

**DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA PARA LA INTEGRACIÓN DE LOS  
REGISTROS DE RESISTIVIDAD LWD EN POZOS HORIZONTALES EN LA  
CARACTERIZACIÓN GEOLÓGICA Y PETROFÍSICA DE UN CAMPO EN LA  
CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES**

**JOSÉ ANTONIO GALÁN TOLOZA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE GEOLOGÍA  
BUCARAMANGA  
2013**

**DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA PARA LA INTEGRACIÓN DE LOS  
REGISTROS DE RESISTIVIDAD LWD EN POZOS HORIZONTALES EN LA  
CARACTERIZACIÓN GEOLÓGICA Y PETROFÍSICA DE UN CAMPO EN LA  
CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES**

**JOSÉ ANTONIO GALÁN TOLOZA**

**Trabajo de grado presentado  
Como requisito para optar al título de Geólogo**

**Director de Trabajo de Investigación  
RICARDO ANDRÉS GÓMEZ MONCADA, Geólogo M. Sc.  
Instituto Colombiano del Petróleo -ICP**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE GEOLOGIA  
BUCARAMANGA  
2013**

## **AGRADECIMIENTOS**

*Agradezco inmensamente al Geólogo y amigo Ricardo Andrés Gómez Moncada “alias KT” por su confianza y apoyo durante y después del desarrollo del proyecto.*

*A mis amigos Oscar Vera, Rolando “alias Pelos”, Andrés García y Crispín Fonseca por su gran colaboración y por invitarme a hacer parte de su grupo de trabajo.*

*A Tatiana Cabrejo y su esposo José Manuel (tocayo costeño), por su gran ayuda y comprensión, por todo lo que me enseñaron, con lo cual fue posible la realización de este proyecto.*

*Agradezco a Natfrac por permitirme desarrollar mi proyecto y el gran apoyo brindado durante y después de mi trabajo de grado.*

## DEDICATORIA

*Para ti Adri, porque eres y serás la estrellita que ilumina y guía mi camino, nuestro camino. Esa estrellita que me aparto del inframundo. Esa estrellita que alimenta mis sueños, que le da sentido a mi mundo.*

*Para ti mamá, que desde muy temprano también eres mi papa. Por tu apoyo, por tu doble esfuerzo y múltiple comprensión he logrado finalizar esta carrera.*

*Para mi papá, que nunca nos ha dejado de cuidar. Con usted papá sería el primero con el que me iría a celebrar.*

*Para mi hermana, que ha tenido la paciencia de aguantarse toda la vida al hermanito menor.*

*Para los nonos, que se aventuraron del campo a la ciudad y con sudor dan inicio a esta variada y pictórica familia.*

*Para mi parcerita Kelly, que está en mi corazón, está en mi mente, donde sea que este, sé que está feliz, esbozando aquella sonrisa hermosa.*

*Para mis amigos KT, Oscar, Pelos, Andrés y Crispín, por creer en mí.*

*Para los perritos y gato, Hamtaro, Kenny, Toby, Morita, Lucky, Lulito y por supuesto el casposo del Tomas. Por su gran recibida todos los días cuando llego a casa.*

## CONTENIDO

INTRODUCCION .....	23
1. ESPECIFICACIONES GENERALES DEL PROYECTO .....	25
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA .....	25
1.2 JUSTIFICACIÓN.....	26
2. OBJETIVOS.....	27
2.1 OBJETIVO GENERAL.....	27
2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	27
3. ESTADO DEL ARTE .....	28
4. FUNDAMENTO TEÓRICO HERRAMIENTAS LWD.....	31
4.1 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO Y ESPECIFICACIONES DE LA HERRAMIENTA LWD DE RESISTIVIDAD DE PROPAGACIÓN .....	32
4.1.1 Principio de funcionamiento.....	32
4.1.2 Configuración de la herramienta .....	35
4.2 HERRAMIENTA LWD DE MEDICIÓN DE RAYOS GAMMA (GAMMA RAY) 46	
4.2.1 Herramienta gamma ray LWD versus wireline .....	47
4.2.2 Principio de funcionamiento y especificaciones del sensor LWD gamma ray.....	49
5. EFECTOS GENERADOS EN LAS MEDICIONES DE RESISTIVIDAD DE PROPAGACION EN POZOS HORIZONTALES.....	51
5.1 EFECTOS AMBIENTALES.....	51
5.1.1 Efectos por tamaño de pozo .....	51
5.1.2 Efectos por tiempo transcurrido luego de la perforación “Time After Bit” e invasión de lodo .....	53
5.2 EFECTOS DE ANISOTROPÍA .....	54
5.3 EFECTOS DE LAS MEDICIONES EN FORMACIONES CONDUCTIVAS 58	
5.3.1 Efectos por excentricidad de la herramienta .....	59

5.3.2	Fracturas inducidas por la perforación .....	60
5.3.3	Efectos dieléctricos .....	61
5.4	EFFECTOS DE LAS MEDICIONES EN FORMACIONES RESISTIVAS ....	62
5.4.1	Efecto por cruce de capa .....	62
5.4.2	Efecto de capa adyacente.....	64
6.	CONCEPTOS DE PETROFISICA BASICA .....	66
6.1	RESISTIVIDAD Y LA ECUACION DE ARCHIE .....	66
6.2	VOLUMEN DE ARCILLA .....	69
6.2.1	V-shale Obtenido de la Resistividad Profunda .....	71
6.2.2	V-shale obtenido del Registro Gamma Ray .....	71
6.3	SATURACION DE AGUA .....	73
6.3.1	Modificaciones a la ecuación de Archie .....	74
7.	CONCEPTOS DE GEOESTADISTICA.....	77
7.1	VARIABLE REGIONALIZADA .....	77
7.1.1	Variable Aleatoria Regionalizada .....	78
7.2	ANALISIS EXPLORATORIO .....	79
7.3	ANALISIS ESTRUCTURAL .....	80
7.3.1	El Semivariograma experimental.....	81
8.	GEOLOGIA Y ESTRATIGRAFIA DE LA CUENCA DE LOS LLANOS .....	83
8.1	LOCALIZACION GEOGRAFICA.....	83
8.2	MARCO GEOLOGICO REGIONAL .....	84
8.3	MARCO ESTRATIGRAFICO .....	86
8.3.1	PALEOPROTEROZOICO .....	88
8.3.2	PALEOZOICO .....	88
8.3.3	MESOZOICO .....	88
8.3.4	CENOZOICO .....	91
8.4	ASPECTOS SEDIMENTOLOGICOS DEL CAMPO EN ESTUDIO.....	91
8.4.1	Tipos de Depósito Predominantes .....	92
8.4.2	Ambiente de Depositación .....	94
9.	METODOLOGIA PARA LA CORRECCION DE LA RESISTIVIDAD LWD....	102

9.1	INFORMACIÓN INICIAL.....	103
9.1.1	Perfil Vertical Sobre la Trayectoria del Pozo Horizontal .....	103
9.1.2	Información MudLogging- Formation Evaluation Log (FEL) .....	105
9.1.3	Curva de Litotipos .....	106
9.1.4	Completamiento de los Pozos Horizontales.....	107
9.1.5	Historia de Producción .....	108
9.1.6	Verificación Inicial de las Curvas Registradas.....	110
9.1.7	Normalización de la Curva de GR .....	110
9.2	DESCRIPCIÓN METODOLÓGICA DE LA CORRECCIÓN DE LAS RESISTIVIDAD CONVENCIONAL LWD.....	112
9.2.1	Modelamiento.....	113
9.2.2	Simulación.....	124
9.2.3	Actualización del Modelo de Capas y Verificación de Ajuste .....	127
10.	INTEGRACIÓN AL MODELO PETROFÍSICO .....	133
10.1	DEFINICIÓN DE LITOTIPOS .....	133
10.2	CALCULO DEL VOLUMEN DE ARCILLA .....	136
10.3	CALCULO DE LA POROSIDAD TOTAL Y EFECTIVA .....	141
10.4	CALCULO DE LA SATURACIÓN DE AGUA.....	147
11.	INTEGRACION AL MODELO GEOESTADISTICO.....	155
11.1	GRILLA GEOESTADISTICA .....	155
11.2	ESCALAMIENTO DE FACIES Y PROPIEDADES PETROFISICAS ...	157
11.3	CÁLCULO DE VARIOGRAMAS .....	162
11.4	CONSTRUCCIÓN DE MAPAS DE PROBABILIDAD DE DEPÓSITO .	168
11.4.1	Generación de Mapas de Probabilidad de Arenas a partir de Integración Registros de Pozos Verticales, Pozos Horizontales y Atributos de Curvatura.....	173
11.5	MODELO DE FACIES Y PROPIEDADES PETROFÍSICAS.....	178
12.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	185
	BIBLIOGRAFÍA.....	187

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Especificaciones de profundidad de investigación para la herramienta EWR –P4 de Halliburton. Fuente: Halliburton.....	40
Tabla 2. Resolución axial de varias mediciones de resistividad de fase y atenuación de las herramientas de propagación. Fuente: Schlumberger .....	45
Tabla 3. Principales modificaciones de la ecuación de Archie para cálculos de saturación en formaciones areno-arcillosas.....	75
Tabla 4. Principales Facies descritas en el modelo sedimentológico (2011-2012) del campo en estudio.....	92
Tabla 5. Comparación de datos de producción para el clúster del Pozo J-037. ...	109
Tabla 6. Distribución de volumen de arcilla .....	140
Tabla 7. Distribución de la Porosidad por litotipos en los pozos horizontales. ....	147
Tabla 8. Parámetros calculados para la estimación de los variogramas de la zona 1, tipo de roca 1, de la unidad reservorio.....	165

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Ensamblaje de fondo o BHA (Bottom Hole Assembly) típico en ambientes de perforación LWD. ....	31
Figura 2. Rangos de frecuencia del espectro electromagnético utilizado en las diferentes herramientas de resistividad .....	34
Figura 3. Arreglo básico de las herramientas de resistividad de propagación y esquemas de las señales captadas por los receptores lejano y cercano. La diferencia de fase proporciona la resistividad de fase y la razón entre las amplitudes proporciona la resistividad de atenuación.....	35
Figura 4. Configuración de las herramientas utilizadas en el campo en estudio, a la izquierda la herramienta ARC5 de Schlumberger (izquierda) y herramienta EWR P4 de Halliburton (derecha). ....	36
Figura 5. Respuestas de las resistividades de fase y atenuación de las ondas electromagnéticas que viajan en formaciones de $R_t = 2$ ohm-m (izquierda) y 10 ohm-m (derecha) mostrando tanto diferentes profundidades de investigación como diferentes resoluciones de la fase y atenuación. Tomado de Eliis and Singer (2008) .....	38
Figura 6. Radios de investigación de las mediciones de fase y atenuación, el cual incrementa con el incremento de la resistividad de la formación. ....	39
Figura 7. Líneas de contorno mostrando igual fase (izquierda) e igual amplitud (derecha) alrededor de un transmisor de 2 MHz en una formación de 1 ohm-m. Tomado de Eliis and Singer (2008).....	39
Figura 8. Rango de operación de las resistividades de fase y atenuación en función de la resistividad verdadera ( $R_t$ ) de la formación. ....	42
Figura 9. Respuestas de las resistividades de la fase y atenuación de la onda en formaciones de alta y baja resistividad. Las formaciones de alta resistividad solo son detectadas por la resistividad de fase, la atenuación no detecta las capas resistivas. ....	43

Figura 10. Resolución axial de las mediciones de fase y atenuación, el comportamiento unimodal y el menor ancho al máximo medio son una evidencia de la mejor resolución axial de la resistividad de fase. ....	43
Figura 11. Set de correcciones ambientales aplicadas por las compañías Halliburton y Schlumberger. Es evidente que las correcciones más importantes tienen que ver con la excentricidad de la herramienta, el diámetro de la herramienta y el tipo y peso del lodo de perforación.....	48
Figura 12. Relación entre la contribución de radiación de la señal y distancia a la pared del pozo .....	50
Figura 13. Registro no compensado y adquirido por herramienta EWRP4 de Halliburton pozo JA-67H (arriba). Registro compensado BHC y adquirido por herramienta ARC de Schlumberger pozo JA- 212H (abajo). ....	53
Figura 14. Perfiles de invasión conductiva (izquierda) y perfiles de invasión resistiva (derecha). ....	55
Figura 15. Efectos del ángulo de incidencia entre la estratificación y el pozo. La sensibilidad a la anisotropía aumenta a medida que el ángulo de incidencia disminuye.....	56
Figura 16. Efectos de la anisotropía sobre el rango de medición de la resistividad de fase y atenuación. La anisotropía causa que la separación y el rango de medición en la resistividad de fase sean mayores que en la resistividad de atenuación. ....	56
Figura 17. Registros de gamma ray y resistividad corridos en el pozo JA-207H. Las curvas de las diferentes profundidades de investigación se encuentran separadas y con diferentes irregularidades en cada profundidad de investigación.....	58
Figura 18. Efectos de excentricidad en las mediciones de 2MHz cuando la corriente intenta cruzar el pozo desviándose alrededor del mismo. La herramienta de 500 KHz no sufre este efecto por tener mayor profundidad de investigación. ..	60
Figura 19. Separación de las curvas de resistividad de fas y atenuación debido a efectos dieléctricos, la atenuación presenta una mayor incidencia de este tipo de efectos. ....	61

Figura 20. Esquema de un pozo atravesando tres capas de diferente resistividad (dos capas conductivas infra y suprayaciendo a una capa resistiva). Derecha se muestra la respuesta de las registro cuando el pozo atraviesa las capas, se observa que en los límites se produce un cuerno de polarización por el contraste de resistividad, sin embargo, a medida que el ángulo de incidencia va incrementando, el cuerno de polarización se maximiza.....	63
Figura 21. Recuadro donde se observa en la zona demarcada por el círculo verde como el registro se satura por la cercanía a la capa lodosa, debido a que en el círculo rojo las dos irregularidades geométricas de la base de la capa lodosa se acercan muchas generando dos cuernos de polarización de mediana magnitud..	65
Figura 22. Mediciones de resistividad de agua salada en una cubeta y de una roca porosa saturada en agua. ....	68
Figura 23. V-shale vs Índice de GR .....	73
Figura 24. Comparación del modelo Doble Agua con el modelo de Archie. ....	76
Figura 25. Direcciones en el cálculo de variograma, (a) barrido con ángulo cero; (b) barrido con ángulo 45°. (Modificado de “Caracterización Geoestadística de esfuerzos en el Piedemonte llanero Colombiano”; Gómez G., D; Vélez B., J. 2007.) .....	81
Figura 26. Componentes principales de un semivariograma. ....	82
Figura 27. Localización geográfica de la cuenca de los llanos orientales. ....	83
Figura 28. Corte esquemático Regional de la Cuenca de los Llanos Orientales (Ecopetrol, 1995) .....	86
Figura 29. Columna Estratigráfica Generalizada De La Cuenca Llanos Orientales. ....	87
Figura 30. Configuración de Onlap sobre de las rocas terciarias sobre las rocas paleozoicas en la parte oriental de cuenca de los llanos. Fuente: Autor .....	89
Figura 31. Columna Estratigráfica de la Formación Carbonera vista sobre los registros del pozo 036, la cual se correlaciona con una sección sísmica que pasa por el mismo pozo.....	90
Figura 32. Histograma de facies presentes en la zona de estudio.....	93

Figura 33. Tipos de depósito presentes en el campo en estudio. ....	94
Figura 34. Perfiles verticales y conjuntos de litofacies típicos de los ríos tipo G-L según la clasificación de Miall (1996). ....	96
Figura 35. Bloque diagrama de los sistemas fluviales arenosos trenzados de baja sinuosidad mostrando las relaciones verticales y laterales a gran escala de los depósitos presentes en el campo en estudio. ....	97
Figura 36. (a) Corte esquemático de las variaciones laterales de un sistema fluvial trenzado Tipo K en sus estados iniciales; (b) vista en planta del estado inicial de este sistema fluvial.....	98
Figura 37. (a) Corte esquemático de las variaciones laterales de un sistema fluvial trenzado Tipo K después de un evento avulsivo; (b) vista en planta del cambio lateral del canal fluvial.....	98
Figura 38. (a) Corte esquemático de las variaciones laterales de un sistema fluvial trenzado Tipo K reocupando una posición antigua de canal; (b) vista en planta del cambio lateral del canal fluvial .....	99
Figura 39. Esquema de una duna donde se representan los planos de estratificación cruzada. ....	100
Figura 40. Mapa de atributos sísmicos sobreponiendo las paleocorrientes (Flechas en negro). Se observa que la dirección preferencial hacia el NW.....	101
Figura 41. Vista en planta de los clusters de los pozos verticales 96, 17 y 84. ...	104
Figura 42. Vista Corte transversal de Pozo J-308H.....	105
Figura 43. Información Integrada al modelo de capas desde el registro FEL .....	106
Figura 44. Modelo de Facies obtenido para Pozos Horizontales. ....	107
Figura 45. Modelo Completamiento del Pozo 077 comparado con los registros eléctricos.....	107
Figura 46. Modelo Formato de información para cada pozo o set inicial de registros. ....	108
Figura 47. Modelo Información de historia de producción del Pozo 328H.....	109

Figura 48. Producción de agua acumulada (2011) .....	110
Figura 49. Histogramas de normalización del Gamma Ray. GR curva gama ray a normalizar. GRn curva gamma ray normalizada.....	111
Figura 50. Proceso esquemático de la construcción del modelo de capas a partir de los registros del pozo clúster.....	114
Figura 51. Modelo de geológico 2D condicionado a los registros wireline GR y RT del pozo clúster JA-079. Las líneas rojas sobre los registros corresponden a la cuadratura de los mismos.....	116
Figura 52. Modelo de geológico 2D del pozo clúster J-079, con un porcentaje de cuadratura del 80%.....	117
Figura 53. Modelo de geológico 2D del pozo clúster JA-079 refinado manualmente con un porcentaje de cuadratura del 50%. .....	117
Figura 54. Modelo Correlación estratigráfica en dirección N10W aproximadamente, de los Pozos J-090, J-110H, J-079 y J-111. Nótese que la correlación lleva la misma dirección del pozo horizontal. ....	120
Figura 55. Correlación estratigráfica alineada al tope de la unidad reservorio, se demarcan los diferentes ciclos estratigráficos. La mayoría de los pozos horizontales en campo en estudio navegan en zona 1 o zona 2. ....	121
Figura 56. Corte en la misma dirección de la correlación de la figura 55. Se muestran los registros Gamma Ray de los pozos verticales J-90, J-79, J-111 y del pozo horizontal J-110H. ....	120
Figura 57. Modelo geológico 2D construido del pozo clúster J-079 y extrapolado al pozo horizontal J-110H.....	121
Figura 58. Modelo geológico ajustado al estilo de buzamiento del tope de Arenas Basales.....	122
Figura 59. Ajuste inicial de los registros LWD con los parámetros de RT y GR extrapolados del pozo clúster (registros cuadrados rojos).....	123
Figura 60. Modelo Geológico 2D alrededor del Pozo JA-110H. ....	123

Figura 61. Cálculo del registro sintético de resistividad EDP (curva negra) la cual debe ajustarse al registro SEDP (curva azul en el Pozo J-110H. Se muestra la ampliación de una zona donde el registro sintético no ajusta con el registro de resistividad profunda.....	126
Figura 62. Metodología de corrección de las curvas de resistividad de los pozos horizontales en el campo en estudio.....	127
Figura 63. Ajuste por continuidad lateral de capa.....	129
Figura 64. Modelo Geológico 2D final para el Pozo J-110H, el modelo es aceptado pues se confirma un ajuste del más de 80% del registro sintético con el registro de resistividad profunda de propagación LWD .....	131
Figura 65. Set de registros del modelo final. Se muestra la resistividad verdadera (registro rojo), la resistividad original (registro azul) y la resistividad simulada (registro negro). .....	132
Figura 66. Clasificación del tipo de roca por tipos de depósitos. ....	134
Figura 67. Registro litotipos obtenido para los pozos horizontales 266H, 308H y 332H .....	135
Figura 68. Cálculo de volumen de arcilla sobreestimado.....	136
Figura 69. Correlación VclIND – GR.....	137
Figura 70. Ajuste del modelo de V-clay para pozos horizontales en los pozos verticales 158, 141, 079 y 046. ....	138
Figura 71. Comparación Modelo V-clay a partir de GR y la correlación para pozos horizontales.....	139
Figura 72. Distribución de volumen de arcilla. ....	140
Figura 73. Correlaciones Porosidad – RHOZ.....	141
Figura 74. Crossplot GR – RHOZ .....	142
Figura 75. Correlación Gamma Ray – DDN (Diferencia Densidad Neutrón). .....	143

Figura 76. Ajuste del modelo de porosidad de pozos horizontales en los pozos verticales.....	145
Figura 77. Comparación modelo de porosidad registro Densidad y modelo DDN en los pozos verticales.....	146
Figura 78. Distribución de la Porosidad por litotipos en los pozos horizontales...	146
Figura 79. Capacidad de intercambio catiónico por unidad de área .....	149
Figura 80. Distribución del Rwa en zonas 100% arena y saturadas por agua .....	150
Figura 81. Distribución Saturación de Agua según el modelo de Archie. ....	152
Figura 82. Modelo de Saturación pozos Horizontales.....	153
Figura 83. Impacto de la corrección curva RT sobre espesor PAY.....	154
Figura 84. A. Fallas principales del área estudia sobre la superficie de paleozoico. B. Superficies estructurales principales utilizadas en la grilla geoestadística. ....	156
Figura 85. Grilla geoestadística representando las terminaciones onlap sobre la discordancia del Paleozoico.....	157
Figura 86. Métodos de escalamiento de facies.....	158
Figura 87. Condicionamiento al registro de facies escalado de la porosidad usando Bias.....	159
Figura 88. Escalamiento de registros en los pozos horizontales. De abajo hacia arriba en los tracks de registros discretos se muestran el registro original de facies, el escalado a 3 ft y el escalado a 5ft. ....	160
Figura 89. Muestreo en el campo en estudio sin utilizar la información aportada por los pozos horizontales. ....	161
Figura 90. Muestreo en el campo en estudio utilizando la información aportada de los pozos horizontales. ....	162
Figura 91. Esquema de barrido angular del cálculo de variogramas para dar cubrimiento a toda la circunferencia y estimar los rangos de correlación de las variables .....	164

Figura 92. Variograma generado para la zona 1, tipo de roca 1 de la unidad reservorio en el campo en estudio. ....	165
Figura 93. Elipses de anisotropía de las facies en la zona 1 de la unidad reservorio. <b>A.</b> Elipse de anisotropía de las facies reservorio en dirección N-S. <b>B.</b> Elipse de anisotropía de las facies retardante en dirección NW-SE. <b>C.</b> Elipse de anisotropía de las facies sello en dirección NE-SW .....	166
Figura 94. Elipses de anisotropía de las facies reservorio para las zonas 1, 2, 3 y 4 de la unidad reservorio. ....	167
Figura 95. Definición de la curvatura en un plano X, Y (2D) de curvatura. ....	169
Figura 96. Atributos de curvatura asociados a la geometría predominante de los depósitos de barras de canal y relleno de canal. Los depósitos de barras de canal presentan curvatura positiva y los depósitos de relleno de canal presentan curvatura negativa .....	170
Figura 97. Strata Slice entre el Tope de la unidad Reservorio y Paleozoico. Se observa claramente los rasgos geomorfológicos asociados a las bases de los canales representados por curvaturas negativos de color azul .....	171
Figura 98. Mapa de curvatura en la zona 1 con pozos los horizontales. Se observa una clara correspondencia de las curvaturas con la curva discreta de litotipos...	172
Figura 99. Mapa de curvatura en la zona 1 con pozos horizontales. Se observa la correspondencia entre los atributos de curvatura y los registros de facies de los pozos horizontales. ....	174
Figura 100. Mapa de polígonos de depósito de arena y lodo en la zona 1 de la unidad reservorio, producto del cruce de información de registros de facies de pozos verticales, horizontales y el “horizon slice” del atributo de curvatura.....	176
Figura 101. Mapa de polígonos de probabilidad de depósito de arena y lodo en las zonas 2 y 3.....	176
Figura 102. Mapa de polígonos de depósito. En las zonas donde se delimito la presencia de lodos corresponden a valores de probabilidad “0” y las zonas donde se delimita los depósitos de arena corresponden a valores de probabilidad “1”..	177
Figura 103. Mapa de probabilidad de la zona 1, que será utilizado para condicionar el modelo de facies de la zona 1.....	178

Figura 104. Mapa a color de polígonos de probabilidad de arena. ....	179
Figura 105. Mapas de polígonos de depósito utilizados en la generación de los mapas de probabilidad.....	180
Figura 106. Modelo de Facies final al cual fueron condicionadas las propiedades petrofísicas.....	182
Figura 107. Modelo de Porosidad final. ....	183
Figura 108. Modelo de Saturación de Agua final. ....	184

## RESUMEN

**TÍTULO: DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA PARA LA INTEGRACIÓN DE REGISTROS LWD DE POZOS HORIZONTALES EN LA CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA Y GEOLÓGICA DE UN CAMPO EN LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES (COLOMBIA)<sup>1</sup>**

**Autor:** José Antonio Galán Toloza<sup>2</sup>

**PALABRAS CLAVES:** *Pozos Horizontales, Registros LWD, Resistividad de Propagación, Modelamiento geológico, petrofísico y geoestadístico.*

Los registros LWD de Resistividad de Propagación en pozos horizontales presentan diversos efectos, siendo los efectos de capa aledaña y por cruce de capa los de mayor frecuencia. Estos efectos generan cuernos de polarización, saturaciones continuas del registro y separación de las curvas de resistividad (extra-corta, corta, media y profunda), dificultando por tanto la selección de una resistividad verdadera de la formación e impidiendo posteriores interpretaciones geológicas y petrofísicas.

El corazón de esta metodología es la obtención de un registro de resistividad sintético que simule exactamente los efectos presentes en el pozo horizontal analizado, a partir de la construcción de un modelo 2D de capas planas, el cual contiene los valores de resistividad extraídos del pozo vertical más cercano. Este modelo se ajusta a las variables geológicas en cada pozo horizontal. Cuando se obtiene un buen ajuste entre el registro original y el sintético, se extrae la resistividad verdadera de la formación sin efectos. Una vez se cuenta con la resistividad verdadera se generan los cálculos petrofísicos correspondientes y su integración al modelo geológico.

La metodología de corrección de la resistividad de propagación LWD se llevó a cabo en el software LOG XD, el cual es una herramienta de geonavegación de pozos desviados y horizontales.

La corrección, interpretación e integración de la información de resistividad LWD de 144 pozos horizontales al modelo geológico y petrofísico del campo en estudio, generó un modelo estático robusto de la unidad productora (en la cual navegan los pozos horizontales), reduciendo significativamente la incertidumbre en la distribución espacial de los cuerpos de arena y mejorando el cálculo del OOIP.

Teniendo en cuenta el acelerado ritmo de perforación de pozos horizontales en la actualidad, es imprescindible corregir la resistividad de propagación LWD con el fin de ser integrada al Modelo Estático y mejorar el conocimiento del reservorio.

---

<sup>1</sup> Trabajo de grado

<sup>2</sup> Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Geología.  
Director: Ricardo Andrés Gómez Moncada., Geólogo Msc.  
Codirector: Ingrid Tatiana Cabrejo., Ingeniera de Petróleo Msc.

## ABSTRACT

**TITLE: DEVELOPMENT OF A METHODOLOGY FOR INTEGRATING HORIZONTAL WELLS LWD LOGS IN PETROPHYSICAL AND GEOLOGICAL CHARACTERIZATION OF A FIELD IN THE EASTERN LLANOS BASIN (COLOMBIA)<sup>3</sup>**

**AUTHOR:** José Antonio Galán Toloza<sup>4</sup>

**KEYWORDS:** *Horizontal Wells, LWD Logs, Propagation Resistivity, Geologic, Petrophysical and geostatistical modeling.*

The LWD Propagation Resistivity logs in horizontal wells have different effects, being bed boundary and proximity effects the most frequent. These effects generate polarization horns, continuous saturations of the log, and separation of resistivity curves (Extra-Shallow, Shallow, medium and Deep), thereby preventing the selection of a true formation resistivity and preventing subsequent geological and petrophysical interpretations.

The heart of this methodology is to obtain a synthetic resistivity log accurately simulate the effects present in the horizontal well analyzed, from the construction of a model 2D planar layer, which contains the extracted resistivity values of the vertical well closest. This model fits the geological variables in each horizontal well. When you get a good fit between the original log and synthetic log, is possible to extract the true formation resistivity without effects. Once you have the true resistivity, the corresponding petrophysical calculations are generated and its integration to geological model.

The methodology of correcting the propagation resistivity LWD held in the software LOG XD, which is a geosteering tool of deviated and horizontal wells

The correction, interpretation and integration of information from LWD resistivity of 144 horizontal wells to geologic and petrophysical model of the field under study, generated a robust static model of the reservoir unit (in which horizontal are positioned), significantly reducing the uncertainty in the spatial distribution of the sand bodies and improving the calculation of OOIP.

Given the rapid pace of drilling horizontal wells at present, it is essential to correct the LWD propagation resistivity in order to be integrated into the model Static and improve knowledge of the reservoir.

---

<sup>3</sup> Undergraduate Project

<sup>4</sup> Physical-Chemical Engineering Faculty. Geology School.  
Director: Ricardo Andrés Gómez Moncada., Msc Geologist.  
Codirector: Ingrid Tatiana Cabrejo., Msc Petroleum Engineer

## INTRODUCCION

En el presente trabajo de grado se generó una metodología que permite la integración de la data aportada por los registros LWD de pozos horizontales al modelo petrofísico y geológico de un campo de la cuenca de la Llanos Orientales de Colombia.

Los registros de resistividad en pozos horizontales son utilizados principalmente para la geonavegación de los mismos durante su perforación. Gracias a diferentes efectos presentados en las lecturas de resistividad es posible detectar capas por encima o por debajo de la trayectoria del pozo, ayudando al posicionamiento del pozo en la capa objetivo. Los efectos están principalmente asociados al cruce de capas buzantes y a la navegación del pozo a través de capas con altos contrastes de resistividad. Por lo tanto, cuando las medidas de resistividad son obtenidas bajo la combinación de estas condiciones, es bastante probable que las mediciones no representen la resistividad real de la formación. Por tal motivo, la información de registros convencionales de resistividad y Gamma Ray LWD (logging while drilling), de cerca de 200 pozos horizontales perforados a Diciembre de 2012 ha dejado de ser integrada a los modelos petrofísicos y geológicos del campo en estudio.

Dado que estas lecturas son causadas principalmente por efectos físicos en la herramienta, es posible corregir estas respuestas anómalas mediante la integración de información geológica, de perforación y producción; y un análisis iterativo de ajuste manual entre variables hasta encontrar el mejor modelo que represente la resistividad medida del pozo analizado. Esta metodología de corrección se hace con la ayuda de un software de geoposicionamiento o geonavegación de pozos horizontales y desviados, conocido como LOG XD. Una vez aplicada la corrección se procede a integrar los registros LWD de resistividad

y gamma ray (el cual no sufre efectos) al modelo petrofísico y geológico del campo en estudio.

Las especificaciones generales del proyecto y los objetivos se plasman en el primer y segundo capítulo. En el tercer capítulo se describe un breve estado del arte de las diferentes técnicas de corrección de la resistividad LWD en pozos horizontales. En el cuarto capítulo se describe el componente teórico sobre las herramientas LWD necesario para comprender los efectos sobre las mediciones mostrados en el capítulo 5.

En el capítulo 6 se referencian algunos conceptos básicos de petrofísica con el fin de entender los posteriores cálculos hechos sobre los registro de resistividad corregidos. En el capítulo 7 se muestra un breve componente teórico sobre la técnica geoestadística utilizada para el poblamiento de datos en zonas sin información. Los aspectos geológicos y estratigráficos de la cuenca de los llanos orientales y los aspectos sedimentológicos del campo en estudio se muestran en el capítulo 8.

En el capítulo 9 se describe la metodología de corrección de la resistividad de propagación LWD, siendo esta la etapa más importante de la metodología de integración de la información LWD al modelo estático y geoestadístico, puesto que sin una resistividad verdadera de la formación no se puede llevar cabo dicha integración. En el capítulo 10 se muestra la etapa de integración al modelo petrofísico, en cual se calculan las propiedades petrofísicas teniendo muy presente el modelo de petrofísico en pozos verticales. En el capítulo 11 se muestra la integración al modelo geoestadístico y se visualiza el significativo aporte de la información de pozos horizontales en el modelo estático 3D del campo estudiado.

## 1. ESPECIFICACIONES GENERALES DEL PROYECTO

### 1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El acelerado ritmo de perforación que se ha llevado en el campo en estudio, cuenca de los Llanos Orientales, ha producido una tremenda cantidad de datos de Registros LWD Convencionales de Resistividad y Gamma Ray en pozos horizontales. Estos pozos han sido perforados con el fin de incrementar la producción del campo, haciendo que estos naveguen hacia el tope de la unidad productora, lo cual constituye una gran cantidad de valiosa información de la roca reservorio, sin embargo, la data de estos registros no es utilizada, pues efectos presentes en las lecturas no permiten cuantificar de manera correcta las propiedades de la roca reservorio.

Por tanto, a medida que aumenta el número de pozos horizontales y que la información de registros LWD convencionales se sigue almacenando, surge una pregunta bastante crucial: ¿Es posible generar una metodología práctica y eficaz, que permita integrar la información de estos registros a la caracterización estática (modelo geológico y petrofísico) y geoestadística del campo en estudio, y que además ayude a disminuir la incertidumbre asociada a la distribución de los cuerpos de arena?

## 1.2 JUSTIFICACIÓN

Corrigiendo, interpretando e integrando a la caracterización petrofísica y geológica (modelo estático) la información almacenada en los registros LWD, tomados durante la perforación de los pozos horizontales del campo en estudio, se podrá generar un modelo robusto de la unidad productora, con el cual se espera una reducción significativa de la incertidumbre asociada a la distribución espacial de los cuerpos de naturaleza fluvial presentes en el campo en estudio y de esta manera dar vía libre a un cálculo más acertado del Original Oil in Place (OOIP).

## 2. OBJETIVOS

### 2.1 OBJETIVO GENERAL

Desarrollar una metodología que permita integrar la información de registros LWD de pozos horizontales en la caracterización estática y geoestadística del campo de estudio.

### 2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Identificar y corregir los efectos producidos sobre registros de resistividad LWD en pozos horizontales, lo cual permitirá obtener un registro de resistividad real de la formación.
- Calcular las propiedades petrofísicas de arcillosidad, porosidad y saturación de agua utilizando la data corregida de los pozos horizontales analizados
- Generar un modelo de facies a partir de la integración de información de electrofacies de pozos verticales y registros de pozos horizontales, mapas de atributos y mapas estructurales.
- Elaborar un análisis variográfico y mapas de tendencias de arena para el modelamiento geoestadístico
- Integrar al modelo geoestadístico la data de pozos horizontales y generar modelo 3D de facies y de propiedades petrofísicas.

### 3. ESTADO DEL ARTE

La necesidad de un buen posicionamiento de pozos altamente desviados y horizontales, ha dado pie para que la tecnología de medición mientras se perfora (Logging While Drilling, LWD) este constantemente en evolución desde la década de los 80, donde empiezan hacerse las primeras investigaciones para obtener registros (resistividad, gamma ray, densidad-neutrón, etc.) en pozos horizontales y desviados, siendo el principal objetivo de las investigaciones las herramientas de resistividad y su gama de registros.

Numerosas investigaciones han sido realizadas en torno a la interpretación y corrección de los registros de resistividad de herramientas LWD. Este apartado se centrara en las experiencias internacionales, puesto que las experiencias latinoamericanas como las nacionales son bastante reducidas y en general su aplicación ha estado enfocada a entender los procesos de geonavegación con herramientas de resistividad convencionales y/o acimutales.

Shen and Hardman (1986), observan diferentes efectos sobre los registros de resistividad de inducción, de herramientas wireline, debido principalmente al ángulo de buzamiento de los estratos de roca medidos y a la desviación del pozo mismo. A medida que el ángulo entre la estratificación y la dirección del pozo disminuye (considerándose un ángulo de  $90^\circ$  en capas horizontales y un pozo vertical), la resistividad empieza a aumentar generándose ruido en los registros. Los autores computan registros verticales teóricos para capas con diferentes ángulos de buzamiento, generando a partir de deconvoluciones matemáticas cartas de corrección para los registros de resistividad de inducción. Barber and Howard (1989) también puntualizan que los registros de inducción son afectados por la desviación del pozo. A partir de este estudio empieza a notarse la necesidad de corrección de los registros de resistividad en pozos que atraviesan capas de diferente buzamiento y en pozos altamente desviados y horizontales.

En la construcción de pozos altamente desviados, Wu and Barnett (1991), observan cuernos en los registros de resistividad de propagación LWD, justo cuando la herramienta de resistividad de propagación LWD atraviesa límites de capa, ya sea el tope o base de los diferentes estratos, que por sus características litológicas poseen contrastes de resistividad que causan dichos cuernos en las lecturas.

En la década de los 90, W. Hal Meyer, estudia el comportamiento de las lecturas de resistividad generados por herramientas de resistividad de propagación LWD. Hace aportes significativos en cuanto a la interpretación de los registros de resistividad de propagación y corrección de los efectos causados por *capa aledaña* (capas arriba y debajo de la capa perforada), *anisotropía*, *excentricidad de la herramienta* y *por invasión de lodo* a la formación. Reconoce que los métodos de deconvolución matemática no son efectivos en pozos horizontales, por lo tanto genera algoritmos de computación, que le permiten invertir simultáneamente los datos de los efectos de anisotropía, efectos dieléctricos e invasión. Luego del análisis para los efectos, el autor aplica las correcciones a los registros, para lo cual debe conocer previamente algunas condiciones del pozo, como tamaño de hueco, resistividad y salinidad del lodo de perforación, completamiento, entre otros y obtiene una nueva curva de resistividad.

Erickson, S.N., et al, (2002), utiliza una metodología grafica para corregir efectos por desviación de pozo en los registros de resistividad de inducción de herramientas wireline. Genera dos modelos, 1D y 2D. el modelamiento 1D se realiza en el software RtMOD® y el modelo 2D en el software RtBAN® según preferencia de los autores. La finalidad es visualizar un modelo de capas que permite establecer valores de resistividad para cada capa. Esta corrección es innovadora ya que permite generar modelos de capas planos con valores de resistividad que simulan la curva con efectos y dan la posibilidad de obtener un registro corregido a partir de los valores asignados a cada capa.

Zhou Q., (2008) es el primero en enfatizar que para una apropiada interpretación de los registros LWD es necesario entender la compleja relación geométrica entre el pozo y el buzamiento de las capas atravesadas por este. Zhou (2008) aprovecha la dependencia de la respuesta de la herramienta al buzamiento de las capas y de esta manera deriva la relación geométrica entre el pozo y la formación. Este principio es utilizado para generar una herramienta computacional de geoposicionamiento de pozos desviados y horizontales, esta herramienta es conocida en el mercado como LOG XD, la cual es utilizada en este proyecto de investigación para la corrección de los efectos en la resistividad y así obtener un registro de resistividad verdadera de la formación.

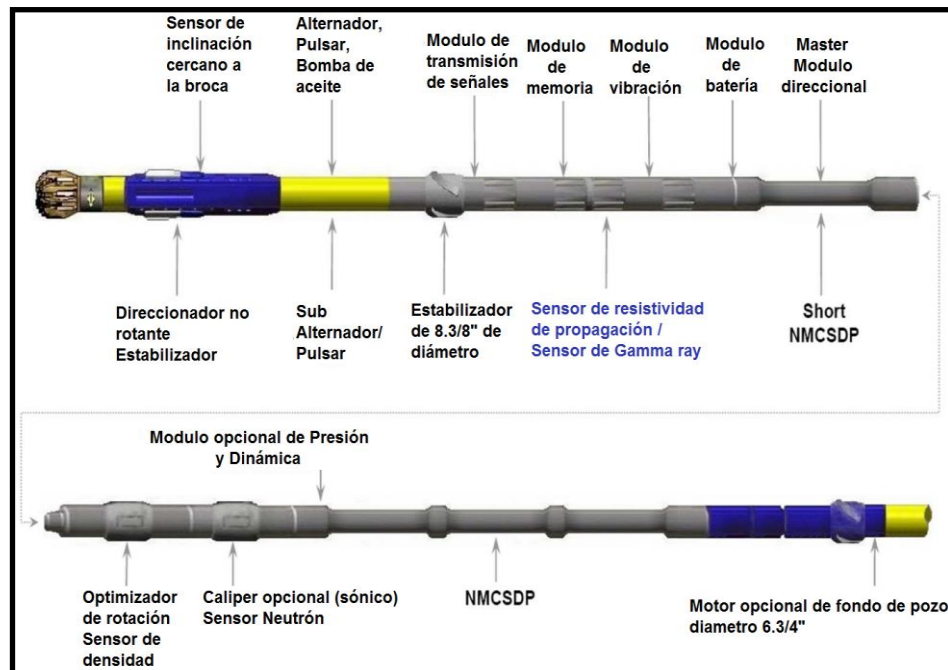
Rasmus C., et al, (2009) generan un flujo de trabajo para determinar la resistividad verdadera de la formación, a partir de la clasificación de los efectos presentes en los registros de resistividad por medio de categorías: efectos asociados a la física de la medición de la herramienta de resistividad, efectos asociados al ambiente de perforación del pozo y efectos asociados a la formación. Utiliza una metodología iterativa de inversión de las resistividades de propagación, de imágenes de resistividad acimutal, y de registro de densidad y gamma ray para encontrar un modelo de capas con los valores correctos de resistividad que permitan simular la respuesta del registro original. Sin embargo, los autores advierten que el modelo presenta problemas en aquellas zonas donde el pozo navega en el límite de capas con altos contrastes de resistividad, siendo difícil simular los cuernos de polarización que ocurren cuando el pozo pasa de una capa resistiva a una poco resistiva.

A continuación se presenta el fundamento teórico de las herramientas LWD de resistividad y gamma ray (únicos registros corridos en los pozos horizontales del campo en estudio), enfocado en los principios de funcionamiento, configuración y efectos en dichas herramientas.

#### 4. FUNDAMENTO TEÓRICO HERRAMIENTAS LWD

Como su nombre lo indica, esta herramientas registran la formación mientras se perfora (LWD, Logging While Drilling). Las herramientas LWD son integradas al BHA (Bottom Hole Assembly), las cuales deben poseer una alta resistencia a los golpes y vibraciones propias del ambiente de perforación de los pozos desviados y horizontales (Ver Figura 1). Estas miden las propiedades de la formación a medida que se perfora y profundiza vertical u horizontalmente el pozo.

Figura 1 Ensamblaje de fondo o BHA (Bottom Hole Assembly) típico en ambientes de perforación LWD.



Los sensores de gamma ray y resistividad se separan de la broca una distancia promedio de 30 a 40 pies según la compañía operadora. En el campo en estudio la mayoría de los pozos han sido perforados por Halliburton y Schlumberger, la primera maneja 34 pies para la herramienta de gamma ray y 42 pies para la herramienta de resistividad y la segunda utiliza 38 pies para el gamma ray y 31 pies para el de resistividad (Ver figura 1). En la figura 1 se señalan otros componentes del BHA que son de un interés más ingenieril.

Estas herramientas convencionales utilizadas se diferencian de las herramientas acimutales en que no proporcionan la dirección de la medición, es decir, la herramienta no es capaz de distinguir si la medición se realizó hacia arriba, hacia abajo, hacia la derecha o hacia la izquierda del pozo. Los principios de funcionamiento de las herramientas convencionales y acimutales son diferentes, pero los efectos en las lecturas son los mismos, principalmente aquellos asociados a los límites de capas con contrastes de resistividad, principio que permite crear la geonavegación o geo-posicionamiento de pozos desviados y horizontales.

Puesto que la información utilizada del campo en estudio es de herramientas LWD convencionales, este capítulo se centró en la comprensión de los principios de funcionamiento y efectos de estas herramientas.

#### **4.1 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO Y ESPECIFICACIONES DE LA HERRAMIENTA LWD DE RESISTIVIDAD DE PROPAGACIÓN**

Dentro del modelamiento petrofísico, la resistividad de la formación es un importante componente en la determinación de la saturación de la roca. Sin embargo el registro de resistividad de propagación (resistividad LWD) presenta efectos que hace que su valor de resistividad sea incorrecto, por lo tanto, para su corrección se debe entender a detalle el principio de funcionamiento y configuración de la herramienta, y los efectos generados sobre sus mediciones de resistividad.

##### **4.1.1 Principio de funcionamiento**

Existen dos tipos de herramientas para obtener la resistividad de la formación las cuales generan ondas electromagnéticas que pasan a través de determinada litología, son conocidas como:

- Herramientas Wire line, basadas en el principio de inducción, las cuales utilizan la diferencia del campo magnético entre dos receptores que es causada por corrientes de Foucault o "eddy currents" inducidas en la formación.
- Herramientas LWD las cuales generan mediciones de propagación, estas miden la diferencia de amplitud y cambio fase entre los receptores.

Las herramientas de inducción wireline generan un campo magnético oscilante, típicamente entre 10 y 100 KHz (Ver figura 2), el cual induce las corrientes de en las zonas conductivas de la formación. Estas, a su vez, generan campos magnéticos secundarios mucho más débiles que pueden ser medidos en el set de receptores. La medición de estos campos magnéticos secundarios representa una medición directa de la conductividad del medio.

No es posible realizar una medición wireline en pozos altamente desviados y horizontales por diferentes razones, una de ellas es que la herramienta de inducción en hueco abierto funciona dejándola caer aprovechando la gravedad, principio que no puede ser utilizado en pozos horizontales por razones obvias (la herramienta se atascaría en el primer tramo horizontal del pozo). Otro factor es el ambiente de perforación LWD, el cual es muy hostil comparado con el ambiente de pozo donde se corre la herramienta wireline. En los ambientes LWD la herramienta tiene altas probabilidades de sufrir golpes contra los muros del pozo lo cual arruinaría la precisión de los sensores si no tienen la suficiente protección.

Las herramientas de resistividad LWD trabajan bajo el principio de propagación de ondas electromagnéticas a una frecuencia de 2 MHz, midiendo la diferencia fase y la relación de amplitudes captadas por los receptores. Un arreglo básico de receptores y transmisores para las herramientas LWD se muestra en la figura 3 el cual puede variar si se desea obtener más mediciones a diferentes profundidades de investigación. A partir de este principio de propagación de ondas electromagnéticas a 2 MHz, existen tres opciones para medir la resistividad. La

primera es inferir la resistividad a partir de la diferencia en los tiempos de llegada de las ondas electromagnéticas a las antenas receptoras. Cuando las ondas electromagnéticas son generadas de una fuente, el tiempo de diferencia es medido en múltiplos de los periodos de oscilación, convertido a unidades angulares y denominado como diferencia de fase. Una segunda opción para medir la resistividad es calculándola a partir de la relación de las amplitudes de las señales que llegan a los receptores (Ver Figura 3). La tercera opción se puede hacer a partir de la combinación de ambas mediciones.

Figura 2. Rangos de frecuencia del espectro electromagnético utilizado en las diferentes herramientas de resistividad

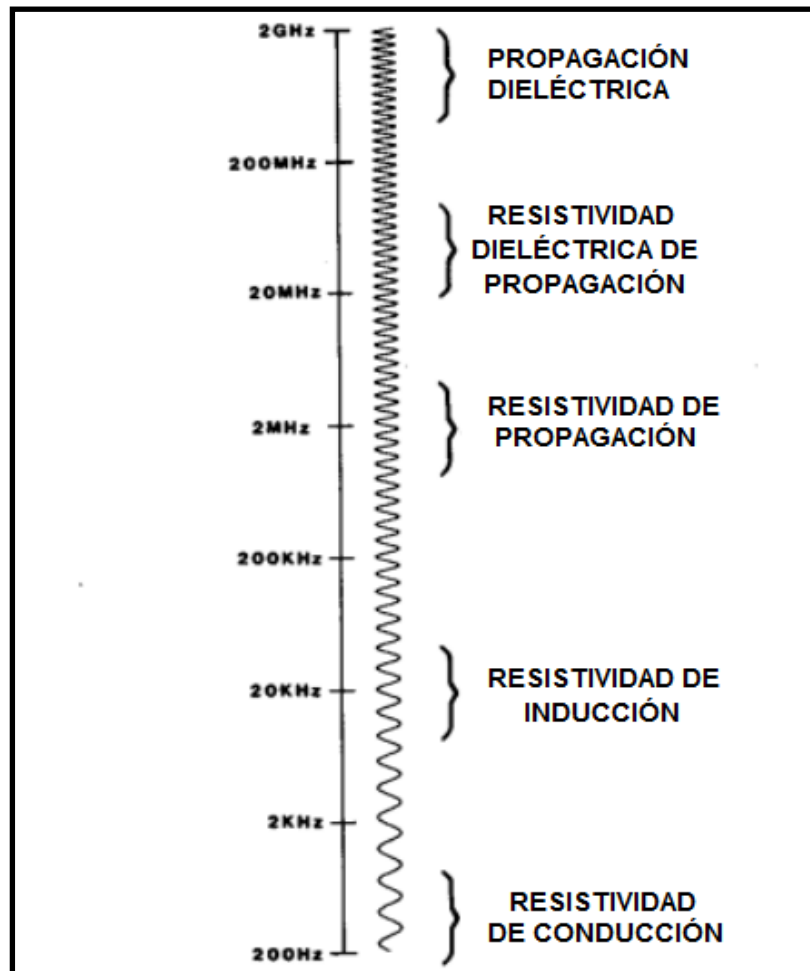
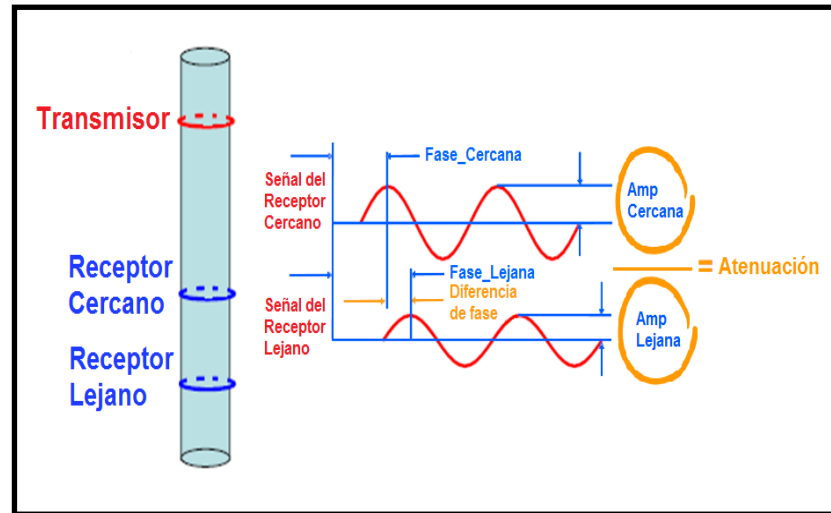


Figura 3. Arreglo básico de las herramientas de resistividad de propagación y esquemas de las señales captadas por los receptores lejano y cercano. La diferencia de fase proporciona la resistividad de fase y la razón entre las amplitudes proporciona la resistividad de atenuación.



#### 4.1.2 Configuración de la herramienta

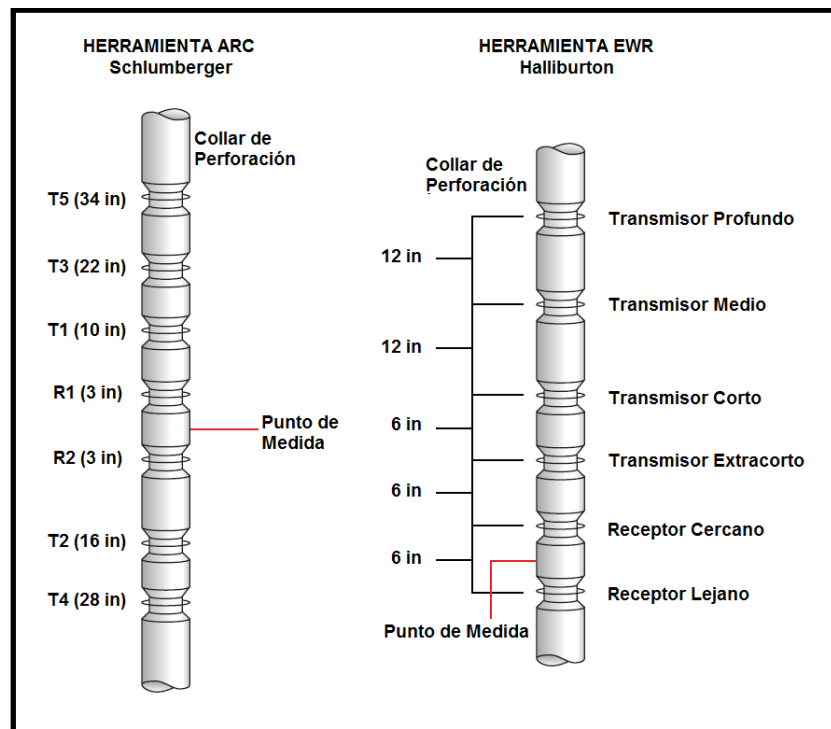
Los dos componentes más importantes en cuanto a configuración de la herramienta, son la profundidad de investigación y la resolución de las mediciones. Es necesario conocer como varían estos parámetros en las mediciones de fase y atenuación de la resistividad, pues esto permitirá elegir la medición de mejores características para determinar la resistividad verdadera de la formación.

##### 4.1.2.1 Profundidad de investigación

Actualmente las herramientas diseñadas de resistividad de propagación son una variación del diseño básico de la figura 3, agregando transmisores a diferentes espaciamentos de los receptores los cuales generaran diferentes profundidades de investigación de la onda propagada, por ejemplo, las herramientas principalmente utilizadas en el campo en estudio pertenecen a las compañías

Halliburton (EWR-P4) y Schlumberger (ARC5) (Ver Figura 4). Tanto la herramienta ARC como la EWR funcionan bajo el mismo principio de propagación.

Figura 4. Configuración de las herramientas utilizadas en el campo en estudio, a la izquierda la herramienta ARC5 de Schlumberger (izquierda) y herramienta EWR P4 de Halliburton (derecha).



El principal factor que controla la profundidad de investigación en estas herramientas es el espaciamento transmisor-receptor, pues a medida que el espaciamento incrementa la profundidad de investigación también incrementa. La herramienta ARC5 de Schlumberger (Figura 4), posee 5 transmisores que proporcionan 5 profundidades de investigación, mientras que la herramienta EWR P4 de Halliburton posee 4 transmisores generando por lo tanto 4 profundidades de investigación (Figura 4). Cada profundidad de investigación posee un registro de resistividad de fase y atenuación. Como puede verse en la figura 4, el arreglo de sensores entre ellas es diferente, se dan ventajas desde el punto de vista de correcciones y compensaciones de una herramienta con respecto a la otra. Este tema será tratado en el capítulo 5.

La mayoría de los transmisores funcionan a una frecuencia de 2MHz, sin embargo en las herramientas suele haber un transmisor que opera 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 separación transmisor-receptor) los que proporcionan la curva de resistividad de mayor profundidad de investigación en este tipo de herramientas.

En general, las profundidades de investigación de las mediciones de resistividad de propagación (fase y atenuación) son controladas por cuatro factores:

- Espaciamiento entre transmisor-receptor
- Frecuencia de la onda transmitida
- Resistividad de la formación (a mayor resistividad mayor profundidad de investigación)
- Medición de fase y atenuación de la onda (la resistividad de atenuación suele ser más profunda)

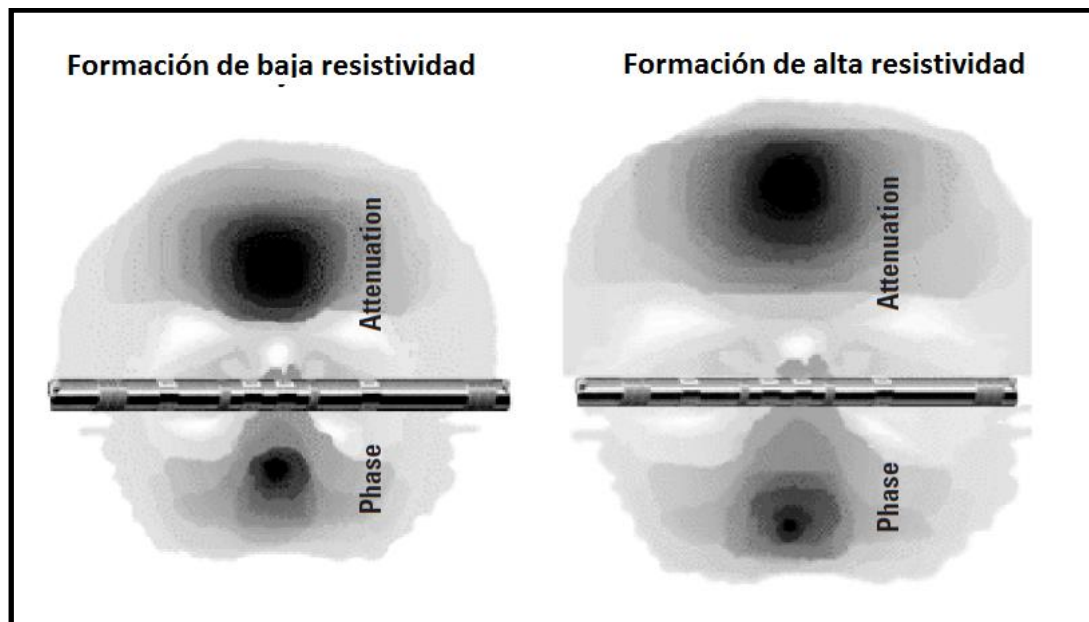
Los primeros tres factores son controlados por el diseño de la herramienta, sin embargo las diferentes curvas de resistividad de fase y atenuación de la onda también están controladas por estos tres primeros factores, siendo necesario entender que factores controlan la profundidad de investigación de estas resistividades.

#### **4.1.2.2 Profundidad de investigación de la resistividad de fase y atenuación**

En la figura 5 (izquierda) se observa como las resistividades de fase y atenuación registran más cercano a la herramienta en formaciones de baja resistividad, llegando a una profundidad máxima de 2 a 3 ft, por el contrario en la figura 5 (derecha) en formaciones de alta resistividad (como por ejemplo arenas con hidrocarburos o arenas limpias y totalmente secas) se observa una mayor

profundidad de investigación, alcanzando incluso los 10 ft, es decir, a medida que aumenta la resistividad de la formación aumenta la profundidad de investigación tanto de la resistividad de fase como de atenuación (Ver figura 6).

Figura 5. Respuestas de las resistividades de fase y atenuación de las ondas electromagnéticas que viajan en formaciones de  $R_t = 2 \text{ ohm-m}$  (izquierda) y  $10 \text{ ohm-m}$  (derecha) mostrando tanto diferentes profundidades de investigación como diferentes resoluciones de la fase y atenuación. Tomado de Eliis and Singer (2008)



Sin embargo, y a pesar de ser medidas de la misma onda electromagnética, las mediciones de fase y atenuación tienen profundidades de investigación independientes (Ver figuras 5 y 6), lo cual se debe a que las mediciones de fase y atenuación presentan diferentes respuestas geométricas aun siendo medidas a partir de la misma señal (Ver figura 7). Las líneas de igual fase son esféricas porque las ondas viajan con la misma velocidad en todas las direcciones en una formación homogénea. Las líneas de amplitud constante son toroides debido a que el transmisor es un dipolo magnético vertical que es característicamente más fuerte en la dirección radial que en la vertical lo cual hace a las mediciones de amplitud más representativas en la dirección radial, por otro lado la amplitud está relacionada a la energía de la onda y la herramienta está diseñada para entregar

la máxima energía en dirección radial. Es por esto que las líneas toroidales de la resistividad de atenuación penetran más profundo en la formación que las líneas esféricas de resistividad de fase.

Figura 6. Radios de investigación de las mediciones de fase y atenuación, el cual incrementa con el incremento de la resistividad de la formación.

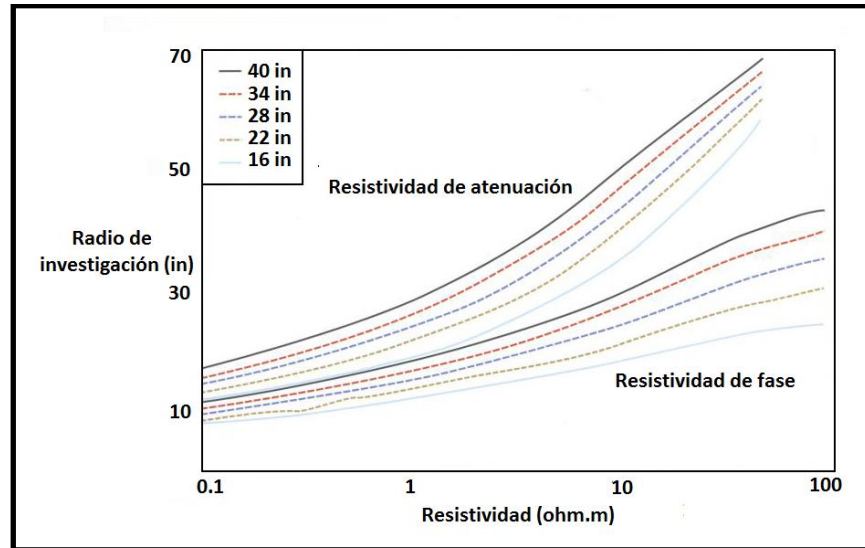
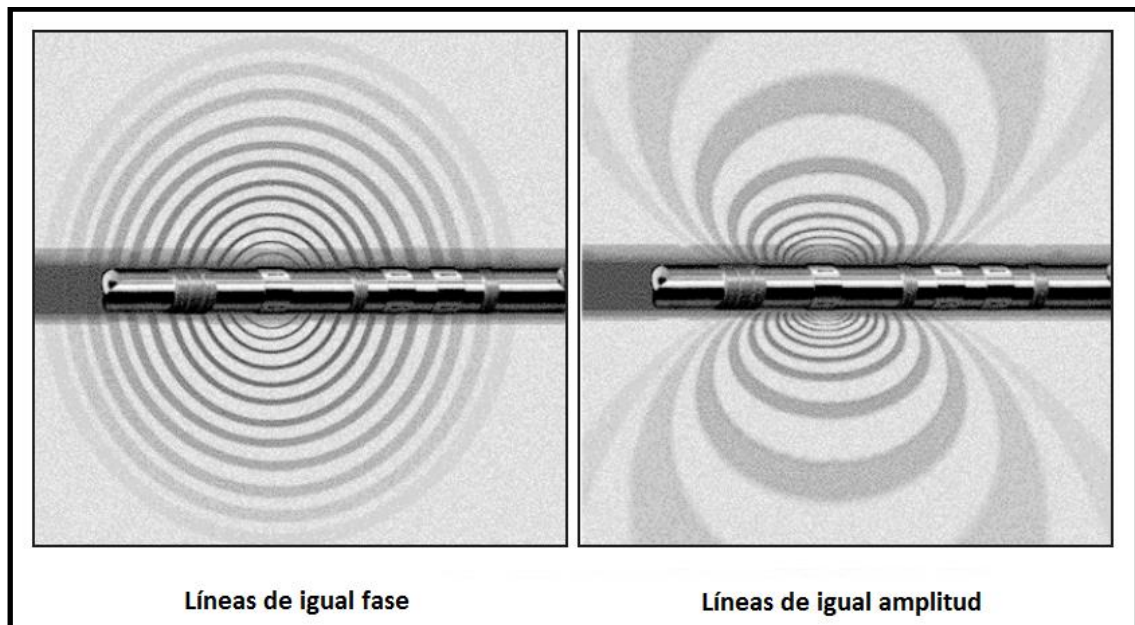


Figura 7. Líneas de contorno mostrando igual fase (izquierda) e igual amplitud (derecha) alrededor de un transmisor de 2 MHz en una formación de 1 ohm-m. Tomado de Eliis and Singer (2008)



En la tabla 1 se muestran las especificaciones de la profundidad de investigación de la herramienta EWRP-4 de Halliburton.

Tabla 1. Especificaciones de profundidad de investigación para la herramienta EWR –P4 de Halliburton.  
Fuente: Halliburton.

HERRAMIENTA EWR-P4 de 4 3/4", 6 3/4" y 8"					
ESPACIAMIENTO TRANSMISOR-RECEPTOR (in)	FRECUENCIA (MHz)	PROFUNDIDAD INVESTIGACIÓN CAPAS CONDUCTIVAS		PROFUNDIDAD INVESTIGACIÓN CAPAS RESISTIVAS	
		PHASE (in)	ATTENUATION (in)	PHASE (in)	ATTENUATION in)
9	2	20	31	29	74
15	2	24	37	39	84
27	2	31	48	54	100
39	1	42	66	75	141
	500	48	76	84	168
Resolución axial	6 pulgadas para todo el espaciamiento				

En resumen:

- La profundidad de investigación incrementa con el incremento del espaciamiento 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.

Entender los factores que afectan la profundidad de investigación es el primer paso para identificar y corregir los efectos presentes en las lecturas de resistividad LWD de los pozos horizontales del campo en estudio.

#### 4.1.2.3 Resolución axial de la resistividad de fase y atenuación

La resolución axial de la herramienta de resistividad es la mínima distancia de la medición con la que es posible resolver cambios litológicos y/o de fluidos en la formación paralelos al eje de la herramienta.

Antes de definir formalmente la resolución axial de las resistividades de propagación (fase y atenuación), debemos entender que factores controlan esta propiedad:

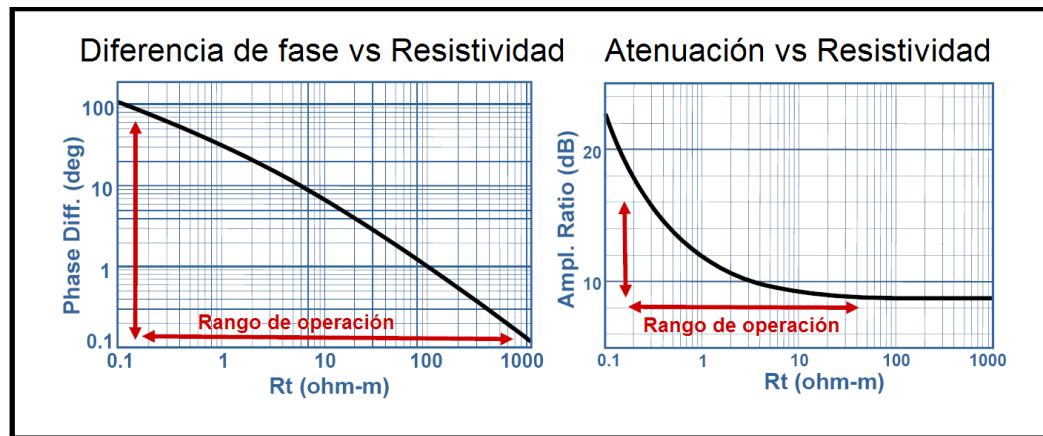
- Espaciamiento entre transmisor-receptor
- Frecuencia de la onda transmitida
- Resistividad de la formación
- Medición de fase y atenuación de la onda

La resolución axial tiene cambios muy sutiles con los diferentes espaciamientos transmisor-receptor. Esto se debe a que la medición es tomada entre los dos receptores en el punto de medida (ver figura 4). Por tanto, la resolución axial de la herramienta de resistividad es fuertemente dependiente del espaciamiento entre los dos receptores, sin embargo, como para la mayoría de las herramientas de propagación el espaciamiento es fijado en un estándar de 6 pulgadas (15 cm), esto no constituye realmente un factor que necesite ser considerado para la interpretación.

En cuanto a la frecuencia de las ondas, las mediciones de resistividad de propagación de 2 MHz tienen una mayor resolución axial que las mediciones de propagación de 400 y 500 KHz.

Por otro lado, la resistividad de la formación afecta gravemente las resistividades de propagación, en especial a la resistividad de atenuación. Este fue un factor importante para realizar una correcta interpretación de la resistividad real de la formación, pues es necesario que la resistividad escogida (fase o atenuación) lea tanto formaciones de baja como de alta resistividad. En la figura 8 se puede observar el rango de operación de las resistividades de fase y atenuación a medida que la resistividad de la formación aumenta. Puede verse como la resistividad de atenuación presenta un comportamiento asintótico a resistividades de formación entre 90 y 100 ohm-m, lo cual quiere decir que la resistividad de atenuación no es capaz de leer resistividades de formación por encima de los 100 ohm-m.

Figura 8. Rango de operación de las resistividades de fase y atenuación en función de la resistividad verdadera ( $R_t$ ) de la formación.



En un registro hipotético de un pozo que navega en una zona arenas interestratificadas de diferentes resistividades (70, 500 y 2 ohm-m) la resistividad de atenuación no detectaría la capa de 500 ohm-m, sin embargo si detectaría las capas de 2 y 70 ohm-m (Figura 9).

Figura 9. Respuestas de las resistividades de la fase y atenuación de la onda en formaciones de alta y baja resistividad. Las formaciones de alta resistividad solo son detectadas por la resistividad de fase, la atenuación no detecta las capas resistivas.

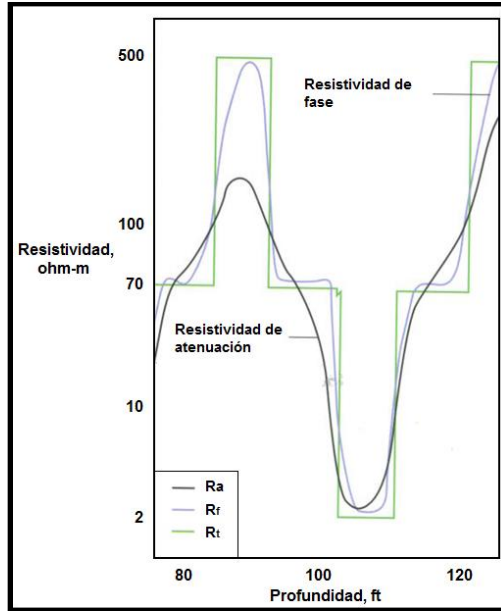
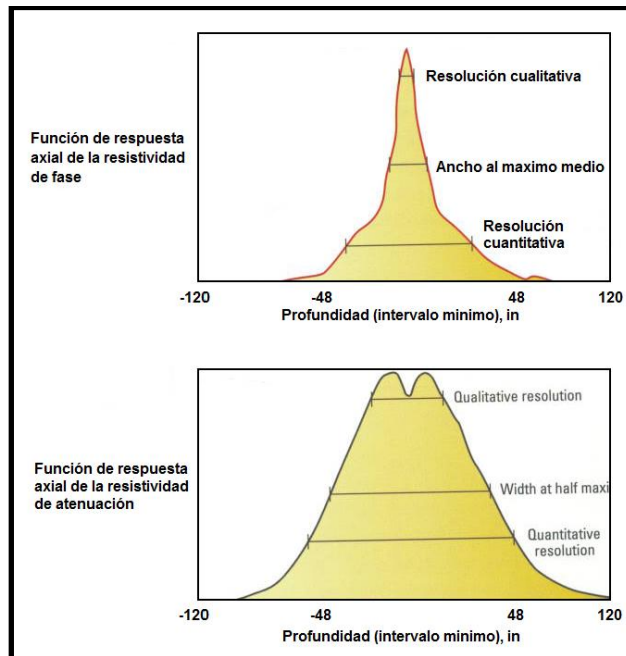


Figura 10. Resolución axial de las mediciones de fase y atenuación, el comportamiento unimodal y el menor ancho al máximo medio son una evidencia de la mejor resolución axial de la resistividad de fase.



La figura 10 muestra la función de la respuesta axial de las mediciones de resistividad de fase atenuación. El comportamiento unimodal y el menor ancho al máximo medio de la función de respuesta axial de la resistividad de fase evidencian una mejor resolución axial. Existen tres diferentes definiciones de resolución axial (Ver figura 10). La primera, es el intervalo dentro del cual aproximadamente un 90% de la respuesta axial ocurre, este intervalo es llamado resolución cuantitativa (Ver figura 10). La segunda definición es la más utilizada, el ancho en el percentil 50 de la función de respuesta axial (ancho al máximo medio, ver figura 10). La tercera definición es la resolución cualitativa, la cual se refiere al espesor mínimo de una capa que genere un cambio significativo que pueda ser detectado por la medición. Los principales fabricantes de herramientas de propagación LWD recomiendan, al momento de realizar interpretaciones, trabajar con el ancho al máximo medio, por representar una medida más confiable (SLB, 2009).

Si observamos nuevamente la figura 5, vemos que el volumen de investigación de la resistividad de fase es más compacto que en la resistividad de atenuación, lo cual corrobora que la medición de fase es más focalizada y por ende con mejor resolución axial que la medición de atenuación.

Si una capa es más delgada que la resolución axial de la herramienta entonces esta capa será promediada con los valores de resistividad de las capas supra e infrayacentes, lo cual puede ocurrir tanto con capas conductoras como resistivas, y por tanto a la hora de obtener una medición de resistividad real de la formación, esta debe ser corregida en aquellos intervalos donde el pozo horizontal atraviesa capas de un espesor menor a la resolución axial de la curva de menor profundidad de investigación. Otra razón por la cual la herramienta de resistividad no detecta capas delgadas de lodos, es porque se encuentra a menor distancia del pozo que la mínima profundidad de investigación de la resistividad de propagación LWD es.

La tabla 2 muestra una lista de las diferentes resoluciones axiales que tiene cada onda generada en los diferentes espaciamentos transmisor-receptores. La resolución es definida como *ancho al máximo medio*, como se muestra en la figura 10; la resistividad de fase presenta una resolución espacial más fina que la resolución de la resistividad de atenuación.

Tabla 2. Resolución axial de varias mediciones de resistividad de fase y atenuación de las herramientas de propagación. Fuente: Schlumberger

	Resolución axial, ft (m)				
Espaciamiento Transmisor-receptor, in (cm)	16 (41)	22 (56)	28 (71)	34 (86)	40 (102)
<b>Formaciones poco resistivas</b>					
Resistividad de fase 2 MHz	0.7 (0.2)	0.7 (0.2)	0.7 (0.2)	0.7 (0.2)	0.7 (0.2)
Resistividad de fase 400 KHz	1 (0.3)	1 (0.3)	1 (0.3)	1 (0.3)	1 (0.3)
Resistividad de atenuación 2 MHz	1.8 (0.5)	1.8 (0.5)	1.8 (0.5)	1.8 (0.5)	1.8 (0.5)
Resistividad de atenuación 400 KHz	3 (0.9)	3.5 (1.1)	4 (1.2)	4 (1.2)	4 (1.2)
<b>Formaciones resistivas</b>					
Resistividad de fase 2 MHz	1 (0.3)	1 (0.3)	1 (0.3)	1 (0.3)	1 (0.3)
Resistividad de atenuación 2 MHz	4 (1.2)	5 (1.5)	6 (1.8)	6 (1.8)	6 (1.8)

La razón principal por la que se analiza la configuración de la herramienta en cuanto profundidad de investigación y resolución axial es para escoger el tipo de resistividad (fase o atenuación) con que se va a trabajar para corregir los efectos dados en los pozos horizontales y obtener una resistividad verdadera de la formación.

Resumiendo de manera general lo explicado anteriormente:

- La resistividad de fase presenta un rango de operación en formaciones con resistividades desde 0-1000 ohm-m, por el contrario la resistividad de atenuación presenta un rango de operación en formaciones con resistividades entre 0-90 ohm-m.
- La función de respuesta axial de la resistividad de atenuación presenta un mayor ancho al máximo medio que la función de respuesta axial de la

resistividad de fase, lo cual indica que la resistividad de fase presenta una mayor resolución axial.

- Las mediciones de resistividad de fase son relativamente poco profundas pero con una mayor resolución axial.
- Las mediciones de resistividad de atenuación son relativamente profundas pero con una menor resolución axial.

De acuerdo a esto, podemos afirmar que para trabajar con formaciones de alta resistividad, como los son las arenas saturadas de crudo, es conveniente utilizar la resistividad de fase, pues la resistividad de atenuación no mostraría las zonas petrolíferas. Sin embargo para obtener una resistividad verdadera a partir de la resistividad de fase, primero se deben remover los efectos causados por las capas que se encuentra arriba y debajo del pozo, así como diferentes efectos causados por la inclinación de las capas y los contrastes de resistividad entre las capas atravesadas por el pozo.

Teniendo el conocimiento inicial del principio de funcionamiento y configuración de las herramientas LWD de resistividad de propagación, podemos pasar a entender los diferentes efectos sobre los registros de resistividad de propagación. Los cuáles serán tratados uno a uno en el capítulo 5.

## **4.2 HERRAMIENTA LWD DE MEDICIÓN DE RAYOS GAMMA (GAMMA RAY)**

Debido a que las mediciones de gamma ray no son afectadas por los fluidos como agua, petróleo y gas, constituyen una excelente medida de correlación. Las mediciones de gamma ray cuentan el número de rayos gamma emitidos de la desintegración de los isótopos naturales de thorio (Th), uranio (U) y potasio (K), los cuales son utilizados para determinar la proporción de arcilla en una formación.

#### 4.2.1 Herramienta gamma ray LWD versus wireline

Los ambientes de perforación LWD son bastante complicados comparados con los ambientes de perforación wireline, puesto que las herramientas están sometidas a vibraciones y golpes que podrían afectar la sensibilidad de las mediciones. Por esta razón, surgen a menudo preguntas relacionadas con las diferencias entre las lecturas gamma ray LWD y wireline en un mismo pozo.

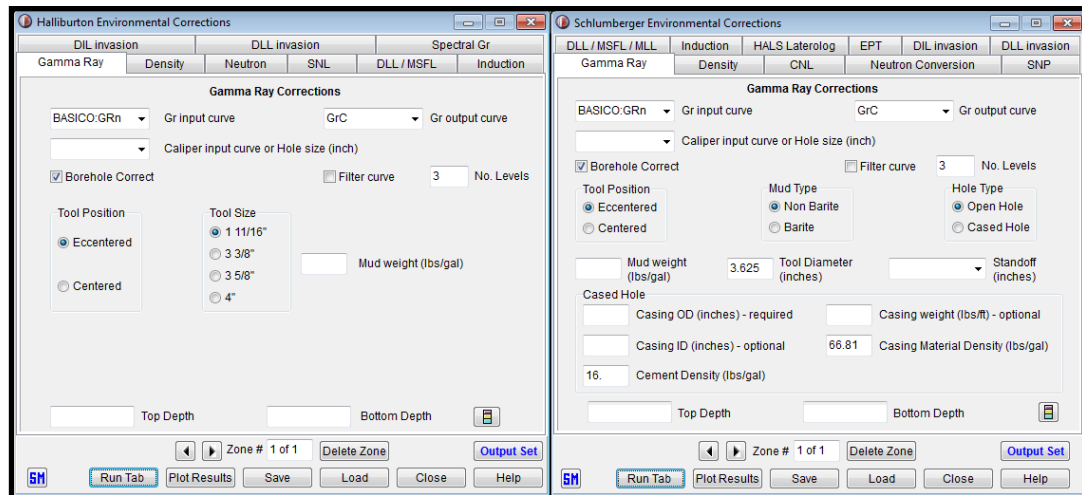
Mendoza & Rasmus (2006) evaluaron la sensibilidad de una variedad de instrumentos de registro de gamma ray LWD y wireline por medio de una simulación Monte Carlo, generando dos conclusiones importantes. La primera de ellas fue que, cuando no hay variaciones importantes de tamaño de hueco y composición del lodo de perforación, la sensibilidad a la radioactividad de la formación es muy similar entre herramientas wireline y LWD. La mayor fuente de variación sin embargo, resulto estar vinculada con las correcciones medioambientales, especialmente, en el caso de lodos de barita muy pesados, pues la falta de la implementación de correcciones ambientales en una de las herramientas en comparación podría conducir a notables discrepancias, puesto que los lodos de barita absorben muy eficientemente los rayos gamma de baja energía procedentes de la formación. Sin embargo este no es nuestro caso pues en ningún pozo del campo en estudio se utilizó barita

Los registros fueron tomados por Halliburton y Schlumberger, donde cada una de las operadoras aplica las correcciones ambientales apropiadas para cada caso (ver figura 11). Con respecto a los pozos horizontales en el campo en estudio no fue necesario aplicar más correcciones ambientales.

La unidad de radiactividad utilizada para los registros de rayos gamma es la unidad API. Esta unidad se basa en un bloque de hormigón artificialmente radiactivo construido en la Universidad de Houston, Texas, EE.UU., con una radiactividad de 200 unidades del Instituto Americano del Petróleo (API). Su

elección se debió a que se considera que es el doble de la radioactividad de un shale típico. Las proporciones de torio, potasio y uranio del bloque de Houston son el patrón primario para la calibración de los registros de rayos gamma. Sin embargo, incluso cuando se tiene una correcta calibración, diferentes herramientas de rayos gamma no necesariamente tienen lecturas idénticas en el pozo, debido a que sus detectores pueden tener diferentes sensibilidades espectrales. Por ejemplo, las herramientas LWD tienen carcasas más gruesas que las herramientas wireline, causando una respuesta espectral diferente de las tres fuentes de radiactividad, y por lo tanto una lectura de rayos gamma totalmente diferente en algunas formaciones. Las lecturas del sensor gamma ray dependen de la distribución y cantidad del material radioactivo dentro de la formación, estas lecturas pueden ser afectadas por el tamaño y eficiencia del detector.

Figura 11. Set de correcciones ambientales aplicadas por las compañías Halliburton y Schlumberger. Es evidente que las correcciones más importantes tienen que ver con la excentricidad de la herramienta, el diámetro de la herramienta y el tipo y peso del lodo de perforación.



De acuerdo a lo anterior, es de esperarse que las lecturas de las herramientas gamma ray que se corrieron en el campo en estudio no sean totalmente iguales entre herramientas LWD y herramientas wireline, por tanto los rangos de unidades API de los registros en pozos horizontales en la Unidad Arenas Basales deben

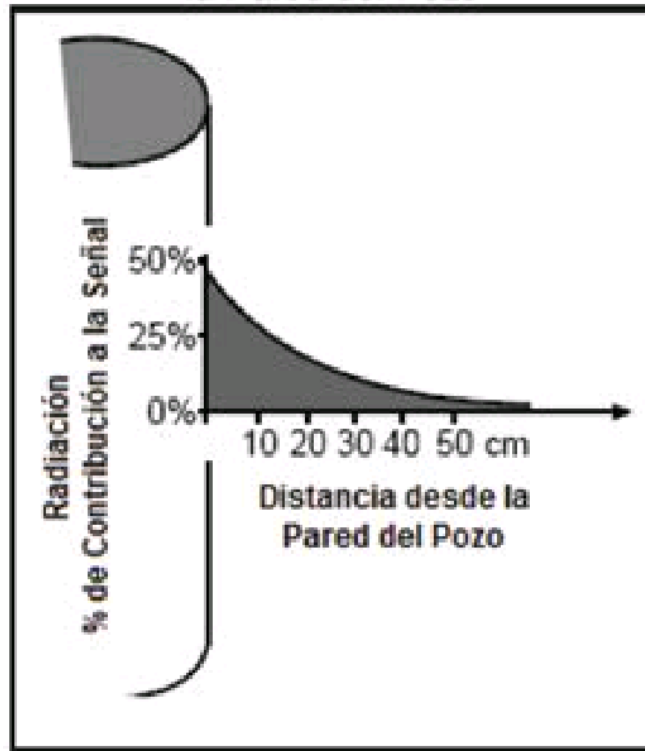
normalizarse con respecto a un pozo tipo corazonado que garantice que los rangos de medición API sean similares tanto en los pozos verticales como en los horizontales. Esta normalización se mostrara con mayor detalle en el capítulo 6 de metodología de estudio.

#### **4.2.2 Principio de funcionamiento y especificaciones del sensor LWD gamma ray**

Este sensor se compone de dos sets opuestos de tubos Geiger Muller con dos circuitos detectores independientes. El tubo Geiger Muller se encuentra lleno de un gas, la radiación entrante en el detector ioniza el gas produciendo pares electrón-ión. Este electrón puede excitar a su vez a otras moléculas del gas, chocando con ellas. La des-excitación (regreso al nivel fundamental) de estas moléculas produce fotones (visibles o ultravioletas) que son capaces de arrancar, mediante efecto fotoeléctrico, nuevos electrones en otras moléculas del gas. Así se produce un efecto de reacción en cadena. La descarga finaliza cuando la concentración de cargas positivas alrededor del ánodo anula el campo eléctrico. Una vez que esto ha ocurrido, la nube de cargas positivas migra hacia el cátodo induciendo una variación del voltaje, lo que da lugar a la señal que se registra en el sensor.

Una representación gráfica de la contribución de la señal de radiación para la herramienta DGR (Dual Gamma Ray) se ve en la figura 12; en los pozos registrados por Halliburton esta es una de las herramientas más utilizadas en los pozos horizontales del campo en estudio.

Figura 12. Relación entre la contribución de radiación de la señal y distancia a la pared del pozo



Fuente: Halliburton – Sperry Drilling

## **5. EFECTOS GENERADOS EN LAS MEDICIONES DE RESISTIVIDAD DE PROPAGACION EN POZOS HORIZONTALES**

Se enfocara la explicación de los efectos en las mediciones de propagación teniendo en cuenta los diferentes efectos ambientales, y efectos que se puedan dar en las mediciones hechas en formaciones resistivas y formaciones conductivas.

### **5.1 EFECTOS AMBIENTALES**

Las mediciones por resistividad de propagación en pozos horizontales son afectadas por los mismos factores que afectan las mediciones wireline en pozos verticales. Una descripción detallada de los diferentes efectos ambientales se presenta a continuación.

#### **5.1.1 Efectos por tamaño de pozo**

La rugosidad y las cavernas que en el pozo puedan existir, generan una apariencia puntiaguda sobre los registros y produce además una separación de las curvas a diferentes profundidades de investigación. Para aplicar correcciones por tamaño de hueco es necesario contar con un registro caliper para conocer el tamaño de hueco. En el campo en estudio no se cuenta con ningún caliper en la sección horizontal, por lo tanto, no es posible aplicar una corrección por tamaño de hueco.

La opción más recomendable para aplicar una corrección de este tipo, es utilizar el tamaño de broca como un valor aplicado a toda la sección registrada, pero este procedimiento pasa por alto la rugosidad y la presencia de cavernas. Algunos

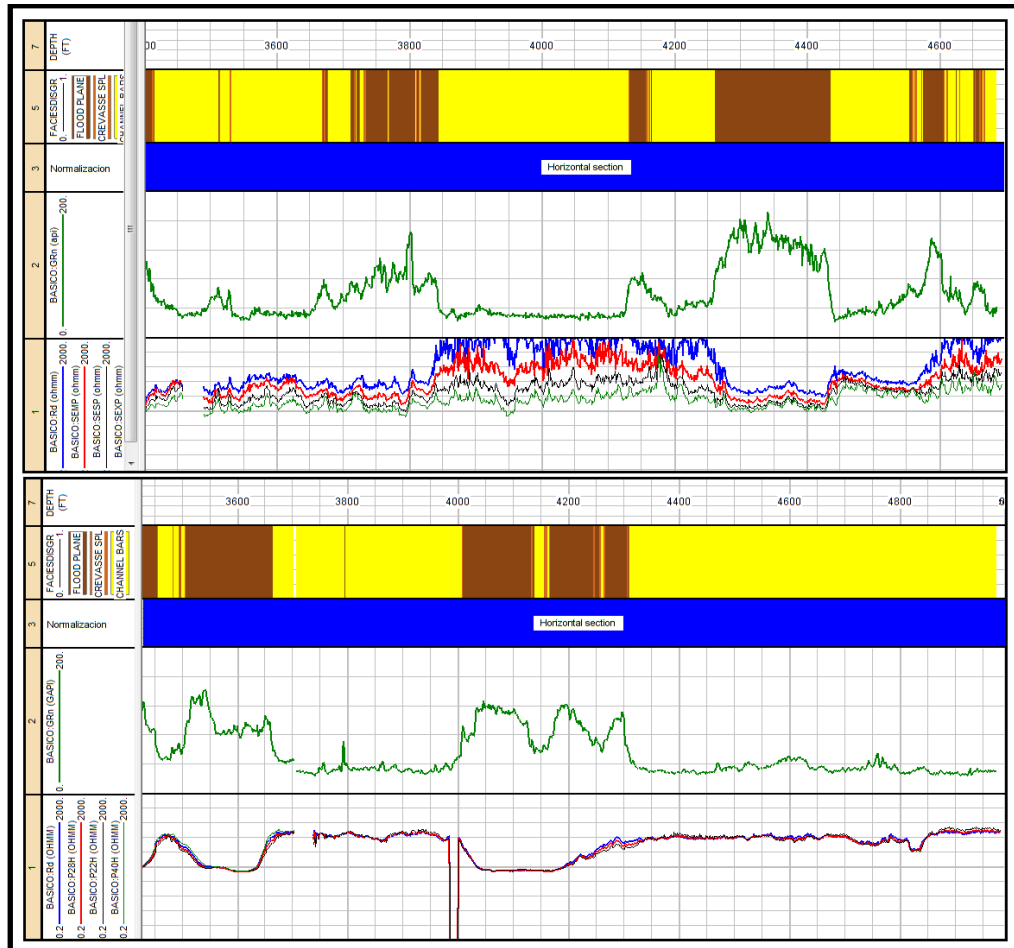
indicios de secciones con tamaño de hueco mayores al tamaño de broca, podrían ser correlacionados con las zonas de circulación a altos caudales y características como el grado de cementación de las formaciones perforadas. Normalmente cada compañía de servicios aplica la mejor corrección ambiental conocida durante la adquisición, incluyendo en ella las correcciones por tamaño de hueco registrado.

Para pozos los cuales fueron registrados con herramientas ARC de resistividad, las curvas tienen una compensación por el tamaño de hueco a diferencia de los corridos con herramienta EWR. Esto es posible debido al arreglo especial de transmisores y receptores de la herramienta (Ver figura 4 del capítulo anterior). La compensación por hueco (BHC) se realiza sobre las mediciones de fase y atenuación, para eliminar o reducir los efectos causados por la rugosidad de las paredes.

En lodos salados esta rugosidad causa cuernos de polarización severos no posibles de compensar en los bordes de las cavernas. Estos efectos de cuernos pueden ser asimétricos creando la posibilidad de ser malinterpretados como contactos de agua – aceite o capas delgadas. Efectos de estos ejemplos para los pozos horizontales en el campo en estudio pueden ser apreciados en la figura 13.

Registros no BHC pueden al igual ser malinterpretados como una existencia de invasión en zona de arenas o presencia de anisotropía en shales (lo cual es poco probable). Caracterizar los efectos presentes o el predominio de uno sobre el otro se torna más complicado para registros no compensados o no corregidos ambientalmente. Puesto que no se cuenta con registros caliper en los pozos horizontales del campo en estudio, no es posible realizar correcciones por tamaño de hueco.

Figura 13. Registro no compensado y adquirido por herramienta EWRP4de Halliburton pozo JA-67H (arriba). Registro compensado BHC y adquirido por herramienta ARC de Schlumberger pozo JA-212H (abajo).



### 5.1.2 Efectos por tiempo transcurrido luego de la perforación “Time After Bit” e invasión de lodo

Este efecto es mucho más presenciado en los intervalos entre la broca y la ubicación del sensor cuando se realizan viajes de acondicionamiento o cambios de alguna de las secciones del BHA por fallas o cambios programados en el programa de perforación. Sobre este intervalo, la formación es dejada abierta por un tiempo significativo antes de ser registrada. En formaciones permeables una

invasión considerable podría tener lugar, resultando en una aparente discontinuidad en los registros, pero no en el  $R_t$  después de que la corrección por invasión es realizada. Se considera que los efectos por invasión en ambientes LWD es muy poca o nula, pues en el tiempo ocurrido entre perforación y registro es muy corto, el cual no alcanza a desarrollarse un perfil de invasión significativo, por lo tanto este efecto puede ignorarse en cuenta a correcciones ambientales se refiere.

En los registros trabajados del campo en estudio se buscó curvas de resistividad que tuvieran los patrones de invasión conductiva y resistiva mostrados en la figura 14, en general puede decirse que los registros presentan un perfil de invasión conductivo, sin embargo para evitar problemas por posibles efectos de invasión, se decide trabajar únicamente con los registros de resistividad profunda para obtener una resistividad verdadera de la formación.

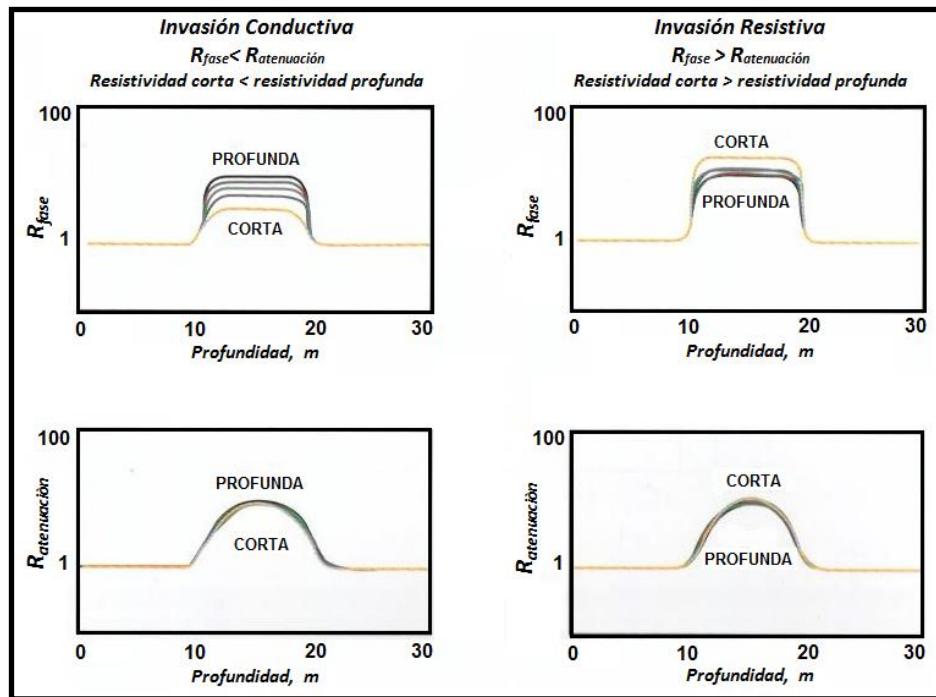
## **5.2 EFECTOS DE ANISOTROPÍA**

En formaciones sedimentarias, depositadas en ambientes fluviales, la anisotropía se da como intercalaciones de láminas o estratos de arena y shale, junto con variaciones en el tamaño de grano. Ambos efectos de anisotropía se encuentran por debajo de la resolución vertical de las herramienta de propagación e inducción, por tanto, la anisotropía es considerada como un efecto global que no es posible eliminar, pero que no afecta en gran medida a los registros de resistividad en el campo en estudio.

Inicialmente este efecto puede confundirse con el efecto invasión de lodo, puesto que, un rasgo característico de los dos efectos es la separación de las curvas de resistividad de fase y atenuación, sin embargo, en los efectos de invasión la separación de las curvas no es uniforme (debido a la irregularidad de los perfiles

de invasión) lo cual no pasa con el efecto de anisotropía donde la separación de curvas producida es bastante uniforme (Ver figuras 15 Y 16).

Figura 14. Perfiles de invasión conductiva (izquierda) y perfiles de invasión resistiva (derecha).



Los efectos de anisotropía pueden ser confundidos con los efectos de capa adyacente generándose una saturación continua del registro de resistividad a lo largo del pozo horizontal. El efecto de capa aledaña también genera una separación de las curvas pero este es esencialmente el mismo efecto de anisotropía generado por las capas arriba y debajo de la trayectoria del pozo.

La separación de las curvas depende del ángulo relativo entre el pozo y las capas que este se encuentra atravesando, siendo más acusado el efecto cuando el ángulo entre el pozo y las capas tiende a cero (posición horizontal). Por ejemplo, en la medición de una zona interestratificada por láminas de arena y shale (50% shale y 50% arena), la separación de las curvas se hace más grande a medida que el pozo se hace más horizontal (Ver figura 15) entendiéndose por

horizontalidad del pozo entre más paralelo este con la estratificación. El efecto de anisotropía hace que la resistividad de fase tenga valores más altos que la resistividad de atenuación (Figuras 15 y 16), sin embargo la resistividad de atenuación también presenta una leve separación de las curvas (ver Figuras 15 y 16).

Figura 15. Efectos del ángulo de incidencia entre la estratificación y el pozo. La sensibilidad a la anisotropía aumenta a medida que el ángulo de incidencia disminuye.

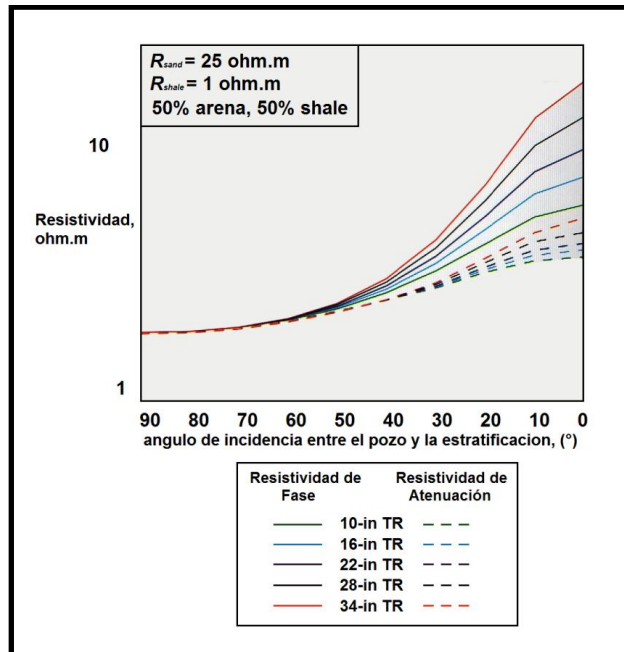
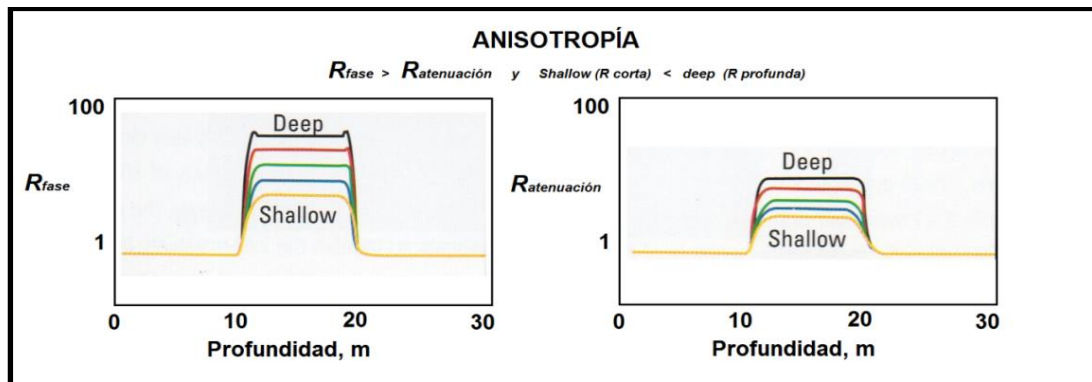


Figura 16. Efectos de la anisotropía sobre el rango de medición de la resistividad de fase y atenuación. La anisotropía causa que la separación y el rango de medición en la resistividad de fase sean mayores que en la resistividad de atenuación.



La separación de las curvas en las medidas de propagación es única y puede ser usada acertadamente para diagnosticar este efecto. Es posible hacer una identificación entre efectos causados por invasión y anisotropía. La primera es la comparación de las curvas de fase con las de atenuación. Aunque ambas mediciones muestren un perfil de invasión conductivo, las curvas de fase presentan mayores valores de resistividad aparente que las curvas de atenuación, lo cual en estos perfiles de invasión no es lógico debido a la mayor profundidad de investigación de las curvas de resistividad de atenuación.

Los efectos de anisotropía en capas con alta resistividad son menos dramáticos que en las capas de baja resistividad (como la separación de las curvas y saturación del registro), tanto así, que es considerado impráctico por varios autores aplicar una inversión o un modelo forward para corregir anisotropía en capas con resistividad horizontal por encima de 50 Ohm-m.

En resumen:

- a medida que el pozo se vuelve más horizontal, o más paralelo a la estratificación, aumenta el efecto de anisotropía.
- La anisotropía causa efectos similares a los efectos de cruce de capa pero de una manera continua en todo el registro
- Los efectos de anisotropía causan separación de las curvas de resistividad de fase y atenuación, sin embargo, en la fase se intensifica y siempre tiene valores más altos que la atenuación.
- Los efectos anteriores son más dramáticos en formaciones de baja resistividad que en formaciones de alta resistividad.
- Los efectos de anisotropía están por debajo de la resolución vertical de las herramientas de resistividad de propagación LWD, por tanto es considerado un efecto global.

### 5.3 EFECTOS DE LAS MEDICIONES EN FORMACIONES CONDUCTIVAS

Las mediciones tomadas en formaciones conductoras presentan efectos diferentes a las mediciones hechas en formaciones resistivas. Algunos aparecen en ambas formaciones pero con intensidades diferentes. En el campo en estudio se ha identificado la prevalencia de dos efectos generados en formaciones resistivas, sin embargo, es necesario entender todos y cada uno de los efectos presentes en las mediciones LWD de resistividad, para luego proceder con los efectos más importantes.

Se podría esperar que los registros de resistividad de propagación tomados en pozos horizontales a través del reservorio fuesen líneas rectas. Sin embargo si observamos un registro común, estos están muy lejos de presentar un registro de líneas rectas (Figura 17). Esto se debe a las heterogeneidades presentes en la roca, y si tenemos en cuenta que su ambiente de depositación es fluvial, es de esperarse variaciones laterales y heterogeneidades de diferentes escalas las cuales pueden generar efectos sobre el registro de propagación. Sin embargo el verdadero problema con estas herramientas LWD convencionales es la incapacidad de determinar en qué dirección de los 360° del pozo se encuentra la heterogeneidad que genera el efecto detectado.

Figura 17. Registros de gamma ray y resistividad corridos en el pozo JA-207H. Las curvas de las diferentes profundidades de investigación se encuentran separadas y con diferentes irregularidades en cada profundidad de investigación.



En formaciones conductivas o de baja resistividad, como shales o arenas saturadas en agua, se generan efectos por excentricidad de la herramienta, fracturas inducidas por la perforación, efectos dieléctricos y anisotropía.

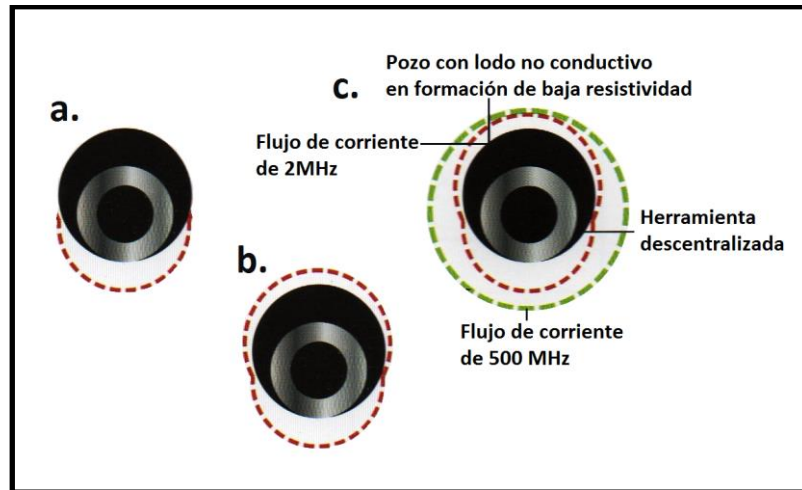
### **5.3.1 Efectos por excentricidad de la herramienta**

Cuando la herramienta de resistividad de propagación corre descentralizada del eje del pozo, utilizando lodos base aceites y rodeada de una formación conductiva, se genera un efecto por excentricidad de la herramienta, el cual causa respuestas erráticas en forma de picos repetidos a lo largo del registro.

Este efecto se da en formaciones conductivas o de baja resistividad, porque la onda electromagnética transmitida por la herramienta de resistividad, tiene una menor profundidad de investigación, provocando que las ondas viajen más cerca a la herramienta. Por el contrario en formaciones resistivas la profundidad de investigación de las lecturas soluciona el problema.

Cuando las tres condiciones anteriores se dan (herramienta descentralizada, lodo base aceite, formación conductiva) el flujo de la corriente transmitida puede intentar cruzar el pozo (Fig. 18a) sufriendo una distorsión alrededor del pozo (Figura. 18b) este efecto predomina en las curvas de menor profundidad de investigación, puesto que la curva de mayor profundidad de investigación no presenta efectos de excentricidad pues su flujo de corrientes es normal (esférico, ver figura 18c).

Figura 18. Efectos de excentricidad en las mediciones de 2MHz cuando la corriente intenta cruzar el pozo desviándose alrededor del mismo. La herramienta de 500 KHz no sufre este efecto por tener mayor profundidad de investigación.



Esta es una de las principales razones por la cual la curva de resistividad de fase profunda empieza a perfilarse como la curva a simular en el proceso de corrección de la resistividad en los pozos horizontales del Campo en estudio.

### 5.3.2 Fracturas inducidas por la perforación

En pozos perforados con lodos base aceite, las mediciones de resistividad (tanto inducción como propagación) de menor profundidad de investigación transmiten una mayor cantidad de corriente en las fracturas, lo que causa que la lectura de resistividad en el receptor sea muy grande para mediciones poco profundas, presentando valores más altos que para las curvas de mayor profundidad de investigación.

Los efectos por fractura en lodos base agua no se presentan ni en las mediciones de inducción ni en las mediciones de propagación. Las fracturas inducidas por perforación pueden ser vistas con herramientas de imágenes de laterolog LWD.

### 5.3.3 Efectos dieléctricos

La constante dieléctrica o permisividad es la capacidad de un medio para almacenar energía electrostática. Un dieléctrico es un material no conductor o aislante.

Cuando capa de shale y rocas volcánicas poseen grandes constantes dieléctricas, causan un mayor efecto sobre las mediciones de resistividad de atenuación que en las resistividades de fase, pues la resistividad de atenuación es más sensitiva al valor de la constante dieléctrica de la formación. Esto tiende a ocurrir en formaciones de resistividades inusualmente altas, tales como rocas volcánicas. En estos casos la resistividad de atenuación de profundidad de investigación más corta, muestra valores más altos de resistividad que las curvas de atenuación profundas, evidenciándose una separación significativa entre la curva corta y la profunda (Ver Figura. 19). Por el contrario en las mediciones corta y profunda de la resistividad de fase muestran una separación muy pequeña o no presentan separación (Figura 19).

Figura 19. Separación de las curvas de resistividad de fas y atenuación debido a efectos dieléctricos, la atenuación presenta una mayor incidencia de este tipo de efectos.



## 5.4 EFECTOS DE LAS MEDICIONES EN FORMACIONES RESISTIVAS

Los efectos presentes en capas con alta resistividad y que son consideradas yacimientos, son efectos por cruce de capas y efectos de capas adyacente.

### 5.4.1 Efecto por cruce de capa

Este efecto por cruce de capa, es controlado por dos factores principales:

- Contraste de resistividad entre las capas
- Angulo de incidencia entre la estratificación y el pozo

En pozos horizontales el cruce entre dos capas con alta inclinación con contrastes de resistividades, da como resultado una respuesta mucho más pronunciada que en un pozo vertical debido al angulo aparente de inclinación. Para herramientas de propagación LWD, un cuerno de polarización hace la determinación del  $R_t$  problemática puesto que ninguna de las respuesta se podría asociar a la resistividad verdadera de la formación.

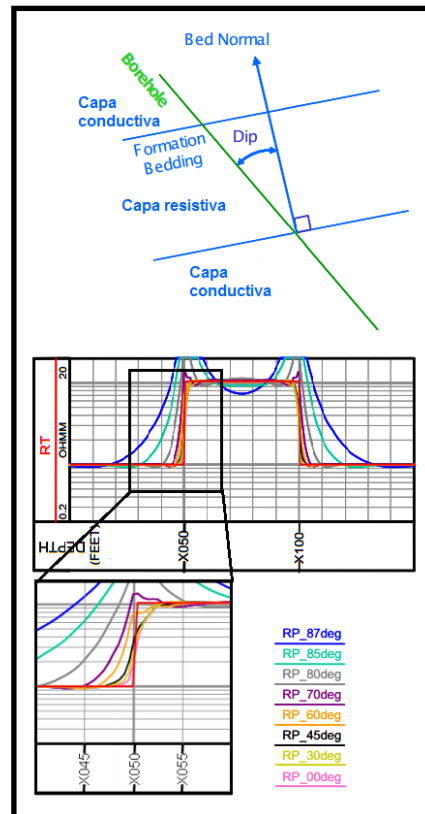
Una manera de caracterizar este efecto de acuerdo al ángulo de inclinación cruzado se muestra en la figura 20, en la cual se evidencia los cuernos de polarización entre 0 y 87 grados de inclinación. Este ángulo de inclinación para este estudio es denominado como el ángulo formado entre el eje perpendicular al plano de estratificación de la capa y la trayectoria del pozo (ángulo de incidencia).

La magnitud de los cuernos de polarización depende de los contrastes de resistividad entre las capas, pero depende más aun del ángulo de incidencia entre el pozo y la estratificación. En capas horizontales, los cuernos de polarización se incrementan al máximo cuando la inclinación del pozo alcanza los  $90^\circ$  (paralelo a la estratificación) (ver figura 20).

Este es el principal efecto que debe ser corregido en los registros de resistividad en los pozos horizontales del campo en estudio, efecto que de no ser eliminado causaría gran incertidumbre en la evaluación petrofísica y geológica de los pozos horizontales.

Estos efectos por cruce de capa pueden ser aprovechados para determinar si el pozo ha entrado o ha salido de una capa y construir un modelo geológico a partir de esta información, sin embargo, como veremos más adelante en la metodología de estudio, no es posible saber con certeza si la capa ha sido detectada por arriba o por debajo del pozo.

Figura 20. Esquema de un pozo atravesando tres capas de diferente resistividad (dos capas conductoras infra y suprayaciendo a una capa resistiva). Derecha se muestra la respuesta de las registro cuando el pozo atraviesa las capas, se observa que en los límites se produce un cuerno de polarización por el contraste de resistividad, sin embargo, a medida que el ángulo de incidencia va incrementando, el cuerno de polarización se maximiza.



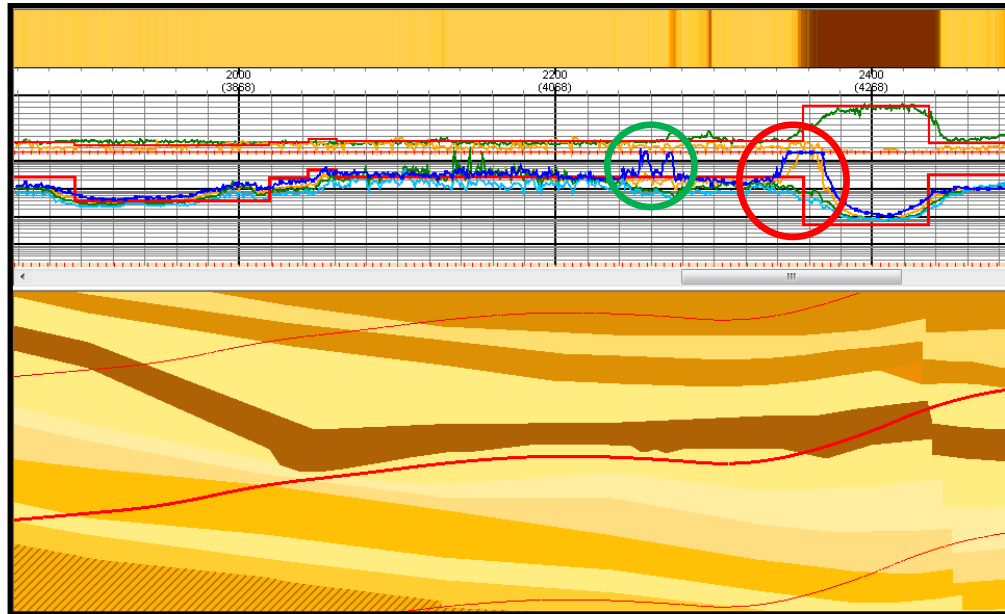
#### 5.4.2 Efecto de capa adyacente

Un ejemplo de este tipo de efecto en un pozo vertical es denominado como una corrección por ancho de capa, el cual se realiza cuando capas resistivas delgadas se encuentran entre capas conductivas. Cuando una capa conductiva es la que se encuentra entre un escenario resistivo, la corrección por tamaño de capa es menor y de menos interés para la interpretación.

En pozos con alto ángulo u horizontales navegados en una capa resistiva, la cual presenta capas conductivas por encima y por debajo pueden tener una influencia en las mediciones. Si el escenario es invertido. Por ejemplo, si nos encontramos tres o cuatro pies por debajo de una capa conductiva, las mediciones de fase de la herramienta de propagación resistiva no será sensible a esta capa adyacente.

Otro efecto muy común que se presenta en el campo en estudio es la saturación de las curvas de resistividad a valores de 2000 Ohm, producto de la cercanía de capas con resistividades contrastantes. Para estos casos la trayectoria del pozo se encuentra justo o muy cerca al límite de la capa de alto contraste, por ejemplo, en las interface arenas saturadas/shales. Un ejemplo de este efecto se puede apreciar en el modelo mostrado en la figura 21. Se observa que la capa lodosa presenta irregularidades en su forma, las cuales están muy cercanas a la trayectoria del pozo, produciendo una saturación irregular en el registro (picos continuos) y dos cuernos de polarización de mediana magnitud cuando el pozo se acerca más a la capa conductiva o de shale.

Figura 21. Recuadro donde se observa en la zona demarcada por el círculo verde como el registro se satura por la cercanía a la capa lodosa, debido a que en el círculo rojo las dos irregularidades geométricas de la base de la capa lodosa se acercan muchas generando dos cuernos de polarización de mediana magnitud.



Los dos efectos anteriores (efecto de cruce de capa y efecto de capa adyacente) son los más presentes en los registros del campo en estudio, estos constituyen el objetivo fundamental en la corrección de los registros de resistividad de propagación, por tanto el diseño metodológico estará enfocado a la remoción de estos dos efectos primordialmente.

## 6. CONCEPTOS DE PETROFISICA BASICA

En este capítulo revisaremos un breve componente teórico de la petrofísica utilizada en este proyecto, lo cual será fundamental para comprender el modelo petrofísico realizado para los pozos horizontales del campo estudiado.

### 6.1 RESISTIVIDAD Y LA ECUACION DE ARCHIE

Las resistividades de las formaciones son usualmente entre 0.2 a 1000 ohm-m (Schlumberger, 1996), en algunas rocas sedimentarias se puede alcanzar las 2000 ohm-m de forma inusual, sin embargo estos valores suelen darse en rocas con muy baja porosidad.

La medición de la resistividad en una formación depende de:

- resistividad del agua de formación
- cantidad de agua presente
- geometría y estructura de poro

La resistividad de una sustancia es la resistencia medida entre caras opuestas de una unidad cubica de tal sustancia a una temperatura específica, de este modo podemos escribir la resistividad de manera abreviada:

$$R = r A/L, \dots\dots\dots (Ec. 6.1)$$

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. Las unidades de la resistividad son ohm-m<sup>2</sup>/m o simplemente ohm-m.

Considerando la resistencia de una agua en una cubeta de longitud L y área A perpendicular al flujo de la electricidad (figura 22a), este es medido por aplicación

de un voltaje E (voltios), y registrando la cantidad de corriente I (amperios) que atraviesa el agua. De acuerdo a la ley de Ohm, la resistencia es igual a:

$$R_w = (E/I_w) \dots\dots\dots(Ec. 6.2)$$

La resistividad de la agua es:

$$R_w = r_w (A/L) = (E/I_w)A/L \dots\dots\dots (Ec. 6.3)$$

Consideremos ahora un bloque de arena limpia de las mismas dimensiones A y L, y 100% saturada con la misma agua (figura 22b.) aplicando el mismo voltaje E a través del bloque e arenas, una corriente  $I_o$  fluirá a través de la roca. La resistividad de esta roca porosa ( $R_t$ ) es:

$$R_t = r_o(A/L) = (E/I_o) (A/L) \dots\dots\dots(Ec. 6.4)$$

Dividiendo la ecuación 6.4 en la ecuación 6.3 y cancelando términos similares, se tiene:

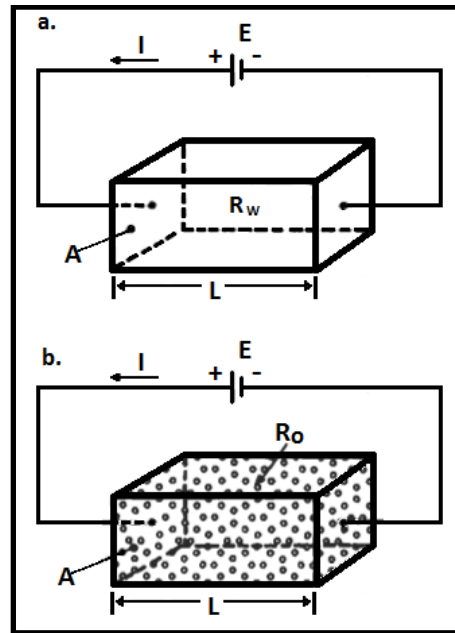
$$R_t / R_w = I_w / I_o \dots\dots\dots (Ec. 6.5)$$

Gus Archie (1942) define este cociente como “factor de formación  $F_R$ ”:

$$F_R = R_t / R_w \dots\dots\dots (Ec. 6.6)$$

El factor de formación es esencialmente constante para arenas limpias y limos. Para arenas lodosas, el factor de formación ( $F_R$ ) decrece a medida que la resistividad del agua aumenta ( $R_w$ ), y por lo tanto ( $R_o$ ) aumenta, sin embargo no aumenta proporcional, puesto que la arcilla en la roca actúa como un conductor, por tanto este efecto depende de la distribución de arcilla en la roca.

Figura 22. Mediciones de resistividad de agua salada en una cubeta y de una roca porosa saturada en agua.



Fuente: Djebbar Tiab and Erle C. Donaldson (2004)

La resistividad es la clave para determinar la saturación de de agua en la roca y por ende la saturación de hidrocarburo que esta contenga. El objetivo de las mediciones de resistividad tanto wireline como LWD es la evaluación detallada de saturación de la roca, siendo fundamental en la aplicación de la relación empírica hallada por Archie. La ecuación de Archie y sus variantes han sido un método estándar en la evaluación de la saturación de agua y por tanto en la saturación de hidrocarburos. Archie (1942) propone la forma básica de la ecuación, basada en una correlación empírica sobre la base de datos experimentales:

$$S_w = n \sqrt{\frac{a R_w}{\phi^m R_t}} \dots\dots\dots (Ec. 6.7)$$

Donde

$S_w$  = Saturación de agua

$a$  = constante derivada empíricamente

$m$  = exponente de cementación

$n$  = exponente de saturación

$\Phi$  = porosidad de la formación

$R_w$  = resistividad del agua in situ

$R_t$  = resistividad verdadera de la formación

La ecuación de Archie debe ser solucionada para encontrar la proporción de espacio poroso relleno por agua, el espacio remanente se asume que es relleno por hidrocarburos. Por tanto la saturación de hidrocarburos ( $S_{hc}$ ) es determinada como:

$$S_{hc} = 1 - S_w \dots\dots\dots (Ec. 6.8)$$

## 6.2 VOLUMEN DE ARCILLA

El cálculo del volumen de arcilla (V-shale) ha sido objeto de cierta confusión, generada principalmente por dos razones. La primera confusión deriva en como los petrofísicos a menudo utilizan los términos arcilla (clay) y shale indistintamente, y la segunda razón es que la lectura de Gamma Ray no responde ni a la arcilla ni al shale, sino más bien a las concentraciones de isotopos radioactivos asociados al shale y a la arcilla. La principal diferencia entre shale y arcilla (clay) se encuentra en el grado de litificación por procesos de enterramiento y diagénesis que sufren los shales, lo cual se ve reflejado en la reducción del tamaño de poro, reorientación de las partículas y cementación de las mismas. Otras diferencias como el comportamiento plástico que sufren las arcillas (clays) y el comportamiento quebradizo o inelástico de los shales pueden ser importantes en modelos geomecánicos y geodinámicos.

La arcillosidad es una mezcla de arcilla y limo, se denomina también como contenido de arcilla o “shale” en la roca, afecta la roca-almacén de diferentes maneras si la arcilla es laminada, dispersa o estructural. Generalmente la arcillosidad está asociada a disminuciones de permeabilidad y de porosidad efectiva en la roca-almacén.

Las expresiones utilizadas para determinar el volumen de arcilla en la formación se denominan indicadores de arcillosidad. Todos los registros pueden ser utilizados como indicadores de arcillosidad en el yacimiento. 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 la arcillosidad 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.

El v-shale en la formación incluye a la arcilla así como los silicatos de aluminio del limo; los granos de cuarzo del limo no son arcilla, por lo que parte del limo en la formación es incluido en la arcilla mientras que la otra parte debe ser incluida en la roca almacén. Este volumen es expresado como fracción del volumen de la roca, con valores entre 0 y 1, y así se debe utilizar en todos los cálculos. En la práctica se multiplica por 100 y se lo especifica en porcentaje. Por ejemplo:  $vsh = 0.15 = 15\%$ .

A continuación examinaremos dos indicadores de arcillosidad independientes obtenidos de un único registro. Los más comúnmente utilizados son:

### 6.2.1 V-shale Obtenido de la Resistividad Profunda

La ecuación general para el cálculo de la arcillosidad por medio de la resistividad es la siguiente:

$$V_{sh} = \frac{1}{b} \sqrt{\frac{R_{t_{sh}}}{R_t} \times \frac{R_{t_{max}} - R_{t_{log}}}{R_{t_{max}} - R_{t_{sh}}}} \dots\dots\dots (Ec. 6.9)$$

Donde

Vsh Fracción de arcilla o  $0 < vsh < 1$

Rt es la resistividad de la formación arcillosa, obtenida del registro en ohm-m

Rtsh es la resistividad de la arcilla adyacente ohm-m

Rtmax es la mayor lectura registrada en la zona a analizar n ohm-m

b es un coeficiente que depende de la relación Rsh /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 hidrocarburos. Teniendo en cuenta que en este proyecto se pretende corregir la resistividad debido a los diferentes efectos vistos en el Capítulo 5, no se recomienda el uso de esta expresión.

### 6.2.2 V-shale obtenido del Registro Gamma Ray

El registro gamma ray es el más usado para calcular la arcillosidad de las formaciones, sin embargo no da buenos resultados en zonas de dolomitas, arenas

radioactivas o en formaciones con alto contenido de feldespatos, en todos estos casos, el análisis con el registro gamma ray espectral suple estas deficiencias.

Debido a que los elementos radioactivos están generalmente concentrados en los minerales arcillosos, el registro de GR es muy utilizado en la determinación de la arcillosidad o vsh (fracción arcilla del volumen total de la roca) en las formaciones permeables. Básicamente se efectúa una interpolación lineal entre las lecturas de GR en formaciones limpias y arcillosas o “shales” (como se trata de una aproximación, se aconseja la utilización simultánea de otros indicadores):

Lineal:

$$V_{sh} = IGR \dots\dots\dots (Ec. 6.10)$$

En rocas antiguas o consolidadas (Larionov):

$$V_{sh} = 0.33 \times (2^{(2 \times IGR)} - 1) \dots\dots\dots (Ec. 6.11)$$

En rocas recientes no consolidadas (Larionov):

$$V_{sh} = 0.083 \times (2^{(3.7 \times IGR)} - 1) \dots\dots\dots (Ec. 6.12)$$

Clavier:

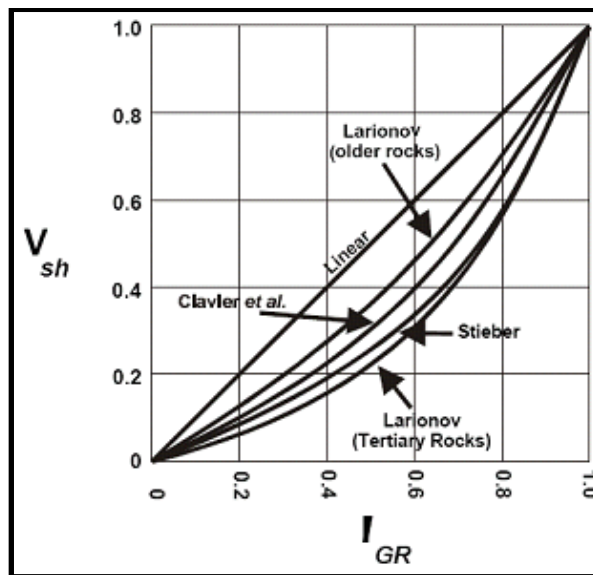
$$V_{sh} = 1.7 - (3.38 - (IGR + 0.7)^2)^{1/2} \dots\dots\dots (Ec. 6.13)$$

Stieber:

$$V_{sh} = 0.5 \times (IGR / (1.5 - IGR)) \dots\dots\dots (Ec. 6.14)$$

En la siguiente grafica de la figura 23 se presentan las tendencias de las diferentes correlaciones presentadas anteriormente. En la práctica se multiplica por 100 para expresar la arcillosidad en porcentaje (vsh = 0.20 = 20%).

Figura 23. V-shale vs Índice de GR



Fuente: Glover Paul, Petrophysics course notes (2000).

### 6.3 SATURACION DE AGUA

Existen varios métodos analíticos para el cálculo de la saturación por medio de los registros. Todos estos métodos analíticos de los registros parten de la ecuación de Archie vista en el numeral 6.1. Un parámetro importante es “n” el cual está relacionado a la historia de saturación de los diferentes fluidos y con la mojabilidad de las rocas. Rocas mojadas por agua a veces presentan valores de  $n < 2$  mientras las rocas mojadas por aceite presentan un valor de  $n > 2$ . Para determinar n de un corazón la relación  $R_0$  (resistividad de la roca saturada 100% de agua salada) y  $R_t$  se mide a diferentes saturaciones de agua. Aplicando el logaritmo a la ecuación 6.15 resulta en:

$$n \times \log(S_w) = \text{Log}(R_0 / R_t) \dots\dots\dots(\text{Ec. 6.15})$$

Donde la gráfica  $\text{Log}(S_w) = \text{Log}(R_o/R_t)$  genera una serie de puntos con una tendencia lineal, donde su pendiente arroja el valor de  $n$ .

### 6.3.1 Modificaciones a la ecuación de Archie

En los diferentes modelos de saturación existentes para yacimientos convencionales, se cumple que siempre son función principal de la arcillosidad de los yacimientos. Modelos de saturación para arenas limpias, son evaluados como caso base empleando el modelo Archie y yacimientos de arenas sucias son evaluados con Modelos Shaly Sand, como lo son Doble Agua, Simandoux e Indonesia, entre otros. La elección de un modelo u otro depende generalmente del tipo, distribución y cantidad de arcillas presentes en las arenas.

Las ecuaciones de la Tabla 3 evalúan las saturaciones de agua en las zonas lavada y virgen de formaciones areno-arcillosas. La diferencia básica entre estas tres ecuaciones es la forma en que cada una trata la arcillosidad, ya que las tres ecuaciones producen esencialmente el mismo resultado (la ecuación de Archie) cuando el volumen de arcilla es cero. La experiencia particularizada en cada campo normalmente indica cuál de las ecuaciones es la que produce mejores resultados 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, debe intentarse otras ecuaciones para verificar cuál es la más adecuada a las condiciones particulares de cada yacimiento.

Tabla 3. Principales modificaciones de la ecuación de Archie para cálculos de saturación en formaciones areno-arcillosas.

ECUACION	ZONA VIRGEN	ZONA LAVADA
INDONESIA	$\frac{1}{\sqrt{R_t}} = \left( \frac{v_{sh}^{(1-v_{sh})}}{\sqrt{R_{sh}}} + \frac{\phi^{m/2}}{\sqrt{a \cdot R_w}} \right) \cdot S_w^{n/2}$	$\frac{1}{\sqrt{R_{x0}}} = \left( \frac{v_{sh}^{(1-v_{sh})}}{\sqrt{R_{sh}}} + \frac{\phi^{m/2}}{\sqrt{a \cdot R_{mf}}} \right) \cdot S_{x0}^{n/2}$
NIGERIA	$\frac{1}{\sqrt{R_t}} = \left( \frac{v_{sh}^2}{\sqrt{R_{sh}}} + \frac{\phi^{m/2}}{\sqrt{a \cdot R_w}} \right) \cdot S_w^{n/2}$	$\frac{1}{\sqrt{R_{x0}}} = \left( \frac{v_{sh}^2}{\sqrt{R_{sh}}} + \frac{\phi^{m/2}}{\sqrt{a \cdot R_{mf}}} \right) \cdot S_{x0}^{n/2}$
SIMANDOUX	$\frac{1}{R_t} = \frac{v_{sh}^2 \cdot S_w^{n/2}}{R_{sh}} + \frac{\phi^m \cdot S_w^n}{a \cdot R_w \cdot (1-v_{sh})^2}$	$\frac{1}{R_{x0}} = \frac{v_{sh}^2 \cdot S_{x0}^{n/2}}{R_{sh}} + \frac{\phi^m \cdot S_{x0}^n}{a \cdot R_{mf} \cdot (1-v_{sh})^2}$

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

La ecuacion Waxman Smits and Thomas deriva un término de la conducción de las arcillas que corrige la disminución de la resistividad. La ecuación fue desarrollada de observaciones de experimentos de laboratorio y mediciones, definiendo la saturación de agua como:

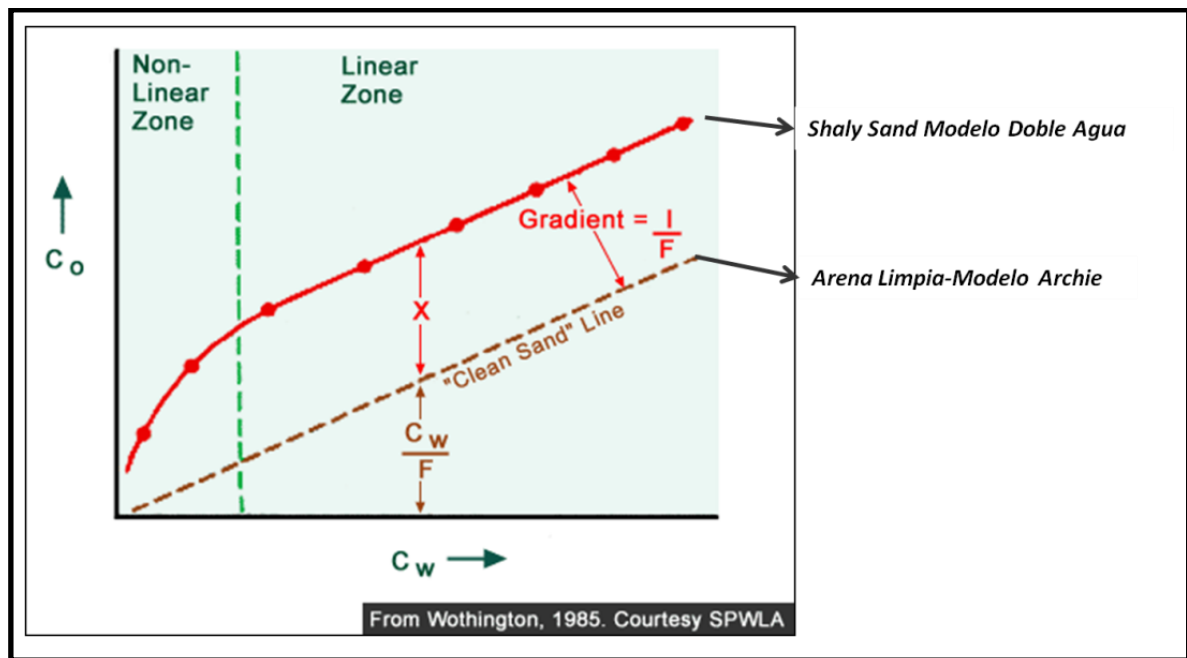
$$S_w = \sqrt[n]{\frac{a}{\phi^m} \times \frac{R_w}{R_t \left( 1 + \frac{R_w B Q_v}{S_w} \right)}} \dots \dots \dots (Ec. 6.16)$$

Esta ecuación se resuelve de forma iterativa. Donde b es la conductancia equivalente a la capacidad de intercambio catiónico de la arcilla (CEC) y Qv es el CEC de la roca por unidad de volumen. Su principal desventaja es que necesita de una gran base de datos de medidas de CEC en las muestras de corazones, por lo cual se convierte en un método poco atractivo, pero es 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. En la figura 24, la línea café, representa el

modelo de Archie para una arena limpia, donde la conductividad de la roca es una función lineal de la conductividad de la salmuera en el medio poroso. La línea roja, representa la respuesta frente a una formación arcillosa, en su parte inicial, donde la línea café presenta su zona lineal, se observa claramente que esa relación (en la línea roja) ya no es lineal, esto sucede porque la conductividad está afectada por el agua y la estructura química de las arcillas. Cuando esto pasa la conductividad de la roca aumenta disminuyendo proporcionalmente la resistividad de la formación, y por ende sobreestimando el valor final de saturación de agua.

Figura 24. Comparación del modelo Doble Agua con el modelo de Archie.



Por otro lado, el Factor de Formación (FF), se verá afectado (valores más altos) si es evaluado en la sección no lineal, generando valores más bajos en el exponente de cementación (m).

En el capítulo de integración al modelo petrofísico se explicara cual fue el modelo utilizado y las razones de su selección.

## 7. CONCEPTOS DE GEOESTADISTICA

Matheron (1962) define a la geoestadística como la aplicación de la teoría de las Variables Regionalizadas a la estimación de procesos o fenómenos geológicos en el espacio. Esta herramienta ofrece una manera de describir la continuidad espacial, que es un rasgo distintivo esencial de muchos fenómenos naturales, y proporciona adaptaciones de las técnicas clásicas de regresión para tomar ventajas de esta continuidad (Isaaks & Srivastava, 1989). Cuando el objetivo es hacer predicción, la geoestadística opera básicamente en dos etapas. La primera es el análisis estructural, en la cual se describe la correlación entre puntos en el espacio. En la segunda fase se hace predicción en sitios de la región no muestreados por medio de la técnica kriging.

### 7.1 VARIABLE REGIONALIZADA

Se nombra como variable regionalizada  $z(x)$  a la variable distribuida en el espacio de manera tal que presenta una estructura espacial de correlación.

Una definición más rigurosa matemáticamente equivalente consistiría en decir que una variable regionalizada es una variable aleatoria  $z$  definida en un punto del espacio  $(x)$ . Donde  $(x)$  es un punto en el espacio tridimensional, es decir:

$$(x) = (X_1, X_2, X_3).$$

Este fenómeno puede ser interpretado en términos de Función Aleatoria (FA), es decir, a cada punto  $x$  del espacio se le asocia una Variable Aleatoria (VA)  $Z(x)$ , para dos puntos diferentes  $x$  e  $y$ , se tendrán dos VAs  $Z(x)$  y  $Z(y)$  diferentes pero no independientes, y es precisamente su grado de correlación el encargado de reflejar la continuidad del fenómeno en estudio, de modo que el éxito de esta técnica es la determinación de la función de correlación espacial de los datos

(Zhang, 1992). El Krigeaje, tiene como objetivo encontrar la mejor estimación posible a partir de la información disponible, y en efecto, el valor estimado obtenido  $Z^*(x)$  de un valor real y desconocido  $Z(x)$ , consiste en una combinación lineal de pesos asociados a cada localización donde fue muestreado un valor  $Z(x_i)$  ( $i = 1, \dots, n$ ) del fenómeno estudiado, observando dos condiciones fundamentales:

1. Que el estimador sea insesgado.  $E[Z^* - Z] = 0$
2. Que la varianza  $\text{Var}[Z^* - Z]$  sea mínima, consiguiéndose de este modo minimizar la varianza de error de estimación.

el krigeaje utiliza en la estimación las características de variabilidad y correlación espacial del fenómeno estudiado, por lo que su uso implica un análisis previo de la información con el objetivo de definir o extraer de esta información inicial un modelo que represente su continuidad espacial. Una vez logrado, se encuentra en condiciones de obtener el mejor valor posible en cada localización o bloque a estimar a partir de los datos medidos, acompañada de la varianza de krigeaje como medida del error de la estimación realizada (Armstrong y Carignan, 1997), lo que distingue al krigeaje de otros métodos de interpolación (Abasov et al., 1990; de Fouquet, 1996; Carr, 1995).

### 7.1.1 Variable Aleatoria Regionalizada

Journel y Huijbregts (1978) definen una variable regionalizada como una variable distribuida en el espacio la cual es puramente descriptiva y que a su vez envuelve una interpretación probabilística, lo que significa que, desde el punto de vista matemático una variable regionalizada es simplemente una función  $f(x)$  que toma valores en todos los puntos  $x$  de coordenadas  $(x_i, y_i, z_i)$  en el espacio tridimensional. Sin embargo, es muy frecuente que estas funciones varíen tan

irregularmente en el espacio que impide un estudio matemático directo, y se hace necesario realizar un análisis de variabilidad de la información disponible. Un valor medido en cada punto  $x_i$  es considerado como una realización  $z(x_i)$  de una VA  $Z(x_i)$  cuya media es  $m(x_i)$ .

En los puntos  $x$  donde no existen valores medidos es desconocida la propiedad que se estudia, pero están bien definidos y pueden asimismo considerarse variables aleatorias  $Z(x)$ . Al conjunto de todas las mediciones  $z(x)$  en el área de estudio de la variable regionalizada puede considerarse como una realización particular del conjunto de VAs  $Z(x)$ ,  $x \in$  área de estudio. A este conjunto de variables aleatorias (Vas) se llama Función Aleatoria y se escribe  $Z(x)$  (Journel y Huijbregts, 1978).

De modo que al extender el concepto de función aleatoria al espacio de una o más dimensiones, aparece la noción aleatoria y estructural de una variable regionalizada: primero  $Z(x)$  como VA y segundo que las VAs  $Z(x)$  y  $Z(x+h)$  no son en general independientes, si no que están relacionadas por la estructura espacial de la variable regionalizada original  $Z(x)$ .

## 7.2 ANALISIS EXPLORATORIO

El análisis exploratorio de los datos es un conjunto de técnicas estadísticas cuya finalidad es conseguir un entendimiento básico de los datos y de las relaciones existentes entre las variables analizadas. Para conseguir este objetivo el A.E.D. proporciona métodos sistemáticos sencillos para organizar y preparar los datos, detectar fallas en el diseño y recopilación de los mismos, tratamiento y evaluación de datos ausentes (missing), identificación de casos atípicos (outliers) y comprobación de los supuestos subyacentes en la mayor parte de las técnicas multivariantes - normalidad, linealidad, etc.

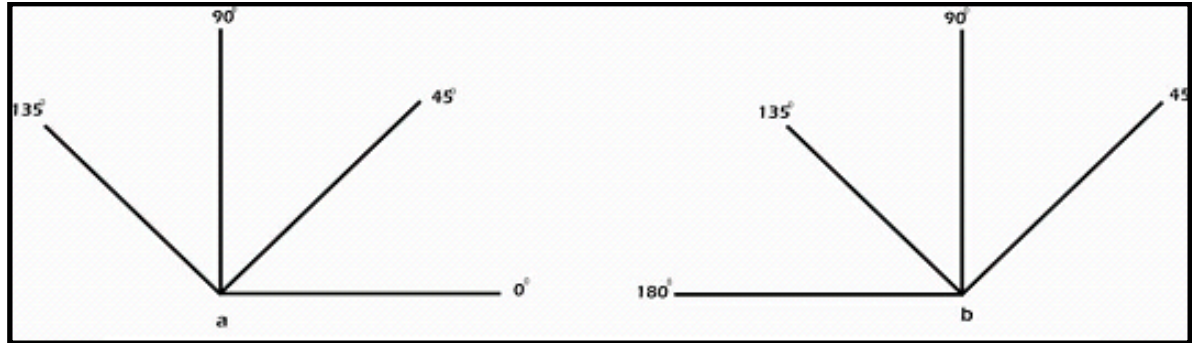
### 7.3 ANALISIS ESTRUCTURAL

En esta parte del análisis geoestadístico se desarrollan los semivariogramas experimentales y se ajustan a los modelos teóricos. El cálculo del semivariograma experimental es la herramienta geoestadística más importante para determinar cómo la variable cambia de una localización a otra (Lamorey y Jacobsom, 1995; Issaks & Srivastava., 1989); el semivariograma es la herramienta más importante de que dispone el geoestadístico para el análisis del fenómeno o de la variable de distribución espacial en estudio (Issaks & Srivastava., 1989).

Tiene como condicionantes: la distribución estadística, la existencia de valores anómalos, la presencia de zonas homogéneas o posibles zonaciones en la distribución de las leyes. Puede ser calculado inicialmente el semivariograma medio, global u “omnidireccional”, proporcionando una idea inicial de la variabilidad espacial de los datos, convirtiéndose esto en lo más idóneo para representar u obtener una estructura clara y definida. Posteriormente deben ser calculados los semivariogramas en diferentes direcciones, puede ser calculado en 4 direcciones separadas  $45^{\circ}$  con tolerancia angular de  $22.5^{\circ}$ , comenzando por  $0^{\circ}$  (figura 25a) hasta encontrar la dirección de máxima o mínima variabilidad (figura 25b), pueden ser calculados también, más específicamente, en 8 direcciones separadas por  $22.5^{\circ}$ .

Una forma rápida y práctica de visualizar la existencia de anisotropía es mediante el cálculo del “Mapa de Variogramas” (Frykman y Rogon, 1993), el cual además permitirá obtener la dirección inicial aproximada para el cálculo de los semivariogramas direccionales, permitiendo un análisis adecuado de anisotropía. Posteriormente, dependiendo de la continuidad espacial, es suficiente sólo calcular dos semivariogramas separados  $90^{\circ}$ .

Figura 25. Direcciones en el cálculo de variograma, (a) barrido con ángulo cero; (b) barrido con ángulo 45°. (Modificado de “Caracterización Geoestadística de esfuerzos en el Piedemonte llanero Colombiano”; Gómez G., D; Vélez B., J. 2007.)



### 7.3.1 El Semivariograma experimental

La varianza de los incrementos de una variable regionalizada es finita. A esta función denotada por  $2\gamma(h)$  se le denomina variograma. Se define como la media aritmética de todos los cuadrados de las diferencias entre pares de valores experimentales separados una distancia  $h$ :

$$\begin{aligned}
 2\gamma(h) &= V(Z(x+h)-Z(x)) \\
 &= E\left((Z(x+h)-Z(x))^2\right) - \underbrace{\left(E(Z(x+h)-Z(x))\right)^2}_0 \\
 &= E\left((Z(x+h)-Z(x))^2\right) \quad (\text{Ec. 7.1})
 \end{aligned}$$

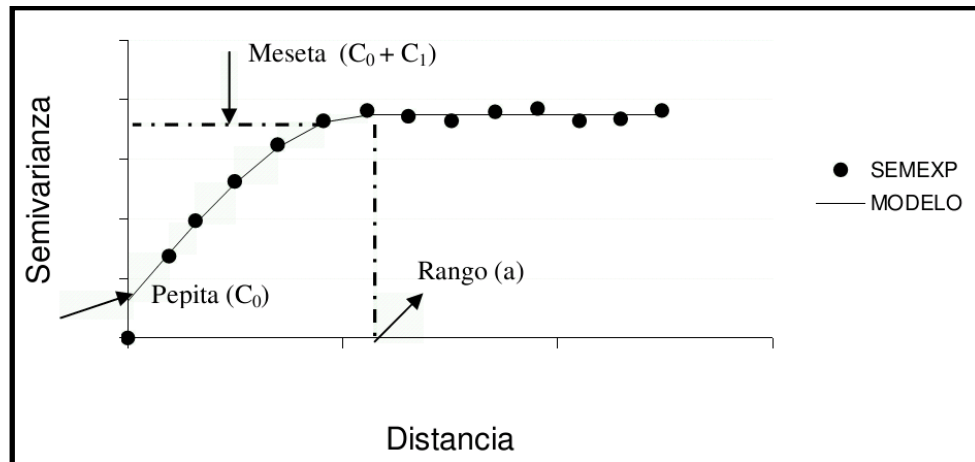
Donde;  $\gamma(h)$  hace referencia la función semivariograma, la cual se obtiene por medio de la siguiente ecuación:

$$\gamma^*(h) \simeq \frac{1}{2N(h)} \sum_{i=1}^{N(h)} [Z(x_i+h) - Z(x_i)]^2$$

Donde,  $Z(x)$  es el valor de la muestra a una distancia  $x$  y  $Z(x+h)$  es el valor del segundo par de muestras.  $N_p(h)$  es el número de pares de muestras separadas

una distancia  $h$ , la cual indica el Incremento.  $Z(x_i)$  son los valores experimentales y  $x_i$  las localizaciones donde son medidos los valores  $z(x_i)$ . En la figura 26 se muestran las principales partes de un semivariograma.

Figura 26. Componentes principales de un semivariograma.



**Meseta:** Es el valor límite constante, que coincide con la varianza de la Muestra  $z$ . Cuando el proceso es estacionario.

**Rango:** Es el valor que marca la zona de influencia en torno a un punto, Más allá la autocorrelación es nula.

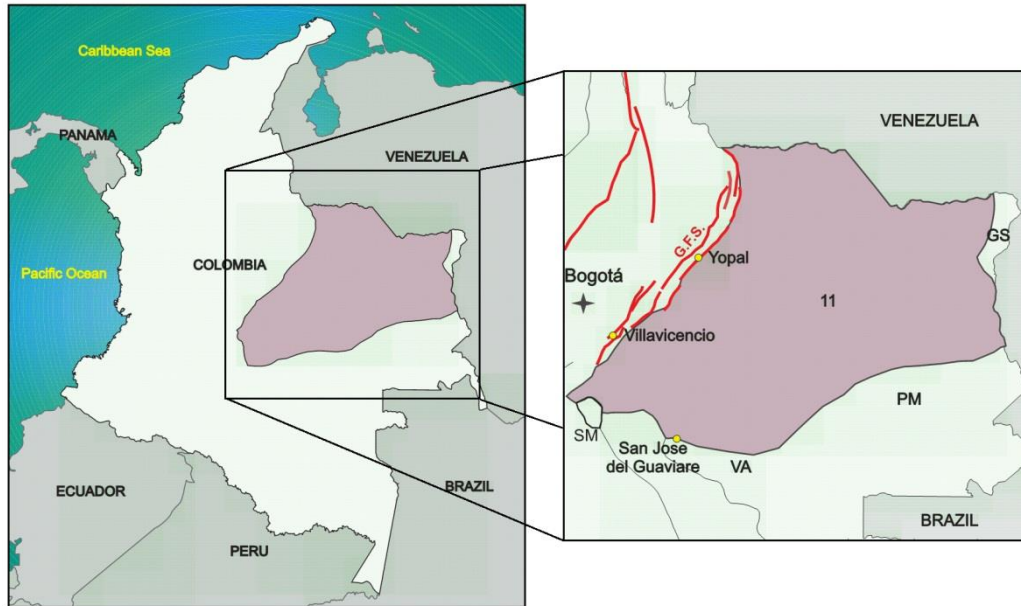
**Efecto pepita:** Aunque  $(0) = 0$ , con frecuencia el semivariograma es discontinuo en el origen, con un salto finito que se denomina efecto pepita.

Una vez construido el variograma experimental o semivariograma, se debe ajustar este a un modelo teórico (Journel, A., Huijbregts, Ch. Mining Geoestatistic. Ed. Academic Press, 1978), con el fin de determinar las características de la relación espacial de los datos para ser utilizadas posteriormente en la estimación o simulación. La selección del variograma y de sus parámetros es el paso más importante en el proceso de realización de un estudio geoestadístico, ya que sus parámetros describen las zonas de influencia de todo el reservorio.

## 8. GEOLOGIA Y ESTRATIGRAFIA DE LA CUENCA DE LOS LLANOS

### 8.1 LOCALIZACION GEOGRAFICA

Figura 27. Localización geográfica de la cuenca de los llanos orientales.



La cuenca de Llanos está ubicada al oriente del país, está conformada por los departamentos de Arauca, Meta, Casanare, Vichada, Guainía y Guaviare (figura 27). Tiene unos 220.000Km<sup>2</sup> de los cuales 153.000Km<sup>2</sup> corresponden al área de prospectividad para los hidrocarburos, 96.000Km<sup>2</sup> de sísmica, 1.000Km de Aero gravimetría y Aero magnetometría, 1.360 Pozos perforados, 136 campos productores\*, con una producción diaria en promedio de cerca 435kbpd, de los cuales 187.000 son crudos pesados, 121.000 son crudos livianos, donde los grados API están entre 22°-42°<sup>1</sup>. CDP, AHN 2008.

## 8.2 MARCO GEOLOGICO REGIONAL

La cuenca de los Llanos está limitada por el sistema de fallas de Guaicaramo al oeste y por el Escudo de Guyana al este, incluyendo una cuña de depósitos Cenozoicos que se van adelgazando hacia el este (COOPER et al. 1995). La geometría de la cuenca y las relaciones de traslape (onlap) de los estratos del Cenozoico sobre las rocas más antiguas, indican que la cuenca de los Llanos constituye un sistema de antepaís adyacente a un Orógeno, que corresponde a la Cordillera Oriental.

La Cuenca de Los Llanos Orientales es una bloque hundido entre la Cordillera Oriental y el Escudo de Guayana, con un prisma sedimentario de 13 Km de espesor, con rocas marinas y continentales del Paleozoico, Cretáceo, Terciario y Cuaternario, que se adelgazan hacia el oriente hasta desaparecer sobre el Escudo (Figura 28). La Cuenca presenta pliegues y fallas de cabalgamiento en el piedemonte, y fallas normales hacia el oriente (COOPER et al. 1995).

El piedemonte llanero representa la transición entre un cinturón deformado y una cuenca antepaís. El cinturón deformado avanza hacia el oriente por el fracturamiento y desplazamiento de las unidades litológicas, mediante fallas de bajo ángulo. El origen de estas deformaciones se asocia a la convergencia que tiene las diferentes placas tectónicas en la parte Norte de Suramérica, desde el cretácico superior hasta el reciente, lo cual ha permitido esfuerzos tangenciales en el escudo y ha generado importantes movimientos de rumbo (Ingeominas, 2004).

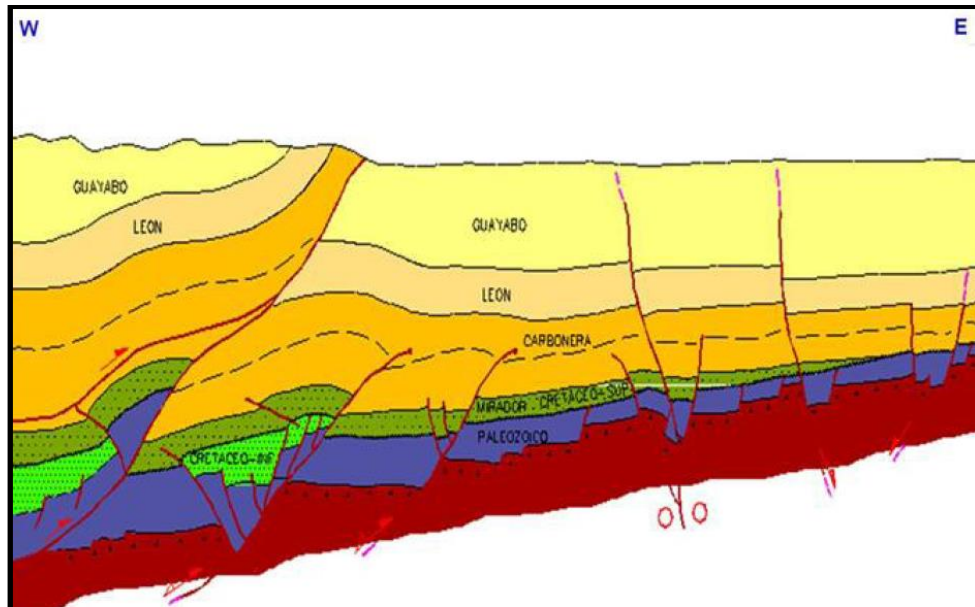
La Acreción de la Cordillera Occidental al Continente Suramericano durante el Cretácico Tardío al Eoceno Medio permitió la creación del espacio de acomodación, donde una secuencia de sedimentos de la Cuenca Antepaís pudo ser depositada. Este proceso de sedimentación finalizó con un importante evento

tectónico de deformación ocurrido hacia el Eoceno Medio en este sector de la cuenca, el cual permitió el restablecimiento de una etapa de sedimentación en la Cuenca de Antepaís, específicamente en las áreas de la Cordillera Oriental y de los Llanos, generando los depósitos fluviales, de llanuras costeras y perimareales de las Formaciones Mirador y Carbonera durante el Eoceno Medio y el Oligoceno (COOPER et al. 1995).

La Cuenca de los Llanos, puede dividirse en dos dominios estructurales principales: dominio del Piedemonte y dominio de los Llanos, este último puede dividirse a su vez en dos subdominios bien definidos: Llanos de Casanare-Arauca y Llanos del Meta.

El campo de estudio se describe como un monoclinal de rumbo NNE-SSW, localizado en una porción de la cuenca de Antepaís, donde sedimentos Paleógenos y Neógenos descansan sobre rocas Precámbricas y Paleozoicas del Escudo de la Guyana. Localizado bajo el subdominio estructural de Llanos del Meta, cuyo estilo presenta fallas normales con vergencia hacia el Oeste y sus correspondientes fallas antitéticas con vergencias hacia el Este (ver figura 28) causadas por flexión, en respuesta a la carga tectónica impuesta por la Cordillera Oriental.

Figura 28. Corte esquemático Regional de la Cuenca de los Llanos Orientales (Ecopetrol, 1995)



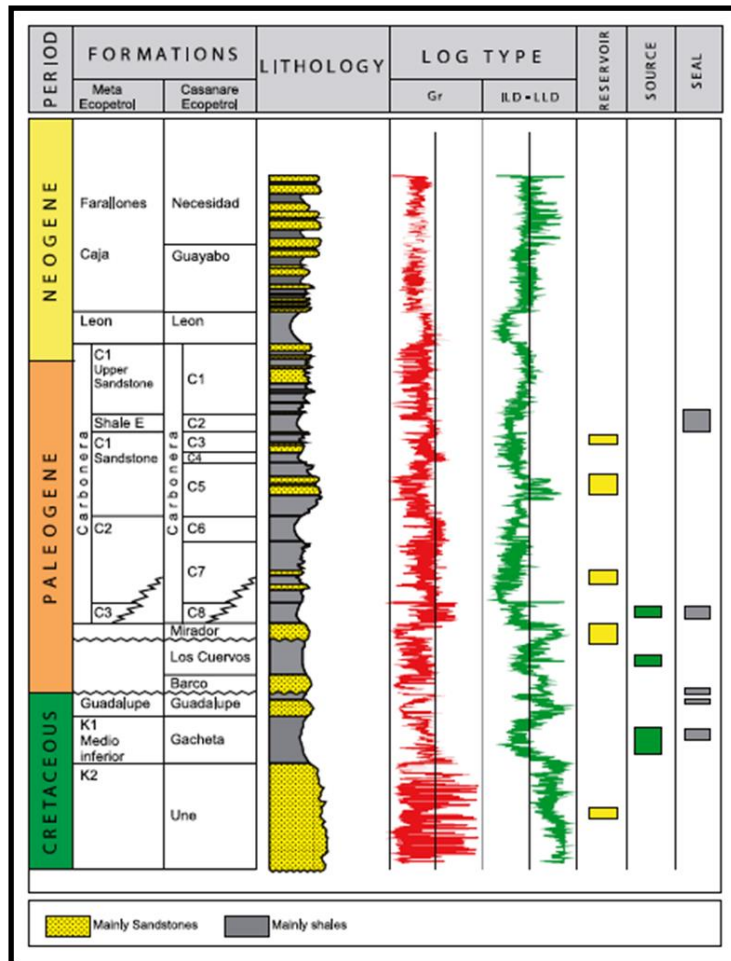
### 8.3 MARCO ESTRATIGRAFICO

La cuenca de los Llanos Orientales, es una depresión estructural asimétrica del tipo foreland, limitada al Norte por el Arco de Arauca, que la separa de las cuencas Venezolanas de Apure y Barinas; al Oeste y hacia el borde Este de la cordillera Oriental por el sistema de fallas Guaicaramo – Yopal- Santamaría; al Sur por la Serranía de la Macarena y el Arco de Vaupés (Meza, C., et al., 1993).

La geometría de las unidades litoestratigráficas que rellenan la cuenca de Foreland es de doble cuña asimétrica, de manera que desde el borde del Escudo de la Guyana (relación de traslape u onlap de los estratos de la Formación Carbonera sobre las arenas paleozoicas, ver figuras 29, 30 y 31) aumentan el espesor poco a poco hasta llegar al depocentro y a partir de él disminuye el espesor hasta el frente de la Cordillera Oriental. El depocentro por tanto se

localiza muchos más cerca de la Cordillera Oriental que del Escudo de la Guyana, sin embargo Cooper et al., (1995) deduce que el depocentro de la cuenca fue migrando gradualmente hacia el este a través del Terciario, puesto que el relleno de la cuenca y el levantamiento continuo de la Cordillera Oriental generó espacio de acomodación en la parte distal de la cuenca de antepaís (Flanco Oriental), reactivación de fallas y la migración hacia el este del alto flexural (Bayona et al. 2008). La migración hacia el este de la ondulación flexural generó las condiciones para la depositación de las areniscas cuarzosas basales (Arenas Basales de la Formación Carbonera), uno de los reservorios más importantes en el área (Bayona et al. 2008).

Figura 29. Columna Estratigráfica Generalizada De La Cuenca Llanos Orientales.



Tomada de Colombian Sedimentary Basins (2007).

La estratigrafía del campo comprende el basamento Paleoproterozoico, Paleozoico y las secuencias sedimentarias de la Formación Carbonera, (la cual se encuentra dividida en 7 Unidades), León, y Guayabo (Ver figura 29) las cuales se describirán a continuación.

### **8.3.1 PALEOPROTEROZOICO**

Conformado por el escudo Guayanés, del cual hacen parte rocas Ígneas y Metamórficas de alto grado, como neises, migmatitas, granitos, meta-sedimentos conglomeraticos, arenáceos y volcánicos, que afloran al occidente de la cuenca del Río Orinoco y en la Serranía de la Macarena, Representadas por el Complejo Migmatítico de Mitú y el Granito de Parguaza, datadas entre 1025 y 1600 ma. (Jimenez J.M., 2010)

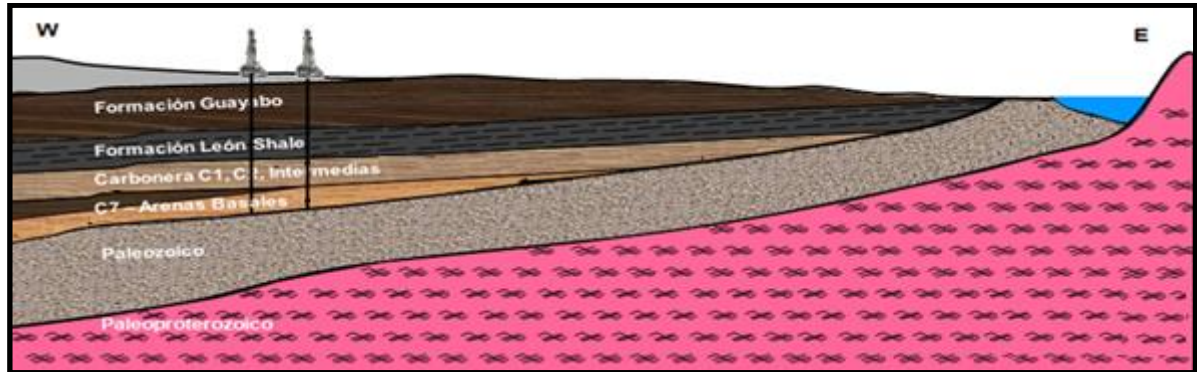
### **8.3.2 PALEOZOICO**

La secuencia Paleozoica se encuentra en contacto discordante sobre el basamento cristalino. Su depositación comenzó a finales del cámbrico, comienzos del Ordovícico, con una transgresión marina.

### **8.3.3 MESOZOICO**

Las rocas sedimentarias del mesozoico en la zona de estudio se encuentran haciendo onlap sobre el basamento Paleozoico como se puede observar en la figura 30.

Figura 30. Configuración de Onlap sobre de las rocas terciarias sobre las rocas paleozoicas en la parte oriental de cuenca de los llanos. Fuente: Autor



### Formación Carbonera

Esta formación se divide en 3 grandes grupos que son de base a tope: Unidad Arenas Basales, Intermedias y C2 – C1 (ver figura). La formación Carbonera está limitada de base a tope por las superficies de máxima inundación o de mayor relación Acomodación/Sedimentación y con contactos transicionales entre la formación infrayacente Mirador y la suprayacente León. Este evento de inundación es fácilmente identificado en el área, existe un pinchamiento del Cretáceo, Paleoceno y Eoceno hacia la parte occidental – central del sector de estudio que controla la posición estratigráfica de las arenas C7, C5, C3 y C1 de la Formación Carbonera entre el Oligoceno – Mioceno medio.

### Arenas Basales (C7)

El grupo arenas basales también denominado C7, está compuesto por una secuencia masiva de arenas, las cuales hacen parte del principal reservorio de la cuenca de los Llanos, son depósitos fluviales que presentan una intercalación lodolitas y arcillolitas de las llanuras de inundación, y areniscas de depósitos de barra y crevasse splay. De acuerdo a los registros de pozo las arenas de interés

tienen porosidades entre 20-30%, permeabilidades entre 1000-28000 MiliDarcy y un bajo contenido de arcilla en la matriz (Vclay).

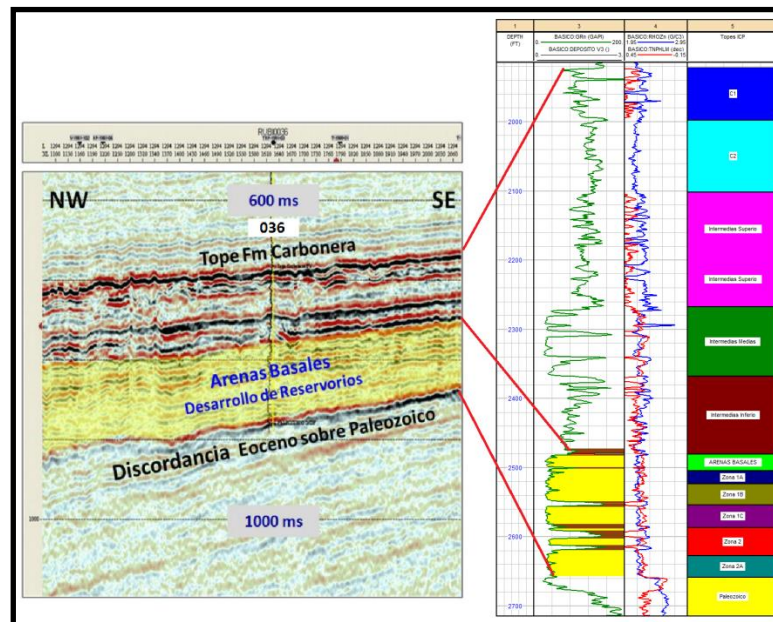
### Arenas Intermedias (C6, C5, C4, C3)

Esta unidad la constituyen intercalaciones de lodolitas de ambientes lacustres o de llanura de inundación y areniscas de depósitos de rellenos de lagos o complejos de crevasse splay (Jiménez J.M., 2010).

### C2 – C1

La unidad C2 es predominantemente lodosa hacia la base, interpretada como depósitos de lagos; hacia el tope se encuentran intercalaciones de arena que aumentan sus espesor en la misma dirección como depósitos progradantes lacustres. La unidad C1 corresponde a areniscas de canales fluviales hacia la base con areniscas de complejos crevasse splay en el centro de la formación y lodolitas lacustres o de llanura de inundación al tope de la unidad.

Figura 31. Columna Estratigráfica de la Formación Carbonera vista sobre los registros del pozo 036, la cual se correlaciona con una sección sísmica que pasa por el mismo pozo.



Fuente: Registro: Elaboración propia. Sección sísmica: tomada de Bayona et al., (2008).

### **8.3.4 CENOZOICO**

#### **Formación León (Mioceno Medio)**

Esta formación consiste de una secuencia arcillosa de depósitos lacustres, con pequeñas interestratificaciones arenosas y carbonosas, color gris verdoso y café ocasionalmente micáceo. Se depositó en un ambiente marino transicional. (Robertson Research, 1985).

#### **Formación Guayabo (Mioceno Superior – Plioceno)**

Se define como una secuencia de areniscas, lodolitas y arcillolitas interestratificadas. Las lodolitas son de colores gris, café, crema y rojo. Las areniscas son macizas y friables (Robertson Research, 1985), el ambiente de depositación de esta formación es fluvial continental. Posee un espesor aproximado de 5.000 pies, y se encuentra en contacto neto con la formación León.

**Cuaternario.** Está representado por sedimentos aluviales y terrazas bien desarrolladas, con predominancia de gravas no consolidadas con espesores variables a la ancho de la cuenca.

### **8.4 ASPECTOS SEDIMENTOLOGICOS DEL CAMPO EN ESTUDIO**

A continuación se hará una breve descripción de algunos aspectos sedimentológico y del ambiente de depositación de la Formación Carbonera, principal reservorio en la zona de estudio.

### 8.4.1 Tipos de Depósito Predominantes

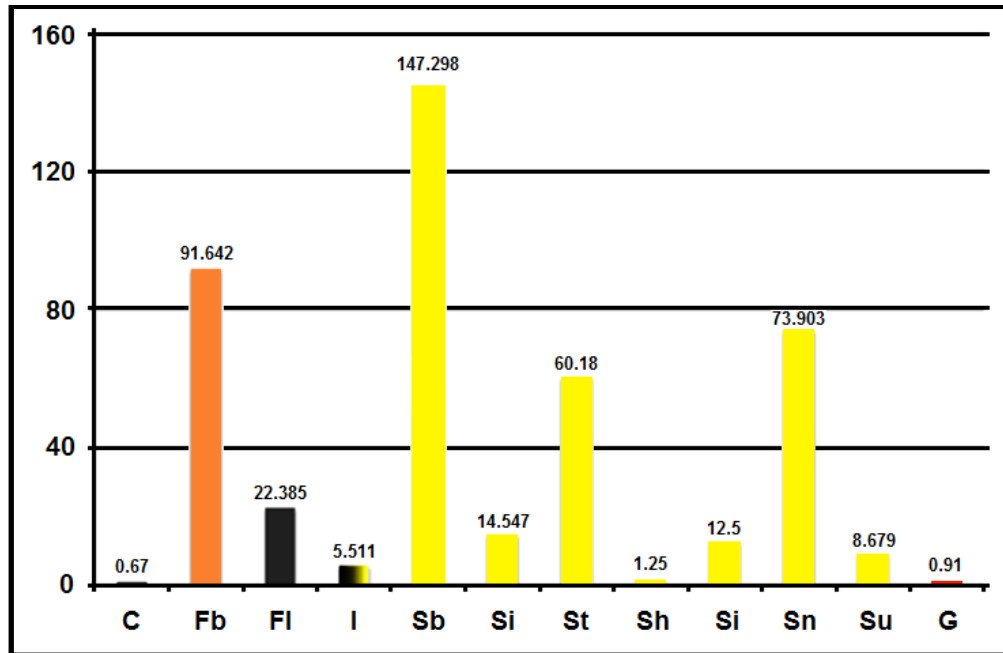
Las facies encontradas en corazones del campo en estudio son principalmente depósitos de tipo fluvial. Sin embargo, en algunos intervalos se reconocieron facies que evidencian influencia mareal. No es nuestro propósito describir cada una de las facies encontradas en la unidad reservorio, por lo tanto nos limitaremos a nombrar cada una de las facies y los diferentes tipos de depósitos encontrados en el campo en estudio.

Tabla 4. Principales Facies descritas en el modelo sedimentológico (2011-2012) del campo en estudio.

FACIES	NOMENCLATURA
Facies de conglomerado matriz soportado	Gi
Facies de Arenitas	S
Facies de arenitas con estratificación cruzada en artesa	St
Facies de arenitas laminadas	Sl
Facies de arenitas bioturbadas	Sb
Facies de arenitas con bioturbación por raíces	Sbr
Facies de arenitas bioturbadas por Ophiomorphas	Sbs
Facies de lutitas bioturbadas	Fb
Facies de lutitas laminadas	Fl
Facies carbón	C
Facies arenitas con intercalaciones de lutitas	lfs

En el campo en estudio la facie predominantes es sin duda las facies de arenitas y en menor grado las facies de lutitas como se ve en el gráfico de la figura 32.

Figura 32. Histograma de facies presentes en la zona de estudio.



Fuente: Informe Técnico ICP-ECOPETROL

Esto es importante, porque a pesar de que las facies de arenitas sean el principal reservorio, el objetivo en el análisis de los pozos horizontales (para la corrección de su resistividad) es el reconocimiento de las capas lodosas, lo cual permitirá un excelente mapeo de los cuerpos de arena y lodo en el campo en estudio (esto será ampliamente explicado en el capítulo de Integración al Modelo Geoestadístico).

Las diferentes asociaciones de facies encontradas en el campo de estudio corresponden a 12 diferentes tipos de depósito, los cuales se resumen en la figura 33.

Figura 33. Tipos de depósito presentes en el campo en estudio.



Fuente: Modificado Informe Técnico ICP-ECOPETROL

#### 8.4.2 Ambiente de Depositación

En la zona donde se ubica el campo en estudio, se tienen sedimentos depositados en un ambiente fluvial, el cual presenta una transición gradual de este a oeste de

ríos de baja sinuosidad a ríos de media a alta sinuosidad, ambos dominados por sedimentos tamaño arena, es decir, una transición de ríos trenzados a ríos meandriformes respectivamente. Hacia el este del campo las barras de canal tienen un mejor desarrollo de sus espesores y un bajo desarrollo de depósitos de planicie de inundación, hacia el oeste el desarrollo de las barras disminuye e incrementa al mismo tiempo los espesores de los depósitos de Planicie de inundación.

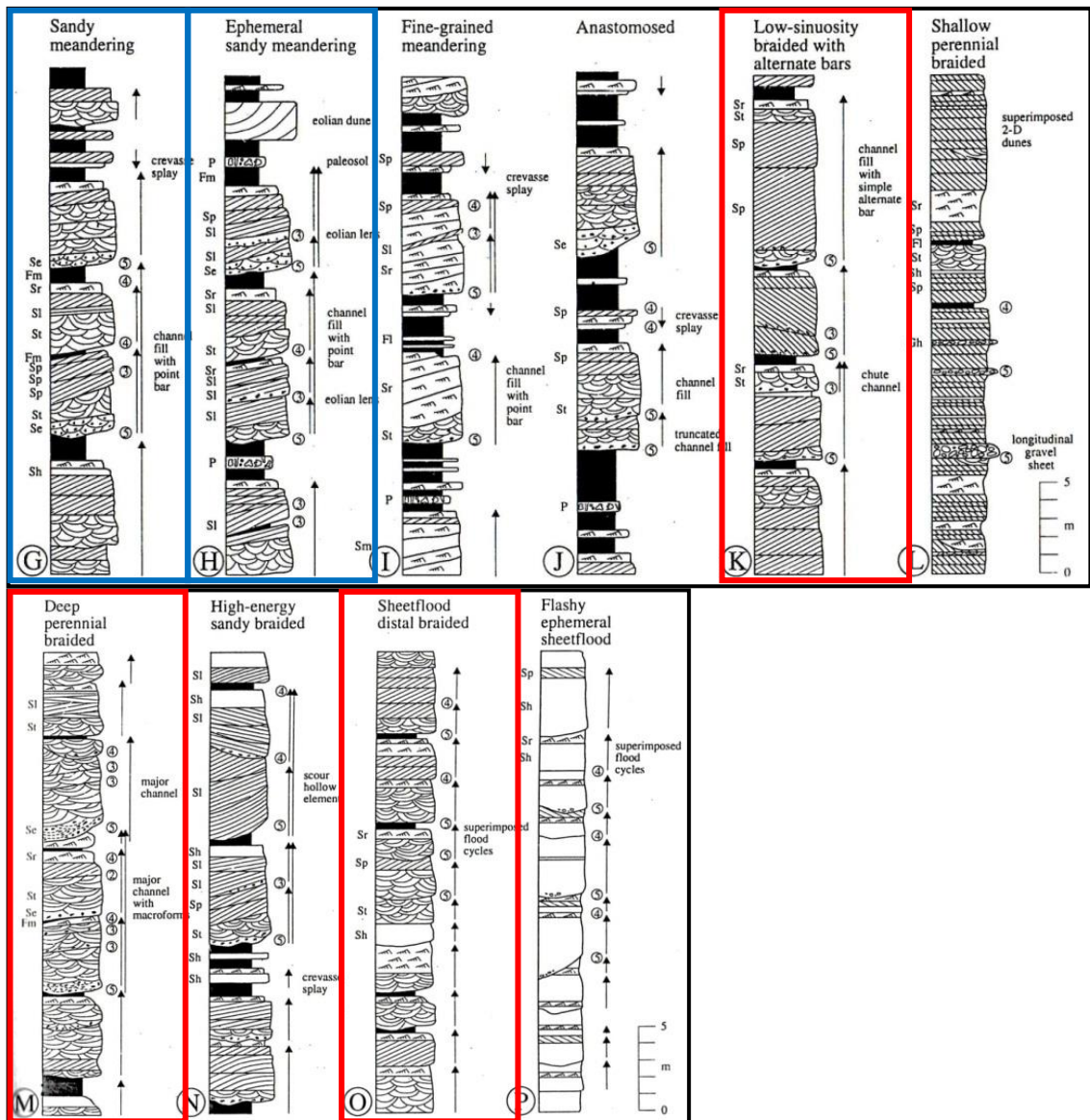
La identificación del tipo de ríos que formaron los depósitos en el campo en estudio se basó en la clasificación de Miall (1985), la cual tiene en cuenta el conjunto de litofacies encontradas, los perfiles verticales típicos y el tipo de sedimento que transportan. Sobre el tamaño de grano se puede concluir que todo el sistema estuvo dominado a lo largo del área de estudio por sedimentos tamaño arena. Por otro lado, el desarrollo de depósitos de acreción vertical (depósitos de overbank) es más potente hacia el oeste que hacia el este del campo.

Hacia el este del campo, el ambiente fluvial es de tipo de trenzado, que junto con las estructuras de estratificación cruzada en artesa se puede llegar a tener ríos tipo: a) Trenzado de baja sinuosidad con barras alternadas (Tipo K), b) Trenzado perenne profundo (Tipo M) o c) Trenzado de planicie distal (Tipo O), Según Miall, (1985) (ver recuadros en rojo de la figura 34). Como ya se dijo, hacia el costado oeste del campo, los depósitos de acreción vertical llegan a desarrollar mayor espesor, interrumpiendo los depósitos de barras de canal por depósitos de overbank. De esta manera hacia el oeste del campo predominan los depósitos asociados a ríos meandriformes que pueden llegar a ser: a) Meandriforme Arenoso (Tipo G) o b) Efímero Meandriforme Arenoso (Tipo H), según Miall (1985) (Ver recuadros azules de la figura 34).

Lo dicho anteriormente es muy importante como se verá en el capítulo de Integración al Modelo Geoestadístico, donde se construyen mapas de probabilidad de arena con ayuda de los pozos horizontales, los cuales tienen una muy buena

correlación con el tipo de depósito predominante tanto al este como al oeste del campo.

Figura 34. Perfiles verticales y conjuntos de litofacies típicos de los ríos tipo G-L según la clasificación de Miall (1996).



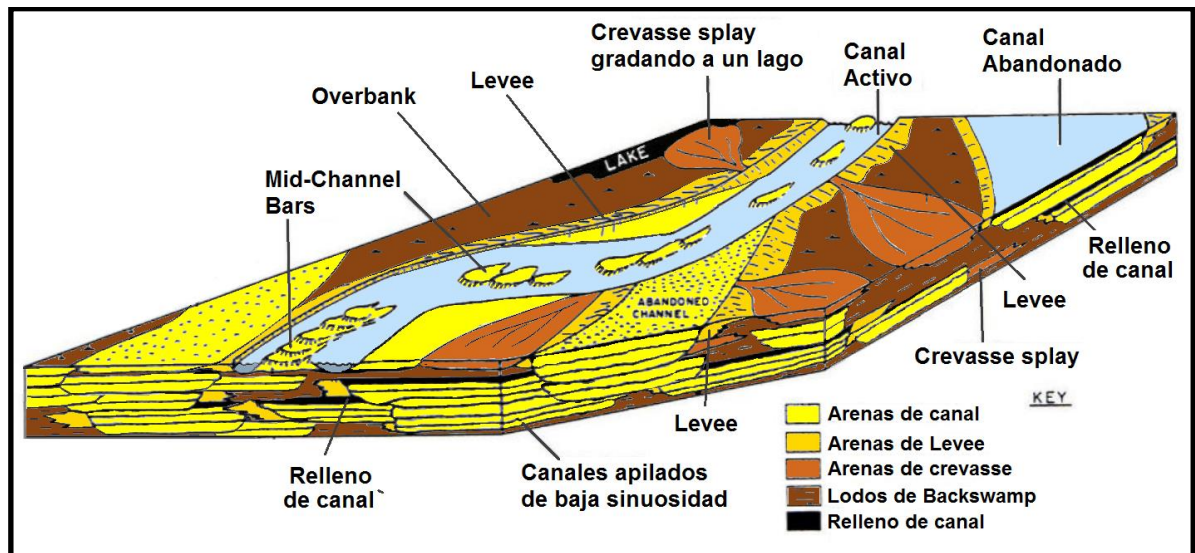
Fuente: Tomado de Miall (1996)

Un ejemplo esquemático del ambiente de depositación se ilustra en la figura 35, donde los cuerpos de arena de la unidad reservorio son originados en canales de

baja sinuosidad, resultado de la acreción vertical de la arena en depósitos de channel bars (barras laterales, barras trenzadas de mitad de canal), rellenos de canal (característicamente con lodos al tope de los canales), depósitos de levee, crevasse splay, depósitos lodosos de planicie de inundación, pantanos (swamps) y lagos (lake) (Ver Figura 35). Sin embargo los contenidos arcillosos, tanto de los rellenos de canal como del overbank son erosionados por la corriente en regímenes de flujo alto, originando cantos blandos de diferentes tamaños que suelen incorporarse en la parte basal de los canales y las barras.

En la figura 35, se pueden notar rasgos mayores de la variación lateral de las diferentes facies. En este tipo de ríos según Miall (1996), se tiene un notable desarrollo de arenas de Levee y crevasse splay, las cuales se desarrollan en los límites de canal y la zona de Overbank.

Figura 35. Bloque diagrama de los sistemas fluviales arenosos trenzados de baja sinuosidad mostrando las relaciones verticales y laterales a gran escala de los depósitos presentes en el campo en estudio.

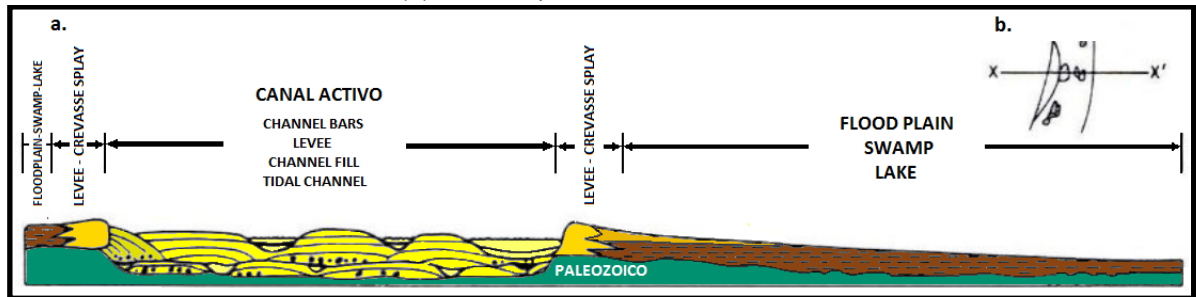


Para tener una idea general de la forma de los depósitos atravesados por los pozos horizontales del campo en estudio, presentamos a continuación un posible modelo simplificado de las variaciones laterales de estos depósitos sobre las rocas

del basamento Paleozoico, las cuales poseían una muy leve pendiente que controló la dirección y orientación de los cuerpos arenosos depositados en la zona de estudio. El grado de canibalismo y agradación de los cuerpos de arena indican una constante generación de espacio de acomodación, manteniendo una constante avulsión de los canales moderadamente sinuosos, anchos y poco profundos (ver figura 36 y 37).

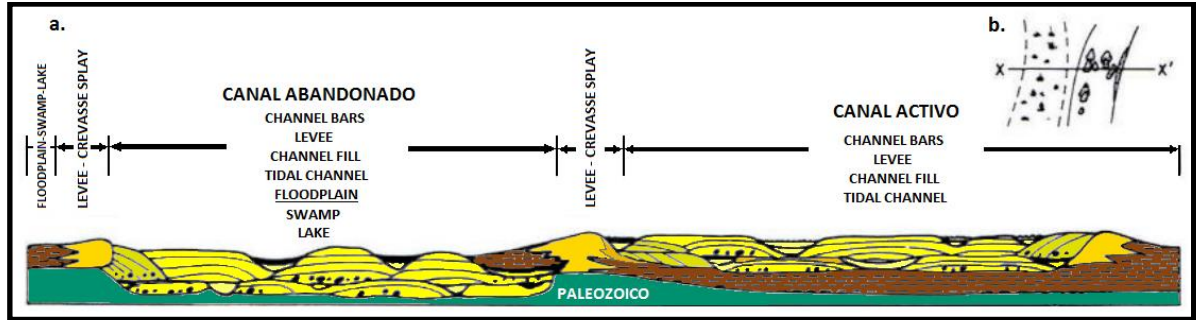
Tanto en el perfil como en la vista en planta de la figura 36 se observa el desarrollo de barras laterales en el margen izquierdo del canal y barras de mitad de canal (mid-channel bars) que son cortadas y erosionados por canales menores denominados chute bars, los cuales son comúnmente rellenos de arcilla en su parte superior. En el margen derecho se observa el desarrollo del canal principal un poco más profundo que los chute bars.

Figura 36. (a) Corte esquemático de las variaciones laterales de un sistema fluvial trenzado Tipo K en sus estados iniciales; (b) vista en planta del estado inicial de este sistema fluvial.



La acreción vertical de estos depósitos es relativamente alta, siendo controlada por los eventos de avulsión del canal aguas arriba, en algún punto del mismo. La avulsión de canal ocurre en respuesta a eventos de grandes inundaciones, resultando en un abandono de canal y en un cambio lateral del canal a una nueva posición que ofrezca una mayor pendiente (ver figura 37).

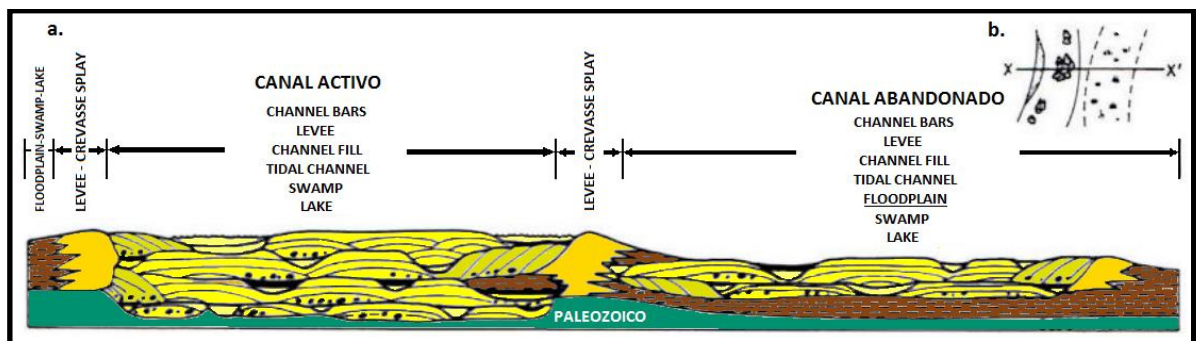
Figura 37. (a) Corte esquemático de las variaciones laterales de un sistema fluvial trenzado Tipo K después de un evento avulsivo; (b) vista en planta del cambio lateral del canal fluvial.



Un nuevo canal es desarrollado sobre la planicie de inundación antigua, la cual comúnmente es poco preservada, encontrándose residuos como intraclastos en zonas basales de los cuerpos de arena.

Es probable que la configuración extensiva de la cuenca de Foreland en el Oligoceno-Mioceno temprano (Cooper *et al.*, 1995) haya afectado el límite oriental de la cuenca, donde las rocas paleozoicas y proterozoicas son afectadas por fallamiento normal, produciendo cambios en la topografía y favoreciendo la gran frecuencia de avulsión que presentan los cuerpos de arena de la Fm. Carbonera en la zona de estudio. Además, muy probablemente el clima jugó un papel importante en la descarga del sistema fluvial, favoreciendo aún más la avulsión y generando un amalgamamiento intenso de canales (ver figura 38).

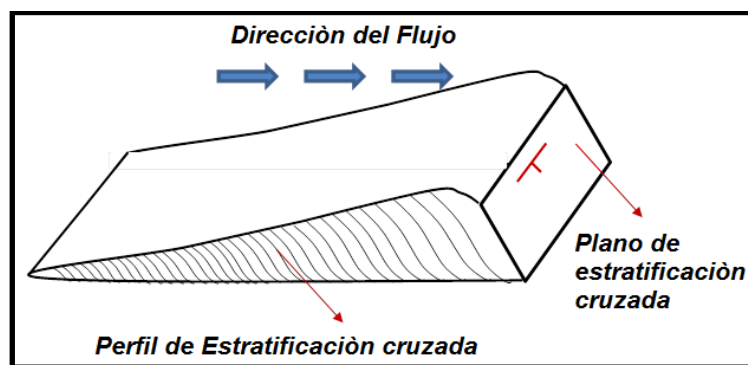
Figura 38. (a) Corte esquemático de las variaciones laterales de un sistema fluvial trenzado Tipo K reocupando una posición antigua de canal; (b) vista en planta del cambio lateral del canal fluvial



Al reocupar la antigua posición el canal, se preservan pocos lodos de la planicie de inundación, siendo estos re-depositados como intraclastos (ver figura 38), la arena de levee es un potencial comunicador entre las arenas de los canales depositados en ambas posiciones. Se observan los intraclastos en el fondo de los canales.

La dinámica interna de las formas de que se depositan en el interior del canal es de una progradación en sentido de la corriente y con acreción vertical. La orientación de los cuerpos arenosos asociados a barras de canal presentes en el área estuvo controlada, como ya se dijo, por la orientación de la pendiente de los depósitos de edad Paleozoico sobre los cuales se depositaron los sedimentos fluviales de la Fm Carbonera. La dirección de buzamiento sobre la discordancia del paleozoico tiene una orientación promedio N45W, correspondiendo con la dirección de paleocorrientes calculada a partir de registros de Imagen los cuales llegan a identificar planos de estructuras sedimentarias como lo son la estratificación cruzada (los datos de paleocorrientes fueron tomados de Informe Técnico ICP-ECOPETROL 2011-2012).

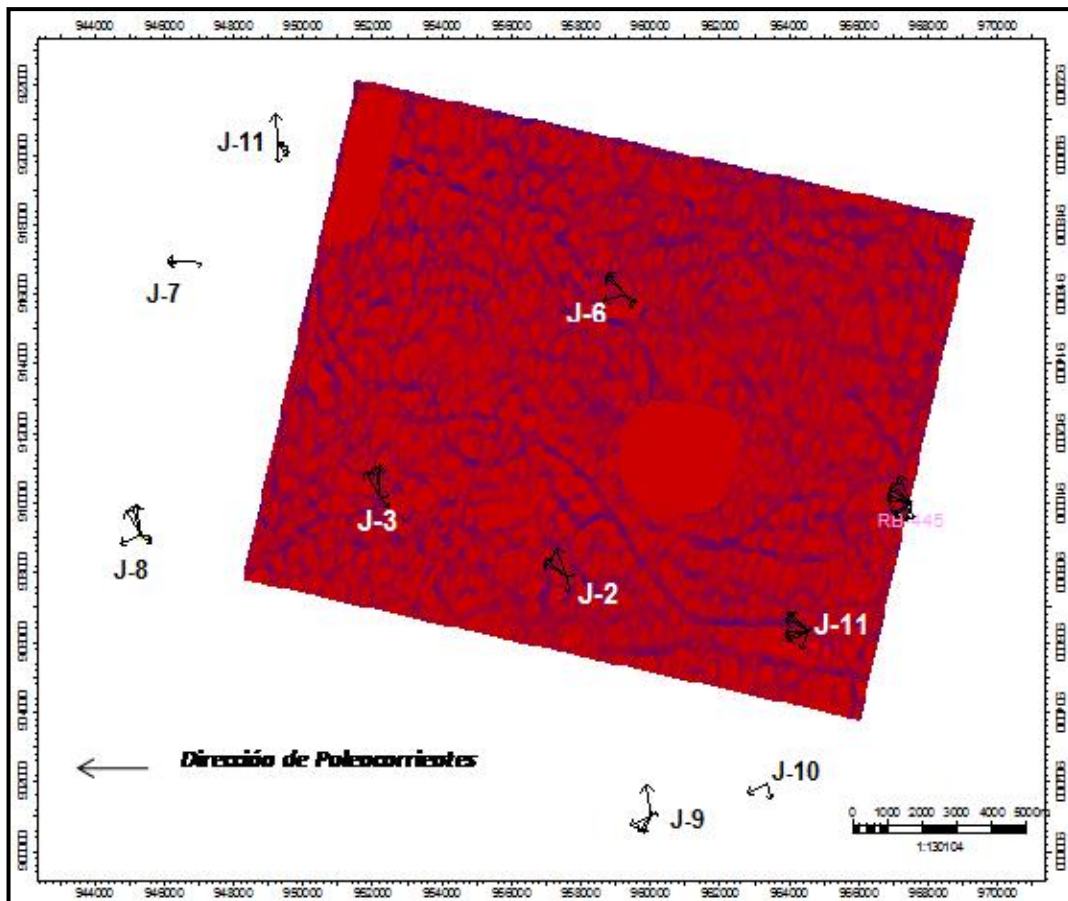
Figura 39. Esquema de una duna donde se representan los planos de estratificación cruzada.



La dirección de buzamiento de los planos que forman las dunas y/o rizaduras (ripples) sobre las barras y lechos de los ríos, son indicadores de la dirección de los paleoflujos y al mismo tiempo demarcan la orientación de los cuerpos arenosos. En el esquema de la figura 39 se observa que la dirección del flujo es

paralela a la dirección del buzamiento del plano de estratificación. De esta manera, la orientación de la dirección de buzamiento de estos planos, proporciona la información necesaria para conocer la dirección en la que se depositaron los cuerpos arenosos del campo en estudio. En la figura 40 se muestra el mapa de la zona de estudio con las direcciones de paleocorrientes de los cuerpos de arena. La información de paleocorrientes será fundamental en la generación de las mapas de probabilidad de depósito de arena en el capítulo 11 (integración al modelo geoestadístico).

Figura 40. Mapa de atributos sísmicos sobreponiendo las paleocorrientes (Flechas en negro). Se observa que la dirección preferencial hacia el NW.



## 9. METODOLOGIA PARA LA CORRECCION DE LA RESISTIVIDAD LWD

En esta sección se muestra la metodología desarrollada para la corrección de los registros de resistividad LWD, los cuales una vez corregidos deben ser integrados en el modelo petrofísico y en el modelo geoestadístico.

Antes de iniciar con la descripción metodológica, se muestra la información inicial requerida y la preparación de dicha información para poder ser utilizada.

De manera general, con esta metodología se logra la corrección de la resistividad LWD de pozos horizontales, mediante la generación de una resistividad sintética que simule los efectos identificados en el registro original, esta resistividad sintética se construye a partir de la generación de un modelo de capas 2D que represente la naturaleza geológica del subsuelo asociados a sus propios niveles de resistividad y gamma ray, y por tanto con la trayectoria del pozo y con el modelo geológico de capas reconstruir un registro similar al obtenido originalmente en el pozo y por supuesto, un registro de resistividad verdadera.

El corazón de esta metodología se centra en la comprensión de los principios de funcionamiento de las herramientas LWD y sus efectos en las lecturas, esto asociado al conocimiento de parámetros geológicos, ingenieriles y petrofísicos del campo estudiado, hacen de esta una metodología lógica y eficaz.

Cabe resaltar que todo el proceso de corrección de la curva de resistividad fue realizado en el software Log XD, el cual contiene las especificaciones físicas de cada herramienta LWD en el mercado y la programación matemática requerida para realizar esta corrección y validación de la resistividad obtenida.

A continuación se describirá el tipo de información requerida y la metodología utilizada para la corrección de los registros.

## 9.1 INFORMACIÓN INICIAL

Para llevar a cabo la metodología propuesta, es necesario contar con una data base que permita entender aspectos fundamentales del pozo analizado. Como se verá más adelante la trayectoria del pozo es de suma importancia en la generación del modelo de capas y en la corrección de la resistividad que este modelo permite. Se construye un perfil vertical paralelo a la trayectoria del pozo horizontal analizado, este perfil incluye el pozo vertical más cercano y a las superficies del tope y de las principales subunidades de la arena reservorio. Con esto se busca entender como es la trayectoria del pozo horizontal con respecto al tope del reservorio (unidad arenas basales) y asociar esto con los diferentes efectos reconocidos en las lecturas de resistividad horizontal LWD.

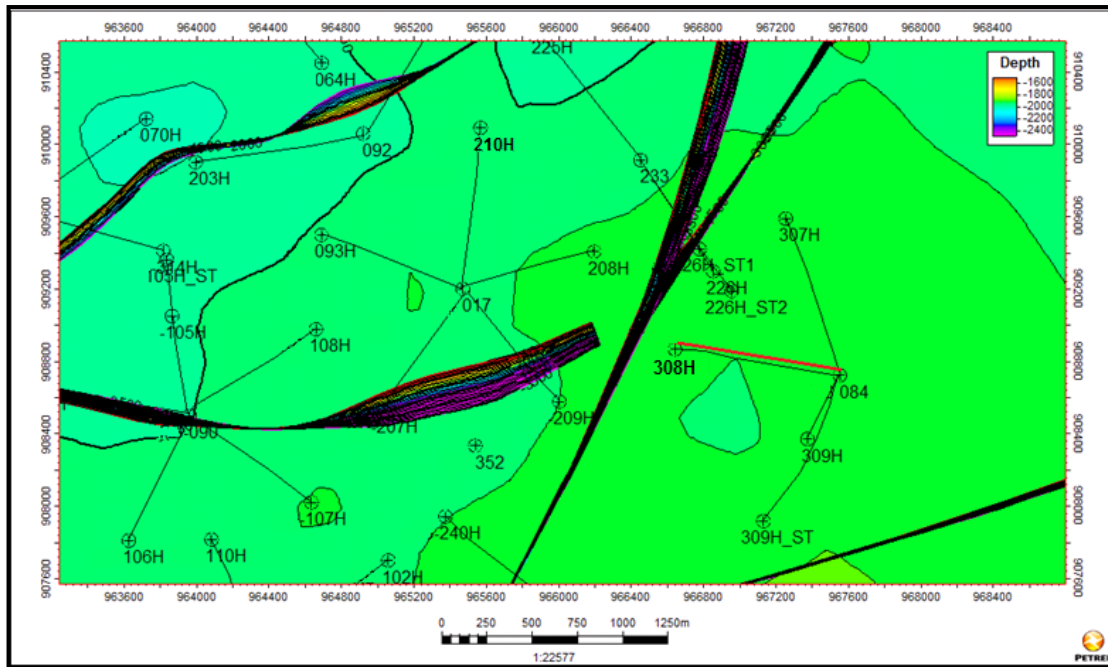
Por otro lado es necesario revisar el primer registro litológico del pozo (*registro FEL*) con el fin de conocer el grado de impregnación de la zona de pay y corroborar litología.

Luego es necesario conocer el tipo de completamiento del pozo, y el corte de agua asociado, pues de este modo es posible identificar zonas de agua sin aislar y permite valorar que tan bien quedo posicionado el pozo horizontal con respecto al reservorio

### 9.1.1 Perfil Vertical Sobre la Trayectoria del Pozo Horizontal

Para cada pozo horizontal analizado se genera un perfil vertical sobre su trayectoria y que incluya al pozo vertical del clúster. Los pozos en el campo estudiado se encuentran dispuestos por clústeres en formas de araña como se puede ver en la figura 41. Los perfiles fueron obtenidos a partir de la base de datos cargada en Petrel (ICP2011-2012).

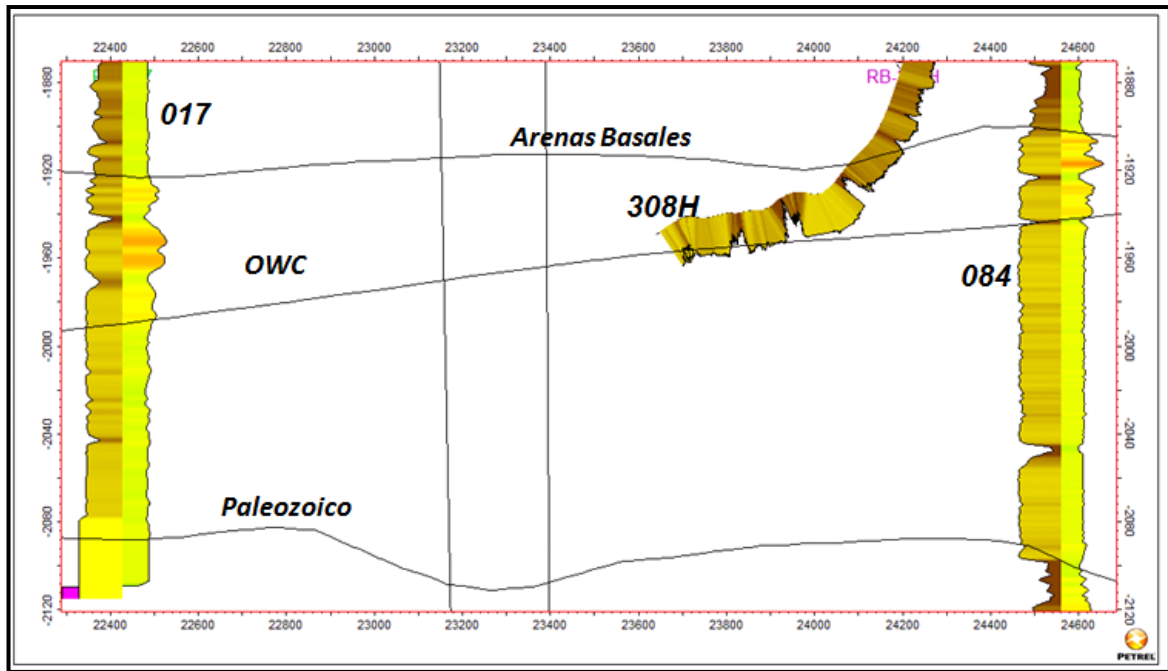
Figura 41. Vista en planta de los clusters de los pozos verticales 96, 17 y 84.



Fuente: Autor

En el corte transversal 2D se muestra (fig. 42), sobre la trayectoria del pozo horizontal y del pozo vertical del clúster, el registro gamma ray, al cual se le aplica un cutoff por litotipos, siendo los colores amarillos las arenas y los colores oscuros los lodos. En ocasiones es de gran ayuda colocar el registro de resistividad sobre la trayectoria de los pozos horizontales y verticales lo cual da una idea inicial de su saturación, en la figura 42 se muestra sobre los pozos verticales el registro de resistividad en la derecha y el registro de gamma ray en la izquierda. En el corte se agregan las superficies del tope del reservorio y de las subunidades infrayacentes, así como también la superficie del contacto agua-aceite (OWC), de este modo las superficies ayudan a establecer el buzamiento de las capas y los registros ayudan a verificar la continuidad y pinchamientos de capas entre el pozo vertical y el pozo horizontal. La información ayuda a reproducir la inclinación y rugosidad de estas superficies en el modelo de capas que se generó.

Figura 42. Vista Corte transversal de Pozo J-308H.

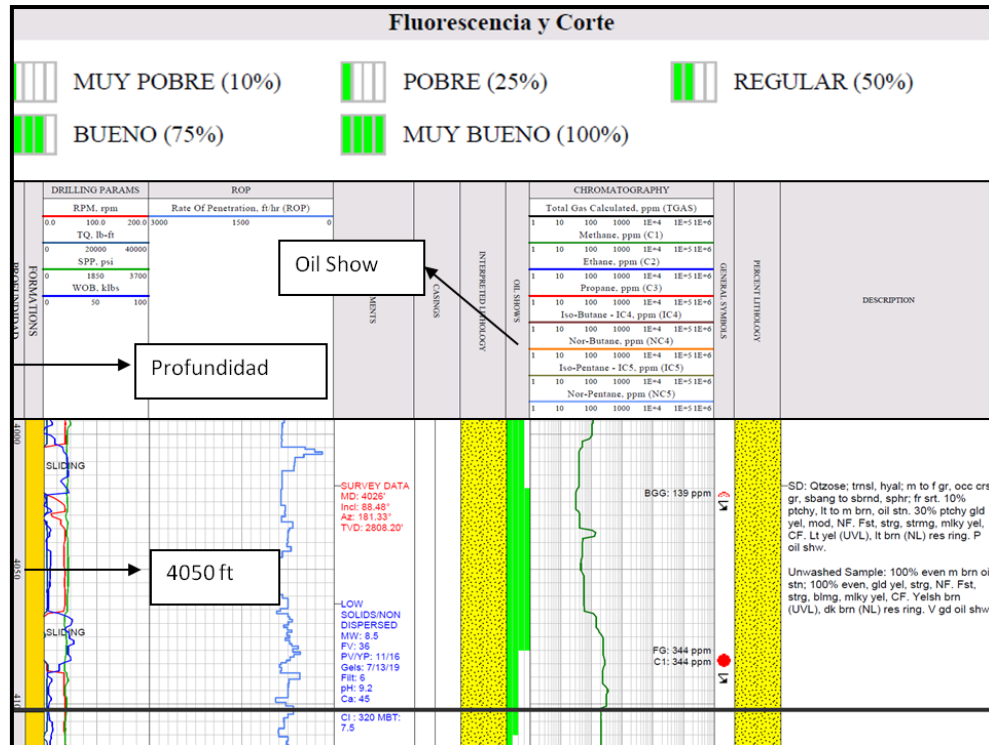


Fuente: Autor

### 9.1.2 Información MudLogging- Formation Evaluation Log (FEL)

Este es el primer registro obtenido en pozo y representa una valiosa información sobre el tipo de litología y sobre el nivel de impregnación de hidrocarburos ó manchamiento (*oil show*) de la formación a cierta profundidad. Este registro se toma tanto para los pozos verticales como para los horizontales. Esta información permite verificar si los rangos de resistividad en los pozos horizontales son razonables de acuerdo al nivel de impregnación observado en el registro FEL de dicho pozo horizontal. En este registro se muestra el *oil show* de color verde asignando valores de 1, 2, 3 y 4 como muy pobre, regular, bueno y muy bueno respectivamente, (Ver figura 43) En nuestro análisis se adiciona la información de manchamiento al set básico de registros construido para la interpretación inicial de los efectos (ver figuras 45 y 46).

Figura 43. Información Integrada al modelo de capas desde el registro FEL



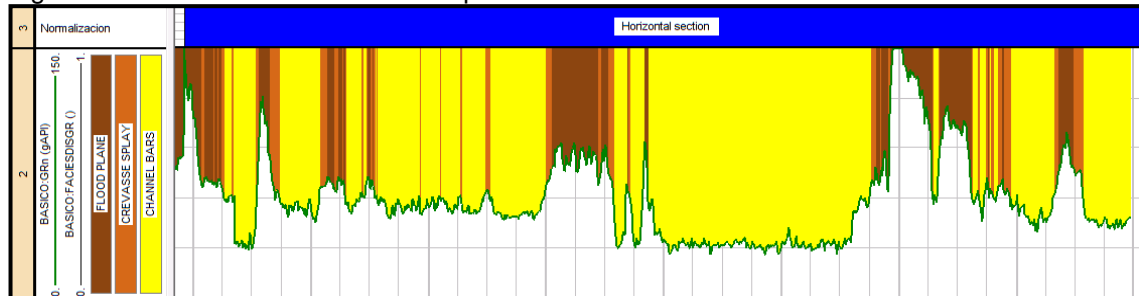
Fuente: Autor

### 9.1.3 Curva de Litotipos

La curva de litotipos es calculada para la generación de un modelo petrofísico por tipo de roca, sin embargo, es posible calcularla antes de la integración de la resistividad LWD al modelo petrofísico, teniendo en cuenta por supuesto, las observaciones hechas en núcleos y registros de los pozos verticales (una explicación más detallada de la curva de litotipos se muestra en el capítulo de Integración al Modelo Petrofísico).

Este análisis arroja 4 litotipos, los cuales representan la calidad del reservorio en roca sello (rocas lodosas), roca retardante (rocas areno-lodosas) y roca reservorio (este con dos litotipos de rocas arenosas), en la figura 44 se observa un registro de litotipos para un pozo horizontal del campo en estudio.

Figura 44. Modelo de Facies obtenido para Pozos Horizontales.

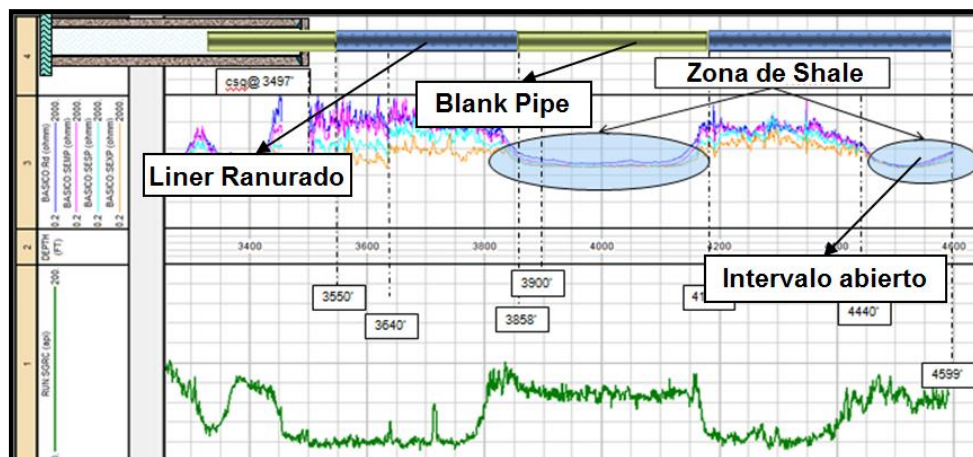


Fuente: Autor

### 9.1.4 Completamiento de los Pozos Horizontales

En los pozos horizontales del campo en estudio el completamiento se hace con liner ranurado (color azul en las figuras 45 y 46) en aquellas zonas en donde el pozo estuvo bien navegado (perfora en gran parte la arena objetivo). Aquellas zonas en donde hay presencia de shale ó no existe buena impregnación de hidrocarburos se aísla con *Blank pipe* (color verde en las gráficas). Se observó en algunos casos que se debió aislar el hueco, debido posiblemente a una mala navegación del pozo o a la aparición de un shale que no se esperaba según correlación con el pozo vertical.

Figura 45. Modelo Completamiento del Pozo 077 comparado con los registros eléctricos.



Fuente: Autor

Figura 46. Modelo Formato de información para cada pozo o set inicial de registros.



Fuente: Autor

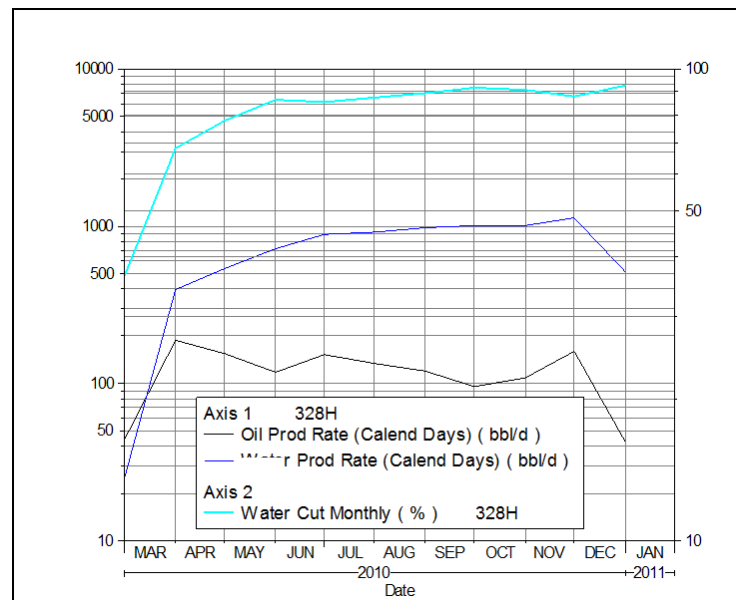
Finalmente se realiza un set de registros básico que contenga la información de completamiento, de litotipos y de manchamiento de hidrocarburos (ver figura 46).

### 9.1.5 Historia de Producción

Debido a la presencia de un acuífero activo, los pozos presentan altos cortes de agua en los primeros meses de producción, aunque en algunos casos se observó que el corte de agua inicial es menor al 30 %, irrumpiendo aproximadamente a los 3 o 4 meses de producción. Se hace una revisión en la historia de producción de cada pozo analizado, figura 47, identificando cortes de agua inicial, final, y comportamiento de producción (producción de agua y petróleo).

Esta información de producción de cada pozo junto con la información recopilada en el set inicial de registros permite corroborar si el pozo estuvo bien navegado (secciones del pozo por fuera de la capa reservorio) e identificar de este modo la presencia de alguna zona de agua que puede estar representada en un alto corte de agua inicial.

Figura 47. Modelo Información de historia de producción del Pozo 328H.



Fuente: Autor

Además se compila en una tabla la historia de producción de los pozos pertenecientes al mismo clúster, con el fin de corroborar si los pozos presentan la el mismo comportamiento de producción tanto de agua como de aceite (ver tabla 5).

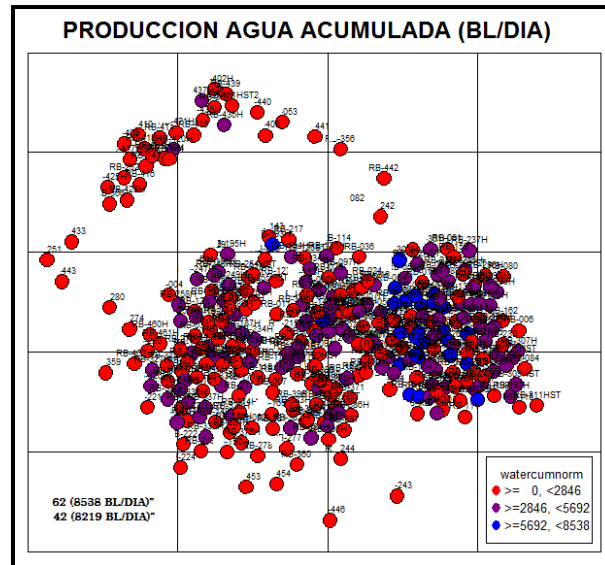
Tabla 5. Comparación de datos de producción para el clúster del Pozo J-037.

CLUSTER	POZO	Wcut Inicial (%)	WCut Final (%)	NP (MBBLS)	Oil Inicial (Test)	Oil Actual (bbl/d)	Tasa Máxima bb/d	Tiempo producción (meses)
JA-051	JA-326H	37	90	233	400	425	1114	10
	JA-327H	28	82,5	469	617	870	2362	10
	JA-328H	36,4	92,3	40	271	42	188	11
	JA-329H	25,8	77,5	462	728	1021	2174	10
	JA-330H	48,5	78,5	329	754	870	1946	9

Fuente: Autor

De igual manera se confirma con un mapa de corte de agua para el campo en estudio, simplemente para corroborar si el pozo está en una zona de altos o bajos cortes de agua (Figura 48).

Figura 48. Producción de agua acumulada (2011)



Fuente: Autor

### 9.1.6 Verificación Inicial de las Curvas Registradas

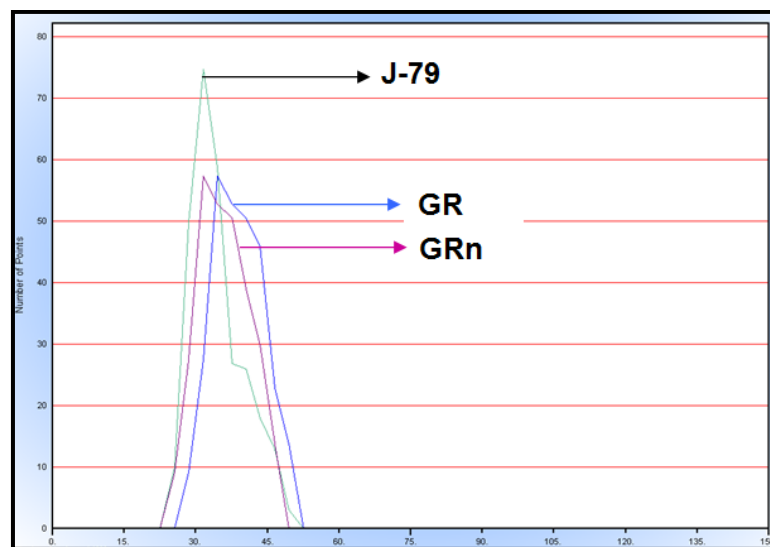
Se realiza una verificación inicial de las curvas registradas con el fin de identificar efectos, posibles zonas lavadas, tiempos de circulación, zonas con data nula debido lecturas en revestimiento, entre otras. Toda esta información contenida en los reportes de perforación se hace útil para la edición inicial de las curvas antes de su procesamiento y entender las condiciones operativas presentes durante la corrida.

### 9.1.7 Normalización de la Curva de GR

Durante el desarrollo del trabajo ya se contaba con la normalización de la curva GR, la cual se realizó mediante estudios de tendencias a lo largo del campo. Se generó una correlación analizando las mínimas lecturas de los pozos horizontales con respecto al pozo tipo (J-79). Se identificó que para todas las corridas LWD dentro del polígono y en pozos cercanos, los valores obtenidos para las zonas de

Arenas Basales son menores al pozo referencia. Este comportamiento fue atribuido a la menor sensibilidad de las herramientas LWD y a la diferencia de velocidades de corrida entre las tecnologías LWD y *Wireline*. Debido a esto para la normalización de pozos se utilizó como base el pozo clúster vertical (previamente normalizado con el Pozo J-79) como referencia para normalizar los horizontales pertenecientes a Dicho clúster. El registro *Gamma Ray* fue normalizado principalmente para llevar a la misma escala las lecturas del registro (figura 49).

Figura 49. Histogramas de normalización del Gamma Ray. GR curva gama ray a normalizar. GRn curva gama ray normalizada.



Fuente: Autor

Los principales puntos a considerar en esta normalización son:

- Visualizar solo las arenas de la unidad reservorio de la Formación Carbonera (e. g. <50 API).
- Normalizar las zonas seleccionadas y de acuerdo con la situación definir el tipo de normalización (1 o 2 puntos). Definir si se normaliza por el método de la envolvente utilizando dos puntos en común o si se utiliza el método de la media el cual solo toma un punto de referencia.

## **9.2 DESCRIPCIÓN METODOLÓGICA DE LA CORRECCIÓN DE LAS RESISTIVIDAD CONVENCIONAL LWD**

La metodología consiste de tres pasos fundamentales: modelamiento, simulación y ajuste. Durante el modelamiento se deben tener muy en cuenta la información inicial (Numeral 9.1) sobre el grado de manchamiento de los ripios de perforación, el tipo de completamiento y producción del pozo, y la revisión de eventos, todo lo cual permite generar una identificación inicial de los efectos sobre el registro, teniendo en cuenta el fundamento teórico inicial de los capítulos 4 y 5.

En el modelamiento se construye un modelo geológico 2D a partir de los parámetros de formación (GR y Resistividad) medidos por las herramientas LWD. El propósito es generar un modelo geológico en torno a la trayectoria horizontal del pozo analizado, es decir, un modelo de las posibles capas atravesadas por el pozo, las cuales están dando origen junto con la trayectoria del pozo a los efectos que generan anomalías sobre los registros, efectos que se pretenden corregir.

Una vez construido el modelo geológico 2D, se debe simular, con ayuda del software LOG XD, la respuesta de resistividad de la herramienta LWD utilizada en el proceso de posicionamiento del pozo. Este es un software de posicionamiento e interpretación de pozos horizontales, el cual posee las configuraciones y especificaciones de cada una de las herramientas LWD de resistividad de propagación existentes actualmente en el mercado. Lo que lo hace una herramienta fundamental en la metodología que será descrita.

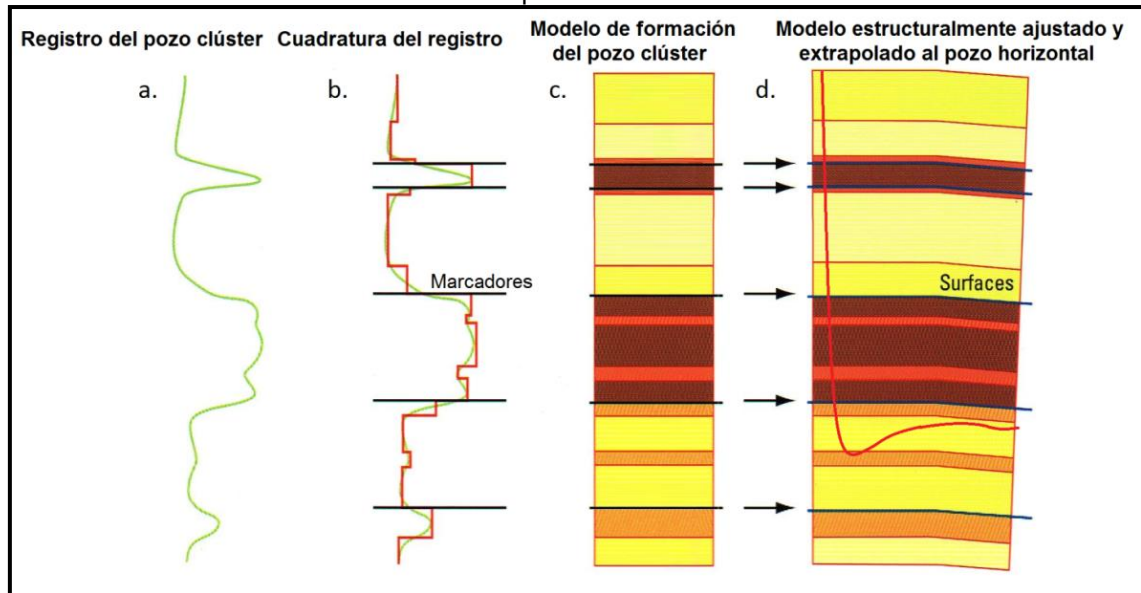
El propósito de la simulación, es validar el modelo geológico 2D construido, pues la lectura de la resistividad simulada o sintética debe ser muy similar a la lectura de la resistividad original tomada en el proceso de perforación. Recordemos que en pozos no compensados por efectos de hueco (BHC) la curva simulada debe ser la resistividad profunda puesto que esta se encuentra menos afectada por efectos de tamaño de hueco y excentricidad. Si la curva simulada no se parece a

la original, el modelo de capas es replanteado, se computa nuevamente y se compara con la curva original hasta lograr un ajuste entre la resistividad simulada y la resistividad LWD original. Al obtener un buen ajuste entre la curva original y la simulada, estamos asegurando que el entorno geológico 2D creado alrededor del pozo es parecido (en cuanto a parámetros de formación (GR y resistividad) y geometría de las capas) al entorno geológico natural que dio origen a las respuestas de las herramientas LWD. De esta manera al poseer un entorno geológico con parámetros de formación, es posible generar un registro de resistividad verdadero de la formación ya corregida por los diversos efectos vistos en el capítulo 5. El proceso detallado será explicado a continuación.

### **9.2.1 Modelamiento**

En el modelamiento se integran tanto los conocimientos geológicos del área como el reconocimiento inicial de los efectos presentes en las resistividades de propagación. El modelo geológico o modelo de capas 2D se inicia con el uso de las deflexiones de los registros de Gamma Ray y resistividad para definir los límites de las capas (Figuras 50a y 50b). Los valores de cada parámetro de formación (GR y resistividad) son entonces definidos para cada capa en un proceso conocido como cuadratura del registro, la Figura 50 ilustra gráficamente este proceso.

Figura 50. Proceso esquemático de la construcción del modelo de capas a partir de los registros del pozo clúster.



Fuente: Autor

El modelo geológico debe contener información precisa de los valores de Gamma Ray y Resistividad de las capas que están siendo atravesados por el pozo horizontal y por los que se encuentran justo debajo del pozo. El modelo puede construirse con los mismos registros LWD del pozo horizontal, pero estas herramientas son incapaces de determinar la resistividad de las capas que se encuentran por encima y por debajo del pozo. Se necesitaría de herramientas acimutales que proporcionen lecturas arriba y abajo del mismo.

Por esta razón el modelo geológico 2D es construido con los parámetros de formación de los pozos verticales más cercanos. Los rangos de medición y calibración de la herramienta Gamma Ray LWD y WireLine son los mismos. Lo cual asegura una buena correlación de las capas, sin embargo, las resistividades tienen los mismos rangos de medición, pero su principio de funcionamiento es muy diferente, afectando en mayor grado a las resistividades de propagación LWD. Como sus rangos son similares, al construir el modelo con los registros wireline es posible conocer cuáles son los verdaderos rangos de resistividad de

los registros de propagación, los cuales se ven muy afectados por los diferentes efectos en el pozo horizontal.

El pozo clúster por regla, siempre es el pozo vertical del clúster o grupo de pozos horizontales de determinada zona del campo. Construir el modelo de formaciones a partir del pozo clúster representa la mejor opción para determinar los diferentes parámetros (GR y resistividad) de las capas por encima y por debajo de la capa perforada (**Figura 50c**).

Este modelo debe ser extendido hacia el pozo horizontal siguiendo las tendencias de buzamiento de las capas y el posible fallamiento de la zona del pozo horizontal (**Figura 50d**). Para esto es necesario realizar una correlación, preferiblemente entre los registros Gamma Ray del pozo clúster con los registros Gamma Ray del pozo horizontal. Es recomendable agregar siempre un tercer pozo para un mejor control de la correlación, preferiblemente un pozo vertical. El reconocimiento de fallas en registros LWD convencionales no es posible, pues las herramientas corridas no registraron acimutalmente, por lo tanto fue necesario conocer con anticipación el modelo estructural del campo para definir estos rasgos.

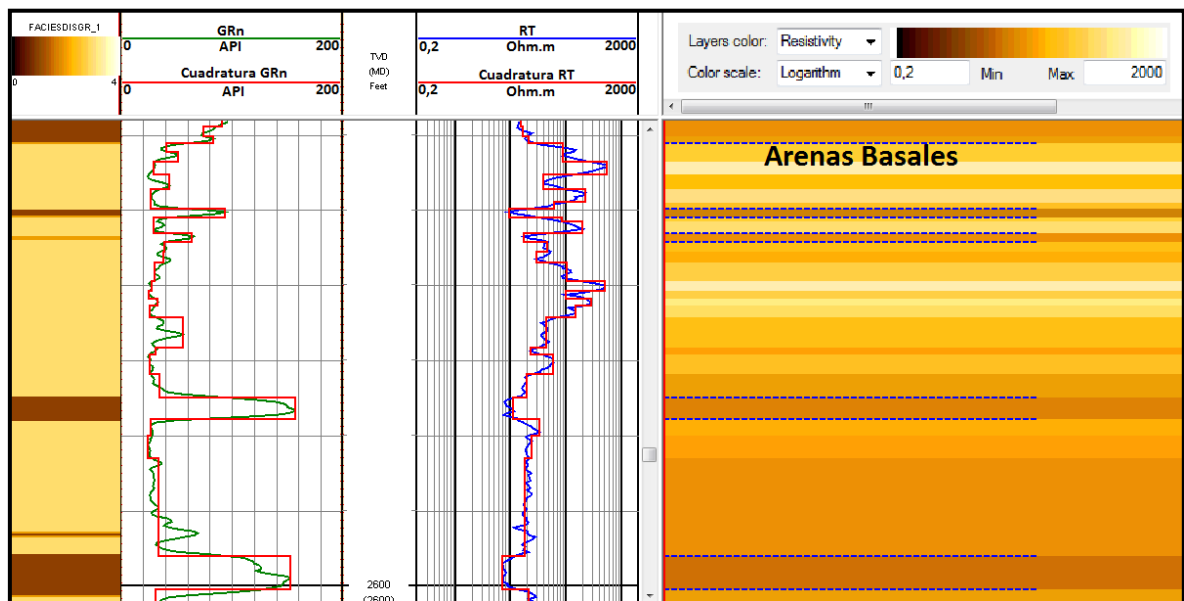
A continuación se presenta un ejemplo para el clúster J-079, donde será corregida la curva de resistividad del pozo horizontal J-110H:

### **9.2.1.1 Construcción del Modelo Geológico 2D**

A partir de los registros del pozo clúster J-079 se construye, por medio del software LogXD, un modelo de capas condicionado primariamente a la curva de resistividad, y secundariamente a la curva de Gamma Ray. Como se observa en la figura 51, la cuadratura del registro ha sido aplicada a los dos registros (GR y resistividad) utilizados en la construcción del modelo.

En la figura 51 se observa el primer marcador (líneas azules a trazos) que corresponde al tope de la unidad reservorio, los otros marcadores separan tres paquetes arenosos, estos marcadores son puestos en la base y tope de estas capas lodosas, las cuales poseen valores bajos de resistividad y valores altos de Gamma Ray, asegurando un mejor control de estas capas, al ser extendido el modelo geológico 2D al pozo horizontal J-110H.

Figura 51. Modelo de geológico 2D condicionado a los registros wireline GR y RT del pozo clúster JA-079. Las líneas rojas sobre los registros corresponden a la cuadratura de los mismos.



Fuente: Autor

La cuadratización de los registros GR y RT del pozo clúster, el software no es totalmente exacto en la demarcación de las deflexiones para la generación de cada capa (figura 52). Es posible determinar un porcentaje de 0 a 100 de cuadratura, pensándose que a mayor porcentaje de cuadratura el modelo sería más exacto y definido (figura 53). Sin embargo, a la hora del modelamiento, la gran cantidad de capas generadas con porcentajes mayores a 50, se vuelven totalmente inmanejables. Después de realizar varios ejercicios en el Campo en estudio, se recomienda generar el modelo geológico con un porcentaje de



Una vez construido y refinado el modelo geológico 2D del pozo clúster, este debe ser extendido al pozo horizontal, donde será necesario controlar la continuidad de las capas, su espesor y sus condiciones estructurales.

#### **9.2.1.2 Verificación de la Continuidad Lateral de las Capas y Ajuste del Modelo a las Condiciones Estructurales**

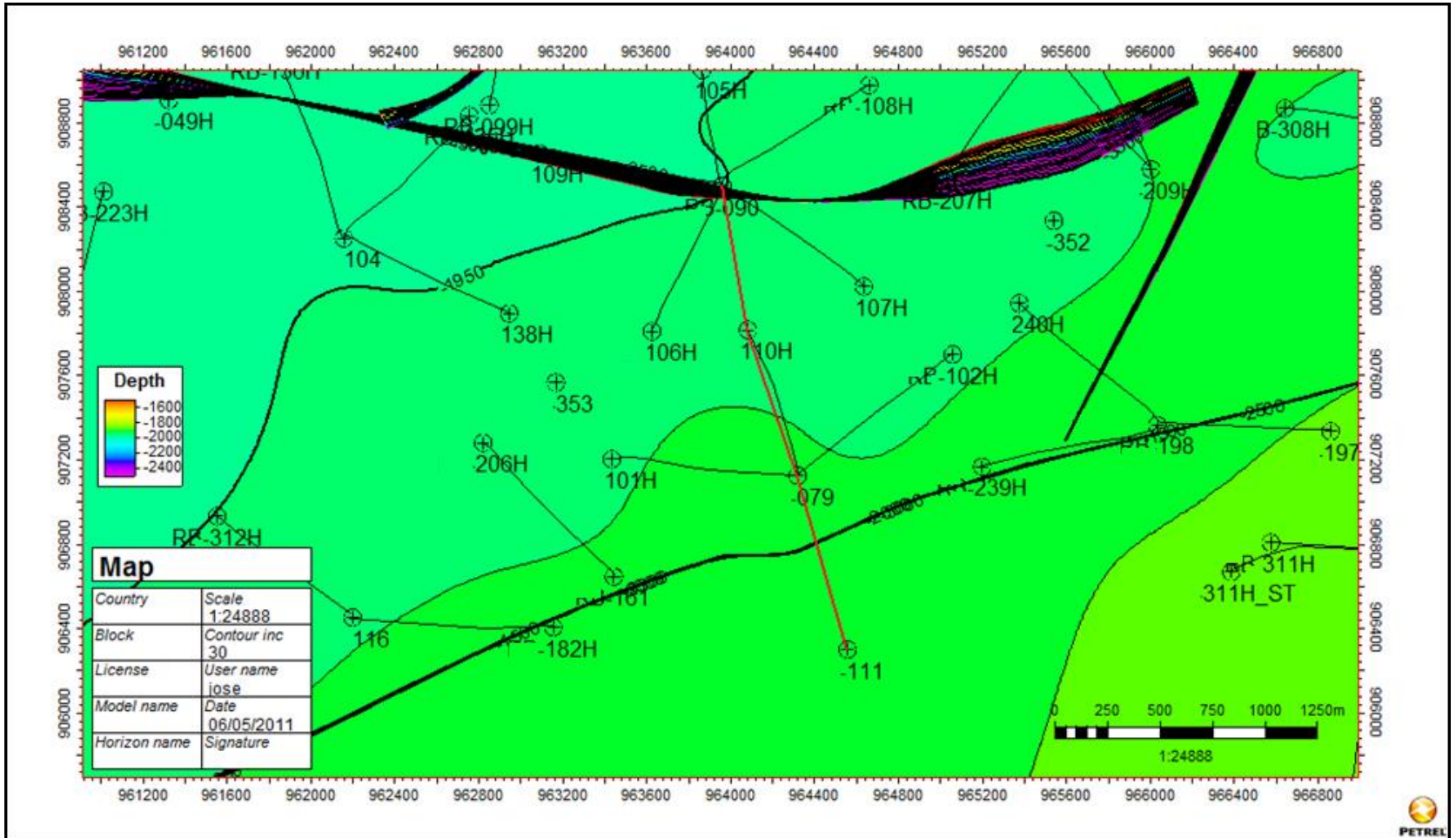
Para una correcta extrapolación o extensión del modelo de formaciones (capas), es necesario conocer la continuidad de las capas que son leídas en el pozo clúster por las herramientas wireline (pozo vertical) y determinar si son las mismas capas que están siendo medidas por las herramientas LWD en el pozo horizontal. Para esto es indispensable también respetar la tendencia estructural de las capas y el posible fallamiento entre pozos.

Inicialmente interpretamos la continuidad de las capas realizando una correlación estratigráfica entre pozos verticales y horizontales cercanos al clúster analizado. Para nuestro ejemplo, esta correlación tuvo en cuenta los Pozos J-90, J-110H, J-79 y J-111 (**Figuras 54 y 55**). Dado que casi la totalidad de los pozos horizontales en el campo en estudio navegan entre la zona 1 (Arenas Basales) y la zona 2 las correlaciones se enfatizaran en estas dos zonas.

En la correlación se puede observar como las arenas de la zona 1 (Arena Basales) en el pozo clúster J-079 se adelgazan en dirección del Pozo J-090. Muy probablemente es este intervalo en donde el pozo horizontal J-110H se encuentra perforado. Por otro lado, las arenas de la zona 2 aumentan de espesor en la misma dirección. Para visualizar exactamente en qué paquete arenoso (zona 1 o zona 2) se encuentra el pozo horizontal J-110H, es necesario obtener un corte en la misma dirección, que muestre la trayectoria del pozo horizontal visualizando el

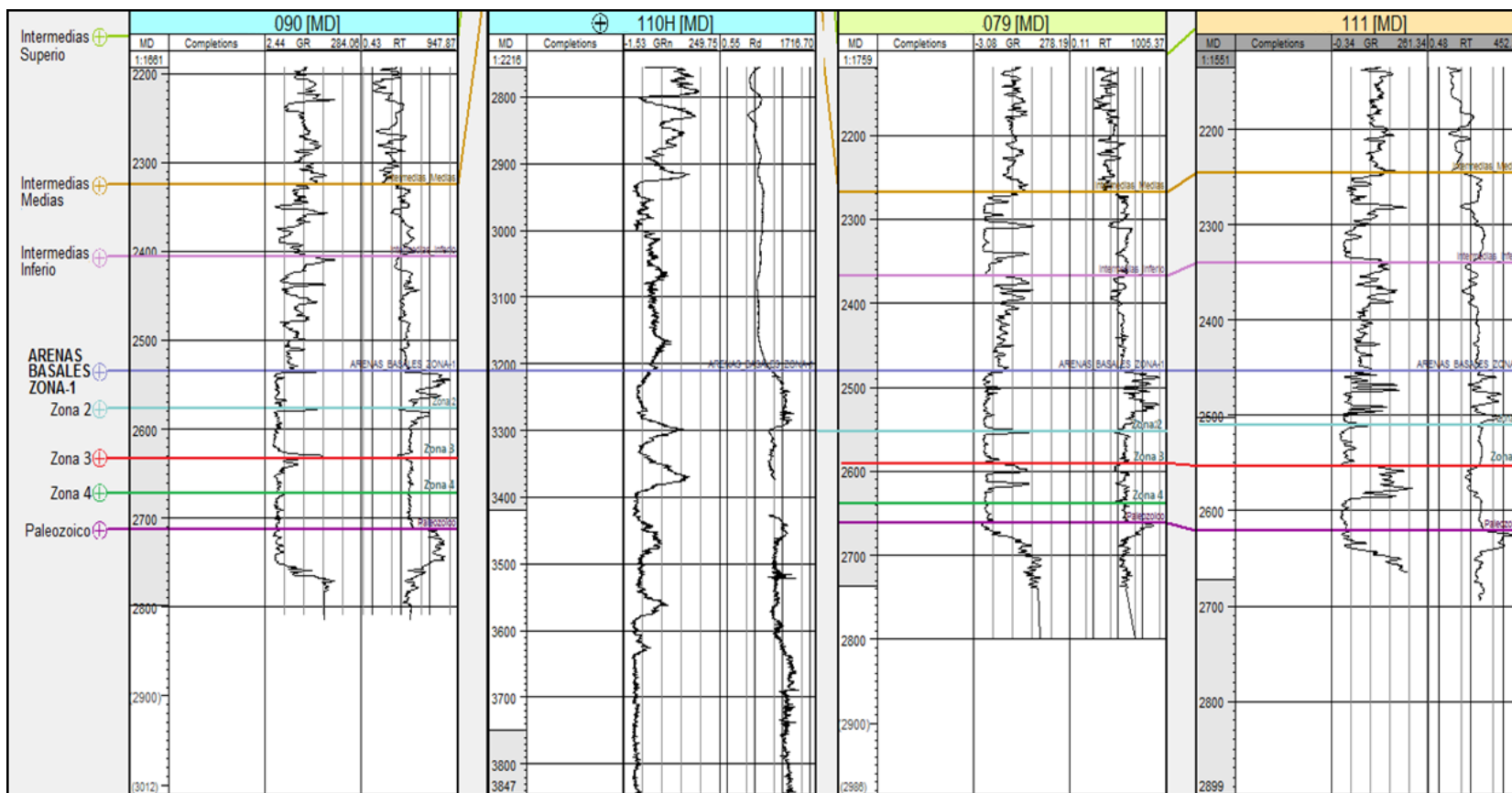
registro sobre la trayectoria. En este corte se puede correlacionar tanto los registros verticales como los registros horizontales (figura 56).

Figura 54. Modelo Correlación estratigráfica en dirección N10W aproximadamente, de los Pozos J-090, J-110H, J-079 y J-111. Nótese que la correlación lleva la misma dirección del pozo horizontal.



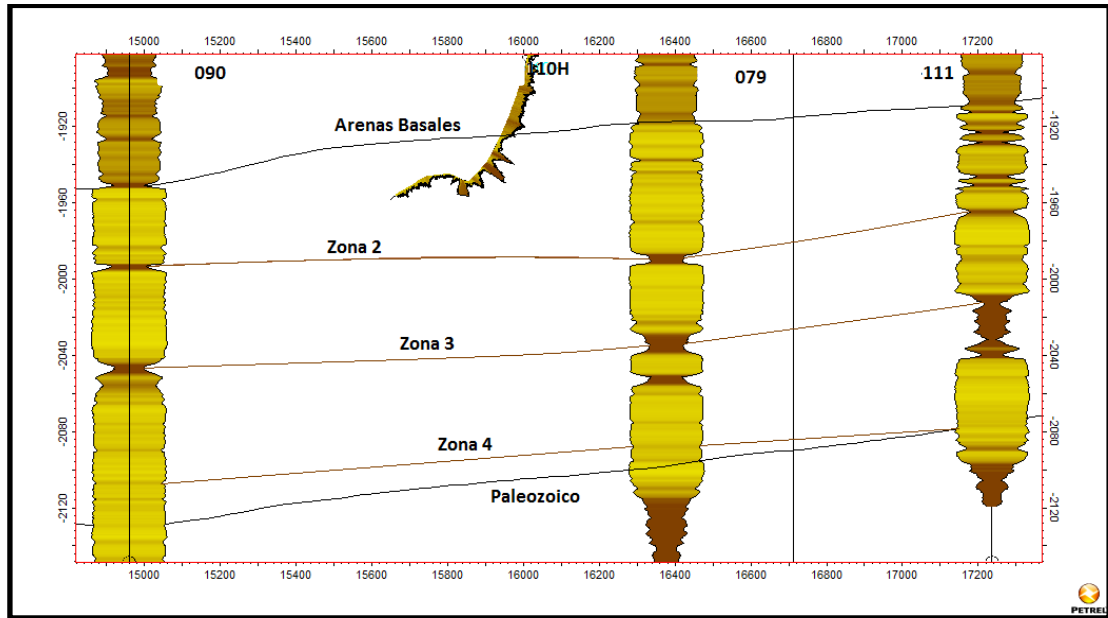
Fuente: Autor

Figura 55. Correlación estratigráfica alineada al tope de la unidad reservorio, se demarcan los diferentes ciclos estratigráficos. La mayoría de los pozos horizontales en campo en estudio navegan en zona 1 o zona 2.



Fuente: Autor

Figura 56. Corte en la misma dirección de la correlación de la figura 55. Se muestran los registros Gamma Ray de los pozos verticales J-90, J-79, J-111 y del pozo horizontal J-110H.



Fuente: Autor

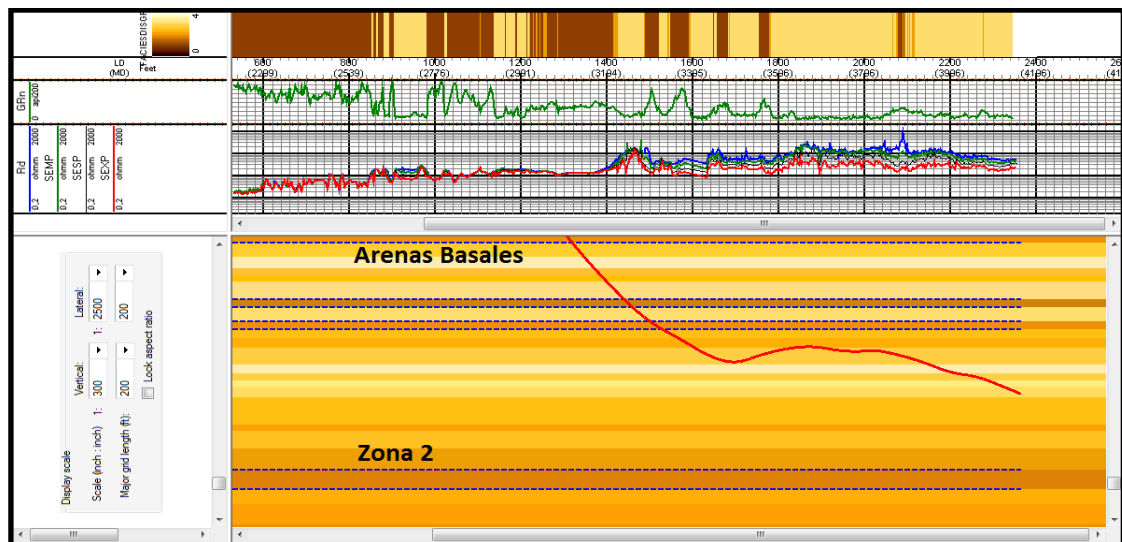
En el corte es evidente que el pozo horizontal se encuentra en la zona 1. El registro Gamma Ray de los Pozos J-90 y J-79, se observan deflexiones en el gamma ray (45 a 50 API) que indican capas lodosas que probablemente el pozo horizontal este cortando. El buzamiento local del tope de la unidad reservorio es bastante bajo, entre 0 y 1 grados. No existe evidencia de fallamiento en la zona del pozo según el modelo estructural manejado para el campo en estudio.

Ahora el modelo de capas planas se encuentra listo para ser extrapolado al pozo horizontal analizado (110H), el cual debe ser ajustado a las variaciones locales del buzamiento visto en la figura 56.

### 9.2.1.3 Extensión del Modelo de Capas al Pozo Horizontal

Teniendo la información anterior, se extiende el modelo generado a partir de los registros del pozo vertical sobre la trayectoria del pozo horizontal (figura 57). el modelo debe ser ajustado de acuerdo la interpretación realizada en la correlación y a las variaciones de buzamiento que se presentan al tope de la unidad arenas basales (figura. 58).

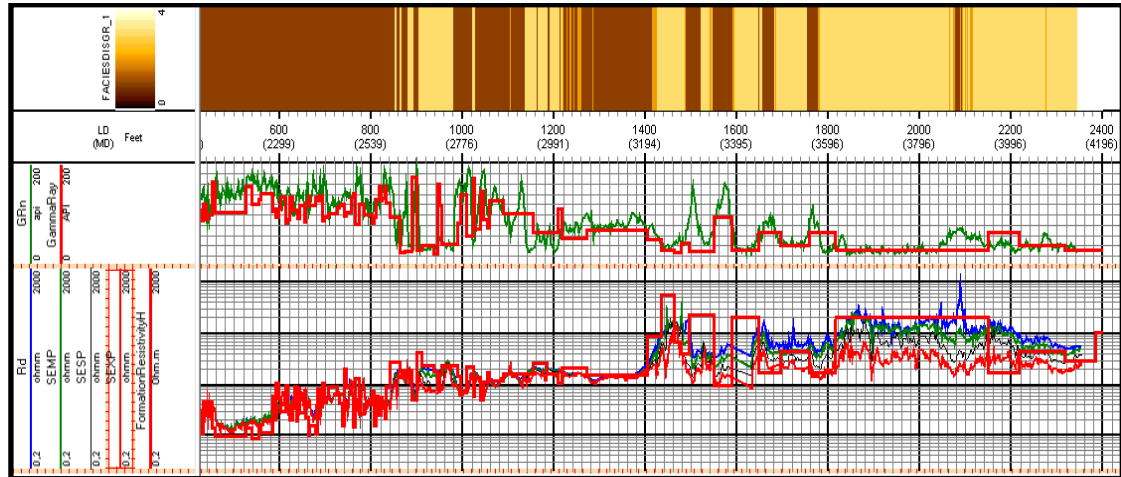
Figura 57. Modelo geológico 2D construido del pozo clúster J-079 y extrapolado al pozo horizontal J-110H



Fuente: Autor

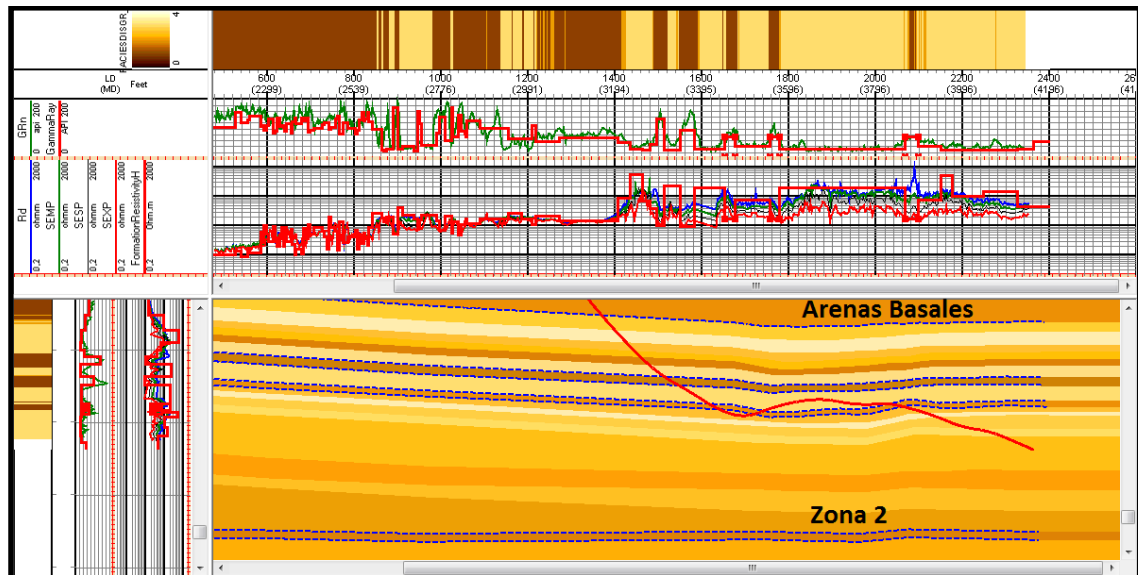


Figura 59. Ajuste inicial de los registros LWD con los parámetros de RT y GR extrapolados del pozo clúster (registros cuadrados rojos).



Fuente: Autor

Figura 60. Modelo Geológico 2D alrededor del Pozo JA-110H.



Fuente: Autor

Sin embargo, el pozo debe ser ajustado según la reducción de espesor que se detectó para la zona 1 en la correlación de la figura 56. Luego de diferentes variaciones en el espesor y en la inclinación de las capas se obtiene un modelo de

capas que se ajusta más a las evidencias estratigráficas y estructurales observadas en las correlaciones (figura 60).

Teniendo en cuenta que los registros wireline y LWD tienen los mismos rangos de medición tanto para herramientas de resistividad como para herramientas de gamma ray, y una vez ajustado el buzamiento y el espesor de las capas, los registros cuadrados deberían coincidir con la respuesta verdadera del registro LWD.

Sobre este punto, empiezan a evidenciarse las alteraciones de los registros de resistividad por los factores anteriormente mencionados, cuando a pesar de obtener una buena correspondencia entre el modelo de capas y el registro Gamma Ray (Registro LWD muy similar a GR LogXD curva roja cuadrada), el registro de resistividad no responde a las variaciones de las capas. El registro cuadrado de resistividad es importante, pues este finalmente representara la resistividad verdadera de la formación RT.

Como el fin principal es llegar a la curva de resistividad RT, una vez ajustado el pozo a las condiciones estratigráficas y estructurales; se inicia el proceso de corrección de los efectos que alteran la respuesta de este registro simulando una curva de resistividad como se verá a continuación.

### **9.2.2 Simulación**

El software LOG XD permite escoger la compañía operadora, el tipo de herramienta LWD utilizada en el posicionamiento del pozo, para calcular un registro sintético según el modelo geológico 2D construido alrededor del pozo horizontal, para nuestro ejemplo el Pozo J-110H.

Este registro sintético de resistividad (línea punteada negra), debe ajustarse a la resistividad profunda LWD existente en el Pozo J-110H (Línea azul). Como vemos en la figura 61, el registro presenta zonas de buen ajuste y otras donde no, causadas por los efectos ambientales anteriormente mencionados. Sobre éstas últimas, debe hacerse un refinamiento mediante un proceso manual de actualización del modelo de capas y la generación del registro sintético. Este proceso, se hará iterativo, en donde luego de hacer una modificación sobre el modelo de capas se generara un nuevo registro sintético que evidencie los nuevos cambios en la curva de resistividad, hasta lograr el mejor ajuste con la curva de resistividad profunda LWD original. El diagrama de flujo de la figura 62 ilustra gráficamente este proceso.

Figura 61. Cálculo del registro sintético de resistividad EDP (curva negra) la cual debe ajustarse al registro SEDP (curva azul en el Pozo J-110H. Se muestra la ampliación de una zona donde el registro sintético no ajusta con el registro de resistividad profunda.

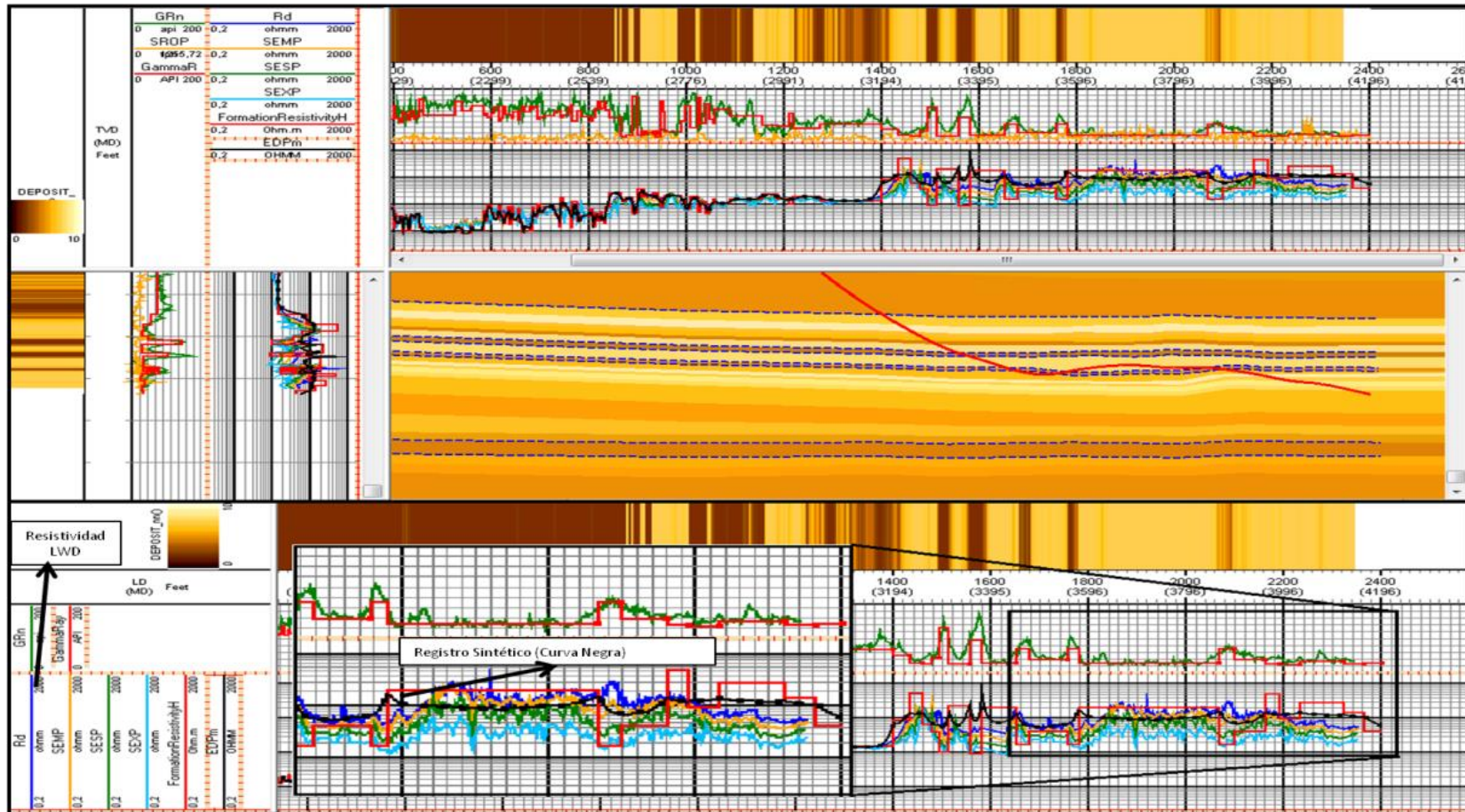
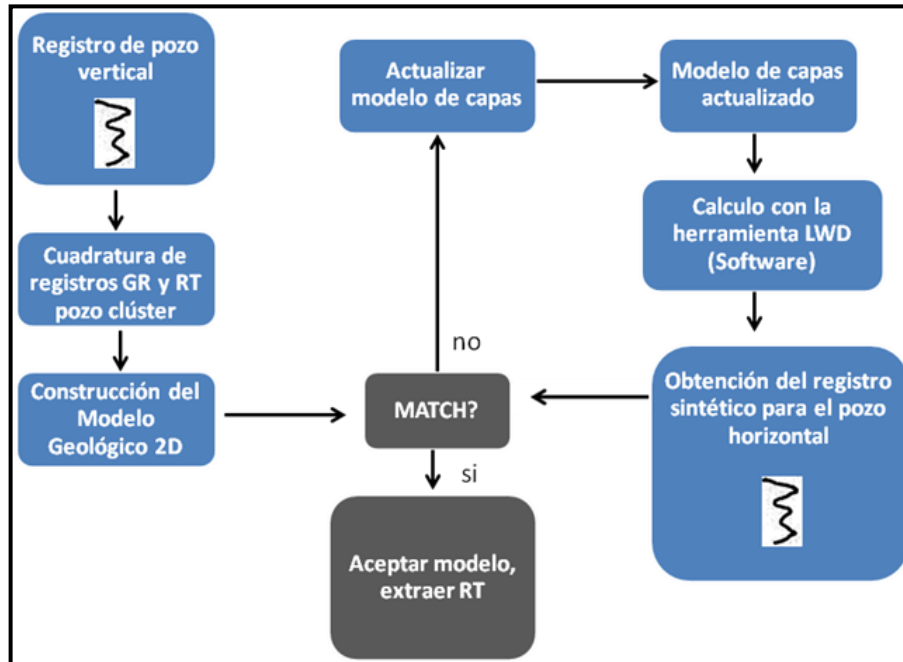


Figura 62. Metodología de corrección de las curvas de resistividad de los pozos horizontales en el campo en estudio.



En la siguiente etapa, es necesario actualizar el modelo de capas y los rangos de resistividad del mismo modelo, hasta encontrar el mejor ajuste.

### 9.2.3 Actualización del Modelo de Capas y Verificación de Ajuste

Puesto que el registro sintético no presenta un buen ajuste respecto al registro de resistividad tomado originalmente en el pozo, es necesario aplicar una serie de actualizaciones al modelo geológico y este debe ser aplicado enfocándonos al reconocimiento individual de los efectos ambientales posiblemente ocurridos sobre los registros de resistividad LWD del pozo analizado.

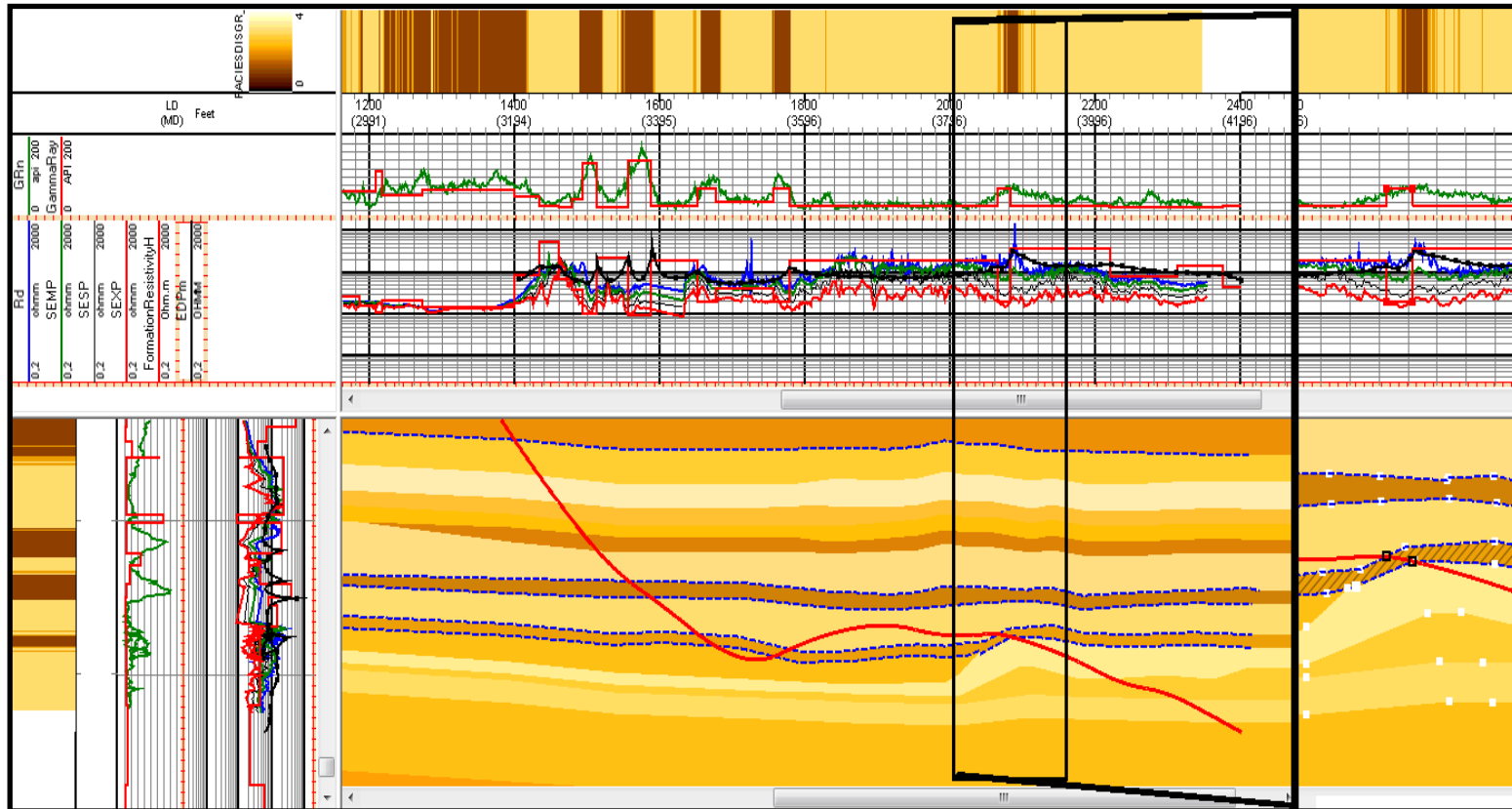
### 9.2.3.1 Actualización del Modelo por Criterios Geológicos

De acuerdo a la naturaleza fluvial de la Unidad Arenas Basales, es de esperarse que tanto las arenas como los lodos sufran variaciones que reduzcan su espesor lateralmente al punto de acuñarse. En estos ambientes es posible tener zonas de interestratificación de láminas de lodos y arenas que pueden afectar en cierta medida la respuesta del registro calculado.

Sobre el sector de la flecha verde, en la **figura 63** el cual evidencia un pico de polarización, posiblemente causado por un contraste de resistividades entre dos capas atravesadas por el pozo. Para representar este efecto, se propone que la capa demarcada por la flecha horizontal negra, sea truncada antes del inicio de la navegación del pozo, para poner en contacto dos capas con mayor contraste de resistividad generando ese pico de polarización (Ver Curva Negra y Azul Track 3 de arriba hacia abajo). Este tipo de modificaciones sobre el modelo de capas, son los que permiten reproducir las diferentes respuestas anómalas en el registro de resistividad, fundamentado en la causa de estos efectos y el conocimiento geológico y ambiental del campo y obteniendo una curva sintética recalculada con un mejor ajuste.

En la figura 63 se observa que el layer demarcado por la flecha se trunca antes de la trayectoria del pozo. En el recuadro de la derecha se observa ampliada la sección actualizada del modelo, la flecha verde señala como el registro sintético reproduce el cuerno de polarización de la resistividad profunda, Rd (registro azul).

Figura 63. Ajuste por continuidad lateral de capa



### 9.2.3.2 Actualización del Modelo por Geometría e Inclinación de Capa

En la sección central del registro fue necesario hacer una serie de ajustes por geometría de las capas lodosas, además la capa lodosa que se encuentra justo arriba del pozo se ajustó para que produjera la saturación del registro en esta zona, producto del efecto por capa adyacente.

Por último es necesario ajustar los rangos de la resistividad verdadera de la formación (Curva roja cuadrada) a los rango medidos por las resistividades de propagación LWD. Esto solo fue necesario para el paquete comprendido entre 3600 y 3800 ft (MD).

Como se observa en la **figura 64**, el registro sintético, luego de todas las actualizaciones al modelo, ajusta en más de un 80% con la resistividad profunda de propagación LWD. Este ajuste asegura que la curva roja cuadrada, sea la resistividad verdadera de la formación, RT.

Los efectos generados sobre la resistividad verdadera de la formación causan que el registro LWD tomado en el pozo se comporte como el registro sintético calculado (curva negro), **figura 65** Como se puede observar, las diferencias en los cambios de resistividad para una zona de interés en el Pozo J-110H paso de 100 ohm-m a 350-400 ohm-m, y en zonas arcillosas con cuernos de polarización, de 80 ohm-m a casi 10 ohm-m. Esto en términos de resistividades de pozos verticales convierte una zona de 40% de  $S_w$  a una de 27% de  $S_w$  en el primer caso, y en el segundo de una zona transitoria de tal vez 60% de  $S_w$  a una de 100% agua. Esto impacta altamente en los cálculos volumétricos que puedan realizarse sin tener en cuenta dichos efectos.

Figura 64. Modelo Geológico 2D final para el Pozo J-110H, el modelo es aceptado pues se confirma un ajuste del más de 80% del registro sintético con el registro de resistividad profunda de propagación LWD

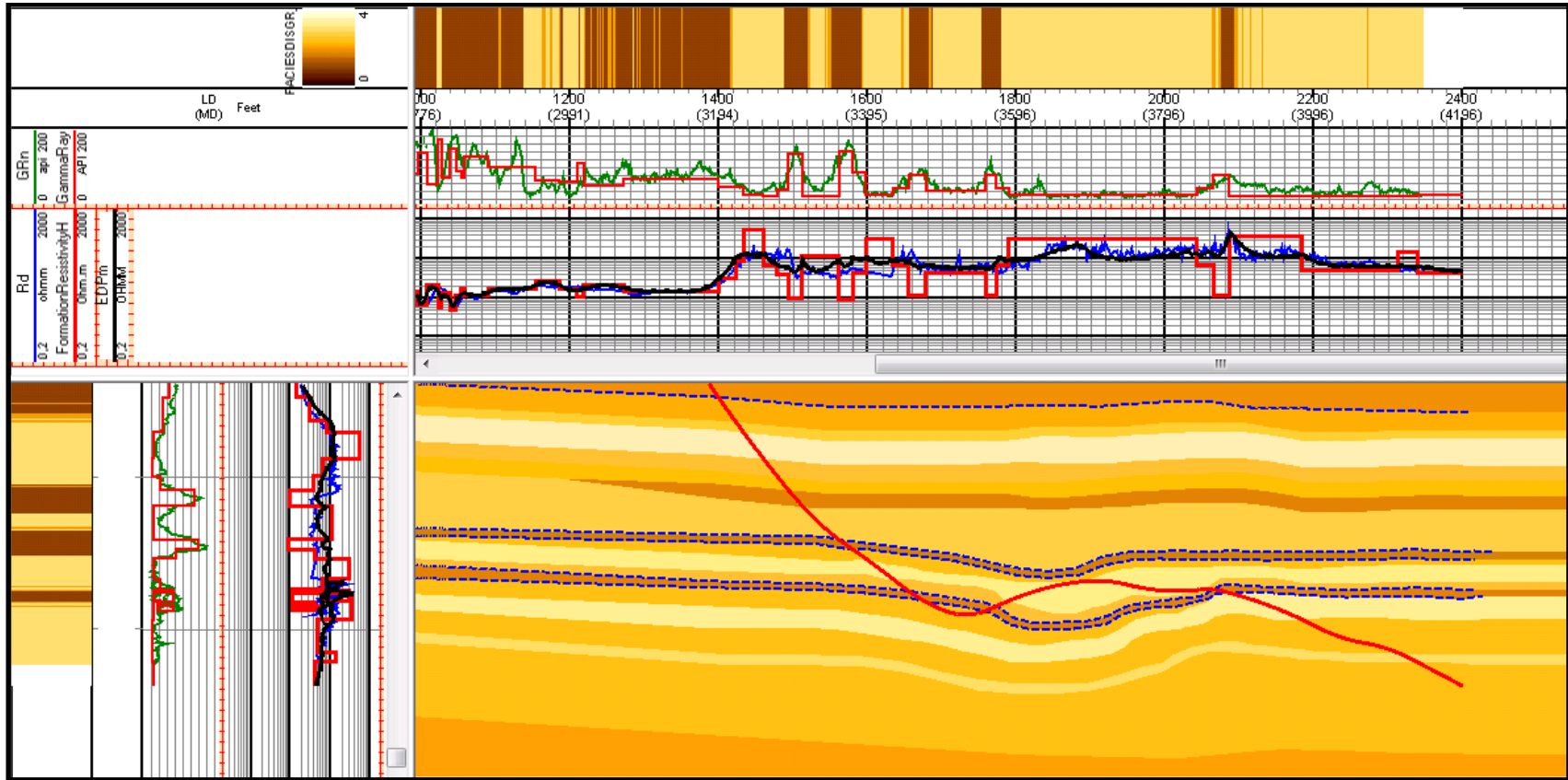


Figura 65. Set de registros del modelo final. Se muestra la resistividad verdadera (registro rojo), la resistividad original (registro azul) y la resistividad simulada (registro negro).



## **10. INTEGRACIÓN AL MODELO PETROFÍSICO**

El modelamiento Petrofísico para los pozos horizontales está fundamentado en los mismos conceptos aplicados comúnmente sobre pozos verticales. Sin embargo, dado que en los pozos horizontales del campo solo se cuenta con herramientas de resistividad y Gamma Ray, fue necesario encontrar funciones adicionales que permitieran encontrar correlaciones con los modelos de litotipos, arcillosidad y porosidad de los pozos verticales. Estas funciones fueron aplicadas en los pozos verticales y corroboradas con las curvas originales para validar su aplicabilidad.

Para los pozos Horizontales, no fue posible encontrar una curva de permeabilidad que reprodujera una permeabilidad equivalente a la encontrada en los pozos verticales.

Los criterios de edición y normalización del registro Gamma Ray y Resistivo se muestran en el capítulo anterior.

### **10.1 DEFINICIÓN DE LITOTIPOS**

El concepto de litotipos se utilizó en el campo en estudio con el fin de clasificar los tipos de roca por factores que controlen la impregnación, acumulación y producción de hidrocarburos sobre core.

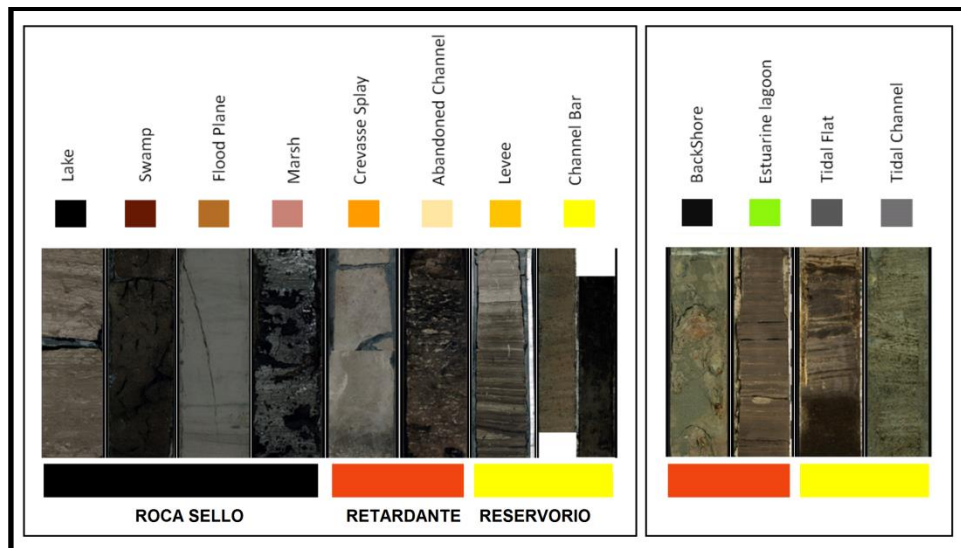
Para el campo en estudio se definieron 4 litotipos, siendo la litología, el tamaño de grano, el contenido de arcilla y la bioturbación los factores que controlan la impregnación en la roca. En cuanto a la litología los limos y las arcillas no presentan impregnación así como también las arenas arcillosas. En arenas con grano fino y muy fino se generan gargantas de poro pequeñas por las cuales el

crudo pesado del campo no fluye así como también el contenido de arcillas alto en arenas productoras redujo la impregnación. La bioturbación genera reducción de la porosidad de la roca debido a la depositación de raíces, detritos y madrigueras, lo cual hace que disminuya su capacidad de impregnación.

La información de litotipos no es estrictamente necesaria en la corrección de los registros de resistividad LWD, pero como se ha dicho antes, ayuda significativamente en la construcción del modelo de capas, sin embargo, la información de litotipos si es fundamental para la generación del modelo petrofísico en los pozos horizontales.

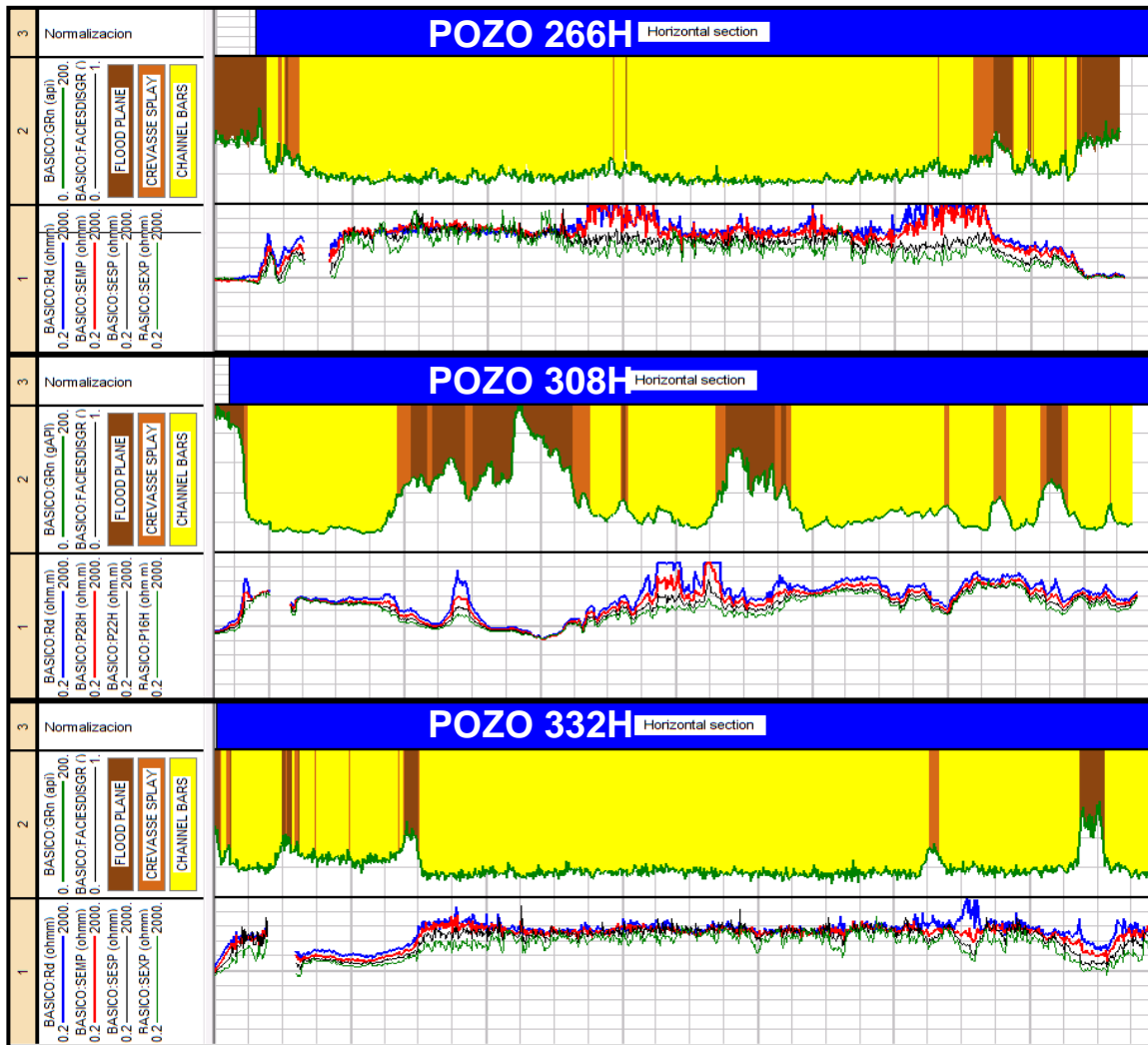
A partir de las facies nombradas en capítulo 8.4 se clasifican los 4 litotipos para su utilización en el modelo petrofísico al cual será integrada la información de resistividad LWD. Del mismo modo los diferentes tipos de depósito también definen los tipos de roca en el campo en estudio. En la figura 66 se observa como los depósitos son clasificados por tipos de roca. En la clasificación hecha en el recuadro de la derecha se hace para los depósitos con influencia mareal.

Figura 66. Clasificación del tipo de roca por tipos de depósitos.



Puesto que solo se cuenta con registros de resistividad y gamma ray en los pozos horizontales del campo estudiado, los litotipos fueron definidos únicamente a partir del registro Gamma Ray y de la derivada del mismo, permitiendo identificar de mejor manera los cambios de facies inicialmente observados en los pozos verticales. La **figura 67** presenta un ejemplo del grado de resolución que se logró obtener de las facies a partir del registro Gamma Ray para 3 de los pozos horizontales del campo en estudio.

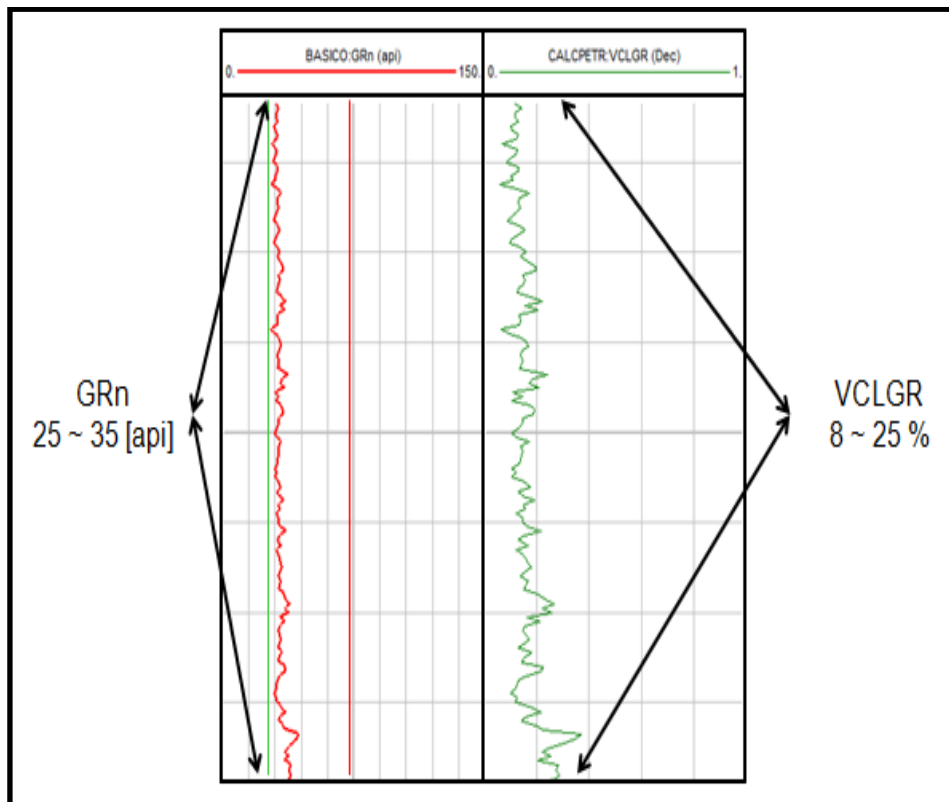
Figura 67. Registro litotipos obtenido para los pozos horizontales 266H, 308H y 332H



## 10.2 CALCULO DEL VOLUMEN DE ARCILLA

Puesto que solo se cuenta con resistividad LWD y gamma ray LWD, se calculó inicialmente el volumen de arcilla ( $V_{clay}$ ) a partir del registro Gamma Ray ( $Gr$ ), sin embargo, al ser comparados los rangos de  $V_{clay}$  para los litotipos 1 y 2 obtenidos a partir del  $Gr$  (25%) y a partir de los análisis de laboratorio en núcleo (10%), se observó que este cálculo es sobreestimado. En la **figura 68** se muestran los rangos de  $V_{clay}$  sobreestimado para los litotipos 1 y 2 a partir del gamma ray.

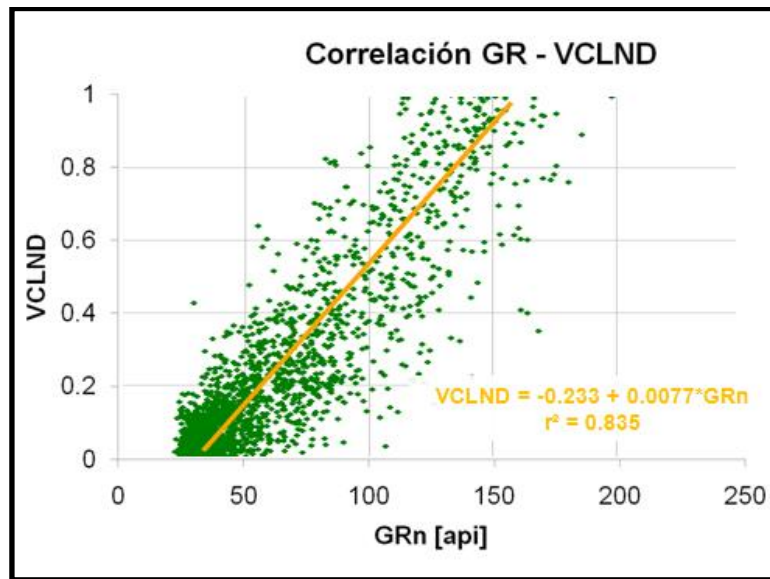
Figura 68. Cálculo de volumen de arcilla sobreestimado.



Por lo tanto para obtener un valor más ajustado de volumen de arcilla a los valores de núcleo, fue necesario generar una correlación en función del Gamma Ray y en función de los registros densidad y neutrón de los pozos verticales, lo cual nos

servirá tanto de referencia como de validación del modelo de Vclay. En los pozos verticales, el volumen de arcilla para las arenas (litotipo 1, 2 y 3) calculado a partir de los registros Densidad y Neutrón se puede correlacionar con el registro de Gamma Ray como lo muestra la **figura 69**.

Figura 69. Correlación VclND – GR



La ecuación obtenida (VCLND) presenta una correlación bastante buena ( $r^2 = 0,835$ ), la cual fue utilizada para las arenas limpias (litotipo 1 y 2), para las arenas sucias (litotipo 3) se utilizó el cálculo directo del volumen de arcilla en función del Gamma Ray y para los shales o litotipo 4 se definió como 1. La figura 70 muestra el ajuste de este modelo aplicado en algunos de los pozos verticales. En la figura 71 se muestra el modelo aplicado a algunos pozos horizontales.

Figura 70. Ajuste del modelo de V-clay para pozos horizontales en los pozos verticales 158, 141, 079 y 046.

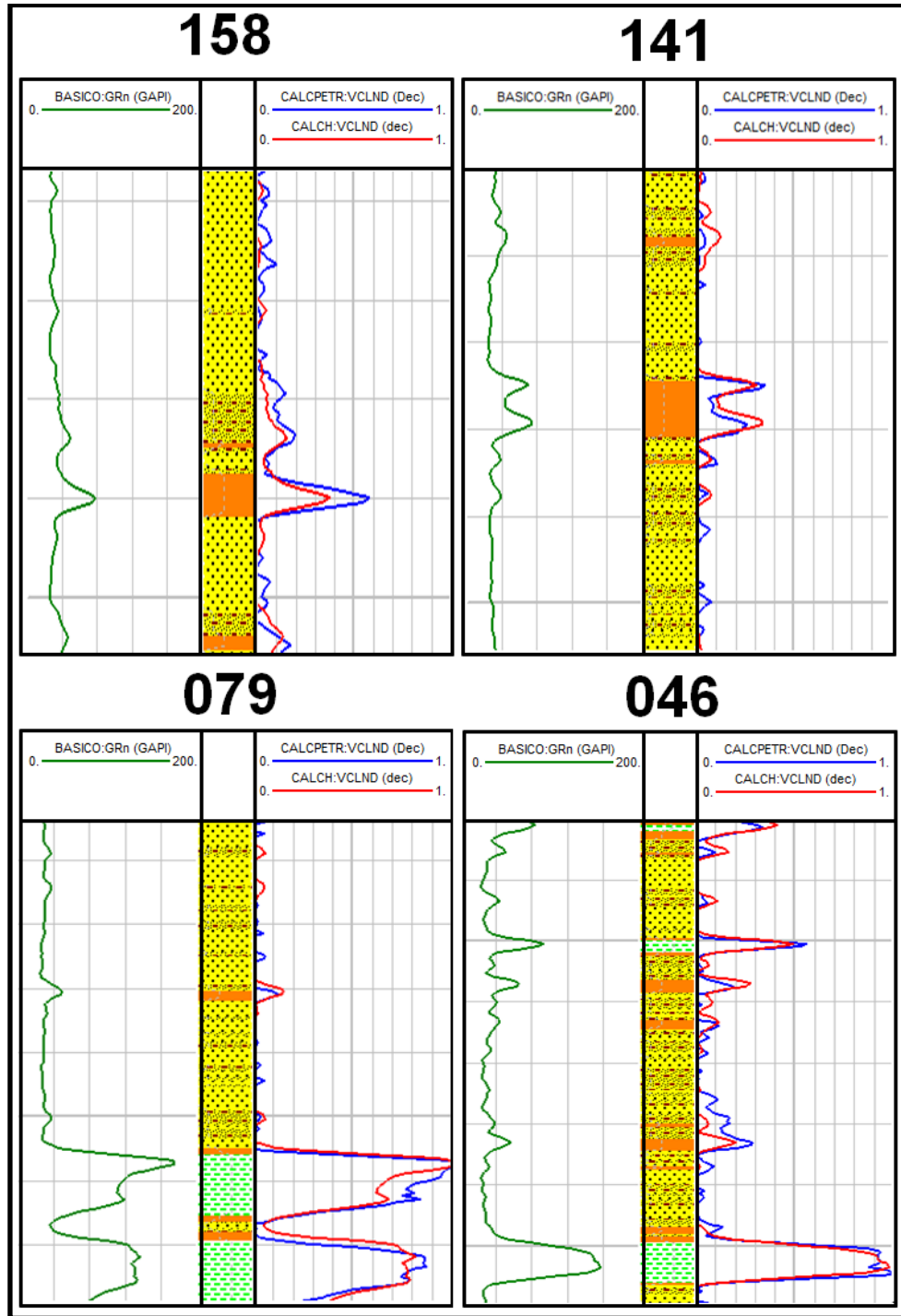
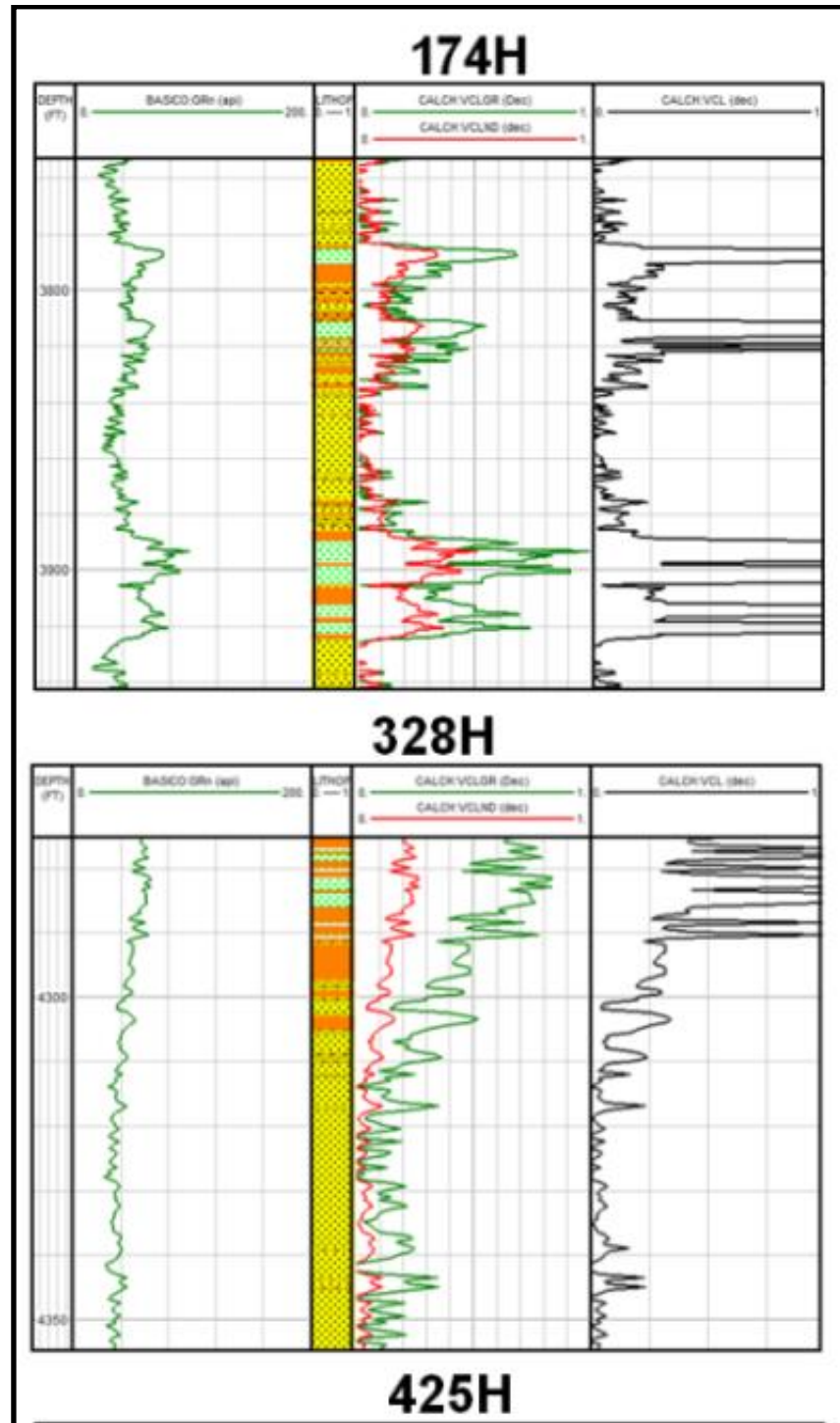


Figura 71. Comparación Modelo V-clay a partir de GR y la correlación para pozos horizontales



Como se observa en las figuras anteriores, el modelo de volumen de arcilla para los pozos horizontales presenta un buen ajuste en los cuatro litotipos, resultado corroborado por las distribuciones de esta propiedad para cada litotipo (**figura 72 y Tabla 6**).

Figura 72. Distribución de volumen de arcilla.

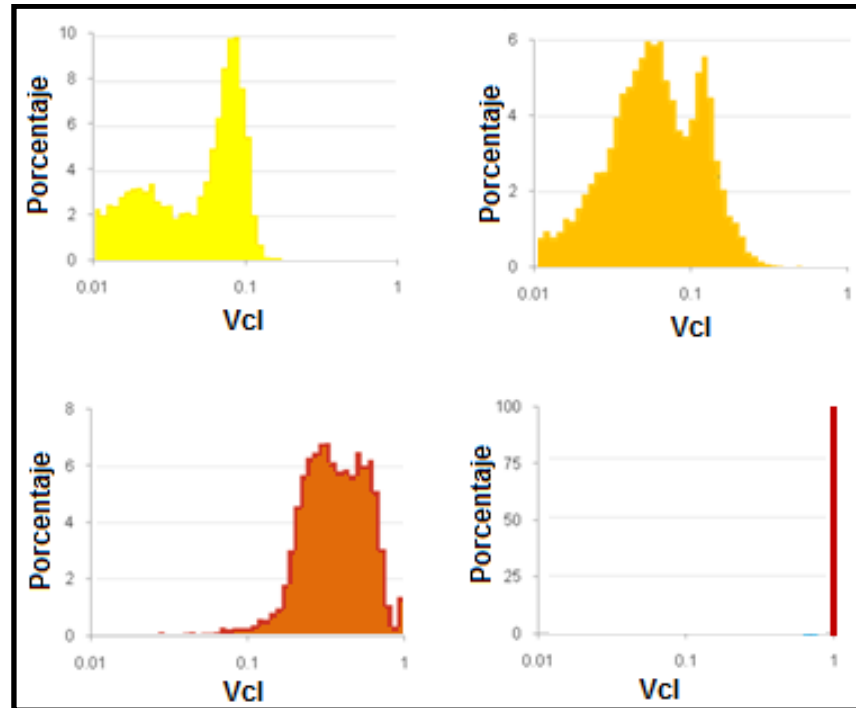


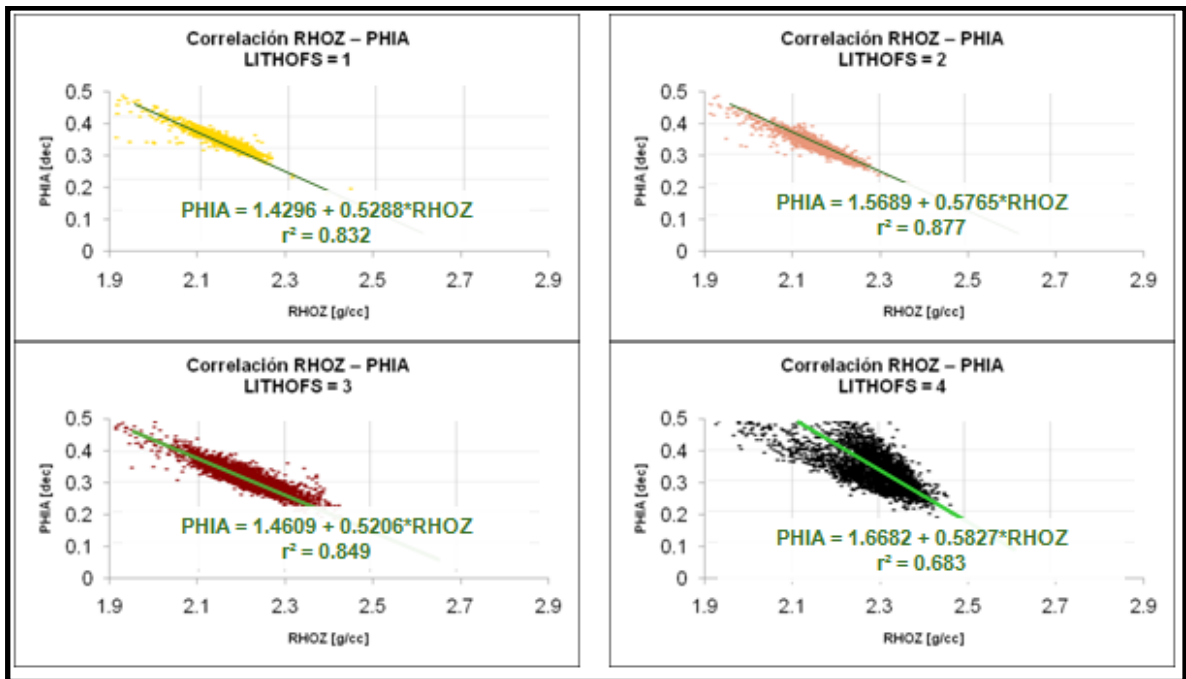
Tabla 6. Distribución de volumen de arcilla

TIPO DE ROCA	MIN	MAX	MEDIA	Desv. Estándar
LITOTIPO 1	0	0.1671	0.047614	20.277
LITOTIPO 2	0	0.6873	0.055746	19.131
LITOTIPO 3	0.0107	1	0.32858	18.133
LITOTIPO 4	1	1	1	--

### 10.3 CALCULO DE LA POROSIDAD TOTAL Y EFECTIVA

No se cuenta con la herramienta de porosidad 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 los pozos horizontales (Resistividad y gamma ray); por lo tanto, así como con el volumen de arcilla ( $V_{clay}$ ), se busca obtener una correlación con los pozos verticales para luego ser aplicada en los pozos horizontales. En los pozos verticales el cálculo de la porosidad está directamente relacionado con el registro de Densidad, dejando ver una buena correlación densidad vs porosidad de los 4 litotipos (ver **figura 73**).

Figura 73. Correlaciones Porosidad – RHOZ



Puesto que en los pozos horizontales no se cuenta con el registro de densidad, se determinó una correlación con la cual se obtuvo un registro de Densidad sintético a partir del registro Gamma Ray.

En el cross-plot Densidad-Gamma Ray de la **figura 74** no se puede establecer una correlación directa entre el registro de Densidad y el Gamma Ray, sin embargo, la variable que cuantifica la separación entre las curvas Neutrón y Densidad (DDN), tiene una buena correlación con el registro Gamma Ray, dada la relación que existe entre la separación de estas curvas y el volumen de arcilla (**figura 75**). A partir de esta correlación se obtiene entonces una curva del registro DDN.

Figura 74. Crossplot GR – RHOZ

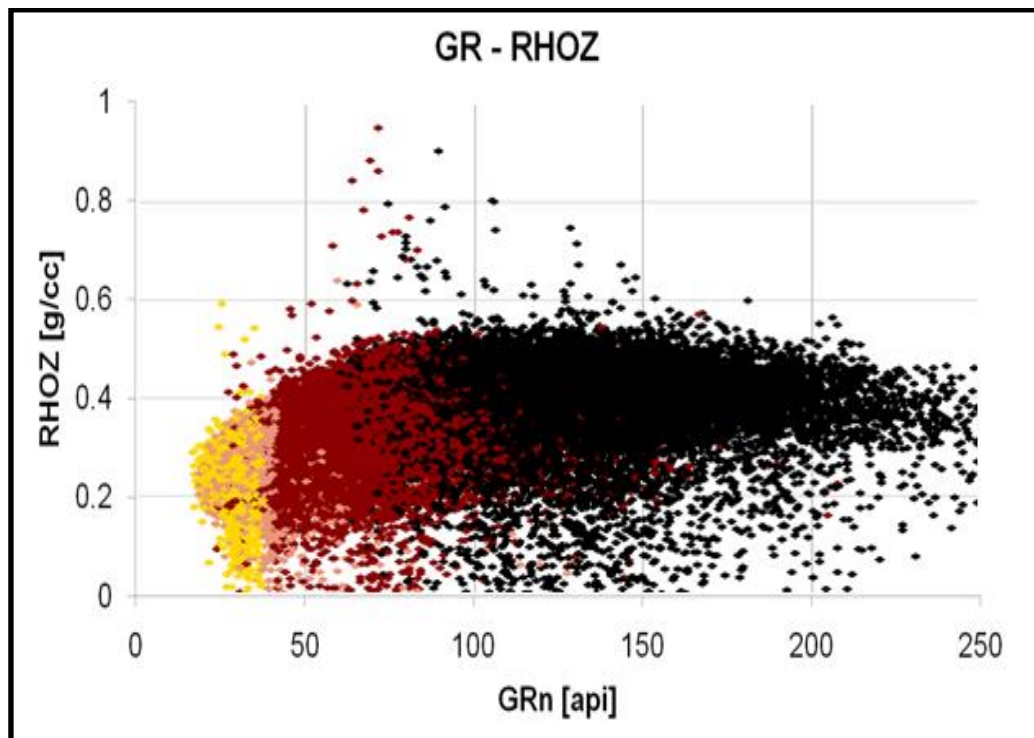
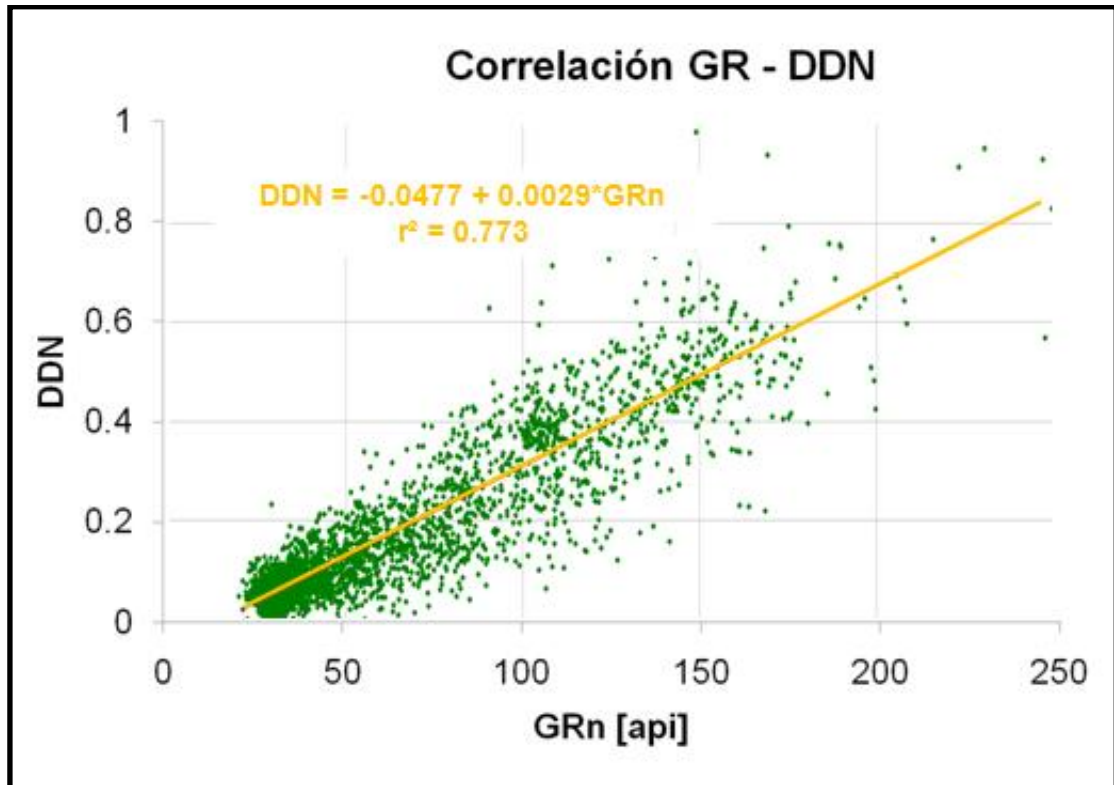


Figura 75. Correlación Gamma Ray – DDN (Diferencia Densidad Neutrón).



Con el fin de obtener un registro de Densidad sintético en los pozos horizontales, se usó la variable DDN. Se definió una línea base para el registro Densidad de 2.15 gr-cc. Se atribuyó que el valor de la variable DDN es resultado en partes iguales por los dos registros, es decir, que la separación de las curvas Densidad y Neutrón se debe en un 50 % al registro Densidad, y en otro 50% al registro Neutrón. De esta forma, el valor numérico del registro Densidad sintético está definido por la línea base más la mitad de la variable DDN. Usando un planteamiento similar, se podría tener un registro Neutrón sintético.

$$RHO = 2.15 + \frac{DDN}{2}$$

Una vez se cuenta con el registro de densidad sintético, es posible calcular por medio de la correlación y parámetros previamente expuestos en los pozos verticales, la porosidad para los pozos horizontales. Como se ve en las **figura 76 y 77** el ajuste de la porosidad en los pozos verticales es bastante cercano entre la porosidad original y el modelo a partir del DDN.

La distribución de la porosidad efectiva para los pozos horizontales y los promedios para cada litotipo se presentan en la **figura 78** y en la **tabla 7** respectivamente. Estos resultados tienen un comportamiento muy similar a los obtenidos en los pozos verticales, dándole mayor grado de confiabilidad al modelo aplicado.

Figura 76. Ajuste del modelo de porosidad de pozos horizontales en los pozos verticales.

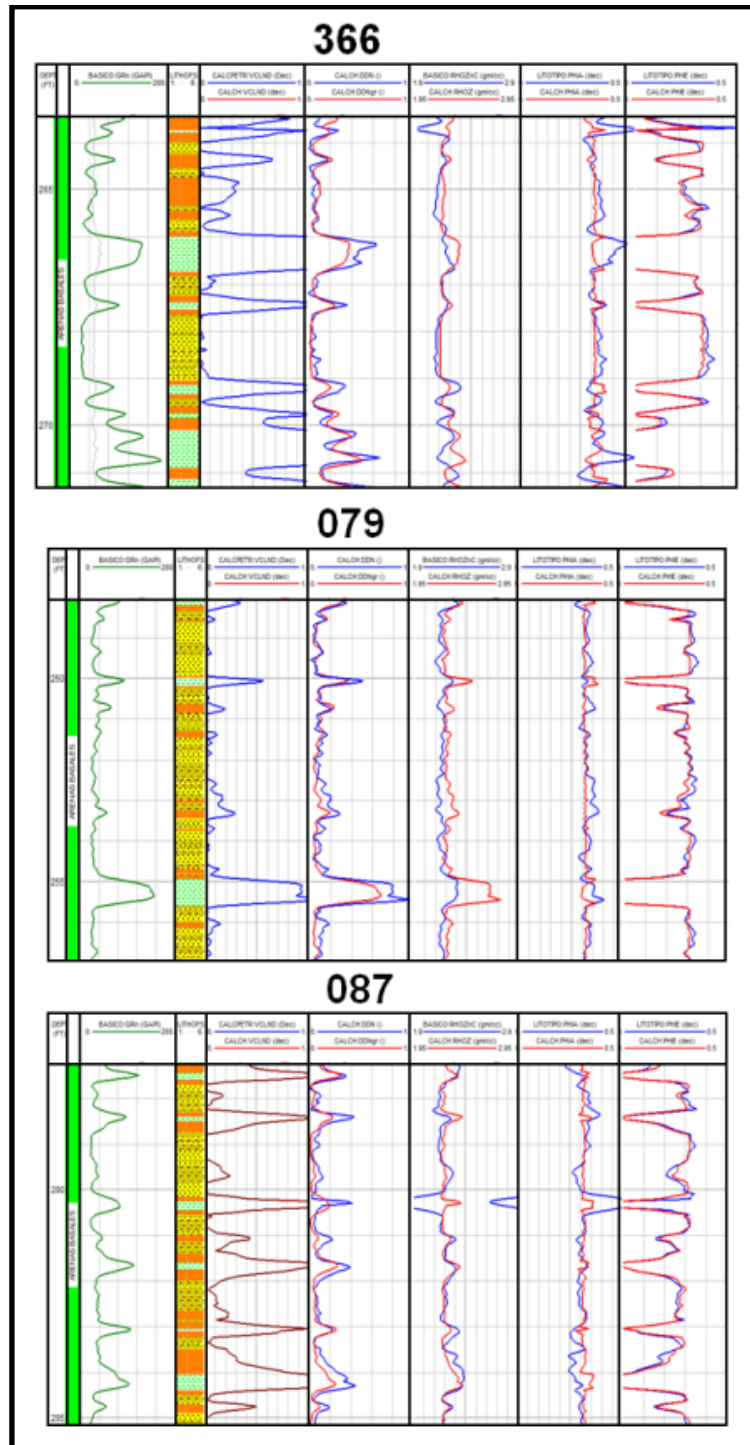


Figura 77. Comparación modelo de porosidad registro Densidad y modelo DDN en los pozos verticales.

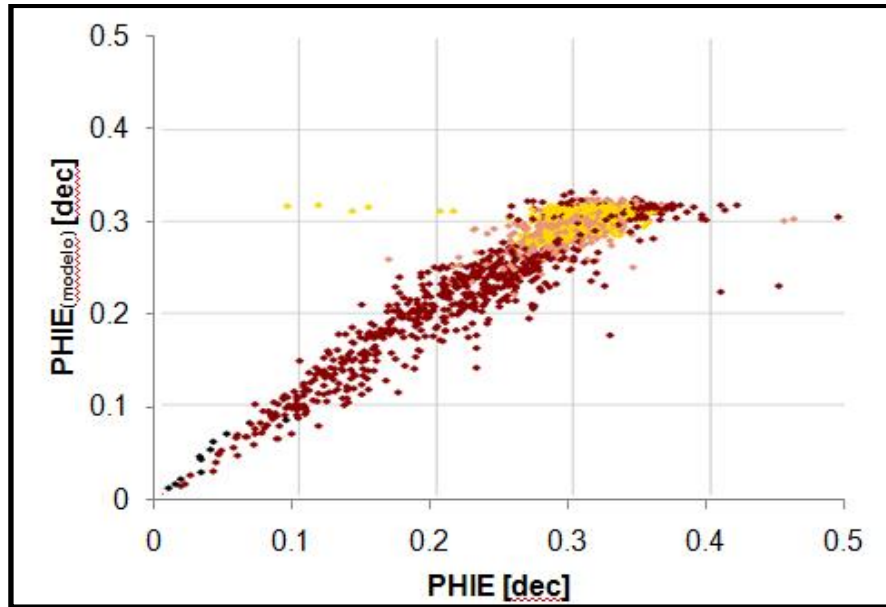


Figura 78. Distribución de la Porosidad por litotipos en los pozos horizontales.

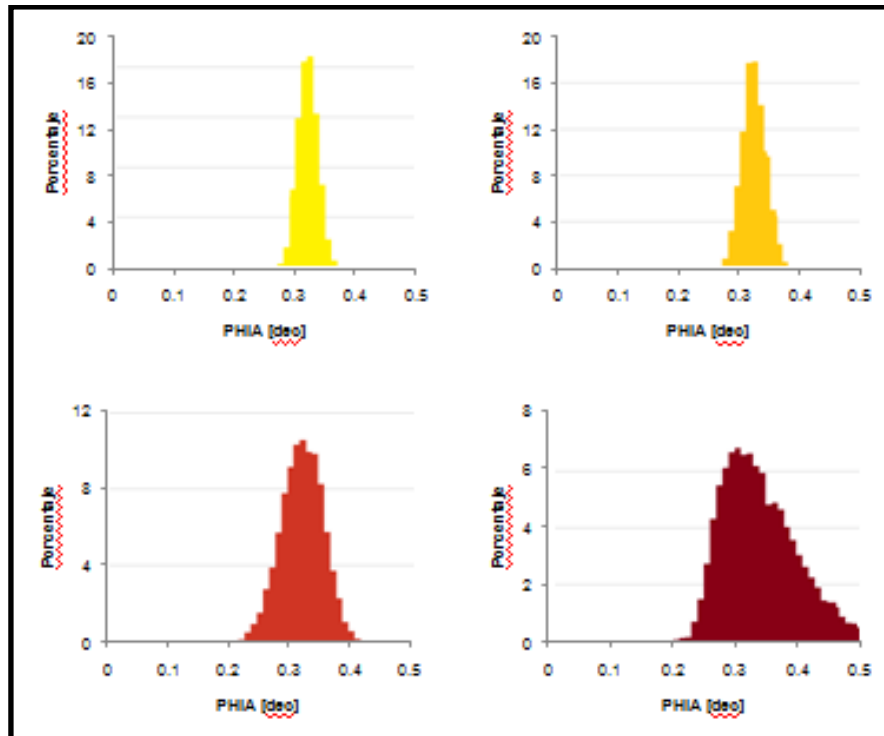


Tabla 7. Distribución de la Porosidad por litotipos en los pozos horizontales.

Tipo de roca	MIN	MAX	MEDIA	Desv. Estándar
Litotipo 1	0.275	0.3788	0.32186	0.02247
Litotipo 2	0.2591	0.4979	0.32446	0.02607
Litotipo 3	0.2077	0.4992	0.31484	0.03907
Litotipo 4	0.191	0.5	0.33135	0.06023

#### 10.4 CALCULO DE LA SATURACIÓN DE AGUA

La resistividad es la clave para determinar la saturación de agua en la roca y por ende la saturación de hidrocarburo que esta contenga. El objetivo de las mediciones de resistividad, tanto wireline como LWD, es la evaluación detallada de saturación de la roca, siendo fundamental en la aplicación de la relación empírica hallada por Archie. La ecuación de Archie y sus variantes han sido un método estándar en la evaluación de la saturación de agua y por tanto en la saturación de hidrocarburos. Archie (1942) propone la forma básica de la ecuación, basada en una correlación empírica sobre la base de datos experimentales:

$$S_w = n \sqrt{\frac{a R_w}{\Phi^{m R_t}}} \quad \text{Donde,}$$

$S_w$  = Saturación de agua

$a$  = constante derivada empíricamente

$m$  = exponente de cementación

$n$  = exponente de saturación

$\Phi$  = porosidad de la formación

$R_w$  = resistividad del agua in situ

$R_t$  = resistividad verdadera de la formación

La ecuación de Archie debe ser solucionada para encontrar la proporción de espacio poroso relleno por agua, el espacio remanente se asume que es relleno por hidrocarburos. Por tanto la saturación de hidrocarburos ( $S_{hc}$ ) es determinada como:

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

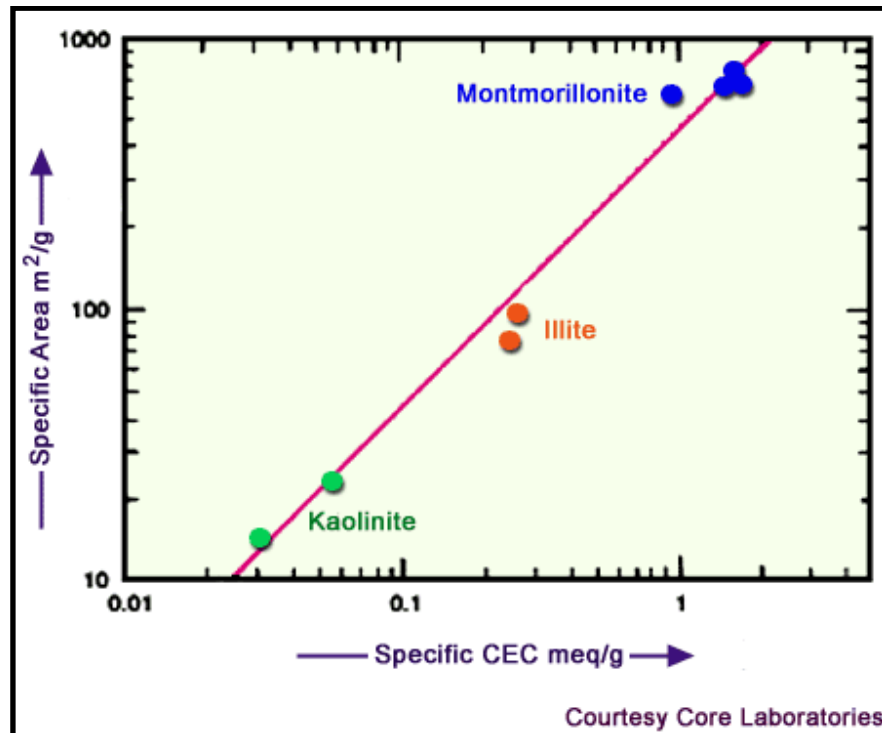
Para la generación de un buen modelo de saturación de agua, es necesario identificar cual modelo es el apropiado para aplicar al campo en estudio, analizando los diferentes parámetros que pueden afectar la aplicabilidad de un modelo simple como el de Archie. De manera general, los modelos de saturación existentes para yacimientos convencionales son función principal de la arcillosidad. Modelos para arenas limpias, son evaluados como caso base empleando el modelo Archie y yacimientos de arenas sucias son evaluados con modelos para arenas arcillosas, como lo son el modelo Doble Agua, Simandoux e Indonesia, entre otros, donde elegir entre un modelo u otro, dependerá principalmente del tipo, distribución y cantidad de arcillas presentes en las arenas.

Para determinar si aplicar un modelo doble agua o no, es necesario determinar la capacidad de intercambio catiónico ( $Q_v$ ) del tipo de arcilla predominante en el campo en estudio. De esta manera si se poseen  $Q_v$  mayores a 0.2 debe aplicarse un modelo doble agua, de lo contrario no se amerita utilizar un modelo doble agua

y debe por tanto obtenerse un modelo de saturación de agua por el método de Archie.

Según los análisis de SEM-DRX del campo estudiado, se determina que el mineral arcilla principal es Caolinita y no corresponde a más de un 6% de la composición total de la roca reservorio (litotipos 1 y 2). De acuerdo a lo anteriormente dicho no se considera que pueda existir una reducción en la conductividad de la roca por este tipo de arcillas, dado que la caolinita es la arcilla que menor capacidad de intercambio catiónico presenta, como se ve en la figura 79.

Figura 79. Capacidad de intercambio catiónico por unidad de área



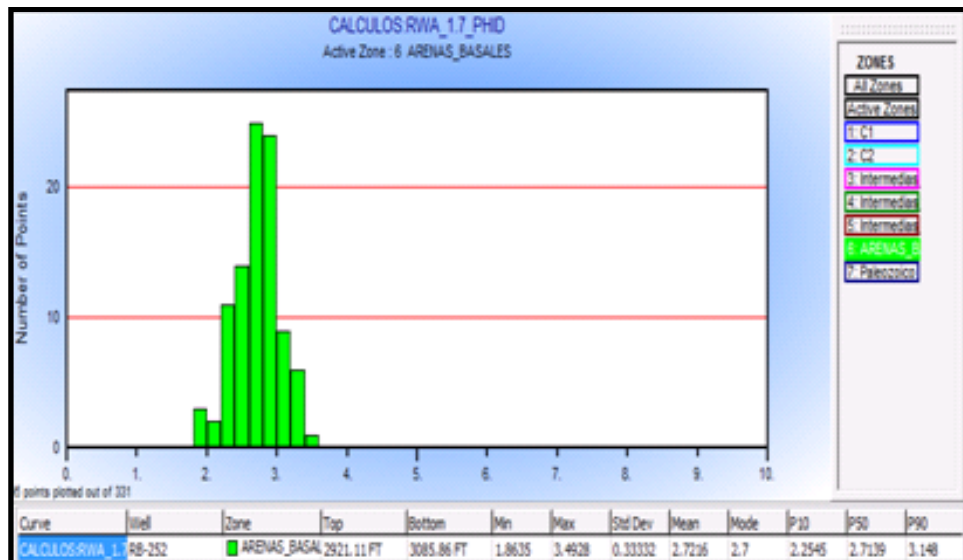
Adicionalmente, análisis de  $Q_v$  hechos para el modelo estático (2011-2012) del campo en estudio (en muestras que cubren todos los litotipos del campo estudiado (mostraron valores relativamente bajos, siendo el promedio de  $Q_v$  para los litotipos

1, 2 y 3 de 0.11, 0.23 y 0.13 respectivamente. Por lo tanto, dado el tipo de arcilla (colinita), la capacidad de intercambio catiónico por unidad de volumen poroso, es menor a 0.2 para las facies 1 y 2, siendo estos valores relativamente bajos para manejar un modelo Doble agua según Waxman & Smith.

Puesto que el objeto de estudio de este proyecto son los pozos horizontales, se toman los parámetros  $a$ ,  $n$  y  $m$  del modelo petrofísico de los pozos verticales del campo estudiado con el fin de ser aplicado al modelo de los pozos horizontales. La curva de resistividad empleada en el modelo de saturación corresponde a la curva  $RT$  corregida mediante la metodología anteriormente descrita.

La resistividad del agua ( $R_w$ ) en zonas 100% arena y saturadas por agua tienen un valor promedio de 7.12 Ohm.m (ver figura. 5.79<sup>a</sup>) el valor aplicado a los pozos horizontales corresponde al valor del pozo vertical del clúster en el que se encuentra dicho pozo horizontal.

Figura 80. Distribución del  $R_{wa}$  en zonas 100% arena y saturadas por agua



Con respecto al parámetro  $m$ , la arenas poseen un valor común de 2, sin embargo para el campo en estudio se definió un  $m = 1.7$ . Su valor se ve reducido por la baja consolidación de la roca. A menor consolidación menor será la cementación y tortuosidad del medio. Según Compton (1985) la consolidación de la roca puede determinarse bajo los siguientes criterios:

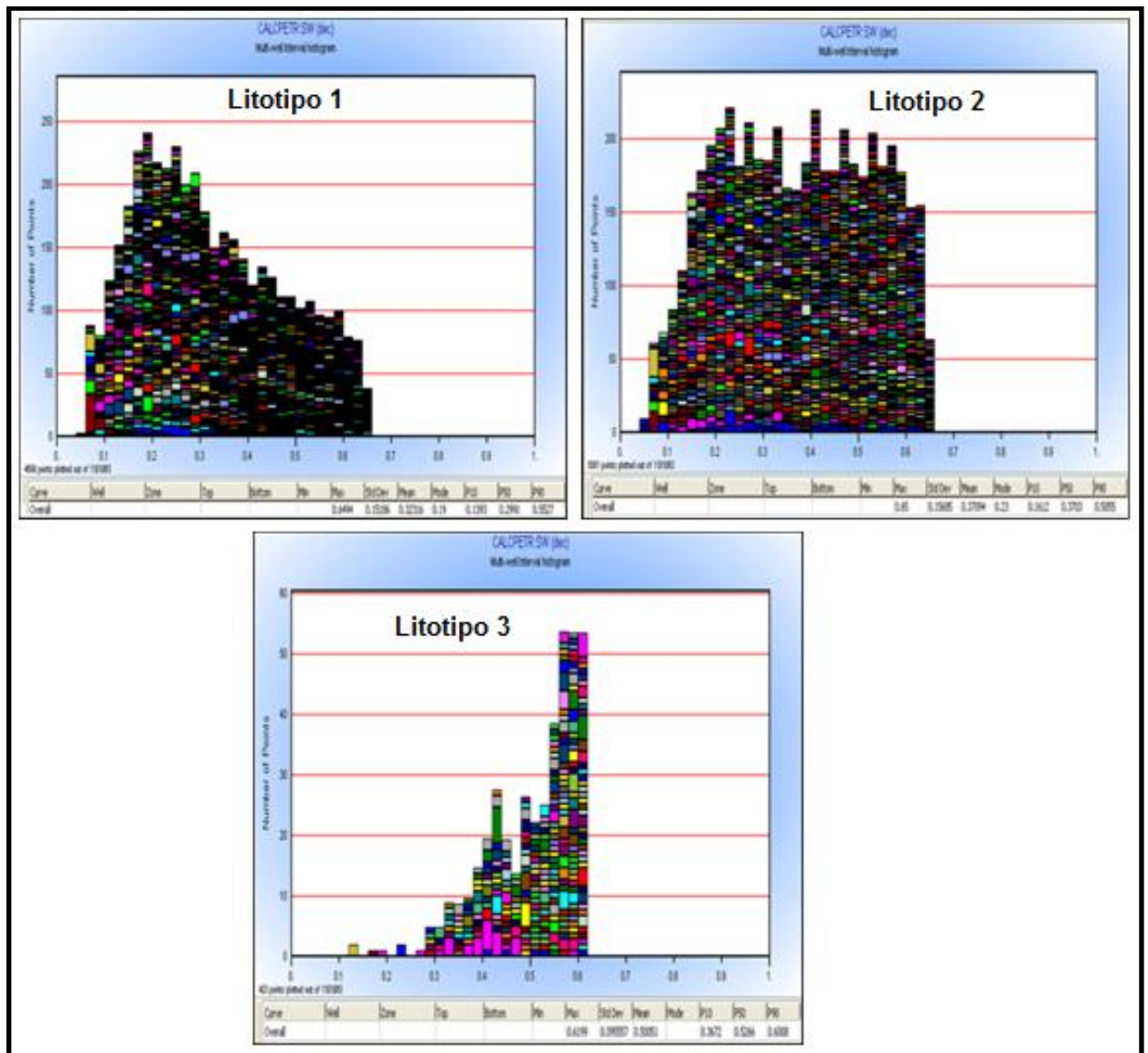
- Suelto. Sedimento no consolidado
- Friable. Se desmenuza con una leve presión de los dedos
- Firme. Se parte con una fuerte presión de las manos
- Consolidada. Se necesita de un martillo para tomar una muestra
- Muy consolidada. Se necesita un golpe muy fuerte con martillo para tomar una muestra

La consolidación para el caso de los litotipos reservorio evaluados en núcleos, se tiene que para los litotipos 1 se define entre Friable y Firme y el litotipo 2 como Firme.

Se considera que el volumen y tipo de arcilla en las facies petrolíferas son despreciables sobre la conductividad de la roca y los bajos valores de  $m$  son a causa de la baja consolidación.

La baja consolidación de la roca se representa empleando un  $m = 1.7$  para las facies 1 y 2, y dados los resultados de  $Q_v$ , consolidación y presencia de matriz arcillosa para el Litotipo 3 un  $m = 2$ .

Figura 81. Distribución Saturación de Agua según el modelo de Archie.



En la figura 81 se muestra la distribución de saturación de agua para los litotipos 1, 2 y 3.

El resultado de la saturación se limita en resolución de la curva de resistividad, razón por la cual se aprecia la saturación como valores sectorizado por capa (figura 82).

La importancia de este cálculo, ha identificado que puede existir sobreestimación en los espesores netos PAY identificados netamente a partir de la curva de resistividad (sin corregir), y la impregnación de los pozos. Como hemos visto a través de este capítulo, la definición del espesor PAY en pozos Horizontales, debe obtenerse mediante la integración de diferentes fuentes de información y si se desean emplear cut-offs de resistividad deben tenerse en cuenta todos los factores que alteran su respuesta. La figura 82 muestra, la importancia de la integración de todas las fuentes de información y la determinación de zonas PAY antes y después de la corrección de la curva de resistividad.

Figura 82. Modelo de Saturación pozos Horizontales

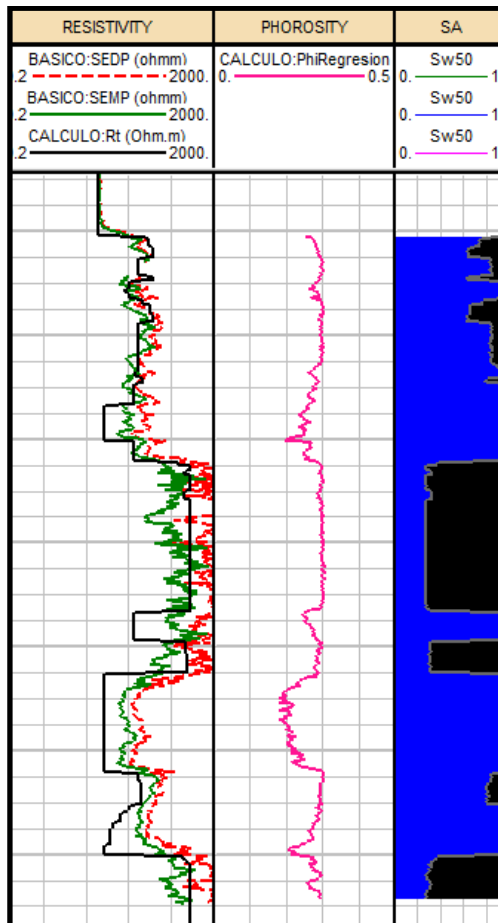
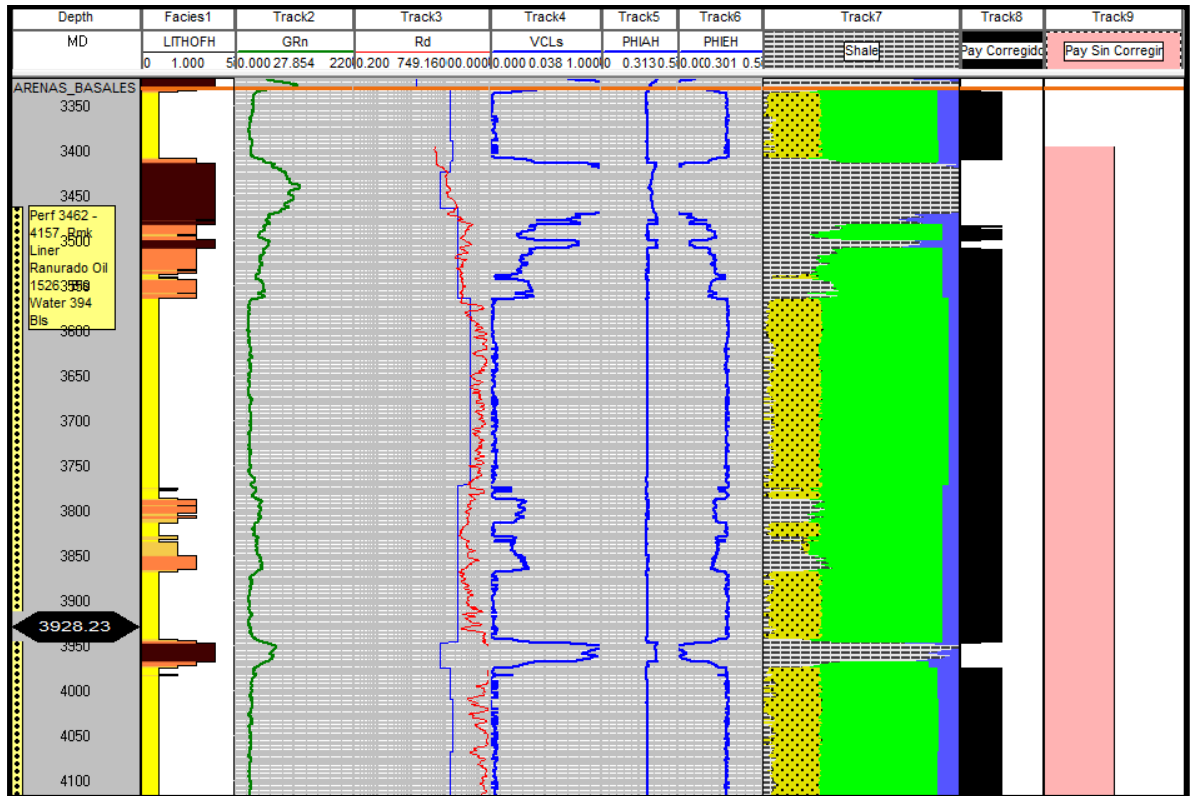


Figura 83. Impacto de la corrección curva RT sobre espesor PAY.



## 11. INTEGRACION AL MODELO GEOESTADISTICO

Se toma la superficie estructural del tope de la unidad reservorio y de las demás subunidades infrayacentes hasta el tope de Paleozoico convertidas a profundidad. Estas superficies actúan como límite vertical del reservorio, los límites laterales están constituidos por el polígono que define el campo y las fallas en el área de estudio también convertidas en profundidad.

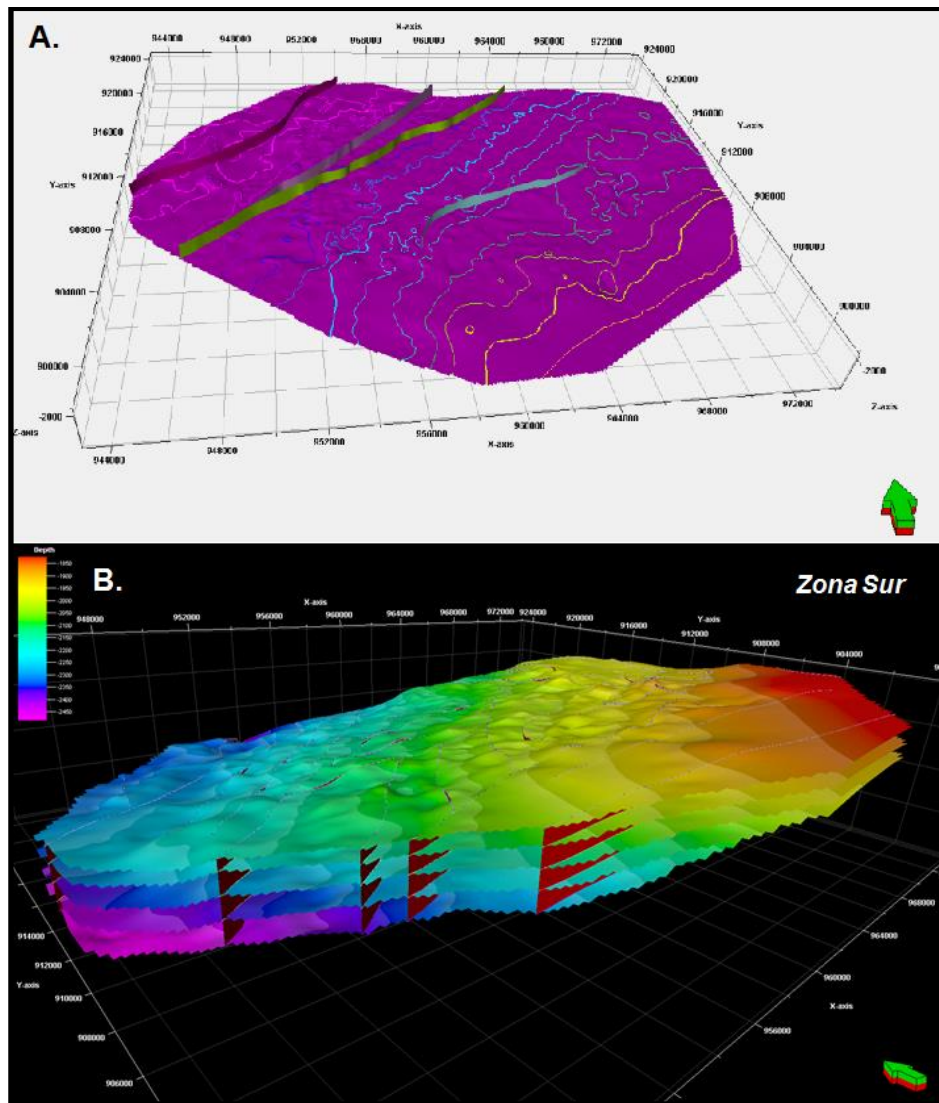
Una vez se cuenta con los límites verticales y laterales del reservorio se procede a generar una grilla geoestadística la será explicada a continuación.

### 11.1 GRILLA GEOESTADISTICA

La información de entrada principal para la construcción de la grilla geoestadística fueron las superficies estructurales de la unidad reservorio y de Paleozoico, las fallas principales que compartimentalizan el yacimiento, y los topes definidos tanto para los pozos horizontales como para los verticales. En la figura 84 puede verse las principales superficies estructurales y las principales fallas del campo en estudio.

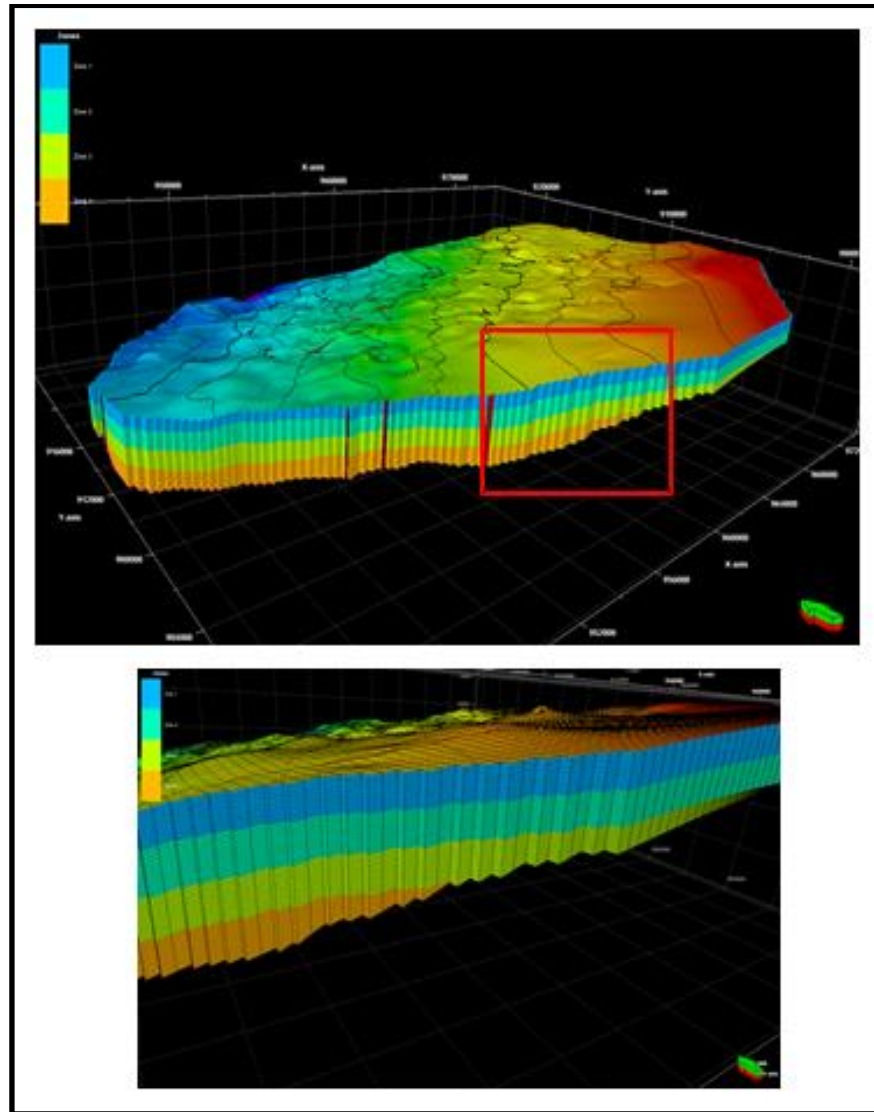
La unidad reservorio subdividida en cuatro (4 Zonas), las cuales fueron introducidas al modelo a partir de la definición de topes estratigráficos en cada uno de los pozos horizontales y verticales del campo en estudio. Como se pudo ver en el marco estratigráfico del campo (capítulo 8.3) estas zonas presenta un acuñaamiento u onlap sobre el paleozoico, el cual fue representado en la grilla (Ver figura 85).

Figura 84. A. Fallas principales del área estuda sobre la superficie de paleozoico. B. Superficies estructurales principales utilizadas en la grilla geoestadística.



El tamaño áreal de celda es en promedio de 100\*100 (m) y un espesor de celda promedio de 3(ft) a 5 (ft), en nuestra zona de interés la unidad reservorio (por donde navegan los pozos horizontales) se tiene un número de 15 layers. Para el modelo total con las cuatro zonas se presentaron aproximadamente 7 millones de celdas.

Figura 85. Grilla geostatística representando las terminaciones onlap sobre la discordancia del Paleozoico.



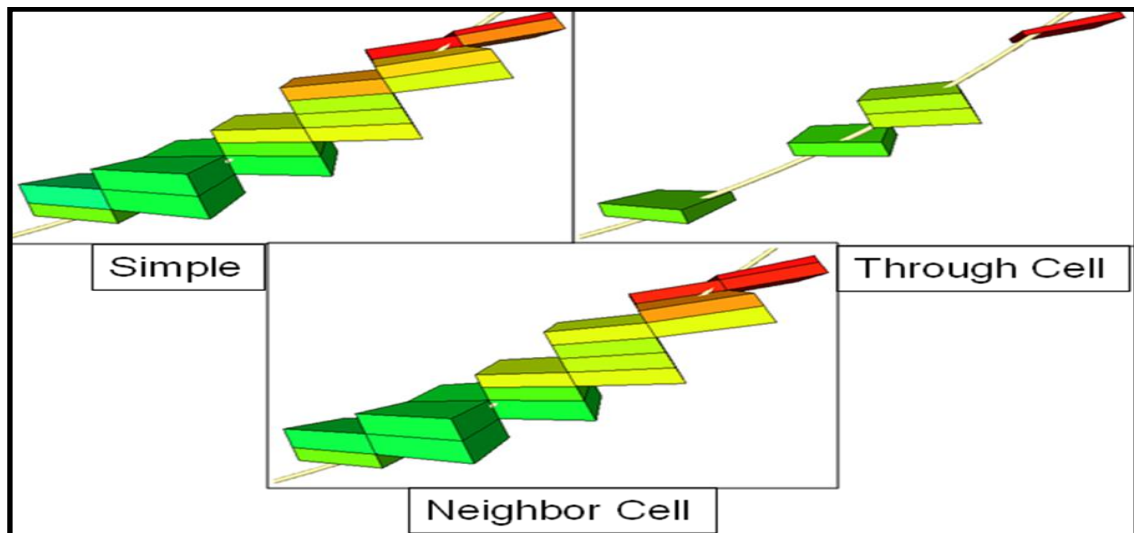
## 11.2 ESCALAMIENTO DE FACIES Y PROPIEDADES PETROFISICAS

Para entender a cabalidad el escalamiento realizado en los pozos horizontales, se mostrara brevemente el método utilizado para el escalamiento en los pozos verticales.

Se utilizó el método del promedio “Most of” para el escalamiento de las litofacies, el cual toma en cuenta la ocurrencia porcentual de la facie que más exista en cada celda, teniendo en cuenta el volumen de celda. Este tipo de promedio solo es utilizado para variables discretas, el cual seleccionará el valor discreto de cada "facies" que se presente en mayor proporción en cada celda o que este mayormente representado en el registro para así rellenar la celda pertinente en cada posición; esta operación se efectúa en cada una de las celdas que presenta cada pozo utilizado en el modelo geoestadístico.

Se utiliza también el condicionamiento por el método simple, el cual promedia los valores de cada celda teniendo en cuenta las celdas que tocan la trayectoria del pozo, los métodos de “celdas vecinas” (Neighborcell) o el método de “atravesar las celdas” (Throughcell) afecta el escalamiento en los pozos horizontales debido a los altos ángulos de desviación en las trayectorias de estos pozos, de esta manera, todos los registros escalados usaron el método simple en el escalamiento.

Figura 86. Métodos de escalamiento de facies.

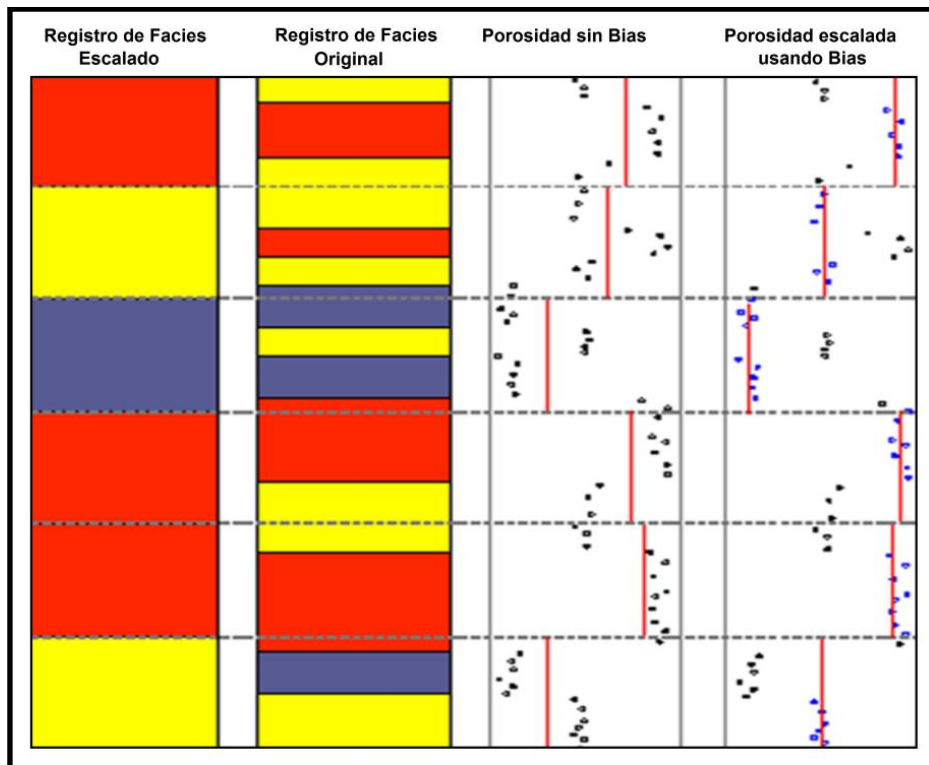


Fuente: Tomado Manual Petrel 2010

El escalamiento de las propiedades petrofísicas ( $V_{shale}$ , porosidad y saturación de agua) se realizó con diferentes métodos de promedio, como el armónico, geométrico y aritmético, optando por tomar como modelo de escalamiento el método aritmético, el cual es empleado normalmente en estas propiedades ya que son variables aditivas y continuas y es finalmente el método que representa mejor la información de entrada de los modelos de V-shale, porosidad y saturación.

Los modelos de V-shale, porosidad y saturación de agua, fueron condicionados al modelo de facies usando “Bias”, con el fin de obtener promedios más coherentes, el “Bias” toma un promedio de la propiedad en solo los intervalos en donde esta reportada la facie definida en el escalamiento.

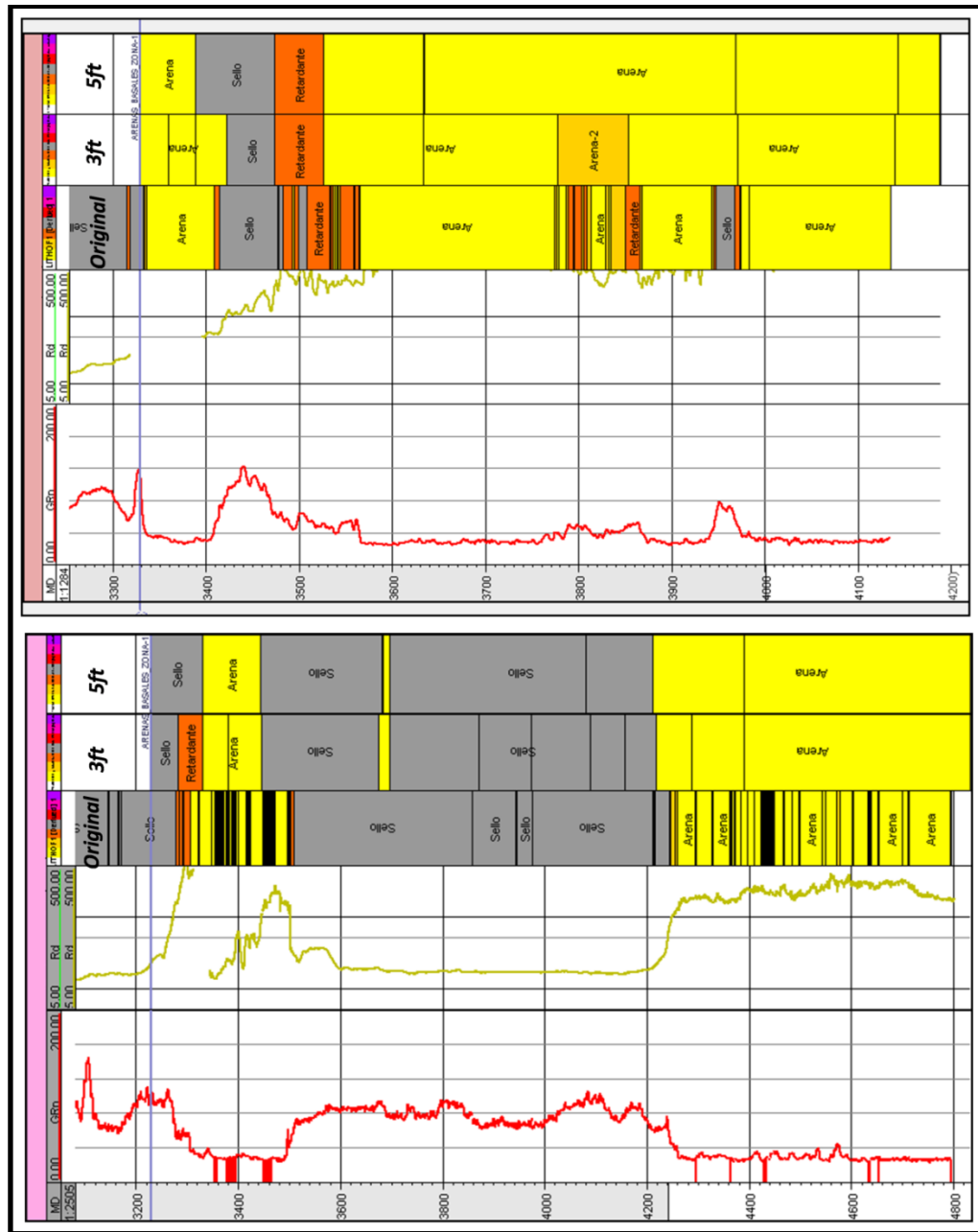
Figura 87. Condicionamiento al registro de facies escalado de la porosidad usando Bias.



El escalamiento de los pozos horizontales dependió netamente del tamaño áreal de celda más que de la definición del layering en la vertical. Las tendencias principales de ocurrencia arena y arcilla se respetan de buena forma desde el

registro original hasta el escalamiento dado a que los espesores que atraviesan este tipo de pozos son considerablemente mayores con respecto a los pozos verticales.

Figura 88. Escalamiento de registros en los pozos horizontales. De abajo hacia arriba en los tracks de registros discretos se muestran el registro original de facies, el escalado a 3 ft y el escalado a 5ft.



El uso de los pozos horizontales en el modelamiento mejoró el control áreal de la distribución de las Facies y de las propiedades petrofísicas en la unidad reservorio donde se encuentran las mejores acumulaciones de hidrocarburo. En la figura 89, se puede observar el muestreo del campo en estudio sin considerar los pozos horizontales y en la figura 90 se observa el muestreo considerando los pozos horizontales, siendo evidente el gran aporte en cuanto a información y cubrimiento áreal del muestreo de los pozos horizontales.

Figura 89. Muestreo en el campo en estudio sin utilizar la información aportada por los pozos horizontales.

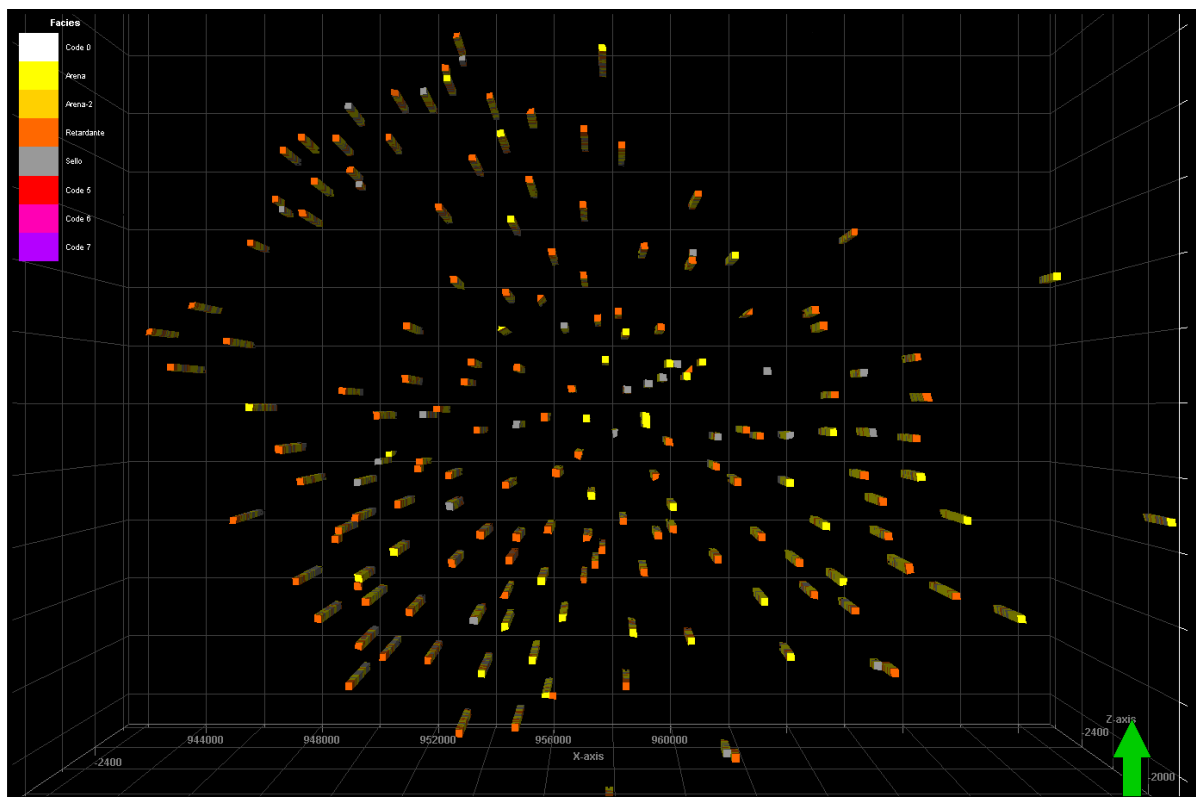
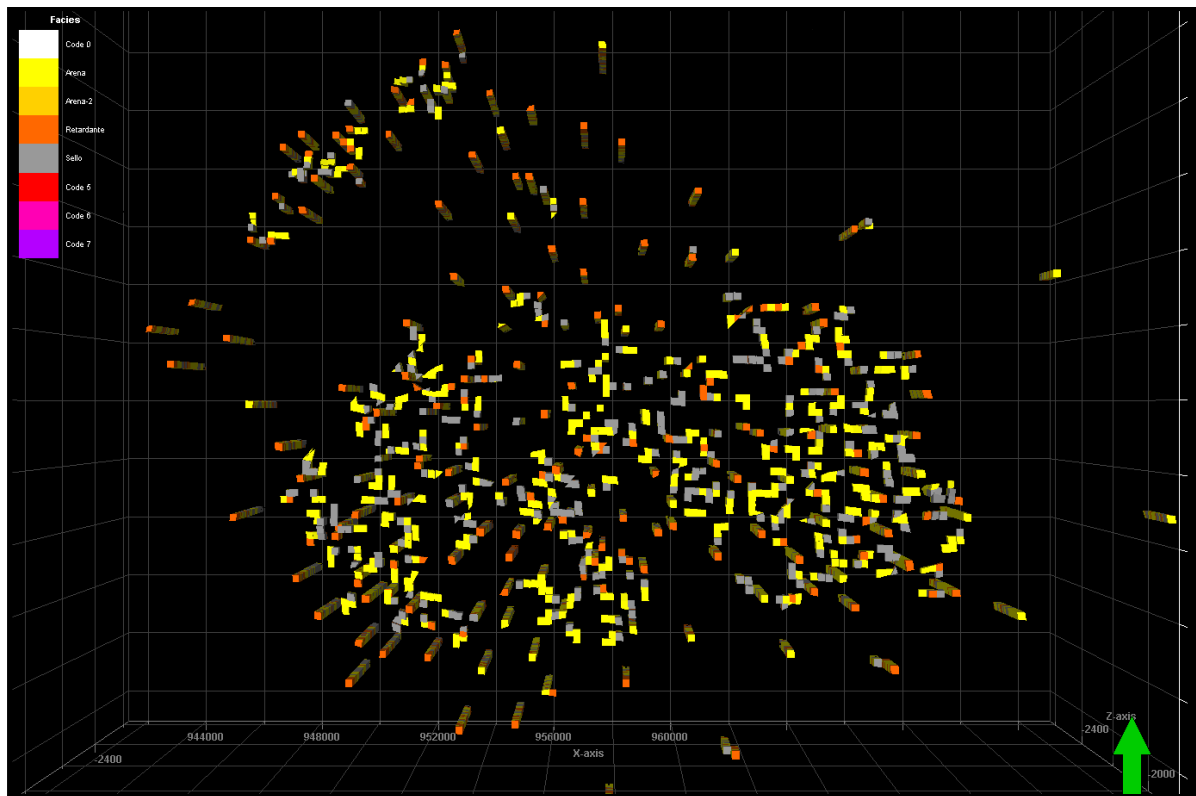


Figura 90. Muestreo en el campo en estudio utilizando la información aportada de los pozos horizontales.



### 11.3 CÁLCULO DE VARIOGRAMAS

La mayoría de los fenómenos geológicos presentan Variables Aleatorias Regionalizadas (Pawlowsky et al., 1995). Desde un punto de vista matemático, estas variables aleatorias regionalizadas son simplemente una función que toma valores en todos los puntos del espacio tridimensional. Sin embargo, es muy frecuente que estas funciones varíen tan irregularmente en el espacio que impide un estudio matemático directo, siendo necesario realizar un análisis de variabilidad de la información disponible. Para tal fin el análisis variográfico es una herramienta muy útil para determinar no solo la variabilidad sino las direcciones hacia las

cuales ocurren las mayores y menores varianzas, es decir, las direcciones hacia las cuales una variable presenta correlación o se deja de correlacionar.

El cálculo del semivariograma experimental es la herramienta geoestadística más importante en la determinación de las características de variabilidad y correlación espacial del fenómeno estudiado (Chica, 1987), es decir, permite tener conocimiento de cómo la variable cambia de una localización a otra (Lamorey y Jacobsom, 1995; Issaks& Co., 1999).

Existen tres tipos de regresiones para hallar la función del variograma experimental, estos son:

**Exponencial:** Es utilizado cuando existe rápida variación de las variables a cortas distancias. Propiedades de altas discontinuidades.

**Esférico:** Se utiliza cuando la variable se comporta a corta distancia de manera lineal, es decir que la variable va disminuyendo su correlación proporcionalmente a medida que se aleja.

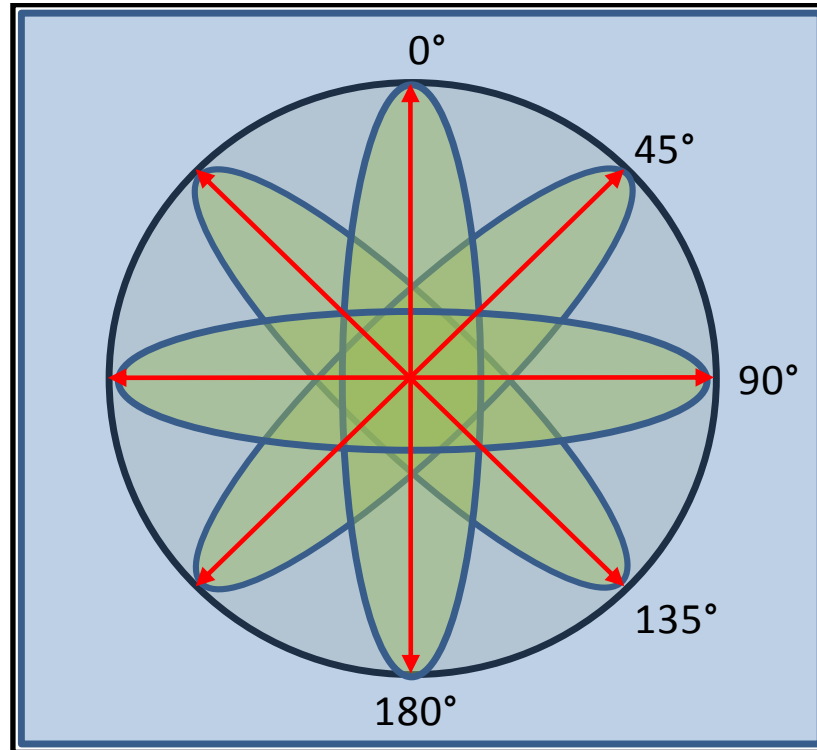
**Gaussiano:** se utiliza cuando los datos cambian muy lentamente a medida que se alejan de su origen, pero luego sufre un cambio brusco en esta variación a medida que nos alejamos del origen. Útil en propiedades con altas continuidades.

De estos tres tipos para generar los variogramas, se seleccionó el método exponencial, no solo por ser un ambiente geológico altamente complejo (estratigráfica y sedimentológicamente), sino también por representar alta variación del tipo de roca y de las propiedades petrofísicas.

Para conocer la distribución espacial de las variables geológicas asociadas en este caso a las litofacies presentes en el yacimiento, fue necesario realizar un análisis variográfico que permitiera conocer los rangos de correlación y las direcciones preferenciales de los litotipos. De esta manera fue calculada la función semivarianza de manera sistemática tratando de cubrir los 360° de la

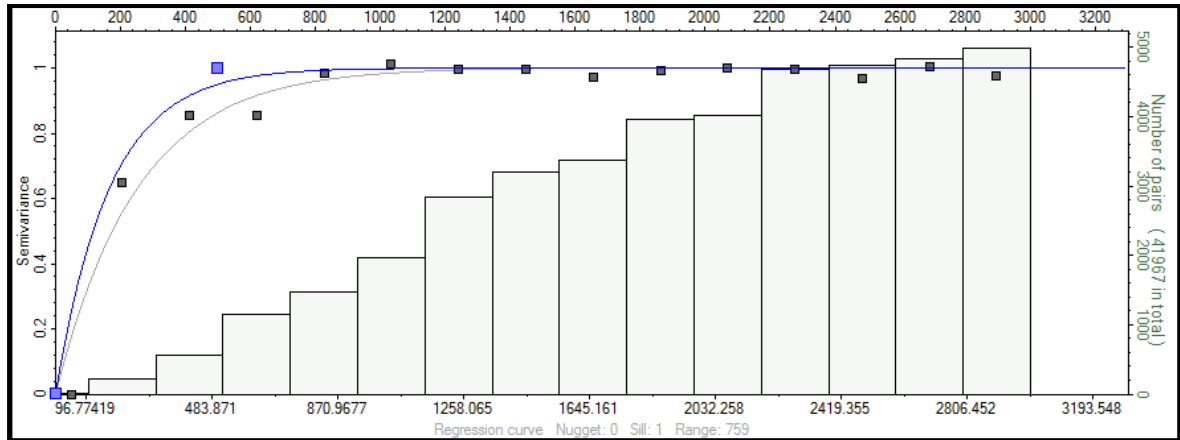
circunferencia, haciendo un barrido angular de cada 45° (0, 45, 90, 135 y 180) y poder determinar los rangos mayores y menores de las elipses de anisotropía (Ver figura 91)

Figura 91. Esquema de barrido angular del cálculo de variogramas para dar cubrimiento a toda la circunferencia y estimar los rangos de correlación de las variables



Este ejercicio fue realizado para cada una de las zonas (4 Zonas) y para cada una de las litofacies (4 Litotipos) ya que estas controlan el comportamiento de las propiedades petrofísicas en el yacimiento. Los parámetros calculados en la estimación de los variogramas para la unidad reservorio del litotipo 1, correspondientes a Nugget, sill, Numero de Lags, radios de búsqueda, tolerancia del lag, Angulo de tolerancia y el rango pueden ser vistos en la tabla 8.

Figura 92. Variograma generado para la zona 1, tipo de roca 1 de la unidad reservorio en el campo en estudio.



Fuente: Autor

Tabla 8. Parámetros calculados para la estimación de los variogramas de la zona 1, tipo de roca 1, de la unidad reservorio.

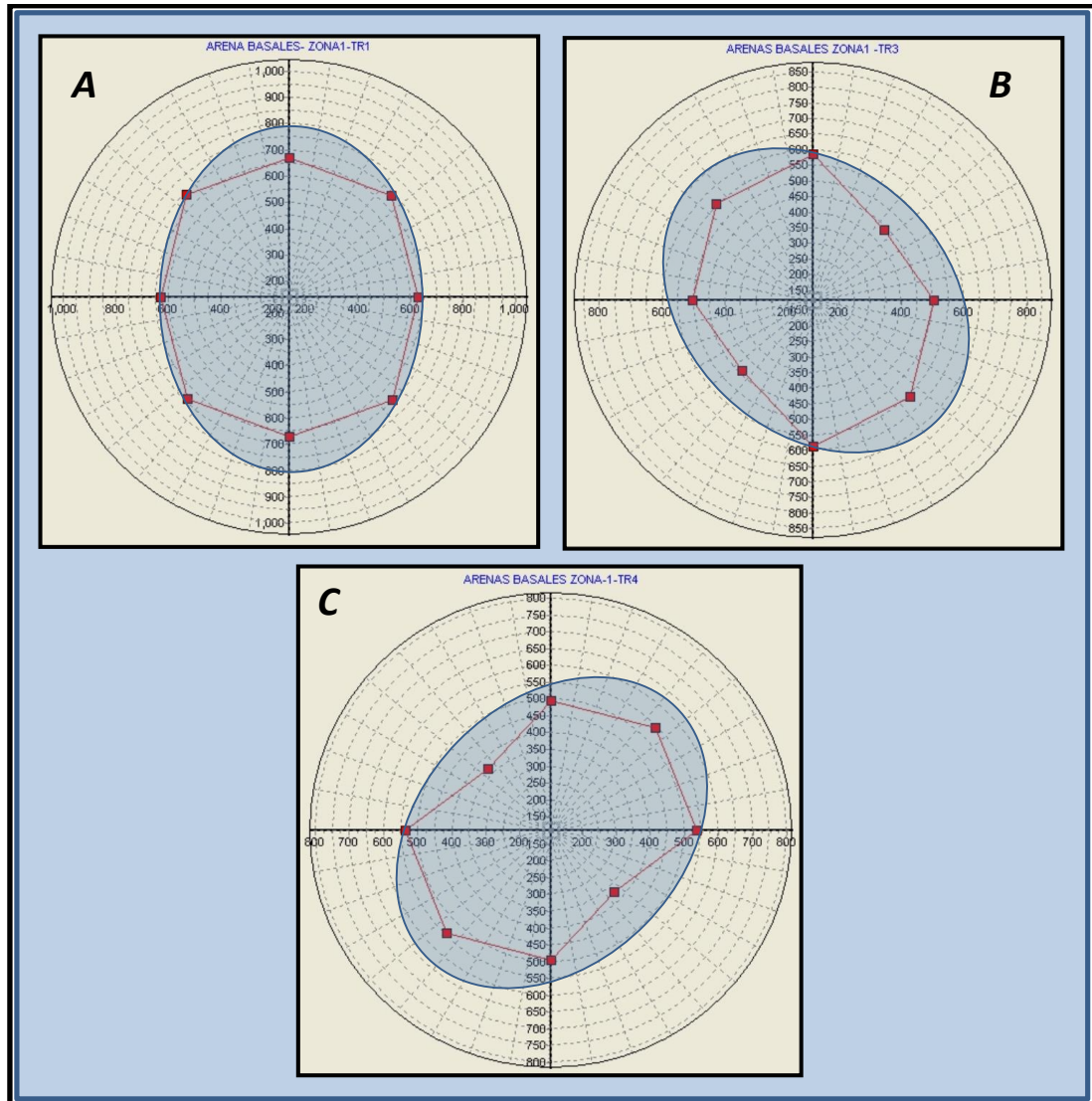
Dirección	Tipo Variograma	Ancho de Banda	Radio de Búsqueda	Angulo de Tolerancia	Lag tolerance	Nº Lags	Resultados		
							Sill	Nugget	Rango
0	Exponencial	5000	3000	45	50	16	1,02	0	718
45		4500	2500	45	50	13	0,989	0	705
90		5000	3000	45	50	12	0,98	0	602
135		4400	3000	50	50	17	1	0	569
Vertical		20	20	50	50	12	0,804	0	19,1

Una vez obtenidos los rangos de correlación en cada una de las cuatro direcciones, se generan elipses de anisotropía que representan los límites de correlación de cada facies a través del campo. En la figura 93 se muestra cada una de las elipses de anisotropía de cada facies en la zona 1 de la unidad reservorio del campo en estudio.

En la figura 93 se puede observar que las tendencias principales de las facies reservorio se distribuyen en promedio en dirección N-S, las facies retardante se

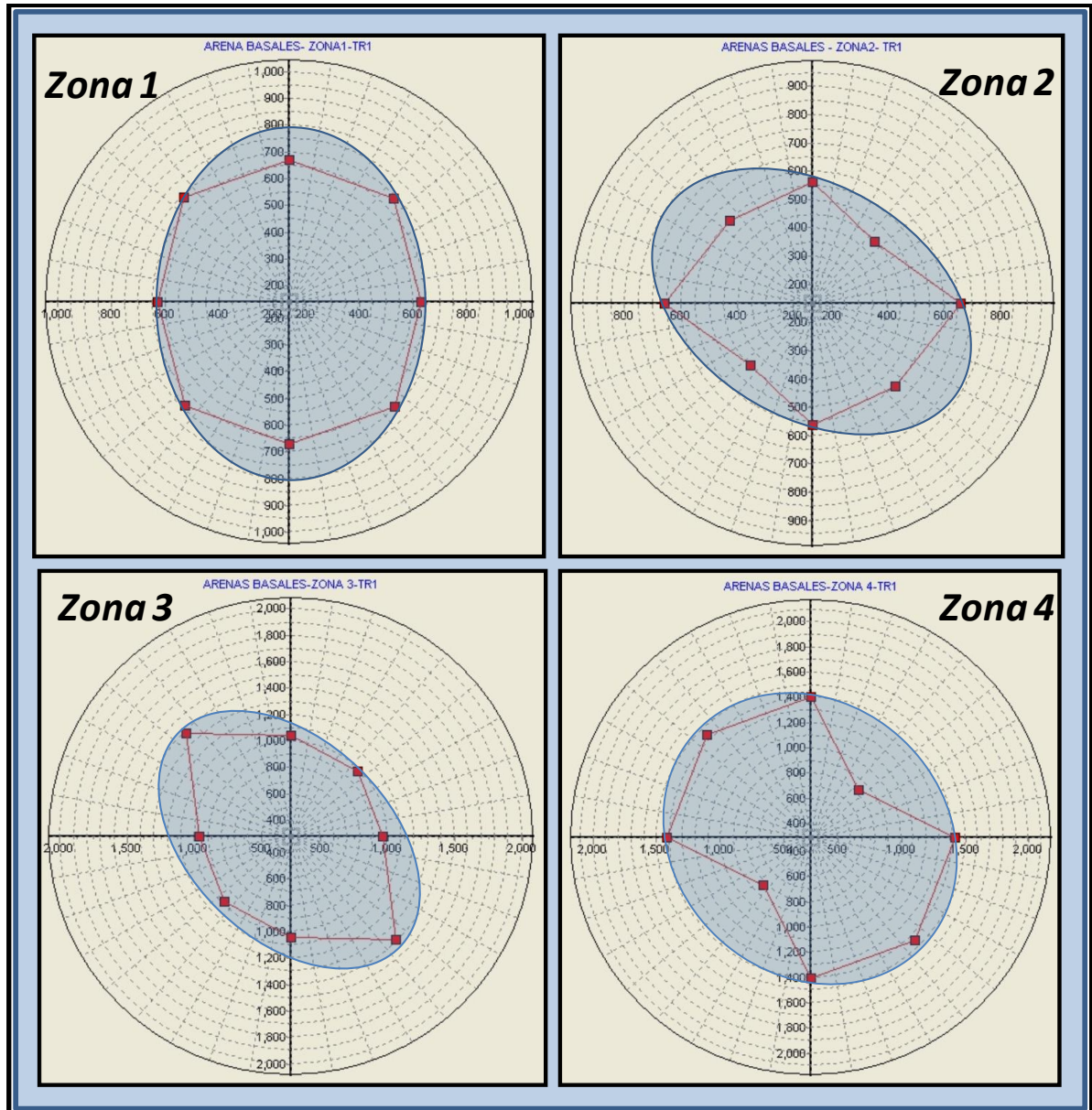
distribuyen en promedio en dirección NW-SE y las facies sello se distribuyen en promedio en dirección NE-SW.

Figura 93. Elipses de anisotropía de las facies en la zona 1 de la unidad reservorio. **A.** Elipse de anisotropía de las facies reservorio en dirección N-S. **B.** Elipse de anisotropía de las facies retardante en dirección NW-SE. **C.** Elipse de anisotropía de las facies sello en dirección NE-SW



Fuente: Autor

Figura 94. Elipses de anisotropía de las facies reservorio para las zonas 1, 2, 3 y 4 de la unidad reservorio.



Fuente: Autor

En general, para el tipo de roca 1 y 2 (roca reservorio) se observa una dirección promedio NW-SE (figura 94), lo cual coincide con las direcciones aportadas del análisis de paleocorrientes (Ver figura 40, cap. 8.4.2). Estas direcciones, como se verá en el siguiente numeral, son muy congruentes con las direcciones de los

cuerpos en los mapas de probabilidad de arena (generados a partir del cruce los registros de pozos verticales y horizontales y los "horizonsslices" de los atributos de curvatura). Por otro lado, en las facies sello, típicamente lodosas, no se observa una dirección preferencial de correlación, solo las zonas 1 y 4 presentan una dirección de correlación en común hacia el NW-SE. Es muy probable que la falta de una dirección de correlación en común para las facies sello se deba al alto grado de amalgamamiento y canibalismo de los cuerpos de canal y de barras de canal (principales depósitos), los cuales tienden a migrar lateralmente (dirección perpendicular al flujo de la corriente) lo que podría causar una distribución aleatoria de los lodos de la planicie de inundación y de relleno de canal.

Una vez generadas las elipses de anisotropía es posible conocer las direcciones y los rangos de mayor y menor correlación para dar inicio al modelamiento de las Facies, ya que las propiedades petrofísicas serán condicionadas a este modelo, sin embargo, para el modelamiento de las facies se utilizó mapas de probabilidad de arenas, los cuales, junto con los variogramas, controlaron el poblamiento y distribución de las facies.

#### **11.4 CONSTRUCCIÓN DE MAPAS DE PROBABILIDAD DE DEPÓSITO**

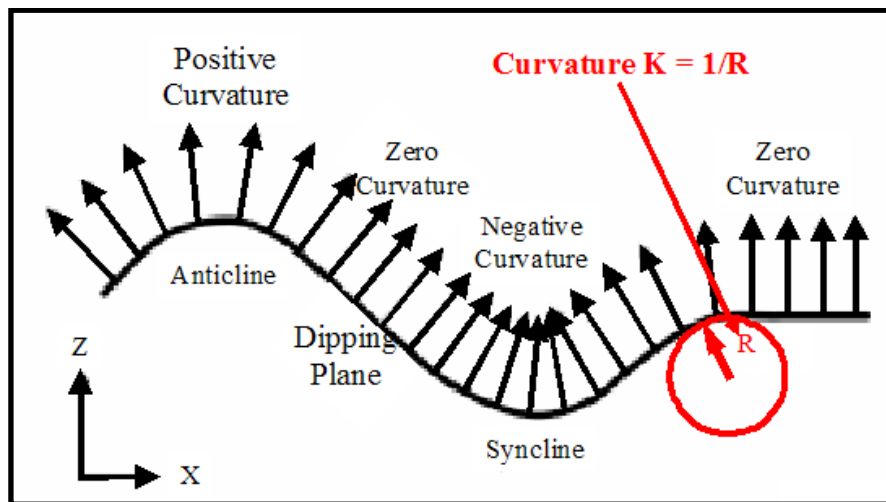
Los atributos de curvatura se utilizaron para generar mapas de probabilidad de arena que revelen la geometría del yacimiento y así poder incorporarse al modelamiento de facies (en este caso de depósitos) y al poblamiento de propiedades petrofísicas en el modelo geoestadístico.

La curvatura se define como el inverso del radio de un círculo que es tangente a la curva, (Ver figura 95). En este sentido un anticlinal tendría una curvatura positiva y un sinclinal una curvatura negativa y las zonas que presentan un buzamiento constante tendrían una curvatura igual a cero. La curvatura es una medición de la forma de un reflector o la medida del grado de deformación de los estratos,

haciendo que esta familia de atributos de curvatura sean útiles tanto para análisis estructural como estratigráfico.

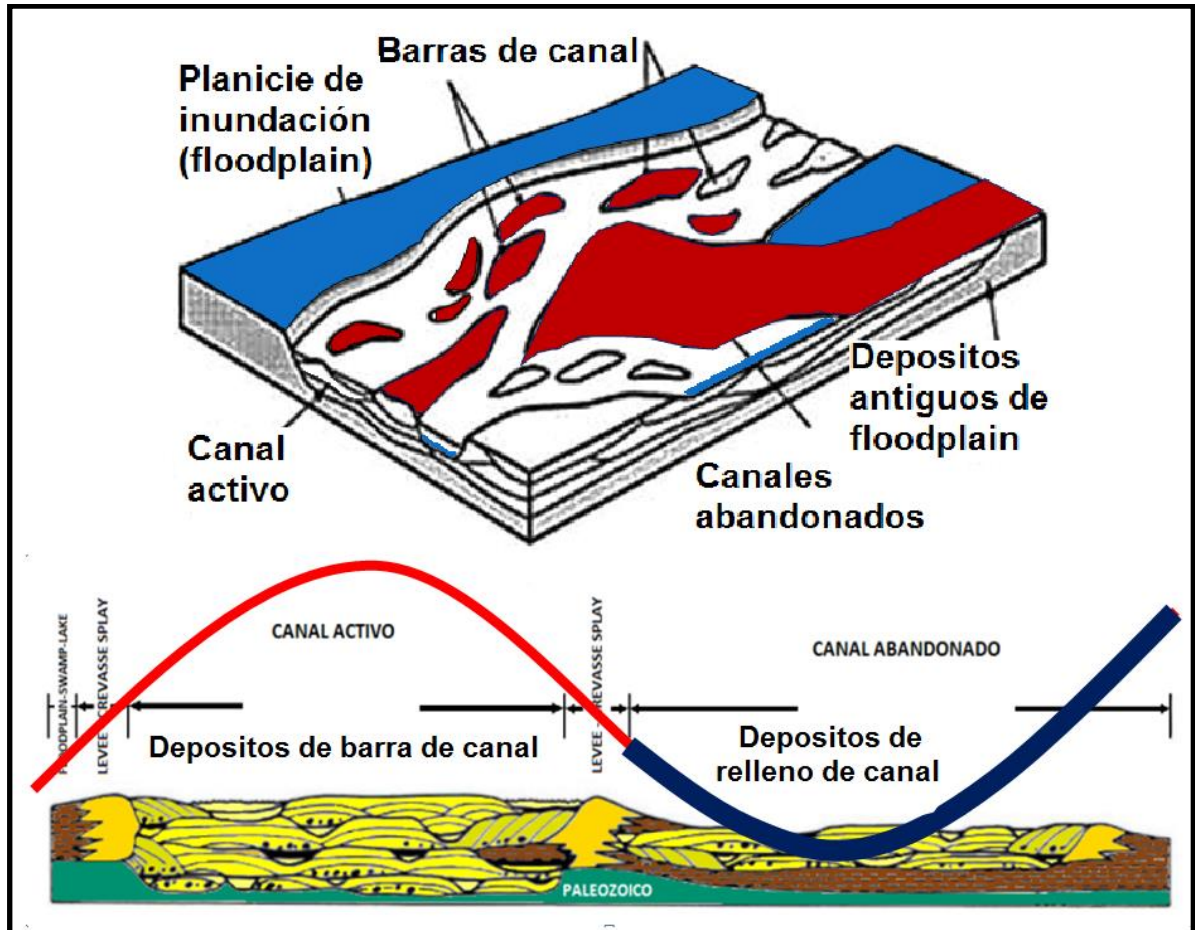
La curvatura se calcula por medio de la tasa de cambio del buzamiento, de tal forma que a cambios abruptos de buzamiento se generan curvaturas altas (Fig. 95).

Figura 95. Definición de la curvatura en un plano X, Y (2D) de curvatura.



Teniendo esto en cuenta, es posible correlacionar las respuestas de estos atributos a las variaciones geométricas de los depósitos predominantes en el campo en estudio. En la figura 96, se puede observar como las curvaturas positivas en color rojo se asocian a barras de canal y bordes de canal (depósitos más arenosos que presentan las mejores características de reservorio para el entrapamiento de Hidrocarburos) los cuales poseen geometrías predominantemente convexas. Del mismo modo, las curvaturas negativas y la curvaturas nulas en color azul, revelan la geometría típica de las bases de los canales (poseen geometrías predominantemente cóncavas) y depósitos de Overbank (generados por suspensión).

Figura 96. Atributos de curvatura asociados a la geometría predominante de los depósitos de barras de canal y relleno de canal. Los depósitos de barras de canal presentan curvatura positiva y los depósitos de relleno de canal presentan curvatura negativa

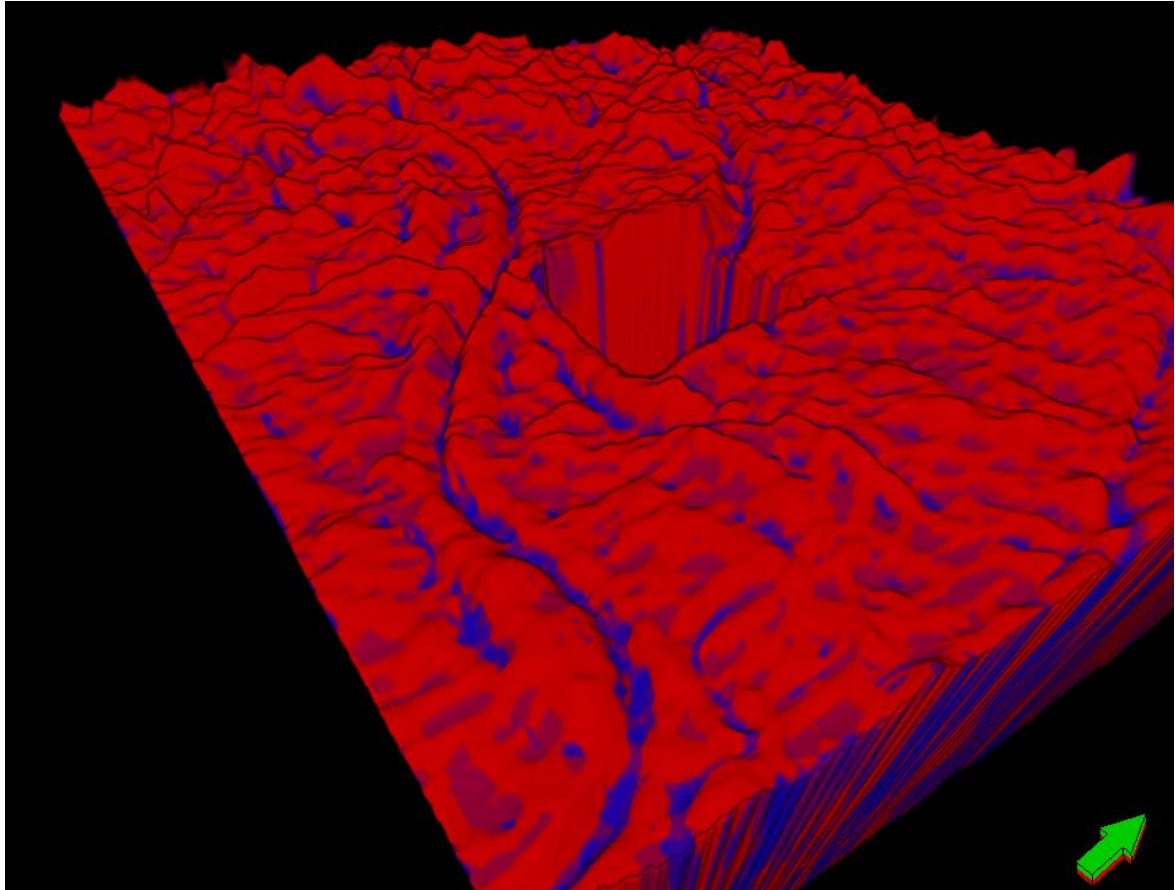


Fuente: Autor

Los patrones horizontales del atributo de curvatura (vistos en un horizon strata slice) permiten vincular la señal sísmica a modelos de depositación. En la **figura 97**, se observa el cálculo del atributo de curvatura sobre un Strata Slice entre el tope de la unidad reservorio y Paleozoico. En la figura 97, se puede interpretar cualitativamente un sistema fluvial donde los canales dominantes tienen una dirección preferencial NW, correspondiendo a la dirección de buzamiento regional de la estructura donde ocurrieron los procesos depositacionales sobre la topografía que conformaba el Paleozoico durante el Oligoceno. Esta dirección

coincide con lo observado en el cálculo de variogramas donde se tiene una dirección NW-SE para el tipo de roca 1 en la unidad reservorio.

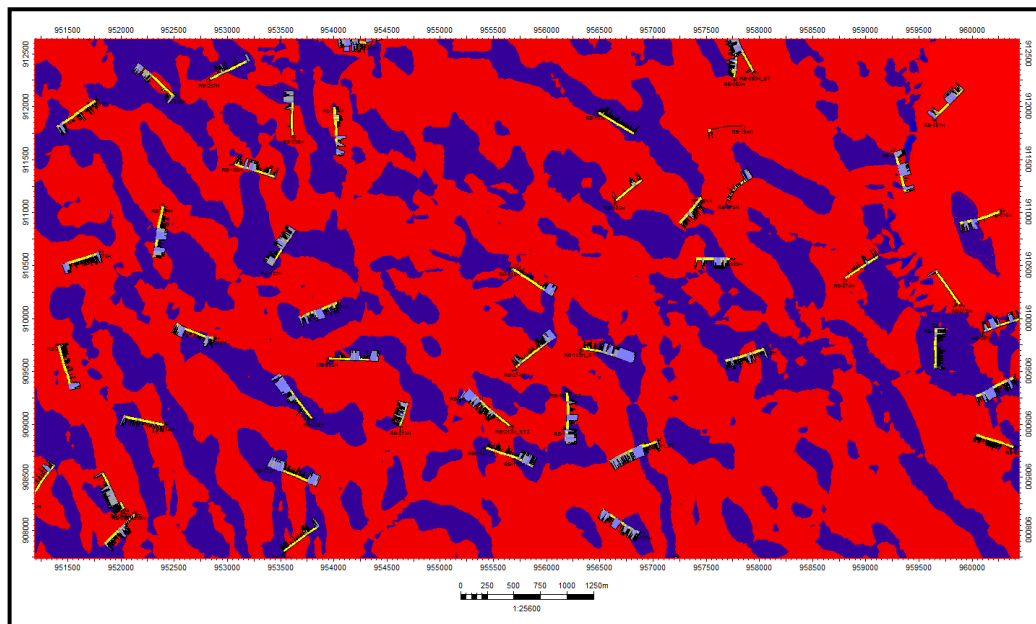
Figura 97. Strata Slice entre el Tope de la unidad Reservorio y Paleozoico. Se observa claramente los rasgos geomorfológicos asociados a las bases de los canales representados por curvaturas negativas de color azul



Mediante la obtención de un “*horizon slice*” de los atributos de curvatura y el uso de los registros de facies tanto en los pozos verticales como horizontales, se generaron mapas de probabilidad de depósitos de arena y lodo, los cuales se espera que revelen la geometría del yacimiento y así poder incorporarse al modelamiento de facies y el poblamiento de propiedades en el modelo geoestadístico (Ver figura 98). En la figura 98 se observa la comparación del

atributo de curvatura calculado en un “horizon slice” dentro de la zona 1 de la unidad reservorio junto con las facies de los pozos horizontales que navegan por esta zona. Se puede observar las correspondencias de estas facies con las geometrías negativas y positivas de la curvatura sísmica. Con esto es posible delimitar las facies arcillosas (en gris) que corresponden a valores negativos de curvaturas, y por supuesto, delimitar las facies de arenas (en amarillo) estas últimas correspondiendo con las geometrías de curvaturas positivas en color rojo.

Figura 98. Mapa de curvatura en la zona 1 con pozos los horizontales. Se observa una clara correspondencia de las curvaturas con la curva discreta de litotipos.



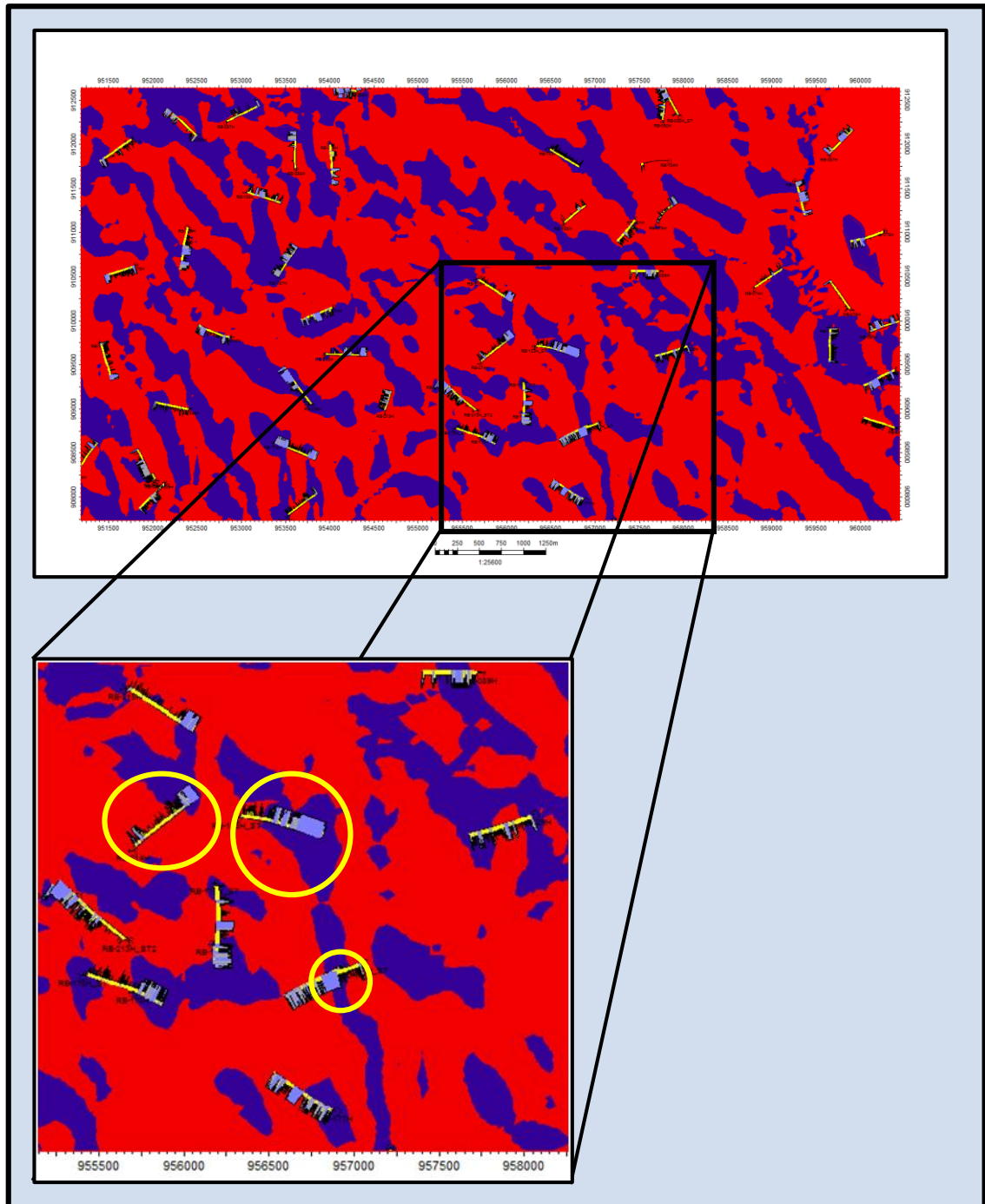
#### **11.4.1 Generación de Mapas de Probabilidad de Arenas a partir de Integración Registros de Pozos Verticales, Pozos Horizontales y Atributos de Curvatura.**

A continuación se hará una breve descripción de la metodología utilizada para generación de este tipo de mapas.

➤ **Metodología para la Obtención de los Mapas de Probabilidad:**

- Teniendo en cuenta que las facies identificadas sobre los núcleos del campo en estudio fueron reagrupadas para definir clases de litotipos (rocas sello, retardante y reservorio), se cuenta con registros de litotipos que definen el grado de arena o arcilla que estos poseen. Por tanto Inicialmente se debe tener definido el registro de facies o litotipos tanto en los pozos verticales como en los horizontales.
- Una vez definido el registro de facies, se obtienen cortes horizontales del atributo de curvatura al tope de arenas basales, zona 2, 3 y 4.
- Se cruza la información de los registros de facies y los cortes horizontales del atributo de curvatura, lo cual permitirá validar y corroborar si las curvaturas positivas y negativas corresponden a depósitos arenosos y lodosos respectivamente. Recordando que las zonas arenosas corresponden a curvaturas positivas (color rojo) y que las zonas lodosas corresponden a curvaturas negativas (color azul), se observa en la figura 99 como los registros de facies en los pozos horizontales tienen una buena correspondencia con estos atributos de curvatura.

Figura 99. Mapa de curvatura en la zona 1 con pozos horizontales. Se observa la correspondencia entre los atributos de curvatura y los registros de facies de los pozos horizontales.



- Una vez se tenga plena confianza sobre el ajuste de los registros de litotipos en pozos verticales y horizontales y los cortes horizontales de los atributos de curvatura, se procede a delimitar las zonas de mayor probabilidad de lodos (curvatura negativa de color azul y color de litotipo gris en los registros, ver **figura 99**), esto debido a que los depósitos de mayor proporción son los depósitos arenosos, es necesario dar prioridad a la delimitación de las zonas lodosas, además, delimitando estas zonas, se delimita automáticamente las zonas de mayor probabilidad de arenas. En la **figura 100** se muestra el resultado de la delimitación de las zonas lodosas y arenosas sobre el “horizon slice” generado al tope de la zona 1 de la unidad reservorio. Este mapa es el de mayor confiabilidad puesto que la mayoría de los pozos horizontales navegan al tope de Arenas Basales. Para las Zonas 2, 3 y 4, solo se puede utilizar los registros verticales y los “horizon slice” al tope de estas subunidades, delimitándose tanto las zonas lodosas como arenosas, y obteniendo los polígonos de las zonas 2, 3 y 4 (**figura 101**).

Figura 100. Mapa de polígonos de depósito de arena y lodo en la zona 1 de la unidad reservorio, producto del cruce de información de registros de facies de pozos verticales, horizontales y el "horizon slice" del atributo de curvatura.

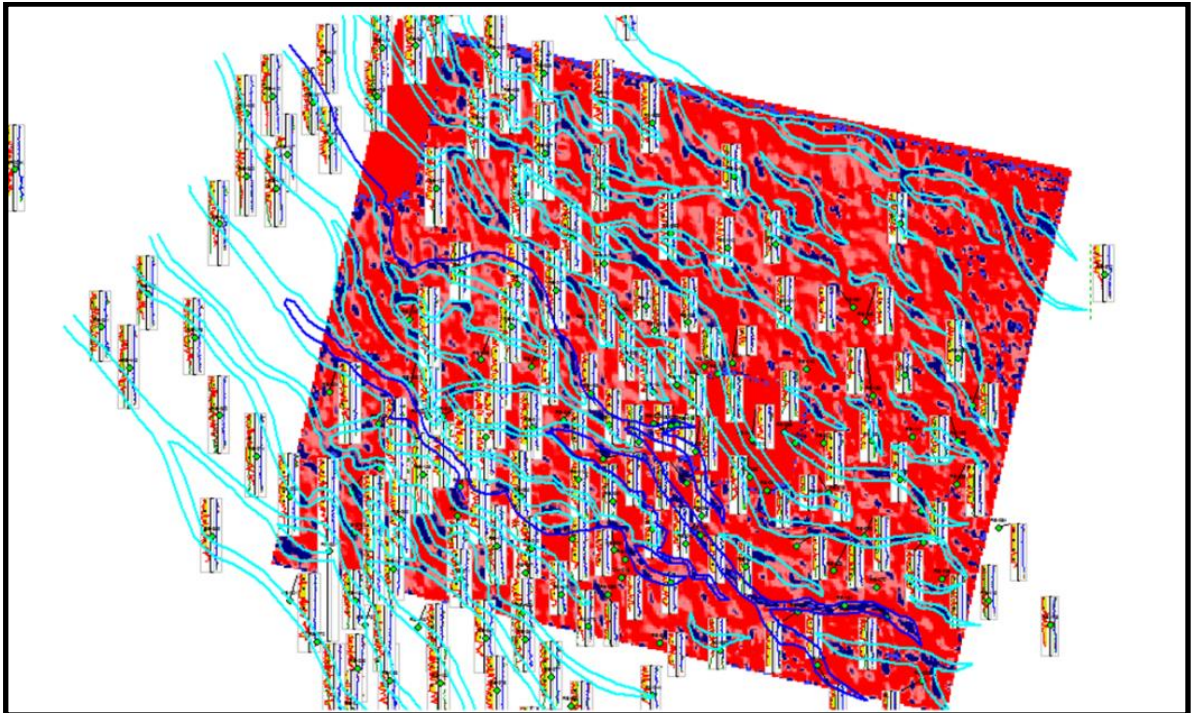
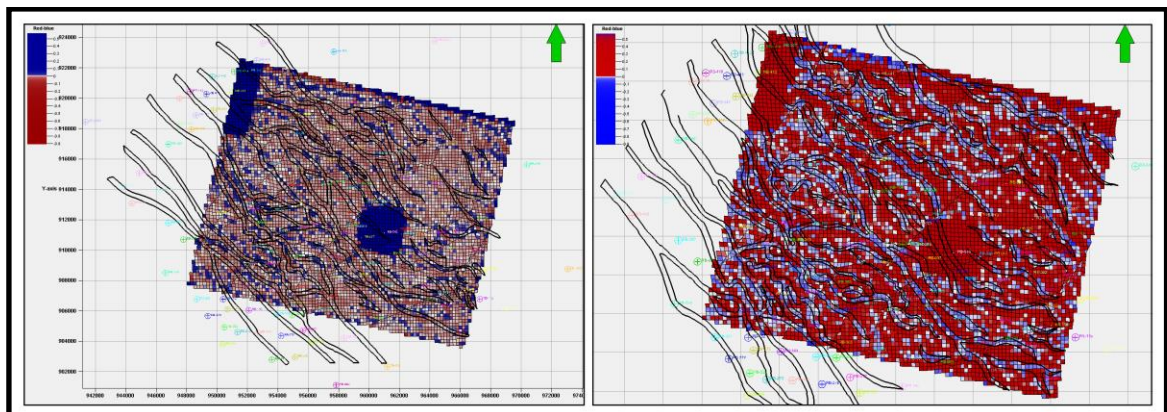


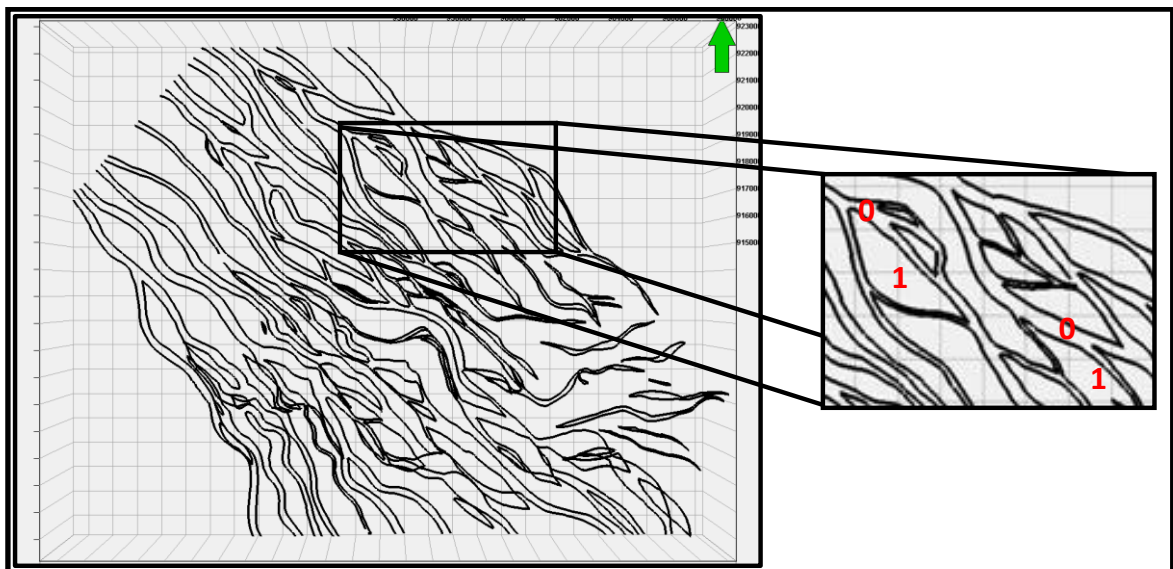
Figura 101. Mapa de polígonos de probabilidad de depósito de arena y lodo en las zonas 2 y 3



- Teniendo completamente delimitado las zonas de lodos y arenas (**Figuras 100 y 101**) se procede a extraer los polígonos de probabilidad, los cuales

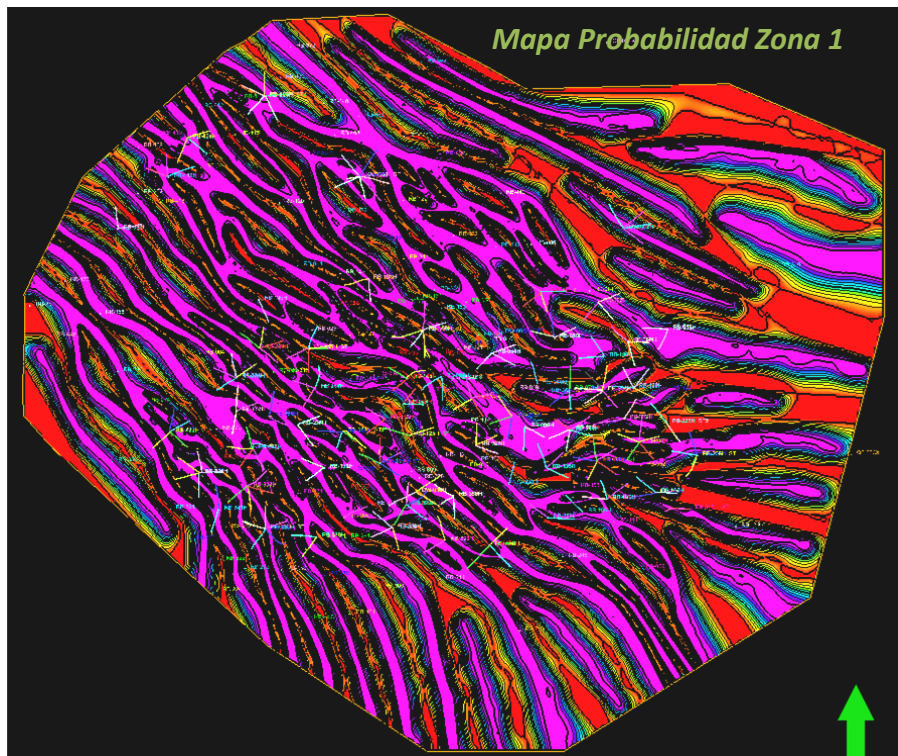
deben ser entendidos de la siguiente manera: hacia la zonas que delimitan la presencia de lodos, tienen probabilidad “0” de encontrar depósitos arenosos, mientras tanto, a medida que nos alejamos de las zonas de lodos se tiene probabilidad “1” de encontrar depósitos arenosos, es decir, los polígonos de probabilidad se definieron con la probabilidad de encontrar depósitos arenosos (Ver **Figura 102**).

Figura 102. Mapa de polígonos de depósito. En las zonas donde se delimito la presencia de lodos corresponden a valores de probabilidad “0” y las zonas donde se delimita los depósitos de arena corresponden a valores de probabilidad “1”.



- De acuerdo a como deber ser interpretados los polígonos de probabilidad, se transforman estos en mapas de probabilidad, asignando una paleta de colores para la probabilidad “0”, la probabilidad entre “0” y “1” y la probabilidad 1 (Ver **Figura 103**). Estos mapas serán utilizados posteriormente en el condicionamiento del modelo de facies.

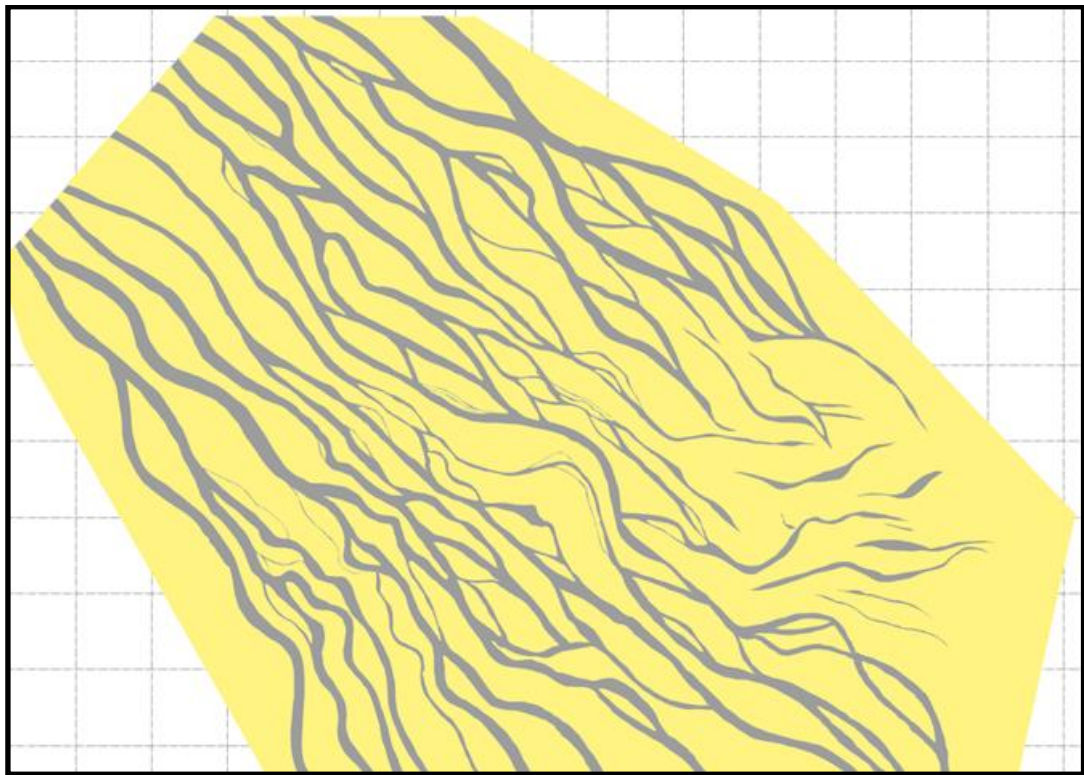
Figura 103. Mapa de probabilidad de la zona 1, que será utilizado para condicionar el modelo de facies de la zona 1



### 11.5 MODELO DE FACIES Y PROPIEDADES PETROFÍSICAS

Si se aplica color al mapa de polígonos obtenido en la imagen 102, se obtiene un mapa que ilustra las características de los sistemas fluviales trenzados al SE del campo y de sistema fluviales meandriformes al NW del campo (ver figura 104), lo cual coincide con lo observado en el modelo sedimentológico del campo del modelo estático (ICP-2011-2012) del campo en estudio.

Figura 104. Mapa a color de polígonos de probabilidad de arena.



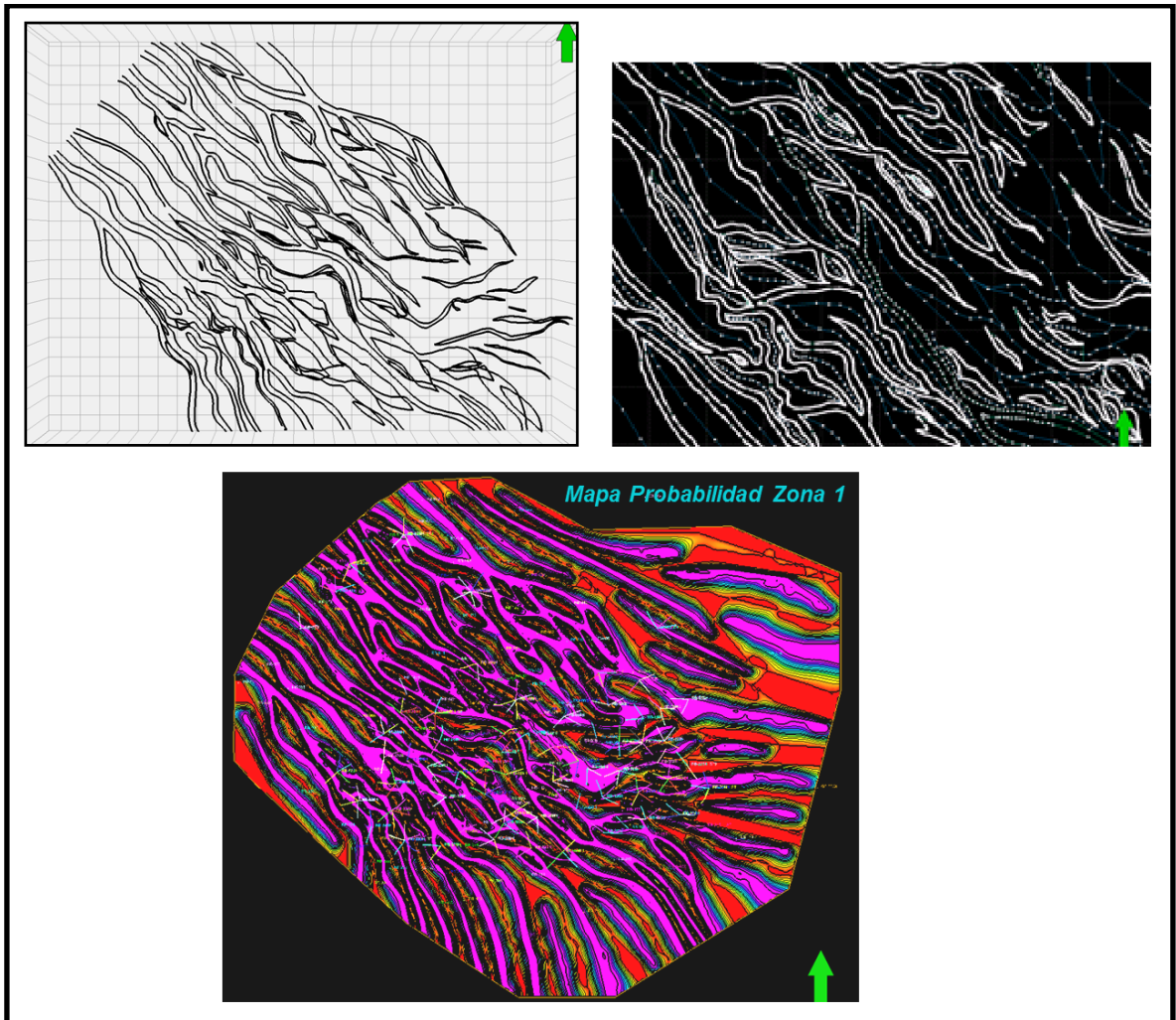
Para la generación del modelo de facies fueron usados dos inputs principalmente; el análisis variográfico para cada zona y para cada litotipo, y los mapas de probabilidad elaborados a partir de los mapas de polígonos de depósito para cada zona de la unidad reservorio. En la figura 105 se muestra los resultados del proceso de construcción de dicho mapa de probabilidad.

El resultado final de la elaboración de este tipo de mapas fue la elaboración de los polígonos de tendencia los cuales fueron editados en petrel. Estos polígonos posteriormente fueron convertidos a superficies de probabilidad las cuales sirvieron como tendencias a la hora de la generación del modelo de facies (Ver figura 105). Aunque fueron usados estos mapas de tendencia, cabe resaltar que el mayor peso en el modelo lo tienen los variogramas, dado que en este tipo de

yacimientos heterogéneos, la varianza de las facies suele ser bien representada a partir del análisis de variogramas.

De igual manera, además de cargar los respectivos variogramas para cada zona y para cada facie junto con los mapas de tendencias, fueron usadas las curvas de proporción vertical las cuales permiten mantener los porcentajes que se encuentran en cada layer antes (Registro escalado) y después del modelamiento con el fin de controlar las zonas donde el cubrimiento de pozos es limitado.

Figura 105. Mapas de polígonos de depósito utilizados en la generación de los mapas de probabilidad.

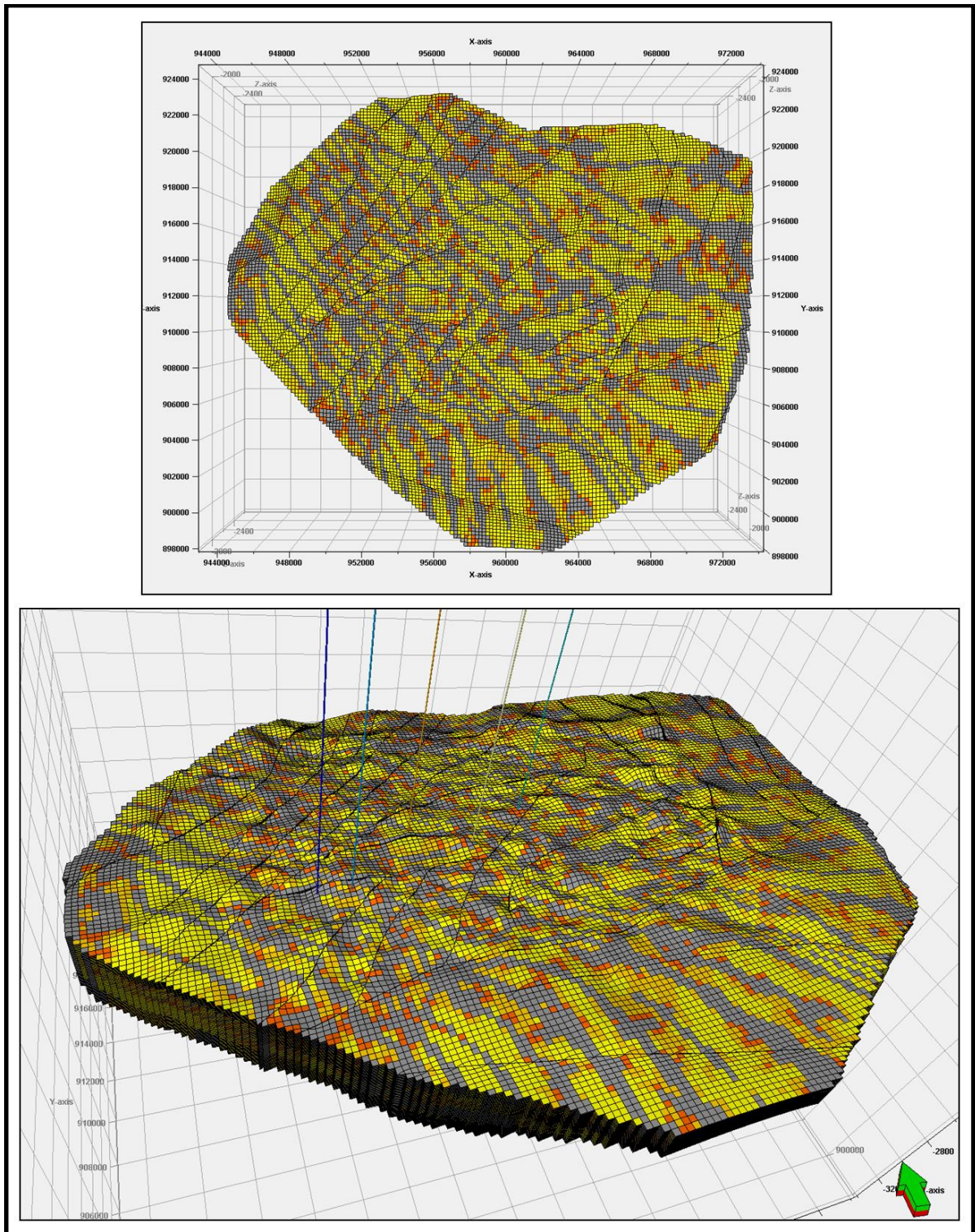


Para el Campo en estudio fue usado el método de modelado “Sequential Indicator Simulator”, el cual utiliza variogramas para determinar las direcciones de correlación. Este método se caracteriza por detallar en gran medida las heterogeneidades en un yacimiento. El tipo de kriging usado en el método de interpolación es de tipo Ordinario dada que a lo largo del campo se tiene un muestreo representativo y por esta razón es necesario re-estimar la media global a partir de la información de las diferentes muestras distribuidas en el área de estudio.

El modelo de facies final obtenido se muestra en la figura 106, el cual fue utilizado para condicionar el poblamiento de las propiedades petrofísicas.

Los métodos basados en simulación secuencial “Simulación Gaussiana Secuencial” y “*Simulación de Indicador Secuencial*” fueron usados tanto para el modelo de facies como para los modelos de propiedades respectivamente. Estos algoritmos toman un valor simulado en cada ubicación de la distribución de probabilidad de los datos, la cual es calculada a partir de los datos suministrados. El algoritmo se inicia con la selección aleatoria de un punto y se avanza secuencialmente a través de la malla en que se ha dividido el área bajo estudio. El orden de la secuencia en la cual se recorre la malla es aleatorio (Semilla). Durante la interpolación, cada punto de la malla busca puntos en una región de vecindad definida por el modelo de continuidad espacial. Estos puntos pueden incluir tanto datos previamente simulados como los suministrados inicialmente. Para utilizar este método de interpolación es necesario tener en cuenta el cálculo de variogramas.

Figura 106. Modelo de Facies final al cual fueron condicionadas las propiedades petrofísicas.



Al final se observa que el modelo de facies respetó las tendencias observadas tanto en los mapas como en los variogramas para obtener un modelo que represente el sistema fluvial que se tiene en el campo en estudio.

A los datos escalados de las propiedades petrofísicas se aplicó Normal Score Transformation con el fin de llevar los datos a una distribución de tipo normal y lograr una mejor distribución de los datos. A su vez fueron condicionados al modelo de Facies y corridos con el algoritmo de interpolación Secuencial Gaussian Simulator cargando los variogramas de las facies correspondientes. El modelo de permeabilidad fue condicionado a la porosidad a partir de Cokriging.

Figura 107. Modelo de Porosidad final.

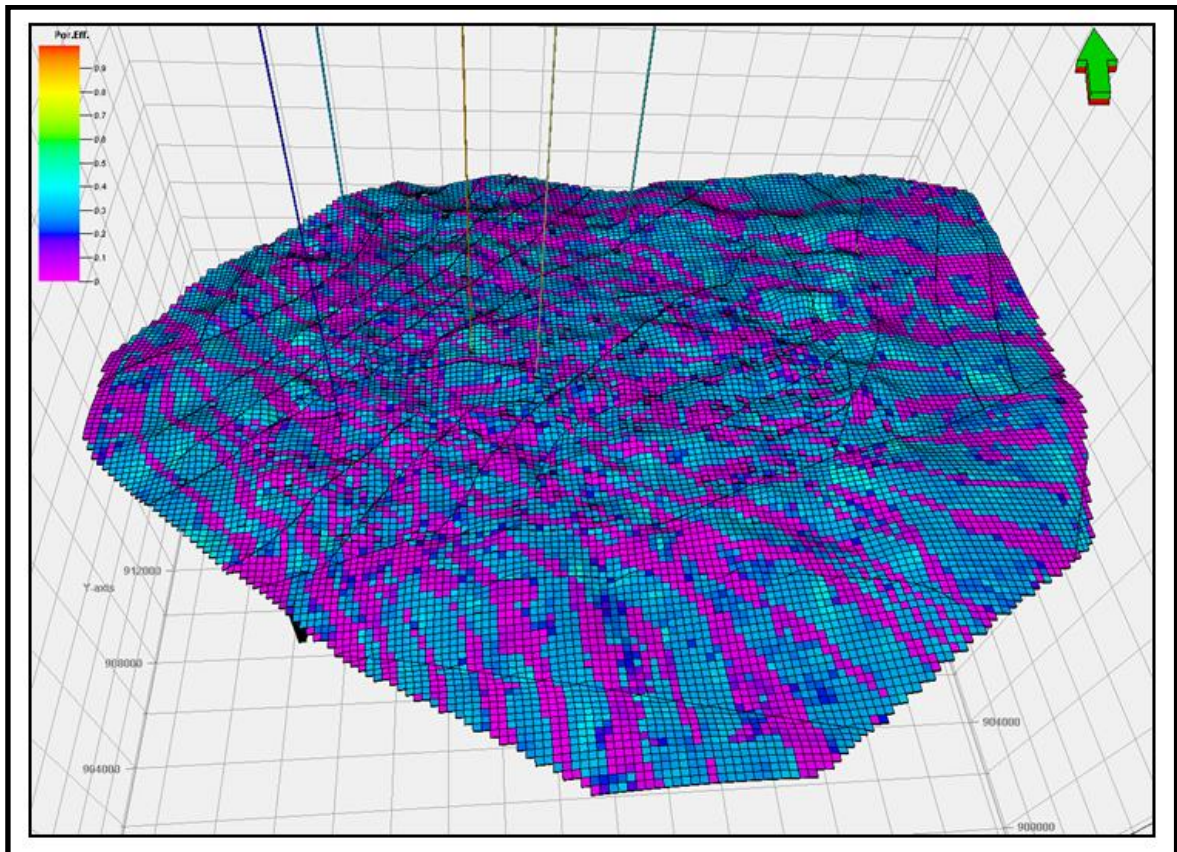
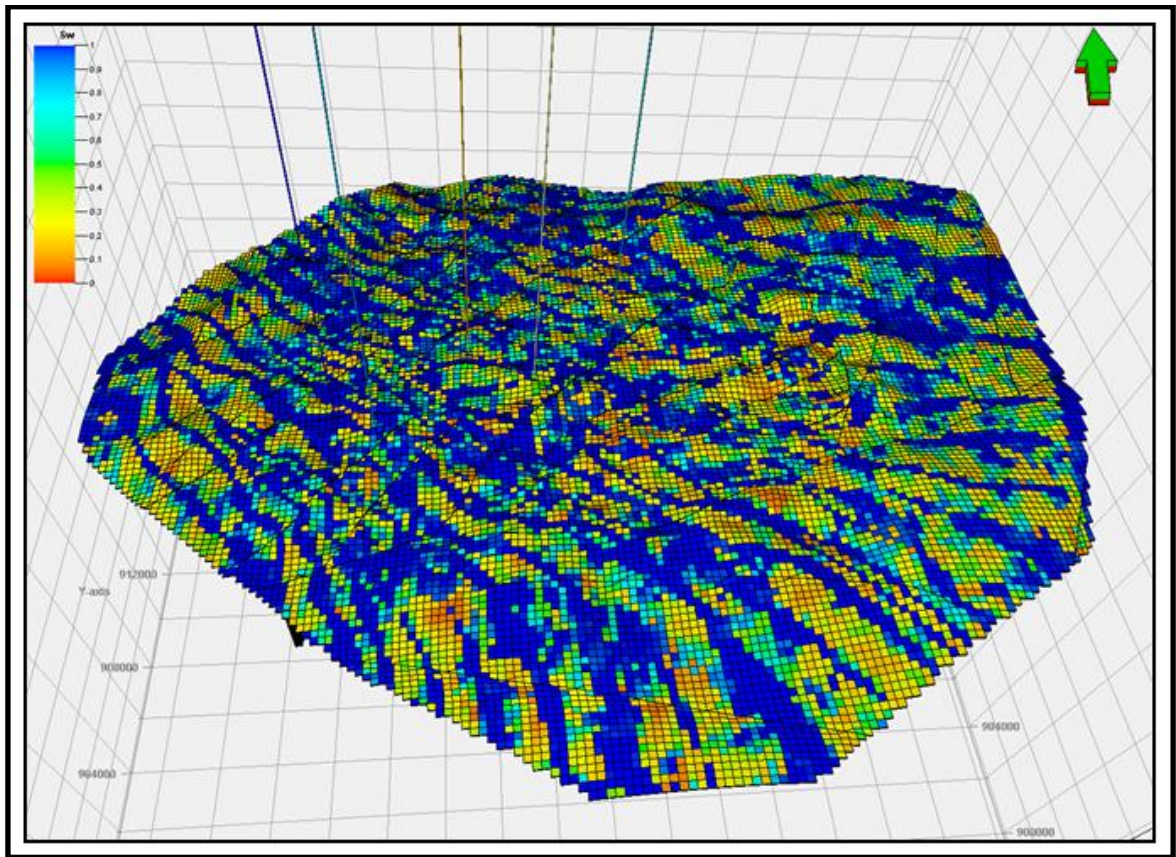


Figura 108. Modelo de Saturación de Agua final.



## 12. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- En este trabajo se logró realizar la corrección de las curvas de resistividad para 144 pozos horizontales del Campo en estudio empleando la herramienta LogXD, obteniendo las curvas de resistividad verdadera de la formación, las cuales fueron posteriormente utilizadas en el modelamiento petrofísico. En el poblamiento del modelo geoestadístico se utilizaron todos los pozos horizontales.
- Se desarrolló una metodología rápida y concisa para la corrección de los registros de resistividad de propagación LWD en pozos horizontales, metodología fácilmente aplicable en otros campos.
- Los efectos más prominentes sobre los registros de resistividad de propagación LWD son los efectos por cruce de capa y efectos por capa adyacente. Estos fueron el principal objetivo de corrección durante el desarrollo de la metodología. Los efectos por invasión, anisotropía y efectos dieléctricos pueden ser ignorados durante el modelamiento, pues no tienen gran incidencia sobre las lecturas.
- La aplicación de un modelo geológico 2D para la determinación y corrección de los efectos en las resistividades de propagación es la metodología más rápida y eficaz cuando los registros han sido obtenidos con herramientas LWD convencionales.
- Se destaca la importancia del atributo de curvatura en la integración de los depósitos de los pozos horizontales para la generación de mapas de probabilidad de arena, que permitieron definir la dirección preferencial de depositación.

- Se recomienda seguir usando esta metodología para hacer correcciones de registros LWD en los nuevos pozos del Campo en estudio para involucrarlos dentro del modelo petrofísico y además para poderla implementar en cualquier otro campo con pozos de este tipo.
- De acuerdo a la metodología aplicada, donde se correlacionan los paquetes lodosos y arenosos de cada pozo clúster con el pozo horizontal interpretado, se recomienda hacer un análisis con el fin de determinar la continuidad lateral de las capas entre clúster cercanos, centrando el interés en las capas lodosas, y así refinar el modelo geológico e la Zona 1: Arenas Basales donde navegan los pozos horizontales.

## BIBLIOGRAFÍA

- Archie, G. E. "The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics." Trans. AIME, Vol. 146, 1942
- Barber, T. D. and Howard, A. Q., (1989). "Correcting the Induction Log for Dip Effect" SPE paper 19607. SPE 64<sup>th</sup> Annual Technical Conference and Exhibition.
- Bayona, G., Cortés, M., Jaramillo, C., Ojeda, G., Aristizabal, J., Reyes-Harker, A. 2008. An integrated analysis of an orogen-sedimentary basin pair: Latest Cretaceous–Cenozoic evolution of the linked eastern Cordillera Orogen and the Llanos foreland basin of Colombia. Geological Society of America Bulletin.
- Cooper, M. A., Addison, F. T., Alvarez, R., Coral, M., Graham, R. H., Hayward, A. B., Howe, S., Martinez, J., Naar, J., Peñas, R., Pulham, A. J. & Taborda, A. (1995): Basin development and tectonic history of the Llanos basin, Eastern Cordillera, and Middle Magdalena Valley, Colombia. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v. 79, p. 1421-1443.
- Díaz Viera, M. A. Y Dr. Casar González, R. (2004). "Geoestadística Aplicada a la Caracterización de Yacimientos. Instituto mexicano del petróleo. México.
- Ellis, D. V., and Singer, J.M., (2008). Well Logging for Earth Scientists. 2nd Edition. Published by Springer. Dordrecht, The Netherlands.
- Erickson, S. N., Klein, J.D., Werner, M., (2002). Formation Resistivity Modeling of the West Sak Sands, North Slope, Alaska. SPWLA Paper. 43<sup>rd</sup> SPWLA Annual Logging Symposium.
- Frykman, P and Rogon, T.A. Anisotropy in pore networks analyzed with 2-D autocorrelation (variomaps). Computers and Geosciences, Volume 19.
- Glover, Paúl. Petrophysics course notes, (2000).

- Gómez G., D; Vélez B., J. (2007). Caracterización Geoestadística de esfuerzos en el Piedemonte Llanero Colombiano”.
- Informe Interno. Ecopetrol ICP (2011). Control Estratigráfico, Temporalidad y Procedencia Del Oligoceno a Mioceno Medio.
- Ingeominas (2004). Aspectos más Relevantes de la GEOMORFOLOGÍA Y Geología y del Piedemonte Llanero de Colombia
- Isaaks, E. & R. M. Srivastava. (1989). Applied Geostatistics. Oxford University Press, New York.
- Jiménez Jácome, M, (2010). Temporalidad de la Deformación en la zona Sur de la cuenca foreland de los Llanos Orientales, Colombia.
- Journel, A.G. y Ch. J. Huijbregts. 1978. Mining Geostatistics, Academic Press, New York.
- Matheron, G. 1962. Traite de Geostatistique Appliquee, Tome I. Memoires bureau de Recherches Geologiques et Minieres, N 24. Editions Bureau de Recherche et Minieres, Paris.
- Matheron, G. (1973). “The Intrinsic Random Functions and Their Applications”, Advances in Applied Probability. 5,439-68
- Meza Cáceres, G. Mantilla Parra, P, (1993). Hidrogeoquímica e Hidrodinámica de la unidad K2 del Bloque Apiay.
- Meyer, W.H., (1992). Inversion of 2 MHz Propagation Resistivity Logs, paper in 33<sup>rd</sup> Annual SPWLA Transactions.
- Meyer, W.H., Thompson, L.W., Wisler, M.M., Wu, J.Q., (1994). A New Slim Hole Propagation Resistivity Tool, paper in the 35th Annual SPWLA Transactions.
- Meyer, W.H., (1998). Interpretation of Propagation Resistivity Logs in High Angle Holes, paper in the 39<sup>th</sup> Annual SPWLA Transactions.
- Meyer, W.H., (2000). Analysis of Environmental Corrections for Propagation Resistivity Tools. SPWLA Paper. 41<sup>st</sup> Annual SPWLA Logging Symposium.

- Miall, A. D., (1985). "Principles Of Sedimentary Basin Analysis". Springer-Verlag New York Eds.
- Rasmus, J. C., Altman, R., Barber, T., Javalagi, M., (2009). Workflow for Determining True Formation Resistivity in HAHZ Wells. SPWLA Paper. 50<sup>th</sup> SPWLA Annual Logging Symposium.
- Reineck, H., and Singh, I., (1980). Depositional Sedimentary Environments: Springer-Verlag Berlin Heidelberg New York. p. 1-551
- Shen, L.C., and Hardman, R.H., (1986). Effect of Formation Dip or Hole Deviation on Induction Logs. SPWLA Paper. 27<sup>th</sup> Annual SPWLA Logging Symposium
- Tiab D., and Donaldson, E.C., (2004). Petrophysics, Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties. Elsevier.
- Waxman, M. H. and Smits, L. J. H. "Electrical conductivities in oil-bearing shale sands." Soc. Petrol. Eng. J, June 1968, pp. 107-122; Trans. AZME, Vol. 243
- Wu, J.Q., Wisler, M., Barnett, W.C., (1991). Bed Boundary Detection Using Resistivity Sensor in Drilling Horizontal Wells, SPWLA paper, 32<sup>nd</sup> SPWLA Annual Logging Symposium.
- Zhou, Q., (2008) Log Interpretation in High-Deviation Wells Through User-Friendly Tool-Response Processing. SPWLA Paper. 49<sup>th</sup> SPWLA Annual Logging Symposium.