

**EVALUACIÓN DE LA SATURACIÓN PROMEDIO DE LOS FLUIDOS DEL  
“POZO A” CON LOS DATOS OBTENIDOS DE LA HERRAMIENTA RST, EN EL  
ÁREA SUR DEL CAMPO CASTILLA**

**DIANA ALEXANDRA MORALES JIMÉNEZ  
JORGE ENRIQUE DE LA TORRE SANTAMARÍA**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ D.C  
2018**

**EVALUACIÓN DE LA SATURACIÓN PROMEDIO DE LOS FLUIDOS DEL  
“POZO A” CON LOS DATOS OBTENIDOS DE LA HERRAMIENTA RST, EN EL  
ÁREA SUR DEL CAMPO CASTILLA**

**DIANA ALEXANDRA MORALES JIMÉNEZ  
JORGE ENRIQUE DE LA TORRE SANTAMARÍA**

**Proyecto Integral de grado para optar al título de  
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director:  
JUAN MARIO AGUAS  
Ingeniero de Petróleos**

**Orientador:  
CARLOS ALBERTO ESPINOSA MORA  
Ingeniero de Petróleos**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ D.C  
2018**

**NOTA DE ACEPTACIÓN**

---

---

---

---

---

---

---

---

**Ing. Carlos Espinosa  
Presidente del jurado**

---

**Ing. Adriangela Romero  
Jurado 1**

---

**Ing. Ivan Peñaloza  
Jurado 2**

**Bogotá D.C, Febrero de 2018.**

## **DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD**

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

**Dr. JAIME POSADA DÍAZ**

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

**Dr. LUIS JAIME POSADA GARCIA-PEÑA**

Vicerrectora Académica y de Postgrados

**Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS**

Secretario general

**Dr. JUAN CARLOS POSADA GARCIA-PEÑA**

Decano de la Facultad de Ingenierías

**Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI**

Director Programa Ingeniería de Petróleos

**Ing. JOSE HUMBERTO CANTILLO SILVA**

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente al autor.

## **AGRADECIMIENTOS**

Los autores del presente trabajo, agradecen a la Fundación Universidad de América, por brindarnos las herramientas académicas para culminar con éxito este proceso, por ser formadores de seres humanos con capacidad para solucionar cualquier dificultad, tanto en la vida cotidiana, como profesional.

Agradecemos al ing. Ricardo Nuñez, por su entrega, disciplina, y motivación brindada durante el proceso de elaboración del trabajo de grado, mostrándonos un ser humano con valores y principios únicos

Al Ingeniero Juan Mario Aguas, Gerente general de la empresa AIP S.A.S, por permitir desarrollar nuestro proyecto, las enseñanzas brindadas y su incondicional disposición.

## DEDICATORIA

Este Gran logro se lo dedico principalmente a Dios por brindárme salud, confianza, compromiso, paciencia y amor por mi carrera para cumplir este gran sueño de ser profesional

Doy Gracias especiales a mi familia, quienes siempre me han acompañado en este camino de manera incondicional, principalmente mi madre Nohra Santamaria, mis hermanos Laura De La Torre y Julián Mateus, mis tios María Cristina, Jose Manuel y Rafael De La Torre, mi prima Eliana Barbosa, siendo ellos mi mayor apoyo impulsándome a cumplir mis metas y ser una mejor persona cada día.

Gracias a mis amigos, quienes me acompañaron durante todo el proceso, convirtiéndose en parte especial de mi vida y siempre llenándome de alientos para continuar. Un especial agradecimiento a Alejandro Manrique por su comprensión y ayuda siempre

Agradezco a los ingenieros Agriangela Romero, Ivan Peñaloza y Carlos Espinosa, por sus continuas enseñanzas, el apoyo y la fe depositada, guiándonos no solo en este proyecto sino durante toda la carrera, siendo excelentes docentes con una calidad humana única

Doy Gracias al ingeniero Juan Mario Aguas y a la Compañía Asesorías en ingeniería de petróleos por darme la oportunidad de llevar a cabo mi proyecto de grado.

Al ingeniero Ricardo Nuñez por dedicarnos tiempo y paciencia para poder realizar este trabajo y sobre todo agradecerle su actitud totalmente amable, gentil, desinteresada, convirtiéndose en un maestro, amigo y gran ejemplo profesional para mí.

*Jorge Enrique De La Torre Santamaria*

## DEDICATORIA

### *A Dios*

*Por atender mis llamados, sin prejuicios, por tu infinita bondad para conmigo, por la manera silenciosa en que siempre estas a mi lado, por el sol que cada mañana me diste para alegrar mis días y llenarlos de energía y por la fortaleza que obtuve para hacer cambios, sin presiones y sin forzar las situaciones. La familia y el hogar tienen mucha importancia, así que los valoro y demuestro mi aprecio con actos de amor y responsabilidad.*

### *A mamá*

*Tu mi Luz, quiero que sepas que ser mamá, estudiante e hija es difícil, sobre todo cuando se estudia una carrera profesional y estas en proceso de culminar una meta, y es difícil porque sé que alguien más, se sacrificó para que yo pudiera lograr mi sueño y esa persona eres tú, mi Lucero, gracias esto es por tí y para tí.*

### *A mi hija*

*Y por fin he encontrado el camino, que ha de guiar mis pasos. Así como yo guíare los tuyos y estaré para enseñarte a volar, no vivirás mi vida, ni soñarás mis sueños, y no pensarás como yo, pero sí puedo acompañarte en el camino que elijas, no te detengas, cree en tí, pues yo creo en tí y te amo, pues se cómo palpita tu corazón desde mis adentros, se fuerte como valiente, bella de mi alma.*

### *A mi abuela*

*Tu mi Paz, con la sabiduría y alegría que te caracteriza, me enseñaste el amor por conocer el mundo, e ir por mas, gracias por tu amor, tus fuertes abrazos, y por tus cuidados, no puede tener mejor consejera en mi vida más que tú, te amo con todo mi corazón.*

Diana Alexandra Morales Jiménez



## CONTENIDO

	pág
INTRODUCCIÓN	35
OBJETIVOS	36
1. GENERALIDADES DEL CAMPO CASTILLA	37
1.1 HISTORIA DEL CAMPO	37
1.2 LOCALIZACIÓN	38
1.3 MARCO GEOLÓGICO	41
1.3.1 Columna estratigráfica.	41
1.3.2 Estratigrafía.	43
1.3.2.1 Formación Une.	43
1.3.2.2 Formación Gacheta.	43
1.3.2.3 Formación Guadalupe.	44
1.3.2.4 Formación Barco.	44
1.3.2.5 Formación Los Cuervos.	44
1.3.2.6 Formación Mirador.	44
1.3.2.7 Formación Carbonera.	44
1.3.2.8 Formación León.	46
1.3.2.9 Formación Guayabo.	46
1.3.3 Geología Estructural.	46
1.3.4 Geología del petróleo.	47
1.3.4.1 Roca generadora.	47
1.3.4.2 Roca Reservorio.	47
1.3.4.3 Migración.	48
1.3.4.4 Roca Sello.	48
1.3.4.5 Trampas.	48
1.4 HISTORIA DE PRODUCCION DEL CAMPO	48
1.4.1 Método de producción.	49
1.4.2 Tiempo de producción.	49
1.4.3 Número de pozos.	49

1.4.4 Producción mensual promedio.	49
1.4.5 Características del yacimiento.	51
<b>2. REGISTROS DE POZO</b>	<b>52</b>
<b>2.1 REGISTRO EN POZOS CONVENCIONALES</b>	<b>52</b>
2.1.1 Registros en hueco abierto	52
2.1.1.1 Potencial Espontáneo (SP).	53
2.1.1.2 Registro Gamma Ray (GR).	56
2.1.1.3 Registro Sónico.	58
2.1.1.4 Registro Densidad.	60
2.1.1.5 Registro Neutrón	63
2.1.1.6 Registros Resistivos.	65
<b>2.2 REGISTROS EN HUECO ENTUBADO.</b>	<b>68</b>
2.2.1 Registro Rst (Herramienta De Saturación De Yacimiento).	69
2.2.1.1 Equipo	69
2.2.1.2 Funcionamiento.	70
2.2.1.3 Modo inelástico	71
2.2.1.4 Modo de captura.	72
2.2.1.5 Modo sigma.	73
2.2.1.6 Ventajas.	73
<b>3. MODELO PETROFÍSICO DE SATURACIÓN DE FLUIDOS</b>	<b>74</b>
<b>3.1 DEFINICIÓN DE MODELO GENERALIZADO</b>	<b>74</b>
3.1.1 Volumen de arcilla.	75
3.1.2 Porosidad total y efectiva.	75
3.1.3 Resistividad del agua.	77
3.1.4 Saturación de agua.	77
3.1.5 Saturación de petróleo.	78
3.1.6 Permeabilidad.	78
3.1.7 Zonas de interés.	79
<b>3.2 POZO A</b>	<b>80</b>
<b>3.3 DETERMINACIÓN DE LOS PARÁMETROS PETROFÍSICOS.</b>	<b>82</b>
3.3.1 Control de calidad.	82

3.3.2 Selección de arenas prospectivas	84
3.3.3 Cálculo del volumen de arcilla.	86
3.3.4 Cálculo del volumen de arcilla por Clavier	88
3.3.5 Determinación de la porosidad total y efectiva.	89
3.3.6 Cálculo de la resistividad del agua RW	91
3.3.7 Determinación de la saturación de agua por el método de Archie.	92
3.3.8 Cálculo de la saturación de petróleo.	94
3.3.9 Cálculo de la permeabilidad.	96
3.3.10 Cálculo de Net reservoir y Net pay.	98
4. MODELO MATEMÁTICO PARA EL CÁLCULO DE LA SATURACIÓN DE FLUIDOS A PARTIR DEL REGISTRO RST	100
4.1 DEFINICIÓN DE LA METODOLOGÍA A IMPLEMENTAR PARA EL CÁLCULO DE LA SATURACIÓN DE FLUIDOS CON EL REGISTRO RST	100
4.1.1 Control de calidad de las curvas del registro RST	101
4.1.2 Caracterización de la litología	103
4.1.3 Cálculo del volumen de arcilla.	106
4.1.4 Cálculo de porosidad efectiva	110
4.1.5 Cálculo de saturación de agua.	112
4.1.6 Cálculo de saturación de petróleo.	115
4.1.7 Cálculo de permeabilidad.	117
4.1.8 Determinación de zonas de Net reservoir y Netpay	118
5. ANÁLISIS Y COMPARACIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS DE LA INTERPRETACIÓN DE LOS REGISTROS EN HUECO ABIERTO Y RST	120
5.1 ANÁLISIS DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS DETERMINADAS PARA EL REGISTRO OPEN HOLE	120
5.1.1 Curvas generadas en el cálculo de la petrofísica.	120
5.1.2 Análisis de curvas generadas con el registro en hueco abierto	122
5.1.2.1 Volumen de arcilla.	126
5.1.2.2 Análisis de los registros resistivos.	131
5.1.2.3 Análisis de la porosidad.	133
5.1.2.4 Análisis de la Saturación de agua y petróleo	134
5.1.2.5 Análisis de las zonas de Netres y Netpay	139

5.2 ANÁLISIS DEL MODELO MATEMÁTICO IMPLEMENTADO PARA EL REGISTRO RST.	141
5.2.1 Curvas generadas para la determinación de parámetros petrofísicos con el registro RST	141
5.2.2 Análisis del volumen de arcilla.	145
5.2.3 Análisis de la porosidad	147
5.2.4 Análisis de la saturación de agua y petróleo	148
5.2.5 Determinación de zonas de Netres y net pay.	149
5.3 COMPARATIVO DE LOS REGISTROS EN HUECO ABIERTO Y REGISTRO RST.	152
5.3.1 Comparativo del VSHL de las zonas seleccionadas en hueco abierto y RST	152
5.3.2 Comparativo de las curvas de porosidad con los registros en hueco abierto y RST.	156
5.3.3 Comparativo de las curvas de permeabilidad con los registros en hueco abierto y hueco entubado.	157
5.3.4 Comparativo de las curvas saturación de agua y petróleo con los registro en hueco abierto y RST.	157
5.3.5 Comparativo de las curvas de Netres y Netpay.	160
5.3.6 Posibles zonas de cañoneo	162
6. ANÁLISIS FINANCIERO	163
6.1 ANÁLISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)	163
6.1.1 Escenario servicio Open Hole	163
6.1.2 Escenario servicio RST.	164
6.2 ANÁLISIS DE	164
6.2.1 Costos escenario servicio Open Hole.	165
6.3.1 Ingresos escenario Open Hole.	167
6.3.2 Ingresos escenario RST.	167
6.4 EVALUACIÓN FINANCIERA	167
6.4.1 Evaluación Escenario Open Hole.	168
6.4.2 Evaluación escenario RST.	169
7. CONCLUSIONES	172

8. RECOMENDACIONES	174
BIBLIOGRAFÍA	175
ANEXOS	178

## LISTADO DE FIGURAS

	pág
<b>Figura 1.</b> Localización Campo Castilla, Cuenca de los Llanos Orientales, Colombia	40
<b>Figura 2.</b> Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca de los Llanos Orientales	42
<b>Figura 3.</b> Diferencia iónica entre agua dulce y una partícula de arcilla	53
<b>Figura 4.</b> Arreglo de la herramienta SP	54
<b>Figura 5.</b> Curva SP	55
<b>Figura 6.</b> Esquema de la respuesta obtenida de una formación expuesta a Rayos Gamma y las unidades	56
<b>Figura 7.</b> Herramienta GR	57
<b>Figura 8.</b> Herramienta sónica	59
<b>Figura 9.</b> Curva sónico	60
<b>Figura 10.</b> Componentes de la Herramienta Densidad	61
<b>Figura 11.</b> Curva Densidad	62
<b>Figura 12.</b> Herramienta Neutrón	64
<b>Figura 13.</b> Curva Neutrón	65
<b>Figura 14.</b> Instrumento lateral – disposición básica	66
<b>Figura 15.</b> Instrumento normal – disposición básica	67
<b>Figura 16.</b> Curva Resistiva	68
<b>Figura 17.</b> Distribución de la herramienta RST	69
<b>Figura 18.</b> Modo de captura inelástico	72
<b>Figura 19.</b> Modelo petrofísico generalizado	74
<b>Figura 20.</b> Vista del pozo A con desviación tipo J invertido	80
<b>Figura 21.</b> Registros eléctricos convencionales, Pozo A	81
<b>Figura 22.</b> Control de calidad graficas exportadas	83
<b>Figura 23.</b> Zonas de interés del Pozo A	85
<b>Figura 24.</b> Índice de Gamma Ray calculado a partir del registro GR	87
<b>Figura 25.</b> Cálculo de VSHL por el método de Clavier en las áreas de interés	88
<b>Figura 26.</b> Cálculo de porosidad total y efectiva	90
<b>Figura 27.</b> Cálculo de la saturación de agua	93
<b>Figura 28.</b> Cálculo de la Saturación de petróleo	95
<b>Figura 29.</b> Cálculo de permeabilidad por los métodos de Tixier, Timur y Coates	97
<b>Figura 30.</b> Zonas de Netres y Netpay	99
<b>Figura 31.</b> Modelo matemático a implementar	100
<b>Figura 32.</b> Control de calidad, registro RST	102
<b>Figura 33.</b> Distribución de los minerales en la formación	106
<b>Figura 34.</b> Índice de arcillosidad con el Registro RST en el pozo A	109
<b>Figura 35.</b> Permeabilidad en las zonas de interés con el Registro RST	111
<b>Figura 36.</b> Saturación de agua con el registro RST	114
<b>Figura 37.</b> Saturación de petróleo calculada con el Registro RST	116

<b>Figura 38.</b> Permeabilidad con el Registro RST	117
<b>Figura 39.</b> Zonas de Net reservoir y Netpay con el Registro RST	119
<b>Figura 40.</b> Curvas generadas por Prizm para el Registro en hueco abierto.	121
<b>Figura 41.</b> Curvas obtenidas en la Zona A con el registro en hueco abierto	123
<b>Figura 42.</b> Curvas obtenidas en la Zona B con el registro en hueco abierto.	124
<b>Figura 43.</b> Curvas obtenidas en la Zona C con el registro en hueco abierto.	125
<b>Figura 44.</b> Análisis del volumen de arcilla Zona A	126
<b>Figura 45.</b> Análisis del volumen de arcilla Zona B	127
<b>Figura 46.</b> Análisis de la curva obtenida del VSHL	128
<b>Figura 47.</b> Análisis del volumen de arcilla Zona C	129
<b>Figura 48.</b> Interpretación del VSHL entre las profundidades (8066-8125 Pies)	130
<b>Figura 49.</b> Gráfico de resistividad Zona A	131
<b>Figura 50.</b> Curvas de resistividad Zona B Y C	133
<b>Figura 51.</b> Curvas de porosidad obtenidas con el registro en hueco abierto	134
<b>Figura 52.</b> Saturación de agua y petróleo en las zonas de interés	135
<b>Figura 53.</b> Interpretación de saturación de fluidos Zona A	136
<b>Figura 54.</b> Saturación de fluidos en el intervalo 7690- 7756	137
<b>Figura 55.</b> Saturación de fluidos en el intervalo 7746- 7814	138
<b>Figura 56.</b> Zonas de NetRes y NetPay	139
<b>Figura 57.</b> Net reservoir y Netpay en el intervalo 7980 – 8075 Pies	140
<b>Figura 58.</b> Curvas generadas en la Zona A con el registro RST	142
<b>Figura 59.</b> Curvas generadas en la Zona B con el registro RST	143
<b>Figura 60.</b> Curvas generadas en la Zona C con el registro RST	144
<b>Figura 61.</b> Volumen de arcilla en las áreas de interés	145
<b>Figura 62.</b> Volumen de arcilla en el intervalo 7630- 7694 Pies	146
<b>Figura 63.</b> Porosidad efectiva con el registro RST	147
<b>Figura 64.</b> Saturación de agua y petróleo con el registro RST	148
<b>Figura 65.</b> Zonas de netres y netpay con el registro RST	150
<b>Figura 66.</b> Interpretación entre el intervalo 7090-7124	151
<b>Figura 67.</b> Cross section de litología en la Zona A	153
<b>Figura 68.</b> Cross section de litología en la Zona B	154
<b>Figura 69.</b> Cross section de litología en la Zona C	155
<b>Figura 70.</b> Crossplot de saturación de fluidos en la Zona A	158
<b>Figura 71.</b> Crossplot de saturación de fluidos en la Zona B	158
<b>Figura 72.</b> Crossplot de saturación de fluidos en la Zona C	159
<b>Figura 73.</b> Flujo de caja servicio Open Hole	169
<b>Figura 74.</b> Flujo de efectivo servicio Open Hole	169
<b>Figura 75.</b> Flujo de caja servicio RST	170
<b>Figura 76.</b> Flujo de efectivo servicio RST	170

## LISTADO DE GRAFICAS

	pág
<b>Gráfico 1.</b> Producción de hidrocarburo del Campo Castilla	50
<b>Gráfico 2.</b> Cross-Plot GR vs RESD Zona A	86
<b>Gráfico 3.</b> Cálculo de $R_w$ por método gráfico	92
<b>Gráfico 4.</b> Crossplot GR vs SIGMA Zona A	107
<b>Gráfico 5.</b> Crossplot GR vs SIGMA Zona B	107
<b>Gráfico 6.</b> Crossplot GR vs SIGMA Zona C	108



## LISTADO DE TABLAS

	pág
<b>Tabla 1.</b> Características del yacimiento	51
<b>Tabla 2.</b> Características mecánicas de funcionamiento.	71
<b>Tabla 3.</b> Secciones perforadas	80
<b>Tabla 4.</b> Datos registrados en el pozo A	82
<b>Tabla 5.</b> Control de calidad datos exportados.	84
<b>Tabla 6.</b> Zonas de arenas seleccionadas.	86
<b>Tabla 7.</b> Valores de GR <sub>cln</sub> y GR <sub>shl</sub> en las zonas de interés del pozo a	87
<b>Tabla 8.</b> Valor de GR y VSHL en el pozo A	89
<b>Tabla 9.</b> Valor promedio calculado de PHIA y PHIE	91
<b>Tabla 10.</b> Valor promedio de porosidad efectiva	94
<b>Tabla 11.</b> Valor promedio de saturación de agua y petróleo	94
<b>Tabla 12.</b> Valor promedio de permeabilidad en las zonas de interés	96
<b>Tabla 13.</b> Valores de Netres y Netpay	98
<b>Tabla 14.</b> Control de calidad registro RST	103
<b>Tabla 15.</b> Valores de GR <sub>cln</sub> y GR <sub>shl</sub> en las zonas de interés del Pozo A.	108
<b>Tabla 16.</b> Valor promedio de GR y VSHL	110
<b>Tabla 17.</b> Valor promedio calculado de PHIA y PHIE	112
<b>Tabla 18.</b> Valor promedio calculado de saturación de agua	113
<b>Tabla 19.</b> Valor promedio calculado de saturación de petróleo	115
<b>Tabla 20.</b> Valor promedio de permeabilidad en las zonas de interés	118
<b>Tabla 21.</b> Valores calculados de Netres y Netpay	118
<b>Tabla 22.</b> Mnemónicos del análisis petrofísico	122
<b>Tabla 23.</b> Valor promedio de VSHL	130
<b>Tabla 24.</b> Valor promedio de resistividad	133
<b>Tabla 25.</b> Valor promedio de porosidad efectiva	134
<b>Tabla 26.</b> Valor promedio de saturación de agua y petróleo	139
<b>Tabla 27.</b> Espesores de Net gross, Net res y Net pay	141
<b>Tabla 28.</b> Valores del columna de arcilla con el registro RST	147
<b>Tabla 29.</b> Valores de porosidad efectiva con el registro RST	148
<b>Tabla 30.</b> Valor promedio de saturación de agua y petróleo	149
<b>Tabla 31.</b> Espesores de Net gross, Net res y Net pay	150
<b>Tabla 32.</b> Zonas de interés seleccionadas	152
<b>Tabla 33.</b> Comparativo de VSHL con el registro en hueco abierto y RST	156
<b>Tabla 34.</b> Comparativo de porosidad efectiva con el registro en hueco abierto y RST	156
<b>Tabla 35.</b> Comparativo de permeabilidades	157
<b>Tabla 36.</b> Comparativo de saturación de agua	159
<b>Tabla 37.</b> Comparativo de saturación de petróleo	160
<b>Tabla 38.</b> Comparación de las curvas de Netres	160
<b>Tabla 39.</b> Comparación de las curvas de Netpay	161
<b>Tabla 40.</b> Resultados petrofísica en hueco abierto	161

<b>Tabla 41.</b> Resultados petrofísica en hueco entubado	161
<b>Tabla 42.</b> Zonas de cañoneo.	162
<b>Tabla 43.</b> Costos equipo RST	164
<b>Tabla 44.</b> Costos de inversión Servicio RST	164
<b>Tabla 45.</b> Servicios por periodo.	164
<b>Tabla 46.</b> Costo/Servicio - Open Hole	165
<b>Tabla 47.</b> Costo de Operación – Open Hole	165
<b>Tabla 48.</b> Costo/Servicio - RST	166
<b>Tabla 49.</b> Costo de Operación – RST	166
<b>Tabla 50.</b> Tarifa / servicio	166
<b>Tabla 51.</b> Ingresos - Open Hole	167
<b>Tabla 52.</b> Ingresos - RST	167
<b>Tabla 53.</b> Resultados Valor Presente Neto (VPN)	171

## LISTADO DE ECUACIONES

	pág
<b>Ecuación 1.</b> Índice de arcillosidad GR	75
<b>Ecuación 2.</b> Volumen de arcillas método de Clavier	75
<b>Ecuación 3.</b> Porosidad por el registro de densidad	76
<b>Ecuación 4.</b> Porosidad total	76
<b>Ecuación 5.</b> Porosidad efectiva	76
<b>Ecuación 6.</b> Resistividad del agua	77
<b>Ecuación 7.</b> Saturación de agua, método de Archie	77
<b>Ecuación 8.</b> Saturación de petróleo	78
<b>Ecuación 9.</b> Permeabilidad por el modelo empírico de Tixier	78
<b>Ecuación 10.</b> Permeabilidad por el modelo empírico de Timur	79
<b>Ecuación 11.</b> Permeabilidad por el modelo empírico de Coates	79
<b>Ecuación 12.</b> Cálculo de RW	91
<b>Ecuación 13.</b> Fracción de caolinita	104
<b>Ecuación 14.</b> Fracción de clorita	105
<b>Ecuación 15.</b> Fracción de agua confinada	105
<b>Ecuación 16.</b> Fracción de cuarzo	105
<b>Ecuación 17.</b> Fracción de calcita	105
<b>Ecuación 18.</b> Fracción de pitita	105
<b>Ecuación 19.</b> Fracción de fluidos	105
<b>Ecuación 20.</b> Porosidad efectiva con el registro RST.	110
<b>Ecuación 21.</b> Sigma del registro	112
<b>Ecuación 22.</b> Saturación de agua para el registro RST	112
<b>Ecuación 23.</b> Valor presente Neto	168
<b>Ecuación 24.</b> Calculo de VPN para el servicio Open Hole	169
<b>Ecuación 25.</b> Calculo de VPN para el servicio RST	170

## LISTADO DE ANEXOS

	pág
<b>Anexo A.</b> Registro survey del pozo A del Campo Castilla	178
<b>Anexo B.</b> Configuración de la herramienta en hueco abierto	181
<b>Anexo C.</b> Registro en hueco abierto	183
<b>Anexo D.</b> Registro RST	184

## GLOSARIO

**ACUÍFERO:** un cuerpo de roca permeable, por ejemplo, estrato no consolidado de grava o arena, que es capaz de almacenar cantidades significativas de agua, permitiendo así el almacenamiento de agua en espacios subterráneos.

**ALGORITMO:** es un conjunto de instrucciones ordenadas y finitas que permiten realizar o ejecutar un proceso mediante pasos sucesivos sin generar dudas a quien realice dicha actividad.

**AMBIENTE CONTINENTAL:** los ambientes continentales están dominados por la erosión y la deposición asociada a corrientes. La naturaleza de los sedimentos depositados recibe una fuerte influencia del clima.

**AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN:** área en la que ocurre la depositación de los sedimentos, bajo unas determinadas condiciones físicas, químicas y ecológicas. El ambiente determina en gran parte, la naturaleza y propiedades del sedimento depositado. Los ambientes se clasifican en continentales, costeros o transicionales y marinos.

**AMBIENTE DELTAICO:** se localiza en las desembocaduras fluviales, donde descarga la mayor parte del sedimento transportado, provocando un avance de las zonas que se rellenan con sedimentos sobre el mar.

**AMBIENTE LACUSTRE:** los lagos son estructuras más duraderas y sus aguas tranquilas son excelentes trampas para los sedimentos.

**ANTICLINAL:** plegamiento en el cual las rocas estratificadas buzan en sentido contrario (divergen) a partir de un plano denominado axial. Las capas de roca más antiguas forman el núcleo del pliegue, y a partir del núcleo se disponen rocas cada vez más modernas.

**ARCILLA:** es una roca sedimentaria descompuesta constituida por agregados de silicatos de aluminio hidratado, procedente de la descomposición de rocas que contienen feldespato, como el granito. Presenta diversas coloraciones según las impurezas que contiene, desde el rojo anaranjado hasta el blanco cuando es pura.

**ARCILLOLITA:** roca sedimentaria producto de la diagénesis de la arcilla, de textura clástica de granos redondeados finos, homogénea y compacta. Presenta un diámetro de partícula menor que 1/256 mm. Compuesta en más del 50% de arcilla.

**ARENISCA:** roca sedimentaria detrítica, resultado de la consolidación y diagénesis de la acumulación de partículas de mineral, roca o material orgánico. Con textura clástica y de grano normalmente fino. Compuesta por partículas que varían en tamaño de 2 mm a 1/16 mm de diámetro. De acuerdo con el contenido

de sus elementos o de su cementante, la arenisca puede denominarse: Arcosa (predominio de partículas de cuarzo), grauvaca (predominio de feldespatos), arenisca arcillosa (cementante arcilla), arenisca limosa (cementante limo), arenisca calcárea (cementante carbonatos), etc.

**ARENISCAS ARCILLOSAS:** arenisca con matriz arcillosa, la matriz representa un factor de debilidad muy importante, por el contraste de dureza respecto al armazón de clastos, y porque se disgrega con mucha mayor facilidad que éstos.

**ARENISCAS CUARZOSAS:** esta arenisca es mineralógicamente sencilla, contiene el 90 por ciento o más, de granos de arena de cuarzo detrítico.

**BARRIL:** es el nombre de la unidad de volumen usada para la medida de petróleo equivalente a 158.98 litros.

**BASAMENTO:** corteza terrestre situada por debajo de los depósitos sedimentarios y que llega hasta la discontinuidad de Mohorovicic. El basamento corresponde normalmente a rocas ígneas o metamórficas deformadas, más antiguas, que rara vez desarrollan la porosidad y la permeabilidad necesarias para actuar como un yacimiento de hidrocarburos.

**BIMETALISMO:** fuerza electromagnética generada por dos metales diferentes en contacto entre sí. Si dos metales de este tipo se encuentran en contacto en una herramienta de adquisición de registros, y además se comunican a lo largo de un pozo conductor, en el pozo se genera una caída potencial. Esta caída potencial aparecerá en el registro de potencial espontáneo (SP), donde puede ser confundida con el potencial electroquímico. Dado que la magnitud de la caída depende de la resistividad de la formación, el efecto del bimetalismo se observa a menudo como un registro de resistividad superpuesto sobre el SP normal. En circunstancias normales, el efecto del bimetalismo sobre el SP es pequeño, y se adoptan recaudos para evitarlo.

**BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE:** sistema de levantamiento artificial aplicado para desplazar volúmenes de crudo con una alta eficiencia y economía, en yacimientos potencialmente rentables (o en su defecto con grandes perspectivas) y en pozos profundos, con el objeto de manejar altas tasas de flujo.

**BOMBEO MECÁNICO:** mecánico es el método de producción primaria mediante elevación artificial del fluido que se encuentra en el pozo y que por falta de energía no puede surgir a superficie, consiste en una bomba de subsuelo de acción reciprocante que es abastecida con energía transmitida a través de una sarta de varillas. La energía proviene de un motor eléctrico o de combustión interna, la cual moviliza a una unidad de superficie mediante un sistema de engranaje y correas.

**BOUND WATER:** valor medido por la herramienta de agua confinada. Unidad de medición (Fracción).

**CABALGAMIENTO:** tipo de falla inversa, en el que las rocas de posición estratigráfica inferior son empujadas hacia arriba, por encima de los estratos más recientes.

**CAMPO:** área geográfica bien delimitada donde se lleva a cabo la perforación de pozos profundos para la explotación de yacimientos petrolíferos.

**CHERT:** una roca sedimentaria rica en sílice de grano fino micro cristalina, criptocristalina o micro fibrosa que pueden contener pequeños fósiles.

**CLASTOS:** fragmentos de distintos tamaños formados por la desintegración física o alteración química y/o biológica de otras rocas.

**CONCORDANTE:** serie de estratos que representan un período de sedimentación continuo, sin presencia de erosión.

**CONDUCTIVIDAD TÉRMICA:** es una propiedad extensiva que mide la capacidad de los materiales o sustancias de transferir calor por conducción.

**CONGLOMERÁTICO:** se define como como una roca sedimentaria, constituida en su mayoría por clastos con un diámetro mayor a 2 mm. El espacio que se forma entre los fragmentos redondeados generalmente está compuesto por partículas más finas que forman la matriz o por cemento.

**CONTRATO DE ASOCIACIÓN:** fue el primer sistema de contratación para el desarrollo petrolero en el mundo. Bajo esta modalidad, el operador recibe del Gobierno una zona para explorar y explotar el subsuelo durante un período determinado, que normalmente oscila entre 23 y 50 años. El Gobierno recibe del operador el pago de una regalía, la cual varía entre el 3% y el 20%.de la producción.

**CONTRATO DE CONCESIÓN:** el Estado se asocia con una compañía petrolera o con un consorcio de ellas y se define un "Operador" que bien puede ser una de las compañías petroleras asociadas, o un tercero. El objetivo es explorar y posteriormente en caso de éxito, explotar los yacimientos comerciales encontrados. El producto se reparte en proporciones acordadas y puede ser un porcentaje fijo o variable dependiendo del volumen producido. Las empresas asociadas asumen completamente el riesgo y los costos de exploración; sólo en el caso de encontrarse campos comerciales, la Empresa estatal entra a compartir los costos pasados y futuros en porcentajes previamente definidos.

**CONTRATO DE OPERACIÓN:** contrato que subcontrata a una empresa para operar un campo petrolero, durante un determinado tiempo.

**CRUDO:** contiene una mezcla de hidrocarburos en fase líquida. Algunos de estos pueden consistir de moléculas muy grandes con muchos átomos de carbono, mientras que otros tienen menos, pero deben ser líquidos en depósitos subterráneos naturales y seguir siendo líquidos a presión atmosférica.

**CUARZO:** es un mineral compuesto de sílice (SiO<sub>2</sub>). Tras el feldespato es el mineral más común de la corteza terrestre estando presente en una gran cantidad de rocas ígneas, metamórficas y sedimentarias. Destaca por su dureza y resistencia a la meteorización en la superficie terrestre.

**CUARZOARENITA:** esta arenisca es mineralógicamente sencilla, contiene el 90 por ciento o más, de granos de arena de cuarzo detrítico.

**CUENCA:** estructura geológica cóncava, donde los buzamientos de los estratos convergen hacia un punto central. Depresión de la corteza terrestre formada por la actividad tectónica de las placas y la subsidencia, en la que se acumulan sedimentos.

**DISCORDANCIA:** superficie de erosión o depositación de sedimentos, señalada en la secuencia estratigráfica por la falta de estratos. También son Contactos irregulares entre rocas ígneas y las rocas estratificadas.

**EDAD GEOLÓGICA:** una edad es una unidad geo cronológica formal de la escala temporal geológica que representa el tiempo correspondiente a la duración de un piso.

**ELECTRODO:** es un conductor eléctrico utilizado para hacer contacto con una parte no metálica de un circuito.

**ENTRAMPAMIENTO:** hace posible la acumulación y concentración del petróleo, manteniéndolo atrapado y sin posibilidad de escapar de los poros de una roca permeable subterránea.

**ESTRATIGRAFÍA:** rama de la geología que trata del estudio e interpretación de las rocas sedimentarias, metamórficas y volcánicas estratificadas, y de la identificación, descripción, secuencia, tanto vertical como horizontal, cartografía y correlación de las unidades estratificadas de rocas.

**ESTUARIOS:** ambiente de depositación costero semi-cerrado en el que la desembocadura de un río permite que el agua dulce tenga contacto y se mezcle con el agua de mar. La sedimentación en un estuario es resultado de la interacción de olas, mareas y fuerzas fluviales.

**EXPLORACIÓN:** búsqueda de yacimientos de petróleo realizando multitud de tareas previas de estudio del terreno. Los métodos empleados, dependiendo del tipo de terreno como geológicos o geofísicos.



**EXPLOTACIÓN:** conjunto de procesos para la extracción del petróleo mediante la perforación del subsuelo, implementando tecnología de avanzada, maximizando el potencial de los pozos.

**FALLA:** una interrupción o superficie laminar existente en una roca frágil a lo largo de la cual existe un desplazamiento observable, producto de esfuerzos tectónicos, producto de la epirogenesis, orogenia, diastrofismo, tectónica de placas o cualquier otro tipo de desplazamiento de parte de la corteza. Una falla ocasiona discontinuidad de las estructuras geológicas. El bloque de falla existente sobre la superficie de falla se denomina bloque elevado, en tanto que el bloque de falla existente por debajo de la falla es el bloque hundido.

**FELDESPATO:** son un grupo de minerales tecto y aluminosilicatos que corresponden en volumen a tanto como el 60 % de la corteza terrestre.

**FORMACIÓN:** conjunto heterogéneo de capas sedimentarias, estructuradas o no, depositadas en un mismo lugar durante un mismo período. Formación geológica es la secuencia estratigráfica originada por sedimentación en un período de la historia de la Tierra, con rocas magmáticas incluidas en la misma. La unidad fundamental utilizada en lito estratigrafía.

**FÓSIL:** se ha petrificado mediante procesos químicos y geológicos y se encuentra en los antiguos depósitos sedimentarios de la corteza terrestre.

**FOTOMULTIPLICADOR:** dispositivo que permite detectar luz con alta sensibilidad. Consta básicamente de un elemento (fotocátodo) en donde, por efecto fotoeléctrico, se produce un electrón (fotoelectrón) que es acelerado hacia una serie de electrodos (dinodos), debido al campo eléctrico creado por una tensión suministrada externamente. Este fotoelectrón inicial va siendo multiplicado en las distintas etapas a su paso por los dinodos obteniéndose en el último de ellos (ánodo) una corriente apreciable que sobre una resistencia de carga adecuada puede formar un impulso de tensión detectable. Los fotones producidos por el centellador tras la detección del Rayo Gamma son emitidos en unos pocos microsegundos y la respuesta total del fotomultiplicador consiste en un único impulso de amplitud proporcional a este número de fotones y por tanto proporcional también a la energía depositada.

**GLAUCONITA:** la glauconita es un mineral del grupo de los silicatos, subgrupo filosilicatos y dentro de ellos pertenece a las micas. Es un hidroxil-silicato con numerosos iones metálicos, dando muchas variedades, hasta el punto de que más que un mineral la glauconita casi es considerada como grupo de minerales.

**GRANODECRECIENTE:** conjunto de estratos en los que el tamaño medio de grano disminuye progresivamente desde el muro hacia el techo.

**GRANULOMETRÍA:** clasificación de la medida de los materiales y los porcentajes de las partículas o granos en una roca sedimentaria, o sedimentos detríticos no compactados. Los principales tipos de roca de menos a mayor tamaño son: arcilla, limo, arena y conglomerado.

**HIDROCARBURO:** son los compuestos orgánicos más simples y pueden ser considerados como las sustancias principales de las que se derivan todos los demás compuestos orgánicos, formado por carbono e hidrógeno.

**INFRAYACE:** indica que es una formación o unidad de roca que se encuentra debajo por otra

**INTRAFORMACIONALES:** formas estructurales que aparecen entre dos sistemas de estratos definidos.

**KEROGENO:** materia orgánica presente en las rocas generadoras, que puede producir petróleo si recibe calor. Los kerógenos se describen como Tipo I, principalmente algáceo y con grandes posibilidades de generar petróleo; el kerógeno Tipo II, que corresponde a material generador mixto, terrestre y marino y que puede generar petróleo parafínico; y el Tipo III, que corresponde a material generador terrestre leñoso que habitualmente genera gas.

**LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL:** se refiere al uso de medios artificiales para incrementar el flujo de líquidos, tales como petróleo o agua, desde pozos de producción hacia la superficie.

**LIMOLITA:** roca sedimentaria, de textura clástica y grano muy fino. Está conformada por partículas cuyo tamaño oscila entre 1/16 mm y 1/256 mm de diámetro. Compuesta de feldespato de cuarzo detrítico, filosilicatos del grupo de las micas (ilita) y de limos principalmente.

**LITOLOGÍA:** es una ciencia derivada de la geología que estudia la composición y la estructura de las rocas, como su tamaño, geometría, características físicas y químicas. Constituyendo una determinada formación geológica.

**LUTITA:** roca sedimentaria silíceo compacta, dura de grano fino. Con un tamaño de 0.1mm a 0.5 mm de diámetro. Compuesta por partículas del tamaño de la arcilla y del limo. Estas rocas detríticas de grano fino constituyen más de la mitad de todas las rocas sedimentarias.

**MATRIZ:** las partículas intersticiales de grano más fino, que se encuentran entre partículas más grandes.

**MIGRACIÓN:** movimiento de los hidrocarburos generados, desde la fuente hacia las rocas yacimiento, debido a efectos tectónicos o de las condiciones físicas. La migración se produce habitualmente desde un área estructuralmente baja hacia un área más alta, debido a la flotabilidad relativa de los hidrocarburos, en comparación con la roca adyacente.

**NETGROSS:** espesor o intervalos de rocas con características para el almacenamiento petróleo, pueden ser zonas productivas o no productivas.

**NETPAY:** espesor o intervalos de roca que contienen hidrocarburo, permitiendo el flujo para su extracción, proporcionando una base sólida para realizar cálculos de OOIP y OGIP.

**NETRES:** espesor o intervalos de roca con características para el almacenamiento de petróleo, tiene propiedades que permite el flujo de los fluidos.

**NEUTRÓN:** es una partícula subatómica contenida en el núcleo atómico. No tiene carga eléctrica neta, a diferencia del protón que tiene carga eléctrica positiva. El número de neutrones en el núcleo atómico de un elemento determina el isótopo al que forma parte.

**ONDA STONELEY:** un tipo de onda de interface o de superficie, de gran amplitud, generada por una herramienta sónica en un pozo. Las ondas de Stoneley pueden propagarse a lo largo de una interface sólido-fluido, tal como a lo largo de las paredes de un pozo lleno de fluido, y constituyen la principal componente de baja frecuencia de la señal generada por las fuentes sónicas en un pozo. El análisis de las ondas de Stoneley permite la estimación de las localizaciones de las fracturas y la permeabilidad de la formación. Las ondas de Stoneley constituyen una fuente importante de ruido en los perfiles sísmicos verticales.

**PETROFÍSICA:** es el estudio de las propiedades físicas y químicas de las rocas y su interacción con fluidos. Una de las principales aplicaciones de la petrofísica es en el estudio de los yacimientos de hidrocarburos.

**PETRÓLEO:** sustancia compuesta por una mezcla de hidrocarburos, más ligera que el agua, que se encuentra en estado natural en yacimientos subterráneos de los estratos superiores de la corteza terrestre; su destilación fraccionada da productos de gran importancia industrial como la gasolina, el queroseno, el alquitrán, los disolventes, etc.

**PIEDEMONTE:** indica el punto donde nace una montaña, así como a la llanura formada al pie de un macizo montañoso por los conos de aluviones.

**PLIEGUE:** deformación de las rocas estratificadas, debido a los esfuerzos de compresión, a las propiedades plásticas de éstas y a las condiciones de elevada presión reinantes, tomando formas onduladas.

**POROSIDAD:** es el espacio en una roca el cual no está ocupado por ningún material sólido, permitiendo así el almacenamiento de fluidos; esto depende del tamaño y empaquetamiento de los granos que forman la roca, por lo cual la porosidad es mayor en los sedimentos no consolidados que en aquellos sometidos a litificación, ya que la conversión de los sedimentos en roca sedimentaria origina pérdida de la porosidad como consecuencia de la compactación y la cementación.

**POZO:** perforación efectuada en el subsuelo con barrenas de diferentes diámetros y con revestimiento de tuberías, a diversas profundidades, para la prospección o explotación de yacimientos.

**PRESIÓN DE PORO:** es la presión ejercida por los fluidos almacenados en los poros de la roca.

**PRESIÓN:** magnitud física que mide la proyección de la fuerza en dirección perpendicular por unidad de superficie, y sirve para caracterizar cómo se aplica una determinada fuerza resultante sobre una línea.

**PRODUCCIÓN:** proceso que implica la buena factibilidad que poseen los diferentes yacimientos para ser explotados, por el hecho de que a partir de esta (producción) se explota y se obtiene realmente el hidrocarburo a comercializar, manejando gerencias que permiten organizar y llevar a cabo las buenas técnicas para conseguir el objetivo.

**RADIOACTIVIDAD:** la emisión espontánea de partículas (alfa, beta, neutrón) o radiaciones (gama, captura K), o de ambas a la vez, procedentes de la desintegración de determinados nucleídos que las forman, por causa de un arreglo en su estructura interna.

**RECOBRO:** relación expresada en porcentaje que existe, de acuerdo con métodos reconocidos por la industria petrolera, entre el hidrocarburo que puede ser recuperado de un yacimiento y el hidrocarburo original existente en el mismo yacimiento.

**REGISTRO DE RESISTIVIDAD:** es fundamental en la evaluación de formaciones porque los hidrocarburos no conducen la electricidad, en tanto que todas las aguas de formación sí lo hacen. Por consiguiente, existe una gran diferencia entre la resistividad de las rocas rellenas con hidrocarburos y las rellenas con agua de formación.

**REGISTROS DE POZO:** medición, en función de la profundidad o del tiempo, o de ambos parámetros, de una o más magnitudes físicas en o alrededor de un pozo. El término proviene de la palabra inglesa "log" utilizada en el sentido de registro o nota. Los registros con cable se obtienen en el fondo del pozo, se transmiten a través de un cable a la superficie y allí se registran. Los registros de mediciones durante la perforación (MWD) y los registros adquiridos durante la perforación

(LWD) también se obtienen en el fondo del pozo y son transmitidos a la superficie mediante pulsos de lodo, o bien se registran en el fondo del pozo y se recuperan posteriormente cuando el instrumento se lleva a la superficie. Los registros de lodo que describen muestras de recortes perforados se obtienen y se registran en la superficie.

**REGRESIVO:** la migración de la línea de costa hacia una cuenca durante la progradación, debido a una caída del nivel relativo del mar. La depositación durante una regresión puede yuxtaponer los sedimentos de aguas someras sobre los sedimentos de aguas profundas.

**RESISTIVIDAD:** capacidad de un material para resistir la conducción eléctrica. Es la inversa de la conductividad y se mide en ohm-m. La resistividad es una propiedad del material, en tanto que la resistencia también depende del volumen medido.

**REVOQUE:** capa delgada formada por la disposición de los sólidos del fluido de perforación en la pared del pozo; disposición que es causada por la presión de la columna de lodo. Debe ser impermeable, maleable, resistente y delgado. Según La Norma API 13B-1, el espesor del revoque se mide en 1/32" y se recomienda no sea mayor a 2/32".

**ROCA GENERADORA:** el término Roca Generadora se ha empleado para asignar a las rocas que son ricas en materia orgánica que son o han sido capaces de generar hidrocarburos para formar yacimientos de petróleo económicamente explotables.

**ROCA RESERVORIO:** rocas que poseen la capacidad de almacenar fluidos y permitir su paso a través de ella. Su principal agente es su Permeabilidad, se mide en unidades llamadas Darcy, aunque la mayoría de los yacimientos solamente tienen permeabilidades en rango de milidarcy.

**ROCA SELLO:** es aquel tipo de roca que actúa como barrera al escape del petróleo dentro del reservorio o yacimiento (generalmente lutitas). En ocasiones el sello lo constituye una anomalía estructural o estratigráfica (fallas o discordancias entre otras).

**SATURACIÓN DE FLUIDOS:** porción del espacio poroso ocupado por un fluido particular, pudiendo existir aceite, gas y agua.

**SEDIMENTACIÓN:** el proceso de formación, transporte y depositación de los sedimentos.

**SHALE:** roca detrítica de grano fino, una lutita, con laminación paralela a la estratificación, que no ha sufrido condiciones de metamorfismo. Contiene gas natural.

**SUBSATURADO:** la presión inicial es mayor que la presión de burbuja, por ende el gas se encuentra aún disuelto en el petróleo y no hay volumen inicial de capa de gas. Inicialmente se encuentra en la fase líquida, eventualmente las burbujas de gas se desprende una vez alcanzado el punto de burbuja, en donde el gas liberado posteriormente se aglutina hasta tener condiciones de flujo al pozo en cantidades cada vez más incrementable, mientras que el flujo de crudo decrece gradualmente.

**SUBSIDENCIA:** el hundimiento relativo de la superficie terrestre. La actividad tectónica de las placas (especialmente la extensión de la corteza, que favorece el adelgazamiento y el hundimiento).

**SUPRAYACE:** indica que es una formación o unidad de roca que se encuentra por encima de otra.

**TELEMETRÍA:** es una tecnología que permite la medición remota de magnitudes físicas y el posterior envío de la información hacia el operador del sistema. El envío de información hacia el operador en un sistema de telemetría se realiza típicamente mediante comunicación inalámbrica, aunque también se puede realizar por otros medios (teléfono, redes de ordenadores, enlace de fibra óptica, etcétera). Los sistemas de telemetría reciben las instrucciones y los datos necesarios para operar desde el Centro de Control.

**TEMPERATURA:** magnitud referida a las nociones comunes de calor. En física, se define como una magnitud escalar relacionada con la energía interna de un sistema termodinámico, definida por el principio cero de la termodinámica.

**TRAMPA:** una configuración de rocas adecuadas para contener hidrocarburos, selladas por una formación relativamente impermeable a través de la cual los hidrocarburos no pueden migrar. Las trampas se describen como trampas estructurales (en estratos deformados, tales como pliegues y fallas) o trampas estratigráficas (en zonas en las que los tipos de rocas cambian).

**TRANSGRESIVO:** la migración de la línea de costa fuera de una cuenca y en dirección a tierra firme durante la retrogradación. Una transgresión puede hacer que los sedimentos de aguas profundas descansen sobre los sedimentos característicos de aguas someras.

**YACIMIENTO:** extensión de roca en el subsuelo que cumple con las propiedades petrofísicas adecuadas para almacenar y transferir fluidos.

**ZONA NERÍTICA:** la zona nerítica es el cuerpo de agua que cubre desde la zona costera hasta los límites de la plataforma continental.

## ABREVIATURAS Y SIMBOLOS

<b>%</b>	Porcentaje
<b><math>\sum hc</math></b>	Sigma de hidrocarburo
<b><math>\sum log</math></b>	Sigma del registro
<b><math>\sum m</math></b>	Sigma de matriz
<b><math>\sum w</math></b>	Sigma de agua
<b><math>\sum X_{waterc}</math></b>	Fracción de fluidos almacenados por la roca
<b>°</b>	Grados
<b>°C</b>	Grados centígrados
<b>°F</b>	Grados Fahrenheit
<b><math>\mu</math></b>	Viscosidad
<b>A</b>	Exponente de tortuosidad
<b>AIP S.A.S</b>	Asesoría en Ingeniería de Petróleos
<b>ANH</b>	Agencia Nacional de Hidrocarburos
<b>API</b>	Instituto Americano del Petróleo
<b>B</b>	Barriles
<b>BPPD</b>	Barriles de Petróleos Producidos por Día
<b>C/O</b>	Relación Carbono-Oxígeno
<b>Capex</b>	Capital Expenditure
<b>CC.</b>	Centímetros cúbicos
<b>CNL</b>	Registros Neutrónicos Compensados y de Porosidad Dual
<b>F</b>	Flujo de efectivo neto del periodo
<b>Fo</b>	Inversión inicial
<b>Ft</b>	Pies
<b>Ft<sup>2</sup></b>	Pies cuadrados
<b>GM/CC</b>	Gramo por centímetro cúbico
<b>GR</b>	Gamma Ray
<b>GRcln</b>	Gamma Ray limpio
<b>GRshl</b>	Gamma Ray sucio
<b>GSO</b>	Gadolinium Oxyorthosilicate
<b>HCAL/CALI</b>	Registro Caliper
<b>HI</b>	Índice de hidrogeno
<b>IGR</b>	Índice de arcillosidad
<b>In</b>	Pulgadas
<b>K</b>	Permeabilidad
<b>K</b>	Potasio
<b>KCOATES</b>	Permeabilidad por el modelo Coates
<b>Km<sup>2</sup></b>	Kilómetro cuadrado
<b>KTIMUR</b>	Permeabilidad por el modelo Timur
<b>KTIXIER</b>	Permeabilidad por el modelo de Tixier
<b>Lb</b>	Libra
<b>Lbf</b>	Libra fuerza
<b>Lbm</b>	Libra mol
<b>LDT</b>	Registro de lito-densidad

<b>LL3</b>	Laterog-log 3
<b>LL7</b>	Laterog-log 7
<b>LL8</b>	Laterog-log 8
<b>Lpb</b>	Libra por barril
<b>Lpg</b>	Libra por galón
<b>M</b>	Constante de Archie
<b>m</b>	Exponente de Cementación
<b>MD</b>	Measure Depth (Profundidad medida)
<b>mD</b>	Milidarcy
<b>mV</b>	Milivoltios
<b>N</b>	Constante de Archie
<b>n</b>	Exponente de saturación
<b>n</b>	Número de periodos de vida del proyecto.
<b>NE</b>	Noreste
<b>OGIP</b>	Original gas in place
<b>ohmm</b>	Ohmio-Metro
<b>OOIP</b>	Original oil in place
<b>Opex</b>	Operating Expenditure
<b>Pe</b>	Factor fotoeléctrico
<b>PHIA</b>	Porosidad Total o Aparente
<b>PHID</b>	Porosidad por el registro de densidad
<b>PHIE</b>	Porosidad Efectiva
<b>PHIN</b>	Porosidad por el Registro Neutrón
<b>Ppm</b>	Partes por millón
<b>Psi</b>	Pound square inch (Libras por pulgada cuadrada)
<b>RESD</b>	Resistividad
<b>RHOB</b>	Magnitud leída del registro de densidad a profundidad de estudio
<b>RHOF</b>	Densidad del fluido de formación
<b>RHOM</b>	Densidad de la matriz de roca
<b>RLA2</b>	Resistividad zona de transición
<b>RLA5</b>	Resistividad zona virgen
<b>RST</b>	Herramienta de Saturación de Yacimiento
<b>Rt</b>	Resistividad verdadera
<b>Rw</b>	Resistividad del agua de formación
<b>RWAMB</b>	Resistividad del agua a condiciones ambiente
<b>RXOZ</b>	Resistividad zona invadida
<b>s/ft</b>	Microsegundos por pie
<b>SFL</b>	Registro esférico enfocado
<b>Si</b>	Silicio
<b>SO</b>	Saturación de Petróleo
<b>SP</b>	Potencial Espontaneo
<b>SPN</b>	Registro de Neutrón Lateral
<b>Sw</b>	Saturación de agua
<b>SW</b>	Suroeste
<b>SWLRR</b>	Saturación de agua irreducible



<b>TAMB</b>	Temperatura Ambiente
<b>TDT</b>	Thermal Decay time Log (Registro de decaimiento térmico)
<b>Th</b>	Torio
<b>TIO</b>	Tasa de Interés de Oportunidad
<b>TOC</b>	Carbono Orgánico Total
<b>TVD</b>	True Vertical Deep (Profundidad vertical verdadera)
<b>TYAC</b>	Temperatura del yacimiento
<b>U</b>	Uranio
<b>USD</b>	Dólares
<b>VPN</b>	Valor Presente Neto
<b>VSHL</b>	Volumen Shale (Volumen de arcilla)
<b><math>\Phi</math></b>	Porosidad
<b><i>i</i></b>	Interés

## **RESUMEN**

El presente trabajo se desarrolla con la finalidad de evaluar la saturación promedio de los fluidos por medio de la interpretación de los datos tomados con el registro RST, para el pozo A del Campo Castilla, que se encuentra en producción por la compañía Ecopetrol S.A.

Para lograr el objetivo expuesto anteriormente, se realiza la interpretación de las corridas realizadas con los registros en hueco abierto (potencial espontáneo, gamma ray, resistividad, neutrón y densidad) y hueco entubado (RST), determinando las potenciales áreas de interés en el pozo A, ubicadas en las Formaciones Gacheta y Une.

Se realiza el cálculo a partir de los registros en la determinación de las propiedades petrofísicas tales como: porosidad, permeabilidad, saturación de agua y saturación de petróleo, utilizando modelos matemáticos; analizando los resultados se determinan las zonas de Netres y Netpay, se comparan y determinan posibles zonas de cañoneo.

La interpretación de los registros muestran los beneficios que brinda la implementación de la herramienta RST, en la determinación de las propiedades petrofísicas de un pozo entubado, puesto que provee información certera y confiable de los datos adquiridos.

Por medio de la evaluación financiera, se muestra los beneficios que brinda la adquisición de una nueva tecnología, para la ampliación del portafolio de servicios brindados por la compañía.

### **PALABRA CLAVE**

Registros de pozo  
Registro RST  
Petrofísica  
Saturación de fluidos  
Campo Castilla

## INTRODUCCIÓN

La empresa Asesoría en Ingeniería de Petróleos Ltda. Apoya a la industria petrolera en el desarrollo de proyectos, integrando adquisición, manejo y análisis de la información con calidad e innovación tecnológica, brindando servicios de caracterización de yacimientos y adquisición de parámetros de yacimientos; En su visión de ampliar el portafolio de servicios, la empresa desea analizar la viabilidad de implementar nuevas tecnologías como es el registro RST.

Como su principal cliente y colaborador, la empresa Ecopetrol S.A ha realizado la toma de registros en algunos pozos del Campo Castilla con la herramienta RST; Brindando un apoyo a la compañía facilitó los registros tomados en el pozo A para realizar un análisis de sus características y evaluar la posibilidad de adquisición de la herramienta por parte de la empresa.

El presente proyecto se basa en la interpretación de las propiedades petrofísicas a partir de los registros en hueco abierto (potencial espontaneo, gamma ray, resistividad, neutrón y densidad) y registro RST, estos generan la medición de características del sistema roca fluido que generalmente son medidas indirectas de propiedades necesarias para la caracterización de un yacimiento; Con la finalidad de realizar una comparación entre los registros mencionados, se identifican zonas prospectivas, cuantifican valores de volumen de arcilla, porosidad, permeabilidad, saturación de agua, saturación de petróleo, Netres y Netpay; Determinando el porcentaje de error y exactitud de la información obtenida.

Para determinar la viabilidad de la herramienta se identifica las ventajas y desventajas que brinda la adquisición del sistema de registros RST para la caracterización de yacimientos en pozos que se encuentran entubados.

## **OBJETIVOS**

### **OBJETIVO GENERAL**

Evaluar la Saturación promedio de los fluidos a partir de la interpretación del registro RST mediante el software PRIZM – GEOGRAPHIX para el Pozo A del Área Sur Campo Castilla

### **OBJETIVOS ESPECIFICOS**

1. Describir las generalidades y geología del Campo Castilla
2. Describir el funcionamiento de la herramienta RST.
3. Realizar un análisis petrofísico con los datos de registros OPEN HOLE para el pozo asignado.
4. Implementar un modelo matemático en el software PRIZM – GEOGRAPHIX para los cálculos de saturación de fluidos a partir del registro RST.
5. Analizar los resultados obtenidos con el software PRIZM – GEOGRAPHIX para dar nuevos valores a la saturación de fluidos.
6. Validar los resultados obtenidos de la saturación de fluidos a través de una comparación cuantitativa entre los registros en hueco desnudo y hueco entubado.
7. Evaluar la viabilidad financiera para el servicio RST y registro OPEN HOLE, a partir del indicador financiero de valor presente neto (VPN).

## 1. GENERALIDADES DEL CAMPO CASTILLA

Este capítulo explica la información geológica del Campo Castilla ubicado en la Cuenca de los Llanos Orientales, describiendo la historia, localización, marco geológico, estratigrafía, geología del petróleo e historia de producción.

### 1.1 HISTORIA DEL CAMPO

Los trabajos de exploración de hidrocarburos en la Cuenca de los Llanos Orientales, inician en el año 1945 cuando la empresa Shell realiza exploraciones en la zona de Castilla la Nueva, en 1947 se perfora el primer pozo petrolero del departamento del Meta, se denominó “Pozo San Martin 1”, no arrojó resultados positivos<sup>1</sup>.

La exploración de hidrocarburos en el área del municipio de Castilla La Nueva, fue realizada por empresa Chevron, bajo el Contrato de Concesión de Cubarral, en el año de 1969, con la perforación del pozo exploratorio denominado “Pozo Castilla 1”, logra el descubrimiento de crudo, alcanzando una profundidad de 7347 pies, donde se probó la existencia de crudo pesado en las Formaciones Mirador (10°AIP), Guadalupe y Une (13°API), no se pudo explotar debido a las características y falta de infraestructura para el transporte.

En el año de 1972, se lleva a cabo la abolición del Contrato de Concesión que poseía la empresa Chevron con el estado, el primero de Julio de 1973 se firma el nuevo Contrato de Asociación de Cubarral donde fueron socios Ecopetrol y Chevron, cada uno con una participación del 50%, el contrato tuvo una duración de 27 años donde Chevron estuvo a cargo del Campo Castilla como operador, este campo tuvo un periodo de 6 años de exploración y 22 años de producción.

El desarrollo del Campo Castilla, se realiza hasta el año 1976 cuando se empieza a realizar la producción comercial del pozo, con la extracción de petróleo de las areniscas de las Formaciones Guadalupe y Une (13°API), la Formación Mirador productora de crudo pesado, se adjudicó como reserva, para cuando se agote el potencial de las Formaciones Une y Guadalupe<sup>2</sup>.

En el año de 1988, la empresa Ecopetrol realiza la perforación exitosa del “Pozo Castilla Norte 1” extendiendo el campo hacia el extremo Nororiental,

---

<sup>1</sup> CÉSPEDES, Oscar Yesid. El Petróleo en el departamento del Meta 1859-2011. Junio. 2015. VOL ISSN: 1657-4605E, No 15. Guarracuco - Revista Científica, Corporación Universitaria del Meta, p. 11-13

<sup>2</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Cuenca Llanos Orientales estudio integrado – Crudos pesados. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Información-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Campos.pdf>. [Citado el 17 de Marzo de 2017].

El área donde fue perforado el pozo no se encuentra dentro de los límites del Contrato de Asociación de Cubarral, aunque este se encuentra en la misma estructura geológica.

El 30 de Enero de 2000, se dio por finalizado el Contrato de Asociación de Cubarral. No obstante, mediante un Contrato de Operación Chevron continuó con el manejo del campo hasta el 30 de Julio del 2000, después de esto, la empresa Ecopetrol asumió el 100 % del manejo del campo<sup>3</sup>, con la finalidad de implementar un esquema rentable de operación.

En el año 2002 se adquiere 118 Km<sup>2</sup> de sísmica y a partir de la interpretación se obtuvo el modelo geológico-estructural que permitió definir al Este la falla límite del yacimiento y así de esta manera se amplió el área productiva del campo.

En la actualidad el Campo Castilla, se encuentra en producción, cuenta con un área aproximada de 23.400 hectáreas, la mayor producción se da en el mes de Febrero del 2016 con 129.538 barriles de petróleo por día, a junio de 2017 hay una disminución de la producción del 10 % con 116.081 barriles de petróleo por día.

## 1.2 LOCALIZACIÓN

El Campo Castilla, se encuentra localizado en la Cuenca de los Llanos Orientales, en el departamento del Meta, en el municipio de Castilla la Nueva, limitado al Oriente con el municipio de San Carlos de Guaroa, al Occidente con el municipio de Guamal, al Sur con el municipio de San Martin y al Norte con el municipio de Acacias<sup>4</sup>.

La **Figura 1** muestra la ruta de acceso terrestre a seguir para llegar al Campo Castilla desde la ciudad de Bogotá, se toma la vía Bogotá-Villavicencio denominada como Carretera 40, en dirección Sur, se gira en dirección Este 53 kilómetros atravesando los municipios de Chipaque y Caqueza, se recorren 54 kilómetros en dirección Sureste atravesando los municipios de Quetame y Guayabetal, hasta arribar a la ciudad de Villavicencio, allí, se toma la ruta Acacias-Guamal denominada como Carretera 65, se recorren 25 kilómetros en sentido Suroeste hasta el municipio de Acacias, de allí se parte al municipio de Guamal ubicado 14 kilómetros más adelante en dirección Sur, donde se toma la vía Guamal-Castilla la nueva, en dirección Este durante 12 kilómetros al municipio de

---

<sup>3</sup> CONSEJO NACIONAL DE POLÍTICA ECONÓMICA Y SOCIAL REPÚBLICA DE COLOMBIA. Conpes 3363. JULIO.2005. Disponible en: <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Conpes/Econ%C3%B3micos/3363.pdf>. [Citado el 17 de Marzo de 2017], p. 6-7

<sup>4</sup> ALCALDÍA DE CASTILLA LA NUEVA – META, Nuestro Municipio. Disponible en: [http://www.castillalanueva-meta.gov.co/información\\_general.shtml#geografia](http://www.castillalanueva-meta.gov.co/información_general.shtml#geografia). [Citado el 17 de Marzo de 2017]

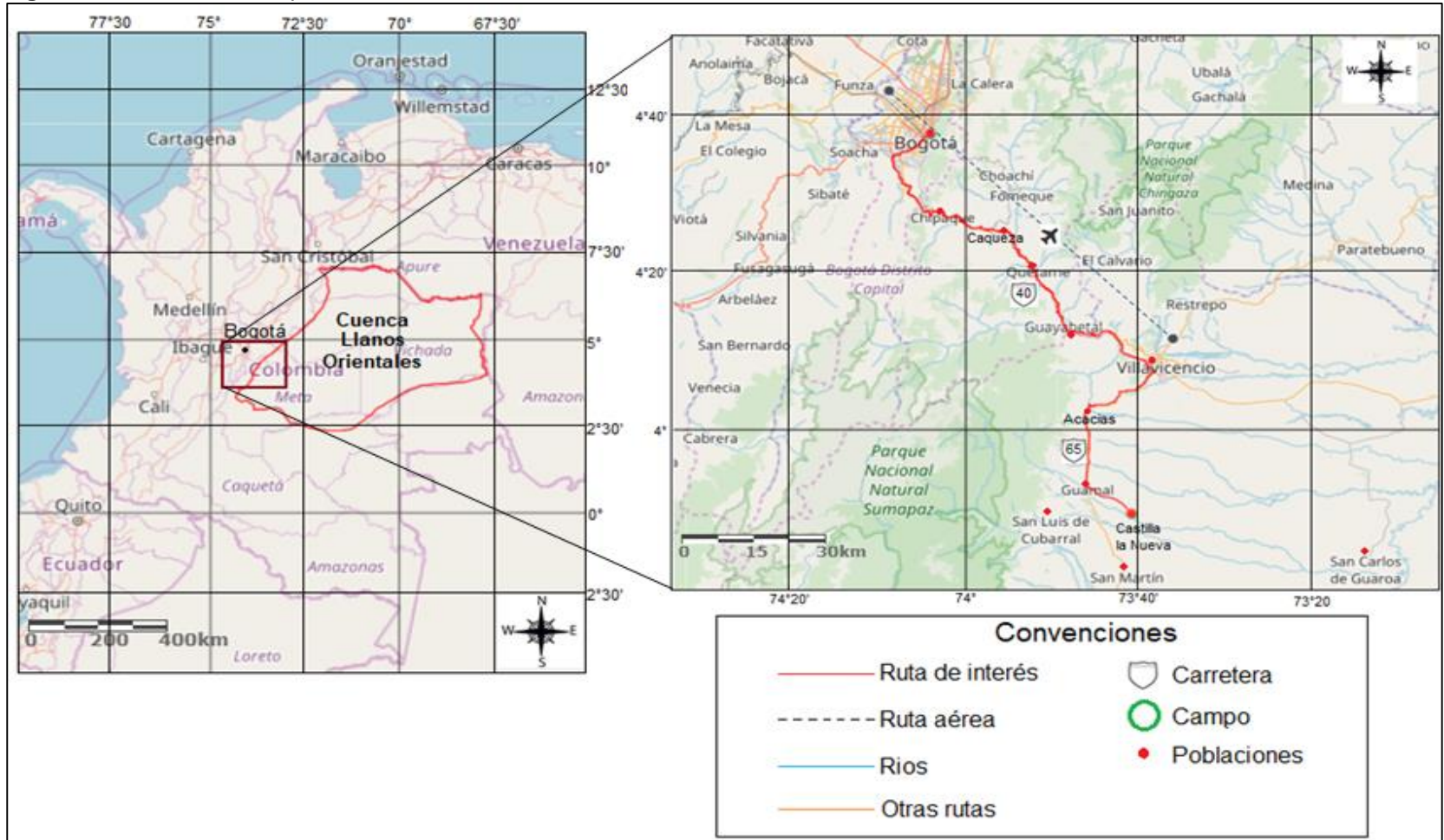
Castilla la Nueva, la longitud del recorrido es de 169 kilómetros con una duración aproximada de 4 horas<sup>5</sup>.

El acceso al campo no puede hacerse por vía aérea directamente, el aeropuerto más cercano está ubicado en la ciudad de Villavicencio a 55 kilómetros de distancia sobre la Ruta 65, desde donde se realizaría el traslado de forma terrestre con una duración aproximada de 1 hora y 15 minutos.

---

<sup>5</sup> GOOGLE MAPS. Ruta Bogotá – Castilla La Nueva. Disponible en: <https://www.google.com.co/maps/>. [Citado septiembre 18 de 2017]

**Figura 1.** Localización Campo Castilla, Cuenca de los Llanos Orientales, Colombia.



**Fuente.** ARCGIS, Localización Campo Castilla, Cuenca de los Llanos Orientales, Colombia Disponible en: <https://www.arcgis.com/home/webmap/viewer.html?webmap=6e0b2ee3efed485f8c479530a9f61a44> [Citado septiembre 18 de 2017], modificado por autores.

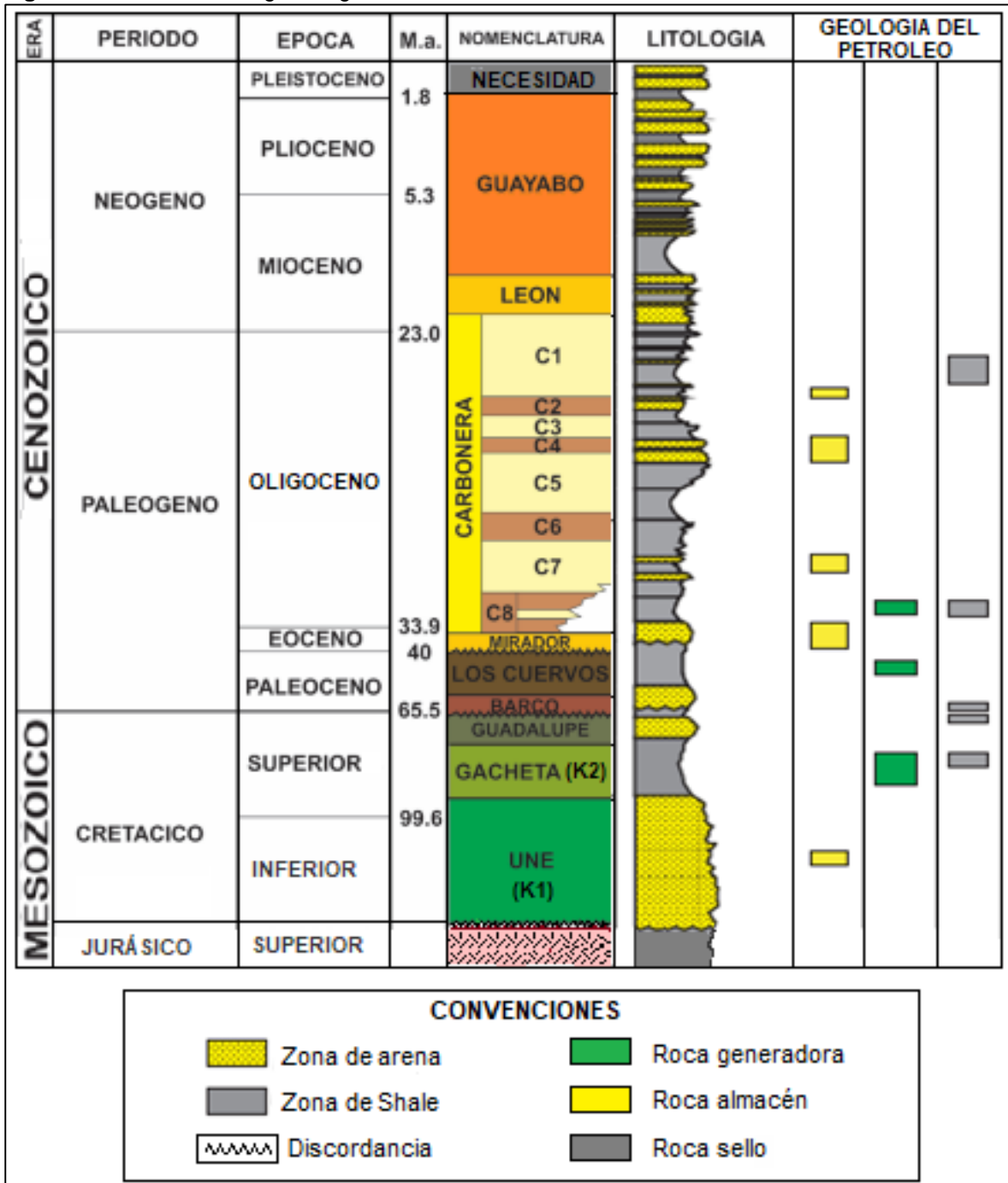


### **1.3 MARCO GEOLÓGICO**

En esta sección se presenta la estratigrafía, geología estructural y geología del petróleo del Campo Castilla ubicado en la Cuenca de los Llanos Orientales.

**1.3.1 Columna estratigráfica.** La **Figura 2** muestra de forma general la columna estratigráfica de la Cuenca de los Llanos Orientales, presentando las edades geológicas que van desde el Mesozoico hasta el Cenozoico, caracterizando la litología presente en las diferentes formaciones y la roca generadora, almacén y sello.

**Figura 2.** Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca de los Llanos Orientales.



**Fuente.** AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos, Cuenca de los Llanos Orientales, 2012, p.46; modificado por los autores.

**1.3.2 Estratigrafía.** En esta sección se muestra la secuencia litológica de la Cuenca de los Llanos Orientales, donde se observan las formaciones de interés de la más antigua a la más reciente, dando a conocer aspectos de edad, características litológicas, ambiente de depositación y relación de las rocas que la suprayacen e infrayacen.

**1.3.2.1 Formación Une.** Según la ANH (2009) la edad corresponde al período Cretáceo inferior entre el Cenomaniano a Turoniano temprano, operacionalmente se denomina K2 a la formación, la litología consiste principalmente de areniscas cuarzosas de grano grueso con intercalaciones menores de lutitas y limolitas carbonosas, tiene un espesor en el área del Meta entre 50 y 350 pies<sup>6</sup>, las condiciones del ambiente de depositación varían de continental a nerítico interno en una sedimentación de alta energía, la infrayace discordantemente un basamento ígneo metamórfico del periodo Jurásico y suprayace la Formación Gacheta concordantemente. Se caracteriza por ser una formación reservorio del Campo Castilla.

**1.3.2.2 Formación Gacheta.** Según la ANH (2009) la edad corresponde al periodo Cretáceo Superior entre el Turoniano temprano a Coniaciano, operacionalmente se denomina K1, presenta cambios litológicos marcados debido a los procesos de sedimentación durante los eventos transgresivos y regresivos de este periodo<sup>7</sup>.

El primer evento es el inicio del periodo transgresivo donde se realizó una sedimentación de alta energía, luego de una subsidencia brusca dada entre nerítico interno a medio, con disminución de aporte de clásticos gruesos, dando como resultado el depósito de areniscas de grano medio a grueso y un intervalo completamente lutítico, rico en materia orgánica, esta sección se conoce como sección basal. Posteriormente, durante el proceso transgresivo de la sección intermedia, se realizó la depositación de arenisca de grano fino con una sección saturada de hidrocarburos con intercalaciones de lutitas y sellos verticales efectivos, en la sección de máxima transgresión se depositaron lutitas y chert, dando una roca arcillosa con alta saturación de agua y bajo porcentaje de materia orgánica, luego se llevó a cabo el proceso de regresión donde incrementó el porcentaje de areniscas arcillosas de grano fino con intercalaciones de cuarzoarenitas blancas<sup>8</sup>

La Formación Gacheta tiene un espesor al Este de la cuenca de cero pies y al Occidente superiores a 500 pies<sup>9</sup>, la infrayace la Formación Une concordantemente y la suprayace la Formación Guadalupe concordantemente. Se caracteriza por ser roca productora del Campo Castilla.

---

<sup>6</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos, Cuenca de los Llanos Orientales, Diciembre 2012, p 47

<sup>7</sup> Ibid. p. 115.

<sup>8</sup> Ibid., p. 115-124.

<sup>9</sup> Ibid., p. 119.

**1.3.2.3 Formación Guadalupe.** Según la ANH (2009), la edad corresponde al periodo Cretáceo Superior en la época del Campaniano, se caracteriza como cuarzoarenitas de grano fino a medio, en una secuencia de areniscas masivas con intercalaciones de arcillolitas y lutitas, algunas veces con pequeñas capas de carbón. El espesor puede ser de más de 600 pies al Oriente de la cuenca<sup>10</sup>, se realiza la depositación en un ambiente marino por canales estuarios, la infrayace la Formación Gacheta con un contacto concordante y la suprayace la Formación Barco con un contacto discordante.

**1.3.2.4 Formación Barco.** Según la ANH (2009), la edad corresponde al periodo del Paleógeno de la época del Paleoceno Temprano, está compuesta de areniscas en gran parte grises, lutitas y arcillitas intercaladas de grano muy fino a medio, el espesor de la formación varía entre 490 a 912 pies<sup>11</sup>, la depositación se realizó en un ambiente regresivo continental con barreras de arenas<sup>12</sup>, la infrayace la Formación Guadalupe discordantemente y la suprayace la Formación Los Cuervos concordantemente.

**1.3.2.5 Formación Los Cuervos.** Según VAN DER HAMMEN (1958), la edad corresponde al periodo del Paleógeno inferior entre las épocas del Paleoceno superior a Eoceno inferior, la formación está conformada por shales de color gris oscuro, lo conforman lutitas intercaladas con lentes de areniscas de grano fino, el espesor de la formación puede variar de 800 a 1600<sup>13</sup>, en un ambiente regresivo con depositación continental, la infrayace concordantemente la Formación Barco y suprayace discordantemente la Formación Mirador.

**1.3.2.6 Formación Mirador.** Según VAN DER HAMMEN (1958), la edad corresponde al periodo del Paleógeno inferior en la época del Eoceno<sup>14</sup>, está conformado por areniscas masivas con diferente granulometría, generalmente grano decreciente, compuestas por cuarzo, feldespato, materia orgánica y glauconita<sup>15</sup>, la depositación se llevó a cabo en un ambiente fluvial deltaico, tiene un espesor que puede llegar a los 950 pies, la infrayace discordantemente la Formación Los Cuervos, la suprayace concordantemente la Formación Carbonera. Se caracteriza por ser roca productora del Campo Castilla.

**1.3.2.7 Formación Carbonera.** Según la ANH (2009), la edad corresponde al periodo Paleógeno entre las épocas del Oligoceno a Mioceno. La empresa Elf Aquitaine dividió esta formación en ocho unidades operacionales que van desde C1 hasta C8. Consiste en sucesiones de rocas arcillosas, areniscas y limolitas. La

---

<sup>10</sup> *Ibíd.*, p. 47.

<sup>11</sup> DE PORTA J., *Amérique Latine*, Vol. 5, Decima parte, Paris, 1974, p. 81.

<sup>12</sup> SARMIENTO, Luis F. *Petroleum Geology of Colombia, Llanos Basin*. Fondo Editorial Universidad EAFIT. Departamento de Geología. Vol. 1. Diciembre 2011, p. 112.

<sup>13</sup> DE PORTA J. *Óp.*, Cit. p. 333.

<sup>14</sup> *Ibíd.*, p. 368.

<sup>15</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, *Óp.* Cit. p. 49.

formación alcanza un espesor cercano a 6000 pies. Los niveles operacionales pares corresponden a eventos transgresivos (C2, C4, C6, C8) y los impares a eventos regresivos (C1, C3, C5, C7). Se puede encontrar, que varios niveles son productores de hidrocarburo y otros son importantes sellos regionales, la depositación se llevó a cabo en depósitos transgresivos y regresivos de corta duración que formaron ambientes deltaicos y canales de estuarios, la infrayace concordantemente la Formación Mirador y la suprayace concordantemente la Formación León<sup>16</sup>.

- **Unidad C8.** La depositación se generó en un periodo de transgresión del mar, presenta un espesor variable desde 50 pies en el sector oriental de la cuenca, hasta 400 pies en el borde de montaña, está compuesto por capas de rocas arcillosas, areniscas y limolitas.
- **Unidad C7.** Roca productora de hidrocarburos en la Cuenca de los Llanos Orientales, compuesta por areniscas de grano fino a medio conglomerático, separadas por niveles de arcillolitas, la depositación se realizó en la fase de regresión de ambiente somero deltaico continental, puede tener un espesor entre 100 a 150 pies en la zona central de la cuenca.
- **Unidad C6.** Se realizó la depositación en un evento transgresivo del mar, está compuesto por capas de lutitas y arcillolitas, el espesor en la zona central de la cuenca varía entre 100 a 150 pies y alcanza espesores de 600 pies al occidente.
- **Unidad C5.** Roca productora de hidrocarburo en la Cuenca de los Llanos Orientales está compuesta por, arenisca de grano medio ocasionalmente grueso poco consolidado, intercaladas con arcillolitas; el espesor varía de 50 pies a 350 pies, la depositación se realizó durante un evento regresivo del mar.
- **Unidad C4.** Está compuesta por capas de areniscas, limolitas y lutitas, tiene espesores mayores a 700 pies en el piedemonte llanero y un espesor promedio entre 150 y 300 pies en la región central de la cuenca, la depositación se llevó a cabo en un evento de transgresión del mar.
- **Unidad C3.** Roca productora de hidrocarburo en la Cuenca de los Llanos Orientales, está compuesta por intercalaciones de areniscas de grano fino a grueso de color blanco a translucido arcillolitas y limolitas de color azul verdoso, tiene un espesor promedio de 150 pies y alcanza más de 700 pies hacia el Sureste de la cuenca, la depositación se realizó en un evento regresivo del mar.
- **Unidad C2.** Esta formación corresponde a uno de los sellos mejor desarrollados, después de la Formación León, está compuesto por lutitas grises y algunas limolitas, hacia el Norte y Noreste de la cuenca el porcentaje de arena aumenta, la depositación se da por un proceso de regresión probablemente en un ambiente deltaico. Tiene un espesor que varía hacia el Suroccidente alcanzando los 900 pies, mientras en la región central el espesor es de 100 pies.
- **Unidad C1.** Se encuentra sellada por lutitas de la Formación León, contiene cuerpos arenosos separados por niveles delgados de limolitas oscuras y lutitas

---

<sup>16</sup> *Ibíd.*, p. p. 50.

grises, el espesor aumenta hacia el occidente de la cuenca y alcanza más de 2000 pies antes del piedemonte llanero. La depositación se da por la regresión del mar generando canales de estuarios.

**1.3.2.8 Formación León.** Según la ANH (2009), se ubica en la edad del periodo del Neógeno, en la época del Mioceno inferior. Está compuesta por capas de lutitas grises con capas delgadas de areniscas con láminas carbonáceas, tiene un espesor máximo en el cuenca de los Llanos Orientales, de 2500 pies, hacia el Sureste de la Cuenca, se vuelve muy arenosa, lo que hace muy difícil la identificación de los intervalos, la depositación se llevó a cabo en una ambiente lacustre y corresponde a la roca sello más joven de la cuenca, la infrayace concordantemente la Formación Carbonera y la suprayace concordantemente la Formación Guayabo.

**1.3.2.9 Formación Guayabo.** Según VAN DER HAMMEN (1958), se ubica en la edad del periodo Neógeno entre las épocas del Mioceno medio a Plioceno. Está constituida por capas alternadas de arcillolitas de colores grises a pardo rojizos y areniscas mal seleccionadas, finas a muy gruesas, a veces con niveles de conglomerados, hacia el tope presenta niveles carbonosos, el espesor en la parte central de la cuenca contiene una sección de 2.000 a 8.000 pies, de arcillolitas varicoloreadas y areniscas masivas de grano grueso<sup>17</sup>, la depositación es de tipo continental, en la base se encontraron fósiles que indican un ambiente fluvial, la infrayace concordantemente la Formación León.

**1.3.3 Geología Estructural.** El Campo Castilla, está formado por un anticlinal asimétrico elongado con una orientación NE-SW, tiene unas dimensiones aproximadas de 10.000 metros de largo por 4000 metros de ancho, interactúan rasgos estructurales regionales como el sistema de Fallas de Algeciras y la Falla de Villavicencio.

Las fallas que presenta el campo a nivel local son normales e inversas, en la parte Oriental se interpretan dos eventos tectónicos afectando las rocas, el primer evento afecta las rocas del Pre-cretácico hasta las del Terciario temprano, se caracteriza por fallas de tipo normal con saltos menores a 100 pies, el segundo evento se caracteriza por fallas inversas producto del levantamiento de la Cordillera Oriental en el periodo Terciario, este evento afecta toda la secuencia sedimentaria<sup>18</sup>.

No se presenta mapa estructural debido a la confidencialidad de la información de la compañía.

---

<sup>17</sup> *Ibíd.*, p. 14

<sup>18</sup> CASANOVA ANGARITA, Carlos Mauricio. Modelo 3D de distribución de la porosidad del yacimiento K1-Inferior a partir de la inversión sísmica y atributos en el Campo Castilla, Cuenca de los Llanos Orientales. Tesis de Maestría en Ciencias-Geofísica. Bogotá D.C.: Universidad Nacional de Colombia. 2016. 14 p.

**1.3.4 Geología del petróleo.** En la siguiente sección, se describe el sistema petrolífero del Campo Castilla, detallando la roca generadora, roca sello, roca reservorio, migración y trampas.

**1.3.4.1 Roca generadora.** Según la ANH, la generación de hidrocarburos, para la Cuenca De Los Llanos Orientales, se realiza en las lutitas marino continentales presentes en la Formación Gacheta, en la edad del Cretáceo Superior, presentan un nivel de kerógeno tipo II y III con un TOC entre el uno y tres por ciento y un espesor que varía entre 164 pies y 328 pies.

Según estudio realizado entre el Fonade - ANH - UIS<sup>19</sup>, la generación de hidrocarburo se realiza en la Formación Gacheta con un TOC del dos por ciento, la Formación Barco con un TOC del dos por ciento y la Formación Une con un TOC menor al dos por ciento, la mayor madurez termal se encuentra hacia el Sureste de la cuenca, Igualmente se considerara el nivel C8 de la Formación Carbonera como roca fuente secundaria, generadora de aceite y gas.

La roca generadora principal en el Campo Castilla corresponde a lutitas continentales de la Formación Gacheta del Cretácico Superior depositadas bajo condiciones anóxicas durante una transgresión marina, un espesor promedio de 230 metros y una litología principalmente de Shale, contiene kerógeno Tipo II, rico en hidrógeno, el contenido de carbono total (TOC) tiene un promedio de 2.2%, la materia orgánica se encuentra no estructurada de tipo amorfo con partículas menores de vitrinita, el índice de hidrogeno (HI) medido en rocas con madurez térmica tiene valores cercanos a 400 mg HC / g TOC, esto evidencia que son rocas generadoras de aceite<sup>20</sup>.

**1.3.4.2 Roca Reservorio.** La cuenca, de los Llanos Orientales, presenta almacenamiento de hidrocarburos, en diferentes formaciones, los principales reservorios son las areniscas continentales de la Formación Mirador, las Areniscas de la Formación Barco, Formación Carbonera (C3, C5, C7) y Formación Guadalupe. Las porosidades pueden variar de 10% a 30%<sup>21</sup>.

Las rocas reservorio predominantes en el Campo Castilla son las Formaciones Gacheta, Une y Mirador; con un crudo pesado entre 10°API a 14°API, un rango de porosidad entre 10,8 y 24%.

---

<sup>19</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Cuenca Llanos Orientales estudio integrado – Crudos pesados. Disponible desde internet en: <http://www.anh.gov.co/Información-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Campos.pdf>. [Citado el 17 de Marzo de 2017].

<sup>20</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBURO. Informe de prospectividad. 2008. Disponible en: [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Informe\\_de\\_Prospectividad.pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Informe_de_Prospectividad.pdf). [Citado el 17 de Marzo de 2017]. p 34

<sup>21</sup> *Ibíd.*, p. 58.

**1.3.4.3 Migración.** Se ha determinado que la migración se realizó por dos momentos, el primero comprendido entre el Eoceno tardío – Oligoceno (Orogenia Pre andina), el segundo momento situado en el Mioceno Medio el cual continúa en la actualidad<sup>22</sup>.

**1.3.4.4 Roca Sello.** Se han determinado diferentes formaciones, que cumplen la función de roca sello, en la Cuenca de los Llanos Orientales, el sello regional lo realiza la Formación León, los niveles C2, C4, C6, C8 de la Formación Carbonera se consideran sellos locales y las lutitas cretácicas de la Formación Gacheta y Guadalupe actúan como sellos intraformacionales<sup>23</sup>.

En el Campo Castilla la Formación Gacheta, ejerce una doble función como roca generadora y roca sello, la Unidad de Shale es un sello efectivo para entrapamiento de hidrocarburos, producidos por la roca generadora, contribuyendo al sistema petrolero, Gacheta-Une que contiene el 57% de las reservas de hidrocarburos pesados de la cuenca.

El segundo sello del campo lo constituye la litología de la Unidad C8, contribuyendo al almacenamiento de hidrocarburos pesados de la Formación Mirador

**1.3.4.5 Trampas.** En la Cuenca de los Llanos Orientales, los cabalgamientos o pliegues, han generado el mayor número de trampas. En la región del Meta las trampas son pliegues suaves, fallas de rumbo y trampas estructurales, estas trampas pueden generar un importante objetivo exploratorio.

## **1.4 HISTORIA DE PRODUCCION DEL CAMPO**

El Campo Castilla, fue descubierto en el año de 1969, el primer descubrimiento de hidrocarburos, se realizó en el año de 1975 e inició su producción en el año de 1976.

Durante los 25 Años que el Campo Castilla, estuvo siendo manejado por Chevron, se extrajeron 94 millones de barriles de crudo, con un porcentaje de recobro cercano al 4 % de las reservas que posee el campo. Al momento de la terminación del contrato se estaba produciendo cerca de 20.000 barriles de hidrocarburo por día<sup>24</sup>.

---

<sup>22</sup> *Ibíd.*, p. 58.

<sup>23</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Ronda 2010 Llanos Orientales. Colombia. Disponible en: [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Llanos%20\(pdf\)-Ronda%20Colombia%202010.pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Llanos%20(pdf)-Ronda%20Colombia%202010.pdf). [Citado el 2 de Mayo de 2017].

<sup>24</sup> ECOPETROL S.A. Carta Petrolera Noviembre 2003 – Enero 2004. Edición 107 Disponible en: [http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta\\_petrolera/empresa.htm](http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta_petrolera/empresa.htm). [Citado el 17 de Marzo de 2017].



La empresa Ecopetrol, asumió el manejo del campo<sup>25</sup>, con la finalidad de potenciar la producción de crudos pesados e implementar un sistema de operación rentable, con la iniciativa de pasar de un recobro del 4% al 12 % para el año 2033 realizando inversión en la exploración, facilidades de producción, perforación de nuevos pozos, mejoramiento operacional de los pozos existentes y la infraestructura del transporte de hidrocarburos.

Por medio del trabajo de Ecopetrol, se ha aumentado la producción del campo, convirtiéndose en uno de los mayores productores y más importantes del país, pasando de producir 20.000 barriles de hidrocarburo en el año 2000 a producir más de 120.000 barriles de hidrocarburo para el 2016, contribuyendo al país con un aporte cercano al 12 % de la producción nacional.

**1.4.1 Método de producción.** El Campo Castilla, utiliza como mecanismo de producción, empuje por frente de agua, energía que brinda un acuífero regional de gran tamaño. Brindando ventajas para la explotación, como el mantenimiento de la presión y alta temperatura de fondo<sup>26</sup>.

El campo produce crudo subsaturado entre 10°API a 14°API, dificultando la extracción, por consiguiente se utilizan métodos de levantamiento artificial principalmente bombeo electro sumergible y bombeo mecánico<sup>27</sup>.

**1.4.2 Tiempo de producción.** El Campo Castilla, inició la producción de hidrocarburos en el año de 1976 siendo operado por la empresa Chevron, quien mantuvo la operación hasta el año 2000, cuando Ecopetrol, asume el manejo del campo. A Octubre de 2017 continúa en explotación con un tiempo de 41 años produciendo el campo.

**1.4.3 Número de pozos.** El Campo Castilla, cuenta con 503 pozos activos productores de crudo subsaturado<sup>28</sup>, dos pozos abandonados por bajo índice de productividad. La profundidad vertical verdadera (TVD) en los pozos oscila entre (7000-7400 Pies), realizando la extracción de hidrocarburos de las Formaciones Gacheta y Une.

**1.4.4 Producción mensual promedio.** El la **Gráfica 1** se observa la producción de hidrocarburos, fiscalizado en el Campo Castilla, donde se puede evidenciar la

---

<sup>25</sup> CONSEJO NACIONAL DE POLÍTICA ECONÓMICA Y SOCIAL REPÚBLICA DE COLOMBIA. Óp. Cit., p. 6-7

<sup>26</sup> ECOPETROL S.A. Óp. Cit.

<sup>27</sup> CONSEJO NACIONAL DE POLÍTICA ECONÓMICA Y SOCIAL REPÚBLICA DE COLOMBIA. Óp. Cit., p. 7

<sup>28</sup> PORTAFOLIO. Castilla, a punto de parar la Operación, Disponible en: <http://www.portafolio.co/negocios/empresas/castilla-a-punto-de-parar-la-operacion-505905>. [Citado el 17 de Marzo de 2017].

producción mensual promedio de los diferentes contratos suscritos por Ecopetrol, desde Enero de 2009 hasta Junio de 2017.

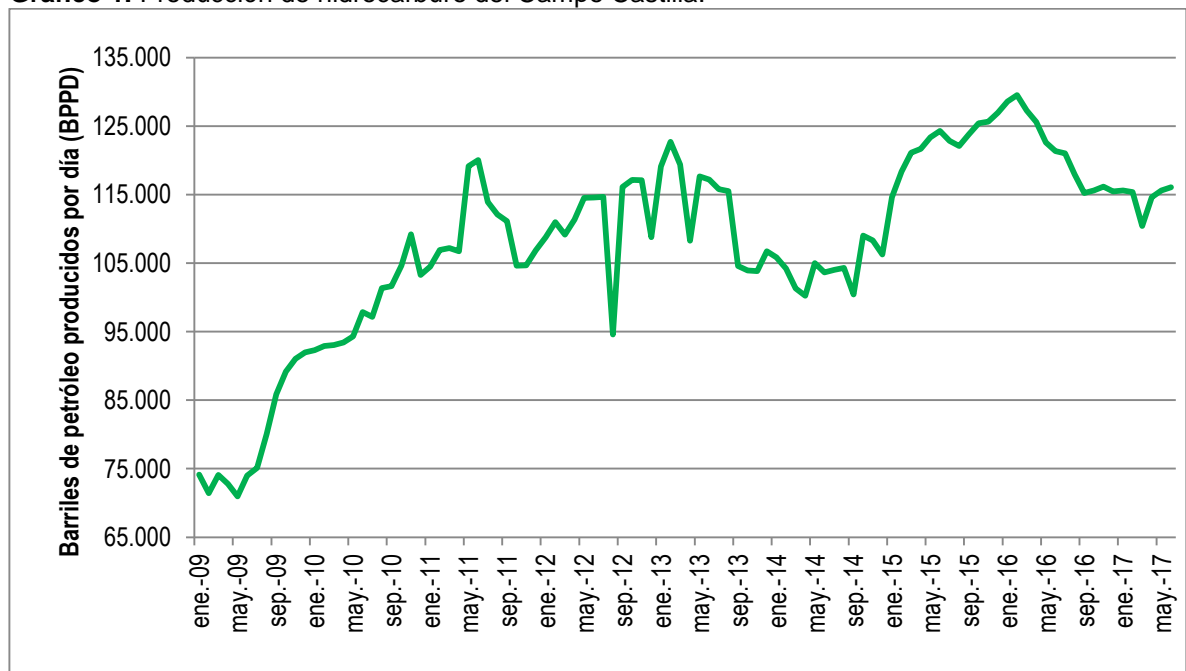
Entre el periodo de Enero de 2009 hasta Mayo de 2011 se evidencia un aumento de la producción de hidrocarburos del 60% con una explotación de 119,175 barriles de petróleo por día.

Entre el periodo de Septiembre de 2011 hasta Septiembre de 2013, la producción de hidrocarburos fluctuó constantemente, aunque se observa cómo se mantuvo una producción promedio de 112.211 barriles de petróleo por día.

Adicionalmente, se muestra el mayor punto de producción de hidrocarburo en el mes de Febrero del 2016, con una producción de 127.539 barriles de crudo por día.

Entre el periodo de Marzo de 2016 hasta junio de 2017, la producción de hidrocarburo mantuvo un promedio de 117.873 barriles de petróleo por día<sup>29</sup>, se evidencia la caída de producción de un 7.5% desde su máxima producción en Febrero de 2016<sup>30</sup>, debido a la crisis petrolera del momento.

**Gráfico 1.** Producción de hidrocarburo del Campo Castilla.



**Fuente.** ASOCIACIÓN COLOMBIANA DE PETRÓLEO ACP. Informe Estadístico Petrolero (IEP). Index. Php. Hoja Prod. Mensual x Campo 2016. Disponible desde internet en: <https://www.acp.com.co/index.php/es/publicaciones-e-informes/informe-estadistico-petrolero-iep>. Modificado por autores.

<sup>29</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Producción fiscalizada crudo 2017. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Sistema-Integrado-de-Operaciones/Paginas/Estadisticas-de-Produccion.aspx>. [Citado el 20 de Septiembre de 2017].

<sup>30</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Producción fiscalizada crudo 2016. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Sistema-Integrado-de-Operaciones/Paginas/Estadisticas-de-Produccion.aspx>. [Citado el 20 de Septiembre de 2017].

**1.4.5 Características del yacimiento.** El Campo Castilla, se encuentra explotando principalmente las Formaciones Gacheta y Une, las cuales presentan las siguientes características mostradas en la **Tabla 1**.

**Tabla 1.** Características del yacimiento

<b>Propiedad</b>	<b>Unidad K1-K2</b>	<b>Unidades</b>
Profundidad (TVD)	7000	Pies
Porosidad	10.8 -24	%
Permeabilidad	2-400	mD
Gravedad API	12.5	°API
Temperatura	186	°F
Tipo de crudo	Aceite negro	
Mecanismo de empuje	Empuje por agua	

**Fuente.** Ecopetrol S.A. Registro triple combo Castilla Pozo A 2015; modificado por autores

Este yacimiento se caracteriza por presentar arenas limpias en estado de confinamiento, con propiedades que permiten el flujo de fluidos, haciendo viable la extracción de hidrocarburo de manera rentable

## 2. REGISTROS DE POZO

De acuerdo con el objetivo planteado se describen los registros de pozo utilizados para el desarrollo del proyecto mencionando, el Potencial Espontaneo (SP), Gamma ray (GR), Sónico, Densidad, Neutrón y Resistividad, adicionalmente se explica el funcionamiento del registro RST (Herramienta de Saturación de Yacimiento) mostrando sus componentes, configuración, ventajas y desventajas.

### 2.1 REGISTRO EN POZOS CONVENCIONALES

Los registros de pozo convencionales, son usados en la industria petrolera, para la adquisición de datos. Se realiza en pozos que se encuentran en la etapa de perforación o producción, por medio de herramientas introducidas hasta la profundidad de análisis requerida, son utilizados en la determinación de las propiedades de la roca y los fluidos presentes, se debe tener en cuenta que estas propiedades no se obtienen directamente, se obtienen por medio de las lecturas registradas y sus respectivas correlaciones.

La toma de registros, varía dependiendo del parámetro o propiedad que se desee determinar, modificando la configuración e instrumentos de la herramienta, se utilizan en pozos de hueco abierto (sin revestimiento) o pozos entubados (pozos cementados y revestidos con tubería).

**2.1.1 Registros en hueco abierto.** Finalizada la perforación de una sección en el pozo, se introducen y bajan herramientas de registro hasta la profundidad perforada, realizando la medición de propiedades y características en función de la profundidad, se registran estos valores a través de sensores que almacenan la información, para posteriormente realizar su interpretación.

Los registros utilizados miden propiedades físicas, su interpretación se da en términos de litología, porosidad y saturación de fluidos.

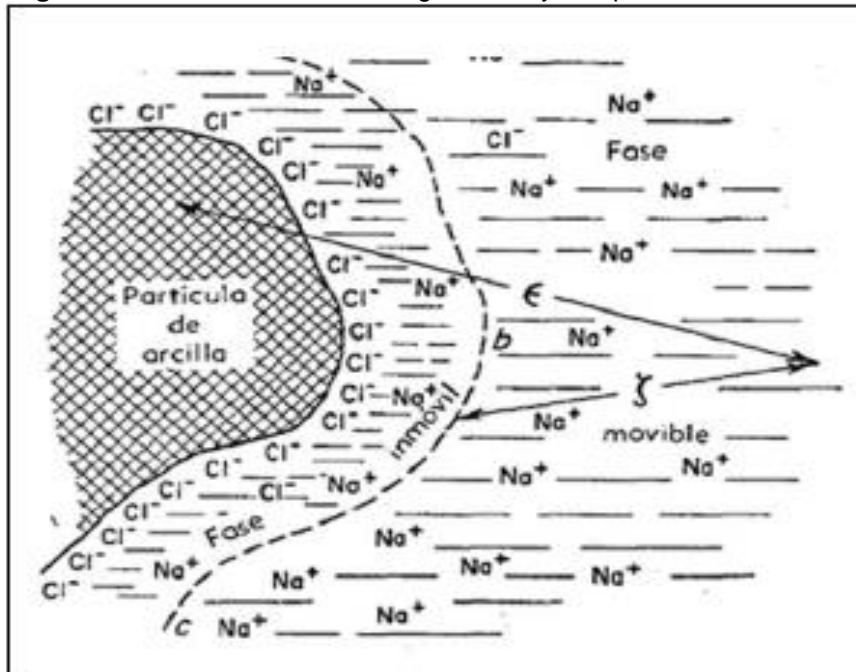
Los registros de litología identifican los tipos de roca (Areniscas, dolomitas, calizas, arcilla, lutitas, etc...) que han sido perforados, esto contribuye a discriminar zonas productoras, permeables y porosas de zonas impermeables. Los registros más utilizados para la determinación de la litología son: Potencial Espontáneo y Gamma ray

Las medidas de porosidad no son tomadas directamente del pozo, se utilizan modelos matemáticos a partir de los datos registrados por otros registros como son: Sónico, Densidad y Neutrón; Adicionalmente, identifican litologías y contribuyen a diferenciar zonas de aceite y gas

La saturación de fluidos no se obtiene directamente, se utilizan modelos matemáticos tomando los valores registrados por los Registros de Porosidad y Resistivos para su cuantificación.

**2.1.1.1 Potencial Espontáneo (SP).** La curva (SP) es una medida eléctrica en mili voltios (mV), mide el diferencial de potencial eléctrico entre un fluido de perforación (conductor) y los fluidos de la formación, generando un intercambio iónico entre sí cuándo están en contacto, debido a una diferencia de salinidad entre los mismos, ver **figura 3**. Se puede registrar y observar la existencia de rocas productoras, permeables y porosas como lo son (areniscas, dolomitas, calizas) y rocas impermeables como (la arcilla y la lutita).

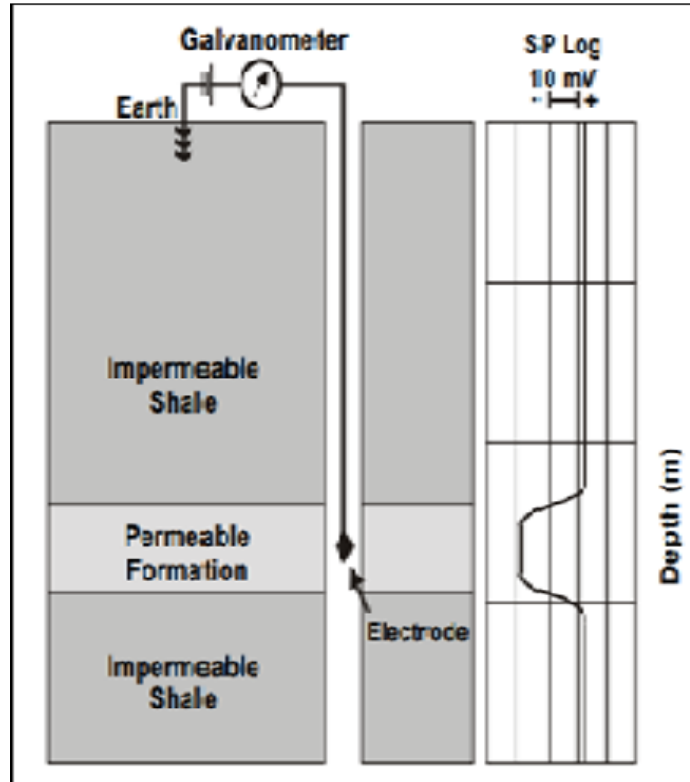
**Figura 3.** Diferencia iónica entre agua dulce y una partícula de arcilla.



**Fuente.** ASQUITH, George, Basic Well Log Analysis for Geologists, Primera edición, 1982, p. 54.

Para obtener el registro (SP) es necesario que el fluido de perforación usado sea conductor (base agua) y el potencial eléctrico (voltaje) generado de las señales eléctricas que se dirigen a la formación sea pequeño, su variación es entre 50-200 (mV). Además lo acompaña un electrodo móvil dentro del pozo que se mueve de arriba hacia abajo, conectado al extremo de un cable aislado, este a su vez está conectado a uno de los terminales de un galvanómetro registrador, que mide todas las diferencias de potencial existentes entre los dos electrodos, la otra parte del galvanómetro, se conecta a un circuito potencio-métrico que va conectado al electrodo fijo en superficie o electrodo de referencia, en un pozo también lleno de fluido de perforación, el mismo encargado de recibir y registrar la respuesta de la formación frente a los pulsos eléctricos, emitidos por el electrodo móvil. **(Ver figura 4)**

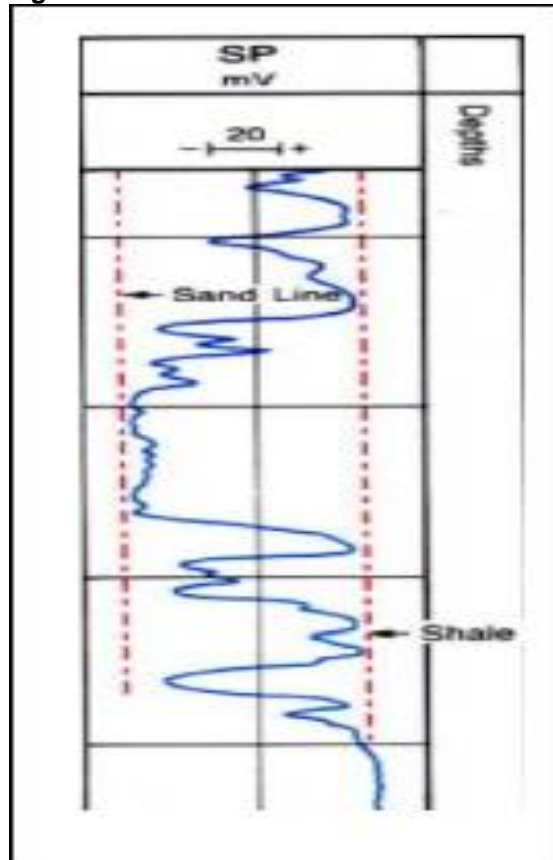
**Figura 4.** Arreglo de la herramienta SP.



**Fuente.** PAUL, Glover. The spontaneous potential log. Petrophysics MSc Course Notes, p. 226.

**Funcionamiento:** al realizar el perfilaje de un hoyo desnudo, para el caso del registro (SP), y obtener las propiedades de la formación en función de la profundidad, la operación de la herramienta consiste en bajar un conjunto de sensores en un cable eléctrico dentro del pozo después de ser perforado, o puede también operarse mientras está siendo perforado al poner los sensores en la sarta de perforación. El principio se basa en un fenómeno natural, que ocurre cuando el lodo de perforación, rompe el equilibrio de la formación, dos soluciones de diferente salinidad, se ponen en contacto a través de una membrana generando una diferencia de potencial, el agua del lodo (fresca-dulce) queda en contacto con el agua salada de la formación, y una corriente eléctrica atraviesa las soluciones hasta un electrodo fijo, ubicado en la superficie, para que éste detecte el diferencial de potencial y se registren los valores. Es importante recalcar que, si no hay diferencia de salinidad entre los fluidos presentes, no hay deflexión de la curva (SP). (Ver figura 5)

**Figura 5.** Curva SP



**Fuente.** SCHLUMBERGER. Principios / Aplicaciones de la Interpretación de Registros, 2005, p. 18.

**Usos:** el registro (SP) tiene como objetivos identificar la litología, ayuda a definir modelos de depositación, selecciona zonas permeables y porosas, aclarando que no proporciona un valor de (K), sólo se basa en una descripción cualitativa para distinguir zonas permeables y no permeables. Determina valores de ( $R_w$ ), parámetro necesario para hallar ( $S_w$ ). Detecta los límites de las capas y su espesor. Estima el contenido arcilloso de una roca, identifica pasos de falla o fracturas y si existen arenas drenadas.

**Ventajas:** la corrida del registro (SP), puede realizarse en conjunto con otras herramientas. La rapidez con la que puede ser movida la herramienta, para evitar incidentes con los posibles vehículos que puedan aparecer en la zona, en caso de observar problemas con el cable eléctrico, es más fácil de encontrar el lugar donde se encuentre el daño eléctrico.

**Desventajas:** dentro de las desventajas del uso de esta herramienta se tiene que no se puede registrar la curva (SP) en pozos llenos de fluido de perforación no conductivo, ya que estos no proporcionan una continuidad eléctrica entre el electrodo y la formación.

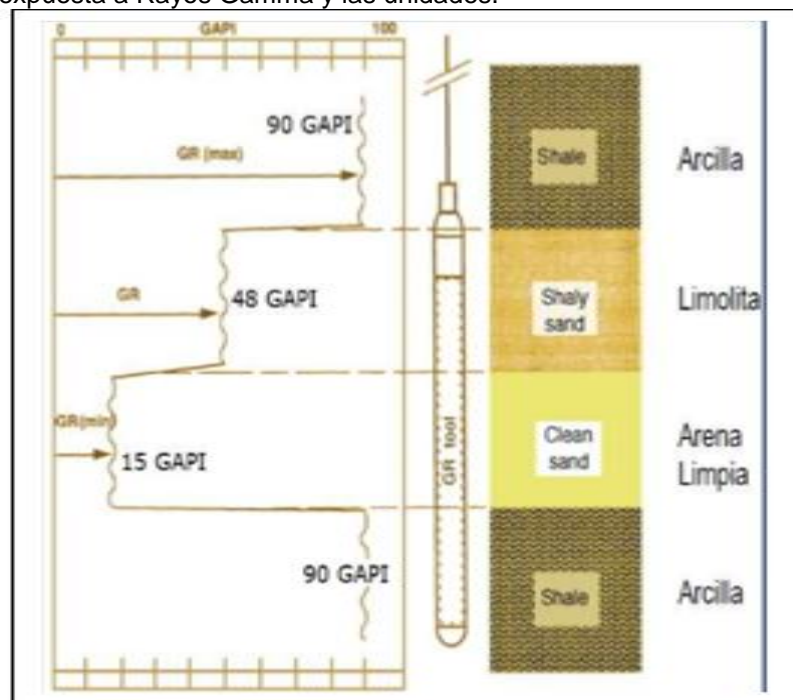
El bimetalismo: las partes metálicas de la herramienta son fuente de corriente continua débil, esta corriente afecta al electrodo, y por consiguiente la curva (SP).

Magnetismo: la aparición de un ruido continuo, mientras que la herramienta está en movimiento en el proceso de perforación, las deflexiones de la curva (SP) son correctas, pero ruidosas.

Ruidos del SP en la tierra: en tierra, La proximidad a las líneas de energía o pozos de bombeo causan alteraciones en el efecto de la curva (SP), las mismas pueden mitigarse con una elección cuidadosa en la ubicación del electrodo en tierra.

**2.1.1.2 Registro Gamma Ray (GR).** El registro (GR), es una medición de la radioactividad natural de la formación. La escala de la curva está dada en unidades (API), que es igual a 1/200 de la respuesta obtenida de una formación, **(Ver figura 6)**, se utiliza para distinguir formaciones limpias y arcillosas detectando y evaluando en ellas, depósitos de minerales radioactivos tales como U (Uranio), Th (Torio), y el isótopo K (Potasio), quienes emiten constantemente emisiones de Rayos Gamma, de muy alta energía, para ser detectados por la herramienta. En las formaciones sedimentarias se refleja el contenido de arcilla, ya que los elementos radioactivos tienden a concentrarse en las arcillas y lutitas, mientras que en las formaciones limpias, la radioactividad es muy baja, en caso de presentarse, se debe a incrustaciones de cenizas volcánicas, residuos de granito o que las aguas de formación contengan sales radioactivas disueltas.

**Figura 6.** Esquema de la respuesta obtenida de una formación expuesta a Rayos Gamma y las unidades.

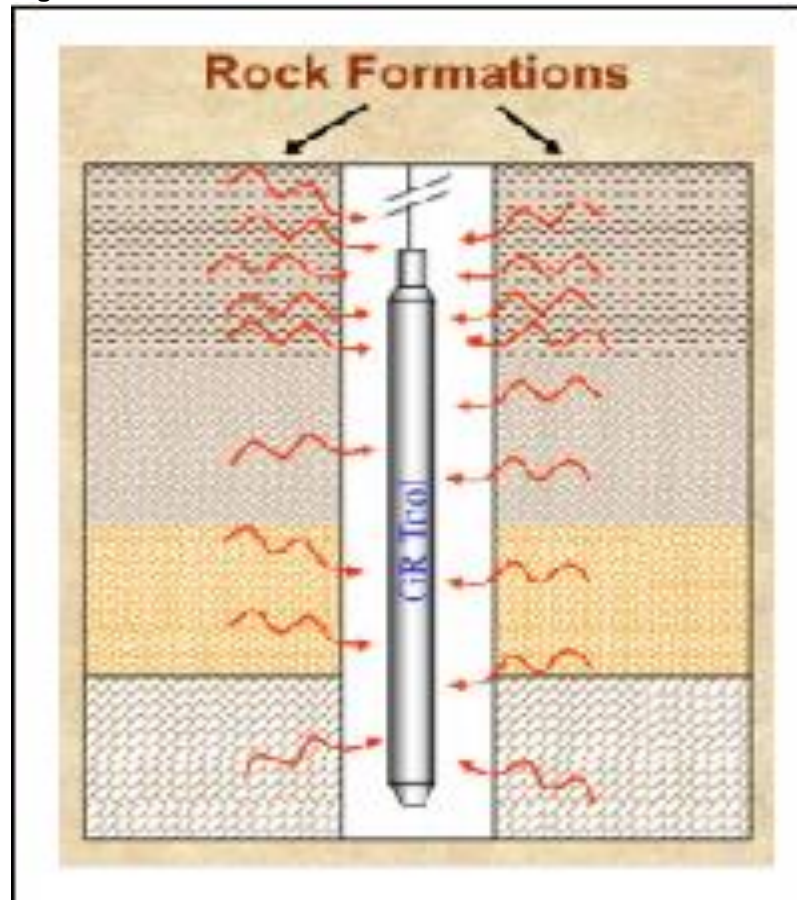


**Fuente.** SCHLUMBERGER. Principios / Aplicaciones de la Interpretación de Registros, 2005 p. 40.



**Componentes:** los rayos emitidos por el volumen de la formación, son detectados por la herramienta conformada por una sonda detectora de Rayos Gamma, (Ver **figura 7**), empleando el detector de centelleos el cual consta de un cristal que emite luz al ser golpeado por un Rayo Gamma. La luz choca con la pantalla de un fotomultiplicador donde se produce una corriente eléctrica que es procesada en el circuito electrónico de la herramienta y es enviada a un sistema en la superficie quién realiza la medición. Debido a su eficacia, los contadores de centelleo sólo necesitan unas cuantas pulgadas de longitud, para obtener un detalle más exacto de la formación. Para finalizar la herramienta tiene una resolución vertical para capas entre 6 a 8 pulgadas y 2 pies de espesor, la profundidad de penetración esta entre 6 y 12 pulgadas, esta es la razón por la cual un hoyo muy amplio genera atenuación en los Rayos Gamma detectados.

**Figura 7.** Herramienta GR.



**Fuente.** DEWAN JT, Essentials of Modern Open Hole Log. 1983.

**Funcionamiento:** la radioactividad de la formación proviene del Uranio, Torio, y Potasio, elementos presentes en la roca, quienes emiten continuamente Rayos Gamma muy similares a los Rayos X, ya que estos rayos atraviesan varias pulgadas de roca, pueden ser detectados por un sensor de Rayos Gamma y de esta manera se obtiene el valor de la radioactividad de la roca. La energía de los

Rayos Gamma recibidos, están determinados por la energía de la fuente emisora, la densidad del lodo, la densidad de la formación y la distancia entre el punto emisor y receptor. Al viajar los rayos a través la formación, se tienen un conjunto de choques elásticos que golpean los átomos de la misma, perdiendo energía por cada colisión, es por ello que entre más densa una formación, la atenuación de los rayos aumentará.

**Usos:** con respecto al uso que se le da a esta herramienta, se tiene que es un indicador litológico cualitativo que diferencia entre (Arcilla o no Arcilla), y cuantifica el índice de la misma, es decir el volumen (Shale). Reconoce y evalúa depósitos de minerales radioactivos y no radioactivos. Analiza facies y ambientes de depositación y puede formar correlaciones entre pozos, estimación del límite de las capas.

**Ventajas:** el registro (GR) se puede correr en hoyo abierto o revestido, además puede sustituir el registro (SP) cuándo este está distorsionado o es insignificante en pozos perforados con fluido de perforación salado, con base aceite o aireados, en caso tal que existan formaciones muy resistivas. Observa la posición de los cañones en el fondo del pozo. La ventaja más importante es que puede combinarse fácilmente con otras herramientas de registro, generando así una comparación exacta entre diferentes corridas.

**Desventajas:** en las desventajas se tiene que existe la posibilidad de problemas de *workover*, el peso del fluido de perforación usado afecta al registro (GR), así como la densidad de la formación. Tiene la dificultad de medir corrientes de 10-13 amperios.

**2.1.1.3 Registro Sónico.** el registro sónico es utilizado para hallar principalmente la porosidad de la roca, calculando el tiempo de tránsito que demora una onda sonora, en atravesar un pie de formación, la unidad de medición es ( $\mu\text{s}/\text{ft}$ ) microsegundos por pie. Las lecturas de esta herramienta son afectadas por la porosidad, los fluidos que llenan (los espacios porosos con líquido y gas) y la matriz de la formación. El equipo usa una señal con una frecuencia que el oído humano puede escuchar, y trabaja sobre un principio de naturaleza mecánica, los impulsos repetitivos que se transmiten en el medio son conocidos como ondas acústicas.

**Componentes:** actualmente se usan tres herramientas sónicas, diseñadas por Schlumberger

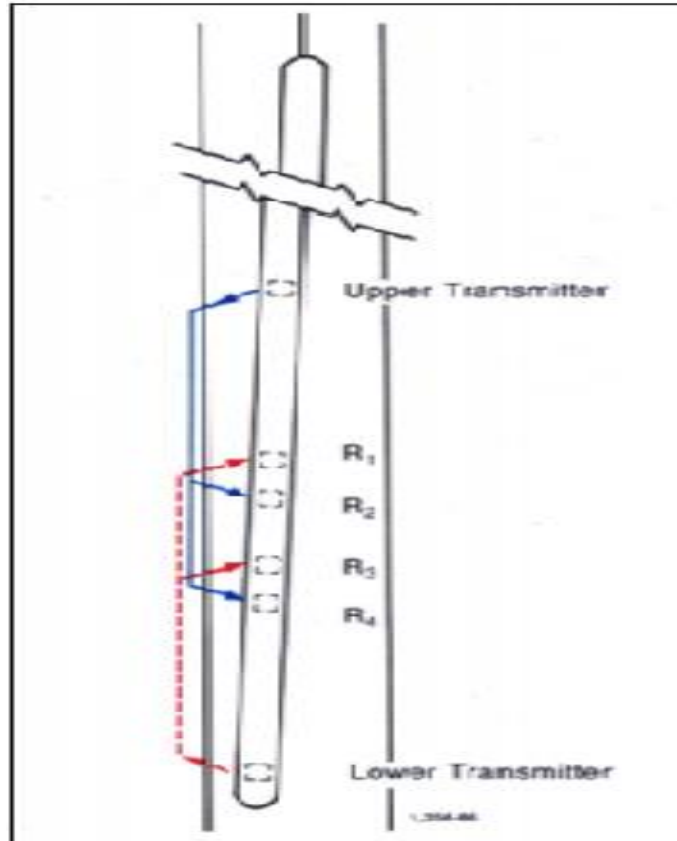
Sónico compensado: es una sonda con uno o más transmisores superiores y receptores inferiores de ondas acústicas, con un espaciado entre ellos de (3 y 5 pies), y descrito anteriormente.

Sónico de espaciado largo: tiene la misma configuración que el sónico compensado, solo que el espaciado entre (transmisor - receptor) es de (8 y 10 pies o 10 y 12 pies), la toma del tiempo de tránsito es a mayor profundidad y

proporciona una medida sin efectos de daño de formación, invasión de fluidos y cavernas.

Sónico digital: suministra las medidas del servicio sónico compensado y sónico de espaciamiento largo como, además crea un registro integro de la forma de la onda, identifica ondas de cizallamiento, ondas de Stoneley y ondas de lodo, para calcular propiedades mecánicas de la roca, efectúa correlaciones con la sísmica, y para finalizar predice y evalúa fracturas presentes en la formación. **(Ver figura 8).**

**Figura 8.** Herramienta sónica

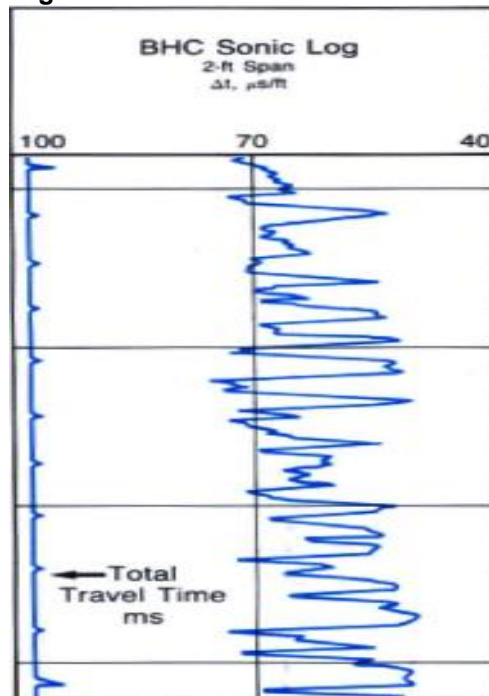


**Fuente.** SCHLUMBERGER, Principios / Aplicaciones de la Interpretación de Registros, 2005, p. 33.

**Funcionamiento:** para la toma de registros sínicos, el principio de funcionamiento se basa en que un transmisor ubicado en la parte superior de la herramienta que alternadamente transmite impulsos acústicos atravesando la formación, la columna de fluido existente dentro del pozo y la misma herramienta, llegan a un receptor ubicado en la parte inferior de la herramienta y registra los impulsos enviados, la onda emitida choca contra las paredes del hoyo y se da un fenómeno de refracción y reflexión que da lugar a un tren de ondas acústicas, el tiempo estimado, que demora la onda en ser captada por el receptor se llama tiempo de tránsito, el cual es promediado en superficie por una computadora que

corrige los efectos causados por el tamaño del hoyo y errores debido a la inclinación de la sonda. **(Ver figura 9)**

**Figura 9.** Curva sónico.



**Fuente.** SCHLUMBERGER, Principios / Aplicaciones de la Interpretación de Registros, 2005, p. 34.

**Usos:** determinación de la porosidad. Identificación de litología. Halla el diámetro del hoyo a través de un caliper. Detección de presiones anormales, Correlación entre pozos. Calidad de cemento. Estima el tiempo total de tránsito de la onda para calibrarlo con datos sísmicos. Correlación de datos sísmicos. Características mecánicas de la roca. Estabilidad del hoyo. Detección de gas.

**Ventajas:** el registro sónico, puede ser corrido con otras herramientas, por ejemplo, con el de inducción. Son útiles para interpretar registros sísmicos. La herramienta sónica utiliza múltiples pares de transmisores-receptores para reducir el efecto que se produce cuándo hay cambios en el diámetro del hoyo.

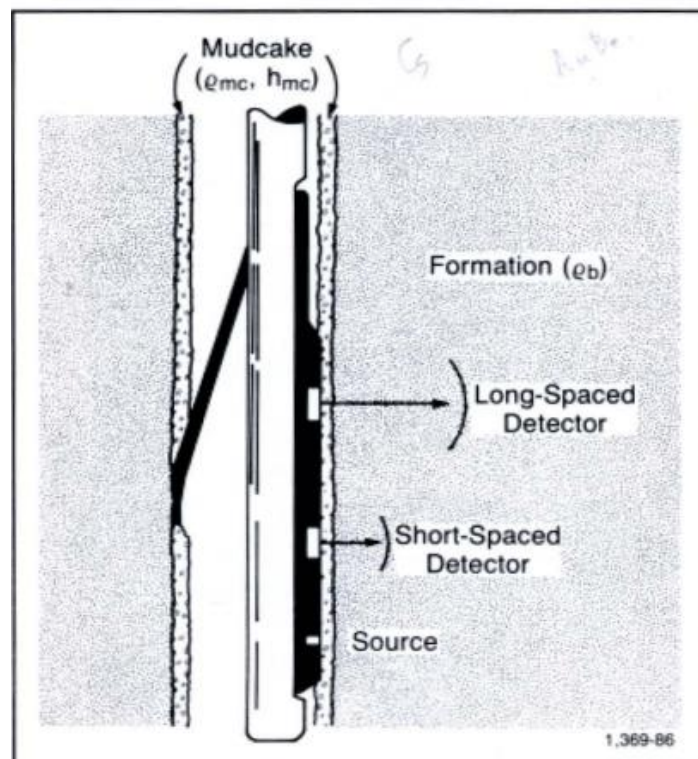
**Desventajas:** la profundidad de investigación del registro sónico, es muy somera por lo cual los fluidos vistos por el mismo, son en gran mayoría filtrado de lodo. El registro sónico no toma en cuenta la porosidad secundaria. Si el hoyo es demasiado grande y riguroso afecta la lectura del registro, puesto que atenúa las ondas sonoras.

**2.1.1.4 Registro Densidad.** El registro Densidad, principalmente se utiliza como un registro de porosidad, y responde a la densidad de la formación, determinándola mediante el conteo de la dispersión de los Rayos Gamma, la

escala de medición es en  $(g/cm^3)$  número de electrones por cada centímetro cubico de formación, todo esto relacionado a la densidad de la matriz de la roca, la porosidad de la formación y la densidad de los fluidos que llenan los espacios porosos.

**Componentes:** consta de una fuente transmisora de energía, un detector de espaciamiento largo y un detector de espaciamiento corto que leen los pulsos a través de la formación a diferentes profundidades. Se presenta El registro de Lito-densidad (LDT), cuyo principio se basa en un (efecto fotoeléctrico) que ocurre a muy baja energía de Rayos Gamma. La transmisión de energía del electrón al átomo es en forma de energía cinética, esta es la base del perfil litológico obtenido, ya que el fenómeno depende de la interacción entre los elementos presentes en la formación y los Rayos Gamma. Como principal objetivo la herramienta mide la densidad total y determina el factor fotoeléctrico de la formación ( $P_e$ ), que depende estrictamente de la litología sin ser afectado por la porosidad ni los fluidos. La velocidad de conteo de los Rayos Gamma es mayor al igual que la resolución vertical. El registro se corre con la combinación de los servicios Neutrón y Rayos Gamma para evaluar formaciones gasíferas, litologías complejas, y mineralogía de las arcillas. **(Ver figura 10).**

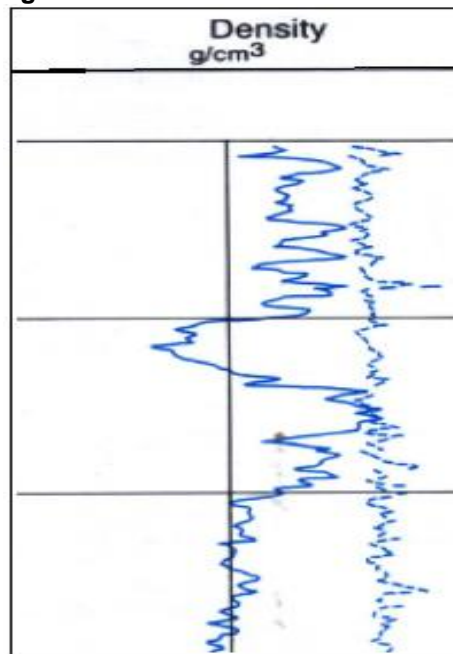
**Figura 10.** Componentes de la Herramienta Densidad.



**Fuente.** SCHLUMBERGER, Principios / Aplicaciones de la Interpretación de Registros, 2005, p. 41.

**Funcionamiento:** la herramienta se pone contra la pared del pozo por medio de un brazo excéntrico, la fuerza ejercida por este junto con su diseño de arado, corta suavemente parte del revoque y es obligatorio corregir los efectos producidos por el arrastre cuándo el revoque es muy grueso, o cuándo el contacto de la formación con la herramienta no es óptimo. Desfavorablemente la corrección puede ser bastante grande. Una fuente radioactiva emite Rayos Gamma a la pared del pozo con mediana energía, el choque que producen los electrones al entrar en contacto con los átomos de la formación hace que pierdan parte su energía, y sigan su trayectoria a través de la formación con una energía más disminuida, a esto se le llama (Efecto Compton). Los Rayos Gamma que llegan dispersos al detector, son contados para determinar la densidad de la formación. **(Ver Figura 11)**

**Figura 11.** Curva Densidad.



**Fuente.** SCHLUMBERGER, Principios / Aplicaciones de la Interpretación de Registros, 2005, p. 42

**Usos:** entre los usos de la herramienta Densidad se encuentra que el más importante es la evaluación de la porosidad, es un excelente detector de gas, identifica lutitas con contenido de aceite, cálculo de presión de sobrecarga, además de propiedades mecánicas de la roca. Identifica litologías complejas, es decir (arena con arcilla) y minerales con depósitos de evaporitas. Cabe resaltar que halla la densidad de los hidrocarburos y de la formación

**Ventajas:** el registro Densidad, es muy importante para predecir presiones anormales en determinadas zonas, con el fin de tomar precauciones para descartar riesgos. Este registro se puede correr en hoyo desnudo y da buenos valores para hoyos de 12 pulgadas de diámetro. La herramienta corrige automáticamente el efecto del revoque en el pozo.

**Desventajas:** si en el pozo hay zonas de derrumbe y cavernas, la lectura de la herramienta Densidad convencional se ve muy afectada y debe ser corregida por efecto de tamaño de hoyo. Si hay existencia de hidrocarburos residuales en la región investigada, su presencia distorsiona la lectura del registro.

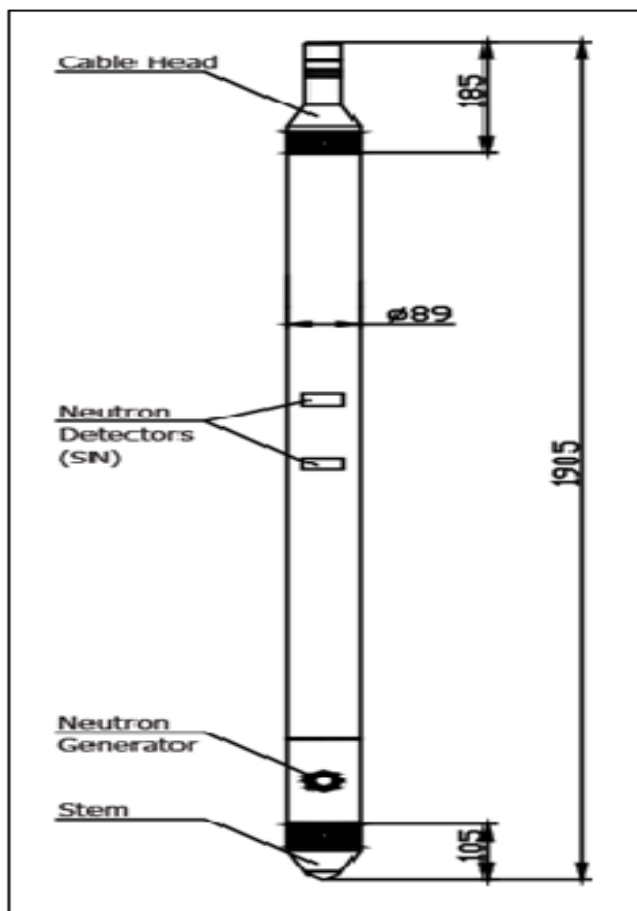
La profundidad de investigación de la herramienta es muy pequeña. Si en el pozo hay zonas de derrumbe y cavernas, la lectura de la herramienta Densidad convencional se ve muy afectada y debe ser corregida por efecto de tamaño de hoyo. Si hay existencia de hidrocarburos residuales en la región investigada, su presencia distorsiona la lectura del registro. La profundidad de investigación de la herramienta es muy pequeña. También se debe tener en cuenta el fluido de perforación que contengan barita, ya que la densidad de este es mayor que la densidad de la formación y no daría un dato confiable de la verdadera densidad.

**2.1.1.5 Registro Neutrón.** el registro Neutrón, se usa principalmente para determinar la porosidad de una formación, y responde a la cantidad de Hidrógeno que está presente en las diferentes litologías encontradas en ella. Por ello en formaciones limpias, en poros saturados de agua o aceite, la herramienta los distingue y además refleja la cantidad de porosidad saturada por el fluido.

**Componentes:** existen dos herramientas que permiten la corrida de este registro, las cuales son la herramienta SPN (Porosidad de neutrones de la pared), es la fuente principal de neutrones, ubicado en la parte inferior de la herramienta y se monta en un patín que se pega a la pared del agujero, proporcionando energía hacia el detector de neutrones, ubicado en la parte superior de la herramienta, donde realiza un conteo de neutrones, cabe aclarar que solo recibe neutrones con una energía superior a 0.4 eV, se corre únicamente en huecos no revestidos ya sean llenos de líquido o vacíos y la profundidad de investigación, es de siete pulgadas en promedio. Por el contrario la herramienta CNL (registros neutrónicos compensados y de porosidad dual), usa un sistema de dos detectores, donde se computa la relación de los dos conteos a la vez y por separado, esta relación, es la porosidad basada en la matriz. Utiliza una fuente y dos pares de detectores tanto epitérmicos como termales para realizar los conteos más exactos de porosidad. El CNL está diseñado especialmente para trabajar con otras herramientas, se corre en huecos llenos de líquido sin revestimiento o cementados, pero nunca en huecos vacíos. La profundidad de investigación es de 10 pulgadas. (Ver **figura 12**).



**Figura 12.** Herramienta Neutrón.

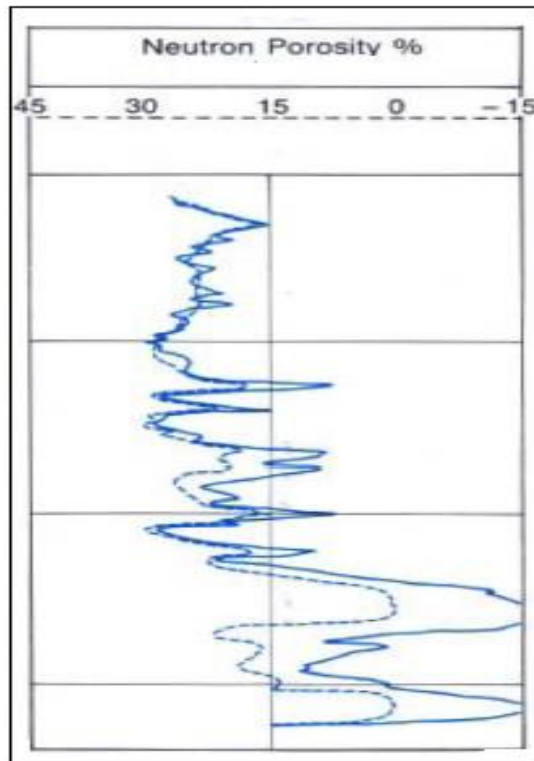


**Fuente.** TUTKOVSKY. Dual Probe Compensated Neutron Logging Tool. Disponible en: <http://tutkovsky.com/en/key-assets/products/112-dual-probe-compensated-neutron-logging-tool-2nnk-n>. [Citado el 20 de Octubre de 2017].

**Funcionamiento:** los neutrones son partículas con carga neutra y la misma masa que el Hidrogeno, esto hace que la herramienta reaccione al índice de Hidrogeno presente en la formación. Cuando los neutrones chocan con alta energía contra el núcleo, pierden energía y son absorbidos por el mismo, al estar completamente cargado de energía el núcleo, emite un rayo gamma que es detectado por la herramienta, ese conteo de rayos es la porosidad que va identificando la herramienta en la formación. **(Ver Figura 13).**



**Figura 13.** Curva Neutrón.



**Fuente.** SCHLUMBERGER, Principios / Aplicaciones de la Interpretación de Registros, 2005, p. 51.

**Usos:** determinación de la porosidad principalmente, se utiliza en agujeros cementados y no revestidos y agujeros de llenos de gas. Detecta zonas gasíferas e identifica litología al combinarse con otras herramientas de densidad.

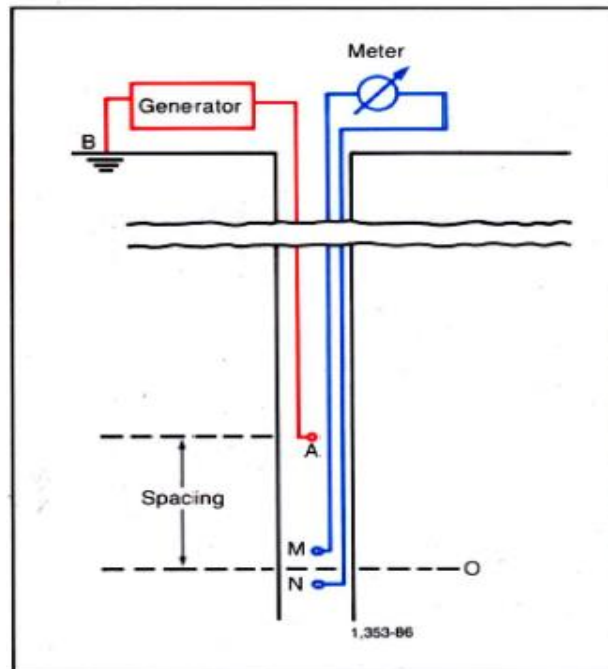
**Ventajas:** la herramienta Neutrón, como es un instrumento que se pega a la pared, minimiza los efectos del agujero. La mayoría de las correcciones requeridas se realizan automáticamente en los instrumentos de superficie. Además proporciona buenas mediciones en agujero vacío. Con los datos de neutrones del (SNP) se registra simultáneamente una curva de calibre. La herramienta (CNL) está especialmente diseñada para combinarse con cualquier otra herramienta para proporcionar un registro de neutrones simultáneo. Evalúa contenido de arcilla más exacto.

**Desventajas:** la herramienta SPN solo puede usarse en diámetros de agujero de cinco pulgadas. Los espacios entre los detectores y la fuente de la herramienta CNL dan una profundidad radial de investigación mayor que los espacios del SNP.

**2.1.1.6 Registros Resistivos.** La medida de la resistividad de una formación es de gran importancia para hallar la saturación de hidrocarburos y saturación de agua en un reservorio, es por ello que existen dispositivos modernos que realizan dos o tres medidas simultáneas cada una con diferente profundidad de

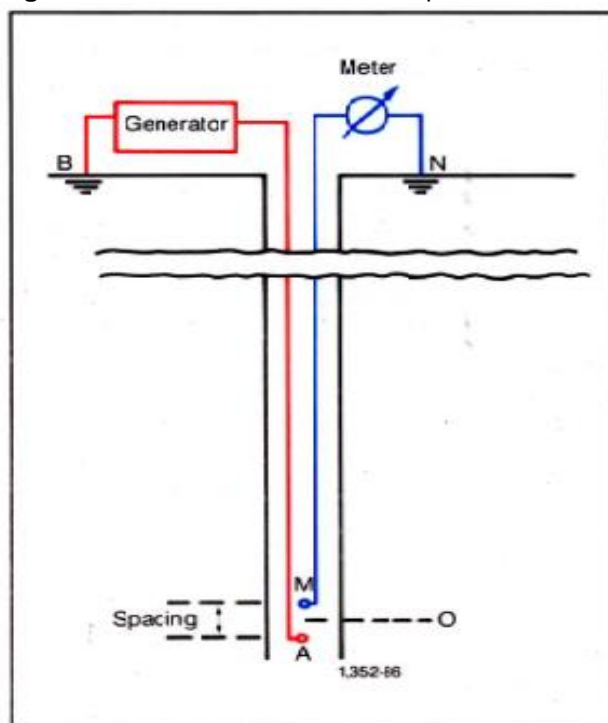
investigación, para obtener un valor de resistividad, la misma depende de la cantidad de agua presente en la formación y del filtrado del fluido de perforación, ya que estos fluidos poseen cargas de iones que permiten el paso de la electricidad y quienes definen que tan conductivo o resistivo es un fluido dentro de la formación. Se tienen las siguientes lecturas la lectura profunda (mayor a 3 pies), lectura media (de 3 a 1.5 pies) y lectura somera (1.5 a 0.5 pies), además se tienen otros dispositivos especiales que únicamente hacen la medición en la zona lavada, la cual está entre (0.5 y 6 pulgadas) de profundidad. La unidad de la resistividad es (ohm - m). (Ver **figura 14 y 15**).

**Figura 14.** Instrumento lateral – disposición básica.



**Fuente.** SCHLUMBERGER, Principios / Aplicaciones de la Interpretación de Registros, 2005, p. 70.

**Figura 15.** Instrumento normal – disposición básica

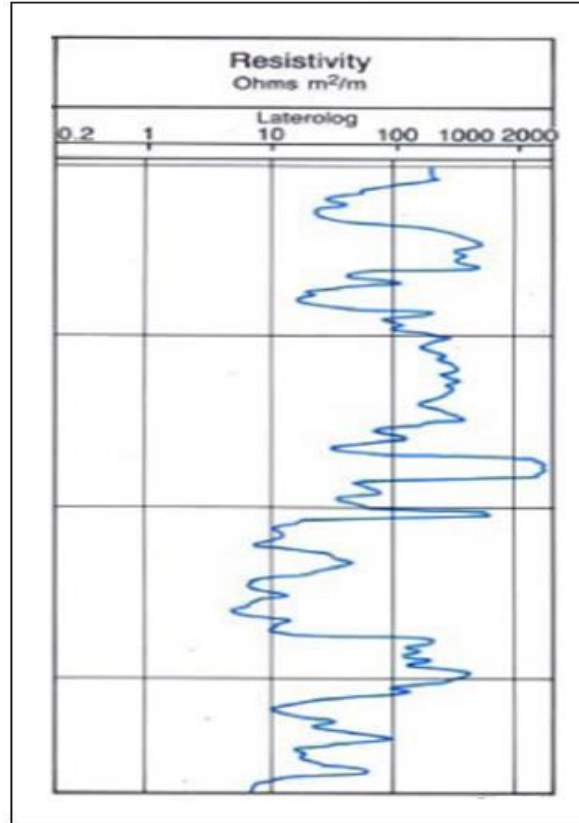


**Fuente.** SCHLUMBERGER, Principios / Aplicaciones de la Interpretación de Registros, 2005, p. 70.

**Componentes:** para evitar que la corriente generada por la herramienta hacia la formación fluya radialmente en todas las direcciones y de una medición de resistividad exacta, se crearon los registros Latero-log o enfocados de Inducción y Micro resistivos. Es importante aclarar que en este capítulo, sólo se hablara de registros Latero-log ya que son la base principal para el desarrollo de esta investigación. El sistema de electrodos enfocados tiene tres medidas de profundidad, ya mencionadas en la definición, los dispositivos para realizar estas mediciones son: Latero-log 7 (LL7), Latero-log 3 (LL3), Latero-log 8 (LL8), y SFL (registro esférico enfocado), todos se basan en el mismo principio de funcionamiento, la diferencia está en la ubicación de los electrodos de enfoque y los electrodos monitores y la manera en que dirigen la electricidad hacia la formación evitando y controlando salidas de electricidad en otras direcciones.

**Funcionamiento:** se introduce corriente a la formación, a través de electrodos que van montados en un patín, este a su vez se pega a la pared del pozo para emitir electricidad, hacia la formación en forma horizontal, la respuesta de la misma, es la diferencia de voltaje entre los electrodos enfocados y monitores, esta diferencia se llama resistividad. El espaciamiento entre los electrodos define la profundidad de investigación, que se desea analizar, y de esta manera se obtienen medidas muy confiables de resistividad verdadera ( $R_t$ ). (Ver **Figura 16**)

**Figura 16.** Curva Resistiva.



**Fuente.** SCHLUMBERGER, Principios / Aplicaciones de la Interpretación de Registros, 2005, p. 78.

**Usos:** los registros resistivos principalmente tienen el objetivo de investigar el comportamiento de las formaciones, conocer la resistividad dentro del pozo, en las zonas invadida, lavada y virgen. Identifica y establece zonas permeables, analiza el perfil de invasión del filtrado de lodo, estima saturación de agua y por consiguiente saturación de petróleo y además porosidad. Discrimina también entre agua dulce y agua salada.

**Desventajas:** las lecturas de resistividad deben ser corregidas ya que son afectadas por el pozo (diámetro y rugosidad), lodo de perforación, torta de lodo (mud cake), invasión de filtrado de lodo en la zona invadida y zona virgen.

**Ventajas:** se puede correr con otros registros al tiempo para tomar medidas más exactas.

**2.2 REGISTROS EN HUECO ENTUBADO.** Finalizada la perforación de una sección en el pozo, se realiza el procedimiento de bajar tubería de revestimiento y cementar, sea para continuar con la perforación de otra sección o puesta en producción del pozo, para la toma de registros se introducen y bajan herramientas hasta la profundidad perforada, realizando la medición de propiedades y

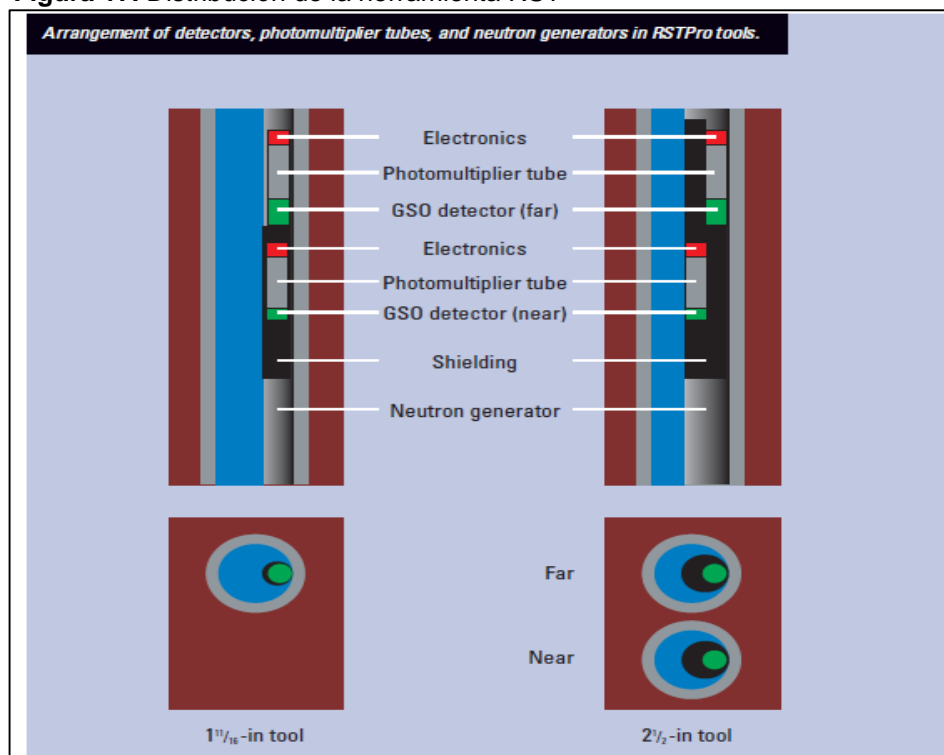
características en función de la profundidad, se registran estos valores a través de sensores que almacenan la información, para posteriormente realizar su interpretación.

### 2.2.1 Registro Rst (Herramienta De Saturación De Yacimiento).

El registro RST, es una herramienta utilizada para identificar las mediciones necesarias en la determinación de la saturación de fluidos, sin tener en cuenta la salinidad, a través de la captura de neutrones de la formación. Para realizar la toma del registro, no es necesario cerrar el pozo, evitando problemas como la reinvación de fluidos a la formación<sup>31</sup>.

**2.2.1.1 Equipo.** El registro RST es una herramienta con diámetro reducido, utilizada en huecos revestidos, está disponible en diámetros de 1-11/16 pulgadas (RST-A) para tuberías de producción de 2-3/8 pulgadas y otro de 2-1/2 pulgadas (RST-B) pulgadas, para tuberías de producción de 3-1/2 pulgadas, está conformada por un generador de neutrones (minitrón), dos detectores GSO (cercano y lejano), tubo fotomultiplicador blindaje y cartucho electrónico<sup>32</sup>, la distribución de las herramientas se pueden visualizar el la **Figura 17**.

**Figura 17.** Distribución de la herramienta RST



**Fuente.** SCHLUMBERGER. Water saturation, lithology and porosity through casing. Rst pro. p 8

<sup>31</sup> SMOLEN, James J. Cased Hole and production log. 1996. P. 97-114

<sup>32</sup> Ibid., p.99

En el **Cuadro 1** se muestra la descripción de los componentes de la herramienta.

**Cuadro 1.** Componentes de la herramienta RST

<b>Componente</b>	<b>Descripción</b>
Generador de neutrones (minitrón)	Dispositivo para la producción de electrones, de alta energía (14 mV), son emitidos en ráfagas controladas con precisión hacia las formaciones, para la interacción con los núcleos circundantes.
Detector GSO	La herramienta utiliza dos detectores de Gd <sub>2</sub> SiO <sub>5</sub> gadolinium oxyorthosilicate (GSO), se encargan de capturar los rayos gamas emitidos por los elementos presentes en la formación, que fueron excitados por los electrones emitidos por un minitrón. Los detectores soportan hasta una temperatura de 300°F sin des calibrarse.
Tubo fotomultiplicador	Un tubo fotomultiplicador convierte un destello de luz en corriente, es recibida por un fotocátodo, un campo eléctrico acelera estos electrones, los amplifica enviándolos a un dinodo, para transmitirlos a los demás componentes eléctricos, donde es convertida en un valor digital. Esta herramienta funciona de forma fiable en ambientes severos incluyendo altas temperaras, vibraciones y golpes.
Blindaje	La herramienta contiene un blindaje, se encarga de aislar los detectores, ayudando a que sean más sensibles a las señales emitidas por la formación y agujero.
Cartucho electrónico	Recibe las señales de los detectores y construye los histogramas, adicionalmente realiza el control, monitoreo, tiempo de disparo del minitrón e interface de telemetría y un microcontrolador.

**Fuente.** PETRICOLA, M. J. C. Monitoring Gas, Oil, Fresh Water and Saline Water Saturations with a Single Tool. Society of Petroleum Engineers, 1996.

**2.2.1.2 Funcionamiento.** El registro RST es una herramienta corrida en pozos revestidos o desnudos a través de guaya, no tiene limitaciones por el tipo de fluido de perforación o fluido de producción, tiene una resolución vertical de 15 pies, su exactitud es basada en la toma del índice de hidrogeno de la formación y su velocidad de registro se basa en el principio de funcionamiento de la herramienta.

En la **Tabla 2**, se observan las características mecánicas de funcionamiento óptimo de la herramienta como son la temperatura, presión, diámetro del hueco, longitud de la herramienta, peso, tensión y compresión.

**Tabla 2.** Características mecánicas de funcionamiento.

	RST-A	RST-B
<b>Rango de temperatura</b>	302°F /150°C	302°F /150°C
<b>Rango de presión</b>	15,000 psi	15,000 psi
<b>Tamaño mínimo del hueco</b>	1-13/16 in	2-7/8 in
<b>Tamaño máximo del hueco</b>	9-5/8 in	9-5/8 in
<b>Diámetro externo</b>	1.71 in	2.51 in
<b>Longitud</b>	23 ft	22.2 ft
<b>Peso</b>	101 lbm	208 lbm
<b>Tensión</b>	10000 lbf	10000 lbf
<b>Compresión</b>	1000 lbf	1000 lbf

**Fuente.** GENDUR, Jason. General Introduction to Well Logging. Schlumberger. 2011, p 86. Disponible en: <http://indico.ictp.it/event/a10175/session/25/contribution/15/material/0/0.pdf>. [Citado el 20 de Octubre de 2017].

El registro RST combina las medidas de radio inelástico de C/O y captura sigma dentro de una herramienta, se utiliza para evaluar reservorios en términos de saturación de petróleo, agua y gas, eliminando la incertidumbre que produce el uso de estas herramientas de forma independiente.

En la toma de registros RST, se bombardea la formación con neutrones rápidos de alta energía que son emitidos desde el generador de neutrones o minitrón, estos interactúan con los elementos de la formación realizando su excitación, los elementos generan rayos gamma que son independientes, formando un espectro de radiación, es recibida por los detectores cercano y lejano de la herramienta, de esta manera se produce la medida, por medio de algoritmos se almacena en el sistema y genera el registro<sup>33</sup>.

La herramienta tiene tres principios de funcionamiento (Modo inelástico, modo de captura, modo sigma) para el registro de la información.

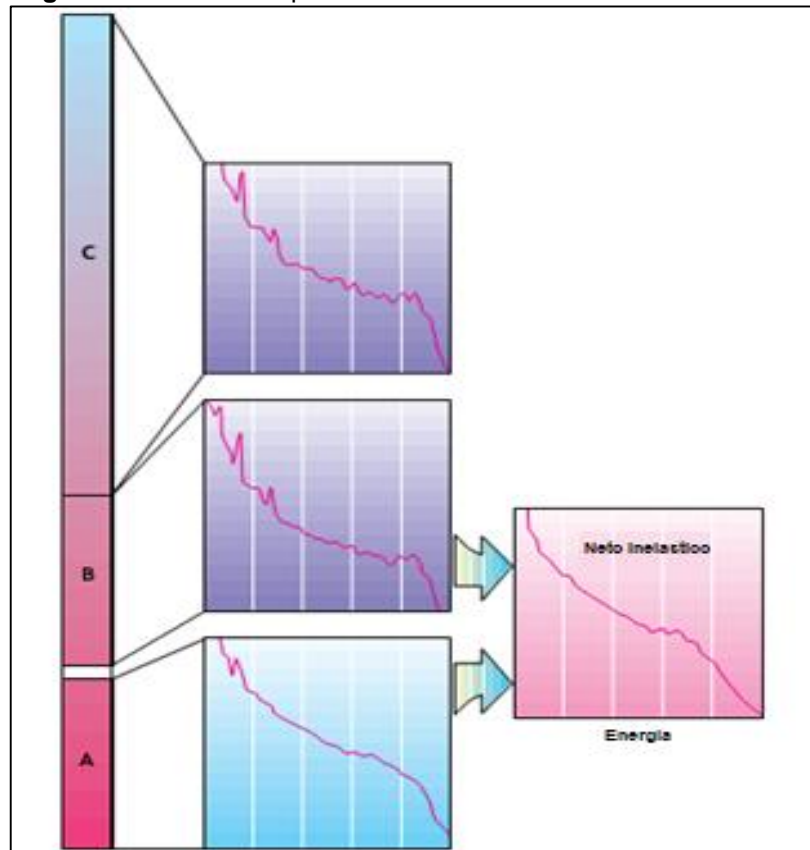
**2.2.1.3 Modo inelástico.** La herramienta emite una ráfaga de neutrones de alta energía dentro de la formación, se genera una interacción con los átomos de la formación de forma inelásticos (Dispersión inelástica), los detectores cercano y lejano graban la información de los rayos gamma emitidos por los átomos de la formación a medida que vuelven a su estado estable luego de estar excitados por los neutrones. Cada elemento emite rayos gamma de diferente energía, que es característico de cada elemento, las principales interacciones inelásticas se producen con el Carbono, Oxígeno, Silicio, Calcio y Hierro<sup>34</sup>

<sup>33</sup> PETRICOLA, M. J. C. Monitoring Gas, Oil, Fresh Water and Saline Water Saturations with a Single Tool. Society of Petroleum Engineers, 1996.

<sup>34</sup> ADOLPH, Bob. Saturation monitoring with the RST reservoir saturation tool. P. 6

En el modo inelástico, se realiza la captura del espectro de rayos gamma en tres compuertas de temporización, la compuerta A registra el espectro de rayos gamma durante la ráfaga de neutrones, que contiene espectros inelásticos como de captura, la compuerta B mide el espectro de captura temprana después de la ráfaga de neutrones, el espectro inelástico neto se forma substrayendo una fracción compuerta B y del espectro medido en la compuerta A. La relación C / O del espectro inelástico neto se utiliza para determinar la saturación, la compuerta C mide el espectro de captura después de la ráfaga de neutrones, se utiliza para determinar la formación litológica como se visualiza en la **Figura 18**, la herramienta en este modo se corre a una velocidad de 60 a 100 pies por hora<sup>35</sup>.

**Figura 18.** Modo de captura inelástico



**Fuente:** ADOLPH, Bob. Saturation monitoring with the RST reservoir saturation tool. P. 6

**2.2.1.4 Modo de captura.** Se adquiere el espectro de rayos gamma como resultado de otro tipo de interacción con los átomos de la formación, este tipo de interacción tiene lugar con la pérdida del nivel de energía termal, los elementos

<sup>35</sup> SCOTT, H. D., et al. A New Compensated Through-Tubing Carbon/Oxygen Tool For Use In Flowing Wells. Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts, 1991.



comúnmente analizados son el Calcio, Silicio, Hierro, Hidrógeno, Azufre y Cloro, otros pueden ser introducidos en el espectro si son necesarios.

Registra simultáneamente los espectros de rayos gamma de captura y las tasas de recuento de rayos gamma de captura total, cada ciclo de medición en el modo de captura-sigma contiene dos impulsos de neutrones una corta y una larga. Las tasas totales de recuento recolectadas durante y después de la ráfaga corta se utilizan para determinar el fluido del pozo, las tasas de recuento totales recogidas después de la ráfaga más larga se utilizan para determinar la formación sigma, se utiliza para determinar litología, porosidad y salinidad de agua aparente, este registro se realiza generalmente a 600 pies por hora<sup>36</sup>.

**2.2.1.5 Modo sigma.** Se utiliza cuando la salinidad del agua de formación es lo suficientemente alta para el registro TDT, el espectro de rayos gamma no es almacenado, se almacena la medida de sigma y porosidad, la secuencia de funcionamiento imita el modo de captura, se realiza a una velocidad hasta de 1800 pies por hora<sup>37</sup>.

**2.2.1.6 Ventajas.**

- Reduce tiempos de inactividad,
- No se requiere cerrar el pozo
- Evaluar formaciones detrás del *casing*
- Diámetro reducido de la herramienta
- Se tiene limitación con el fluido de perforación o producción

---

<sup>36</sup> ADOLPH. Op. Cit., p 6.

<sup>37</sup> Ibid., p 6.

### 3. MODELO PETROFÍSICO DE SATURACIÓN DE FLUIDOS

Este capítulo presenta el modelo petrofísico, enfocado en la determinación de la saturación de fluidos presentes en las zonas de interés del Pozo A del Campo Castilla, con la información de registro tomado en hueco abierto.

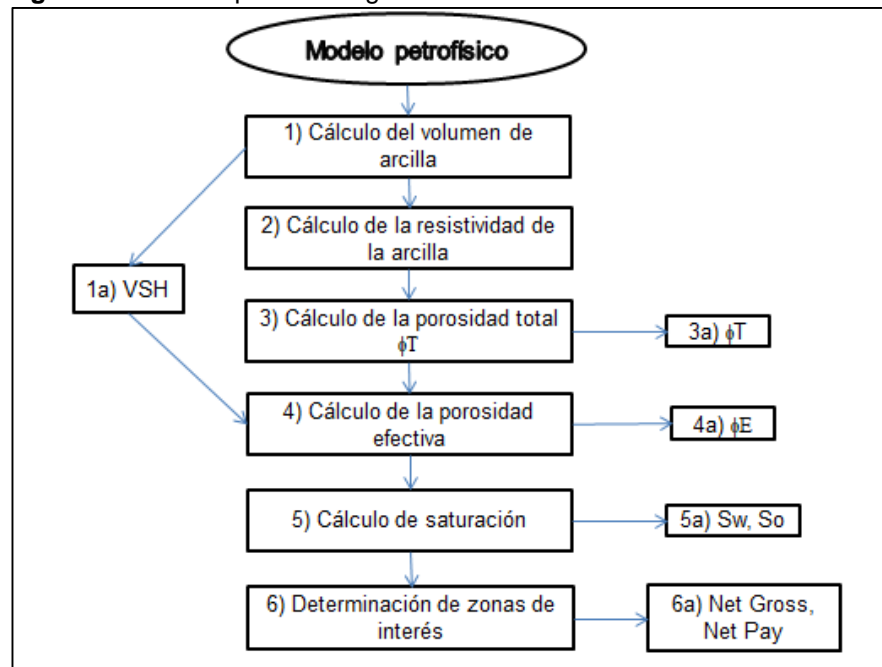
A continuación se va a realizar el modelo secuencial petrofísico.

#### 3.1 DEFINICIÓN DE MODELO GENERALIZADO

Se define el modelo petrofísico a utilizar para el cálculo de las siguientes variables<sup>38</sup>. Ver **Figura 19**.

- Volumen de arcilla
- Porosidad efectiva y total
- Determinación de la resistividad del agua
- Cálculo de saturación
- Cálculo de permeabilidad
- Determinación zonas de interés

**Figura 19.** Modelo petrofísico generalizado.



**Fuente.** AIP. Geological & geophysical, petrophysical and pressure model validation for the llanos 58 field. 2013; Modificado por Autores.

<sup>38</sup> AIP. Geological & geophysical, petrophysical and pressure model validation for the llanos 58 field. 2013

**3.1.1 Volumen de arcilla.** La estimación del modelo de arcilla, basado en la curva GR. Se utiliza para ilustrar una representación de la litología presente en la formación, por medio del siguiente método lineal generalizado. Se realiza el cálculo del índice de arcillosidad. Ver **Ecuación 1**

**Ecuación 1.** Índice de arcillosidad GR

$$IGR = \frac{GR - GR_{CLN}}{GR_{SHL} - GR_{CLN}}$$

**Fuente.** CRAIN ROSS. Crain's Petrophysical Handbook. Disponible en internet: [www.spec2000.net](http://www.spec2000.net). [Citado el 20 de Septiembre de 2017].

Donde:

**GR:** magnitud leída de GR a profundidad de estudio (°API).

**GR<sub>CLN</sub>:** parámetro que indica la magnitud de material limpio en la lectura del registro GR (°API)

**GR<sub>SHL</sub>:** parámetro que indica la magnitud de material sucio en la lectura del registro GR (°API)

Para discriminar las zonas de arena y arcilla, se utilizan diagramas Crossplot de las curvas GR vs RESD, de esta manera determinar los valores de GR<sub>CLN</sub> Y GR<sub>SHL</sub> en las zonas de interés.

En la **Ecuación 2** se visualiza el método de Clavier, utilizado para realizar el cálculo del volumen de arcilla, debido a la presencia de arenas consolidadas y edad geológica de la formación de estudio, descartando la actividad de los minerales pesados de alguna de las unidades estratigráficas o variaciones de arcillosidad<sup>39</sup>.

- Método de cálculo del volumen de arcilla por Clavier.

**Ecuación 2.** Volumen de arcillas método de Clavier

$$V_{SHL} = \frac{0.5 * IGR}{1.5 - IGR}$$

**Fuente.** CRAIN ROSS. Crain's Petrophysical Handbook. Disponible en internet: [www.spec2000.net](http://www.spec2000.net). [Citado el 20 de Septiembre de 2017].

**3.1.2 Porosidad total y efectiva.** Porosidad es el volumen de la porción no sólida de la roca llena de fluidos, dividida por el volumen total de la roca. Se divide en porosidad total (la porosidad total es el espacio intersticial total de la roca, sin importar si contribuye o no al flujo de fluidos) y efectiva (excluye los poros aislados

<sup>39</sup> CRAIN, ROSS. Crain's Petrophysical Handbook. Disponible en: <https://www.spec2000.net/12-phidn.htm>. [Citado el 20 de Septiembre de 2017].

y el volumen de los poros ocupado por el agua adsorbida en los minerales de arcilla u otros granos)<sup>40</sup>.

Se determina la porosidad total y efectiva en el pozo usando los registros de densidad y neutrón, en las diferentes áreas de interés.

Para la determinación de la porosidad total, se utiliza un modelo matemático calculando la porosidad por el registro de densidad. Ver **Ecuación 3**.

**Ecuación 3.** Porosidad por el registro de densidad

$$PHID = \frac{RHOM - RHOB}{RHOM - RhoF}$$

**Fuente.** CRAIN ROSS. Crain's Petrophysical Handbook. Disponible en internet: [www.spec2000.net](http://www.spec2000.net). [Citado el 20 de Septiembre de 2017].

Donde:

**RHOB:** magnitud leída del registro de densidad a profundidad de estudio (GM/CC)

**RHOM:** densidad de la matriz de roca (GM/CC)

**RhoF:** densidad del fluido de formación (GM/CC)

Se calcula la porosidad total o aparente por el método de promedio de la porosidad entre el registro densidad y neutrón. Ver **Ecuación 4**.

**Ecuación 4.** Porosidad total

$$PHIA = \frac{PHID + PHIN}{2}$$

**Fuente.** CRAIN ROSS. Crain's Petrophysical Handbook. Disponible en internet: [www.spec2000.net](http://www.spec2000.net). [Citado el 20 de Septiembre de 2017].

Donde:

**PHID:** porosidad por el registro de Densidad (Fracción)

**PHIN:** porosidad por el registro Neutrón (Fracción)

Para la determinación de la porosidad efectiva, se utiliza la **Ecuación 5**.

**Ecuación 5.** Porosidad efectiva

$$PHIE = PHIA * (1 - VSH)$$

**Fuente.** CRAIN ROSS. Crain's Petrophysical Handbook. Disponible en internet: [www.spec2000.net](http://www.spec2000.net). [Citado el 20 de Septiembre de 2017].

---

<sup>40</sup> SCHULUMBERGER. Oilfield Glossary. Disponible en internet: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es.aspx>. [Citado el 20 de Septiembre de 2017].

**3.1.3 Resistividad del agua.** Para el cálculo de la resistividad, se usa una corrección considerando la salinidad del agua registrada para el pozo, la cual se obtiene a temperatura ambiente, se realiza la corrección para que la temperatura llegue a condiciones de yacimiento y calcular el  $R_w$  a condiciones de yacimiento. Ver **Ecuación 6.**

**Ecuación 6.** Resistividad del agua

$$RWAMB = RW * \frac{TYAC + 6.77}{TAMB + 6.77}$$

**Fuente.** CRAIN ROSS. Crain's Petrophysical Handbook. Disponible en internet: [www.spec2000.net](http://www.spec2000.net). [Citado el 20 de Septiembre de 2017].

Donde:

**RWAMB:** resistividad del agua a condiciones ambiente (OHMM)

**RW:** resistividad del agua a condiciones de yacimiento (OHMM)

**TYAC:** temperatura del yacimiento (°F)

**TAMB:** temperatura Ambiente (°F)

**3.1.4 Saturación de agua.** La saturación de agua es la relación entre el volumen de agua y el volumen de poro, corresponde a la fracción de agua dentro de la formación, su unidad de medida es volumen/volumen o porcentaje.

Para realizar el cálculo de la saturación de agua, se utiliza el método de Archie, utilizado en la industria para arenas limpias o carbonatadas<sup>41</sup> se utiliza la **Ecuación 7.**

**Ecuación 7.** Saturación de agua, método de Archie

$$SW = \left( \frac{a * RW}{(PHIE^m) * RT} \right)^{\frac{1}{n}}$$

**Fuente.** CRAIN ROSS. Crain's Petrophysical Handbook. Disponible en internet: [www.spec2000.net](http://www.spec2000.net). [Citado el 20 de Septiembre de 2017].

Donde:

**PHIE:** porosidad efectiva (Fracción)

**RT:** magnitud registrada con el registro de resistividad profunda (OHMM)

**RW:** resistividad de agua de formación (OHMM)

**a:** exponente de tortuosidad (Fracción)

**m:** exponente de Cementación (Fracción)

**n:** exponente de saturación (Fracción)

**SW:** saturación de agua (Fracción)

<sup>41</sup> CRAIN, ROSS. Op. Cit.

**3.1.5 Saturación de petróleo.** Corresponde a la fracción de petróleo líquido dentro de la formación, para la determinación de la saturación de petróleo se utiliza la **Ecuación 8**. Donde se tiene en cuenta la saturación de agua del punto anterior

**Ecuación 8.** Saturación de petróleo

$$SO = 1 - SW$$

**Fuente.** CRAIN ROSS. Crain's Petrophysical Handbook. Disponible en internet: www.spec2000.net. [Citado el 20 de Septiembre de 2017].

Donde:

**SW:** saturación de agua (Fracción)

**SO:** saturación de petróleo (Fracción)

**3.1.6 Permeabilidad.** Es la capacidad que tiene un fluido de fluir a través del medio poroso, para la viabilidad de un pozo petrolero no basta con que tenga hidrocarburos, se hace necesario que este fluido pueda desplazarse dentro de la roca y salir a superficie, los poros deben estar interconectados (porosidad efectiva) permitiendo el flujo, de esta manera se dice que una roca es permeable, si no existe conexión entre los poros, la roca puede ser porosa pero no será posible la extracción de fluidos por métodos convencionales.

La permeabilidad se identifica por la letra K, su unidad de medida es el Darcy, la mayor parte de los reservorios tiene medidas inferiores a un Darcy, por lo tanto para el sector petrolero se utiliza la medida de milidarcy "mD"<sup>42</sup>

El valor de permeabilidad es estimado usando los modelos empíricos de Tixer, Timur y Coates. Ver **Ecuaciones 9, 10, 11**.

- Permeabilidad de Tixer

**Ecuación 9.** Permeabilidad por el modelo empírico de Tixer

$$KTIXIER = \left( \frac{250 * PHIE^3}{SWLRR} \right)^2$$

**Fuente.** CRAIN ROSS. Crain's Petrophysical Handbook. Disponible en internet: www.spec2000.net. [Citado el 20 de Septiembre de 2017].

---

<sup>42</sup> Ibíd..

- Permeabilidad de Timur

**Ecuación 10.** Permeabilidad por el modelo empírico de Timur

$$K_{TIMUR} = \left( \frac{100 * PHIE^{2.25}}{SWLRR} \right)^2$$

**Fuente.** CRAIN ROSS. Crain's Petrophysical Handbook. Disponible en internet: [www.spec2000.net](http://www.spec2000.net). [Citado el 20 de Septiembre de 2017].

- Permeabilidad de Coates

**Ecuación 11.** Permeabilidad por el modelo empírico de Coates

$$K_{COATES} = \left( 70 * PHIE^2 * \frac{(1 - SWLRR)}{SWLRR} \right)^2$$

**Fuente.** CRAIN ROSS. Crain's Petrophysical Handbook. Disponible en internet: [www.spec2000.net](http://www.spec2000.net). [Citado el 20 de Septiembre de 2017].

Donde:

**PHIE:** cálculo de la porosidad efectiva (Fracción)

**SWLRR:** saturación de agua irreducible (Fracción)

**3.1.7 Zonas de interés.** Se determinan las zonas del pozo que contienen las características necesarias para el almacenamiento de hidrocarburo, realizando el cálculo de los valores de *Netgross*, *Netres* y *NetPay*.

*Netgross:* espesor o intervalos de rocas con características para el almacenamiento petróleo, pueden ser zonas productivas o no productivas.

*Netres:* espesor o intervalos de roca con características para el almacenamiento de petróleo, tiene propiedades que permite el flujo de los fluidos.

*Netpay:* espesor o intervalos de roca que contienen hidrocarburo, permitiendo el flujo para su extracción, proporcionando una base sólida para realizar cálculos de OOIP y OGIP.

Se calculan usando los valores de *Cutoffs* para la porosidad, saturación de agua y el volumen de arcilla, discriminando zonas netas limpias y con los mejores valores de porosidad y permeabilidad. Con la finalidad de mostrar los intervalos de roca, que reúnen las características necesarias para hacer viables la extracción de hidrocarburo<sup>43</sup>.

---

<sup>43</sup> Ibíd.

### 3.2 POZO A

Este pozo, se encuentra ubicado en el Campo Castilla, alcanzo una profundidad de perforación de 8518 pies MD, se perforó en tres secciones. Ver **Tabla 3**.

**Tabla 3.** Secciones perforadas

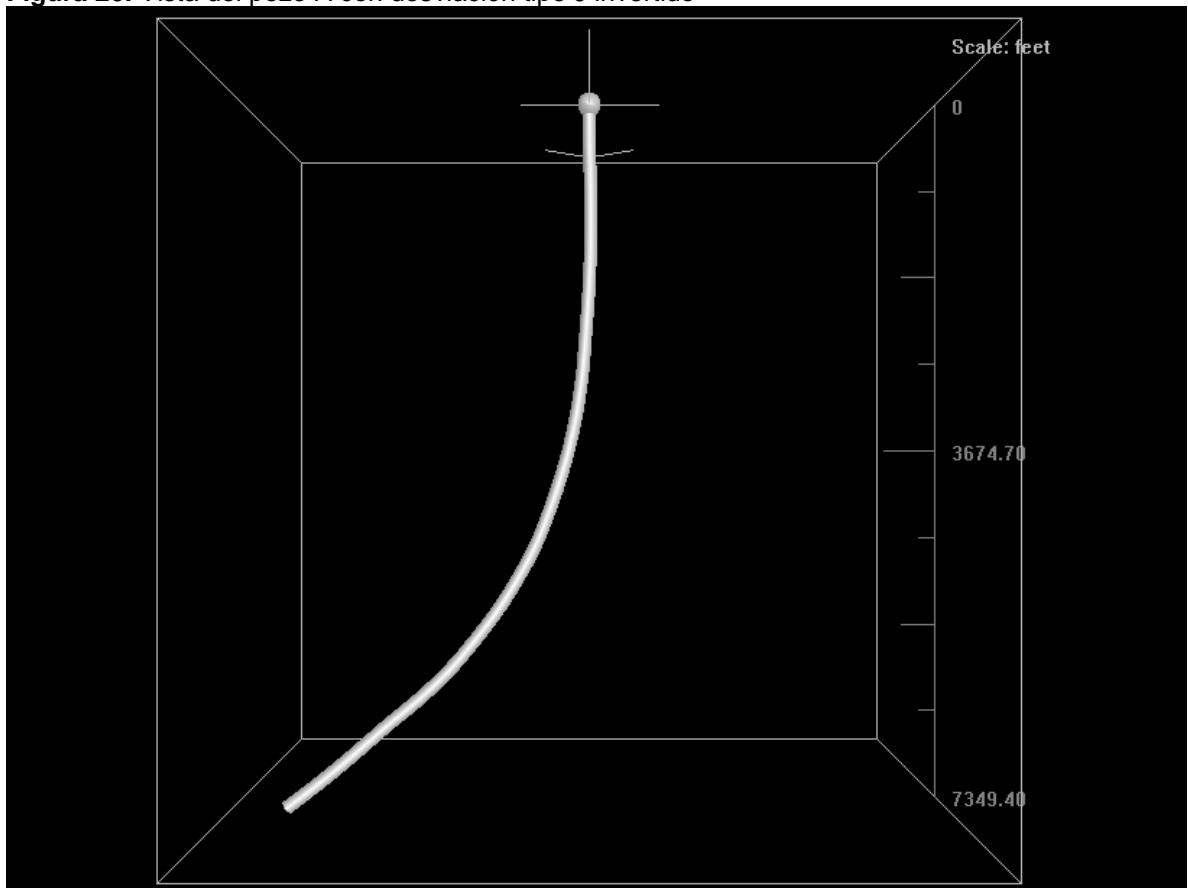
Secciones	Profundidad perforada MD (pies)	Diámetro hueco abierto (Pulgadas)	Diámetro Casing (pulgadas)
Superficie	1023	17.5	13.375
Intermedia	7014	12.25	9.625
Producción	8518	8.5	7

**Fuente.** Ecopetrol S.A. Registro triple combo Castilla Pozo A 2015; modificado por autores

El registro direccional obtiene las medidas necesarias para calcular y graficar en 3D la dirección del pozo, el registro utilizado se visualiza en el **Anexo A**.

El Pozo A tiene un ángulo de desviación de 54.7 grados, perforado tipo J invertido como se muestra en la **Figura 20**,

**Figura 20.** Vista del pozo A con desviación tipo J invertido



**Fuente.** Ecopetrol S.A. Registro triple combo Castilla Pozo A 2015; modificado por autores.

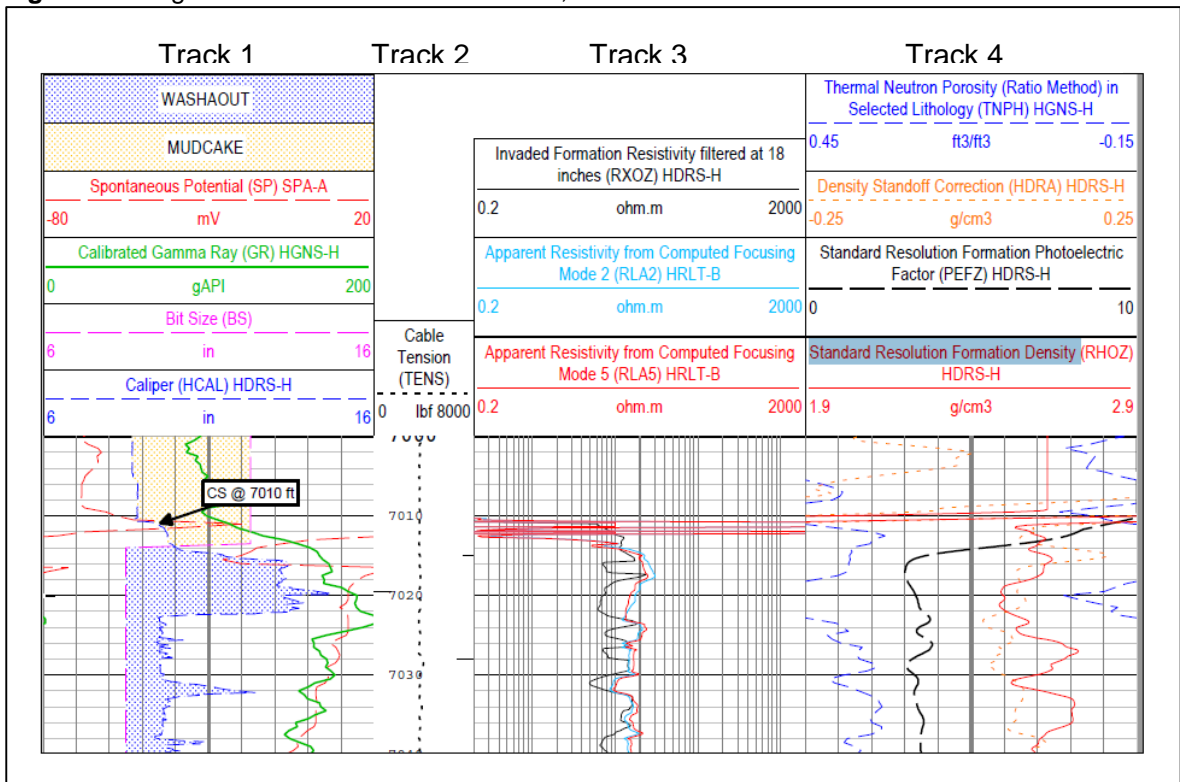


El registro en hueco abierto, se corrió con *Wireline*, la distribución de las herramientas utilizadas, ubicación, configuración y diámetros externos e internos, se muestran en el **Anexo B**.

Las curvas registradas, en la última sección perforada, inician en 7001 pies y terminan en 8518 pies, considerando está el área de interés del pozo, debido a la presencia de hidrocarburo, el registro obtenido se divide en cuatro *tracks* como se observa en el **Figura 21**, las curvas son utilizadas en el cálculo de las propiedades petrofísicas mencionadas anteriormente.

- En el primer *track*, se encuentran las zonas de *washout* y *mudcake*, adicionalmente las curvas de los registros SP, GR, tamaño de la broca, y caliper.
- En el segundo *track* se encuentra la tensión del cable y la profundidad MD.
- En el Tercer *track* se encuentran las curvas de Resistividad (Somera, media y profunda) RXOZ, RLA2 y RLA5.
- En el cuarto *track* se encuentran las curvas de neutrón, corrección de separación de densidad, factor fotoeléctrico y densidad.

**Figura 21.** Registros eléctricos convencionales, Pozo A



**Fuente.** Ecopetrol S.A. Registro triple combo Castilla Pozo A 2015; modificado por autores

En el **Anexo C** se visualiza el registro brindado por Ecopetrol desde 7001 pies hasta 8518 pies de las formaciones Guadalupe y Une.

### 3.3 DETERMINACIÓN DE LOS PARÁMETROS PETROFÍSICOS

Para el cálculo de los parámetros petrofísicos, se tienen en cuenta las características del yacimiento que se encuentran en el **Capítulo 1 Pág, 51**, adicionalmente los datos iniciales registrados en el pozo, al momento de la corrida del registro que se visualiza en la **Tabla 4**.

**Tabla 4.** Datos registrados en el pozo A

Tipo de fluido Agua

Parámetro	valor	Unidad
Max. temperatura registrada	186	°F
Salinidad	1980	Ppm
Max. Desviación del pozo	54.7	°
Rw @ 75	2.605	Ohmm
Profundidad total (MD)	8518	Pies
SWLRR	0.3	V/V

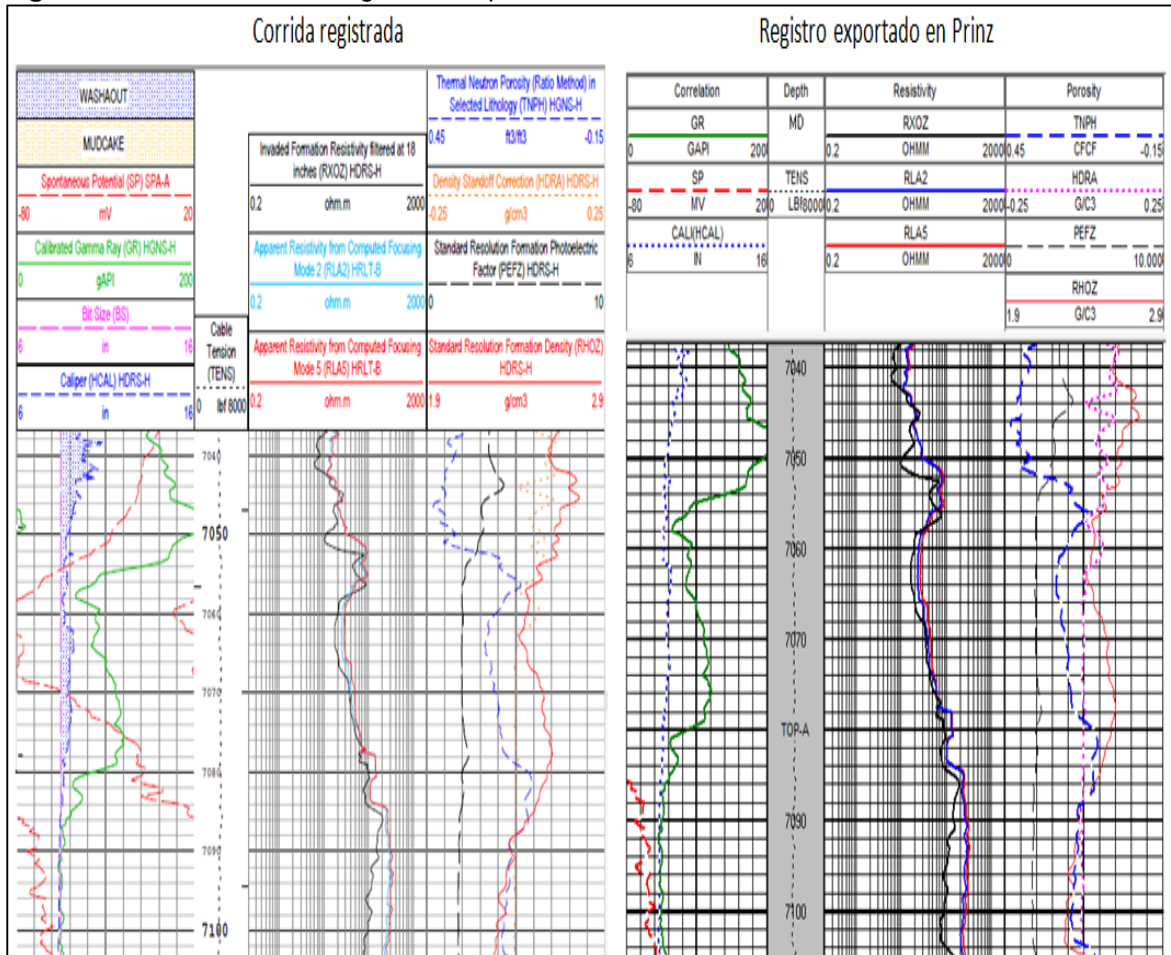
**Fuente.** ECOPEPETROL S.A. Registro triple combo Castilla Pozo A 2015; modificado por autores.

**3.3.1 Control de calidad.** En el procesamiento de la información se crea el proyecto en Project Explorer. Por medio de la herramienta Prizm se importa la información y se realiza su visualización para realizar el respectivo control de calidad a cada una de las curvas exportadas.

El control de calidad se realiza verificando la información importada al software respecto al registro tomado, donde se tienen en cuenta los valores de las curvas comparando que estas sean iguales. Al realizar el análisis de los valores registrados, no se encontraron anomalías en ninguna profundidad.

Realizando un comparativo de la curvas importadas al programa Prizm, con el archivo tipo LAS, y el valor de las curvas mostradas en el registro tomadas en el pozo, se evidencia que la información del registro es igual a la información importada al software. Ver **Figura 22**.

**Figura 22.** Control de calidad graficas exportadas.



**Fuente.** ECOPEPETROL S.A. Registro triple combo Castilla Pozo A 2015; modificado por autores.

La **Tabla 5** muestra una tabla comparativa de 25 valores en diferentes profundidades entre las curvas del archivo LAS y las curvas importadas al software Prizm, donde se evidencia el control de calidad efectuado a los datos.

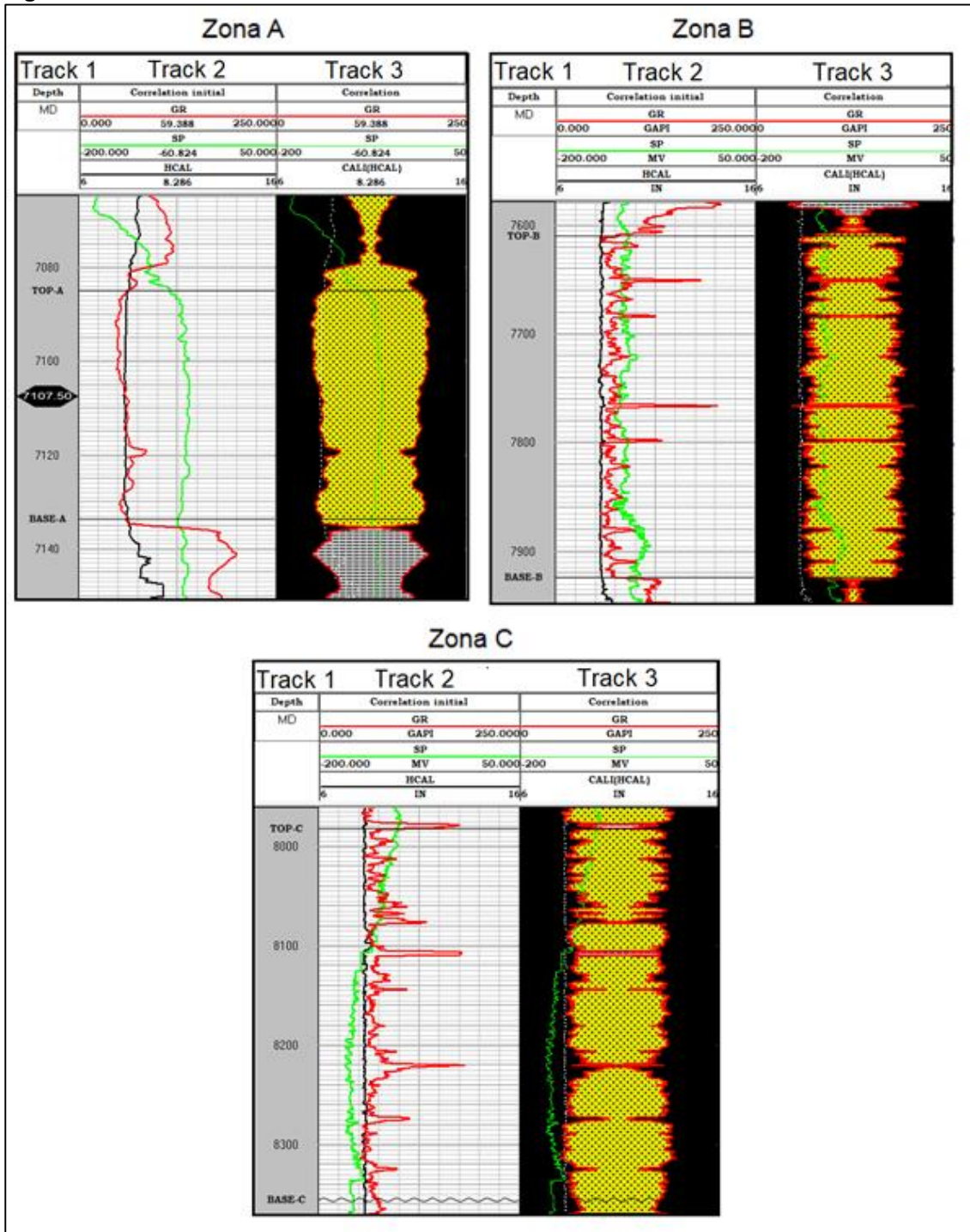
**Tabla 5.** Control de calidad datos exportados.

DEPTH (MD)	LAS	PRIZM	LAS	PRIZM	LAS	PRIZM
	GR (GAPI)	GR (GAPI)	SP (MV)	SP (MV)	RLA2 (OHMM)	RLA2 (OHMM)
7050	197.3618	197.3618	-126.9375	-126.9375	31.4083	31.4083
7100	51.2498	51.2498	-64.0664	-64.0664	258.8936	258.89359
7150	182.6227	182.6227	-64.9083	-64.9083	17.1485	17.1485
7200	153.8033	153.8033	-66.8417	-66.8417	27.5988	27.5988
7250	191.8462	191.8462	-64.1406	-64.1406	10.0874	10.0874
7300	212.6761	212.6761	-58.0625	-58.0625	14.157	14.157
7350	145.9628	145.9628	-39.4961	-39.4961	206.9173	206.9173
7400	145.2245	145.2245	-78.1875	-78.1875	64.9312	64.9312
7450	118.6139	118.6139	-82.6836	-82.6836	312.0937	312.09369
7500	130.032	130.032	-91.668	-91.668	529.1918	529.19177
7550	147.3861	147.3861	-99.332	-99.332	413.4201	413.4201
7600	126.1217	126.1217	-112.5859	-112.5859	307.4663	307.46631
7650	166.2245	166.2245	-109.7617	-109.7617	442.704	442.70401
7700	68.9834	68.9834	-107.4727	-107.4727	892.95	892.95001
7750	68.8142	68.8142	-117.25	-117.25	339.0753	339.07529
7800	65.704	65.704	-108.4805	-108.4805	876.7891	876.78912
7850	83.8574	83.8574	-117.25	-117.25	255.0677	255.0677
7900	66.9506	66.9506	-85.5352	-85.5352	478.4386	478.4386
7950	102.4587	102.4587	-92.5352	-92.5352	154.9883	154.9883
8000	68.8344	68.8344	-100.9844	-100.9844	155.7484	155.7484
8050	82.3666	82.3666	-115.6625	-115.6625	163.3607	163.3607
8100	72.9001	72.9001	-131.9609	-131.9609	268.2729	268.27289
8150	63.5895	63.5895	-153.9883	-153.9883	979.5641	979.56409
8200	61.4685	61.4685	-156.4708	-156.4708	591.0245	591.02448
8250	66.1373	66.1373	-160.35	-160.35	796.4576	796.45758

**3.3.2 Selección de arenas prospectivas.** El registró GR, se utiliza para la selección de zonas de arenas o arcilla, estos intervalos son determinados para definir las zonas de estudio, donde puede existir una acumulación de petróleo.

En la **Figura 23** se muestran las diferentes zonas con presencia de un espesor considerable de arena, el *track* uno, muestra la profundidad, tope y base de las áreas de interés. El *track* dos, contiene las curvas de GR, SP y Caliper, en el *track* tres, muestra la distribución de zonas de arena o arcilla para el pozo A.

Figura 23. Zonas de interés del Pozo A



Se seleccionan las zonas de arenas limpias que puedan almacenar hidrocarburo. Por medio de la interpretación visual en la herramienta Prizm, en la **Tabla 6** se visualizan los topes y bases de las tres arenas escogidas para realizar el análisis de las propiedades petrofísicas.

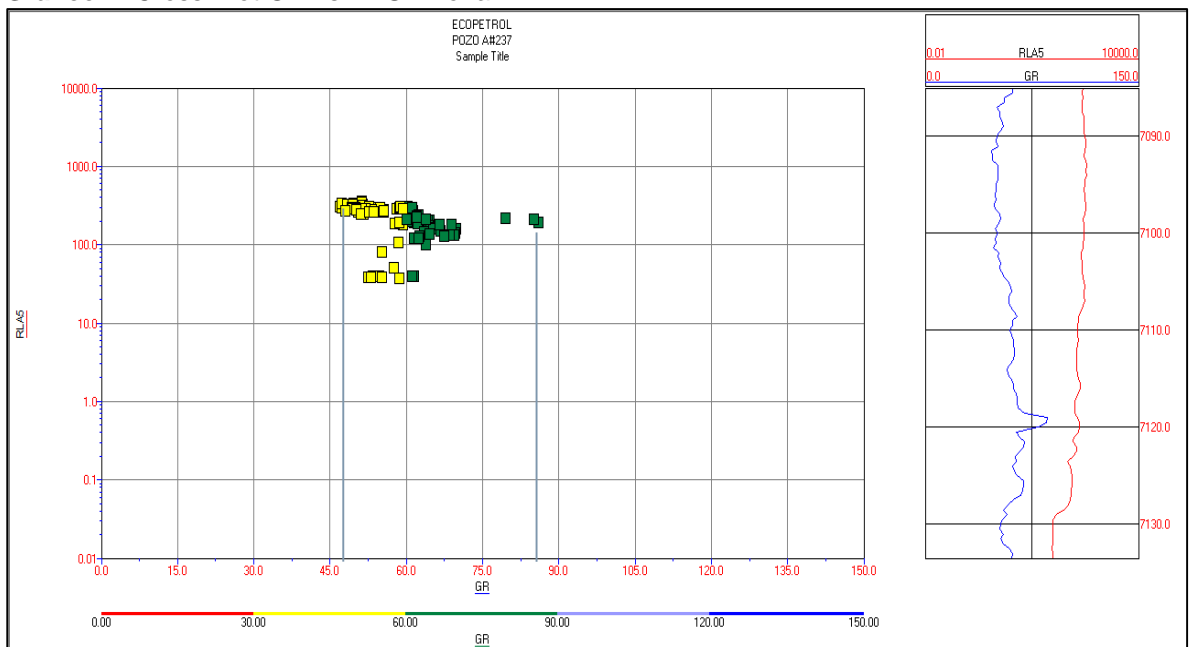
**Tabla 6.** Zonas de arenas seleccionadas.

Zona	Tope	Base	Unidad
A	7085	7133	Pies
B	7609	7924	Pies
C	7981	8355	Pies

**3.3.3 Cálculo del volumen de arcilla.** El índice de arcillosidad, se realiza con la **Ecuación 1** presentada anteriormente **pág. 75**, teniendo en cuenta las magnitudes leídas en la curva del registro GR y los valores de GRcln y GRshl.

Por medio de Crossplot, GR vs ResD en las zonas de interés, se determina los valores de GRcln y GRshL, ubicando las magnitudes de material limpio y material sucio, para la cuantificación del índice de arcillosidad. En la Zona A (7085-7133 pies), el valor registrado de GRcln, corresponde a 46 °API y para el GRshl corresponde a 86 °API, como se visualiza en el **Gráfico 2**.

**Gráfico 2.** Cross-Plot GR vs RESD Zona A.



Se debe ubicar los valores de GRcln y GRshL, obtenidos por los cross-plot en las zonas de interés dentro del software Prizm, de esta manera se toma en cuenta el valor correspondiente por zona y no la corrida total, evitando tomar valores GR de arenas o arcillas, que no se encuentren dentro de los intervalos de estudio. La **Tabla 7** muestra los valores obtenidos de GRcln y GRshl para las zonas seleccionadas del Pozo A.

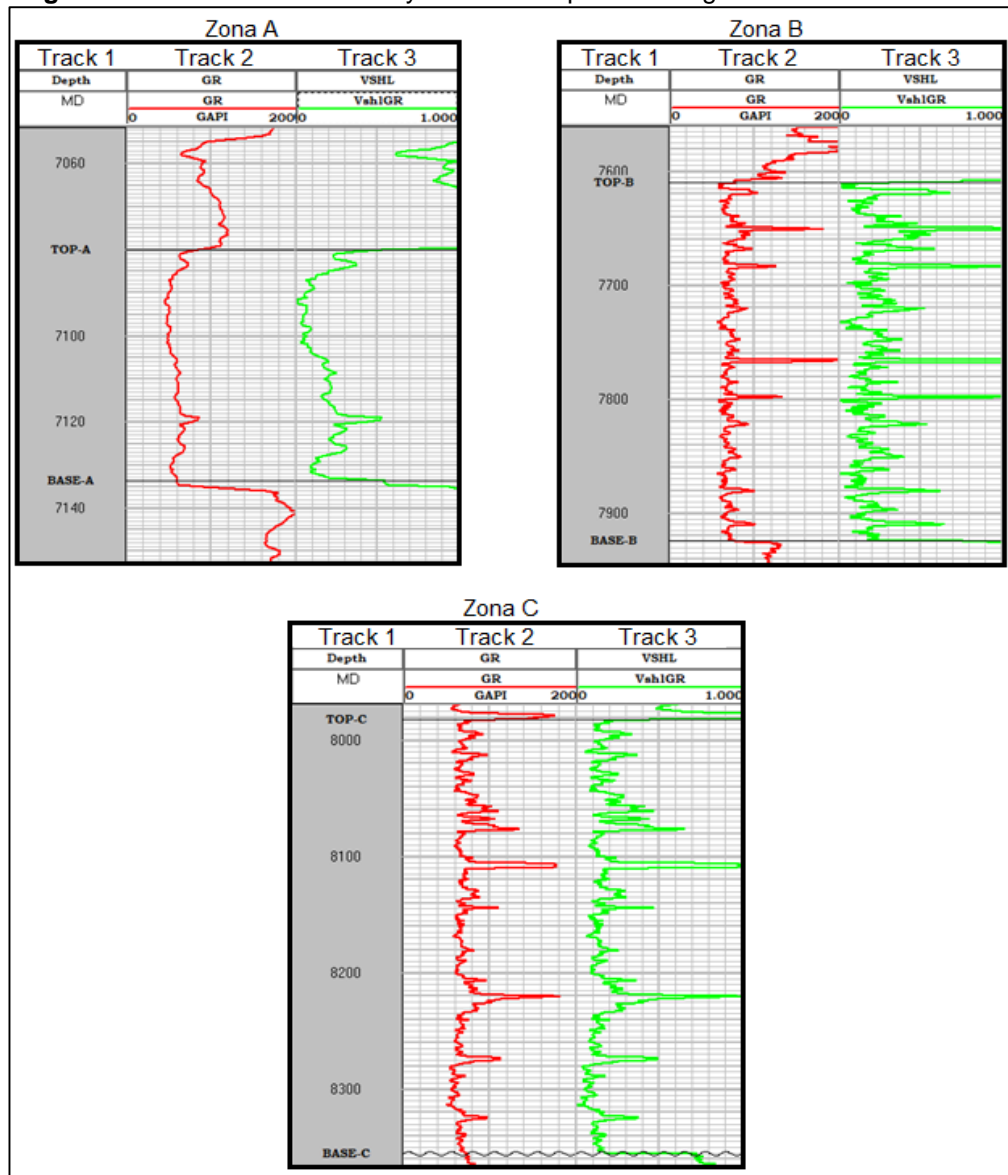


**Tabla 7.** Valores de GRcln y GRshl en las zonas de interés del pozo a

Zona	GRCLN	GRSHL	Unidad
<b>A (7085-7133 Pies)</b>	46	86	GAPI
<b>B (7609-7924 Pies)</b>	57	126	GAPI
<b>C (7981-8355 Pies)</b>	50	179	GAPI

La **Figura 24** muestra las curvas obtenidas del índice de arcillosidad para cada una de las zonas de interés seleccionadas anteriormente, el *track* uno, muestra la profundidad, topes, bases; el *track* dos, muestra la curva GR y el *track* tres, muestra el índice de arcillosidad calculado.

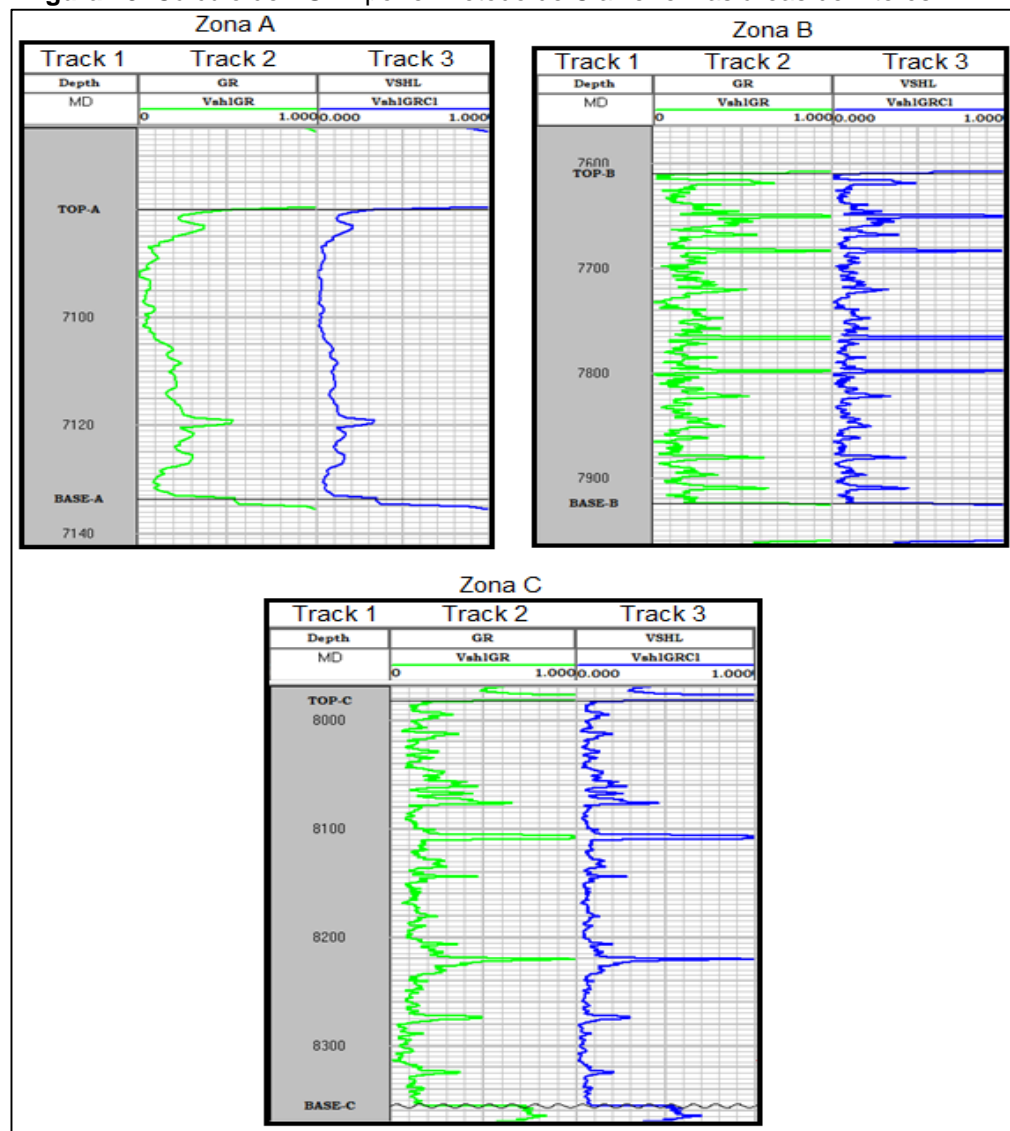
**Figura 24.** Índice de Gamma Ray calculado a partir del registro GR



**3.3.4 Cálculo del volumen de arcilla por Clavier.** Teniendo en cuenta la curva generada del índice de arcillosidad, se realiza el cálculo del volumen de arcilla por el método de Clavier, usado en arenas consolidadas de rocas de edad terciaria o más antiguas, obteniendo una respuesta más aproximada al comportamiento real del pozo por un método no lineal, descartando la actividad de los minerales pesados de alguna de las unidades estratigráficas y variaciones de arcillosidad.

Se utiliza la **Ecuación 2** presentada anteriormente **pág. 75**, para obtener el volumen de arcilla, generando la curva Vshl, en el software Prizm, se visualiza en la **Figura 25** el *track* uno, la profundidad con topes y base de las zonas de interés, el *track* dos, se muestra la curva registrada de GR en el pozo y el *track* tres, muestra los cuerpos de arena determinados por el software.

**Figura 25.** Cálculo de VSHL por el método de Clavier en las áreas de interés





Se visualiza en la **Tabla 8** los valores promedio de las curvas gamma ray y volumen de arcilla para las zonas identificadas.

**Tabla 8.** Valor de GR y VSHL en el pozo A

<b>Zona</b>	<b>GR (°API)</b>	<b>VSHL (Fracción)</b>
<b>Zona A (7085-7133 Pies)</b>	50.30	0.1229
<b>Zona B (7609-7924 Pies)</b>	70.68	0.1173
<b>Zona C (7981-8355 Pies)</b>	70.92	0.1404

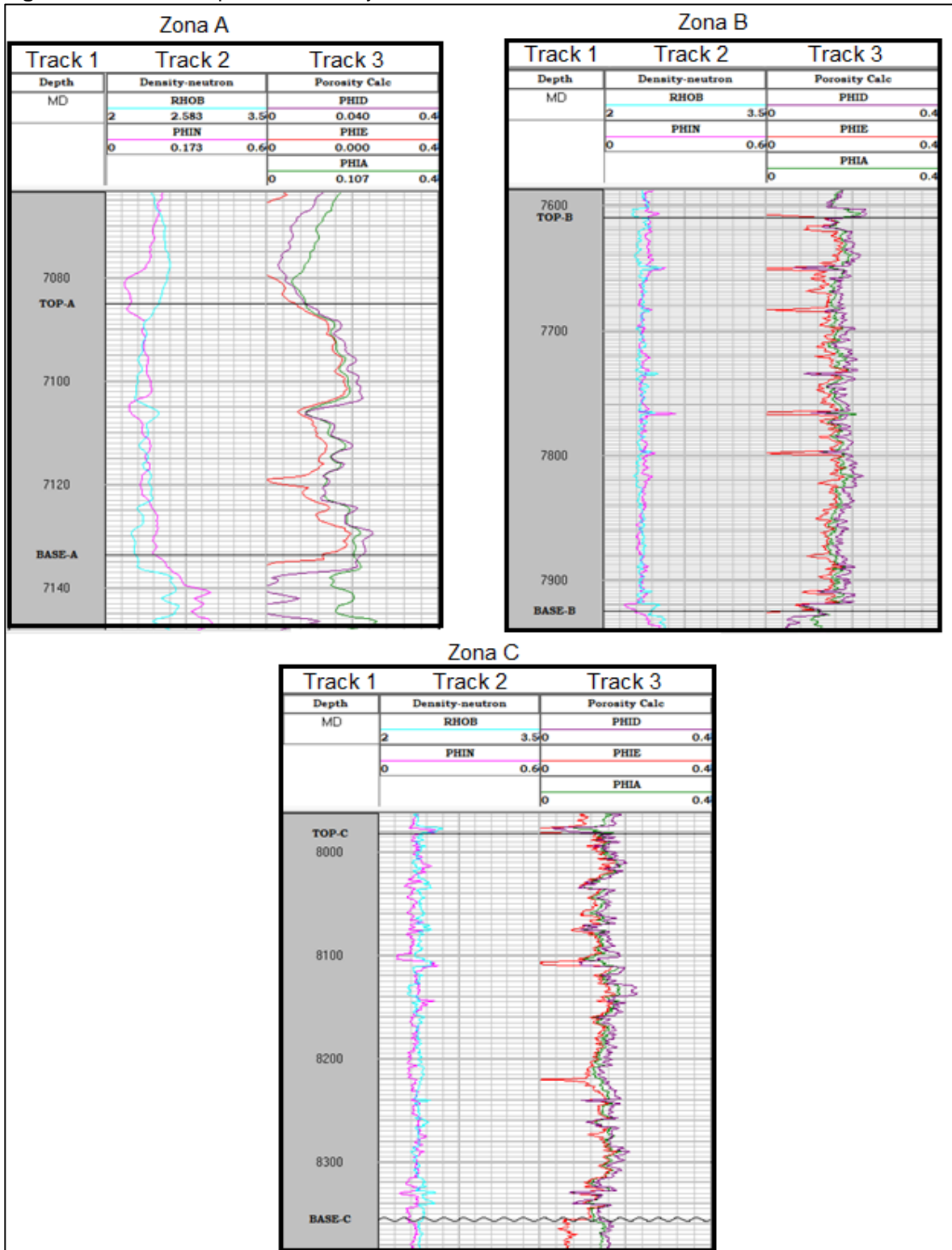
**3.3.5 Determinación de la porosidad total y efectiva.** Se realiza el cálculo de la porosidad por el método de densidad por medio de la **Ecuación 3**, en el cálculo se tiene en cuenta  $R_{HOM}$  que corresponde a la resistividad de la matriz, que tiene un valor 2.68 gr/cc para una arena limpia o calcárea, el  $R_{HOF}$  corresponde a la densidad del fluido de formación en este caso se está trabajando como fluido agua, asumiendo un valor de 1 gr/cc, el valor de  $R_{HOB}$  que corresponde a la magnitud leída del registro de densidad, a profundidad de estudio, con estas medidas se realiza la curva PHID.

En la determinación de la porosidad total, se calcula con la **Ecuación 4**, utilizando el valor de la porosidad calculada con el registro densidad PHID y el valor de porosidad por el registro neutrón PHIN. De esta manera realizar la curva PHIA.

Se calcula la porosidad efectiva con la **Ecuación 5** presentada anteriormente, tomado para el cálculo, la porosidad total PHIA y el volumen de arcillas Vshl, realizando la curva PHIE.

En la **Figura 26**, se muestran las curvas obtenidos por el software Prizm para el cálculo de las porosidades en cada zona de interés. El *track* uno muestra la profundidad, base y tope de las zonas de interés, el *track* dos muestra las curvas de los registros de densidad y neutrón, el *track* tres muestra las curvas generadas de porosidad densidad, total y efectiva.

**Figura 26.** Cálculo de porosidad total y efectiva



La **Tabla 9** presenta los valores promedio cuantificados para la porosidad total PHIA y porosidad efectiva PHIE en las zonas de interés

**Tabla 9.** Valor promedio calculado de PHIA y PHIE

	PHIA (Fracción)	PHIE (Fracción)
<b>Pozo A</b>	0.1653	0.1503
<b>Zona A (7085-7133 Pies)</b>	0.1759	0.1559
<b>Zona B (7609-7924 Pies)</b>	0.1733	0.1549
<b>Zona C (7981-8355 Pies)</b>	0.1576	0.1460

**3.3.6 Cálculo de la resistividad del agua RW.** Para la determinación de la resistividad de agua se utiliza la **Ecuación 6** presentada anteriormente **pág. 77**, partiendo de los datos iniciales brindados por Ecopetrol se puede realizar el cálculo mostrado en la **Ecuación 12**.

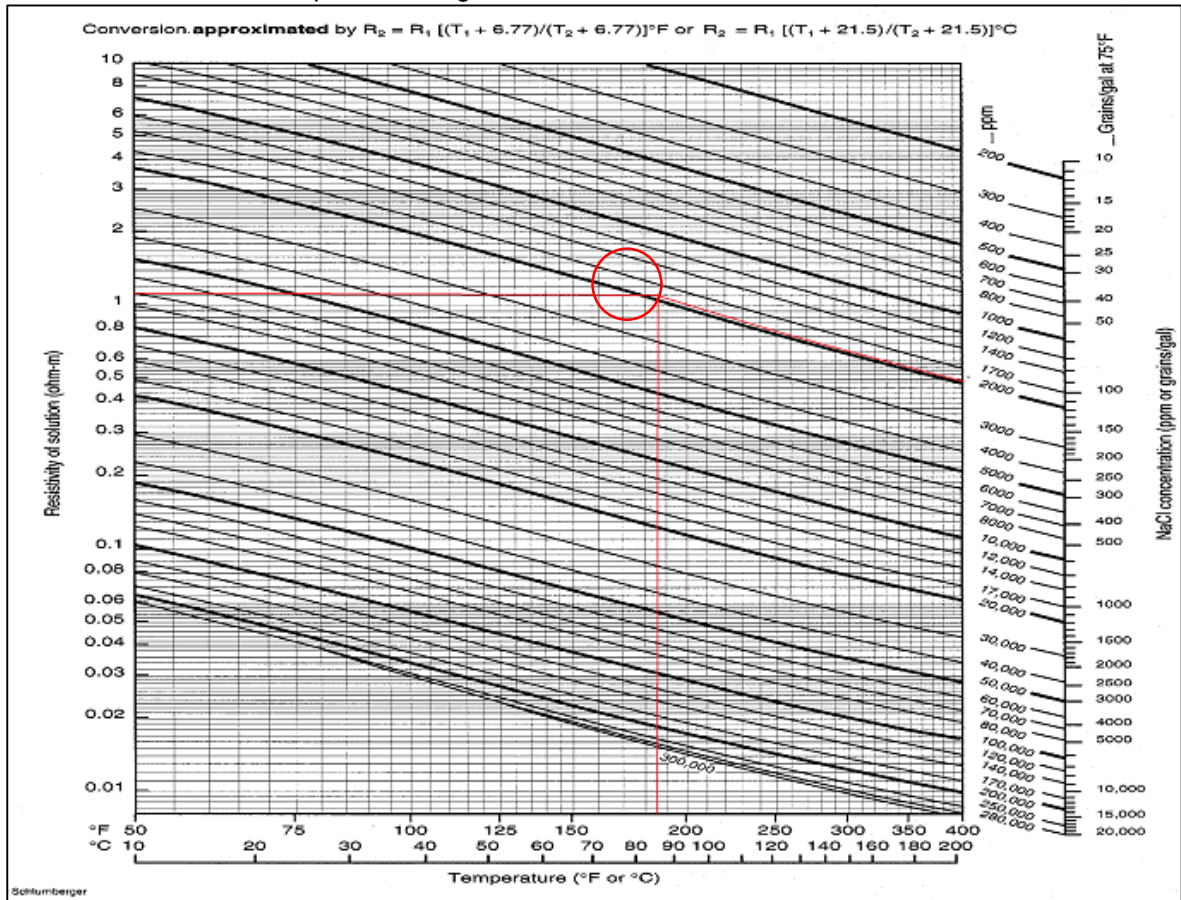
**Ecuación 12.** Cálculo de RW

$$RW = \frac{2.605 \text{ OHMM}}{\frac{186 \text{ DEGF} + 6.77}{75 \text{ DEGF} + 6.77}} = 1.105 \text{ OHMM}$$

**Fuente.** CRAIN ROSS. Crain's Petrophysical Handbook. Disponible en internet: [www.spec2000.net](http://www.spec2000.net). [Citado el 20 de Septiembre de 2017].

Se realiza el cálculo de RW por el método gráfico con la carta desarrollada por Schlumberger, utilizando una temperatura de 186 °K y salinidad de 1980 ppm, obteniendo un resultado de 1.2 OHMM, como se muestra en la **Gráfico 3**.

**Gráfico 3.** Cálculo de  $R_w$  por método gráfico.



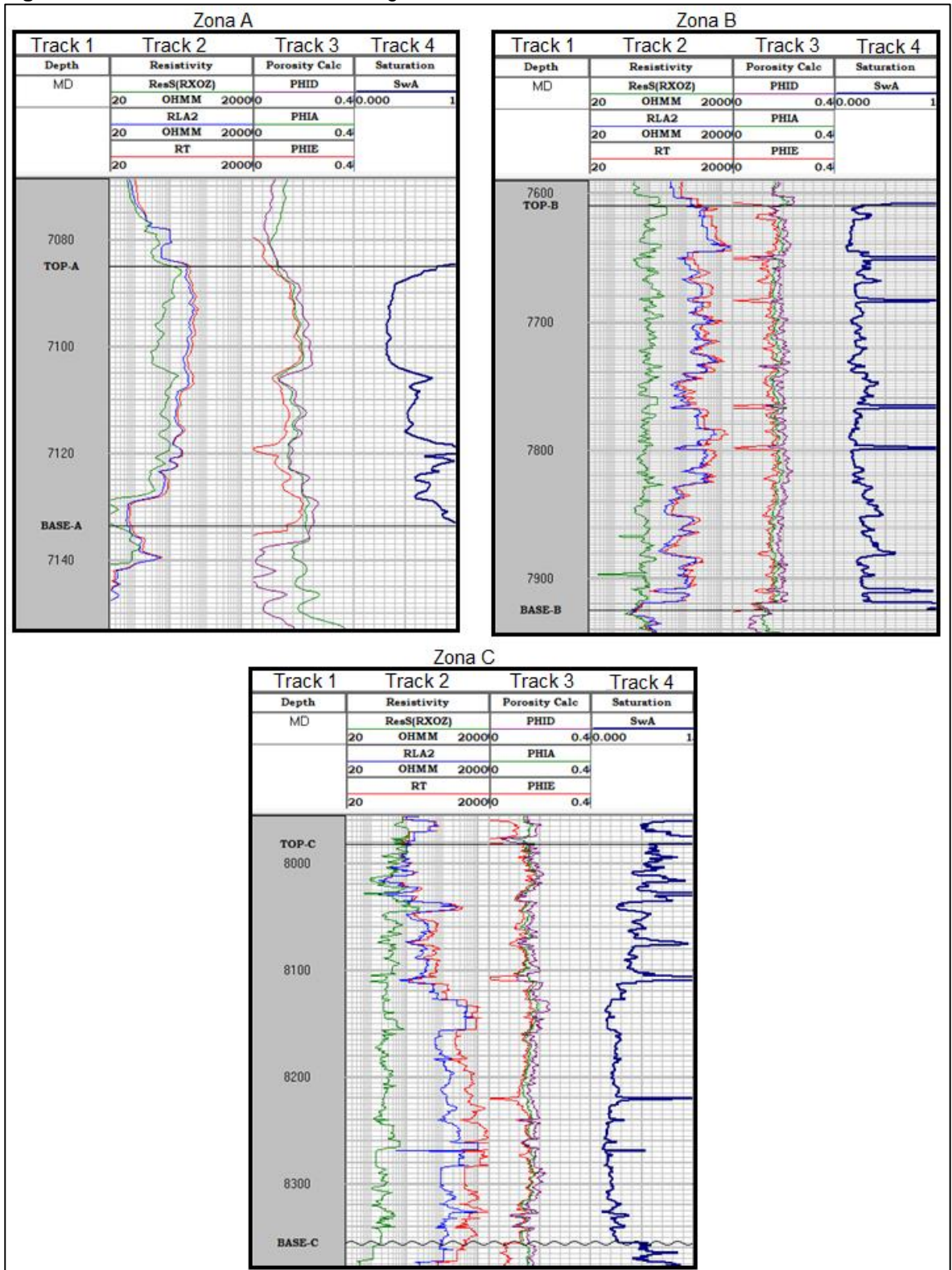
**Fuente.** SCHLUMBERGER, Log interpretation chart. 1997. 14P. Modificado por autores.

Los métodos utilizados para su cuantificación del  $R_w$ , arrojaron una variación del 0.1%. Para los cálculos futuros a realizar, se utilizara el resultado obtenido por medio de la **Ecuación 12**.

**3.3.7 Determinación de la saturación de agua por el método de Archie.** Para el cálculo de la saturación de agua se tiene en cuenta la porosidad efectiva (PHIE), la resistividad del agua ( $R_w$ ), variables calculadas previamente; Se utilizan las constantes de Archie con (a, m, n), la resistividad profunda medida en la formación (RT), se aplica la **Ecuación 7** presentada anteriormente **pág. 77**. para la cuantificación de la saturación de agua a cada profundidad.

Se realiza el cálculo de la saturación de agua (SW) para cada una de las áreas de interés por medio del software Prizm, en la **Figura 27**, se muestran en el *track* uno, la profundidad, base y tope de las zonas de interés, en el *track* dos, las curvas de los registros de resistividad RXOZ, RLA2 y RT, el *track* tres, las curvas generadas de porosidad densidad, total y efectiva, en el *track* cuatro, la curva generada de saturación de agua SW.

Figura 27. Cálculo de la saturación de agua





En la **Tabla 10** se encuentran los valores promedio de las curvas de permeabilidad (RXOZ - RT), porosidad PHIE y saturación de agua

**Tabla 10.** Valor promedio de porosidad efectiva

<b>Zona</b>	<b>RXOZ (Fracción)</b>	<b>RT (ohmm)</b>	<b>PHIE (Fracción)</b>	<b>Saturación de agua (Fracción)</b>
<b>Pozo A</b>	105.68	848.26	0.1460	0.2824
<b>A (7085-7133 Pies)</b>	117.35	275.83	0.1503	0.4232
<b>B (7609-7924 Pies)</b>	134.88	786.14	0.1559	0.2672
<b>C (7981-8355 Pies)</b>	79.41	942.76	0.1549	0.2858

**3.3.8 Cálculo de la saturación de petróleo.** Para el cálculo de la saturación de petróleo se tiene en cuenta el valor de la saturación de agua. Se utiliza la **Ecuación 8** presentada en la **pág. 78**.

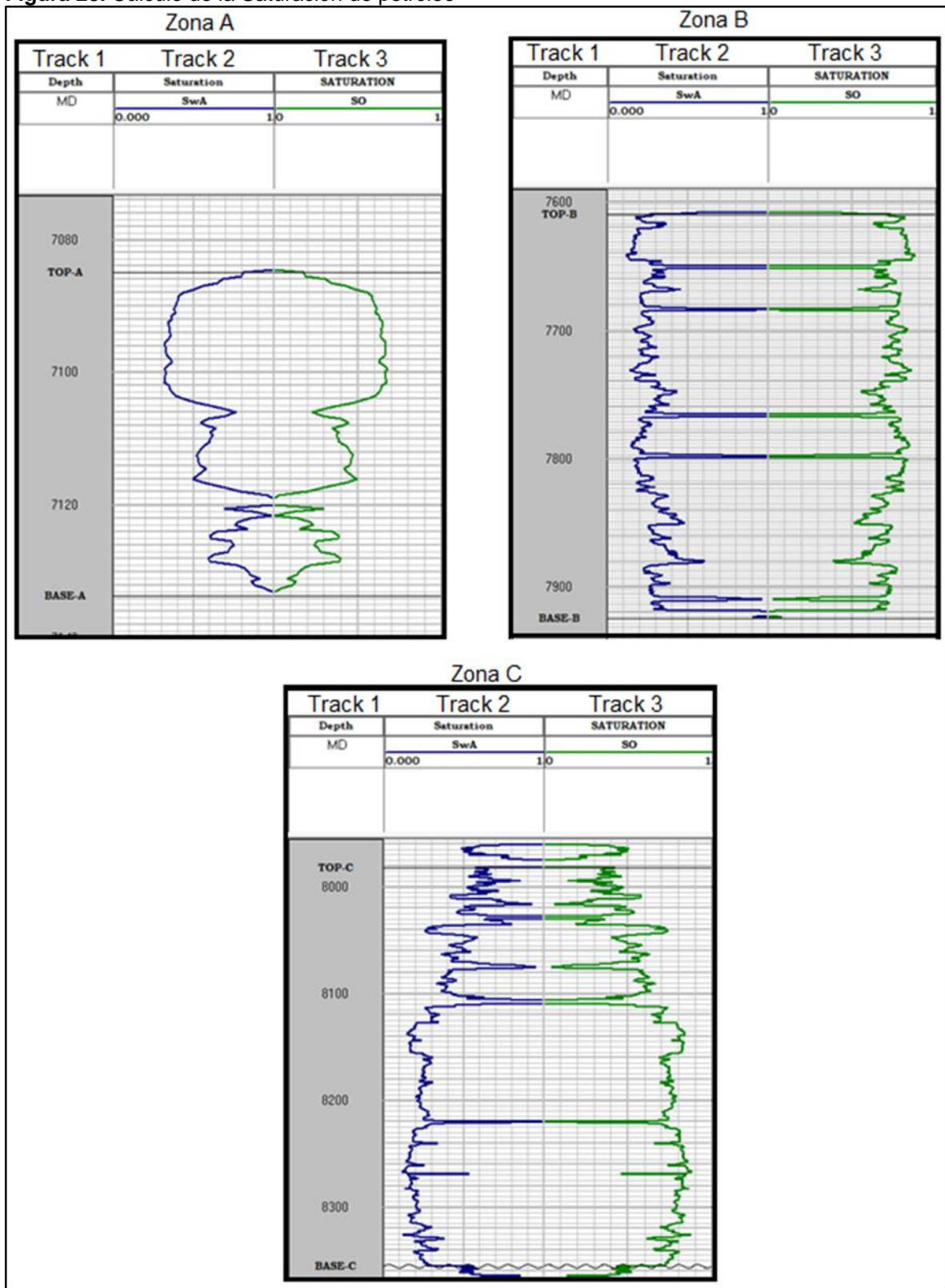
Se realiza la curva de saturación de petróleo (SO), para cada una de las áreas de interés en el software Prizm, se muestran en el *track* uno, la profundidad, base y tope de las zonas de interés, el *track* dos, muestra la curva generada de saturación de agua SW, en el *track* tres, muestra la curva generada de saturación de petróleo SO. Se visualizan en la **Figura 28**.

La **Tabla 11** muestra los valores determinados de saturación de petróleo para las zonas de estudio seleccionadas

**Tabla 11.** Valor promedio de saturación de agua y petróleo

	<b>Saturación de agua (Fracción)</b>
<b>Pozo A</b>	0.2824
<b>Zona A (7085-7133 Pies)</b>	0.4232
<b>Zona B (7609-7924 Pies)</b>	0.2672
<b>Zona C (7981-8355 Pies)</b>	0.2858

**Figura 28.** Cálculo de la Saturación de petróleo



**3.3.9 Cálculo de la permeabilidad.** Para el cálculo de la permeabilidad, se tiene en cuenta el valor de la porosidad efectiva PHIE calculado anteriormente y la saturación de agua irreducible SWLRR, parámetro adquirido de pruebas de presiones capilares tomada en el pozo. Dato suministrada por Ecopetrol

Se realiza el cálculo por los métodos de Tixier, Timur y Coates con las **Ecuaciones 9, 10, y 11**, estos métodos son utilizados en arenas limpias poco arcillosas, con saturación de agua o petróleo asumiendo una buena correlación entre la porosidad, tamaño de poros de garganta y conectividad de los poros.

En la **Figura 29**, se muestran las curvas obtenidas en el software Prizm, para el cálculo de la permeabilidad en cada zona de interés. El *track* uno, muestra la profundidad, base y tope de las zonas de interés, el *track* dos, muestra las curvas generadas de porosidad densidad, total y efectiva, el *track* tres, muestra las curvas de porosidad de Tixier, Timur y Coates.

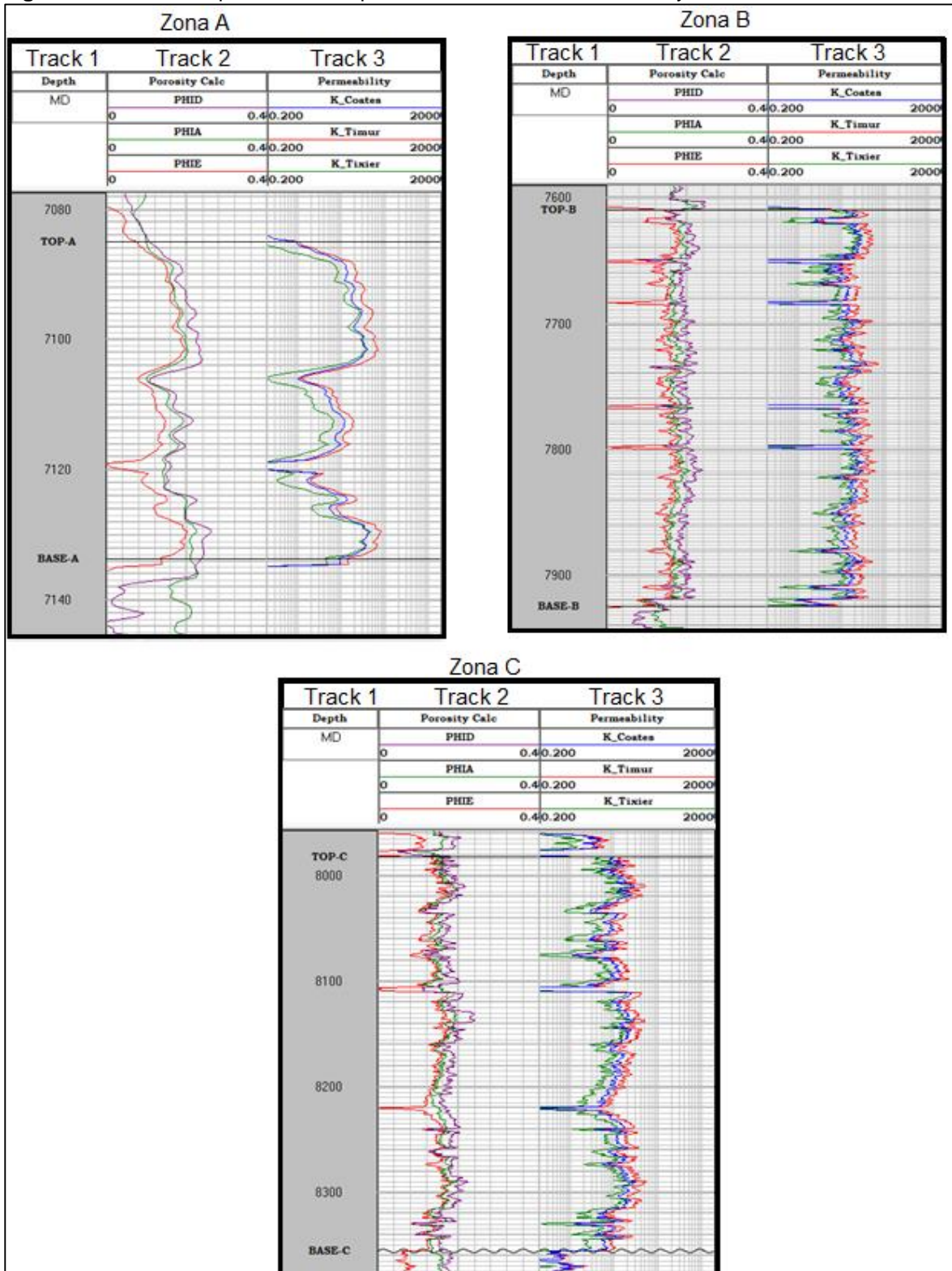
En la **Tabla 12**, se visualizan el valor promedio de la permeabilidad calculada con los métodos Tixier, Timur y Coates para cada zona de interés.

**Tabla 12.** Valor promedio de permeabilidad en las zonas de interés

	<b>K Tixier (mD)</b>	<b>K Coates (mD)</b>	<b>K Timur (mD)</b>
<b>Pozo A</b>	158.1344	165.9930	71.0051
<b>Zona A (7085-7133 Pies)</b>	194.1636	203.8086	88.6229
<b>Zona B (7609-7924 Pies)</b>	200.2545	207.1274	84.7492
<b>Zona C (7981-8355 Pies)</b>	152.8991	153.7456	58.1321



**Figura 29.** Cálculo de permeabilidad por los métodos de Tixier, Timur y Coates.



**3.3.10 Cálculo de Net reservoir y Net pay.** Para definir las zonas de Net Reservoir y Net Pay, se utilizó el software Prizm, usando valores *cutoff* para la porosidad, la saturación de agua y los valores de VSHL discriminando netamente zonas limpias y con los mejores valores de porosidad.

Se utilizaron los siguientes valores de *cutoff* en las arenas seleccionadas, introduciéndolos en el software Prizm, para el cálculo de las zonas de *Net res* y *net pay*

PHIE: mínimo 0.1, máximo 0.2 (Fracción)

VSHL: mínimo 0, máximo 0.3 (Fracción)

SW: mínimo 0, máximo 0.6 (Fracción)

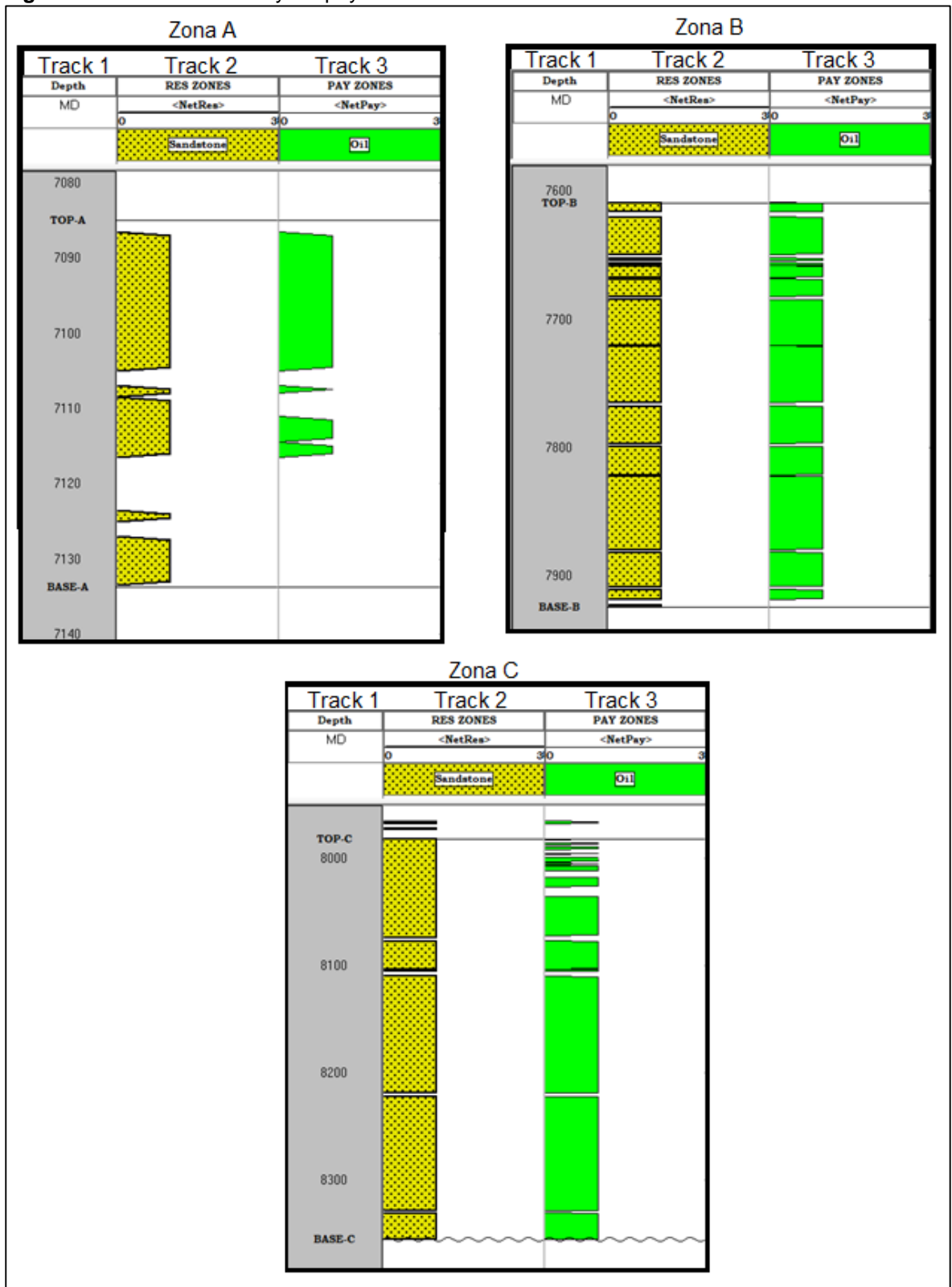
En la **Figura 30**, se muestran las curvas obtenidas en el software Prizm. El *track* uno, muestra la profundidad, base y tope de las zonas de interés, el *track* dos, muestra la curva generada de *Netres*, el *track* tres, muestra la curva generada de *Netpay*.

En la **Tabla 13** se visualizan el número de pies correspondiente a intervalos de *Netpay* y *Netres* en las zonas de interés.

**Tabla 13.** Valores de *Netres* y *Netpay*

	Netres	Netpay	Unidad
<b>Zona A (7085-7133 Pies)</b>	34	23	Pies
<b>Zona B (7609-7924 Pies)</b>	286	284	Pies
<b>Zona C (7981-8355 Pies)</b>	359	326	Pies
<b>Pozo A</b>	679	633	Pies

Figura 30. Zonas de Netres y Netpay.



## 4. . MODELO MATEMÁTICO PARA EL CÁLCULO DE LA SATURACIÓN DE FLUIDOS A PARTIR DEL REGISTRO RST

Este capítulo presenta el modelo matemático utilizado en la determinación de la saturación de fluidos presentes en el área de interés del Pozo A del Campo Castilla, con la información de registro RST.

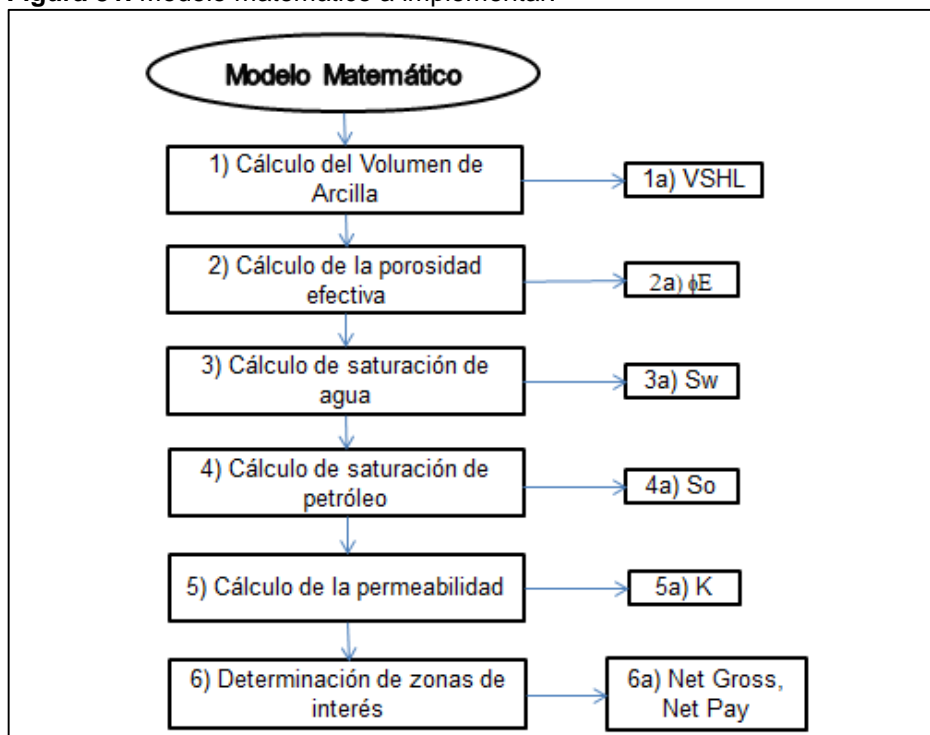
### 4.1 DEFINICIÓN DE LA METODOLOGÍA A IMPLEMENTAR PARA EL CÁLCULO DE LA SATURACIÓN DE FLUIDOS CON EL REGISTRO RST

En la cuantificación de las propiedades petrofísicas del pozo A, con los datos registrados con el registro RST, se efectúan los siguientes cálculos

- Determinación del volumen de arcilla
- Cálculo de la Porosidad efectiva
- Determinación de saturación de agua
- Cálculo de la saturación de petróleo
- Cálculo de permeabilidad
- Determinación zonas de interés

En la **Figura 31** se visualiza el modelo a seguir para la cuantificación de las propiedades petrofísicas.

**Figura 31.** Modelo matemático a implementar.



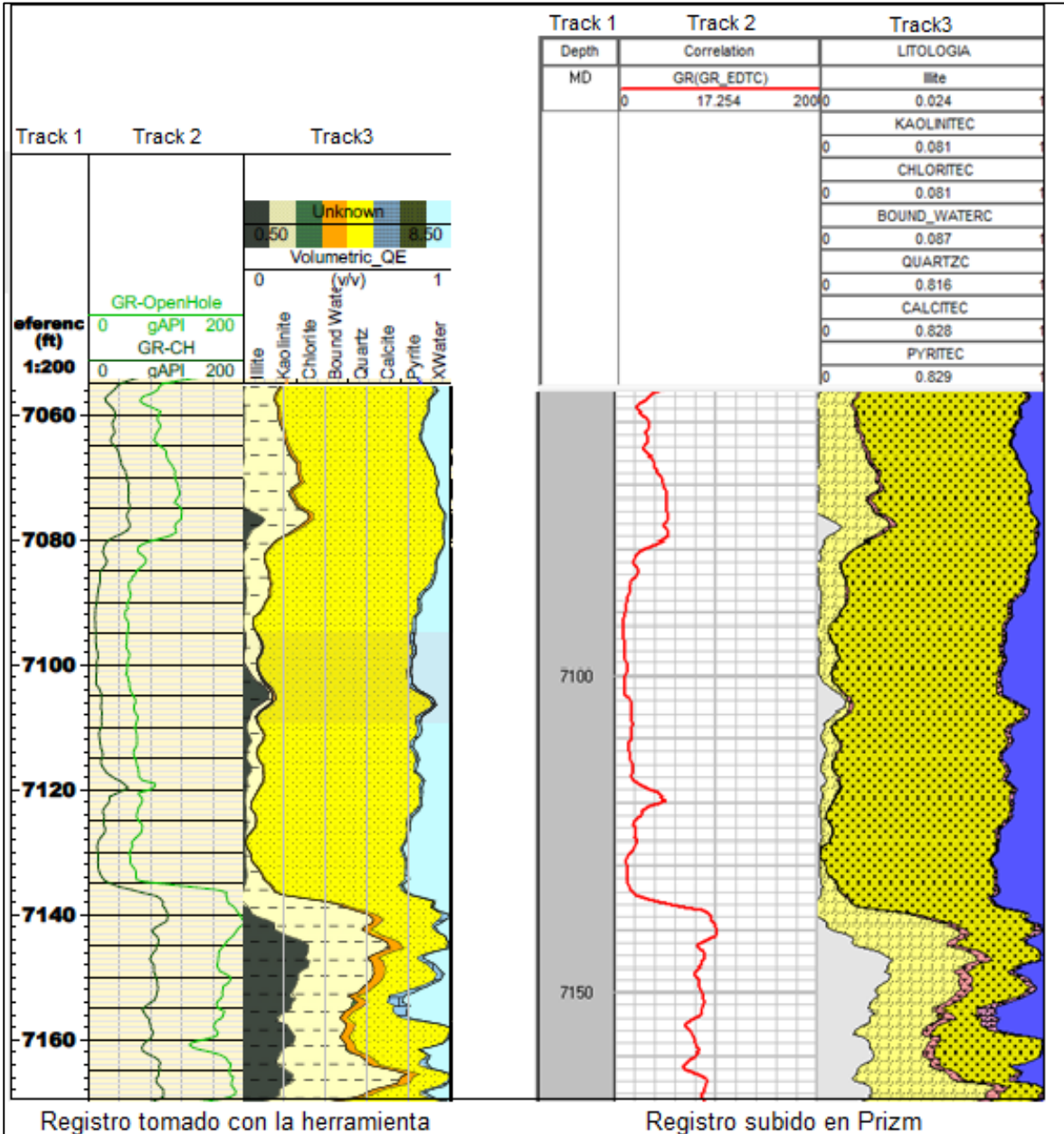
En el modelo matemático a implementar, para la cuantificación de la saturación de fluidos con el registro RST, se llevaran a cabo los cálculos de todas las propiedades petrofísicas determinadas con el registro en hueco abierto.

Los cálculos a realizar para el análisis de las propiedades petrofísicas del pozo A, se van a llevar a cabo con las zonas de interés determinadas anteriormente en la **pág. 86**, de esta manera poder realizar posteriormente comparaciones de los registros y curvas obtenidas.

**4.1.1 Control de calidad de las curvas del registro RST.** Se realizó la corrida del registro RST en el pozo A del Campo Castilla, las curvas obtenidas se exportan por medio de un archivo de extensión LAS al programa Prizm, donde se ubican las curvas a ser utilizadas para desarrollar el modelo planteado.

Las curvas exportadas deben pasar por un control de calidad para verificar que los valores obtenidos por la herramienta y subidos al software sean iguales; En la **Figura 32** se observa el control de calidad realizado entre el intervalo de (7050 pies – 7170 pies) donde se observa como los *tracks* dos y tres de ambos registros presentan los mismos valores para las curvas;

Figura 32. Control de calidad, registro RST.



Fuente. Ecopetrol S.A. Registro RST Pozo A 2015; modificado por autores.

En el registro graficado con la herramienta, no se visualiza el total de los datos capturados, en el archivo de extensión LAS, existen algunas curvas que no fueron graficadas de forma visual y son motivo de investigación en este proyecto, En la **Tabla 14** muestra un comparativo de 25 datos de profundidad entre los valores del archivo de extensión LAS y el registro exportado a Prizm, asegurando el control de calidad de los datos.

**Tabla 14.** Control de calidad registro RST

PROFUNDIDAD (Pies)	TOC_CU (Fracción)		POR_QE (Fracción)	
	LAS	Exportado	LAS	Exportado
7101.700	0.0459	0.0459	0.1923	0.1923
7105.600	0.0259	0.0259	0.0847	0.0847
7120.600	0.0221	0.0221	0.1368	0.1368
7143.000	0.0138	0.0138	0.0745	0.0745
7168.600	0.0331	0.0331	0.1764	0.1764
7208.300	0.0212	0.0212	0.1767	0.1767
7233.000	0.0195	0.0195	0.0434	0.0434
7356.600	0.0187	0.0187	0.0764	0.0764
7437.200	0.0089	0.0089	0.0762	0.0762
7520.700	0.0249	0.0249	0.1471	0.1471
7642.000	0.0416	0.0416	0.1882	0.1882
7698.500	0.0404	0.0404	0.1794	0.1794
7739.500	0.0375	0.0375	0.1828	0.1828
7811.500	0.0383	0.0383	0.1720	0.1720
7906.500	0.0347	0.0347	0.1651	0.1651
7970.600	0.0335	0.0335	0.1521	0.1521
8035.000	0.0217	0.0217	0.1088	0.1088
8064.000	0.0173	0.0173	0.1421	0.1421
8108.000	0.0202	0.0202	0.1268	0.1268
8160.600	0.0182	0.0182	0.1330	0.1330
8205.100	0.0235	0.0235	0.1383	0.1383
8298.000	0.0364	0.0364	0.1702	0.1702
8312.100	0.0200	0.0200	0.1599	0.1599
8329.700	0.0198	0.0198	0.0718	0.0718
8350.200	0.0316	0.0316	0.1242	0.1242

**4.1.2 Caracterización de la litología.** El funcionamiento de la herramienta RST, permite tener una caracterización detallada de los tipos de roca presentes en la formación de estudio.

La herramienta en su modo de trabajo de captura inelástica, realiza el conteo de electrones emitidos por cada uno de los neutrones de los elementos excitados de la formación, esta medida la cuantifica en unidad de fracción y da como resultado la distribución de las minerales que conforman la formación en cada intervalo de profundidad.



Determina los siguientes minerales:

- Illita: mineral de arcilla común, miembro del grupo de los filosilicatos (silicatos laminares), formado por la descomposición por meteorización o alteración hidrotermal de moscovita o feldespato.
- Caolinita: mineral de arcilla, perteneciente al grupo de los filosilicatos (silicatos laminares) representa el producto final del desgaste químico de los feldespatos para dar arcillas.
- Clorita: pertenece al grupo de los filosilicatos (silicato de hoja), relacionado con las micas, ocurren en rocas metamórficas de bajo grado de facies de esquisto verde y como un producto de alteración de minerales ferro magnesianos en rocas ígneas<sup>44</sup>.
- Agua connata: es el agua presente en el espacio poroso que no fluye en condiciones de yacimiento normales no fluye con los procesos de producción primaria o secundaria, inyección o invasión. El agua está asociada a la capilaridad y a la arcilla<sup>45</sup>.
- Cuarzo: un mineral abundante, compuesto de silicio y oxígeno, también conocido como sílice. Los granos de arena cuarzosa son uno de los componentes principales de la arenisca y de otras rocas sedimentarias clásticas<sup>46</sup>.
- Calcita: mineral muy común y extendido en formaciones de carbonato, un constituyente principal de rocas sedimentarias calcáreas<sup>47</sup>
- Pirita: mineral de sulfuro, ampliamente distribuido como un mineral complementario en rocas sedimentarias, especialmente negras o pizarras

Debido a las características propias de los minerales detectados por la herramienta, se realiza una distribución de ellos en la formación, para determinar la litología y ubicar las zonas con potencial de hidrocarburo.

Por medio de las **Ecuaciones 13 a 19** se calculan las composiciones de la roca mostrando las fracciones de cada mineral presentes en ella.

**Ecuación 13.** Fracción de caolinita

$$\Sigma_{Kaolinite} = Illite + Kaolinite$$

**Fuente.** MINH, Chanh Cao, et al. Combining Resistivity and Capture Sigma Logs for Formation Evaluation in Unknown Water Salinity--A Case Study in a Mature Carbonate Field, Society of Petroleum Engineers, 2010.

<sup>44</sup> ALLABY, Michael. Oxford Earth sciences. Third edition ed. New York: Oxford University, 2008.

<sup>45</sup> SCHULUMBERGER. Oilfield Glossary. Disponible en internet: [http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/b/bound\\_water.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/b/bound_water.aspx). [Citado el 15 de Octubre de 2017].

<sup>46</sup> SCHULUMBERGER. Oilfield Glossary. Disponible en internet: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/q/quartz.aspx>. [Citado el 15 de Octubre de 2017].

<sup>47</sup> ALLABY, Michael. Oxford Earth sciences. Third edition ed. New York: Oxford University, 2008.



**Ecuación 14.** Fracción de clorita

$$\Sigma_{\text{Chlorite}} = \Sigma_{\text{Kaolinite}} + \text{Chlorite}$$

**Fuente.** MINH, Chanh Cao, et al. Combining Resistivity and Capture Sigma Logs for Formation Evaluation in Unknown Water Salinity--A Case Study in a Mature Carbonate Field, Society of Petroleum Engineers, 2010.

**Ecuación 15** Fracción de agua confinada

$$\Sigma_{\text{Bound\_Water}} = \Sigma_{\text{Chlorite}} + \text{Bound\_Water}$$

**Fuente.** MINH, Chanh Cao, et al. Combining Resistivity and Capture Sigma Logs for Formation Evaluation in Unknown Water Salinity--A Case Study in a Mature Carbonate Field, Society of Petroleum Engineers, 2010.

**Ecuación 16.** Fracción de cuarzo

$$\Sigma_{\text{Quartz}} = \Sigma_{\text{Bound\_Water}} + \text{Quartz}$$

**Fuente.** MINH, Chanh Cao, et al. Combining Resistivity and Capture Sigma Logs for Formation Evaluation in Unknown Water Salinity--A Case Study in a Mature Carbonate Field, Society of Petroleum Engineers, 2010.

**Ecuación 17.** Fracción de calcita

$$\Sigma_{\text{Calcite}} = \Sigma_{\text{Quartzc}} + \text{Calcite}$$

**Fuente.** MINH, Chanh Cao, et al. Combining Resistivity and Capture Sigma Logs for Formation Evaluation in Unknown Water Salinity--A Case Study in a Mature Carbonate Field, Society of Petroleum Engineers, 2010.

**Ecuación 18.** Fracción de pirita

$$\Sigma_{\text{Pyrite}} = \Sigma_{\text{Calcitec}} + \text{Pyrite}$$

**Fuente.** MINH, Chanh Cao, et al. Combining Resistivity and Capture Sigma Logs for Formation Evaluation in Unknown Water Salinity--A Case Study in a Mature Carbonate Field, Society of Petroleum Engineers, 2010.

**Ecuación 19.** Fracción de fluidos

$$\Sigma_{\text{xwaterc}} = 1 - \Sigma_{\text{Pyrite}}$$

**Fuente.** MINH, Chanh Cao, et al. Combining Resistivity and Capture Sigma Logs for Formation Evaluation in Unknown Water Salinity--A Case Study in a Mature Carbonate Field, Society of Petroleum Engineers, 2010.

Donde:

**Illite:** valor medido por la herramienta de illita (Fracción)

**Kaolinite:** valor medido por la herramienta de caolinita (Fracción)

**Chlorite:** valor medido por la herramienta de clorita (Fracción)

**Bound\_Water:** valor medido por la herramienta de agua confinada (Fracción)

**Quartz:** valor medido por la herramienta de cuarzo (Fracción)

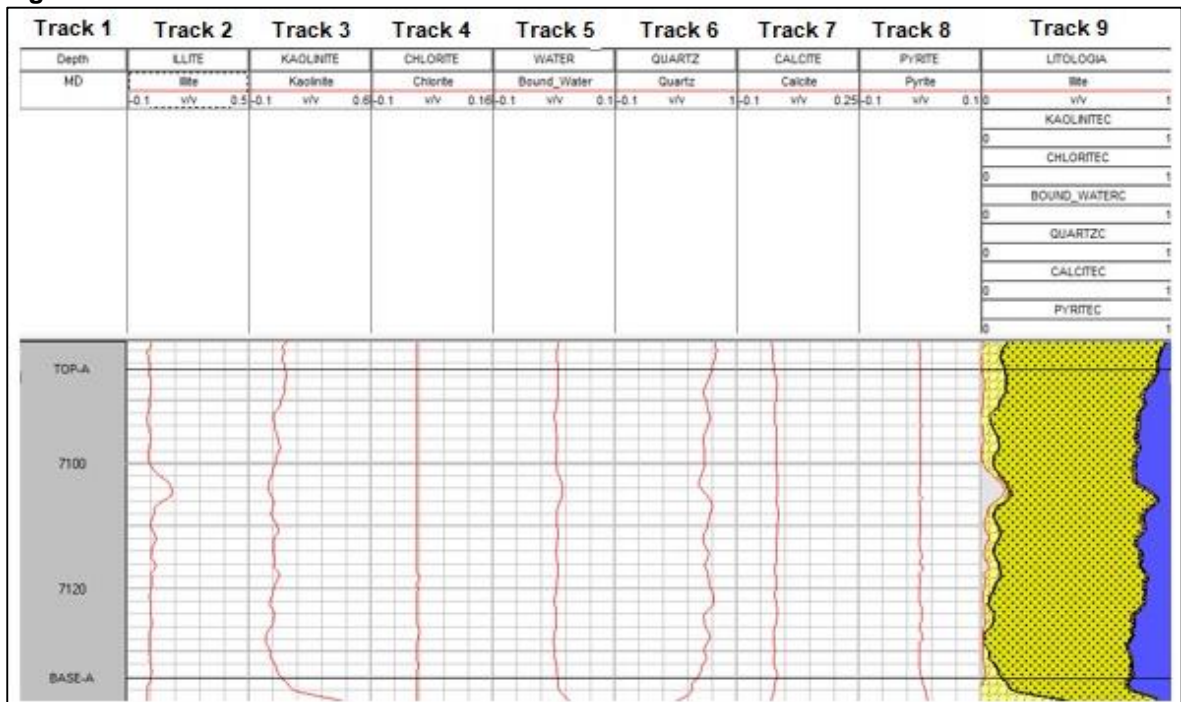
**Calcite:** valor medido por la herramienta de calcita (Fracción)

**Pyrite:** valor medido por la herramienta de pirita (Fracción)

**$\Sigma_{\text{xwaterc}}$ :** fracción de fluidos almacenados por la roca (Fracción)

En la **Figura 33**, se muestra el intervalo de 7080 pies a 7140 pies, el *track uno*, muestra la profundidad, tope y base de la Zona A, el *track dos*, muestra la fracción medida de illita, el *track tres*, muestra la fracción medida de caolinita, el *track cuatro*, muestra la fracción medida de clorita, el *track cinco*, muestra la fracción medida de agua confinada, el *track seis*, muestra la fracción medida de cuarzo, el *track siete*, muestra la fracción medida de calcita, el *track ocho*, muestra la fracción medida de pirita, el *track nueve*, muestra la distribución de cada una de los minerales en la formación.

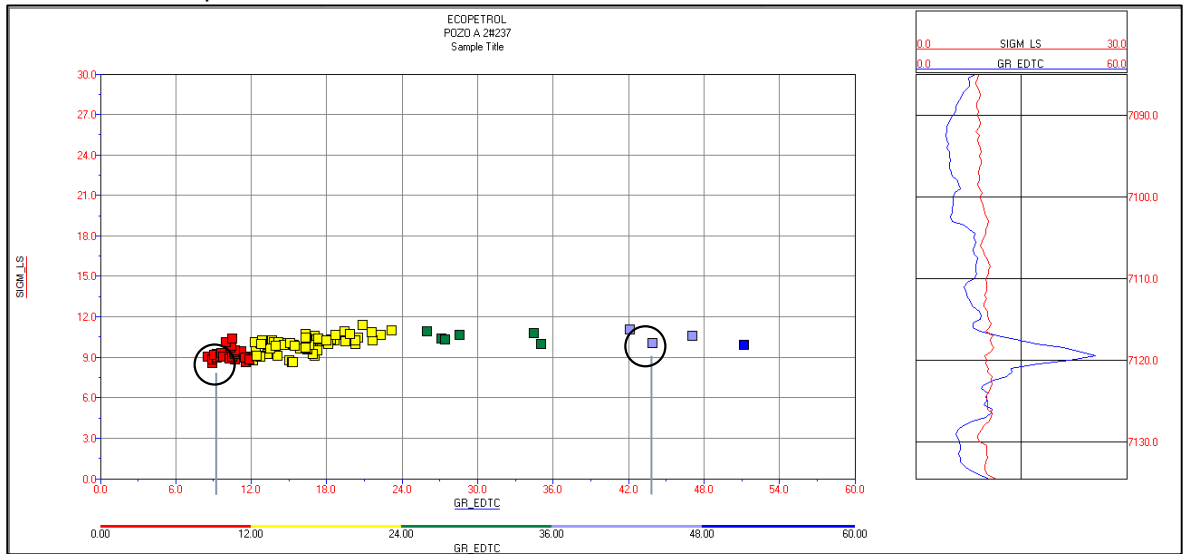
**Figura 33.** Distribución de los minerales en la formación



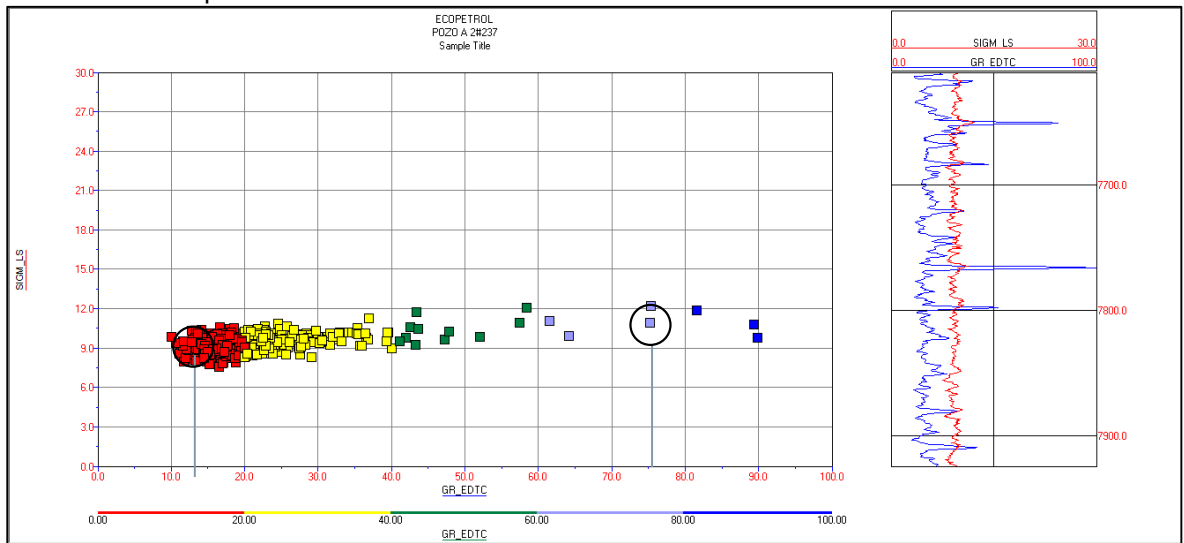
**4.1.3 Cálculo del volumen de arcilla.** El registro RST fue corrido en hueco entubado, por tal motivo presenta un comportamiento diferente a los registros en hueco abierto, la herramienta debe registrar los datos de la formación sin tener en cuenta la sección de tubería de revestimiento y cementación.

Para el cálculo del volumen de arcilla se utiliza la **Ecuación 2** del índice de arcillosidad presentada en la **pág. 75**, se realizan un Crossplot por cada área de interés graficando los valores de GR vs SIGMA, identificando los valores de GR<sub>cln</sub> y GR<sub>shl</sub>, en la **Grafica 4**, se muestra el Crossplot de la Zona A, en la **Grafica 5**, se observa el Crossplot de la Zona B y en el **Grafica 6**, se visualiza el crossplot de la Zona C; Identificando para cada Gráfico los valores de GR<sub>CLN</sub> y GR<sub>SHL</sub>, adicionalmente se observa en el *track* las curvas de GR y SIGMA a las profundidades de cada zona respectiva estudio.

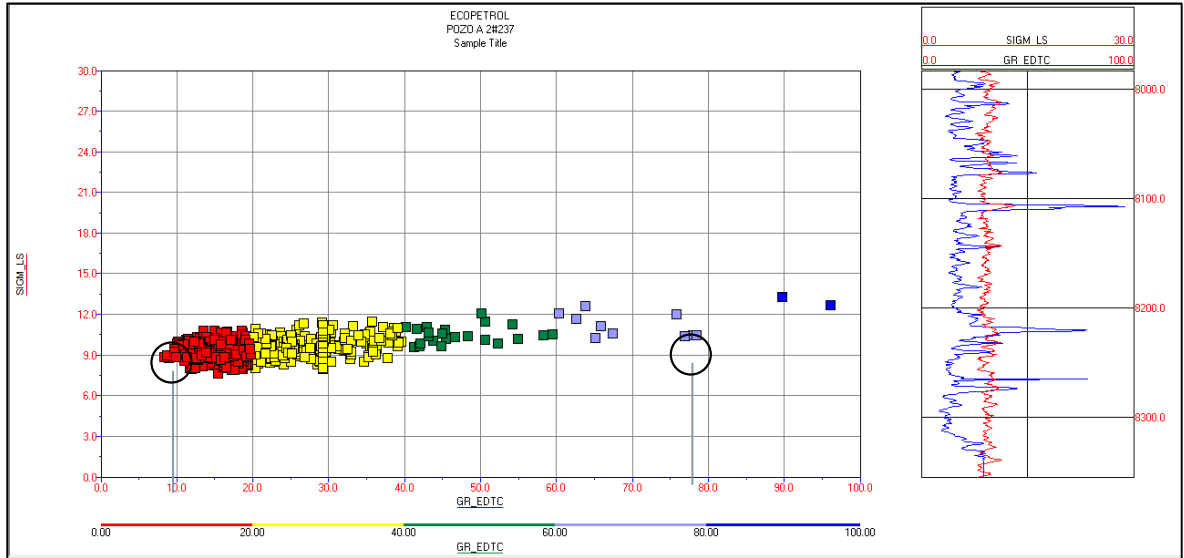
**Gráfico 4. Crossplot GR vs SIGMA Zona A.**



**Gráfico 5. Crossplot GR vs SIGMA Zona B.**



**Gráfico 6.** Crossplot GR vs SIGMA Zona C.



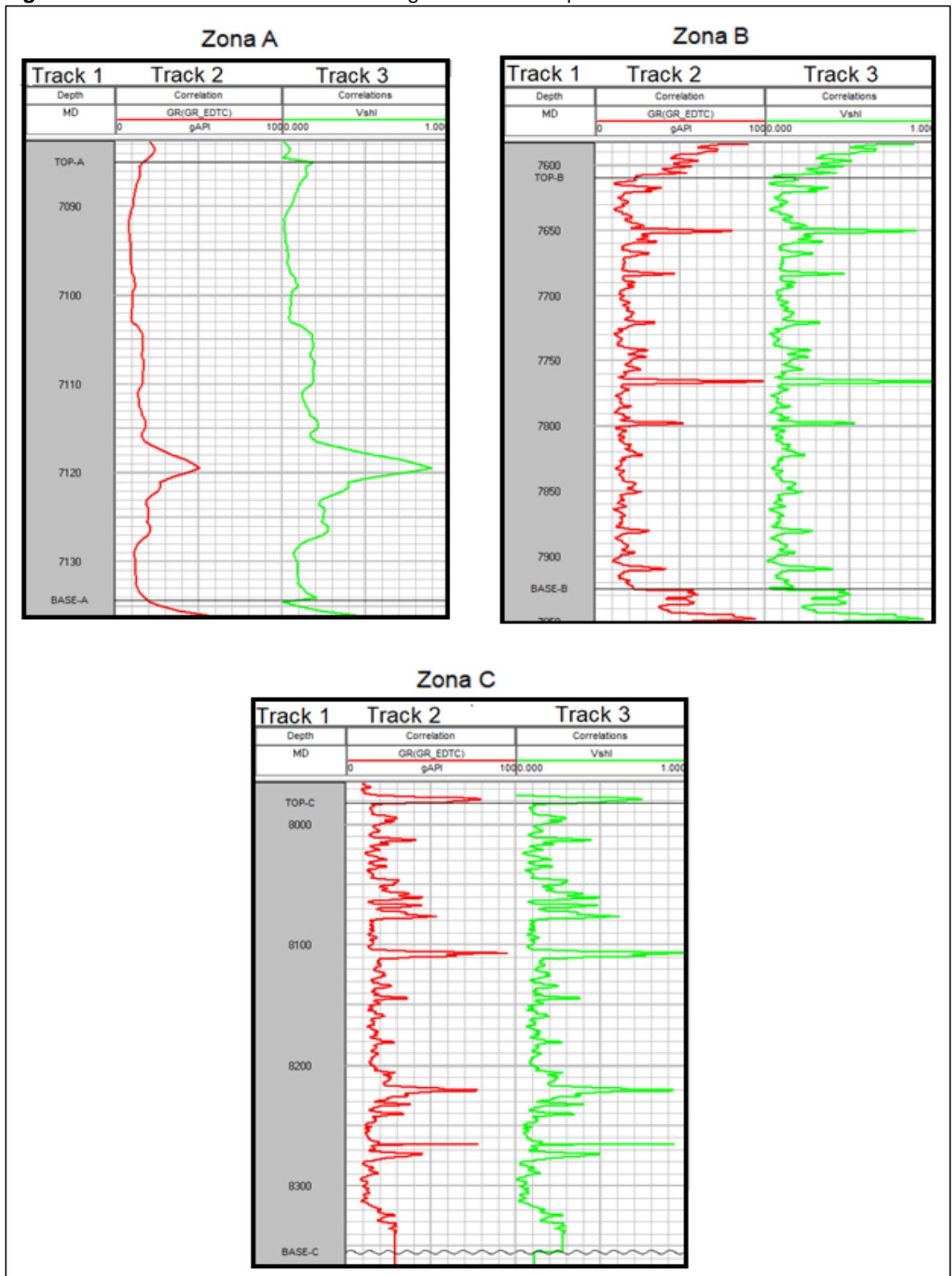
La **Tabla 15** muestra los valores obtenidos de GR<sub>cln</sub> y GR<sub>shl</sub> para las zonas seleccionadas del Pozo A, se debe ubicar dentro del software Prizm, de esta manera se toma en cuenta el valor correspondiente por zona y no la corrida total, evitando tomar valores GR de arenas o arcillas, que no se encuentren dentro de los intervalos de estudio.

**Tabla 15.** Valores de GR<sub>cln</sub> y GR<sub>shl</sub> en las zonas de interés del Pozo A.

Zona	GR <sub>cln</sub>	GR <sub>shl</sub>	Unidad
Zona A (7085-7133 Pies)	8	56	°API
Zona B (7609-7924 Pies)	9	90	°API
Zona C (7981-8355 Pies)	8	79	°API

La **Figura 34**, muestra las curvas obtenidas del índice de arcillosidad para cada una de las zonas de interés seleccionadas, el *track* uno, muestra la profundidad, topes, bases; el *track* dos, muestra la curva GR y el *track* tres, muestra el índice de arcillosidad calculado.

**Figura 34.** Índice de arcillosidad con el Registro RST en el pozo A.



La **Tabla 16** presenta los valores promedio del registro gamma ray y la curva de volumen de arcilla en las áreas de interés.

**Tabla 16.** Valor promedio de GR y VSHL

<b>Zona</b>	<b>GR (°API)</b>	<b>VSHL (Fracción)</b>
<b>Zona A (7085-7133 Pies)</b>	13.90	0.1229
<b>Zona B (7609-7924 Pies)</b>	18.50	0.1173
<b>Zona C (7981-8355 Pies)</b>	18.53	0.1404

**4.1.4 Cálculo de porosidad efectiva.** El registro RST realiza la cuantificación directa de la porosidad aparente o total, adicionalmente mide la fracción de fluidos confinados en la formación, los cuales no tiene movilidad en el pozo o se encuentran aislados. Se aplican dos métodos para el cálculo de la porosidad efectiva en el pozo A. El primer método utiliza la **Ecuación 5** presentada en el **Capítulo 3, pág. 77**, utilizando la curva de porosidad total y el índice de arcillosidad calculado.

El segundo método utiliza la definición de porosidad efectiva “El volumen de los poros interconectados o espacio intersticial presente en una roca, que contribuye al flujo de fluidos o a la permeabilidad de un yacimiento. La porosidad efectiva excluye los poros aislados y el volumen de los poros ocupado por el agua adsorbida en los minerales de arcilla u otros granos<sup>48</sup>”

El registro RST realiza la cuantificación directa de la fracción de agua confinada, esta medida hace referencia directa al volumen poroso que se encuentra aislado, en la **Ecuación 20**, se puede establecer que la porosidad efectiva corresponde al valor registrado de porosidad total menos el valor de agua confinada.

**Ecuación 20.** Porosidad efectiva con el registro RST.

$$PHIE = PHIA - Bound\_Water$$

**Fuente.** SCHULUMBERGER. Oilfield Glossary. Disponible en internet: [http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/e/effective\\_porosity.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/e/effective_porosity.aspx). [Citado el 15 de Octubre de 2017].

Donde:

**PHIE:** valor de porosidad efectiva (Fracción)

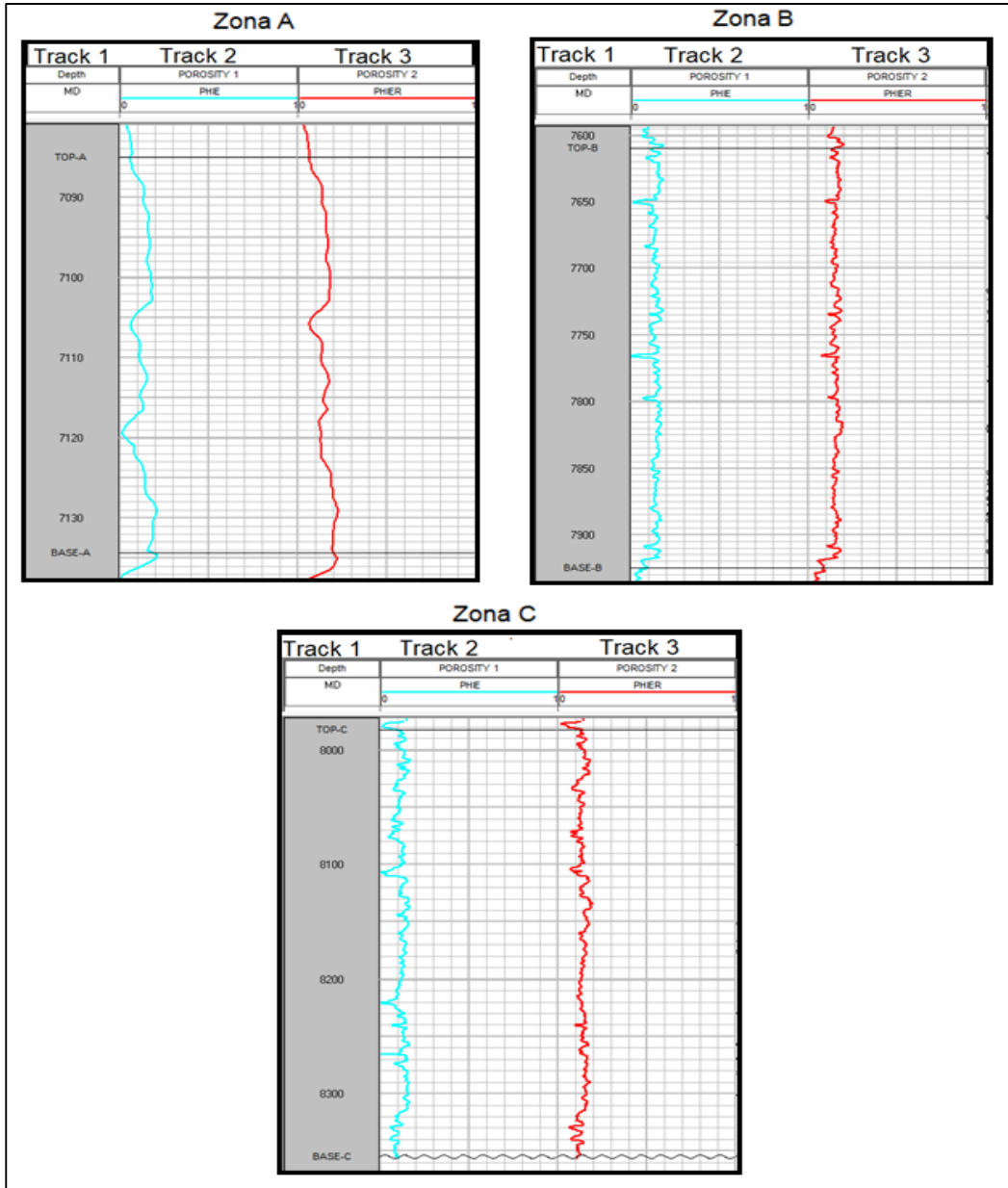
**PHIA:** valor registrado de porosidad total (Fracción)

**Bound\_Water:** valor medido por la herramienta de agua confinada (Fracción)

<sup>48</sup> SCHULUMBERGER. Oilfield Glossary. Disponible en internet: [http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/e/effective\\_porosity.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/e/effective_porosity.aspx). [Citado el 15 de Octubre de 2017].

En la **Figura 35**, muestra las curvas obtenidos de porosidad en el software Prizm. El *track* uno, muestra la profundidad, base y tope de las zonas de interés, el *track* dos, muestra la curva generada de porosidad efectiva PHIE por el primer método, El *track* tres, muestra la curva generada de porosidad efectiva PHIE por el segundo método.

**Figura 35.** Permeabilidad en las zonas de interés con el Registro RST.



En la **Tabla 17** se muestra el valor promedio leído en el registro de porosidad total y calculado para porosidad efectiva

**Tabla 17.** Valor promedio calculado de PHIA y PHIE

	<b>PHIA (Fracción)</b>	<b>PHIE (Fracción)</b>
<b>Pozo A</b>	0.1587	0.1528
<b>Zona A (7085-7133 Pies)</b>	0.1700	0.1632
<b>Zona B (7609-7924 Pies)</b>	0.1656	0.1595
<b>Zona C (7981-8355 Pies)</b>	0.1511	0.1455

**4.1.5 Cálculo de saturación de agua.** Corresponde a la fracción del espacio poroso ocupado por agua, la determinación de la saturación de agua con el registro RST, se utiliza un modelo matemática para su cuantificación basado en el conteo de neutrones emitido por los diferentes minerales presentes en la roca, este valor se da en unidas sigma ( $\Sigma$ ) y es registrado por la herramienta RST

Se deben tener en cuenta las variables de porosidad efectiva, Sigma de la matriz, Sigma de agua, Sigma de hidrocarburo, resistividad del agua de formación, constantes de Archie y fracción de constitución.

Sigma del registro  $\Sigma_{log}$ , se calcula con la **Ecuación 21**.

**Ecuación 21.** Sigma del registro

$$\Sigma_{log} = (1 - PHIE) * \Sigma_m + PHIE * \Sigma_{hc}$$

**Fuente.** MINH, Chanh Cao, et al. Combining Resistivity and Capture Sigma Logs for Formation Evaluation in Unknown Water Salinity--A Case Study in a Mature Carbonate Field, Society of Petroleum Engineers, 2010.

Donde.

$\Sigma_m$ : sigma de matriz, corresponde a la fracción de la matriz de arena registrada por la herramienta con la curva Quarz (Fracción).

$\Sigma_{hc}$ : sigma de hidrocarburo, corresponde al valor leído con de la curva del registro carbono total orgánico TOC\_CU (Fracción).

**PHIE**: porosidad efectiva calculada en el numeral anterior (Fracción).

A continuación se calcula la saturación de agua SW, con la **Ecuación 22**.

**Ecuación 22.** Saturación de agua para el registro RST

$$SW = \frac{\Sigma_w - \Sigma_{hc}}{\Sigma_{log}} * (a * R_w)^{1/n} * PHIE^{m-n/n}$$

**Fuente.** MINH, Chanh Cao, et al. Combining Resistivity and Capture Sigma Logs for Formation Evaluation in Unknown Water Salinity--A Case Study in a Mature Carbonate Field, Society of Petroleum Engineers, 2010.



Donde.

$\Sigma w$ : sigma de agua, corresponde a la fracción de agua registrada por la herramienta en la curva X\_WaterC (Fracción)

**a**: constante de Archie (adimensional)

**m**: constante de Archie (adimensional)

**n**: constante de Archie (adimensional)

**Rw**: resistividad del agua de formación (Ohmm)

El valor de la resistividad de agua de formación, corresponde al valor calculado en el **Capítulo 3 pág. 91**, se toma el mismo valor debido a que se tiene las mismas propiedades en el campo.

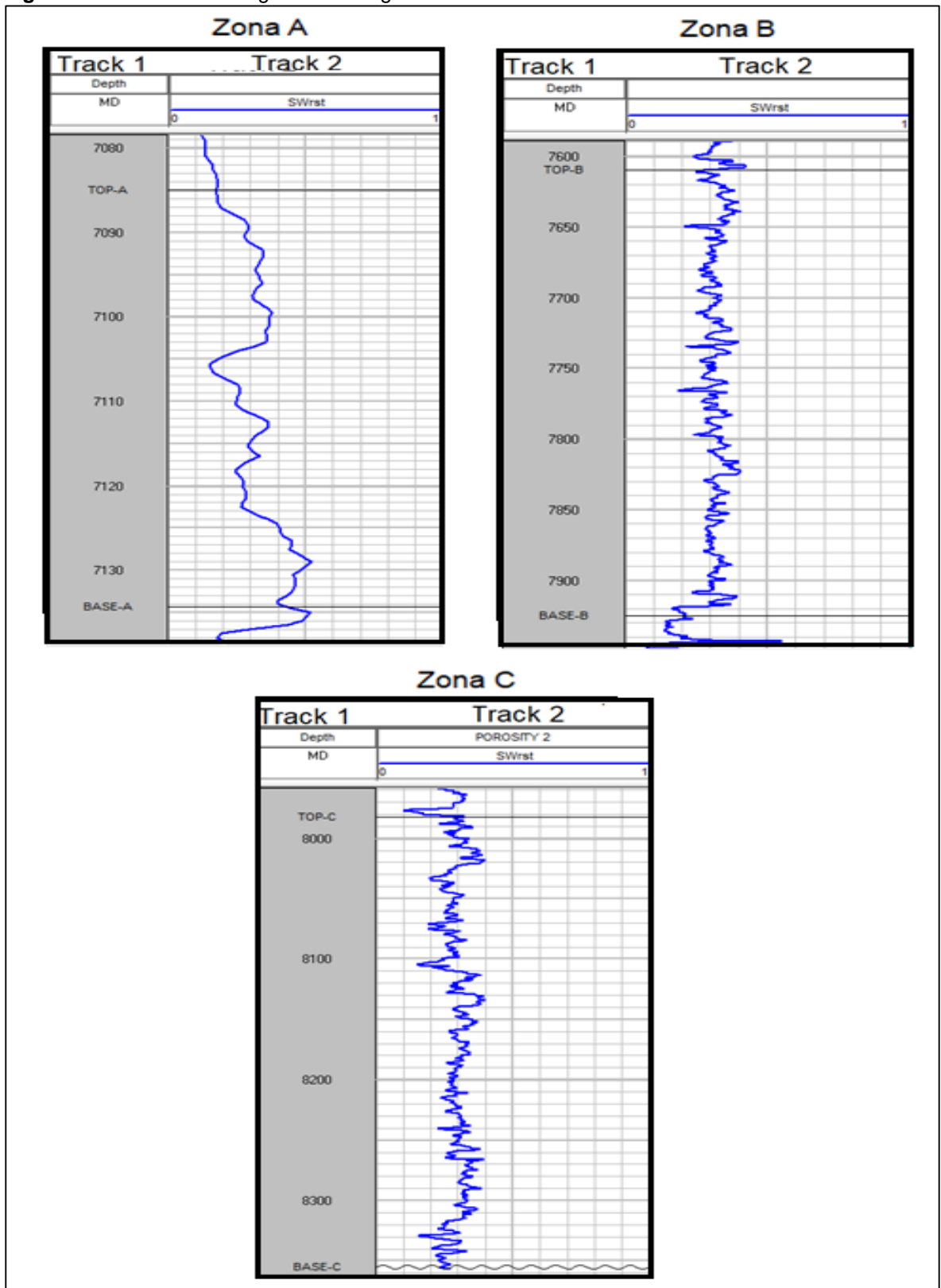
En **Figura 36** se observan las curvas elaboradas de saturación de agua para cada una de las zonas de interés, el *track* uno, muestra la profundidad, base y tope de las zonas de interés, el *track* dos, muestra la saturación de agua calculada para las zonas.

En la **Tabla 18** se presenta el valor promedio calculado de saturación de agua en las zonas de interés

**Tabla 18.** Valor promedio calculado de saturación de agua

	<b>Saturación de agua(Fracción)</b>
<b>Pozo A</b>	0.2745
<b>Zona A (7085-7133 Pies)</b>	0.2605
<b>Zona B (7609-7924 Pies)</b>	0.2931
<b>Zona C (7981-8355 Pies)</b>	0.2745

Figura 36. Saturación de agua con el registro RST.



**4.1.6 Cálculo de saturación de petróleo.** Para la cuantificación de la saturación de hidrocarburos se utiliza la **Ecuación 8** mostrada anteriormente en el **Capítulo 3** **pág. 78**.

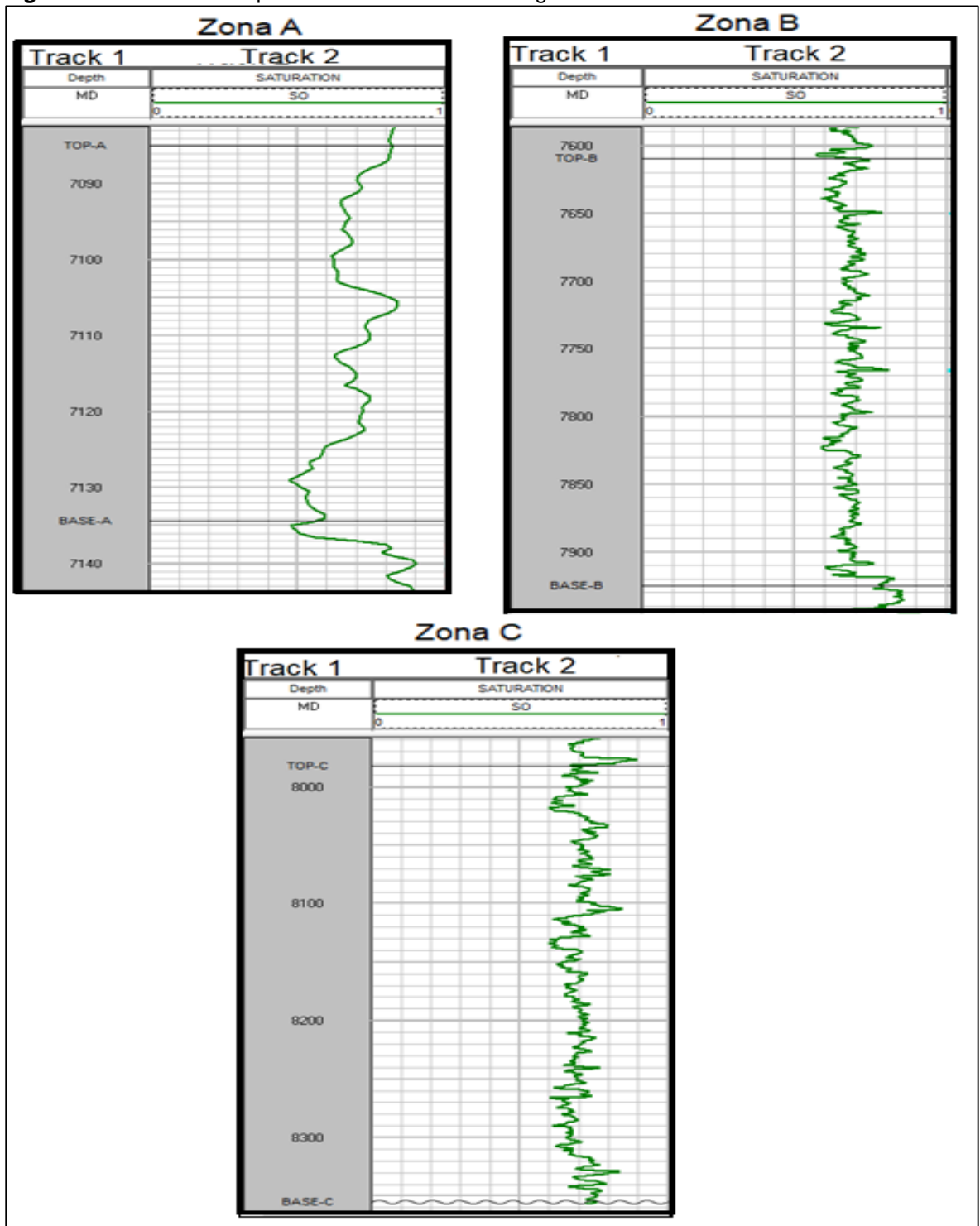
En la **Figura 37** se visualiza las curvas generada en el software Prizm para la determinación de la saturación de hidrocarburos, el *track* uno, muestra la profundidad, base y tope de las zonas de interés, el *track* dos, muestra la saturación de agua calculada para cada zona.

En la **Tabla 19** se presenta el valor promedio calculado de saturación de petróleo en las zonas de interés

**Tabla 19.** Valor promedio calculado de saturación de petróleo

	<b>Saturación de petróleo(Fracción)</b>
<b>Pozo A</b>	0.7255
<b>Zona A (7085-7133 Pies)</b>	0.5947
<b>Zona B (7609-7924 Pies)</b>	0.7395
<b>Zona C (7981-8355 Pies)</b>	0.7069

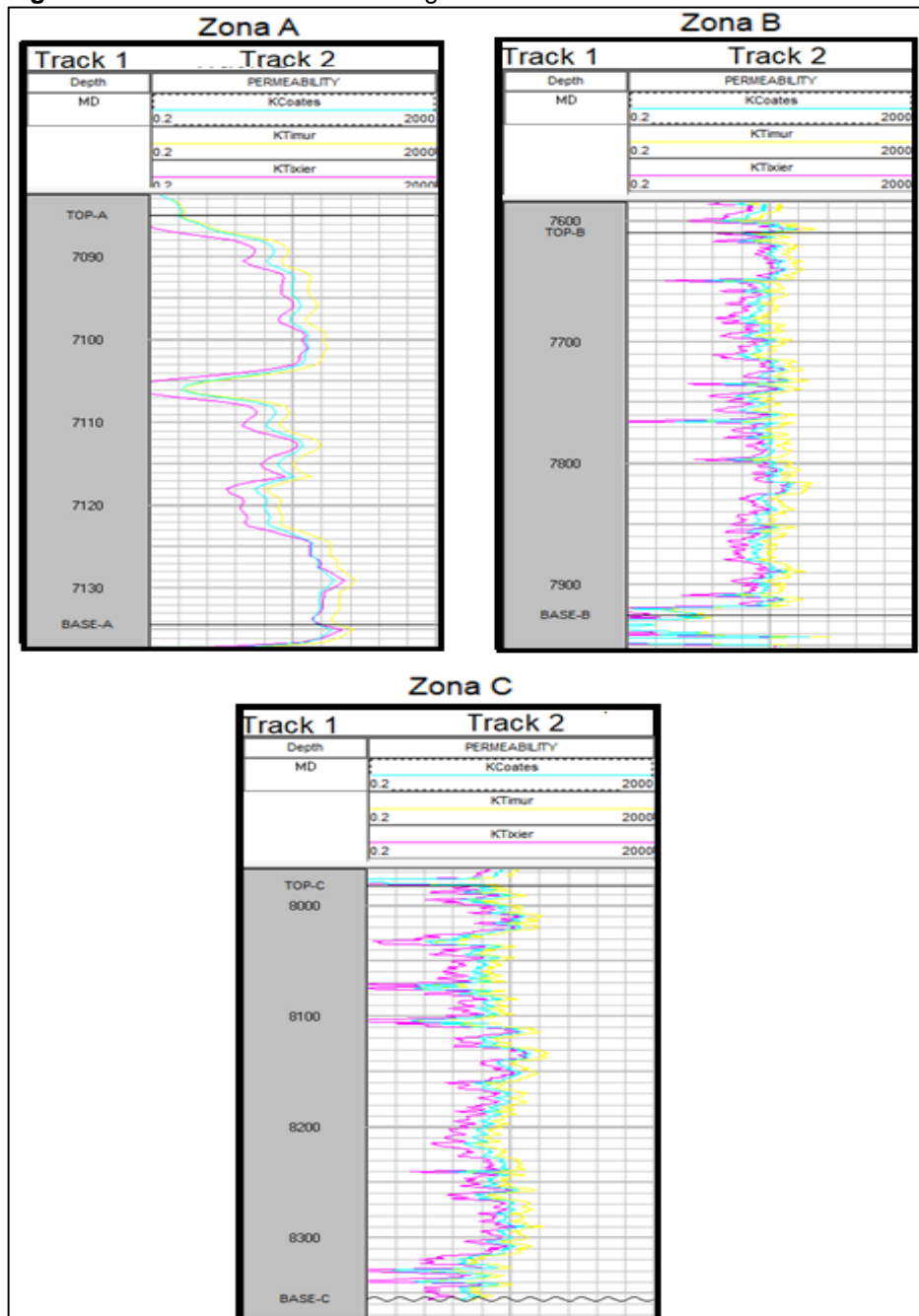
Figura 37. Saturación de petróleo calculada con el Registro RST.



**4.1.7 Cálculo de permeabilidad.** Se cuantifica la permeabilidad de hidrocarburos con las Ecuaciones (9, 10 y 11).

En la **Figura 38** se visualizan las curvas generadas en el software Prizm, para la determinación de la permeabilidad, el *track* uno, muestra la profundidad, base y tope de las zonas de interés, el *track* dos, muestra la permeabilidad calculada con los métodos de Timur, Tixer y Coates.

**Figura 38.** Permeabilidad con el Registro RST.



La **Tabla 20** muestra los valores obtenidos de permeabilidad por medio de los modelos de Tixier, Coates y Timur en las zonas de interés

**Tabla 20.** Valor promedio de permeabilidad en las zonas de interés

	<b>K Tixier (mD)</b>	<b>K Coates (mD)</b>	<b>K Timur (mD)</b>
<b>Pozo A</b>	156.5133	164.4315	67.8923
<b>Zona A (7085-7133 Pies)</b>	184.9222	202.7473	83.7765
<b>Zona B (7609-7924 Pies)</b>	179.4629	191.8367	80.9605
<b>Zona C (7981-8355 Pies)</b>	130.6373	135.3859	52.5763

**4.1.8 Determinación de zonas de Net reservoir y Netpay.** Para la determinación de las zonas de Net reservoir y Netpay, se utilizan valores de cutoff con las propiedades de saturación de agua, volumen de arcilla y permeabilidad., discriminando las arenas limpias. Se utilizaron los siguientes valores.

PHIE: mínimo 0.1, máximo 0.2 (Fracción)

VSHL: mínimo 0, máximo 0.3 (Fracción)

SW: mínimo 0, máximo 0.6 (Fracción)

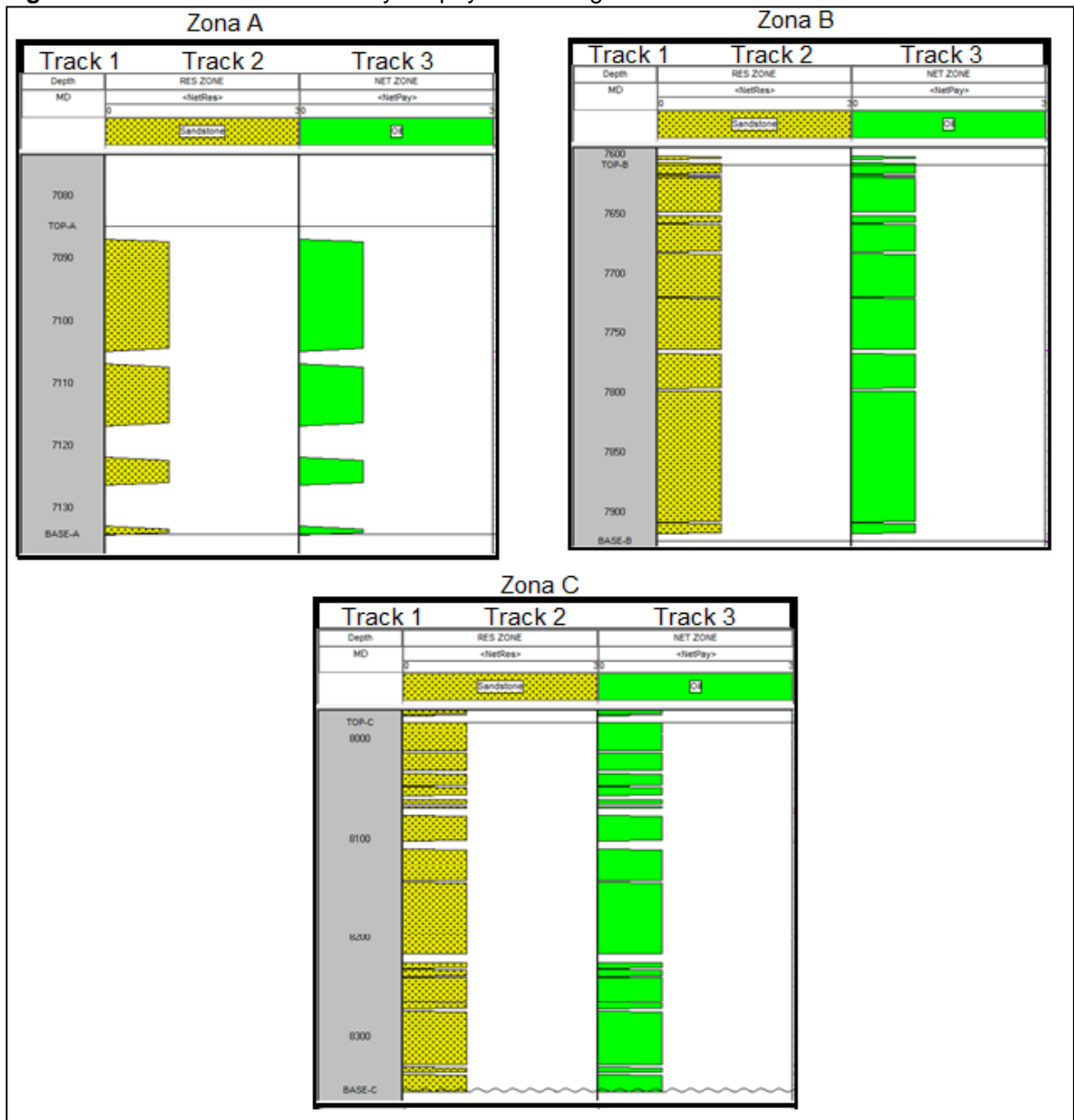
En la **Figura 39**, se muestran las curvas obtenidas en el software Prizm. El *track* uno, muestra la profundidad, base y tope de las zonas de interés, el *track* dos, muestra la curva generada de *Netres*, el *track* tres, muestra la curva generada de *Netpay*

En la **Tabla 21** se visualizan el número de pies correspondiente a intervalos de Netpay y Netres en las zonas de interés.

**Tabla 21.** Valores calculados de Netres y Netpay

	Netres	Netpay	Unidad
<b>Zona A (7085-7133 Pies)</b>	31	30	Pies
<b>Zona B (7609-7924 Pies)</b>	290	282	Pies
<b>Zona C (7981-8355 Pies)</b>	314	301	Pies
<b>Pozo A</b>	635	613	Pies

**Figura 39.** Zonas de Net reservoir y Netpay con el Registro RST.



## 5. ANÁLISIS Y COMPARACIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS DE LA INTERPRETACIÓN DE LOS REGISTROS EN HUECO ABIERTO Y RST

Este capítulo da cumplimiento a los objetivos 5 y 6, se realiza el análisis de las curvas obtenidas en los **Capítulo 3 y 4** para la determinación de la saturación de fluidos presentes en el Pozo A, realizando la comparación cuantitativa de los resultados de los registros en hueco abierto y RST.

### 5.1 ANÁLISIS DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS DETERMINADAS PARA EL REGISTRO OPEN HOLE

Se realizaron cálculos para la determinación de propiedades petrofísicas en las zonas de interés del Pozo A del Campo Castilla, con el registro en hueco abierto.

A continuación se muestra el análisis e interpretación de los resultados obtenidos en el **Capítulo 4** por medio del software Prizm.

**5.1.1 Curvas generadas en el cálculo de la petrofísica.** La **Figura 40** muestra las curvas generadas conforme a la información disponible entre las profundidades (7805-7905 Pies), realizadas por el cálculo de propiedades petrofísicas en el software Prizm.

El *track* uno, muestra la profundidad medida en la cual fue tomado el registro, en intervalos de 50 pies.

El *track* dos, muestra las curvas de Gamma Ray, Potencial Espontaneo y Caliper que fueron tomadas en el registro, evidenciando de diferentes colores las zonas de arena y shale.

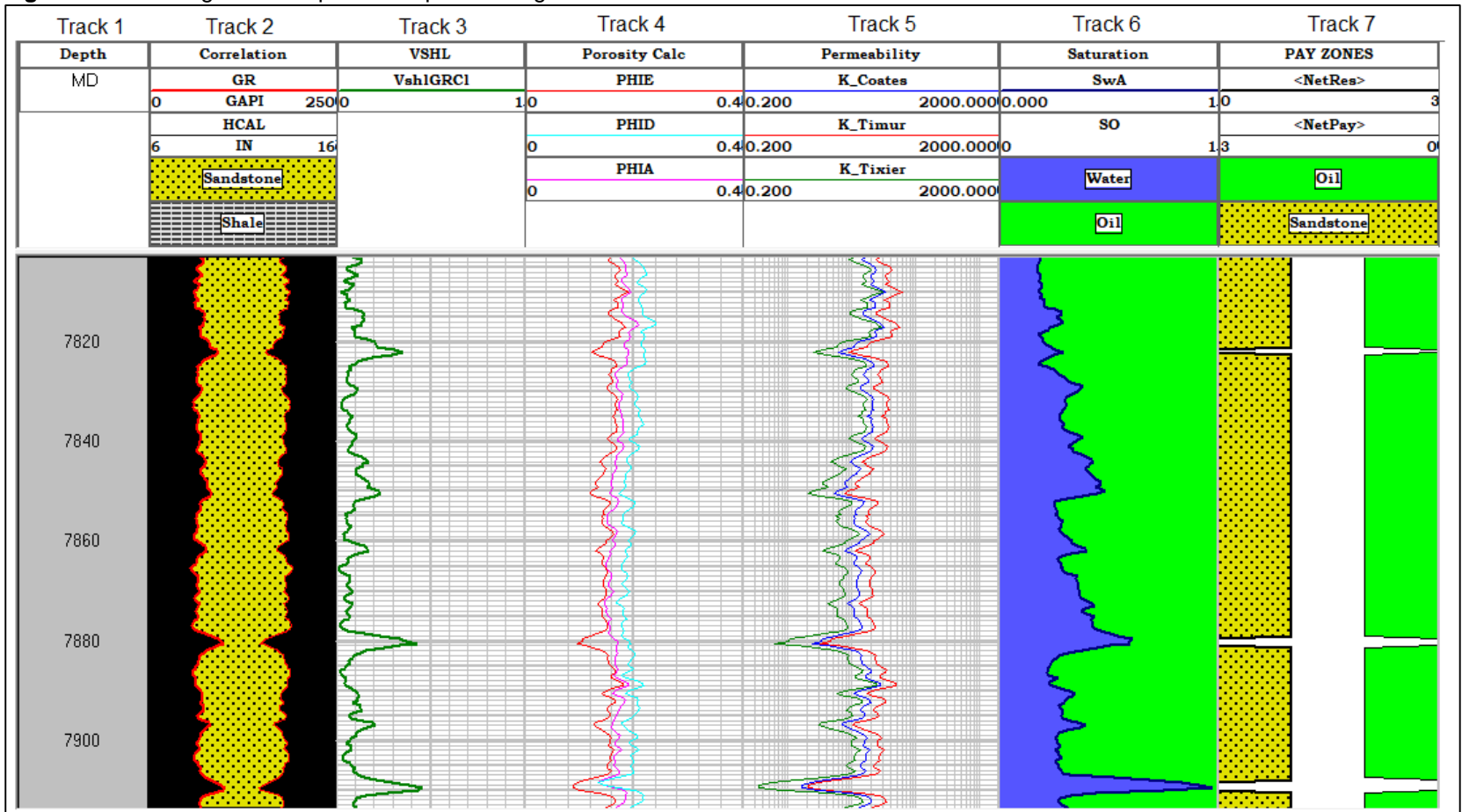
El *track* tres, muestra las curvas calculadas para el índice de arcillosidad y volumen de arcilla por medio de las **Ecuaciones 1 y 2** presentadas anteriormente **pág. 75**.

El *track* cuatro, muestra las curvas calculadas para la porosidad densidad, porosidad total y porosidad efectiva, por medio de las **Ecuaciones (3, 4 y 5)** presentadas anteriormente **pág. 76 - 77**.

El *track* cinco, muestra las curvas calculadas la saturación de agua y saturación de petróleo, por medio de las **Ecuaciones 7 y 8** presentadas anteriormente **pág. 77-78**.



**Figura 40.** Curvas generadas por Prizm para el Registro en hueco abierto.



El *track* seis, muestra las curvas calculadas de permeabilidad por los métodos de Tixier, Timur y Coates, por medio de las **Ecuaciones (9, 10 y 11)** presentadas anteriormente en la **pág. 79**.

El *track* siete, muestra las curvas para el Net reservoir y Netpay, calculados por medio de valores de *cutoff* con las curvas de volumen de arcilla, porosidad y saturación de agua.

Cada uno de los *tracks* generados, presenta curvas denominadas con siglas, rango de medición y unidades que se presentan en el **Tabla 22**, cabe resaltar que las siglas son utilizadas para este proyecto y varían conforme al autor que se consulte.

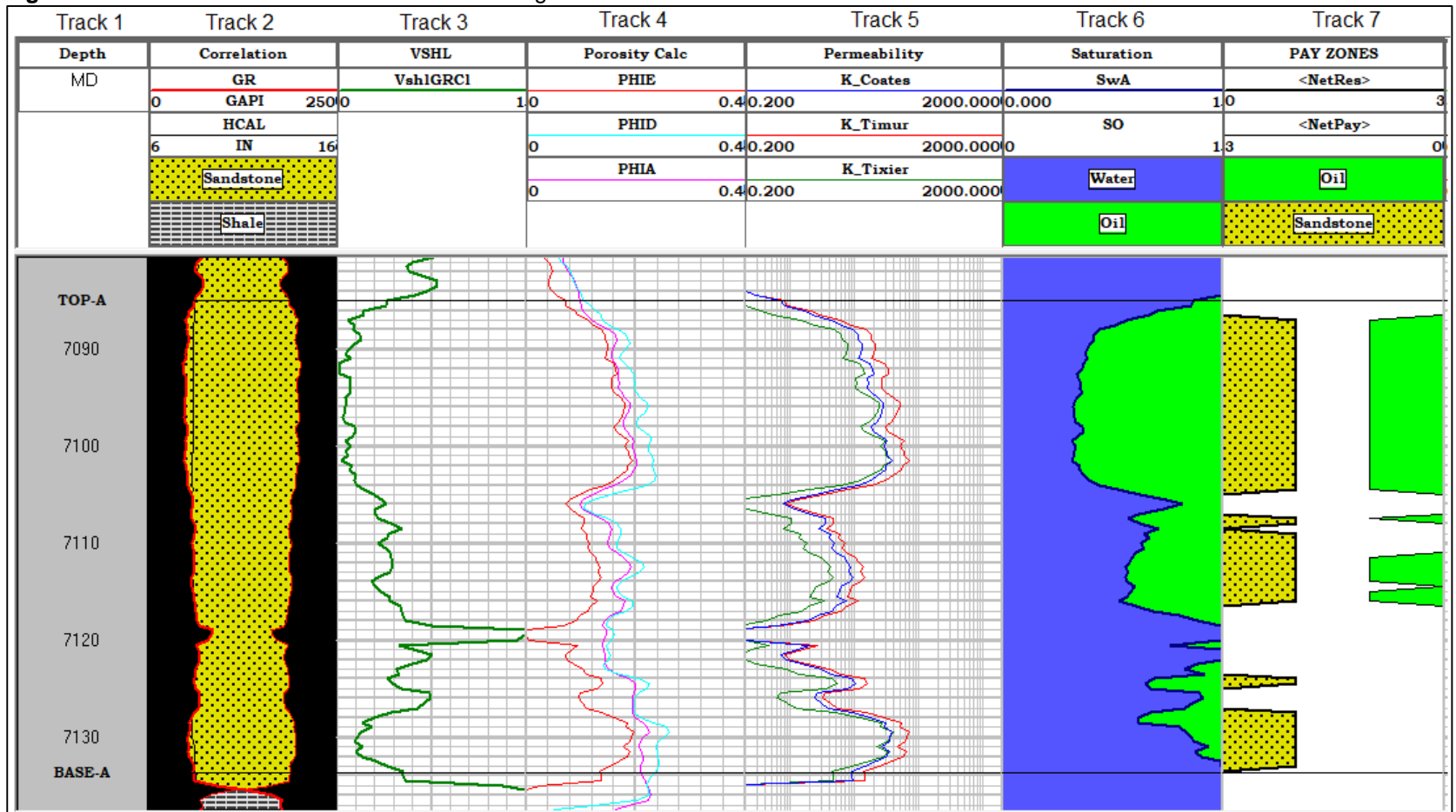
**Tabla 22.** Mnemónicos del análisis petrofísico

<b>SIGLA</b>	<b>SIGNIFICADO</b>	<b>RANGO</b>	<b>UNIDAD</b>
<b>MD</b>	Profundidad	7001-8364	Pies
<b>GR</b>	Gamma ray	0 – 250	°API
<b>SP</b>	Potencial espontaneo	(-)200 – 50	mV
<b>CALI (HCAL)</b>	Caliper	6 – 16	Pulgada
<b>ISH</b>	Índice de arcillosidad	0 - 1	Adimensional
<b>VshICL</b>	Volumen Shale	0 - 1	Adimensional
<b>PHID</b>	Porosidad densidad	0 - 0.4	Adimensional
<b>PHIA</b>	Porosidad total	0 - 0.4	Adimensional
<b>PHIE</b>	Porosidad efectiva	0 - 0.4	Adimensional
<b>SwA</b>	Saturación de agua	0 - 1	Adimensional
<b>SO</b>	Saturación de petróleo	0 - 1	Adimensional
<b>K_Coates</b>	Permeabilidad por Coates	0.200 - 2000	mD
<b>K_Timur</b>	Permeabilidad por Timur	0.200 - 2000	mD
<b>K_Tixier</b>	Permeabilidad pos Tixier	0.200 - 2000	mD

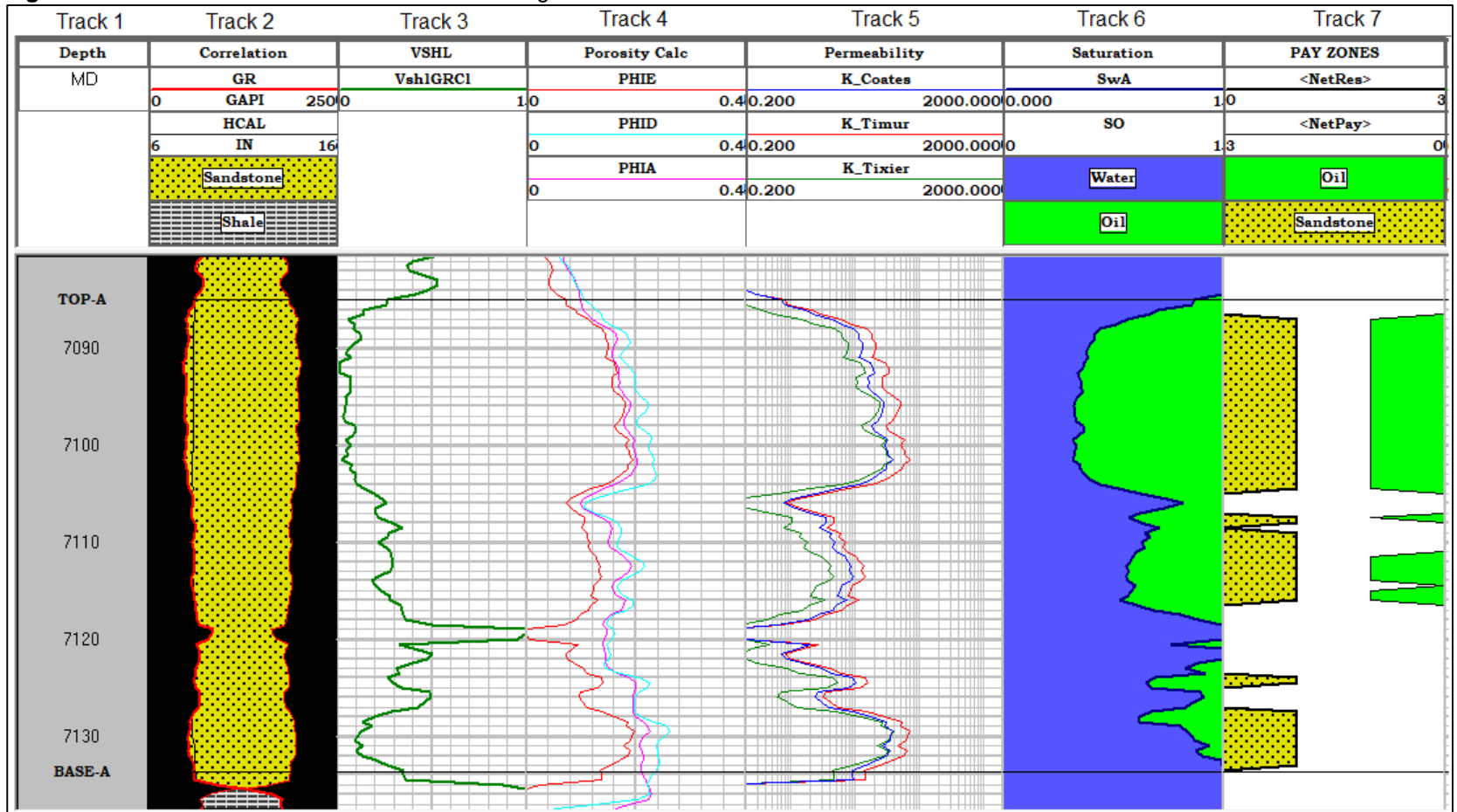
Se seleccionaron anteriormente tres paquetes arenosos con características idóneas para el almacenamiento de hidrocarburo, en las zonas A (7085-7133 Pies), B (7609-7924 Pies), y C (7981-8355 Pies), realizando el cálculo de sus propiedades con la información disponible, permitiendo hacer un análisis de la factibilidad para encontrar hidrocarburos extraíbles en las diferentes zonas.

**5.1.2 Análisis de curvas generadas con el registro en hueco abierto.** Se seleccionaron tres zonas que presentan características para ser buenas productoras, las zonas A (7085-7133 Pies), B (7609-7924 Pies), y C (7981-8355 Pies), se visualizan en las **Figuras 41, 42 y 43** respectivamente.

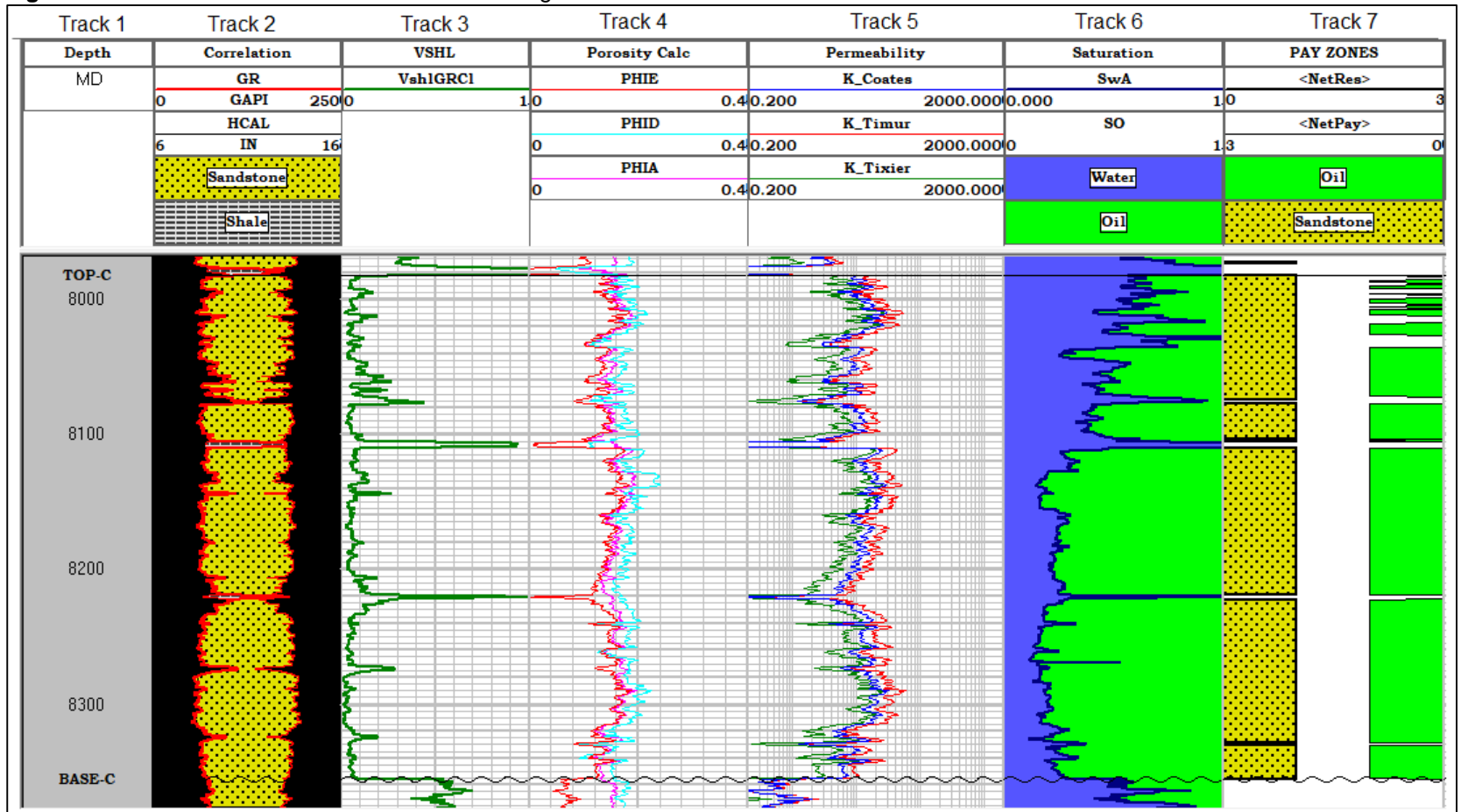
**Figura 41.** Curvas obtenidas en la Zona A con el registro en hueco abierto



**Figura 42.** Curvas obtenidas en la Zona B con el registro en hueco abierto.



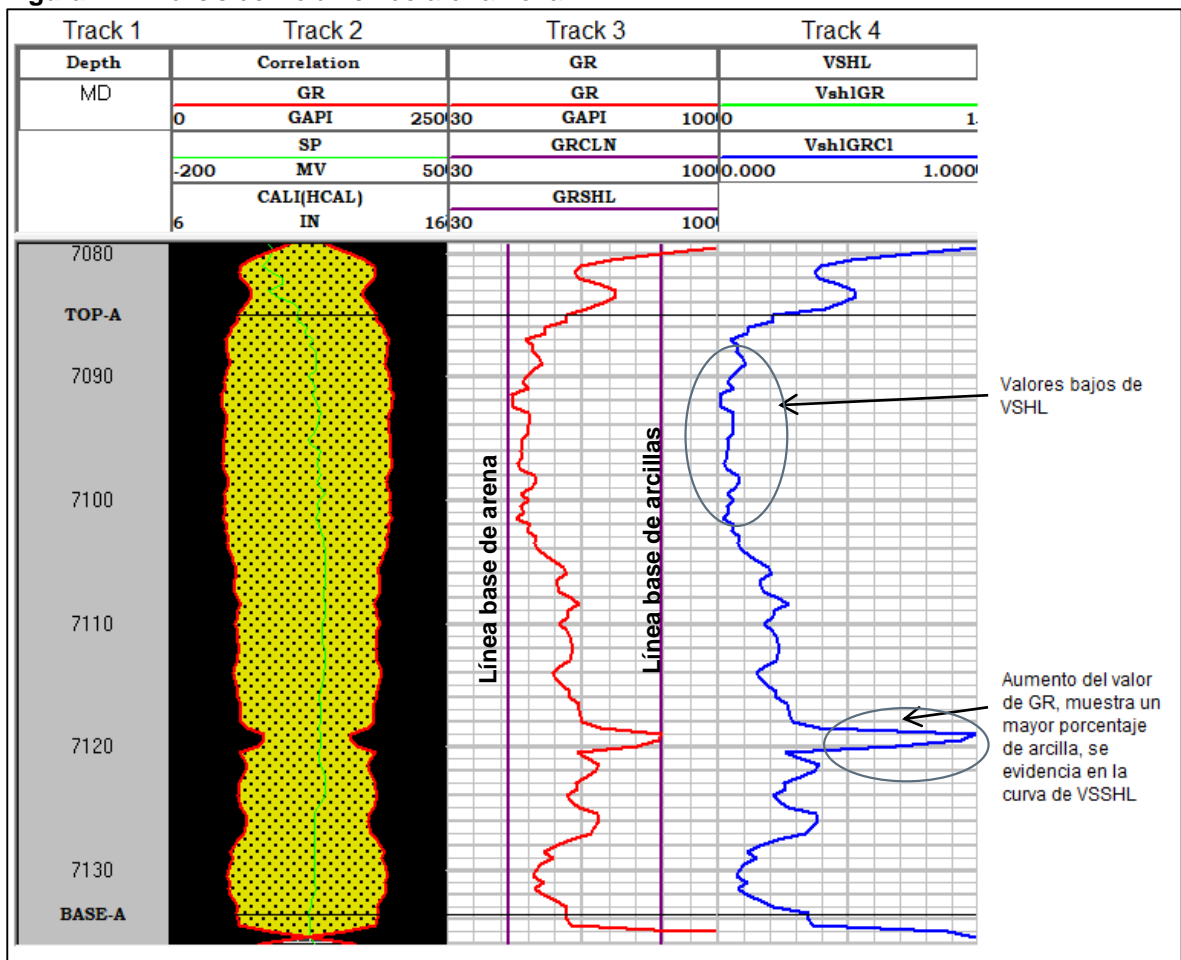
**Figura 43.** Curvas obtenidas en la Zona C con el registro en hueco abierto.



**5.1.2.1 Volumen de arcilla.** Para ubicar las arenas, que puedan almacenar hidrocarburos se examinan las curvas de GR y VSHL, ubicando las zonas de arena limpia con características para el almacenamiento de fluidos. Es necesario que las curvas tengan un comportamiento característico, indicando valores bajos en la curva de GR y un VSHL con valor menor al 0.4.

En la Zona A (7085-7133 Pies) se genera la línea base de arenas en 46 °API, la línea base de arcillas se ubica en 86 °API, se evidencia como la curva de GR deflecta hacia la izquierda, mostrando que las arenas están comprendidas en un rango de (46-62 °API) y las arcillas están en un rango de (60-86 °API), el VSHL tiende a mantener valores bajos en las arenas limpias (< 0.3), y aumenta el valor en las arcillas, en la **Figura 44** se muestra el comportamiento de las curvas mencionadas.

**Figura 44.** Análisis del volumen de arcilla Zona A.



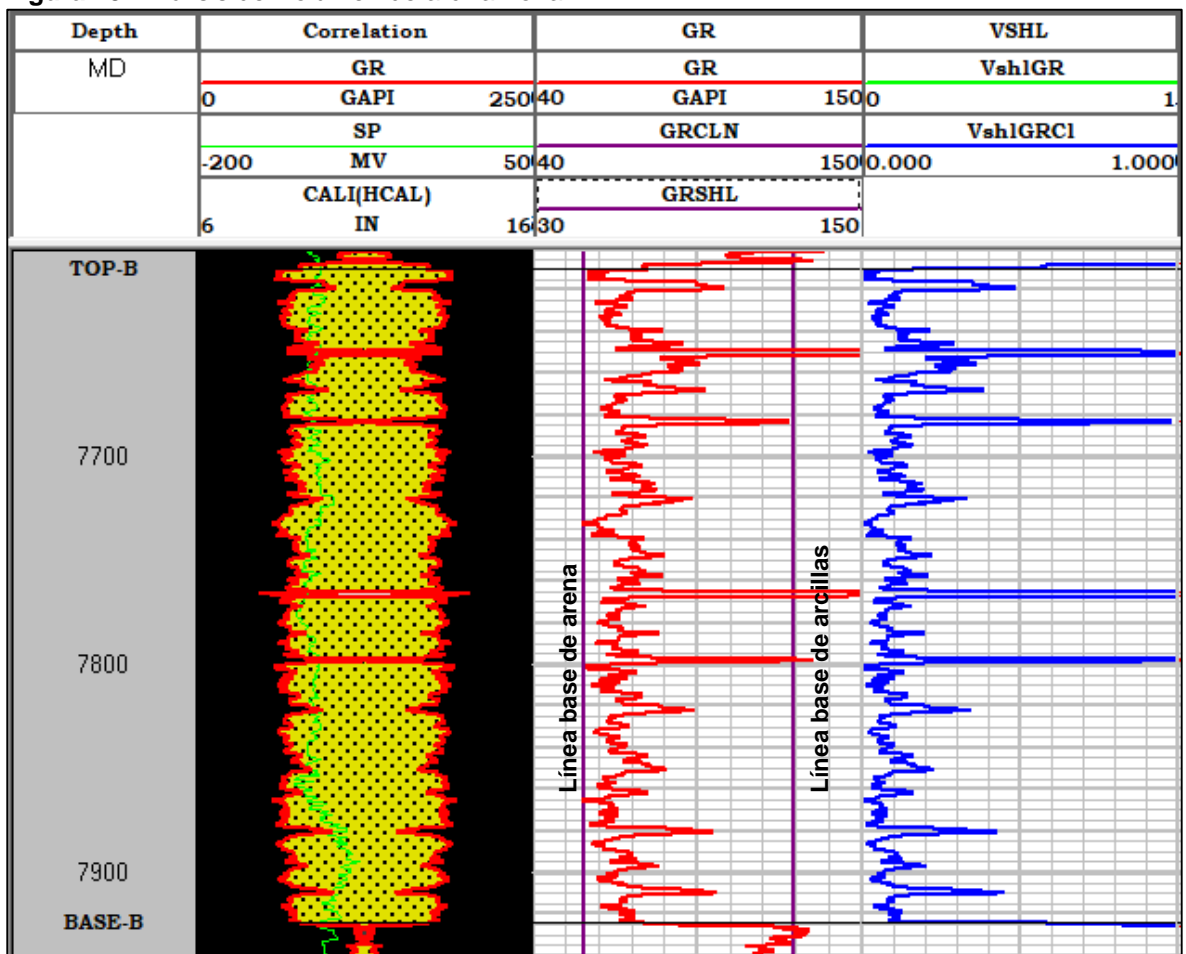
Se observa un cuerpo arenoso de 48 pies de espesor, con predominancia de arenas limpias con valores de GR menores a 65 °API y VSHL menor a 0.35; A la

profundidad de 7118-7120 pies se visualiza un aumento en el valor de GR y VSHL indicando la presencia de arcillas.

Esta zona se considerada como objeto de estudio ya que comprende un espesor considerable para el almacenamiento de fluidos.

En la Zona B (7609-7924 Pies) se genera la línea base de arenas en 57 °API, la línea base de arcillas se ubica en 126 °API, mostrando que las arenas están comprendidas en un rango de 57-80 °API y las arcillas están en un rango de 96-126 °API, en la **Figura 45** se muestra el comportamiento de las curvas mencionadas.

**Figura 45.** Análisis del volumen de arcilla Zona B

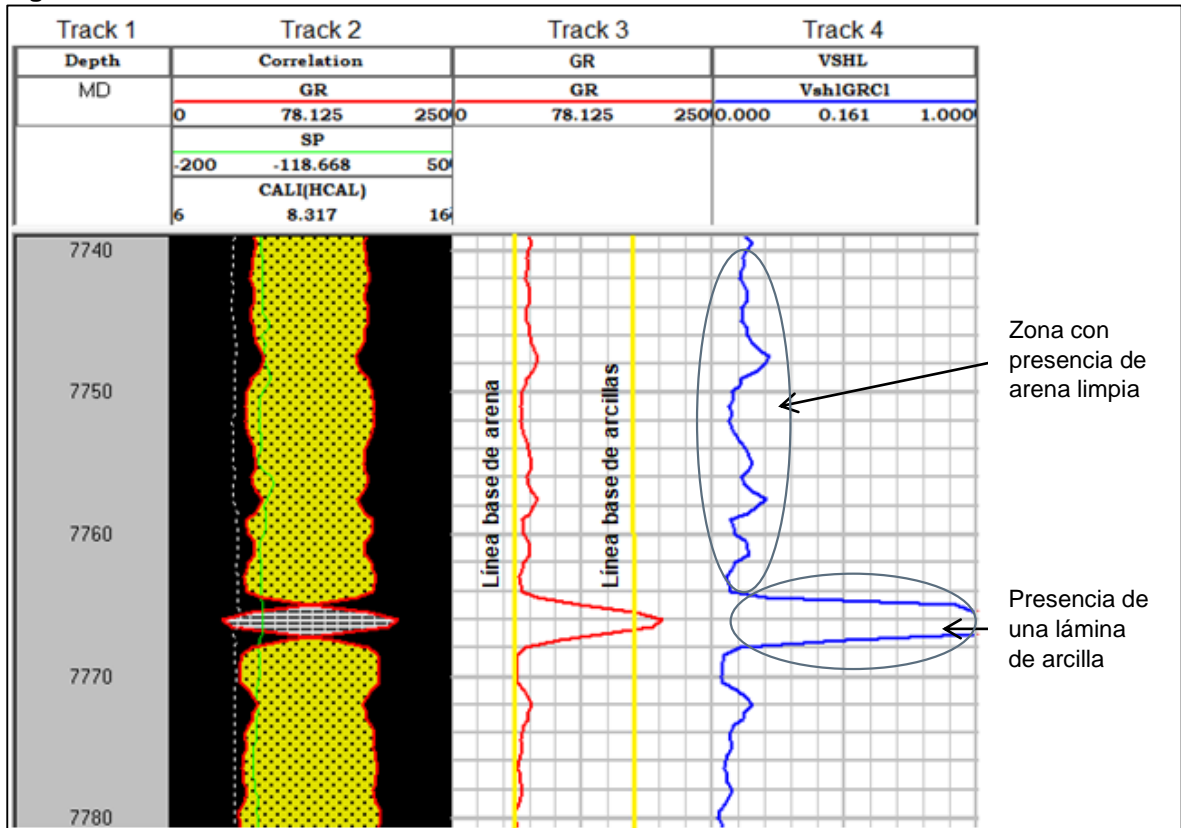


Se visualiza un paquete arenoso con un espesor de 315 pies, con presencia de láminas de arcillas, las lecturas de gamma ray que superan la línea de arcilla se presentan por desviaciones del valor obtenido con el registro.

En la **Figura 46** se puede observar la Zona B, entre el intervalo de profundidad de (7740-7780 Pies); cuando la curva de GR presenta valores inferiores a 80 °API, el comportamiento que tiene el volumen shale con respecto al registro GR, se muestra con la presencia de arena y un bajo valor de VSHL (<0.4), entre más cerca se encuentre el valor de GR a la línea base de arena, presenta menos contenido de arcilla

Las zonas donde el valor del registro GR se incrementa, corresponde a capas de arcillas, se puede observar como las profundidades (7740-7764 Pies) y (7768-7780 Pies) corresponden a dos paquetes de arena, divididos por una lámina de arcilla que posee un espesor de cuatro pies entre las profundidades (7764-7768 Pies).

**Figura 46.** Análisis de la curva obtenida del VSHL



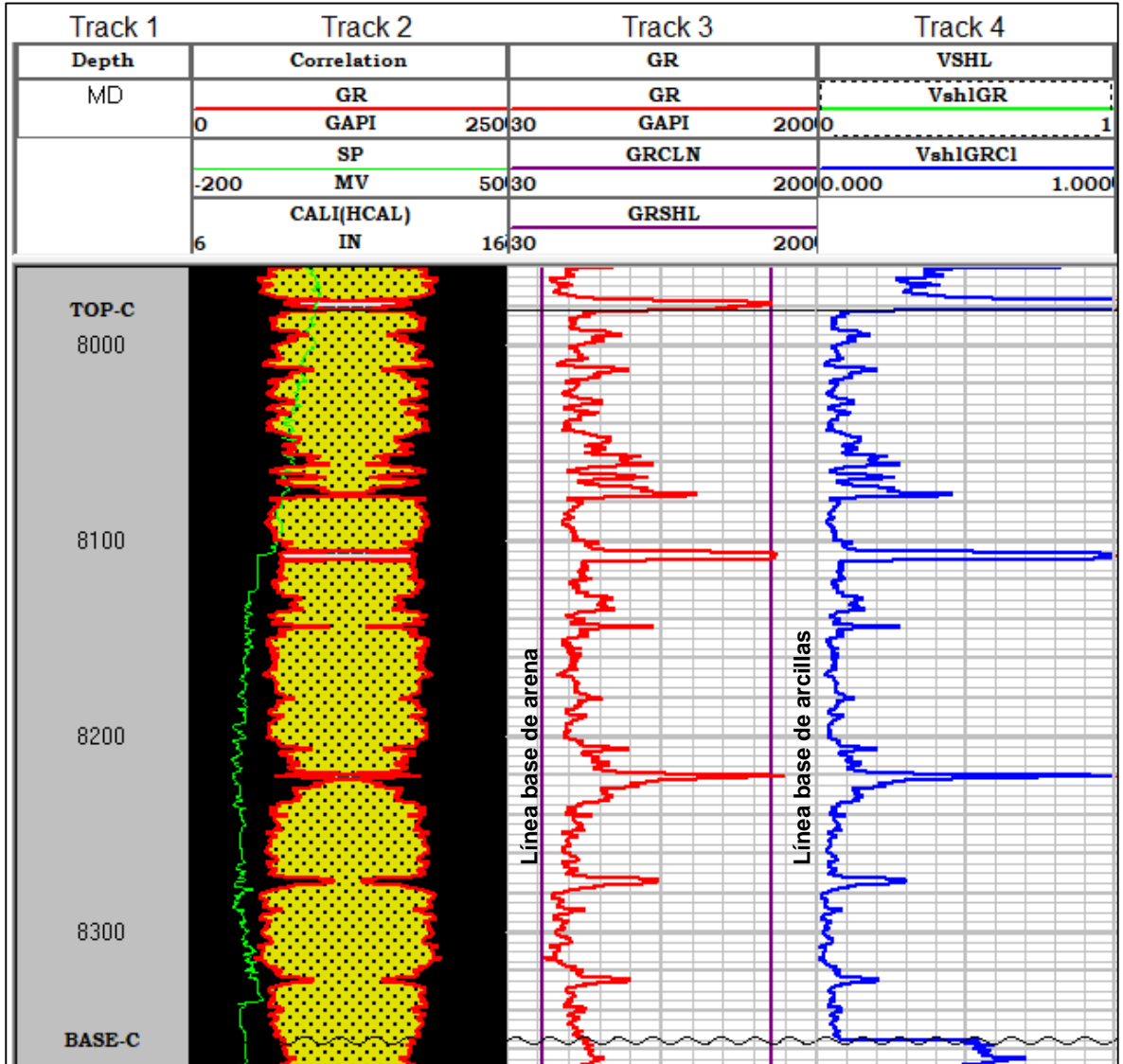
El comportamiento donde se presentan láminas de arcillas corresponde a los intervalos de la Zona B (7649-7654 Pies), (7682-7684 Pies), (7764-7768 Pies), (7786-7800 Pies), los demás espesores corresponden a paquetes de arenas limpias.

En la Zona C (7981-8355 Pies) se genera la línea base de arenas en 50 °API, la línea base de arcillas se ubica en 120 °API, mostrando que las arenas están comprendidas en un rango de 50-70 °API y las arcillas están en un rango de 100-



120 °API, en la **Figura 47** se muestra el comportamiento de las curvas mencionadas.

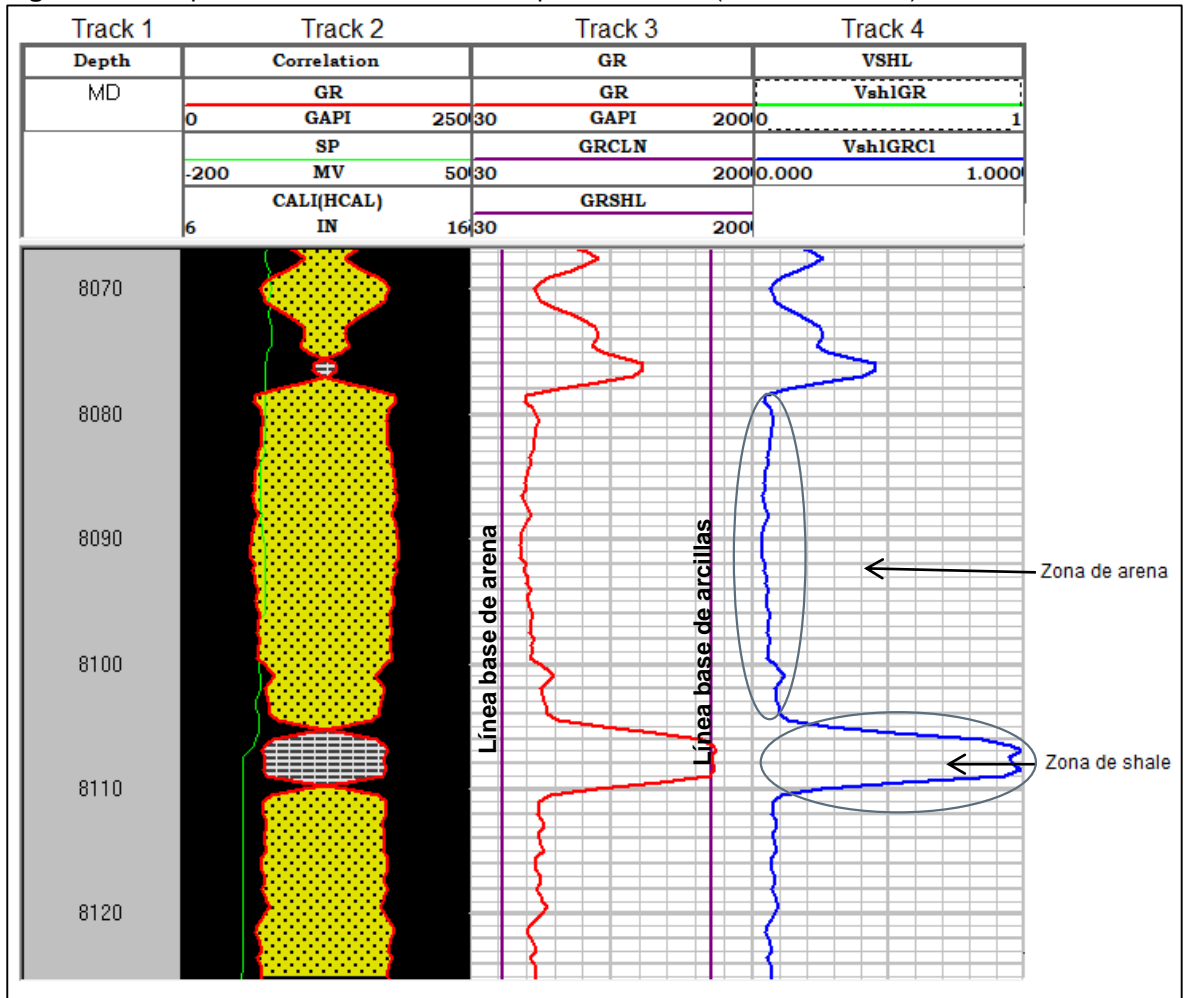
**Figura 47.** Análisis del volumen de arcilla Zona C



Se puede visualizar un paquete constituido principalmente por arenas con un espesor de 374 pies, tiene presencia de láminas de arcillas.

En la **Figura 48** se visualiza la Zona C entre las profundidades (8066-8125 Pies), se observa el comportamiento que tiene el volumen shale, indicando de forma clara las zonas de arena y shale, se muestra un bloque de arena desde 8082 hasta 8105 pies y una zona de shale de 8105-8110

**Figura 48.** Interpretación del VSHL entre las profundidades (8066-8125 Pies)



El comportamiento donde se presentan láminas de arcillas corresponde a los siguientes intervalos de la Zona C: (8075-8078 Pies), (8105-8110 Pies), (8219-8232 Pies), los demás espesores corresponden a arenas limpias con valores de VSHL menores 0.4

La **Tabla 23** muestra el valor hallado por medio de Crossplot de GRCLN y GRSHL y el valor calculado promedio de VSHL obtenido para cada zona de interés

**Tabla 23.** Valor promedio de VSHL

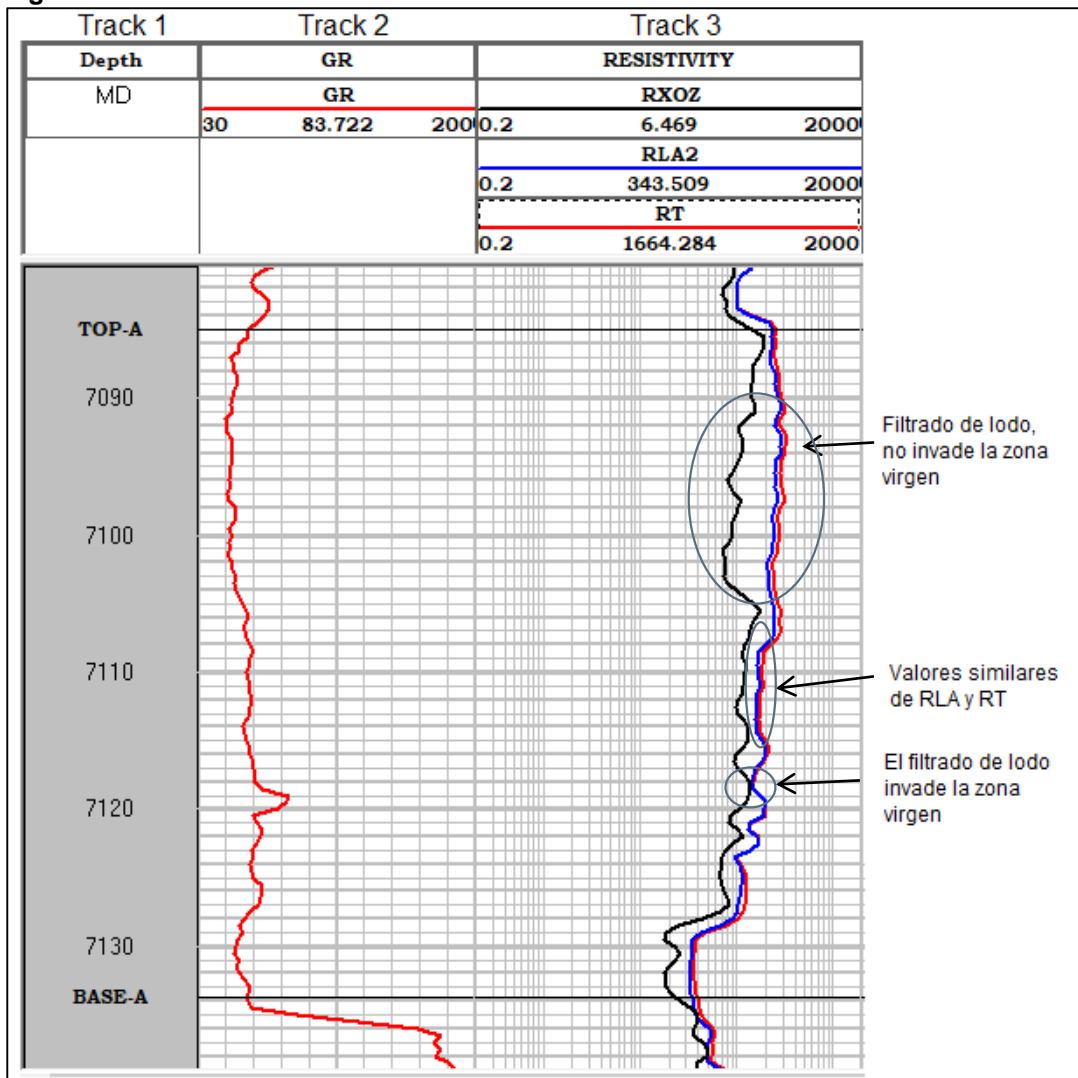
Zona	GRcln (°API)	GRshl (°API)	VSHL (Fracción)
<b>Zona A (7085-7133 Pies)</b>	46	86	0.2244
<b>Zona B (7609-7924 Pies)</b>	57	126	0.1424
<b>Zona C (7981-8355 Pies)</b>	50	179	0.0942

**5.1.2.2 Análisis de los registros resistivos.** La medición de la resistividad de la formación ayuda a obtener información del pozo como es la forma de invasión del fluido de perforación y la presencia de hidrocarburo y agua

Se tienen tres curvas obtenidas por el registro en hueco abierto, para realizar el análisis de la resistividad, RXOZ corresponde a la resistividad de la zona lavada o filtrado de lodo, RLA2 mide la resistividad de la zona de transición y RT mide la resistividad de la zona virgen.

La **Figura 49** muestra la curva de resistividades para la Zona A, con los *track* de profundidad y GR.

**Figura 49.** Gráfico de resistividad Zona A



Se puede observar la curva RXOZ presenta una separación con respecto a la curva de RT entre los espesores (7090-7117 Pies), esto es un indicador de que el

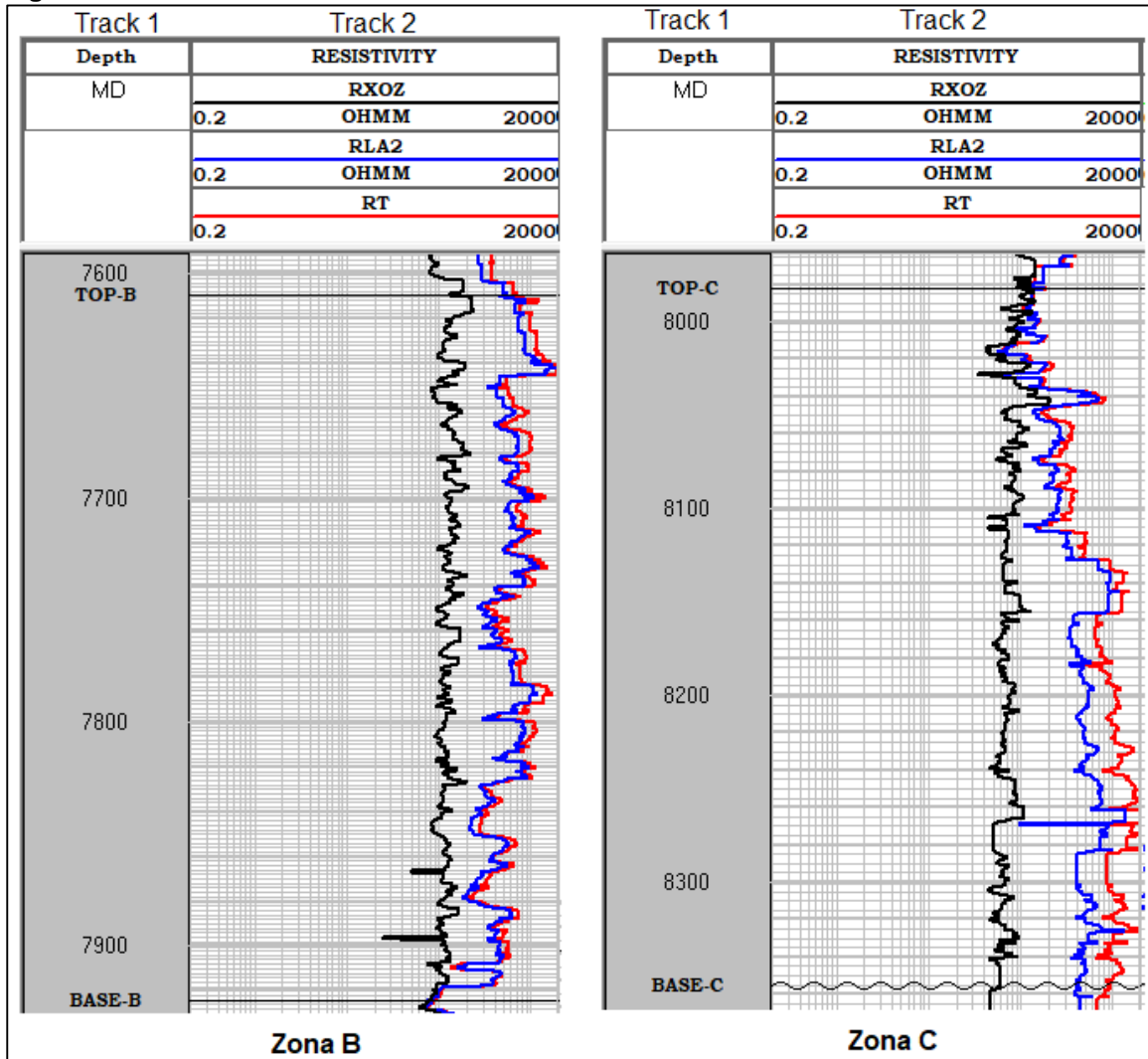
filtrado de lodo se encuentra de forma somera, sin realizar la invasión a la zona de transición y virgen, mostrando una lectura útil dentro de las zonas profundas de lectura, debido a que se presenta una lectura de la resistividad de la zona formación y no del fluido de trabajo.

Las lecturas del RLA y RT presentan valores iguales o con diferencias pequeñas, entre los espesores (7108-7106 Pies), lo cual indica que la zona de transición tiene las mismas características de la zona virgen, entre mayor sea el valor de resistividad aumenta la presencia de hidrocarburo, si se poseen valores bajos de resistividad aumenta la presencia de agua.

En el intervalo (7118-7119 Pies), se muestran los mismos valores para las curvas RXOZ, RLA Y RT, esto puede indicar que hubo una filtración de lodo en la zona de transición y zona virgen.

En la **Figura 50** para las zonas B (7609-7924 Pies) y C (7981-8355 Pies), se puede observar un valor alto de RT, lo cual hace factible la presencia de hidrocarburos.

**Figura 50.** Curvas de resistividad Zonas B Y C



En la **Tabla 24** se muestran los valores promedio registrados de resistividad RXOZ, RLA y RT en las zonas de interés

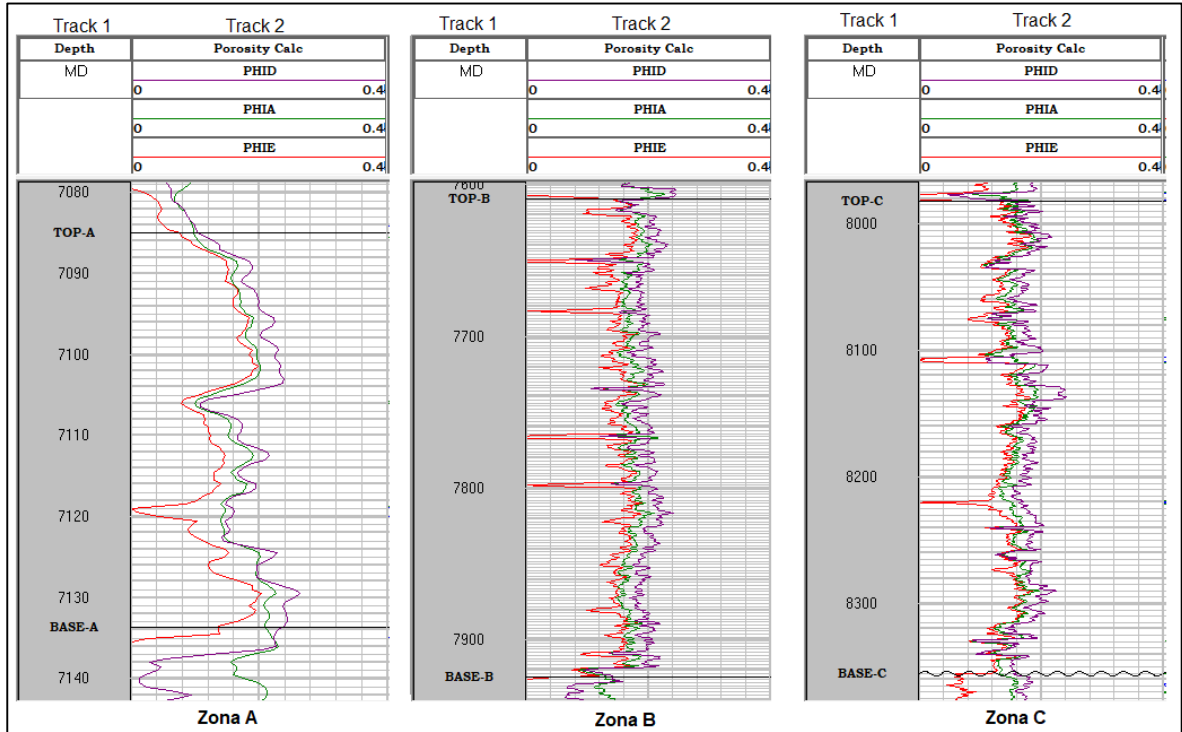
**Tabla 24.** Valor promedio de resistividad

Zona	RXOZ (Ohmm)	RLA (Ohmm)	RT (Ohmm)
<b>Zona A (7085-7133 Pies)</b>	108.2244	195.5424	216.3038
<b>Zona B (7609-7924 Pies)</b>	133.7775	608.2759	755.9867
<b>Zona C (7981-8355 Pies)</b>	79.8435	469.8367	858.6534

**5.1.2.3 Análisis de la porosidad.** En la **Figura 51** se visualizan las curvas obtenidas de porosidad para las zonas A (7085-7133 Pies), B (7609-7924 Pies), y

C (7981-8355 Pies), mostrando en el *track* uno, la profundidad, en el *track* dos, la porosidad densidad, porosidad total y porosidad efectiva

**Figura 51.** Curvas de porosidad obtenidas con el registro en hueco abierto



La porosidad efectiva se calcula a partir de la porosidad densidad, porosidad neutrón. La porosidad efectiva Indica el volumen de los poros interconectados o espacio intersticial presente en la formación, el Campo Castilla presenta porosidades entre 10.8 y 24%. La **Tabla 25** muestra el valor promedio, mínimo y máximo de la porosidad efectiva obtenido con las curvas generadas por el registro en hueco abierto.

**Tabla 25.** Valor promedio de porosidad efectiva

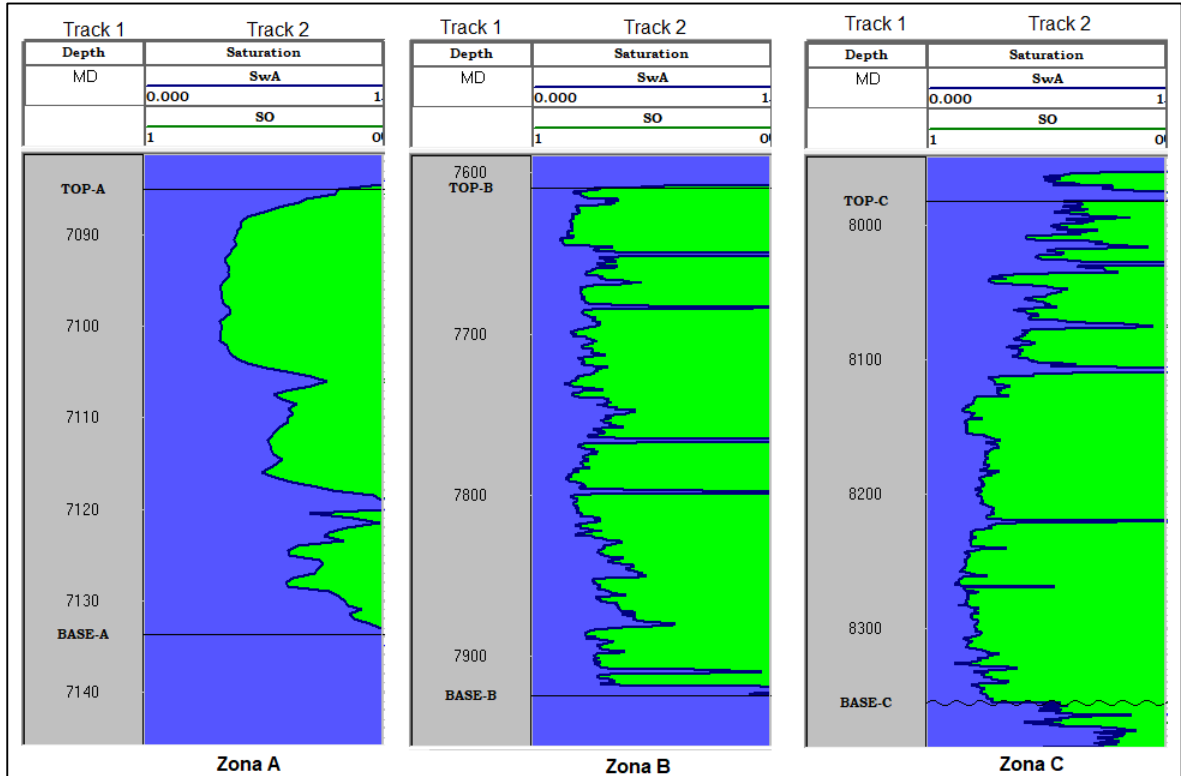
	Mínimo (Fracción)	Máximo (Fracción)	Promedio (Fracción)
<b>Pozo A</b>	0.1002	0.1947	0.1495
<b>Zona A (7085-7133 Pies)</b>	0.1002	0.1911	0.1489
<b>Zona B (7609-7924 Pies)</b>	0.1137	0.1947	0.1560
<b>Zona C (7981-8355 Pies)</b>	0.1008	0.1875	0.1444

Los valores obtenidos de porosidad, están acorde con los datos registrados en el Campo Castilla.

**5.1.2.4 Análisis de la Saturación de agua y petróleo.** En la **Figura 52** se visualiza en el *track* uno, la profundidad, base y tope de las zonas de interés, el *track* dos, presenta las curvas de saturación de agua y saturación de petróleo,

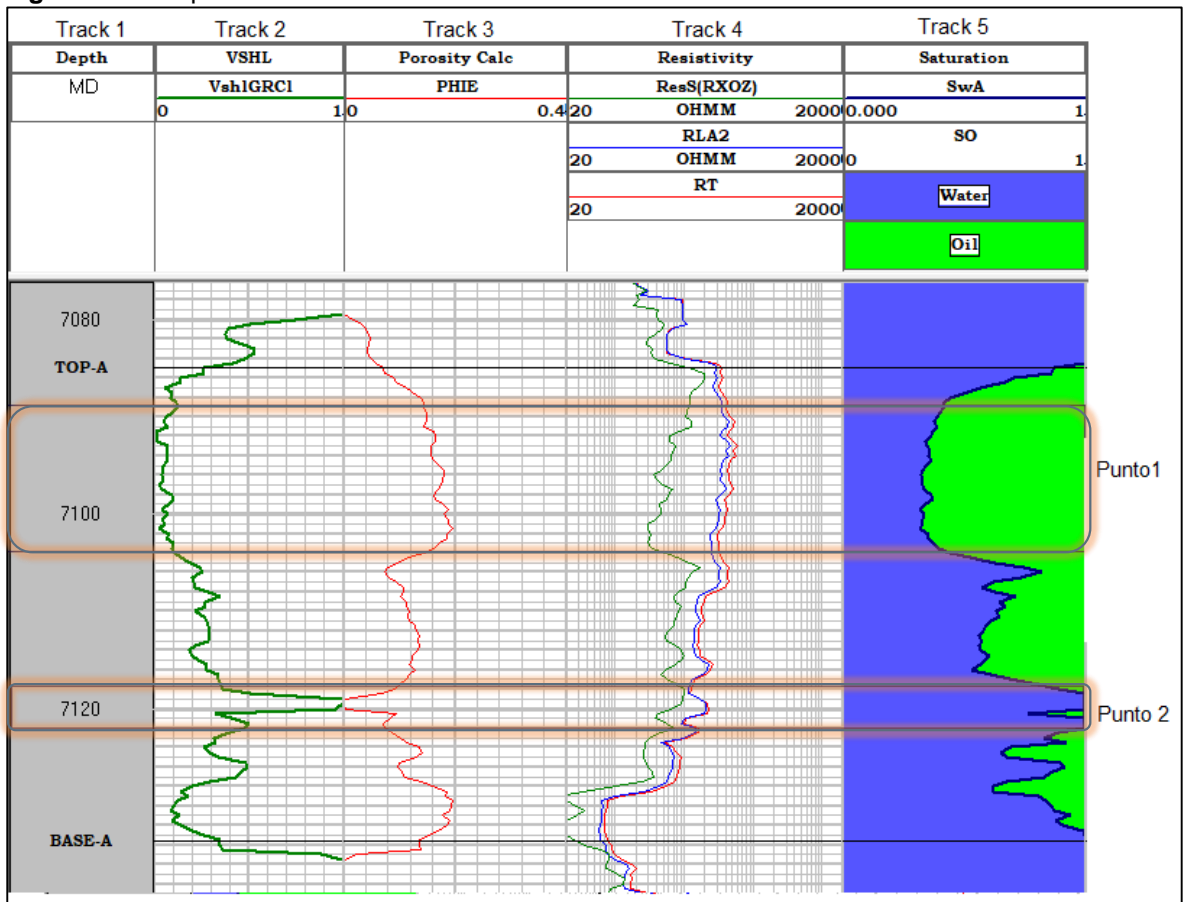
determinados con las **ecuaciones 7 y 8** presentadas en la **pág. 77-78**, para las zonas A (7085-7133 Pies), B (7609-7924 Pies) y C (7981-8355 Pies).

**Figura 52.** Saturación de agua y petróleo en las zonas de interés



El valor de la saturación de petróleo calculado en cada una de las áreas tiene relación directa con las curvas de VSHL, resistividad y porosidad; La **Figura 53** muestra en el *track* uno, la profundidad, base y tope de las zonas de interés, el *track* dos, presenta la curva de volumen de arcilla, el *track* tres muestra la curva de porosidad efectiva, el *track* cuatro muestra las curvas de resistividad y el *track* cinco, se observa la saturación de agua y saturación de petróleo; estas curvas nos ayudan a inferir información del pozo como es la presencia de zonas viables para la extracción de petróleo.

**Figura 53.** Interpretación de saturación de fluidos Zona A



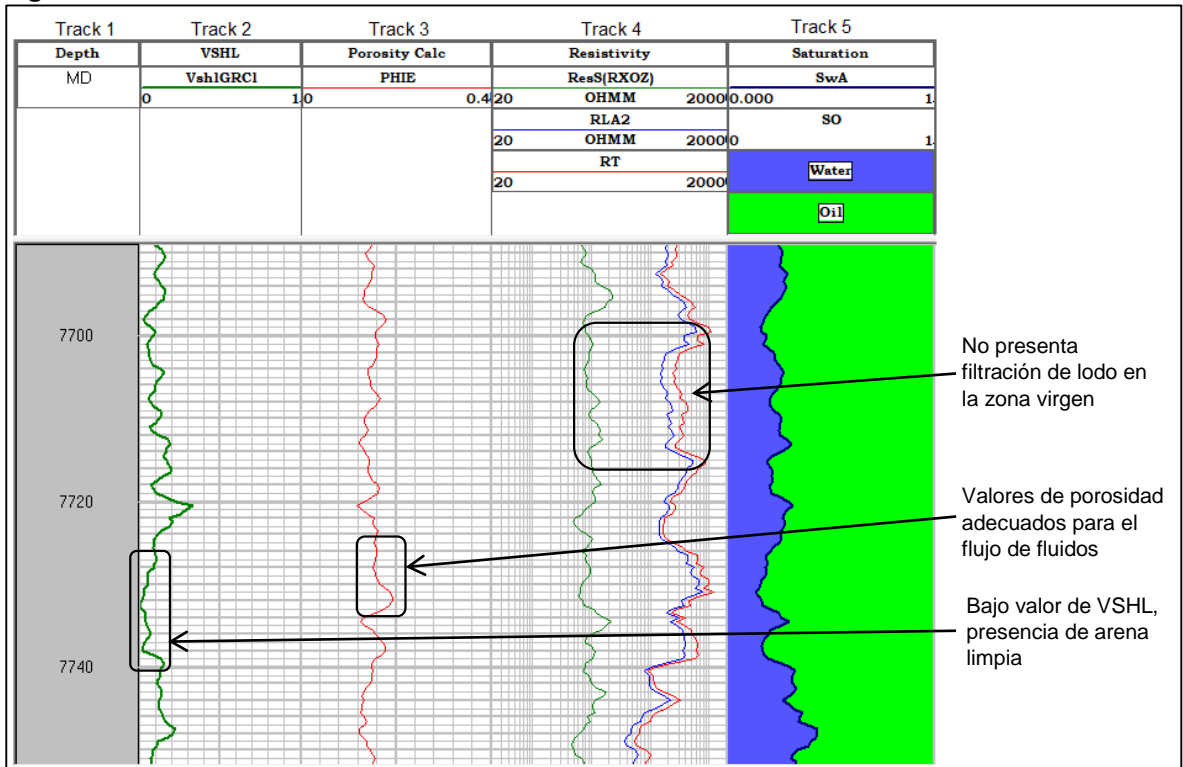
En el punto 1 (7089-7104 Pies) se obtiene una saturación de petróleo mayor a 0.59, las curvas del registro resistivo muestran un comportamiento donde el filtrado de lodo no invade la zona virgen y muestra un valor alto de resistividad RT > 250 ohmm, la curva del VSHL indica una arena limpia y una porosidad mayor al 15%, todas estas características hacen que el punto 1 tenga una prospección alta para la producción de hidrocarburo

En el punto 2 (7118-7122 Pies) se observan una saturación de agua alta, las curvas de resistividad muestra que el filtrado de lodo no invade la zona de transición, un valor alto de VSHL indica la presencia de arcillas, un valor bajo de porosidad, estos indicadores informan que en esta zona hay un bajo contenido de petróleo, puede ser un área impermeable o una arcilla hinchada con agua.

En la **Figura 54** se visualiza el intervalo de (7690-7756 Pies) la Zona B, se observa en el *track* uno, la profundidad, base y tope de las zonas de interés, el *track* dos presenta la curva de volumen de arcilla, el *track* tres muestra la curva de porosidad efectiva, el *track* cuatro muestra las curvas de resistividad y el *track* cinco se observa la saturación de agua y saturación de petróleo



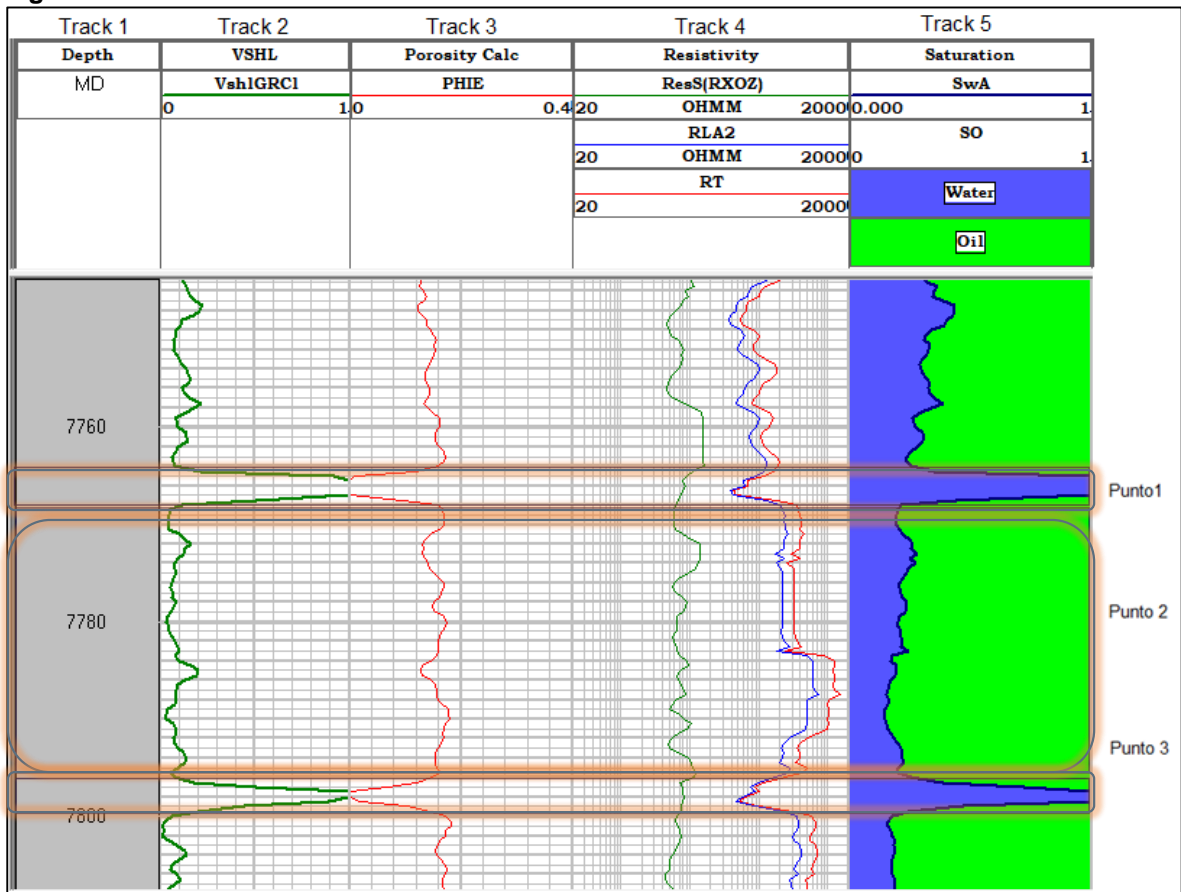
**Figura 54.** Saturación de fluidos en el intervalo 7690- 7756



Se observa en la *track* de resistividad, las curvas de RXOZ y RT presentando una separación considerable indicando que no existe filtración de lodo en la zona virgen, el valor de RT tiene valores superiores a 600 OHMM indicando una presencia de hidrocarburo, el VSHL presenta valores menores a 0.3, indicando la presencia de arenas limpias, la porosidad se encuentra entre 15%-19%, estos resultados indican presencia de hidrocarburo en la zona, con características para su extracción

En la **Figura 55** se visualiza el intervalo (7746- 7814 Pies) de la Zona B, evidenciando arenas con alta saturación de hidrocarburo, con intercalaciones de arcillas.

**Figura 55.** Saturación de fluidos en el intervalo 7746- 7814



En el punto 1 se visualiza una zona (7764-7768 Pies) con alto contenido de agua, la curva de VSHL indica un porcentaje de arcilla alto, un valor de porosidad bajo, esto indica que podemos estar presentando una arcilla hinchada por agua o una estratificación de arcilla que está formando un sello en la formación

En el punto 2, se puede observar una área (7768-7786 Pies) de predominancia arena limpia con un valor alto de resistividad, indicando la existencia de hidrocarburo, presenta valores bajos de VSHL y la porosidad varía entre 13 y 19 %

En el punto 3, se puede visualizar una capa de arcilla (7786-7780 Pies), el valor de resistividad disminuye mostrando un cambio en las propiedades del fluido, se puede presentar por aumentos de la salinidad.

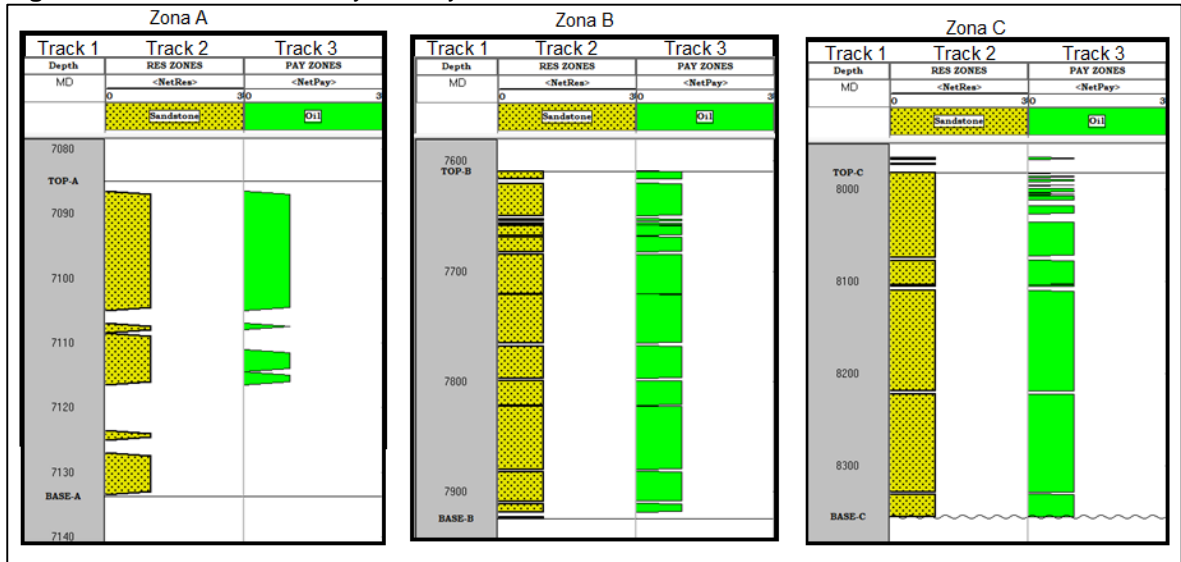
La **Tabla 25** muestra valores promedio de saturación determinados para cada una de las zonas de interés

Tabla 26. Valor promedio de saturación de agua y petróleo

	Saturación de agua (Fracción)	Saturación de petróleo (Fracción)
<b>Pozo A</b>	0.2824	0.7176
<b>Zona A (7085-7133 Pies)</b>	0.4232	0.5768
<b>Zona B (7609-7924 Pies)</b>	0.2672	0.7328
<b>Zona C (7981-8355 Pies)</b>	0.2858	0.7142

**5.1.2.5 Análisis de las zonas de Netres y Netpay.** utilizando puntos de **cutoff** en las propiedades VSHL, PHIE y SW, se determinan las zonas de Netres y Netpay, las cuales corresponden a arenas con capacidad de almacenamiento de petróleo y propiedades de la roca que la permiten el flujo de fluidos de la formación hacia el pozo, En la **Figura 51** se muestran las curvas de NetRes y NetPay para las zonas A, B y C

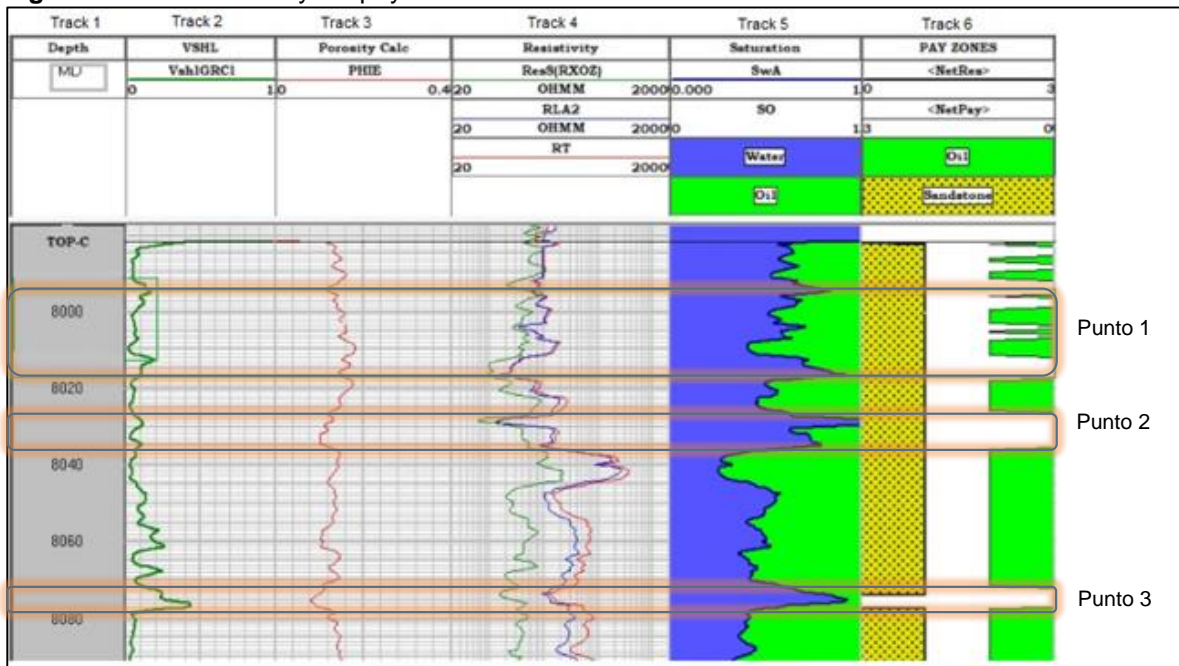
Figura 56. Zonas de NetRes y NetPay



Las zonas de Netres, determina los espesores de arena con características de VSHL y porosidad, considerando todas las zonas que tienen petróleo, excluyendo zonas de arcillas y zonas con porosidades bajas,

En la **Figura 57** se visualiza el intervalo (7980 – 8075 Pies) de la Zona C, en el *track* uno la profundidad, base y tope de las zonas de interés, el *track* dos presenta la curva de volumen de arcilla, el *track* tres muestra la curva de porosidad efectiva, el *track* cuatro muestra las curvas de resistividad, en el *track* cinco se observa la saturación de agua y saturación de petróleo, en el *track* seis se observa las curvas de Net reservoir y Net pay

**Figura 57.** Net reservoir y Netpay en el intervalo 7980 – 8075 Pies



En el punto 1 se observa un espesor de 20 pies comprendido por el intervalo (7995-7815 Pies), con un volumen de arcilla menor al 0.2, una porosidad entre 12% y 18%, una saturación de agua entre 41% y 72%, una saturación de petróleo entre 38% y 58%, se puede verificar que las curvas de Netres y Netpay tienen valores de uno cumpliendo con las características necesarias para ser una capa apta para la extracción de petróleo

En el punto 2 se observa un espesor de 3 pies en el intervalo (8025-8028 Pies), con un volumen de arcilla menor al 0.15, una porosidad entre 11% y 13%, una saturación de agua del 100%, las curvas de NetRes, indica que es una roca con características idóneas para el almacenamiento de fluidos, la curva de Netpay no contiene valores, debido a que este intervalo no contiene petróleo para su extracción

En el punto 3 se visualiza un espesor de 5 pies en el intervalo (8273-8278 Pies), con un volumen de arcilla entre 0.4 y 0.45, una porosidad entre 10% y 13%, una saturación de agua entre el 80% y 95%, la curva de Netres y Netpay no tienen valores, lo cual indica que esta roca, puede contener fluidos, pero se puede encontrar en poros aislados no conectados con presencia de arcilla, estas pueden hincharse con el agua restringiendo el paso de fluidos por los poros

El Net gross corresponde al espesor neto de arena que se está estudiando, La **Tabla 27** muestra los espesores correspondientes de Net gross, Netres y Netpay

**Tabla 27.** Espesores de Net gross, Net res y Net pay

	<b>Netgross</b>	<b>Netres</b>	<b>Netpay</b>	<b>Unidad</b>
<b>Pozo A</b>	737	679	633	Pies
<b>Zona A (7085-7133 Pies)</b>	48	34	23	Pies
<b>Zona B (7609-7924 Pies)</b>	315	286	284	Pies
<b>Zona C (7981-8355 Pies)</b>	374	359	326	Pies

Se estudiaron tres zonas de arenas con un espesor total de 737 pies, de los cuales 679 pies contienen características para el almacenamiento de fluidos y 633 pies poseen cualidades para realizar la extracción del petróleo ubicado en las zonas de interés.

## **5.2 ANÁLISIS DEL MODELO MATEMÁTICO IMPLEMENTADO PARA EL REGISTRO RST.**

Se realizaron cálculos a partir de modelos matemáticos para la determinación de propiedades petrofísicas, en las zona de interés del Pozo A del Campo Castilla, con el registro RST; a continuación se muestra el análisis e interpretación de los resultados obtenidos en el Capítulo 4 por medio del software Prizm.

**5.2.1 Curvas generadas para la determinación de parámetros petrofísicos con el registro RST.** Se generaron diferentes curvas por medio del software Prizm, utilizando las ecuaciones y modelos matemáticos mostrados en el **Capítulo 4** para las zonas de interés del Pozo A

La **Figura 58** muestra las curvas generadas para la Zona A (7085-7133 Pies), la **Figura 59** muestra las curvas generadas para la Zona B (7609-7924 Pies), en la **Figura 60** se observan las curvas generadas para la Zona C (7081-8355 Pies); donde se evidencian los siguientes *tracks*.

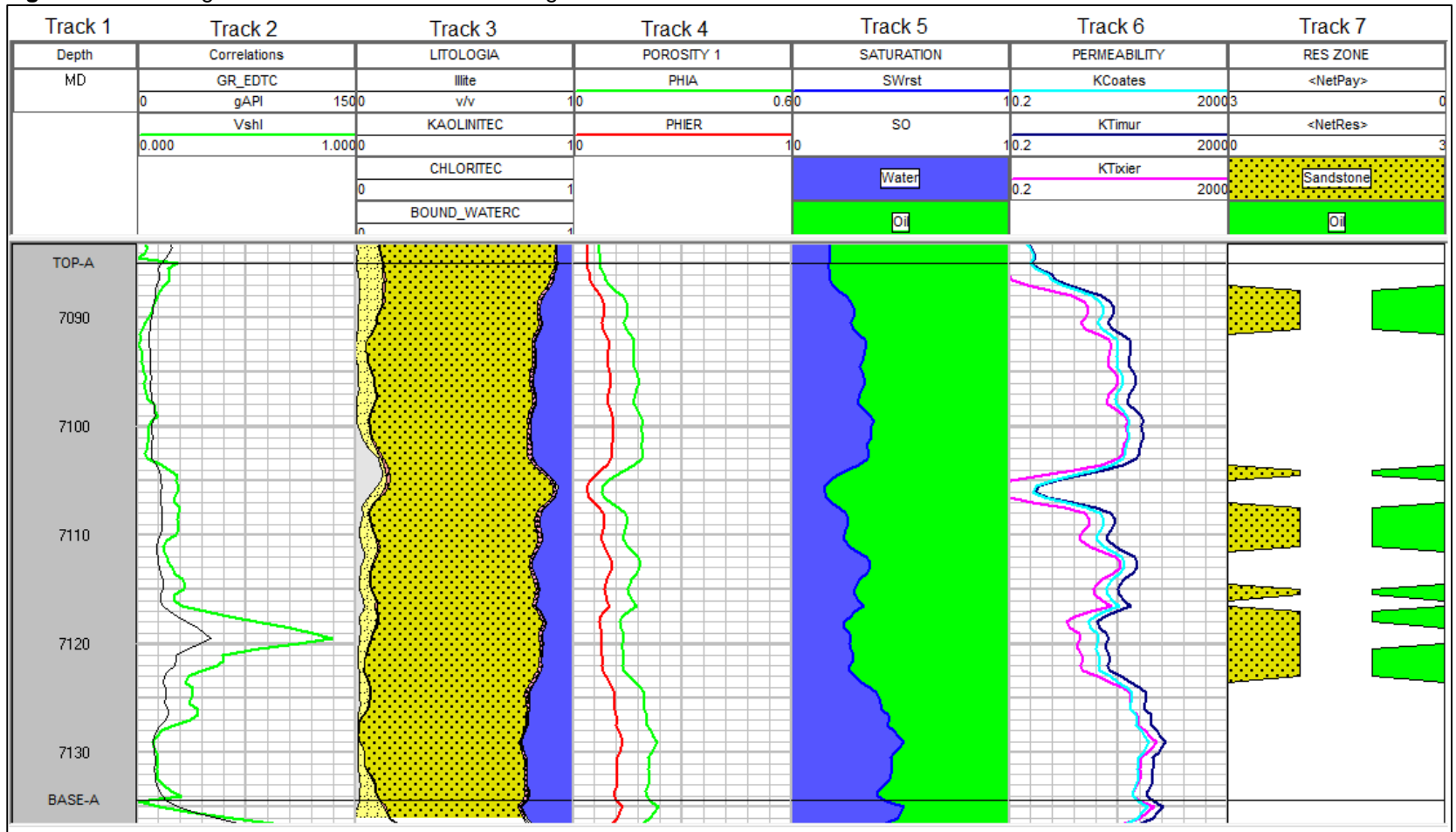
El *track 1* muestra la profundidad medida en la cual fue tomado el registro, tope y base de las áreas de interés

El *track 2* muestra las curvas de gamma ray, tomada con el registro y el volumen de arcilla calculado.

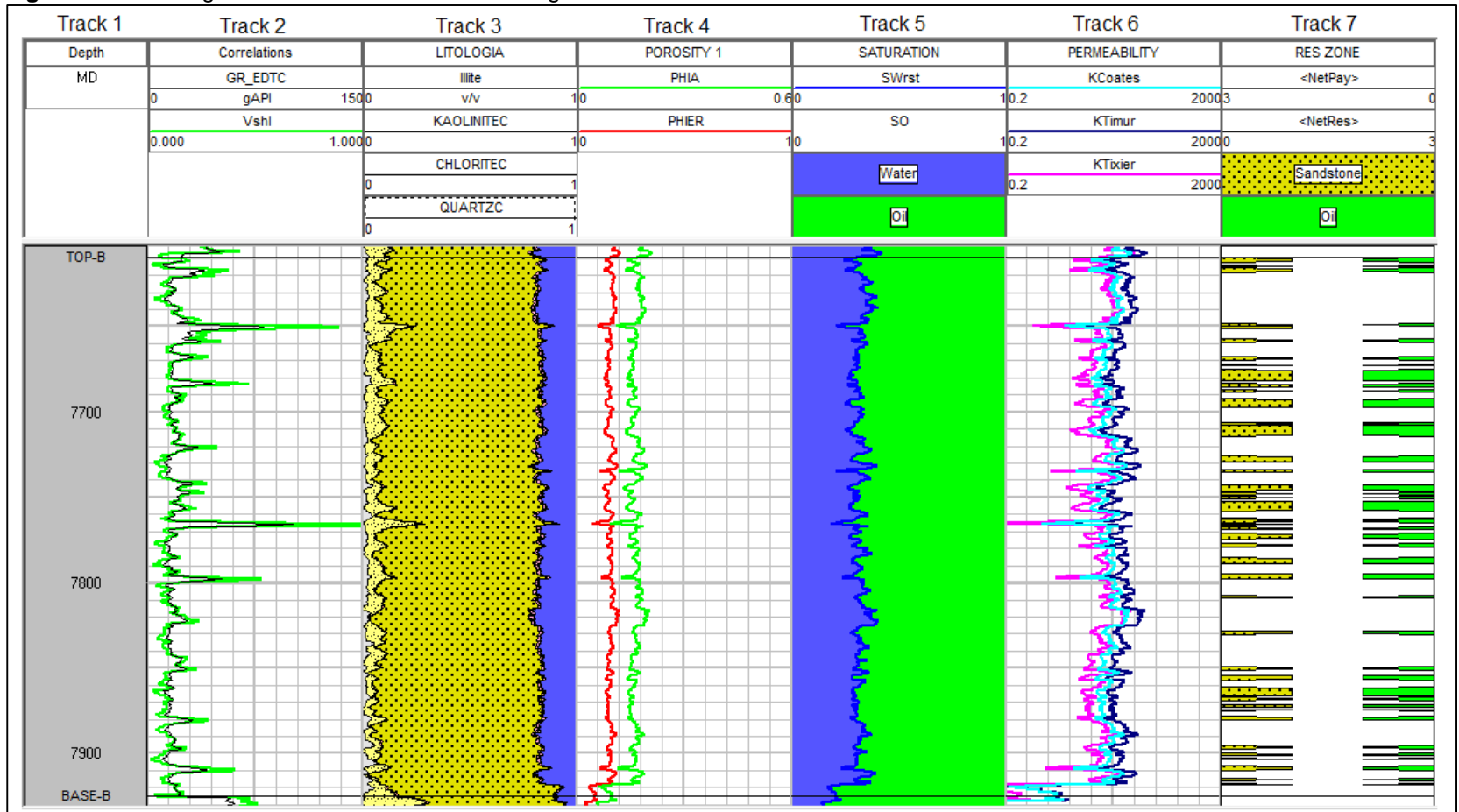
El *track 3* muestra las curvas calculadas para indicar la fracción de composición de los minerales (Illita, caolinita, clorita, cuarzo, calcita y pirita) que componen la roca

El *track 4* muestra la curva de porosidad total medida por el registro y la curva de porosidad efectiva calculada.

**Figura 58.** Curvas generadas en la Zona A con el registro RST

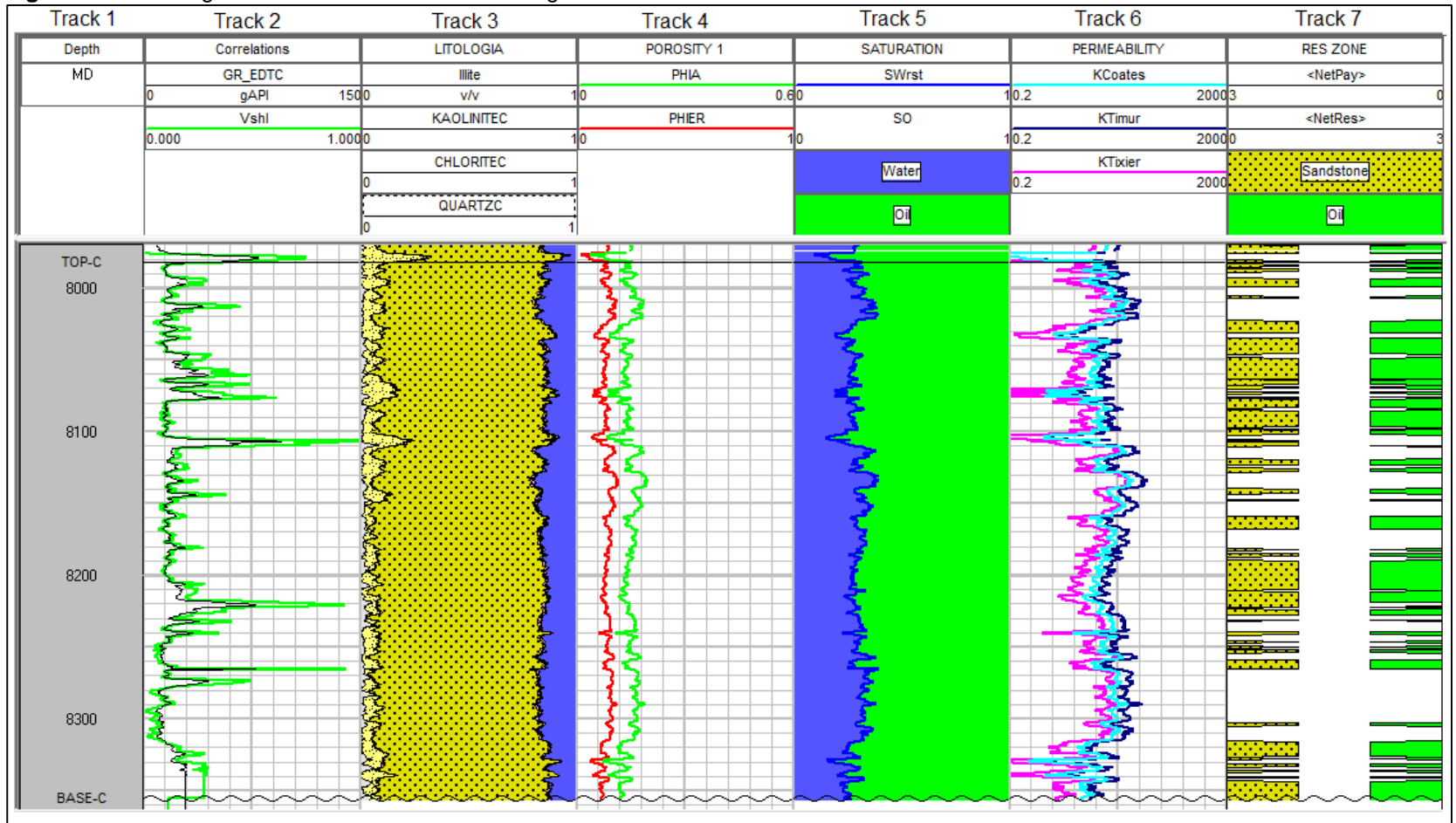


**Figura 59.** Curvas generadas en la Zona B con el registro RST





**Figura 60.** Curvas generadas en la Zona C con el registro RST





El *track 5* muestra las curvas calculadas de saturación de agua y saturación de petróleo.

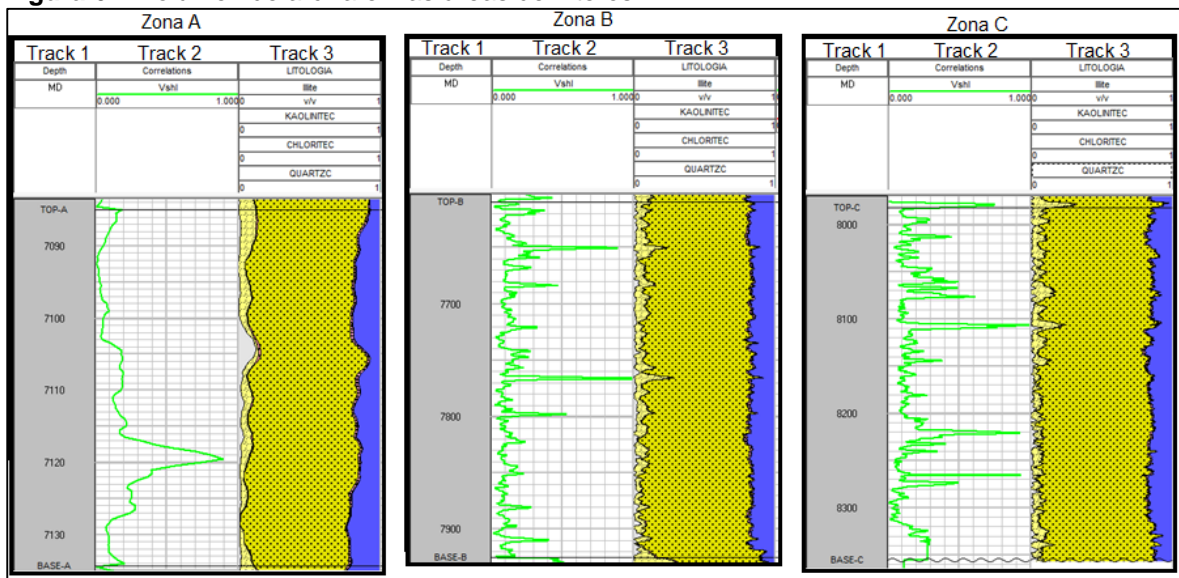
El *track 6* muestra las curvas calculadas de permeabilidad por los métodos de Tixier, Timur y Coates

El *track 7* muestra las zonas de Net reservoir y Netpay calculada con los valores de corte de las propiedades de volumen de arcilla, porosidad efectiva y saturación de agua.

**5.2.2 Análisis del volumen de arcilla.** El registro gamma ray se utiliza para la cuantificación del volumen de arcilla, este volumen nos indica zonas donde se encuentran arenas o arcillas en el pozo, el registro RST presenta medidas de los minerales presentes en la roca a cada profundidad, esto nos ayuda a correlacionar e interpretar las zonas con presencia de arenas.

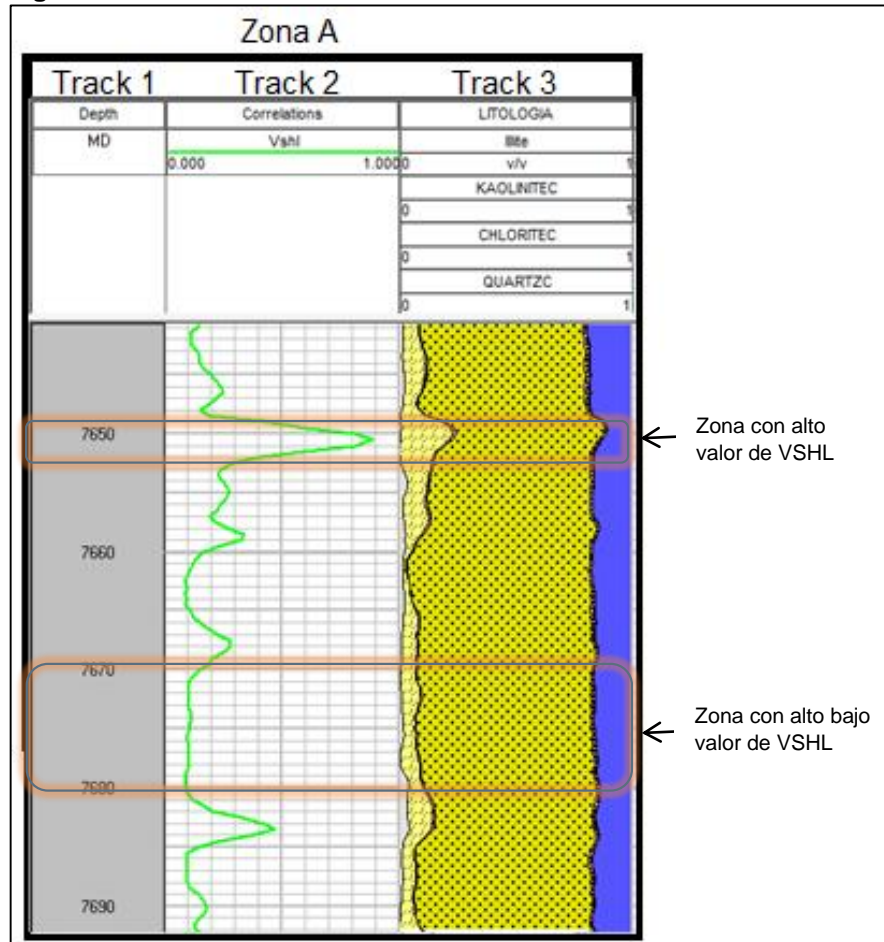
La **Figura 61** nos muestra en cada área de interés las curvas generadas, en el *track uno* se observa la profundidad medida, tope y base del área de interés, el *track dos* muestra el volumen de arcilla calculado y el *track tres* se observa la litología calculada con la fracción de los minerales leída en el registro

**Figura 61.** Volumen de arcilla en las áreas de interés



En la **Figura 62** se observa el intervalo (7630- 7694 Pies) de la Zona B, en el *track uno* se observa la profundidad medida, tope y base del área de interés, el *track dos* muestra el volumen de arcilla calculado y el *track tres* se observa la litología calculada con la fracción de los minerales leída en el registro.

**Figura 62.** Volumen de arcilla en el intervalo 7630- 7694 Pies



Entre las profundidades de (7958-7954 Pies), con un espesor de 6 pies se evidencia un valor alto de volumen de arcilla  $> 0.4$ , se evidencia como la litología presente predomina las arenas, con el valor obtenido de VSHL determinamos que es una arena con presencia de clastos de arcillas en su composición

Entre las profundidades de (7768-7600 Pies), un espesor de 32 pies con un valor bajo de volumen de arcilla  $< 0.2$ , se puede asumir que corresponde a un cuerpo consolidado de arena limpia con una matriz de cuarzo.

La **Tabla 28** muestra los valores determinados por medio de crossplot GRcln, GRshl y el valor promedio de arcilla para cada una de las zonas de interés.

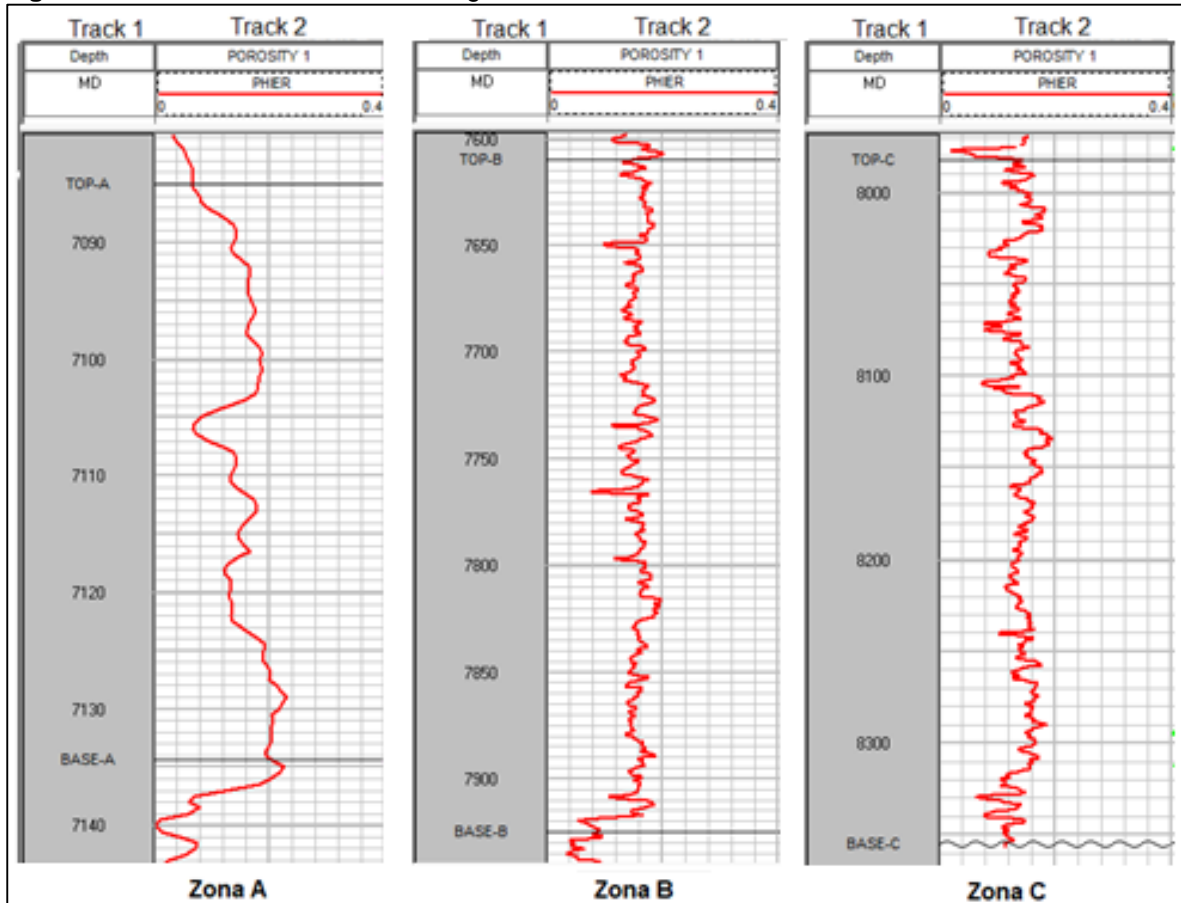
**Tabla 28.** Valores del columna de arcilla con el registro RST

Zona	GRcln (°API)	GRshl (°API)	VSHL (Fracción)
Zona A (7085-7133 Pies)	8	56	0.1775
Zona B (7609-7924 Pies)	9	90	0.1408
Zona C (7981-8355 Pies)	8	79	0.1817

**5.2.3 Análisis de la porosidad.** El registro RST calcula la porosidad total directamente, a partir de esta, se realiza la cuantificación de la curva de porosidad efectiva con la **Ecuación 20** mostrada en el **capítulo 4, pág. 110**.

La **Figura 63** muestra la curva generada de porosidad efectiva para las zonas de interés, en el *track* uno se observa la profundidad medida, tope y base del área de interés, el *track* dos muestra la porosidad efectiva calculada.

**Figura 63.** Porosidad efectiva con el registro RST



La **Tabla 29** muestra los valores mínimos, máximos y promedio obtenidos de porosidad efectiva en las zonas de interés

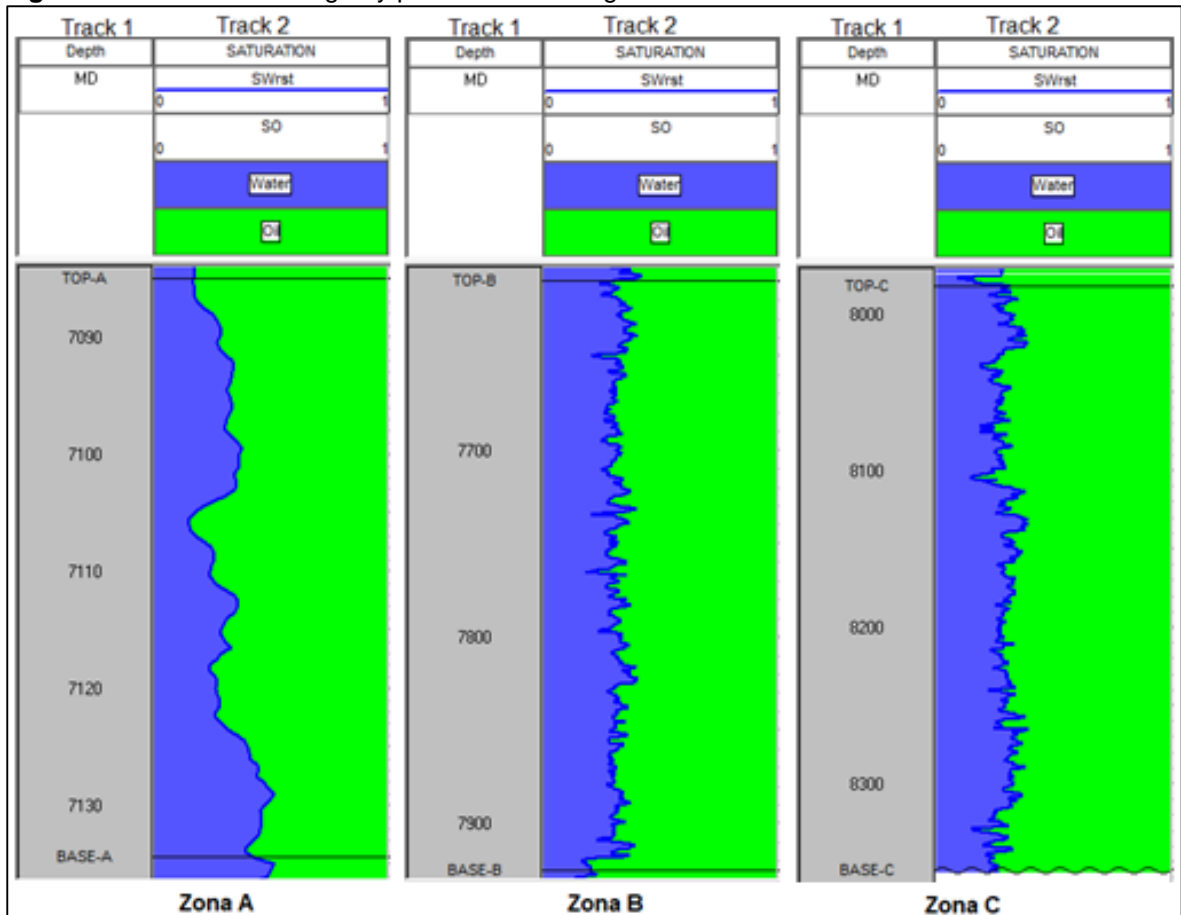
**Tabla 29.** Valores de porosidad efectiva con el registro RST

	<b>Mínimo (Fracción)</b>	<b>Máximo (Fracción)</b>	<b>Promedio (Fracción)</b>
<b>Pozo A</b>	0.0581	0.2314	0.1492
<b>Zona A (7085-7133 Pies)</b>	0.0654	0.2314	0.1567
<b>Zona B (7609-7924 Pies)</b>	0.0581	0.1989	0.1569
<b>Zona C (7981-8355 Pies)</b>	0.0638	0.1926	0.1417

**5.2.4 Análisis de la saturación de agua y petróleo.** La determinación de la curva de saturación de agua se llevó a cabo con la **Ecuación 22** presentadas en la **pág. 112** y el cálculo de la saturación de petróleo se realizó con la **Ecuación 8** presentadas en la **pág. 78**, para las zonas A (7085-7133 Pies), B (7609-7924 Pies), y C (7981-8355 Pies).

En la **Figura 64** se visualiza en el *track* uno la profundidad, base y tope de las zonas de interés, el *track* dos presenta las curvas de saturación de agua y saturación de petróleo

**Figura 64.** Saturación de agua y petróleo con el registro RST



La **Tabla 30** muestra los valores promedio de saturación determinados para cada una de las zonas de interés

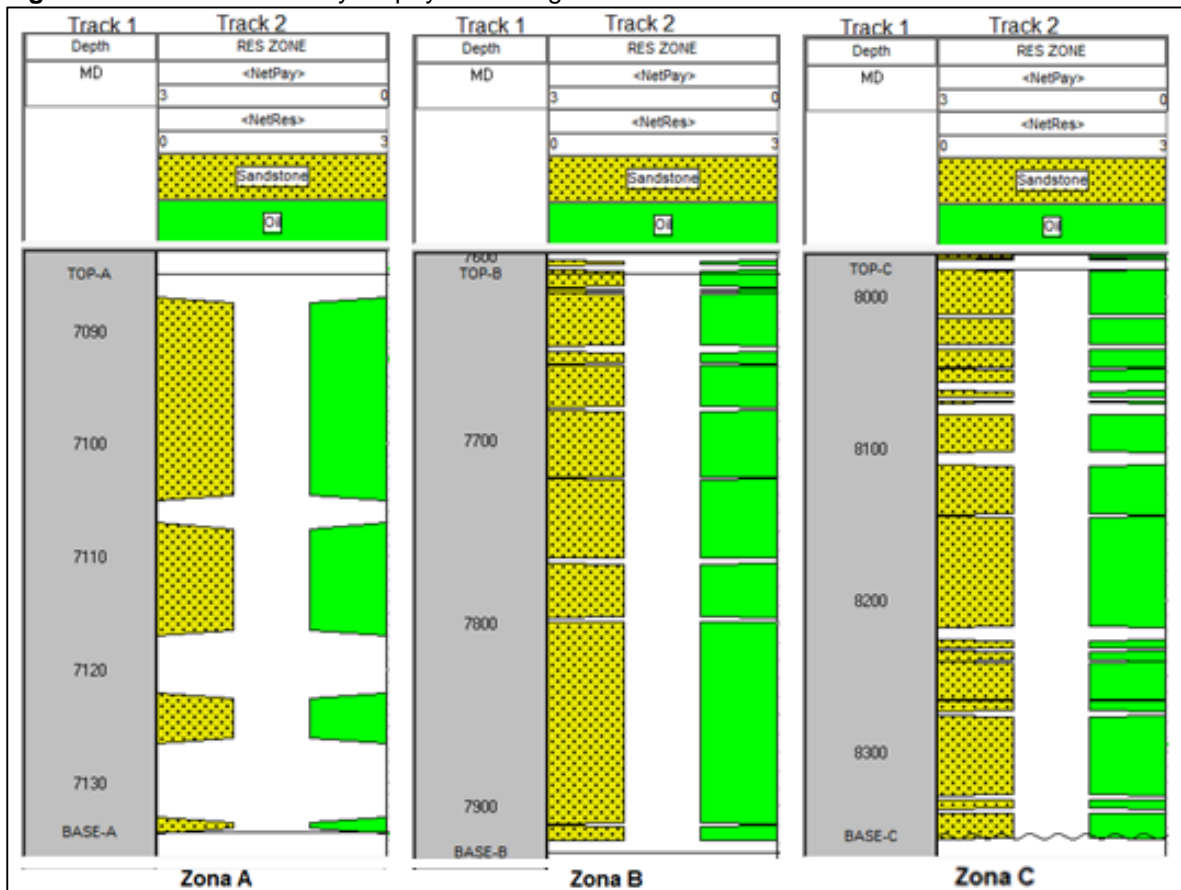
**Tabla 30.** Valor promedio de saturación de agua y petróleo

	<b>Saturación de agua (Fracción)</b>	<b>Saturación de petróleo (Fracción)</b>
<b>Pozo A</b>	0.2824	0.7176
<b>Zona A (7085-7133 Pies)</b>	0.4232	0.5768
<b>Zona B (7609-7924 Pies)</b>	0.2672	0.7328
<b>Zona C (7981-8355 Pies)</b>	0.2858	0.7142

**5.2.5 Determinación de zonas de Netres y net pay.** Las zonas A (7085-7133 Pies), B (7609-7924 Pies), y C (7981-8355 Pies), corresponden a arenas con características para el almacenamiento de fluido. Para identificar los intervalos con propiedades idóneas para la extracción de fluido es necesario utilizar puntos de cutoff con las curvas generadas de volumen de arcilla, porosidad efectiva y saturación de agua.

En la **Figura 65** se muestran las curvas determinadas para las zonas de Netres y Netpay, se muestra en el *track* uno la profundidad, base y tope de las zonas de interés y en el *track* dos se presentan las curvas de Netres y NetPay

**Figura 65.** Zonas de netres y netpay con el registro RST



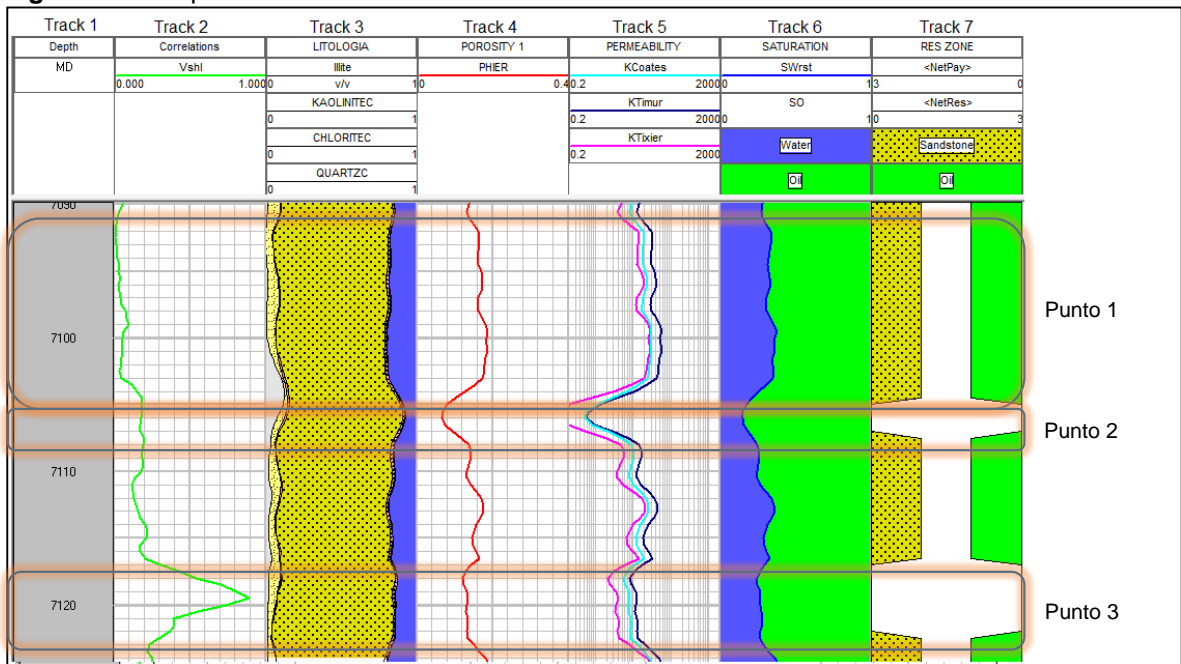
La **Tabla 31** muestra los espesores correspondientes de Net gross, Netres y Netpay

**Tabla 31.** Espesores de Net gross, Net res y Net pay

	<b>Netgross</b>	<b>Netres</b>	<b>Netpay</b>	<b>Unidad</b>
<b>Pozo A</b>	737	635	613	Pies
<b>Zona A (7085-7133 Pies)</b>	48	31	30	Pies
<b>Zona B (7609-7924 Pies)</b>	315	290	282	Pies
<b>Zona C (7981-8355 Pies)</b>	374	314	301	Pies

En la **Figura 66** se visualiza el intervalo (7090-7124 Pies) de la Zona A (7085-7133 Pies), mostrando en el en el *track* uno la profundidad, base y tope de las zonas de interés y en el *track* dos se presenta la curvas de volumen de arcillas, en el *track* tres se visualiza la litología, en el *track* cuatro se presenta las porosidad efectiva, en el *track* cinco se muestra la permeabilidad, en el *track* seis se visualiza las curvas de saturación de agua y saturación de petróleo, en el *track* siete se muestran las curvas de Netres y Netpay

**Figura 66.** Interpretación entre el intervalo 7090-7124



En el punto 1 se visualiza un espesor de 16 pies (7090-7105 Pies) de arena, con un valor volumen de arcilla menor a 0.1, indicando una zona de arena limpia que se correlaciona con el *track* dos el cual nos indica que la matriz de roca tiene presencia de cuarzo entre el 72% y 75%, adicionalmente tiene un valor de porosidad superior al 14% y una permeabilidad mayor a 40 mD, indicando que tiene características para permitir el flujo de los fluidos de la formación hacia el pozo; presenta una saturación inferior al 0.3, mostrándonos valores de saturación de petróleo altos, el *track* 7 nos señala que esta zona cumple con las características para ser una zona productora de hidrocarburo.

En el punto 2 se visualiza un espesor de 3 pies (7105-7108 Pies) de arena, con la lectura de los *tracks* 2 y 3 se identifica un volumen de arcilla menor a 0.2 con una matriz principalmente de cuarzo indicando que es una arena limpia con poco porcentaje de minerales arcillosos, el *track* 3 y 4 indican una porosidad menor al 10% con una permeabilidad menor a 2 milidarcy, el *track* 7 no genera ningún valor de Netres indicando que este intervalo, debido a su porosidad y permeabilidad no corresponde a un espesor productor de hidrocarburo.

En el punto 3 se visualiza un espesor de 5 pies (7117-7122 Pies) de arena, en el *track* dos se muestra que el volumen de arcilla presenta un valor superior a 0.4 indicando que esta roca corresponde a una arena con un contenido alto de arcilla, que al momento de realizar la extracción de fluidos puede hincharse con el agua.



### 5.3 COMPARATIVO DE LOS REGISTROS EN HUECO ABIERTO Y REGISTRO RST.

Se realiza una comparación de los resultados obtenidos con los registros en hueco abierto y registro RST, determinando las cualidades a favor que tienen estos métodos de adquisición de datos de pozo y su interpretación.

**5.3.1 Comparativo del VSHL de las zonas seleccionadas en hueco abierto y RST.** Para ambos registros se tomaron las mismas zonas de interés, en la **Tabla 32**, se muestran los intervalos, topes y bases de las zonas seleccionadas

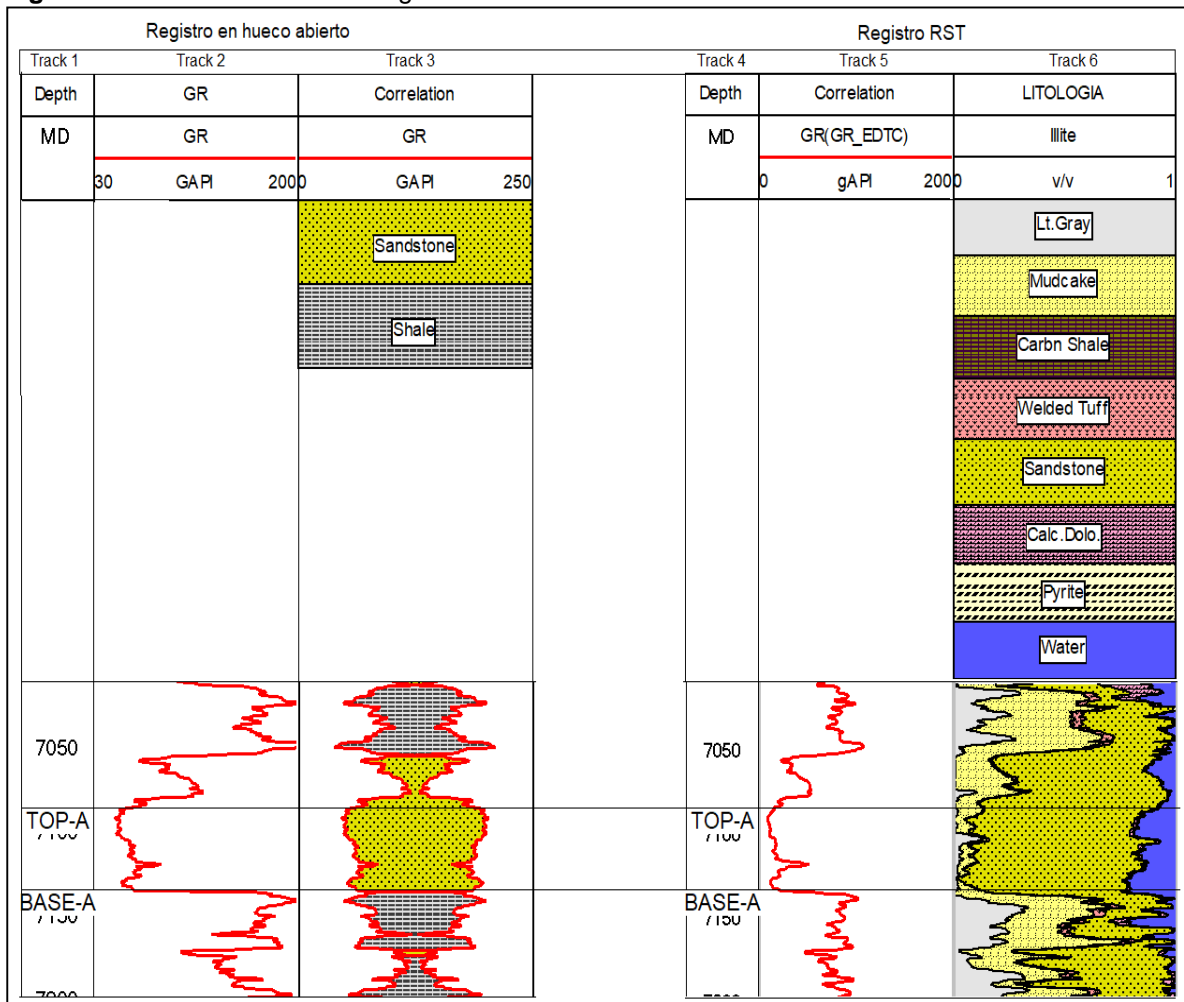
**Tabla 32.** Zonas de interés seleccionadas

<b>Zona</b>	<b>Tope</b>	<b>Base</b>	<b>Unidad</b>
<b>Zona A</b>	7085	7133	Pies
<b>Zona B</b>	7609	7924	Pies
<b>Zona C</b>	7981	8355	Pies

En la **Figura 67**, se muestra un Cross section realizado por medio de la herramienta Prizm, donde se aprecia la litología obtenida para la Zona A. los *tracks* 1 y 4, muestran las profundidades de las curvas, el *track* 2 muestra la curva de gamma ray obtenida con el registro en hueco abierto, el *track* 5 muestra el valor de gamma ray leído con el registro RST, donde se puede comparar el comportamiento que tienen estas curvas en el pozo; El *track* 3 muestra la litología determinada con el registro en hueco abierto y el *track* 6 muestra las curvas de caracterización mineralógica registradas con el RST, una comparación de esta litología evidencia como las diferentes tecnologías, se utilizan para obtener resultados más exactos.



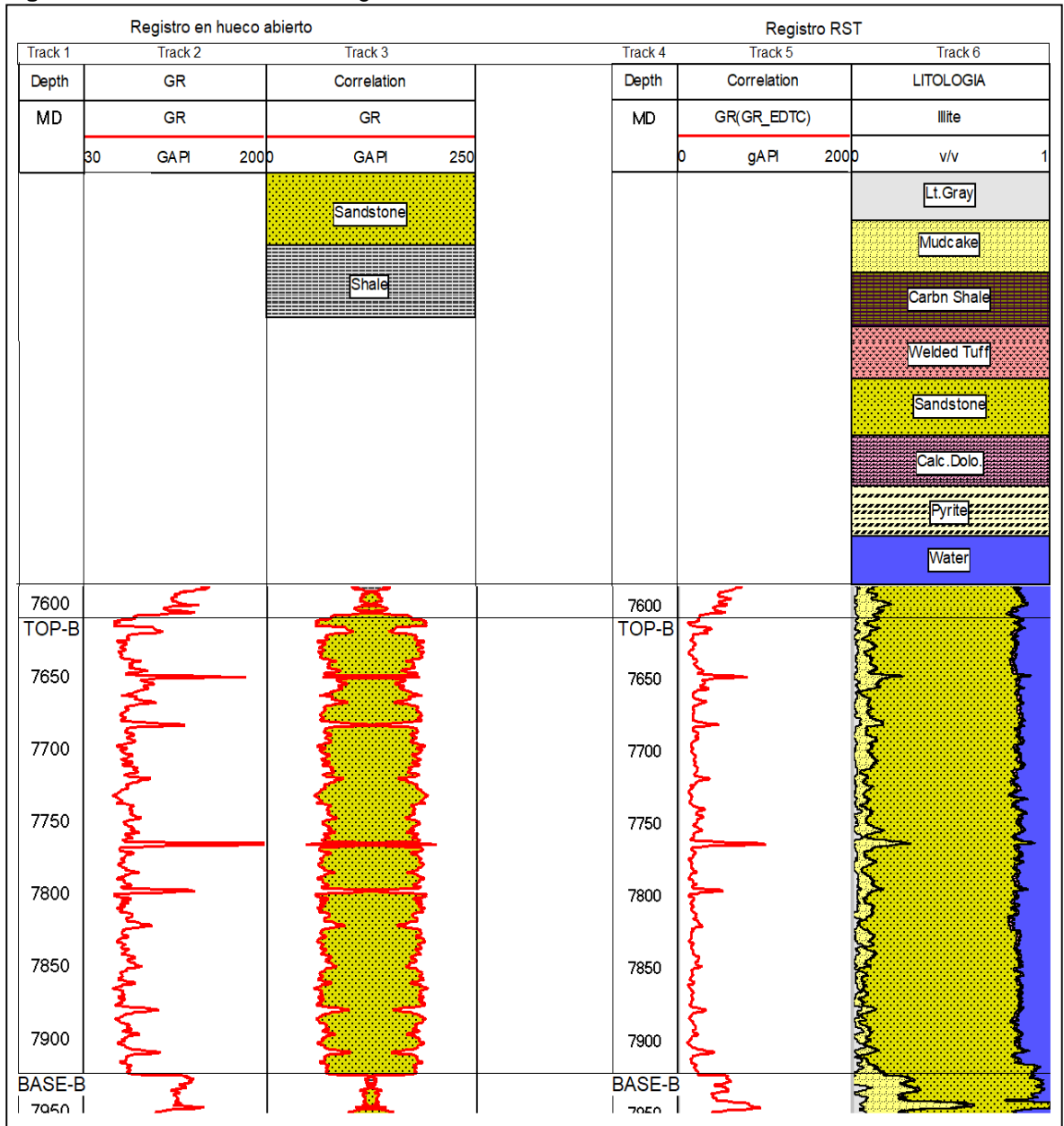
**Figura 67.** Cross section de litología en la Zona A



La Zona A muestra como en la litología predomina la presencia de arenas limpias, el volumen de VSHL para ambos registros presenta valores bajos, existiendo una coherencia entre los datos registrados con las diferentes herramientas, el registro RST presenta una medida más amplia y exacta de la litología que conforma la zona de estudio, debido a que realiza la determinación de la composición de los minerales de la roca, mientras las curvas obtenidas con los registros en hueco abierto solamente discriminan arenas y arcillas.

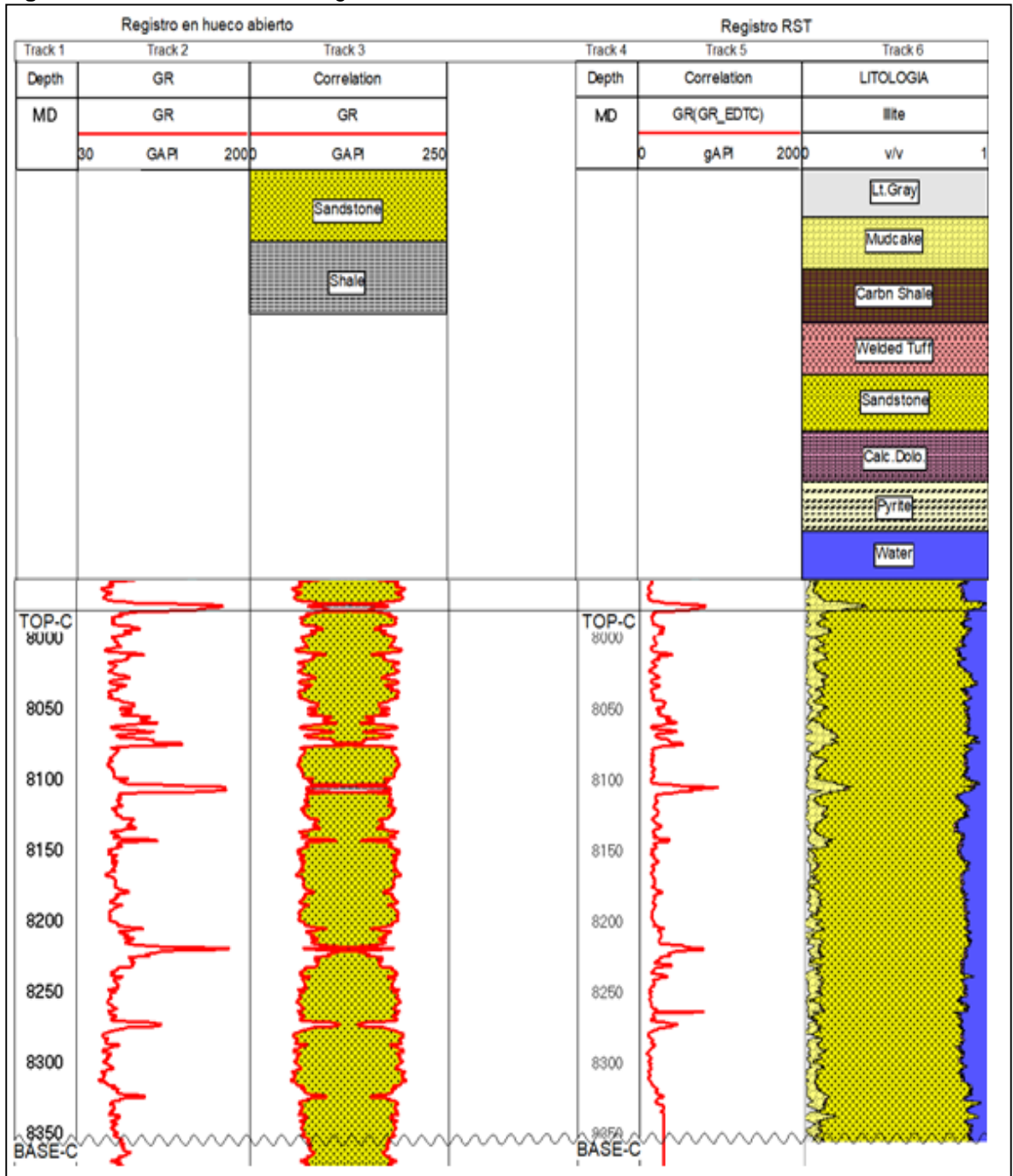
Se realizó el mismo comparativo para las zonas B y C donde se concluyó que por medio del registro RST se obtiene una información más exacta en el cálculo de las zonas de arena y arcilla, ya que por medio de la caracterización de los minerales presentes en las formaciones, se contrarresta la composición mineralógica de las rocas, en la **Figura 68** se observa la comparación realizada por medio de un *Cross section* de la Zona B (7609-7924 Pies) con las curvas de litología obtenidas con los registros en hueco abierto y RST.

**Figura 68.** Cross section de litología en la Zona B



En la **Figura 69** se observa la comparación realizada Zona C (7981-8355 Pies) con las curvas de litología con las curvas de litología obtenidas con los registros en hueco abierto y RST.

**Figura 69.** Cross section de litología en la Zona C



La **Tabla 33** muestra un comparativo realizado entre los valores promedio, determinados a partir del volumen de arcilla para cada zona con los registros en hueco abierto y RST

**Tabla 33.** Comparativo de VSHL con el registro en hueco abierto y RST

<b>Zona</b>	<b>VSHL hueco abierto (Fracción)</b>	<b>VSHL RST (Fracción)</b>
<b>Zona A (7085-7133 Pies)</b>	0.1229	0.1775
<b>Zona B (7609-7924 Pies)</b>	0.1173	0.1402
<b>Zona C (7981-8355 Pies)</b>	0.1404	0.1817

Se concluye que el volumen de arcilla calculado con los registros en hueco abierto y RST, tienen valores promedio diferentes, debido a las condiciones en las cuales se toma cada registro, la diferencia se presenta en el registro RST por la presencia de la tubería de producción y zona cementada, presentando medidas diferentes por la interacción del material de cementación (Principalmente caliza con contenido de carbonato de calcio), lo cual presenta una reducción del valor cuantificado del gamma ray en la curva registrada por el registro RST

**5.3.2 Comparativo de las curvas de porosidad con los registros en hueco abierto y RST.** Se realiza el comparativo de las curvas de porosidad en las áreas de interés seleccionadas.

En la **Tabla 34** se muestran los valores promedio de porosidad efectiva calculados con los registros en hueco abierto y hueco entubado, mostrando el porcentaje de error presente entre la herramienta

**Tabla 34.** Comparativo de porosidad efectiva con el registro en hueco abierto y RST

	<b>PHIE hueco abierto (Fracción)</b>	<b>PHIE RST (Fracción)</b>	<b>Porcentaje de error</b>
<b>Pozo A</b>	0.1503	0.1528	1.66%
<b>Zona A (7085-7133 Pies)</b>	0.1559	0.1632	4.68%
<b>Zona B (7609-7924 Pies)</b>	0.1549	0.1595	2.97%
<b>Zona C (7981-8355 Pies)</b>	0.1460	0.1455	0.34%

Se concluye que la porosidad calculada con los registros en hueco abierto y RST tiene un porcentaje de error menor al 5%, indicando la fiabilidad de las medidas registradas, el registro RST brinda la seguridad en las medidas debido a que los valores necesarios para la cuantificación de porosidad se toman directamente del pozo, adicionalmente con el cálculo de la composición de la roca es posible determinar el espacio que ocupan los fluidos dentro de la formación.

Los valores obtenidos se encuentran dentro del intervalo de porosidades registrado en el Campo (14% - 24%) mostrando una fiabilidad en el estudio realizado

**5.3.3 Comparativo de las curvas de permeabilidad con los registros en hueco abierto y hueco entubado.** Se realiza una comparación de las curvas generadas de permeabilidad con los registros en hueco abierto y RST, en las zonas de interés

De los modelos matemáticos utilizados para el cálculo de la permeabilidad, se determinó que el modelo de Timur es el más adecuado, debido a que se adapta mejor al comportamiento del yacimiento

La **Tabla 35** muestra los valores de permeabilidad promedio determinados para cada registro en hueco abierto y RST

**Tabla 35.** Comparativo de permeabilidades

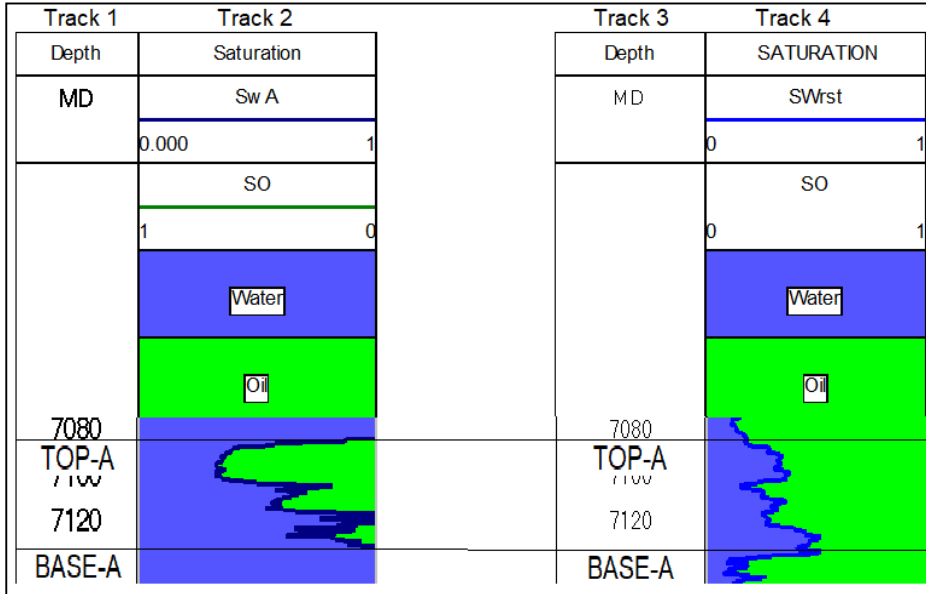
	<b>Permeabilidad hueco abierto (mD)</b>	<b>Permeabilidad RST (mD)</b>
<b>Pozo A</b>	165.9930	164.4315
<b>Zona A (7085-7133 Pies)</b>	203.8086	202.7473
<b>Zona B (7609-7924 Pies)</b>	207.1274	191.8367
<b>Zona C (7981-8355 Pies)</b>	153.7456	135.3859

Con los valores calculados de permeabilidad podemos concluir que poseemos arenas limpias con capacidad de permitir el flujo de fluidos, las arenas se encuentran en estado de confinamiento por las rocas que están supra yaciendo las formaciones generando una sobrecarga

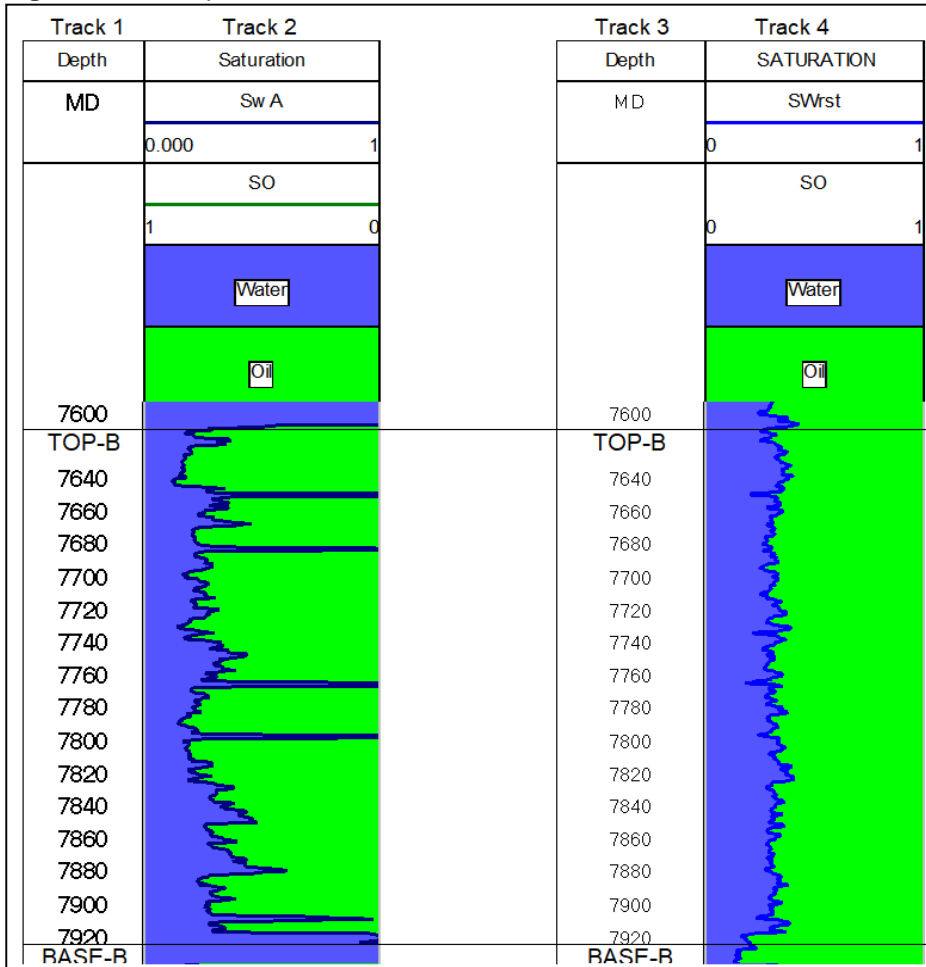
**5.3.4 Comparativo de las curvas saturación de agua y petróleo con los registro en hueco abierto y RST.** Se realiza una comparación entre las curvas calculadas de saturación de agua y petróleo por los métodos desarrollados en el proyecto para su cuantificación, validando el método RST para la cuantificación de saturaciones.

En la **Figura 70, 71 y 72** se muestra el cross sección realizado para las zonas A (7085-7133 Pies), B (7609-7924 Pies) y C (7981-8355 Pies), donde se aprecia la distribución de los fluidos en el pozo con cada método utilizado. En los *tracks* 1, 3 se observan las profundidades topes y bases, en los *tracks* 2, 4 se visualizan las curvas de saturación de agua y saturación de petróleo

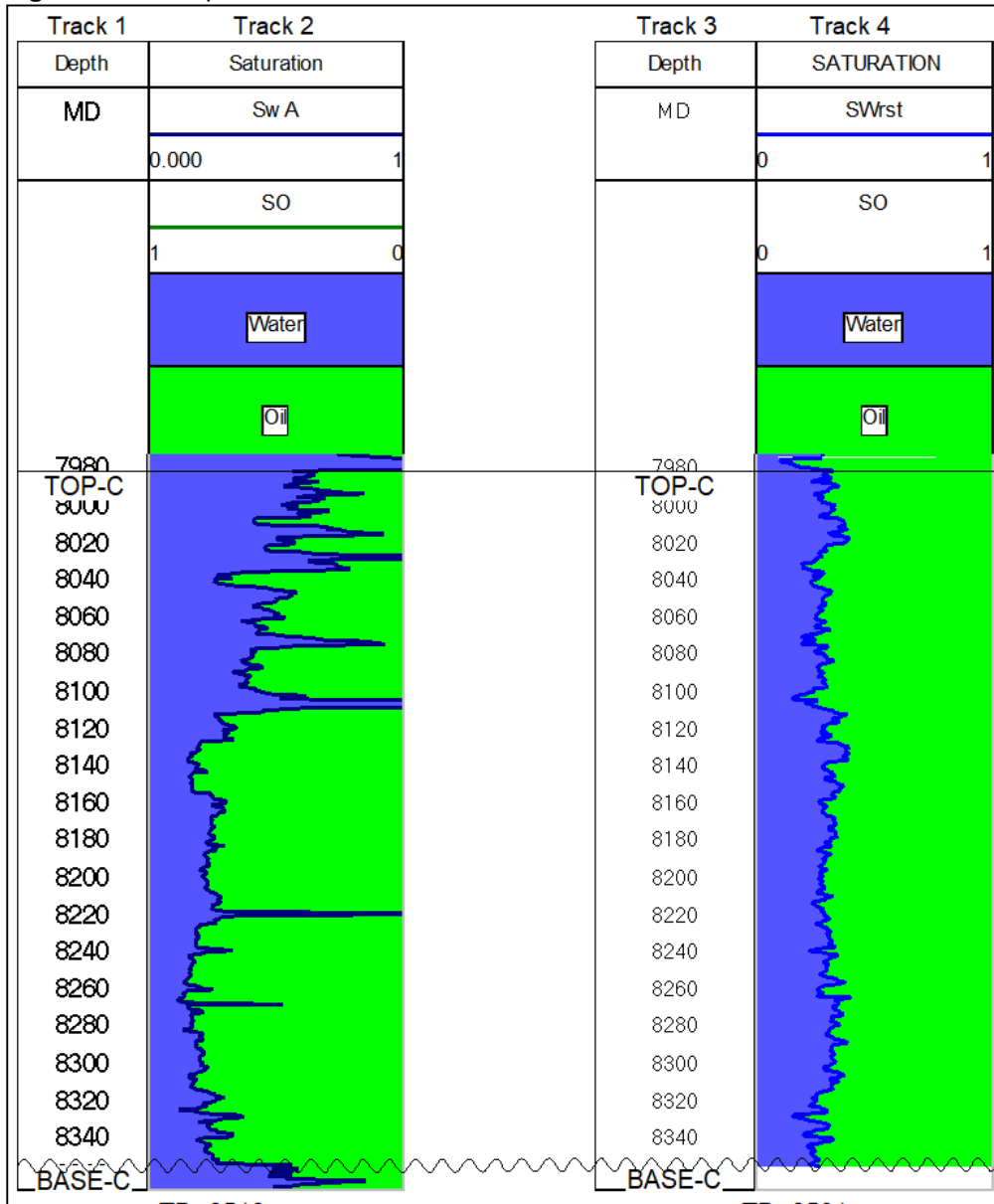
**Figura 70.** Crossplot de saturación de fluidos en la Zona A



**Figura 71.** Crossplot de saturación de fluidos en la Zona B



**Figura 72.** Crossplot de saturación de fluidos en la Zona C



La **Tabla 36** muestra la saturación de agua promedio realizando una comparación entre los resultados obtenidos en hueco abierto y con el registro RST.

**Tabla 36.** Comparativo de saturación de agua

	<b>SW hueco abierto (Fracción)</b>	<b>SW RST (Fracción)</b>	<b>Porcentaje de error</b>
<b>Pozo A</b>	0.2824	0.2745	1.66%
<b>Zona A (7085-7133 Pies)</b>	0.4232	0.4053	4.68%
<b>Zona B (7609-7924 Pies)</b>	0.2672	0.2605	2.97%
<b>Zona C (7981-8355 Pies)</b>	0.2858	0.2931	0.34%

Se concluye que los resultados arrojados de saturación de agua por el modelo de Archie para el registro en hueco abierto y el modelo matemático implementado para el registro RST presentan un porcentaje de error menor al 5 % indicando la viabilidad de ambos métodos para la cuantificación de la saturación de fluidos presentes en la formación de estudio.

La **Tabla 37** muestra la saturación de petróleo promedio realizando una comparación entre los resultados obtenidos en hueco abierto y con el registro RST.

**Tabla 37.** Comparativo de saturación de petróleo

	<b>SO hueco abierto (Fracción)</b>	<b>SO RST (Fracción)</b>
<b>Pozo A</b>	0.7176	0.7255
<b>Zona A (7085-7133 Pies)</b>	0.5768	0.5947
<b>Zona B (7609-7924 Pies)</b>	0.7328	0.7395
<b>Zona C (7981-8355 Pies)</b>	0.7142	0.7069

Se puede observar la presencia de saturación de petróleo, con valores mayores a 57% indicándonos que este pozo tiene una alto potencial para la producción de hidrocarburo

**5.3.5 Comparativo de las curvas de Netres y Netpay.** Se realiza una comparación entre los espesores que cumplen con las propiedades petrofísicas para ser zonas prospectivas de extracción de petróleo, se ubican los mismos valores de cutoff para el registro en hueco abierto y RST, la interpretación se realiza sobre las zonas de interés del pozo

La **Tabla 38** muestra los espesores determinados de Netres en las áreas de interés.

**Tabla 38.** Comparación de las curvas de Netres

	<b>Netgross</b>	<b>Netres hueco abierto</b>	<b>Netres RST</b>	<b>Unidad</b>
<b>Pozo A</b>	737	679	635	Pies
<b>Zona A (7085-7133 Pies)</b>	48	34	31	Pies
<b>Zona B (7609-7924 Pies)</b>	315	286	290	Pies
<b>Zona C (7981-8355 Pies)</b>	374	359	314	Pies

Se puede observar que de los 737 pies de arena a estudiar, se obtuvieron con el registro en hueco abierto 679 pies y con el registro RST 635 pies de arena con características de volumen de arcilla y porosidad capaces de almacenar fluidos y permitir el flujo de ellos del campo al pozo

La **Tabla 39** presenta una comparación de la curva de Netpay determinada con el registro en hueco abierto y RST



**Tabla 39.** Comparación de las curvas de Netpay

	<b>Netgross</b>	<b>Netpay hueco abierto</b>	<b>Netpay RST</b>	<b>Unidad</b>
<b>Pozo A</b>	737	633	613	Pies
<b>Zona A (7085-7133 Pies)</b>	48	23	30	Pies
<b>Zona B (7609-7924 Pies)</b>	315	284	282	Pies
<b>Zona C (7981-8355 Pies)</b>	374	326	301	Pies

Se puede observar como de los 737 pies estudiados, se encontraron con el registro en hueco abierto 633 pies de arena y el registro RST 613 pies de arena, con características de volumen de arcilla, porosidad y saturación de agua adecuada para lograr la extracción de petróleo

Se puede concluir que en las áreas de estudio existen 613 pies con características idóneas para la extracción de hidrocarburo

En la **Tabla 40**, muestra el resumen de los resultados obtenidos con los registros en hueco abierto

**Tabla 40.** Resultados petrofísica en hueco abierto

	<b>Porosidad (Fracción)</b>	<b>Permeabilidad (mD)</b>	<b>SW (Fracción)</b>	<b>SO (Fracción)</b>
<b>Pozo A</b>	0.1503	165.9930	0.2824	0.7176
<b>Zona A (7085-7133 Pies)</b>	0.1559	203.8086	0.4232	0.5768
<b>Zona B (7609-7924 Pies)</b>	0.1549	207.1274	0.2672	0.7328
<b>Zona C (7981-8355 Pies)</b>	0.1460	153.7456	0.2858	0.7142

En la **Tabla 41**, muestra el resumen de los resultados obtenidos con los registros en hueco entubado con la herramienta RST

**Tabla 41.** Resultados petrofísica en hueco entubado

	<b>Porosidad (Fracción)</b>	<b>Permeabilidad (mD)</b>	<b>SW (Fracción)</b>	<b>SO (Fracción)</b>
<b>Pozo A</b>	0.1528	164.4315	0.2745	0.7255
<b>Zona A (7085-7133 Pies)</b>	0.1632	202.7473	0.4053	0.5947
<b>Zona B (7609-7924 Pies)</b>	0.1595	191.8367	0.2605	0.7395
<b>Zona C (7981-8355 Pies)</b>	0.1455	135.3859	0.2931	0.7069

**5.3.6 Posibles zonas de cañoneo.** Con la información recopilada en el pozo se pueden determinar zonas o intervalos para realizar cañoneo y de esta manera realizar la extracción de petróleo

Se tiene en cuenta las zonas con presencia de agua debido a que se puede presentar conificaciones, reduciendo la producción de petróleo, aumentando gastos por el tratamiento de agua, estas conificaciones pueden afectar el volumen de petróleo que se pueda extraer en el campo

La **Tabla 42** muestra los intervalos identificados donde es viable realizar el cañoneo

**Tabla 42.** Zonas de cañoneo.

	<b>Intervalo a cañonear (Pies)</b>
<b>Zona A (7085-7133 Pies)</b>	7093 - 7103
<b>Zona B (7609-7924 Pies)</b>	7692 - 7711
<b>Zona B (7609-7924 Pies)</b>	7848 - 7868
<b>Zona C (7981-8355 Pies)</b>	8170 - 8194
<b>Zona C (7981-8355 Pies)</b>	8297 - 8314

## 6. ANÁLISIS FINANCIERO

AIP Ltda., Ofrece servicios de adquisición de parámetros, caracterización y evaluación de yacimientos por medio de registros eléctricos convencionales, además recomienda y asesora proyectos en ingeniería de petróleos, por lo tanto, para dar cumplimiento a este proyecto se busca mejorar, implementar y optimizar el servicio de toma de registros, con una tecnología usada en otros países, con el nombre de RST (Herramienta de evaluación de saturaciones de yacimiento), la cual determina propiedades del yacimiento para su respectiva caracterización definiendo zonas productoras.

Luego de hacer el respectivo procedimiento en cuanto a corrida de registros y obtención de datos por medio de modelos petrofísicos, se determina la saturación de fluidos presentes en el Pozo A del Campo Castilla, principal objeto de estudio en este proyecto.

Para evaluar la viabilidad financiera de este proyecto, se hace un enfoque desde el punto de vista de una compañía prestadora de servicios, es necesario comparar dos escenarios de inversión, el primer escenario es el servicio de registros eléctricos (Open Hole) utilizado en el pozo A en el área sur del Campo Castilla operado por Ecopetrol actualmente, y el segundo escenario, es el servicio RST a ser implementado. AIP utiliza como unidad monetaria de valor constante, el dólar estadounidense (USD), la tasa de interés de oportunidad de la empresa, es del 14% efectivo anual, el horizonte de tiempo será de 7 años con periodos anuales. Adicionalmente el indicador financiero es el Valor Presente Neto (VPN), es necesario efectuar un análisis de costos de inversión, costos de operación y de análisis de ingresos respectivamente para los dos escenarios.

### 6.1 ANÁLISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)

Según el concepto (CAPEX), inversión en bienes de capital, o cantidad de recursos disponibles que se necesitan para mejorar los activos de una empresa. AIP Ltda., al ser la compañía prestadora del servicio, debe realizar una inversión correspondiente para la adquisición de herramientas de medición y también en equipos complementarios que se necesiten para prestar un servicio completo, exacto y eficiente.

A continuación se detallan los costos de inversión para cada escenario.

**6.1.1 Escenario servicio Open Hole.** Registros corridos en hueco abierto (Sin revestimiento), que se toman para determinar las propiedades petrofísicas de una formación.

Con respecto a los costos de inversión para el servicio Open Hole, si la empresa continúa con este servicio, no requiere hacer ningún tipo de inversión.

**6.1.2 Escenario servicio RST.** Registro corrido solo en pozos entubados (pozos cementados y revestidos con tubería), que a partir de la obtención de la relación Carbono/Oxígeno presentes en la formación, determina las propiedades petrofísicas de la misma.

Para prestar este servicio se hace necesario realizar la adquisición del equipo RST se visualiza en la **Tabla 43** y los costos de inversión para el servicio RST se indican en la **Tabla 44**.

**Tabla 43.** Costos equipo RST

Descripción	USD
Sarta de registro	100,000
Unidad de registro	87,000
<b>Total</b>	<b>187,000</b>

**Fuente.** AIP. Plan de adquisición herramienta RST. Julio 2017.Modificado por los autores.

**Tabla 44.** Costos de inversión Servicio RST

Periodo (años)	Descripción	USD
0	Sarta y Unidad de Registro RST	187,000

## 6.2 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)

Los costos permanentes para el funcionamiento y operación de un producto o servicio están relacionados con el termino (OPEX), el mismo hace referencia a los costos generados para prestar un servicio, en este caso por parte de la compañía AIP Ltda.

En la **Tabla 45**, se evidencia el número de servicios prestados para cada periodo.

**Tabla 45.** Servicios por periodo.

Periodo (años)	N° de servicio
1	21
2	21
3	21
4	21
5	21
6	21
7	21

**Fuente.** AIP. Plan de adquisición herramienta RST. Julio 2017.Modificado por los autores.

A continuación se detallan los costos de operación para cada escenario.

**6.2.1 Costos escenario servicio Open Hole.** Los costos operacionales por servicio se evidencian en la **Tabla 46**.

**Tabla 46.** Costo/Servicio - Open Hole

<b>Descripción</b>	<b>Tiempo (días)</b>	<b>Costo/día</b>	<b>USD</b>
Ingeniero de interpretación	4	125	500
Ingeniero de operaciones	3	150	450
Operador	3	100	300
Asistente de operaciones	3	80	240
Vehículo de apoyo (camioneta)	3	90	270
Alimentación y hospedaje del personal en campo	4	300	1,200
Movilización de maquinaria y personal/ Desmovilización	4	1,000	4,000
Baterías	1	800	800
<b>Total</b>			<b>7,760</b>

**Fuente.** AIP. Plan de adquisición herramienta RST. Julio 2017. Modificado por los autores.

En la **tabla 47**, se detallan los costos de operación para el servicio Open Hole para un horizonte de tiempo de siete años.

**Tabla 47.** Costo de Operación – Open Hole

<b>Periodo (años)</b>	<b>Costo/Servicio</b>	<b>N° de Servicio</b>	<b>USD</b>
1	7,760	21	162,960
2	7,760	21	162,960
3	7,760	21	162,960
4	7,760	21	162,960
5	7,760	21	162,960
6	7,760	21	162,960
7	7,760	21	162,960

**6.2.2 Costos escenario RST.** Los costos operacionales por servicio se evidencian en la **Tabla 48**.

**Tabla 48.** Costo/Servicio - RST

Descripción	Tiempo (días)	Costo/día	USD
Ingeniero de interpretación	4	150	600
Ingeniero de operaciones	3	130	390
Operador	3	100	300
Asistente de operaciones	3	70	210
Vehículo de apoyo (camioneta)	3	90	270
Alimentación y hospedaje del personal en campo	4	300	1,200
Movilización de maquinaria y personal/ Desmovilización	4	1,100	4,400
Baterías (repuesto)	1	900	900
<b>Total</b>			<b>8,270</b>

**Fuente.** AIP. Plan de adquisición herramienta RST. Julio 2017. Modificado por los autores.

En la **Tabla 49**, se detallan los costos de operación del Servicio RST para un horizonte de tiempo de siete años.

**Tabla 49.** Costo de Operación – RST

Periodo (años)	Costo/Servicio	N° de Servicio	USD
1	8,270	21	173,670
2	8,270	21	173,670
3	8,270	21	173,670
4	8,270	21	173,670
5	8,270	21	173,670
6	8,270	21	173,670
7	8,270	21	173,670

### 6.3 ANÁLISIS DE INGRESOS

Los ingresos son obtenidos gracias a las tarifas que tiene definidas por servicio AIP S.A.S. dependiendo del número de servicios por periodo que se necesite para operar. En la **Tabla 50**, se observa la tarifa para cada servicio.

**Tabla 50.** Tarifa / servicio

Servicio	USD
<i>Open Hole</i>	27,000
<i>RST</i>	30,000

**Fuente.** AIP. Plan de adquisición herramienta RST. Julio 2017. Modificado por los autores.

A continuación se detallan los ingresos por escenario.

**6.3.1 Ingresos escenario Open Hole.** En la **Tabla 51** se evidencian los ingresos anuales percibidos por parte de AIP S.A.S, para un horizonte de tiempo de siete años y 21 servicios.

**Tabla 51.** Ingresos - Open Hole

<b>Periodo (años)</b>	<b>Tarifa/Servicio</b>	<b>N° de Servicio</b>	<b>USD</b>
1	27,000	21	567,000
2	27,000	21	567,000
3	27,000	21	567,000
4	27,000	21	567,000
5	27,000	21	567,000
6	27,000	21	567,000
7	27,000	21	567,000

**6.3.2 Ingresos escenario RST.** En la **Tabla 52.** se evidencian los ingresos anuales percibidos por parte de AIP S.A.S, para un horizonte de tiempo de siete años y 21 servicios.

**Tabla 52.** Ingresos - RST

<b>Periodo (años)</b>	<b>Tarifa/Servicio</b>	<b>N° de Servicio</b>	<b>USD</b>
1	30,000	21	630,000
2	30,000	21	630,000
3	30,000	21	630,000
4	30,000	21	630,000
5	30,000	21	630,000
6	30,000	21	630,000
7	30,000	21	630,000

## **6.4 EVALUACIÓN FINANCIERA**

Esta sección tiene como propósito “Evaluar la viabilidad financiera para el servicio RST y registro OPEN HOLE, por medio del indicador financiero Valor Presente Neto (VPN)”.

- **Valor Presente Neto (VPN).** Es un indicador financiero utilizado en la evaluación de proyectos que pone en dólares de hoy tanto los ingresos futuros como los egresos futuros, con la finalidad de determinar si es viable la realización de una inversión o no es aconsejable.

En la **Ecuación 23** se muestra el cálculo de Valor Presente Neto (VPN) utilizado en la evaluación financiera de este proyecto.

**Ecuación 23.** Valor presente Neto

$$VNP(i) = F_0 + \sum_{n=1}^n \frac{F}{(1+i)^n}$$

**Fuente.** BACA CURREA, Guillermo. Ingeniería Económica. Valor presente Neto. Bogotá, D.C. Colombia, 2000, p.197

Donde:

**VPN:** valor Presente Neto.

**F:** flujo de efectivo neto del periodo t.

**F<sub>0</sub>:** inversión inicial.

**i:** tasa de Interés de oportunidad.

**N:** número de periodos de vida del proyecto.

El resultado del Valor Presente Neto (VPN), si es superior a cero, indica una ganancia extraordinaria adicional a la tasa de interés de oportunidad (TIO) para el inversionista. Si por el contrario el resultado del Valor Presente Neto (VPN) es negativo, el proyecto no cumple las expectativas del inversionista. En caso que el resultado del Valor Presente Neto (VPN) sea cero, el proyecto se considera indiferente financieramente para el inversionista<sup>49</sup>.

- **Tasa de Interés de oportunidad (TIO).** “La tasa de interés más alta que un inversionista sacrifica con el objetivo de realizar un proyecto”<sup>50</sup>. La compañía AIP S.A.S. sugiere trabajar bajo una tasa de interés de oportunidad del 14% Efectivo Anual para el desarrollo de este proyecto, misma que se utiliza en la evaluación financiera en razón que los periodos del proyecto son anuales
- **Flujo de caja.** Representación gráfica de la variación de las entradas y salidas de efectivo, en un periodo de tiempo determinado. Es decir que el flujo de caja es la acumulación de activos líquidos en un tiempo determinado.

A continuación se realiza el flujo de caja, para cada escenario propuesto, a fin de conocer los egresos e ingresos que generan al día de hoy cada uno de los servicios prestados.

**6.4.1 Evaluación Escenario Open Hole.** En la **Figura 73** se visualiza el flujo de caja correspondiente al servicio Open Hole, detallando los ingresos y egresos para un periodo de siete años y 21 servicios.

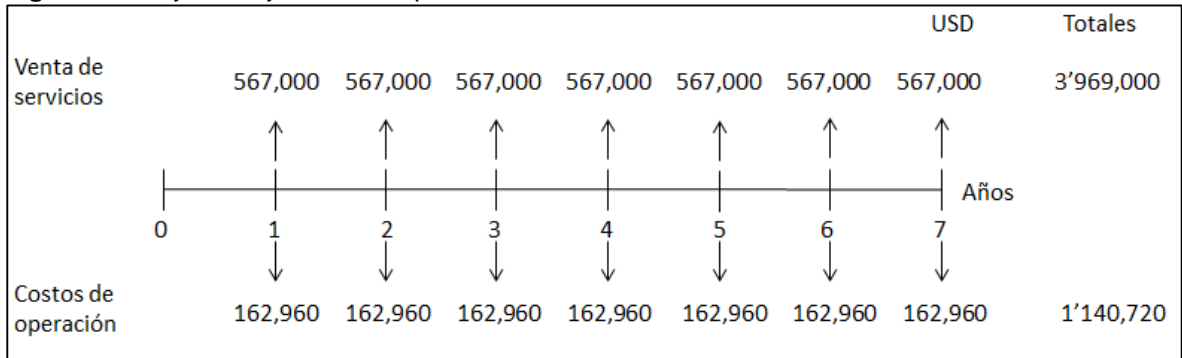
---

<sup>49</sup> BACA CURREA, Guillermo. Ingeniería Económica. Valor Presente Neto. Bogotá, D.C. Colombia, 2000, p.197.

<sup>50</sup> *Ibíd.*, p. 57

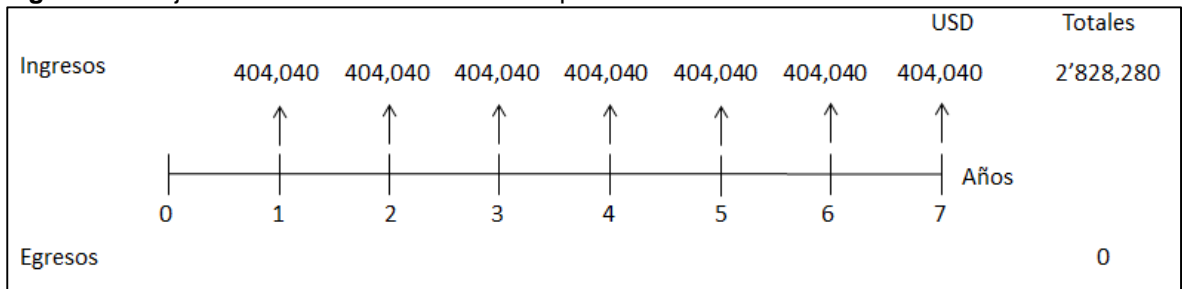


**Figura 73.** Flujo de caja servicio Open Hole.



En la **Figura 74** se muestra el flujo de efectivo neto correspondiente al servicio Open Hole

**Figura 74.** Flujo de efectivo neto del servicio Open Hole



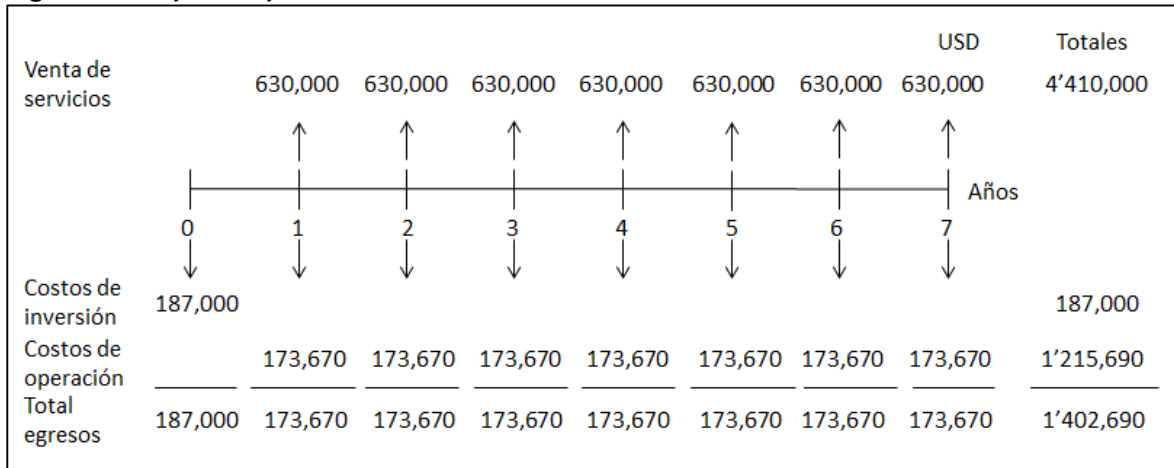
Se utiliza el indicador financiero (VPN) Valor Presente Neto mostrado en la **Ecuación 23**, para la determinación del valor a hoy en USD del proyecto; Utilizando los valores determinados en el flujo de efectivo, de reemplaza en la ecuación, se puede observar en la **Ecuación 24** el resultado calculado

**Ecuación 24.** Calculo de VPN para el servicio Open Hole

$$\begin{aligned}
 \text{VPN}(0,14) &= 0 + \frac{404,040}{(1+0.14)} + \frac{404,040}{(1+0.14)^2} + \frac{404,040}{(1+0.14)^3} + \frac{404,040}{(1+0.14)^4} + \frac{404,040}{(1+0.14)^5} \\
 &\quad + \frac{404,040}{(1+0.14)^6} + \frac{404,040}{(1+0.14)^7} \\
 \text{VPN}(0,14) &= 1'732,646.69
 \end{aligned}$$

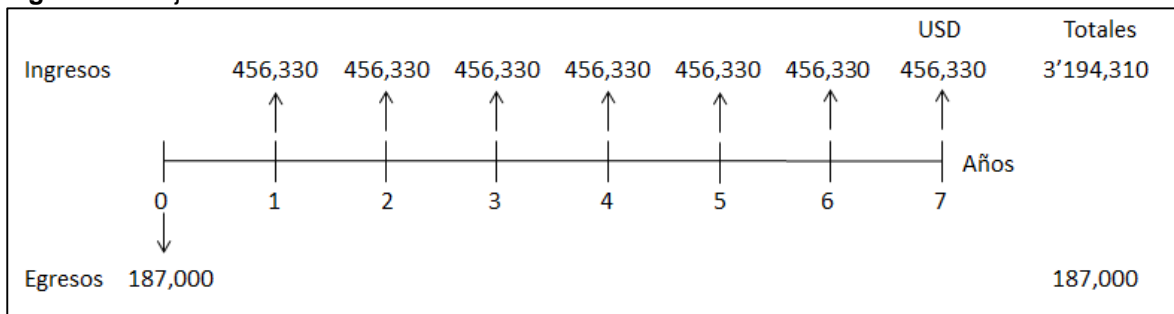
**6.4.2 Evaluación escenario RST.** En la **Figura 75** se visualiza el flujo de caja correspondiente al servicio RST, detallando los ingresos y egresos para un periodo de siete años y 21 servicios.

**Figura 75.** Flujo de caja servicio RST.



En la **Figura 76** se muestra el flujo de efectivo neto correspondiente al servicio RST

**Figura 76.** Flujo de efectivo neto del servicio RST.



Se utiliza el indicador financiero (VPN) Valor Presente Neto mostrado en la **Ecuación 23**, para la determinación del valor a hoy en USD del proyecto; Utilizando los valores determinados en el flujo de efectivo, de reemplaza en la ecuación, se puede observar en la **Ecuación 25** el resultado calculado

**Ecuación 25.** Calculo de VPN para el servicio RST

$$\begin{aligned}
 \text{VPN}(0,14) &= -187,000 + \frac{456.330}{(1+0.14)} + \frac{456.330}{(1+0.14)^2} + \frac{456.330}{(1+0.14)^3} + \frac{456.330}{(1+0.14)^4} \\
 &\quad + \frac{456.330}{(1+0.14)^5} + \frac{456.330}{(1+0.14)^6} + \frac{456.330}{(1+0.14)^7} \\
 \text{VPN}(0,14) &= 1'769,882.15
 \end{aligned}$$

En la **Tabla 53** se muestran los resultados obtenidos con la metodología del indicador financiero Valor Presente Neto VPN para el servicio Open Hole y RST.

**Tabla 53.** Resultados Valor Presente Neto (VPN)

<b>ESCENARIOS</b>	<b>VPN (USD)</b>
Escenario Open Hole	\$ 1'732,646.69
Escenario RST	\$ 1'769,882.15

## 7. CONCLUSIONES

- Las Formaciones Gacheta y Une fueron atravesadas por la perforación realizada del Pozo A, donde se encontraron tres zonas prospectivas para la determinación de la presencia de hidrocarburo extraíble zonas A (7085-7133 Pies), B (7609-7924 Pies) y C (7981-8355 Pies).
- En el Campo Castilla la Formación Gacheta ejerce una doble función como roca generadora y roca sello, la Unidad de Shale que es un sello efectivo para entrapamiento de hidrocarburos producidos por la roca generadora se ubica a una profundidad de 6430 pies TVD, contribuyendo al sistema petrolífero Gacheta-Una que son las tres capas de arena mencionadas.
- Con el registro en hueco abierto por medio de un análisis petrofísico se determinaron valores promedio para el Pozo A de porosidad efectiva (15.03 %), saturación de agua (28,24 %), saturación de petróleo (71,76 %), espesor de Netres (679 Pies) y espesor de Netpay (633 Pies), estas características evidencian la idoneidad para realizar una extracción de hidrocarburo
- El registro RST, brinda una descripción detallada de la composición mineralógica de la formación, mostrando las fracciones promedio de los elementos que la conforma (Illita 2.12%, caolinita 5.56%, clorita 0.01%, cuarzo 74.91%, calcita 1.28% y pirita 0.27%), brindando un mecanismo para determinar la matriz de la roca y correlacionar con el registro gamma ray, determinando zonas con presencia de arena y arcillas.
- Con el registro RST se realizó un modelo matemático, para la cuantificación de las propiedades petrofísicas, mostrando los valores promedio para el Pozo A, porosidad efectiva (15.28%), saturación de agua (27.45%), saturación de petróleo (72.55%), espesor de Netres (635 Pies) y espesor de Netpay (613 Pies) mostrando las propiedades necesarias por este método para realizar la extracción de hidrocarburo .
- La porosidad efectiva promedio calculada para las zonas prospectivas del Pozo A por medio de la interpretación de los registros utilizados da como resultados un intervalo entre 14,55% - 16.32%, el cual se encuentra dentro de los parámetros calculados anteriormente por Ecopetrol para el campo (10,8% - 24%) evidenciando el grado de confiabilidad de las herramientas
- La saturación de petróleo calculado por medio de la interpretación de los registros, arroja resultados para las zonas de interés mayores al 55%, indicando una cantidad de hidrocarburo presente en el espacio poroso viable de extracción.

- El cálculo de propiedades petrofísicas, por medio del algoritmo utilizado para el registro RST arroja un grado de confiabilidad con porcentajes de error menor al 5%, se evidencia en la porosidad con un porcentaje en la Zona A de 4.68%, en la Zona B de 2.97% y en la Zona C de 0.34%; la saturación de agua con un porcentaje en la Zona A de 4.23%, en la Zona B de 2.51% y en la Zona C de 2.55%, evidenciando la certeza de los datos calculados por los métodos utilizados en el desarrollo del proyecto
- Con los resultados obtenidos, se concluye que el registro RST es una herramienta óptima para obtener valores y cuantificar propiedades petrofísicas, lo cual se evidencia por su bajo grado de desviación (< 5 %) en los parámetros cuantificados con respecto a los registros en hueco abierto.
- La zona B, tiene un valor de saturación de petróleo de 73,95%, porosidad efectiva de 15,95% y tiene un espesor con características para su extracción de 290 pies, estas propiedades a comparación de las obtenidas en las otras zonas, muestran mejores características denotando una mayor prospección para la extracción de hidrocarburo.
- Desde el punto de vista financiero para la compañía AIP LTDA, la mejor opción es implementar la tecnología RST en los próximos 7 años, porque representa a dólares de hoy una ganancia extraordinaria superior a un 2.14% aprox. (USD 37,235.46) frente al escenario Open Hole, a pesar que la herramienta a implementar genera costos de operación mayores a la herramienta utilizada por la compañía actualmente, se observa que a nivel tarifa le representa una ganancia extraordinaria superior.

## 8. RECOMENDACIONES

- Realizar una campaña de pozos, donde sea realizada la corrida del registro RST, correlacionando la mineralogía del campo para ubicar zonas no perforadas con alta prospectividad de hidrocarburo.
- Realizar correlaciones del pozo de estudio con pozos aledaños determinando zonas pasadas por alto dentro de los límites del campo
- Involucrar valores de análisis de laboratorio PVT y plato poroso para desarrollar del algoritmo y determinar por el método de mínimos cuadrados la dispersión de los valores obtenidos para cada propiedad con las ecuaciones del estudio realizado.
- Realizar una campaña de pozos donde sea realizada la corrida del registro RST para tener una caracterización a nivel del campo y estimar el cálculo del OOIP.
- Realizar toma de muestras y pruebas de laboratorio PVT, para determinar el mejor esquema de producción e implementar en el pozo A.

## BIBLIOGRAFÍA

ADOLPH, Bob. Saturation monitoring with the RST reservoir saturation tool.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBURO. Informe de prospectividad. 2008. Disponible en: [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Informe\\_de\\_Prospectividad.pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Informe_de_Prospectividad.pdf). [Citado el 17 de Marzo de 2017].

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos, Cuenca de los Llanos Orientales, 2012.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Cuenca Llanos Orientales estudio integrado – Crudos pesados. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Información-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Campos.pdf>. [Citado el 17 de Marzo de 2017].

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Producción fiscalizada crudo 2017. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Sistema-Integrado-de-Operaciones/Paginas/Estadisticas-de-Produccion.aspx>. [Citado el 20 de Septiembre de 2017].

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Producción fiscalizada crudo 2016. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Sistema-Integrado-de-Operaciones/Paginas/Estadisticas-de-Produccion.aspx>. [Citado el 20 de Septiembre de 2017].

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Ronda 2010 Llanos Orientales. Colombia. Disponible en: [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Llanos%20\(pdf\)-Ronda%20Colombia%202010.pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Llanos%20(pdf)-Ronda%20Colombia%202010.pdf). [Citado el 2 de Mayo de 2017].

AIP. Geological & geophysical, petrophysical and pressure model validation for the llanos 58 field. 2013

AIP. Plan de adquisición herramienta RST. Julio 2017

ALCALDÍA DE CASTILLA LA NUEVA – META, Nuestro Municipio. Disponible en: [http://www.castillalanueva-meta.gov.co/información\\_general.shtml#geografia](http://www.castillalanueva-meta.gov.co/información_general.shtml#geografia). [Citado el 17 de Marzo de 2017]

ALLABY, Michael. Oxford Earth sciences. Third edition. New York: Oxford University, 2008.

ASOCIACIÓN COLOMBIANA DE PETRÓLEO ACP. Informe Estadístico Petrolero (IEP). Index. Php. Hoja Prod. Mensual x Campo 2016. Disponible desde internet en: <https://www.acp.com.co/index.php/es/publicaciones-e-informes/informe-estadistico-petrolero-iep>. [Citado el 20 de Septiembre de 2017].

BACA CURREA, Guillermo. Ingeniería Económica. Valor presente Neto. Bogotá, D.C. Colombia, 2000.

CASANOVA ANGARITA, Carlos Mauricio. Modelo 3D de distribución de la porosidad del yacimiento K1-Inferior a partir de la inversión sísmica y atributos en el Campo Castilla, Cuenca de los Llanos Orientales. Tesis de Maestría en Ciencias-Geofísica. Bogotá D.C.: Universidad Nacional de Colombia. 2016.

CÉSPEDES, Oscar Yesid. El Petróleo en el departamento del Meta 1859-2011. Junio. 2015. VOL ISSN: 1657-4605E, No 15. Guarracuco - Revista Científica, Corporación Universitaria del Meta.

CONSEJO NACIONAL DE POLÍTICA ECONÓMICA Y SOCIAL REPÚBLICA DE COLOMBIA. Conpes 3363. JULIO.2005. Disponible en: <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Conpes/Econ%C3%B3micos/3363.pdf>. [Citado el 17 de Marzo de 2017]

CRAIN ROSS. Crain's Petrophysical Handbook. Disponible en internet: [www.spec2000.net](http://www.spec2000.net). [Citado el 20 de Septiembre de 2017].

DE PORTA J., Amérique Latine, Vol. 5, Decima parte, Paris, 1974.

ECOPETROL S.A. Carta Petrolera Noviembre 2003 – Enero 2004. Edición 107 Disponible en: [http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta\\_petrolera/empresa.htm](http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta_petrolera/empresa.htm). [Citado el 17 de Marzo de 2017].

ECOPETROL S.A. Registro RST Pozo A. 2015.

ECOPETROL S.A. Registro triple combo Castilla Pozo A 2015

GENDUR, Jason. General Introduction to Well Logging. Schlumberger. 2011, p 86. Disponible en: <http://indico.ictp.it/event/a10175/session/25/contribution/15/material/0/0.pdf>. Citado el 20 de Octubre de 2017].

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Referencias bibliográficas. Contenido, forma y estructura. NTC 5613. Bogotá D.C.: El Instituto, 2008, 33 p. c.

\_\_\_\_\_. Documentación. Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. NTC 1486. Bogotá D.C.: El Instituto, 2008, 36p. 2008.



\_\_\_\_\_. Referencias documentales para fuentes de información electrónicas. NTC 4490. Bogotá D.C.: El Instituto, 1998, 23 p.

MINH, Chanh Cao, et al. Combining Resistivity and Capture Sigma Logs for Formation Evaluation in Unknown Water Salinity--A Case Study in a Mature Carbonate Field, Society of Petroleum Engineers, 2010.

PETRICOLA, M. J. C. Monitoring Gas, Oil, Fresh Water and Saline Water Saturations with a Single Tool. Society of Petroleum Engineers, 1996.

PLASEK, R. E., et al. Improved Pulsed Neutron Capture Logging With Slim Carbon-Oxygen Tools: Methodology. Society of Petroleum Engineers, 1995.

PORTAFOLIO. Castilla, a punto de parar la Operación, Disponible en: <http://www.portafolio.co/negocios/empresas/castilla-a-punto-de-parar-la-operacion-505905>. [Citado el 17 de Marzo de 2017].

SARMIENTO, Luis F. Petroleum Geology of Colombia, Llanos Basin. Fondo Editorial Universidad EAFIT. Departamento de Geología. Vol. 1. Diciembre 2011.

SCHLUMBERGER, Log interpretación chart. 1997.

SCHLUMBERGER. Principios / Aplicaciones de la Interpretación de Registros, 2005.

SCHULUMBERGER. Oilfield Glossary. Disponible en internet: [http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/b/bound\\_water.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/b/bound_water.aspx). [Citado el 15 de Octubre de 2017].

SCHULUMBERGER. Oilfield Glossary. Disponible en internet: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/q/quartz.aspx>. [Citado el 15 de Octubre de 2017].

SCHULUMBERGER. Oilfield Glossary. Disponible en internet: [http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/e/effective\\_porosity.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/e/effective_porosity.aspx). [Citado el 15 de Octubre de 2017].

SCHULUMBERGER. Oilfield Glossary. Disponible en internet: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es.aspx>. [Citado el 20 de Septiembre de 2017].

SCOTT, H. D., et al. A New Compensated Through-Tubing Carbon/Oxygen Tool For Use In Flowing Wells. Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts, 1991.

SMOLEN, James J. Cased Hole and production log. 1996.

## ANEXO A REGISTRO SURVEY DEL POZO A DEL CAMPO CASTILLA

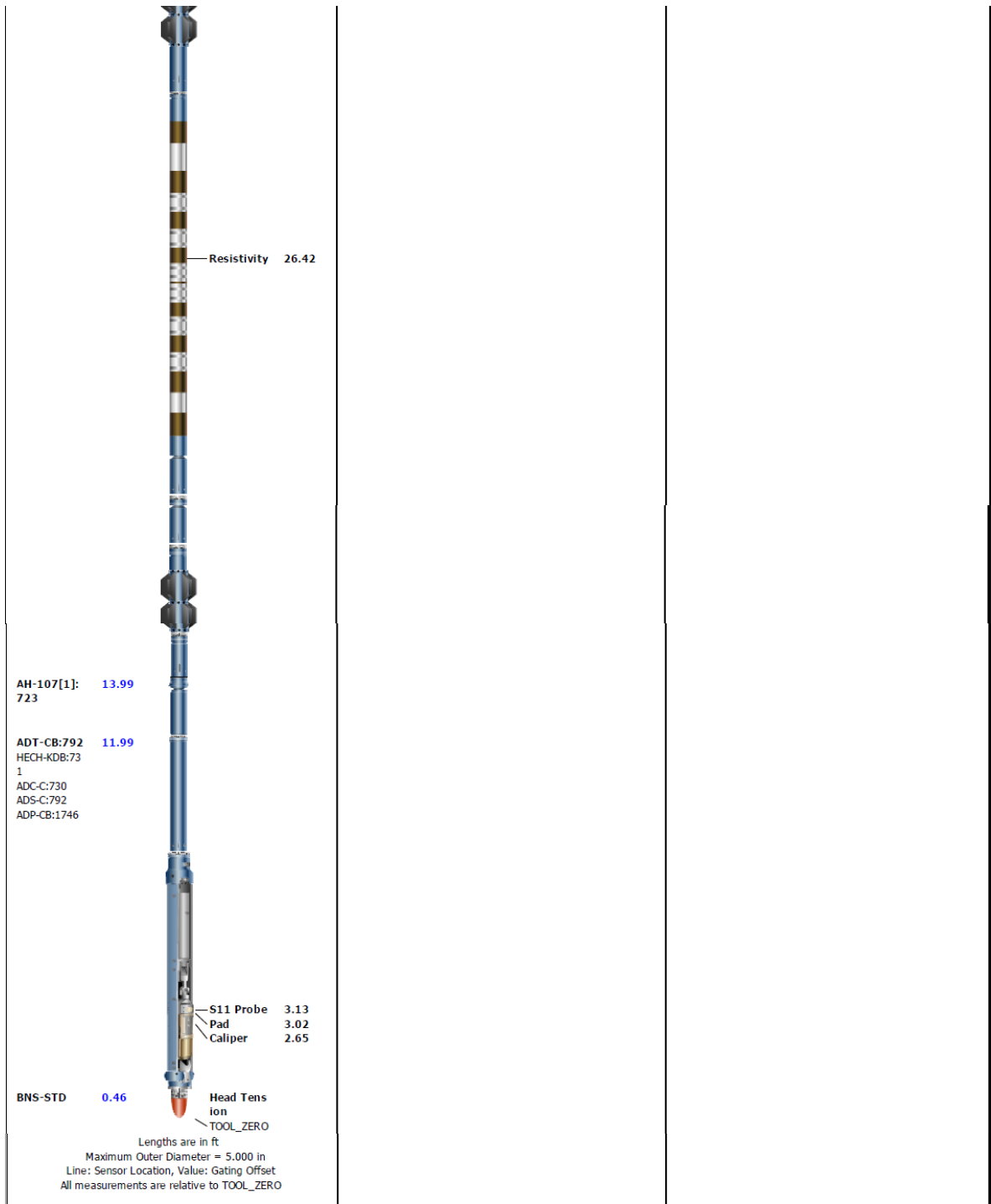
Survey Record															
<b>Survey Calculation</b>															
Method :			Minimum Radius of Curvature			DLS Method :			Lubinski						
North Reference :			True North			Total Correction Formula :			Magnetic Dec						
<b>Rig Location</b>															
Latitude :			3° 51' 45.25" N			Longitude :			73° 37' 37.41" W						
<b>Tie In Point</b>															
Measured Depth:			0.00 ft		Inclination:		0.00 deg		Azimuth:			0.00 deg			
True Vertical Depth:			0.00 ft		North Displacement:		0.00 ft		East Displacement:			0.00 ft			
<b>Survey Quality Index</b>															
9 : Manual			28 : Tie-In Point												
<b>Survey Correction Index</b>															
0 : No correction															
<b>Survey Description Index</b>															
0 : Not Flagged Survey															
Seq	MD (ft)	Incl (deg)	Azim (deg)	Course (ft)	TVD (ft)	V Sec (ft)	N/ -S (ft)	E/ -W (ft)	Closure (ft)	at Azim (deg)	DLS deg/100ft	Tool Type	QI	CI	DI
1	0.00	0.00	0.00	----	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	90.00	0.00	TIP	28	0	0
2	15.00	0.00	0.00	15.00	15.00	0.00	0.00	0.00	0.00	90.00	0.00	Other	9	0	0
3	160.00	0.49	59.75	145.00	160.00	0.31	0.31	0.54	0.62	59.75	0.34	Other	9	0	0
4	254.00	0.12	14.99	94.00	254.00	0.61	0.61	0.91	1.08	56.12	0.44	Other	9	0	0
5	349.00	0.32	55.31	95.00	349.00	0.86	0.86	1.15	1.44	53.36	0.25	Other	9	0	0
6	445.00	1.10	50.87	96.00	444.99	1.59	1.59	2.09	2.62	52.68	0.81	Other	9	0	0
7	540.00	1.86	71.98	95.00	539.96	2.64	2.64	4.26	5.02	58.18	0.97	Other	9	0	0
8	636.00	1.37	62.36	96.00	635.92	3.66	3.66	6.76	7.68	61.58	0.58	Other	9	0	0
9	732.00	1.53	61.21	96.00	731.89	4.81	4.81	8.90	10.10	61.62	0.17	Other	9	0	0
10	827.00	1.31	69.20	95.00	826.86	5.80	5.80	11.03	12.47	62.24	0.31	Other	9	0	0
11	921.00	0.57	88.95	94.00	920.85	6.19	6.19	12.50	13.94	63.64	0.85	Other	9	0	0
12	1095.00	0.69	114.03	174.00	1094.83	5.78	5.78	14.32	15.45	68.01	0.17	Other	9	0	0
13	1187.00	1.05	183.53	92.00	1186.83	4.72	4.72	14.77	15.52	72.30	1.12	Other	9	0	0
14	1283.00	1.64	186.21	96.00	1282.80	2.47	2.47	14.57	14.76	80.37	0.62	Other	9	0	0
15	1377.00	1.87	192.46	94.00	1376.76	-0.36	-0.36	14.09	14.11	91.47	0.32	Other	9	0	0
16	1472.00	2.30	200.81	95.00	1471.69	-3.66	-3.66	13.08	13.58	105.62	0.55	Other	9	0	0
17	1566.00	2.95	203.35	94.00	1565.59	-7.64	-7.64	11.45	13.78	123.71	0.70	Other	9	0	0
18	1663.00	3.72	208.23	97.00	1662.43	-12.71	-12.71	8.98	15.55	144.76	0.85	Other	9	0	0
19	1759.00	4.37	211.73	96.00	1758.19	-18.56	-18.56	5.58	19.39	163.27	0.72	Other	9	0	0
20	1854.00	4.92	213.18	95.00	1852.88	-25.05	-25.05	1.45	25.10	176.69	0.59	Other	9	0	0
21	1949.00	5.79	215.88	95.00	1947.46	-32.34	-32.34	-3.59	32.55	186.34	0.95	Other	9	0	0
22	2043.00	5.78	214.00	94.00	2040.98	-40.11	-40.11	-9.02	41.11	192.67	0.20	Other	9	0	0
23	2137.00	5.88	225.25	94.00	2134.50	-47.42	-47.42	-15.08	49.77	197.64	1.22	Other	9	0	0
24	2232.00	5.54	233.95	95.00	2229.03	-53.55	-53.55	-22.25	57.97	202.56	0.98	Other	9	0	0
25	2327.00	4.99	237.71	95.00	2323.63	-58.45	-58.45	-29.45	65.45	206.74	0.68	Other	9	0	0
26	2423.00	4.25	254.11	96.00	2419.32	-61.66	-61.66	-36.40	71.59	210.56	1.57	Other	9	0	0
27	2518.00	4.31	262.84	95.00	2514.06	-63.06	-63.06	-43.33	76.51	214.49	0.69	Other	9	0	0
28	2613.00	4.45	257.89	95.00	2608.78	-64.28	-64.28	-50.47	81.73	218.14	0.42	Other	9	0	0
29	2708.00	4.83	256.28	95.00	2703.47	-66.00	-66.00	-57.96	87.83	221.29	0.42	Other	9	0	0
30	2803.00	5.77	257.89	95.00	2798.06	-67.95	-67.95	-66.52	95.08	224.39	1.00	Other	9	0	0
31	2898.00	6.77	263.07	95.00	2892.49	-69.63	-69.63	-76.74	103.61	227.78	1.21	Other	9	0	0
32	2992.00	8.04	266.11	94.00	2985.71	-70.75	-70.75	-88.80	113.55	231.46	1.41	Other	9	0	0
33	3086.00	8.09	264.02	94.00	3078.78	-71.88	-71.88	-101.94	124.74	234.81	0.32	Other	9	0	0
34	3181.00	9.18	263.81	95.00	3172.70	-73.40	-73.40	-116.12	137.37	237.70	1.15	Other	9	0	0

35	3276.00	10.51	265.03	95.00	3266.30	-74.96	-74.96	-132.29	152.07	240.46	1.42	Other	9	0	0
36	3371.00	11.41	261.19	95.00	3359.57	-77.15	-77.15	-150.21	168.86	242.81	1.22	Other	9	0	0
37	3466.00	12.80	260.36	95.00	3452.45	-80.35	-80.35	-169.87	187.93	244.68	1.47	Other	9	0	0
38	3561.00	12.76	258.86	95.00	3545.10	-84.14	-84.14	-190.54	208.30	246.17	0.35	Other	9	0	0
39	3656.00	13.67	259.33	95.00	3637.58	-88.25	-88.25	-211.86	229.49	247.39	0.96	Other	9	0	0
40	3751.00	15.29	260.27	95.00	3729.56	-92.45	-92.45	-235.24	252.76	248.55	1.72	Other	9	0	0
41	3846.00	16.78	262.27	95.00	3820.86	-96.41	-96.41	-261.18	278.41	249.74	1.67	Other	9	0	0
42	3941.00	17.05	258.88	95.00	3911.75	-100.94	-100.94	-288.43	305.58	250.71	1.08	Other	9	0	0
43	4036.00	17.40	257.17	95.00	4002.49	-106.78	-106.78	-315.95	333.50	251.33	0.65	Other	9	0	0
44	4131.00	19.35	257.74	95.00	4092.65	-113.27	-113.27	-345.18	363.29	251.83	2.06	Other	9	0	0
45	4226.00	20.02	258.07	95.00	4182.09	-119.98	-119.98	-376.47	395.11	252.32	0.71	Other	9	0	0
46	4322.00	20.13	257.94	96.00	4272.26	-126.83	-126.83	-408.70	427.92	252.76	0.12	Other	9	0	0
47	4416.00	20.70	257.51	94.00	4360.36	-133.80	-133.80	-440.74	460.60	253.11	0.63	Other	9	0	0
48	4512.00	21.30	258.60	96.00	4449.98	-140.92	-140.92	-474.40	494.88	253.46	0.75	Other	9	0	0
49	4606.00	22.62	258.04	94.00	4537.16	-148.04	-148.04	-508.82	529.92	253.78	1.42	Other	9	0	0
50	4701.00	24.31	257.28	95.00	4624.30	-156.13	-156.13	-545.77	567.65	254.04	1.81	Other	9	0	0
51	4795.00	26.77	257.22	94.00	4709.11	-165.07	-165.07	-585.30	608.14	254.25	2.62	Other	9	0	0
52	4891.00	28.28	256.11	96.00	4794.24	-175.32	-175.32	-628.46	652.46	254.41	1.66	Other	9	0	0
53	4986.00	29.64	254.61	95.00	4877.36	-186.95	-186.95	-672.96	698.46	254.47	1.62	Other	9	0	0
54	5082.00	30.83	255.46	96.00	4960.30	-199.43	-199.43	-719.66	746.78	254.51	1.32	Other	9	0	0
55	5176.00	31.08	257.22	94.00	5040.91	-210.84	-210.84	-766.64	795.11	254.62	1.00	Other	9	0	0
56	5272.00	32.38	257.71	96.00	5122.56	-221.80	-221.80	-815.92	845.54	254.79	1.38	Other	9	0	0
57	5367.00	32.72	257.52	95.00	5202.64	-232.76	-232.76	-865.84	896.59	254.95	0.37	Other	9	0	0
58	5461.00	34.53	257.98	94.00	5280.91	-243.80	-243.80	-916.71	948.59	255.11	1.94	Other	9	0	0
59	5556.00	35.94	258.63	95.00	5358.50	-254.90	-254.90	-970.38	1003.31	255.28	1.54	Other	9	0	0
60	5651.00	37.05	261.22	95.00	5434.88	-264.77	-264.77	-1026.00	1059.61	255.53	2.00	Other	9	0	0
61	5745.00	37.88	263.02	94.00	5509.49	-272.60	-272.60	-1082.64	1116.44	255.87	1.46	Other	9	0	0
62	5840.00	38.60	264.18	95.00	5584.10	-279.15	-279.15	-1141.07	1174.70	256.25	1.07	Other	9	0	0
63	5935.00	39.05	265.78	95.00	5658.12	-284.36	-284.36	-1200.40	1233.63	256.67	1.16	Other	9	0	0
64	6030.00	39.30	266.13	95.00	5731.76	-288.59	-288.59	-1260.26	1292.88	257.10	0.35	Other	9	0	0
65	6124.00	39.82	265.62	94.00	5804.23	-292.90	-292.90	-1319.97	1352.07	257.49	0.65	Other	9	0	0
66	6219.00	41.47	265.66	95.00	5876.31	-297.60	-297.60	-1381.67	1413.35	257.84	1.74	Other	9	0	0
67	6314.00	43.45	264.90	95.00	5946.40	-302.88	-302.88	-1445.58	1476.97	258.17	2.15	Other	9	0	0
68	6409.00	44.99	264.64	95.00	6014.48	-308.93	-308.93	-1511.55	1542.81	258.45	1.63	Other	9	0	0
69	6504.00	46.33	264.34	95.00	6080.87	-315.45	-315.45	-1579.18	1610.37	258.70	1.43	Other	9	0	0
70	6599.00	47.23	263.76	95.00	6145.93	-322.63	-322.63	-1648.04	1679.33	258.92	1.05	Other	9	0	0
71	6694.00	48.38	263.08	95.00	6209.74	-330.70	-330.70	-1717.95	1749.51	259.10	1.32	Other	9	0	0
72	6788.00	49.76	262.92	94.00	6271.32	-339.35	-339.35	-1788.44	1820.34	259.26	1.47	Other	9	0	0
73	6883.00	50.87	262.24	95.00	6331.98	-348.80	-348.80	-1860.93	1893.34	259.38	1.29	Other	9	0	0
74	6958.00	51.22	262.52	75.00	6379.13	-356.53	-356.53	-1918.74	1951.57	259.47	0.55	Other	9	0	0
75	7089.00	51.71	263.86	131.00	6460.75	-368.68	-368.68	-2020.49	2053.84	259.66	0.88	Other	9	0	0
76	7184.00	50.89	261.57	95.00	6520.15	-378.07	-378.07	-2094.02	2127.89	259.77	2.07	Other	9	0	0
77	7278.00	49.32	259.94	94.00	6580.44	-389.64	-389.64	-2165.20	2199.97	259.80	2.14	Other	9	0	0
78	7373.00	49.37	258.78	95.00	6642.33	-402.95	-402.95	-2236.03	2272.05	259.78	0.93	Other	9	0	0
79	7468.00	50.66	258.28	95.00	6703.38	-417.43	-417.43	-2307.36	2344.82	259.75	1.42	Other	9	0	0
80	7563.00	49.59	257.93	95.00	6764.28	-432.45	-432.45	-2378.70	2417.68	259.70	1.16	Other	9	0	0
81	7658.00	50.11	259.06	95.00	6825.54	-446.93	-446.93	-2449.86	2490.29	259.66	1.06	Other	9	0	0
82	7753.00	50.56	260.30	95.00	6886.18	-460.03	-460.03	-2521.80	2563.42	259.66	1.11	Other	9	0	0
83	7848.00	51.20	260.45	95.00	6946.12	-472.35	-472.35	-2594.47	2637.11	259.68	0.68	Other	9	0	0
84	7942.00	51.67	260.79	94.00	7004.72	-484.33	-484.33	-2666.98	2710.60	259.71	0.57	Other	9	0	0
85	8037.00	52.00	260.51	95.00	7063.42	-496.47	-496.47	-2740.68	2785.30	259.73	0.42	Other	9	0	0

86	8132.00	52.81	260.60	95.00	7121.38	-508.82	-508.82	-2814.93	2860.56	259.75	0.86	Other	9	0	0
87	8227.00	53.25	260.62	95.00	7178.51	-521.20	-521.20	-2889.82	2936.45	259.78	0.46	Other	9	0	0
88	8321.00	53.88	260.51	94.00	7234.34	-533.60	-533.60	-2964.42	3012.07	259.80	0.68	Other	9	0	0
89	8415.00	54.23	260.54	94.00	7289.52	-546.13	-546.13	-3039.48	3088.16	259.81	0.37	Other	9	0	0
90	8467.00	54.53	260.64	52.00	7319.80	-553.04	-553.04	-3081.18	3130.41	259.82	0.60	Other	9	0	0
91	8501.00	54.70	260.80	34.00	7339.49	-557.51	-557.51	-3108.54	3158.14	259.83	0.63	Other	9	0	0

## ANEXO B CONFIGURACIÓN DE LA HERRAMIENTA EN HUECO ABIERTO


Remarks and Equipment Summary					
1: Toolstring				1: Remarks	
Equip name LEH-QT LEH-QT	Length 73.18	MP name	Offset	<p>- Objetivo: Evaluar las propiedades petrofísicas de la sección de 8.5 in del pozo C</p> <p>- Herramienta corrida como se muestra en el diagrama usando 4 standoffs en la herramienta HRLT y fleje en el neutron.</p> <p>- Mediciones promedio de resistividad para el lodo usadas para los calculos fueron Rm: 1.52 ohm m @ 76 degF</p> <p>- Rmf: 1.382 ohm m @ 75.9 degF y Rmc: 1.674 ohm m @ 75.76 degF</p> <p>- Sección principal desde 8518 ft hasta 7010 ft.</p> <p>- Maxima desviacion tomada de survey de desviacion dado por WTF.</p> <p>- Primeras lecturas: Caliper @ 8476 ft, GR @ 8457 ft, DLL @ 8492 ft, CNL @ 8463 ft, LDL @ 8476 ft, MCFL @ 8475 ft.</p> <p>- Correcciones de densidad: Bit Size, HRLT seleccion de resistividad del lodo: HRLT compute.</p>	
AH-369:174 3	70.27				
DTC-H:9374 ECH-KC:1045 9 DTC-H:9374	68.84	CTEM HV	67.94 0.00		
SPA-A:9989 SPA-A:9989	65.84	TelStatus ToolStatus	65.84 65.84		
		SP	63.84		
HGNS-H:474 1	61.84	Temperatu re	61.82		
HGMH:3820 NPV-N NSR-F:5055 HGNS-H:4741 HACCZ-H:764 4 HMCA-H		GR	61.1		
		CNL Porosity HMCA HGNS Accelerometer	54.77 52.43 52.43 0.00		
HDRS-H:392 1 ECH-MEB:396 2 HRCC-H:4941 HRMS-H:3921 Short Spacing :27956 Backscatter:4 8861 GSR-J:5554 GPV-Q Long Spacing :28865 HRGD-H:4720	52.43				
		HRCC	48.43		
		MCFL Caliper TLD Density	43.00 42.22 42.13		
AH-107[2]: 1916	40.19			<p>- Correcciones de neutron: Hole Size (HSCO), Mud Weight (MWC), Salinity (BSCO), Presion/Temp (PTCO)</p> <p>- Maxima temperatura alcanzada: 186 degF.</p> <p>- No se registro seccion repetida por solicitud del cliente. Se muestra repetida con seccion de bajada.</p> <p>- Curvas de densidad y caliper no son validas durante el registro de bajada.</p> <p>- Curvas de HRLT afectadas por sobretensionamientos a diferentes profundidades.</p> <p>- Diametro promedio : 8.56 in.</p> <p>- TD encontrada @ 8518 ft.</p> <p>- Matriz usada para los calculos: Sandstone 2.65 gr/cc. Se presenta la densidad y la porosidad de neutron en escala sandstone.</p> <p>- IHV: 590.63 ft3 ICV: 182.57 ft3 calculado desde TD hasta CS.</p>	
HRLT-B:908 HRUH-B:1858 HRUC-B:1849 HRLS-B:908 HRLH-B:1832 HRLC-B:1821 AH-270	38.19				



**ANEXO C**  
**REGISTRO EN HUECO ABIERTO**

**ANEXO D**  
**REGISTRO RST**




 Fundación Universidad de América	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016

## AUTORIZACIÓN PARA PUBLICACIÓN EN EL REPOSITORIO DIGITAL INSTITUCIONAL LUMIERES




Nosotros Jorge Enrique De La Torre Santamaría y Diana Alexandra Morales Jiménez en calidad de titulares de la obra EVALUACIÓN DE LA SATURACIÓN PROMEDIO DE LOS FLUIDOS DEL "POZO A" CON LOS DATOS OBTENIDOS DE LA HERRAMIENTA RST, EN EL ÁREA SUR DEL CAMPO CASTILLA, elaborada en el año 2017, autorizamos al **Sistema de Bibliotecas de la Fundación Universidad América** para que incluya una copia, indexe y divulgue en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres, la obra mencionada con el fin de facilitar los procesos de visibilidad e impacto de la misma, conforme a los derechos patrimoniales que nos corresponden y que incluyen: la reproducción, comunicación pública, distribución al público, transformación, en conformidad con la normatividad vigente sobre derechos de autor y derechos conexos (Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, entre otras).

Al respecto como Autores manifestamos conocer que:

- La autorización es de carácter no exclusiva y limitada, esto implica que la licencia tiene una vigencia, que no es perpetua y que el autor puede publicar o difundir su obra en cualquier otro medio, así como llevar a cabo cualquier tipo de acción sobre el documento.
- La autorización tendrá una vigencia de cinco años a partir del momento de la inclusión de la obra en el repositorio, prorrogable indefinidamente por el tiempo de duración de los derechos patrimoniales del autor y podrá darse por terminada una vez el autor lo manifieste por escrito a la institución, con la salvedad de que la obra es difundida globalmente y cosechada por diferentes buscadores y/o repositorios en Internet, lo que no garantiza que la obra pueda ser retirada de manera inmediata de otros sistemas de información en los que se haya indexado, diferentes al Repositorio Digital Institucional – Lumieres de la Fundación Universidad América.
- La autorización de publicación comprende el formato original de la obra y todos los demás que se requiera, para su publicación en el repositorio. Igualmente, la autorización permite a la institución el cambio de soporte de la obra con fines de preservación (impreso, electrónico, digital, Internet, intranet, o cualquier otro formato conocido o por conocer).
- La autorización es gratuita y se renuncia a recibir cualquier remuneración por los usos de la obra, de acuerdo con la licencia establecida en esta autorización.
- Al firmar esta autorización, se manifiesta que la obra es original y no existe en ella ninguna violación a los derechos de autor de terceros. En caso de que el trabajo haya sido financiado por terceros, el o los autores asumen la responsabilidad del cumplimiento de los acuerdos establecidos sobre los derechos patrimoniales de la obra.
- Frente a cualquier reclamación por terceros, el o los autores serán los responsables. En ningún caso la responsabilidad será asumida por la Fundación Universidad de América.
- Con la autorización, la Universidad puede difundir la obra en índices, buscadores y otros sistemas de información que favorezcan su visibilidad.

 Fundación Universidad de América	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016

Conforme a las condiciones anteriormente expuestas, como autores establecemos las siguientes condiciones de uso de nuestra obra de acuerdo con la **licencia Creative Commons** que se señala a continuación:

	Atribución- no comercial- sin derivar: permite distribuir, sin fines comerciales, sin obras derivadas, con reconocimiento del autor.	<input checked="" type="checkbox"/>
	Atribución – no comercial: permite distribuir, crear obras derivadas, sin fines comerciales con reconocimiento del autor.	<input type="checkbox"/>
	Atribución – no comercial – compartir igual: permite distribuir, modificar, crear obras derivadas, sin fines económicos, siempre y cuando las obras derivadas estén licenciadas de la misma forma.	<input type="checkbox"/>

Licencias completas: [http://co.creativecommons.org/?page\\_id=13](http://co.creativecommons.org/?page_id=13)

Siempre y cuando se haga alusión de alguna parte o nota del trabajo, se debe tener en cuenta la correspondiente citación bibliográfica para darle crédito al trabajo y a sus autores.

De igual forma como autores autorizamos la consulta de los medios físicos del presente trabajo de grado así:

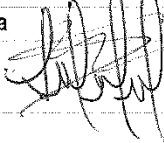
AUTORIZAMOS	SI	NO
La consulta física (sólo en las instalaciones de la Biblioteca) del CD-ROM y/o Impreso	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
La reproducción por cualquier formato conocido o por conocer para efectos de preservación	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Información Confidencial: este Trabajo de Grado contiene información privilegiada, estratégica o secreta o se ha pedido su confidencialidad por parte del tercero, sobre quien se desarrolló la investigación. En caso afirmativo expresamente indicaremos, en carta adjunta, tal situación con el fin de que se respete la restricción de acceso.	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
--	--------------------------	-------------------------------------

Para constancia se firma el presente documento en Bogotá, a los 7 días del mes de Febrero del año 2018.

#### LOS AUTORES:

##### Autor 1

<b>Nombres</b>	<b>Apellidos</b>
Jorge Enrique	De La Torre Santamaría
<b>Documento de identificación No</b>	<b>Firma</b>
1018452816	

<b>Nombres</b>	<b>Apellidos</b>
Diana Alexandra	Morales Jiménez
<b>Documento de identificación No</b>	<b>Firma</b>
1018422565	