio este parámetro fue aplicado teniendo en cuenta que se disponía de análisis de agua de formación con valores de salinidad y resistividad, en el caso del pozo A corresponden a valores registrados en un pozo cercano.

4.3.3. Cálculo de la Saturación.

Debido a que en el área de estudio no hay presencia de capa de gas, esto avalado por la respuesta y evaluación de los registros se determinaron la saturación de agua y de hidrocarburo.

Actualmente se dispone con múltiples relaciones para el cálculo de la saturación de agua, dependiendo del carácter de la formación, de manera que para formaciones limpias (aquellas con volumen de arcilla menor al 10 %) es generalmente aceptada la ecuación de Archie. En el caso de formaciones areno- arcillosas se encuentran diferentes modelos para el caso de estudio el modelo que mejor se ajustó es el modelo de doble agua.

4.3.3.1. Modelo Doble Agua.

Este modelo se basa en tres premisas:

- La conductividad de la arcilla se debe a su capacidad de intercambio catiónico (CIC).
- La CIC de arcillas puras es proporcional al área específica de superficie de arcilla.
- En soluciones salinas, los aniones se excluyen de una capa de agua alrededor de la superficie del grano; y el espesor es una función de la salinidad y la temperatura.

Su mayor contribución radica en que postula dos diferentes tipos de agua en formaciones arcillosas, una capa de agua inmóvil próxima a las arcillas (agua ligada) y agua móvil que puede ser desplazada por los hidrocarburos (agua libre).

La saturación de agua se determina mediante la siguiente ecuación:

$$S_{wt}^2 - S_{wt} * S_b \left(1 - \frac{R_w}{R_b} \right) = \frac{R_w}{(R_t * \phi_t^2)}$$

INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

$$\emptyset_{tsh} = \delta \emptyset_{dsh} + (1 - \delta) \emptyset_{nsh}$$

$$\emptyset_t = \emptyset_e + V_{sh} * \emptyset_{tsh}$$

$$S_b = V_{sh} * \frac{\emptyset_{tsh}}{\emptyset_t}$$

$$R_b = R_{sh} * \emptyset_{tsh}^2$$

Donde:

S_{wt} = saturación de agua total corregida por arcillosidad

S_b = saturación de agua asociada a las arcillas de la arena

R_w = resistividad del agua de formación

R_b = resistividad del agua asociadas a las arcillas de una lutita cercana

R_t = resistividad verdadera

\emptyset_t = porosidad total de la arena arcillosa

\emptyset_{tsh} = porosidad total de la fracción de arcilla en la arena.

4.3.3.2. Saturación de petróleo.

Está definida como la fracción del volumen poroso que contiene petróleo.

$$S_o = 1 - S_w$$

4.4. Porosidad

4.4.1. Perfil de Densidad.

Es un registro de porosidad, su principio se centra en la emisión a la formación de rayos gamma de mediana energía que chocan con los electrones de la formación, por lo que pierden algo de su energía y se encuentran dispersos al llegar al detector donde se hace un conteo que es proporcional a la densidad electrónica de la roca, la cual es equivalente a su densidad mineralógica. (Bisbe, 2007)

En consecuencia, la respuesta de esta herramienta está determinada por la densidad de electrones (número de electrones por centímetro cúbico) de la formación. La cual está relacionada con la densidad volumétrica real, que a su vez depende de la densidad de la matriz de roca, la porosidad de la formación y los fluidos que llenan los poros. Se convierte a porosidad usando cartas o calculando la porosidad mediante la siguiente ecuación:

$$\Phi_{den} = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f}$$

Donde:

Φ_{den} = Porosidad derivada del perfil de densidad

ρ_{ma} = Densidad de la matriz

ρ_b = Densidad del registro

ρ_f = Densidad del fluido (1.0 agua generalmente)

**INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA
DE LOS LLANOS ORIENTALES**

Tabla 2: valores de densidad de matriz y fluidos

<i>MATRIZ</i>	Densidad (gr/cc)
<i>Arena</i>	2.65
<i>Arena Calcárea</i>	2.68
<i>Caliza</i>	2.71
<i>Dolomita</i>	2.87
<i>Anhidrita</i>	2.92
<i>Arcilla</i>	2.20 - 2.85
<i>FLUIDO</i>	
<i>Agua Fresca</i>	1.0
<i>Agua Salada (200 Kppm)</i>	1.1
<i>Petroleo</i>	0.6 – 0.9
<i>Gas</i>	0.01–0.35

4.4.1.1.. Efecto de los hidrocarburos.

Si en la zona investigada existe hidrocarburo residual, como petróleo liviano o gas, su presencia puede afectar las lecturas del perfil. Sin embargo el hidrocarburo no afecta significativamente la porosidad obtenida a partir del perfil de densidad, pero el gas si lo hace, la presencia del gas en la formación disminuye la densidad total de la misma, por lo tanto, aumenta la porosidad "leída" por el registro de Densidad.

*INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA
DE LOS LLANOS ORIENTALES*

4.4.1.2. Factor fotoeléctrico.

La curva del factor fotoeléctrico se obtiene del número de rayos gamma los que fueron sometidos a absorción fotoeléctrica P_{ef} de la formación. El registro se obtiene como parte de la medición de densidad. La profundidad de investigación es del orden de una pulgada, lo que generalmente corresponde a la zona lavada. El PEF puede ser afectado por los minerales pesados, tales como la barita presente en el revoque de filtración o en el filtrado del lodo por lo que su medición en presencia de estos minerales no es posible.

Éste parámetro indica básicamente la porosidad del tipo de fluido en la formación. Dado que los fluidos tienen números atómicos muy bajos, su influencia es muy escasa, de modo que P_e es una medida de las propiedades de la matriz de roca. En formaciones de un solo mineral el valor de PEF puede servir como indicador de litología. No tiene unidades, pero dado que es proporcional a la sección transversal fotoeléctrica por electrón, a veces se expresa en barnios/electrón.

Tabla 3: valores tipicos del PEF, para diferentes materiales.

Material	FACTOR FOTOELECTRICO, PEF
Arenisca	2
Calcita	5
Dolomita	3
Arcilla	4

*INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA
DE LOS LLANOS ORIENTALES*

4.4.2. Perfil Neutrón.

El neutrón es un registro de porosidad, cuyo principio consiste en “bombardear” a la formación con neutrones los cuales chocan con los núcleos de Hidrógeno presentes en los poros de la roca, formando parte de los fluidos que estas contienen, luego son capturados por el detector de la herramienta. (Bisbe, 2007)

La herramienta de Neutrón Compensado consta de un emisor y dos detectores, con lo cual se compensan los efectos del pozo y se obtiene directamente la porosidad, utilizando una matriz predeterminada (caliza, arenisca o dolomita).

En realidad, esta herramienta determina el volumen de Hidrógeno contenido en los poros, el cual es proporcional a la porosidad total y esto es lo que permite calcular con bastante precisión el valor de la misma. Es muy importante tener clara la litología que predomina en el corte para determinar la porosidad, ya que esta se obtiene mediante un algoritmo que tiene en cuenta la matriz de la roca. (Bisbe, 2007)

En formaciones limpias (es decir libres de lutitas) donde la porosidad está llena con agua o hidrocarburo, el neutrón registra medidas de la porosidad llena de fluidos.

Cuando los poros estén llenos con gas en lugar de aceite o agua, la porosidad del neutrón será menor que la real. Esto ocurre que porque hay menos concentración de hidrógeno en el gas comparado con el hidrocarburo o el agua. Se llama efecto de gas a la disminución de la porosidad del neutrónico al atravesar una capa con gas. (Apuntes de perfilaje, s.f)

4.4.2.1. Porosidad efectiva a partir del registro neutrón.

El cálculo de la porosidad efectiva a partir del registro neutrón se realiza mediante la siguiente ecuación:

$$\Phi_{eN} = \Phi_{Log} - V_{sh} * \Phi_{sh}$$

*INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA
DE LOS LLANOS ORIENTALES*

Donde:

ϕ_{eN} = porosidad efectiva en fracción a partir del registro neutrón

ϕ_{Log} = porosidad medida del registro

V_{sh} = volumen e arcilla

ϕ_{sh} = porosidad neutrón registrada en las arcillas

4.4.3. Combinación Perfil Neutrón Densidad.

El Perfil Neutrón-Densidad es un perfil de porosidad combinada. Además de su uso como un dispositivo de porosidad, también se usa para determinar litología y para descubrir zonas potencialmente productivas de gas.

Consiste de una curva del neutrónico y una curva de densidad, Ambos perfiles, neutrónico y densidad, normalmente se registran en unidades de porosidad de caliza, sin embargo, también pueden grabarse en unidades de porosidad de arenisca o de dolomita.

Para la determinación de la porosidad puede hacerse uso de una carta de porosidad neutrón-densidad o mediante la siguiente expresión:

$$\phi_{N-D} = \sqrt{\frac{\phi_N^2 + \phi_D^2}{2}}$$

Donde:

ϕ_{N-D} = porosidad del neutrón densidad

ϕ_N = Porosidad del neutrónico (Unidades de caliza)

ϕ_D = Porosidad del perfil de densidad (Unidades de caliza)

*INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA
DE LOS LLANOS ORIENTALES*

Algunos analistas restringen el uso de esta fórmula a formaciones portadoras de gas, y en formaciones portadoras de petróleo o agua usan:

$$\phi_{N-D} = \frac{\phi_N + \phi_D}{2}$$

Cabe aclarar que las formulas anteriores se usan para cuando la determinación de la litología da como resultado una matriz calcita. En el caso de arenas arcillosas la porosidad efectiva se determina mediante la siguiente relación:

$$\phi_e = \frac{(\phi_{Nsh} * \phi_{eD}) - (\phi_{Dsh} * \phi_{eN})}{(\phi_{Nsh} * \phi_{Dsh})}$$

Donde:

ϕ_e = porosidad efectiva

ϕ_{eD} = porosidad efectiva calculada del registro de densidad

ϕ_{Dsh} = porosidad densidad de las arcillas

ϕ_{eN} = respuesta del registro neutrón

ϕ_{Nsh} = respuesta del registro neutron en una zona de arcillas

Las arenas productoras de hidrocarburo o agua tienen un perfil de densidad que lee cuatro unidades de porosidad más que el perfil neutrónico. En contraste, las arenas productoras de gas tienen una densidad que lee 10 unidades de porosidad más que el perfil neutrónico.

En una zona productora de gas ocurre un aumento en la porosidad del perfil de densidad con una disminución en la porosidad del perfil neutrónico a este efecto se le conoce como efecto de gas que es producido básicamente porque el gas tiene una concentración de hidrogeno menor comparada con el agua o petróleo líquido. (Apuntes de perfilaje, s.f)

Esta combinación también es útil en la identificación de arcillas y en la determinación del volumen de arcilla mediante la siguiente relación:

INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

$$Vsh_{N-D} = \frac{\phi_N - \phi_D}{\phi_{Nsh} - \phi_{Dsh}}$$

Donde:

Vsh_{N-D} = volumen de arcilla a partir de las curvas densidad- neutrón.

ϕ_N = porosidad neutrón leída de la zona a evaluar

ϕ_D = porosidad densidad leída de la zona a evaluar

ϕ_{Nsh} = porosidad neutrón de la arcilla

ϕ_{Dsh} = porosidad densidad de arcilla

4.4.3.1. Crossplot Neutrón Densidad.

Es un gráfico entre los registros densidad (eje y) y neutrón (eje x), que indica la influencia de cambio de porosidad de acuerdo a la litología del reservorio.

INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

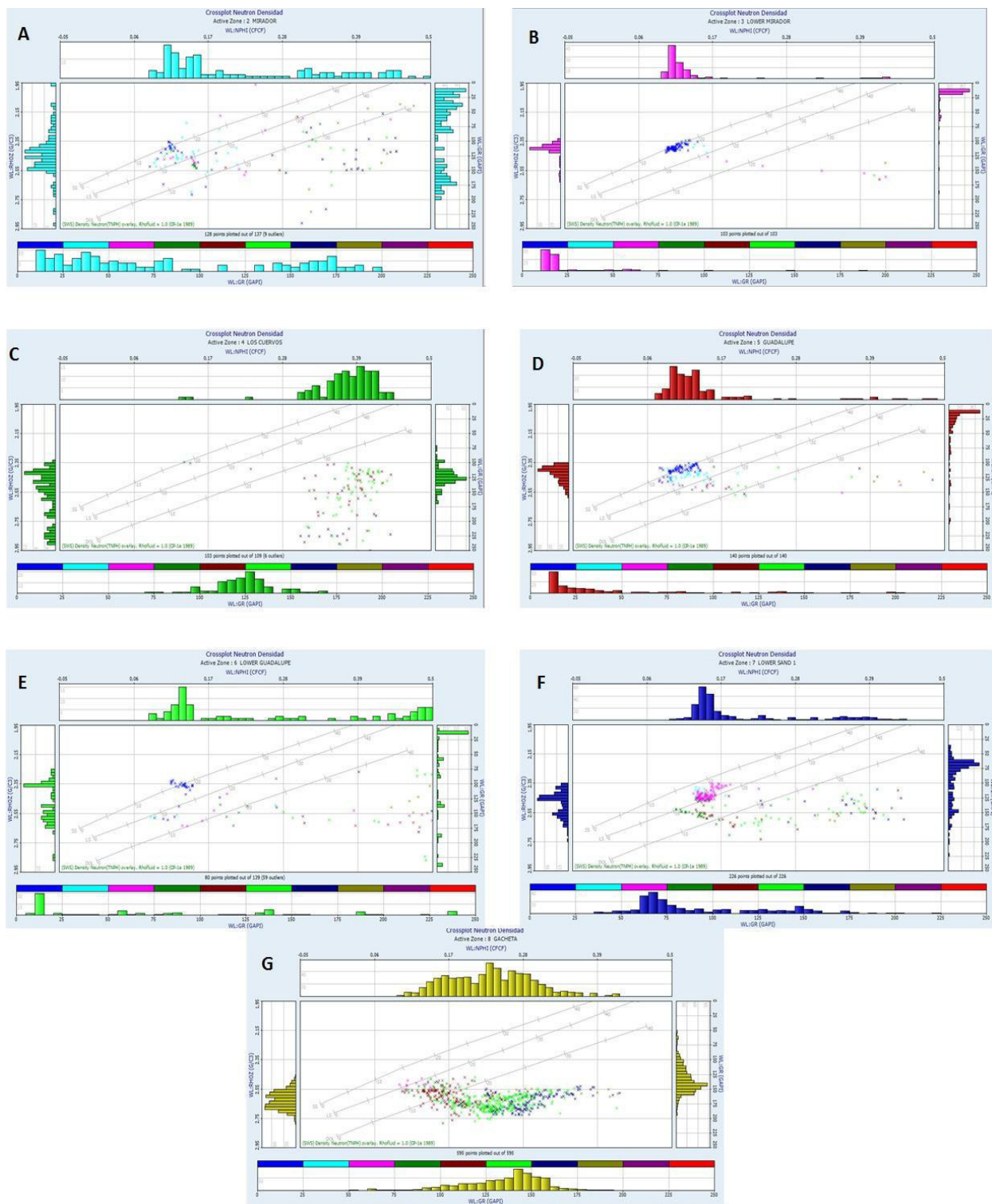


Figura 16: Crossplot Neutrón Densidad, Pozo A. Fuente: Los autores.

INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

En la figura 16 se encuentran los crossplots Neutrón Densidad del pozo A, estos gráficos permitieron hacer un estimado de la litología predominante y porosidad para cada una de las siguientes formaciones:

La Formación Mirador (A) está constituida por una matriz arenosa con porosidades que varían entre el 15 y el 19 %, donde hay de datos dispersos que corresponden a arcillas laminares. El Lower Mirador (B) corresponde a una sección definitivamente arenosa con valores de porosidad variable entre el 15 y 20 %.

La distribución de los puntos permite corroborar el carácter arcilloso de la Formación Los Cuervos (C), constituida principalmente por arcillas laminares, con valores de GR superiores a 100 API.

La Formación Guadalupe (D) corresponde a una matriz arenosa con porosidades que varían entre el 12 y 18 %, con menor presencia de arcillas de carácter disperso. El Lower Guadalupe (E) evidencia presencia de matriz arenosa y arcillosa, para la arenisca las porosidades se encuentran entre rangos de 16 y 20 %, mientras la distribución de las arcillas indican la presencia de arcillas dispersas y laminares.

La Formación Lower Sand (F) presenta un comportamiento anómalo en cuanto a la composición de la matriz, está influenciado por valores mayores del registro neutrón, sin embargo por conocimiento de la estratigrafía se sabe que corresponde a una sección arenosa arcillosa.

La distribución de los puntos graficados para la Formación Gacheta (G) indican una matriz arcillosa, con valores de GR superiores a 100 API, y una distribución que corresponde a arcillas dispersas y laminares.

INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

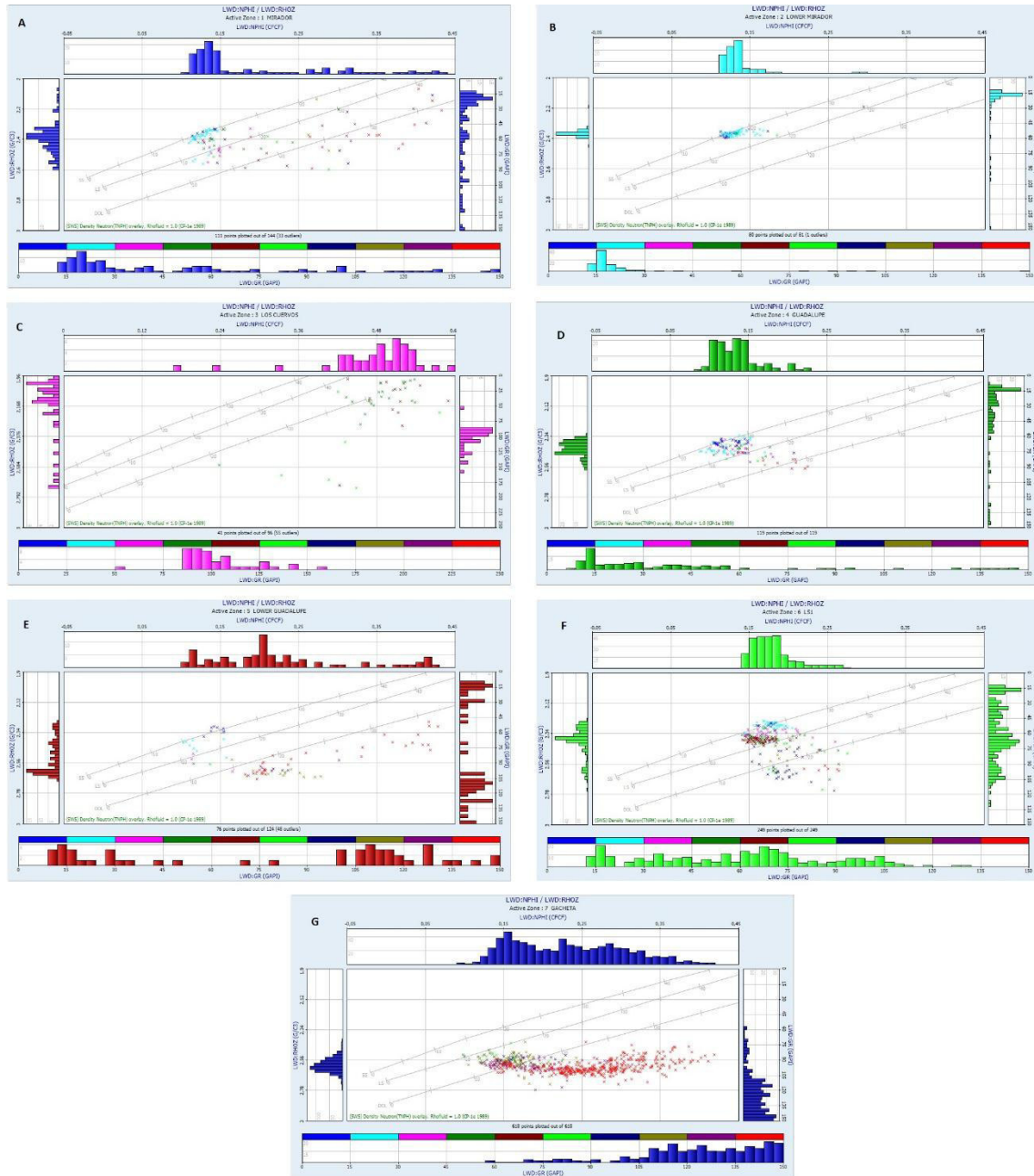


Figura 17: Crossplot Neutrón Densidad, Pozo B. Fuente: los autores

La figura 17 muestra los crossplots neutrón densidad para el pozo B, los resultados obtenidos para cada formación se muestran a continuación:

La Formación Mirador (A) exhibe un comportamiento que permite definir una matriz arenosa con menor ocurrencia de material arcilloso. La arenisca tiene porosidades entre el 15 y

*INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA
DE LOS LLANOS ORIENTALES*

20 %. Mientras el Lower Mirador (**B**) corresponde a un intervalo de una arenisca limpia con porosidades entre el 16 y 20 %.

La Formación Los Cuervos (**C**) corresponde a una matriz arcillosa de carácter estructural. Comparada con la información obtenida para esta misma Formación en los otros pozos hay evidencia de variación en la densidad de la matriz, presentando para el pozo B, valores de densidad principalmente de 1,96 gr/cm³.

La Formación Guadalupe (**D**) corresponde a una matriz arenosa con menor proporción de arcilla; la arenisca tiene una densidad dominante de 2.55 gr/cm³, y su porosidad varía entre el 15 y el 20 %. El Lower Guadalupe (**E**) presenta una matriz areno arcillosa, donde la arenisca tiene valores de densidad principalmente de 2.59 gr/cm³ y su porosidad varía entre 15 y 20 %. Las arcillas tienen intervalos de ocurrencia importantes y evidencian un comportamiento de arcillas laminadas y dispersas.

La Formación Lower Sand (**F**) corresponde a un intervalo arenoso con manifestación frecuente de arcillas dispersas, las areniscas presentan porosidades entre el 16 y 24 %.

La Formación Gacheta (**G**) corresponde a una matriz arcillosa con valores de GR a superiores a 100 API. Evidencia un comportamiento de arcillas laminares y dispersas.

INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

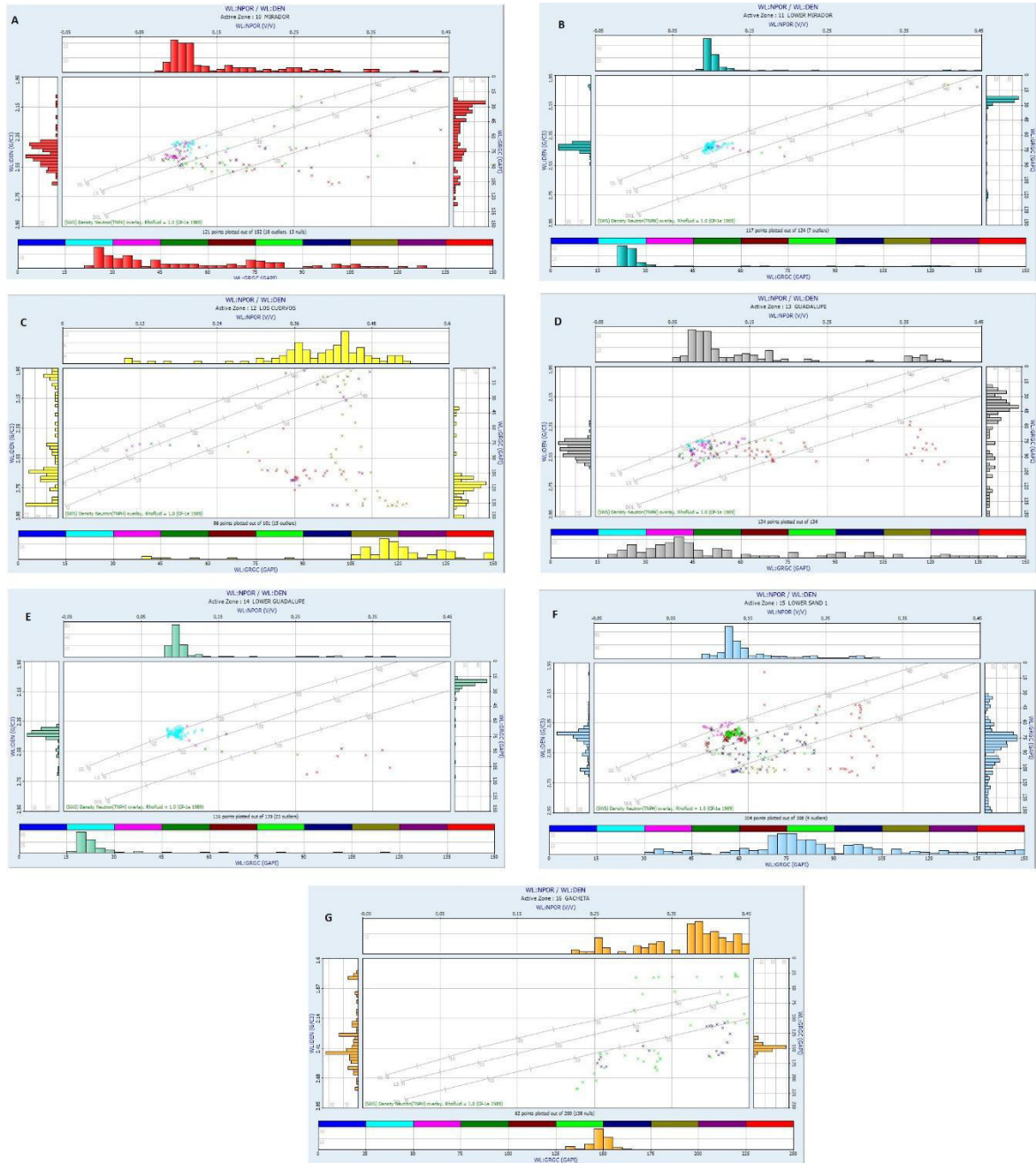


Figura 18: Crossplot Neutrón Densidad, Pozo C. Fuente: Los autores.

En la Figura 18 aparecen los crossplots neutrón densidad cuya interpretación se encuentra a continuación para cada una de las Formaciones:

INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

La Formación Mirador **(A)** está constituida por una matriz areno arcillosa, donde la arenisca presenta porosidades variables entre el 12 y 17 %, mientras el comportamiento del set de datos arcillosos refleja una menor proporción teniendo un carácter de arcilla dispersa. El Lower Mirador **(B)** muestra el carácter de una matriz arenosa, esto en concordancia con los bajo valores de GR que se pueden apreciar en el histograma inferior del crossplot. Las areniscas tienen rangos de porosidades entre el 13 y 17 %.

La Formación Los Cuervos **(C)** muestra un set de datos de comportamiento heterogéneo ubicado principalmente en la zona de las arcillas, manifestando que la matriz correspondiente a esta formación es arcillosa, estando constituida por arcillas laminares y estructurales.

La Formación Guadalupe **(D)** corresponde a una matriz areno arcillosa, donde la arenisca evidencia fuertes variaciones en la porosidad, y las principales agrupaciones permiten definir porosidades entre el 9 y 16 %. La fracción arcillosa está constituida por arcillas laminares.

El Lower Guadalupe **(E)** presenta un conjunto de datos homogéneo que permite definir para esta Formación una matriz arenosa con rangos de porosidad entre el 13 y 16 %.

Al igual que para el pozo A La formación Lower Sand **(F)** evidencia un comportamiento disperso que hace compleja la interpretación a partir del crossplot, sin embargo para los datos correspondientes a areniscas se puede establecer una porosidad entre el 14 y 17 %. Los niveles arcillosos se pueden definir como arcillas laminares.

La Formación Gacheta **(G)** refleja una composición claramente arcillosa, con valores de GR superiores a 150 API; constituida por un arreglo de arcillas laminares y estructurales.

4.5. Estimación de la permeabilidad

La determinación de la permeabilidad puede hacerse de diferentes maneras, básicamente se habla de métodos directos e indirectos, dentro de los directos aparecen las pruebas de laboratorio realizadas a corazones, siendo estas las de mayor confiabilidad, pues reflejan una medición directa sobre el medio. Las indirectas son estimaciones realizadas por medio de relaciones empíricas que hacen uso de la porosidad y saturación de agua para determinar la permeabilidad.

Para el presente estudio es importante mencionar que se disponía de información de núcleo para el pozo B, la cual corresponde al intervalo de la Formación Guadalupe Y parte del Lower Guadalupe; por lo que se determinó una curva de permeabilidad generada a partir de la ecuación de Timur (1968) que fue la que mejor se ajustó a la permeabilidad obtenida a partir de la información de núcleo. En los pozos A y C, no se disponía de información de núcleo sin embargo la permeabilidad también se estimó mediante esta relación.

4.5.1. Formulación de Timur.

Se plantea en general que para cierto tipo de formaciones la permeabilidad se incrementa con la porosidad, sin embargo esta también depende de otros factores como el tipo de grano y la relación que tiene el agua irreducible con el área de superficie.

Timur propuso la siguiente la relación para el cálculo de permeabilidad luego de realizar estudios a más de 150 núcleos de diferentes arenas.

$$k = 8.58102 \frac{\phi^{4.4}}{S_{wi}^2}$$

Donde:

k = permeabilidad

INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

\emptyset = porosidad

S_{wi} = saturación de agua irreducible

4.6. Parámetros De Corte

La determinación de los parámetros de corte constituye un aspecto fundamental en toda evaluación petrofísica, pues para determinar las zonas de un pozo que son productoras se deben definir límites, parámetros de corte o cut off que se encuentren por encima o por debajo de estos, para propiedades como la porosidad, saturación de agua y volumen de arcilla, estos límites permiten estimar la presencia de hidrocarburos, la arena neta total y arena neta petrolífera.

Para la determinación de estos parámetros fue necesario construir crossplots involucrando el volumen de arcilla, porosidad, resistividad y saturación de agua, para cada una de las formaciones evaluadas en cada uno de los pozos.

4.6.1. Corte de Saturación De Agua.

Físicamente este valor representa el punto en el cual un pozo empieza a producir hidrocarburo dado un valor de R_t (resistividad) mínimo. De manera que se realiza un gráfico de saturación de Agua versus resistividad. Teniendo una tendencia para los puntos graficados, se interceptara esta con el valor mínimo de resistividad, para posteriormente leer el valor que representa el corte de saturación de agua para el yacimiento.

Las siguientes figuras muestran respectivamente el cálculo del corte de saturación de agua, corte del volumen de arcilla y corte de porosidad para el Pozo B. la misma metodología se empleó para definir este parámetro en los otros pozos (VER ANEXO 3 y ANEXO 4).

INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

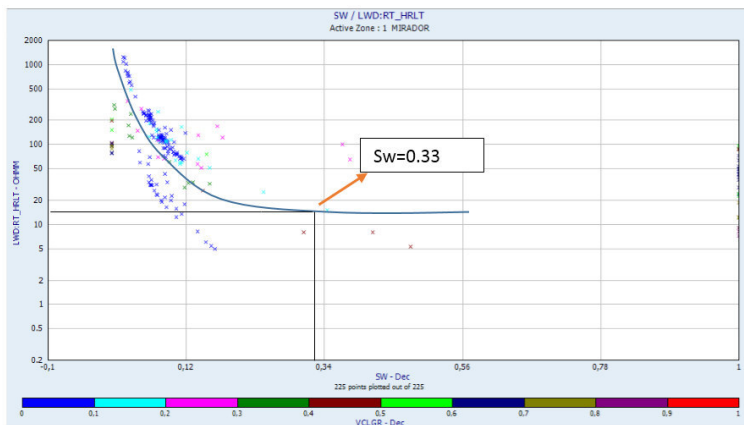


Figura 19: estimación del corte de saturación de agua, Formación Mirador y Lower Mirador, pozo B.

Fuente: los autores.

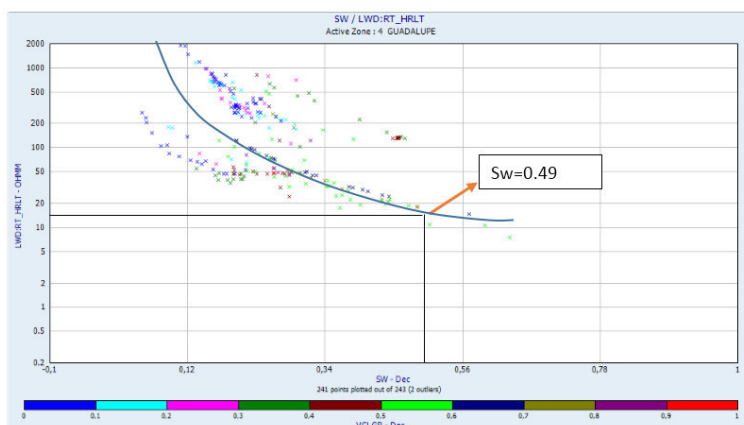


Figura 20: estimación del corte de saturación de agua, Formación Guadalupe y Lower Guadalupe, pozo B.

Fuente: los autores.

INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

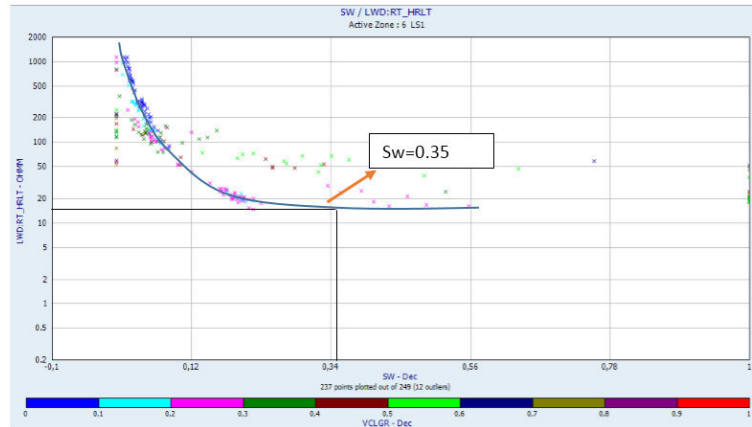


Figura 21: estimación del corte de saturación de agua, Formación Lower Sand, pozo B. Fuente: los autores.

4.6.2. Corte Del Volumen De Arcilla.

Este valor permite diferenciar las arenas de las arcillas en el yacimiento o en el intervalo productor.

Se obtiene al realizar el crossplot entre saturación de agua y volumen de arcilla, definiendo la tendencia que mejor se ajuste a los puntos y donde se intercepte esta con el valor del corte de saturación de agua se determinara el corte del volumen de arcilla.

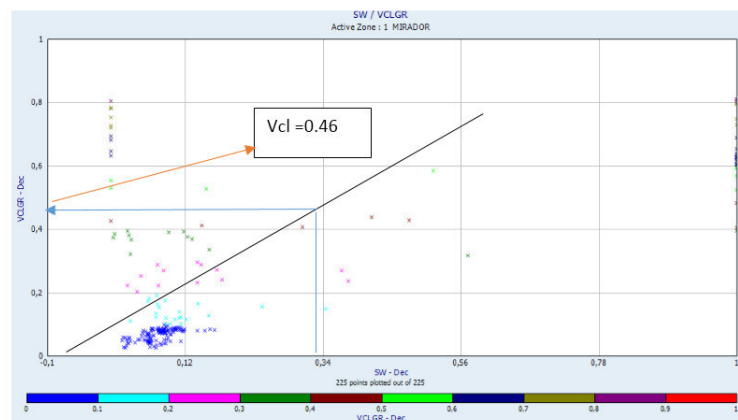


Figura 22: estimación del corte del volumen de arcilla, Formación Mirador y Lower Mirador, pozo B.

Fuente: los autores.

INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

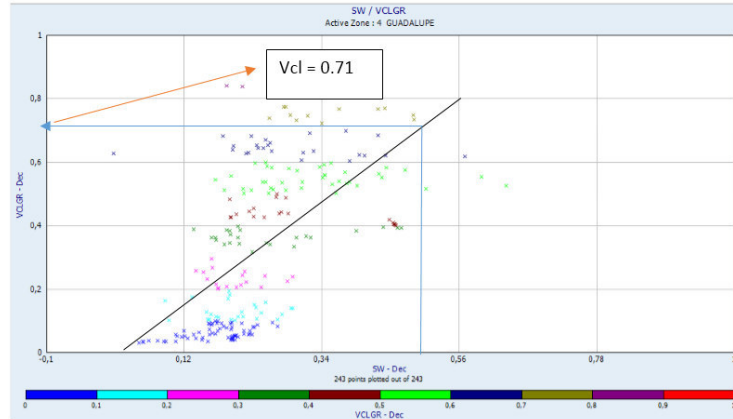


Figura 23: estimación del corte del volumen de arcilla, Formación Guadalupe y Lower Guadalupe, pozo B.

Fuente: los autores.

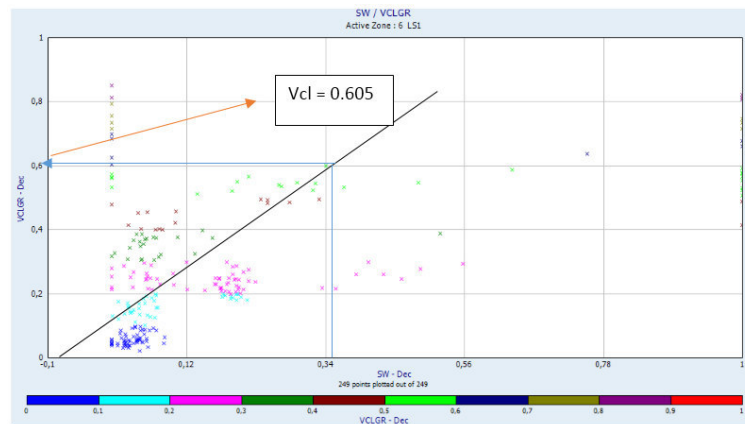


Figura 24: estimación del corte del volumen de arcilla, Formación Lower Sand, pozo B. Fuente: los autores.

4.6.3. Corte De Porosidad.

Este valor al igual que los anteriores sirve para discriminar de acuerdo al valor de corte determinado los intervalos productores donde la porosidad sea mayor a este.

Este valor se obtiene del crossplot del volumen de arcilla contra resistividad. Se Grafica la tendencia que se ajuste a los puntos graficados y luego se intercepta con el valor del volumen de arcilla.

INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

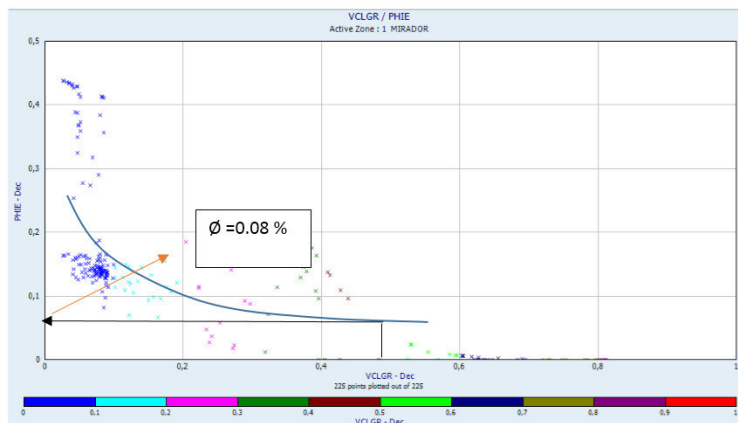


Figura 25: estimación del corte de porosidad, Formación Mirador y Lower Mirador, pozo B. Fuente: los autores.

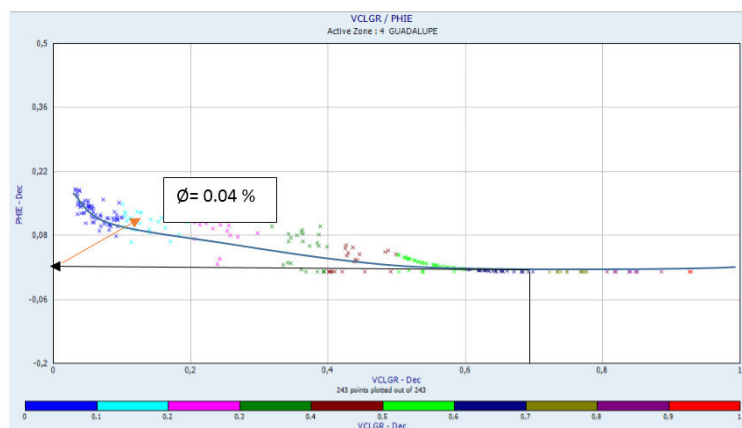


Figura 26: estimación del corte de porosidad, Formación Mirador y Lower Mirador, pozo B. Fuente: los autores.

INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

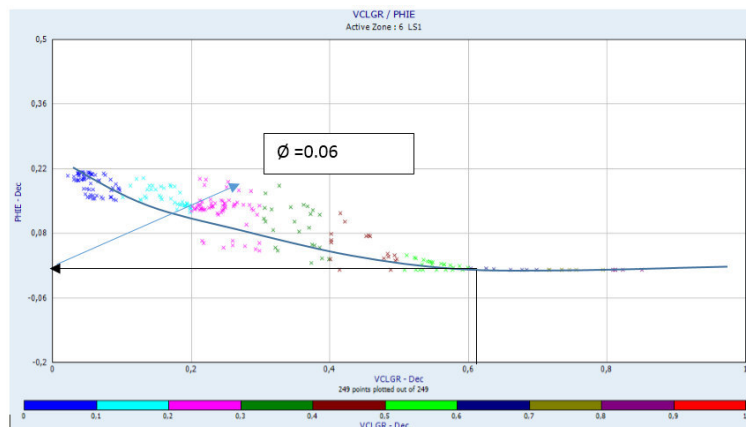


Figura 27: estimación del corte de porosidad, Formación Lower Sand, pozo B. Fuente: los autores.

Tabla 4: parámetros de corte determinados. Fuente: los autores.

POZO	CUT- OFF	FORMACION		
		MIRADOR/ LOWER MIRADOR	GUADALUPE /LOWER GUADALUPE	LOWER SAND
	Saturación de			
	Agua (SW)	50	62	55
	Volumen de			
A	Arcilla (VCL)	40	50	30
	Porosidad	10	0.06	0.09
	Saturación de			
	Agua (SW)	33	49	35
	Volumen de			
B	Arcilla (VCL)	46	71	60.5
	Porosidad	0.08	0.04	0.06

*INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA
DE LOS LLANOS ORIENTALES*

	Saturación de			
	Agua (SW)	60	63	60
	Volumen de			
C	Arcilla (VCL)	25	20	35
	Porosidad	0.09	0.09	0.08

INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

5. Análisis De Resultados

5.1. Interpretación de pozos

5.1.1. Pozo A

En este pozo se registró una profundidad de 12.183 pies, los objetivos principales se encontraban después de los 11.460 pies (VER ANEXO 5). Los intervalos atravesados se correlacionan con la columna estratigráfica de la cuenca de los llanos orientales, definiéndose las siguientes formaciones:

Formación Mirador (11461 – 11529 pies)

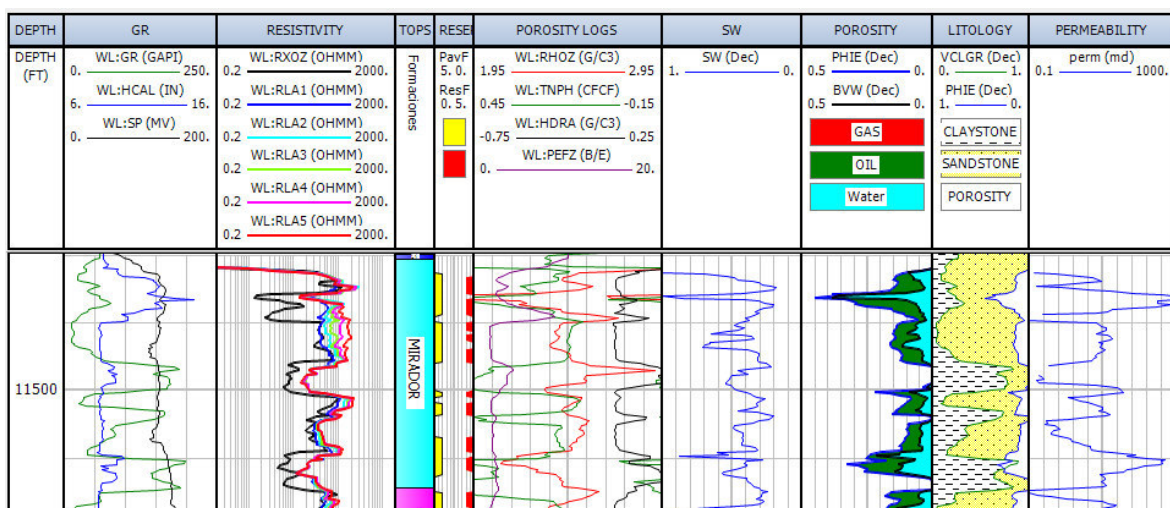


Figura 28: evaluación petrofísica, pozo A, formación mirador. Fuente: los autores.

Con un espesor aparente de 68 pies, (VER ANEXO 2) según los registros gamma ray y los registros de porosidad, se estableció que el techo corresponde a un intervalo arenoso precedido por capas areno-arcillosas que gradan hacia la base a una capa arcillosa. A partir de la metodología aplicada se evidenció la existencia de intervalos productivos de crudo discriminados en dos zonas; la primera se ubica entre 11464-11492.5 pies, mientras que la segunda zona entre 11.500 - 11525 pies. Estableciendo un espesor de arena neta petrolífera

INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

(ANP) de 32 pies, con una porosidad promedio de 16,4 % y una saturación de agua de 35.4% y de hidrocarburo 64.6% (VER ANEXO 2).

Formación Lower Mirador (11529 - 11580 pies)

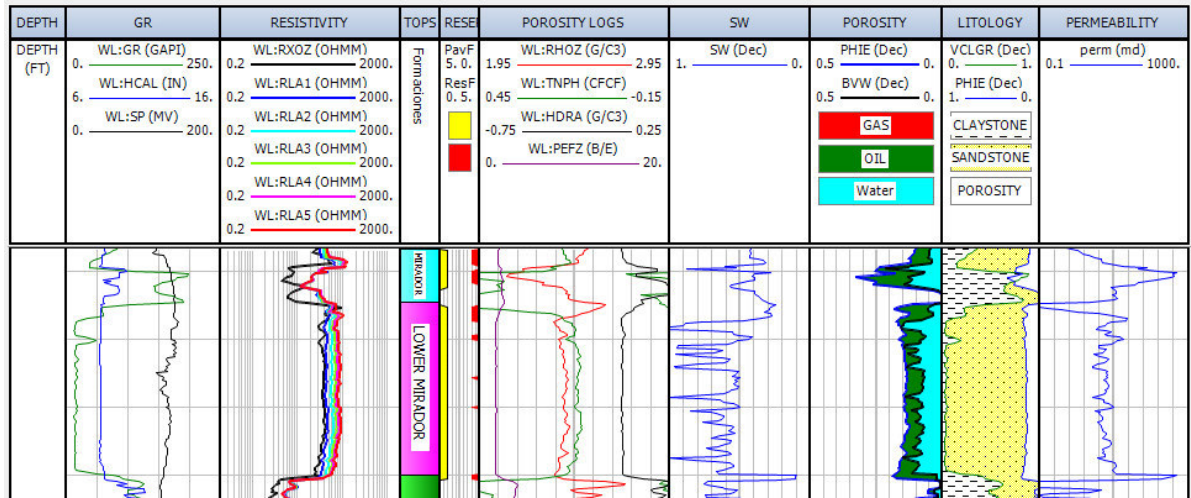


Figura 29: evaluación petrofísica, pozo A, formación lower mirador. Fuente: los autores.

De igual forma basados en los registros gamma ray y de porosidad, se observa un intervalo de baja radiactividad, el cual en concordancia con los registros de porosidad permite definir un intervalo arenoso limpio. Se obtuvo un espesor aparente de 54 pies, con una zona productiva desde 11529.5 – 11580 pies, con un espesor de arena neta petrolífera (ANP) de 7.25 pies, una porosidad promedio de 15 %, con saturación de agua e hidrocarburo de 35.9 % y 64.1 % respectivamente (VER ANEXO 2).

INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

Formación Los Cuervos (11580 - 11634 pies)

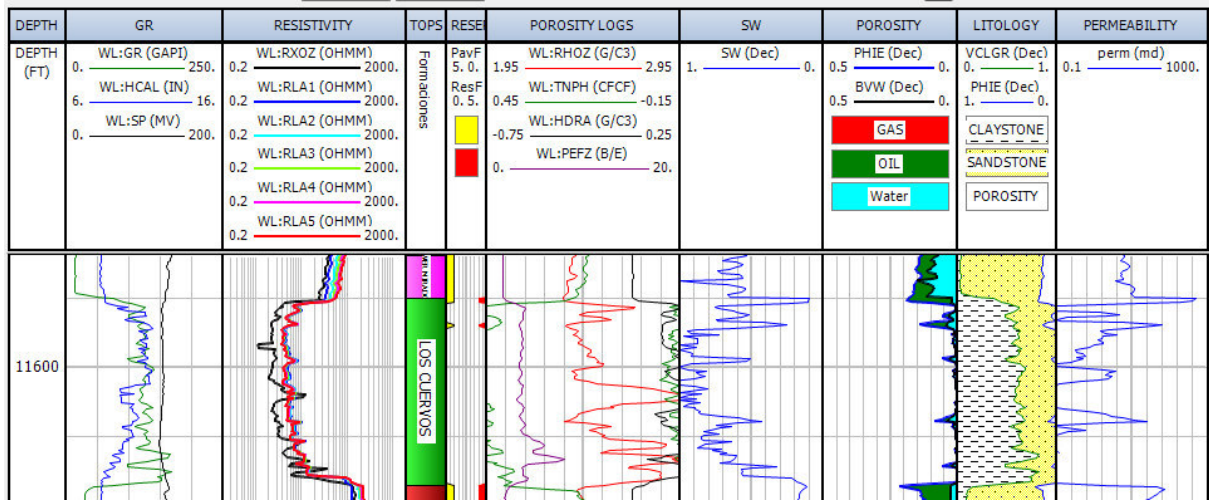


Figura 30: evaluación petrofísica, pozo A, formación los cuervos, Fuente: los autores.

El techo es definido por un aumento del registro Gamma Ray y una disminución significativa en el perfilaje de Resistividad, así como un aumento del caliper evidenciando derrumbes y confirmando el carácter arcilloso de esta formación, la interpretación permitió determinar para esta Formación un espesor aparente de 54 pies (VER ANEXO 2).

INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

Formación Guadalupe (11634 – 11703.6 pies)

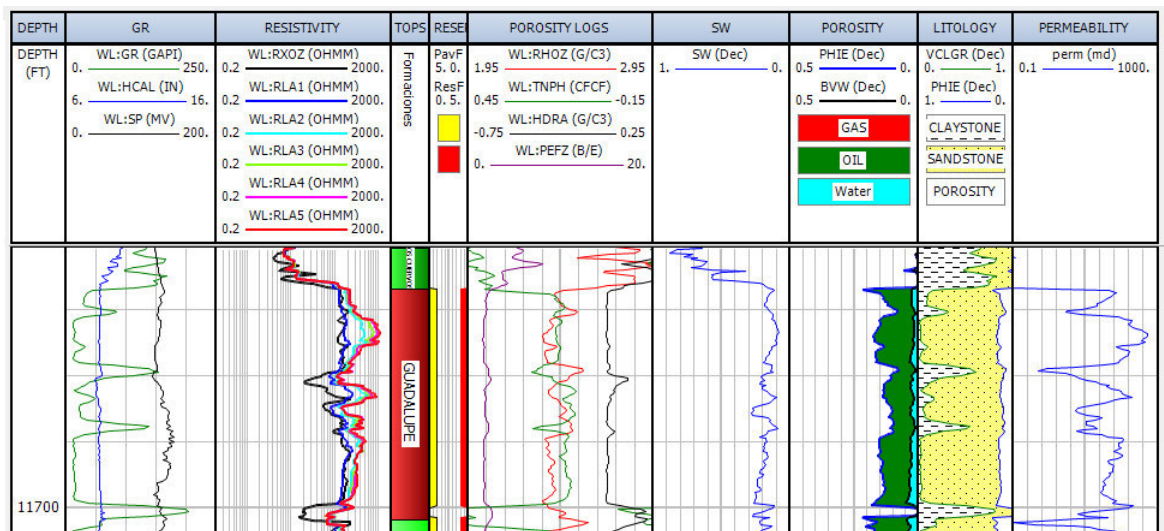


Figura 31: evaluación petrofísica, pozo A, formación Guadalupe. Fuente: los autores.

Para esta formación el tope fue definido por la disminución del registro Gamma Ray y un aumento de la resistividad definiendo un intervalo arenoso con presencia de niveles arcillosos. Se determinó un espesor aparente de 69.60 pies, distinguiéndose prácticamente todo el intervalo como productor, se determinó un espesor de arena neta petrolífera (ANP) de 69.6 pies, una porosidad promedio de 13.4 % y saturaciones de agua e hidrocarburo de 13,4 y 86.6 % respectivamente (VER ANEXO 2).

INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

Formación Lower Guadalupe (11703.6 - 11773 pies)

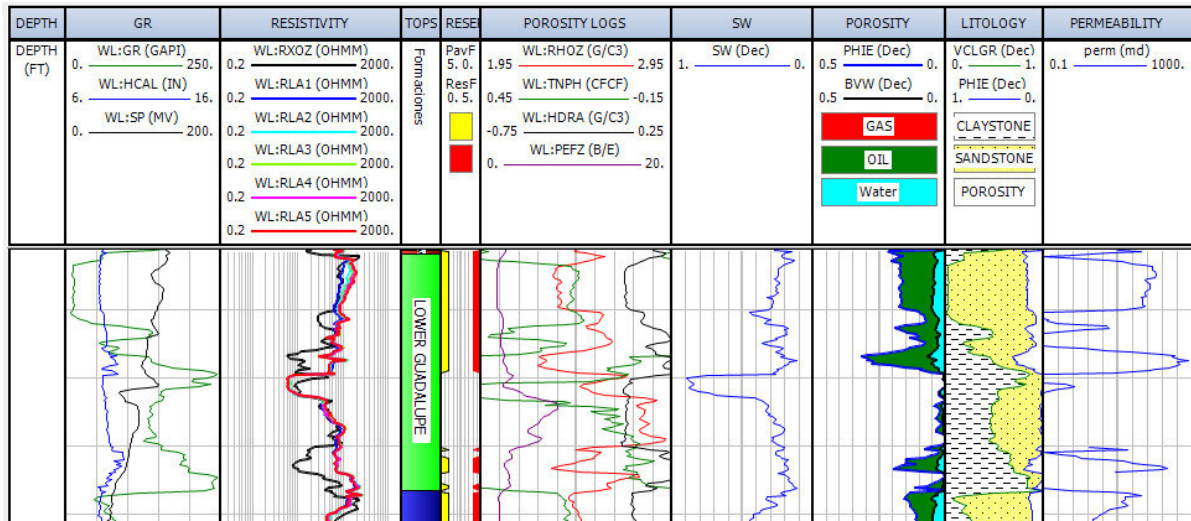


Figura 32: evaluación petrofísica, pozo A, formación lower Guadalupe. Fuente: los autores.

El contacto se definió por la presencia de un intervalo arcilloso hacia el techo, seguido de un intervalo arenoso que gradaba hacia la base a un material arcilloso. Presento un espesor aparente es de 69.40 pies, las zona productiva se encontró entre los 11702.5 – 11744.7 pies, con espesor de arena neta petrolífera de 41.15 pies, una porosidad promedio de 15.4% y las saturaciones de agua e hidrocarburo de 23.1 y 76.9% respectivamente (VER ANEXO 2).

INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

Formación Lower Sand (11773- 11885.7 pies)

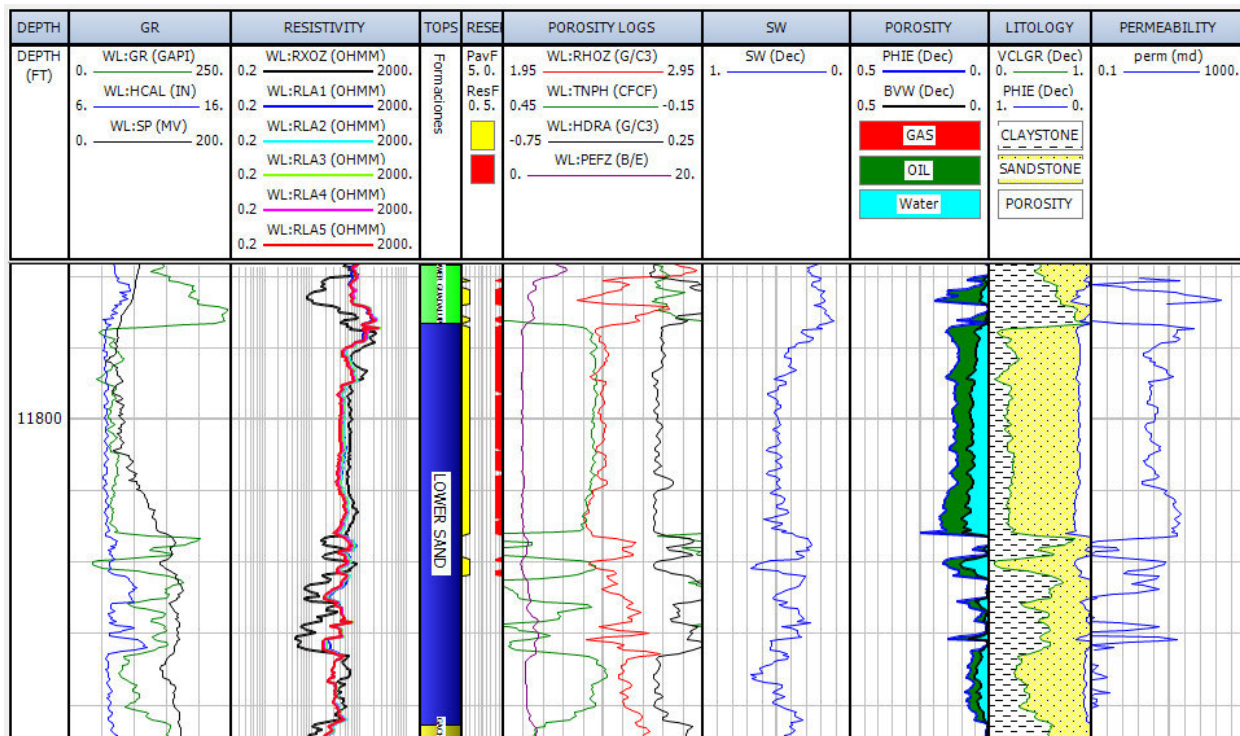


Figura 33: evaluación petrofísica, pozo A, formación lower sand. Fuente: los autores.

el tope se definió por la disminución en el registro Gamma Ray y por la respuesta de los registros de porosidad que indicaban la presencia de un intervalo arenoso potente con ocurrencias arcillosas hacia la parte media e inferior de la Formación, presento un espesor aparente de 112.70 pies, comprobándose la existencia de un intervalo productor desde 11773-11836.5 pies, con un espesor de arena neta petrolífera (ANP) de arena petrolífera de 63.5 pies, una porosidad promedio de 13.4 % y una saturación de agua e hidrocarburo de 47 y 53% respectivamente (VER ANEXO 2).

INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

Formación Gacheta (11885.7 -12183 pies)

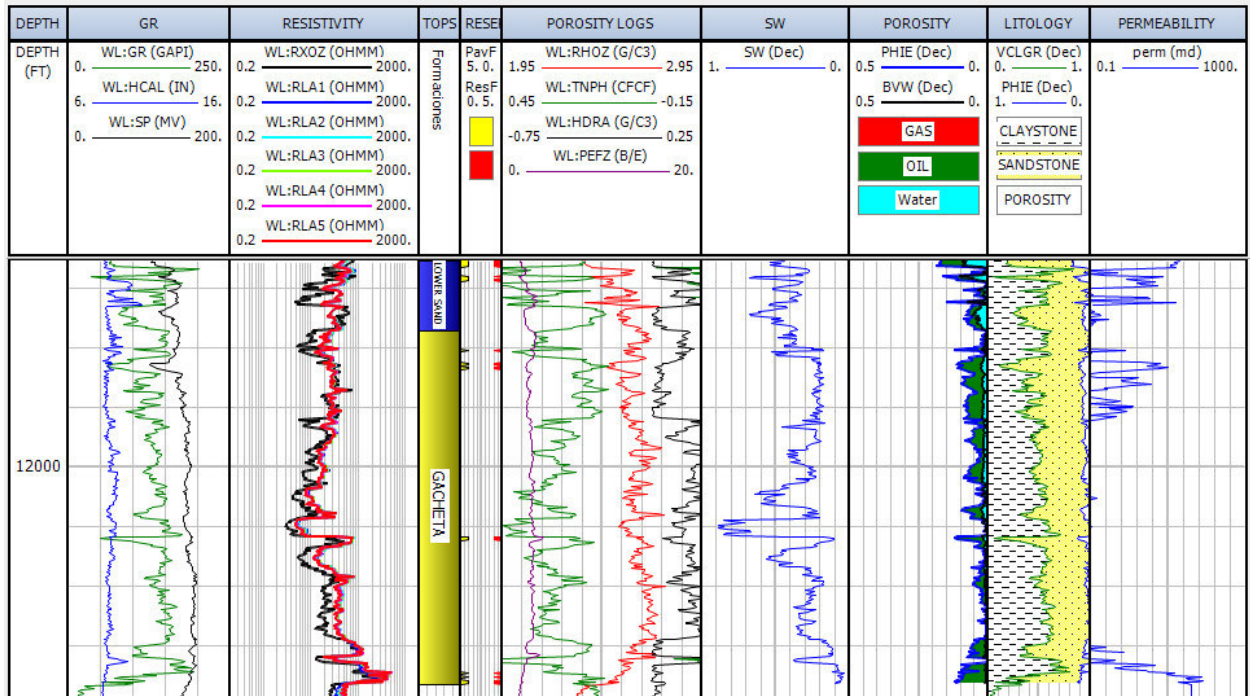


Figura 34: evaluación petrofísica, pozo A, formación gacheta. Fuente: los autores.

Se encuentra constituido por un intervalo principalmente arcilloso, donde los parámetros evaluados muestran presencia de hidrocarburo sin embargo debido al carácter de la formación como tal, los autores consideran que no constituye un intervalo de interés.

5.1.2. Pozo B

Este pozo se registró hasta una profundidad de 11925 pies, los objetivos principales se encontraban a profundidades posteriores a 11210 pies (VER ANEXO 6) . Los parámetros determinados califican este pozo como el más prospectivo, al igual que el pozo anteriormente descrito, se correlaciona con la columna estratigráfica de la cuenca de los llanos orientales, definiéndose las siguientes formaciones:

INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

Formación Mirador (11210 – 11264 pies)

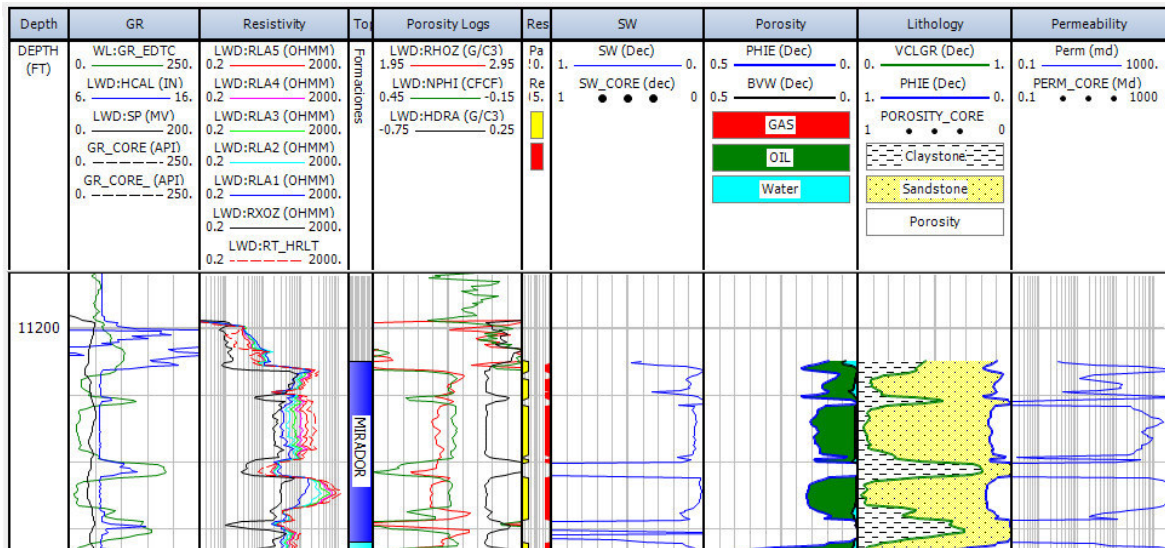


Figura 35: evaluación petrofísica, pozo B, formación mirador. Fuente: los autores.

Esta formación se definió como una secuencia arenosa con ocurrencia de estratos arcillosos. Presenta un espesor aparente de 71.60 pies, encontrándose tres intervalos productivos de crudo desde 11210 – 11220.5 pies, 11223.5 – 11239.5 pies y 11244.5 – 11256 pies, definiendo un espesor de arena neta petrolífera (ANP) de 53.85 pies con una porosidad promedio de 20.7 % y una saturación de agua e hidrocarburo de 7.8 y 92.2 % respectivamente (VER ANEXO 2).

INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

Formación Lower Mirador (11264 – 11322.4 pies)

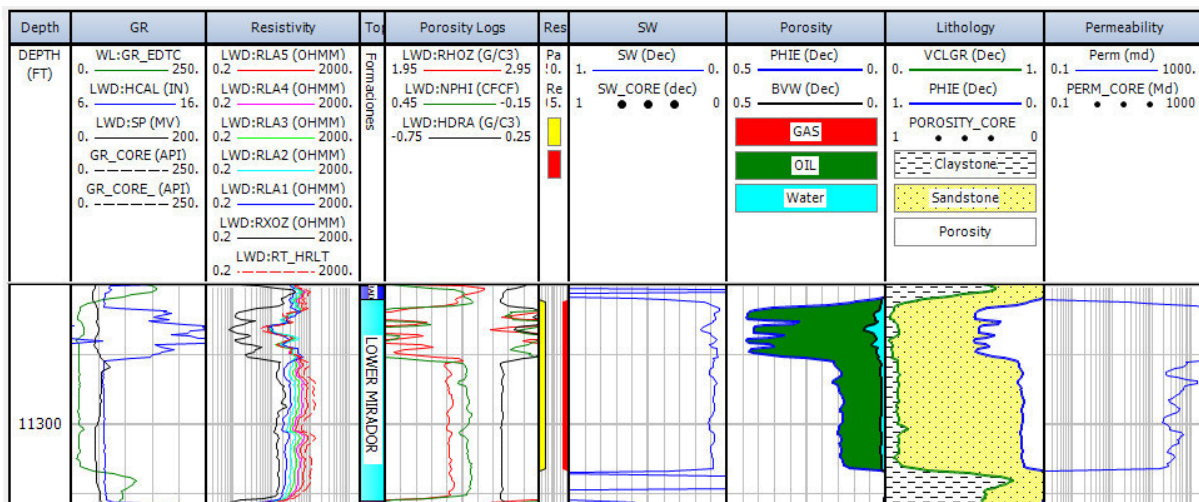


Figura 36: evaluación petrofísica, pozo B, formación lower mirador. Fuente: los autores

El techo se definió por la disminución del registro gamma ray, el caliper permite definir que la parte superior del intervalo hay presencia de derrumbes, posiblemente este intervalo está constituido por areniscas poco compactas. En esta formación se determinó un espesor aparente de 40.80 pies, un intervalo productor de crudo desde 11265 – 11312.5 pies, un espesor de arena neta petrolífera (ANP) de 31.65 pies, una porosidad promedio de 14.1% un conjunto de saturaciones de agua e hidrocarburo de 9.1 y 90.9 % respectivamente. (VER ANEXO 2).

INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

Formación Los Cuervos (11322.4 – 11370.4 pies)

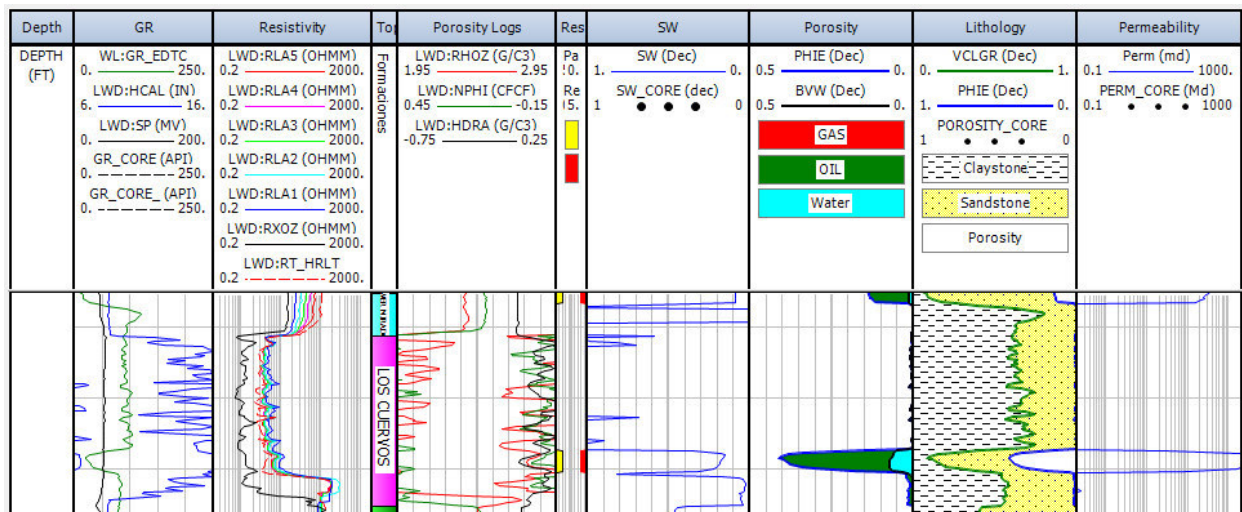


Figura 37: evaluación petrofísica, pozo B, formación los cuervos. Fuente: los autores

El techo de la formación fue definido por la respuesta de los registros gamma ray y resistividad, también se observa una zona de derrumbe prácticamente en todo el intervalo lo que dificulta la interpretación a partir de los perfiles de porosidad. Constituye principalmente una formación arcillosa con menor ocurrencia de arenisca, el espesor aparente para esta formación es de 48.0 pies, El comportamiento en respuesta al contenido de hidrocarburos no refleja características importantes, al igual que para los otros pozos de estudio, pues cabe recordar que esta formación no constituye una roca almacén.

INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

Formación Guadalupe (11370.4 – 11429.9 pies)

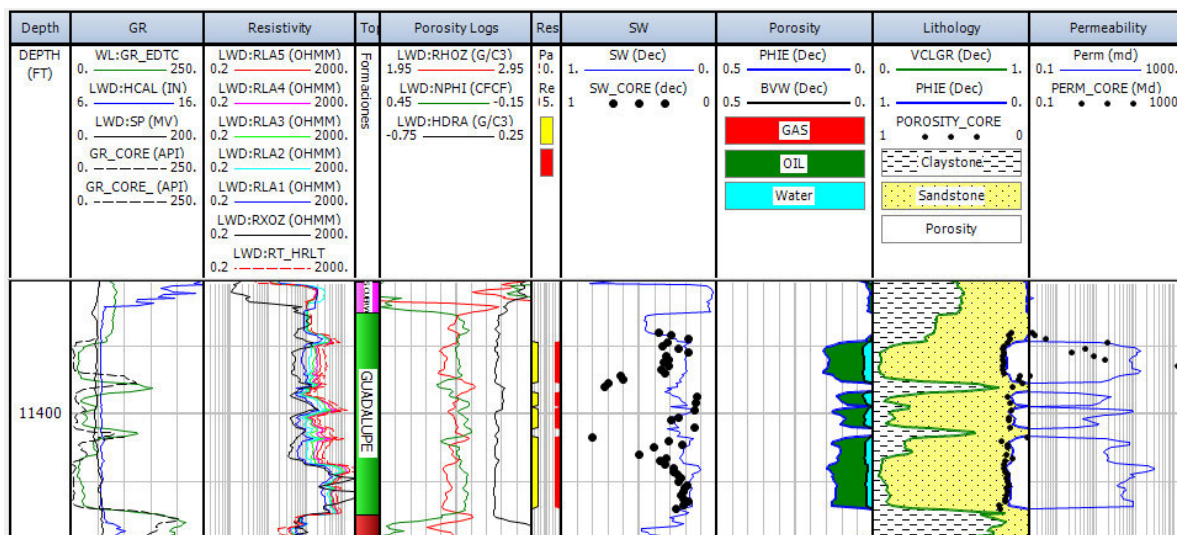


Figura 38: evaluación petrofísica, pozo B, formación Guadalupe. Fuente: los autores

El techo de esta formación fue definido en base a la respuesta de los registros. Esta formación tiene datos de núcleo para porosidad, permeabilidad y gamma ray, lo que permitió ajustar el modelo de cálculo de acuerdo con estas mediciones para determinar los parámetros petrofísicos y posteriormente unificar la misma metodología de evaluación a los pozos evaluados anteriormente.

Para este pozo, se determinó un espesor aparente de 59.50 pies, se determinaron tres intervalos productivos desde 11378.5 – 11390 pies, 11393.5 – 11403pies y 11407.5 – 11428 pies. El espesor de arena neta petrolífera (ANP) es de 43 pies, tiene una porosidad promedio de 12.9% y saturaciones de agua e hidrocarburo de 19.4 y 80.6 % respectivamente (VER ANEXO 2).

INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

Formación Lower Guadalupe (11429.9 – 11491.8 pies)

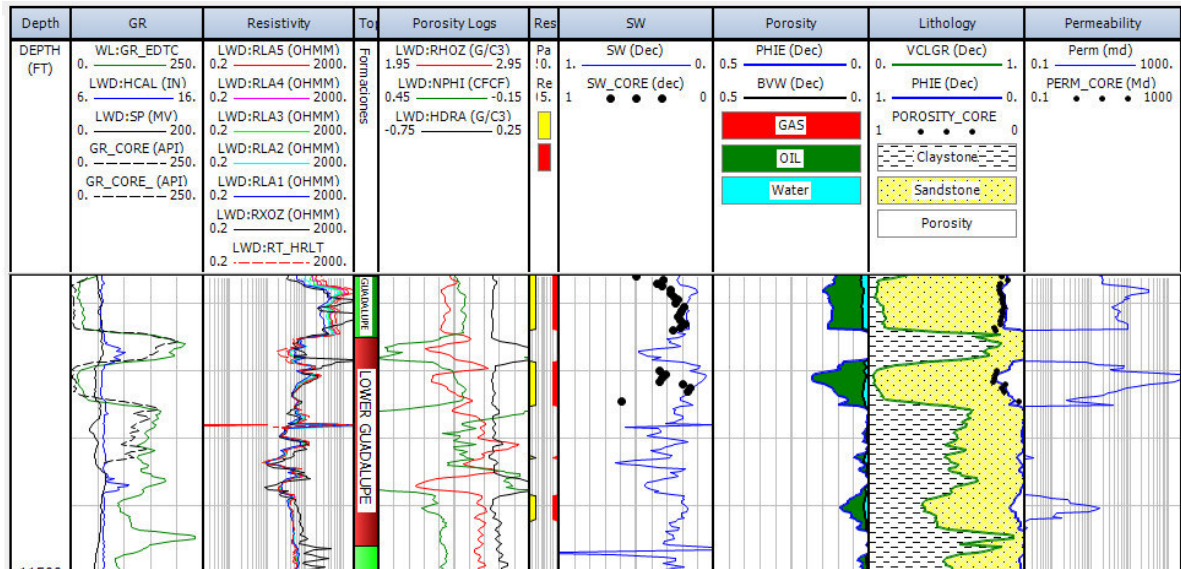


Figura 39: evaluación petrofísica, pozo B, formación lower Guadalupe. Fuente: los autores

El techo se definió por la presencia de un estrato arenoso que hacia la base constituye un intervalo arcilloso. Tiene un espesor aparente es de 61.90 pies encontrándose dos zonas productivas entre 11430 – 11449.4 pies y 11476 – 11486 pies. se determino un espesor de arena neta petrolífera (ANP) de 21 pies, una porosidad promedio de 9,8 % y las saturaciones para agua e hidrocarburo de 13.7 y 86.3% respectivamente (VER ANEXO 2).

INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

Formación Lower Sand (11491.8 – 11616.2 pies)

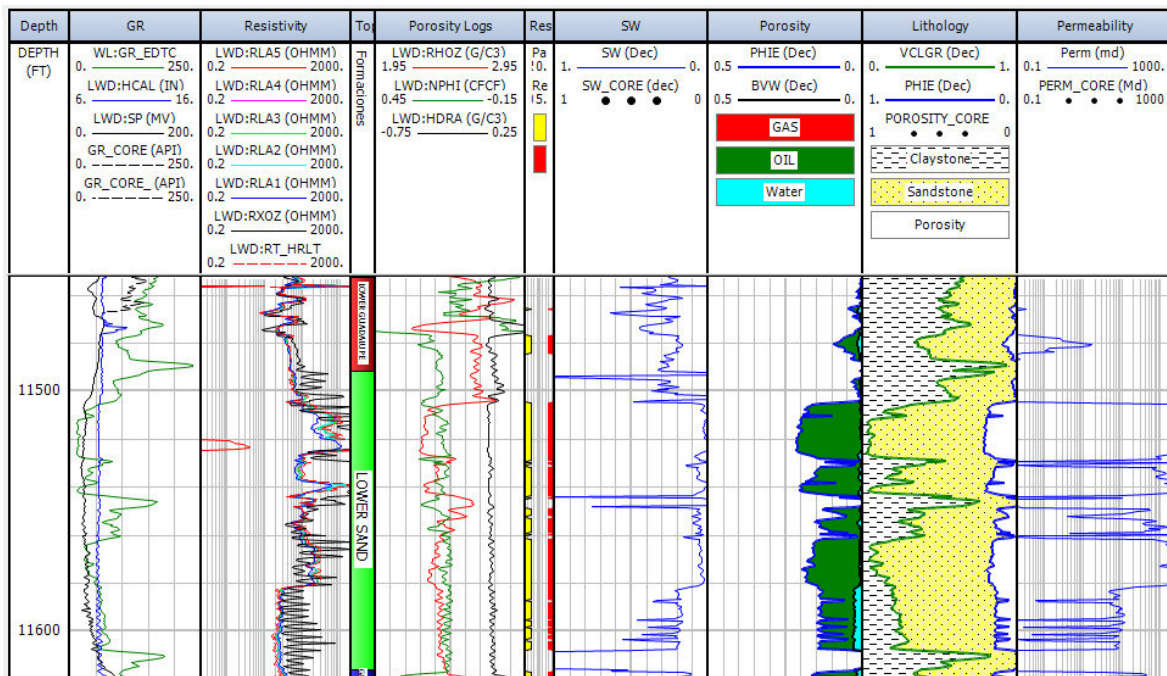


Figura 40: evaluación petrofísica, pozo B, formación lower sand. Fuente: los autores

El techo fue definido por la disminución del registro gamma ray y el aumento de las resistividades, constituye principalmente un intervalo arenoso. Con un espesor aparente de 124.4 pies y un espesor de arena neta petrolífera (ANP) de 89.5 pies, una porosidad promedio de 15.7%, saturación de agua e hidrocarburo de 7.1 y 92.9 %. De acuerdo con estos resultados esta formación constituye el intervalo más prospectivo del presente estudio (VER ANEXO 2).

INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

Formación Gacheta (11616.2 – 11925 pies)

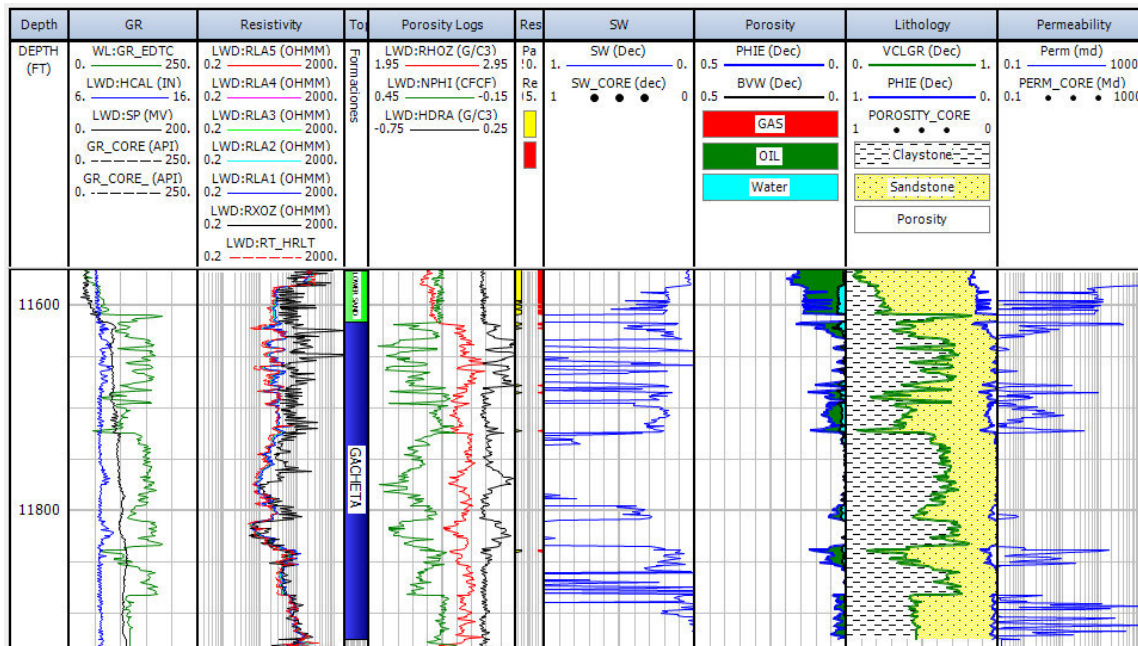


Figura 41: evaluación petrofísica, pozo B, formación gacheta. Fuente: los autores

El techo de esta formación se definió por interpretación de las respuestas de los registros que establecían la presencia de un intervalo de carácter arcilloso. Se definió un espesor aparente de 308.80 pies (VER ANEXO 2) considerándose como la unidad más espesa de la columna estratigráfica interpretada en este pozo, siendo correlacionable con los otros pozos objeto de estudio y constituyendo la formación basal para cada uno de ellos.

Algunos intervalos muestran presencia de hidrocarburo sin embargo debido al carácter arcilloso de la formación y los parámetros de corte establecidos los autores no la consideran importante.

INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

5.1.3. Pozo C

Este pozo se registró hasta una profundidad de 12430 pies, los objetivos principales se encontraban después de los 11851 pies (VER ANEXO 7). Al igual que el pozo A y B, se correlacionan con la columna estratigráfica de la cuenca de los llanos orientales, definiéndose para este las siguientes formaciones:

Formación Mirador (11851.6 – 11927.6 pies)

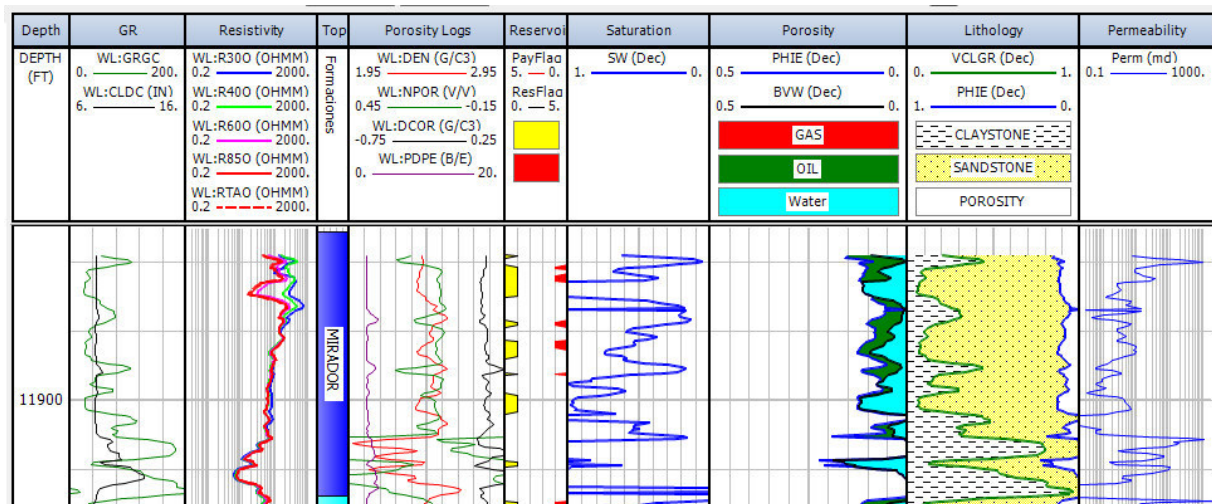


Figura 42: evaluación petrofísica, pozo C, formación mirador. Fuente: los autores.

De acuerdo con la respuesta de los registros se definió este intervalo principalmente como arenoso hacia el techo precedido por capas arena arcillosas que gradan hacia la base a una capa arcillosa, presento un espesor aparente de 76 pies, se determinó un intervalo productivo con un espesor de arena neta petrolífera de 7.5 pies con una porosidad promedio de 10.7 % y una saturación de agua e hidrocarburo de 43.3 y 56.7 % respectivamente (VER ANEXO 2).

INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

Formación Lower Mirador (11927.6 – 11989.6 pies)

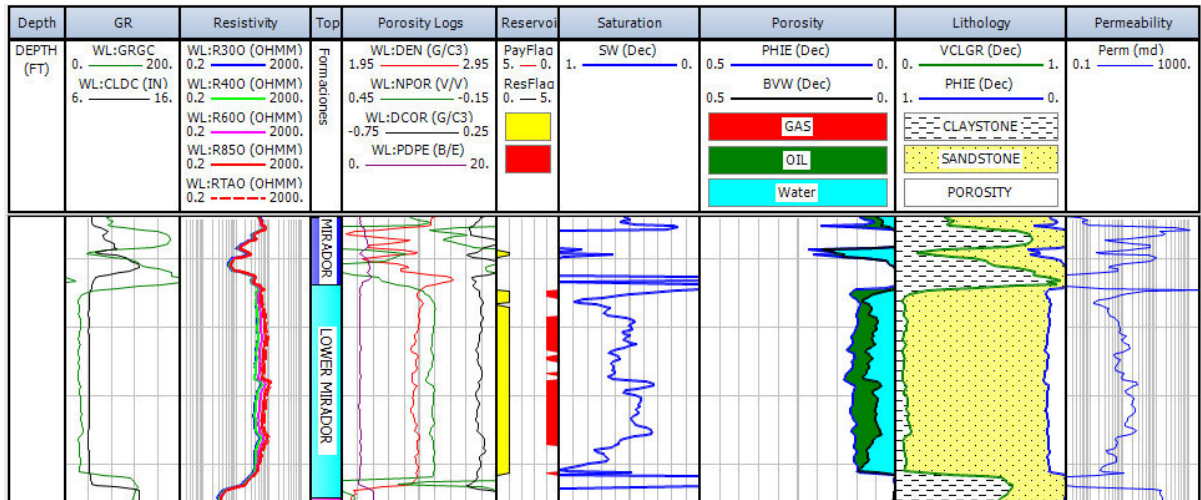


Figura 43: evaluación petrofísica, pozo C, formación lower mirador. Fuente: los autores.

El tope se definió por la disminución del registro gamma ray y aumento de las resistividades, indicando un intervalo de carácter arenoso cuyo espesor aparente es de 62 pies, se definió una zona productiva entre los 11928.5 – 11980.5 pies, determinándose un espesor de arena neta petrolífera (ANP) de 33.5 pies, una porosidad promedio de 10.7 % en conjunto con saturaciones de agua e hidrocarburo de 47.1 y 52.9 % respectivamente (VER ANEXO 2).

INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

Formación Los Cuervos (11989.6 - 12036 pies)

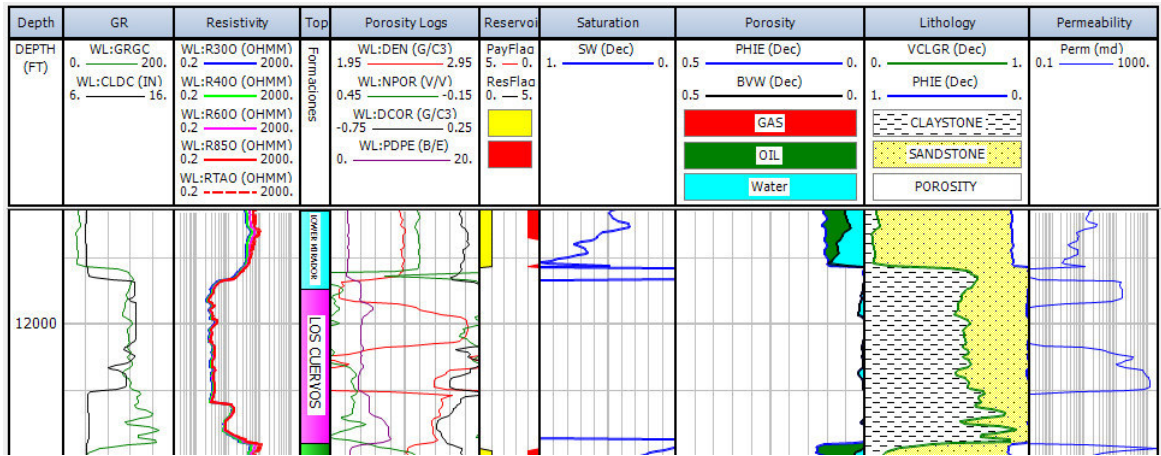


Figura 44: evaluación petrofísica, pozo C, formación los cuervos. Fuente: los autores.

Se definió por el aumento del registro gamma ray y disminución de la resistividad, corresponde a una formación de carácter arcilloso, donde se evidencia un aumento del caliper indicando una zona de derrumbe lo que hace confusa la interpretación de los registros de porosidad. se definió un espesor aparente de 46.40 pies, Esta unidad no contiene, ni manifestó algún intervalo productivo de crudo.

INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

Formación Guadalupe (12036 – 12106.9 pies)

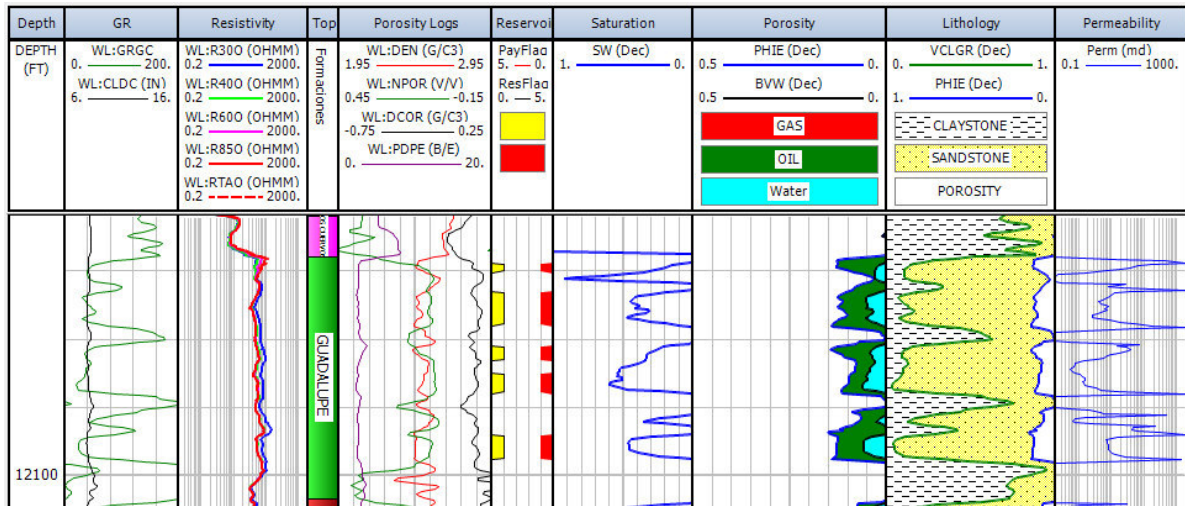


Figura 45: evaluación petrofísica, pozo C, formación Guadalupe. Fuente: los autores.

El techo se definió por la disminución del registro gamma ray y el aumento de la resistividad, se evidencia un intervalo arenoso con ocurrencia de estratos arcillosos que definen la base de esta formación, el espesor aparente de la unidad corresponde a 70.9 pies, localizándose 3 intervalos productivos ubicados entre los (12036 - 12057 pies, 12061 – 12076 pies y 12081 – 12095 pies), la formación tiene un espesor de arena neta petrolífera (ANP) de 28.5 pies, una porosidad promedio de 11.7 % y saturaciones de agua e hidrocarburo de 36.1 y 63,9 % para agua y hidrocarburo respectivamente (VER ANEXO 2).

INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

Formación Lower Guadalupe (12106.9 – 12176.3 pies)

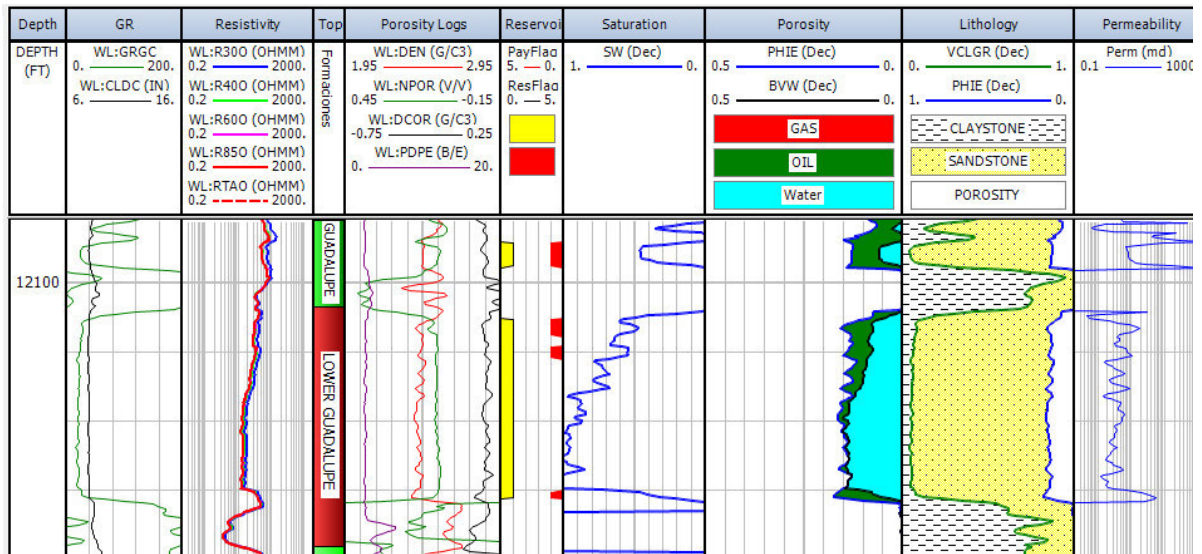


Figura 46: evaluación petrofísica, pozo C, formación lower Guadalupe. Fuente: los autores.

El techo se definió por la disminución del registro gamma ray y la respuesta de los registros de porosidad. Presenta un espesor aparente de 69.4 pies, el intervalo productivo definido muestra un espesor de arena neta petrolífera (ANP) de 10,5 pies, una porosidad promedio de 14.3 % y las saturaciones de agua e hidrocarburo son de 51.3 y 48.7 respectivamente (VER ANEXO 2).

INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

Formación Lower Sand (12176.3 – 12330.1 pies)

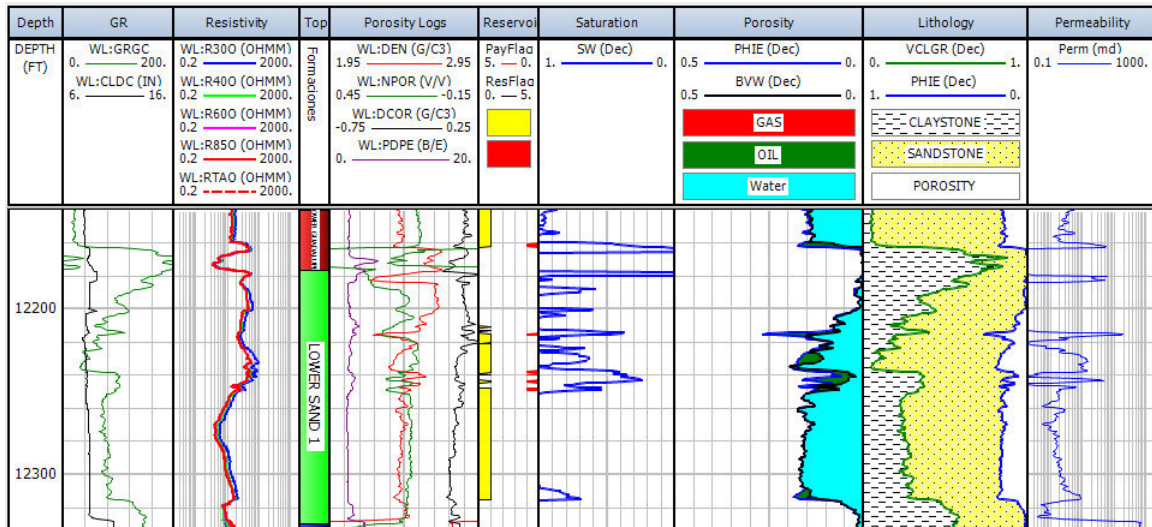


Figura 47: evaluación petrofísica, pozo C, formación lower sand. Fuente: los autores.

El techo de esta formación estuvo definido por el cambio gradual del registro gamma ray, esta formación muestra buenas propiedades como roca almacén sin embargo la interpretación grafica evidencia mayor importancia en el volumen de agua. Presenta un espesor aparente de 153.80 pies, considerándose como la formación más espesa atravesada por este pozo, tiene un espesor de arena neta petrolífera (ANP) de 6 pies (VER ANEXO 2).

INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

Formación Gacheta (12330.1 – 12430 pies)

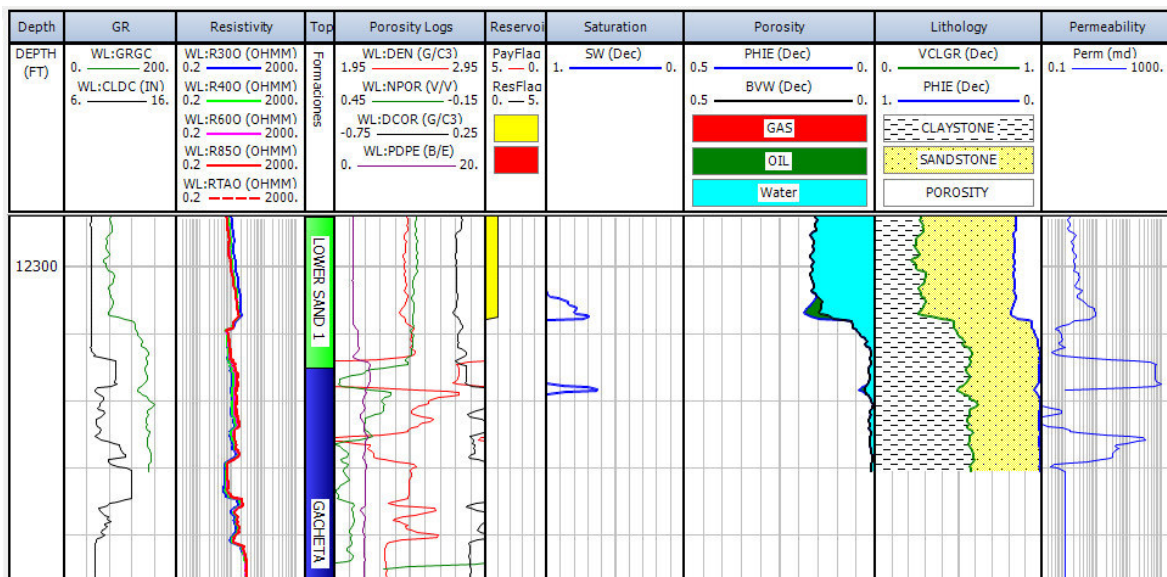


Figura 48: evaluación petrofísica, pozo C, formación Gacheta. Fuente: los autores.

Esta formación no se registró por completo, sin embargo su techo se definió por el aumento progresivo del registro gamma ray indicando un intervalo de carácter arcilloso con menor presencia de arcilla. Esta no constituye un reservorio prospectivo por lo que no se detectó ningún intervalo productivo, sin embargo, a esta profundidad ya se ha establecido y caracterizado el objetivo principal.

INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

5.2. Sección estructural

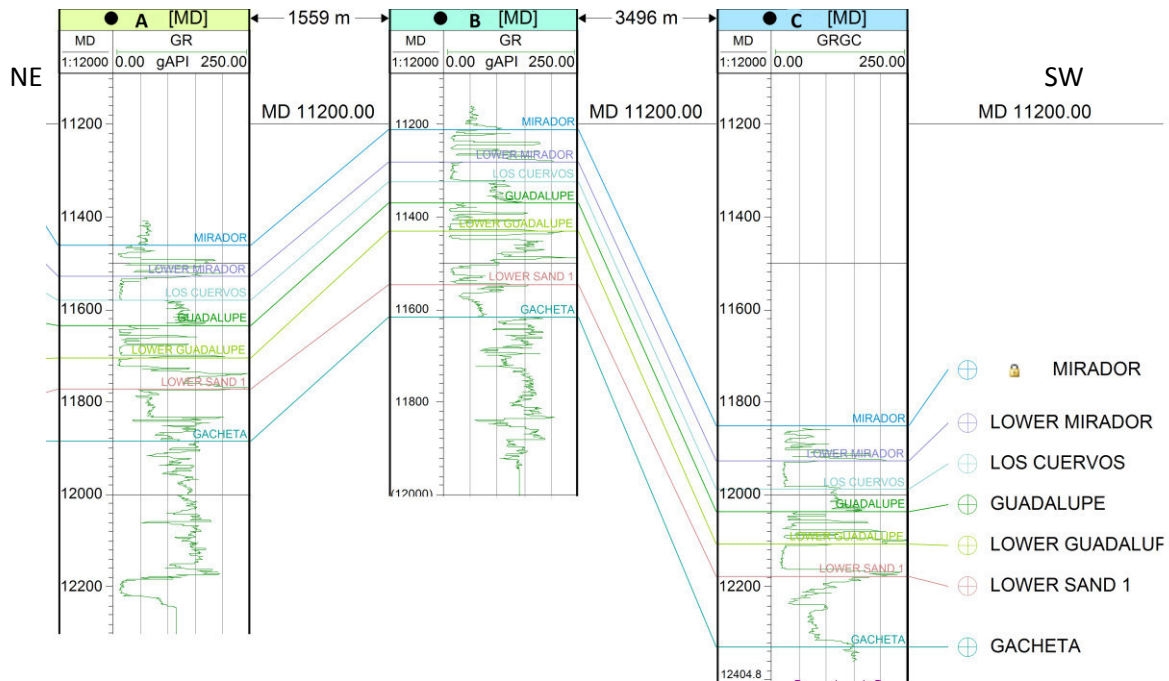


Figura 49: esquema de sección estructural, pozo A, B y C. Fuente: Los autores

La sección estructural tiene un datum en profundidad medida (MD) de 11200 pies fue correlacionada a partir de la curva de GR (Gamma Ray) definiéndose el techo de cada una de las formaciones y muestra la disposición de los pozos objeto de estudio así como la respectiva distancia horizontal entre estos, principalmente permite observar por medio de la disposición de los contactos entre las formaciones que el pozo C se encuentra estructuralmente por debajo de los pozos A Y B, y precisamente el pozo B es el que presenta la secuencia estratigráfica a menores profundidades.

INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

5.3. Sección estratigráfica.

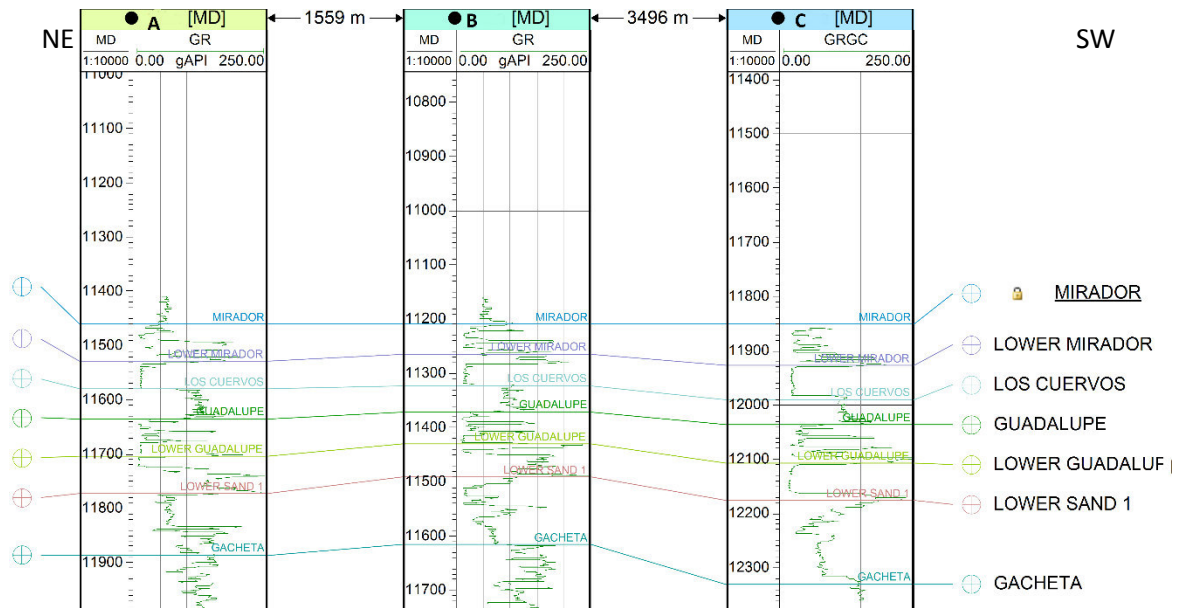


Figura 50: esquema de sección estratigráfica, pozo A, B y Fuente: Los autores.

La sección estratigráfica tiene como datum a la Formación Mirador, y permite esquematizar la variación lateral de los espesores de las formaciones atravesadas por cada uno de los pozos. No se observan variaciones significativas en los espesores de las formaciones atravesadas por cada uno de los pozos, no obstante el espesor de la Formación Lower Sand hacia la parte más oriental del área de estudio evidencia un incremento de 29.4 pies con respecto a la parte central y occidental.

INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

Conclusiones

- La evaluación realizada por medio de las respuestas de los registros geofísicos de pozo permitió la determinación de los parámetros petrofísicos de porosidad, estimación de la litología y saturación de fluidos. Estas características sirvieron para definir como rocas almacén y definitivamente intervalos con presencia de hidrocarburo a la formación mirador, lower mirador, Guadalupe, lower Guadalupe y lower sand. Mientras la información disponible permite definir como roca generadora las lutitas de la Formación Gacheta, los cuervos y algunos intervalos arcillosos del Lower Sand; y como roca sello a los intervalos lutíticos de la formación Guadalupe y Gacheta.
- El pozo cuyas características petrofísicas reflejaron valores más favorables definiendo los intervalos más prospectivos del área de estudio es el pozo B, que tiene los valores más altos de porosidad constituyendo una roca de calidad satisfactoria, además presenta los valores de saturación de hidrocarburo más elevados con valores superiores al 90 % en la formación mirador, lower mirador y lower sand.
- Al analizar la variación de propiedades petrofísicas y los espesores de arena neta petrolífera se pudo determinar que el pozo cuyas características reflejan la menor prospectividad es el pozo C, que se encuentra ubicado en la parte más oriental de la cuenca y que estructuralmente se encuentra por debajo de los otros pozos, cuya presencia de hidrocarburo represento las manifestaciones más pobres.
- Se realizó el análisis del cálculo del volumen de arcilla por medio de gamma ray y densidad neutrón, se determinó optar como valor más acertado el cálculo obtenido por el registro gamma ray, pues el volumen de arcilla obtenido de densidad neutrón no es

INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

confiable en arenas arcillosas, pues asume una litología 100% arcillosa, además de verse afectado en zonas de derrumbe.

- De acuerdo a los crossplots de torio potasio, realizados en cada uno de los pozos se determinó la presencia de minerales de arcilla principalmente de distribución dispersa como caolinita y clorita cuya presencia seguramente influyo en la disminución de los valores de porosidad y permeabilidad, así como seguramente por su carácter hinchable o expansivo están asociadas a la disminución del diámetro del hoyo.
- La estimación grafica de los valores de porosidad por medio del crossplot densidad neutrón, en comparación con los valores de porosidad obtenidos en la interpretación final para los pozos A y C, reflejaron valores establecidos dentro de los rangos propuestos en el crossplot. En el pozo B la mayoría de los valores de porosidad determinados se encuentran por debajo de los valores estimados gráficamente, posiblemente se deba a una mayor dispersión en el set de datos de los registros de porosidad.
- La continuidad lateral de los espesores de las formaciones no refleja variaciones significativas, salvo por la formación lower sand que en la parte oriental refleja un aumento de 29.4 pies. Mientras La formación gacheta constituyo el intervalo con los espesores más grandes.

*INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA
DE LOS LLANOS ORIENTALES*

Recomendaciones

- A pesar de tener la certeza de la existencia de hidrocarburos se considera importante disponer de un set de datos con análisis especiales o historias de producción si es el caso, que permitan reflejar aun con mayor exactitud las condiciones del yacimiento, obtener parámetros con más exactitud de los fluidos que saturan la roca, así como evaluar características estructurales y de petrofacies.
- Es recomendable tener información medida directa de las rocas para las formaciones de interés y no subestimar o sobreestimar el volumen de arcilla, influenciando la obtención del valor real de porosidad o permeabilidad por medio de la implementación de relaciones empíricas, que hasta la actualidad han tenido buenos resultados, sin embargo no dejan de ser aproximaciones.
- Se considera importante para trabajos posteriores tener información adicional como el área de cada uno de los yacimientos, y poder realizar un estimado del cálculo volumétrico con miras a obtener información de reservas y evaluar la rentabilidad de la extracción.

*INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA
DE LOS LLANOS ORIENTALES*

Referencias

- Acevedo, C. (2007). *DESARROLLO DE UN PROGRAMA EN MATLAB PARA LA EVALUACIÓN PETROFÍSICA DEL YACIMIENTO A-1; ARENA J3 DEL CAMPO UDO*. Puerto la cruz: : Universidad de Oriente, pp. 17-19, 27.
- ANH. (2007). *COLOMBIAN SEDIMENTARY BASIN*. BOGOTA. , pp. 40, 69-71.
- ANH. (2012). *Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos cuenca de los llanos orientales* , pp.14, 38-39, 179.
- (s.f). *Apuntes de perfilaje*. Obtenido el 7 de agosto de 2015 en <http://www.oilproduction.net/cms3/files/apunte-perfilaje-es.pdf> , pp 53-59.
- Bayona, G. (2008). *Estratigrafía y procedencia de las rocas del Mioceno en la parte distal de la cuenca antepais de los llanos de colombia*. Bogota, pp.27.
- Bisbe, E. (2007). *CURSO BASICO DE EVALUACIÓN DE FORMACIONES PARA OPERADORES DE PERFORACION Y PRODUCCIÓN*.Cuba, pp 16-19.
- Halliburton, logging services. (1991). Open hole log analysis and formation evaluation*. Houston, Texas, 219-220.
- INGEOMINAS. (2010). *INTERGRACION DE LA CARTOGRAFICA GEOLOGICA DE LOS LLANOS ORIENTALES: DEPARTAMENTO DEL META Y SECTOR SUROCCIDENTAL DEL DEPARTAMENTO DE CASANARE*. BOGOTA, pp.52.
- LA COMUNIDAD PETROLERA. (s.f). Obtenido de LA COMUNIDAD PETROLERA. obtenido el 8 de agosto en <http://www.lacomunidadpetrolera.com/cursos/propiedades-de-la-roca-yacimiento/definicion-de-la-porosidad.php>
- MARIN, C. (2003). *CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA DEL ÁREA ZUATA-FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO*. CARACAS, pp.29, 34, 39, 41.
- Marin, C. (CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA DEL ÁREA ZUATA-FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO). *CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA DEL ÁREA ZUATA-FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO*. caracas, pp.29, 34, 39, 41.
- monografias.com*. (s.f.). Obtenido de monografias.com:
<http://www.monografias.com/trabajos101/perfil-electrico-convencional-curva-del-potencial-espontaneo/perfil-electrico-convencional-curva-del-potencial-espontaneo.shtml#ixzz3mtAyUaNr>
- Palma, G. (2006). *CARACTERIZACION DE LAS FRACTURAS PRESENTES EN LA FORMACION MIRADOR DEL PIEDEMONTE LLANERO COLOMBIANO,A PARTIR DE LA INTERPRETACION DE REGISTROS DE IMAGEN – UBI* . Bucaramanga,pp.16.
- (s.f.). *registros geofisicos*.
- RINCON, L. (2011). *DETERMINACION DE LA OPORTUNIDAD DE HIDROCARBUROS DETRAS DEL REVESTIMIENTO OIL BEHIND CASING EN LOS CAMPOS OPERADOS POR*

*INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA
DE LOS LLANOS ORIENTALES*

PERENCO EN LA ASOCIACION CASANARE, CUENCA D ELOS LLANOS ORIENTALES.
BUCARAMANGA, pp. 41,52.

Schlumberger Oilfiel Glossary. (s.f). Obtenido el 5 de septiembre de Schlumberger Oilfield Glossary:
http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/w/water_saturation.aspx

SUBSISTEMA FISICO BIOTICO. (s.f). Obtenido el 19 de septiembre de
[http://cdim.esap.edu.co/BancoMedios/Documentos%20PDF/biofisico_i_nunchia_\(11_pag_52_kb\).pdf](http://cdim.esap.edu.co/BancoMedios/Documentos%20PDF/biofisico_i_nunchia_(11_pag_52_kb).pdf)

universidad complutense de madrid. (s.f). Obtenido el 21 de septiembre de universidad complutense de madrid:
http://pendientedemigracion.ucm.es/info/diciex/proyectos/agua/esc_sub_porosidad.html

ANEXOS

INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA DE LOS
LLANOS ORIENTALES

ANEXO 1: TECHO Y BASE DE LAS FORMACIONES

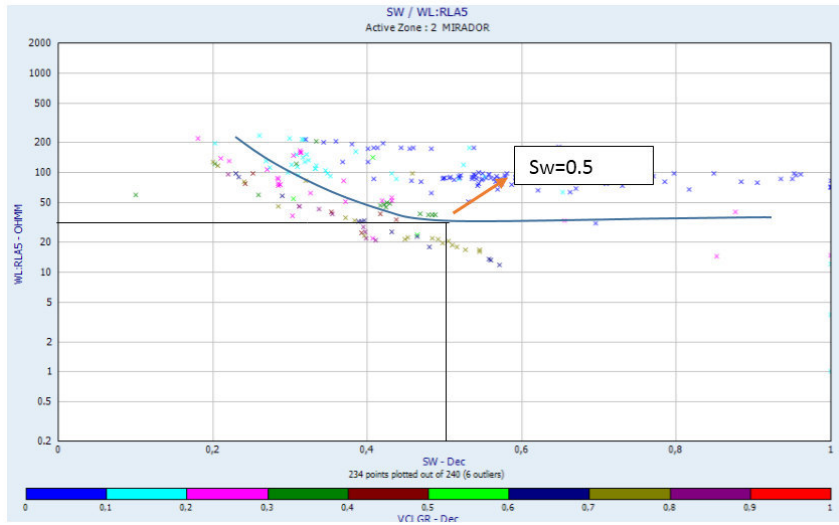
	FORMACIÓN	TECHO	BASE
POZO A	MIRADOR	11461	11529
	LOWER MIRADOR	11529	11580
	LOS CUERVOS	11580	11634
	GUADALUPE	11634	11703.6
	LOWER GUADALUPE	11703.6	11773
	LOWER SAND	11773	11885.7
	GACHETA	11885.7	12183
POZO B	MIRADOR	11210	11264
	LOWER MIRADOR	11264	11322.4
	LOS CUERVOS	11322.4	11370.4
	GUADALUPE	11370.4	11429.9
	LOWER GUADALUPE	11429.9	11491.8
	LOWER SAND	11491.8	11616.2
	GACHETA	11616.2	11925
POZO C	MIRADOR	11851.6	11927.6
	LOWER MIRADOR	11927.6	11989.6
	LOS CUERVOS	11989.6	12036
	GUADALUPE	12036	12106.9
	LOWER GUADALUPE	12106.9	12176.3
	LOWER SAND	12176.3	12330.1
	GACHETA	12330.1	12430

INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA DE LOS
LLANOS ORIENTALES

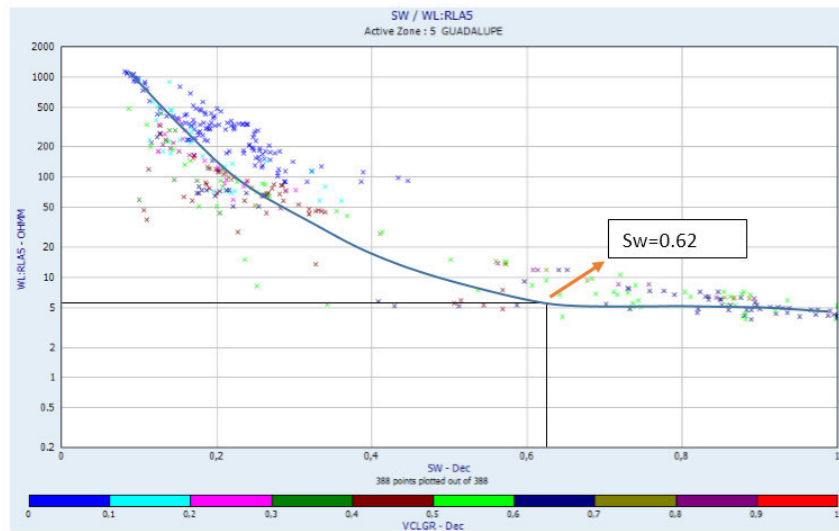
ANEXO 2: SUMARIO PETROFISICO

POZO A					
FORMACION	Espesor	ANP	Ø promedio	Sw promedio	Sh
MIRADOR LOWER	68	32	0.164	0.354	0.646
MIRADOR LOS	51	7.25	0.15	0.359	0.641
CUERVOS	54	2.5	0.16	0.17	0.83
GUADALUPE LOWER	69.6	66.6	0.134	0.168	0.832
GUADALUPE LOWER	69.4	41.15	0.154	0.231	0.769
SAND	112.7	57.5	0.133	0.456	0.544
GACHETA	297.3	14.75	0.111	0.13	0.87
POZO B					
MIRADOR LOWER	71.6	53.85	0.207	0.078	0.922
MIRADOR LOS	40.8	31.65	0.141	0.091	0.909
CUERVOS	48	6	0.337	0.192	0.808
GUADALUPE LOWER	59.5	43	0.12	0.194	0.806
GUADALUPE LOWER	61.9	21	0.098	0.137	0.863
SAND	124.4	89.5	0.157	0.071	0.929
GACHETA	308.8	8	0.123	0.182	0.818
POZO C					
MIRADOR LOWER	76	7.5	0.107	0.433	0.567
MIRADOR LOS	62	33.5	0.107	0.471	0.529
CUERVOS	46.4	0	----	----	----
GUADALUPE LOWER	70.9	28.5	0.117	0.361	0.639
GUADALUPE LOWER	69.4	10.5	0.143	0.513	0.487
SAND	153.8	6	0.147	0.426	0.574
GACHETA	99.9	0	----	----	----

ANEXO 3: PARAMETROS DE CORTE POZO A
CORTE DE SATURACION DE AGUA
FORMACION MIRADOR-LOWER MIRADOR

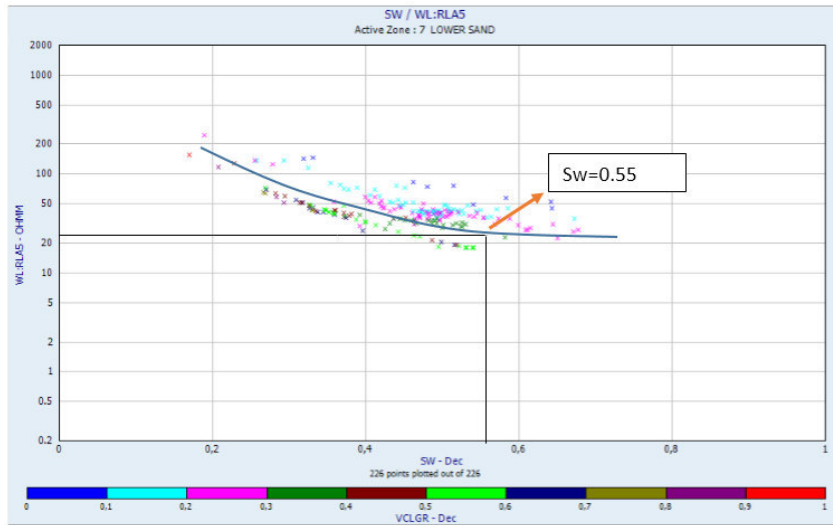


FORMACION GUADALUPE-LOWER GUADALUPE

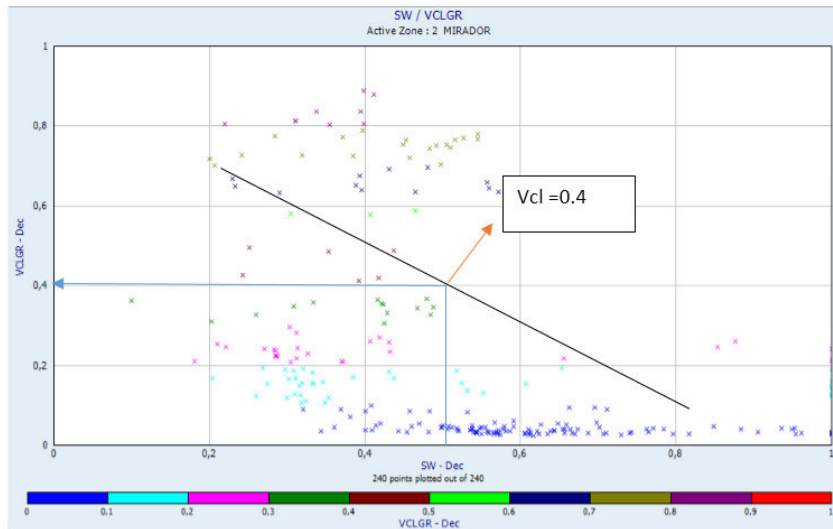


INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

FORMACION LOWER SAND

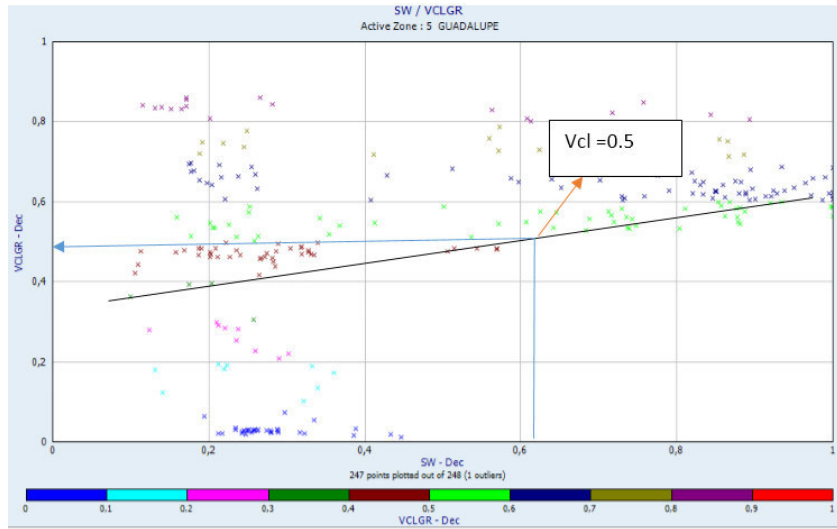


CORTE DE VOLUMEN DE ARCILLA POZO A
FORMACION MIRADOR-LOWER MIRADOR

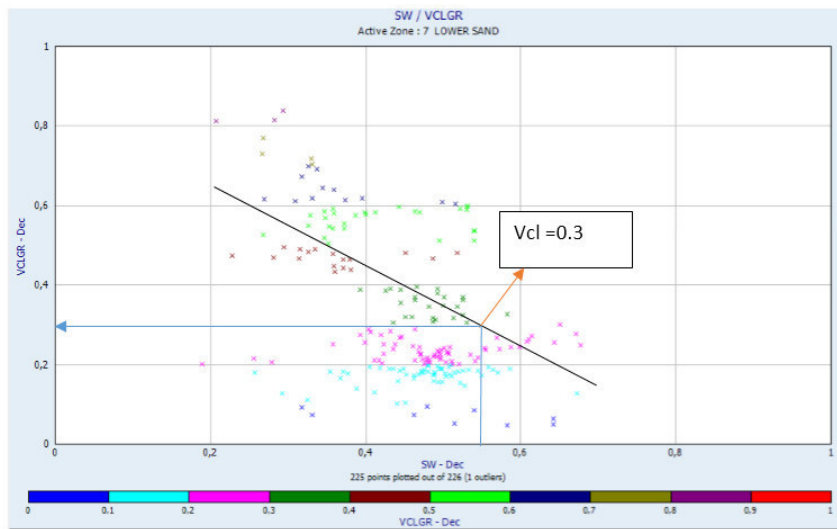


INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

FORMACION GUADALUPE-LOWER GUADALUPE

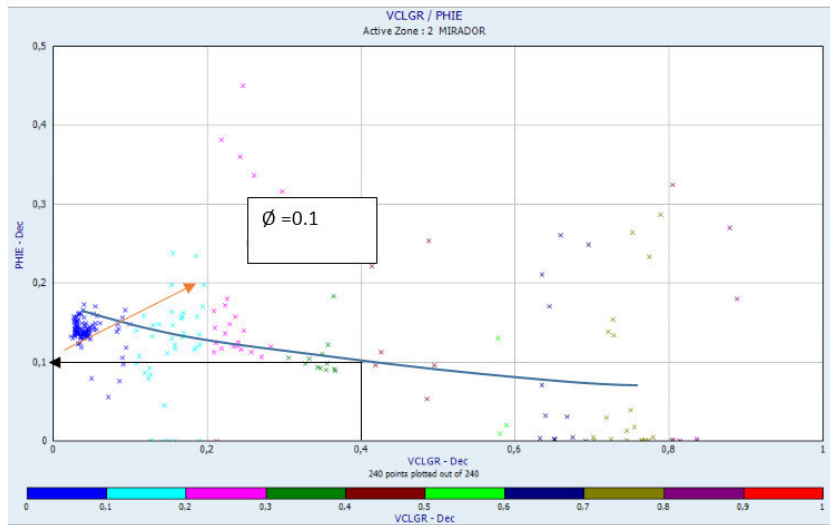


FORMACION LOWER SAND

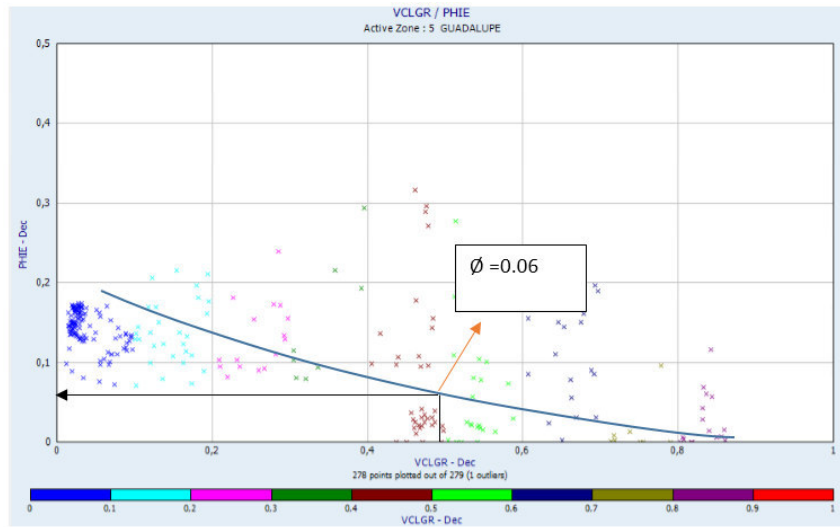


INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

CORTE DE POROSIDAD POZO A
FORMACION MIRADOR – LOWER MIRADOR

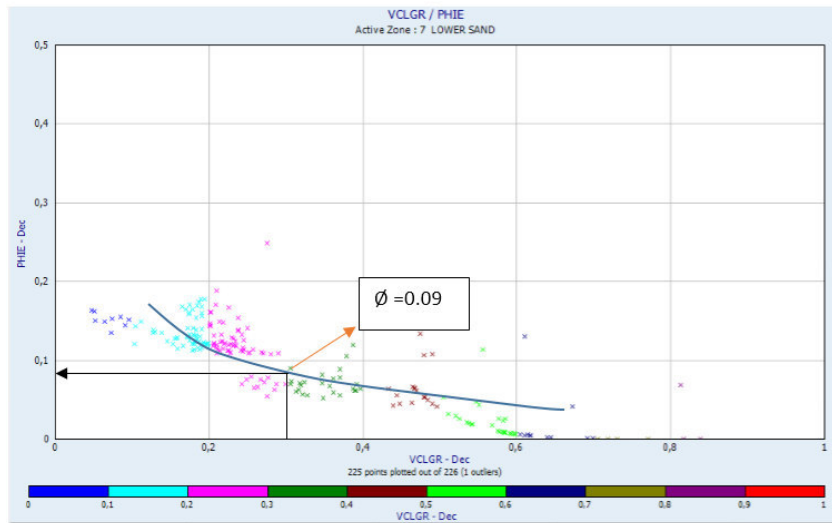


FORMACION GUADALUPE – LOWER GUADALUPE

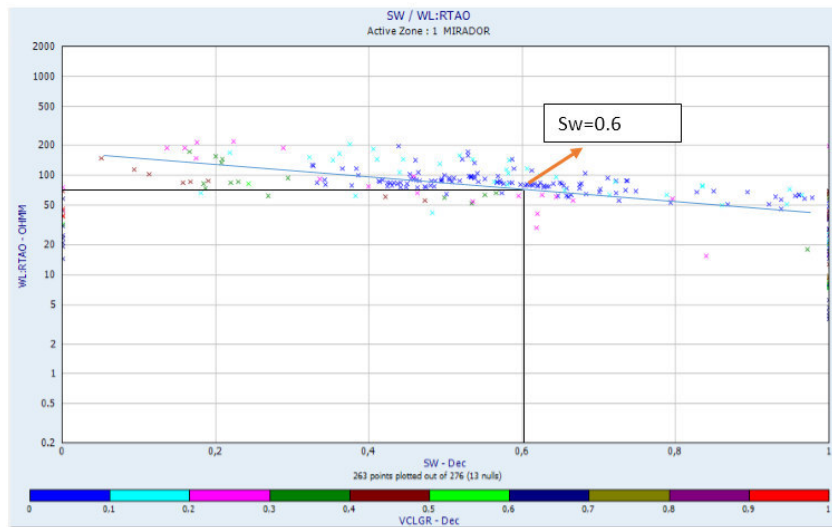


INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

FORMACION LOWER SAND

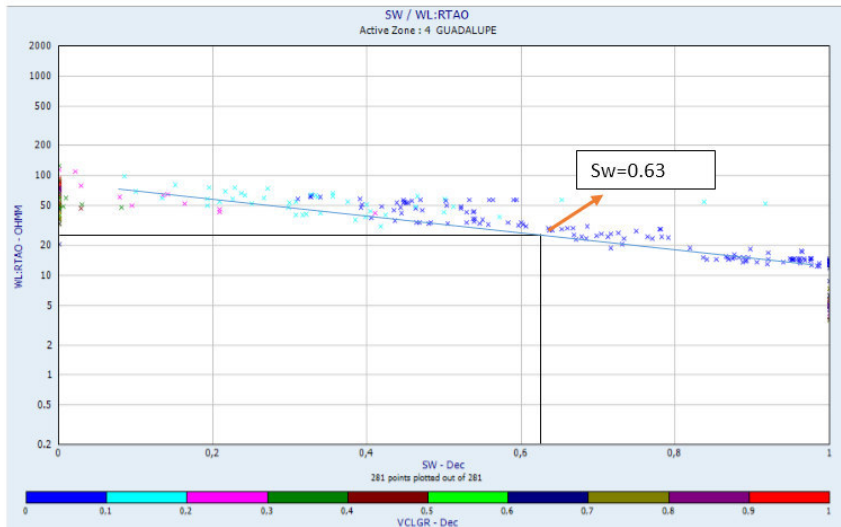


ANEXO 4: PARAMETROS DE CORTE POZO C
CORTE DE SATURACION DE AGUA POZO C
FORMACION MIRADOR – LOWER MIRADOR

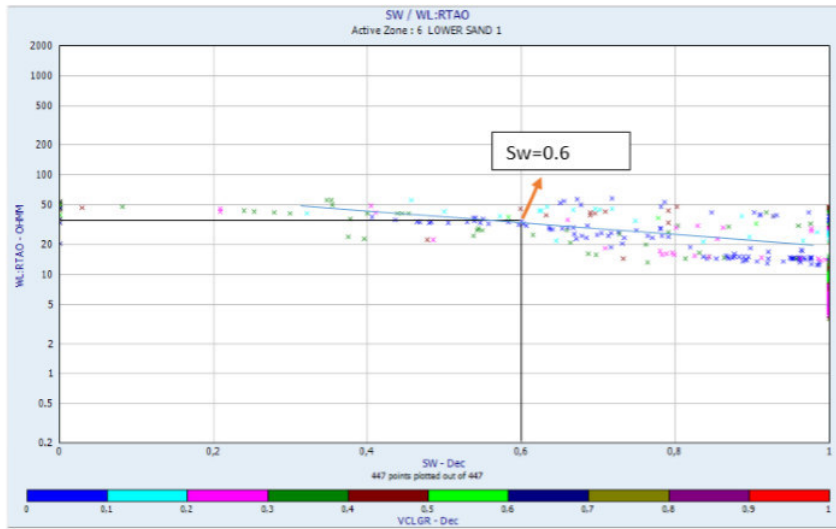


INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

FORMACION GUADALUPE – LOWER GUADALUPE



FORMACION LOWER SAND

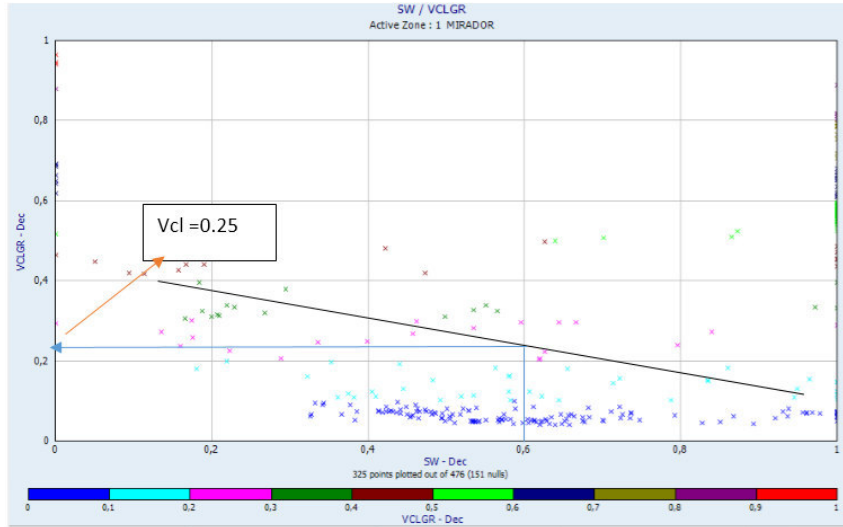


INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

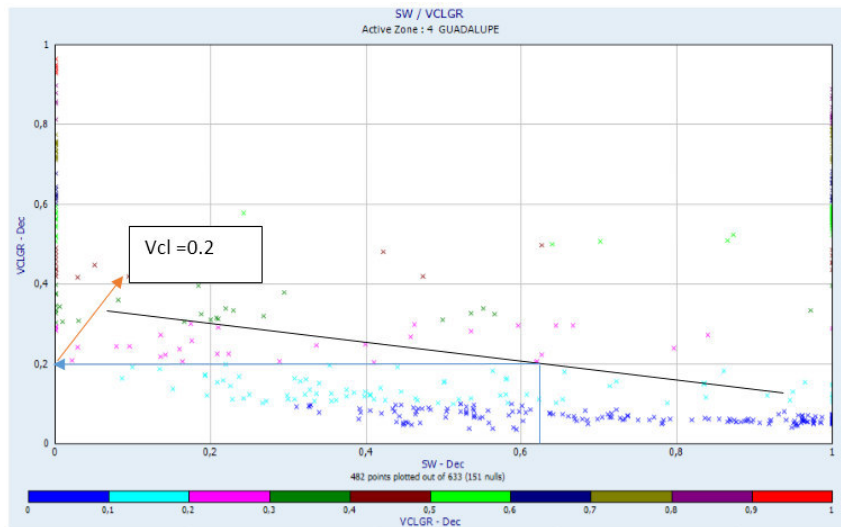
FORMACION MIRADOR – LOWER MIRADOR

CORTE DE VOLUMEN DE ARCILLA POZO C

FORMACION MIRADOR – LOWER MIRADOR

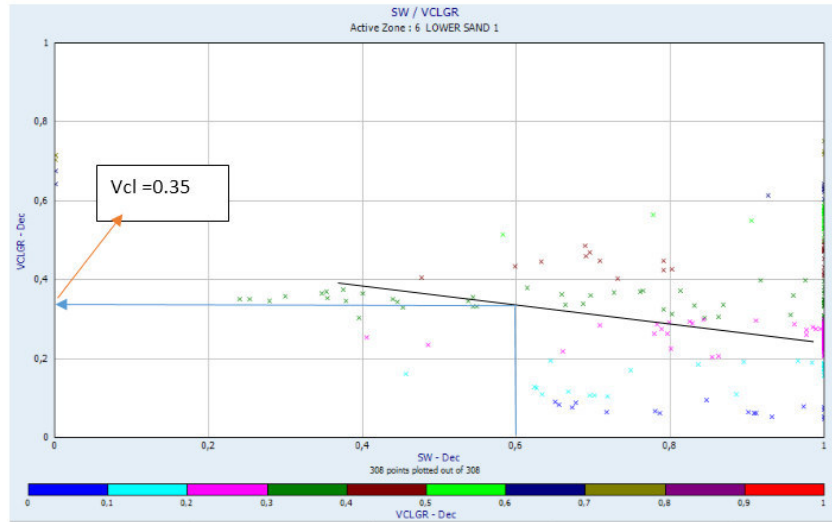


FORMACION GUADALUPE – LOWER GUADALUPE



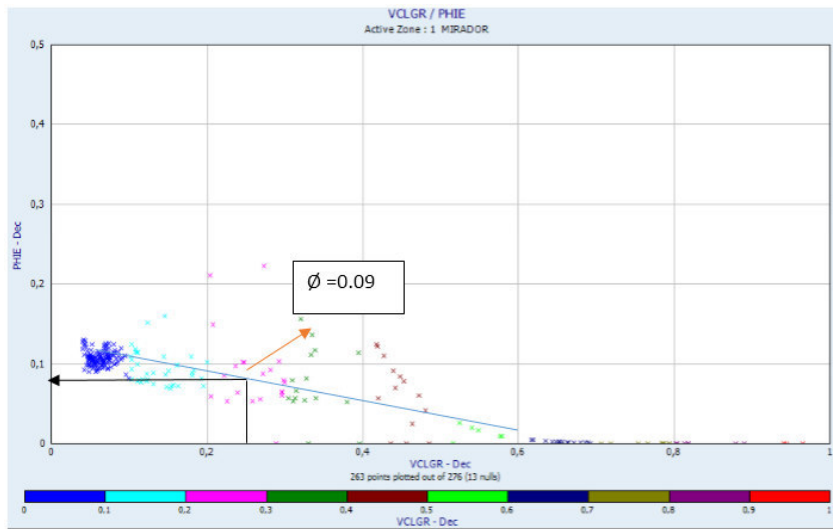
INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

FORMACION LOWER SAND



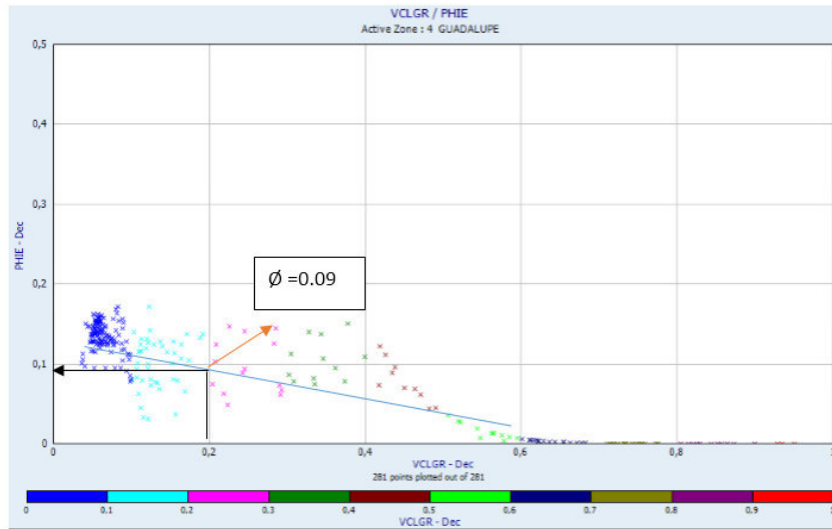
CORTE DE POROSIDAD POZO C

FORMACION MIRADOR – LOWER MIRADOR

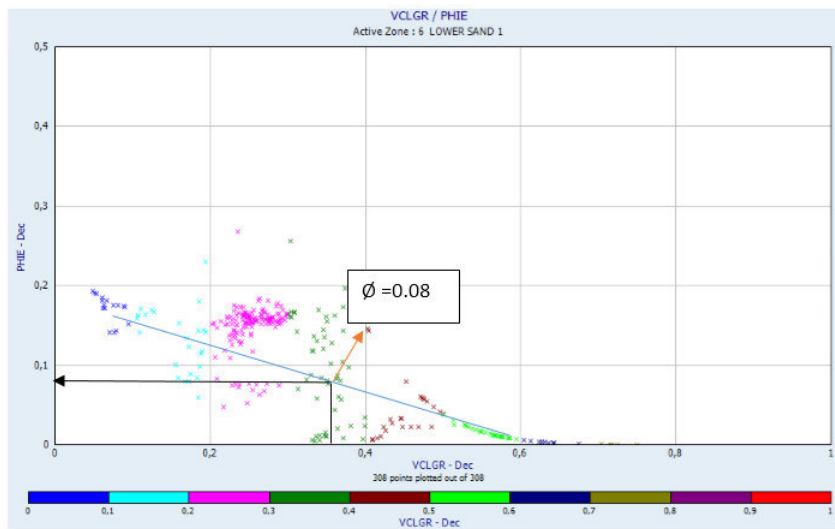


INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, POZO A, B y C. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

FORMACION GUADALUPE – LOWER GUDALUPE



FORMACION LOWER SAND



ANEXO 5.

Interpretación petrofísica pozo A

INTERPRETACION PETROFISICA POZO A

COMPañIA PACIFIC STRATUS ENERGY
 NOMBRE DEL POZO POZO A
 PAIS COLOMBIA DEPARTAMENTO CASANARE
 ELABORO ERIKA ANDREA QUIJANO LOPEZ
ERIN VALCARCEL
 INTERVALO REGISTRADO 11459 - 12183 pies



UNIVERSIDAD PEDAGOGICA Y TECNOLOGICA DE COLOMBIA
 INGENIERIA GEOLOGICA
 2015



CONVENCIONES

- WL:GR : Gamma Ray
- WL:HCAL : Caliper
- WL:SP : Spontaneous Potential
- WL:RXOZ : MFL Flushed zone resistivity
- WL:RLA1 : HRLT Borehole Corrected Resistivity 1
- WL:RLA2 : HRLT Borehole Corrected Resistivity 2
- WL:RLA3 : HRLT Borehole Corrected Resistivity 3
- WL:RLA4 : HRLT Borehole Corrected Resistivity 4
- WL:RLA5 : HRLT Borehole Corrected Resistivity 5
- PayFlag : GROSS PAY
- ResFlag : FLAG RESERVOIR
- WL:RHOZ : HRDD Standard Resolution Formation Density
- WL:TNPH : Neutron porosity
- WL:HDRA : Density correction
- WL:PEFZ : HRDD Formation Photoelectric Factor
- SW : Water Saturation
- PHIE : Effective Porosity
- BVW : Bulk Volume water (Phie x SW)
- BVWSXO : Bulk Volume of the flushed zone
- VCLGR : Clay Volume from Gamma Ray
- perm : Permeability

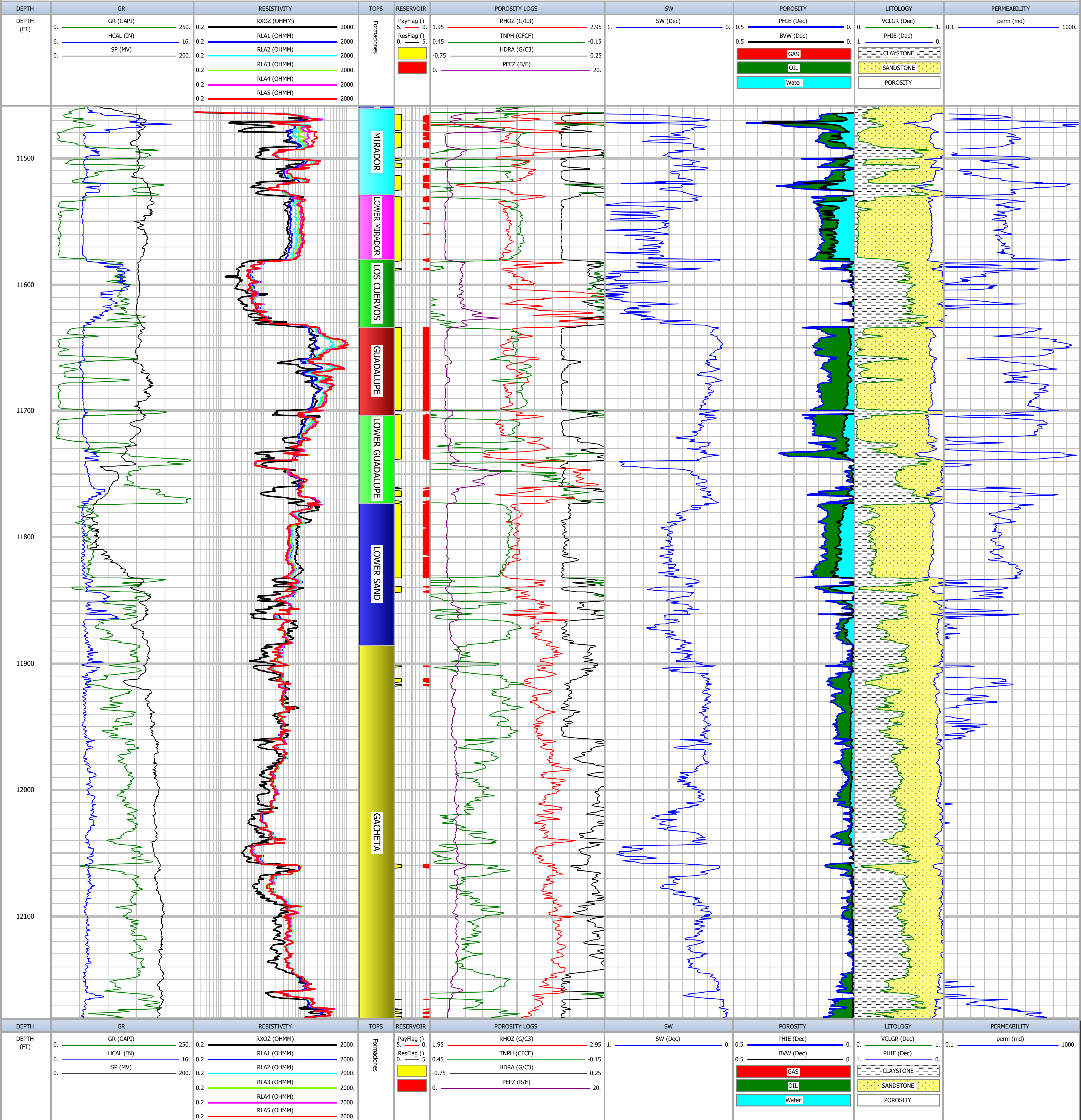
Scale : 1 : 500

POZO A

DB : PROYECTO (1)

DEPTH (11459FT - 12183FT)

10/16/2015 10:00



SUMARIO PETROFISICO POZO A

FORMACION	Espesor (ft)	ANP (ft)	Ø promedio	Sw promedio	Soil
MIRADOR	68	32	0.164	0.354	0.646
LOWER MIRADOR	51	7.25	0.15	0.359	0.641
LOS CUERVOS	54	2.5	0.16	0.17	0.83
GUADALUPE	69.6	66.6	0.134	0.168	0.832
LOWER GUADALUPE	69.4	41.15	0.154	0.231	0.769
LOWER SAND	112.7	57.5	0.133	0.456	0.544
GACHETA	297.3	14.75	0.111	0.13	0.87

ANEXO 6.

Interpretación petrofísica pozo B

INTERPRETACION PETROFISICA
POZO B

COMPANIA PACIFIC STRATUS ENERGY
 NOMBRE DEL POZO POZO B
 PAIS COLOMBIA DEPARTAMENTO CASANARE
 ELABORO ERIKA ANDREA QUIJANO LOPEZ
 ERIN VALCARCEL

INTERVALO REGISTRADO 11200 - 11925 pies



UNIVERSIDAD PEDAGOGICA Y TECNOLOGICA DE COLOMBIA
 INGENIERIA GEOLOGICA
 2015

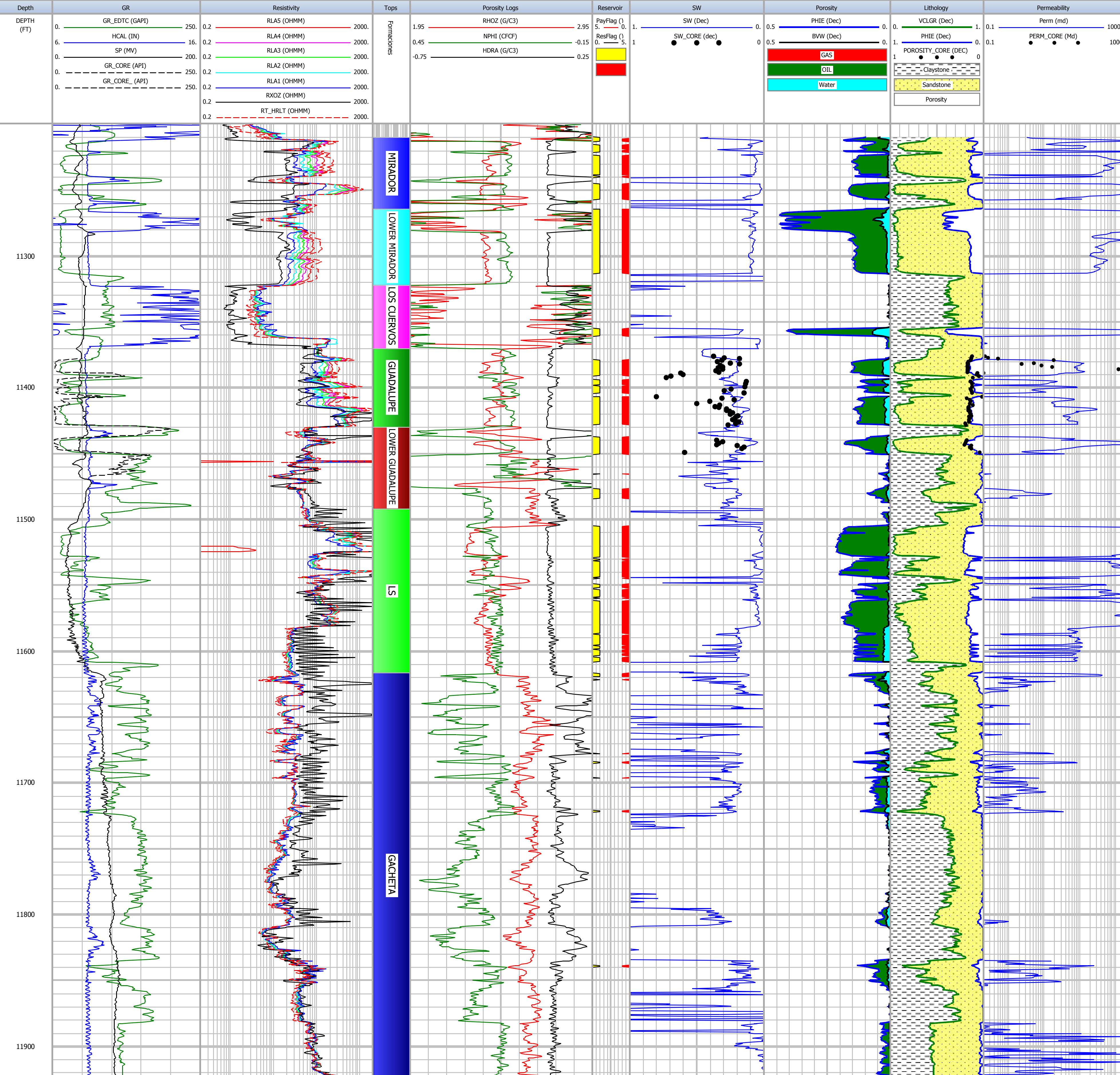


CONVENCIONES

- WL:GR_EDTC : Gamma Ray
- LWD:HCAL : Caliper
- LWD:SP : Spontaneous Potential
- GR_CORE : GR CORE
- GR_CORE_ : GR CORE
- LWD:RLA5 : HRLT Borehole Corrected Resistivity 5
- LWD:RLA4 : HRLT Borehole Corrected Resistivity 4
- LWD:RLA3 : HRLT Borehole Corrected Resistivity 3
- LWD:RLA2 : HRLT Borehole Corrected Resistivity 2
- LWD:RLA1 : HRLT Borehole Corrected Resistivity 1
- LWD:RXOZ : MCL Flushed zone resistivity
- LWD:RT_HRLT : HRLT True Formation Resistivity (F13.4)
- LWD:RHOZ : HRDD Standard Resolution Formation Density
- LWD:NPHI : Neutron porosity
- LWD:HDRA : Density correction
- Phi_Den : Porosity
- PayFlag : GROSS PAY
- ResFlag : RESERVOIR FLAG
- SW : Water Saturation
- SW_CORE : Water Saturation CORE
- PHIE : Effective Porosity
- BWV : Bulk Volume water (Phie x SW)
- BWVSXO : Bulk Volume Flushed Zone
- VCL : Clay Volume
- VCLGR : Clay Volume from Gamma Ray
- VCLND : Clay Volume from Neutron / Density
- POROSITY_CORE : Porosity Core
- PERM_CORE : Permeability Core
- Perm : Permeability

Scale : 1 : 500

DB : PROYECTO (3) POZO B DEPTH (11200FT - 11925FT) 10/16/2015 10:14



SUMARIO PETROFISICO POZO B

FORMACION	Espesor (ft)	ANP (ft)	Ø promedio	Sw promedio	Soil
MIRADOR	71.6	53.85	0.207	0.078	0.922
LOWER MIRADOR	40.8	31.65	0.141	0.091	0.909
LOS CUERVOS	48	6	0.337	0.192	0.808
GUADALUPE	59.5	43	0.12	0.194	0.806
LOWER GUADALUPE	61.9	21	0.098	0.137	0.863
LOWER SAND	124.4	89.5	0.157	0.071	0.929
GACHETA	308.8	8	0.123	0.182	0.818

ANEXO 7

Interpretación petrofísica pozo C

INTERPRETACION PETROFISICA
POZO C

COMPAÑIA PACIFIC STRATUS ENERGY
 NOMBRE DEL POZO POZO C
 PAIS COLOMBIA DEPARTAMENTO CASANARE
 ELABORO ERIKA ANDREA QUIJANO LOPEZ
 ERIN VALCARCEL
 INTERVALO REGISTRADO 11850 - 12400 pies



UNIVERSIDAD PEDAGOGICA Y TECNOLÓGICA DE COLOMBIA
 INGENIERIA GEOLOGICA
 2015

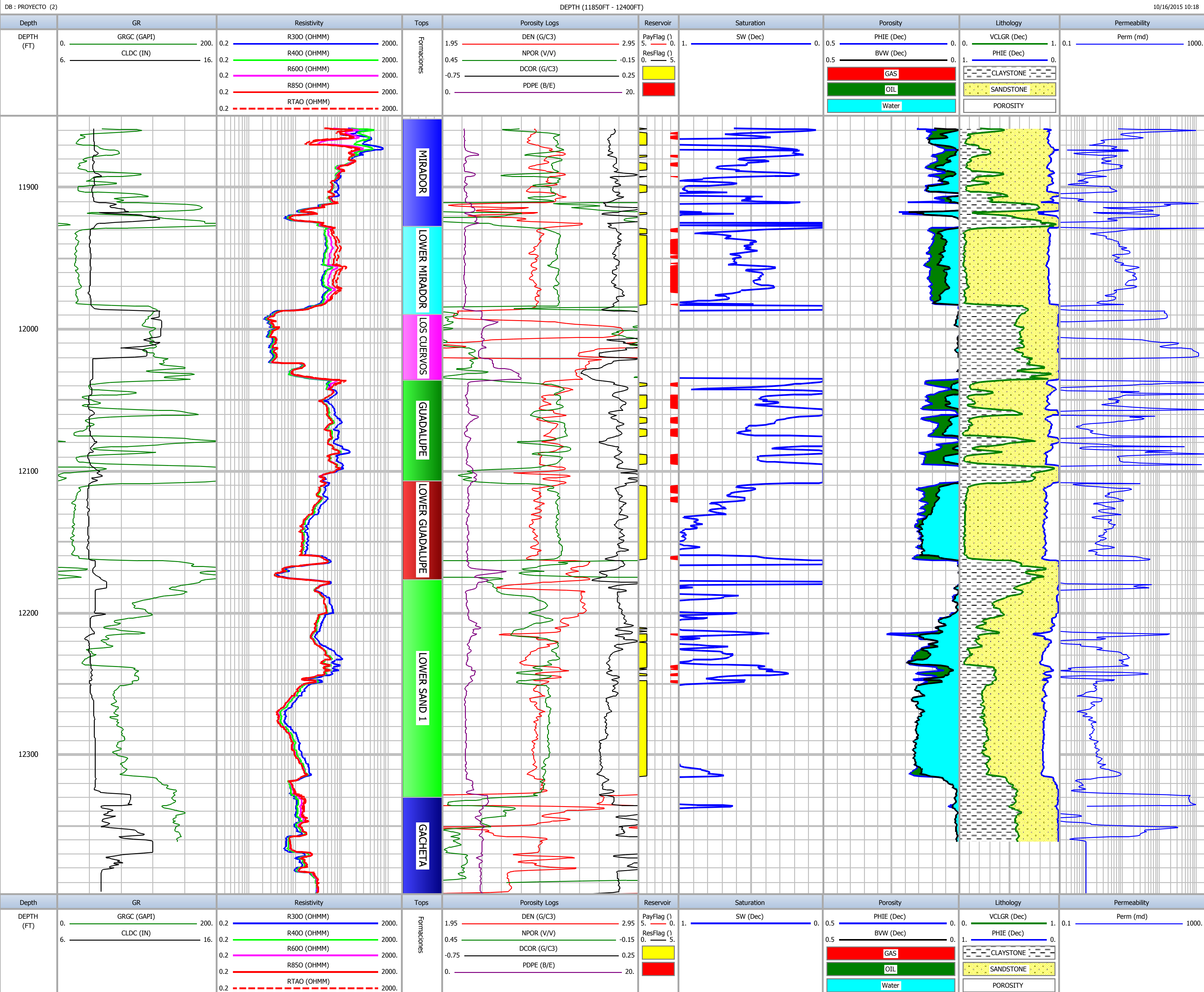


CONVENCIONES

- WL:GRGC : Gamma Ray
- WL:CLDC : Caliper
- WL:R300 : Array Ind. One Res 30
- WL:R400 : Array Ind. One Res 40
- WL:R600 : Array Ind. One Res 60
- WL:R850 : Array Ind. One Res 85
- WL:RTAO : Formation Resistivity
- WL:DEN : Bulk Density
- WL:NPOR : Neutron porosity
- WL:DCOR : Density correction
- WL:PDPE : Photoelectric Factor
- PayFlag : Gross Pay
- ResFlag : Reservoir Flag
- SXO : Flushed Zone Water Saturation
- SW : Water Saturation
- PHIE : Effective Porosity
- BVW : Bulk Volume water (Phie x SW)
- BVWSXO : Bulk Volume Of The Flushed Zone
- VCLGR : Clay Volume from Gamma Ray
- Perm : Permeability

Scale : 1 : 500

POZO C



SUMARIO PETROFISICO POZO C

FORMACION	Espesor (ft)	ANP (ft)	Ø promedio	Sw promedio	Soil
MIRADOR	76	7.5	0.107	0.433	0.567
LOWER MIRADOR	62	33.5	0.107	0.471	0.529
LOS CUERVOS	46.4	0	----	----	----
GUADALUPE	70.9	28.5	0.117	0.361	0.639
LOWER GUADALUPE	69.4	10.5	0.143	0.513	0.487
LOWER SAND	153.8	6	0.147	0.426	0.574
GACHETA	99.9	0	----	----	----