

**DETERMINACIÓN DE LA CONTINUIDAD DE LA ARENA B3 EN LA
CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA DE LA FORMACIÓN MUGROSA
MEDIANTE REGISTROS DURANTE LA PERFORACIÓN (LWD) DE POZOS
HORIZONTALES EN EL CAMPO YARIGUI**

**JULIETTE MELINA JULIO MURCIA
JORGE ALBERTO ROCHA SÁNCHEZ**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C
2016**

**DETERMINACIÓN DE LA CONTINUIDAD DE LA ARENA B3 EN LA
CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA DE LA FORMACIÓN MUGROSA
MEDIANTE REGISTROS DURANTE LA PERFORACIÓN (LWD) DE POZOS
HORIZONTALES EN EL CAMPO YARIGUI**

**JULIETTE MELINA JULIO MURCIA
JORGE ALBERTO ROCHA SÁNCHEZ**

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

**Director:
CÉSAR AUGUSTO PATIÑO SUAREZ
Ingeniero de Petróleos**

**Orientador:
INGENIERO JUAN CARLOS CASTRO**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C
2016**

NOTA DE ACEPTACIÓN

Ing. Juan Carlos Castro

Ing. Alex Cuadrado Salazar

Bogotá D.C., Agosto de 2016

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 GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Posgrado

DRA. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Secretario General

JUAN CARLOS POSADA GARCÍA-PEÑA

Decano Facultad de Ingenierías

DR. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director Programa Ingeniería de Petróleos

DR. EDGAR DAVID CEDEÑO LIGARRETO

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

DEDICATORIA

A Dios por bendecirme en cada instante y colmarme de salud y sabiduría.

A mis padres Wilmer y Lidia, quienes con su esfuerzo, dedicación y sacrificio han hecho posible que alcance los triunfos más importantes de mi vida.

A mi hermano Juan Camilo, fuente de alegría y mi mayor motivación para seguir adelante.

A mis grandes amigos, ya que su compañía y apoyo son parte importante en la realización de mis metas.

Juliette Julio Murcia.

DEDICATORIA

A Dios por permitirme cumplir este nuevo logro en mi vida y por cada una de las bendiciones que pone en mi camino.

A mis padres Luis y Judith, quienes confiaron en mis capacidades y gracias a su esfuerzo y dedicación hicieron posible mi formación como persona y han estado en los logros más importantes en mi vida.

A mi hermano Nicolás, para quien quiero ser un ejemplo en las metas que trace para su vida.

A mi gran amor, Diani, quien más que mi novia, ha sido un gran apoyo para mi vida, quien me ha acompañado en cada paso que he dado por este largo camino hacia mi formación como persona y como profesional, gracias por compartir mis triunfos y cada uno de mis proyectos.

Jorge Alberto Rocha Sánchez.

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a:

El Ingeniero Adriano Lobo, por haber aceptado la realización del proyecto de grado, por abrirnos las puertas a esta nueva experiencia y por creer en nosotros.

Ingeniero Cesar Augusto Patiño, por permitirnos ampliar nuestro conocimiento y por la oportunidad de realizar este proyecto en la compañía ECOPETROL S.A, gracias por su incondicional apoyo, dedicación y asesoría en el desarrollo de este proyecto.

A los Ingenieros Fredy Alexander Cárdenas y Johana Valencia, por su dedicación, comprensión y por compartir su conocimiento, asesorándonos en las diferentes etapas en la culminación de este proyecto.

Geólogo José Antonio Galán Toloza, por su disposición de tiempo, su experiencia en el análisis petrofísico y su gran asesoría en el desarrollo de los diferentes objetivos de este proyecto.

Geólogo Felix Mulett, gracias a que por su colaboración, conocimiento y disponibilidad de tiempo, se logró culminar este proyecto de grado.

Geólogo Nelson Rojas Avella, por su confianza, preocupación y apoyo, antes, durante y después de la realización de este proyecto.

John Zoe, por facilitar el uso de la herramienta que fue clave en la realización de este proyecto. Gracias por estar atento a todas y cada una de nuestras dudas y hacer todo lo posible por resolverlas.

CONTENIDO

| | pág. |
|---|------|
| INTRODUCCIÓN | 24 |
| 1. GENERALIDADES DEL CAMPO YARIGUÍ | 26 |
| 1.1 HISTORIA DEL CAMPO YARIGUÍ | 26 |
| 1.2 DEFINICIÓN DEL ÁREA Y LOCALIZACIÓN DEL CAMPO | 27 |
| 1.3 MARCO GEOLÓGICO | 29 |
| 1.3.1 Columna Estratigráfica | 29 |
| 1.3.2 Estratigrafía | 30 |
| 1.3.2.1 Secuencia Pre – Cretácica | 30 |
| 1.3.2.2 Secuencia Cretácica | 31 |
| 1.3.2.3 Secuencia Terciaria | 33 |
| 1.3.3 Geología Estructural | 36 |
| 1.3.4 Geología del petróleo | 37 |
| 1.3.4.1 Roca Generadora | 38 |
| 1.3.4.2 Roca Reservorio | 38 |
| 1.3.4.3 Roca Sello | 38 |
| 1.3.4.4 Roca Sobrecarga | 38 |
| 1.3.4.5 Trampa | 38 |
| 1.3.4.6 Sincronismo | 38 |
| 1.4. HISTORIA DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO | 41 |
| 1.4.1 Método de producción | 41 |
| 1.4.2 Tiempo de producción | 41 |
| 1.4.3 Número de pozos | 42 |
| 1.4.4 Gráfica de producción | 43 |
| 2. FUNDAMENTO TEÓRICO DE LAS HERRAMIENTAS LWD (LOGGING WHILE DRILLING) | 45 |
| 2.1 CONSIDERACIONES DE ADQUISICIÓN DE LAS HERRAMIENTAS LWD VERSUS WIRELINE | 46 |
| 2.2 FUNDAMENTOS PETROFÍSICOS DE LAS HERRAMIENTAS LWD | 47 |
| 2.2.1 Resistividad | 47 |
| 2.2.2 Ecuación de Archie | 49 |
| 2.2.3 Modificaciones a la ecuación de Archie | 50 |
| 2.2.3.1 Ecuación Waxman Smits y Thomas | 51 |
| 2.2.4 Volumen de Arcilla | 52 |
| 2.2.4.1 Volumen de arcilla obtenido a partir del Registro Gamma Ray | 53 |
| 2.2.4.2 Volumen de arcilla obtenido a partir de la resistividad profunda: | 54 |
| 2.3 MEDICIONES EN SUPERFICIE | 55 |
| 2.3.1 Profundidad | 55 |
| 2.3.2 Rata de penetración | 55 |

| | | |
|---------|---|-----|
| 2.3.3 | Tiempo transcurrido luego de la perforación “Time after bit” | 55 |
| 2.4 | MEDICIONES DE LA FORMACIÓN EN FONDO DE POZO | 56 |
| 2.4.1 | Herramienta de medición de Rayos Gamma (Gamma Ray) | 57 |
| 2.4.2 | Herramienta de medición de Resistividad | 58 |
| 2.4.2.1 | Resistividad lateroperfil | 59 |
| 2.4.2.2 | Resistividad de propagación: | 62 |
| 2.4.2.3 | Profundidad de investigación | 65 |
| 2.4.2.4 | Resolución axial de la herramienta de resistividad | 69 |
| 3. | CORRECCIÓN DE EFECTOS GENERADOS EN LAS MEDICIONES DE RESISTIVIDAD LWD EN POZOS HORIZONTALES | 72 |
| 3.1 | EFECTOS GENERADOS EN LAS MEDICIONES DE RESISTIVIDAD DE PROPAGACIÓN EN POZOS HORIZONTALES | 72 |
| 3.1.1 | Efectos de pozo | 72 |
| 3.1.2 | Efectos de excentricidad de la herramienta: | 72 |
| 3.1.3 | Efectos de invasión de lodo: | 73 |
| 3.1.4 | Efectos de frontera | 75 |
| 3.1.5 | Efectos de Anisotropía | 78 |
| 3.1.6 | Efectos por cruce de capas | 80 |
| 3.2 | DESCRIPCIÓN DE LA CORRECCIÓN DE LA RESISTIVIDAD CONVENCIONAL LWD | 82 |
| 3.2.1 | Modelamiento de las capas 2D | 83 |
| 3.2.1.1 | Construcción del Modelo Geológico 2D | 84 |
| 3.2.1.2 | Simulación de la curva de resistividad | 96 |
| 4. | GENERACIÓN DE REGISTROS SINTÉTICOS DE POROSIDAD EN LOS POZOS HORIZONTALES EN ESTUDIO | 100 |
| 4.1 | CÁLCULO DE LA POROSIDAD ABSOLUTA Y EFECTIVA | 100 |
| 5. | CÁLCULO DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS | 112 |
| 5.1 | CÁLCULO DEL VOLUMEN DE ARCILLA | 112 |
| 5.2 | CÁLCULO DE LA PERMEABILIDAD | 115 |
| 5.3 | CÁLCULO DE LA SATURACIÓN DE AGUA | 119 |
| 5.4 | DISTRIBUCIONES DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS POR CADA LITOTIPO | 123 |
| 5.4.1 | Distribución de volumen de arcilla | 123 |
| 5.4.2 | Distribución de la permeabilidad | 126 |
| 5.4.3 | Distribución de la porosidad efectiva | 130 |
| 5.4.4 | Distribución de la saturación de agua | 134 |
| 5.5 | DETERMINACIÓN DE LA CONTINUIDAD DE LA ARENA B3 | 141 |
| 6. | EVALUACIÓN FINANCIERA | 148 |
| 6.1 | RELACIÓN BENEFICIO-COSTO | 149 |

| | | |
|-----|---|-----|
| 6.2 | DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE LOS SERVICIOS DE LWD CORRIDOS EN EL CAMPO YARIGUI PARA UN SET DE RESISTIVIDAD Y RAYOS GAMMA | 149 |
| 6.3 | DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE LOS SERVICIOS DE LWD PARA EL CAMPO YARIGUI TENIENDO EN CUENTA UN SET DE RESISTIVIDAD, RAYOS GAMMA Y POROSIDAD. | 152 |
| 6.4 | DETERMINACIÓN DE LOS BENEFICIOS INTANGIBLES Y TANGIBLES DEL PROYECTO | 154 |
| 6.5 | DETERMINACIÓN DE LA RELACIÓN BENEFICIO-COSTO DEL PROYECTO | 155 |
| 6.6 | ANÁLISIS DEL RESULTADO DE LA RELACIÓN BENEFICIO-COSTO | 156 |
| | BIBLIOGRAFÍA | 159 |

LISTA DE FIGURAS

| | pág. |
|---|------|
| Figura 1. Línea de tiempo Campo Yariguí. | 27 |
| Figura 2. Localización Campo Yariguí-Cantagallo. | 28 |
| Figura 3. Columna estratigráfica generalizada de la cuenca del Valle Medio del Magdalena. | 30 |
| Figura 4. Corte estructural del Campo Yariguí-Cantagallo. | 37 |
| Figura 5. Carta de eventos de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. | 40 |
| Figura 6. Gráfica de Producción acumulada, Campo Yariguí-Cantagallo. | 44 |
| Figura 7. Ensamblaje de fondo de pozo o BHA (Bottom Hole Assembly) y estructura MWD. | 45 |
| Figura 8. Invasión del filtrado de lodo cercano al pozo. | 49 |
| Figura 9. Ejemplo de Time-after-bit, ilustra que la misma profundidad de formación es medida por varios sensores a diferentes tiempos. | 56 |
| Figura 10. Pozo horizontal en un bajo ángulo de incidencia de las capas. | 58 |
| Figura 11. Corrientes lateroperfil miden la resistividad de la formación en serie, mientras que la corriente de propagación mide la resistividad de la formación en paralelo. | 59 |
| Figura 12. "Squeeze" (izquierda) y "anti-squeeze" (derecha) son efectos que resultan cuando las medidas de corriente (líneas rojas) siguen el paso de la menor resistencia entre la capa o fractura más conductiva. | 61 |
| Figura 13. Configuración de la herramienta geoVISION. | 62 |
| Figura 14. Resistividad de propagación. | 63 |
| Figura 15. Compensación mixta del pozo (MBHC). | 64 |
| Figura 16. Ejemplo de transformación de BHC y calibración del cambio de fase (arriba) y atenuación (abajo) de la resistividad de la formación. | 65 |
| Figura 17. Líneas de igual fase e igual atenuación. | 66 |
| Figura 18. Las mediciones de fase y atenuación proporcionan dos volúmenes independientes de investigación. La medida de fase es poco profundo y centrado axialmente, y la atenuación es más profunda pero menos centrado axialmente. | 67 |
| Figura 19. Diseño de herramientas de resistividad de propagación utilizadas en el campo en estudio. | 68 |
| Figura 20. Resolución axial de la resistividad de fase y atenuación. | 70 |
| Figura 21. Respuestas de resistividad de fase y atenuación. | 71 |
| Figura 22. Excentricidad de la herramienta. | 73 |
| Figura 23. Efecto de invasión de lodo. | 74 |
| Figura 24. Efecto de resolución axial, efecto de límite de capa y efecto de proximidad. | 75 |
| Figura 25. Mediciones de la corriente en paralelo a los límites resistivos de la formación. | 76 |
| Figura 26. Corrientes de medición forzadas a cruzar los límites de la resistividad de la formación. | 77 |

| | |
|---|----|
| Figura 27. Efectos por cuernos de polarización. | 78 |
| Figura 28. Efectos de anisotropía en pozos verticales y pozos horizontales. | 79 |
| Figura 29. Efectos de anisotropía crean separación uniforme de las curvas de resistividad de fase y atenuación a medida que el ángulo de incidencia disminuye. | 79 |
| Figura 30. Efectos por cruce de capa en el registro de resistividad en el pozo PZ-1 a una profundidad de 7000 ft aproximadamente. | 80 |
| Figura 31. Efectos por cruce de capa en el registro de resistividad en el pozo PZ-1 a una profundidad de 7700 ft aproximadamente. | 81 |
| Figura 32. Efectos por cruce de capa en el registro de resistividad en el pozo PZ-3 a una profundidad de 6500 ft aproximadamente. | 81 |
| Figura 33. Efectos generados por las lecturas dentro del Casing. | 82 |
| Figura 34. Cuadratura del registro de resistividad. | 84 |
| Figura 35. Modelo de capas para pozo vertical PV-1 cercano a pozo Horizontal PZ-1. | 85 |
| Figura 36. Modelo de capas para pozo vertical PV-2 cercano a pozo Horizontal PZ-2. | 85 |
| Figura 37. Modelo de capas para pozo vertical PV-3 cercano a pozo Horizontal PZ-3. | 86 |
| Figura 38. Modelo de capas para pozo vertical PV-4 cercano a pozo Horizontal PZ-4. | 86 |
| Figura 39. Modelo de capas para pozo vertical PV-5 cercano a pozo Horizontal PZ-5. | 87 |
| Figura 40. Modelo geológico 2D construido del pozo Vertical PV-1 y extrapolado al pozo horizontal PZ-1. | 88 |
| Figura 41. Modelo geológico 2D construido del pozo Vertical PV-2 y extrapolado al pozo horizontal PZ-2. | 89 |
| Figura 42. Modelo geológico 2D construido del pozo Vertical PV-3 y extrapolado al pozo horizontal PZ-3. | 89 |
| Figura 43. Modelo geológico 2D construido del pozo Vertical PV-4 y extrapolado al pozo horizontal PZ-4. | 90 |
| Figura 44. Modelo geológico 2D construido del pozo Vertical PV-5 y extrapolado al pozo horizontal PZ-5. | 90 |
| Figura 45. Modelo geológico 2D ajustado al buzamiento del tope de la Arena B3. | 91 |
| Figura 46. Ajuste de los registros LWD a partir de los parámetros de Resistividad y Rayos Gamma para el pozo horizontal PZ-1. | 91 |
| Figura 47. Ajuste de los registros LWD a partir de los parámetros de Resistividad y Rayos Gamma para el pozo horizontal PZ-2. | 92 |
| Figura 48. Ajuste de los registros LWD a partir de los parámetros de Resistividad y Rayos Gamma para el pozo horizontal PZ-3. | 92 |
| Figura 49. Ajuste de los registros LWD a partir de los parámetros de Resistividad y Rayos Gamma para el pozo horizontal PZ-4. | 92 |
| Figura 50. Ajuste de los registros LWD a partir de los parámetros de Resistividad y Rayos Gamma para el pozo horizontal PZ-5. | 93 |

| | |
|--|-----|
| Figura 51. Modelo Geológico 2D para el pozo horizontal PZ-1. | 93 |
| Figura 52. Modelo Geológico 2D para el pozo horizontal PZ-2. | 94 |
| Figura 53. Modelo Geológico 2D para el pozo horizontal PZ-3. | 94 |
| Figura 54. Modelo Geológico 2D para el pozo horizontal PZ-4. | 95 |
| Figura 55. Modelo Geológico 2D para el pozo horizontal PZ-5. | 95 |
| Figura 56. Selección de herramientas LWD para la simulación en el modelo geológico 2D. | 96 |
| Figura 57. Registro sintético generado (Línea Verde), ajustado a la resistividad tomada por la herramienta LWD (Línea Azul) para el pozo horizontal PZ-1. | 97 |
| Figura 58. Registro sintético generado (Línea Verde), ajustado a la resistividad tomada por la herramienta LWD (Línea Azul) para el pozo horizontal PZ-2. | 98 |
| Figura 59. Registro sintético generado (Línea Verde), ajustado a la resistividad tomada por la herramienta LWD (Línea Azul) para el pozo horizontal PZ-3. | 98 |
| Figura 60. Registro sintético generado (Línea Verde), ajustado a la resistividad tomada por la herramienta LWD (Línea Azul) para el pozo horizontal PZ-4. | 99 |
| Figura 61. Registro sintético generado (Línea Verde), ajustado a la resistividad tomada por la herramienta LWD (Línea Azul) para el pozo horizontal PZ-4. | 99 |
| Figura 62. Correlación Porosidad - RHOZ (Densidad). | 101 |
| Figura 63. Cross-plot Gamma Ray - RHOZ (Densidad). | 102 |
| Figura 64. Cross-plot Gamma Ray - Neutrón (NPHI). | 102 |
| Figura 65. Curva sintética de Porosidad Neutrón (NPHI) para el pozo horizontal PZ-1. | 103 |
| Figura 66. Curva sintética de Porosidad Neutrón (NPHI) para el pozo horizontal PZ-2. | 104 |
| Figura 67. Curva sintética de Porosidad Neutrón (NPHI) para el pozo horizontal PZ-3. | 104 |
| Figura 68. Curva sintética de Porosidad Neutrón (NPHI) para el pozo horizontal PZ-4. | 105 |
| Figura 69. Curva sintética de Porosidad Neutrón (NPHI) para el pozo horizontal PZ-5. | 105 |
| Figura 70. Estructura regresión multilínea en el software Techlog. | 106 |
| Figura 71. Resultado final de la regresión multilínea para la porosidad absoluta en los pozos verticales. | 107 |
| Figura 72. Resultado final de la regresión multilínea para la porosidad Efectiva en los pozos verticales. | 108 |
| Figura 73. Cross-plot Porosidad Efectiva (PHIE) Vs Porosidad Efectiva Generada (PHIE GEN) para los pozos verticales. | 108 |
| Figura 74. Curva sintética de Porosidad Efectiva (PHIE) para el pozo horizontal PZ-1. | 109 |
| Figura 75. Curva sintética de Porosidad Efectiva (PHIE) para el pozo horizontal PZ-2. | 109 |
| Figura 76. Curva sintética de Porosidad Efectiva (PHIE) para el pozo horizontal PZ-3. | 110 |
| Figura 77. Curva sintética de Porosidad Efectiva (PHIE) para el pozo horizontal PZ-4. | 110 |

| | |
|--|-----|
| Figura 78. Curva sintética de Porosidad Efectiva (PHIE) para el pozo horizontal PZ-5. | 111 |
| Figura 79. Valores de Cut-off para el cálculo de Volumen de arcilla. | 112 |
| Figura 80. Curva de volumen de arcilla (Vsh_GR) para el pozo horizontal PZ-1. | 113 |
| Figura 81. Curva de volumen de arcilla (Vsh_GR) para el pozo horizontal PZ-2. | 113 |
| Figura 82. Curva de volumen de arcilla (Vsh_GR) para el pozo horizontal PZ-3. | 114 |
| Figura 83. Curva de volumen de arcilla (Vsh_GR) para el pozo horizontal PZ-4. | 114 |
| Figura 84. Curva de volumen de arcilla (Vsh_GR) para el pozo horizontal PZ-5. | 115 |
| Figura 85. Curva de permeabilidad (KIRT_DF) y litotipos definidos para el pozo horizontal PZ-1. | 116 |
| Figura 86. Curva de permeabilidad (KIRT_DF) y litotipos definidos para el pozo horizontal PZ-2. | 117 |
| Figura 87. Curva de permeabilidad (KIRT_DF) y litotipos definidos para el pozo horizontal PZ-3. | 117 |
| Figura 88. Curva de permeabilidad (KIRT_DF) y litotipos definidos para el pozo horizontal PZ-4. | 118 |
| Figura 89. Curva de permeabilidad (KIRT_DF) y litotipos definidos para el pozo horizontal PZ-5. | 118 |
| Figura 90. Curva de saturación de agua (SWE_INDO RTH) para el pozo horizontal PZ-1. | 120 |
| Figura 91. Curva de saturación de agua (SWE_INDO RTH) para el pozo horizontal PZ-2. | 121 |
| Figura 92. Curva de saturación de agua (SWE_INDO RTH) para el pozo horizontal PZ-3. | 121 |
| Figura 93. Curva de saturación de agua (SWE_INDO RTH) para el pozo horizontal PZ-4. | 122 |
| Figura 94. Curva de saturación de agua (SWE_INDO RTH) para el pozo horizontal PZ-5. | 122 |
| Figura 95. Distribución de volumen de arcilla para el pozo horizontal PZ-1. | 123 |
| Figura 96. Distribución de volumen de arcilla para el pozo horizontal PZ-2. | 124 |
| Figura 97. Distribución de volumen de arcilla para el pozo horizontal PZ-3. | 124 |
| Figura 98. Distribución de volumen de arcilla para el pozo horizontal PZ-4. | 125 |
| Figura 99. Distribución de volumen de arcilla para el pozo horizontal PZ-5. | 126 |
| Figura 100. Distribución de la permeabilidad para el pozo horizontal PZ-1. | 127 |
| Figura 101. Distribución de la permeabilidad para el pozo horizontal PZ-2. | 128 |
| Figura 102. Distribución de la permeabilidad para el pozo horizontal PZ-3. | 129 |
| Figura 103. Distribución de la permeabilidad para el pozo horizontal PZ-4. | 129 |
| Figura 104. Distribución de la permeabilidad para el pozo horizontal PZ-5. | 130 |
| Figura 105. Distribución de la porosidad efectiva para el pozo horizontal PZ-1. | 131 |
| Figura 106. Distribución de la porosidad efectiva para el pozo horizontal PZ-2. | 132 |

| | |
|--|-----|
| Figura 107. Distribución de la porosidad efectiva para el pozo horizontal PZ-3. | 132 |
| Figura 108. Distribución de la porosidad efectiva para el pozo horizontal PZ-4. | 133 |
| Figura 109. Distribución de la porosidad efectiva para el pozo horizontal PZ-5. | 134 |
| Figura 110. Distribución de la saturación de agua para el pozo horizontal PZ-1. | 135 |
| Figura 111. Distribución de la saturación de agua para el pozo horizontal PZ-2. | 135 |
| Figura 112. Distribución de la saturación de agua para el pozo horizontal PZ-3. | 136 |
| Figura 113. Distribución de la saturación de agua para el pozo horizontal PZ-4. | 137 |
| Figura 114. Distribución de la saturación de agua para el pozo horizontal PZ-5. | 137 |
| Figura 115. Posicionamiento de mallas de producción para el pozo horizontal PZ-1 | 138 |
| Figura 116. Posicionamiento de mallas de producción para el pozo horizontal PZ-2. | 139 |
| Figura 117. Posicionamiento de mallas de producción para el pozo horizontal PZ-3. | 139 |
| Figura 118. Posicionamiento de mallas de producción para el pozo horizontal PZ-4. | 140 |
| Figura 119. Posicionamiento de mallas de producción para el pozo horizontal PZ-4. | 140 |
| Figura 120. Correlación estratigráfica de los pozos Horizontales PZ-5 y PZ-3. | 142 |
| Figura 121. Correlación estratigráfica para el pozo horizontal PZ-4. | 144 |
| Figura 122. Correlación estratigráfica para los pozos horizontales PZ-1 y PZ-2 | 146 |

LISTA DE TABLAS

| | pág. |
|--|------|
| Tabla 1. Rutas de Movilización Campo Yariguí-Cantagallo. | 29 |
| Tabla 2. Información general Campo Yariguí-Cantagallo. | 43 |
| Tabla 3. Tamaño común de la herramienta LWD y sus correspondientes diámetros del Hueco. | 47 |
| Tabla 4. Modificaciones de la ecuación de Archie para cálculos de saturación de agua en formaciones con arcilla. | 52 |
| Tabla 5. Cálculo de Volumen de Arcilla | 54 |
| Tabla 6. Litotipos definidos para la Arena B3. | 116 |
| Tabla 7. Distribución de volumen de arcilla para el pozo horizontal PZ-1. | 123 |
| Tabla 8. Distribución de volumen de arcilla para el pozo horizontal PZ-2. | 124 |
| Tabla 9. Distribución de volumen de arcilla para el pozo horizontal PZ-3. | 125 |
| Tabla 10. Distribución de volumen de arcilla para el pozo horizontal PZ-4. | 125 |
| Tabla 11. Distribución de volumen de arcilla para el pozo horizontal PZ-5. | 126 |
| Tabla 12. Distribución de la permeabilidad para el pozo horizontal PZ-1. | 127 |
| Tabla 13. Distribución de la permeabilidad para el pozo horizontal PZ-2. | 128 |
| Tabla 14. Distribución de la permeabilidad para el pozo horizontal PZ-3. | 129 |
| Tabla 15. Distribución de la permeabilidad para el pozo horizontal PZ-4. | 130 |
| Tabla 16. Distribución de la permeabilidad para el pozo horizontal PZ-5. | 130 |
| Tabla 17. Distribución de la porosidad efectiva para el pozo horizontal PZ-1. | 131 |
| Tabla 18. Distribución de la porosidad efectiva para el pozo horizontal PZ-2. | 132 |
| Tabla 19. Distribución de la porosidad efectiva para el pozo horizontal PZ-3. | 133 |
| Tabla 20. Distribución de la porosidad efectiva para el pozo horizontal PZ-4. | 133 |
| Tabla 21. Distribución de la porosidad efectiva para el pozo horizontal PZ-5. | 134 |
| Tabla 22. Distribución de la saturación de agua para el pozo horizontal PZ-1. | 135 |
| Tabla 23. Distribución de la saturación de agua para el pozo horizontal PZ-2. | 136 |
| Tabla 24. Distribución de la saturación de agua para el pozo horizontal PZ-3. | 136 |
| Tabla 25. Distribución de la saturación de agua para el pozo horizontal PZ-4. | 137 |
| Tabla 26. Distribución de la saturación de agua para el pozo horizontal PZ-5. | 138 |
| Tabla 27. Costos de operación de la herramienta LWD para un set de Resistividad y Rayos Gamma en el pozo PZ-2 (Cifras en USD). | 150 |
| Tabla 28. Costos de operación de la herramienta LWD para un set de Resistividad y Rayos Gamma en el pozo PZ-3 (Cifras en USD). | 150 |
| Tabla 29. Costos de operación de la herramienta LWD para un set de Resistividad y Rayos Gamma en el pozo PZ-5 (Cifras en USD). | 150 |
| Tabla 30. Costos de operación de la herramienta LWD para un set de Resistividad y Rayos Gamma en el pozo PZ-1 (Cifras en USD). | 151 |
| Tabla 31. Costos de operación de la herramienta LWD para un set de Resistividad y Rayos Gamma en el pozo PZ-4 (Cifras en USD). | 151 |
| Tabla 32. Totalidad del costo de servicios de toma de registros LWD para un set de Resistividad y Rayos Gamma en los pozos PZ-1, PZ-2, PZ-3, PZ-4 Y PZ-5 (Cifras en USD). | 151 |

| | |
|---|-----|
| Tabla 33. Costos de operación de la herramienta LWD para un set de Resistividad, Rayos Gamma y Porosidad en el pozo PZ-2 (Cifras en USD). | 152 |
| Tabla 34. Costos de operación de la herramienta LWD para un set de Resistividad, Rayos Gamma y Porosidad en el pozo PZ-3 (Cifras en USD). | 153 |
| Tabla 35. Costos de operación de la herramienta LWD para un set de Resistividad, Rayos Gamma y Porosidad en el pozo PZ-5 (Cifras en USD). | 153 |
| Tabla 36. Costos de operación de la herramienta LWD para un set de Resistividad, Rayos Gamma y Porosidad en el pozo PZ-1 (Cifras en USD). | 153 |
| Tabla 37. Costos de operación de la herramienta LWD para un set de Resistividad, Rayos Gamma y Porosidad en el pozo PZ-4 (Cifras en USD). | 154 |
| Tabla 38. Totalidad del costo de servicios de toma de registros LWD para un set de Resistividad, Rayos Gamma y Porosidad en los pozos PZ-1, PZ-2, PZ-3, PZ-4 Y PZ-5 (Cifras en USD). | 154 |

LISTA DE ECUACIONES

| | pág. |
|--|------|
| Ecuación 1. Resistividad. | 48 |
| Ecuación 2. Ecuación de Archie. | 49 |
| Ecuación 3. Saturación de hidrocarburos. | 50 |
| Ecuación 4. Factor de formación. | 50 |
| Ecuación 5. Ecuación Waxman Smits y Thomas. | 51 |
| Ecuación 6. Índice de arcillosidad a partir del registro Gamma Ray. | 53 |
| Ecuación 7. Vshale obtenido de la resistividad profunda. | 54 |
| Ecuación 8. Medida de la resistencia. | 60 |
| Ecuación 9. Medida de la resistencia. | 60 |
| Ecuación 10. Medición de las corrientes en paralelo. | 76 |
| Ecuación 11. Ejemplo resistividad aparente medida por la herramienta, Figura 25. | 77 |
| Ecuación 12. Respuesta de resistividad en serie. | 77 |
| Ecuación 13. Modelo de permeabilidad para los pozos horizontales. | 115 |
| Ecuación 14. Modelo de Indonesia para cálculo de saturación de agua. | 119 |
| Ecuación 15. Relación Beneficio-Costo. | 149 |
| Ecuación 16. Relación Beneficio-Costo del proyecto. | 155 |

LISTA DE ABREVIATURAS

| | |
|---------------|---|
| ABI | Inclinación de la broca (At bit inclination) |
| BHA | Conjunto de fondo de pozo (Bottom hole assembly) |
| BHC | Compensación de pozo (Borehole compensated) |
| BL | Barril (Barrel) |
| BOPD | Barriles de aceite por día (Barrel oil per day) |
| BSW | Sedimento básico y agua (Basic sediment and water) |
| GOR | Relación gas-aceite (Gas-oil relation) |
| GR | Rayos Gamma (Gamma Ray) |
| LWD | Registros durante la perforación (Logging While Drilling) |
| MBHC | Compensación mixta del pozo (Mix borehole compensated) |
| MD | Profundidad Medida (Measured Depth) |
| MSCF | Millones de pies cúbicos estándar (Million standard cubic feet) |
| MWD | Medición durante la perforación (Measurement while drilling) |
| NPHI | Porosidad Neutrón (Neutron Porosity) |
| PDC | Broca de perforación con incrustaciones de diamante |
| PHIA | Porosidad aparente |
| PHIE | Porosidad efectiva |
| R(B/C) | Relación beneficio costo |
| RHOZ | Resolución estándar de densidad aparente (Standard Resolution Bulk Density) |
| ROP | Rata de perforación (Rate of perforation) |
| SCF | Pie cubico estándar (Standard cubic feet) |
| SE | Sur Este |
| SP | Potencial Espontaneo (Spontaneous Potential) |
| TOC | Carbono Orgánico Total (Total Organic Carbon) |
| TVD | Profundidad vertical verdadera (True Vertical Depth) |
| VSH | Volumen de arcilla (Volume Shale) |

GLOSARIO

ANTEPAÍS: se refiere al bloque de la corteza terrestre hacia el cual o sobre el cual se desplazan las estructuras de las cadenas montañosas.

AZIMUT: ángulo que se mide desde el Norte en dirección de las manecillas del reloj. Su valor varía desde 0 grados a cuatro ángulos rectos, en los diferentes sistemas de graduación angular.

BATIMETRÍA: cartografía de los terrenos cubiertos de agua, tales como mares, lagos.

CAPEX: cantidad de inversiones en equipos e instalaciones con el fin de mantener la producción de un producto o servicio o para mantener funcionando un negocio o un sistema particular.

CREVASSE: abanicos arenosos formados por el depósito y esparcimiento de material grueso llevado por el agua que sale del cauce de los ríos durante las crecidas a través de las brechas.

CUENCA INTRAMONTANA: cuenca subsidente individualizada entre los nuevos relieves montañosos formados por el plegamiento.

FORMA TOROIDAL: formada con líneas en espiral, circunscritas a una esfera, semejante a una dona o una manzana.

GUIJO: característico de una roca pelada y chica en las orillas, presente en lechos de ríos y arroyos.

LITOTIPO: agrupación de facies por sus propiedades petrofísicas.

MEANDRIFORME: cauce de pendiente baja, que poseen trayectorias curvas, que se forman por la baja energía que presentan los sedimentos, lo cual representa el camino de menor resistencia al flujo de corriente.

MICÁCEA: se refiere a la textura de rocas con estructura de mica o que contiene mica en gran proporción.

OPEX: costos asociados con el mantenimiento de equipos y gastos de consumibles y otros gastos de funcionamiento necesarios para la producción y el funcionamiento de un negocio o sistema

PALEOBATIMETRÍAS: determinación de la batimetría del ambiente marino en el cual se produjo la sedimentación de una determinada unidad litológica, que caracteriza un momento de la historia geológica en la cual se produjo.

RUMBO DEXTRO-LATERAL: cuando los bloques, vistos desde arriba, están desplazados hacia la derecha uno en relación al otro.

SECUENCIA MOLÁSICA: secuencia de areniscas detríticas, generalmente de origen marino, que se concentran en cubetas sedimentarias laterales, por erosión de las cordilleras durante su levantamiento y plegamiento.

WIRELINE: adquisición de registros en el cual se emplea un cable eléctrico para bajar las herramientas en el pozo y permitir la transferencia de datos.

RESUMEN

TÍTULO: DETERMINACIÓN DE LA CONTINUIDAD DE LA ARENA B3 EN LA CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA DE LA FORMACIÓN MUGROSA MEDIANTE REGISTROS DURANTE LA PERFORACIÓN (LWD) DE POZOS HORIZONTALES EN EL CAMPO YARIGUI.

DESCRIPCIÓN:

Los registros durante la perforación (LWD) de Resistividad de Propagación en pozos horizontales, presentan efectos en la información aportada, los cuales dificultan directamente la selección de la resistividad verdadera en la formación. Los efectos más comunes que se presentan en la data aportada por la herramienta LWD, son el cruce de capa y los efectos de capa adyacente, dificultando una correcta interpretación y por tanto una correcta determinación de la saturación de hidrocarburos, así como posteriores interpretaciones geológicas y petrofísicas que permitan realizar una completa caracterización de la Formación en estudio.

En el Campo Yariguí, ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, se presenta restricción en la información aportada por los registros durante la perforación (LWD) de resistividad de pozos horizontales, para la caracterización petrofísica de la continuidad de la Arena B3 en la Formación Mugrosa, debido a los efectos mencionados anteriormente en la utilización de la tecnología de registros durante la perforación. Por otro lado no se cuenta con la herramienta de porosidad en el set básico de registros durante la perforación (LWD) en los pozos horizontales del campo en estudio, por lo cual no es posible hacer un cálculo directo de la porosidad con los datos existentes para pozos horizontales (Resistividad y Gamma Ray).

En el desarrollo del análisis a medida que se perforan los pozos horizontales se presenta una restricción de la información obtenida para la caracterización de la Formación, lo cual abre camino para generar una solución con base a la corrección e integración de datos aportados por los registros corridos con la herramienta LWD para realizar una caracterización más completa de la Formación Mugrosa disminuyendo de esta manera la incertidumbre asociada a la distribución de los cuerpos de Arena B3.

PALABRAS CLAVES: *Pozos Horizontales, Registros LWD, Resistividad de Propagación, Saturación de Hidrocarburos y Caracterización petrofísica.*

INTRODUCCIÓN

En la caracterización de un yacimiento, es necesario conocer las diferentes propiedades petrofísicas que contribuyen a una correcta descripción del yacimiento, para esto, es necesario realizar una buena interpretación de registros con información certera de los diferentes parámetros evaluados en una formación.

En los cinco pozos Horizontales perforados en el Campo Yarigui-Cantagallo en el año 2015, fue implementada la herramienta de registros durante la perforación (LWD), la cual presenta diferentes efectos atribuidos a los distintos escenarios que pueden presentarse en un yacimiento. Los efectos de cruce de capa y capa adyacente, interfieren en la buena interpretación de la data aportada por la herramienta, y por lo tanto, a un buen cálculo de propiedades petrofísicas tales como saturación de agua, permeabilidad, porosidad y volumen de arcilla, entre otros.

En el análisis de la información obtenida durante la perforación de los cinco pozos horizontales, en los cuales se corrieron los registros de Resistividad y Rayos Gamma, es necesario realizar una corrección principalmente en el registro de resistividad, el cual está directamente afectado por las resistividades de las diferentes capas atravesadas por el pozo en la arena B3, generando incertidumbre en la obtención de una resistividad verdadera de la formación.

La corrección de los efectos antes nombrados, se realiza con la ayuda del software de posicionamiento e interpretación de pozos horizontales LOG XD, el cual, genera una curva sintética de resistividad que no presenta efectos y puede ser considerada como la resistividad verdadera de la formación, para posteriormente ser utilizada en el cálculo de las propiedades petrofísicas del yacimiento.

Un buen análisis y una completa integración de las propiedades del yacimiento, permiten evaluar de manera más precisa el comportamiento del reservorio en cuanto a saturaciones de hidrocarburos y posibles mejoramientos en la producción del campo, brindando así una base más sólida que contribuya a la toma de decisiones por parte del departamento de yacimientos.

El presente trabajo de grado, muestra de manera detallada el procedimiento desde la corrección de la información de los registros durante la perforación (LWD) en los pozos horizontales del campo Yarigui-Cantagallo, hasta el cálculo de las propiedades de saturación de agua, permeabilidad, porosidad y volumen de arcilla para el reservorio que permitan comprobar la continuidad de la Arena B3 en la formación mugrosa.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Determinar la continuidad de la Arena B3 en la caracterización petrofísica de la Formación Mugrosa mediante registros durante la perforación (LWD) de pozos horizontales en el Campo Yarigui.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir las generalidades del Campo Yarigui.
2. Describir las características de la herramienta de registros LWD.
3. Corregir los efectos presentes en las mediciones de resistividad en los registros durante la perforación (LWD) de los cinco (5) pozos horizontales del Bloque V del Campo Yarigui mediante el uso de un Software.
4. Obtener los registros sintéticos de porosidad para los pozos horizontales perforados en el Bloque V de la Formación Mugrosa a partir de la información de registros eléctricos disponibles en pozos verticales.
5. Calcular las propiedades petrofísicas de arcillosidad, porosidad, permeabilidad y saturación de agua utilizando la información obtenida de los registros sintéticos y la información aportada por la herramienta LWD en los cinco pozos horizontales estudiados.
6. Evaluar la viabilidad financiera en la caracterización de la continuidad de la Arena B3 en la Formación productora mediante la integración de registros durante la perforación (LWD) de resistividad en los pozos horizontales analizados mediante el indicador Beneficio-Costo (B/C).

1. GENERALIDADES DEL CAMPO YARIGUÍ

En el presente capítulo se presentan las generalidades del Campo Yariguí como su historia, ubicación geográfica, marco geológico, estratigrafía de la zona de interés e historia de la producción del Campo, dando por tanto cumplimiento al objetivo número uno del proyecto.

1.1 HISTORIA DEL CAMPO YARIGUÍ

El Campo Yariguí hace parte de las antiguas concesiones Cantagallo y San Pablo, otorgadas en el año de 1939 a la Compañía de Petróleos del Valle del Magdalena, subsidiaria de la Compañía Socony Vacuum, que presentó una propuesta para la exploración y explotación de hidrocarburos en el área de Cantagallo al Ministerio de Minas y Petróleos, y más tarde, en el año de 1953 a Shell Cóndor. Durante la etapa exploratoria en 1941 la compañía de Petróleos del Valle del Magdalena Medio inicia la perforación del pozo Cimitarra-1 llamado posteriormente Cantagallo-1.

El desarrollo principal del campo en producción primaria se presentó en el año 1962 donde alcanzó una producción de 20.300 barriles de petróleo por día.

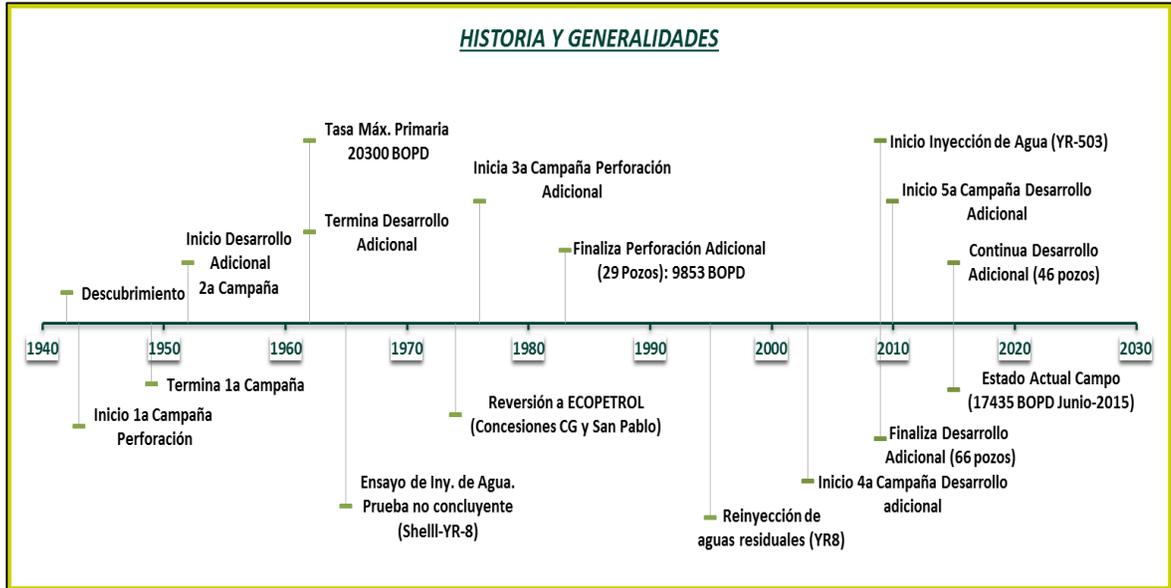
En el año 1965 se realizó el primer ensayo de inyección de agua, el cual no presentó pruebas concluyentes. Para el año 1974 las Concesiones Cantagallo y San Pablo pasan a la administración de ECOPETROL S.A. mediante la creación de la compañía Explotaciones Cóndor S.A., compañía fruto de una negociación entre Ecopetrol y Shell. En 1995 ECOPETROL S.A. inicia el proyecto de reinyección de aguas producidas mediante el pozo YR-8, con el cual se buscaba eliminar los vertimientos de esta agua al Río Magdalena y de esta manera dar cumplimiento a las políticas gubernamentales y de la empresa sobre la conservación ambiental. En agosto 9 de 2007 se aprobó formalmente la unificación de los Campos Yariguí y Cantagallo, mediante la resolución 12-4175 del Ministerio de Minas y Energía. Durante el año 2007 se realizó la perforación de 11 pozos productores y dos pozos inyectoros (YR-503 y YR-504).

Más adelante, en el 2008 se inició con el proceso de inyección de agua en el sector norte y centro del Bloque 5. ¹ La **Figura 1** muestra la línea de tiempo para el Campo Yariguí.

El Contrato es de Operación directa de ECOPETROL S.A. denominado Valle Magdalena Medio #2218. Ecopetrol cuenta con el 100% de participación en Opex, Capex, producción y cuenta con unas regalías de 20% y 8% sobre la curva negociada.

¹ Ecopetrol S.A., Geología Campo Yariguí-Cantagallo. Bogotá D.C.: 2015.

Figura 1. Línea de tiempo Campo Yariguí.



Fuente: Departamento de Yacimientos, ECOPETROL S.A., 2016.

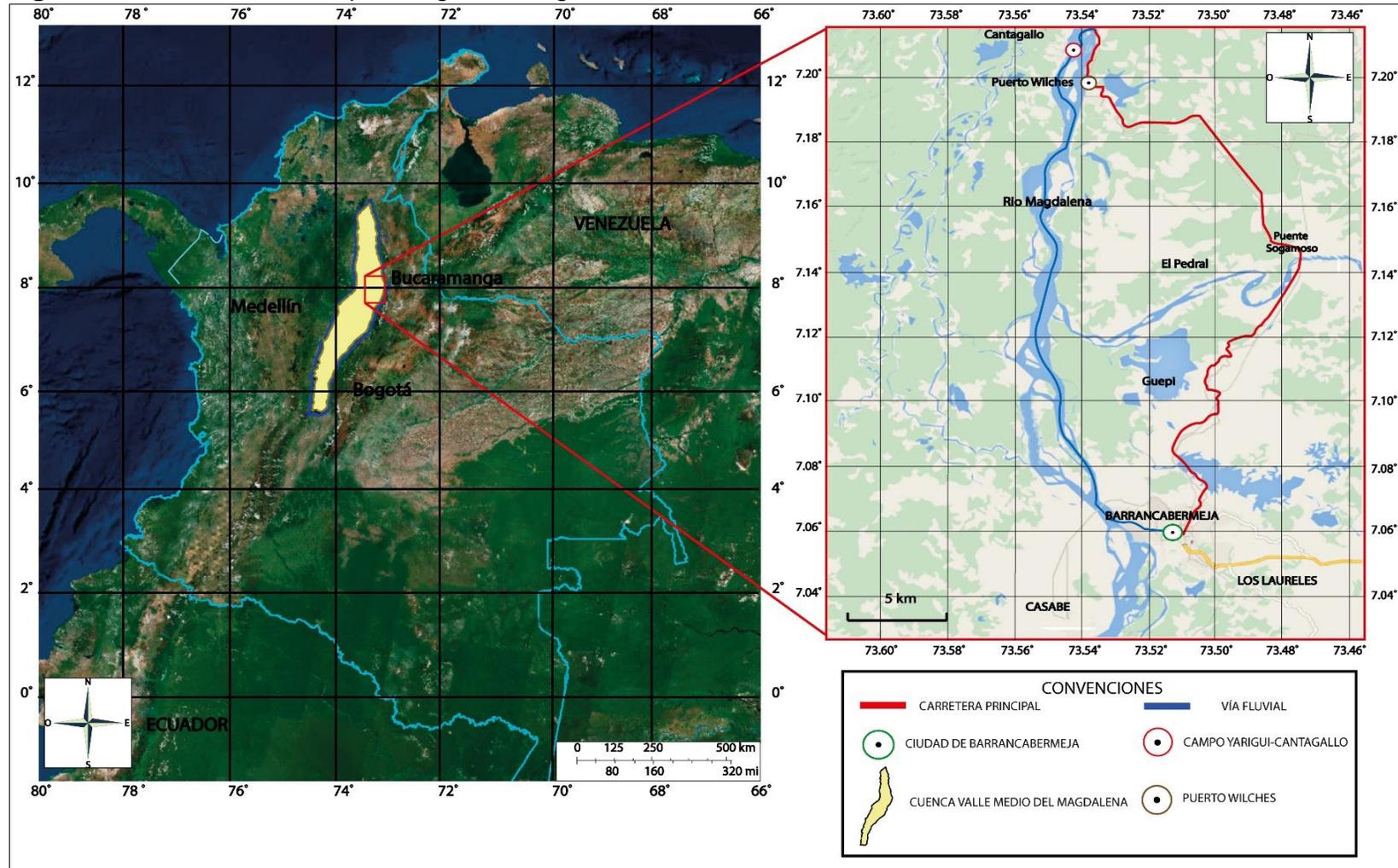
1.2 DEFINICIÓN DEL ÁREA Y LOCALIZACIÓN DEL CAMPO

El Campo Yariguí-Cantagallo se encuentra localizado hacia la parte central del flanco Occidental de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena en los límites de los departamentos de Santander y Bolívar; a la altura de los Municipios de Puerto Wilches (Santander) y Cantagallo (Bolívar), con una extensión aproximada de 14 Km², 7 Km de largo por 2 Km de ancho, como se muestra en la **Figura 2**.

Está limitado al norte por la Falla de Bucaramanga y al sur por la Falla de Cambao y cubre un área de 28300 Km². Las formaciones productoras son las Arenas Cantagallo y Arenas C de la Formación La Paz y las Arenas B de la Formación Mugrosa.² Estas unidades operacionales han sido nombradas y definidas por Ecopetrol S.A.

² Ecopetrol S.A., Geología Campo Yariguí-Cantagallo. Bogotá D.C.: 2015.

Figura 2. Localización Campo Yariguí-Cantagallo.



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), GeoVisor ANH v2.0, Mapa de Tierras 2015, Modificado por los autores.

Las rutas de movilización para acceder a los diferentes campos se describen en la **Tabla 1** a continuación.

Tabla 1. Rutas de Movilización Campo Yariguí-Cantagallo.

| CAMPO | RUTA | MEDIO DE MOVILIZACIÓN | TIPO Y ESTADO |
|--------------------|---------------------------------------|---|--|
| Cantagallo-Yariguí | Bogotá-Barrancabermeja-Puerto Wilches | Vía terrestre, aunque Bogotá Barranca también se cubre por vía aérea. | Vía nacional pavimentada en un 75%, buenas condiciones de conservación, 25% restante vía destapada en proyecto de pavimentación. |
| | Barrancabermeja – Puerto Wilches | Vía fluvial – Río Magdalena. | Río navegable durante todo el año aunque con algunas dificultades en la época seca. |
| | Barrancabermeja - Cantagallo | | |

Fuente: Departamento de Yacimientos, ECOPEL S.A., 2016.

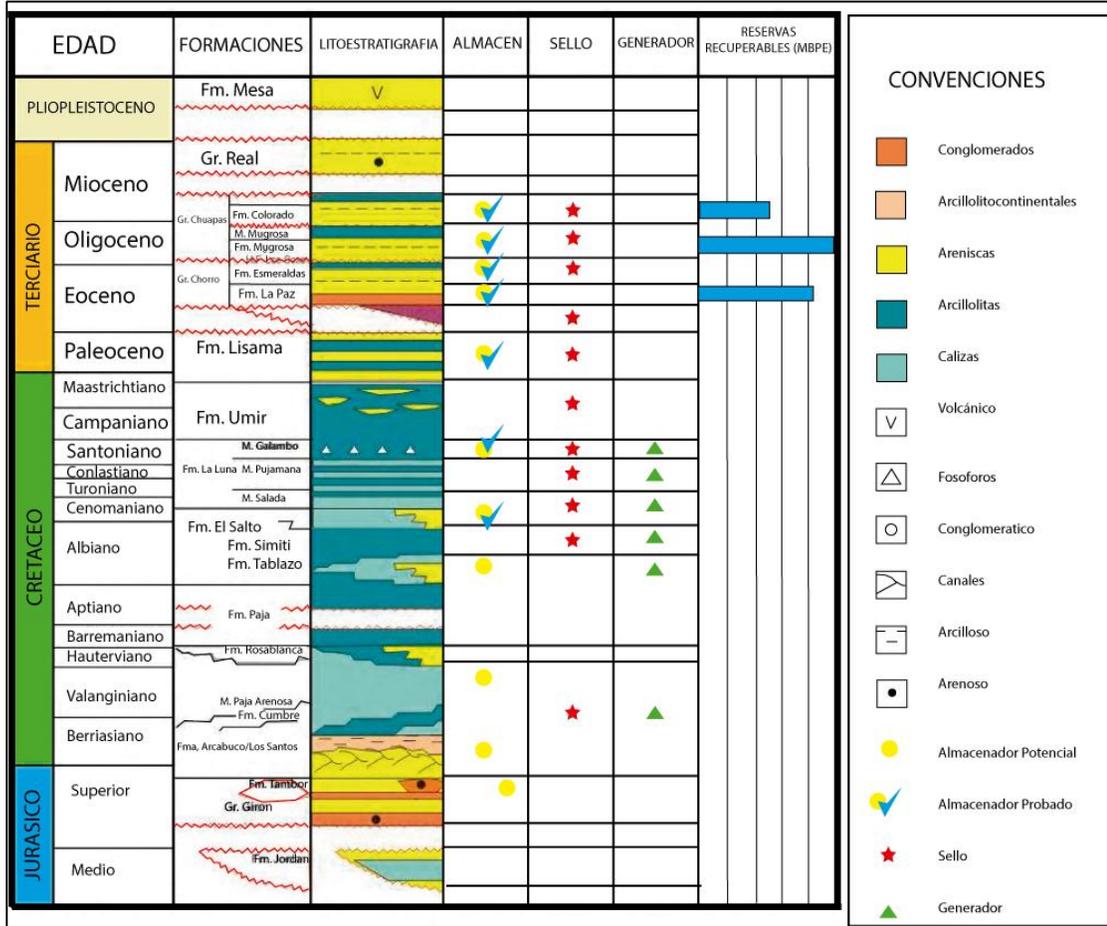
1.3 MARCO GEOLÓGICO

En el marco geológico se presenta la columna estratigráfica generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, estratigrafía, geología estructural y geología del petróleo del Campo Yariguí-Cantagallo.

1.3.1 Columna Estratigráfica. La secuencia estratigráfica generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, está constituida por rocas de basamento cristalino Pre-Cretáceo, rocas clásticas-calcáreas marinas del Cretácico y rocas sedimentarias clásticas del Terciario depositadas en un ambiente continental. La secuencia estratigráfica perforada por los pozos del Campo Yariguí-Cantagallo, está constituida principalmente por rocas sedimentarias clásticas del Terciario, como se muestra en la **Figura 3**.³

³ Ecopetrol S.A., Geología Campo Yariguí-Cantagallo. Bogotá D.C.: 2015.

Figura 3. Columna estratigráfica generalizada de la cuenca del Valle Medio del Magdalena.



Fuente: Informe ejecutivo: Evaluación del potencial hidrocarbúfero de las Cuenas Colombianas. Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH. 2009.

1.3.2 Estratigrafía. A continuación, se hace una breve descripción de base a tope de las formaciones de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

1.3.2.1 Secuencia Pre – Cretácica. La Secuencia Pre-Cretácea está constituida por rocas ígneas de Basamento y rocas sedimentarias de la Formación Girón, que en conjunto poseen una edad Triásico - Jurásico. En las rocas de Basamento se han reportado fracturas, especialmente en los pozos ubicados en las proximidades a la Falla de Cantagallo con manifestaciones de aceite. La Formación Girón está representada por una secuencia molásica de capas rojas con cuarzo arenitas de grano medio, conglomerados con guijos de cuarzo lechoso y ocasionalmente chert negro que gradan a cuarzo arenitas conglomeráticas con estratificación cruzada y capas lenticulares.

1.3.2.2 Secuencia Cretácica. La sedimentación cretácea en la cuenca se dio en ambientes marinos, con su inicio y finalización en ambientes transicionales. Esta secuencia está limitada a la base por la discordancia del Jurásico y al tope por la discordancia del Eoceno medio y está constituida por las Formaciones del Cretáceo Inferior: Tambor, Los Santos, Cumbre, Rosablanca, Paja, Tablazo, Simití y Cretáceo Superior: La Luna y Umir. En el Campo solo se ha perforado de esta secuencia las Formaciones La Luna y Umir.

- **Formación Los Santos:** De edad Berriasiano, se reconoce por estar conformada por tres miembros; el miembro inferior principalmente conglomerático, conformado hacia la base por capas conglomeráticas de guijas y guijarros flotantes, alternadas con capas de arenisca conglomeráticas de guijas y arenisca de grano medio a grueso; hacia el techo capas de arenisca de grano medio a fino y capas de areniscas lodosas. El miembro medio es predominantemente lodoso, el cual está conformado por intercalaciones de arcillolitas, limolitas, limolitas arenosas y arenisca lodos de grano muy fino a fino y algunas capas de arenisca de grano fino a medio. El miembro superior es esencialmente arenoso, conformado por alternancias de arenisca de grano muy fino y medio. Esta formación tiene contacto paraconforme con la formación infrayacente Girón y tiene contacto suprayacente con la Formación Rosablanca.
- **Formación Cumbre:** De edad Valanginiano, está compuesta por una sucesión de areniscas cuarzosas de color gris claro con intercalaciones de arcillolitas y arcillas piritosas que se hacen más frecuentes cerca del límite con la Formación Rosablanca (techo de la unidad). La Formación Cumbre fue depositada en un ambiente marino transicional que marca el inicio de la transgresión marina en el Cretácico inferior.
- **Formación Rosablanca:** De edad Hauterviano – Barremiano, se depositó en condiciones que **variaron** de transicional a nerítico interno. En la sección estratigráfica el nivel basal de esta formación muestra correlación y conservación de los espesores, presentando similitud en la respuesta de la curva de rayos gamma. Esta se caracteriza por presentar niveles de caliza oolítica negras duras y densas, hacia el tope se evidencia degradación en la calidad de las calizas al tope del miembro, las calizas son oolíticas con coloraciones marrones a gris y trazas de minerales pesados (pirita). El espesor varía entre 492 pies a 1.394 pies. El ambiente de depositación es de carácter marino somero. La Formación se encuentra en contacto concordante con la Formación Paja que la suprayace y concordante con la Formación Tambor que la infrayace.
- **Formación Paja:** De edad Barremiano - Aptiano. Se depositó a finales del Barremiano tardío hasta el Aptiano temprano. Se caracteriza por poseer

lutitas marrones oscuras a negras, de ligeramente calcáreas a calcáreas, bastante duras con trazas de calizas y en algunos casos se presentan micas y piritas como minerales accesorios, es rica en materia orgánica. Su ambiente de depositación fue un ambiente marino de aguas profundas. El espesor de esta formación varía entre un mínimo de 410 pies y un máximo de 2.050 pies. La unidad se encuentra por encima de la Formación Rosa Blanca, y por debajo de la Formación Tablazo, el contacto con la primera es neto, con la segunda existe un tránsito algo gradual.

- **Formación Tablazo:** De edad Aptiano superior – Albiano Inferior. Constituida por capas de calizas compactas de color gris azulado a gris, intercalación de capas de calizas de color gris con lodolita gris oscuro calcáreo, capas potentes de calizas de color gris, capas de arenisca de grano fino ligeramente calcárea, capa lodolita negra siliciclástica y capa de calizas de color gris claro. El espesor de esta formación varía entre 490 y 1.060 pies, el contacto con la Formación Paja sobre la que se apoya es concordante y gradual. El límite superior lo constituye la Formación Simití. El ambiente de depositación es nerítico poco profundo.
- **Formación Simití:** Se depositó durante el periodo Albiano y se caracteriza por lutitas marrones a grises, que varían de no calcáreas a moderadamente calcáreas, duras, compactas, laminadas con venas de calcita. Se depositó en paleobatimetrías que variaron de nerítico externo a batial, lo cual probablemente pudo afectar la generación de carbonatos y la disminución en la actividad biológica por las condiciones de anoxia presentes durante la sedimentación. Su espesor varía entre 820 y 2.130 pies; en la sección tipo la potencia es de 130 pies. La Formación se encuentra en contacto concordante con la Formación La Luna que la suprayace y concordante con la Formación Tablazo que la infrayace. El ambiente de depositación es nerítica de aguas intermedias a profundas.
- **Formación La Luna:** De edad Turoniano a Santoniano. Es el intervalo generador más importante de la cuenca y está compuesta por arcillas negras, calizas y algunas capas de chert. Su contacto infrayacente con la Formación Simití es gradacional y está constituida por tres miembros denominados de base a techo: Salada, Pujamana y Galembo. “Miembro Salada” (edad Turoniano Temprano-Medio) se ubica al inferior de la formación y se compone de lutitas negras calcáreas, las cuales están estratificadas con calizas. “Miembro Pujamana” (edad Turoniano Tardío) en la zona media y se compone de lutitas negras, duras, compactas y masivas. En la parte superior se encuentra “Miembro Galembo” (edad Coniaciano-Santoniano), la cual se compone de lutitas de tipo calcáreo intercaladas con delgadas capas de calizas. La Formación se encuentra en contacto concordante con la Formación Simití que la infrayace y discordante con la Formación Umir que la

suprayace. Su espesor varía entre 260 y 2.300 pies. El ambiente de depositación es marino poco profundo.

Esta formación fue perforada en el Campo Yariguí-Cantagallo y cuenta con los dos pozos de mayor espesor perforado (más 2000 pies MD “measured depth”-“profundidad medida”).

- **Formación Umir:** La edad de esta formación se ha determinado como Campaniano a Maestrichtiano. La Formación Umir consiste de arcilla gris oscuro a lodolita gris medio, con delgadas interestratificaciones de limolita, las cuales son más abundantes en la parte superior de la formación, donde alternan con delgadas capas de areniscas de grano fino y capas delgadas de carbón (seamlets). El ambiente de sedimentación ha sido interpretado como nerítico en su parte inferior hasta llanuras de marea y frentes deltáicos en su parte superior.

El espesor de esta formación varía de sur a norte de 2850 a 4400 pies, en la parte este de la cuenca alcanza un máximo espesor observado de 5250 pies. En el Campo Yariguí-Cantagallo se caracteriza por presentar espesores fuertemente cambiantes, atribuibles a un gran periodo de erosión en la parte inferior del Eoceno.

1.3.2.3 Secuencia Terciaria. Está compuesta por unidades siliciclásticas y comprende la Formación Lisama, los Grupos Chorro (Formaciones La Paz y Esmeraldas), Chuspas (Formaciones Mugrosa, Colorado) del Terciario Inferior y el Grupo Real (Terciario Superior). La mayor parte de la sedimentación terciaria en la cuenca corresponde al dominio continental, dominada por procesos fluviales, que dieron origen a una litología variable y a espesores fuertemente cambiantes. ⁴

- **Formación Lisama:** Las rocas del Paleoceno en el Valle Medio del Magdalena, están representadas por la denominada Formación Lisama, la cual se depositó en respuesta al cambio de condiciones marinas (Formación Umir), a deltáicas, generando una secuencia regresiva de lodolitas y areniscas de grano fino a medio. Los sedimentos clásticos fino granulares del Cretáceo tardío al Paleoceno representado en el Valle Medio del Magdalena por las Formaciones La Luna, Lisama y Umir, fueron acumulados durante un ciclo transgresivo-regresivo en una cuenca sometida a subsidencia térmica y levantada posteriormente por la creación de la Cordillera Occidental. El límite superior de la Formación Lisama está marcado por la discordancia angular del Eoceno medio. Las unidades que descansan sobre esta discordancia son variables a través de todo el Valle Medio del Magdalena. El ambiente de depositación es de carácter Continental fluvio-deltaico bajo condiciones transicionales. La formación se encuentra en contacto discordante con la

⁴ Ecopetrol S.A., Geología Campo Yariguí-Cantagallo. Bogotá D.C.: 2015.

Formación La Paz que la suprayace y es concordante con la Formación Umir que la infrayace. Su espesor es de 3.500 pies.

- **Formación la Paz:** De edad Eoceno medio, representa la base del Grupo Chorro y es la primera depositación enteramente continental en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Además, contiene los yacimientos petrolíferos más importantes en la parte Nor-Occidental y en el Piedemonte Oriental de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Litológicamente consta de cuarzoarenitas y sublitoarenitas masivas y conglomeráticas, de color gris claro, con estratificación cruzada y con intercalaciones dispersas de limolitas y arcillas que se encuentran en los dos tercios inferiores de la formación. El ambiente de depositación es Continental de canales fluviales. La base de la Formación La Paz, es decir el Miembro Toro, descansa discordante sobre la Formación Lisama. El límite superior con la Formación Esmeraldas es concordante y transicional. La Formación La Paz varía considerablemente de espesor de unas áreas a otras. En la sección tipo su espesor es de unos 3.280 pies.
- **Formación Esmeraldas:** De edad Eoceno superior, representa la unidad superior del Grupo Chorro. Litológicamente esta Formación consta de cuarzoarenitas y sublitoarenitas feldespáticas de grano fino a medio y limolitas dispuestas en capas muy delgadas o láminas, micáceas, de grano fino y de color gris, que alternan con arcillas grises oscuras que localmente pueden presentarse moteados de rojo púrpura y marrón. Algunos lentejones de carbón se pueden presentar dispersos. En el Campo Yariguí-Cantagallo no se ha considerado formalmente como unidad debido al casi nulo desarrollo que presenta. La Formación Esmeraldas descansa concordante sobre la Formación La Paz y el límite es transicional y el contacto superior entre el Horizonte Los Chorros y la Formación Mugrosa queda determinado por una discordancia. El ambiente de depositación es continental fluvial y en la parte superior meandriformes. El espesor de la formación es de unos 3.937 pies y se adelgaza en la Quebrada Putana.
- **Formación Mugrosa:** De edad Eoceno Superior-Oligoceno. La Formación Mugrosa corresponde a la base del Grupo Chuspas y contiene los yacimientos petrolíferos más importantes en la parte Central de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Está representada por una alternancia de cuarzoarenitas muy arcillosas, micáceas, feldespáticas, con estratificación cruzada, con zonas de bioperturbación. En general la parte inferior de la formación consta de arenitas de grano fino medio, raramente grueso o con cantos, que están intercalados con arcillas de color azul a gris. La parte media consta de arcillas masivas moteadas con algunas intercalaciones de arenitas de grano fino. En la parte superior algunas veces se encuentran arenitas ocasionalmente con cantos que se intercalan con arcillas moteadas.

El ambiente de depósito se ha definido como continental deltaico, en el cual las facies gruesas fueron depositadas en regímenes de flujo alto, como pueden ser canales o canales de crevasse, migrando transicionalmente a facies finas dependientes de un régimen de flujo bajo de depósitos de lagos y llanuras de inundación, finalizando con un evento de máxima acomodación y de gran extensión lateral, representando por el Horizonte Fosilífero de Mugrosa que se describe como un intervalo de arcilla rica en fósiles que contiene moluscos de agua dulce, reptiles, restos de peces y de mamíferos, en el que también se ha reportado la presencia de glauconita, lo que indica una posible influencia marina. Se le ha asignado una edad de Oligoceno inferior a Medio. En el sector oeste de la cuenca, esta formación está compuesta principalmente por arenitas de grano grueso depositadas en sistemas de abanicos aluviales. En el área del Campo Provincia esta formación está compuesta por arenitas de grano fino interestratificadas con arcillas varicoloreadas, depositadas en ambientes fluviales meandriformes.⁵

En el Campo Yariguí – Cantagallo se encuentra discordantemente (Ausencia de la Formación Esmeraldas) sobre las Arenas C de la Formación La Paz y contiene el tercer yacimiento en importancia del Campo (Arenas B3), compuesto principalmente por arenitas de grano grueso, depositadas en sistemas de canales fluviales. Con la curva del registro de potencial espontáneo (SP) y las curvas de resistividad en los registros eléctricos se ha subdividido en tres Miembros, operacionalmente denominados Miembro Basal (Arenas B2 – B3), Miembro Intermedio (Arenas B1-B0) y el Miembro conocido como Horizonte Fosilífero de Mugrosa (parte superior de Mugrosa e inferior de Colorado). Presentan un espesor variable que alcanza los 1900 pies.

- **Formación Colorado:** De edad Oligoceno superior, la Formación Colorado corresponde a la parte superior del Grupo Chuspas y contiene yacimientos petrolíferos importantes en la parte Central de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Se compone principalmente de lodolitas de color gris claro, púrpura y moteado de rojo, interestratificados con arenitas de grano fino bien sorteadas depositadas en sistemas fluviales. Al tope de esta formación se presenta una lodolita gris oscuro y negro, carbonaceo, fosilífero, con arenitas de grano medio denominado el “Horizonte Fosilífero La Cira Shale”. La Formación Colorado descansa concordante sobre la Formación Mugrosa y su límite inferior viene determinado por la parte superior del Horizonte fosilífero Mugrosa. Esta formación se depositó en un ambiente fluvial de ríos meandriformes. Su espesor varía entre 330 y 4.920 pies.
- **Formación Real:** De edad Mioceno medio – Mioceno Superior. La Formación Real presenta un ambiente de sedimentación continental de tipo fluvial de

⁵ Ecopetrol S.A., Geología Campo Yariguí-Cantagallo. Bogotá D.C.: 2015.

corrientes entrelazadas y abanicos aluviales, que depositaron los sedimentos de tipo molasa de antepaís del Valle Medio del Magdalena. Su contacto con la infrayacente Formación Colorado es discordante y está compuesta principalmente por conglomerados, areniscas conglomeráticas y arcillolitas grises. Su edad se ha determinado como Mioceno Inferior a Mioceno Superior con base en un horizonte fosilífero de gasterópodos y otras conchas en el Campo Velásquez. Se ha subdividido en Formación Real Inferior, Medio y Superior las cuales se encuentran separadas por inconformidades.

1.3.3 Geología Estructural. El Campo Yariguí-Cantagallo se encuentra ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena que actualmente corresponde a una cuenca intramontana limitada al Occidente por la Cordillera Central y al Oriente por la Cordillera Oriental pero inicialmente era una cuenca de antepaís (foreland basin) en conjunto con la Cuenca de Los Llanos de la cual se separó con el levantamiento de la Cordillera Oriental en el Oligoceno.

La estructura al tope del Miembro Arenas Cantagallo de la Formación La Paz consiste de un monoclinal fallado de una longitud aproximada de 7 Kilómetros de largo por 2 Kilómetros de ancho buzando hacia el SE. El monoclinal presenta un buzamiento general E-SE, con mayor ángulo en el área cercana a la Falla de Cantagallo en donde alcanza los 50°, suavizándose el relieve hacia el Este hasta alcanzar buzamientos de 9°. (**Figura 4**)

En el área, la Falla de Cantagallo es el trazo más norte de la Falla de Cimitarra, la cual ha sido reconocida hasta su intersección con la Falla de La Palestina como una falla de alto ángulo con desplazamiento de rumbo dextro-lateral y una componente vertical que coloca en contacto rocas sedimentarias y volcánicas de edad Jurásico, en el bloque occidental levantado, contra rocas sedimentarias del Oligoceno en el bloque oriental hundido, y una franja de más de cien metros de zona de falla.

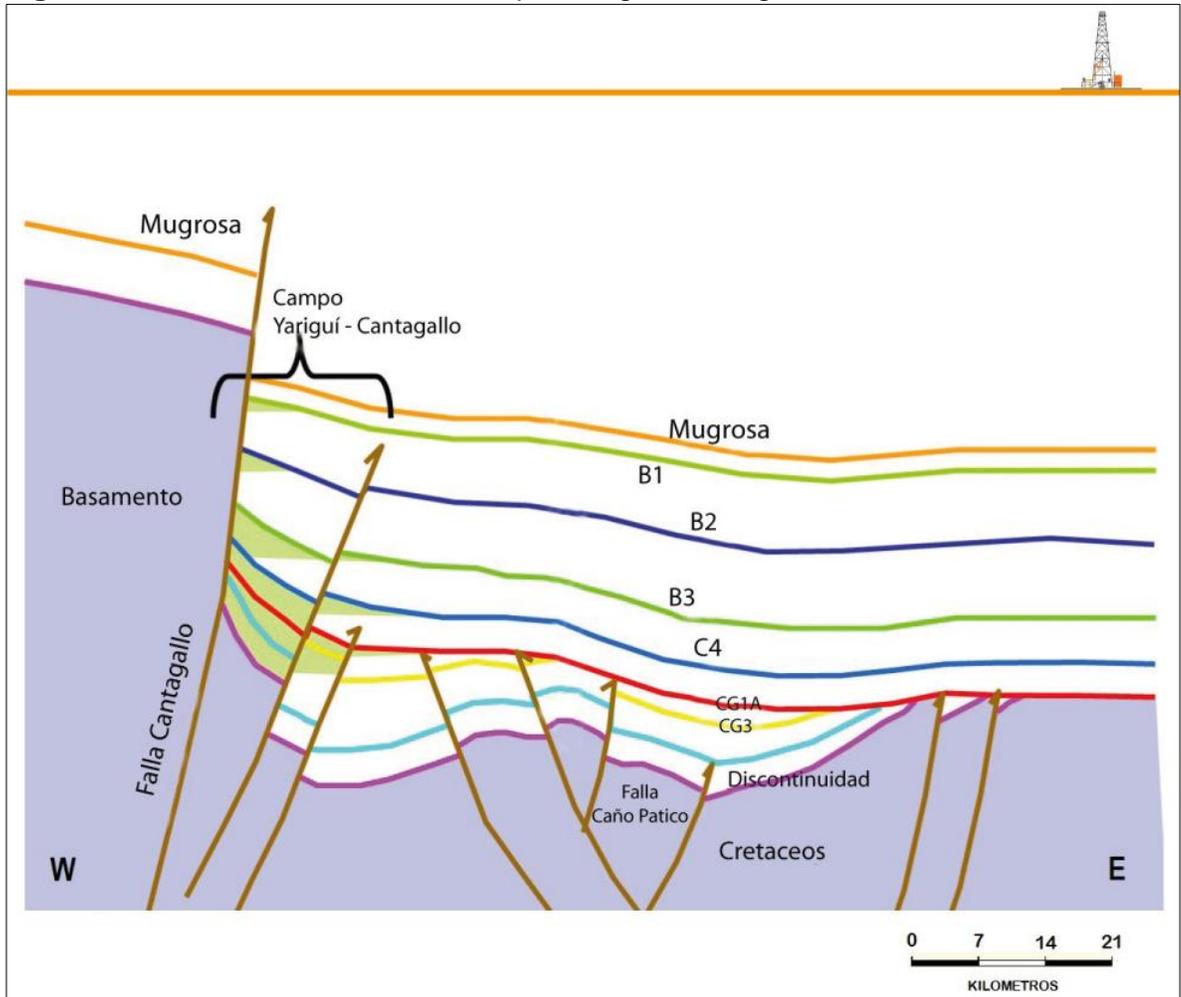
La Falla de Cantagallo como control estructural del Campo, tiene un rumbo aproximado de N33°E y se ha considerado de tipo normal con un buzamiento casi vertical y presenta desplazamientos de hasta 7000 pies, que en parte son debidos a un movimiento de rumbo que ha sido propuesto con base en los fallamientos asociados a esta estructura, y a la ausencia de sedimentos Cretáceos y parte de Terciarios al oeste de esta falla. A esta falla se le asigna un lapso de tiempo comprendido entre el Jurásico y el Cretáceo, con reactivaciones en su desplazamiento vertical en el Terciario y especialmente con mayor actividad en el Eoceno Superior. Esta falla ha servido de barrera a la migración y acumulación de hidrocarburos y junto con la discordancia del Eoceno es la causante principal de su entrapamiento.

El sistema de Fallas de Caño Patico se encuentra en la parte más meridional del Campo y a su vez le sirve de límite sur. En términos generales lleva una dirección SW – E - NE. Es de tipo normal con desplazamientos de 200 pies en la vertical.

Este sistema se desprende de la Falla de Cantagallo y se le asigna una edad Mioceno medio - superior, puesto que alcanza a afectar los sedimentos de la Formación Mugrosa del Oligoceno.

Existen otras fallas transversales principalmente de tipo normal que corta el monoclinas en cinco bloques y de acuerdo con su comportamiento, el mecanismo de producción de los yacimientos varía en cada uno de ellos.⁶

Figura 4. Corte estructural del Campo Yarigui-Cantagallo.



Fuente: Departamento de Yacimientos, ECOPEPETROL S.A., 2016.

1.3.4 Geología del petróleo. En la geología del petróleo se presenta la Roca Generadora, Roca Reservorio, Roca Sello, Roca Sobrecarga, Trampa y Sincronismo.

⁶ Ecopetrol S.A., Geología Campo Yarigui-Cantagallo. Bogotá D.C.: 2015.

1.3.4.1 Roca Generadora. La Formación La Luna se considera la principal roca generadora, presenta valores promedio de TOC actual entre 2% y 6% y kerógeno tipo II. En la parte norte de la cuenca se han alcanzado valores medios a maduros para la generación de hidrocarburos líquidos y en la parte sur se registran valores correspondientes a la ventana de gas. Adicionalmente las calizas y lodolitas de las Formaciones Rosablanca, Paja y Tablazo se pueden considerar también rocas fuente de hidrocarburos aunque con potencial limitado.

1.3.4.2 Roca Reservorio. En el Cretáceo cuatro formaciones pueden considerarse como rocas almacenadoras potenciales: Los Santos, Rosablanca, Tablazo y La Luna (en calizas fracturadas). En el Cenozoico, las rocas almacén están conformadas por los niveles de arenitas presentes en las Formaciones La Paz hasta la Formación Mugrosa-Colorada.

1.3.4.3 Roca Sello. Son roca sello los niveles arcillosos intra-formaciones de las unidades Terciarias y las unidades arcillosas del Cretáceo, siendo estas últimas las más efectivas dado a su espesor y extensión regional. Fallas inversas y normales actúan como sello lateral cuando ponen en contacto rocas almacén con rocas sello. Dentro de la secuencia Cretácea, las lodolitas de las Formaciones Paja y Simití pueden construir el sello de los intervalos de calizas fracturados.

1.3.4.4 Roca Sobrecarga. Toda la secuencia sedimentaria depositada posteriormente a la Formación La Luna. La carta de eventos presentada en la **Figura 5** permite definir los siguientes sistemas petrolíferos de la cuenca.

1.3.4.5 Trampa. Estructuras anticlinales asociadas a fallas inversas y normales reactivadas por la tectónica andina. Pliegues extensos que involucran grandes espesores de roca, asociados a fallas. Las variaciones laterales de facies o la presencia de fallas en la secuencia Cenozoica, se pueden asociar con barreras de permeabilidad.⁷

1.3.4.6 Sincronismo. La carta de eventos de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena presentada en la **Figura 5** ilustra los tiempos de los eventos en los cuales ocurrió la depositación de las rocas fuente (Cretácico), reservorio (Cretácico y Cenozoico) y sello (Cretácico y Paleógeno).

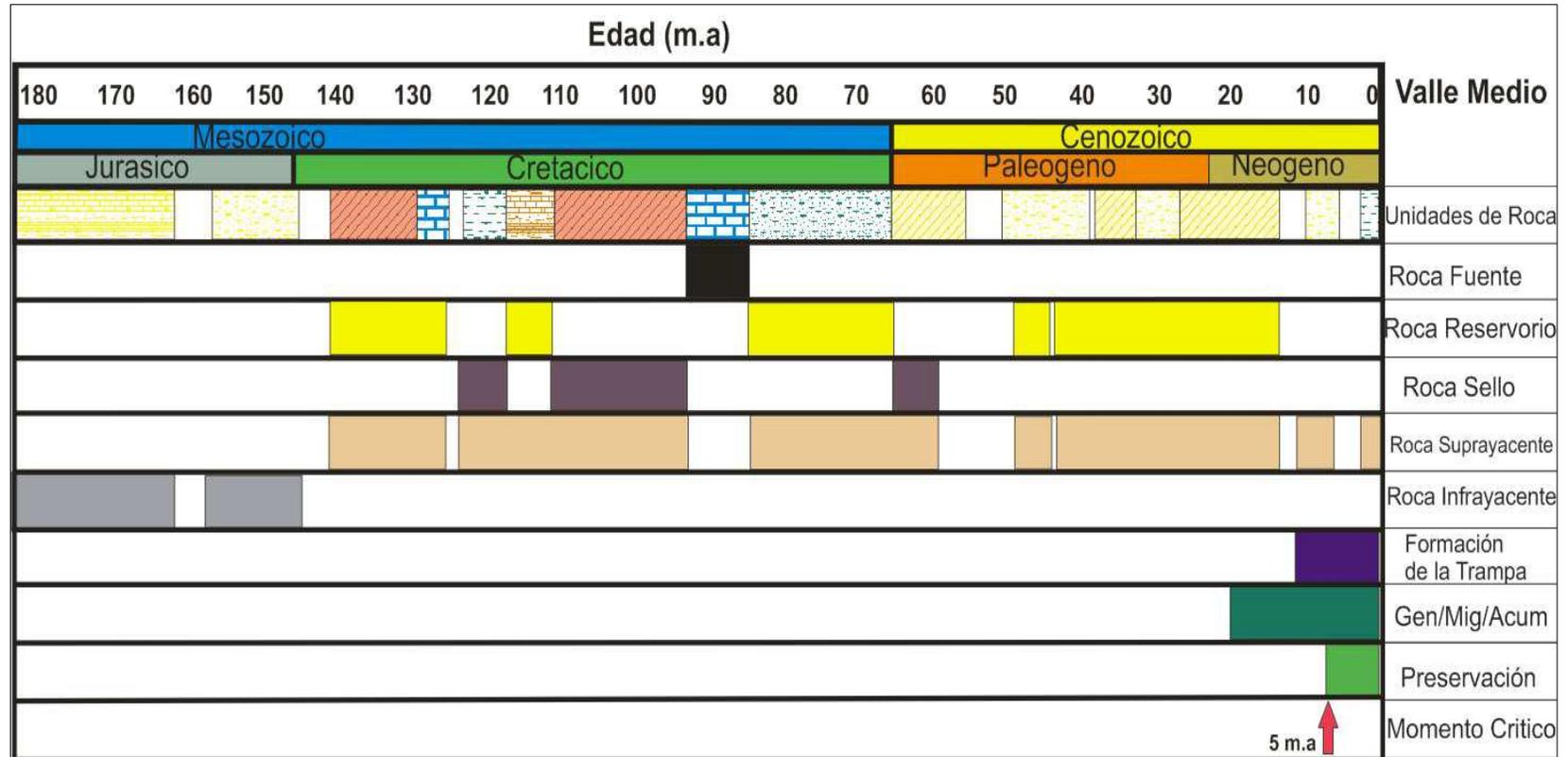
Se indica el tiempo de la conformación de la trampa que se da en el Neógeno y obedece a una litología de areniscas. El intervalo en el cual ocurrió el proceso de generación, migración y acumulación corresponde a una litología de areniscas depositadas en el Neógeno hace veinte millones de años. También se muestra el intervalo de preservación y el momento crítico, el cual se trata del tiempo de generación, migración y acumulación de la mayoría de los hidrocarburos en un

⁷ GARCÍA, Mario, et al. Informe Ejecutivo: Evaluación Del Potencial Hidrocarburífero De Las Cuencas Colombianas. Abril, 2009. Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

sistema petrolero y en la Cuenca del Valle Medio se evidencia hace cinco millones de años.

Las Rocas Infrayacentes por debajo de la roca generadora corresponden a rocas depositadas en el Jurásico y en las Rocas Suprayacentes se tienen litologías por encima de la roca generadora entre el Cretácico y el Cenozóico.

Figura 5. Carta de eventos de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.



Fuente: Informe ejecutivo: evaluación del potencial hidrocarburífero de las Cuenas Colombianas. Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH. 2009.

1.4 HISTORIA DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO

En la historia de producción del Campo Yariguí-Cantagallo se presenta método de producción, tiempo de producción, número de pozos y gráficas de producción.

1.4.1 Método de producción. Los pozos del Campo Yariguí-Cantagallo inicialmente produjeron por flujo natural por un periodo de tiempo entre el año 1944 y 1964, debido principalmente a la baja relación gas-aceite original y en general al escaso empuje hidráulico, fue necesario producir el yacimiento por sistemas artificiales como fueron en su orden, gas lift, bombeo hidráulico y actualmente existen algunos pozos con sistema de bombeo electrosumergible.

1.4.2 Tiempo de producción. Entre 1940 y 1941 se efectuaron los primeros estudios geofísicos. Con base en la información obtenida, se perforó el pozo Cimitarra-1 (15 de noviembre de 1941), posteriormente se le cambio el nombre a Cantagallo-1; el cual presentó manifestaciones de gas y aceite hacia la base de la secuencia Terciaria.

Para el desarrollo del Campo entre 1943 y 1949 se perforaron un total de 10 pozos (Cantagallo-2 a Cantagallo-12). Luego siguió un receso hasta 1951, cuando la Concesión Cantagallo fue adquirida por la Compañía Shell Cóndor. La Compañía Shell Cóndor en el periodo julio de 1952 a diciembre de 1953 perforó 7 pozos nuevos (Cantagallo-13 al Cantagallo-19), de los cuales 6 resultaron productores y uno (Cantagallo-16) fue perforado en el lado levantado de la Falla Cantagallo.

En el año de 1953 fue otorgada la Concesión San Pablo a la compañía Shell Cóndor. En mayo de 1955 se perforó el pozo Cantagallo-20, de avanzada en el extremo Norte de la Concesión Cantagallo, quedando en el lado levantado de la Falla Cantagallo. En 1957 se perforaron los pozos Cantagallo-21 y Cantagallo-22 con el fin de reducir espaciamiento.

A partir de 1953 la exploración y explotación de nuevos pozos se incrementó hacia el lado Este del Campo Cantagallo, en el área de la Concesión San Pablo. Las perforaciones, direccionales en su mayoría, se llevaron a cabo desde la margen derecha aguas abajo del Río Magdalena o desde algunas islas ubicadas entre los municipios de Cantagallo y Puerto Wilches, dando como resultado el desarrollo del entonces llamado Campo Yariguí, que se consideró la continuación del Campo Cantagallo.

En el periodo de 1953 a 1962 se perforaron 40 pozos en el Campo Yariguí (Yariguí-1 al Yariguí-40). De estos, cuatro pozos (Yariguí-14, 15, 33 y 34) se perforaron en el área de la Concesión Cantagallo y fueron los primeros pozos con nombre Yariguí dentro de la Concesión Cantagallo. Los 36 pozos restantes, se perforaron en el área de la Concesión San Pablo. En junio de 1971 y después de un receso de 9 años en la perforación, se perforó el pozo YR-41, en el área de la Concesión San Pablo. Entre 1974 y 1975, las Concesiones Cantagallo y San

Pablo pasaron a la administración de ECOPETROL mediante la creación de la Compañía Explotaciones Cóndor S.A.

En el periodo de 1976 a 1983, bajo la administración de ECOPETROL se perforaron 28 pozos en el entonces conocido Campo Yariguí (Yariguí-42 a Yariguí-69) y uno en el Campo Cantagallo (Cantagallo-23), con el fin de disminuir el espaciamiento y reemplazar pozos antiguos o con daños mecánicos irreparables. De esta campaña de perforación ocho pozos Yariguí (Yariguí-44, 45, 51, 57, 58, 59, 60 y 66) quedaron ubicados en el área de la antigua Concesión Cantagallo y los 20 restantes en el área de la Concesión San Pablo. Durante el año 2008 se llevó a cabo la perforación de 6 pozos productores y 4 inyectores, mientras que durante el año 2009 se realizó la perforación de 3 pozos productores y 4 inyectores más. En el año 2010 se perforaron 10 pozos productores y 4 pozos inyectores.

1.4.3 Número de pozos. En la actualidad, el Campo Yariguí-Cantagallo cuenta con 101 pozos productores de petróleo activos y 28 pozos inyectores activos, lo cual reporta un volumen de producción de 17435 barriles de petróleo por día (BOPD), 23287.110 barriles de agua por día, correspondientes a un corte de agua promedio del 57.2%, la producción de gas es de 5844.4 MSCF correspondiente a un GOR de 335.2 SCF/BL y un caudal de inyección de 45338.7 barriles de agua por día.⁸ El estado actual del Campo Yariguí-Cantagallo se relaciona en la **Tabla 2** a continuación.

⁸ Ecopetrol S.A., Geología Campo Yariguí-Cantagallo. Bogotá D.C.: 2015.

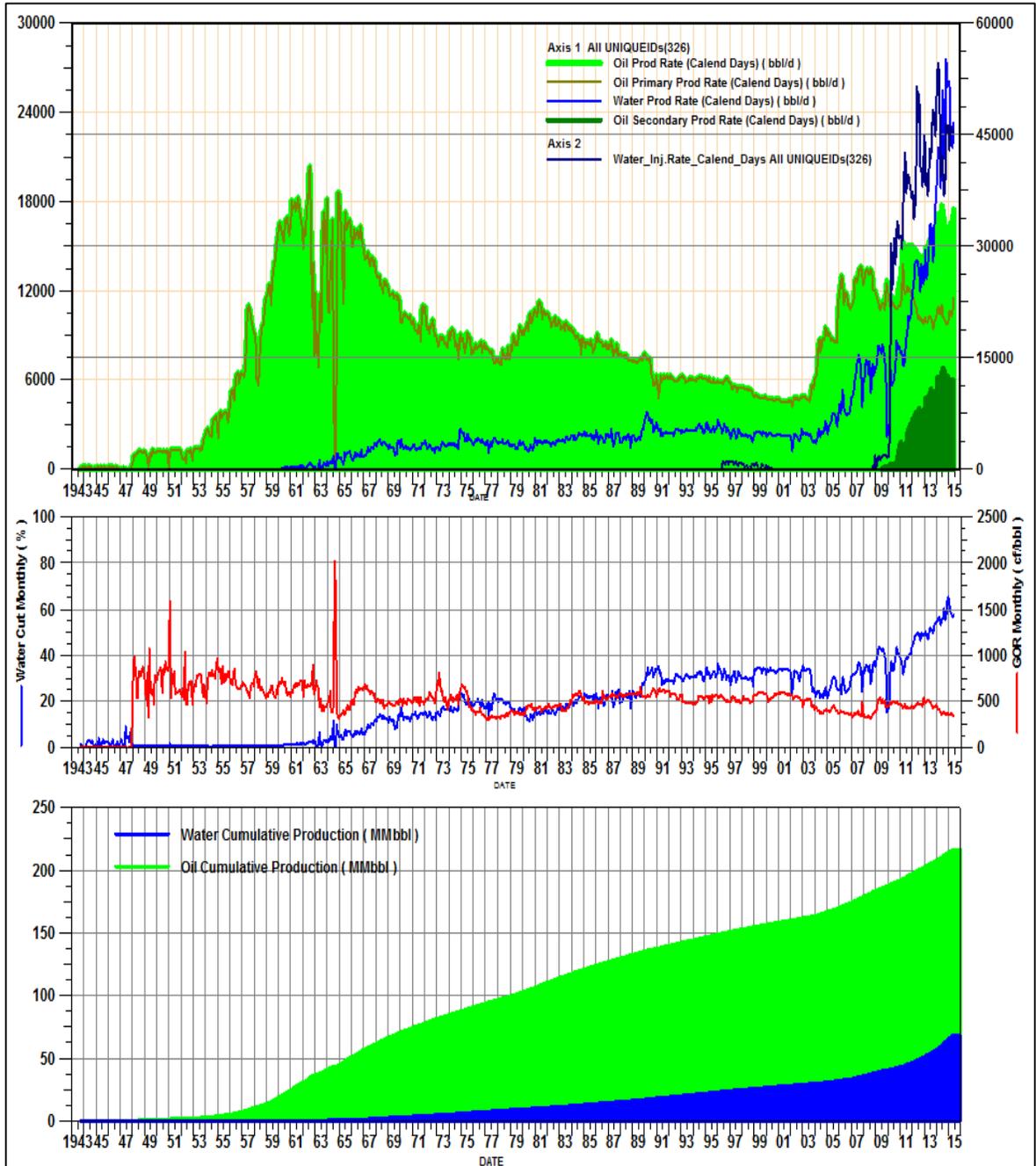
Tabla 2. Información general Campo Yariguí-Cantagallo.

| Campo Yariguí-Cantagallo (31/06/2015) | | | | |
|--|-----------------------------------|------------|-----------------------------------|-------|
| Producción | Qo (BOPD) | 17435 | Qw (BWPD) | 23287 |
| | Np (MBls) | 216313 | Wp (MBls) | 68583 |
| | Qg (KSCFPD) | 5844 | GOR (SCF/STB) | 335.2 |
| | Gp (GSCF) | 108 | BSW (%) | 57.2 |
| Recobro | Inyección de Agua | | Inyección de Gas | |
| | Año de inicio recobro sec. | 01/10/2008 | Año de inicio recobro sec. | NA |
| | Inyección actual (BWPD) | 45338.7 | Inyección actual (SCFPD) | NA |
| | Inyección acumulada (MBls) | 78081 | Inyección acumulada (GSCF) | NA |
| Pozos | Pozos Productores Activos | 101 | Pozos Cerrados | - |
| | Pozos Inyectores Activos | 28 | Pozos Abandonados | 54 |
| | Pozos Inactivos | 30 | Total Pozos | 213 |

Fuente: Departamento de Yacimientos, ECOPEPETROL S.A., 2016.

1.4.4 Gráfica de producción. La curva de producción histórica del Campo Yariguí-Cantagallo se muestra en la **Figura 6**. Para el desarrollo del campo entre 1943 y 1949 se perforaron los primeros 10 pozos, lo cual indica los inicios de producción para el campo. En el año 1962 el campo Yariguí alcanzó su máximo desarrollo con una producción de 2795 BOPD. A diciembre de 2004 la producción promedio del campo fue de 9500 BOPD, mostrando un aumento desde ese año hasta la cantidad de barriles producidos en la actualidad.

Figura 6. Gráfica de Producción acumulada, Campo Yariguí-Cantagallo.



Fuente: Departamento de Yacimientos, ECOPETROL S.A., 2016.

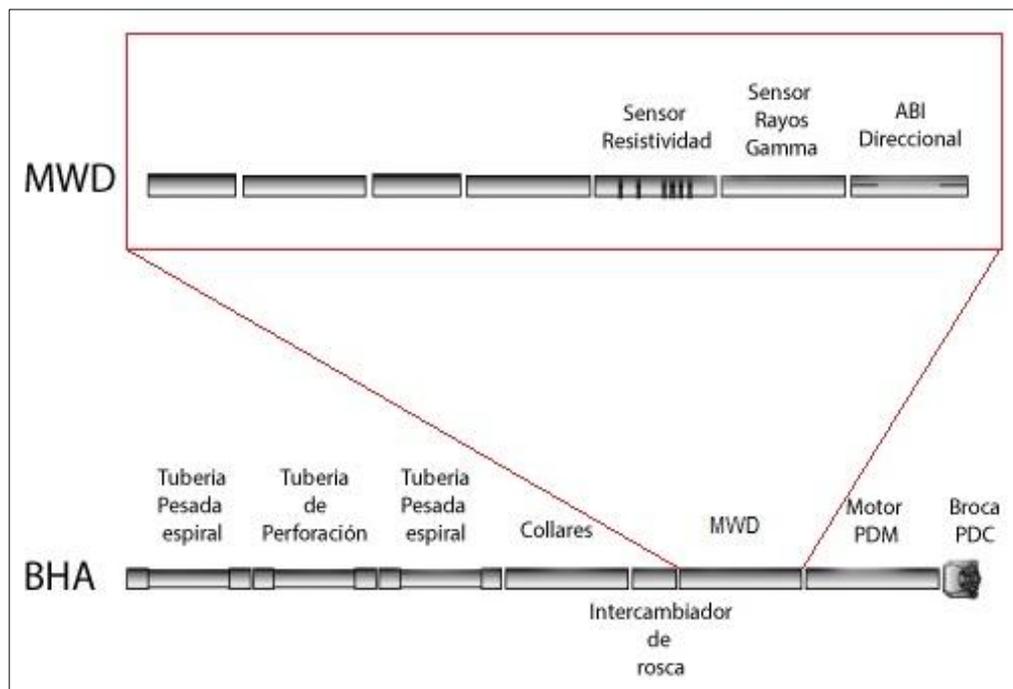
2. FUNDAMENTO TEÓRICO DE LAS HERRAMIENTAS LWD (LOGGING WHILE DRILLING)

En el presente capítulo se presentan las consideraciones de adquisición de las herramientas LWD versus Wireline, los fundamentos petrofísicos de las herramientas LWD, las mediciones realizadas en superficie y las mediciones realizadas por la herramienta LWD en fondo de pozo, dando por tanto cumplimiento al objetivo número dos del proyecto.

Registros durante la perforación o LWD (Logging While Drilling) son las mediciones de las propiedades de la formación durante la profundización en el pozo mediante el uso de herramientas de medición integradas en el BHA (Bottom Hole Assembly), las cuales poseen alta resistencia a golpes y vibraciones propios de ambientes de perforación de los pozos desviados y horizontales.

En la **Figura 7** se muestran los sensores de Rayos Gamma y los sensores de resistividad, los cuales se encuentran a una distancia promedio de la broca de 30 a 40 pies según la compañía operadora. De igual forma se muestra la posición del ABI Direccional (At Bit Inclination) o la inclinación en la broca y como se encuentra diseñado el BHA.

Figura 7. Ensamblaje de fondo de pozo o BHA (Bottom Hole assembly) y estructura MWD.



Fuente: BHA utilizado por las compañías prestadoras de servicios para la perforación direccional en el Campo Yarigüí, creado por los autores 05/06/2016.

En el campo Yariguí-Cantagallo los pozos horizontales PZ-1 y PZ-4 han sido perforados por la compañía N°2, y los pozos PZ-2, PZ-3 y PZ-5 por la compañía N°1. La compañía N°2 maneja 32 pies para el sensor de Rayos Gamma y 38 pies para el sensor de resistividad. La compañía N°1 maneja 36 pies para el sensor de Rayos Gamma y 44 pies para el sensor de resistividad.

Las herramientas para la adquisición de registros durante la perforación añaden una nueva dimensión a los actuales esfuerzos que hace la industria petrolera para la construcción de pozos más eficientes y efectivos en materia de costos. Las mejoras introducidas en las herramientas se traducen en menores riesgos y mayor exactitud en la ubicación de los pozos.⁹ En el presente capítulo se presentan principios de funcionamiento, características y configuración de la herramienta LWD.

2.1 CONSIDERACIONES DE ADQUISICIÓN DE LAS HERRAMIENTAS LWD VERSUS WIRELINE

En comparación con la adquisición de wireline (línea de alambre de medición), el LWD tiene la ventaja de medir las propiedades de la formación antes de que los fluidos de perforación invadan profundamente la zona, por lo que se requiera un tiempo mínimo adicional del taladro. Además, muchos pozos (especialmente pozos desviados) pueden ser una tarea difícil o incluso imposible de medir con una herramienta de wireline convencional. En estas situaciones, el LWD garantiza que las mediciones del subsuelo sean tomadas en el caso de que las operaciones de wireline no sean posibles.

Como las mediciones de LWD se realizan durante la perforación dinámica están sujetas a los efectos de los movimientos irregulares del BHA tales como shock (Choque) y stick-slip (Vibraciones por deslizamiento). Las condiciones cambiantes del lodo tales como la temperatura, densidad y variaciones de resistividad durante la perforación también pueden afectar los registros LWD. Generalmente, las condiciones de pozo son más estables durante la adquisición de datos en wireline. A diferencia de los registros wireline, donde un tamaño de herramienta estándar es corrida en un amplio rango de diámetros, las herramientas LWD deben tener el mismo diámetro que los otros collares del BHA, que varían desde el diámetro del pozo hasta la siguiente sección. Por consiguiente, las herramientas LWD vienen en un rango de tamaños. El diámetro en pulgadas del collar del LWD es especificado como parte del nombre de la herramienta.¹⁰

⁹ BARGACH, Saad, et al. LWD En Tiempo Real: Registros Para La Perforación. Schlumberger, 2001.

¹⁰ GRIFFITHS, Roger. Well Placement Fundamentals. 225 Schlumberger Drive ed. Sugar Land, Texas: Schlumberger, 2009. 327 p.

En la **Tabla 3** se muestran los tamaños de herramientas comunes y el rango de diámetro de la perforación normal en el que son operadas.

Tabla 3. Tamaño común de la herramienta LWD y sus correspondientes diámetros del Hueco.

| Diámetro nominal de la Herramienta, en [cm] | Rango de diámetros comunes del hueco, en [cm] |
|---|---|
| 3 ^{1/8} [7.9] | 3 ^{3/4} a 5 ^{7/8} [9.5 a 14.9] |
| 4 ^{3/4} [12.1] | 5 ^{3/4} a 6 ^{3/4} [14.6 a 17.1] |
| 6 ^{3/4} [17.1] | 8 ^{1/4} a 9 ^{7/8} [20.9 a 25.1] |
| 3 ^{1/4} [20.9] | 10 ^{1/2} a 12 ^{1/4} [26.7 a 31.1] |
| 9 [22.9] | 12 ^{1/4} a 17 ^{1/2} [31.1 a 44.4] |

Fuente: Griffiths, Roger. Well Placement Fundamentals; Schlumberger. 2009.

2.2 FUNDAMENTOS PETROFÍSICOS DE LAS HERRAMIENTAS LWD

El objetivo de los Registros convencionales, en wireline o durante la perforación, es evaluar el volumen, propiedades, y la productividad de cualquier hidrocarburo en la formación. Con la introducción de las mediciones LWD, la evaluación de la formación en tiempo real con el fin de posicionar correctamente el pozo en el reservorio se ha hecho posible. A continuación, se definirá un componente teórico fundamental para comprender el modelo petrofísico realizado para los pozos horizontales del campo en estudio.

2.2.1 Resistividad. El 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 saturadas con hidrocarburos R_o , y las saturadas con agua de formación R_w . La resistividad puede adoptar una amplia gama de valores, y, por tanto, por razones de conveniencia se presenta generalmente en una escala logarítmica comprendida, por ejemplo, entre 0,2 y 2000 ohm-m.¹¹

La resistividad en una formación va a depender de:

- Cantidad de agua presente
- Resistividad del agua de formación
- Geometría y estructura de poro

¹¹ Oilfield Schlumberger. Registro De Resistividad. [Consultado el 10/05/2016]. Disponible en: http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/r/resistivity_log.aspx.

El registro de resistividad tiene distintas aplicaciones en la caracterización de los reservorios, entre estas están:

- Cálculo de saturación de agua a partir de diferentes modelos
- Localización de hidrocarburos
- Identificación de intervalos permeables
- Discriminación entre agua dulce y agua salada en la formación
- Análisis del perfil de invasión de filtrado de lodo
- Correlación con otros registros/otros pozos ¹²

La resistividad de la formación es una propiedad del material, mientras que la resistencia medida por la herramienta también depende del volumen medido. Las dos están relacionadas por una constante, el cual es la longitud entre el electrodo de medición dividido por el área a través de la cual pasa la corriente:

Ecuación 1. Resistividad.

$$R = r \frac{A}{L},$$

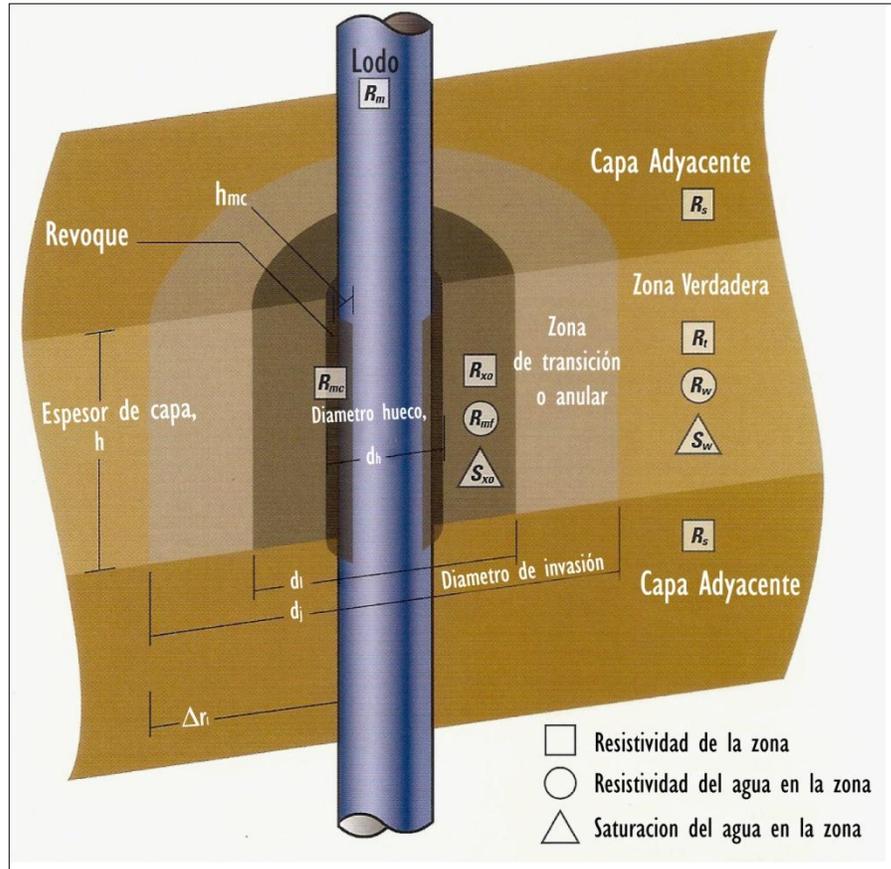
Donde R es la resistividad en ohm-metros, r es la resistencia en ohms, A es el área en metros cuadrados y L es la longitud en metros. Por tanto las unidades de la resistividad son ohm-m²/m o simplemente ohm-m.

Las mediciones de resistividad son usadas para evaluar la Resistividad verdadera de la formación, R_t. Considerando la invasión de filtrado de lodo dentro de la formación durante la perforación, las herramientas modernas miden la resistividad de la formación a múltiples profundidades de investigación para caracterizar y corregir por invasión cercana al pozo (**Figura 8**).

La invasión del filtrado de lodo crea una zona alterada cerca del pozo, por lo cual las mediciones deben ser corregidas. En las mediciones LWD en general no requieren tantas correcciones como en las mediciones con wireline, ya que la invasión no es tan profunda poco después de que el agujero ha sido perforado.

¹² BUENO SILVA, Ricardo y MANTILLA Z., Andrés. Petrofísica e Interpretación De Registros De Pozo. Perfiles De Resistividad. Ecopetrol S.A.: 2015.

Figura 8. Invasión del filtrado de lodo cercano al pozo.



Fuente: Griffiths, Roger. Well Placement Fundamentals; Schlumberger. 2009.

2.2.2 Ecuación de Archie. Desde que se publicó por primera vez en 1942, la ecuación de Archie y sus variantes han sido el método estándar para la evaluación de agua de formación y, por tanto, la saturación de hidrocarburos¹³. Gus Archie propuso la siguiente forma básica de la ecuación (**ecuación 2**) basada en la correlación empírica de datos experimentales:

Ecuación 2. Ecuación de Archie.

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{a}{\phi^m} \frac{R_w}{R_t}}$$

Dónde:

S_w = Saturación de agua de la formación

a = Constante derivada empíricamente

¹³ GRIFFITHS, Roger. Well Placement Fundamentals. 225 Schlumberger Drive ed. Sugar Land, Texas: Schlumberger, 2009. 327 p.

m= Exponente de cementación
n= Exponente de saturación
Ø= Porosidad de la formación
R_w= Resistividad de agua in situ
R_t= Resistividad de la formación no invadida

La ecuación de Archie entonces se puede resolver para encontrar la proporción del espacio poroso lleno de agua, también conocido como Saturación de agua, S_w. El espacio de los poros restante se supone que está lleno de hidrocarburos. Por tanto la Saturación de hidrocarburos (**ecuación 3**), S_{hc}, se determina como:

Ecuación 3. Saturación de hidrocarburos.

$$S_{hc} = 1 - S_w$$

Gus E. Archie postuló que el factor de formación (F) era una constante independiente de R_w y una función exclusivamente de la geometría de poros. Desde entonces se ha demostrado que F es independiente de R_w sólo para una cierta clase de rocas petrofísicamente simples (rocas de Archie).

En las rocas con minerales conductores, tales como las arenas arcillosas, existe una dependencia más compleja. En esos casos, se conoce como el factor de formación aparente (**ecuación 4**) y puede variar con R_w, la temperatura y el tipo de ion en solución.¹⁴

Ecuación 4. Factor de formación.

$$F = \frac{R_o}{R_w}$$

El factor de formación es esencialmente constante para arenas limpias y limos. Para el caso de las arenas lodosas, F decrece a medida que R_w aumenta, y por lo tanto R_o aumenta, sin embargo, el aumento no se comporta proporcional ya que la arcilla en la roca actúa como un conductor, lo que hace que el aumento dependa de la distribución de arcilla en la roca.

2.2.3 Modificaciones a la ecuación de Archie. Los distintos modelos existentes para determinar la saturación en los yacimientos, incluyen la arcillosidad como función principal. Los modelos de saturación para arenas limpias son evaluados como caso base empleando el modelo de Archie, para el caso de yacimientos con arenas sucias (presencia de arcilla) son evaluados con Modelos Simandoux e Indonesia, entre otros.

¹⁴ Oilfield Schlumberger. Factor De Formación. [Consultado el 06/062016]. Disponible en: http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/f/formation_factor.aspx

Cada una de las tres ecuaciones presentadas en la **Tabla 4** a continuación, evalúan las saturaciones de agua en las zonas lavada y virgen de formaciones que contienen arcilla. Las tres ecuaciones producen el mismo resultado (la ecuación de Archie) cuando el volumen de arcilla es cero, pero se diferencian en la forma en que cada una trata la arcillosidad. La experiencia local normalmente indica cuál de las ecuaciones es la que produce resultados más aproximados al verdadero en cada área. En caso de no existir experiencia local y/o si aparecen discrepancias entre los valores determinados por métodos más directos y los valores calculados en formaciones arcillosas con una de las ecuaciones de saturación, deben ser utilizadas otras ecuaciones con el fin de verificar cuál resulta ser la más adecuada para las condiciones en particular de cada yacimiento. Sin embargo, la elección de un modelo u otro dependerá generalmente del tipo, distribución y cantidad de arcillas presente en las arenas.¹⁵

2.2.3.1 Ecuación Waxman Smits y Thomas. Waxman Smits y Thomas trabajaron en la idea de derivar un término de la conducción de las arcillas que corrija la disminución de la resistividad. La **ecuación 5** fue desarrollada de observaciones de experimentos de laboratorio y mediciones y define la saturación de agua como:

Ecuación 5. Ecuación Waxman Smits y Thomas.

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{a}{\phi^m} \times \frac{R_w}{R_t \left(1 + \frac{R_w B Q_v}{S_w}\right)}}$$

Las ecuaciones presentadas a continuación en la **Tabla 4** permiten evaluar la saturación de agua en la zona lavada y en la zona virgen de las formaciones arcillosas.

¹⁵ { TIAB, Djebbar y DONALDSON, Erle C. Petrophysics, Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties. Elsevier, 2004.

Tabla 4. Modificaciones de la ecuación de Archie para cálculos de saturación de agua en formaciones con arcilla.

| Ecuación | Zona Virgen | Zona Lavada |
|------------------|--|---|
| Indonesia | $\frac{1}{\sqrt{R_t}} = \left(\frac{Vsh^{(1-\frac{Vsh}{2})}}{\sqrt{Rsh}} + \frac{\phi^{\frac{m}{2}}}{\sqrt{a.R_w}} \right) . S_w^{n/2}$ | $\frac{1}{\sqrt{R_t}} = \left(\frac{Vsh^{(1-\frac{Vsh}{2})}}{\sqrt{Rsh}} + \frac{\phi^{\frac{m}{2}}}{\sqrt{a.R_{mt}}} \right) . S_w^{n/2}$ |
| Nigeria | $\frac{1}{\sqrt{R_t}} = \left(\frac{Vsh^2}{\sqrt{Rsh}} + \frac{\phi^{\frac{m}{2}}}{\sqrt{a.R_w}} \right) . S_w^{n/2}$ | $\frac{1}{\sqrt{R_t}} = \left(\frac{Vsh^2}{\sqrt{Rsh}} + \frac{\phi^{\frac{m}{2}}}{\sqrt{a.R_{mt}}} \right) . S_w^{n/2}$ |
| Simandoux | $\frac{1}{R_t} = \frac{Vsh^2 \cdot S_w^{n/2}}{Rsh} + \frac{\phi^{\frac{m}{2}}}{a \cdot R_w (1 - Vsh)^2}$ | $\frac{1}{R_t} = \frac{Vsh^2 \cdot S_w^{n/2}}{Rsh} + \frac{\phi^{\frac{m}{2}}}{a \cdot R_{mt} (1 - Vsh)^2}$ |

Fuente: Viro-Consultoría, interpretación de registros a hueco abierto, 1997.

Esta ecuación debe ser resuelta de forma iterativa. Donde B es la conductancia equivalente de los cationes de intercambio de arcilla y Qv es ella conductancia equivalente de los cationes de la roca por unidad de volumen. La principal desventaja de este método es que necesita de una base de datos grande de medidas de conductancia equivalente de cationes en las muestras de corazones. Este puede convertirse en un método poco atractivo, pero resulta siendo importante porque representa el comienzo de los modelos doble agua. Uno de los modelos más importantes es el modelo doble agua, el cual representa el efecto que se puede presentar por la conductividad de las arcillas en la estimación de la saturación de agua.

2.2.4 Volumen de Arcilla. La arcilla es definida en términos petroleros como los silicatos complejos hidratados de aluminio que constituye la Caolinita, Illita, Esmectita, Clorita y Vermiculita, cuyo tamaño de partícula es inferior a 1/256 milímetros. La lutita es la roca de minerales de arcilla y algunas variedades de minerales con grano muy fino, como el óxido de hierro, micrita y materia orgánica. Es por esto que existe una clara distinción entre los términos arcilla y lutita.

Las partículas de arcilla presentan tamaños muy pequeños, y por estas razones constituyen altas áreas superficiales, por lo que pueden captar de manera muy efectiva grandes cantidades de agua las cuales no fluyen, pero contribuyen a la respuesta de los perfiles. La arcilla presente en las formaciones debe tomarse en cuenta para los efectos de los análisis de registros; independientemente de su influencia sobre la porosidad y la permeabilidad, la importancia señalada se desprende de sus propiedades eléctricas, las cuales ejercen una influencia significativa en la determinación de las saturaciones de fluidos.¹⁶

¹⁶ ORTEGA, Angel. Estimación de porosidad y volumen de arcilla en formaciones rocosas. En: Universidad de los Andes - Mérida, Venezuela.

El cálculo del volumen de arcilla en la formación se puede realizar a partir de expresiones denominadas indicadores de arcillosidad. Todos los registros pueden ser utilizados como indicadores de arcillosidad en el yacimiento, los más comunes son el cálculo de volumen de arcilla a partir del registro Gamma Ray y la resistividad profunda. Sin embargo, para poder cuantificar con precisión la arcillosidad a partir de un registro particular es necesario que las condiciones sean favorables para ese registro en especial. Cuando el volumen de arcilla se calcula por medio de varios indicadores de arcillosidad se debe adoptar el menor valor entre los obtenidos en un intervalo para tener una buena aproximación del valor del volumen de arcilla en el intervalo considerado.

2.2.4.1 Volumen de arcilla obtenido a partir del Registro Gamma Ray. El registro Gamma Ray es el más utilizado para el cálculo de la arcillosidad en las formaciones.

Para el cálculo de volumen de arcilla a partir de los registros de Rayos Gamma se debe tener en cuenta que no todos los minerales arcillosos presentes en la formación son radioactivos; por ejemplo: la Illita (tiene K) y Esmectita (absorbe U y Th) son radioactivas, mientras que la Caolinita y Clorita no son radioactivas. Para generar el cálculo de volumen de arcilla se efectúa una interpolación lineal entre las lecturas de Rayos Gamma en formaciones limpias y arcillosas (**Tabla 5**), como se trata de una aproximación se aconseja la utilización simultánea de otros indicadores y se realizan los cálculos a partir del índice de arcillosidad calculado en la **Ecuación 6** así:

Ecuación 6. Índice de arcillosidad a partir del registro Gamma Ray.

$$IGR = \frac{GR_{reg} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}$$

Dónde:

GR_{reg} = Gamma Ray del registro

GR_{max} = Gamma Ray máximo

GR_{min} = Gamma Ray mínimo

Tabla 5. Cálculo de Volumen de Arcilla

| Cálculo de volumen de arcilla | |
|--------------------------------------|---|
| Relación | Ecuación |
| Lineal | $Vsh = IGR$ |
| Larionov (rocas consolidadas) | $Vsh = 0.33 \times (2^{(2*IGR)} - 1)$ |
| Larionov (rocas no consolidadas) | $Vsh = 0.083 \times (2^{(3.7*IGR)} - 1)$ |
| Clavier | $Vsh = 1.7 - (3.38 - (IGR + 0.7)^2)^{1/2}$ |
| Stieber | $Vsh = 0.5 \times \left(\frac{IGR}{1.5 - IGR}\right)$ |

2.2.4.2 Volumen de arcilla obtenido a partir de la resistividad profunda.

La ecuación general para el cálculo de la arcillosidad por medio de la resistividad está dada por la **Ecuación 7** a continuación.

Ecuación 7. Vshale obtenido de la resistividad profunda.

$$Vsh = \sqrt{\frac{1}{b} \frac{Rt_{sh}}{Rt} \times \frac{Rt_{max} - Rt_{log}}{Rt_{max} - Rt_{sh}}}$$

Dónde:

Vsh = Fracción de arcilla, valores $0 < Vsh < 1$

Rt = Resistividad de la formación arcillosa, obtenida del registro en ohm-m

Rtsh = Resistividad de la arcilla adyacente, ohm-m

Rtmax = Mayor lectura registrada en la zona a analizar, ohm-m

b = coeficiente que depende de la relación Rtsh/Rt, con valores $1 < b < 2$

Este índice de arcillosidad será muy cercano al verdadero cuando la roca tenga poco contenido de agua, por ejemplo en formaciones de baja porosidad o altas porosidades con alto contenido de hidrocarburos¹⁷. Teniendo en cuenta que en este proyecto se pretende corregir la resistividad debido a los efectos presentes no se recomienda el uso de esta expresión.

¹⁷ TIAB, Djebbar y DONALDSON, Erle C. Petrophysics, Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties. Elsevier, 2004.

2.3 MEDICIONES EN SUPERFICIE

Numerosas mediciones relacionadas con la perforación se realizan en superficie. Muchas mediciones LWD son presentadas versus la profundidad, debido a que la herramienta de pozo no determina directamente la profundidad, la medida de profundidad a lo largo del pozo es obtenida en la superficie mediante la determinación de la longitud de tubería en el hoyo. Por lo tanto, todo el proceso requerido para el conocimiento de la profundidad, incluyendo la descripción de las medidas de pozo en los registros, deben ser realizados en superficie.

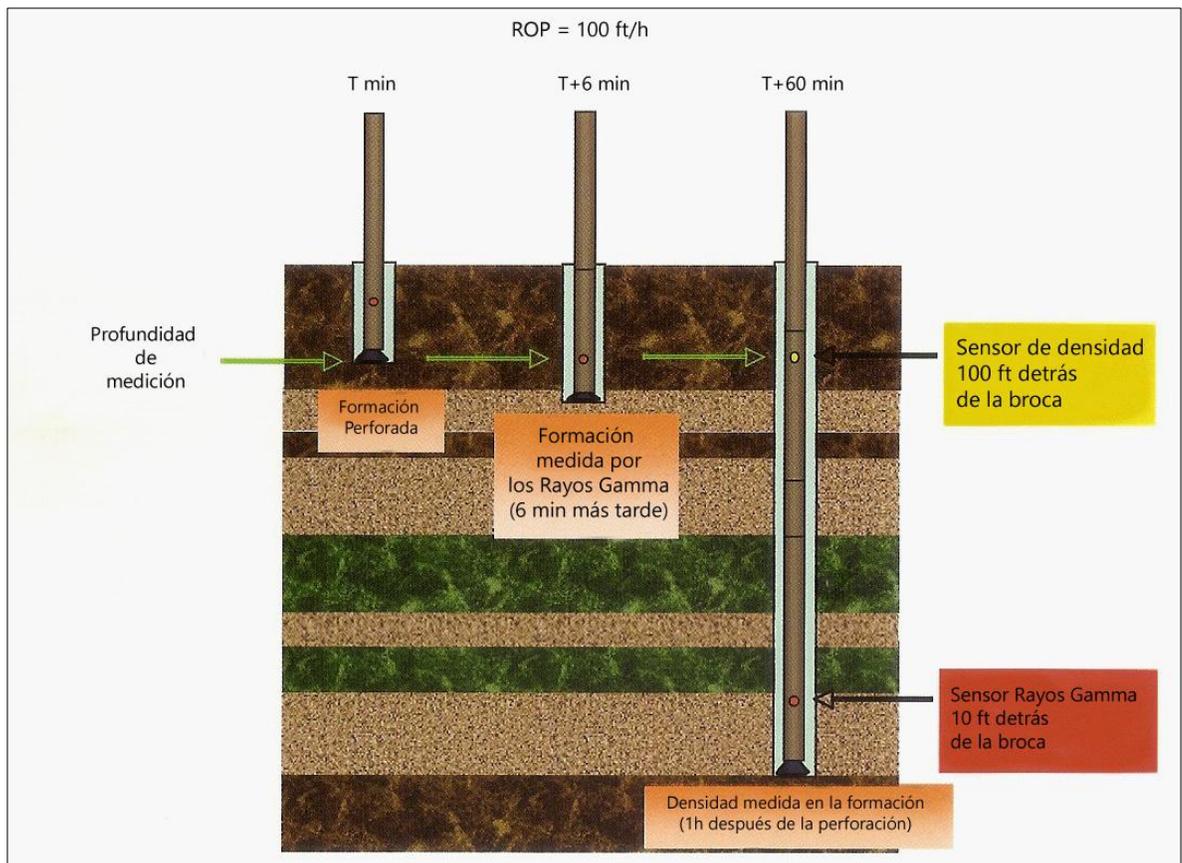
2.3.1 Profundidad. La medida de profundidad de un punto en el pozo es definida por el perforador y es la longitud de la tubería de perforación que ha sido bajada en el pozo para situar la broca en el punto. Para realizar esta medición cada pieza o conjunto de tubería de perforación es medida manualmente en superficie con una cinta métrica y la longitud específica de cada herramienta es adicionada en las especificaciones de cómo es corrida la tubería en el hoyo. No son aplicadas correcciones para temperatura, presión, esfuerzo o compresión.

2.3.2 Rata de penetración. Mediante la medición de los cambios en la rata de penetración durante la perforación versus el tiempo, la rata de penetración puede ser determinada. La ROP es generalmente presentada en un promedio de 5 pies (1.5m).

2.3.3 Tiempo transcurrido luego de la perforación “Time after bit”. Cada medición de la formación está asociada a una medida de time-after-bit, e indica el tiempo que ha transcurrido entre la primera penetración de la broca a la formación y un registro que se está corriendo enfrente. Debido a que esta medida está relacionada con la profundidad, el cálculo del time-after-bit para cada medición se realiza en superficie y está asociado con el correspondiente tiempo-real. En el ejemplo ilustrado en la **Figura 9** el BHA tiene el medidor de GR ubicado a 10 ft [3m] detrás de la broca y el medidor de Densidad a 100 ft [30m] detrás de la broca. Si el pozo se perfora a una constante de 100 ft/h, entonces la medida de GR es tomada a 10 ft/100 ft [3m/30m] por hora, lo que es igual a 0,1h o 6min después de la broca a esa profundidad. Para esa misma profundidad, la medición de la densidad es tomada cuando el hueco ha profundizado 90 ft [27m], de modo que los sensores de densidad estén en frente de la profundidad objetivo (target). Esto es 100 ft/ 100 ft/h [30m/ 30m/h], lo que es igual a 1 hora o 60 min después de que la broca ha perforado ese punto en la formación. Por tanto, las mediciones de GR y densidad, aunque son adquiridos a través del mismom intervalo,, se adquieren en momentos diferentes y pueden verse variaciones en las propiedades de la formación asociadas con cambios tales como la invasión o la degradación del pozo que ocurre con el tiempo. ¹⁸

¹⁸ GRIFFITHS, Roger. Well Placement Fundamentals. 225 Schlumberger Drive ed. Sugar Land, Texas: Schlumberger, 2009. 327 p.

Figura 9. Ejemplo de Time-after-bit, ilustra que la misma profundidad de formación es medida por varios sensores a diferentes tiempos.



Fuente: Griffiths, Roger. Well Placement Fundamentals; Schlumberger. 2009.

2.4 MEDICIONES DE LA FORMACIÓN EN FONDO DE POZO

Desde la primera generación de herramientas en la década de 1980, la capacidad de las herramientas LWD en fondo de pozo ha mejorado significativamente para incluir una amplia gama de medidas, una mayor confiabilidad, y un aumento en la capacidad de datos en tiempo real.

Las herramientas LWD proporcionan datos que deben ser interpretados antes de tomar una decisión en pozo, los datos de pozos horizontales se tornan algunas veces difíciles para interpretar por lo que se deben utilizar los métodos de evaluación adecuados según corresponda el caso.

Las mediciones iniciales fueron Gamma Ray y curvas simples de Resistividad, las cuales fueron más utilizadas para correlaciones que para la evaluación de formación. Poco a poco, fueron siendo añadidas sofisticadas herramientas al portafolio de mediciones tales como Resistividad, Densidad y Neutron; por lo que

es posible resolver la ecuación de Archie's para la saturación de fluidos de la formación usando solo los datos adquiridos por LWD.¹⁹

Para el caso en estudio del Campo Yariguí, el set de registros LWD corrido en los pozos horizontales únicamente cuenta con mediciones de Gamma Ray y Resistividad, por lo cual se hace necesario la utilización de correlaciones que a partir de registros eléctricos de los pozos verticales permitan determinar mediciones de Densidad y Porosidad que hagan posible resolver la ecuación de Archie's y por tanto una correcta caracterización petrofísica de la Arena productora B3.

2.4.1 Herramienta de medición de Rayos Gamma (Gamma Ray). Debido a que las mediciones de Rayos Gamma son relativamente poco afectadas por los fluidos de perforación, tales como agua, petróleo y gas, constituyen una excelente medida de correlación.

Las mediciones de Rayos Gamma cuentan el número de rayos gamma emitidos de la desintegración de los tres isótopos radiactivos presentes comúnmente en las formaciones de la tierra: Thorio (Th), Uranio (U) y Potasio (K).

Las mediciones de Rayos Gamma también se pueden utilizar para determinar la proporción de arcilla en una formación porque por lo general hay una mayor concentración de estos elementos radiactivos en arcilla. Sin embargo, algunas sales de Uranio son solubles en agua y pueden migrar disueltas en agua a través de la formación antes de ser depositadas en otros lugares. Las zonas enriquecidas con Uranio por este proceso tienen una lectura de Rayos Gamma superior al contenido de arcilla que normalmente tienen y por tanto pueden ser confundidos.

Esta situación se puede resolver mediante el uso de una medición espectral de Rayos Gamma, la cual distingue las energías de los Rayos Gamma entrantes y determina si éstos se originaron a partir de un átomo de Uranio, Thorio o Potasio.

Los Rayos Gamma son una medida útil para el posicionamiento del pozo por las siguientes razones:

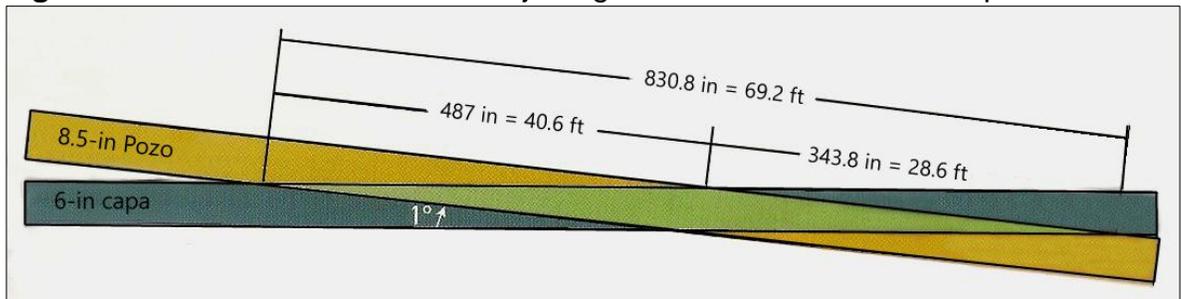
- Los Rayos Gamma son relativamente poco afectados por la saturación de fluidos y la variación de la porosidad. Como resultado, tiende a tener un carácter coherente en todo el reservorio.
- Los Rayos Gamma presentan mínimos efectos por capa de hombro ya que tiene una poca profundidad de investigación.
- Los Rayos Gamma permiten distinguir las capas más finas en un pozo horizontal que lo que puede ser visto en un registro de Rayos Gamma de un pozo vertical. Hay dos razones para que la respuesta de la medida sea mejor en pozos horizontales con altos ángulos de inclinación:
- El pozo horizontal está en un bajo ángulo de incidencia de las capas. Por ejemplo, en la **Figura 10** se ilustra una capa gruesa [6 pulgadas] que es

¹⁹ GRIFFITHS, Roger. Well Placement Fundamentals. 225 Schlumberger Drive ed. Sugar Land, Texas: Schlumberger, 2009. 327 p.

atravesada por un pozo [8,5 pulgadas] con 69,2 pies de MD (measure depth o profundidad medida) cuando el pozo está dentro del 1° de la formación atravesada, lo cual aumenta esencialmente la visibilidad de la herramienta.

- La medición de Rayos Gamma acumula los conteos estadísticos a partir de los elementos radiactivos en la formación durante un periodo determinado de tiempo. Esto mejora la precisión estadística de la medición para desarrollar una mejor representación de la formación. Un pozo vertical puede registrar a través de una sección en 3600 ft/h (quizás permitiendo solo una lectura de Rayos Gamma a través de una capa delgada), mientras que el pozo horizontal promedio se registra mucho más lento (en el orden de sólo unas decenas de pies por hora). Esta lenta penetración permite un mejor promedio de la lectura de Rayos Gamma y por tanto una mejor precisión.

Figura 10. Pozo horizontal en un bajo ángulo de incidencia de las capas.



Fuente: Griffiths, Roger. Well Placement Fundamentals; Schlumberger. 2009.

2.4.2 Herramienta de medición de Resistividad. La medida de Resistividad durante la perforación es fundamental para la evaluación de los yacimientos y es esencialmente útil cuando se perfora en un reservorio con un cambio de fluido tal como un contacto de agua.

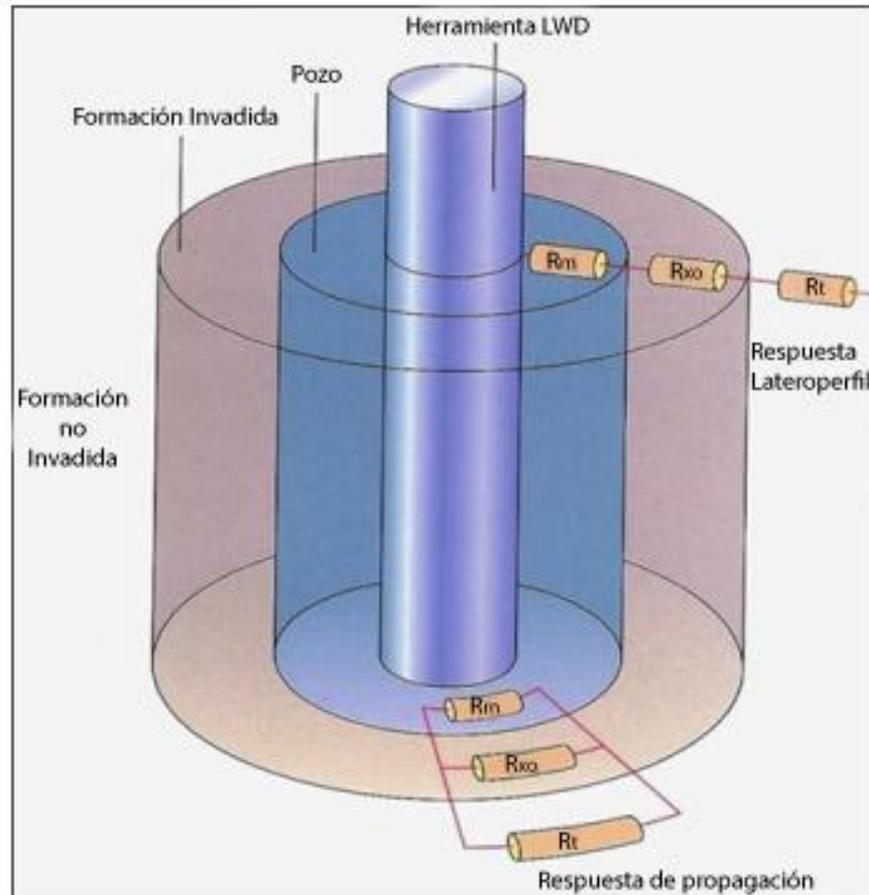
Las herramientas LWD de resistividad se agrupan en dos categorías: lateroperfil y propagación.

Las mediciones de resistividad lateroperfil son creadas a partir de pulsos de corriente eléctrica provenientes de un electrodo, que viajan a través del pozo, y dentro de la formación, y luego retornan a un electrodo en la herramienta. Estas mediciones de resistividad lateroperfil a la formación se realizan en serie, así como se muestra en la **Figura 11**. Por lo tanto las mediciones lateroperfil son apropiadas para registros en lodos conductivos, formaciones altamente resistivas e invasiones conductivas. Si la resistividad de la zona invadida, R_{xo} , es mayor que R_t , las mediciones de lateroperfil serán muy sensibles a la alta resistividad de la zona invadida y no va a ser sensible a la baja resistividad de la zona no invadida de la formación.

Las mediciones de resistividad de propagación se derivan de los cambios en la fase y amplitud de una onda electromagnética a medida que se propaga a través de la formación. La onda de propagación induce bucles de corriente en la

formación que circundan el cuerpo de la herramienta. Estas corrientes de propagación inducida miden la resistividad de la formación en paralelo (**Figura 11**). Las herramientas de propagación electromagnética trabajan mejor en las formaciones altamente conductoras y pueden operar en lodos conductivos y no conductivos.

Figura 11. Corrientes lateroperfil miden la resistividad de la formación en serie, mientras que la corriente de propagación mide la resistividad de la formación en paralelo.



Fuente: Griffiths, Roger. Well Placement Fundamentals; Schlumberger. 2009.

2.4.2.1 Resistividad lateroperfil. Las mediciones de resistividad lateroperfil se hacen a partir de un dispositivo con electrodos que miden las diferencias de voltaje que se crean cuando una corriente emitida fluye hacia la formación alrededor del pozo. Las herramientas lateroperfil requieren un completo circuito eléctrico, por lo que generalmente se limitan a operaciones en lodos base agua. La manera usual de calcular la resistividad R_t de la formación a partir de una herramienta de lateroperfil requiere medir la corriente I emitida y el voltaje V de la herramienta. La resistencia medida por la herramienta está dada por:

Ecuación 8. Medida de la resistencia.

$$r = \frac{V}{I},$$

Donde:

r = resistencia medida por la herramienta (ohm)

V= caída de voltaje entre los electrodos de fuente y de retorno (volt)

I= corriente que fluye desde la fuente hasta el electrodo de retorno (amperios)

La resistividad (expresada en ohm.m) de la formación es una propiedad del material, mientras que la resistencia (expresada en ohm) medida por la herramienta también depende del volumen medido. Las dos están relacionadas por una constante, llamada el factor K, el cual en casos simples es la longitud entre el electrodo de medición dividido por el área a través de la cual pasa la corriente:

Ecuación 9. Medida de la resistencia.

$$r = R \frac{L}{A},$$

Donde:

R= resistividad de la formación (ohm.m)

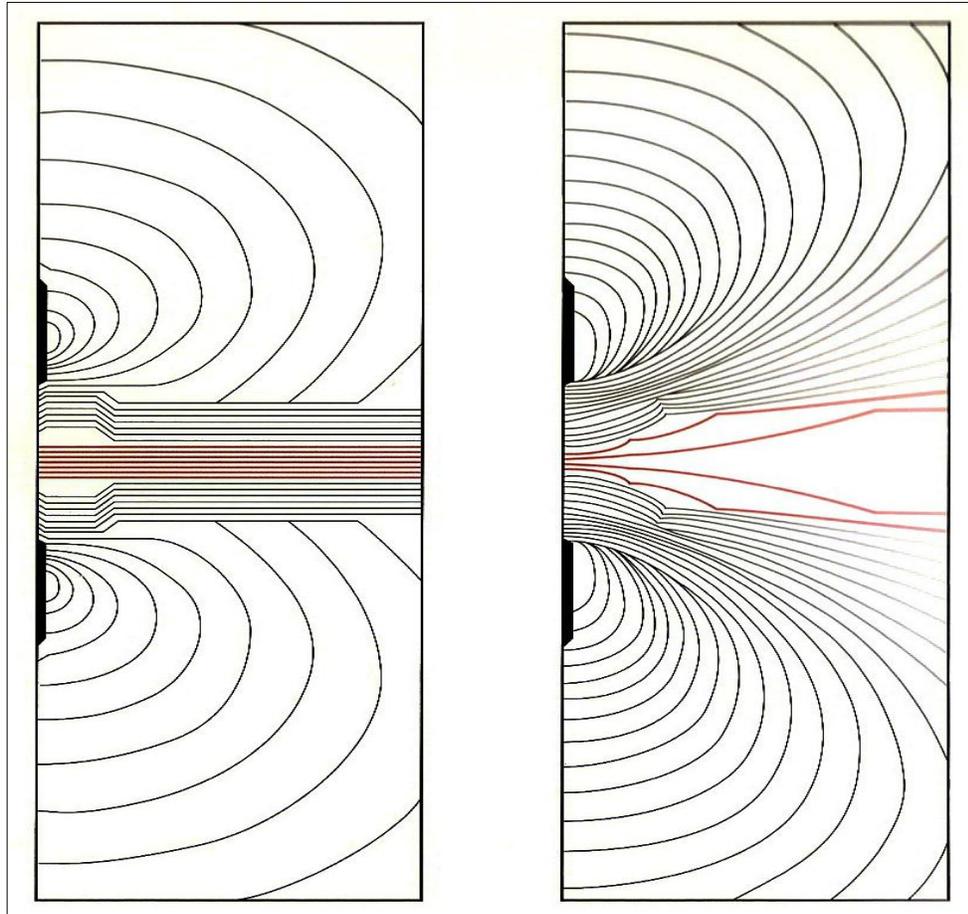
L= longitud de medición (m)

A= área por la que pasa la corriente de medición (m²)

El término L/A, que es el factor K, es una constante para una configuración dada de electrodo fuente-retorno.

La corriente eléctrica siempre sigue el trayecto de menor resistencia para completar un circuito eléctrico. En una formación homogénea la corriente se distribuye de manera uniforme alrededor de la herramienta, pero en formaciones estratificadas la corriente presenta “squeezes” o apretones dentro de las capas conductivas, lo que distorsiona el campo eléctrico. Las capas resistivas tienen el efecto contrario: la corriente evita esto y preferentemente fluye en las capas más conductivas. Este efecto es llamado “squeeze” y anti-squeeze”, respectivamente, estos deben tenerse en cuenta en la interpretación de las respuestas lateroperfil y se ilustra a continuación en la **Figura 12**.

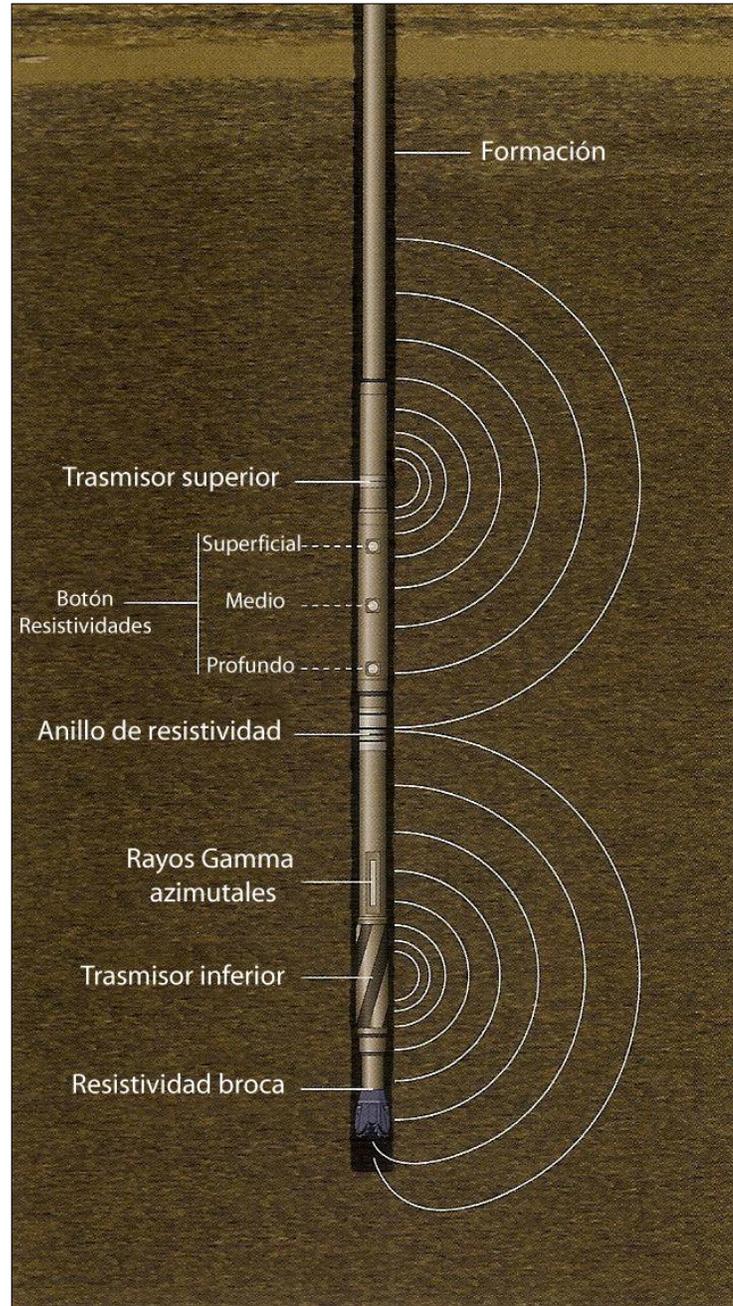
Figura 12. "Squeeze" (izquierda) y "anti-squeeze" (derecha) son efectos que resultan cuando las medidas de corriente (líneas rojas) siguen el paso de la menor resistencia entre la capa o fractura más conductiva.



Fuente: Griffiths, Roger. Well Placement Fundamentals; Schlumberger. 2009.

En la **Figura 13** se presenta como ejemplo, como dos transmisores crean corrientes de flujo alrededor de la herramienta geoVISION de Schlumberger. El uso de dos transmisores en la herramienta, uno superior y uno inferior crea una medida de resistividad balanceada y compensada en el pozo. Los electrodos detectan los voltajes y las corrientes resultantes de varias resistividades de la formación. La corriente emitida desde la broca es usada para evaluar la resistividad de la formación en la broca. Los botones: superficial, medio y profundo proporcionan medidas azimutales, basadas en los datos e imágenes de resistividad de la formación. La resistividad de anillo no es azimutal pero ofrece una mayor profundidad de investigación que la medida de los botones.

Figura 13. Configuración de la herramienta geoVISION.



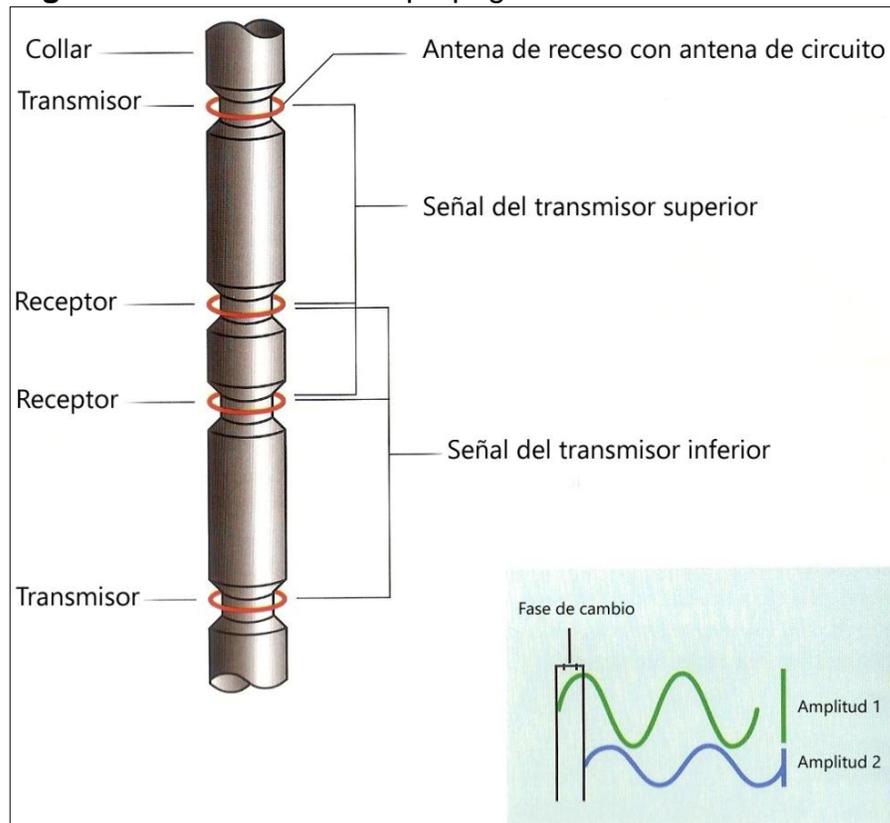
Fuente: Griffiths, Roger. Well Placement Fundamentals; Schlumberger. 2009.

2.4.2.2 Resistividad de propagación. Hay dos enfoques para derivar la resistividad de la formación del comportamiento de una onda electromagnética que pasa a través de la roca:

- Mediciones de inducción usando la diferencia en el campo magnético entre dos receptores causada por corrientes de Foucault inducidas en la formación.
- Mediciones de propagación que miden las diferencias de amplitud y desplazamiento de fase entre los receptores.

La medición de propagación se realiza utilizando bucles de cable alrededor de un cuello para transmitir una onda electromagnética a la formación. Un valor de resistividad registrado con una herramienta de propagación para la obtención de mediciones durante la perforación, consistente en un arreglo de transmisores y receptores cuyas señales se registran por separado y se combinan mediante el empleo de un software para producir la respuesta deseada. En un diseño típico, cinco transmisores emiten una señal, y se registran la atenuación y el corrimiento de fase producidos entre dos receptores. Las atenuaciones y los corrimientos de fase se combinan de diferentes maneras para producir registros compensados por efectos de pozo con diferentes profundidades de investigación y resolución radial. La diferencia en la fase (desplazamiento de fase) y la amplitud (atenuación) a través de un par de receptores de bobina es medido (**Figura 14**). El desplazamiento de fase y la atenuación se relacionan con la resistividad de la formación.

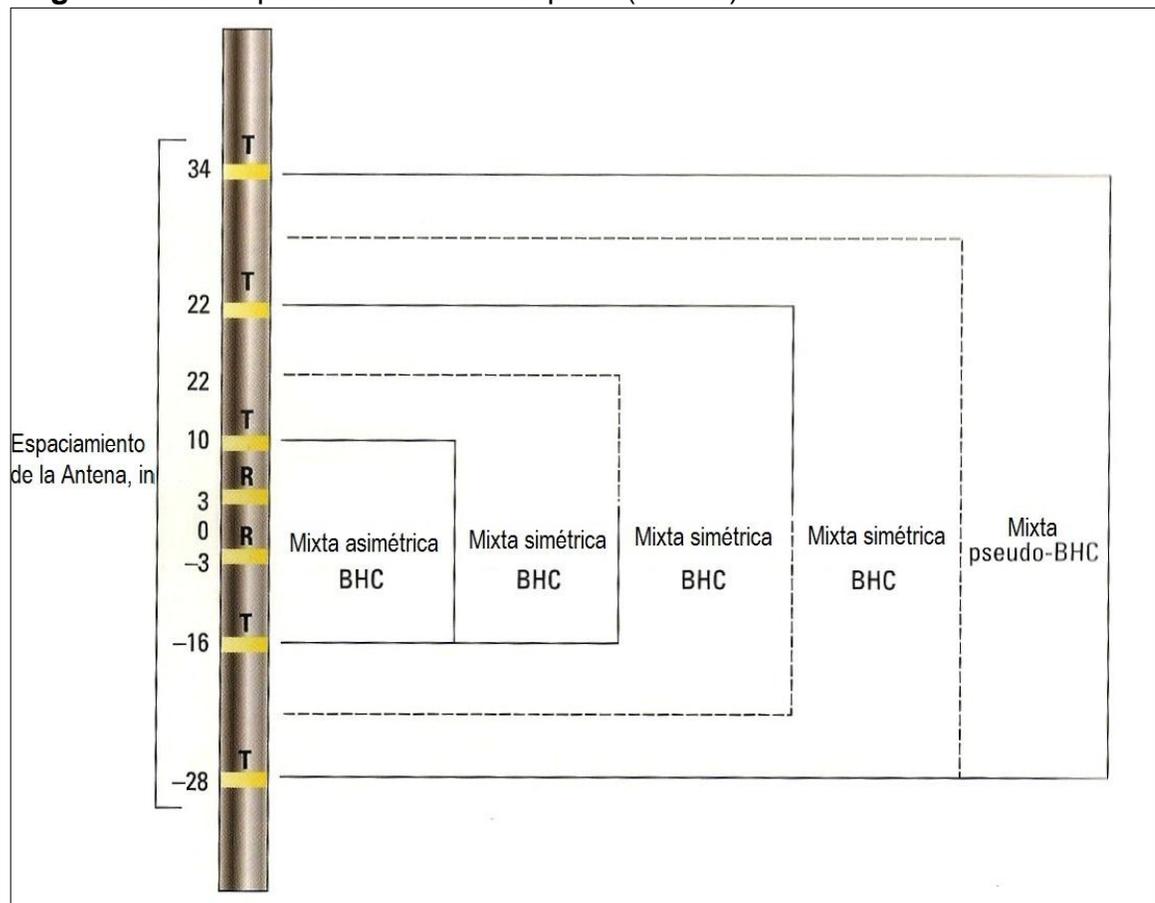
Figura 14. Resistividad de propagación.



Fuente: Griffiths, Roger. Well Placement Fundamentals; Schlumberger. 2009.

Transmitiendo desde arriba y desde abajo los receptores crean un conjunto equilibrado de medidas, que compensa los efectos tales como la rugosidad del hueco o derivaciones electrónicas del receptor. Este método balanceado es llamado compensación del pozo (BHC). El estándar BHC combina datos de dos transmisores colocados simétricamente alrededor de un par de receptores para una medición compensada (**Figura 14**). La combinación lineal de tres transmisores separados secuencialmente proporciona lo que se denomina compensación mixta del pozo (MBHC) como se muestra en la **Figura 15** que utiliza combinaciones lineales de los transmisores colocados asimétricamente para calcular las respuestas pseudo-transmisor. La ventaja es que la longitud de la herramienta y la complejidad se reducen por la eliminación de la mitad de los transmisores que de otro modo se requerirían. Para las herramientas que utilizan cinco separadores transmisor-receptor, esto elimina cinco transmisores.

Figura 15. Compensación mixta del pozo (MBHC).

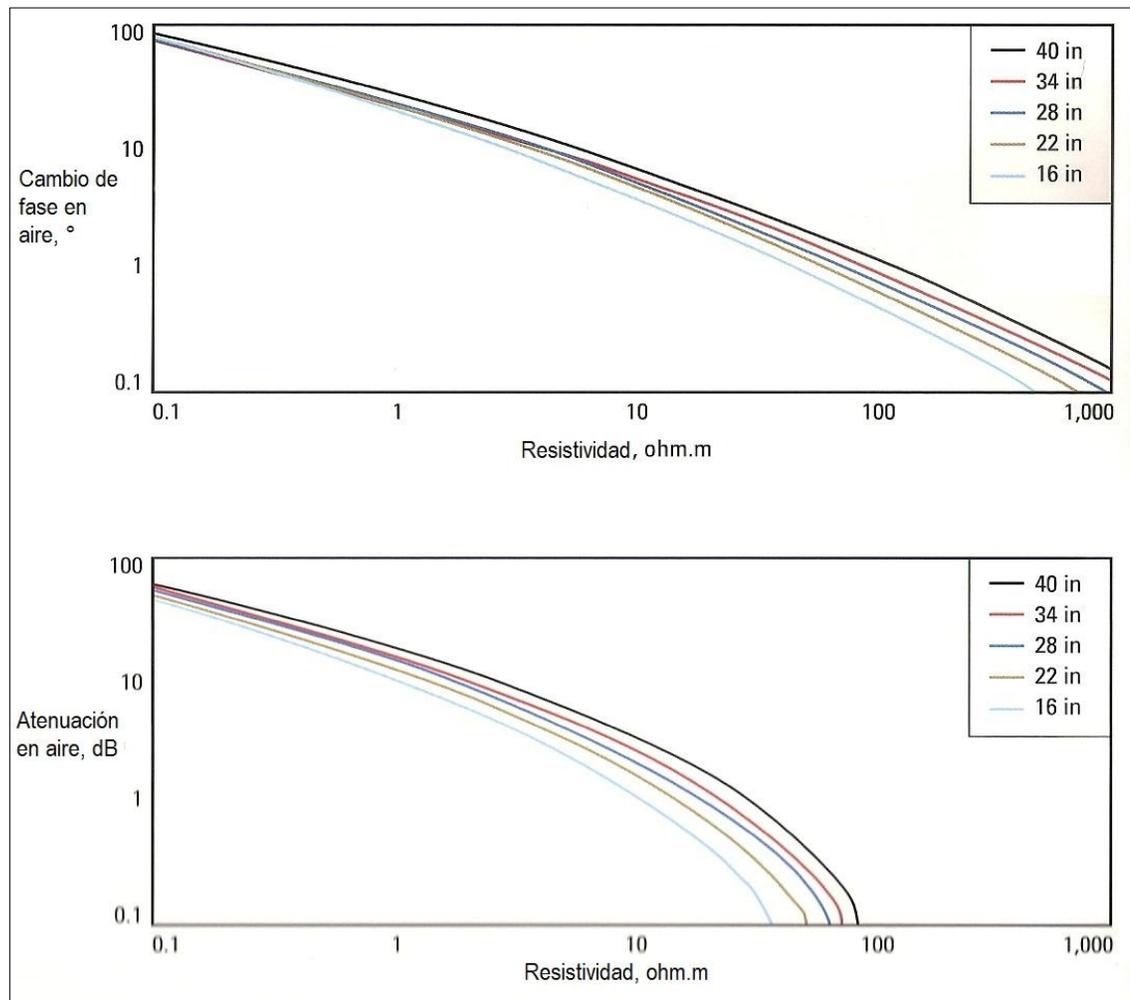


Fuente: Griffiths, Roger. Well Placement Fundamentals; Schlumberger. 2009.

La calibración de la herramienta de propagación se lleva a cabo mediante la medición de los cambios de fase y atenuación para las diversas separaciones de transmisor-receptor en un entorno no conductor (tal como en el aire, lejos de

cualquier material conductivo). Las respuestas obtenidas en el entorno no conductivo se restan de las mediciones posteriores a eliminar respuestas asociadas con la herramienta. Cinco cambios de fase y atenuación MBHC son transformadas en cinco cambios de fase calibradas y cinco atenuaciones de resistividad calibradas usando una transformación similar a la que se muestra en la **Figura 16**.

Figura 16. Ejemplo de transformación de BHC y calibración del cambio de fase (arriba) y atenuación (abajo) de la resistividad de la formación.



Fuente: Griffiths, Roger. Well Placement Fundamentals; Schlumberger. 2009.

2.4.2.3 Profundidad de investigación. La profundidad de investigación de una medición de la propagación de resistividad es controlada por cuatro factores:

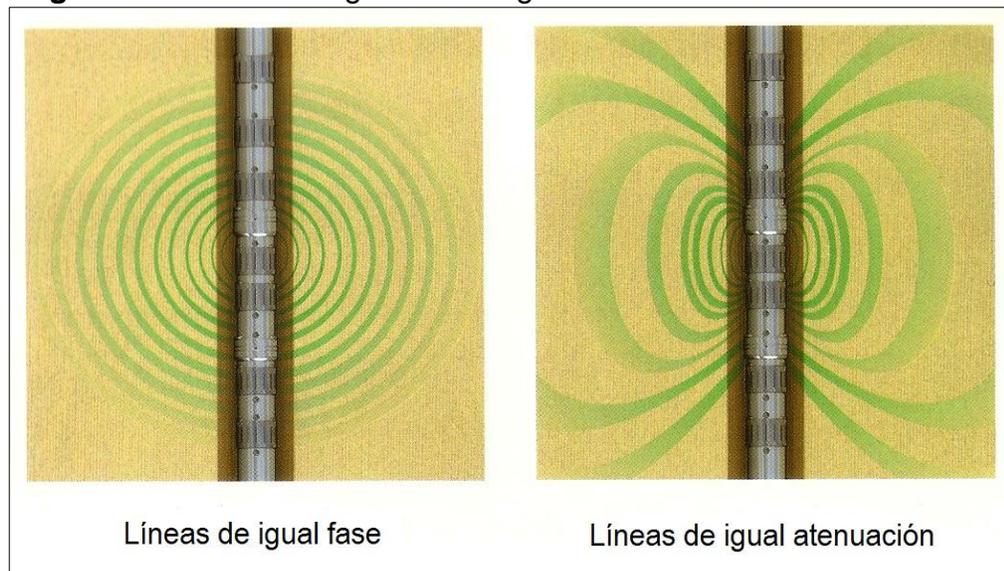
- Medida de fase o atenuación de la onda
- Espaciado transmisor-receptor

- Frecuencia de la onda transmitida
- Resistividad de la formación

Los tres primeros factores son controlados mediante el diseño de las herramientas. Los nombres de algunas mediciones de resistividad de propagación encapsulan esta información. Por ejemplo, la medición de la resistividad designada P34H se refiere a la resistividad de cambio de fase (P) medida con el espaciamento transmisor-receptor de 34 pulgadas de alta (H) frecuencia (2-MHz). Una medida de atenuación de resistividad (A) hecha con un espaciamento transmisor-receptor de 22 pulgadas a 400-kHz (L), baja frecuencia, podría ser llamada A22L.

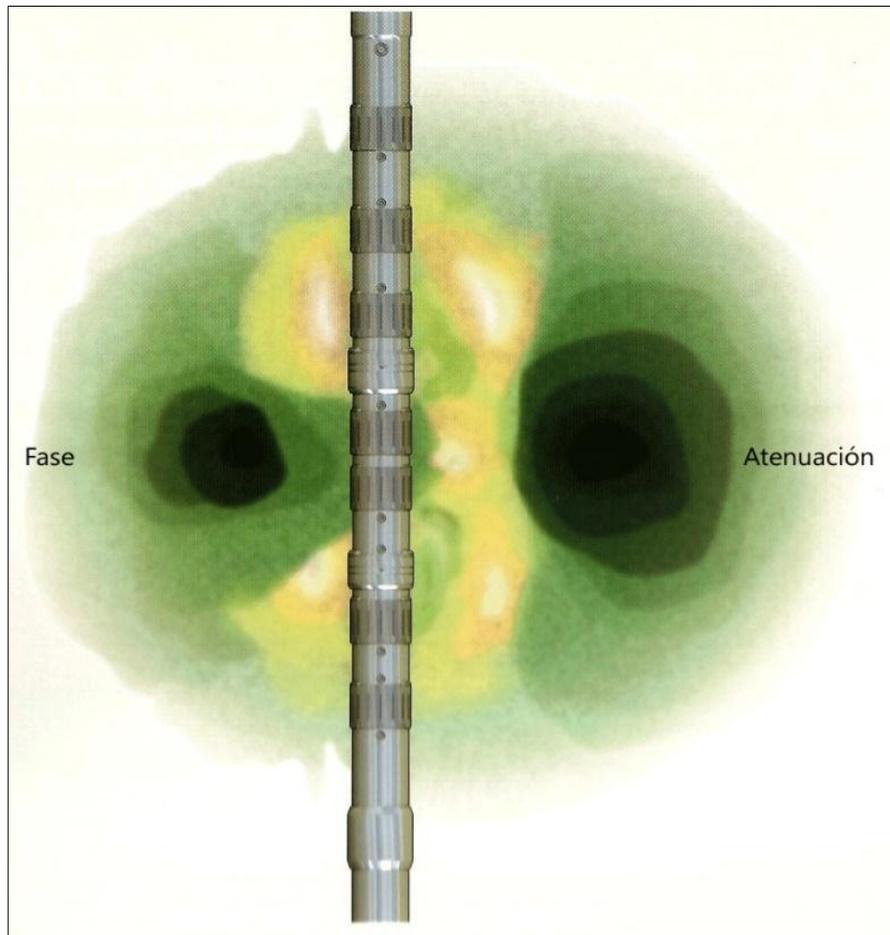
A pesar de ser medidos en la misma onda electromagnética, las mediciones de fase y atenuación tienen independientes profundidades de investigación. Líneas de igual fase son de naturaleza esférica debido a viajes con la misma velocidad en todas las direcciones (**Figura 17**, izquierda). La correspondiente medición del cambio de fase de la resistividad es relativamente poco profunda y axialmente centrada. Sin embargo, las líneas de igual amplitud crean una forma toroidal alrededor del transmisor debido a que la amplitud está relacionada con la energía de la onda y las herramientas están diseñadas para ofrecer el máximo de energía en la dirección radial. La medición de la atenuación es relativamente profunda pero menos centrada axialmente (**Figura 18**).

Figura 17. Líneas de igual fase e igual atenuación.



Fuente: Griffiths, Roger. Well Placement Fundamentals; Schlumberger. 2009.

Figura 18. Las mediciones de fase y atenuación proporcionan dos volúmenes independientes de investigación. La medida de fase es poco profundo y centrado axialmente, y la atenuación es más profunda pero menos centrado axialmente.

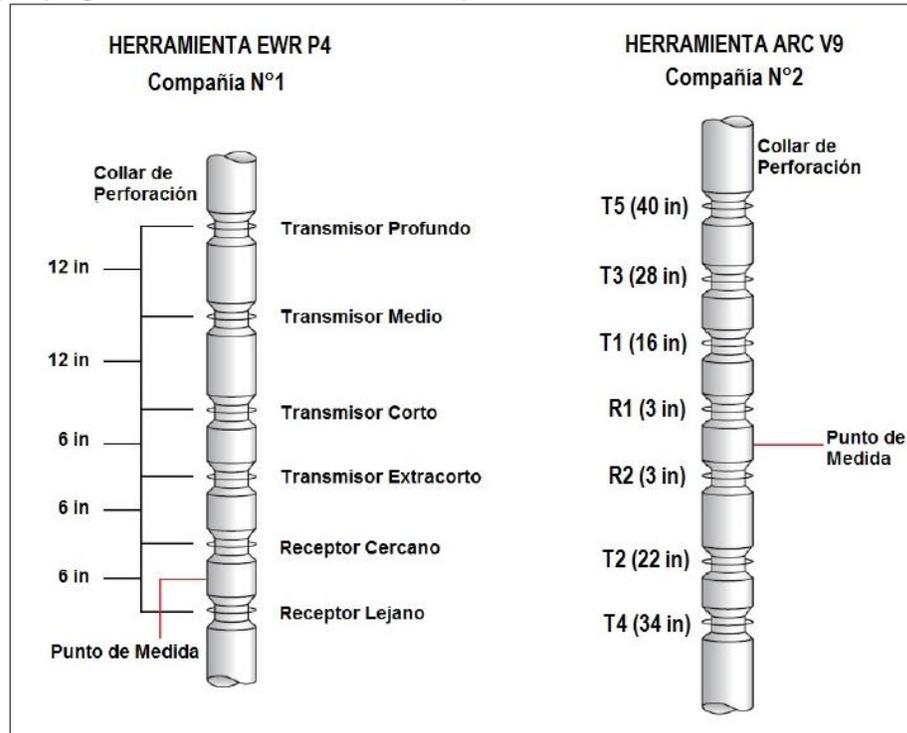


Fuente: Griffiths, Roger. Well Placement Fundamentals; Schlumberger. 2009.

Las herramientas de resistividad de propagación principalmente utilizadas en el campo en estudio pertenecen a las compañías N°1 y N°2. Ambas herramientas funcionan bajo el mismo principio de propagación, tal vez presentando variaciones en el espaciado de los diferentes transmisores y receptores los cuales generan diferentes profundidades de investigación de la onda propagada.

La compañía N°1 operó con la herramienta resistiva EWR-P4 y la compañía N°2 con la herramienta resistiva ARC V9. Actualmente las herramientas diseñadas de resistividad de propagación son una variación del diseño básico de la **Figura 19**.

Figura 19. Diseño de herramientas de resistividad de propagación utilizadas en el campo en estudio.



En estas herramientas de resistividad, el espaciamiento que hay entre el transmisor y el receptor es lo que determina y controla la profundidad de investigación, a medida que aumenta el espaciamiento también aumenta la profundidad de investigación. En la herramienta ARC V9 de la compañía N°2 de la **Figura 19** se observan cinco transmisores que proporcionan cinco profundidades de investigación, estos son están a 40, 34, 28, 22 y 16 pulgadas. Mientras que la herramienta EWR-P4 de la compañía N°1 cuenta con cuatro transmisores generando así cuatro profundidades de investigación.

La mayoría de los transmisores funcionan a una frecuencia de 2MHz, sin embargo, en las herramientas suele haber un transmisor que opere a 400 o 500 kHz, además este transmisor es el más alejado del punto de medición de los receptores, siendo estos dos factores (a menor frecuencia y mayor espaciamiento) los que proporcionan la curva de resistividad de mayor profundidad de investigación en este tipo de herramientas. Por ejemplo, en las herramientas resistivas EWR-P4 de la compañía N°1, es el transmisor profundo a 48 pulgadas quien opera a una frecuencia de 500kHz; mientras que en las herramientas resistivas ARC V9 de la compañía N°2 todos los transmisores funcionan a una frecuencia de 2MHz.

En resumen:

- La profundidad de investigación incrementa con el incremento del espaciamento transmisor-receptor.
- La profundidad de investigación incrementa con el decrecimiento de la frecuencia de la onda transmitida.
- La profundidad de investigación aumenta con el incremento de la resistividad de la formación.
- Las mediciones de resistividad de atenuación son más profundas que las mediciones de resistividad de fase.²⁰

2.4.2.4 Resolución axial de la herramienta de resistividad. La resolución axial de una medición es una distancia que caracteriza a la capacidad de la medición de resolver los cambios en la formación paralelos al eje de la herramienta. La resolución axial de las mediciones de resistividad es controlada por cuatro factores principales:

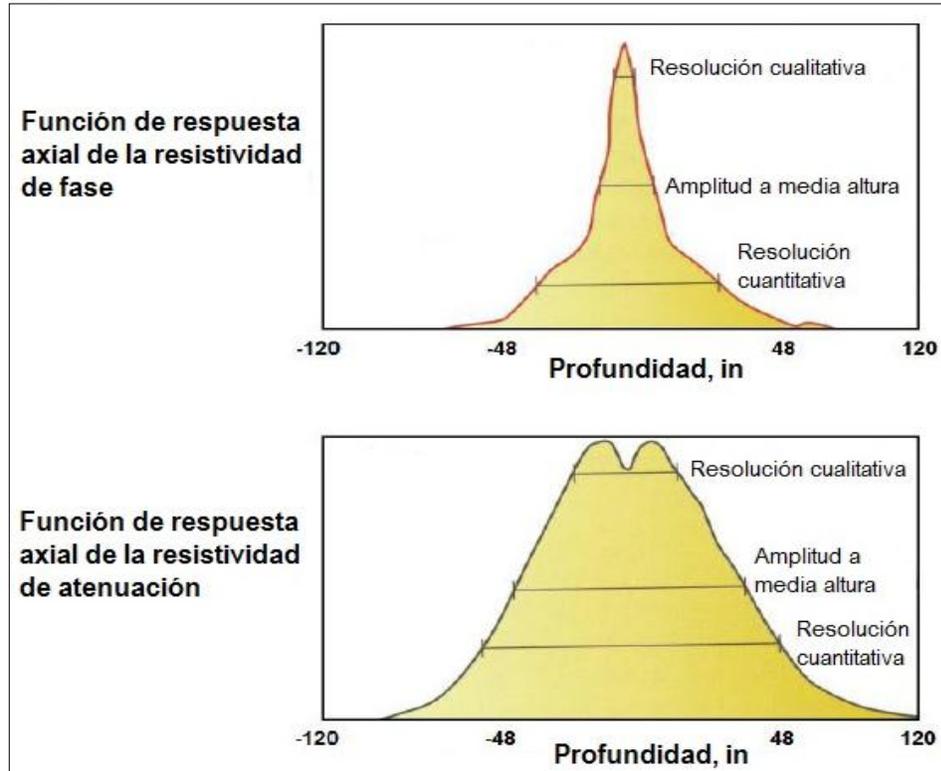
- Frecuencia de la onda transmitida
- Resistividad de la formación
- Espaciamento transmisor-receptor
- Medición de fase y atenuación de la onda

En la **Figura 20** se muestra la función típica de la respuesta axial de las mediciones de resistividad de fase y atenuación. La respuesta de resistividad de fase (parte superior de la figura) se presenta más delgada y por tanto corresponde a una mejor resolución que la medición de atenuación (parte inferior de la figura). Esta resolución es correspondiente al volumen de la respuesta para las dos mediciones dadas en la **Figura 18**.

Existen varias definiciones diferentes de resolución axial; en primer lugar, es el intervalo dentro del cual un gran porcentaje, cercano al 90% de la respuesta axial ocurre, este intervalo es llamado resolución cuantitativa (ver **Figura 20**). En segundo lugar y más comúnmente citado numéricamente, es la amplitud en el 50% de la función de respuesta axial (amplitud a media altura). En tercer lugar, la resolución cualitativa se puede referir al espesor mínimo de una capa que genere un cambio significativo que pueda ser detectado por la medición.

²⁰ GRIFFITHS, Roger. Well Placement Fundamentals. 225 Schlumberger Drive ed. Sugar Land, Texas: Schlumberger, 2009. 327 p.

Figura 20. Resolución axial de la resistividad de fase y atenuación.

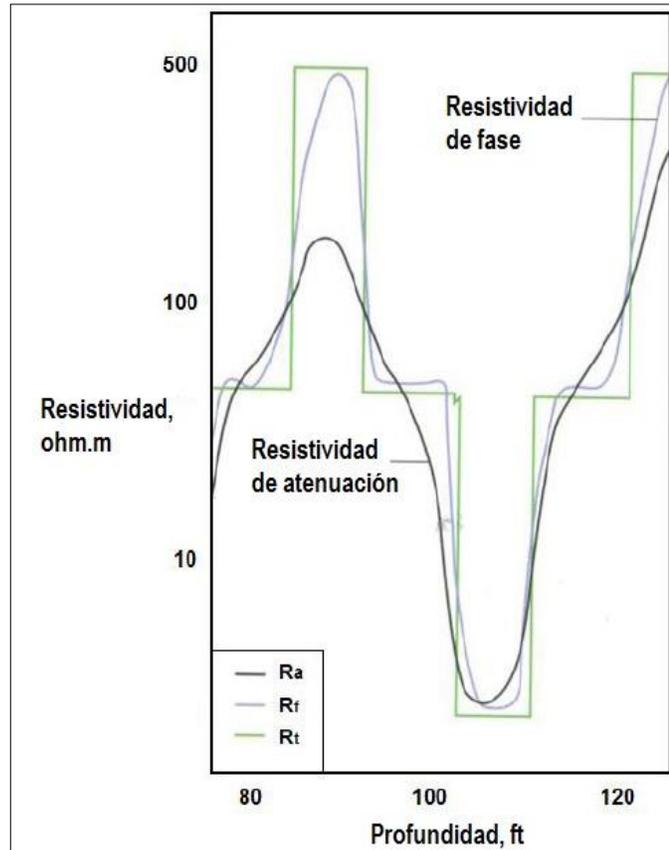


Fuente: Griffiths, Roger. Well Placement Fundamentals; Schlumberger. 2009.

La resolución axial presenta cambios muy sutiles con los diferentes espaciamientos entre transmisor y receptor. Esto es porque la medición es tomada entre el par de receptores en el punto de medida. La resolución axial es por tanto, fuertemente dependiente del espaciamiento entre los dos receptores, pero como para la mayoría de las herramientas de propagación el espaciamiento es fijado en un estándar de 6 pulgadas, esto no constituye verdaderamente un factor que necesite ser considerado para la interpretación. La distancia al transmisor sólo tiene una mínima influencia en la resolución axial.

En la **Figura 21** se puede observar la respuesta de resistividad de propagación a 2-MHz de una capa de 4 ft a 100 ohm.m, y otra de 1 ohm.m intercalada entre capas de 10 ohm.m. La resistividad de fase con la mejor resolución axial se acerca a la resistividad verdadera de la formación en las capas delgadas. Las resistividades de atenuación, que tienen una menor resolución axial, leen considerablemente bajos valores de resistividad.

Figura 21. Respuestas de resistividad de fase y atenuación.



Fuente: Griffiths, Roger. Well Placement Fundamentals; Schlumberger. 2009.

En resumen,

- Las mediciones de resistividad de fase son relativamente poco profundas pero con una mayor resolución axial que las mediciones de resistividad de atenuación.
- La función de respuesta axial de la resistividad de atenuación presenta una amplitud a media altura mayor que la función de respuesta axial de la resistividad de fase, lo que indica que la resistividad de fase presenta mayor resolución axial.
- La resistividad de fase presenta un mayor rango de operación en formaciones con altas resistividades, mientras que la resistividad de atenuación presenta un rango de operación menor en formaciones con baja resistividad.

3. CORRECCIÓN DE EFECTOS GENERADOS EN LAS MEDICIONES DE RESISTIVIDAD LWD EN POZOS HORIZONTALES

En el presente capítulo se presentan los efectos generados en las mediciones de resistividad de propagación en pozos horizontales de manera general, los efectos presentados en los cinco pozos estudiados en el proyecto y la descripción de la corrección de la resistividad convencional LWD de los pozos en estudio, dando por tanto cumplimiento al objetivo número tres del proyecto.

3.1 EFECTOS GENERADOS EN LAS MEDICIONES DE RESISTIVIDAD DE PROPAGACIÓN EN POZOS HORIZONTALES

Se explican a continuación los efectos en las mediciones de resistividad de propagación de manera general teniendo en cuenta efectos que se pueden dar en mediciones hechas en formaciones resistivas y formaciones conductivas.

3.1.1 Efectos de pozo. El lodo conductivo que rodea la herramienta en el pozo crea un camino alternativo para las corrientes de medición inducidas por los transmisores. Las mediciones de corriente responden a las resistencias del pozo y la formación en paralelo. Con el incremento del contraste entre alta resistividad de la formación y baja resistividad del lodo, una mayor proporción de las corrientes de flujo medidas alrededor de la herramienta en el pozo es mejor que en la formación. El aumento del tamaño del pozo también crea una ruta alternativa más fácil y eso incrementa los efectos en el pozo.²¹ Para aplicar correcciones por tamaño de pozo se hace necesario contar con un registro caliper para conocer el tamaño del hueco en cada sección. En el campo en estudio no se cuenta con ningún registro caliper en las secciones horizontales, por tanto, no es posible aplicar una corrección por tamaño de pozo.

En resumen, Un pozo conductivo actúa como un camino alternativo para las corrientes de medición de propagación. El efecto de pozo puede aumentar o disminuir la respuesta de resistividad aparente.

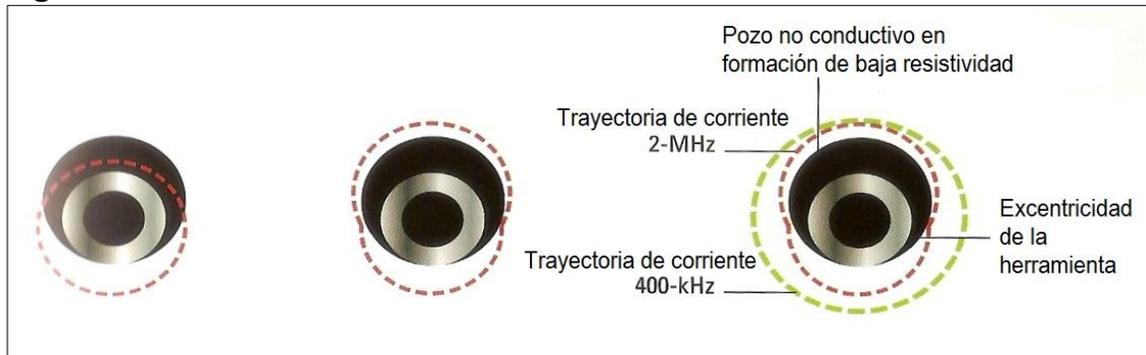
3.1.2 Efectos de excentricidad de la herramienta. El efecto de la excentricidad causa resistividades erráticas (2-MHz) cuando la herramienta de resistividad de propagación es corrida descentralizada del eje del pozo lleno de lodo base aceite y rodeado por una formación de baja resistividad (formación conductiva).

Las resistividades de 2-MHz son menos profundas que las resistividades de 400-kHz. La baja resistividad de la formación resulta en las corrientes inducidas que fluyen en la formación muy cerca de la herramienta. Si la herramienta es

²¹ GRIFFITHS, Roger. Well Placement Fundamentals. 225 Schlumberger Drive ed. Sugar Land, Texas: Schlumberger, 2009. 327 p.

centralizada en el pozo, las corrientes continúan fluyendo en la formación, pero si la herramienta es descentralizada las corrientes deben tratar de cruzar a través del pozo (Figura 22). Si el pozo se llena de un lodo no conductivo, la corriente es incapaz de atravesar el hueco de modo que su trayectoria a través del pozo se verá distorsionada. Esto da lugar a resistividades erradas que resultan de leves cambios en la posición de la herramienta en el pozo.

Figura 22. Excentricidad de la herramienta.



Fuente: Griffiths, Roger. Well Placement Fundamentals; Schlumberger. 2009.

En la **Figura 22** un efecto de excentricidad ocurre cuando las corrientes inducidas de 2-MHz tratan de atravesar un pozo no conductivo (izquierda), lo que resulta en una distorsión del tránsito de corriente (centro), que crea respuestas erráticas y picos en los registros. La medición de 400-kHz es significativamente menos sensible a este efecto (derecha).

Debido a su más profunda profundidad de investigación, las medidas de 400-kHz son significativamente menos sensibles al efecto de excentricidad. Además, proporcionan una mejor respuesta a una señal de ruido en formaciones de muy baja resistividad. Si se sospecha de un efecto de excentricidad, deben ser usadas únicamente las resistividades de 400-kHz.

En resumen, los picos de 2-MHz en las curvas pueden indicar un efecto de excentricidad de la herramienta en las siguientes situaciones:

- La herramienta de propagación no está centralizada en el pozo.
- El lodo no es conductivo (lodo base aceite).
- La formación tiene una resistividad debajo de 2 ohm.m.

En este caso las resistividades de 400-kHz deben ser usadas para evaluar la resistividad de la formación.

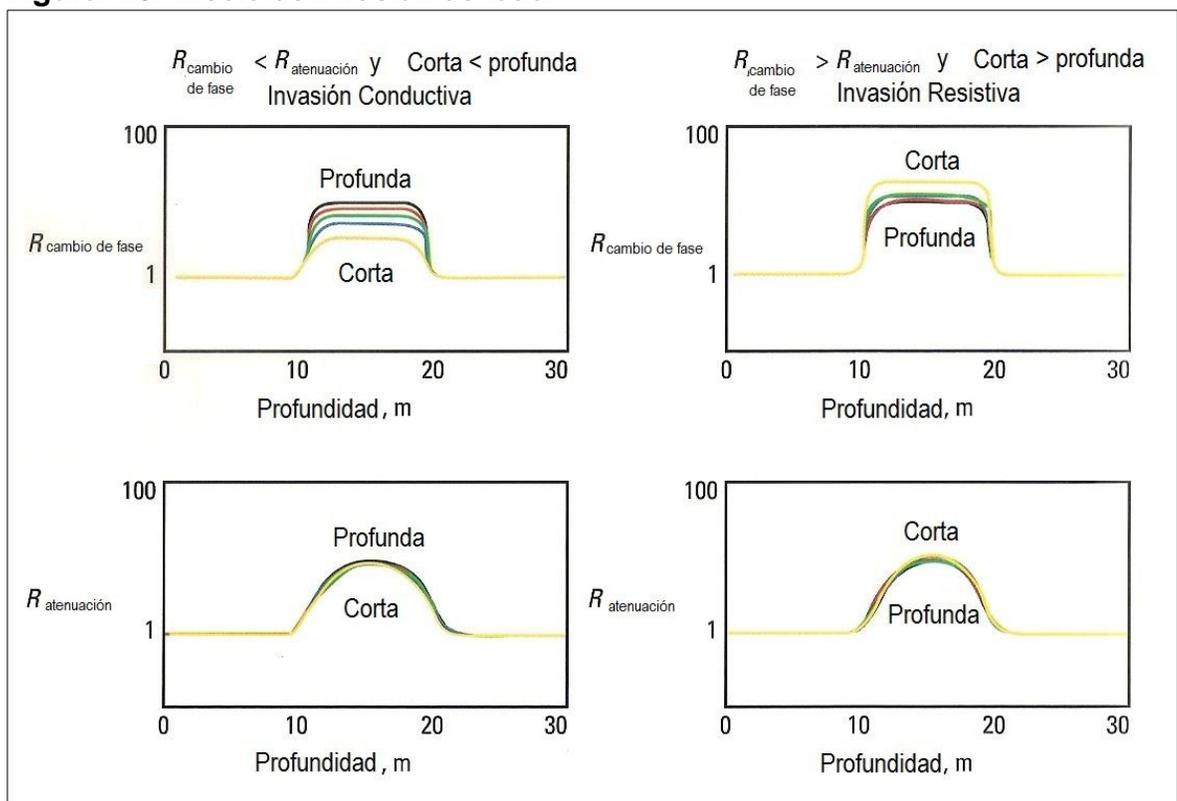
3.1.3 Efectos de invasión de lodo. La invasión de filtrado de lodo en la formación cerca del pozo generalmente se traduce en un cambio en la resistividad alrededor hoyo. Si R_{xo} es mayor que la resistividad de la zona no invadida R_t , la

condición es llamada Invasión resistiva ($R_{xo} > R_t$). Si la invasión reduce la resistividad de la formación alrededor del pozo, esta es llamada invasión conductiva ($R_{xo} < R_t$).

La evaluación del perfil de invasión es una de las razones principales para el desarrollo de múltiples profundidades de investigación para las herramientas resistivas.

En la **Figura 23** se observa un perfil de invasión conductiva (izquierda) donde las lecturas de resistividad corta presentan las lecturas más bajas y la resistividad profunda presentan las lecturas más altas. Por el contrario la invasión resistiva (derecha) es caracterizada por el orden inverso de las resistividades. En la invasión resistiva, la resistividad corta lee valores altos y la resistividad profunda lee valores bajos.

Figura 23. Efecto de invasión de lodo.



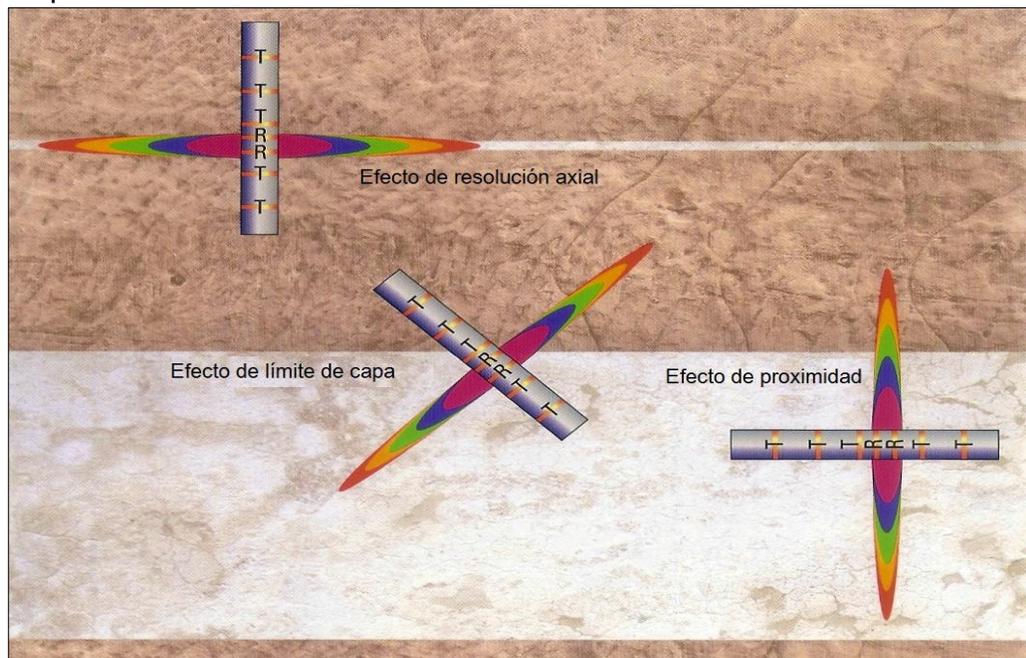
Fuente: Griffiths, Roger. Well Placement Fundamentals; Schlumberger. 2009.

3.1.4 Efectos de frontera. El efecto de frontera, límite o también conocido como efecto hombro-“shoulder effect”, en las mediciones de resistividad de propagación es controlado por dos factores principalmente:

- El contraste de resistividad que existe entre las capas
- El ángulo de incidencia entre el pozo y la capa interface

Los efectos de límite de capa ocurren cuando la ubicación de la herramienta y las capas no se encuentran perpendicularmente, por lo que las corrientes de medición inducidas que circulan alrededor de la herramienta son forzadas a atravesar el contraste de resistividad en lugar de correr en paralelo a la misma. En los efectos de resolución axial, considera el efecto de capas delgadas con diferentes resistividades que generan respuestas de resistividad de propagación cuando la herramienta es perpendicular a las capas. Y finalmente el efecto de proximidad ocurre cuando la herramienta no está cruzando la frontera de resistividad pero las corrientes de medición profundas a tanto la capa local (donde se encuentra localizada la herramienta) y la capa próxima (la capa cercana que afecta a las mediciones más profundas)²² como se observa en la **Figura 24**.

Figura 24. Efecto de resolución axial, efecto de límite de capa y efecto de proximidad.

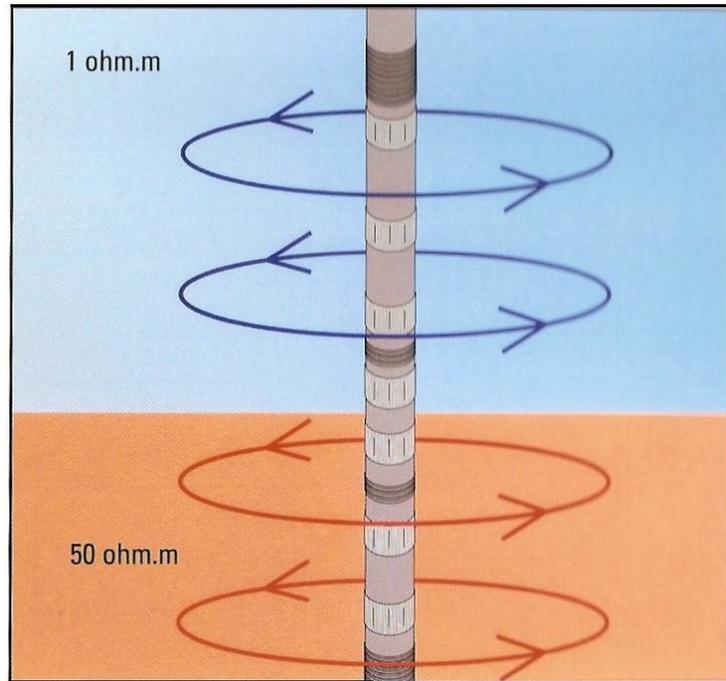


Fuente: Griffiths, Roger. Well Placement Fundamentals; Schlumberger. 2009.

²² AL-KHALDY, Meshal; DUTTA, Abhijit y AL-FAILAKAWI, Khaled. Petrophysics for Horizontal Wells with Sourceless LWD Technology, A case study from Kuwait. En: society of petroleum engineers, Schlumberger.

Cuando la herramienta de propagación y las capas de la formación son perpendiculares, las corrientes inducidas se distribuyen a través de las capas en proporción inversa a la resistividad. En otras palabras, la **Figura 25** corresponde a la resistividad en paralelo de dos capas, así:

Figura 25. Mediciones de la corriente en paralelo a los límites resistivos de la formación.



Fuente: Griffiths, Roger. Well Placement Fundamentals; Schlumberger. 2009.

Esto es,

Ecuación 10. Medición de las corrientes en paralelo.

$$\frac{1}{R_m} = \frac{V_{sup}}{R_{sup}} + \frac{V_{inf}}{R_{inf}}$$

Dónde:

R_m = Resistividad aparente medida por la herramienta.

V_{sup} y V_{inf} = Influencia volumétrica de las capas superior e inferior, respectivamente.

R_{sup} y R_{inf} = Resistividad de las capas superior e inferior, respectivamente.

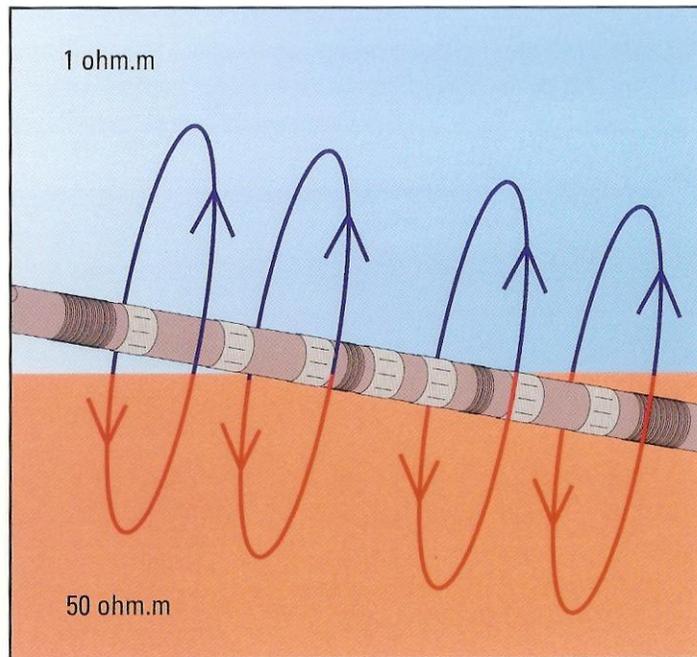
De este modo, y siguiendo el ejemplo de la **Figura 25** la medida de resistividad de la formación según la **Ecuación 10** sería:

Ecuación 11. Ejemplo resistividad aparente medida por la herramienta, Figura 25.

$$R_m = \frac{1}{\frac{0.5}{1} + \frac{0.5}{50}} = 1.96 \text{ ohm.m}$$

Cuando una herramienta de propagación de resistividad se aproxima a un cambio en la resistividad de la formación con un bajo ángulo de incidencia entre la capa y la herramienta (**Figura 26**), las corrientes de medición se ven obligadas a atravesar ambas capas, por lo que la respuesta de la resistividad es la suma en serie de las resistividades.

Figura 26. Corrientes de medición forzadas a cruzar los límites de la resistividad de la formación.



Fuente: Griffiths, Roger. Well Placement Fundamentals; Schlumberger. 2009.

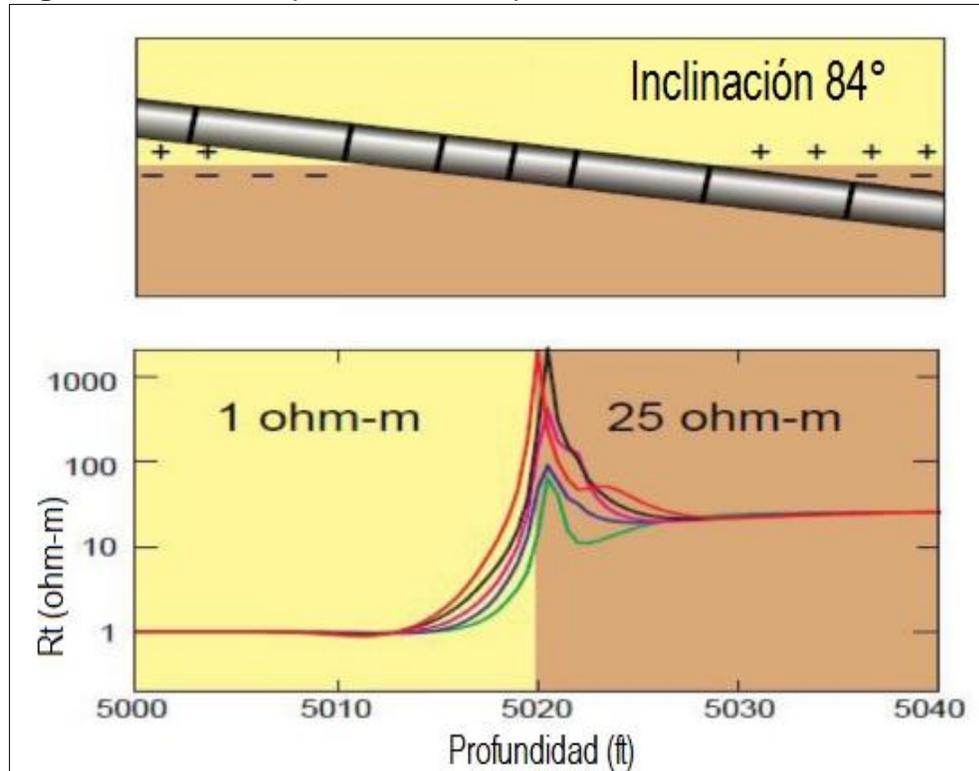
Ecuación 12. Respuesta de resistividad en serie.

$$R_m = (V_{sup} \times R_{sup}) + (V_{inf} \times R_{inf})$$

Para la propagación de resistividad las respuestas de las mediciones se complican aún más por los cuernos de polarización resultantes de la acumulación de carga en la interfaz de la resistividad. Cuando la herramienta LWD penetra una formación de diferente interfaz con alto ángulo, las ondas electromagnéticas crean

cargas estáticas en la interface y esto interfiere con las mediciones de resistividad, causando el efecto de polarización²³ ilustrado en la **Figura 27**.

Figura 27. Efectos por cuernos de polarización.



Fuente: Petrophysics for Horizontal Wells with Sourceless LWD Technology, A Case Study from Kuwait. SPE-172541-MS.

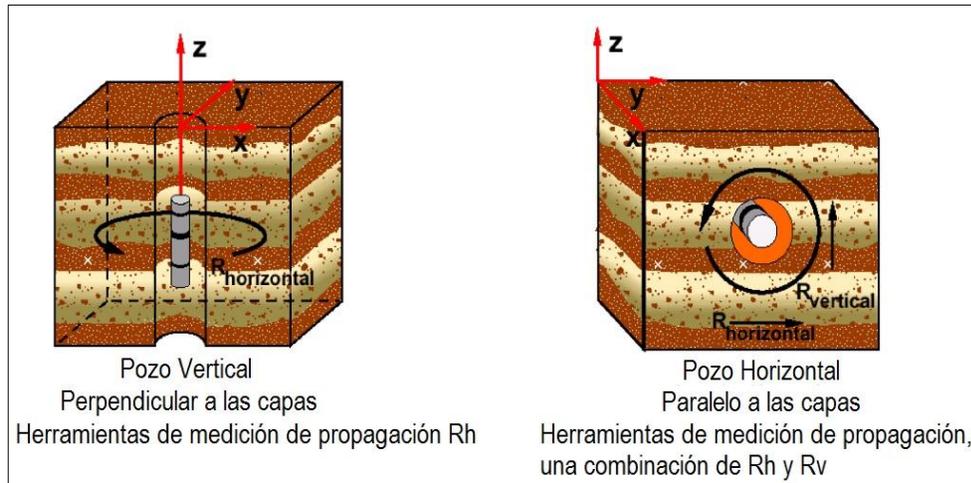
3.1.5 Efectos de Anisotropía: El efecto de anisotropía es el fenómeno de la variación de la resistividad medida de la formación en función de la dirección en que se mide (**Figura 28**). Esto es común en formaciones donde las capas son delgadas, en la mayoría de los casos formaciones sedimentarias depositadas en ambientes fluviales donde la anisotropía se representa como intercalaciones de láminas o estratos de arena y arcilla, junto con variaciones en el tamaño de grano.

La respuesta de resistividad de propagación de múltiples capas finas puede ser considerada como la suma de numerosos efectos hombro "shoulder effects". La anisotropía hace que la resistividad de fase arroje continuamente valores más altos que la resistividad de atenuación. Un rasgo característico de los efectos de anisotropía es la separación de las curvas de resistividad de fase y atenuación,

²³ AL-KHALDY, Meshal; DUTTA, Abhijit y AL-FAILAKAWI, Khaled. Petrophysics for Horizontal Wells with Sourceless LWD Technology, A case study from Kuwait. En: society of petroleum engineers, Schlumberger.

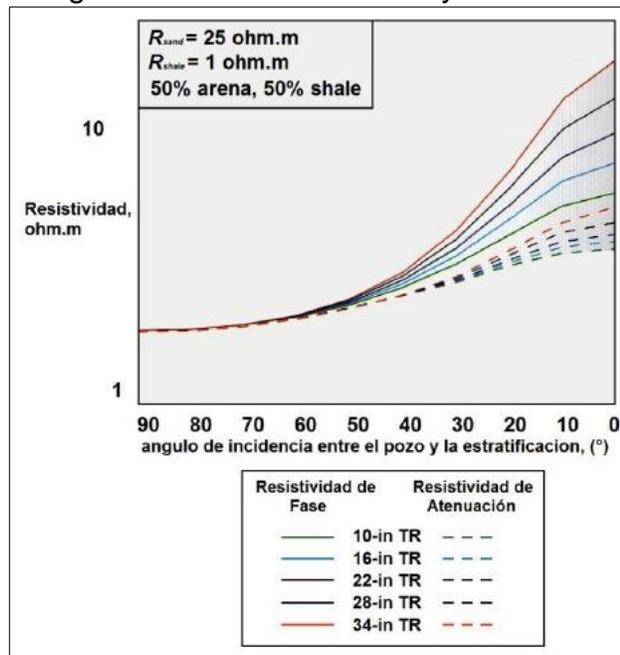
siendo esta separación bastante uniforme como se puede apreciar en la **Figura 29**.

Figura 28. Efectos de anisotropía en pozos verticales y pozos horizontales.



Fuente: Petrophysics for Horizontal Wells with Sourceless LWD Technology, A Case Study from Kuwait. SPE-172541-MS.

Figura 29. Efectos de anisotropía crean separación uniforme de las curvas de resistividad de fase y atenuación a medida que el ángulo de incidencia disminuye.



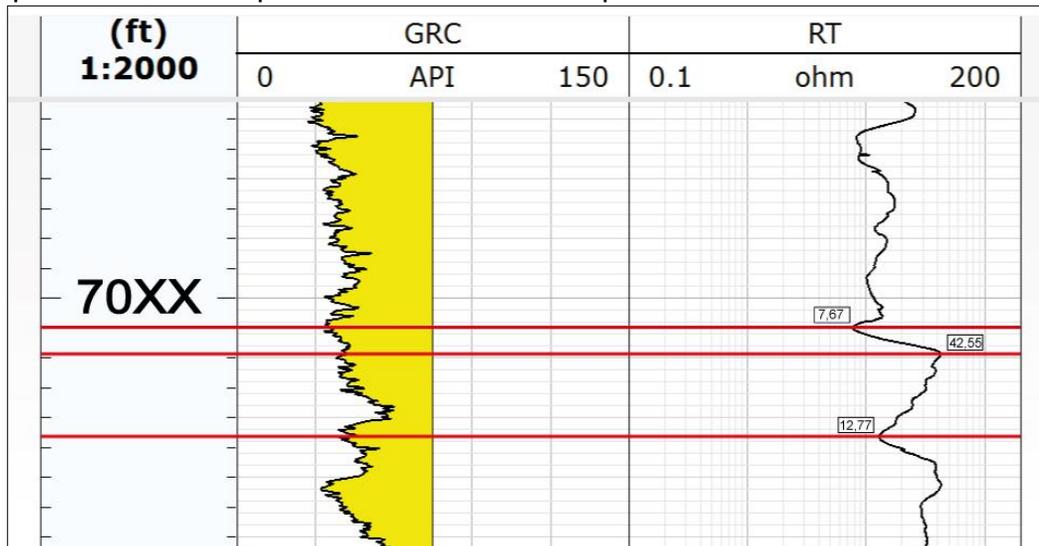
Fuente: Griffiths, Roger. Well Placement Fundamentals; Schlumberger. 2009.

3.1.6 Efectos por cruce de capas: Los efectos por cruce de capas se producen principalmente por el contraste de resistividad que existe entre las capas y el ángulo de incidencia entre la estratificación y el pozo. En los pozos horizontales el cruce entre dos capas con alta inclinación y con distintos contrastes de resistividades genera como resultado respuestas mucho más pronunciadas que en un pozo vertical debido a un ángulo aparente de inclinación.

Este es el principal efecto que debe ser corregido en los registros de resistividad en los pozos horizontales del campo en estudio, ya que al no ser eliminado causaría gran incertidumbre al momento de evaluar las propiedades petrofísicas y geológicas de la formación atravesada por los pozos horizontales.

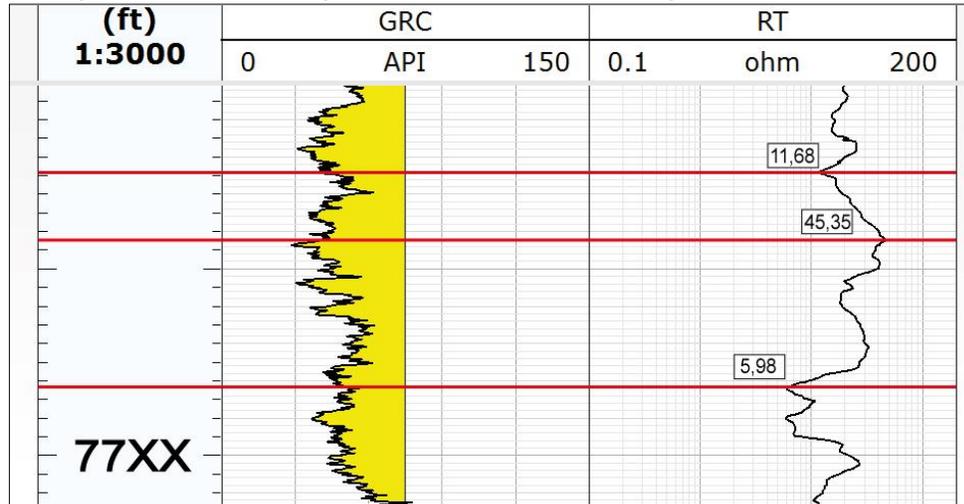
En las **Figuras 30** y **31** a continuación se puede observar como en el pozo PZ-1 la curva de resistividad muestra cambios abruptos en los valores, al igual que en el pozo PZ-3 mostrado en la **Figura 32**, esto ocurre debido en gran parte a las diferentes resistividades que presentan las capas delgadas que son atravesadas por el pozo en ese momento.

Figura 30. Efectos por cruce de capa en el registro de resistividad en el pozo PZ-1 a una profundidad de 7000 ft aproximadamente.



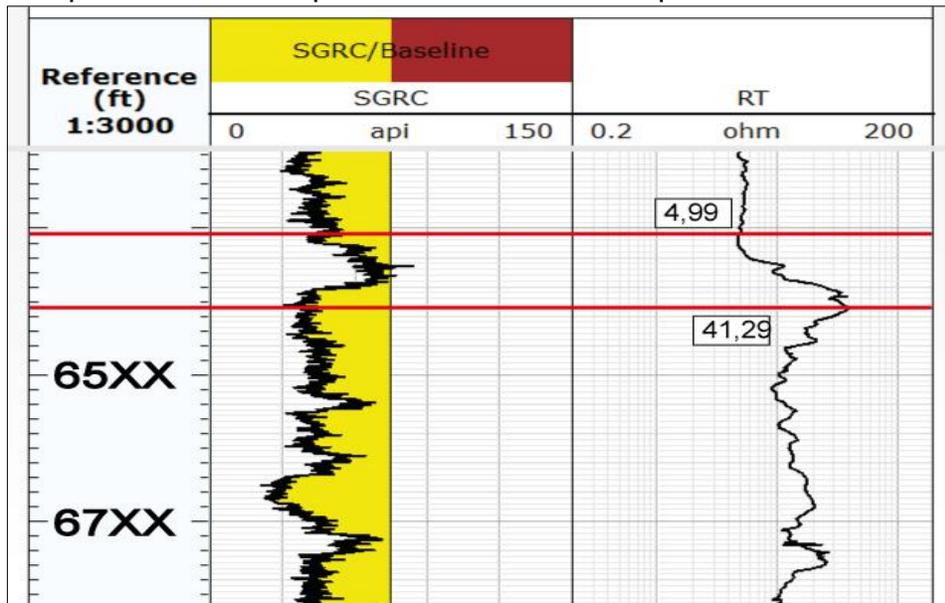
Fuente: Autores: Software Techlog, plataforma de integración de datos de pozo, Schlumberger. 2011.

Figura 31. Efectos por cruce de capa en el registro de resistividad en el pozo PZ-1 a una profundidad de 7700 ft aproximadamente.



Fuente: Autores: Software Techlog, plataforma de integración de datos de pozo, Schlumberger. 2011.

Figura 32. Efectos por cruce de capa en el registro de resistividad en el pozo PZ-3 a una profundidad de 6500 ft aproximadamente.



Fuente: Autores: Software Techlog, plataforma de integración de datos de pozo, Schlumberger. 2011.

Por otra parte, en cada uno de los pozos horizontales en estudio se presenta un ruido en las lecturas de las curvas de resistividad, que puede llegar a confundirse con un alto contraste de resistividad entre capas, pero realmente esta respuesta es generada por los diferentes materiales por los que pueden estar compuestas las tuberías de revestimiento para cada uno de los pozos; estas lecturas erróneas

Para el proceso de modelamiento, se cuenta con la data base de los pozos analizados en el proyecto e información de los resultados de geonavegación otorgados por cada una de las compañías, la cual permita entender las características principales del pozo en estudio. Se construye un perfil vertical paralelo a la trayectoria del pozo horizontal analizado, incluyendo el pozo vertical más cercano y las superficies de tope y base de la Arena B3 en la cual navegaron cada uno de los pozos analizados en este proyecto, permitiendo de esta manera identificar inicialmente los efectos presentes sobre el registro.

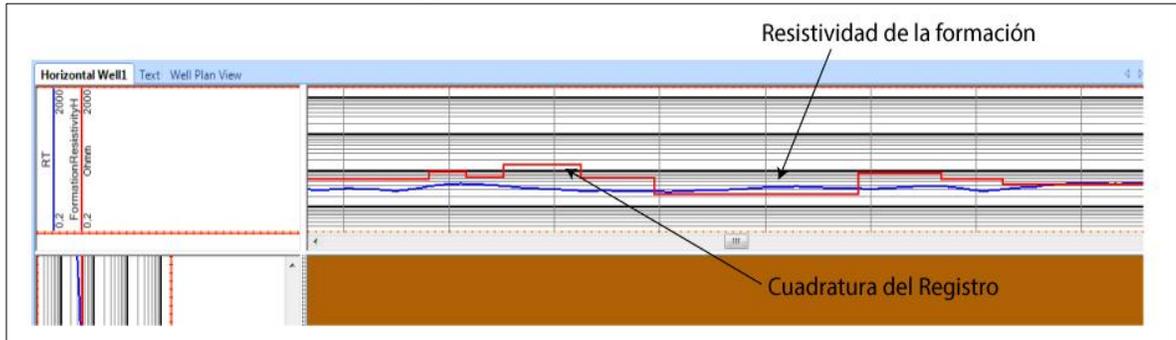
Con el fin de generar un modelo de las posibles capas atravesadas por el pozo, se busca dar origen a los efectos que generan anomalías sobre los registros, se debe realizar un modelamiento de capas con ayuda de un modelo geológico en 2D, a partir de los parámetros de formación (Resistividad y Rayos Gamma), los cuales son datos medidos por las herramientas LWD.

Una vez construido el modelo geológico en 2D, se debe realizar la simulación con ayuda del software LOG XD, de la respuesta de resistividad de la herramienta LWD utilizada en el proceso de posicionamiento del pozo. LOG XD es un software de posicionamiento e interpretación de pozos horizontales, el cual posee las configuraciones y especificaciones de cada una de las herramientas LWD utilizadas actualmente en la industria petrolera.

Con la simulación efectuada, se valida el modelo geológico 2D generado, en donde la lectura de la resistividad simulada debe ser muy similar a la lectura la cual fue registrada por la herramienta LWD corrida en el pozo en estudio durante la perforación. Si la respuesta del registro generado por la simulación (Registro Sintético) no concuerda con el registro original, se hace necesario corregir el modelo de capas propuesto, hasta lograr similitud entre el registro sintético y el registro aportado por la herramienta LWD; esto garantiza que el entorno geológico 2D creado alrededor del pozo en cuanto a los parámetros de Resistividad y Rayos Gamma, es parecido al entorno geológico natural el cual dio origen a los diferentes efectos presentes en las herramientas LWD. Teniendo un modelo geológico con los parámetros de formación ya conocidos, es posible generar un registro de resistividad verdadero de la formación, el cual no contenga atenuaciones ocasionadas por los diferentes efectos nombrados anteriormente.

3.2.1 Modelamiento de las capas 2D: En el proceso de modelaje de las capas, se debe integrar la información del área y el reconocimiento inicial de los efectos presentes en los registros de resistividad. El modelo de capas 2D se inicia generando deflexiones de los registros de Resistividad y Rayos Gamma, con el fin de definir los límites de las capas. Los valores de Resistividad y Rayos Gamma para la formación, son definidos para cada capa con la ayuda de la cuadratura del registro, **Figura 34.**

Figura 34. Cuadratura del registro de resistividad.



Fuente: Autores: Software LOG XD, Posicionamiento e interpretación de pozos Horizontales, Maxwell Dynamics.Inc. 2015.

El modelo geológico debe contener información precisa acerca de los valores de Resistividad y Rayos Gamma de las capas que están siendo atravesadas por el pozo horizontal en estudio, así mismo las capas que están por debajo del pozo horizontal. El modelo es construido con ayuda de la información del pozo vertical más cercano, siendo los rangos de calibración de la herramienta LWD y wireline los mismos. Esto asegura una buena correlación de las capas, conociendo los rangos verdaderos de resistividad de los registros de propagación, los cuales se ven afectados por los diferentes efectos en los pozos horizontales.

El pozo vertical utilizado para la construcción del modelo 2D de la formación, representa la mejor opción para determinar los parámetros de Resistividad y Rayos Gamma de las capas por encima y por debajo de la capa perforada.

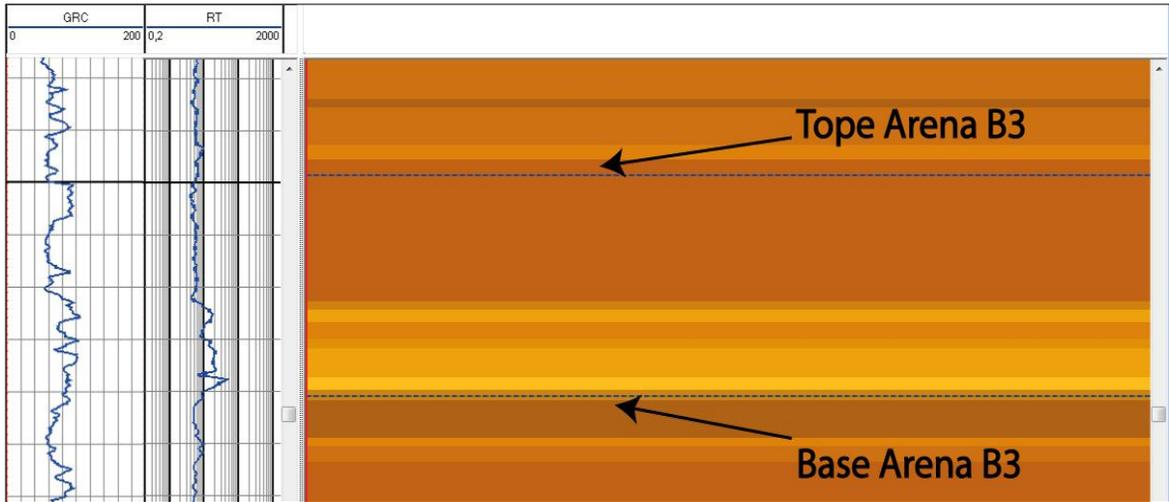
El modelo debe ser extendido hacia el pozo horizontal, realizando una correlación entre los registros de Rayos Gamma del pozo vertical cercano y el pozo Horizontal en estudio.

Se presenta a continuación la construcción para los pozos horizontales PZ-1, PZ-2, PZ-3, PZ-4 y PZ-5 utilizando los pozos verticales PV-1, PV-2, PV-3, PV-4 y PV-5 respectivamente.

3.2.1.1 Construcción del Modelo Geológico 2D: A partir de la información aportada por los registros de los pozos verticales PV-1 (**Figura 35**), PV-2 (**Figura 36**), PV-3 (**Figura 37**), PV-4 (**Figura 38**) y PV-5 (**Figura 39**) con la ayuda del software LOGXD, se construye un modelo de capas condicionado principalmente a los valores de Resistividad y a los valores de Rayos Gamma.

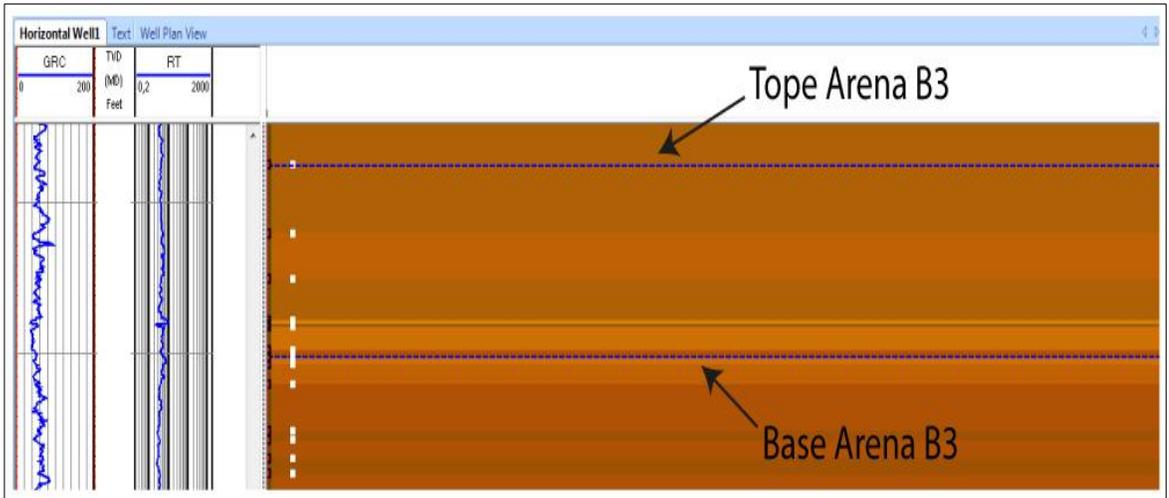
A continuación se observan los modelos generados a partir de los pozos verticales analizados, en los cuales se observan las líneas a trazos de color azul, que corresponden al tope y base de la Unidad reservorio, los cuales serán extendidos al modelo geológico 2D para los pozos horizontales.

Figura 35. Modelo de capas para pozo vertical PV-1 cercano a pozo Horizontal PZ-1.



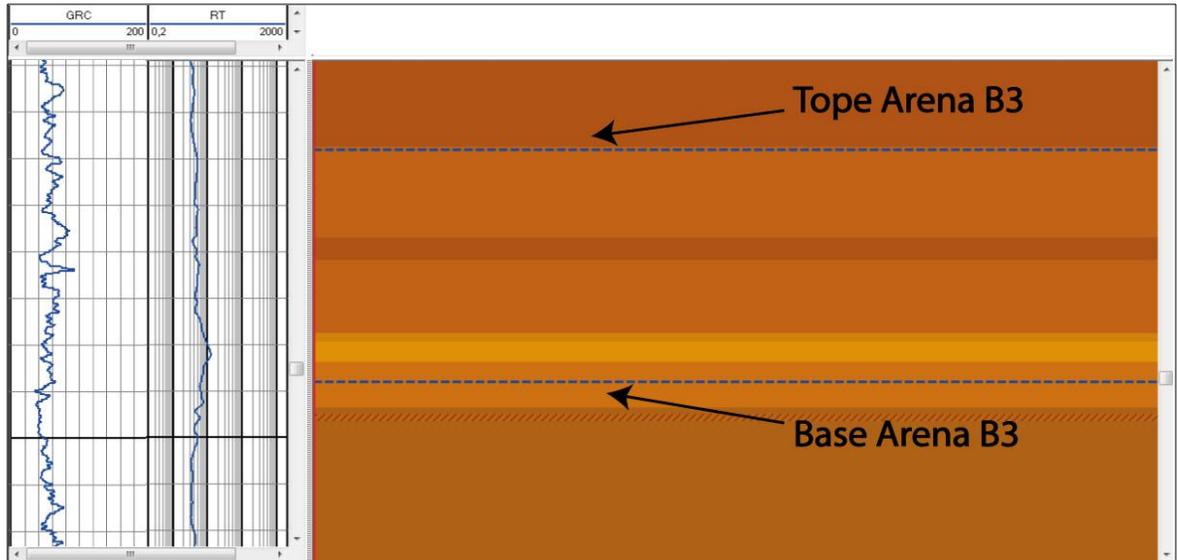
Fuente: Autores: Software LOG XD, Posicionamiento e interpretación de pozos Horizontales, Maxwell Dynamics.Inc. 2015.

Figura 36. Modelo de capas para pozo vertical PV-2 cercano a pozo Horizontal PZ-2.



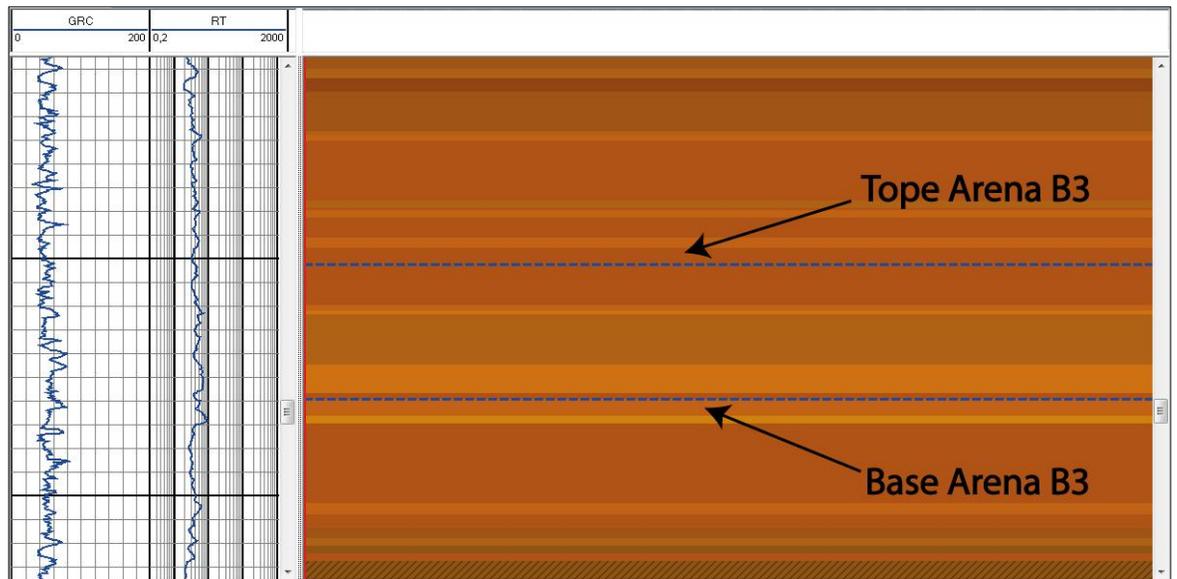
Fuente: Autores: Software LOG XD, Posicionamiento e interpretación de pozos Horizontales, Maxwell Dynamics.Inc. 2015.

Figura 37. Modelo de capas para pozo vertical PV-3 cercano a pozo Horizontal PZ-3.



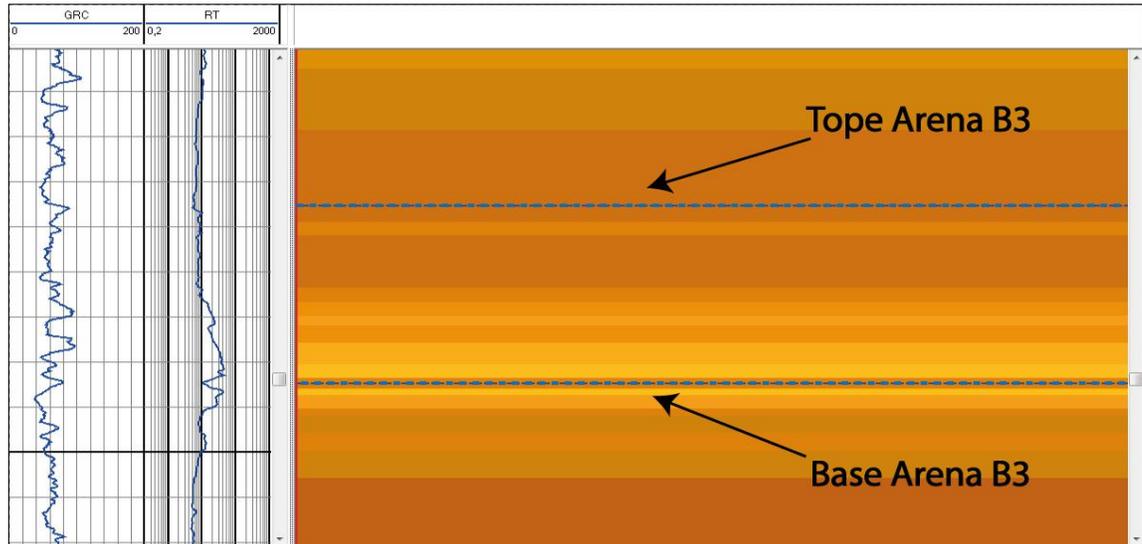
Fuente: Autores: Software LOG XD, Posicionamiento e interpretación de pozos Horizontales, Maxwell Dynamics.Inc. 2015.

Figura 38. Modelo de capas para pozo vertical PV-4 cercano a pozo Horizontal PZ-4.



Fuente: Autores: Software LOG XD, Posicionamiento e interpretación de pozos Horizontales, Maxwell Dynamics.Inc. 2015.

Figura 39. Modelo de capas para pozo vertical PV-5 cercano a pozo Horizontal PZ-5.



Fuente: Autores: Software LOG XD, Posicionamiento e interpretación de pozos Horizontales, Maxwell Dynamics.Inc. 2015.

Una vez construido el modelo geológico 2D para cada uno de los pozos verticales, se debe extender al modelo del pozo horizontal, en donde se deberá controlar la continuidad de las capas, su espesor y condiciones estructurales.

- **Extensión del modelo 2D de los pozos verticales PV-1, PV-2, PV-3, PV-4 y PV-5 a los pozos horizontales PZ-1, PZ-2, PZ-3, PZ-4 y PZ-5 ajustando cada uno de los modelos a las condiciones estructurales.**

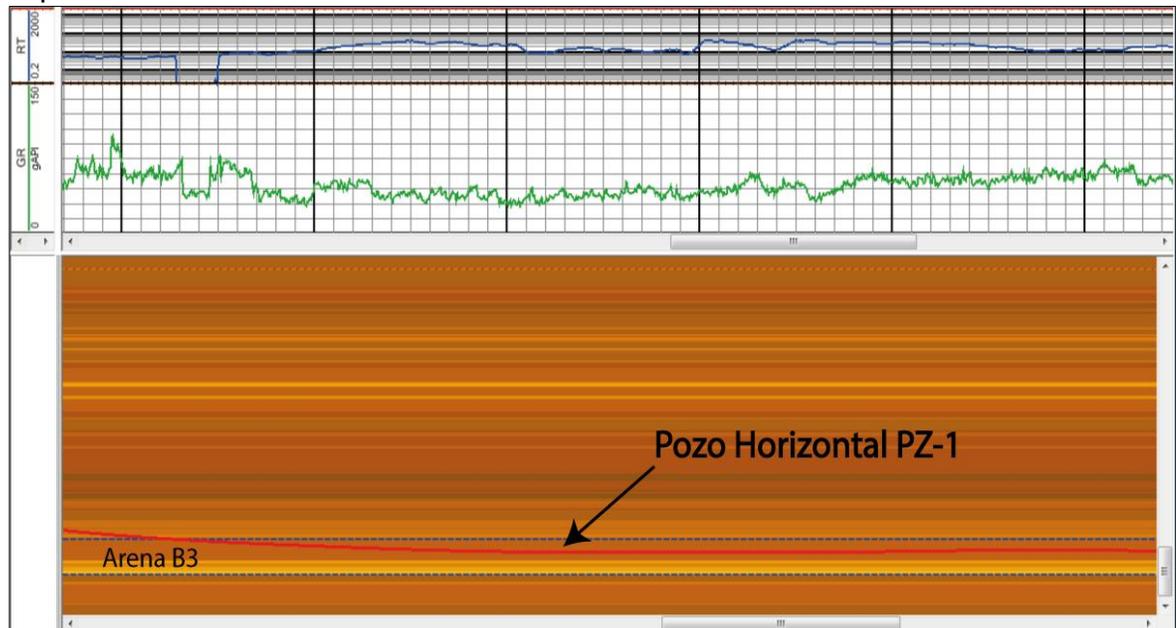
Con el fin de realizar una correcta extensión del modelo de capas de los pozos verticales a los pozos horizontales, es necesario conocer la continuidad de las capas que son leídas por la herramienta wireline en el pozo vertical cercano al pozo horizontal en estudio, determinando de esta manera si son las mismas capas que están siendo medidas por las herramientas LWD en el pozo horizontal.

Inicialmente, se debe interpretar la continuidad de las capas con ayuda de una correlación estratigráfica entre los pozos verticales y los pozos horizontales en estudio, dado que cada uno de los pozos seleccionados para el estudio atraviesan la Arena B3, zona por la cual navegan los pozos horizontales corridos con la herramienta LWD.

- **Extensión del modelo 2D de los pozos verticales PV-1, PV-2, PV-3, PV-4 y PV-5 a los pozos horizontales PZ-1, PZ-2, PZ-3, PZ-4 y PZ-5.**

Al obtener el modelo 2D de los pozos verticales, se extiende al modelo 2D de los pozos horizontales a partir de los registros de los pozos verticales sobre la trayectoria de los pozos horizontales, en la **Figura 40**, **Figura 41**, **Figura 42**, **Figura 43** y **Figura 44** se muestra la extensión de los pozos verticales PV-1, PV-2, PV-3, PV-4 y PV-5 a los pozos horizontales PZ-1, PZ-2, PZ-3, PZ-4 y PZ-5 respectivamente.

Figura 40. Modelo geológico 2D construido del pozo Vertical PV-1 y extrapolado al pozo horizontal PZ-1.



Fuente: Autores: Software LOG XD, Posicionamiento e interpretación de pozos Horizontales, Maxwell Dynamics.Inc. 2015.

Figura 41. Modelo geológico 2D construido del pozo Vertical PV-2 y extrapolado al pozo horizontal PZ-2.



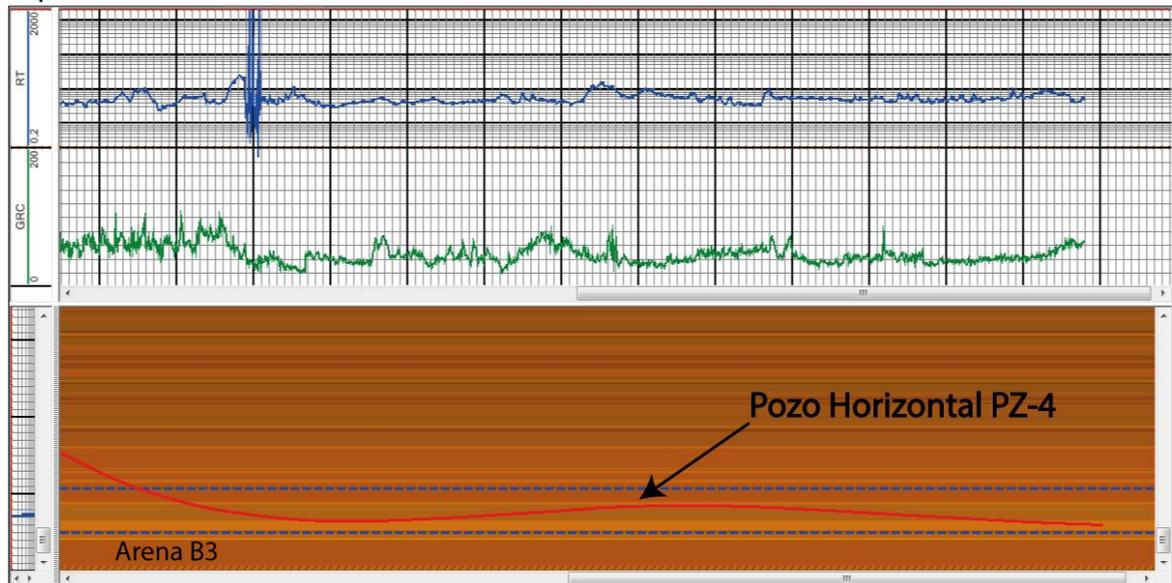
Fuente: Autores: Software LOG XD, Posicionamiento e interpretación de pozos Horizontales, Maxwell Dynamics.Inc. 2015.

Figura 42. Modelo geológico 2D construido del pozo Vertical PV-3 y extrapolado al pozo horizontal PZ-3.



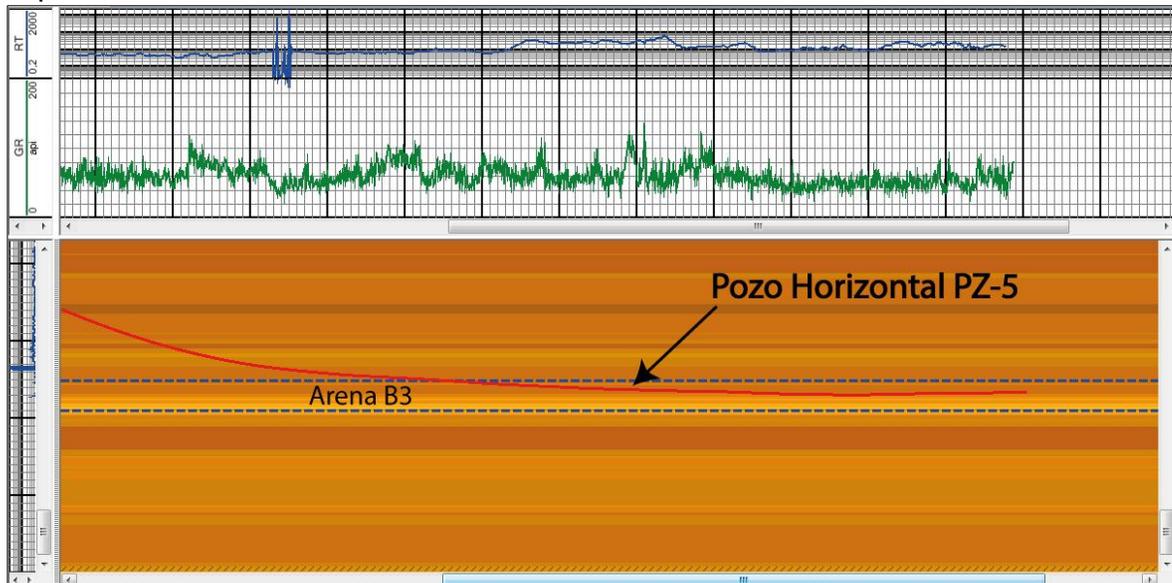
Fuente: Autores: Software LOG XD, Posicionamiento e interpretación de pozos Horizontales, Maxwell Dynamics.Inc. 2015.

Figura 43. Modelo geológico 2D construido del pozo Vertical PV-4 y extrapolado al pozo horizontal PZ-4.



Fuente: Autores: Software LOG XD, Posicionamiento e interpretación de pozos Horizontales, Maxwell Dynamics.Inc. 2015.

Figura 44. Modelo geológico 2D construido del pozo Vertical PV-5 y extrapolado al pozo horizontal PZ-5.



Fuente: Autores: Software LOG XD, Posicionamiento e interpretación de pozos Horizontales, Maxwell Dynamics.Inc. 2015.

El modelo debe ser ajustado de acuerdo a la interpretación estructural realizada y teniendo en cuenta las variaciones en el buzamiento e inclinación de las capas que se presentan en la unidad de Arena B3, **Figura 45.**

Figura 45. Modelo geológico 2D ajustado al buzamiento del tope de la Arena B3.

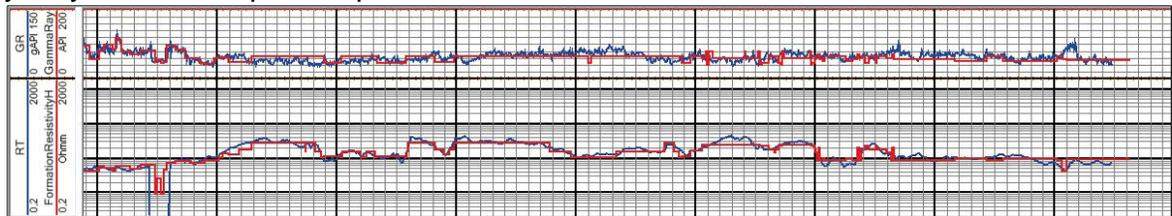


Fuente: Autores: Software LOG XD, Posicionamiento e interpretación de pozos Horizontales, Maxwell Dynamics.Inc. 2015.

Teniendo el modelo ajustado de acuerdo con el buzamiento e inclinación de las capas, se construye una curva cuadrada para los registros de Resistividad y Rayos Gamma para cada capa del modelo, basándose en los datos adquiridos por los pozos verticales.

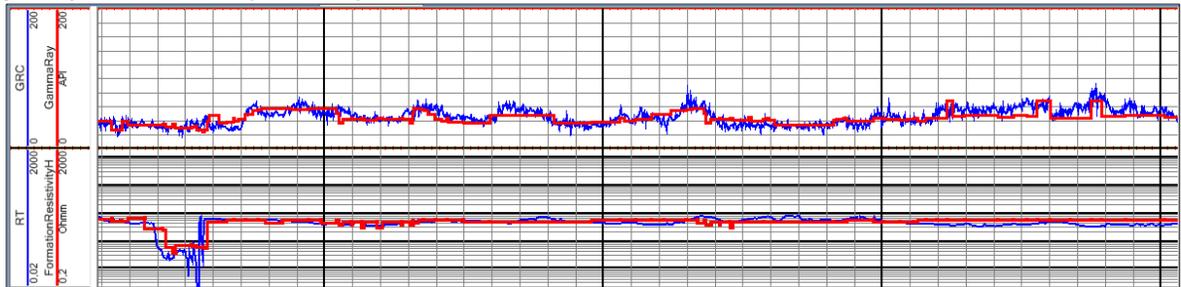
A continuación se muestra el ajuste de la cuadratura del registro para los parámetros de Resistividad y Rayos Gamma para los pozos horizontales PZ-1 (**Figura 46**), PZ-2 (**Figura 47**), PZ-3 (**Figura 48**), PZ-4 (**Figura 49**) Y PZ-5 (**Figura 50**).

Figura 46. Ajuste de los registros LWD a partir de los parámetros de Resistividad y Rayos Gamma para el pozo horizontal PZ-1.



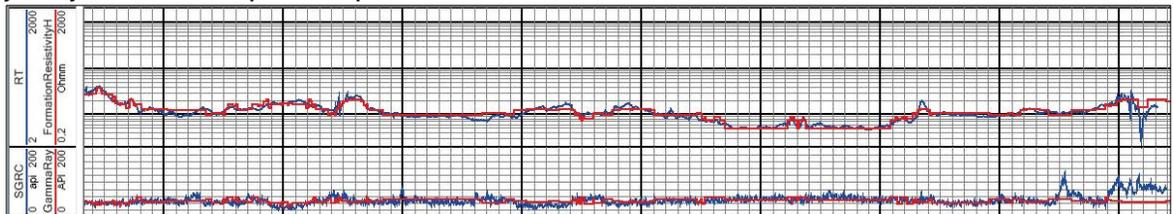
Fuente: Autores: Software LOG XD, Posicionamiento e interpretación de pozos Horizontales, Maxwell Dynamics.Inc. 2015.

Figura 47. Ajuste de los registros LWD a partir de los parámetros de Resistividad y Rayos Gamma para el pozo horizontal PZ-2.



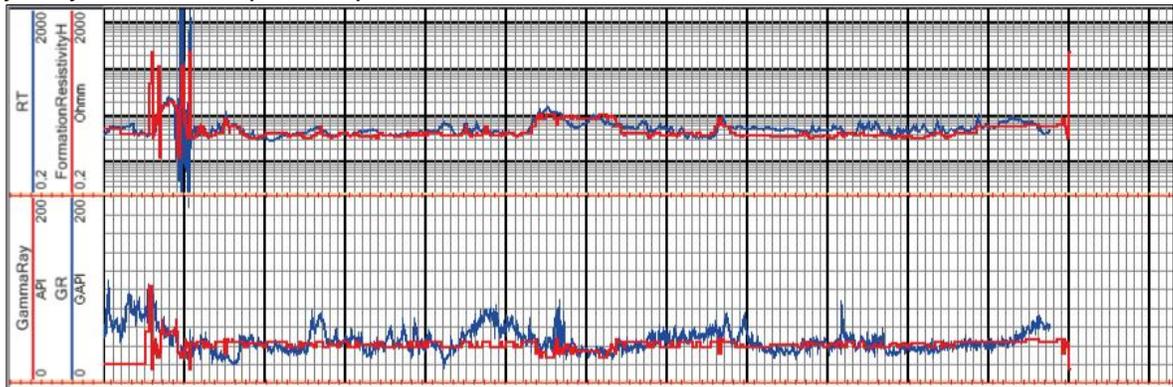
Fuente: Autores: Software LOG XD, Posicionamiento e interpretación de pozos Horizontales, Maxwell Dynamics.Inc. 2015.

Figura 48. Ajuste de los registros LWD a partir de los parámetros de Resistividad y Rayos Gamma para el pozo horizontal PZ-3.



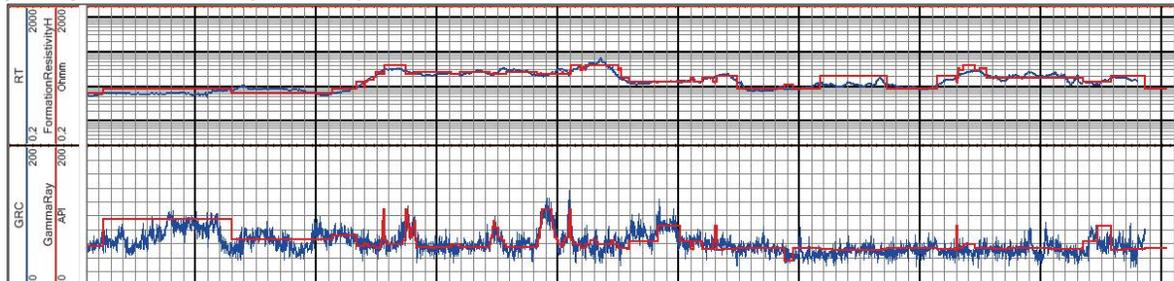
Fuente: Autores: Software LOG XD, Posicionamiento e interpretación de pozos Horizontales, Maxwell Dynamics.Inc. 2015.

Figura 49. Ajuste de los registros LWD a partir de los parámetros de Resistividad y Rayos Gamma para el pozo horizontal PZ-4.



Fuente: Autores: Software LOG XD, Posicionamiento e interpretación de pozos Horizontales, Maxwell Dynamics.Inc. 2015.

Figura 50. Ajuste de los registros LWD a partir de los parámetros de Resistividad y Rayos Gamma para el pozo horizontal PZ-5.

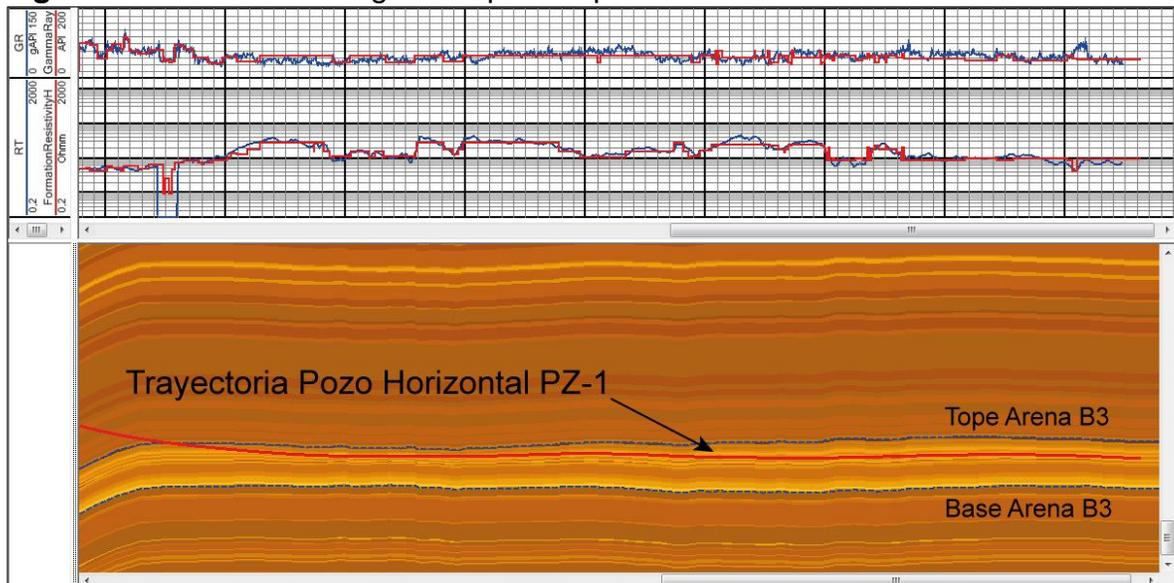


Fuente: Autores: Software LOG XD, Posicionamiento e interpretación de pozos Horizontales, Maxwell Dynamics.Inc. 2015.

En la representación de los parámetros evaluados en el pozo (RT y GR), se modifica de la cuadratura del registro (Registro cuadrado rojo), realizando un ajuste para los valores de las propiedades a lo largo del pozo navegado horizontalmente. A medida que se realizan los cambios en la cuadratura del registro, las características de la formación en estudio deben ser modificadas, dando como resultado un modelo de capas similar al modelo original en el cual se corrió la herramienta LWD.

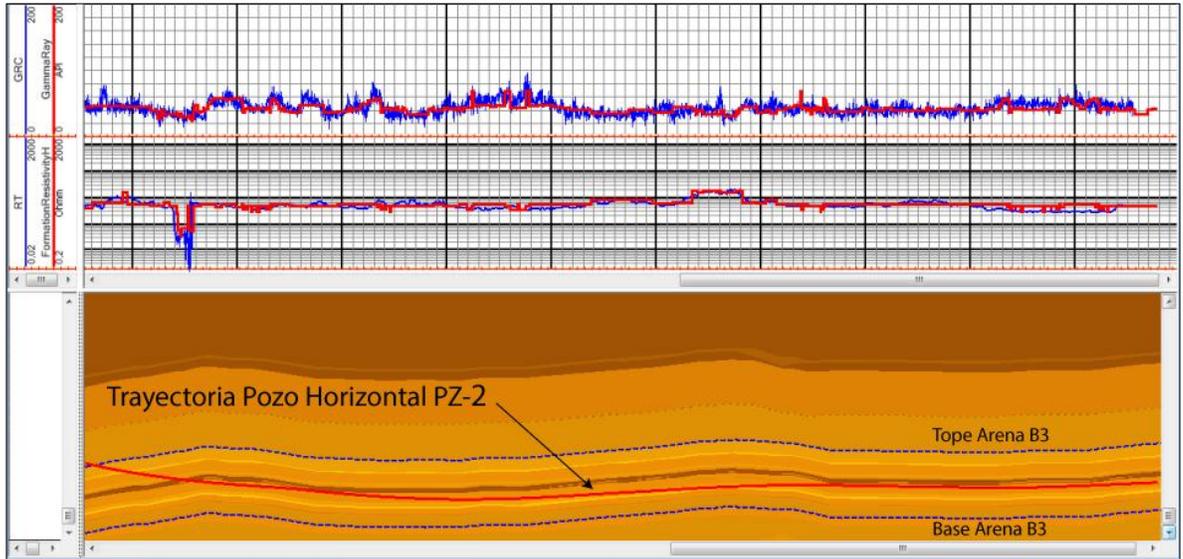
A continuación se muestra el modelo de capas construido con base a la cuadratura del registro para los pozos horizontales PZ-1 (**Figura 51**), PZ-2 (**Figura 52**), PZ-3 (**Figura 53**), PZ-4 (**Figura 54**) Y PZ-5 (**Figura 55**).

Figura 51. Modelo Geológico 2D para el pozo horizontal PZ-1.



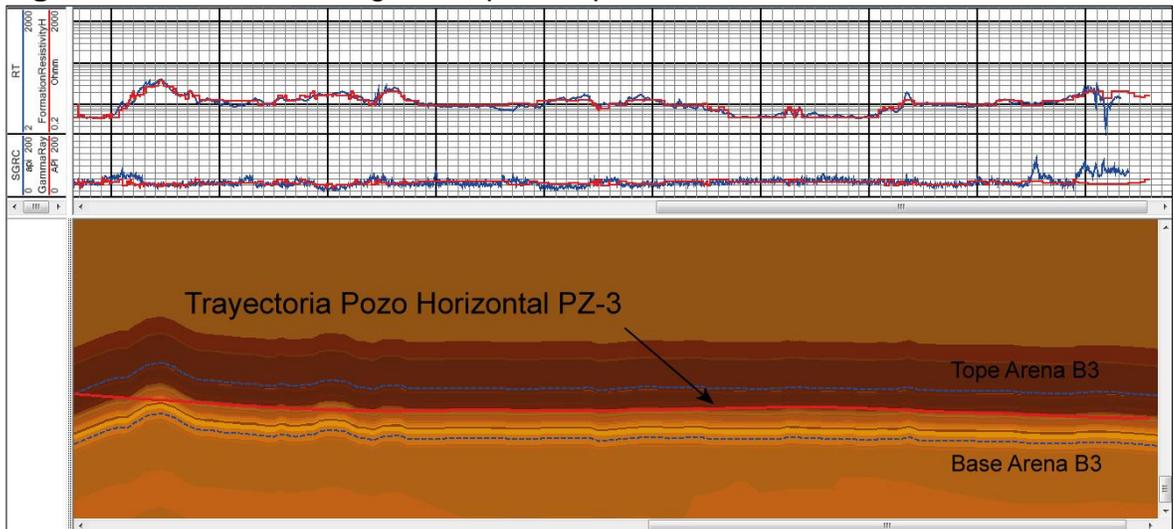
Fuente: Autores: Software LOG XD, Posicionamiento e interpretación de pozos Horizontales, Maxwell Dynamics.Inc. 2015.

Figura 52. Modelo Geológico 2D para el pozo horizontal PZ-2.



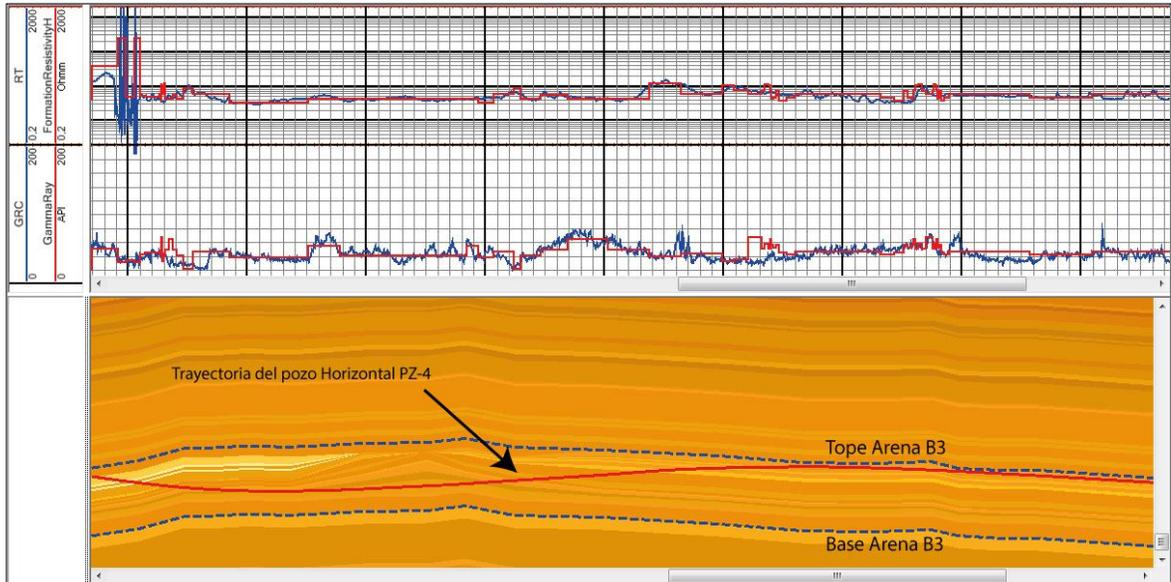
Fuente: Autores: Software LOG XD, Posicionamiento e interpretación de pozos Horizontales, Maxwell Dynamics.Inc. 2015.

Figura 53. Modelo Geológico 2D para el pozo horizontal PZ-3.



Fuente: Autores: Software LOG XD, Posicionamiento e interpretación de pozos Horizontales, Maxwell Dynamics.Inc. 2015.

Figura 54. Modelo Geológico 2D para el pozo horizontal PZ-4.



Fuente: Autores: Software LOG XD, Posicionamiento e interpretación de pozos Horizontales, Maxwell Dynamics.Inc. 2015.

Figura 55. Modelo Geológico 2D para el pozo horizontal PZ-5.



Fuente: Autores: Software LOG XD, Posicionamiento e interpretación de pozos Horizontales, Maxwell Dynamics.Inc. 2015.

Luego de realizar las diferentes modificaciones en las capas, entre cambio de espesores, inclinación y valores de resistividad, se obtiene un modelo de capas

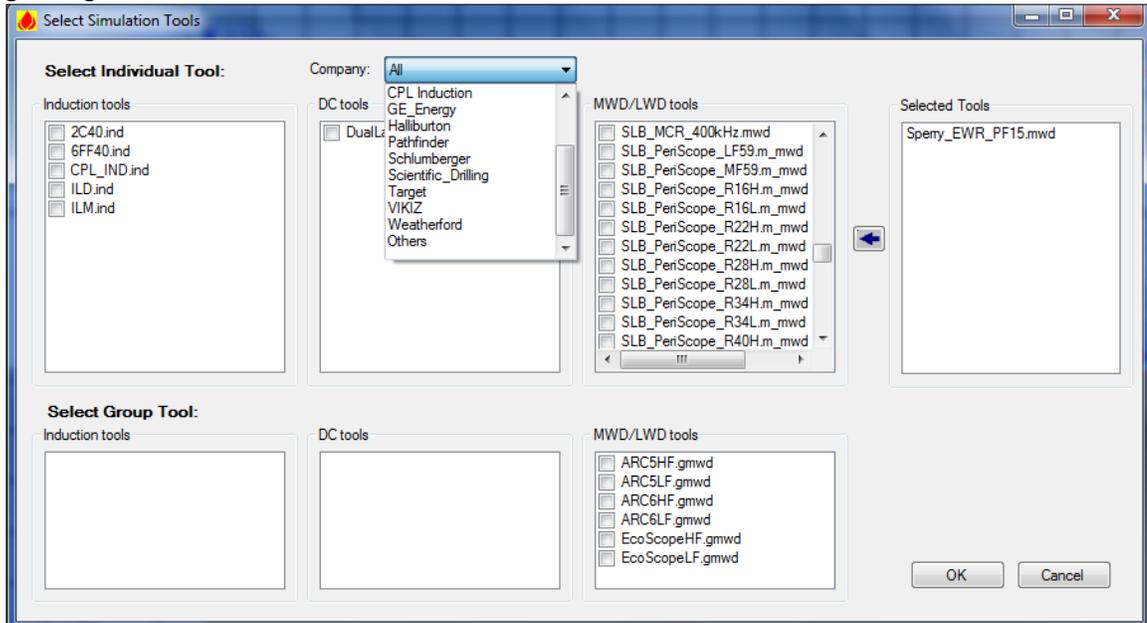
que se ajusta estratigráfica y estructuralmente a los informes de geonavegación proporcionados por las compañías 1 y 2.

Los rangos de las herramientas LWD y wireline para la medición de los parámetros de Resistividad y Rayos Gamma, son los mismos, y teniendo en cuenta el ajuste en el espesor y buzamiento de las capas, los registros cuadrados, los cuales fueron modificados según los parámetros analizados, deberían coincidir con la respuesta verdadera aportada por la herramienta LWD en los pozos horizontales analizados.

Luego de modificar la cuadratura de los registros para cada uno de los parámetros analizados (Resistividad y Rayos Gamma), y teniendo como propósito obtener la curva de resistividad RT, se debe realizar el proceso de corrección de los efectos presentes en las lecturas por medio de la simulación de la curva de resistividad. El proceso de simulación se presenta a continuación.

3.2.1.2 Simulación de la curva de resistividad: En la construcción de la curva conmutada por el software LOG XD, se debe escoger la compañía la cual realizó las operaciones para cada uno de los pozos analizados, **Figura 56**. Teniendo en cuenta el tipo de herramienta utilizada y la configuración de esta en el posicionamiento del pozo, se obtiene como resultado una curva sintética que se acomoda a las condiciones establecidas en la creación del modelo geológico 2D construido alrededor del pozo horizontal.

Figura 56. Selección de herramientas LWD para la simulación en el modelo geológico 2D.



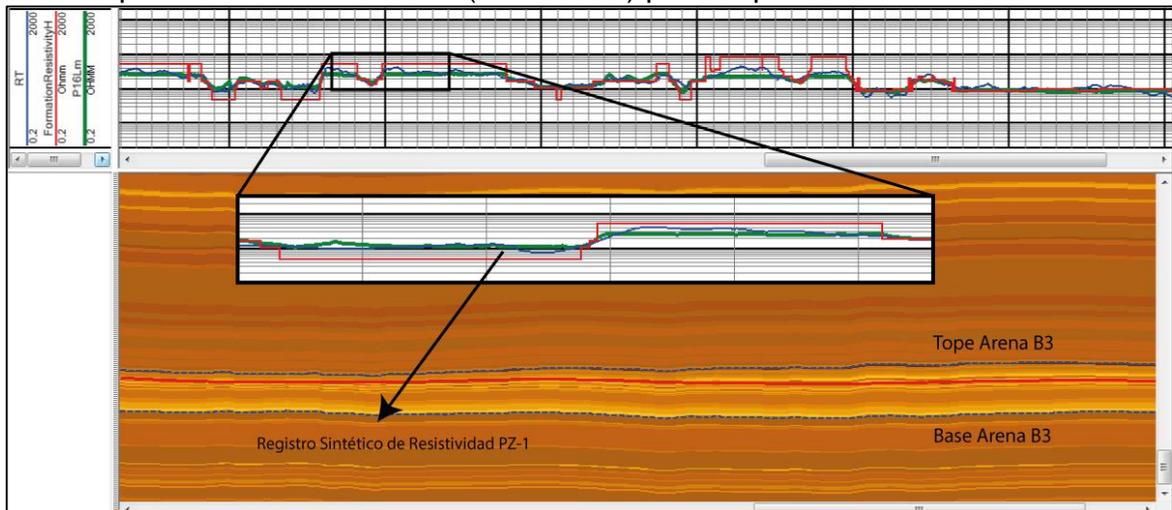
Fuente: Software LOG XD, Posicionamiento e interpretación de pozos Horizontales, Maxwell Dynamics.Inc. 2015.

El registro sintético generado (Línea Verde), se debe ajustar a la resistividad tomada por la herramienta LWD (Línea Azul), con el fin de garantizar que la resistividad simulada en el modelo geológico 2D, sea muy similar a la resistividad tomada por la herramienta LWD corrida en los pozos horizontales.

Como se observa en la **Figura 57**, el registro presenta zonas en las que se observa un buen ajuste entre la cuadratura del registro y la resistividad tomada por la herramienta LWD. Este ajuste asegura que la similitud entre estas dos curvas, asegura que la cuadratura del registro sea la resistividad verdadera de la formación, RT.

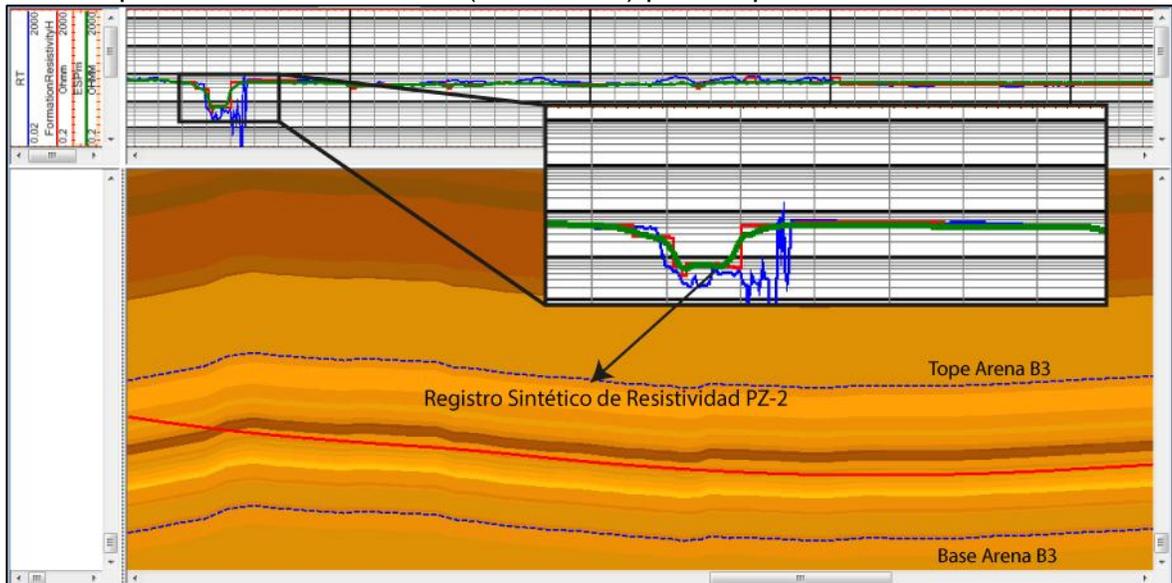
A continuación se presenta el registro sintético de resistividad (Línea Verde), generado por el software LOG XD para los pozos horizontales PZ-1 (**Figura 57**), PZ-2 (**Figura 58**), PZ-3 (**Figura 59**), PZ-4 (**Figura 60**) Y PZ-5 (**Figura 61**).

Figura 57. Registro sintético generado (Línea Verde), ajustado a la resistividad tomada por la herramienta LWD (Línea Azul) para el pozo horizontal PZ-1.



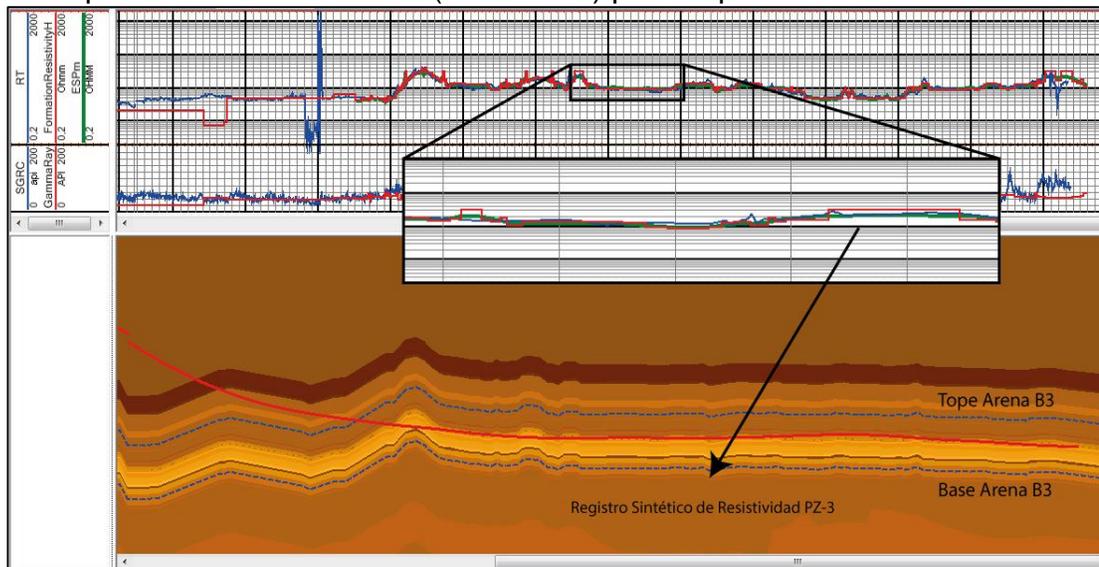
Fuente: Autores: Software LOG XD, Posicionamiento e interpretación de pozos Horizontales, Maxwell Dynamics.Inc. 2015.

Figura 58. Registro sintético generado (Línea Verde), ajustado a la resistividad tomada por la herramienta LWD (Línea Azul) para el pozo horizontal PZ-2.



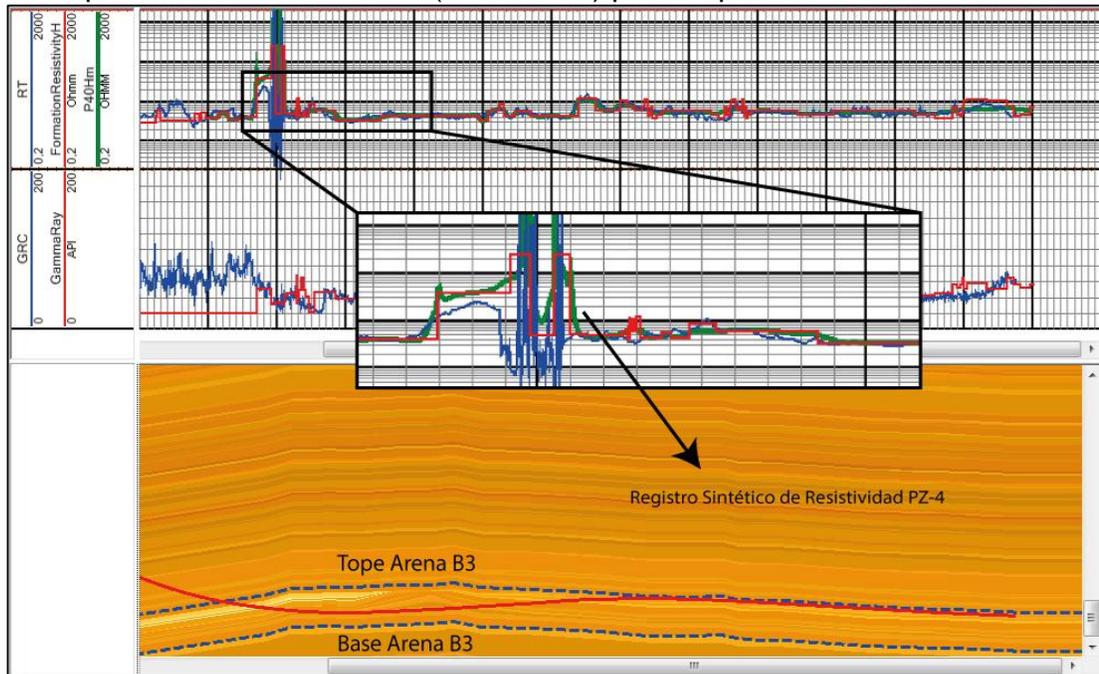
Fuente: Autores: Software LOG XD, Posicionamiento e interpretación de pozos Horizontales, Maxwell Dynamics.Inc. 2015.

Figura 59. Registro sintético generado (Línea Verde), ajustado a la resistividad tomada por la herramienta LWD (Línea Azul) para el pozo horizontal PZ-3.



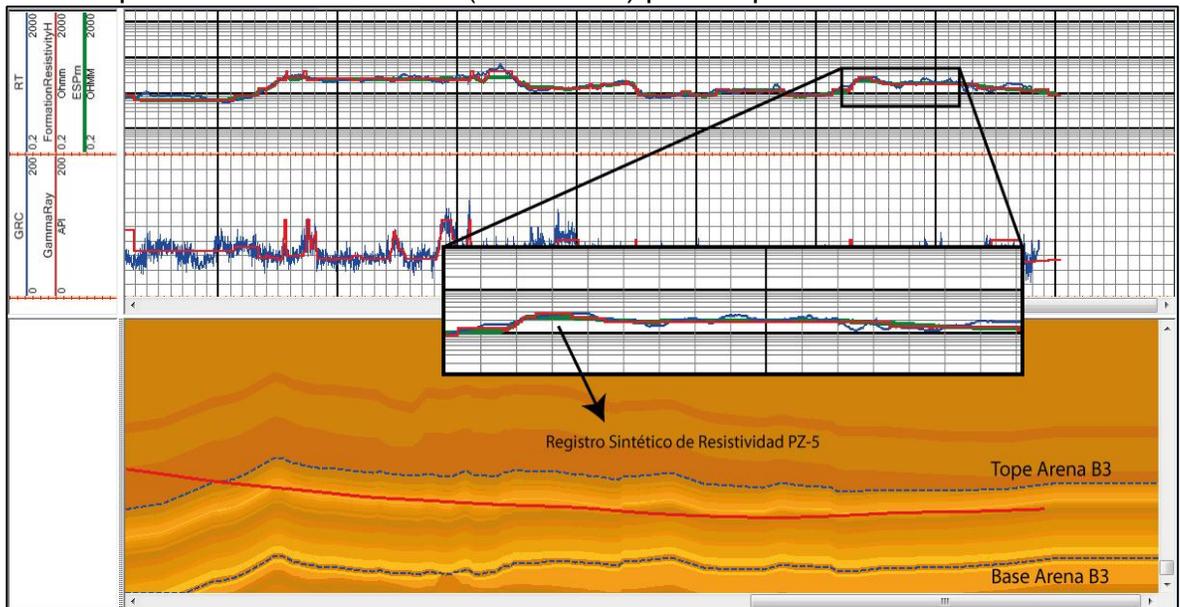
Fuente: Autores: Software LOG XD, Posicionamiento e interpretación de pozos Horizontales, Maxwell Dynamics.Inc. 2015.

Figura 60. Registro sintético generado (Línea Verde), ajustado a la resistividad tomada por la herramienta LWD (Línea Azul) para el pozo horizontal PZ-4.



Fuente: Autores: Software LOG XD, Posicionamiento e interpretación de pozos Horizontales, Maxwell Dynamics.Inc. 2015.

Figura 61. Registro sintético generado (Línea Verde), ajustado a la resistividad tomada por la herramienta LWD (Línea Azul) para el pozo horizontal PZ-4.



Fuente: Autores: Software LOG XD, Posicionamiento e interpretación de pozos Horizontales, Maxwell Dynamics.Inc. 2015.

4. GENERACIÓN DE REGISTROS SINTÉTICOS DE POROSIDAD EN LOS POZOS HORIZONTALES EN ESTUDIO

En el presente capítulo se presenta la descripción del cálculo y generación de las curvas sintéticas de porosidad absoluta y porosidad efectiva en los pozos horizontales PZ-1, PZ-2, PZ-3, PZ-4 y PZ-5 del bloque V en el campo Yariguí-Cantagallo, dando por tanto cumplimiento al objetivo número cuatro del proyecto.

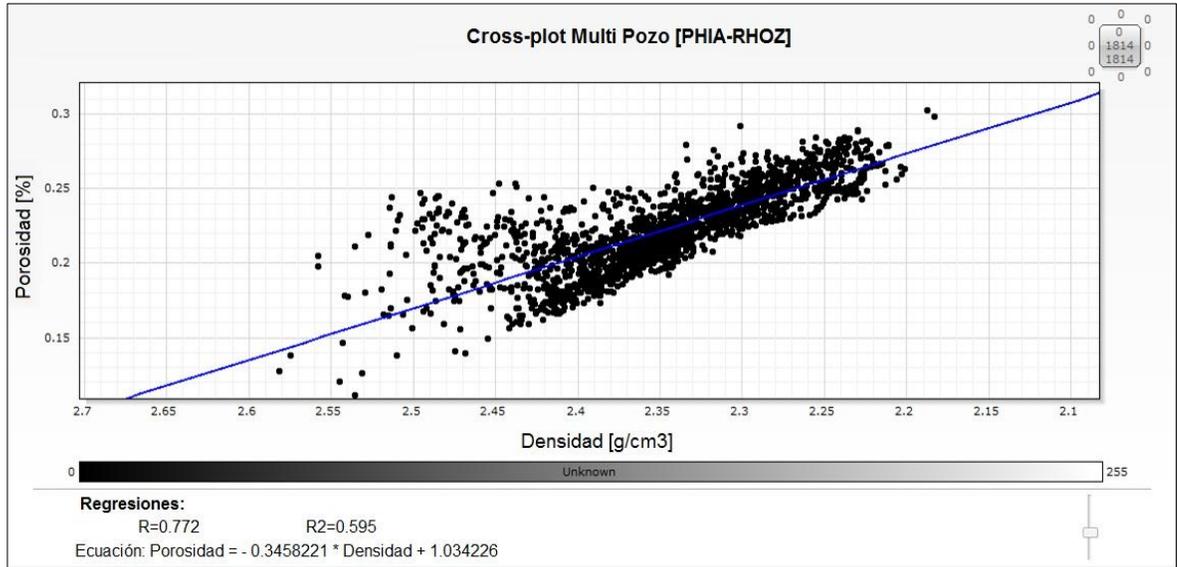
4.1 CÁLCULO DE LA POROSIDAD ABSOLUTA Y EFECTIVA

En los pozos horizontales PZ-1, PZ-2, PZ-3, PZ-4 y PZ-5 no se cuenta con el registro de porosidad, por tanto no es posible realizar el cálculo directo de porosidad para los pozos horizontales en estudio, con los datos existentes de Resistividad y Gamma Ray.

El modelamiento petrofísico para los pozos horizontales, está fundamentado en los mismos principios utilizados y aplicados sobre los pozos verticales, por tal motivo se hace necesario encontrar funciones adicionales que permitan correlacionar los modelos de porosidad que se tienen actualmente para los pozos verticales.

En los pozos verticales el cálculo de la porosidad está directamente relacionado con el registro de Densidad, en la **Figura 62** se muestra que existe una buena correlación Densidad (RHOZ) vs Porosidad (PHIA), que podrá ser aplicada en los pozos horizontales. Para la realización del cross-plot entre estas dos variables fueron utilizados pozos verticales vecinos a los pozos horizontales perforados que incluyeran un set de registros completo, los datos utilizados en el cross-plot están limitados únicamente a la unidad de Arena B3.

Figura 62. Correlación Porosidad - RHOZ (Densidad).

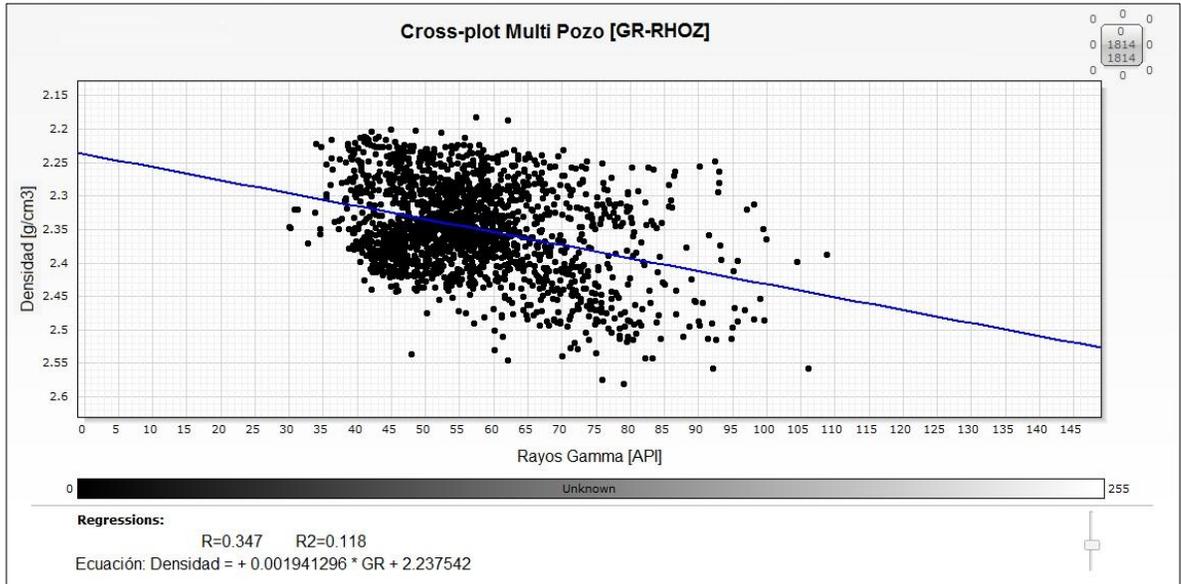


Fuente: Autores: Software Techlog, plataforma de integración de datos de pozo, Schlumberger. 2011.

En los pozos horizontales en estudio no se cuenta con el registro de Densidad, por lo cual se hace necesario determinar una correlación para obtener un registro de Densidad sintético para los pozos horizontales a partir del registro de Gamma Ray.

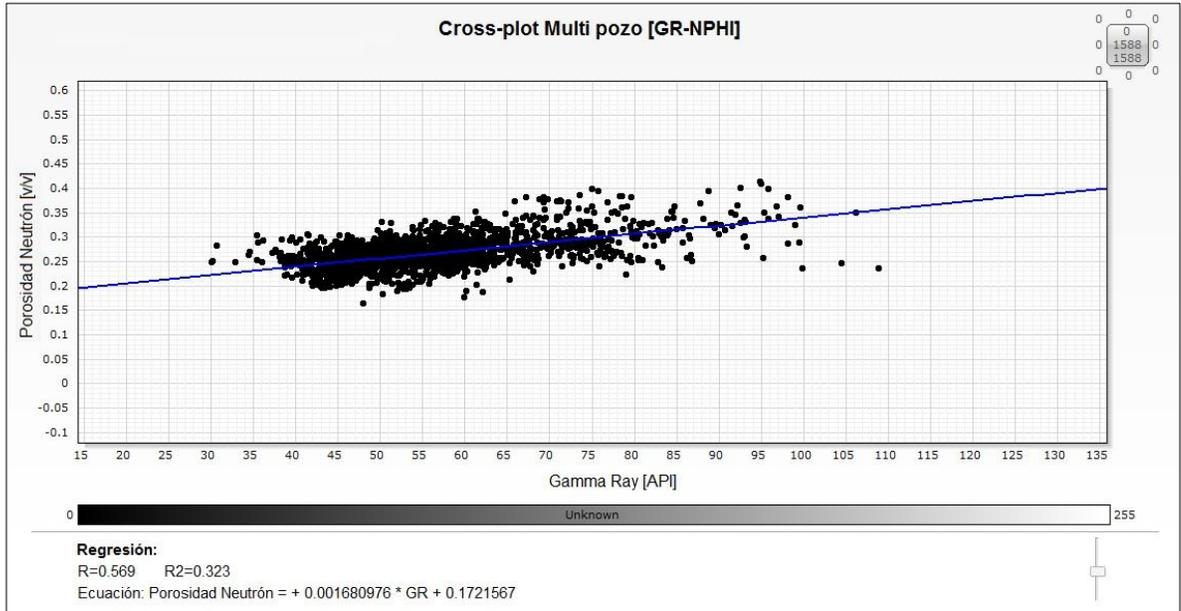
En la **Figura 63** se observa el cross-plot que demuestra que no existe una correlación directa entre el registro de Densidad (RHOZ) y el Gamma Ray (GR), sin embargo, en la **Figura 64** se obtiene una buena correlación entre el registro Neutrón (NPHI) y el Gamma Ray (GR) en los pozos verticales vecinos, por lo tanto a partir de esta correlación se obtiene una ecuación para determinar una curva sintética del registro Neutrón (NPHI) en los pozos horizontales.

Figura 63. Cross-plot Gamma Ray - RHOZ (Densidad).



Fuente: Autores: Software Techlog, plataforma de integración de datos de pozo, Schlumberger. 2011.

Figura 64. Cross-plot Gamma Ray - Neutrón (NPHI).

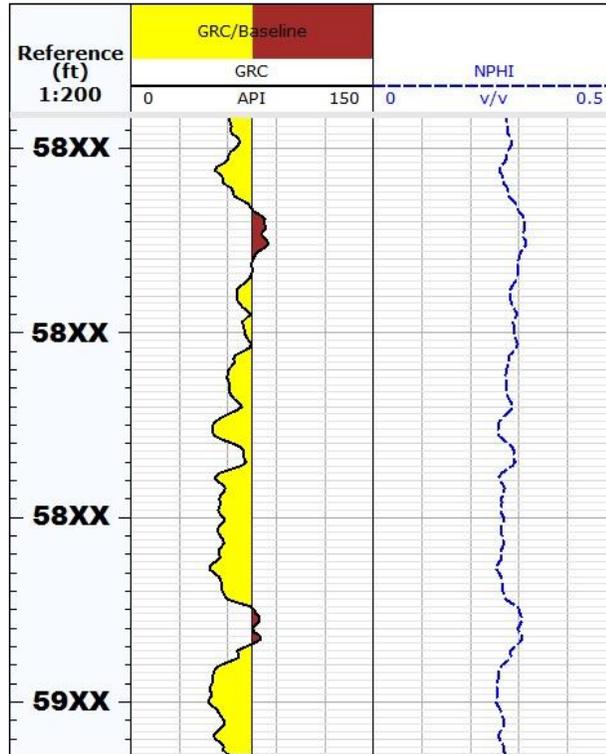


Fuente: Autores: Software Techlog, plataforma de integración de datos de pozo, Schlumberger. 2011.

Según lo descrito anteriormente, se obtienen los registros sintéticos de Neutrón (NPHI) para los pozos horizontales en estudio a partir del registro Gamma Ray que se encuentra incluido en el set básico de registros LWD. En la **Figura 65**, **Figura 66**, **Figura 67**, **Figura 68** y **Figura 69**, se muestran finalmente las curvas

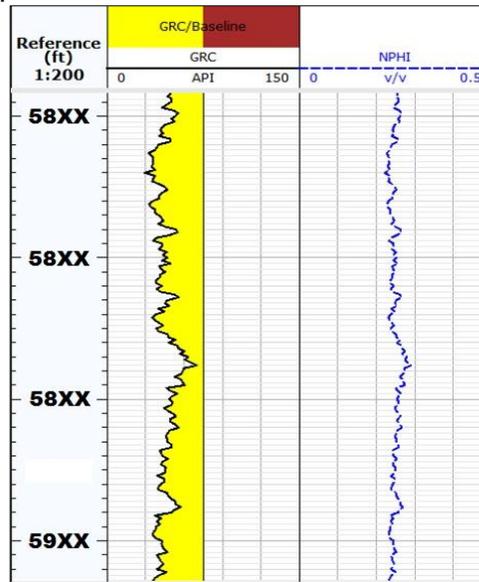
sintéticas calculadas para los pozos PZ-1, PZ-2, PZ-3, PZ-4 y PZ-5 respectivamente.

Figura 65. Curva sintética de Porosidad Neutrón (NPHI) para el pozo horizontal PZ-1.



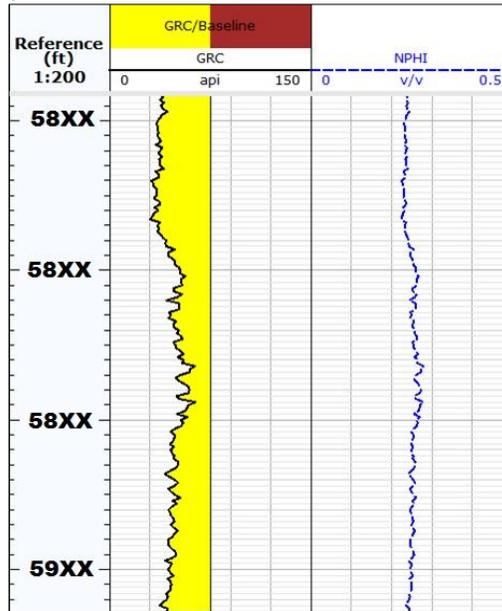
Fuente: Autores: Software Techlog, plataforma de integración de datos de pozo, Schlumberger. 2011.

Figura 66. Curva sintética de Porosidad Neutrón (NPHI) para el pozo horizontal PZ-2.



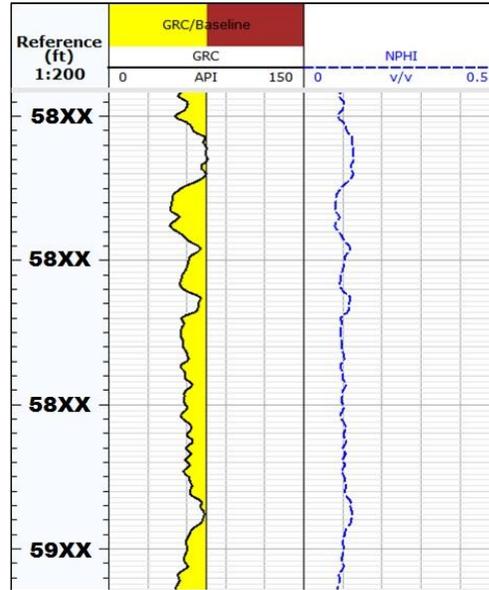
Fuente: Autores: Software Techlog, plataforma de integración de datos de pozo, Schlumberger. 2011.

Figura 67. Curva sintética de Porosidad Neutrón (NPHI) para el pozo horizontal PZ-3.



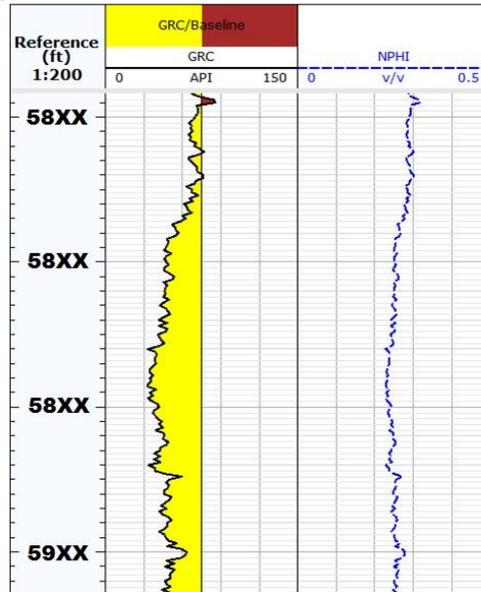
Fuente: Autores: Software Techlog, plataforma de integración de datos de pozo, Schlumberger. 2011.

Figura 68. Curva sintética de Porosidad Neutrón (NPHI) para el pozo horizontal PZ-4.



Fuente: Autores: Software Techlog, plataforma de integración de datos de pozo, Schlumberger. 2011.

Figura 69. Curva sintética de Porosidad Neutrón (NPHI) para el pozo horizontal PZ-5.

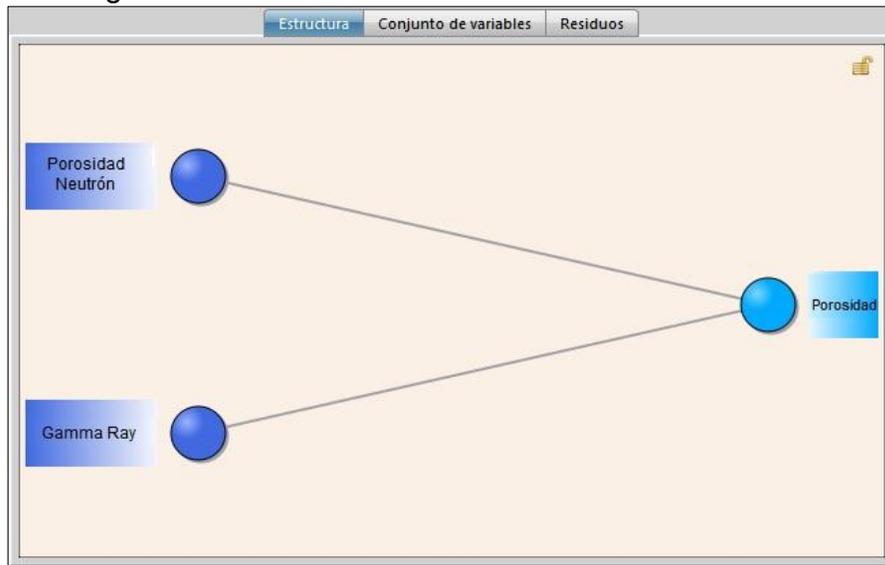


Fuente: Autores: Software Techlog, plataforma de integración de datos de pozo, Schlumberger. 2011.

Una vez que se cuenta con el registro Neutrón sintético, es posible calcular la porosidad absoluta para los pozos horizontales. Para el cálculo de la porosidad absoluta (PHIA) en los pozos horizontales, se hace necesario realizar una regresión multilínea que asocie las variables de Gamma Ray (GR) y Neutrón (NPHI) en los pozos verticales vecinos, para obtener una curva sintética de porosidad absoluta. Esta curva sintética de porosidad obtenida de la regresión multilínea, será correlacionada con la curva de porosidad absoluta original presente en el set de registros eléctricos de los pozos verticales para comprobar que exista una buena correlación y que haya confiabilidad del modelo para que posteriormente pueda ser extrapolada en los pozos horizontales.

En estadística, cuando se trabaja con más de dos variables independientes, relacionadas entre sí, el análisis de regresión recibe el nombre de regresión múltiple o regresión multilínea. El grado de relación que puede haber entre estas variables es cuantificado mediante el cálculo del coeficiente de correlación múltiple.²⁴ En la **Figura 70** se observa la estructura de la regresión multilínea realizada en el software Techlog, para obtener la curva sintética de porosidad absoluta en los pozos verticales vecinos.

Figura 70. Estructura regresión multilínea en el software Techlog.

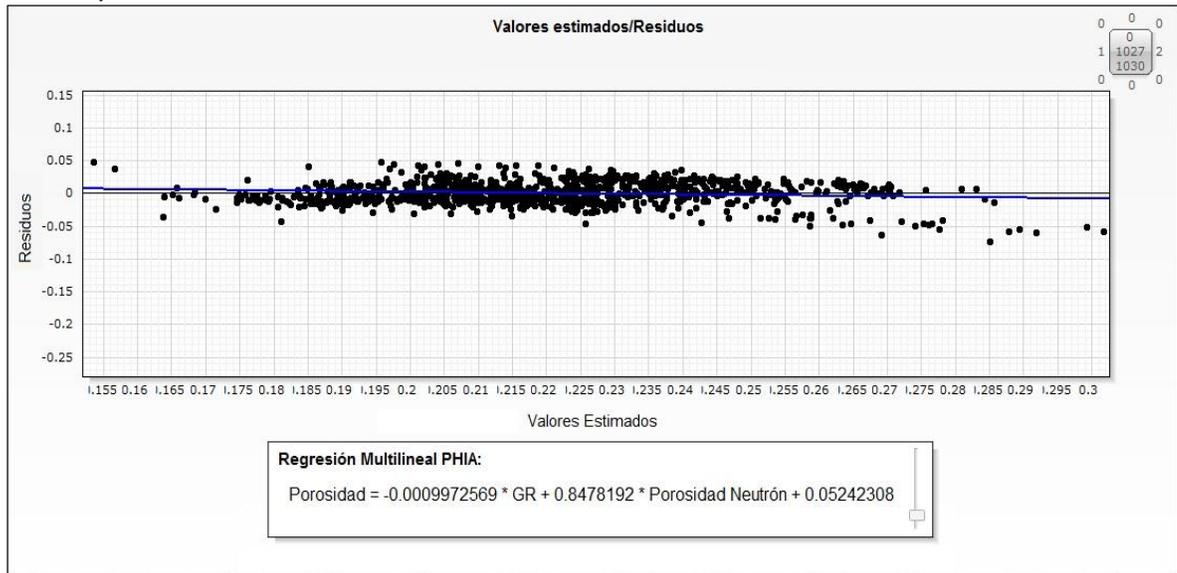


Fuente: Software Techlog, plataforma de integración de datos de pozo, Schlumberger. 2011.

²⁴ MARTÍNEZ BENCARDINO, Ciro. Estadística y Muestreo. 13a ed. Bogotá: ECOE Ediciones, 2012. 900 p.

En la **Figura 71** se observa el resultado final de la regresión multilínea y la ecuación que será extrapolada en los pozos horizontales para obtener la curva de porosidad absoluta.

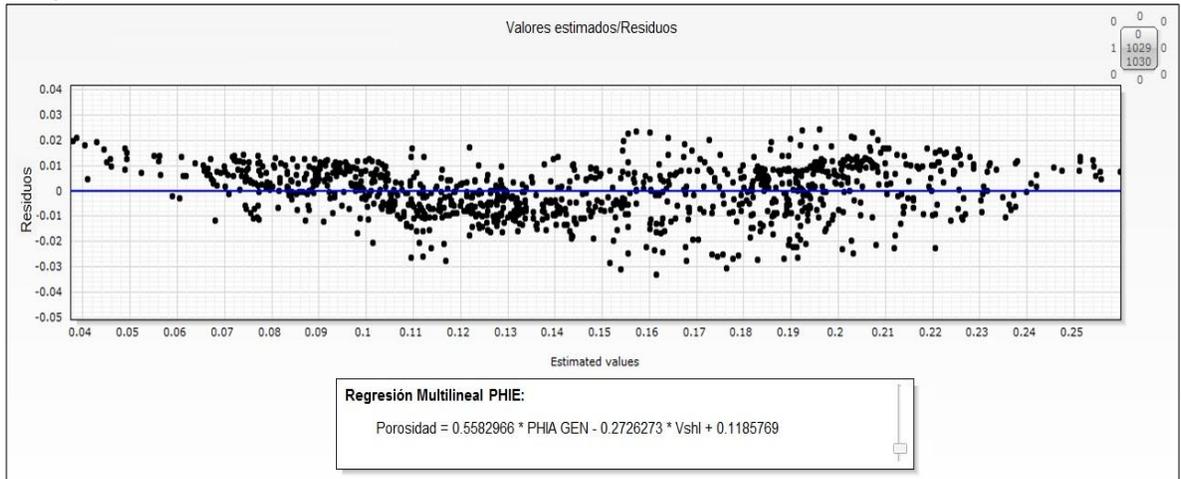
Figura 71. Resultado final de la regresión multilínea para la porosidad absoluta en los pozos verticales.



Fuente: Autores: Software Techlog, plataforma de integración de datos de pozo, Schlumberger. 2011.

Para la obtención del registro sintético de porosidad efectiva (PHIE) en los pozos horizontales se hace necesario realizar una segunda regresión multilínea que incluya las variables de porosidad absoluta generada (PHIA GEN) y volumen de arcilla (Vsh) presente en los pozos verticales vecinos (ver **Figura 72**). Luego de extrapolar la ecuación obtenida a partir de la regresión a los pozos horizontales en la **Figura 74**, **Figura 75**, **Figura 76**, **Figura 77** y **Figura 78**, se muestran finalmente las curvas sintéticas de porosidad efectiva calculadas para los pozos PZ-1, PZ-2, PZ-3, PZ-4 y PZ-5 respectivamente.

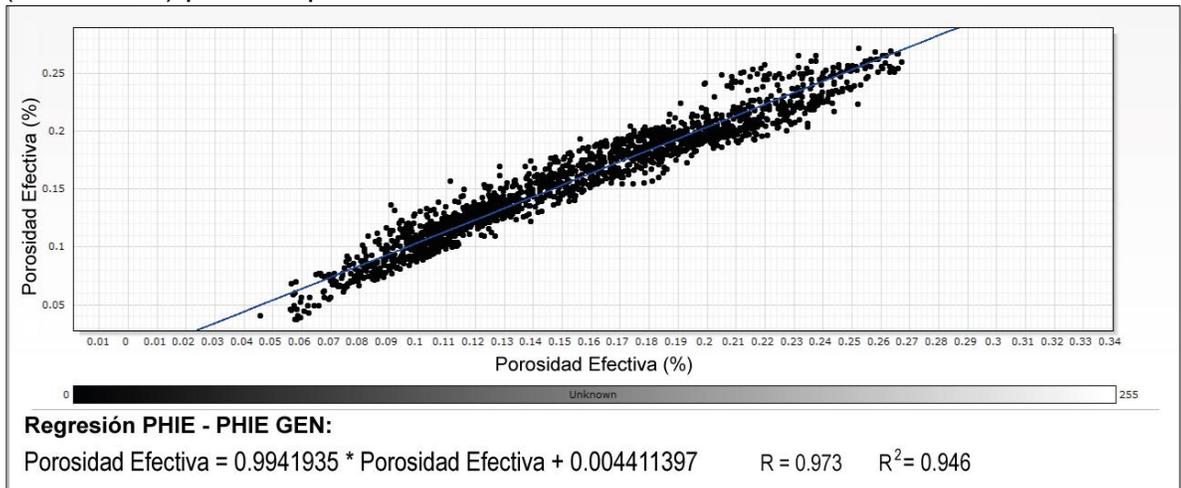
Figura 72. Resultado final de la regresión multilínea para la porosidad Efectiva en los pozos verticales.



Fuente: Autores: Software Techlog, plataforma de integración de datos de pozo, Schlumberger. 2011.

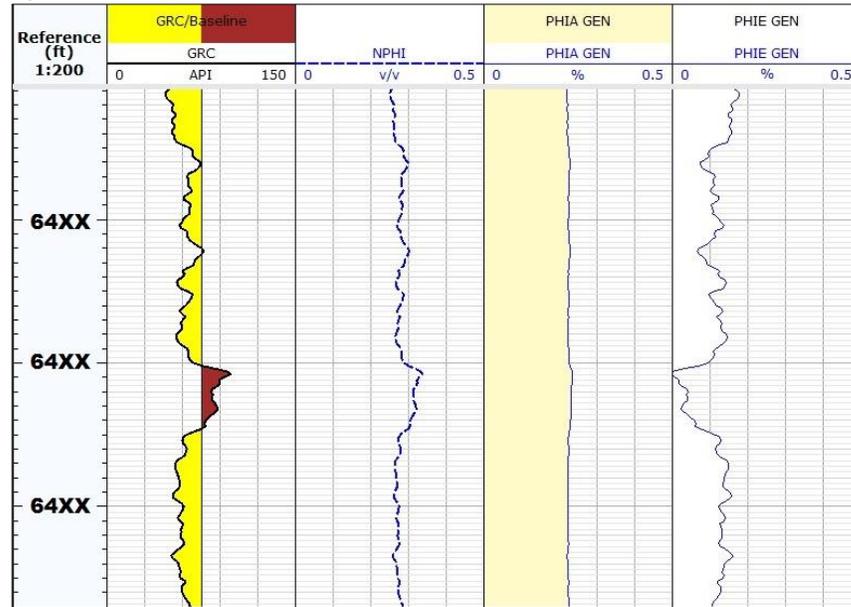
En la **Figura 73** se presenta el cross-plot de los valores de Porosidad Efectiva (PHIE), el cual muestra que existe un buen ajuste ($R^2 = 0.946$) entre los valores de PHIE y PHIE GEN para los pozos verticales, lo cual disminuye la incertidumbre en la obtención de las curvas de Porosidad Efectiva (PHIE) para los pozos Horizontales.

Figura 73. Cross-plot Porosidad Efectiva (PHIE) Vs Porosidad Efectiva Generada (PHIE GEN) para los pozos verticales.



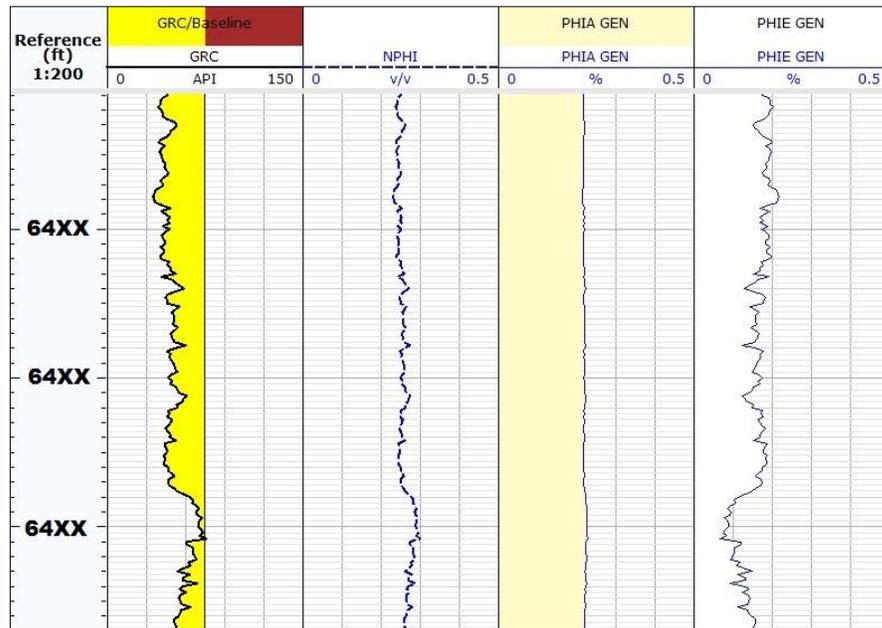
Autores: Software Techlog, plataforma de integración de datos de pozo, Schlumberger. 2011.

Figura 74. Curva sintética de Porosidad Efectiva (PHIE) para el pozo horizontal PZ-1.



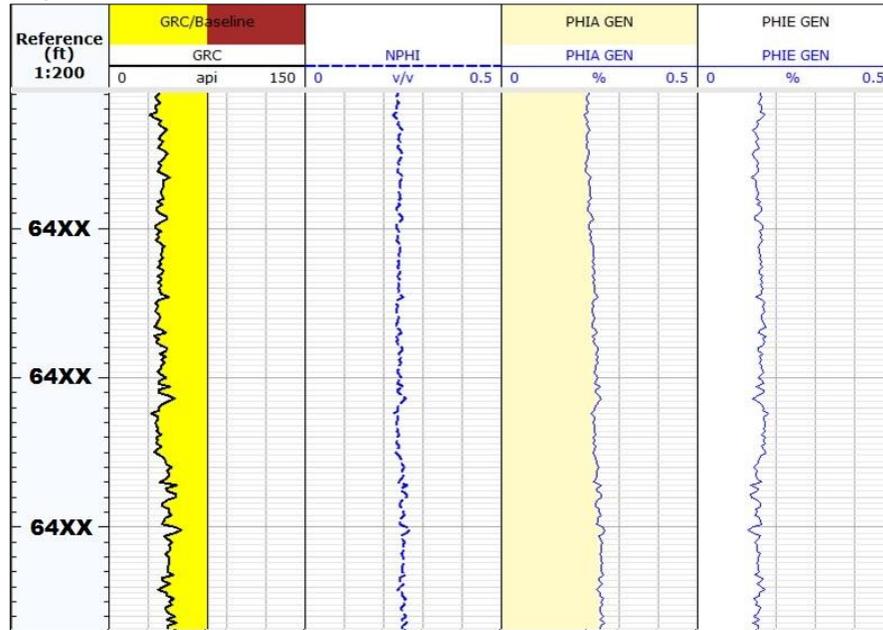
Fuente: Autores: Software Techlog, plataforma de integración de datos de pozo, Schlumberger. 2011.

Figura 75. Curva sintética de Porosidad Efectiva (PHIE) para el pozo horizontal PZ-2.



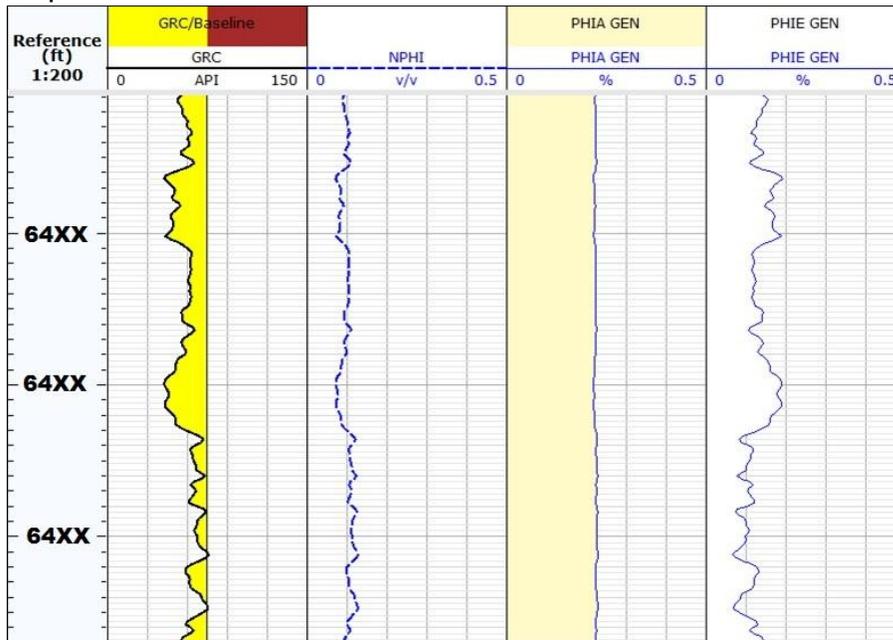
Fuente: Autores: Software Techlog, plataforma de integración de datos de pozo, Schlumberger. 2011.

Figura 76. Curva sintética de Porosidad Efectiva (PHIE) para el pozo horizontal PZ-3.



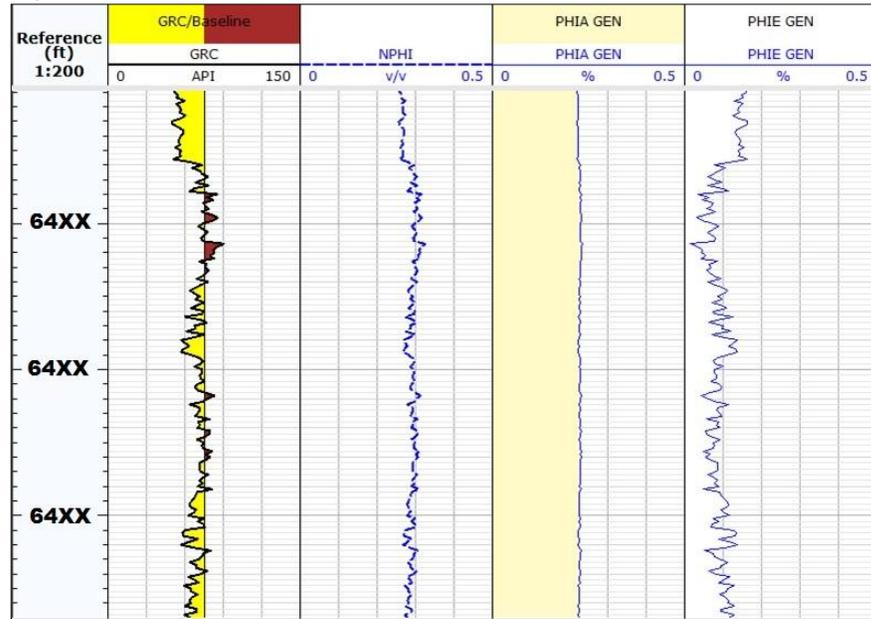
Fuente: Autores: Software Techlog, plataforma de integración de datos de pozo, Schlumberger. 2011.

Figura 77. Curva sintética de Porosidad Efectiva (PHIE) para el pozo horizontal PZ-4.



Fuente: Autores: Software Techlog, plataforma de integración de datos de pozo, Schlumberger. 2011.

Figura 78. Curva sintética de Porosidad Efectiva (PHIE) para el pozo horizontal PZ-5.



Fuente: Autores: Software Techlog, plataforma de integración de datos de pozo, Schlumberger. 2011.

La distribución de la porosidad efectiva para los pozos horizontales tiene un comportamiento muy similar a los obtenidos en los pozos verticales vecinos, dándole mayor grado de confiabilidad al modelo aplicado.

5. CÁLCULO DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS

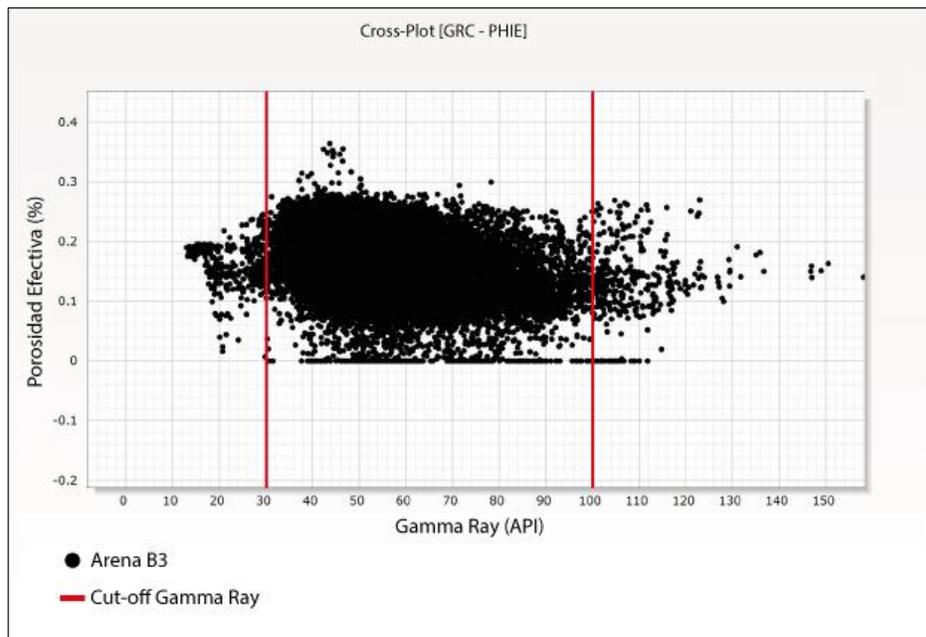
En el presente capítulo se presenta el cálculo de las propiedades petrofísicas de la Arena B3, como lo son el volumen de arcilla, permeabilidad, porosidad y saturación de agua, dando por tanto cumplimiento al objetivo número cinco del proyecto.

5.1 CÁLCULO DEL VOLUMEN DE ARCILLA

El cálculo de volumen de arcilla para los pozos en estudio se realiza a partir del registro Gamma Ray (GR) obtenido de la herramienta LWD corrida en los pozos horizontales.

Los valores de volumen de arcilla son limitados a las profundidades de la arena B3, teniendo en cuenta los valores de cut-off por Gamma Ray para los pozos verticales del campo en estudio, siendo el valor mínimo de 30 API para arenas limpias y 100 API como valor máximo para arenas con presencia de arcilla como se muestra en la **Figura 79** a continuación.

Figura 79. Valores de Cut-off para el cálculo de Volumen de arcilla.

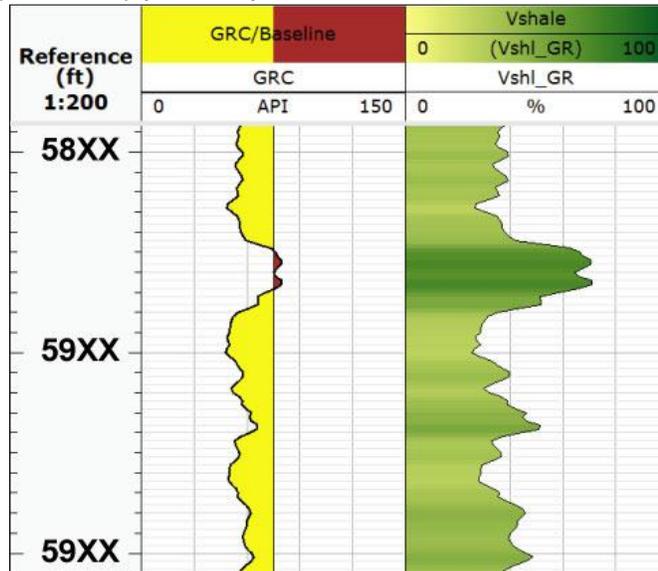


Fuente: Autores: Software Techlog, plataforma de integración de datos de pozo, Schlumberger. 2011.

Por medio de la utilización del software Techlog, se ingresan los datos del registro Gamma Ray presente en los cinco pozos horizontales; Techlog genera las curvas de volumen de arcilla presente en la formación utilizando el método de Clavier. En la **Figura 80**, **Figura 81**, **Figura 82**, **Figura 83** y **Figura 84**, se muestran

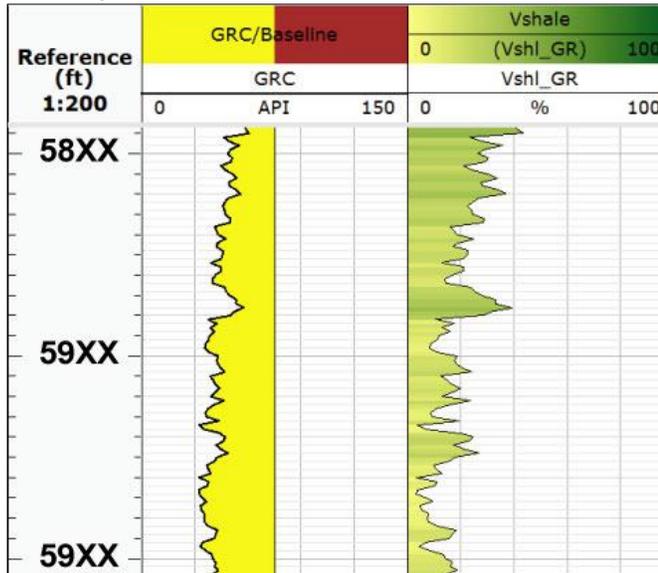
finalmente las curvas de volumen de arcilla (Vsh_GR) calculadas para los pozos PZ-1, PZ-2, PZ-3, PZ-4 y PZ-5 respectivamente.

Figura 80. Curva de volumen de arcilla (Vsh_GR) para el pozo horizontal PZ-1.



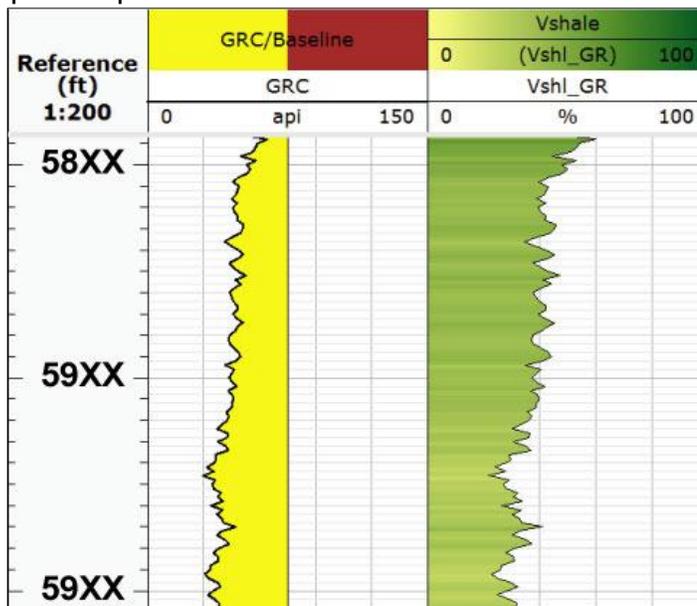
Fuente: Autores: Software Techlog, plataforma de integración de datos de pozo, Schlumberger. 2011.

Figura 81. Curva de volumen de arcilla (Vsh_GR) para el pozo horizontal PZ-2.



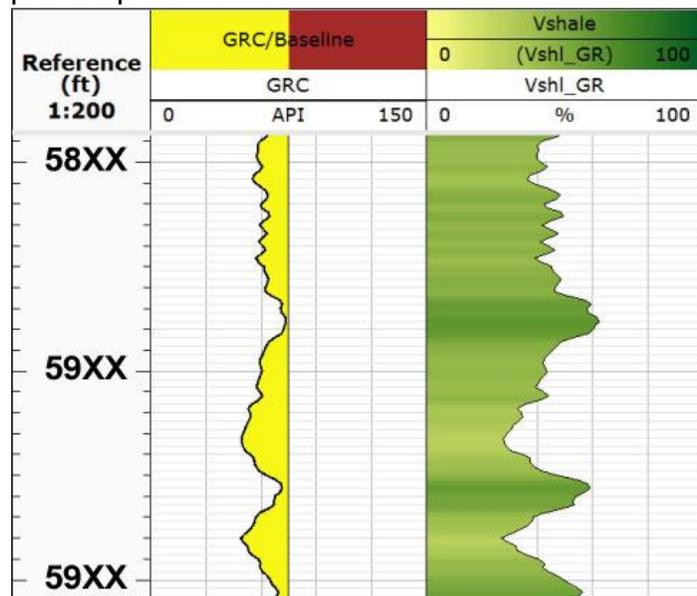
Fuente: Autores: Software Techlog, plataforma de integración de datos de pozo, Schlumberger. 2011.

Figura 82. Curva de volumen de arcilla (Vsh_GR) para el pozo horizontal PZ-3.



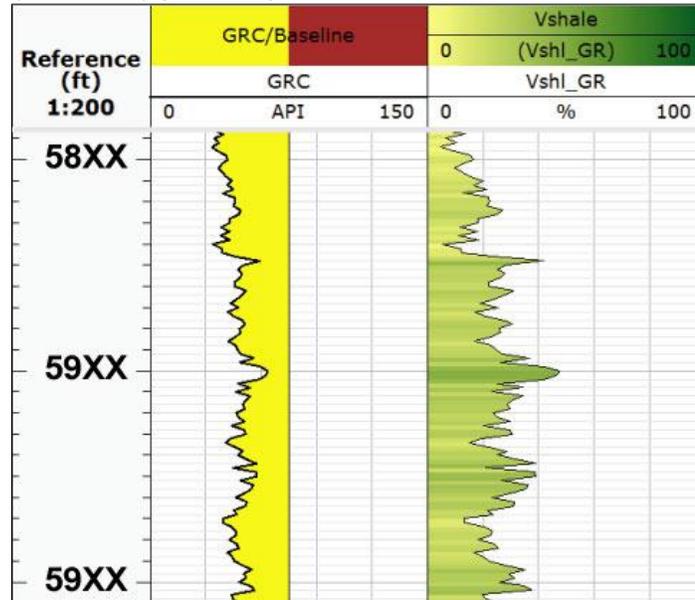
Fuente: Autores: Software Techlog, plataforma de integración de datos de pozo, Schlumberger. 2011.

Figura 83. Curva de volumen de arcilla (Vsh_GR) para el pozo horizontal PZ-4.



Fuente: Autores: Software Techlog, plataforma de integración de datos de pozo, Schlumberger. 2011.

Figura 84. Curva de volumen de arcilla (Vsh_GR) para el pozo horizontal PZ-5.



Fuente: Autores: Software Techlog, plataforma de integración de datos de pozo, Schlumberger. 2011.

5.2 CÁLCULO DE LA PERMEABILIDAD

El cálculo de la permeabilidad para los pozos horizontales, se realiza implementando el modelo para permeabilidad establecido por la empresa ECOPETROL S.A. El modelo de permeabilidad se encuentra dado en función de la porosidad efectiva, determinada en el capítulo anterior, y está condicionada por el volumen de arcilla. El modelo de permeabilidad se muestra a continuación en la **Ecuación 13**.

Ecuación 13. Modelo de permeabilidad para los pozos horizontales.

$$\begin{aligned}
 \text{Si } (Vsh < 0.5) \text{ entonces } KIRT_{DF} &= e^{(39.285714 * PHIE - 2.764286)} \\
 \text{Si } (Vsh > 0.5 \text{ y } Vsh < 0.75) \text{ entonces } KIRT_{DF} &= e^{(43.678161 * PHIE - 4.683908)} \\
 \text{Si } (Vsh > 0.75) \text{ entonces } KIRT_{DF} &= e^{(41.69908 * PHIE - 5.754950)}
 \end{aligned}$$

Aplicando dicho modelo, y teniendo en cuenta los valores de volumen de arcilla, se obtienen las curvas de permeabilidad para los cinco pozos en estudio. Adicional a esto, con los valores obtenidos de permeabilidad, se definen cinco litotipos para ayuda en la construcción del modelo petrofísico de los pozos horizontales.

El concepto de litotipos se utilizó en el campo de estudio con el fin de dar una clasificación a los distintos tipos de roca presentes en la formación. En la **Tabla 6** se ilustra cómo se definieron los cinco litotipos para el campo en estudio basados en la litología y permeabilidad de la roca.

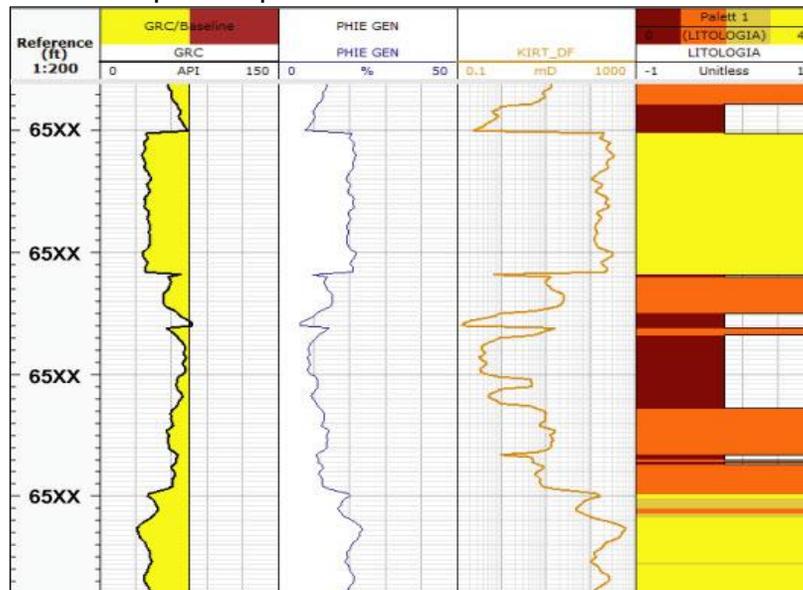
Tabla 6. Litotipos definidos para la Arena B3.

| | | |
|-------------------|--|--|
| Litotipo 0 | $KIRT_DF < 5 \text{ mD}$ | |
| Litotipo 1 | $5 \text{ mD} < KIRT_DF < 50 \text{ mD}$ | |
| Litotipo 2 | $50 \text{ mD} < KIRT_DF < 100 \text{ mD}$ | |
| Litotipo 3 | $100 \text{ mD} < KIRT_DF < 200 \text{ mD}$ | |
| Litotipo 4 | $KIRT_DF > 200 \text{ mD}$ | |

Fuente: ECOPEPETROL S.A. Área de yacimientos, 2016.

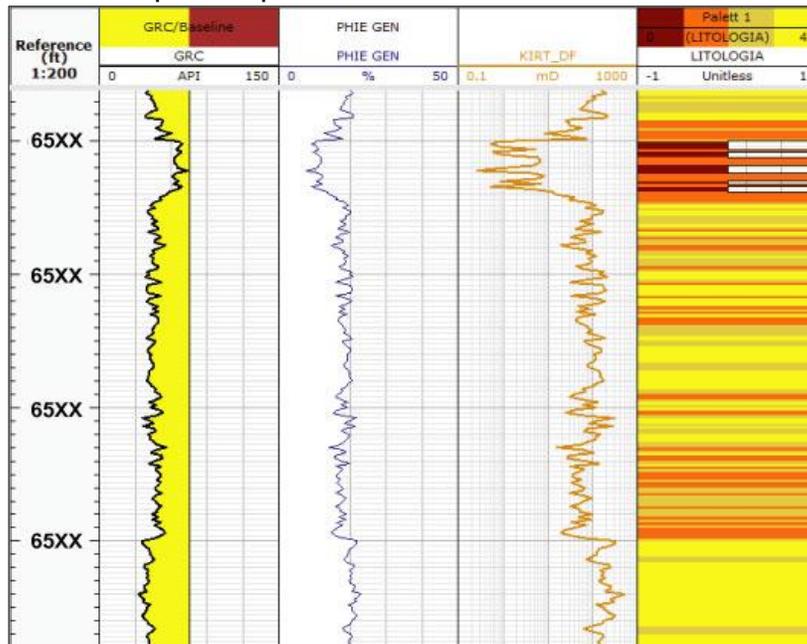
En la **Figura 85**, **Figura 86**, **Figura 87**, **Figura 88** y **Figura 89**, se muestran finalmente las curvas de permeabilidad (KIRT_DF) calculadas para los pozos PZ-1, PZ-2, PZ-3, PZ-4 y PZ-5 respectivamente. De igual manera se ilustran los cinco litotipos finales para los distintos valores de permeabilidad en cada pozo.

Figura 85. Curva de permeabilidad (KIRT_DF) y litotipos definidos para el pozo horizontal PZ-1.



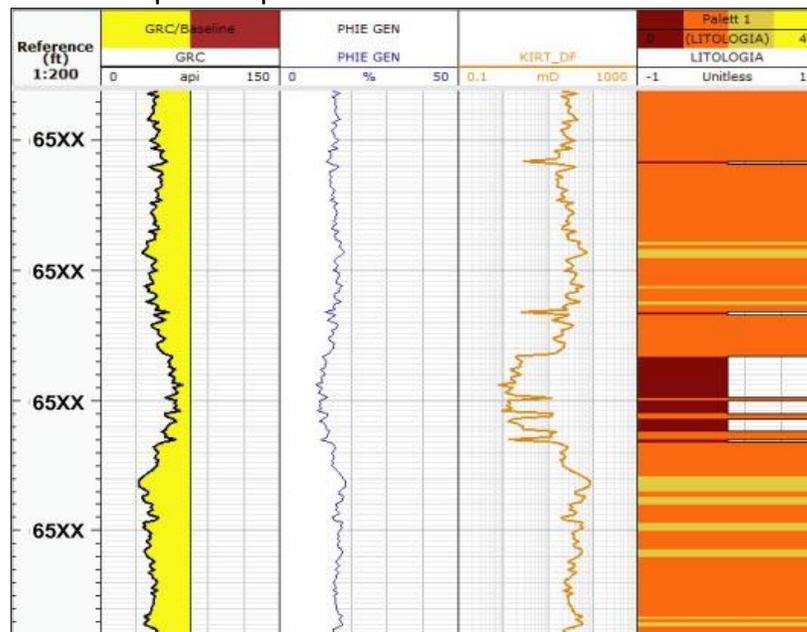
Fuente: Autores: Software Techlog, plataforma de integración de datos de pozo, Schlumberger. 2011.

Figura 86. Curva de permeabilidad (KIRT_DF) y litotipos definidos para el pozo horizontal PZ-2.



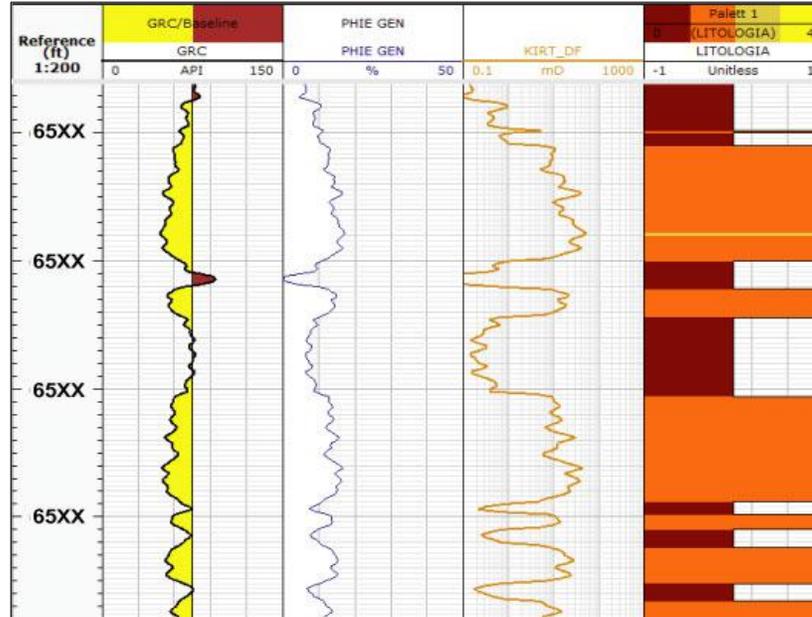
Fuente: Autores: Software Techlog, plataforma de integración de datos de pozo, Schlumberger. 2011.

Figura 87. Curva de permeabilidad (KIRT_DF) y litotipos definidos para el pozo horizontal PZ-3.



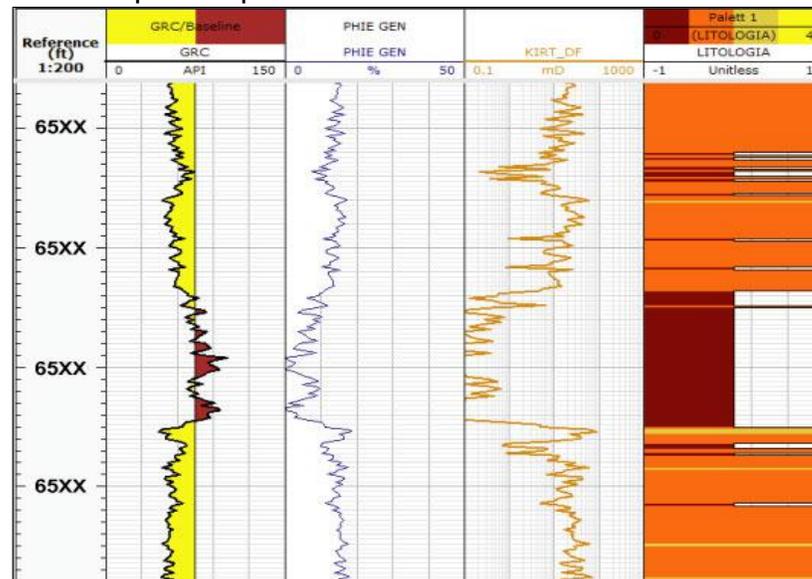
Fuente: Autores: Software Techlog, plataforma de integración de datos de pozo, Schlumberger. 2011.

Figura 88. Curva de permeabilidad (KIRT_DF) y litotipos definidos para el pozo horizontal PZ-4.



Fuente: Autores: Software Techlog, plataforma de integración de datos de pozo, Schlumberger. 2011.

Figura 89. Curva de permeabilidad (KIRT_DF) y litotipos definidos para el pozo horizontal PZ-5.



Fuente: Autores: Software Techlog, plataforma de integración de datos de pozo, Schlumberger. 2011.

5.3 CÁLCULO DE LA SATURACIÓN DE AGUA

El cálculo de la saturación de agua se realiza por medio de la resistividad, la cual es clave para la determinación de la saturación de agua en la roca y por ende la saturación de hidrocarburos que ésta contenga. Como se explica en el capítulo número dos, para realizar una evaluación detallada de la saturación de fluidos en la roca, es fundamental la aplicación de la relación empírica hallada por Archie.

Para la generación de un buen modelo de saturación de agua, es necesario identificar el modelo apropiado para aplicar al campo en estudio, analizando los diferentes parámetros que pueden afectar la aplicabilidad de un modelo simple como el de Archie. De manera general, los modelos de saturación existentes para yacimientos convencionales son función principal de la arcillosidad. Modelos para arenas limpias, son evaluados como caso base empleando el modelo de Archie y para yacimientos de arenas sucias como el caso de la Formación Mugrosa, son evaluados con modelos para arenas arcillosas, como lo son el modelo Doble Agua, Simandoux, Indonesia, entre otros.

Para el campo en estudio se decide trabajar con el modelo de saturación de agua de Indonesia, por ser una modificación de la ecuación de Archie que considere yacimientos con presencia de arcilla, y adicional a esto, el modelo de Indonesia considera que el agua de formación presente en los poros de la roca es un agua salada. El modelo de Indonesia tiene implícito el valor de la resistividad de la formación (R_t), que para este caso se trabaja con la resistividad que fue corregida previamente por efectos presentes en la formación, también tiene implícito valores de volumen de arcilla (V_{sh}), porosidad efectiva (PHIE), Resistividad de las arcillas (R_{shl}) y la resistividad del agua de formación (R_w).

Ecuación 14. Modelo de Indonesia para cálculo de saturación de agua.

$$S_w = \left(\frac{\frac{1}{\sqrt{R_t}}}{\left(\frac{V_{sh} \left(1 - \frac{V_{sh}}{2}\right)}{\sqrt{R_{shl}}} + \frac{\frac{m}{\phi^2}}{\sqrt{a \cdot R_w}} \right)} \right)^{2/n}$$

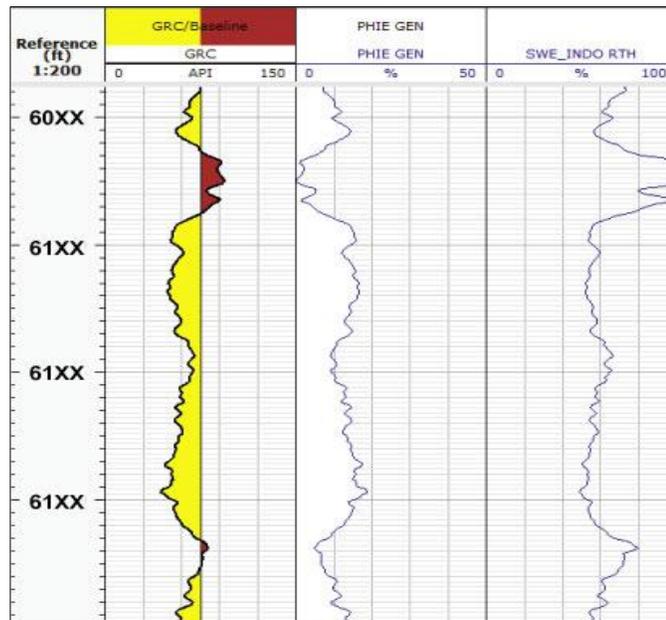
Puesto que el objeto de estudio de este proyecto son los pozos horizontales, se toman los valores de R_{shl} , R_w y los parámetros a , n y m del modelo petrofísico de los pozos verticales del campo en estudio con el fin de ser aplicado al modelo de los pozos horizontales.

La resistividad del agua (R_w) tiene un valor promedio de 0.065 Ohm.m y la resistividad de las arcillas (R_{shl}) tiene un valor de 5.0 Ohm.m. Con respecto al parámetro m , las arenas poseen un valor común de 2, sin embargo para el campo

en estudio se definió un $m = 1.830$, su valor puede verse reducido por la poca consolidación de la roca, ya que a menor consolidación menor será la cementación y tortuosidad del medio. La constante derivada empíricamente tiene un valor de $a = 0.800$ y el exponente de saturación es $n=2$.

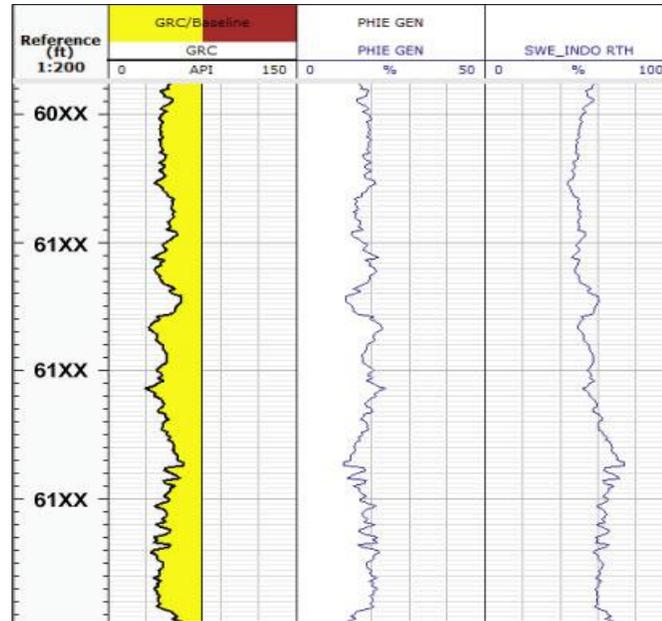
En la **Figura 90**, **Figura 91**, **Figura 92**, **Figura 93** y **Figura 94**, se muestran finalmente las curvas de saturación de agua (SWE_INDO RH) calculadas para los pozos PZ-1, PZ-2, PZ-3, PZ-4 y PZ-5 respectivamente.

Figura 90. Curva de saturación de agua (SWE_INDO RTH) para el pozo horizontal PZ-1.



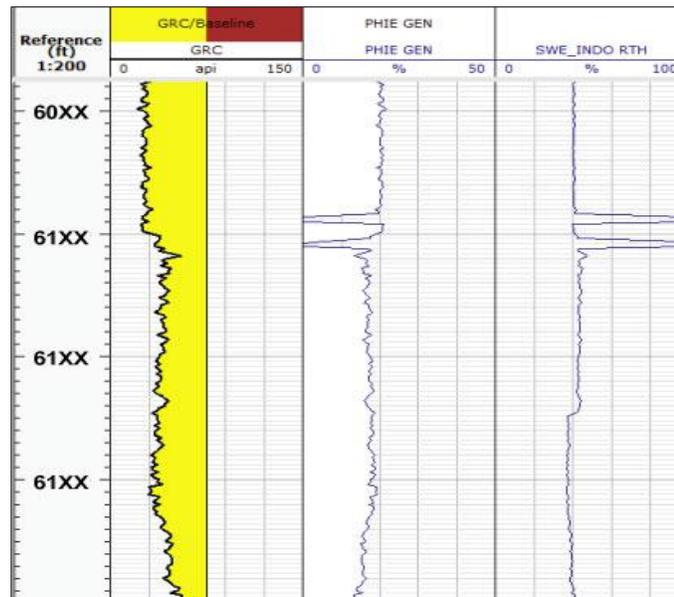
Fuente: Autores: Software Techlog, plataforma de integración de datos de pozo, Schlumberger. 2011.

Figura 91. Curva de saturación de agua (SWE_INDO RTH) para el pozo horizontal PZ-2.



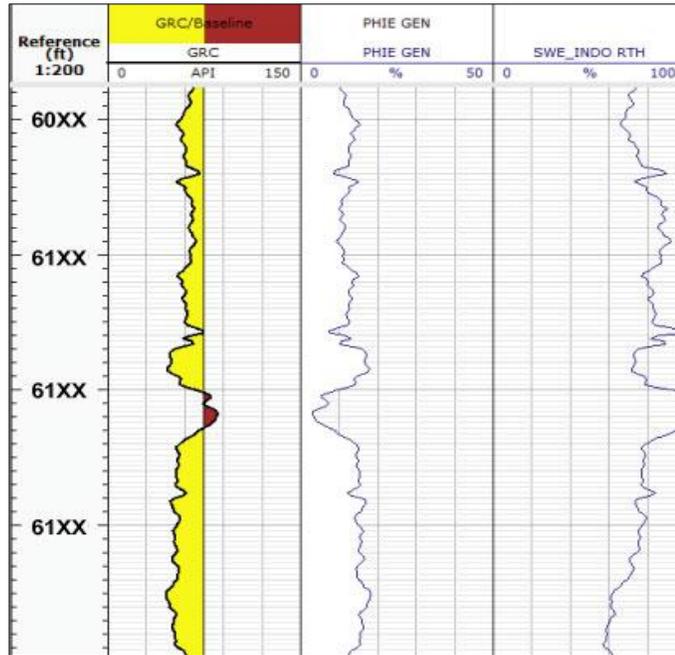
Fuente: Autores: Software Techlog, plataforma de integración de datos de pozo, Schlumberger. 2011.

Figura 92. Curva de saturación de agua (SWE_INDO RTH) para el pozo horizontal PZ-3.



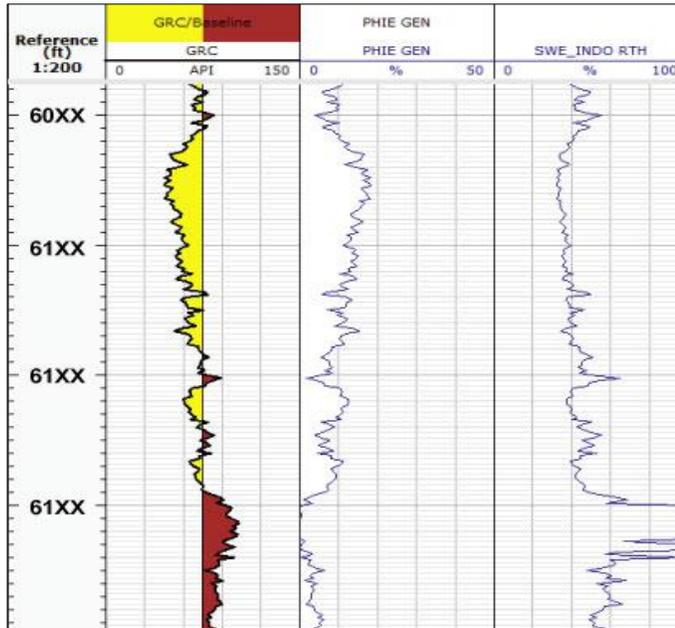
Fuente: Autores: Software Techlog, plataforma de integración de datos de pozo, Schlumberger. 2011.

Figura 93. Curva de saturación de agua (SWE_INDO RTH) para el pozo horizontal PZ-4.



Fuente: Autores: Software Techlog, plataforma de integración de datos de pozo, Schlumberger. 2011.

Figura 94. Curva de saturación de agua (SWE_INDO RTH) para el pozo horizontal PZ-5.



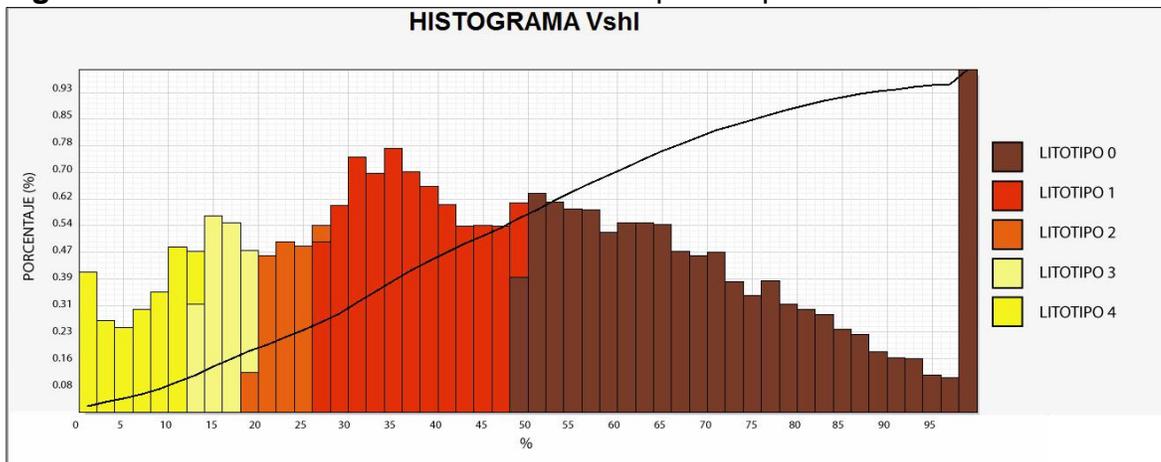
Fuente: Autores: Software Techlog, plataforma de integración de datos de pozo, Schlumberger. 2011.

5.4 DISTRIBUCIONES DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS POR CADA LITOTIPO

A continuación se muestran histogramas creados con el fin de obtener una representación gráfica de cada propiedad petrofísica según los diferentes litotipos presentes en la formación.

5.4.1 Distribución de volumen de arcilla: El modelo de volumen de arcilla para los pozos horizontales presenta un buen ajuste en los cinco litotipos, resultado que se corrobora por las distribuciones de esta propiedad por cada Litotipo. En la **Figura 95**, **Figura 96**, **Figura 97**, **Figura 98** y **Figura 99**, se muestran finalmente los histogramas para la distribución de volumen de arcilla y en la **Tabla 7**, **Tabla 8**, **Tabla 9**, **Tabla 10** y **Tabla 11**, se muestran los valores de mínimos, máximos, media y desviación estándar de cada litotipo para los pozos PZ-1, PZ-2, PZ-3, PZ-4 y PZ-5 respectivamente.

Figura 95. Distribución de volumen de arcilla para el pozo horizontal PZ-1.

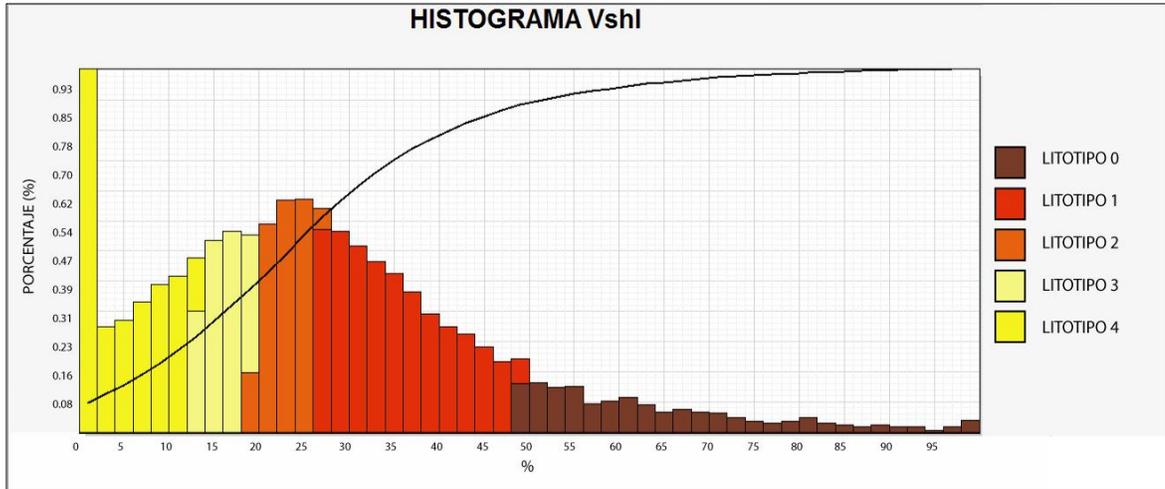


Fuente: Autores: Software Techlog, plataforma de integración de datos de pozo, Schlumberger. 2011.

Tabla 7. Distribución de volumen de arcilla para el pozo horizontal PZ-1.

| VOLUMEN DE ARCILLA (VSHL) PZ-1 | | | | |
|--------------------------------|--------------|--------------|--------|---------------|
| Tipo de Roca | Valor Minimo | Valor Maximo | Media | Des. Estándar |
| Litotipo 0 | 0,4871 | 1 | 0,6719 | 0,153 |
| Litotipo 1 | 0,2621 | 0,487 | 0,367 | 0,0624849 |
| Litotipo 2 | 0,1943 | 0,262 | 0,2294 | 0,0193918 |
| Litotipo 3 | 0,1266 | 0,1941 | 0,1604 | 0,0188667 |
| Litotipo 4 | 0 | 0,1264 | 0,0739 | 0,0407429 |

Figura 96. Distribución de volumen de arcilla para el pozo horizontal PZ-2.

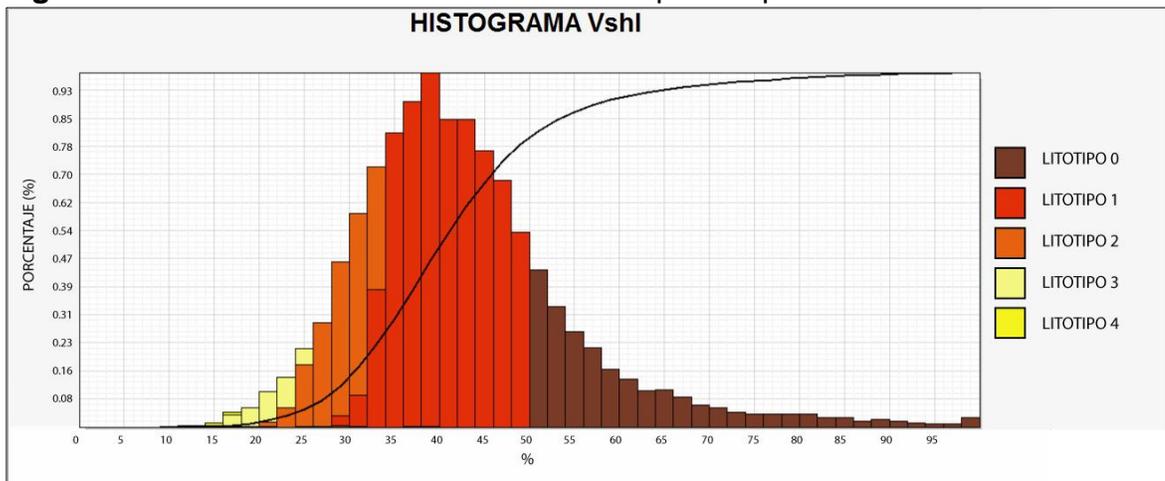


Fuente: Autores: Software Techlog, plataforma de integración de datos de pozo, Schlumberger. 2011.

Tabla 8. Distribución de volumen de arcilla para el pozo horizontal PZ-2.

| VOLUMEN DE ARCILLA (VSHL) PZ-2 | | | | |
|--------------------------------|--------------|--------------|--------|---------------|
| Tipo de Roca | Valor Minimo | Valor Maximo | Media | Des. Estándar |
| Litotipo 0 | 0,4871 | 1 | 0,602 | 0,129617 |
| Litotipo 1 | 0,2621 | 0,487 | 0,3427 | 0,0618331 |
| Litotipo 2 | 0,1943 | 0,262 | 0,2294 | 0,0192022 |
| Litotipo 3 | 0,1266 | 0,1942 | 0,1611 | 0,0192889 |
| Litotipo 4 | 0 | 0,1265 | 0,0518 | 0,0435422 |

Figura 97. Distribución de volumen de arcilla para el pozo horizontal PZ-3.

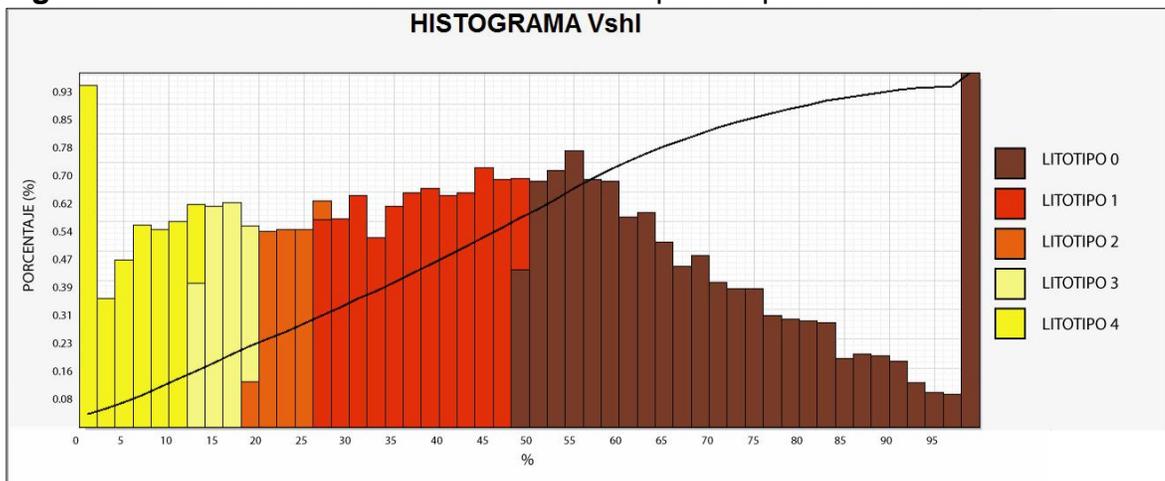


Fuente: Autores: Software Techlog, plataforma de integración de datos de pozo, Schlumberger. 2011.

Tabla 9. Distribución de volumen de arcilla para el pozo horizontal PZ-3.

| VOLUMEN DE ARCILLA (VSHL) PZ-3 | | | | |
|--------------------------------|--------------|--------------|----------|---------------|
| Tipo de Roca | Valor Minimo | Valor Maximo | Media | Des. Estándar |
| Litotipo 0 | 0,113458 | 1 | 0,568413 | 0,114442 |
| Litotipo 1 | 0,272587 | 0,499876 | 0,406011 | 0,0480312 |
| Litotipo 2 | 0,197592 | 0,339882 | 0,297813 | 0,0272928 |
| Litotipo 3 | 0,12464 | 0,257861 | 0,21491 | 0,0247906 |
| Litotipo 4 | 0,121943 | 0,170196 | 0,154818 | 0,0131728 |

Figura 98. Distribución de volumen de arcilla para el pozo horizontal PZ-4.

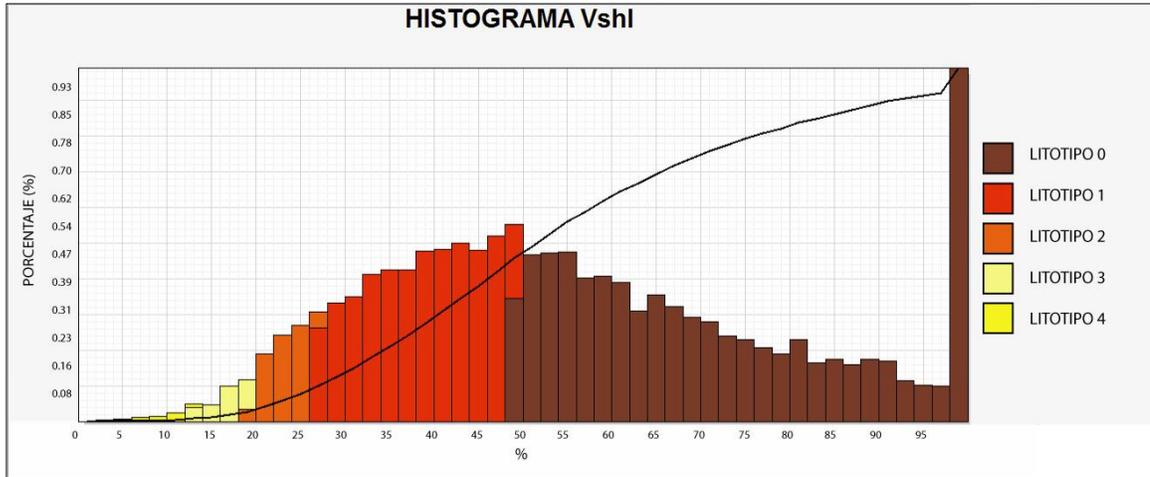


Fuente: Autores: Software Techlog, plataforma de integración de datos de pozo, Schlumberger. 2011.

Tabla 10. Distribución de volumen de arcilla para el pozo horizontal PZ-4.

| VOLUMEN DE ARCILLA (VSHL) PZ-4 | | | | |
|--------------------------------|--------------|--------------|---------|---------------|
| Tipo de Roca | Valor Minimo | Valor Maximo | Media | Des. Estándar |
| Litotipo 0 | 0,4871 | 1 | 0,653 | 0,152556 |
| Litotipo 1 | 0,2621 | 0,487 | 0,3806 | 0,0656536 |
| Litotipo 2 | 0,1943 | 0,262 | 0,22805 | 0,0193062 |
| Litotipo 3 | 0,1266 | 0,1941 | 0,1606 | 0,0194533 |
| Litotipo 4 | 0 | 0,1264 | 0,0619 | 0,0415958 |

Figura 99. Distribución de volumen de arcilla para el pozo horizontal PZ-5.



Fuente: Autores: Software Techlog, plataforma de integración de datos de pozo, Schlumberger. 2011.

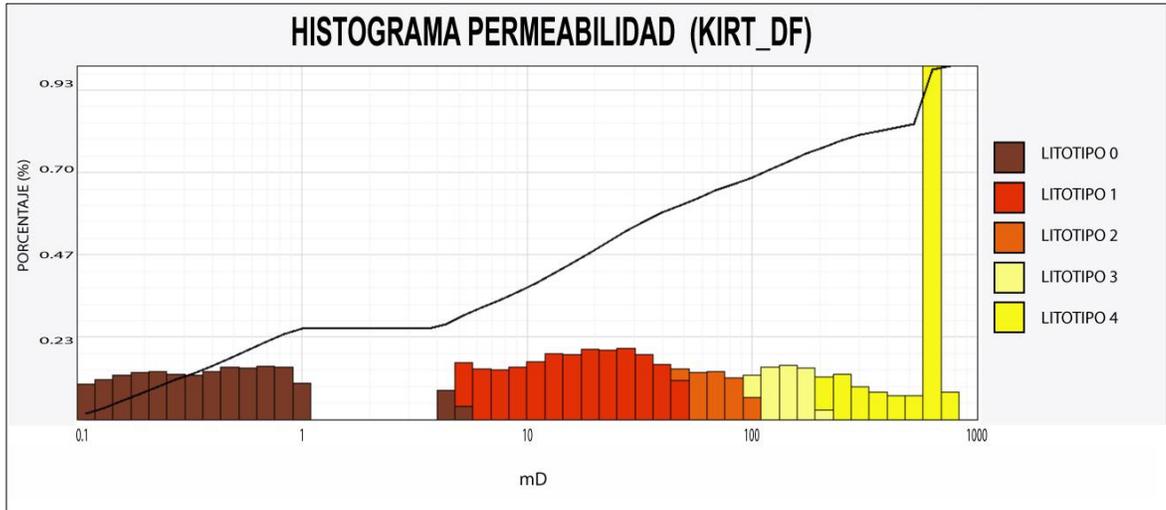
Tabla 11. Distribución de volumen de arcilla para el pozo horizontal PZ-5.

| VOLUMEN DE ARCILLA (VSHL) PZ-5 | | | | |
|--------------------------------|--------------|--------------|--------|---------------|
| Tipo de Roca | Valor Minimo | Valor Maximo | Media | Des. Estándar |
| Litotipo 0 | 0,4871 | 1 | 0,6754 | 0,165347 |
| Litotipo 1 | 0,2621 | 0,487 | 0,3905 | 0,0631058 |
| Litotipo 2 | 0,1943 | 0,262 | 0,2327 | 0,0188743 |
| Litotipo 3 | 0,1266 | 0,1942 | 0,17 | 0,0189822 |
| Litotipo 4 | 0,0365 | 0,126 | 0,1025 | 0,0258997 |

Los resultados anteriores del modelo de volumen de arcilla para los pozos horizontales en estudio PZ-1, PZ-2, PZ-3, PZ-4 Y PZ-5, presentan un buen ajuste en los cinco litotipos establecidos, resultados que corroboran los datos obtenidos en las curvas de volumen de arcilla, **Figura 80, Figura 81, Figura 82, Figura 83 y Figura 84**, para los pozos horizontales PZ-1, PZ-2, PZ-3, PZ-4 Y PZ-5 respectivamente.

5.4.2 Distribución de la permeabilidad: La distribución de la permeabilidad para los pozos horizontales y los promedios para cada litotipo se presentan en la **Figura 100, Figura 101, Figura 102, Figura 103 y Figura 104** a continuación. En la **Tabla 12, Tabla 13, Tabla 14, Tabla 15 y Tabla 16**, se muestran los valores de mínimos, máximos, media y desviación estándar de cada litotipo para los pozos PZ-1, PZ-2, PZ-3, PZ-4 y PZ-5 respectivamente. Estos resultados demuestran que las mejores propiedades petrofísicas se encuentran en el Litotipo 4.

Figura 100. Distribución de la permeabilidad para el pozo horizontal PZ-1.

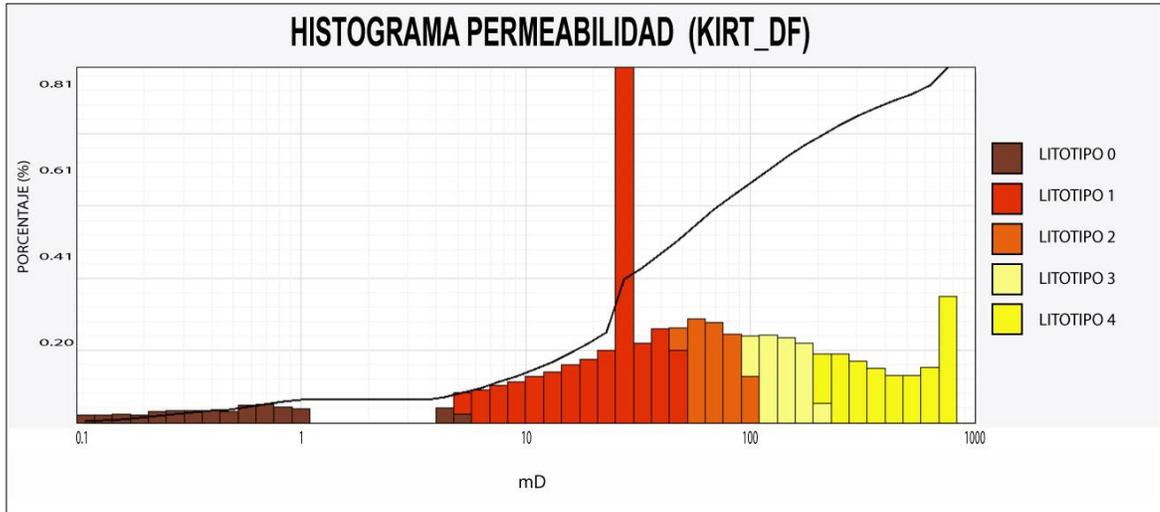


Fuente: Autores: Software Techlog, plataforma de integración de datos de pozo, Schlumberger. 2011.

Tabla 12. Distribución de la permeabilidad para el pozo horizontal PZ-1.

| PERMEABILIDAD (KIRT_DF) PZ-1 | | | | |
|------------------------------|--------------|--------------|----------|---------------|
| Tipo de Roca | Valor Minimo | Valor Maximo | Media | Des. Estándar |
| Litotipo 0 | 0,00125015 | 4,99568 | 0,145904 | 0,883509 |
| Litotipo 1 | 5,00069 | 49,9564 | 17,075 | 11,9322 |
| Litotipo 2 | 50,0066 | 99,9797 | 69,8106 | 14,2379 |
| Litotipo 3 | 100,187 | 199,893 | 141,445 | 27,701 |
| Litotipo 4 | 200,308 | 730,194 | 595,313 | 145,569 |

Figura 101. Distribución de la permeabilidad para el pozo horizontal PZ-2.

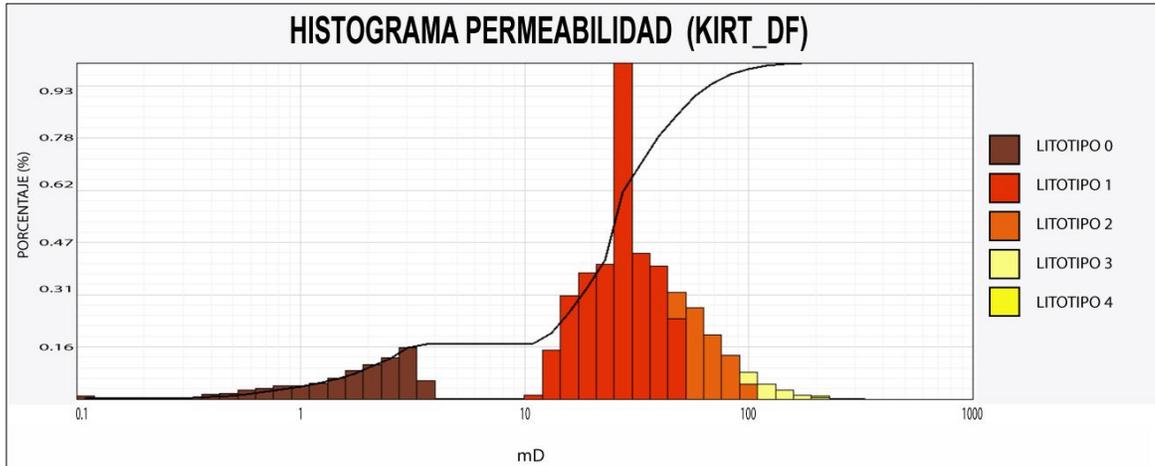


Fuente: Autores: Software Techlog, plataforma de integración de datos de pozo, Schlumberger. 2011.

Tabla 13. Distribución de la permeabilidad para el pozo horizontal PZ-2.

| PERMEABILIDAD (KIRT_DF) PZ-2 | | | | |
|------------------------------|--------------|--------------|----------|---------------|
| Tipo de Roca | Valor Minimo | Valor Maximo | Media | Des. Estándar |
| Litotipo 0 | 0,00124987 | 4,99561 | 0,323206 | 1,32033 |
| Litotipo 1 | 5,00076 | 49,9564 | 27,7843 | 11,2325 |
| Litotipo 2 | 50,0059 | 99,9822 | 69,8109 | 14,1357 |
| Litotipo 3 | 100,084 | 199,892 | 140,435 | 28,3163 |
| Litotipo 4 | 200,097 | 730,209 | 429,774 | 190,822 |

Figura 102. Distribución de la permeabilidad para el pozo horizontal PZ-3.

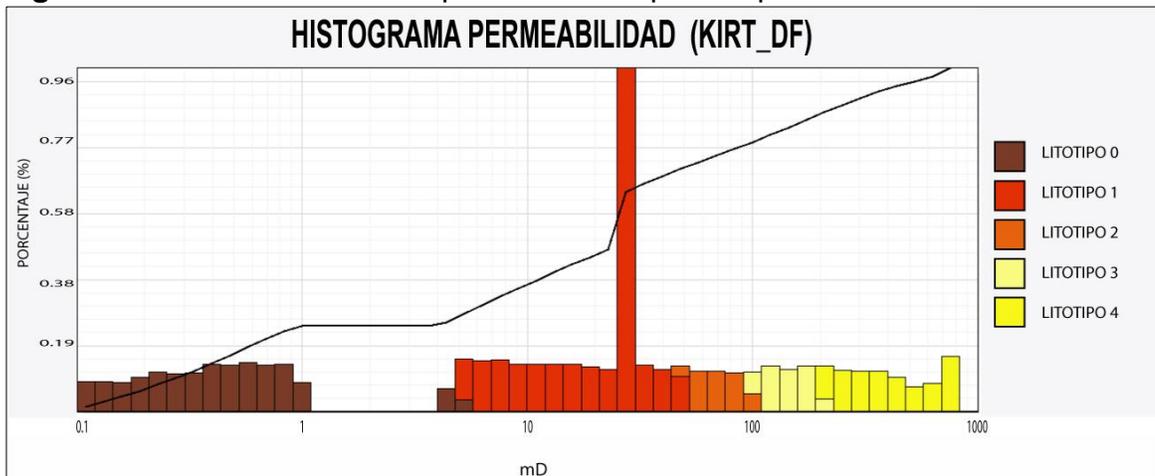


Fuente: Autores: Software Techlog, plataforma de integración de datos de pozo, Schlumberger. 2011.

Tabla 14. Distribución de la permeabilidad para el pozo horizontal PZ-3.

| PERMEABILIDAD (KIRT_DF) PZ-3 | | | | |
|------------------------------|--------------|--------------|---------|---------------|
| Tipo de Roca | Valor Minimo | Valor Maximo | Media | Des. Estándar |
| Litotipo 0 | 0,0000643 | 4,81144 | 1,80741 | 1,0726 |
| Litotipo 1 | 6,85664 | 49,996 | 27,7843 | 9,13084 |
| Litotipo 2 | 50,0063 | 99,9955 | 63,4624 | 12,9413 |
| Litotipo 3 | 100,242 | 199,853 | 117,344 | 24,0186 |
| Litotipo 4 | 201,399 | 298,632 | 216,045 | 25,5854 |

Figura 103. Distribución de la permeabilidad para el pozo horizontal PZ-4.

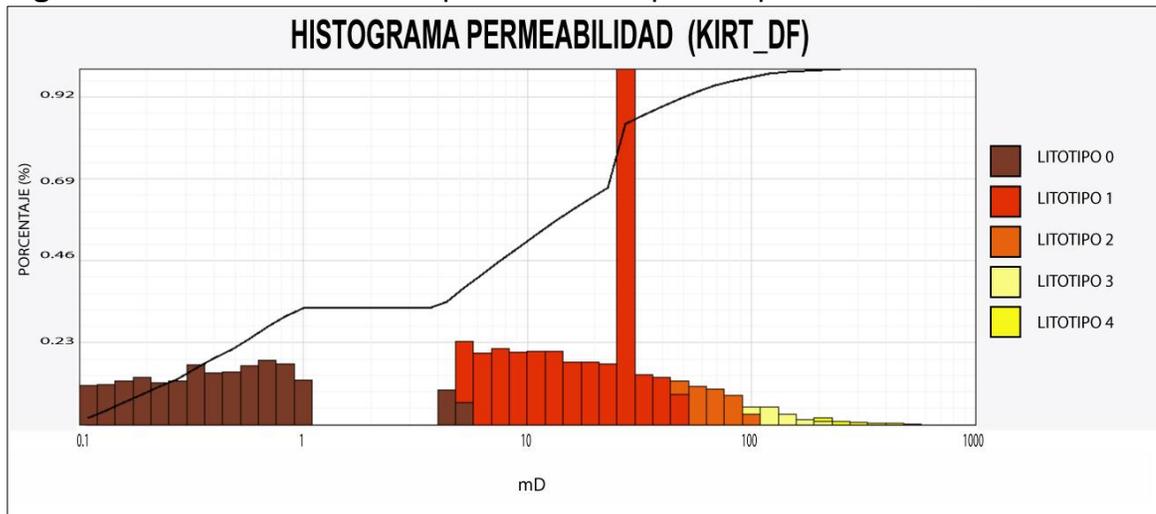


Fuente: Autores: Software Techlog, plataforma de integración de datos de pozo, Schlumberger. 2011.

Tabla 15. Distribución de la permeabilidad para el pozo horizontal PZ-4.

| PERMEABILIDAD (KIRT_DF) PZ-4 | | | | |
|------------------------------|--------------|--------------|----------|---------------|
| Tipo de Roca | Valor Minimo | Valor Maximo | Media | Des. Estándar |
| Litotipo 0 | 0,00125 | 4,99568 | 0,180912 | 0,906315 |
| Litotipo 1 | 5,00069 | 49,9564 | 27,7843 | 10,9763 |
| Litotipo 2 | 50,0066 | 99,9797 | 70,7815 | 14,1446 |
| Litotipo 3 | 100,187 | 199,893 | 141,152 | 28,6643 |
| Litotipo 4 | 200,308 | 730,243 | 388,373 | 180,499 |

Figura 104. Distribución de la permeabilidad para el pozo horizontal PZ-5.



Fuente: Autores: Software Techlog, plataforma de integración de datos de pozo, Schlumberger. 2011.

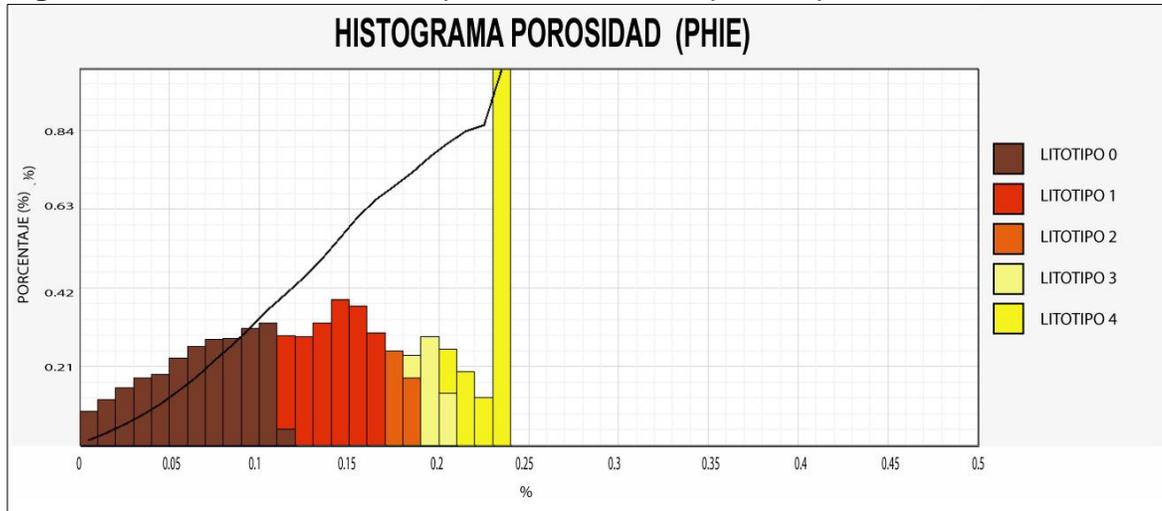
Tabla 16. Distribución de la permeabilidad para el pozo horizontal PZ-5.

| PERMEABILIDAD (KIRT_DF) PZ-5 | | | | |
|------------------------------|--------------|--------------|----------|---------------|
| Tipo de Roca | Valor Minimo | Valor Maximo | Media | Des. Estándar |
| Litotipo 0 | 0,00124997 | 4,99565 | 0,140214 | 0,961222 |
| Litotipo 1 | 5,00058 | 49,9558 | 20,5921 | 10,876 |
| Litotipo 2 | 50,0064 | 99,9805 | 67,4924 | 13,5573 |
| Litotipo 3 | 100,081 | 199,891 | 128,207 | 27,8014 |
| Litotipo 4 | 201,131 | 502,616 | 255,807 | 84,5802 |

5.4.3 Distribución de la porosidad efectiva: La distribución de la porosidad efectiva para los pozos horizontales y los promedios para cada litotipo se presentan en la **Figura 105**, **Figura 106**, **Figura 107**, **Figura 108** y **Figura 109** a continuación. En la **Tabla 17**, **Tabla 18**, **Tabla 19**, **Tabla 20** y **Tabla 21**, se

muestran los valores de mínimos, máximos, media y desviación estándar de cada litotipo para los pozos PZ-1, PZ-2, PZ-3, PZ-4 y PZ-5 respectivamente.

Figura 105. Distribución de la porosidad efectiva para el pozo horizontal PZ-1.

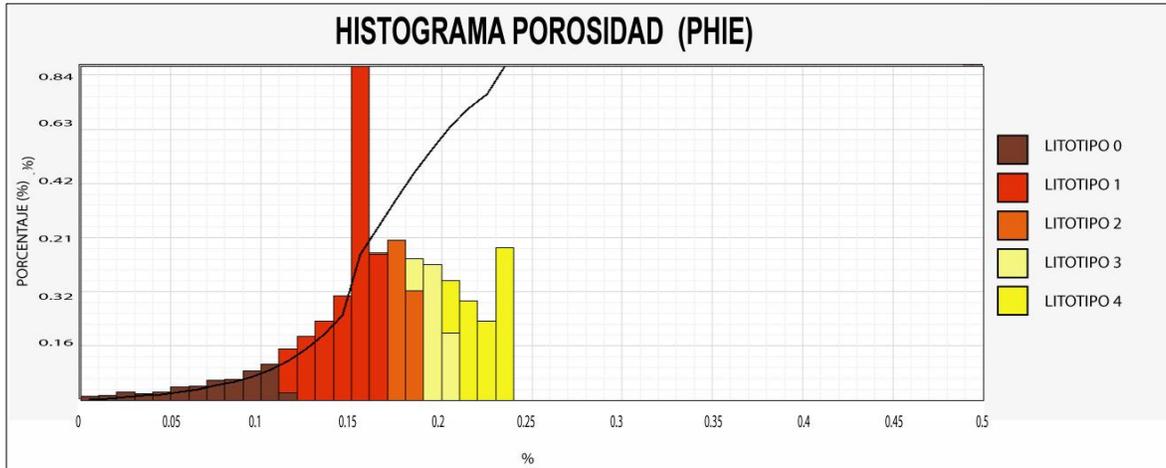


Fuente: Autores: Software Techlog, plataforma de integración de datos de pozo, Schlumberger. 2011.

Tabla 17. Distribución de la porosidad efectiva para el pozo horizontal PZ-1.

| POROSIDAD (PHIE) PZ-1 | | | | |
|-----------------------|--------------|--------------|----------|---------------|
| Tipo de Roca | Valor Minimo | Valor Maximo | Media | Des. Estándar |
| Litotipo 0 | -0,0222916 | 0,111309 | 0,063169 | 0,039571 |
| Litotipo 1 | 0,111335 | 0,16992 | 0,142594 | 0,0162763 |
| Litotipo 2 | 0,169946 | 0,187581 | 0,178438 | 0,00505142 |
| Litotipo 3 | 0,187634 | 0,205216 | 0,196412 | 0,00491465 |
| Litotipo 4 | 0,205269 | 0,238193 | 0,232995 | 0,00905817 |

Figura 106. Distribución de la porosidad efectiva para el pozo horizontal PZ-2.

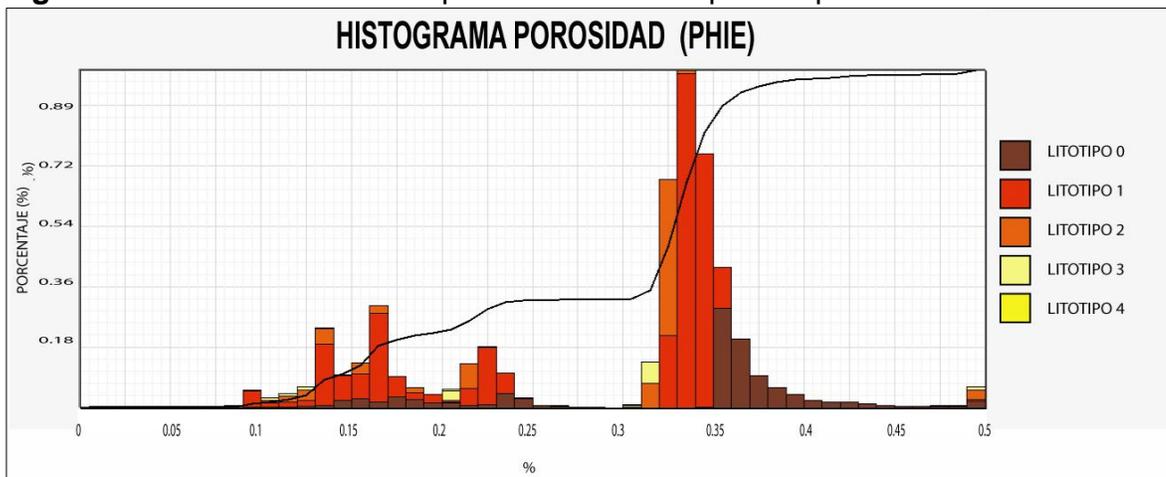


Fuente: Autores: Software Techlog, plataforma de integración de datos de pozo, Schlumberger. 2011.

Tabla 18. Distribución de la porosidad efectiva para el pozo horizontal PZ-2.

| POROSIDAD (PHIE) PZ-2 | | | | |
|-----------------------|--------------|--------------|----------|---------------|
| Tipo de Roca | Valor Minimo | Valor Maximo | Media | Des. Estándar |
| Litotipo 0 | -0,0222971 | 0,111309 | 0,081378 | 0,0337224 |
| Litotipo 1 | 0,111335 | 0,16992 | 0,154987 | 0,0142285 |
| Litotipo 2 | 0,169945 | 0,187582 | 0,178438 | 0,00500204 |
| Litotipo 3 | 0,187608 | 0,205216 | 0,19623 | 0,00502462 |
| Litotipo 4 | 0,205242 | 0,238194 | 0,224701 | 0,0111533 |

Figura 107. Distribución de la porosidad efectiva para el pozo horizontal PZ-3.

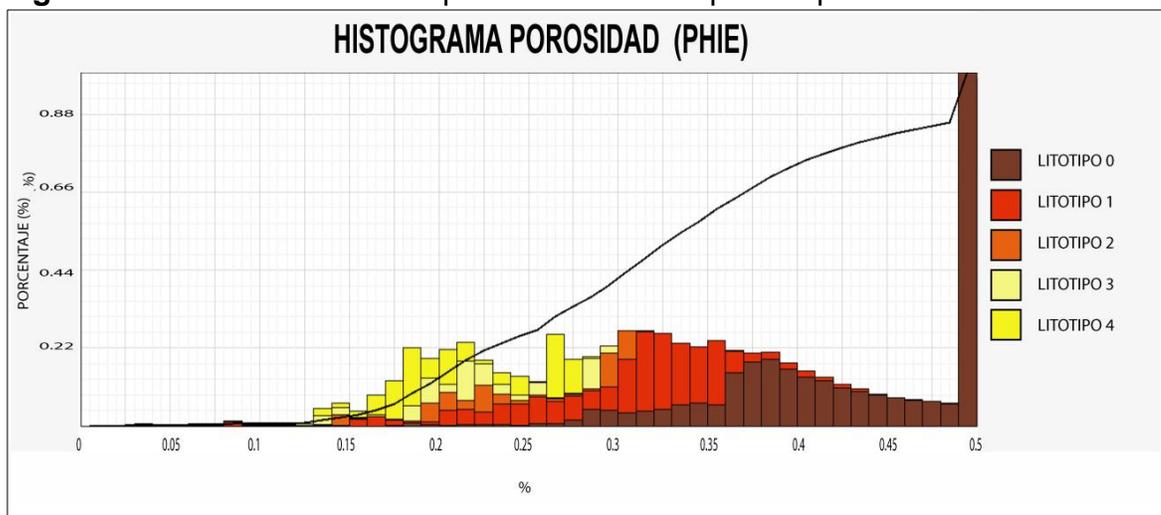


Fuente: Autores: Software Techlog, plataforma de integración de datos de pozo, Schlumberger. 2011.

Tabla 19. Distribución de la porosidad efectiva para el pozo horizontal PZ-3.

| POROSIDAD (PHIE)PZ-3 | | | | |
|----------------------|--------------|--------------|----------|---------------|
| Tipo de Roca | Valor Minimo | Valor Maximo | Media | Des. Estándar |
| Litotipo 0 | -0,995872 | 0,137351 | 0,120783 | 0,0566483 |
| Litotipo 1 | 0,119369 | 0,16994 | 0,154987 | 0,00859921 |
| Litotipo 2 | 0,169946 | 0,187585 | 0,176011 | 0,00473557 |
| Litotipo 3 | 0,187648 | 6,07246 | 0,191664 | 0,298129 |
| Litotipo 4 | 0,205407 | 0,215435 | 0,207194 | 0,00268947 |

Figura 108. Distribución de la porosidad efectiva para el pozo horizontal PZ-4.

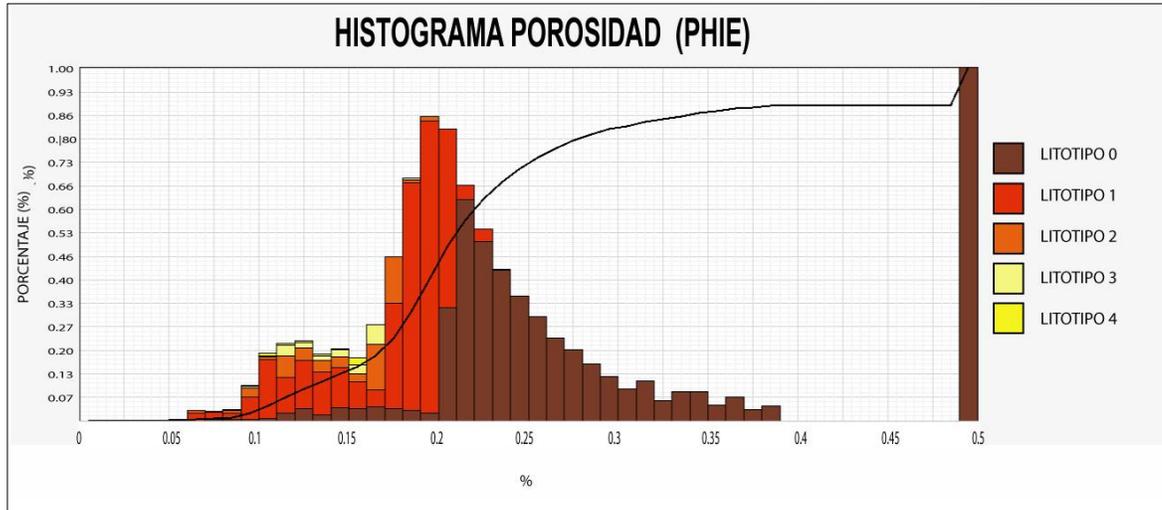


Fuente: Autores: Software Techlog, plataforma de integración de datos de pozo, Schlumberger. 2011.

Tabla 20. Distribución de la porosidad efectiva para el pozo horizontal PZ-4.

| POROSIDAD (PHIE) PZ-4 | | | | |
|-----------------------|--------------|--------------|----------|---------------|
| Tipo de Roca | Valor Minimo | Valor Maximo | Media | Des. Estándar |
| Litotipo 0 | -0,0222986 | 0,111309 | 0,068093 | 0,0394219 |
| Litotipo 1 | 0,111335 | 0,16992 | 0,154987 | 0,0156519 |
| Litotipo 2 | 0,169946 | 0,187581 | 0,17879 | 0,00502912 |
| Litotipo 3 | 0,187634 | 0,205216 | 0,196359 | 0,00506747 |
| Litotipo 4 | 0,205269 | 2726,23 | 0,222123 | 151,613 |

Figura 109. Distribución de la porosidad efectiva para el pozo horizontal PZ-5.



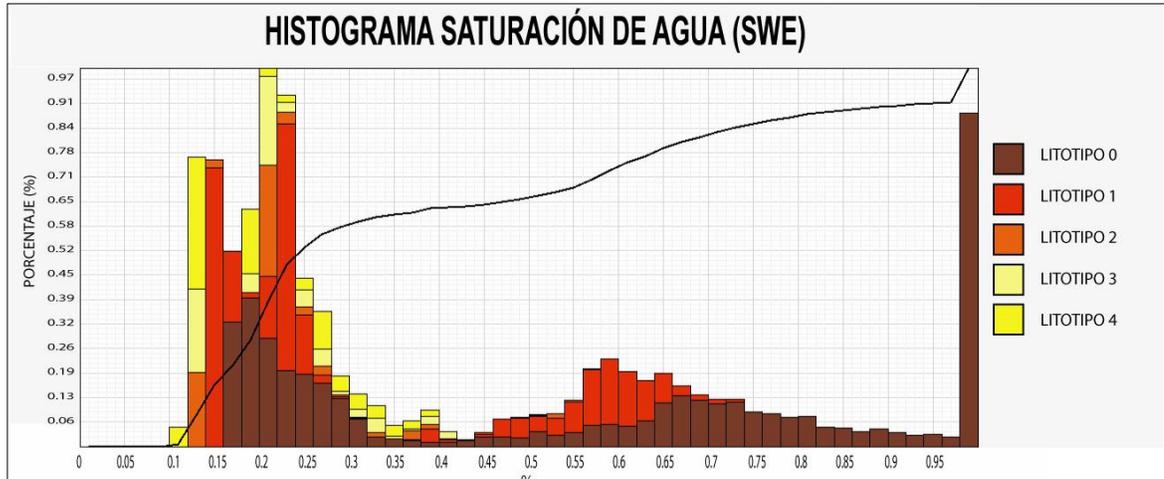
Fuente: Autores: Software Techlog, plataforma de integración de datos de pozo, Schlumberger, 2011.

Tabla 21. Distribución de la porosidad efectiva para el pozo horizontal PZ-5.

| POROSIDAD (PHIE) PZ-5 | | | | |
|-----------------------|--------------|--------------|----------|---------------|
| Tipo de Roca | Valor Minimo | Valor Maximo | Media | Des. Estándar |
| Litotipo 0 | -0,0222951 | 0,111309 | 0,062258 | 0,04273 |
| Litotipo 1 | 0,111334 | 0,16992 | 0,147361 | 0,015976 |
| Litotipo 2 | 0,169946 | 0,187581 | 0,177579 | 0,00491665 |
| Litotipo 3 | 0,187607 | 0,205216 | 0,193911 | 0,00494474 |
| Litotipo 4 | 0,205373 | 0,228686 | 0,211494 | 0,00674665 |

5.4.4 Distribución de la saturación de agua: La distribución de la saturación de agua para los pozos horizontales y los promedios para cada litotipo se presentan en la **Figura 110**, **Figura 111**, **Figura 112**, **Figura 113** y **Figura 114** a continuación. En la **Tabla 22**, **Tabla 23**, **Tabla 24**, **Tabla 25** y **Tabla 26**, se muestran los valores de mínimos, máximos, media y desviación estándar de cada litotipo para los pozos PZ-1, PZ-2, PZ-3, PZ-4 y PZ-5 respectivamente.

Figura 110. Distribución de la saturación de agua para el pozo horizontal PZ-1.

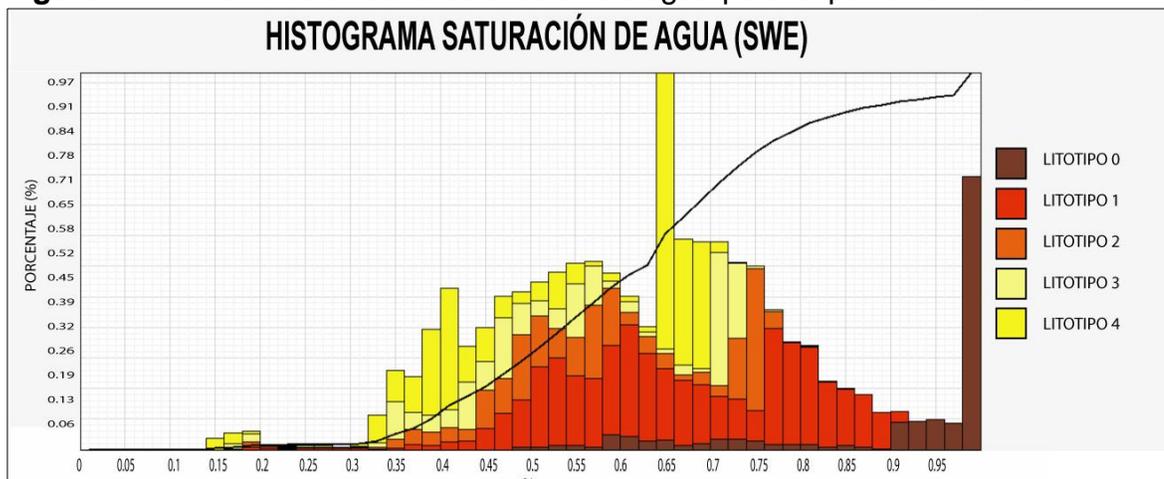


Fuente: Autores: Software Techlog, plataforma de integración de datos de pozo, Schlumberger. 2011.

Tabla 22. Distribución de la saturación de agua para el pozo horizontal PZ-1.

| SATURACIÓN DE AGUA (SWE) PZ-1 | | | | |
|-------------------------------|--------------|--------------|----------|---------------|
| Tipo de Roca | Valor Minimo | Valor Maximo | Media | Des. Estándar |
| Litotipo 0 | 0,166838 | 1 | 0,615709 | 0,316944 |
| Litotipo 1 | 0,140605 | 0,741617 | 0,229045 | 0,188822 |
| Litotipo 2 | 0,134658 | 0,577217 | 0,209817 | 0,0882414 |
| Litotipo 3 | 0,129284 | 0,512838 | 0,203006 | 0,0755603 |
| Litotipo 4 | 0,119847 | 0,399704 | 0,192464 | 0,082018 |

Figura 111. Distribución de la saturación de agua para el pozo horizontal PZ-2.

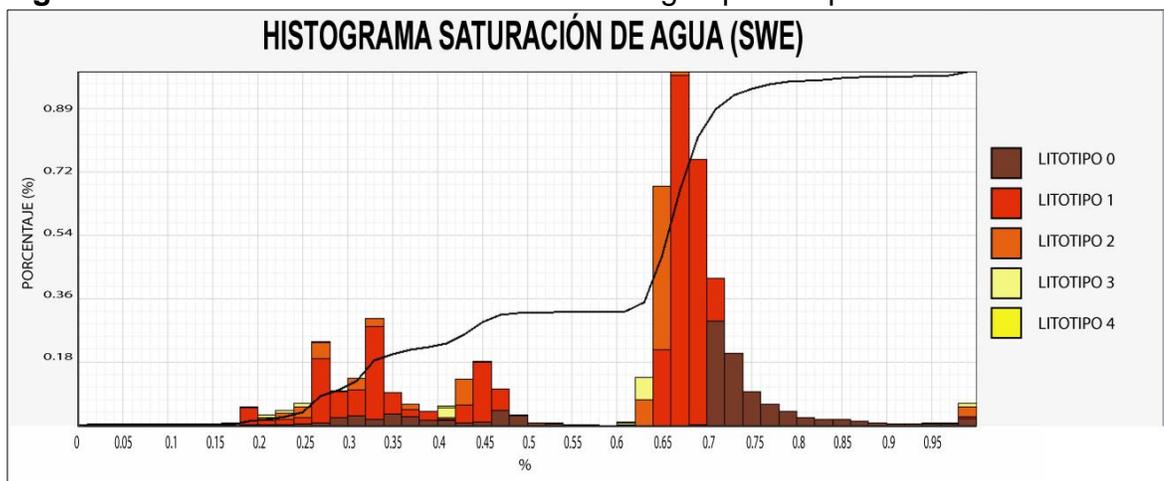


Fuente: Autores: Software Techlog, plataforma de integración de datos de pozo, Schlumberger. 2011.

Tabla 23. Distribución de la saturación de agua para el pozo horizontal PZ-2.

| SATURACIÓN DE AGUA (SWE) PZ-2 | | | | |
|-------------------------------|--------------|--------------|----------|---------------|
| Tipo de Roca | Valor Minimo | Valor Maximo | Media | Des. Estándar |
| Litotipo 0 | 0,230415 | 1 | 1 | 0,143307 |
| Litotipo 1 | 0,18988 | 0,905866 | 0,655486 | 0,130023 |
| Litotipo 2 | 0,18588 | 0,861545 | 0,574604 | 0,129898 |
| Litotipo 3 | 0,170684 | 0,812448 | 0,547763 | 0,141504 |
| Litotipo 4 | 0,156422 | 0,741574 | 0,64787 | 0,140201 |

Figura 112. Distribución de la saturación de agua para el pozo horizontal PZ-3.

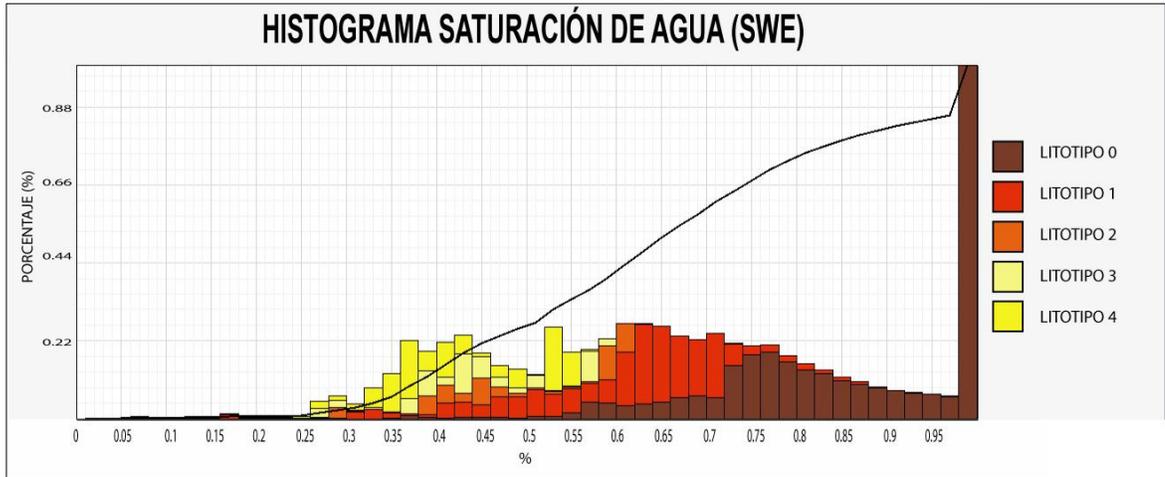


Fuente: Autores: Software Techlog, plataforma de integración de datos de pozo, Schlumberger. 2011.

Tabla 24. Distribución de la saturación de agua para el pozo horizontal PZ-3.

| SATURACIÓN DE AGUA (SWE) PZ-3 | | | | |
|-------------------------------|--------------|--------------|----------|---------------|
| Tipo de Roca | Valor Minimo | Valor Maximo | Media | Des. Estándar |
| Litotipo 0 | 0,195041 | 1 | 0,718308 | 0,168055 |
| Litotipo 1 | 0,160076 | 1 | 0,665678 | 0,168295 |
| Litotipo 2 | 0,173576 | 1 | 0,644423 | 0,174514 |
| Litotipo 3 | 0,019667 | 1 | 0,621256 | 0,204035 |
| Litotipo 4 | 0,396836 | 0,616947 | 0,402992 | 0,0987076 |

Figura 113. Distribución de la saturación de agua para el pozo horizontal PZ-4.

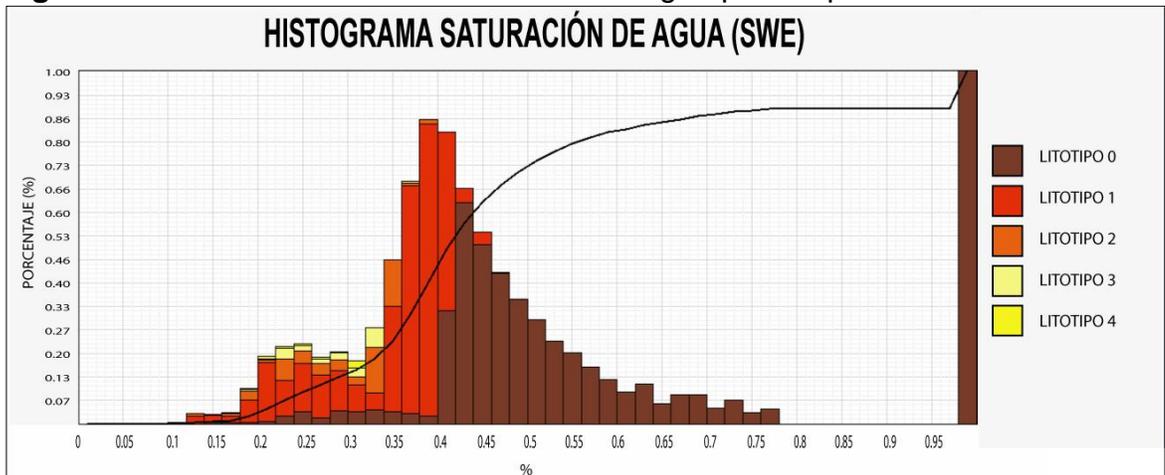


Fuente: Autores: Software Techlog, plataforma de integración de datos de pozo, Schlumberger. 2011.

Tabla 25. Distribución de la saturación de agua para el pozo horizontal PZ-4.

| SATURACIÓN DE AGUA (SWE)PZ-4 | | | | |
|------------------------------|--------------|--------------|----------|---------------|
| Tipo de Roca | Valor Minimo | Valor Maximo | Media | Des. Estándar |
| Litotipo 0 | 0,200797 | 1 | 0,856579 | 0,138135 |
| Litotipo 1 | 0,106498 | 0,992045 | 0,63425 | 0,11766 |
| Litotipo 2 | 0,127196 | 0,763361 | 0,46049 | 0,10388 |
| Litotipo 3 | 0,117294 | 0,584664 | 0,435561 | 0,0901298 |
| Litotipo 4 | 0,0561485 | 0,561341 | 0,408917 | 0,0923078 |

Figura 114. Distribución de la saturación de agua para el pozo horizontal PZ-5.



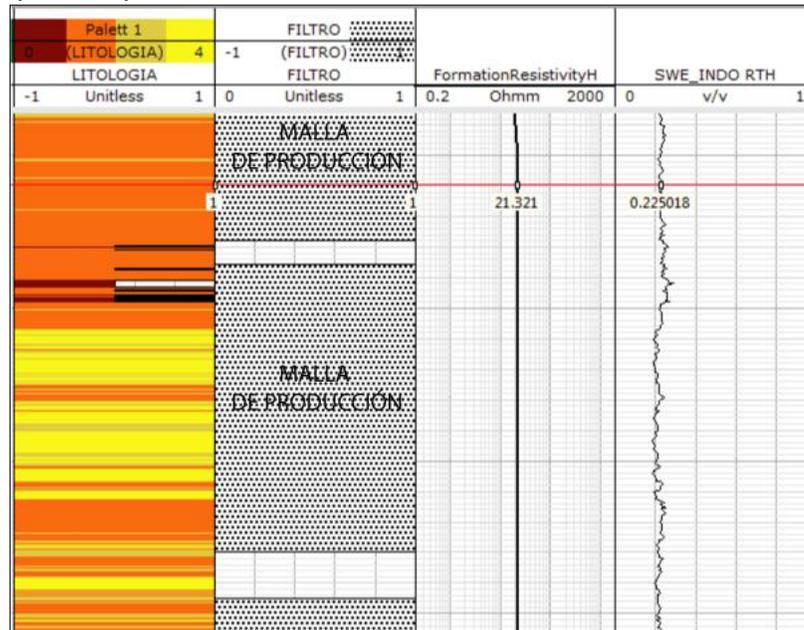
Fuente: Autores: Software Techlog, plataforma de integración de datos de pozo, Schlumberger. 2011.

Tabla 26. Distribución de la saturación de agua para el pozo horizontal PZ-5.

| SATURACIÓN DE AGUA (SWE) PZ-5 | | | | |
|-------------------------------|--------------|--------------|----------|---------------|
| Tipo de Roca | Valor Minimo | Valor Maximo | Media | Des. Estándar |
| Litotipo 0 | 0,148369 | 1 | 0,503026 | 0,219229 |
| Litotipo 1 | 0,125206 | 0,46317 | 0,373962 | 0,068732 |
| Litotipo 2 | 0,121008 | 0,39477 | 0,3296 | 0,0583081 |
| Litotipo 3 | 0,118148 | 0,368289 | 0,29002 | 0,0495373 |
| Litotipo 4 | 0,113661 | 0,319117 | 0,292391 | 0,0514668 |

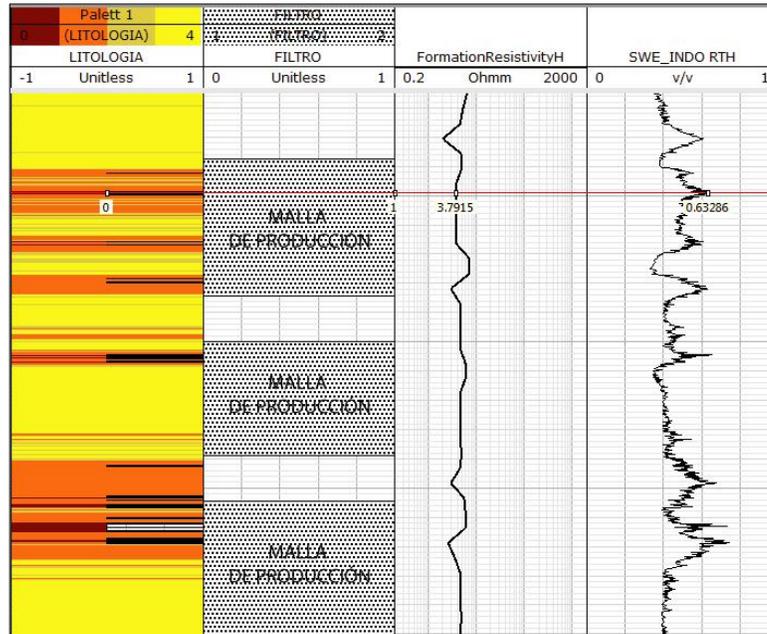
El posicionamiento de las mallas para el completamiento de los pozos horizontales existentes en estudio PZ-1, PZ-2, PZ-3, PZ-4 Y PZ-5 inicialmente se basaron en la interpretación de las curvas Gamma Ray y Resistividad provenientes de la herramienta LWD; en el desarrollo de este proyecto, se introduce un modelo de saturación de agua generado a partir de la curva de resistividad corregida, dando una precisión no solo en la calidad de la roca sino en la acumulación de fluidos. Las curvas de saturación de agua para el completamiento de los pozos horizontales se muestran en la **Figura 115, Figura 116, Figura 117, Figura 118 y Figura 119** a continuación:

Figura 115 Posicionamiento de mallas de producción para el pozo horizontal PZ-1



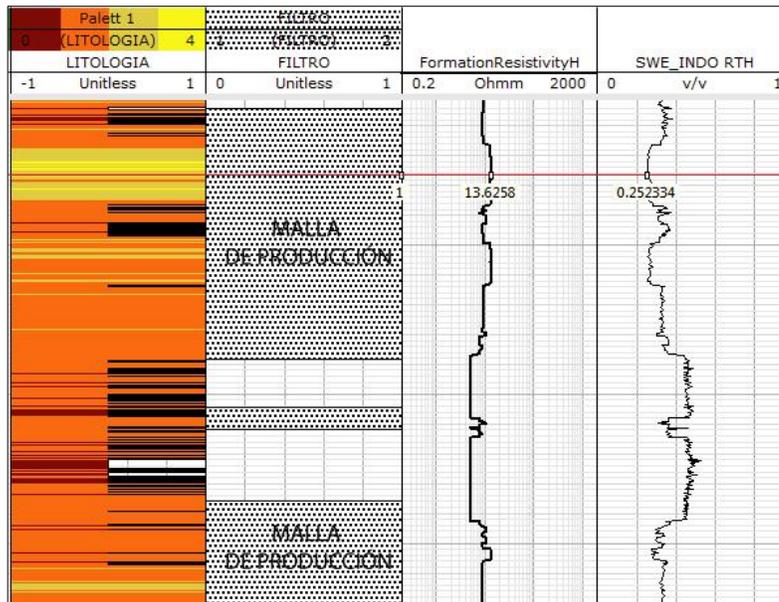
Fuente: Generado por los autores: Software Techlog, plataforma de integración de datos de pozo, Schlumberger. 2011.

Figura 116. Posicionamiento de mallas de producción para el pozo horizontal PZ-2.



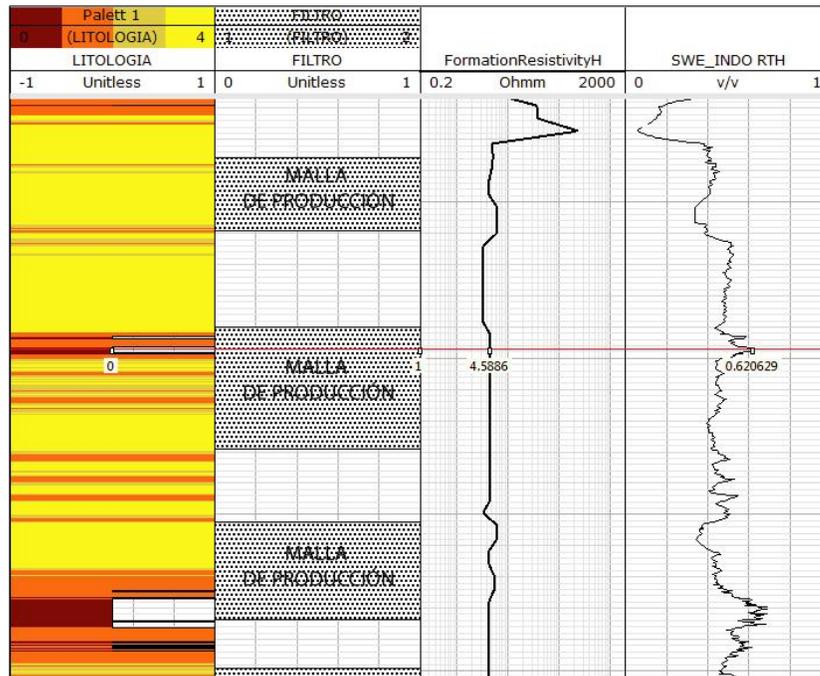
Fuente: Generado por los autores: Software Techlog, plataforma de integración de datos de pozo, Schlumberger. 2011.

Figura 117. Posicionamiento de mallas de producción para el pozo horizontal PZ-3.



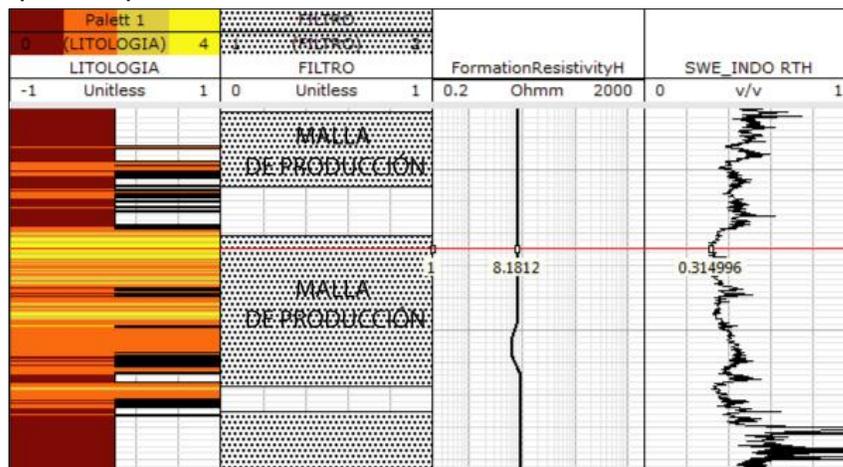
Fuente: Generado por los autores: Software Techlog, plataforma de integración de datos de pozo, Schlumberger. 2011.

Figura 118. Posicionamiento de mallas de producción para el pozo horizontal PZ-4.



Fuente: Generado por los autores: Software Techlog, plataforma de integración de datos de pozo, Schlumberger. 2011.

Figura 119. Posicionamiento de mallas de producción para el pozo horizontal PZ-4.



Fuente: Generado por los autores: Software Techlog, plataforma de integración de datos de pozo, Schlumberger. 2011.

Para el caso en particular de los pozos PZ-2 (**Figura 116**) y PZ-4 (**Figura 118**), en donde la producción de agua fue significativa, luego del cálculo de la saturación de agua obtenida del registro de resistividad corregido, se puede observar que las mallas de producción fueron posicionadas en zonas en donde los valores de

saturación de agua eran mayores al 50% junto con valores bajos en la resistividad.

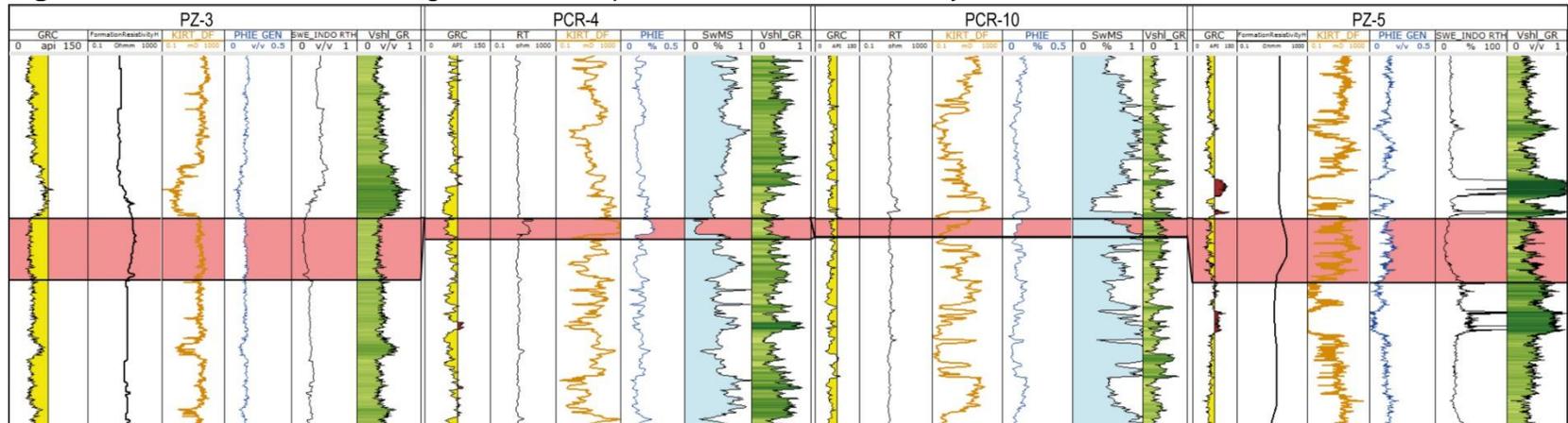
Los valores de saturación de agua y resistividad corregida para el pozo PZ-2 son 63% y 3.7915 ohm; para el pozo PZ-4 son 62% y 4.5886 ohm. Estos valores justifican los valores de agua producidos para estos pozos.

5.5 DETERMINACIÓN DE LA CONTINUIDAD DE LA ARENA B3

Con el fin de realizar una Determinación de la Continuidad de la Arena B3, se realiza una correlación estratigráfica entre los pozos verticales cercanos a los pozos Horizontales de interés y a los mismos pozos horizontales perforados en el Bloque V del Campo Yarigui-Cantagallo, utilizando la información y los registros para realizar una correlación estratigráfica que defina de la continuidad de la Arena B3 a partir de la trayectoria de los pozos horizontales perforados en el campo en estudio y los registros tomados en tiempo real con la herramienta LWD, se debe tener en cuenta la información aportada por los pozos verticales que se encuentran atravesando el tope y la base de la Unidad productora.

Los pozos verticales que se tuvieron en cuenta para establecer una correlación de continuidad lateral de la Arena B3 se muestran a continuación en la **Figura 120**, estos son llamados PCR-4, PCR-6, PCR-8, PCR-9 y PCR-10. La correlación se realiza teniendo en cuenta el espesor de la Unidad Arena B3 (Color Rojo) en los registros de los pozos verticales disponibles, donde se observa claramente que en la parte inferior que marca el espesor de la Arena B3 se presenta una variación en las propiedades de porosidad efectiva, permeabilidad, volumen de arcilla, saturación de agua y un pronunciado aumento en la resistividad, lo cual evidencia la presencia de capas de arenas posiblemente productoras y de buenas condiciones petrofísicas que también es llamada por la empresa operadora como "Arena B3 resistiva". Al momento de realizar la correlación con los pozos horizontales PZ-3 y PZ-5 se logró definir la profundidad a la cual se encuentra el tope y base de la Unidad B3 resistiva; a partir de este momento se puede decir que las propiedades petrofísicas, incluyendo la resistividad corregida (capítulo 3) presentan una mejoría, indicando que los pozos horizontales se encuentran navegando la Arena B3.

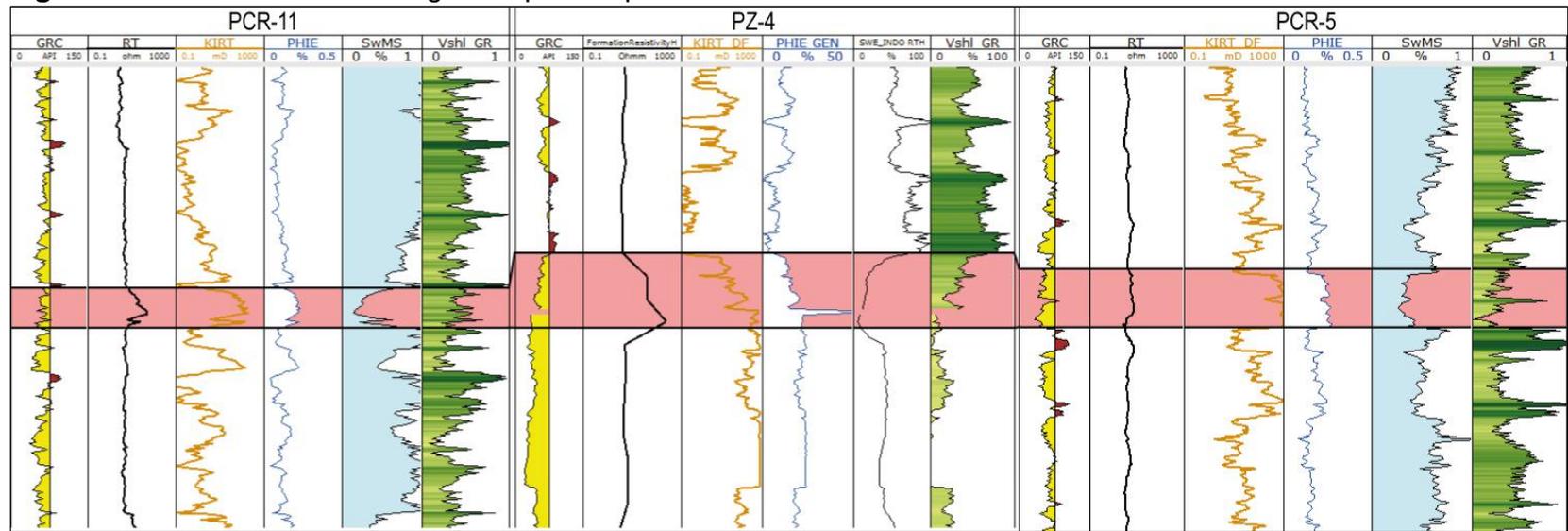
Figura 120. Correlación estratigráfica de los pozos Horizontales PZ-5 y PZ-3.



Fuente: Autores: Software Techlog, plataforma de integración de datos de pozo, Schlumberger. 2011.

En la **Figura 121** a continuación se presenta la correlación estratigráfica de los pozos verticales de referencia cercanos (PCR-11, PCR-5 y PCR-2), en donde se aprecia el tope de la formación de interés B3 y el tope y base definidos para la unidad B3 resistiva en el pozo PZ-4.

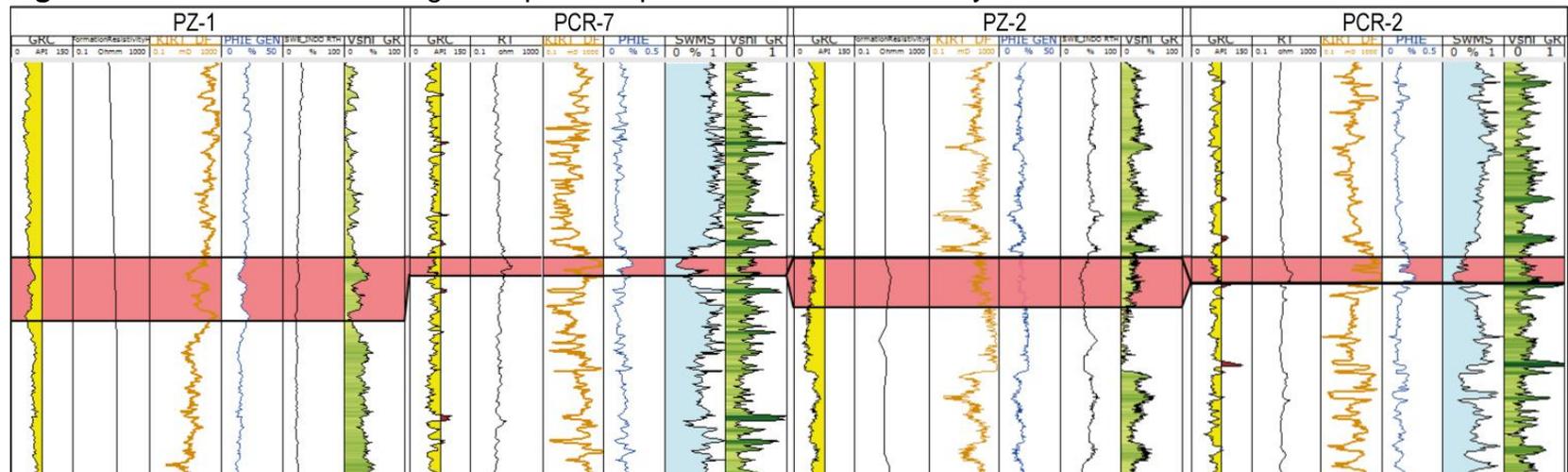
Figura 121. Correlación estratigráfica para el pozo horizontal PZ-4.



Fuente: Autores: Software Techlog, plataforma de integración de datos de pozo, Schlumberger. 2011.

En la **Figura 122** a continuación, se evidencia la correlación estratigráfica de los pozos verticales de referencia cercanos (PCR-3 y PCR-7), en donde se aprecia el tope y la base de la formación de interés B3 para cada uno, y el tope y base definidos para la unidad B3 resistiva en el pozo PZ-1 y PZ-2; analizando los registros utilizados para los pozos verticales y horizontales, se observa un aumento en la resistividad y la disminución en el registro de Gamma Ray, lo cual explica que se encuentra navegando el pozo en presencia de una arena de buenas condiciones petrofísicas.

Figura 122. Correlación estratigráfica para los pozos horizontales PZ-1 y PZ-2



Fuente: Autores: Software Techlog, plataforma de integración de datos de pozo, Schlumberger. 2011.

Los pozos horizontales evaluados presentan en algunas secciones variaciones en las propiedades petrofísicas a lo largo de la trayectoria, estas variaciones durante la navegación indican que el yacimiento está compuesto por una serie de intercalaciones resistivas y no de un paquete resistivo homogéneo.

Realizando el análisis de la correlación estratigráfica de los pozos evaluados para determinar la continuidad lateral de la Unidad productora, se puede concluir que una vez los pozos horizontales ingresan en la Unidad objetivo "Arena B3 resistiva" y tras identificar una zona con buenas propiedades petrofísicas (Resistividad mayor a 10 Ohm-m) los pozos horizontales empiezan a ser posicionados buscando navegar sobre esta arena.

6. EVALUACIÓN FINANCIERA

En el presente capítulo se desarrolla la viabilidad financiera de la caracterización petrofísica en la continuidad de la Arena B3 de la Formación Mugrosa mediante el uso de registros durante la perforación (LWD) de pozos horizontales en el Campo Yariguí utilizando el indicador financiero Beneficio-Costo, dando por tanto cumplimiento al objetivo número seis del proyecto.

En el campo Yariguí-Cantagallo, se realizó la perforación de cinco pozos horizontales utilizando la herramienta LWD, la cual permite conocer mediciones en tiempo real de las propiedades de la formación durante la profundización en el pozo. La herramienta LWD puede incluir en su set completo de registros: mediciones de Rayos Gamma, mediciones de resistividad, mediciones de densidad de la formación, respuesta Neutrón, registros sínicos, entre otros. En los pozos horizontales del campo en estudio únicamente se corrió la herramienta LWD con un set de registros que incluye mediciones de Rayos Gamma y mediciones de resistividad para minimizar costos de operación. Los registros de resistividad obtenidos a partir de esta herramienta, presentan ciertos efectos causados por la variación de la resistividad en las diferentes capas de la formación, los cuales alteran los resultados de las mediciones y por lo tanto deben ser corregidos con el fin de conocer la resistividad verdadera de la formación. Sin embargo, con la ayuda de la información aportada por los registros eléctricos corridos en los pozos verticales vecinos, registros aportados por la herramienta LWD en pozos horizontales, el uso de un software y herramientas matemáticas, se pueden crear registros sintéticos de porosidad en las secciones horizontales para así poder complementar la información que ayude a determinar las propiedades petrofísicas de la Arena B3 ubicada en la Formación Mugrosa.

Teniendo en cuenta lo anteriormente descrito, se hace necesaria una evaluación financiera que permita determinar el total de gastos previstos con la utilización de la herramienta LWD que incluye el set básico de registros disponible (Gamma Ray y Resistivo) frente al total de los beneficios obtenidos en la creación de registros sintéticos de porosidad en las secciones horizontales de los pozos en estudio, con el fin de complementar la información acerca de las propiedades petrofísicas de la arena B3 en la Formación mugrosa.

Todos los proyectos relacionados con la industria del petróleo y el gas en el mundo se trabajan en dólares, por lo tanto, en el presente proyecto también se trabajará la unidad monetaria correspondiente a dólares estadounidenses (USD).

6.1 RELACIÓN BENEFICIO-COSTO

Para la obtención de una buena utilidad en una empresa, esta debe estar orientada en su actividad económica a combinar los recursos eficientemente y lograr convertirlos en bienes y servicios que satisfagan las necesidades que la industria demande. Los costos del proyecto constituyen el valor de los recursos utilizados en la producción o en la prestación un servicio y los beneficios son el valor de los bienes y servicios que el proyecto genera.

El análisis económico del Beneficio-Costo, es una técnica de evaluación que sirve para determinar la oportunidad y conveniencia en la realización de un proyecto, la relación B/C se muestra en la **ecuación 13**.

Ecuación 15. Relación Beneficio-Costo.

$$R = \left(\frac{\text{Beneficios}}{\text{Costos}} \right)$$

Lo anterior identificará cuando será conveniente realizar un proyecto siempre y cuando el valor de R(B/C) sea mayor a 1, y así mismo no será conveniente realizar un proyecto teniendo el valor de R(B/C) menor a 1 o negativo.

6.2 DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE LOS SERVICIOS DE LWD CORRIDOS EN EL CAMPO YARIGUI PARA UN SET DE RESISTIVIDAD Y RAYOS GAMMA

Para la empresa Ecopetrol S.A. la prestación del servicio de registros durante la perforación para los cinco pozos, implicó una serie de costos; las herramientas LWD utilizadas en los cinco pozos horizontales del campo pertenecen a las compañías N°1 y N°2. Estos costos son por la prestación del servicio de toma de registros, los cuales varían según la empresa prestadora del servicio.

Para la compañía N°1, quien realizó la toma de registros para los pozos PZ-2, PZ-3 Y PZ-5, los costos de la operación dependen de la fase perforada y del tiempo durante el cual se desarrolla la operación.

En las tablas de costos de operación los valores se presentan incluyendo el valor del IVA en USD.

Para el pozo PZ-2, los costos de operación de la herramienta LWD para un set que incluye Resistividad y Rayos Gamma, se evidencian en la **Tabla 27**.

Tabla 27. Costos de operación de la herramienta LWD para un set de Resistividad y Rayos Gamma en el pozo PZ-2 (Cifras en USD).

| FASE PERFORADA (Pulgadas) | TIEMPO OPERACIÓN (Días) | COSTOS DE OPERACIÓN (USD) | |
|---------------------------|-------------------------|---------------------------|-------------------|
| | | SERVICIO | TOTAL |
| 12-1/4" | 14 | 6.577,20 | 92.080,80 |
| 8-1/2" | 11 | 7.617,72 | 83.794,92 |
| | | TOTAL | 175.875,72 |

Fuente: ECOPELROL S.A. Área de perforación, 2015.

Para el pozo PZ-3, los costos de operación de la herramienta LWD para un set de Resistividad y Rayos Gamma se evidencian en la **Tabla 28**.

Tabla 28. Costos de operación de la herramienta LWD para un set de Resistividad y Rayos Gamma en el pozo PZ-3 (Cifras en USD).

| FASE PERFORADA (Pulgadas) | TIEMPO OPERACIÓN (Días) | COSTOS DE OPERACIÓN (USD) | |
|---------------------------|-------------------------|---------------------------|-------------------|
| | | SERVICIO | TOTAL |
| 12-1/4" | 12 | 6.573,72 | 78.884,64 |
| 8-1/2" | 10 | 7.617,72 | 76.177,20 |
| | | TOTAL | 155.061,84 |

Fuente: ECOPELROL S.A. Área de perforación, 2015.

Para el pozo PZ-5, los costos de operación de la herramienta LWD para un set de Resistividad y Rayos Gamma se evidencian en la **Tabla 29**.

Tabla 29. Costos de operación de la herramienta LWD para un set de Resistividad y Rayos Gamma en el pozo PZ-5 (Cifras en USD).

| FASE PERFORADA (Pulgadas) | TIEMPO OPERACIÓN (Días) | COSTOS DE OPERACIÓN (USD) | |
|---------------------------|-------------------------|---------------------------|-------------------|
| | | SERVICIO | TOTAL |
| 12-1/4" | 9 | 6.573,72 | 59.163,48 |
| 8-1/2" | 9 | 7.617,72 | 68.559,48 |
| | | TOTAL | 127.722,96 |

Fuente: ECOPELROL S.A. Área de perforación, 2015.

Para la compañía N°2, quien realizó la toma de registros para los pozos PZ-1 y PZ-4, los costos de la operación dependen igualmente de la fase perforada y del tiempo durante el cual se desarrolla la operación.

Para el pozo PZ-1, los costos de operación de la herramienta LWD para un set de Resistividad y Rayos Gamma se evidencian en la **Tabla 30**.

Tabla 30. Costos de operación de la herramienta LWD para un set de Resistividad y Rayos Gamma en el pozo PZ-1 (Cifras en USD).

| FASE PERFORADA (Pulgadas) | TIEMPO OPERACIÓN (Días) | COSTOS DE OPERACIÓN (USD) | |
|---------------------------|-------------------------|---------------------------|------------|
| | | SERVICIO | TOTAL |
| 9-5/8" | 12 | 6.577,20 | 78.926,40 |
| 8-1/2" | 10 | 7.617,72 | 76.177,20 |
| | | TOTAL | 155.103,60 |

Fuente: ECOPETROL S.A. Área de perforación, 2015.

Para el pozo PZ-4, los costos de operación de la herramienta LWD para un set de Resistividad y Rayos Gamma se evidencian en la **Tabla 31**.

Tabla 31. Costos de operación de la herramienta LWD para un set de Resistividad y Rayos Gamma en el pozo PZ-4 (Cifras en USD).

| FASE PERFORADA (Pulgadas) | TIEMPO OPERACIÓN (Días) | COSTOS DE OPERACIÓN (USD) | |
|---------------------------|-------------------------|---------------------------|------------|
| | | SERVICIO | TOTAL |
| 9-5/8" | 15 | 7.099,20 | 106.488,00 |
| 8-1/2" | 9 | 8.153,64 | 73.382,76 |
| | | TOTAL | 179.870,76 |

Fuente: ECOPETROL S.A. Área de perforación, 2015.

En la **Tabla 32** se muestran los valores unitarios y la totalidad del costo de los servicios de toma de registros LWD para un set de Resistividad y Rayos Gamma para los pozos PZ-1, PZ-2, PZ-3, PZ-4 y PZ-5.

Tabla 32. Totalidad del costo de servicios de toma de registros LWD para un set de Resistividad y Rayos Gamma en los pozos PZ-1, PZ-2, PZ-3, PZ-4 Y PZ-5 (Cifras en USD).

| POZO | TOTAL SERVICIO (USD) |
|--------------|----------------------|
| PZ-1 | 155.103,60 |
| PZ-2 | 175.875,72 |
| PZ-3 | 155.061,84 |
| PZ-4 | 179.870,76 |
| PZ-5 | 127.722,96 |
| TOTAL | 793.634,88 |

Fuente: ECOPETROL S.A. Área de perforación, 2015.

Al valor resultante de la totalidad del costo de servicios de toma de registros LWD para un set de Resistividad y Rayos Gamma en los pozos PZ-1, PZ-2, PZ-3, PZ-4 Y PZ-5, se debe adicionar el valor del costo de la licencia del software utilizado

para el desarrollo del proyecto. El software LogXD tiene un costo de \$80.000 USD por licencia, por tanto, el valor de los costos sumaría \$873.634,88 USD en total.

6.3 DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE LOS SERVICIOS DE LWD PARA EL CAMPO YARIGUI TENIENDO EN CUENTA UN SET DE RESISTIVIDAD, RAYOS GAMMA Y POROSIDAD.

Para la empresa Ecopetrol S.A. la prestación del servicio de registros durante la perforación para los cinco pozos teniendo en cuenta un set que incluya Resistividad, Rayos Gamma y Porosidad, implica un aumento significativo de costos.

Las siguientes tablas muestran los valores de los costos aproximados de los servicios de toma de registros para un set de Resistividad, Rayos Gamma y Porosidad. Los costos para la corrida de los registros en los pozos PZ-1, PZ-2, PZ-3, PZ-4 Y PZ-5, son calculados según las tarifas establecidas por las compañías que realizaron las operaciones en sus respectivos pozos. Los valores se presentan incluyendo el valor del IVA en USD.

Para la compañía N°1, quien fue el encargado de la toma de registros para los pozos PZ-2, PZ-3 Y PZ5, los costos de la operación teniendo en cuenta un set de registros que incluya Resistividad, Rayos Gamma y Porosidad serían los siguientes.

Para el pozo PZ-2, los costos de operación de la herramienta LWD para un set de Resistividad, Rayos Gamma y Porosidad se muestran en la **Tabla 33**.

Tabla 33. Costos de operación de la herramienta LWD para un set de Resistividad, Rayos Gamma y Porosidad en el pozo PZ-2 (Cifras en USD).

| FASE PERFORADA (Pulgadas) | TIEMPO OPERACIÓN (Días) | COSTOS DE OPERACIÓN (USD) | |
|---------------------------|-------------------------|---------------------------|------------|
| | | SERVICIO | TOTAL |
| 12-1/4" | 14 | 19.039,08 | 266.547,12 |
| 8-1/2" | 11 | 20.760,52 | 228.365,72 |
| | | TOTAL | 494.912,84 |

Fuente: ECOPETROL S.A. Área de perforación, 2015.

Para el pozo PZ-3, los costos de operación de la herramienta LWD para un set de Resistividad, Rayos Gamma y Porosidad se muestran en la **Tabla 34**.

Tabla 34. Costos de operación de la herramienta LWD para un set de Resistividad, Rayos Gamma y Porosidad en el pozo PZ-3 (Cifras en USD).

| FASE PERFORADA (Pulgadas) | TIEMPO OPERACIÓN (Días) | COSTOS DE OPERACIÓN (USD) | |
|---------------------------|-------------------------|---------------------------|-------------------|
| | | SERVICIO | TOTAL |
| 12-1/4" | 12 | 19.039,08 | 228.468,96 |
| 8-1/2" | 10 | 20.760,52 | 207.605,20 |
| | | TOTAL | 436.074,16 |

Fuente: ECOPETROL S.A. Área de perforación, 2015.

Para el pozo PZ-5, los costos de operación de la herramienta LWD para un set de Resistividad, Rayos Gamma y Porosidad se muestran en la **Tabla 35**.

Tabla 35. Costos de operación de la herramienta LWD para un set de Resistividad, Rayos Gamma y Porosidad en el pozo PZ-5 (Cifras en USD).

| FASE PERFORADA (Pulgadas) | TIEMPO OPERACIÓN (Días) | COSTOS DE OPERACIÓN (USD) | |
|---------------------------|-------------------------|---------------------------|-------------------|
| | | SERVICIO | TOTAL |
| 12-1/4" | 9 | 19.039,08 | 171.351,72 |
| 8-1/2" | 9 | 20.760,52 | 186.844,68 |
| | | TOTAL | 358.196,40 |

Fuente: ECOPETROL S.A. Área de perforación, 2015.

Para la compañía N°2, quien fue el encargado de la toma de registros para los pozos PZ-1 y PZ-4, los costos de la operación teniendo en cuenta un set de registros LWD que incluya Resistividad, Rayos Gamma y Porosidad serían los siguientes.

Para el pozo PZ-1, los costos de operación de la herramienta LWD para un set de Resistividad, Rayos Gamma y Porosidad se muestran en la **Tabla 36**.

Tabla 36. Costos de operación de la herramienta LWD para un set de Resistividad, Rayos Gamma y Porosidad en el pozo PZ-1 (Cifras en USD).

| FASE PERFORADA (Pulgadas) | TIEMPO OPERACIÓN (Días) | COSTOS DE OPERACIÓN (USD) | |
|---------------------------|-------------------------|---------------------------|-------------------|
| | | SERVICIO | TOTAL |
| 9-5/8" | 12 | 19.638,80 | 235.665,60 |
| 8-1/2" | 10 | 22.051,60 | 220.516,00 |
| | | TOTAL | 456.181,60 |

Fuente: ECOPETROL S.A. Área de perforación, 2015.

Para el pozo PZ-4, los costos de operación de la herramienta LWD para un set de Resistividad, Rayos Gamma y Porosidad se muestran en la **Tabla 37**.

Tabla 37. Costos de operación de la herramienta LWD para un set de Resistividad, Rayos Gamma y Porosidad en el pozo PZ-4 (Cifras en USD).

| FASE PERFORADA (Pulgadas) | TIEMPO OPERACIÓN (Días) | COSTOS DE OPERACIÓN (USD) | |
|---------------------------|-------------------------|---------------------------|-------------------|
| | | SERVICIO | TOTAL |
| 9-5/8" | 15 | 19.564,56 | 293.468,40 |
| 8-1/2" | 9 | 21.296,44 | 191.667,96 |
| | | TOTAL | 485.136,36 |

Fuente: ECOPETROL S.A. Área de perforación, 2015.

En la **Tabla 38** se muestran los posibles valores unitarios y la totalidad teniendo en cuenta la toma de registros para un set de Resistividad, Rayos Gamma y Porosidad para los pozos PZ-1, PZ-2, PZ-3, PZ-4 y PZ-5.

Tabla 38. Totalidad del costo de servicios de toma de registros LWD para un set de Resistividad, Rayos Gamma y Porosidad en los pozos PZ-1, PZ-2, PZ-3, PZ-4 Y PZ-5 (Cifras en USD).

| POZO | TOTAL SERVICIO (USD) |
|--------------|----------------------|
| PZ-1 | 456.181,60 |
| PZ-2 | 494.912,84 |
| PZ-3 | 436.074,16 |
| PZ-4 | 485.136,36 |
| PZ-5 | 358.196,40 |
| TOTAL | 2.230.501,36 |

Fuente: ECOPETROL S.A. Área de perforación, 2015.

6.4 DETERMINACIÓN DE LOS BENEFICIOS INTANGIBLES Y TANGIBLES DEL PROYECTO

Beneficios intangibles generados por el proyecto: algunos de los beneficios intangibles que se generan con la implementación del proyecto son:

- Aumentar la eficiencia en la interpretación de los datos obtenidos de los registros LWD para los pozos horizontales, debido a que con el desarrollo del

proyecto se logra un aumento en la información petrofísica de los pozos en estudio.

- Proporcionar información para la toma de decisiones en la interpretación de los registros de los pozos horizontales en el campo Yariguí.
- Minimizar el margen de error en el cálculo de propiedades petrofísicas en el campo Yariguí.

Beneficios tangibles generados por el proyecto: el beneficio tangible que se observa al implementar el proyecto es un ahorro en los costos de los servicios de toma de registros, por medio de:

- La obtención de una curva sintética de porosidad la cual proporcione información para la caracterización petrofísica de la arena B3 en la Formación Mugrosa.
- Ese ahorro tangible que se evidencia en la reducción de costos en la toma de un registro de Porosidad integrado en la herramienta LWD es de USD 1.356.866,48.

6.5 DETERMINACIÓN DE LA RELACIÓN BENEFICIO-COSTO DEL PROYECTO

Teniendo en cuenta la definición dada de la Relación Beneficio-Costo (B/C) en el numeral 6.1 y teniendo en cuenta los valores en USD obtenidos para los costos de operación de la herramienta LWD en los cinco pozos en estudio, se procede a determinar la relación B/C para determinar la viabilidad del proyecto desde el punto de vista económico.

Los Beneficios se obtienen a partir de la resta entre la totalidad del costo de servicios de toma de registros LWD para un set de Resistividad, Rayos Gamma y Porosidad en los cinco pozos en estudio (**Tabla 38**) y la totalidad del costo de servicios de toma de registros LWD para un set de Resistividad y Rayos Gamma en los cinco pozos en estudio (**Tabla 32**), incluyendo el valor de la licencia del software implementado en el proyecto.

El valor de los costos hace referencia a la totalidad del costo de servicios de toma de registros LWD para un set de Resistividad y Rayos Gamma asumido por Ecopetrol S.A. para los cinco pozos en estudio (**Tabla 32**), incluyendo el valor de la licencia del software implementado en el proyecto.

Ecuación 16. Relación Beneficio-Costo del proyecto.

$$R\left(\frac{B}{C}\right) = \frac{\$ 1.356.866,48}{\$ 873.634,88} = 1,55$$

6.6 ANÁLISIS DEL RESULTADO DE LA RELACIÓN BENEFICIO-COSTO

Los cálculos realizados para determinar la R(B/C) de este proyecto, arrojaron un indicador de 1.55, lo cual significa que desde el punto de vista financiero el proyecto es viable de realizar, ya que para relaciones menores que uno o negativas, el proyecto se descarta por falta de viabilidad.

El valor de $1.55 > 1$, muestra claramente que los ingresos del proyecto serán mayores que los costos del mismo, lo cual hace muy llamativo y eficiente la ejecución del mismo. El buen resultado de la relación beneficio-costos, se debe a una correcta aplicación de esta técnica de evaluación, ya que se cumplieron en orden las etapas establecidas por el método, como fueron la identificación y cuantificación de los costos del proyecto, la determinación plena de los beneficios del proyecto y la comparación de los costos y beneficios para establecer la diferencia.

Se establecieron correctamente los beneficios tanto tangibles como intangibles de este proyecto, lo que influyó a hacerlo más viable.

7. CONCLUSIONES

- Se realizó la corrección de las curvas de resistividad para los 5 pozos horizontales del campo en estudio con ayuda del software LogXD, obteniendo las curvas de resistividad verdadera de la formación, las cuales fueron posteriormente utilizadas en la determinación de las propiedades y en el modelamiento petrofísico.
- Los efectos más prominentes sobre los registros de resistividad de propagación LWD son los efectos por cruce de capa y capa adyacente. Estos fueron el principal objetivo de corrección.
- Se obtuvieron los registros sintéticos de porosidad absoluta y efectiva para los pozos horizontales perforados en el Bloque V de la Formación Mugrosa a partir de la información aportada por los registros eléctricos disponibles en los pozos verticales vecinos.
- El valor de ajuste en el cálculo de la porosidad efectiva y la porosidad efectiva generada para los pozos verticales fue de 0.946, valor que indica que los resultados obtenidos en la curva de porosidad efectiva para los pozos horizontales es confiable.
- Se realizó el cálculo de las propiedades petrofísicas de arcillosidad, porosidad efectiva, permeabilidad y saturación de agua cuyos valores promedio fueron 24%, 17%, 118mD y 40% respectivamente, utilizando la información obtenida de los registros sintéticos y la información aportada por la herramienta LWD en los cinco pozos horizontales en estudio.
- Se evaluó la viabilidad financiera del proyecto mediante el indicador Beneficio-Costo (B/C) cuyo valor fue 1.55, el cual indica que desde el punto de vista financiero el proyecto es viable de realizar, ya que para relaciones menores que uno o negativas, el proyecto se descarta por falta de viabilidad.

RECOMENDACIONES

- En el modelo de capas 2D del pozo PZ-2 y PZ-4 se presentan altas variaciones de tipo de roca; y debido a la baja producción de estos pozos se recomienda navegar la arena por la parte más baja debido a que en la parte inferior se encuentran las intercalaciones de arena más resistivas y con las mejores condiciones petrofísicas.
- En los pozos donde la resistividad no presente mayores efectos, utilizar la curva profunda de resistividad original del registro LWD para determinar los cálculos de propiedades petrofísicas.
- Seguir implementando el procedimiento de modelamiento de capas 2D para hacer correcciones de registros de resistividad con el fin de lograr un mayor entendimiento en el completamiento y en la producción de los pozos en estudio.
- La integración de los registros MWD y LWD junto con los datos de registros verticales, son un gran potencial de fuente para la caracterización de yacimientos.
- La implementación del modelo de capas 2D para hacer correcciones de registros de resistividad LWD y la utilización de correlaciones con información de los pozos verticales vecinos en los nuevos pozos del campo en estudio para involucrarlos dentro del modelo petrofísico así como en otros campos donde se apliquen estas tecnologías.

BIBLIOGRAFÍA

AL-KHALDY, Meshal; DUTTA, Abhijit y AL-FAILAKAWI, Khaled. Petrophysics for Horizontal Wells with Sourceless LWD Technology, A case study from Kuwait. En: society of petroleum engineers, Schlumberger.

ANGUIANO, Pedro. ARAMCO, Saudi. BITTAR, Michael. DONDERICI, Burkay. EYUBOGLU, Sami. SEIFERT, Douglas J. TANG, Yumei. "Field Evaluation of LWD Resistivity Logs in Highly Deviated and Horizontal Wells in Saudi Arabia." Halliburton. 2013. SPE 168079.

AULIA, Karsani, et al. Medición De La Resisitividad Detrás Del Revestimiento. [Consultado el 05/05/2016]. Disponible en: https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish01/sum01/p02_25.pdf

BARGACH, Saad, *et al.* LWD En Tiempo Real: Registros Para La Perforación. Schlumberger, 2001.

BARGACH, Saad. BORNEMANN, Ted. CODAZZI, Daniel. FORD, Gary. "LWD en tiempo real: Registros para la perforación". Disponible en: https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish00/win00/p58_78.pdf. Schlumberger. [Consultado el 10/05/2016].

BUENO SILVA, Ricardo y MANTILLA Z., Andrés. Petrofísica e Interpretación De Registros De Pozo. Perfiles De Resistividad. Ecopetrol S.A.: 2015.

Ecopetrol S.A., Geología Campo Yariguí-Cantagallo. Bogotá D.C.: 2015.

GARCÍA, Mario, *et al.* Informe Ejecutivo: Evaluación Del Potencial Hidrocarburífero De Las Cuencas Colombianas. Abril, 2009. Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

GRIFFITHS, Roger. Well Placement Fundamentals. 225 Schlumberger Drive ed. Sugar Land, Texas: Schlumberger, 2009. 327 p.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TECNICAS Y CERTIFICACIÓN. Referencias Bibliográficas. Contenido, forma y estructura. NTC 5316 [en línea] [consultado 16 agosto 2016] Disponible en internet: <http://www.politecnicojic.edu.co/www.politecnicojic.edu.co/images/stories/politecnico/biblioteca/NTC5613.pdf>

_____. Referencias Documentales para fuentes de información electrónica. NTC 4490. Bogotá: ICONTEC, 1998.

_____. Documentación. Presentación de Tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. NTC 1486. Bogotá: ICONTEC, 2008.

MARTÍNEZ BENCARDINO, Ciro. Estadística y Muestreo. 13a ed. Bogotá: ECOE Ediciones, 2012. 900 p.

Oilfield Schlumberger. Factor De Formación. [Consultado el 06/06/2016]. Disponible en: http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/f/formation_factor.aspx

Oilfield Schlumberger. Registro De Resistividad. [Consultado el 10/05/2016]. Disponible en: http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/r/resistivity_log.aspx.

ORTEGA, Angel. Estimación de porosidad y volumen de arcilla en formaciones rocosas. En: Universidad de los Andes - Mérida, Venezuela.

TIAB, Djebbar y DONALDSON, Erle C. Petrophysics, Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties. Elsevier, 2004.