

## TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

### **INTERPRETACIÓN SÍSMICO-ESTRUCTURAL Y USO DE ATRIBUTOS SÍSMICOS PARA LA CARACTERIZACIÓN DE LAS ARENAS G-10, G-8 Y G-7 <sup>3</sup>/<sub>4</sub> DE LA FORMACIÓN GUAFFITA. CUENCA BARINAS APURE**

TUTOR ACADÉMICO: Ing. Pedro León  
TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Pedro Álvarez

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
Por el Br. Brett R., Carlos  
Para optar al Título  
de Ingeniero Geofísico

Caracas., 2006

**Brett R., Carlos**

**INTERPRETACIÓN SÍSMICO-ESTRUCTURAL Y USO DE ATRIBUTOS SÍSMICOS PARA LA CARACTERIZACIÓN DE LAS ARENAS G-10, G-8 Y G-7 <sup>3</sup>/<sub>4</sub> DE LA FORMACIÓN GUAFITA. CUENCA BARINAS APURE**

**Tutor Académico: Prof. Pedro León. Tutor Industrial: Ing Pedro Álvarez.  
Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Geología, Minas y Geofísica. Departamento de Geofísica. Año 2006, 130 p.**

**Palabras Claves:** Caracterización Sísmica, Análisis de atributos sísmicos, Análisis Estructural

**RESUMEN.**

A partir de los datos sísmicos 3D adquiridos sobre el Campo Guafita y utilizando los datos de pozos se llevó a cabo un trabajo de interpretación sísmica que permitió modelar la estructura de la Discordancia de Quevedo y los niveles arenosos G-10, G-8, G-7 <sup>3</sup>/<sub>4</sub> de la Formación Guafita. El punto de partida para la interpretación consistió en la generación de sismogramas sintéticos que permitieran: (1) Calcular la resolución vertical, (2) Identificar la respuesta sísmica para cada nivel a interpretar y (3) Calibrar la sísmica con los marcadores geológicos. La resolución vertical indicó que era posible reconocer todos los niveles arenosos exceptuando la arena G-10 zona norte y sur oeste, cuyos espesores son inferiores a la resolución vertical. También se determinó que todos los niveles incluyendo la Discordancia de Quevedo corresponden con amplitudes negativas. Una vez identificada la respuesta sísmica y luego de la calibración se utilizaron los pozos GF-14X y GF-7X (pozos que mejor se ajustaron a la sísmica) como puntos de amarre para la correlación de amplitudes, iniciando con el reflector de mejor continuidad, la arena G-8. Luego se elaboró la interpretación la discordancia y las arenas G-10 y G-7 <sup>3</sup>/<sub>4</sub> guiada por los pozos y el reflector identificado como la arena G-8. Definida la estructura se interpretaron las fallas utilizando como base los atributos de buzamiento y coherencia sísmica, luego se calcularon los contactos de fallas con cada horizonte y finalmente se trazaron los polígonos de falla. Para dar sentido geológico a la interpretación se transformó el

modelo estructural de tiempo a profundidad a partir del cubo de velocidades elaborado utilizando todos los niveles interpretados y los Tiros de Verificación Sísmica (TVS) previamente calibrados, una vez obtenido el modelo estructural en profundidad se editaron los contornos para agregar mayor sentido geológico al mapa estructural. Como resultado final se interpretaron dos fallas principales que controlan las estructuras, la falla Guafita Caño Limón, se interpretó como transcurrente dextral con componente normal, atraviesa todo el campo y lo divide en Guafita Norte y Guafita Sur y la falla La Yuca, interpretada como inversa y se encuentra sobre Guafita Sur. El estilo estructural sobre Guafita norte consiste en un pliegue de arrastre con buzamiento suave al norte mientras que sobre Guafita Sur la estructura se definió como un anticlinal asimétrico limitado al norte por la falla Guafita Caño Limón y al sur por la falla La Yuca.

A partir de los horizontes interpretados se extrajeron atributos instantáneos de volumen, de superficie y opacidad. El análisis integrado de atributos sísmicos permitió caracterizar los niveles arenosos identificando zonas de canales distributarios sobre las arenas G-9, G-8 y G-7 <sup>3</sup>/<sub>4</sub>, lo que sugiere que mismas se depositaron bajo ambientes fluvio deltáicos. La dirección preferencial de depositación propuesta es noreste suroeste, en sentido sur norte. Finalmente se elaboro un estudio de factibilidad de elaboración de mapas Petrofísicos guiados con sísmica. Para su elaboración se utilizo la evaluación petrofísica existente, se dividieron los datos por campo, se calcularon los coeficientes de regresión entre la petrofísica y los atributos. Los valores límite utilizados se basaron en la tabla de valores críticos para coeficientes de correlación. Como resultado se generaron 2 mapas de fracción de arcilla, 2 mapas de porosidad y un mapa de permeabilidad para G-8 Norte, Para G-8 Sur 1 mapa de fracción de arcilla y para G-7 <sup>3</sup>/<sub>4</sub> un mapa de porosidad y uno de permeabilidad. Para predecir propiedades petrofísicas de zonas donde persiste una misma propiedad los mapas son consistentes, mientras que para zonas donde la tasa de cambio lateral de las propiedades es muy alta debido a las heterogeneidades el mapa no da buenos resultados, de hecho son inconsistentes con las zonas canales interpretados durante el análisis de atributos.

Caracas, Junio 2006

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Geofísica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Carlos Brett, titulado:

**“INTERPRETACIÓN SÍSMICO-ESTRUCTURAL Y USO DE ATRIBUTOS SÍSMICOS PARA LA CARACTERIZACIÓN DE LAS ARENAS G-10, G-8 Y G-7 ¾ DE LA FORMACIÓN GUAFITA. CUENCA BARINAS APURE”**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero Geofísico, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.

---

Prof. Víctor Casas  
Jurado

---

Prof. Yaraiza Perez  
Jurado

---

Prof. Pedro León  
Tutor Académico

---

Ing. Pedro Álvarez  
Tutor Industrial

## **DEDICATORIA**

A mis padres Petra de Brett y Eli Brett

## **AGRADECIMIENTOS**

A mi Dios Todopoderoso por darme fuerzas día a día para concluir mi trabajo

A mis padres que nunca escatimaron esfuerzos para impulsar mi carrera Universitaria y me apoyaron incondicionalmente en todo momento.

Al nemanex por sus consejos oportunos.

A mis tías y tíos por estar siempre pendientes de mí.

A Itamar por su amistad sin interés y por su apoyo en los momentos difíciles.

A la Familia Ramírez Valdebenito por acogerme en su seno y tratarme como uno más de la familia. En especial a la Sra. Gloria por tratarme como a un hijo.

A los panas más incondicionales durante toda mi carrera Universitaria Pelusa y Mónica Yulixa.

A todos los panas con quienes construí una amistad en la universidad en especial a Vanesa, Alberti, Hector, Cecilio, El Doctor y Nelson.

Al Equipo de trabajo de Estudios Integrados Apure y Barinas. En especial al Sr. Escalante a Edgar Gonzáles y a Gabriel Márquez.

A Robert Colmenares, Víctor Fernández, Maria Dugarte, Pedro Álvarez y Karilis Castillo por formar parte importante del inicio y desarrollo de mi trabajo.

Y finalmente a todos aquellos que de alguna u otra forma fueron parte importante de realización esta obra.

# INDICE

<b>RESUMEN.....</b>	<b>2</b>
<b>DEDICATORIA.....</b>	<b>5</b>
<b>AGRADECIMIENTOS .....</b>	<b>5</b>
<b>INDICE.....</b>	<b>7</b>
<b>INDICE DE TABLAS Y FIGURAS.....</b>	<b>9</b>
<b>CAPITULO 1.....</b>	<b>12</b>
<b>INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>12</b>
1.1 Planteamiento del Problema.....	12
1.2 Objetivos Generales.....	13
1.3 Objetivos Específicos.....	13
1.4 Ubicación Geográfica.....	14
1.5 Sísmica 3D.....	14
1.6 Geología Regional.....	16
1.6.1 Ubicación Geográfica y extensión de la Cuenca Barinas-Apure.....	16
<b>CAPITULO 2.....</b>	<b>27</b>
<b>MARCO TEORICO .....</b>	<b>27</b>
2.1 Tiro de Verificación Sísmica (Registro Checkshot).....	27
2.2 Registro sísmico.....	27
2.3 Resolución vertical.....	28
2.4 Efecto de Entonación (Tunning effect).....	28
2.5 Sismograma sintético.....	30
2.6 Atributos sísmicos.....	30
2.7 Clasificación de atributos.....	30
2.8 Atributos de superficie o basados en el evento.....	31
2.9 Atributos de volumen.....	32
2.10 Análisis de traza compleja.....	32
2.11 Métodos para la obtención de la fase y la amplitud instantánea.....	33
2.13 Atributos Geométricos.....	39
2.17 Ambientes sedimentarios.....	44
<b>CAPITULO 3.....</b>	<b>47</b>
<b>INTERPRETACIÓN ESTRUCTURAL .....</b>	<b>47</b>
3.1 Resolución vertical.....	47

3.2 Sismograma sintético.....	48
3.2.2 Amarre Sísmica - Pozo.....	49
3.3 Entonación Sísmica.....	50
3.4 Interpretación de Horizontes en Tiempo.....	51
3.5 Generación del mapa estructural en tiempo.....	53
3.6 Interpretación de fallas.....	57
3.7 Transformación a profundidad del modelo estructural.....	60
3.8 Mapas estructurales en profundidad.....	62
3.9 Análisis de Velocidades.....	63
3.10 Estilos estructurales estructural.....	69
<b>CAPITULO 4.....</b>	<b>78</b>
<b>Análisis de Atributos Sísmicos.....</b>	<b>78</b>
4.1 Generación de mapas de atributos sísmicos.....	78
4.2 Análisis de Resultados.....	79
4.3 Factibilidad de elaboración de mapas de pseudopropiedad.....	101
<b>5. CONCLUSIONES.....</b>	<b>122</b>
<b>6. RECOMENDACIONES.....</b>	<b>124</b>
<b>BIBLIOGRAFIA Y REFERENCIAS.....</b>	<b>125</b>
<b>ANEXOS.....</b>	<b>128</b>

## INDICE DE TABLAS Y FIGURAS

FIGURA 1., UBICACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO.....	14
FIGURA 2., ÁREA DE COBERTURA DEL LEVANTAMIENTO SÍSMICO GUAFITA 3D.....	15
TABLA 1., PARÁMETROS DE ADQUISICIÓN UTILIZADOS EN EL PROYECTO DE ADQUISICIÓN SÍSMICA GUAFITA .....	15
FIGURA 3., UBICACIÓN DE LA CUENCA BARINAS-APURE. (MODIFICADO DE PÉREZ DE MEJÍA ET. AL., 1980). TOMADO DEL WEC 1997 EVALUACIÓN DE POZOS .....	16
FIGURA 4., DISTRIBUCIÓN DE FACIES SEDIMENTARIAS DURANTE EL NEOCOMIENSE-ALBIENSE (CRETACICO TEMPRANO). TOMADO DEL WEC VENEZUELA 1997 – EVALUACIÓN DE POZOS. ....	17
FIGURA 5., DISTRIBUCIÓN DE FACIES SEDIMENTARIAS DURANTE EL CENOMANIENSE-CAMPANÉNSE. TOMADO DEL WEC VENEZUELA 1997 – EVALUACIÓN DE POZOS.....	18
FIGURA 6., SECCIÓN NO-SE DE LA CUENCA BARINAS-APURE (MODIFICADO DE PARNAUD ET. AL 1995). TOMADO DEL WEC VENEZUELA 1997 – EVALUACIÓN DE POZOS .....	21
FIGURA 7., COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO GUAFITA .....	26
FIGURA 8., EFECTO DE ENTONACIÓN ILUSTRADO POR UNA CUÑA; EL MATERIAL POR ENCIMA Y POR DEBAJO ES EL MISMO PERO DENTRO DE LA CUÑA PRESENTA IMPEDANCIA ACÚSTICA DIFERENTE. CUANDO LA CUÑA ALCANZA UN ESPESOR IGUAL A UN CUARTO DE LA LONGITUD DE ONDA, LA SEGUNDA MITAD DEL CICLO DE REFLEXIÓN DEL TOPE INTERFIERE CONSTRUCTIVAMENTE CON LA PRIMERA MITAD DEL CICLO DEL TOPE, RESULTANDO EN UN AUMENTO DE LAS AMPLITUDES. LA MAGNITUD DEL INCREMENTO Y CUANTA AMPLITUD MÁXIMA ALCANZADA DEPENDE DE LA FORMA DE LA ONDÍCULA. (A) LA CUÑA; (B) SECCIÓN SÍSMICA A LO LARGO DE LA CUÑA QUE PRESENTA MENOR IMPEDANCIA ACÚSTICA QUE LOS SEDIMENTOS ALREDEDOR PARA UNA ONDÍCULA FASE MÍNIMA; (C) GRÁFICO AMPLITUD CONTRA ESPESOR. TOMADO DE SHERRIF 1991. ....	29
FIGURA 9., MODELO DE UNA TRAZA SÍSMICA COMPLEJA. TOMADO DE BARNES 1998” .....	35
FIGURA 10., MODELO DE LA FIGURA 5 VISTO DESDE EL LADO CUANDO LA MANIJA DE ROTACIÓN ESTA A (A) 0°, (B) -90° Y (C) 180°. SE OBSERVA LA PARTE REAL DE LA ONDA EN (A) Y LA PARTE IMAGINARIA EN (B). TOMADO DE BARNES 1998” .....	36
FIGURA 11., DIAGRAMAS ESQUEMÁTICOS DEL CÁLCULO DE LA COHERENCIA.....	40
FIGURA 12. SISTEMA ENCADENADO DE ALTO NIVEL (HST) .....	42
FIGURA 13., SISTEMA ENCADENADO DE BAJO NIVEL (LST). ....	43
FIGURA 14., SISTEMA TRANSGRESIVO.....	44
FIGURA 15., AMBIENTE DELTÁICO. (A) FOTO DELTA DE SAN IGNACIO. LAGUNA DE TACARIGUA. VENEZUELA .....	45
TABLA 2. POZOS UTILIZADOS PARA EL CÁLCULO DE LA RESOLUCIÓN VERTICAL.....	47
FIGURA 16., (A)REGISTROS GAMMA RAY DE LOS POZOS GF-14X Y GF-4X. (B) SECCION SÍSMICA CROSSLINE SOBRE EL POZO GF-14X .....	48
FIGURA 17., SISMOGRAMA SINTÉTICO EN BASE AL POZO GF-14X.....	50
TABLA 3., POZO UTILIZADO PARA LA ELABORACIÓN DEL SISMOGRAMA .....	50
FIGURA 18., EFECTO DE ENTONACIÓN ENTRE EL TOPE LA ARENA G-10 Y LA DISCORDANCIA CRETÁCICA SOBRE EL BLOQUE NORTE DEL CAMPO GUAFITA .....	51
FIGURA 19., SECCIÓN SÍSMICA DE BUZAMIENTO (CROSSLINE) 288 INTERPRETADA, CON DIRECCIÓN NOROESTE SURESTE. ....	52
FIGURA 20., SECCIÓN SÍSMICA DE RUMBO (INLINE) 179 INTERPRETADA, CON DIRECCIÓN SUROESTE NORESTE. ....	53
FIGURA 21., MAPA ESTRUCTURAL EN TIEMPO DE LA DISCORDANCIA DE CRETÁCICO (DISC QVDO). ....	54
FIGURA 22., MAPA ESTRUCTURAL EN TIEMPO DEL TOPE DE LA ARENA G-10. ....	55
FIGURA 23., MAPA ESTRUCTURAL EN TIEMPO DEL TOPE DE LA ARENA G-8.....	55
FIGURA 24., MAPA ESTRUCTURAL EN TIEMPO DEL TOPE DE LA ARENA G-7 3/4.....	56
FIGURA 25., (A)MAPA DE BUZAMIENTO SOBRE EL TOPE DE LA ARENA G-10, (B) SECCIÓN SÍSMICA TRANSVERSAL A LA ESTRUCTURA DE INTERÉS .....	58

FIGURA 26., SECCIÓN SÍSMICA DE BUZAMIENTO (CROSSLINE) CON LAS FALLAS INTERPRETADAS EN VOXEL GEO .....	59
FIGURA 27., VISUALIZACIÓN 3D DE LAS FALLAS INTERPRETADAS EN VOXEL GEO.....	60
FIGURA 28., VISUALIZACIÓN 3D DE LOS HORIZONTES EN PROFUNDIDAD.....	62
FIGURA 29. UBICACIÓN DE PUNTOS DE VELOCIDAD PARA LOS DIFERENTES INTERVALOS SELECCIONADOS. ....	63
FIGURA 30., MAPA DE VELOCIDADES PARA EL INTERVALO 0MS-G7-3/4.....	64
FIGURA 31., MAPA DE VELOCIDADES SOBRE EL INTERVALO G7-3/4—G8 .....	65
FIGURA 32., MAPA DE VELOCIDADES SOBRE EL INTERVALO G8—G10.....	65
FIGURA 33., MAPA DE VELOCIDADES SOBRE EL INTERVALO G10—QVDO-DISC. ....	66
FIGURA 34., REGISTROS GAMMA RAY Y SÓNICO DE LOS POZOS GF-4X, GF-3X Y GF-2X.....	69
PAGINA FIGURA 36.....	<b>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>
FIGURA 37., VISUALIZACIÓN 3D DE LOS HORIZONTES G-10 Y LA DISCORDANCIA CRETÁCIA (DISC-QVDO). LAS FLECHAS AZULES INDICAN LA DIFERENCIA EN LOS ESPESORES ENTRE EL CAMPO GUAFITA NORTE Y GUAFITA SUR. ....	71
FIGURA 38., SECCIÓN SÍSMICA DE BUZAMIENTO EN DIRECCIÓN NOROESTE SURESTE. LAS FLECHA RESALTA LA DIFERENCIA DE LOS ESPESORES A LO LARGO DE LA ARENA G-10 .....	72
FIGURA 39., COMPARACIÓN DE MODELOS EXPERIMENTALES DE GENERACIÓN DE PLIEGUES FORZADOS. TOMADO DE MECHANICAL ANALYSIS OF THE GEOMETRY OF FORCED FOLDS. ....	73
FIGURA., 41 MAPA ESTRUCTURAL EN PROFUNDIDAD DEL TOPE DE LA ARENA G-10. LAS FLECHAS INDICAN EL EJE PRINCIPAL DE DEFORMACIÓN (E-W) .....	75
FIGURA 42 (A) Y (B)., SECCIONES SÍSMICAS TRANSVERSALES A LA ESTRUCTURA CON DIRECCIÓN NOROESTE SURESTE. ....	76
FIGURA 43., (A) MAPA ESTRUCTURAL DE LA FORMACIÓN CARBONERA (CAMPO CAÑO LIMÓN EN COLOMBIA). (B) MAPA ESTRUCTURAL DE LA ARENA G-7 ¾ DE LA FORMACIÓN GUAFITA. ....	77
FIGURA 44., SECCIÓN SÍSMICA CROSSLINE CON DIRECCIÓN NOROESTE – SURESTE MOSTRANDO EL EFECTO DE ENTONACIÓN ENTRE LA ARENA G-10 Y LA DISCORDANCIA CRETÁCICA. ....	80
FIGURA 45., SECCIÓN SÍSMICA CROSSLINE CON DIRECCIÓN NOROESTE – SURESTE MOSTRANDO EL EFECTO DE ENTONACIÓN ENTRE LA ARENA G-10 Y LA DISCORDANCIA CRETÁCICA. ....	81
FIGURA 46., MAPA DE AMPLITUD SÍSMICA (A); MAPA DE POLARIDAD APARENTE (B) .....	82
FIGURA 46C., SECCIÓN MOSTRANDO EL REGISTRO GAMMA RAY DE LOS POZOS GF-14X Y GF-7X CON EL VALOR DE AMPLITUD ASOCIADO PARA CADA POZO SOBRE LA INTERFACE .....	82
FIGURA 47., REGISTRO GAMMA RAY DE LOS POZOS GF-2X, GF-110-2, GF-65. ....	84
FIGURA 48., MAPA DE OPACIDAD SOBRE LA ARENA G-9.....	85
FIGURA 49., MAPA DE OPACIDAD SOBRE LA ARENA G-9 DONDE SE IDENTIFICÓ EL CANAL DISTRIBUITARIO .....	86
FIGURA 50., REGISTRO GAMMA RAY DE LOS POZOS GF-106 Y GF-34.....	86
FIGURA 51., MAPA DE FRECUENCIA INSTANTÁNEA SOBRE EL TOPE DE LA ARENA G-8.....	88
FIGURA 52. REGISTRO GAMMA RAY DE LOS POZOS GF-110, GF-60 Y GF-115.....	89
FIGURA 52., REGISTROS GAMMA RAY DE LOS POZOS GF-45, GF-59 Y GF-16.....	89
FIGURA 53., REGISTROS GAMMA RAY DE POZOS GF-54RE, GF-131 Y GF-32 .....	89
FIGURA 54., MAPA DE OPACIDAD SOBRE EL TOPE DE LA ARENA G-8 .....	90
FIGURA 55., MAPA DE AMPLITUDES SOBRE EL TOPE DE LA ARENA G-8.....	92
FIGURA 56., MAPA DE COHERENCIA SOBRE EL TOPE DE LA ARENA G-8 .....	93
FIGURA 42., MAPA DE FASE INSTANTÁNEA SOBRE EL TOPE DE LA ARENA G-8.....	94
FIGURA 57., MAPA DE COHERENCIA SÍSMICA CON LA INTERPRETACIÓN FINAL DE LOS CANALES DISTRIBUITARIOS .....	95
FIGURA., 57A SECCIONES GUÍA CON LOS REGISTROS GAMMA RAY DE LOS POZOS GF-55, GF-139 Y GF-198.....	97
FIGURA., 57B SECCIONES GUÍA CON LOS REGISTROS GAMMA RAY DE LOS POZOS GF-156, GF-121 Y GF-118.....	97
FIGURA 59., REGISTROS GAMMA RAY DE LOS POZOS GF-170, GF-192, GF-130 Y GF-31.....	99
FIGURA 59., MAPA DE AMPLITUD SOBRE LA ARENA G 7 ¾, ZONA NORTE.....	99
FIGURA 60., REGISTROS GAMMA RAY DE LOS POZOS GF-16 Y GF-59 .....	100

FIGURA 49B., MAPA DE FASE SOBRE LA ARENA G 7 ¾, ZONA NORTE .....	101
FIGURA 49C., MAPA DE AMPLITUD SOBRE LA ARENA G 7 ¾ MOSTRANDO LOS CANALES .....	101
FIGURA 62., DEFINICIÓN DE LITAZONAS EN WELLPX.....	103
FIGURA 64., MATRIZ DE CALIDAD ENTRE ATRIBUTOS Y PETROFÍSICA PARA G-8, GUAFITA NORTE.....	105
GRAFICO 65., COEFICIENTES DE REGRESIÓN PARA EL PORCENTAJE DE ARCILLOSIDAD CONTRA AMPLITUD (A) Y FASE INSTANTÁNEA (B). (C) VALORES DE COEFICIENTES DE CORRELACIÓN CRÍTICA PARA LOS DATOS CORRESPONDIENTES A AMPLITUD Y FASE INSTANTANEA. ....	106
FIGURA 66., MAPA DE ARCILLOSIDAD ESTIMADA A PARTIR DE LA AMPLITUD. ....	107
FIGURA 67., MAPA DE PORCENTAJE DE ARCILLOSIDAD ESTIMADO A PARTIR DE LA FASE INSTANTÁNEA .....	107
FIGURA 68., COEFICIENTES DE REGRESIÓN PARA POROSIDAD CONTRA POLARIDAD APARENTE Y POLARIDAD APARENTE INTEGRADA. TABLA DE VALORES CRITICOS PARA LA CORRELACIONES PRESENTADAS EN LOS GRAFICOS.....	109
FIGURA 69., MAPA DE POROSIDAD A PARTIR DEL ATRIBUTO DE POLARIDAD APARENTE .....	110
FIGURA 70., MAPA DE POROSIDAD A PARTIR DEL ATRIBUTO DE POLARIDAD APARENTE INTEGRADA. ....	110
FIGURA 71., COEFICIENTE DE REGRESIÓN PARA LA PERMEABILIDAD CONTRA LA POLARIDAD APARENTE. TABLA DE CORRELACIÓN CRITICA PARA LA RELACIÓN PERMABILIDAD POLARIDAD SÍSMICA APARENTE. ....	111
FIGURA 72., MAPA DE PERMEABILIDAD A PARTIR DEL ATRIBUTO DE POLARIDAD APARENTE.....	112
FIGURA 73., MATRIZ DE CALIDAD DE ATRIBUTOS – PETROFÍSICA PARA LA ARENA G-8, GUAFITA SUR	114
GRÁFICO 74., (A) COEFICIENTE DE REGRESIÓN DEL VOLUMEN DE ARCILLA CONTRA FRECUENCIA INSTANTÁNEA HETEROGÉNEA. (B) TABLA DE VALORES CRÍTICOS PARA EL GRÁFICO DE PORCENTAJE DE ARCILLOSIDAD CONTRA FRECUENCIA INSTANTÁNEA HETEROGENEA .....	114
FIGURA 75., MAPA DE FRACCIÓN DE ARCILLA PARA LA ARENA G-8, GUAFITA SUR.....	115
FIGURA 76., SECCIÓN GUÍA CON LOS REGISTROS GAMMA RAY Y PORCENTAJE DE ARCILLOSIDAD DE LOS POZOS GF-14X, GF-31, GF-178 Y GF-189 .....	115
FIGURA 76., MATRIZ DE CALIDAD ENTRE ATRIBUTOS Y PETROFÍSICA PARA LA ARENA G-7 ¾, GUAFITA NORTE .....	116
FIGURA 77., COEFICIENTES DE REGRESIÓN ENTRE LA AMPLITUD Y EL PORCENTAJE DE ARCILLOSIDAD (B) TABLA DE VALORES CRÍTICOS PARA LA ARENA G-7 ¾. ....	117
FIGURA 78., MATRIZ DE LA CALIDAD ENTRE ATRIBUTOS Y PETROFÍSICA .....	119
FIGURA 79.,(A) Y (B) COEFICIENTES DE REGRESIÓN PARA EL ATRIBUTO FUERZA DE LA REFLEXIÓN CONTRA POROSIDAD Y PERMEABILIDAD. (C) TABLA DE VALORES CRÍTICOS P[ARA LA ARENA G-7 ¾, GUAFITA SUR.....	119
FIGURA 80., MAPA DE POROSIDAD ESTIMADA A PARTIR DEL ATRIBUTO FUERZA DE LA REFLEXIÓN.....	120
FIGURAS 68., MAPA DE PERMEABILIDAD ESTIMADA A PARTIR DEL ATRIBUTO FUERZA DE LA REFLEXIÓN .....	120
FIGURA A2 ., SISMOGRAMA SINTÉTICO POZO GF-7X.....	128
FIGURA A4 ., SISMOGRAMA SINTÉTICO POZO GF-14X.....	129
FIGURA A5 ., SISMOGRAMA SINTÉTICO POZO GF-2X.....	129
FIGURA A6 ., SISMOGRAMA SINTÉTICO POZO GF-4X.....	129
FIGURA A7 ., MAPA DE FRECUENCIA INSTANTÁNEA PARA LA ARENA G-10 .....	130
FIGURA A8 ., MAPA DE FASE INSTANTÁNEA PARA LA ARENA G-10.....	130

# **CAPITULO 1**

## **INTRODUCCIÓN**

### **1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

El campo Guafita se encuentra ubicado a 43 km al suroeste de la población de Guasdualito, en el Estado Apure, este Campo fue descubierto por el pozo GF-1X en el año 1984, el intervalo de interés se encuentra entre 6000 y 8500 pies y comprende toda la Formación Guafita. Estratigráficamente esta formación posee características más marinas de base a tope, y fue subdividida en 6 miembros informales ( ver figura 8): G-7, Lutita lignítica, G-8, Lutita de Guafita, G-9 y G-10. La arena G-7 se subdivide en dos yacimientos, G 7-2 y G 7-3/4, ambas, litológicamente son arenas intercaladas con trazas de lutitas, el horizonte se caracteriza por la presencia de canales anastomosados, los cuales son el principal objetivo de las perforaciones. La Lutita Lignítica subyace al miembro informal G-7 y actúa como sello del yacimiento G-8 y marca la transición entre el Miembro Guardulio y el Miembro Arauca de la Formación Guafita. El submiembro G-8 suprayace a la lutita de Guafita, se caracteriza por la presencia de arenas y lutitas marrones, su espesor varía entre 60 y 120 pies. Subyacente al estrato anterior se encuentra la lutita de Guafita cuyo espesor varía entre 10 y 20 pies. Luego se produce un cambio de facies de arenas de ambiente fluvio deltáico con baja influencia marina (G-9 y G-10) disminuyendo hacia la base, se caracteriza por la presencia de arenas lenticulares de carácter masivo, asociadas a canales distributarios.

El yacimiento G-10 se encuentra limitado en su base por la discordancia cretácica y por la arena G-9 en el tope. Desde el punto de vista geológico este horizonte presenta arenas masivas con buen escogimiento que se presentan en forma de canales amalgamados o apilados. El espesor de las arenas varía entre 115 y 300 pies. Todos los intervalos son productores de hidrocarburos y algunos de estos yacimientos cuenta con un modelo estático elaborado.

Recientemente surgió la necesidad de elaborar el modelo dinámico para el yacimiento G-10, para ello es necesario elaborar un modelo estático que involucra la, evaluación del yacimiento desde el punto de vista geológico, petrofísico y geofísico. Actualmente el horizonte interpretado para G-10 no ajusta con los marcadores geológicos y no ha sido caracterizado exhaustivamente, en vista de la situación es necesario elaborar la reinterpretación sísmico-estructural de la arena G-10 del campo Guafita y posteriormente caracterizar el yacimiento a partir del análisis de atributos sísmicos que permita obtener la dirección preferencial de sedimentación

Adicionalmente se elaboraran los modelos estructurales actualizados de las arenas G-8 y G-7  $\frac{3}{4}$  haciendo uso de la información aportada por los pozos perforados recientemente en el área, la inclusión de esta nueva información permitirá la generación de modelos estáticos con mayor precisión y por consiguiente un mejor manejo de las variables que controlan el yacimiento.

## **1.2 OBJETIVOS GENERALES.**

- Interpretación sísmico-estructural de las arenas G-10, G-8 y G-7  $\frac{3}{4}$  de la Formación Guafita a partir de la sísmica 3D adquirida sobre el campo Guafita.
- Caracterización de las arenas G-10, G-8 y G-7  $\frac{3}{4}$  de la formación Guafita a partir del análisis de atributos sísmicos.

## **1.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.**

- Revisar la bibliografía existente sobre la geología de la cuenca Barinas-Apure.
- Revisar la bibliografía existente sobre la geología del campo Guafita.
- Calibrar la sísmica con los pozos.
- Interpretar las arenas G-10, G-8 y G-7  $\frac{3}{4}$  y la discordancia cretácica
- Interpretar las fallas existentes en el área
- Generar modelo de velocidades.
- Elaborar mapas de atributos sísmicos.

- Estudiar factibilidad de elaboración de mapas de petrofísicos guiados con sísmica.

#### 1.4 UBICACIÓN GEOGRÁFICA.

Este proyecto de tesis de grado esta orientado al Campo Guafita el cual está ubicado a 43 Km al Sur-Oeste de la población de Guasdualito, en el Municipio El Amparo del Distrito Páez, Estado Apure, al suroeste de Venezuela. Se enmarca geográficamente en longitud entre  $70^{\circ}58'12''$  W y  $71^{\circ}05'41''$ W y en latitud entre  $06^{\circ}58'51''$  N y  $07^{\circ}04'15''$ .



#### 1.5 SÍSMICA 3D

Los datos sísmicos 3D sobre el Campo Guafita fueron adquiridos en el año 1999 y cubren un área de  $70 \text{ km}^2$ . En la figura 2 se muestra la ubicación del levantamiento, en ella se observa que la adquisición está limitada Sur – Oeste por el Río Arauca, límite entre Venezuela y Colombia.

La adquisición de los datos sísmicos se hizo empleando 1120 canales activos con 8 líneas receptoras. La fuente utilizada fue dinamita. La adquisición completa

constó de 23 líneas de tiro y 23 líneas receptoras. En total se registraron 6 seg con una rata de muestreo de 2 ms.

En la tabla 1 se observa los parámetros de adquisición completos de la sísmica tomada sobre el Campo Guafita.

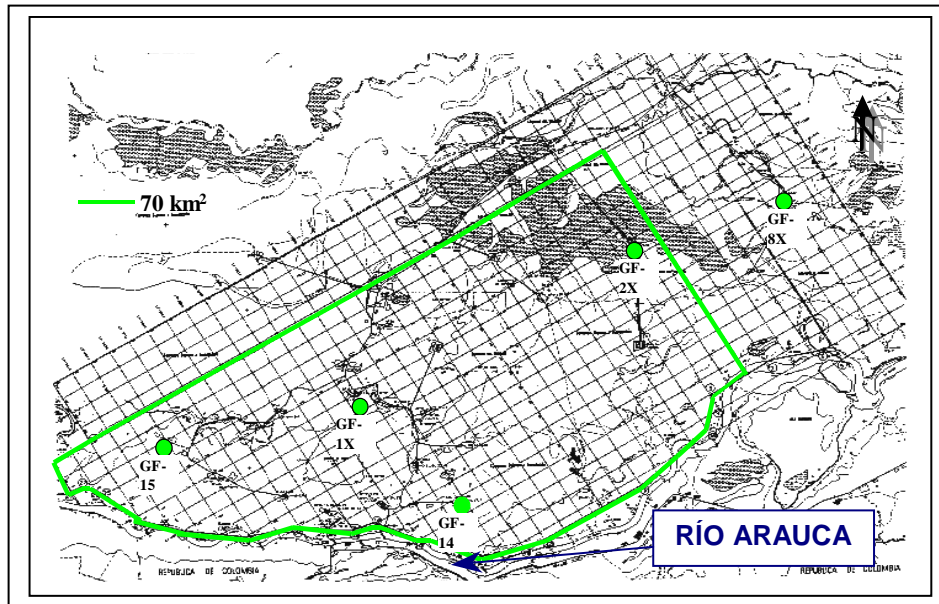


Figura 2., Área de cobertura del Levantamiento Sísmico Guafita 3D

Tabla 1., Parámetros de adquisición utilizados en el proyecto de adquisición sísmica Guafita

PARAMETROS DE ADQUISICIÓN	
Superficie	70km <sup>2</sup>
Total líneas receptoras	23
Longitud de líneas receptoras	229860 km
Distancia entre receptores	60 m
Total líneas de tiro	20
Longitud de líneas de tiro	24560 km
Distancia entre puntos de grabación	60 m
Número de canales por línea receptora	140
Número de líneas receptoras por disparo	8
Tamaño de Bin	1120 full spread
Arreglo de geófono	Lineal
Número de geófonos por traza	12
Distancia entre geofonos	3 m
Angulo entre líneas de tiro y receptoras	90

## 1.6 GEOLOGIA REGIONAL

### 1.6.1 Ubicación Geográfica y extensión de la Cuenca Barinas-Apure

La Cuenca Barinas-Apure se encuentra ubicada en la zona Sur-Occidental de Venezuela. Al norte de la frontera con Colombia y pertenece al sistema de Cuencas Subandinas las cuales constituyen un área de sedimentación pericratónica que quedó estructuralmente aislada entre el Escudo y la Cordillera de los Andes, a raíz del levantamiento de esta última en el Plio-Pleistoceno (Giraldo et al en Evaluación Petrolera de Barinas – Apure 1996, EPAB).

Los Andes de Mérida y el Escudo Guayanés constituyen entonces los límites noroeste y sureste de la Cuenca. Al sur continúa en la Cuenca de los Llanos de Colombia. Al noreste termina contra el arco del Baúl, más allá del cual comienza la Cuenca Oriental de Venezuela. Definida de esta manera general, la Cuenca Barinas-Apure se extiende sobre los Estados Apure, Barinas y parte del Estado Portuguesa (Ver Figura 3).

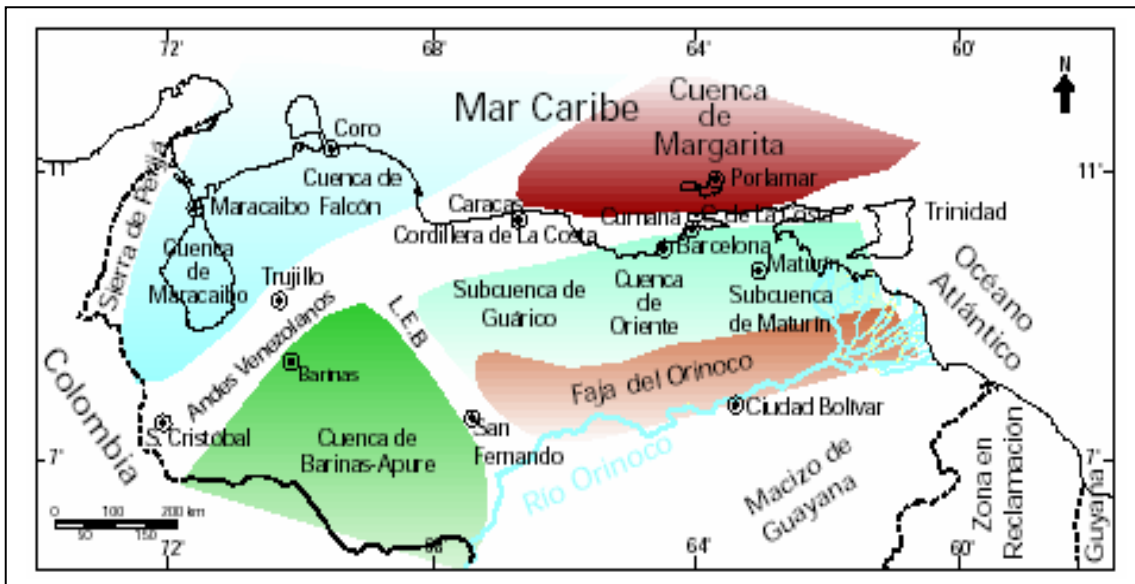


Figura 3., Ubicación de la Cuenca Barinas-Apure. (Modificado de Pérez de Mejía et. al., 1980). Tomado del WEC 1997 Evaluación de Pozos

### 1.6.2 Reconstrucción Histórica de la Cuenca Barinas-Apure

Se desarrolla una sedimentación cretácica sobre la superficie peneplanada del basamento cristalino correspondiente a las rocas del Precámbrico, causada probablemente por la migración de mares hacia el sur, lo que produjo un aumento en la creación de espacio para la sedimentación (HAQ *et al.*, 1997 en EPAB 1996). La sedimentación se inició primero sobre la cuenca del Lago de Maracaibo con sedimentos clásticos gruesos de la Formación Río Negro (Neocomiense-Barremiense), continuando con una menos gruesa correspondiente a la Formación Aguardiente, ambas formaciones se acumularon en ambientes litorales próximo – costero (Fabre, 1985 en EPAB 1996) (ver figura 4).

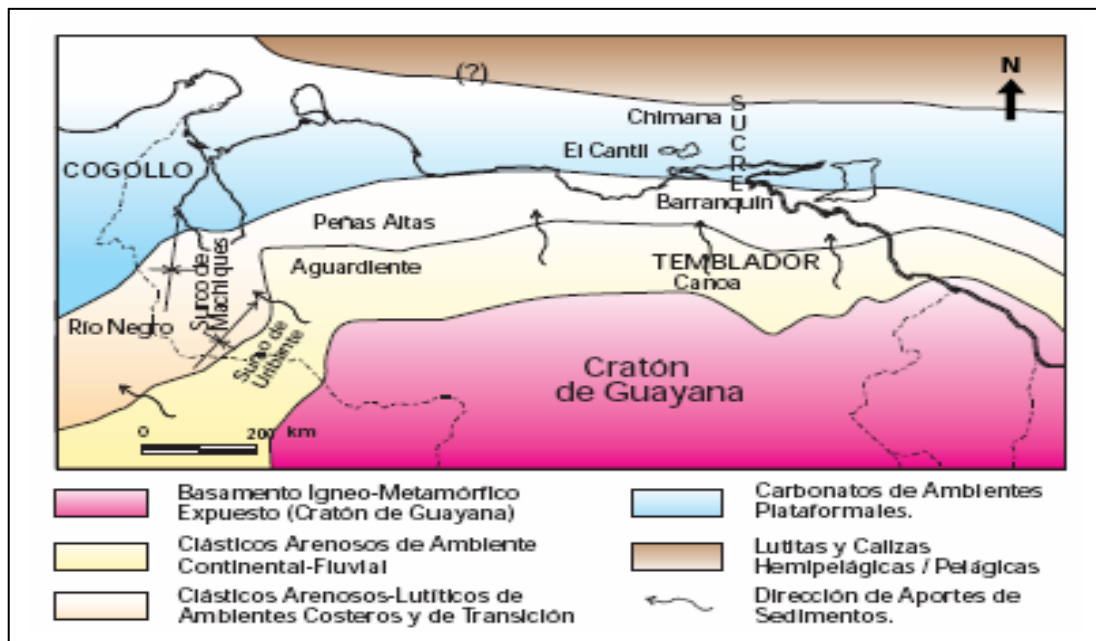
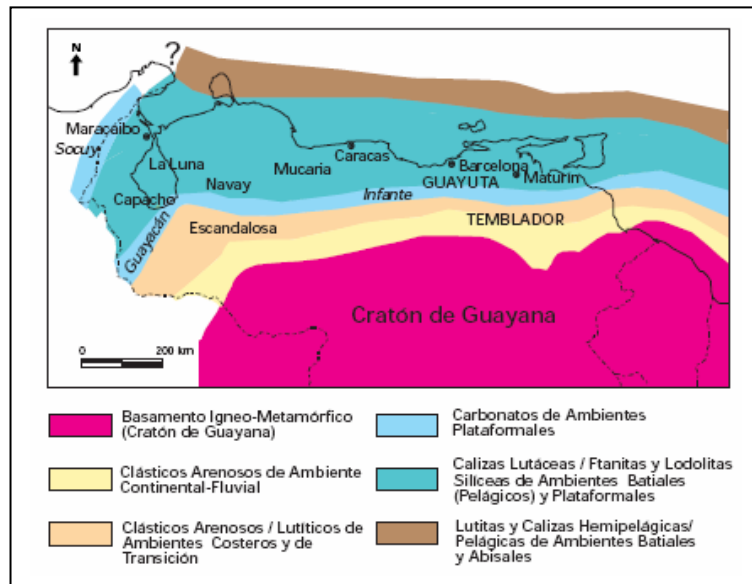


Figura 4., Distribución de facies sedimentarias durante el Neocomiense-Albiense (Cretácico Temprano). Tomado del WEC Venezuela 1997 – Evaluación de pozos.

El ciclo transgresivo terminó por cubrir los altos estructurales existentes, tales como macizo de Santander y el Arco de Mérida (Renz, op. Cit. ; Gozalez de Juana et al., op. cit.; Fabre op cit; Lugo, 1994 en EPAB 1996). Dando lugar a un cambio de

facies de clásticos muy finos y plataformas carbonáticas pertenecientes a la Formación Escandalosa (Cenomaniense-Coniaciense). Este evento coincide con un pulso mundial transgresivo responsable de la sedimentación de calizas, lutitas y ftanitas ricas en materia orgánica (WEC 1997 Evaluación de Pozos. Well Evaluation Conference) (Formación La Luna y su equivalente lateral en la cuenca Barinas-Apure Formación Navay) ver figura 5.



**Figura 5., Distribución de facies sedimentarias durante el Cenomaniense-Campanense. Tomado del WEC Venezuela 1997 – Evaluación de pozos.**

Simultáneamente, procesos erosivos del Cratón de Guayana, ocasionaron depósitos de sedimentos clásticos (Miembro Quevedo de la Formación Navay). A continuación éstas son sometidas a procesos consecutivos de erosión (Discordancia Cretácico-Eoceno).

A finales del cretácico Tardío (75-66m.a.) ocurrió el primer evento transgresivo en el área. La deformación ocurrió localizadamente y afectó la porción meridional de los andes venezolanos (De Toni et al., op. Cit en EPAB 1996), desarrollando (y reactivando?) estructuras menores a lo largo del flanco norte del incipiente arco de San Silvestre en Barinas norte. En Colombia y el occidente de

Venezuela, este período de tiempo corresponde con una transición fundamental en los procesos formadores de cuencas. Este cambio se inició con la colisión, y posterior acreción a Suramérica, del arco de islas (EPAB 1996).

En el Eoceno Temprano, inicios del Eoceno Medio se produjo el primer evento de deformación compresiva en la región occidental de Venezuela. Las estructuras formadas corresponden a anticlinales de rampa con vergencia hacia el oeste-noroeste. Las estructuras aparecen truncadas y decapitadas por debajo de una discordancia sobre la que se depositaron los sedimentos de fines del Eoceno Medio y del Eoceno Tardío. Esta discordancia posee carácter regional, pudiéndose reconocer, desde el valle medio superior del Magdalena hasta la Cuenca de Maracaibo y la Subcuenca de Barinas. Adicionalmente, en el Eoceno medio se desarrolló el máximo relieve del bucle cortical denominado Arco de San Silvestre, en Barinas (Robertson Research 1986 en EPAB 1996).

En la porción norte y noreste de Barinas, el lapso Eoceno Temprano, inicio del Eoceno Medio, esta representado por un conjunto de unidades predominantemente siliciclásticas compuesto por las formaciones Gobernador-Misoa y Paguey-Paují. Ellas forman parte de una tectonosecuencia limitada por discordancias prominentes de carácter regional (García 1996)

La tectonosecuencia se depositó como resultado de la interacción, colisión y consecuente flexión de la litosfera, entre el Arco de Islas del Caribe y el Margen Septentrional de Suramérica. En las etapas iniciales se produjo una fase muy prominente de extensión (transtensión?), y con ella se generaron o reactivaron rasgos estructurales importantes, entre ellos las fallas de Icotea, Burro Negro, Ceuta-Pueblo Viejo y la falla de Ospino-Alto de El Baúl. Fallas normales de este tipo pueden reconocerse hasta el flanco surandino de Barinas y Barinas norte ( Loureiro 1996 ).

Luego de la extensión se produjo un evento compresivo y posterior acortamiento. Las estructuras originadas corresponden con anticlinales de rampa con despegues sobre la formación Pagüey-Paují. Las estructuras formaron parte de un cinturón de pliegues y cabalgamientos que fueron erosionados y decapitados.

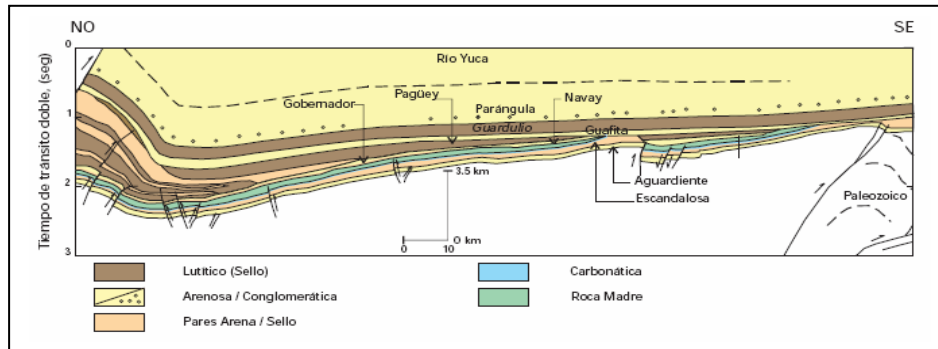
Entre 40 y 10 m.a se acumuló una megasecuencia que retrogradó paulatinamente desde el oeste-suroeste hacia el este-noreste, y asociada a ella se alcanzó la máxima cobertura de los mares terciarios. En su apogeo estos invadieron gran parte de la región dejando áreas emergidas como el centro del lago y una franja periférica al sur del Alto del Baúl y la Falla de Ospino. El espacio de acomodación resultó de la flexión de la litósfera en respuesta a la carga tectónica ejercida por las cordilleras Occidental y Central de Colombia (Osuna 1996 en EPAB).

Este ciclo transgresivo se inició con la sedimentación de una secuencia clástica, compuesta por areniscas cuarzosas, maduras, depositadas hacia en ambientes continentales y litorales, que ha sido incluida dentro de la “Formación Mirador” en los Llanos colombianos, mientras que en el piedemonte surandino venezolano y en los Llanos de Apure se le ha dado diferentes nombres (Formación Carbonera; Miembro Arauca de la Formación Guafita).

Durante el período comprendido entre los 40 y 10 m.a. ocurrió la reactivación transtensiva - transpresiva de importantes rasgos estructurales en los llanos de Colombia y Apure (Caño Limón, Sarare Norte, Guafita, La Victoria, Arauca) (Cooper et al 1995 en EPAB 1996).

En los últimos 10 m.a. la sedimentación ha estado dominada por depósitos aluviales y fluviales acumulados en ambientes continentales, asociados a la orogénesis de la Cordillera Oriental de Colombia y de los Andes de Mérida. El espacio de acomodación resultó de la flexión de la litosfera ante la carga del orógeno

andino. La figura 6 presenta una sección noroeste sureste donde se muestra la configuración actual de la cuenca Barinas-Apure



**Figura 6., Sección NO-SE de la Cuenca Barinas-Apure (modificado de Parnaud et. al 1995). Tomado del WEC Venezuela 1997 – Evaluación de pozos**

### 1.6.3 Descripción general del Campo Guafita

El campo Guafita se ubica en el Distrito Páez de Estado Apure, A 180 Km de la ciudad de Barinas y a 43 Km al suroeste de la población de Guasualito, colindando con los campos La Yuca-Caño Limón-Mata Negra en Colombia. Está limitado al norte y al sur por los ríos Sarare y Arauca respectivamente. La producción de este Campo es de la Formación Guafita subdividida en dos miembros, El miembro Arauca y Guardulio.

#### 1.6.3.1 Sedimentología

La zona de interés del campo se ubica entre los 6700 y 7200 pies de profundidad en una secuencia Terciaria de 500 pies aproximadamente (principalmente Miembro Arauca y base del Miembro Guardulio de la Fm. Guafita. De edad Oligoceno) que consta de arenas productoras como G-7, G-8, G-9 y G-10, siendo la arena G-9 la de mayor importancia en cuanto a volúmenes de reservas y mayor tamaño, y una sección del cretácico Superior de aproximadamente 200 pies (Miembro Quevedo de la Fm. Navay) donde solo es productor en el campo Guafita Sur. De base a tope las secuencia está representada por areniscas glauconíticas de

grano medio, areniscas cuarzosas semiconsolidadas y areniscas masivas, todas con un grado de escogimiento moderado e intercaladas con capas lutíticas de espesor variable (Molina 1996). De acuerdo a análisis de núcleos tomados en los pozos GF-1X, 2X, 5X Y 16, se ha interpretado la secuencia completa como depósitos de régimen fluviodeltaico a deltáico de plano bajo con ocasionales episodios de influencia marina (Sanchez 1996).

#### 1.6.3.2 Estratigrafía

La secuencia estratigráfica del Campo Guafita es la misma encontrada en todos los pozos y consiste en una columna sedimentaria que abarca desde los sedimentos más jóvenes (depósitos continentales) de las Formaciones Río Yuca y Parángula de edad Plio-Pleistoceno, hasta los sedimentos cretáceos (depósitos fluviocosteros y de plataforma restringida) de las Formaciones Aguardiente y Escandalosa (ver figura 7)

#### 1.6.3.3 Pre-cretácico

Basamento: El basamento en el área se ha presentado en forma variada, en algunos casos se ha observado cuarzo rosado predominantemente y en otros se presentan esquistos micáceos-sericíticos, con inclusiones de cuarzos y gneises cuarzo feldespáticos de posible edad paleozóica.

#### 1.6.3.3 Cretácico

Formación Aguardiente: Compuesta por areniscas calcáreas duras, de color gris a verde claro, de grano variable y estratificación cruzada, localmente glauconíticas, con intercalaciones de lutitas micáceas y carbonáceas y algunos lechos de caliza en la parte inferior; localmente las areniscas son tan calcáreas que se aproximan a calizas arenosas. Notestein et. al. En *Léxico Estratigráfico* (2005).

Formación Escandalosa: Está compuesta por areniscas macizas, cuarzosas y muy glauconíticas, con cantidades menores de lutitas negras calcáreas. Las areniscas son de color gris, gris oscuro a marrón claro y verdoso, de grano fino a medio, bien escogidas, micáceas y carbonáceas.

Las lutitas son gris oscuro, algo arenosas, calcáreas y carbonáceas. En el tope de la sección, se encuentra una caliza de unos 4 m de espesor, gris oscura, masiva con manchas de dolomita microcristalina. La Formación Escandalosa es una facie arenosa, nerítica superior a plataforma litoral de la formación Capacho, y parte inferior de la formación La Luna. Según Kiser 1997 en el *Léxico Estratigráfico* (2005), la formación representa un ambiente nerítico de plataforma, variando desde litoral sur, hacia nerítica externa al norte. Las litofacies indican dos ciclos menores de sedimentación: una regresión inferior, y una transgresión representada por la caliza Guayacán.

Formación Navay: Pierce 1960 en el *Léxico Estratigráfico* 2005, la describe en la localidad tipo como compuesta de lutitas silíceas, friables a no friables, blandas, duras, quebradizas, amarillo claro a crema y a blanco y algunas ftanitas no porosas, lenticulares, pardo claro, y lutitas calcáreas, carbonáticas, gris a gris oscuro. En afloramientos, las lutitas carbonáceas se meteorizan y lixivian a lutitas gris a pardo. Signos característicos son su fina laminación.

Ha sido repartida, en orden ascendente, en la lutita "N" (Miembro La Morita) y "M" al "I" (Miembro Quevedo). Tiende a ser más arenosa hacia arriba y se vuelve muy arenosa hacia Apure y la Cuenca Los Llanos.

Kiser 1961 en el *Léxico estratigráfico* (2005), describe la parte inferior (La Morita) como compuesta de lutitas arcillosas suaves, gris claro a oscuro. El límite superior estaría en la base de la lutita silícea, dura y quebradiza más inferior de la sección suprayacente (Quevedo). Esta última sección la describe como compuesta de

lutitas silíceas, calizas silíceas y ftanitas con areniscas, lutitas y limolitas interestratificadas, y se caracteriza por rápidas variaciones laterales en la posición estratigráfica, y porcentaje de varios de sus componentes litológicos. La superposición e interdistribución de varios litotipos, hacen casi imposible una detallada correlación aún a corta distancia. Los estratos silíceos son más comunes en los intervalos "M", "J" y "K".

El Miembro La Morita consiste en una sección esencialmente lutítica, en la sección tipo en la Quebrada Agua Fría, donde consiste casi exclusivamente en una lutita gris oscura, calcárea a parcialmente limolítica, con intercalaciones de horizontes fosfáticos de 1.5 m de espesor. Hacia el flanco suroriental de la cuenca de Barinas, cambia gradualmente a una facie compuesta casi totalmente de areniscas, con intercalaciones menores de lutitas y ocasionalmente calizas.

El Miembro Quevedo fue introducido por Renz *op. cit.*, en el *Léxico Estratigráfico 2005* para designar una secuencia de rocas silíceas, duras, quebradizas, de fractura concoidea, predominantemente lutíticas, de color gris claro que meteorizan a blanco, que incluye además intercalaciones de areniscas gruesamente estratificadas, con estructura flaser en su parte media, lutitas negras, calizas fosfáticas y capas de ftanita que constituyen hasta un 40% de la sección. Sanchez y Lorente (1977) en el *Léxico estratigráfico (2005)*, describen en el área de Santa Bárbara de Barinas, una sección inferior de lutitas blancas con escasos fósiles, una sección media con capas de areniscas, conglomerados finos, fangolitas y lutitas blancas con fósiles de plantas; y en los niveles superiores, se presentan bancos de lutitas de estratificación gruesa (2 m de espesor), de lutitas de color gris claro a gris oscuro. Ambos tipos de lutitas presentan fractura concoidea y meteorizan a blanco. Sanchez y Lorente *op. cit.* En *Léxico estratigráfico (op. cit.)* recalcan, que de acuerdo al análisis de difracción de rayos X, el Miembro Quevedo en esta área de estudio, no presenta lutitas silíceas (cemento silíceo).

#### 1.6.3.4 Oligoceno-Mioceno

Formación Guafita: Ortega et al. (1987) en el Léxico Estratigráfico (2005), publico el término Formación Guafita, para referirse a una secuencia comprendida entre dos discordancias mayores del área de los campos petroleros Guafita y La Victoria, estado Apure, la cual constituye además, una subdivisión natural y objetiva de la columna estratigráfica, representando un ciclo sedimentario bien definido, con características más marinas de base a tope, hasta su truncamiento debajo de la molasa; es además, una unidad sismoestratigráfica, caracterizada por onlaps en la base, truncamiento en el tope, y configuración interna paralela.

Se compone de una alternancia de areniscas, arenas, wacas cuarzosas y arcósicas, lutitas, arcilitas, limolitas y algunas capas delgadas de lignito. En los campos Guafita y La Victoria, se pueden reconocer dos miembros.

Miembro Arauca: (inferior) está compuesto de un 75% de arenas, areniscas (wacas cuarcíticas y arcósicas) de color gris claro, pardo, lechoso a traslúcido, matriz arcillosa-caolinítica, comúnmente con pirita, nódulos de hematita, frecuentemente con restos de plantas. Las limolitas representan el 20% del miembro. Las lutitas son de color gris claro, gris oscuro a negro, laminar a masiva, bien estratificadas, con abundantes concreciones de pirita y esferulitas de siderita. Las lutitas representan entre el 5 al 10% de la unidad. En la base del miembro, se observan capas delgadas y aisladas de caliza tipo packstone de oncolitos. Las arenas y areniscas del Miembro Arauca presentan abundantes estructuras sedimentarias primarias, tales como estratificación paralela, cruzada, festoneadas, ondulada lenticular, rizaduras, estructuras de carga, derrumbe y deslizamiento, bioturbaciones y biohoradaciones.

Miembro Guardulio: (superior) está representado por un 40% de lutitas, gris oscuro a verdoso, ocasionalmente moteadas de óxido de hierro, masivas a laminares, concreciones hematíticas y esferulitas de siderita; localmente nódulos de pirita y glauconita. Las lutitas generalmente gradan a lutitas carbonosas y lignitos. Las

arcillitas representan el 40%, generalmente abigarradas y manchadas de óxido de hierro; además, se presentan verdosas y blanquecinas (caoliníficas), mal compactadas, plásticas, con fragmentos aislados de ftanita y wacas cuarzosas, representan entre el 10 a 20 % del miembro, de color gris, gris claro a blanquecinas, con matriz arcillosa-coalinítica, con concreciones de hematita, esferulitas de siderita y escasos nódulos de glauconita.

UNIDAD GEOCRONOLÓGICA	FORMACIÓN	MIEMBRO	MIEMBRO INFORMAL	ESPESOR (PIES)	OBSERVACIÓN	
PLEISTOCENO	RIO YUCA Y PARANGULA			5800	ARCILLAS MOTEADAS INTERCALADAS CON ARENSICAS Y CONGLOMERADOS	
PLIOCENO						
MIOCENO	GUAFFITA	GUARDULIO	G7-2	135-320'	LUITTAS CON INTERCALACIONES DE ARENSICAS MARRON CLARO ARENSICAS LENTICULARES INTERCALADAS CON LUITTAS DE ESPESOR VARIABLE	
OLIGOCENO			ARAUCA			L. LIGNITICA
						G-8
		L.GUAFFITA		10-20'		
		G-9		30-45'		
			G-10	115-300'		
EOCENO						
PALEOCENO						
CRETACEO	NAVAY	QUEVEDO	Q1	50-250'	ARENSICAS DE GRANO MEDIO COLOR CLARO, PETROLIFERA	
			Q2			
			Q3			
			Q4			
		LA MORITA	50-90'	LUITTAS PARDUSCAS		
	ESCANDALOSA		200-450'	CALIZAS FINAS ARENSICAS MASIVAS PETROLIFERAS		
	AGUARDIENTE		685-935'	ARENSICAS MASIVAS INTERCALADAS CON LUITTAS		
PRE-CRETACEO	METAMÓRFICAS				ESQUISTOS GRANES SERICITICOS CON INCLUSIONES DE CUARZO	

Figura 7., Columna Estratigráfica del Campo Guafita

## **CAPITULO 2**

### **MARCO TEORICO**

#### **2.1 Tiro de Verificación Sísmica (Registro Checkshot)**

Es un tipo de registro de pozo diseñado para medir el tiempo de viaje de las ondas sísmicas desde una profundidad conocida. Se mide la velocidad de la onda P sobre las formaciones encontradas por el pozo, estas se miden bajando un geófono a cada formación de interés, se envía una fuente de energía desde la superficie de la tierra y se graba la señal resultante. Los datos pueden ser correlacionados con la sísmica de superficie a partir de la corrección del registro sísmico y generando el sismograma sintético, para confirmar o modificar la interpretación sísmica.

#### **2.2 Registro sísmico**

Registro que muestra el tiempo de viaje de una onda P y S contra la profundidad. La herramienta sísmica mide la velocidad de las formaciones penetradas por el pozo. La herramienta de medición consta de dos receptores, el lejano y el cercano, espaciados entre sí 2 pies y una fuente de que se encuentra a 3 pies del receptor más cercano.

La fuente genera un pulso de presión corto y oscilatorio de alrededor de 25Khz sobre el lodo, lo que produce seis ondas: compresional y de cizalla, dos ondas directas y dos superficiales. Luego de activarse el emisor, el receptor cercano comienza a detectar la llegada de los diferentes frentes de onda, que más tarde llegan al receptor más lejano.

Las herramientas sísmicas estándar miden solo el tiempo de viaje de las ondas compresionales pero en los pozos del campo Guafita se cuenta con sísmicos dipolares, es decir sísmicos donde se registran las ondas P y S. Una vez activado el transmisor se

mide el tiempo hasta la primera incursión negativa del arribo compresional y de cizalla en el receptor más cercano. El transmisor se pulsa de nuevo y el sistema mide el tiempo hasta el receptor lejano. La diferencia de tiempos es calculada y dividida por la distancia entre los receptores y el resultado se presenta en un registro como tiempo de tránsito en la formación.

### 2.3 Resolución vertical

La resolución es la habilidad para distinguir entre dos puntos o elementos separados tales como secuencias sedimentarias (Shlumberger Oilfield glossary on line <http://www.glossary.oilfield.slb.com/Display.cfm?Term=resolution> 2006). La resolución vertical en los datos sísmicos se refiere al mínimo espesor que debe presentar un estrato para que la sísmica logre resolver independientemente tanto el tope como la base. La resolución vertical depende de la frecuencia y la velocidad interválica y se calcula a partir de la relación de Rayleigh (ecuación 1)

$$\frac{\lambda}{4} = \frac{V_{\text{int}}}{4 * f_{\text{med}}} \quad (1)$$

Donde:

$\lambda$  = Longitud de Onda

$\lambda/4$  = Resolución vertical

$V_{\text{Int}}$  = Velocidad interválica

$f_{\text{med}}$  = Frecuencia media

### 2.4 Efecto de Entonación (Tunning effect)

Interferencia constructiva o destructiva que resulta de dos o más reflectores espaciados mas cerca que un cuarto de la longitud de onda dominante ver figura 8. La onda compuesta exhibe efectos de amplitudes y fase que dependen de los tiempos de

retardo entre dos eventos de reflexión sucesivos y su magnitud y polaridad del coeficiente de reflexión asociado, y también de la forma de la ondícula involucrada (Sherrif., 1991).

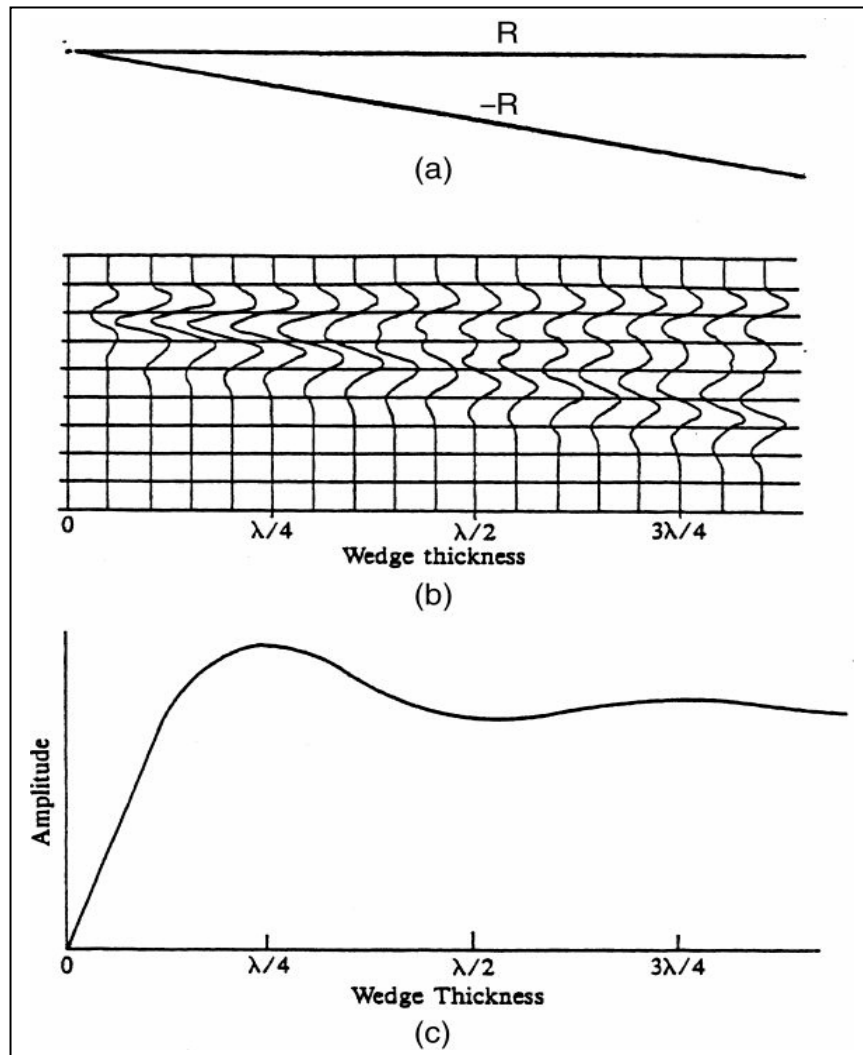


Figura 8., Efecto de entonación ilustrado por una cuña; El material por encima y por debajo es el mismo pero dentro de la cuña presenta impedancia acústica diferente. Cuando la cuña alcanza un espesor igual a un cuarto de la longitud de onda, la segunda mitad del ciclo de reflexión del tope interfiere constructivamente con la primera mitad del ciclo del tope, resultando en un aumento de las amplitudes. La magnitud del incremento y cuanta amplitud máxima alcanzada depende de la forma de la ondícula. (a) La cuña; (b) Sección sísmica a lo largo de la cuña que presenta menor impedancia acústica que los sedimentos alrededor para una ondícula fase mínima; (c) gráfico amplitud contra espesor. Tomado de Sherriff 1991.

## **2.5 Sismograma sintético**

Es un modelo unidimensional de la energía acústica que viaja a través de las capas de la tierra. El sismograma sintético se genera a partir de la convolución de la serie de reflectividad obtenida a partir de los registros de densidad y sónico, con una ondícula derivada de la data sísmica. A partir de la comparación de los marcadores geológicos con las secciones sísmicas y el sintético, la interpretación de los datos puede ser mejorada. La calidad del ajuste entre un sintético y la sísmica depende de la calidad de los registros de pozo, el procesamiento de los datos sísmicos y la habilidad para extraer una ondícula representativa de la sísmica. (Shlumberger Oilfield glossary on line <http://www.glossary.oilfield.slb.com/Display.cfm?Term=resolution> 2006).

El sismograma sintético se elabora en etapas previas a la interpretación y permite tanto calibrar la sísmica con los datos de pozos como identificar la respuesta sísmica correspondiente a las interfaces geológicas.

## **2.6 Atributos sísmicos**

Un atributo sísmico es toda característica que pueda ser extraída de los datos sísmicos bien sea directamente de las mediciones, por lógica o por experiencias basadas en el razonamiento. Los atributos sísmicos pueden ser extraídos de las trazas sísmicas, a lo largo de un horizonte o pueden ser sumados sobre una ventana de tiempo. Se utilizan para predecir el comportamiento de las rocas que se encuentran lejos de los pozos.

## **2.7 Clasificación de atributos**

Los atributos sísmicos pueden ser clasificados según los datos de entrada en atributos pre-apilamiento y post-apilamiento.

### **2.7.1 Atributos pre-apilamiento**

Los datos de entrada para un atributo pre-apilamiento son CDP o trazas gather. Este tipo de atributo contiene información direccional, es decir un registro de los cambios en las propiedades sísmicas con la variación del azimut, también poseen información referente al offset. Los atributos pre-apilamiento no son prácticos para etapas iniciales de estudio debido a que durante esa etapa se tiene poco control de las variables geológicas en el subsuelo, no se dispone de mucha información de pozos y los atributos poseen gran cantidad de información y esta puede no ser bien correlacionada con la geología. Aparte de las variaciones direccionales de los atributos y AVO, este tipo de atributos contiene información sobre las velocidades y el contenido de fluido.

### **2.7.2 Atributos Post-apilamiento.**

Los datos de entrada para generar atributos post-apilamiento son CDP apilados o migrados, por ende no contienen información de offset o el azimut. Son más manejables para etapas iniciales de la investigación.

Para el presente trabajo se utilizaran este tipo de atributos debido a que se cuenta con datos apilados de la sísmica 3D del campo Guafita, por ello se describirán con más detalle.

## **2.8 Atributos de superficie o basados en el evento**

Los atributos de superficie extraen la información a partir de los datos sísmicos cercanos al horizonte interpretado, sobre una pequeña ventana de muestreo. Proveen información de cómo varían las propiedades sísmicas sobre un límite geológico.

Existe una gran cantidad de atributos de superficie pero solo se describirán los atributos que dispone el programa “Geoframe Charisma Seismic Interpretation”.

## 2.9 Atributos de volumen

Existen otros tipos de atributos sísmicos que se basan en un volumen de datos, este tipo de atributos pueden ser muy útil para reconocer contrastes laterales de litología asociados a fallas o sistemas de canales, muy comunes sobre el área de estudio.

Este tipo de atributos se calcula entre dos horizontes interpretados, entre dos límites de tiempo constantes o una combinación de ambos, el proceso de cálculo es la suma de los datos por medio de formulas matemáticas, a lo largo de las trazas sísmicas. Se dividen en dos grupos, Los integrados y los heterogéneos, difieren entre sí por la forma como se calculan los valores del atributo. El cálculo de los atributos integrados se realiza sumando los valores de atributo para toda la muestra dentro del volumen mientras que los heterogéneos suman la diferencia absoluta entre de las muestras.

Antes de definir los atributos y su utilidad es necesario definir que son atributos instantáneos. Este tipo de atributos se calcula muestra por muestra y representan variaciones instantáneas de diferentes parámetros. Los cálculos se realizan a partir del análisis de la traza compleja.

## 2.10 Análisis de traza compleja.

El análisis de la traza compleja es un método para determinar atributos sísmicos utilizando la transformada de Hilbert, una forma especial de la transformada de Fourier, y la componente de la señal que está 90 grados fuera de fase.

$$a(t) = h(t) + jx(t)$$

donde  $a(t)$  = traza grabada en campo

$$h(t) = \text{traza sísmica (parte real)}$$

$x(t)$  = traza sísmica (parte imaginaria)

puede ser utilizada para determinar la fuerza de la reflexión combinando  $h$  y  $x$ :

$$r(t) = ((h(t)^2 + x(t)^2))^{1/2}$$

y determinar la fase instantánea:

$$\theta(t) = \tan^{-1}[h(t)/x(t)]$$

## **2.11 Métodos para la obtención de la fase y la amplitud instantánea**

### **2.11.1 Transformada de Fourier**

*Barnes (1998)* explica el método tratando imaginar que se quiere conocer cuanto se parece una traza sísmica a un senoide a una frecuencia particular para ello se correlaciona la traza sísmica con el senoide. Este senoide se obtiene rotando la fase de una onda coseno desde  $0^\circ$  hasta  $360^\circ$  para producir un conjunto de sinusoides, luego se correlaciona la traza con cada uno de los sinusoides con ángulos de fase rotados y se selecciona el senoide que posea la máxima correlación. A partir de esta información se obtienen dos números para cuantificar cuanto se parece el senoide a la traza sísmica: el coeficiente de correlación máximo corresponde a la amplitud y el ángulo de fase que mejor se ajuste a la traza, la fase. Los máximos coeficientes de correlación corresponden al espectro de amplitud y los ángulos de fase corresponden al espectro de fase.

Este método conceptualmente es correcto pero es impráctico y generalmente no produce la respuesta que mejor se ajusta.

*Barnes (1998)* explica el método pero ahora tratando de imaginar que se quiere conocer la envolvente de la traza sísmica en una ventana de tiempo particular,

la cual será el máximo valor que la traza toma sobre un ángulo de rotación de fase constante.

La rotación de la fase de la traza sísmica se realiza desde  $0^\circ$  hasta  $360^\circ$ . El máximo valor que la traza asume durante la rotación corresponderá a la envolvente, también llamada amplitud instantánea y el ángulo de rotación que produce el máximo será la fase instantánea. Conceptualmente se puede calcular la fase y la amplitud instantánea sin hacer uso de la transformada de Hilbert o la traza compleja pero es ineficiente y no se llega a respuestas exactas por ello se genero el concepto de la transformada de Hilbert.

### **2.11.2 Transformada de Hilbert**

Para calcular la amplitud y la fase instantánea solo se necesitan dos rotaciones del ángulo de fase, la primera, a  $0^\circ$  y la segunda a  $-90^\circ$ . La amplitud instantánea exacta y la fase se encuentra a partir de estas dos trazas, haciendo una transformación de coordenadas de cartesiana a polar. La traza sísmica real corresponde al primer ángulo de rotación y el rotado  $-90^\circ$  corresponde a la traza imaginaria. El proceso de rotación de fase de  $-90^\circ$  es la transformación de Hilbert y su forma cartesiana comprende la traza real y la imaginaria pero para el fin de los cálculos solo importa la forma polar.

En la figura 9 se presenta un modelo físico que ilustra la idea básica de la traza compleja. El cable representa la traza compleja el rodillo eje tiempo y la manija el rotor de fase. El tamaño de una línea desde un punto en el cable hasta el rodillo representa la amplitud instantánea para un tiempo y el ángulo que forma la manija con la vertical es el ángulo de fase.

En la figura 10 se observa la vista en un plano vertical de la traza compleja. Si el ángulo de fase es  $0^\circ$  se obtiene la traza sísmica real y si se rota  $-90^\circ$  se obtiene la traza compleja.

La transformada de Hilbert es un método práctico y más exacto para el cálculo de atributos instantáneos que los métodos explicados anteriormente *Barnes(1998)*.

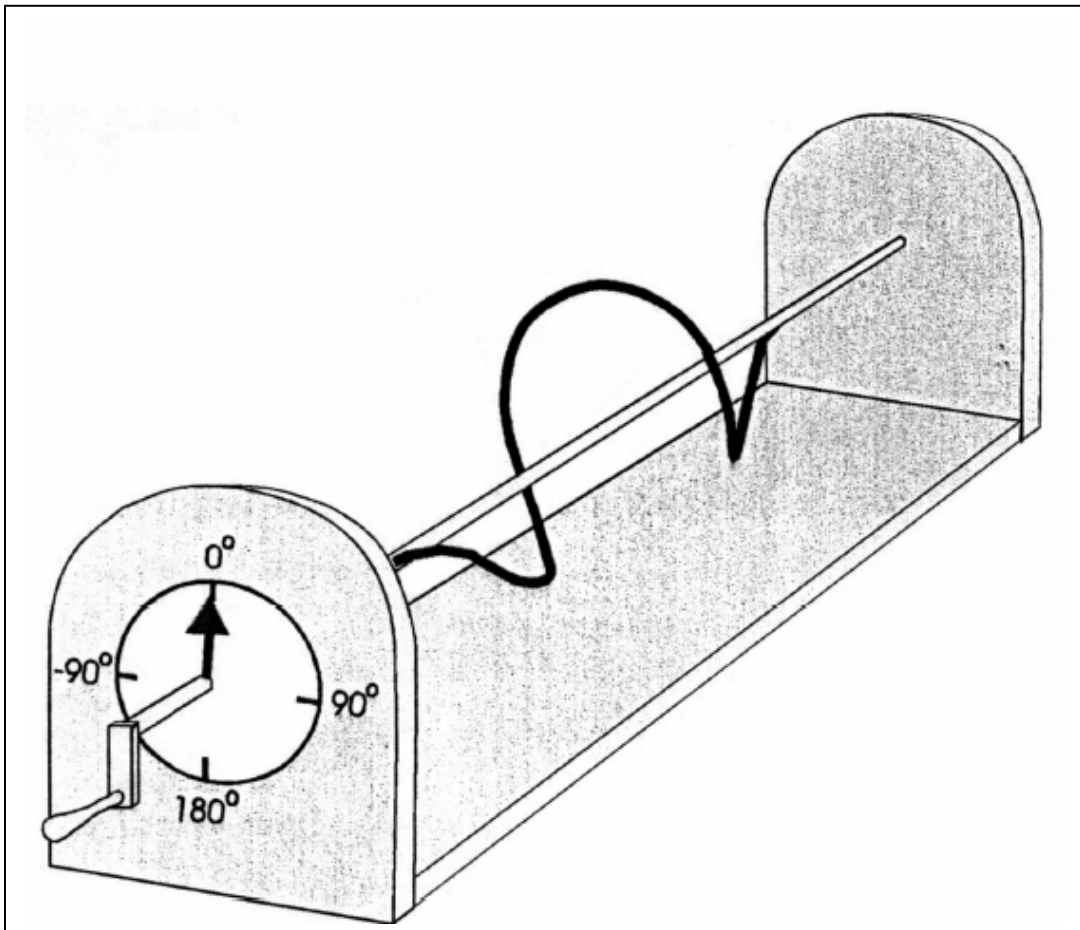
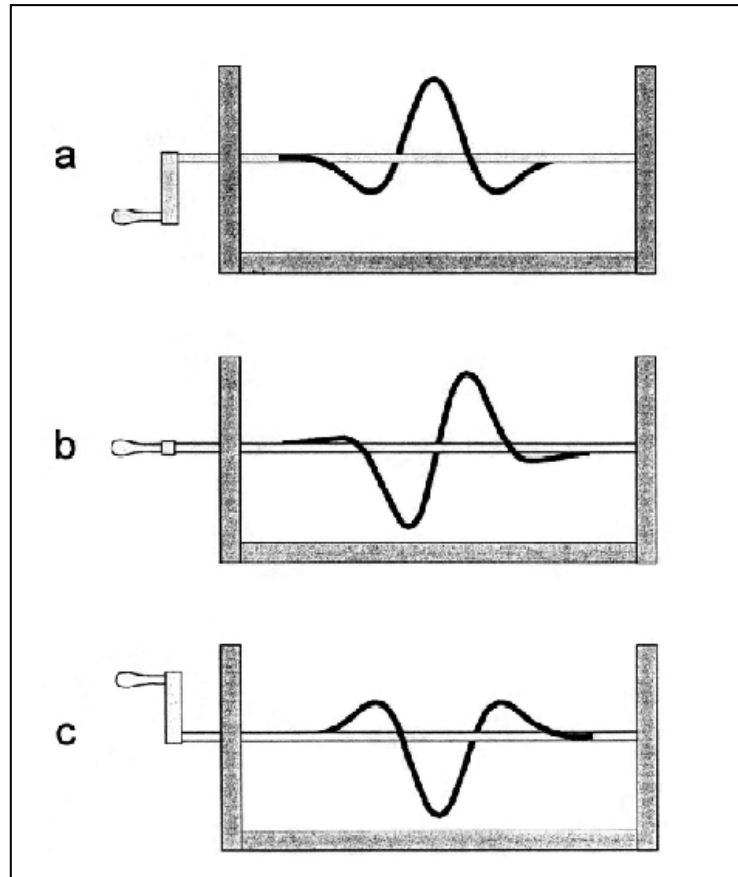


Figura 9., Modelo de una traza sísmica compleja. Tomado de Barnes 1998”



**Figura 10., Modelo de la figura 9 visto desde el lado cuando la manija de rotación esta a (a)  $0^\circ$ , (b)  $-90^\circ$  y (c)  $180^\circ$ . Se observa la parte real de la onda en (a) y la parte imaginaria en (b). Tomado de Barnes 1998"**

## **2.12 Atributos**

### **2.12.1 Amplitud Instantánea**

Es un atributo sísmico que esta enmarcado dentro de la categoría de atributos instantáneos y representa principalmente los contrastes de impedancia acústica entre límites geológicos.

Posible indicador de

- Acumulación de gas
- Límites de secuencias sedimentarias

- Efecto de entonación en las capas delgadas
- Grandes cambios en ambientes deposicionales
- Correlación espacial con la porosidad y otras características litológicas.
- Disconformidades.
- Cambios laterales de litología.
- Cambios locales indicando fallamiento.

### **2.12.2 Primera derivada de la amplitud.**

Muestra la variación de la energía de los eventos de reflexión en el tiempo, los eventos con una aguda elevación implican mayor ancho de banda y por lo tanto menores efectos de absorción. El programa calcula la pendiente en el punto donde el horizonte corta la traza.

- Buen indicador de continuidad lateral
- Indica dirección de propagación de las ondas
- Puede ser utilizado para detectar posibles zonas de fractura.
- Y efectos de absorción

Los mapas de primera derivada de la amplitud también se utilizan para realizar un control de la calidad del reflector y de la interpretación. Un valor constante (i.e un valor de atributo = 0 indica que la interpretación se realiza sobre el máximo o el mínimo de amplitud) indicara buena continuidad y que solo se está siguiendo un reflector.

### **2.12.3 Fase instantánea**

La fase instantánea es el ángulo de fase en cualquier instante a lo largo de la traza extraída para cada muestra sobre el horizonte interpretado. Se mide en grados y varía entre  $180^\circ$  y  $-180^\circ$ . Varía entre estos límites porque se obtienen a partir del inverso de la función tangente. Este tipo de atributo se utiliza como:

- Indicador de continuidad lateral
- Se utiliza para calcular la velocidad de fase
- Provee una visualización de los elementos estratigráficos

#### **2.12.4 Frecuencia instantánea**

Matemáticamente esta definido como la primera derivada de la fase instantánea, es un numero que describe cuan rápido cambia la fase de la traza compleja. El atributo de frecuencia instantánea responde tanto a efectos de propagación como a características depositacionales, por ende es un atributo físico que puede ser utilizado como un discriminador efectivo. Sus usos incluyen.

- Indicador de hidrocarburos a partir de anomalías de baja frecuencia. Este efecto algunas veces se acentúa por arenas no consolidadas debido al contenido de petróleo en los poros.
- Indicador de zonas de fracturas, estas aparecen como anomalías de baja frecuencia
- Adelgazamiento de capa. Altas frecuencias indican interfaces fuertes tales como las que se encuentran en lutitas laminares, bajas frecuencias indican capas más masivas.

Además se puede extraer, a partir de los datos sísmicos, las zonas donde la frecuencia instantánea salta o exhibe un signo negativo. Estas reversiones de signo son causadas por ondas reflejadas que llegan muy cercanas entre sí. Por consiguiente, la frecuencia instantánea contendrá información de capas delgadas, en forma de grandes variaciones de la frecuencia instantánea.

#### **2.12.5 Polaridad aparente**

La polaridad aparente es el signo que exhibe la traza sísmica cuando la fuerza de la reflexión alcanza su máximo valor. Esta puede ser positiva o negativa. Los mapas de polaridad aparente muestran una gradación de colores que varía con la magnitud de la fuerza de la reflexión.

Como la polaridad aparente es proporcional al contraste de impedancia acústica, puede ser útil para como indicador de cambios de facies sobre el horizonte interpretado.

### **2.13 Atributos Geométricos.**

Los atributos geométricos describen la relación espacial y temporal de todos los demás atributos. Entre ellos se destaca los atributos de buzamiento, azimut y coherencia sísmica. Para efectos del presente trabajo solo se utilizaran los atributos de buzamiento y coherencia, por ello solo esos atributos será explicados.

#### **2.13.1 Coherencia**

La coherencia es un atributo sísmico geométrico cuya utilidad principal es resaltar los rasgos estratigráficos y estructurales de la sísmica 3D. Esta se calcula a partir de la correlación entre una traza sísmica con sus trazas vecinas, dentro de una ventana de tiempo. Luego se suman todos los valores de correlación y se promedian para finalmente obtener el valor de coherencia para cada punto. En la figura 11 se muestra un diagrama esquemático del calculo de la coherencia donde se muestra los pasos que sigue el programa para elaborar los cálculos.

Los valores bajos de coherencia están relacionados con la presencia de fallas debido a la distorsión que se produce en las ondas al atravesar zonas de falla. Los valores más altos están asociados a canales.

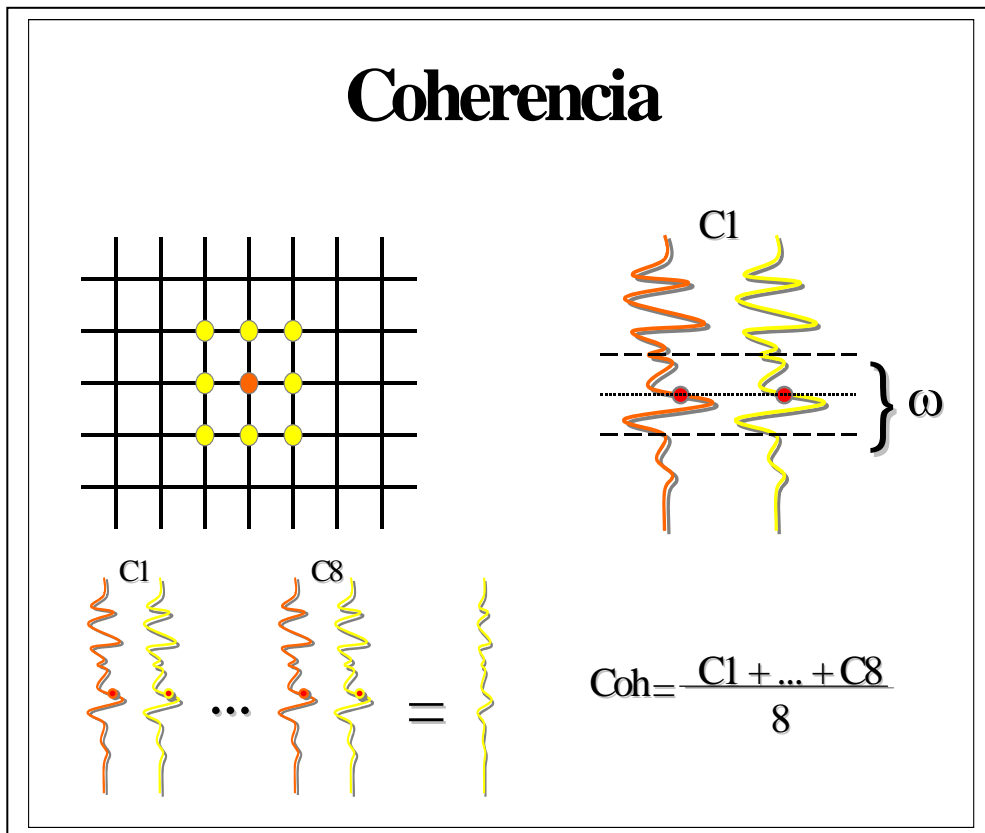
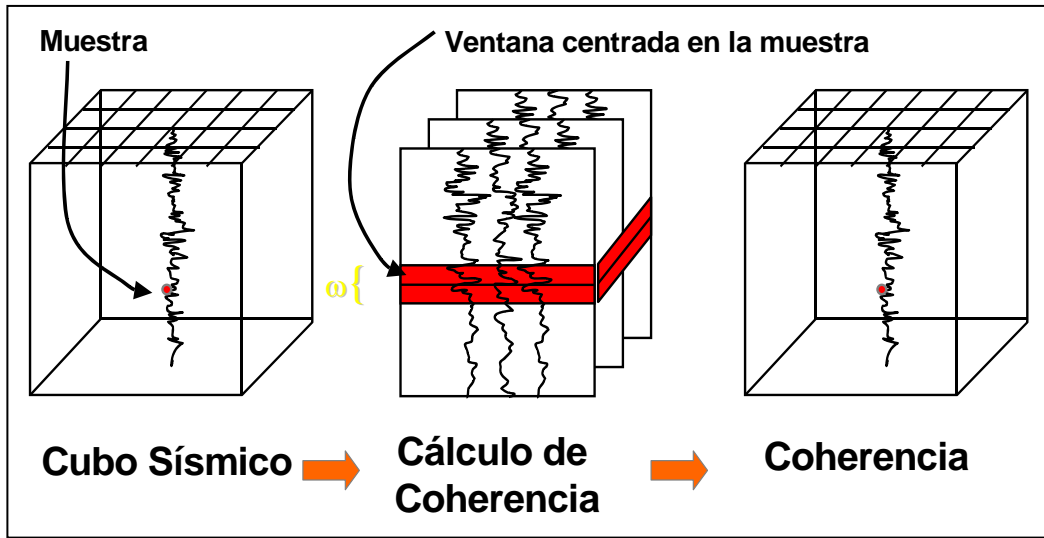


Figura 11., Diagramas esquemáticos del cálculo de la coherencia.

### 2.13.2 Atributo de buzamiento

Es el ángulo de inclinación de un evento con respecto de un plano horizontal y se calcula a partir de la siguiente formula (5). Se utiliza principalmente para destacar zonas con cambios bruscos de pendiente relacionados con estructuras o fallas.

$$\text{Buzamiento} = \sqrt{\left(\frac{d}{dx}\right)^2 + \left(\frac{d}{dy}\right)^2} \quad (5)$$

### 2.14 Facies Sísmicas

Carácter de un grupo de reflexiones que involucra amplitudes, abundancia, continuidad y configuración de los reflectores (Sheriff 2002). El análisis de facies sísmicas estudia el carácter de las reflexiones y se utiliza para predecir la estratigrafía y los ambientes depositacionales (Sheriff 2002).

### 2.15 Secuencia

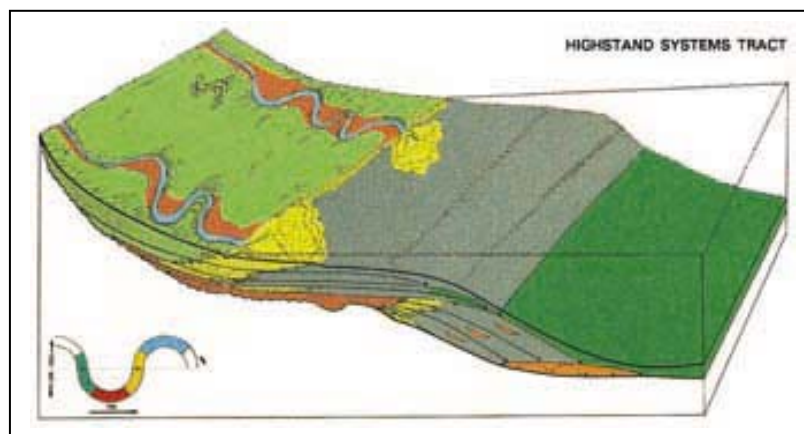
Una secuencia esta definida como una sucesión de estratos genéticamente relacionados, limitados en tope y base por inconformidades (Vail, et al, 1977 en <http://strata.geol.sc.edu> 2006)

### 2.16 Sistemas encadenados

Los sistemas encadenados son unidades estratigráficas genéticamente asociadas que fueron depositadas en fases específicas del nivel relativo del mar (posamentier et al, 1999 en <http://strata.geol.sc.edu> 2006) y se dividen en sistemas de alto nivel HST (Highstand System Tract), sistemas de bajo nivel LST (Lowstand System Tract) y Sistema transgresivo TST (Transgressive System Tract).

### 2.16.1 Sistema de alto nivel (HST).

Corresponden a los depósitos regresivos que se forman cuando la tasa de acumulación de sedimentos excede la tasa de aumento del nivel del mar. La base de estos sistemas depositacionales están formados por la superficie de máxima inundación (MFS) sobre la cual los sistemas HST progradan o agradan. El tope de estos sistemas esta formado por las inconformidades erosionadas que se desarrollan cuando el nivel del mar comienza a descender (figura 12).



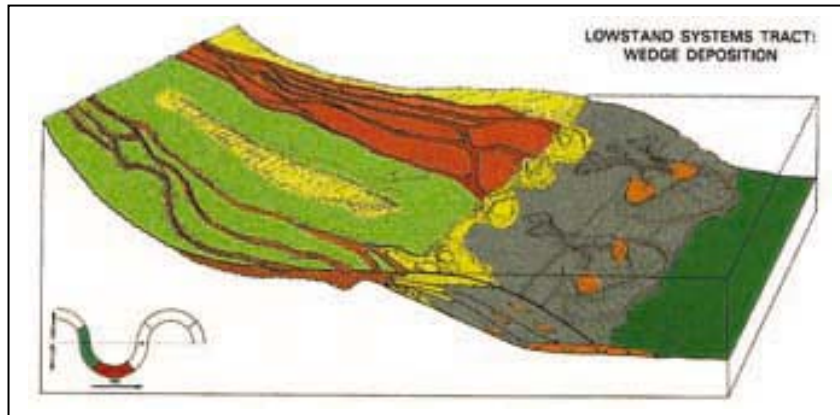
**Figura 12. Sistema encadenado de alto nivel (HST)**

Los sistemas encadenados de alto nivel están asociados con:

- Lento aumento del nivel del mar seguido de una caída del mismo.
- Pérdida de espacio de acomodación para los sedimentos.
- Estabilización de perfiles de los ríos. Los valles de los ríos son desplazados lateralmente en una posición tierra adentro del margen de la plataforma.
- Clinoformas progradantes desarrollados en cápsulas por topset agradacionales que se hacen más finos hacia arriba.

### 2.16.2 Sistema encadenado de bajo nivel (LST)

Corresponde a los depósitos regresivos que se forman cuando el nivel del mar descende y el aporte de sedimentos es muy alto o el nivel del mar se mantiene pero la depositación es igualmente alta. Este tipo de sistemas esta limitado por una superficie de transgresión (HST) en su base y una de erosión sobre el tope (ver figura 13).



**Figura 13., Sistema encadenado de bajo nivel (LST).**

Los sistemas encadenados de bajo nivel se dividen en dos sub-etapas, de fase temprana y tardía. La fase temprana del sistema de bajo nivel esta asociada con:

- Caída en el nivel relativo del mar y/o levantamiento tectónico.
- Incisiones fluviales con formación de inconformidades o límites de secuencia.
- Regresiones forzadas por la carencia de espacio de acomodación produciendo patrones de apilamiento progradante hacia el mar.
- Inestabilidad de la cuenta causada por la depositacion rápida de sedimentos de origen fluvial.

La fase tardía del sistema de bajo nivel esta asociada con:

- Lenta elevación del nivel relativo del mar.
- Sedimentos ahora están afectados por un incremento en la acomodación y en respuesta comienzan a solaparse (onlap) sobre el margen de la cuenca.
- El perfil del río se estabiliza.

### 2.16.3 Sistema transgresivo

El sistema transgresivo ocurre luego del sistema LST y comprende los depósitos acumulados desde el onset de una transgresión hasta la superficie de máxima transgresión de la línea de costa. Se caracteriza por el rápido ascenso del nivel del mar por encima de la plataforma, excediendo cualquier efecto de levantamiento tectónico. El tope de este sistema de depositación esta formado por la superficie de máxima inundación (ver figura 14).

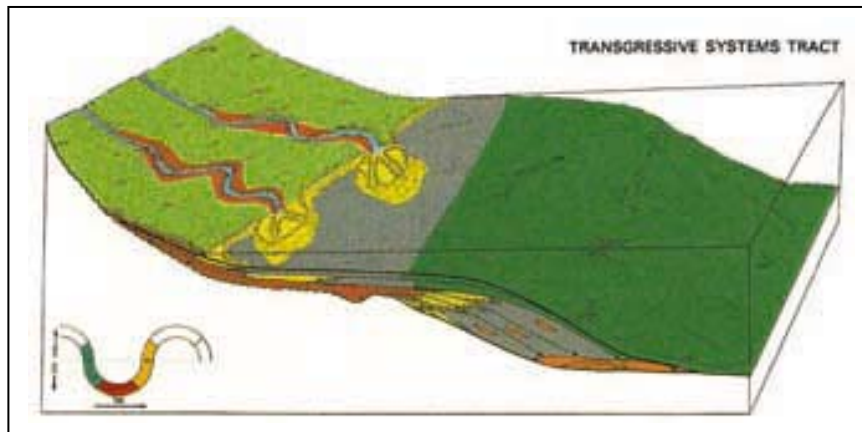


Figura 14., Sistema transgresivo.

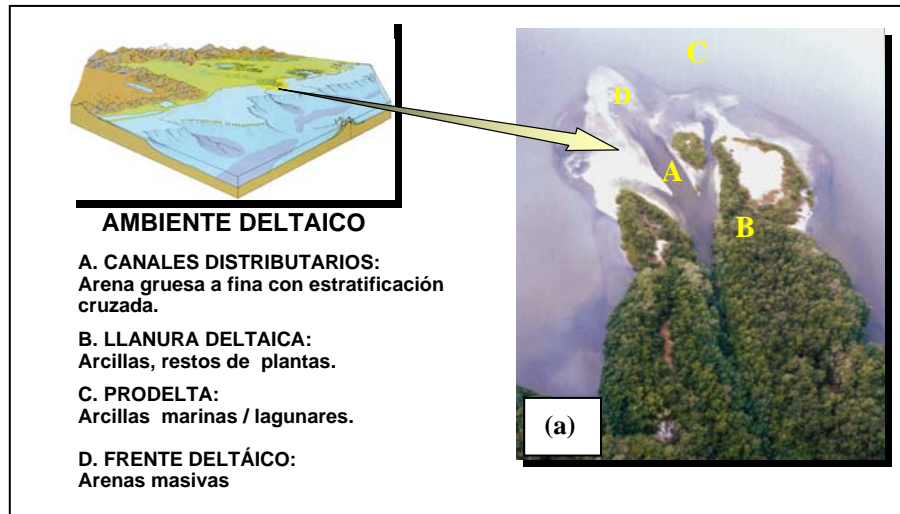
## 2.17 Ambientes sedimentarios

Los ambientes sedimentarios son áreas con características físicas y químicas específicas que actúan sobre los sedimentos depositados. Los ambientes sedimentarios se clasifican en continentales, transicionales y marinos. Para el interés del presente trabajo solo se describirá el ambiente transicional deltáico por el ser el de mayor importancia en la zona de estudio.

### 2.17.1 Ambiente Deltáico

Un delta consiste en una acumulación de sedimentos fluviales en la desembocadura de un río tanto en la costa como en un lago, lo que resulta en una línea progradante de sedimentos las cuales rellenan el espacio disponible bajo la línea de costa.

Los deltas se dividen principalmente en subzonas tales como llanura deltáica, frente deltáico y prodelta.



**Figura 15., Ambiente Deltáico. (a) Foto Delta de San Ignacio. Laguna de Tacarigua. Venezuela**

La llanura deltáica representa los depósitos fluviales acumulados antes de la línea de costa y se caracteriza por ser una extensión plana y pantanosa constituida por canales distributarios donde se deposita material arenoso y zonas interdistributarias donde se acumula material fino procedente de las inundaciones (figura 15 A y B).

El frente deltáico se extiende desde el límite marino de la llanura deltáica hasta la línea donde finaliza la sedimentación del material arenoso de las barras de desembocadura, que es precisamente donde comienza la sedimentación de la arcilla y el limo traídos en suspensión por los canales distributarios(figura 15 D).

El prodelta es una franja que se extiende desde el límite marino del frente deltáico, que es donde termina la sedimentación de arena de la barras de desembocadura, hasta la línea donde comienza la sedimentación de arcilla. El prodelta es un sub-ambiente de sedimentación fina donde comienza la sedimentación de arcilla marina (figura 15 C).

Los deltas pueden verse afectados por el movimiento oscilante de la línea de costa o por el oleaje, Si el delta se ve afectado por la acción de las olas el ambiente se denomina Delta con dominio de oleaje. El efecto del oleaje produce una redistribución lateral de los sedimentos aportados al mar por los canales distributarios, formándose un frente deltáico constituido por lomas de playa, las cuales a medida que el delta avanza hacia el mar son cortadas por los distributarios.

Cuando los deltas se ven afectados por la acción de las mareas el ambiente sedimentario se denomina Delta con dominio de marea. En este ambiente el material aportado por los distributarios es retrabajado por las corrientes de marea, que es la energía dominante en la línea de costa. En este tipo de delta la llanura deltáica esta constituida por dos zonas divididas por la líneas de marea alta. Así, habrá en la llanura deltáica un sector no afectado por la marea, el cual recibe el nombre de llanura deltáica con dominio fluvial, y otro sector que es cubierto periódicamente por la marea el cual se le llama llanura deltáica con dominio de marea.

En el frente deltáico, donde la arena es transportada hacia el mar y hacia el continente por las corrientes de marea, se forman barras de arena paralelas a la línea de costa, las cuales están separadas la unas de las otras por canales de marea (Alfonsi 2000). El avance de las barras de marea hacia el mar origina un depósito de tipo granocreciente, el cual se desarrolla encima de arcilla marina de la plataforma continental.

## CAPITULO 3

### INTERPRETACIÓN ESTRUCTURAL

#### 3.1 Resolución vertical

El cálculo de la resolución vertical consistió en determinar, antes de la interpretación, el espesor mínimo que deben presentar los estratos para que puedan ser reconocido por la sísmica. Para su cálculo se utilizaron los pozos GF-14X, GF-7X ubicados sobre el bloque Guafita Sur y los pozos GF-2X y GF-4X sobre el bloque Guafita norte y se procedió de la siguiente forma:

- Se extrajo la ondícula de la sísmica para el intervalo de tiempo 1200-1900. Intervalo que envuelve las reflexiones de interés.
- Se extrajo la frecuencia dominante a partir del espectro de frecuencia de la ondícula extraída para los pozos que se presentan en la tabla 1
- Se extrajo la velocidad intervállica En el programa synthetics de la plataforma tecnológica de Geoframe.
- Se calculó la resolución vertical partiendo de la relación Rayleigh

$$\frac{\lambda}{4} = \frac{V_{int}}{4 * f_{med}} \quad \text{Relación de Rayleigh}$$

**Tabla 2. Pozos utilizados para el cálculo de la resolución vertical**

Pozo	Intervalo	Frecuencia dominante (Hz)	Vint(ft/s)	Resolución vertical (ft)	Campo
GF-14X	G-7 3/4-G-8	30	10336	86,1333333	GUAFITA SUR
	G-8-G-10		10300	85,8333333	
	G-10-Disc-Qvdo		11991	99,925	
GF-4X	G-7 3/4-G-8	22	11100	126,136364	GUAFITA NORTE
	G-8-G-10		10775	122,443182	
	G-10-Disc-Qvdo		11190	127,159091	

En la tabla 2 se presentan tanto los pozos como los datos obtenidos para el cálculo de la resolución vertical. Sobre el cuadro se observa que la frecuencia

depende de la ubicación del pozo. La posible causa de la diferencia entre las frecuencias para ambos campos se explica a continuación:

En la figura 16 se observan los registros gamma ray de los pozos GF-14X y GF-4X, la escala del registro para la figura va desde 0 hasta 100 grados API, en ella se destaca que las arenas, para el pozo GF-4X ubicado en el campo Guafita Norte, presentan alto porcentaje de arcillosidad mientras que para la zona sur las arenas son mas limpias. La alta heterogeneidad de la arena puede estar relacionada con la disminución de la frecuencia sobre el Campo Guafita Norte con respecto del campo Guafita Sur.

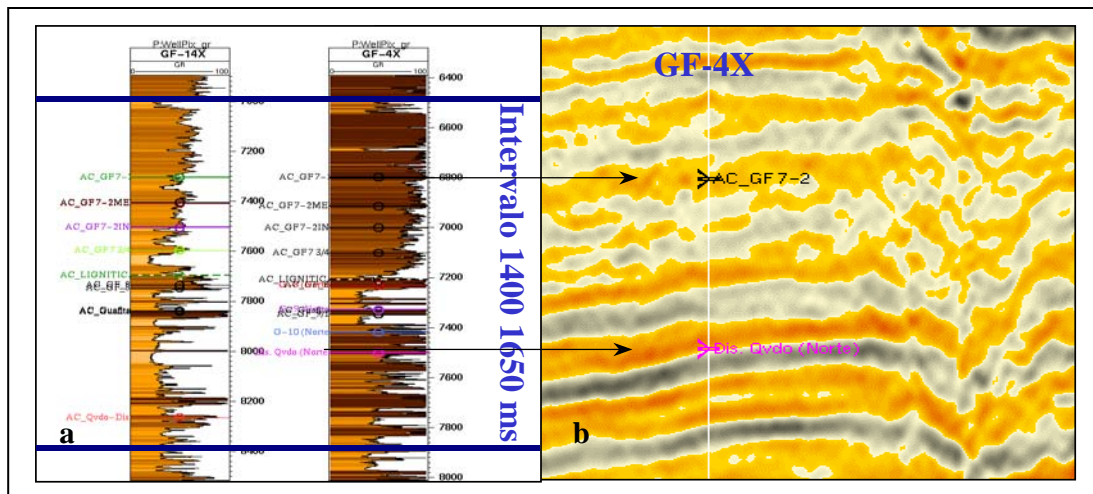


Figura 16., (a)Registros gamma ray de los pozos GF-14X y GF-4X. (b) Sección sísmica crossline sobre el pozo GF-14X

### 3.2 Sismograma sintético.

La etapa de generación del sismograma sintético comprende varias sub-etapas las cuales se explican a continuación:

#### 3.2.1 Calibración del registro sónico con el Tiro de verificación sísmica (check-shot)

El procedimiento consistió en disminuir las diferencias entre los tiempo de retardo entre el registro sísmico y el tiro de verificación sísmica. Para elaborar la corrección se cargaron tanto la curva T-Z (Checkshot) como el registro sísmico, luego el programa calcula la curva de deriva entre ambos registros y realiza un ajuste al registro sísmico que depende de la curva de deriva. El registro sísmico calibrado se utilizo luego en la etapa de generación de los coeficientes de reflexión.

Partiendo de la información aportada por el registro sísmico calibrado y el registro de densidad se calcularon los coeficientes de reflexión de incidencia normal, luego se extrajo la ondícula de la sísmica y finalmente, el programa calculó la convolución de la ondícula extraída con los coeficientes de reflexión lo que produjo como resultado el sismograma sintético.

### **3.2.2 Amarre Sísmica - Pozo.**

Haciendo uso de los marcadores geológicos, los registros gamma ray y conductividad se procedió a calibrar la sísmica con los pozos. El proceso consistió en identificar la expresión sísmica (picos, valles o cero crossing) de las diferentes interfaces representadas por los marcadores geológicos o topes formacionales de los miembros informales G-7 <sup>3</sup>/<sub>4</sub>, G-8, G-10 y Qvdo-Disc. Esta expresión ( pico o valle) fue luego correlacionada con la sección sísmica más cercana al pozo, una vez identificado el reflector en la sección sísmica se hizo coincidir ambos eventos trasladando en tiempo la traza sintética. Luego de lograr la coincidencia se salvo en el sistema la nueva posición de la curva T-Z y la traza sintética. Finalmente se asigno la curva T-Z al pozo correspondiente.

En la figura 17 se muestra el sismograma sintético para el pozo GF-14X. A juzgar por la coincidencia entre el sintético y la sección sísmica se puede decir que existe buena correlación sísmica pozo. Además se observa que la repuesta sísmica

para los topes formacionales G-7 ¾, G-8, G-10 y la Discordancia Cretacia (Disc-Qvdo) corresponde a máximos de amplitud negativa (Valles).

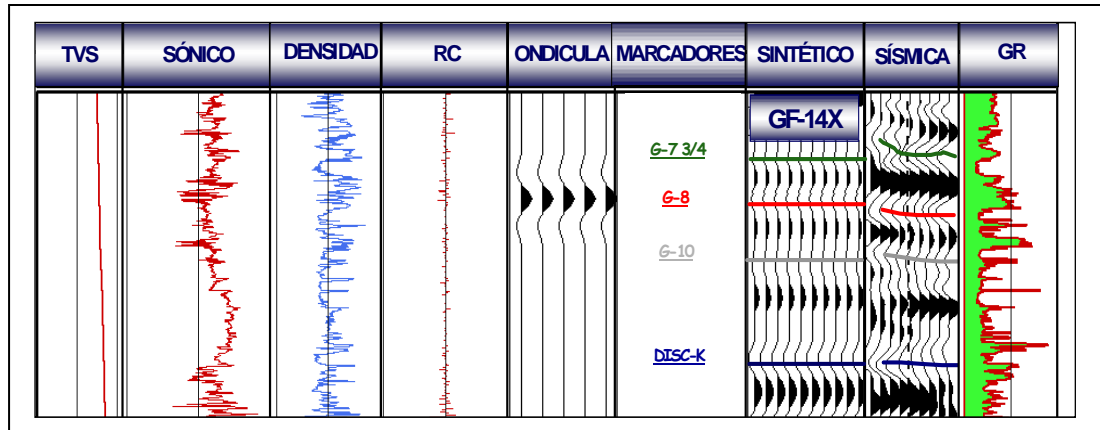


Figura 17., Sismograma sintético en base al pozo GF-14X

Tabla 3., Pozo utilizado para la elaboración del sismograma

Pozo	Marcador Geológico	Expresión sísmica
GF-14X	G-7 3/4	VALLE
	G-8	VALLE
	G-10	VALLE
	Disc-Qvdo	VALLE

En la tabla 3 se muestra uno de los pozos utilizados para la elaboración de los sismogramas sintéticos y la expresión sísmica para cada interface, en los anexos, en las figuras A1, A2 y A3 se muestran los sismogramas sintéticos elaborados sobre los pozos GF-7X, GF-4X y GF-2X.

### 3.3 Entonación Sísmica

La entonación sísmica es un fenómeno que produce distorsión en las amplitudes de reflexión y es controlado por la frecuencia dominante, la velocidad interválica y el espesor de los estratos. El mismo se puede observar en las zonas

donde se produce acñamiento de los estratos. En la figura 18 se muestra el aumento de las amplitudes producto de la disminución en el espesor de la arena G-10.

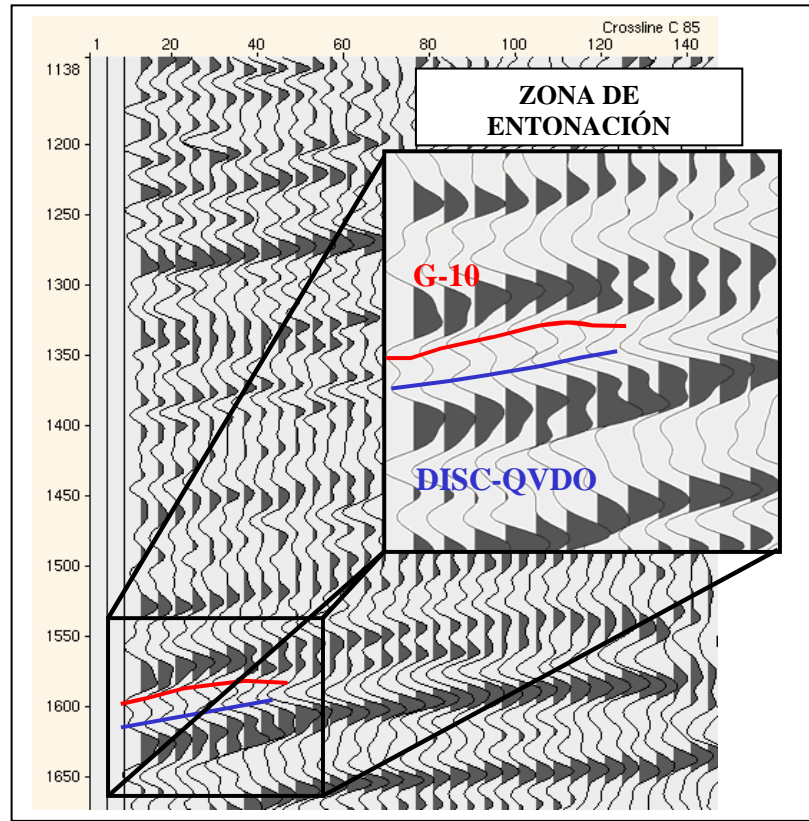


Figura 18., Efecto de entonación entre el tope la arena G-10 y la Discordancia Cretácica sobre el bloque norte del campo Guafita

### 3.4 Interpretación de Horizontes en Tiempo

Luego de identificar los reflectores correspondientes a las arenas G-7  $\frac{3}{4}$ , G-8, G-10 y la discordancia del cretáceo (Disc-Qvdo) se procedió a correlacionar amplitudes sobre las secciones sísmicas utilizando como puntos de amarre los pozos GF-14X, GF-7X, GF-2X y G-4X, siguiendo tanto las líneas de rumbo (inlines) como las líneas de buzamiento (crosslines). Luego de generar un mallado con todos los puntos de amarre se inició la interpretación cada 5 líneas de buzamiento (crosslines) y cada 5 líneas de rumbo (inlines).

Es importante destacar que debido a los contrastes laterales de litología y la baja frecuencia de la sísmica fue necesario utilizar algunos registro sobre las secciones sísmicas para verificar la continuidad de los reflectores. En ocasiones se logró identificar pero en aquellos casos donde no se pudo identificar la continuidad de los reflectores se dio continuidad al reflector siguiendo el patrón estructural del reflector con mayor fuerza que para el caso corresponde con el horizonte G-8. En la figura 19 se observa la sección sísmica de buzamiento 288 (crossline) donde se observa el uso del registro gamma ray para identificar el espesor de la arena de interés.

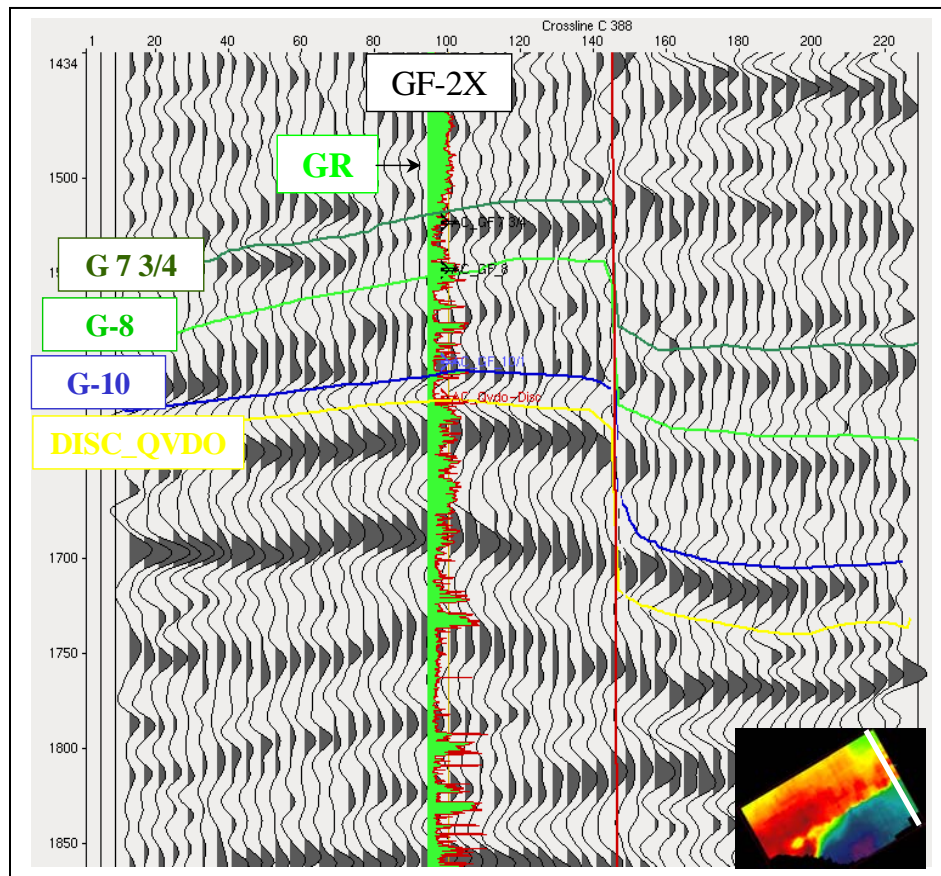


Figura 19., Sección sísmica de buzamiento (crossline) 288 interpretada, con dirección noroeste sureste.

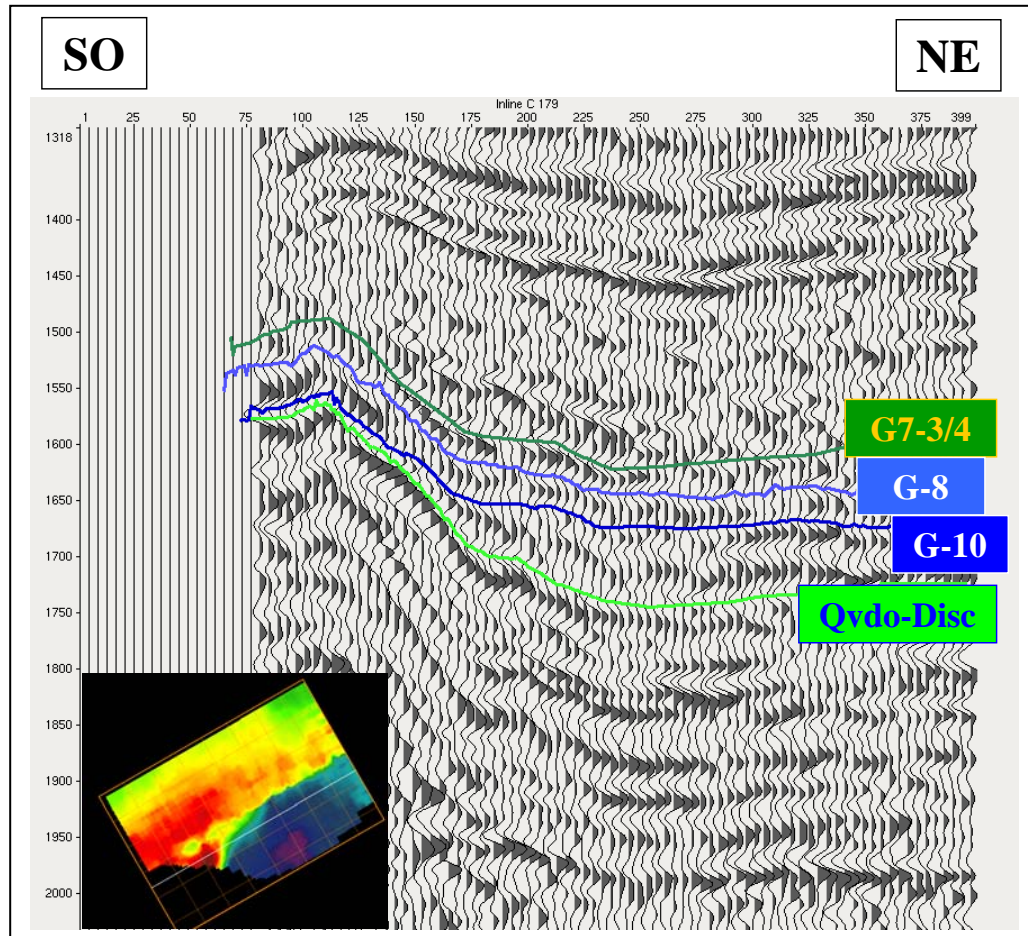


Figura 20., Sección sísmica de rumbo (inline) 179 interpretada, con dirección suroeste noreste.

### 3.5 Generación del mapa estructural en tiempo.

Como resultado final de la interpretación de los horizontes sísmicos se generó el mapa estructural en tiempo interpolando los datos sobre toda la extensión areal de la superficie interpretada. Sobre el mapa interpolado se verificó la coherencia de la interpretación identificando sectores anómalos, líneas interpretadas por encima o por debajo de la tendencia del regional del mapa. Para corregir estos defectos se interpretó nuevamente las zonas problema y luego se interpoló nuevamente sobre las

zonas corregidas para producir los mapas estructurales en tiempo finales los cuales se muestran a continuación.

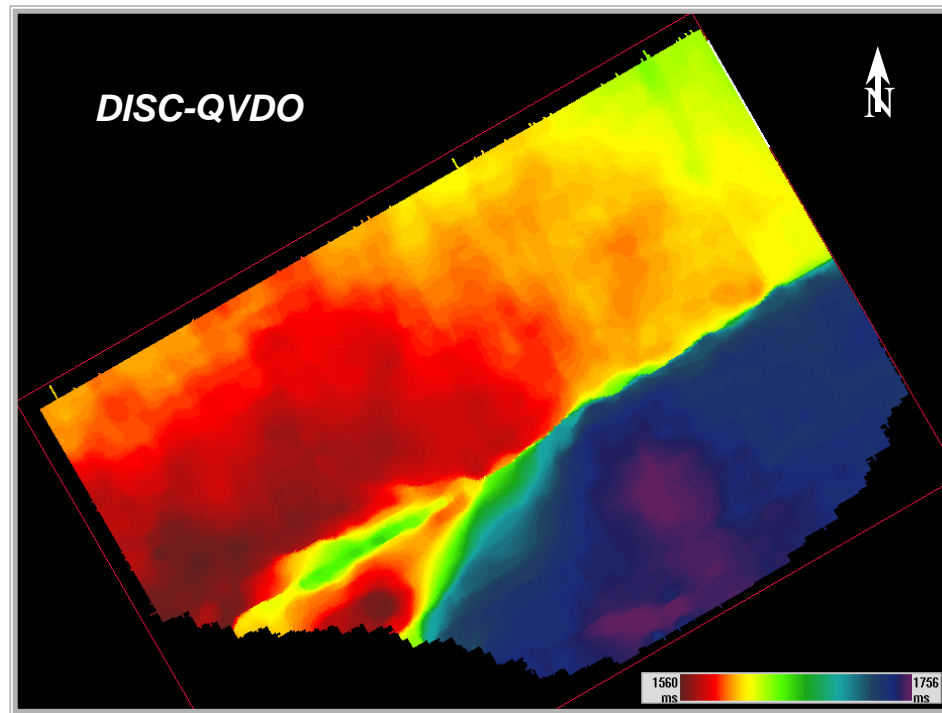


Figura 21., Mapa estructural en tiempo de la discordancia de cretácico (Disc Qvdo).

Los mapas estructurales en tiempo presentan dos zonas de alto relieve, la primera ubicada al norte del mapa y la segunda ubicada al sur. Ambas parecen representar estructuras plegadas con buzamientos que cambian dependiendo de la dirección. Para la discordancia del cretácico (figura 21) se observa que el bloque levantado se encuentra al norte. En esa zona la estructura alcanza su máximo nivel hacia el suroeste (colores rojos), a 1562 ms y buza en dirección noroeste y noreste. En dirección noroeste los buzamientos son mayores mientras que en dirección noreste disminuyen hasta llegar a 1620 ms. En la zona sur la estructura alcanza los 1564 ms hacia la parte límite de la sísmica, el eje es noreste – suroeste y se acuña contra el bloque norte mientras que al este continua descendiendo hasta el centro del mapa y luego aumenta nuevamente pero con suave pendiente.

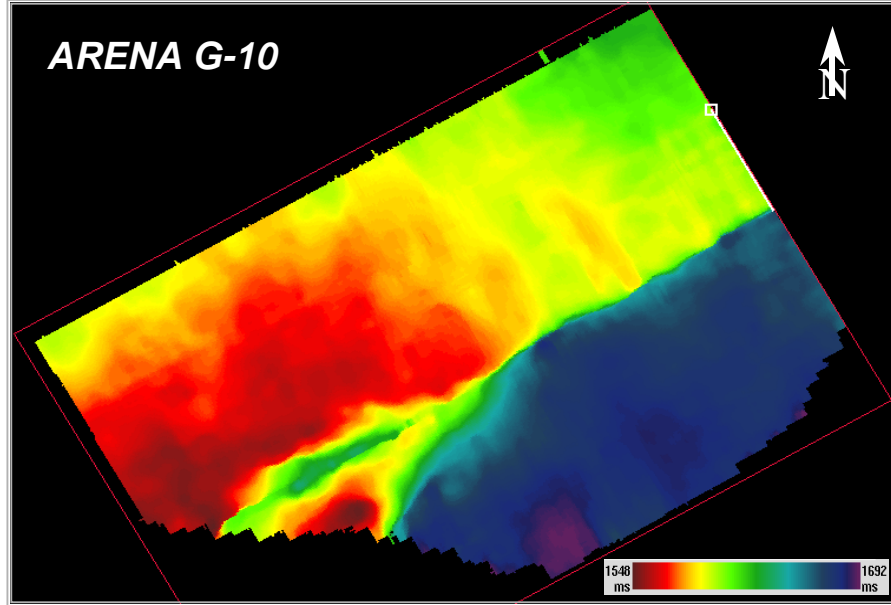


Figura 22., Mapa estructural en tiempo del tope de la arena G-10.

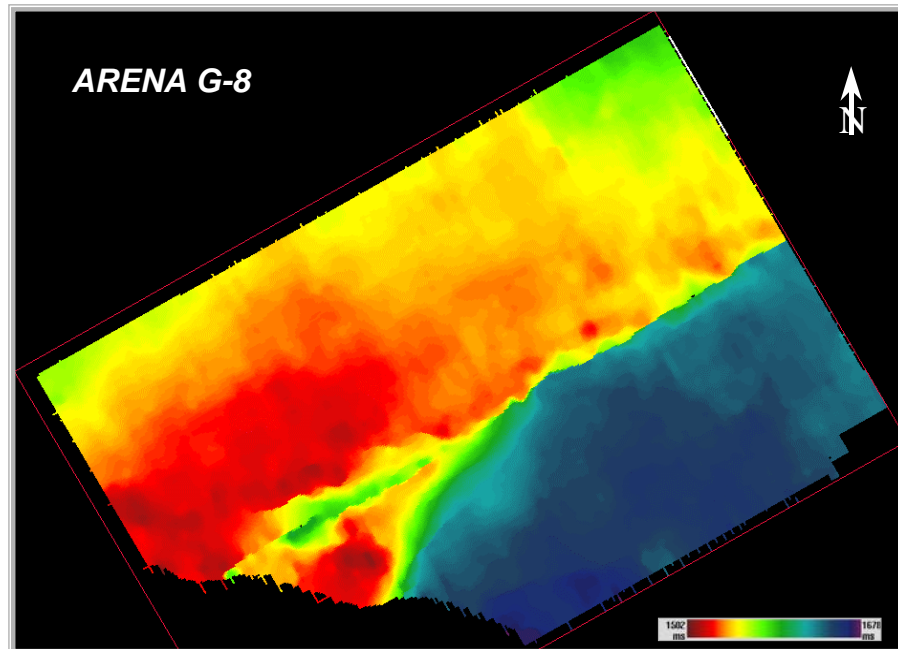
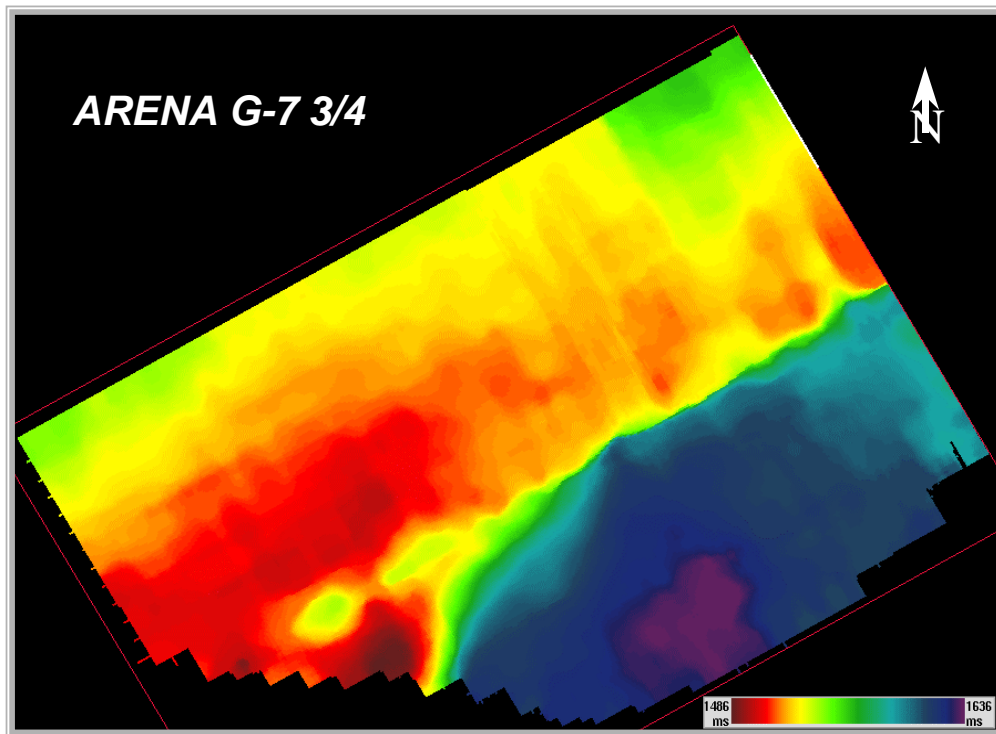


Figura 23., Mapa estructural en tiempo del tope de la Arena G-8.



**Figura 24., Mapa estructural en tiempo del tope de la Arena G-7 3/4.**

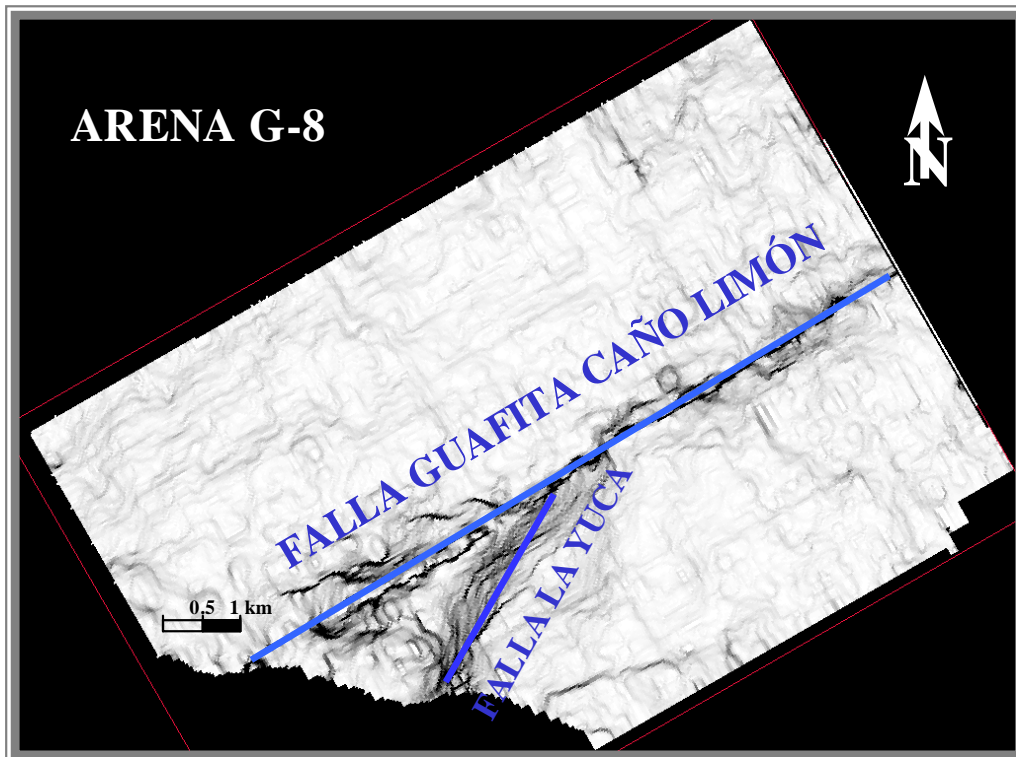
Los mapas en tiempo de los topos de las arenas G-10, G-8 y G-7 3/4, muestran configuraciones estructurales muy similares (ver figuras 22 23 y 24). Al norte, sobre el bloque levantado se observa un alto estructural cuyo eje es noreste – suroeste, la parte más alta de la estructura se encuentra al oeste del mapa y buza en dirección noroeste y noreste, en sentido noroeste presenta mayor pendiente mientras que al noreste el buzamiento es menor. En el bloque deprimido, zona sur, el alto estructural se encuentra ubicado al oeste, el eje de la estructura es noreste – suroeste y buza tanto al norte como al sur. Al norte la estructura termina contra el bloque norte. Al sur descende y luego cambia de pendiente lo que marca el fin de la estructura. Al este y centro se observan depresiones que presentan poca variación en la escala de colores, lo que indica buzamientos muy suaves.

### 3.6 Interpretación de fallas

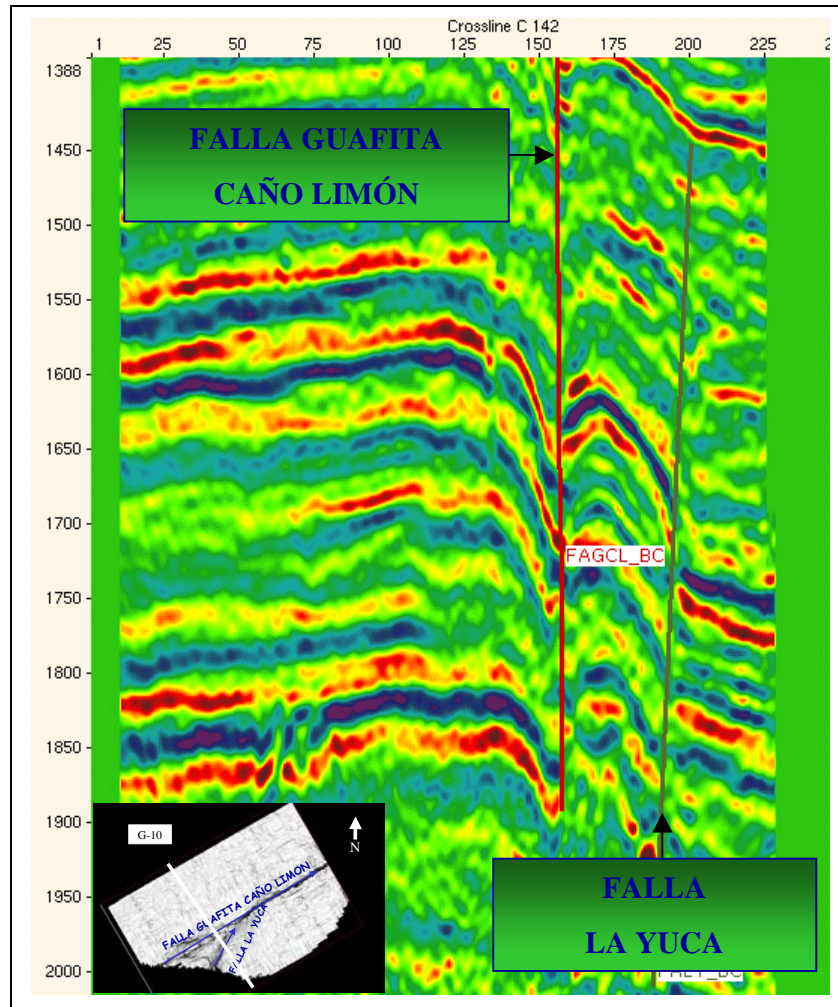
Para esta etapa de la interpretación sísmica se utilizaron diferentes herramientas como atributos de buzamiento, cubo de coherencia y el visualizador VoxelGeo. El proceso se describe a continuación:

- Se extrajo el atributo de buzamiento (DIP) para todos los horizontes los que permitió definir la ubicación y el rumbo de las fallas principales en planta. En la figura 27 a se muestra las fallas principales determinadas a partir del atributo de buzamiento.
- Sobre las secciones sísmicas y utilizando el mapa de buzamiento se trazaron las fallas principales, Guafita-Caño Limón y la falla La Yuca (ver figura 25b).

(a)



(b)



**Figura 25., (a) Mapa de buzamiento sobre el tope de la arena G-10, (b) Sección sísmica transversal a la estructura de interés**

- Se generó el cubo de coherencia.
- Se identificó el patrón de fallas asociadas al fallamiento principal en planta.
- A partir del cubo de coherencia y en conjunto con el atributo de buzamiento se determinó que la dirección más adecuada para interpretar las fallas son las líneas transversales a las estructuras (crosslines).
- Se trazaron las fallas asociadas al fallamiento principal sobre secciones sísmicas transversales a la estructura (figura 25b).

- Se importaron las fallas al programa VoxelGeo con el fin de verificar la coherencia de las fallas interpretadas. La verificación de coherencia consistió en analizar el buzamiento de los planos falla durante toda su trayectoria.
- Se interpretaron las fallas asociadas al fallamiento principal sobre las secciones sísmicas (ver figura 26). En la figura 26 se muestra una visualización 3D de las fallas interpretadas.

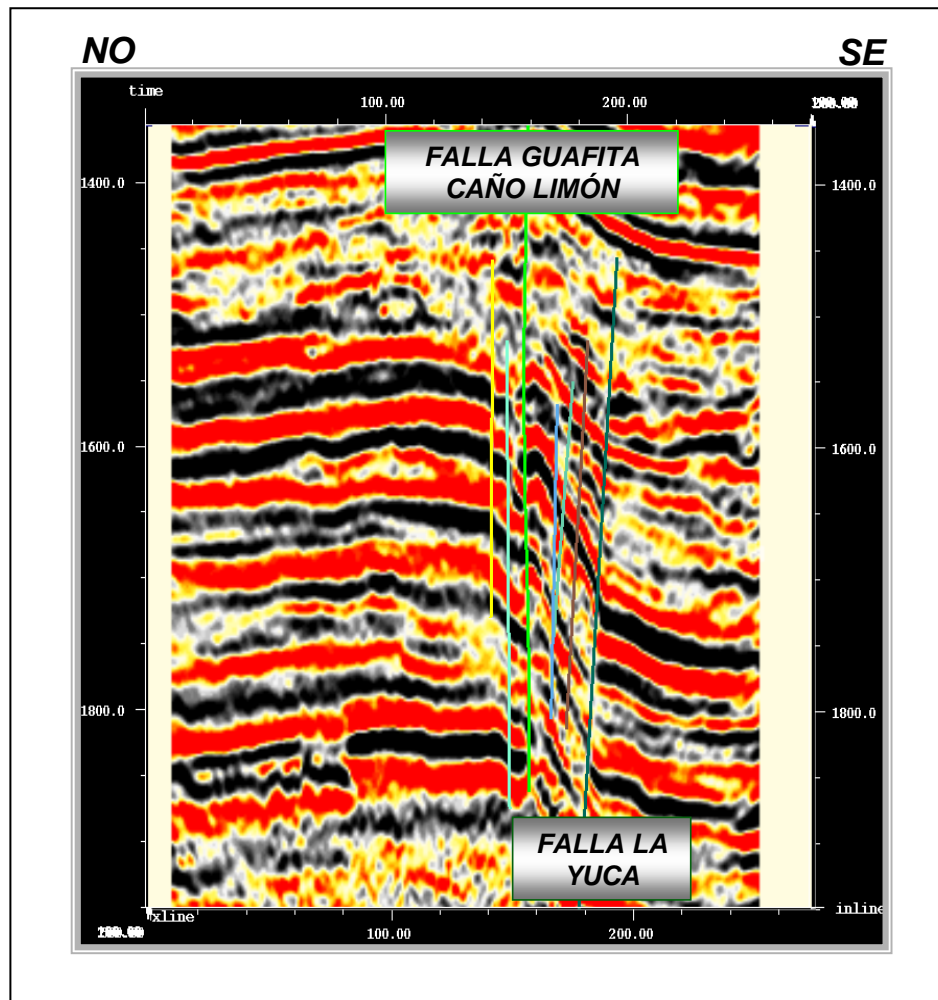


Figura 26., Sección sísmica de buzamiento (crossline) con las fallas interpretadas en Voxel Geo

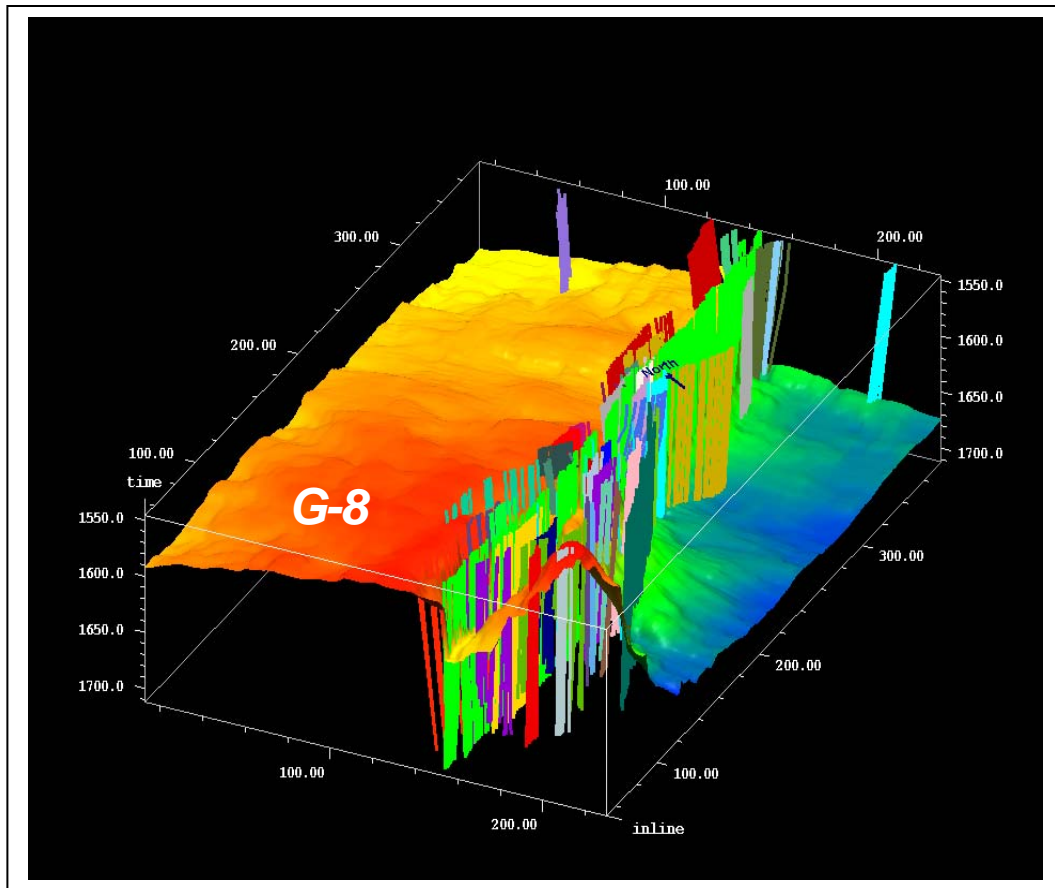


Figura 27., Visualización 3D de las fallas interpretadas en Voxel Geo.

- Se exportaron las fallas a Geoframe.
- Se calculo el contacto de las fallas con los horizontes (Fault contact).
- Se trazaron los polígonos de falla (Fault boundary).

### 3.7 Transformación a profundidad del modelo estructural.

Con el fin de dar sentido geológico a los mapas estructurales en tiempo fue necesario transformar los mapas del dominio tiempo al dominio profundidad. Para tal fin se generó un modelo de velocidades a partir de la información de velocidad de los pozos (TVS), la sísmica 3D y los marcadores geológicos.

El modelo de velocidades se elaboró con el programa Indepth de Geoframe, para su generación se procedió de la siguiente forma:

- Se seleccionaron los pozos GF-7X y GF-14X del bloque sur del Campo Guafita y GF-4X y GF-2X pertenecientes al bloque norte del campo. Es importante resaltar que los tiros de verificación sísmica de los pozos utilizados para la elaboración del modelo fueron calibrados con la sísmica en etapas de calibración sísmica pozo.
- Se definieron los intervalos entre los cuales se calcularía la función de velocidad 0ms-CB\_G\_7\_¾, CB\_G7 ¾-CB-G\_8, CB-G\_8- CB\_G\_10 y CB\_G\_10-CB\_Disc\_Qvdo.
- Se elaboro un análisis preliminar de las velocidades interválicas para evitar problemas durante la generación del modelo. El análisis consistió en verificar para cada intervalo y cada punto las velocidades calculadas por el programa y su ubicación en el área.
- Se genero la función de velocidad interválica a partir de los datos de entrada.
- Se visualizo el mapa de velocidades interválicas para hacer un control de calidad del resultado.
- Se generó el mapa preliminar en profundidad multiplicando el mapa de velocidades interválicas por el mapa en tiempo.
- Se seleccionaron los puntos de control (marcadores geológicos) para el horizonte.
- Se calculo el valor de corrección para cada punto de control. El valor de corrección corresponde a la diferencia entre el valor de profundidad aportado por el mapa y los marcadores geológicos.
- Se generó el mapa de corrección.
- Se aplico la corrección al mapa generado en la etapa inicial.
- Se visualizo el mapa final en profundidad junto al mapa de tiempo para verificar si existían modificaciones en las estructuras producto de la conversión a profundidad

### 3.8 Mapas estructurales en profundidad.

Para completar el modelo estructural en profundidad y elaborar los mapas estructurales se transformó a profundidad los polígonos de falla, luego se exportaron los horizontes en profundidad y sus fallas asociadas.

Integrando los datos de pozos, el modelo estructural transformado a profundidad (horizontes y fallas) y el conocimiento geológico del área se construyeron los mapas estructurales. El procedimiento se elaboró con el fin de dar mayor sentido geológico a los mapas estructurales en profundidad y caracterizar las fallas. Además permitió la generación de mapas a escala sobre los cuales es posible calcular reservas y además identificar los estilos estructurales propios de la zona de estudio.

Finalmente se hizo un control de calidad de los mapas estructurales en profundidad, el cual se elaboró a partir de la visualización 3D de los mapas. Como se puede observar en la figura 28 los horizontes no se interceptan entre sí.

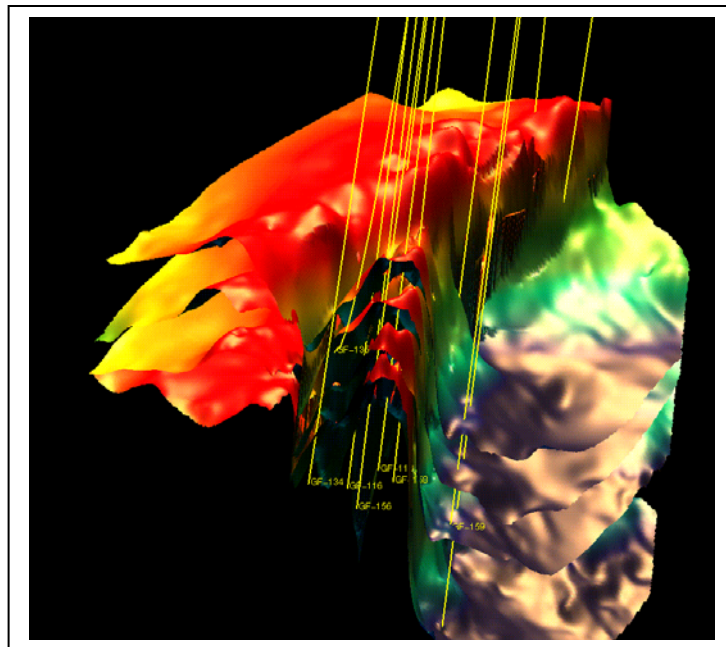


Figura 28., Visualización 3D de los horizontes en profundidad

### 3.9 Análisis de Velocidades

En condiciones generales el volumen resultante presenta variaciones que oscilan entre los 8748 ft/s y los 12655 ft/s. En la figura 29 se observa la ubicación de los puntos utilizados para la construcción del modelo de velocidades junto al valor de velocidad interválica obtenido para cada zona, desde el intervalo 0ms hasta la base de la arena G-10.

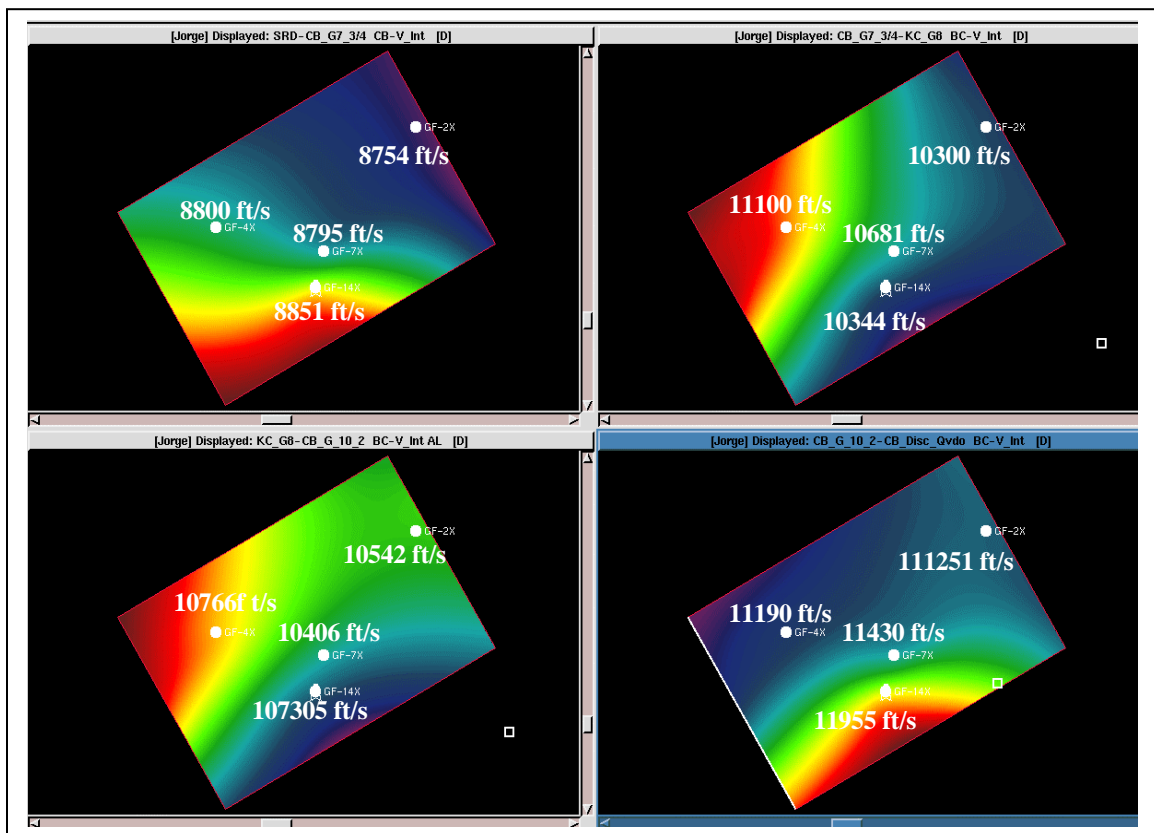
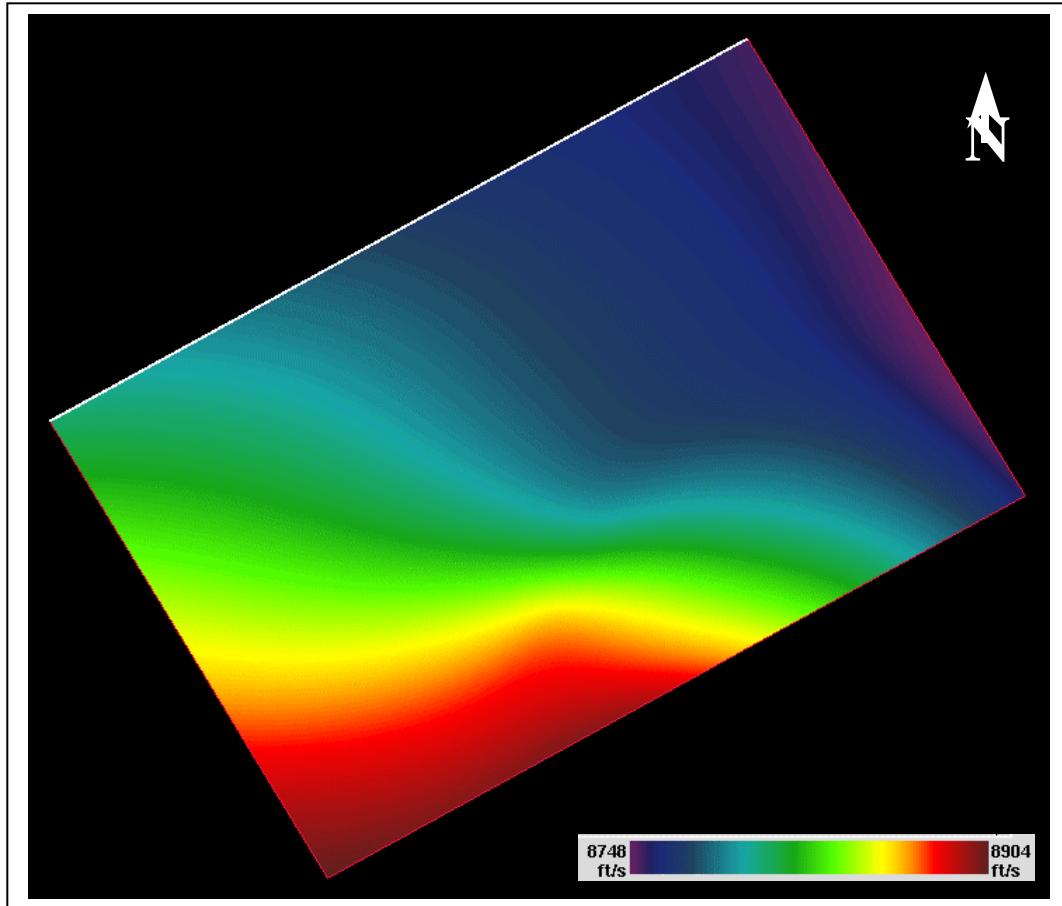


Figura 29. Ubicación de puntos de velocidad para los diferentes intervalos seleccionados.

La primera capa corresponde al intervalo que va desde los 0ms hasta el tope de la arena G 7 ¾, presenta variaciones suaves de la velocidad para todo el mapa, los valores oscilan entre 8748 ft/s y 8904 ft/s. En la figura 30 se observa que la velocidad

varia con dirección Noreste - Suroeste y van disminuyendo en sentido noreste mientras que en la dirección contraria o perpendicular se mantienen constantes.



**Figura 30., Mapa de velocidades para el intervalo 0ms-G7-3/4**

El intervalo 2 del modelo de velocidades esta comprendido entre el horizonte G7-3/4 y el horizonte G8. Para este intervalo la velocidad mínima es 9862 ft/s y se registra hacia la zona sur del mapa mientras que la máxima es de 12369 ft/s y se registra hacia la zona este del mapa. En la figura 31 se observa que las velocidades interválicas varían en dirección Este – Oeste, aumentando en sentido Este – Oeste mientras que en sentido contrario se mantienen constantes. El gradiente lateral es de 0.17ft/s/m calculado para la dirección de mayor variación.

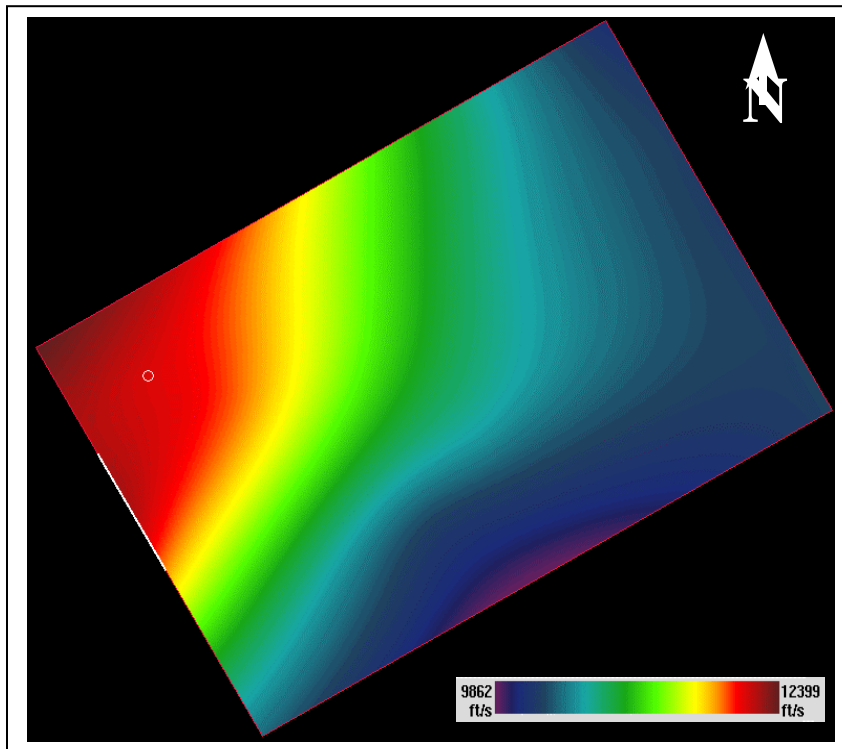


Figura 31., Mapa de velocidades sobre el intervalo G7-3/4—G8

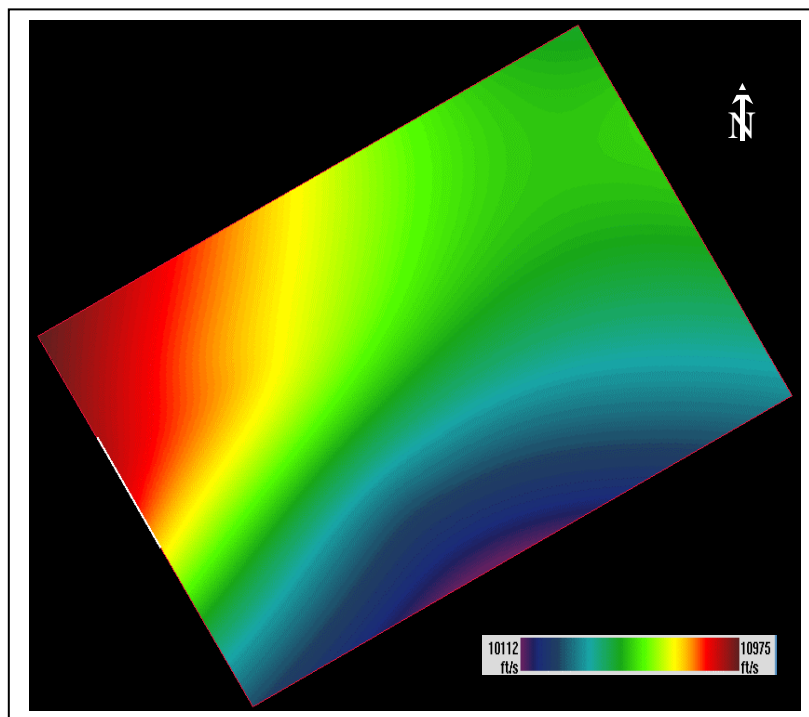
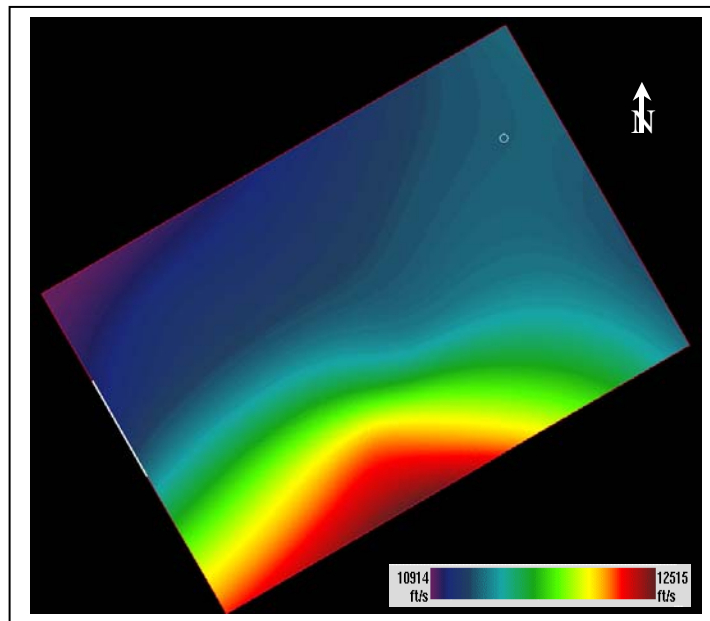


Figura 32., Mapa de velocidades sobre el intervalo G8—G10

El intervalo 3 esta comprendido entre el tope de la arena G-8 y la arena G-10 (figura 32), el máximo valor de velocidad que alcanza el mapa se registra en la zona noroeste y es 10900 ft/s mientras que el menor valor se registra en la zona sur del mapa y corresponde a 10100 ft/s. El mayor gradiente de velocidad lateral se registra en dirección noreste y aumenta en sentido norte sur mientras que en la dirección perpendicular se mantiene estable. A juzgar por el rango de variación de las velocidades, no se estiman cambios laterales abruptos de litología.



**Figura 33., Mapa de velocidades sobre el intervalo G10—Qvdo-disc.**

El último intervalo esta comprendido entre el tope de la arena G10 y la discordancia de Quevedo. Las velocidades para este intervalo varían entre 10914 ft/s y 12515 ft/s. Las mayores velocidades se registran sobre las zonas sur sureste mientras que las menores se registran en la zona Este y Noroeste. Como se observa en la figura 33 la dirección preferencial de variación de la velocidad es Noroeste – Sureste y presenta un gradiente lateral de 0.18 ft/s/m.

Analizando los intervalos G7-3/4—G8 y G8--G10, se observa una inversión en las velocidades hacia la zona noreste del mapa mientras que para la zona sur,

central y norte del mapa las velocidades se mantienen casi invariables con respecto al intervalo suprayacente.

Antes de explicar la anomalía que se presenta entre los intervalos G7-3/4—G8 y G8--G10, es necesario aclarar ciertos puntos clave que soportan la interpretación, estos se describen a continuación:

En capítulos anteriores se explicó que el registro sísmico mide los tiempos de retardo de una onda compresiva (onda P) que se transmite a lo largo de las formaciones en el subsuelo. El inverso de los tiempos de retardo corresponde a la velocidad de la onda al atravesar la formación, por ende si el tiempo de retardo disminuye la velocidad aumenta y si los mismos aumentan la velocidad disminuye. Estas velocidades dependen de la porosidad del grado de compactación de la formación.

El efecto de la compactación esta relacionado con el módulo de compresibilidad de la roca. Gutierrez 2001, menciona que las rocas con alto valor de compresibilidad son duras (es decir, tienen baja compresibilidad). Observando la ecuación 4 para medios isotrópicos y elásticos se tiene que para rocas duras la velocidad de onda P es mayor mientras que para rocas muy compresibles la velocidad disminuye.

$$V_p = \sqrt{\frac{\lambda + 2\mu}{\rho}} = \sqrt{\frac{K + \frac{4}{3}\mu}{\rho}}$$

$V_p$  = Velocidad de onda P  
 $\lambda$   $\mu$  = constantes de Lamé  
 $k$  = Modulo de compresibilidad

(4)

**Ecuación para el cálculo de la velocidad de onda P en función de las constantes elásticas. Para medios isotrópicos, homogéneos y elásticos.**

Las variaciones en la porosidad también afectan la velocidad. A partir de la relación de Wyllie, et al 1958 en Pickett 1960 (ecuación 5) se observa que la velocidad de las rocas disminuye con el aumento de la porosidad.

$$\frac{1}{v} = \frac{1}{v_s} (1 - \phi) + \frac{1}{v_f} \phi, \quad (5)$$

**Ecuación de Wyllie para rocas saturadas de agua**

La figura 34 muestra el registro sónico y gamma ray de los pozos GF-4X, GF-3X y GF-2X donde se observa la disminución de las velocidades sobre la arena G-8, contenida dentro del intervalo G-8 – G 10. Al determinar las porosidades para las arena G8 y G10 se observa que estas oscilan entre 24% y 28% para la arena G-8 y 22% y 25% para la arena G-7 ¾ es decir las porosidades para la arena G-8 son mayores. Luego se hizo una revisión de los análisis de núcleos de los pozos GF-16, GF-26 y GF-5X, elaborados por PDVSA INTEVEP y CORPOVEN y se determino que la posible causa de la inversión de velocidades se debe a la baja consolidación de las arenas G8 y G9. En todos los informes sedimentológicos se menciona que para los intervalos nombrados las arenas no están consolidadas o presentan pobre consolidación (Dereck 2001, Cabrera et al 1988 y CONSULTORES CSC SA).

Sobre el intervalo final que comprende el tope de la arena G-10 y la Discordancia del cretácico se observa un cambio en la dirección de variación de las velocidades, las menores velocidades se registran hacia la zona este y aumentan el Este Sureste mientras que para los intervalos superiores aumenta las velocidades en sentido contrario. Este cambio se debe al aumento de espesores que presenta el intervalo. Para la zona norte los espesores oscilan entre 50 y 120 pies mientras que para la zona sur los espesores alcanzan los 300 pies. Al elaborar el modelo de velocidades la velocidad interválica calculada para la zona sur no excede los 120 pies mientras que para la zona norte la velocidad interválica esta calculada para un espesor de 300 pies, por ende, se toma información de velocidades a mayores profundidades lo que influye sobre el valor de las velocidades ya que estas aumentan con la profundidad.

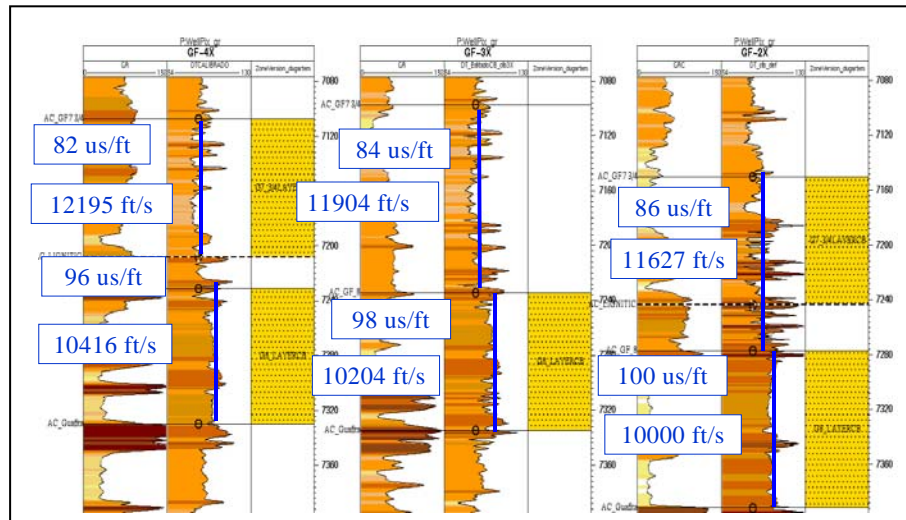


Figura 34., Registros Gamma ray y sónico de los pozos GF-4X, GF-3X y GF-2X.

### 3.10 Estilos estructurales estructural

Los rasgos estructurales más relevantes sobre el Campo Guafita son la falla Guafita Caño Limón y la falla La Yuca, ambas fallas controlan las estructuras presentes en el campo. La falla Guafita Caño Limón presenta una orientación aproximada N60E, atraviesa todo el campo y lo divide en dos bloques, Guafita Sur y Guafita Norte, siendo el bloque sur el deprimido y el norte, el bloque levantado (ver figura 39). Esta falla se interpretó, como transcurrente dextral con una componente vertical normal que oscila entre los 100 y 500 pies. Asociado a la falla principal se generó un grupo de fallas en echelón sobre el bloque norte del Campo Guafita, estas fallas son normales, buzcan hacia el sur y su rumbo aproximado es N85W. Comparando el patrón de fallas de un modelo teórico (Figura 36 modelo Wilcox) con las fallas interpretadas (figura 37 b y c) se observa que las fallas normales en echelón están asociadas fallas transcurrentes y el rumbo de las mismas indica la dirección relativa de movimiento de los bloques. Para el caso de estudio las fallas en echelón presentan evidencia de que la Falla Guafita Caño Limón es transcurrente y además tanto el rumbo como el buzamiento de las fallas en echelón permitieron deducir que la falla principal es dextral.

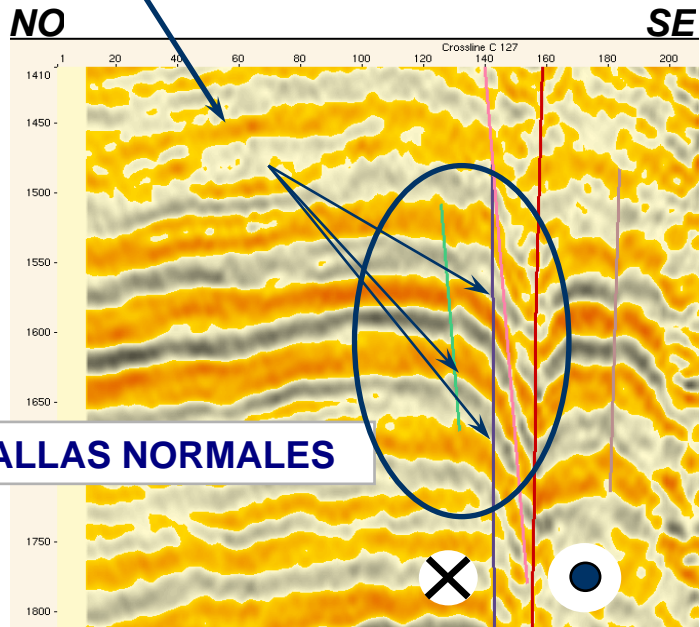
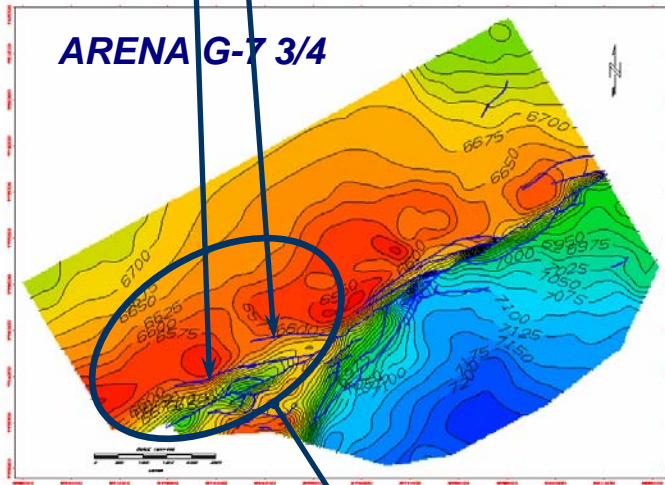
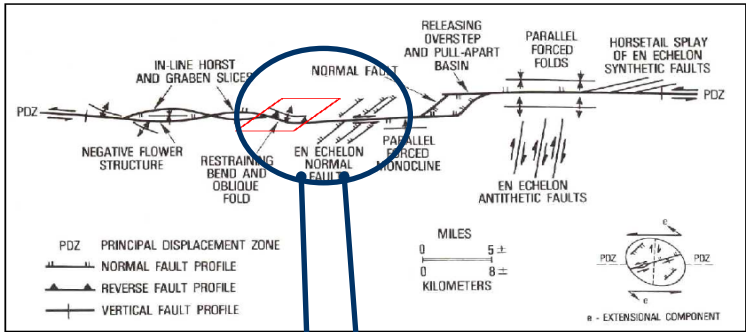
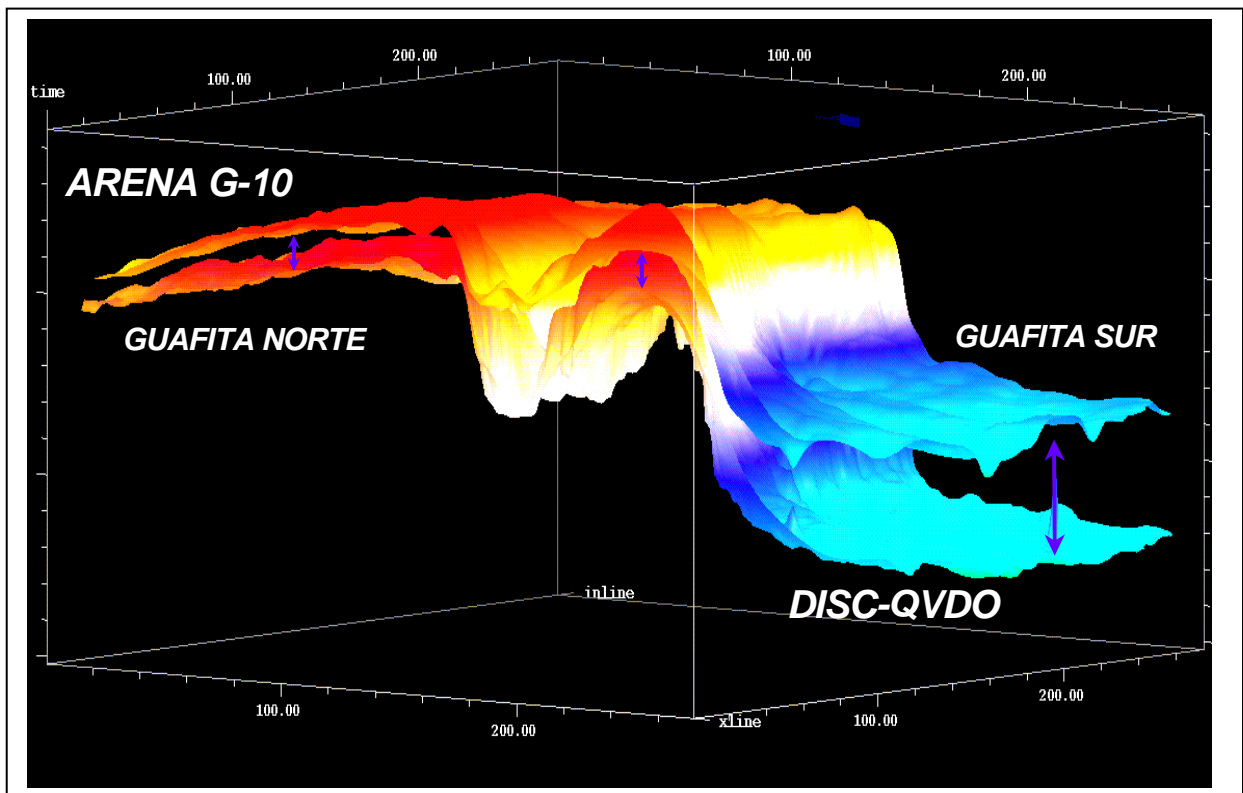
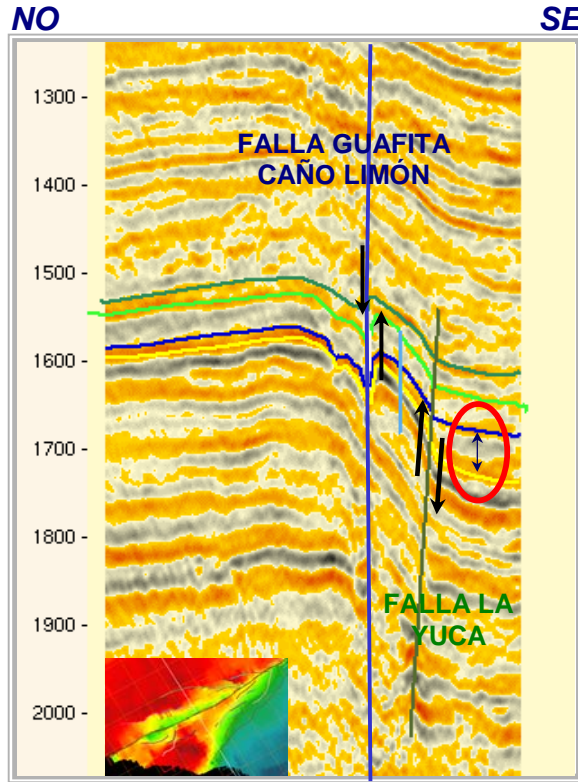


Figura 36., (a)Ensamblaje de estructuras asociadas a fallas transcurrentes divergentes (Modificado de Harding et al., 1985). (b) Mapa estructural en profundidad mostrando el sistema de fallas sobre el campo Guafita. (c) Sección sísmica de buzamiento mostrando las fallas normales interpretadas.

El segundo patrón corresponde a un grupo de fallas inversas sobre el bloque sur del campo, la falla principal, La Yuca, posee buzamiento al norte, es de rumbo N30E aproximadamente y el salto de falla varia entre 120 y 50 pies, disminuyendo hacia el tope de la secuencia interpretada y en dirección noreste, asociadas a la falla principal se genero un conjunto de fallas que presenta la misma orientación de la falla principal pero con menor salto.



**Figura 37., Visualización 3D de los horizontes G-10 y la discordancia cretácica (DISC-QVDO). Las flechas azules indican la diferencia en los espesores entre el campo Guafita Norte y Guafita Sur.**



**Figura 38., Sección sísmica de buzamiento en dirección noroeste sureste. Las flecha resalta la diferencia de los espesores a lo largo de la arena G-10**

Los estilos estructurales propios del Campo Guafita se interpretan como resultado de eventos transpresivos transtensivos que tuvieron lugar entre el Eoceno tardío y el Mioceno temprano (Proyecto EPAB 1996), eventos que reactivaron rasgos estructurales importantes sobre los Llanos de Colombia y Apure. Para el campo Guafita norte la estructura próxima a la Falla Guafita se definió como un pliegue forzado (“Forced Folds”) o pliegue de arrastre. Este tipo de pliegues se genera tanto en regímenes distensivos como en compresivos. El eje del pliegue es paralelo a la Falla Guafita Caño Limón. El mecanismo de generación probable se explica a continuación: en principio se tuvo dos bloques norte y sur separados por la falla Guafita Caño Limón, actuando como basamento, luego se depositó una secuencia sedimentaria que más tarde es deformada por la reactivación de la falla. Al inicio del proceso se produjo una flexura anticlinal en los estratos del bloque levantado y otra

flexura sinclinal en el bloque deprimido (ver figura 40). Una vez alcanzada la deformación máxima se produjo la ruptura del bloque quedando ambas estructuras separadas por la falla. En la figura 39 se muestran los modelos experimentales de generación de “pliegues forzados” elaborados por Friedman et al 1980 y Withjack et al 1990.

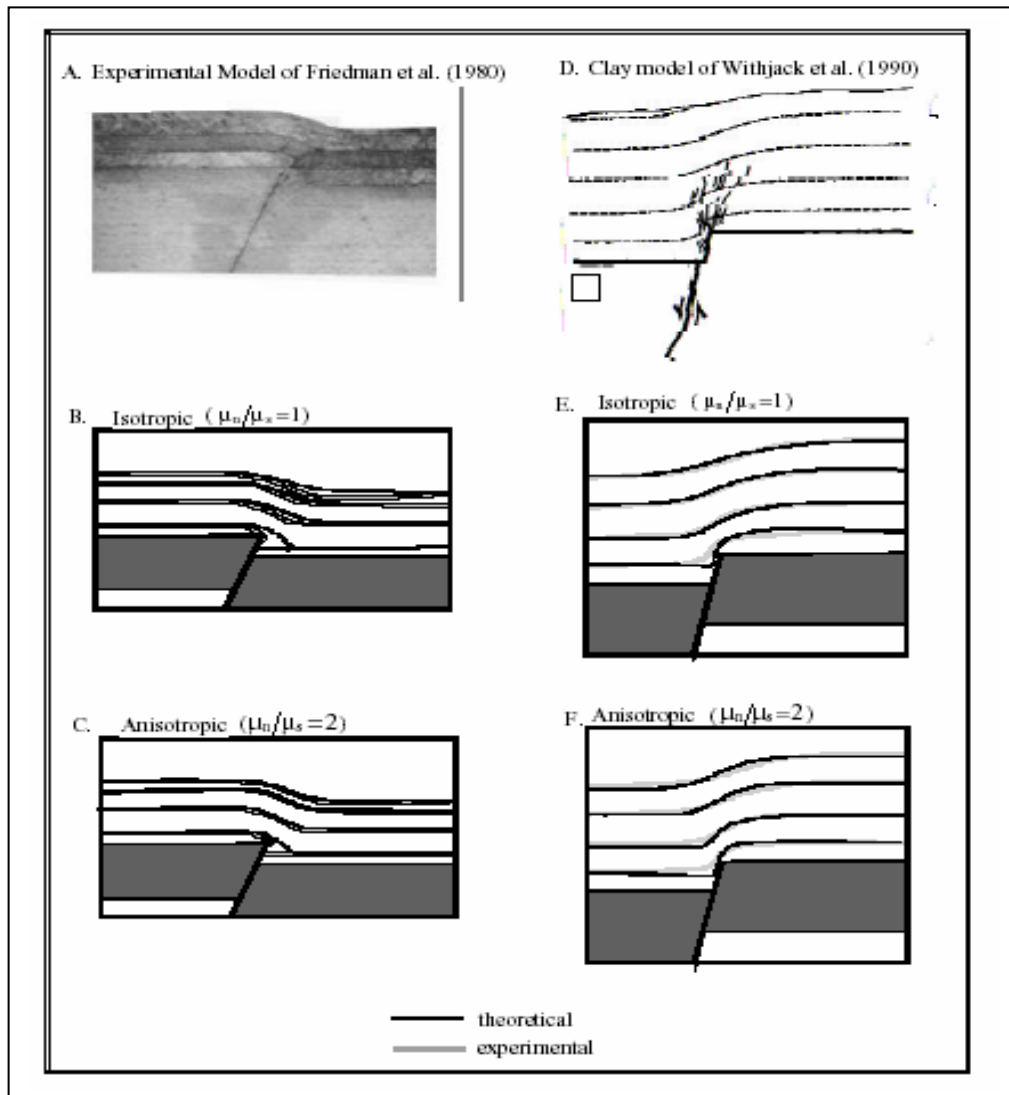


Figura 39., Comparación de modelos experimentales de generación de pliegues forzados. Tomado de Mechanical analysis of the geometry of forced folds.

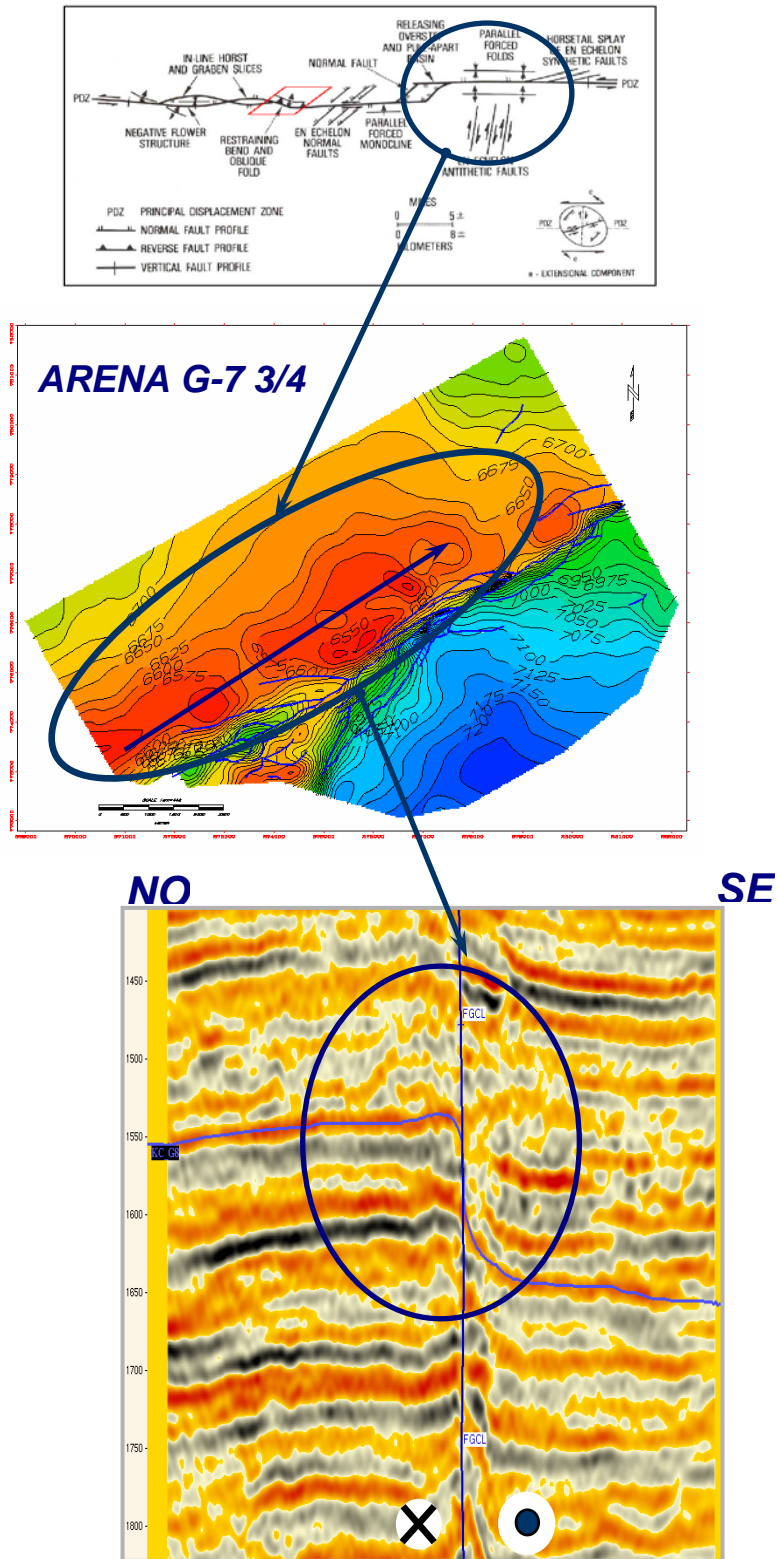
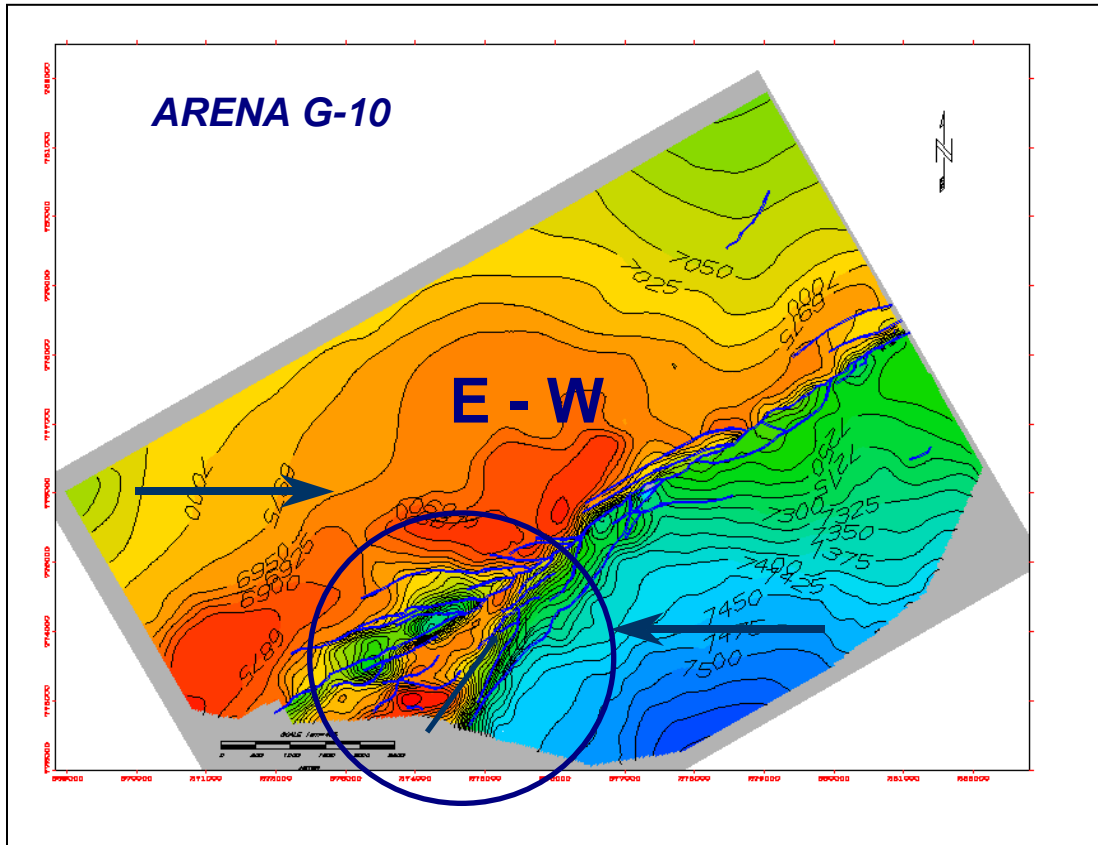


Figura 40., (a)Ensamblaje de estructuras asociadas a fallas transcurrentes divergentes (Modificado de Harding et al., 1985). (b) Mapa estructural en profundidad mostrando el sistema de fallas sobre el campo Guafita Norte (c) Sección sísmica de buzamiento perpendicular a la estructura.

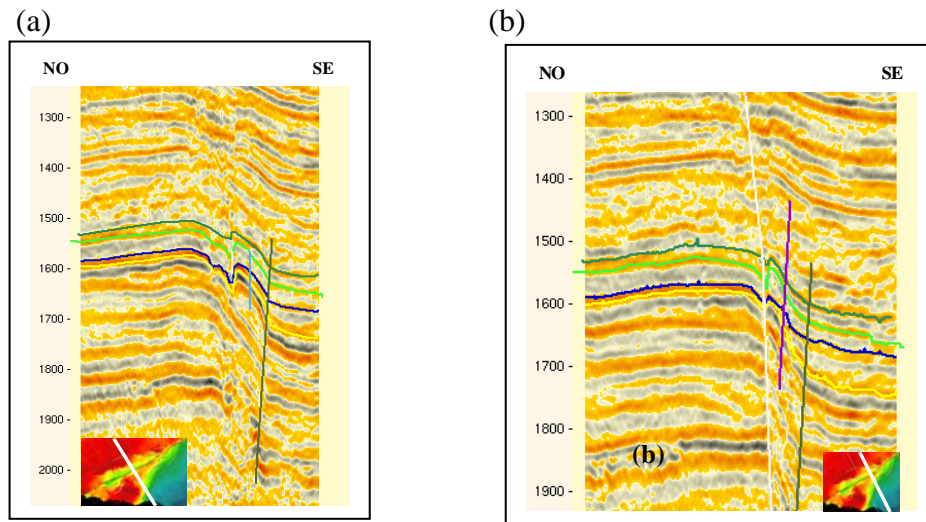
La estructura descrita anteriormente muestra suaves buzamientos al norte los cuales oscilan entre 1 grado para la zona central y 1.5 grados hacia la zona oeste. En la figura 41 se observa que la estructura esta deformada en la zona central del mapa y posiblemente esta deformación se encuentra asociada a una fase compresiva (transpresiva) cuyo eje principal es aproximadamente Este - Oeste.



**Figura., 41 Mapa estructural en profundidad del tope de la Arena G-10. Las flechas indican el eje principal de deformación (E-W)**

La interpretación sobre el campo Guafita sur, zona oeste, señala la presencia de una estructura definida como un anticlinal asimétrico limitado por fallas. Al Este Sureste por la falla La Yuca y al Noroeste por la falla Guafita Caño Limón. Como se observa en las secciones sísmicas (figuras 41 a y b), la falla Guafita Caño Limón

parece haber funcionado como barrera confinante de la deformación lo que probablemente indica que la estructura no fue bisectada por la falla antes mencionada. Esta estructura y la configuración regional de fallas tanto en norte como en Guafita Sur cumplen con el modelo de Wilcox las fallas inversas de Guafita Sur son perpendiculares a las fallas normales de Guafita Norte. Se observan estructuras positivas en Sur y negativas en norte. Tomando en cuenta la configuración de fallas y el modelo de Willcox se infiere que probablemente exista una estructura Similar en el al anticlinal asimétrico antes descrito pero en el Campo Guafita Norte. Ver anexos M1, M2, M3 y M4.



**Figura 42 (a) y (b)., Secciones sísmicas transversales a la estructura con dirección Noroeste Sureste.**

El eje principal de la estructura es N30E y buza al sur con aproximadamente 8 grados de inclinación mientras que el buzamiento al norte es de 13 grados y disminuye hacia la zona oeste suroeste. A partir de la sísmica solo se obtuvo una imagen de parte de la estructura pero se sabe que la misma posee continuidad hacia el Campo colombiano Caño Limón. Para verificar la continuidad de la estructura y obtener una visión regional se establecieron comparaciones entre el mapa estructural de la arena G 7  $\frac{3}{4}$  y un mapa estructural del tope de la Formación Carbonera “Mirador” tomado de la presentación: “Breaking Down Paradigms in Colombian Oil

and Gas Exploration” por Douglas Waples 2005 (ver figuras 43 a y b); en el mapa se observa que el valor máximo de los contornos estructurales es 6500 ft mientras que el valor máximo para el Campo Guafita es de 6600ft, además pozos como el GF-63 y GF-64 fueron perforados mas allá del límite de la sísmica y los marcadores geológicos para ambos pozos indican que la estructura continua subiendo hasta un máximo de 6515 dentro del Campo Guafita. Basándose en toda la información analizada se puede decir, en principio, que es válido establecer la comparación entre ambos mapas. Además se logro determinar que la parte más alta de la estructura se encuentra compartida por ambos campos y su parte más alta se encuentra a 6500ft.

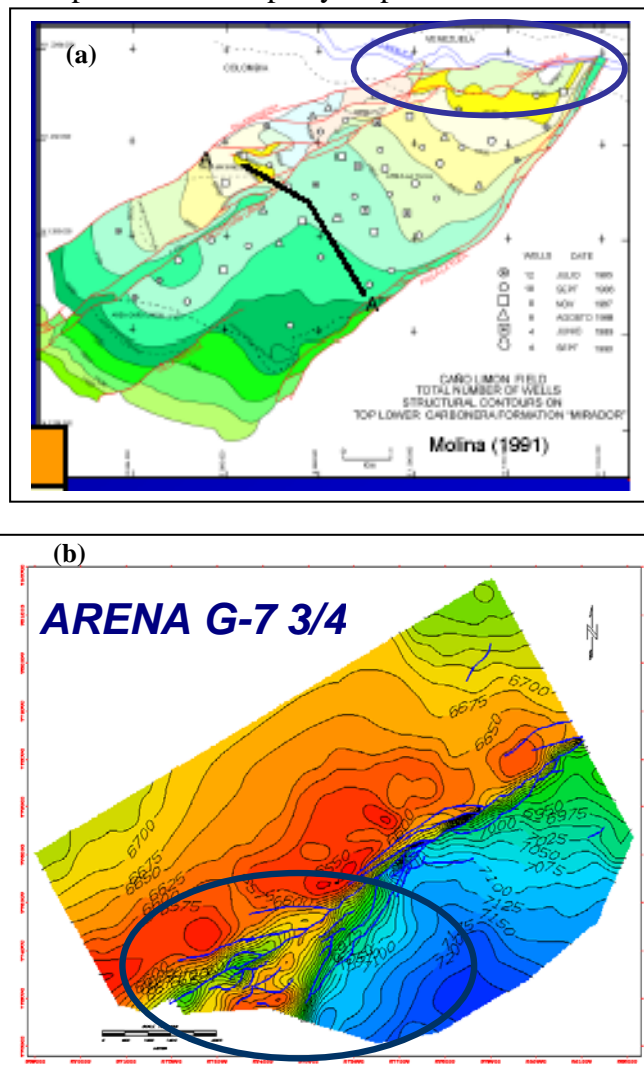


Figura 43., (a) Mapa estructural de la Formación Carbonera (Campo Caño Limón en Colombia). (b) Mapa estructural de la arena G-7 ¾ de la Formación Guafita.

## **CAPITULO 4**

### **ANÁLISIS DE ATRIBUTOS SÍSMICOS**

#### **4.1 Generación de mapas de atributos sísmicos.**

Para esta etapa se utilizó el generador de mapas de atributos de Geoframe Charisma interpretation (Attribut Map Generator). Sobre el tope de las arenas G-10, G-8 y G-7 3/4 se generaron los atributos de superficie: amplitud sísmica, fase instantánea, frecuencia instantánea, cuadratura de la amplitud, fuerza de la reflexión y atributos de volumen para G-10, G7-3/4 y G-8. Luego se elaboró una visualización de los atributos sísmicos para seleccionar los atributos a ser analizados. En la tabla 3 (anexos) se listan los atributos generados para cada horizonte.

Para la identificación de canales sobre los horizontes interpretados se utilizó el atributo de opacidad. Este atributo trabaja básicamente con las amplitudes sísmicas pero permite manipular la iluminación para facilitar la identificación de los eventos que se desean destacar. Para el caso correspondió a canales distributarios y la geometría de los distintos cuerpos arenosos.

Para el cálculo de este atributo se utilizó la detección de subvolúmenes del programa VoxelGeo y se procedió como se explica a continuación:

Se definieron los niveles límites del sub-volumen los cuales corresponden con los límites superior e inferior de las formaciones para los casos en los cuales se logró identificar tope y base. En los casos donde no se logró identificar tope y base de la secuencia los linderos del sub-volumen se determinaron a partir del horizonte interpretado tomando una cantidad de milisegundos tanto por encima como por debajo. El tiempo se definió visualmente de manera tal de envolver todo el reflector.

Luego de la detección del subvolumen se procedió a modificar la opacidad dentro del nivel detectado. El proceso permitió definir las amplitudes a iluminar y de esa forma facilitar el proceso de identificación de geocuerpos. Además fue posible modificar el histograma de colores para establecer el que definiera mejor el evento a interpretar.

Una vez identificados los geocuerpos se procedió a cotejar la información obtenida a partir de los datos sísmicos con los pozos.

## **4.2 Análisis de Resultados**

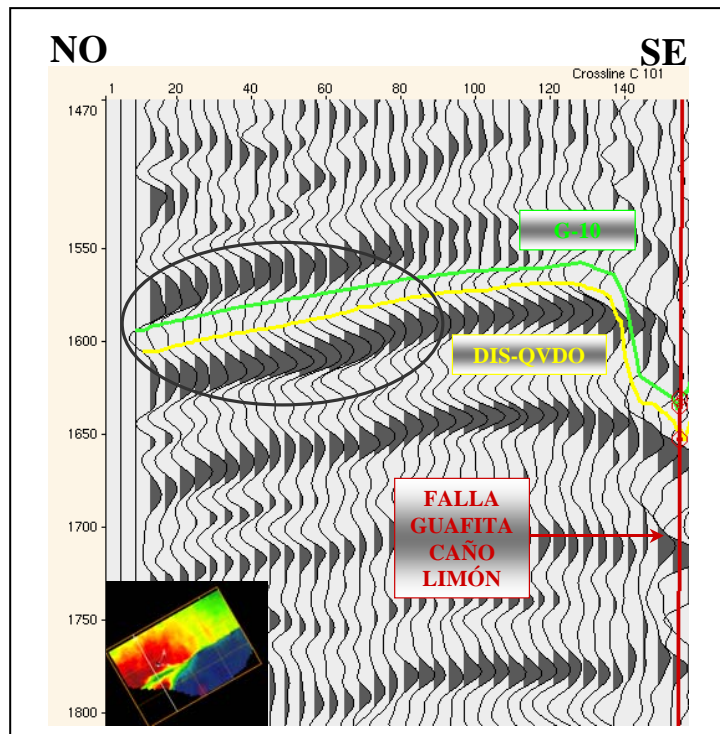
Los procesos diagenéticos y depositacionales generan heterogeneidades que compartimentalizan los yacimientos en unidades de flujo con extensión variable tanto lateral como horizontal. Estas heterogeneidades evitan el drenaje eficiente y el barrido de los yacimientos y están frecuentemente limitadas por los sistemas depositacionales originales.

A partir de los atributos sísmicos es posible identificar arquitecturas estratigráficas encontrando una relación entre los datos de pozo y los datos sísmicos. Para esas relaciones se generaron un conjunto de atributos sísmicos instantáneos tanto de volumen como de superficie y además atributos de opacidad a partir de la detección de sub-volumenes. A continuación se describirá el análisis arena por arena y finalmente se presentará una evaluación del conjunto tomando en cuenta las discordancias, y el marco estratigráfico regional.

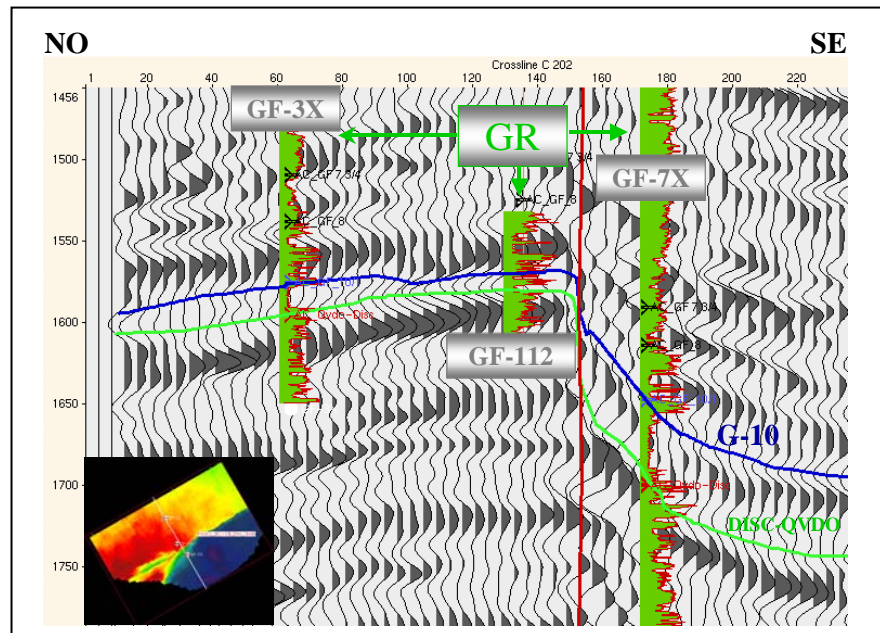
### **4.2.1 Arena G-10**

De acuerdo a información obtenida a partir de los registros de pozos y los mapas actuales, el espesor de arena sobre el Campo Guafita norte es inferior a la resolución vertical de la sísmica por ende no se logró diferenciar entre el tope y la

base de la arena que corresponde a la discordancia del cretácico. Como se observa en la figura 44 las reflexiones sobre la arena sufren el efecto de entonación sísmica a medida que se acercan en dirección perpendicular a la falla Guafita Caño Limón, zona hacia donde los espesores de arena disminuyen lo que indica que los patrones de sedimentación más que por la dirección de depositación, fueron controlados por la falla y el paleorelieve. Además sobre los mapas de espesor de arena neta se observan zonas donde hay mayor desarrollo de los cuerpos arenosos, en estas zonas se logra reconocer ambos reflectores. Otro Ejemplo del efecto de entonación sobre la arena G-10 se evidencia en la sección sísmica de la figura 31, sección perpendicular a la Falla Guafita Caño Limón, al inicio, cerca de la falla se observa una sola reflexión, luego se observan dos reflexiones las cuales están asociadas a un lente arenoso perforado por el pozo GF-3X que disminuye su espesor a medida que se acerca a la falla.



**Figura 44., Sección sísmica crossline con dirección Noroeste – Sureste mostrando el efecto de entonación entre la arena G-10 y la Discordancia Cretácica.**



**Figura 45., Sección sísmica crossline con dirección Noroeste – Sureste mostrando el efecto de entonación entre la arena G-10 y la Discordancia Cretácica.**

El efecto de entonación descrito anteriormente no permitió la adecuada caracterización de la arena G-10 a partir de los atributos sísmicos tanto en la zona norte del Campo Guafita como en la zona Sur - Suroeste debido a que la información que aportan la amplitud, la fase y la frecuencia esta asociada a 2 interfaces cuya respuesta se superpone, por ello solo se analizaron los atributos en la zona Sur – Sureste donde es posible reconocer ambos reflectores.

En la figura 46 se muestra el mapa de amplitudes para la arena G-10. La zona enmarcada presenta valores que van desde  $-79$  hasta  $0$ . En el mapa se observa (figura 42a) buena continuidad lateral salvo excepciones locales. Las amplitudes intermedias van desde  $-15$  a  $-40$  y son los valores que presentan mayor propagación lateral. Los valores más altos parecen corresponder con un contraste litológico donde el estrato suprayacente presenta mayor porcentaje de arcillosidad que el infrayacente (figura 46c), mientras que para las zonas donde el contenido de arcilla es mucho menor las

amplitudes son menos prominentes. También es posible observar esta relación en el mapa de polaridad aparente figura 32b.

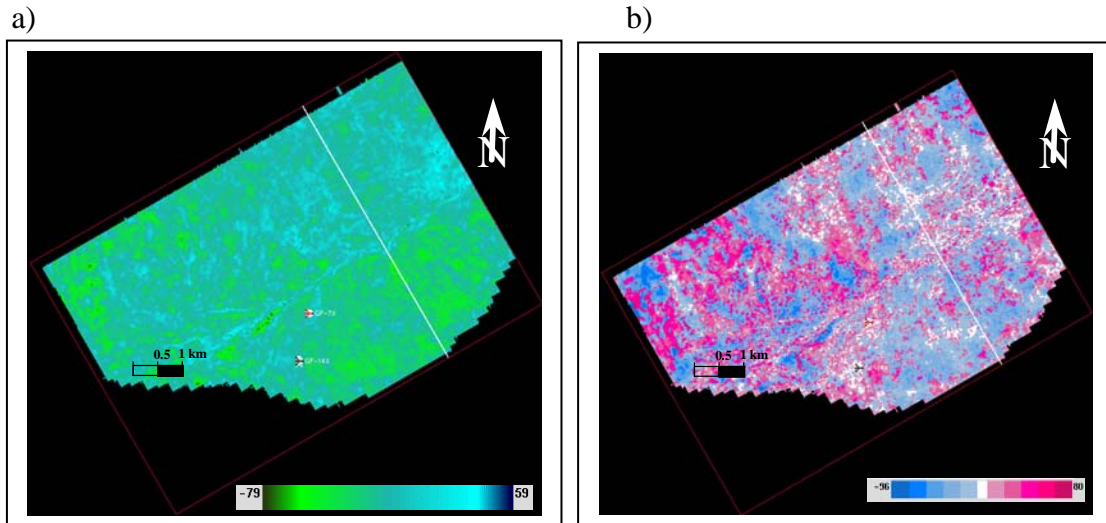


Figura 46., Mapa de amplitud sísmica (a); Mapa de polaridad aparente (b)

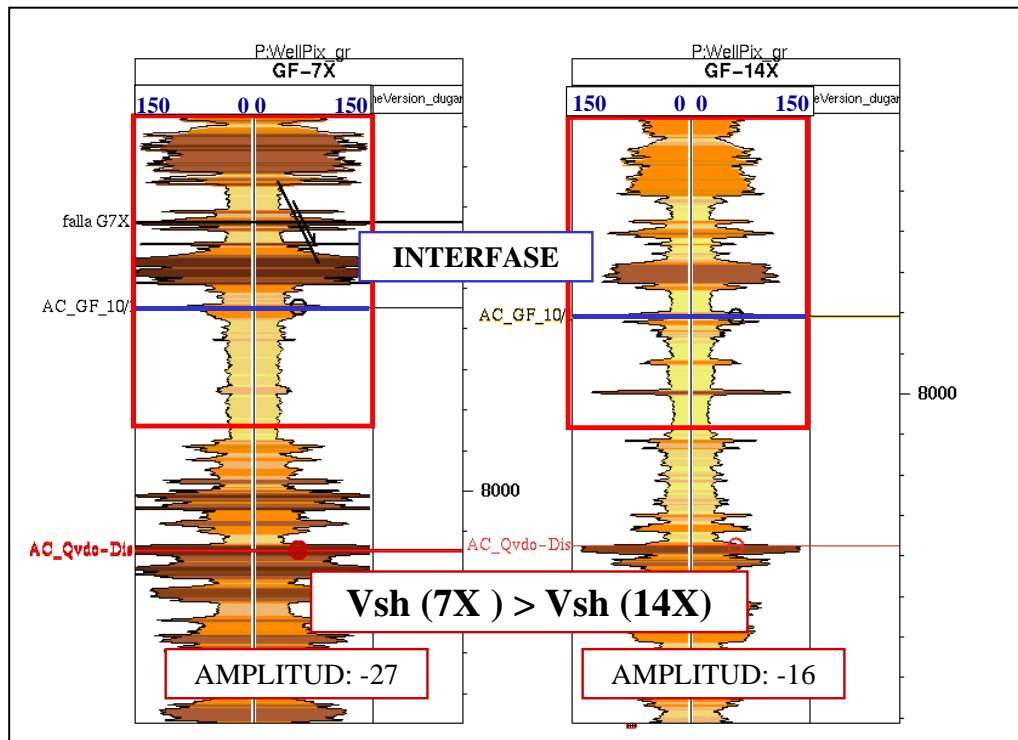


Figura 46c., Sección mostrando el registro Gamma Ray de los pozos GF-14X y GF-7X con el valor de amplitud asociado para cada pozo sobre la interface

Adicionalmente fueron estudiados los atributos de fase y frecuencia instantánea y los cuales permiten determinar contrastes laterales de litología o discontinuidades asociadas a fallas o fracturas sobre el horizonte de interés. Estos atributos fueron calculados sobre par la arena G-10, en ellos se observó que los eventos presentan buena continuidad lateral (Ver anexos A5 y A6) por lo cual se estima que las propiedades de la arena no presente grandes cambios sobre el área de estudio.

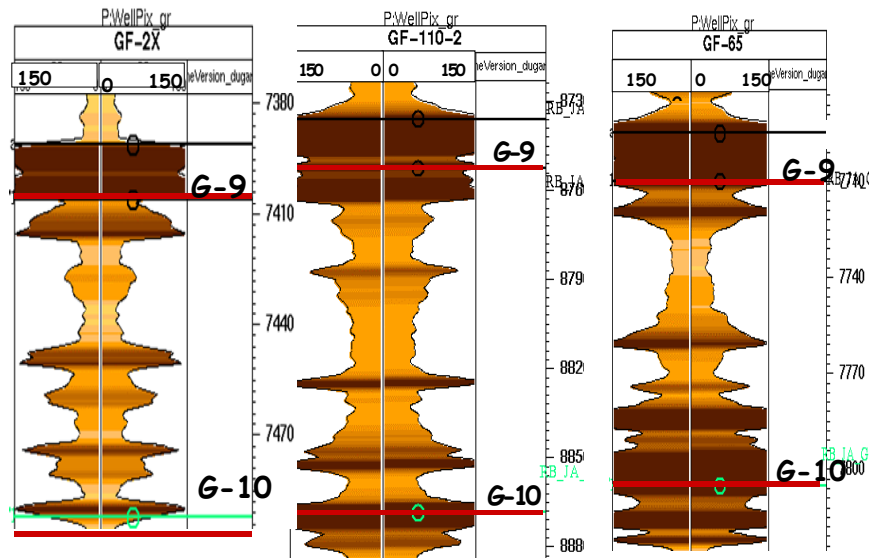
#### **4.2.2 Arena G-9**

La resolución vertical de la sísmica 3D sobre el Campo Guafita no permitió la interpretación de la arena G-9, intervalo arenoso que se encuentra entre las arenas G-8 y G-10 y cuyos espesor promedio oscilan entre 30 y 45 pies por ello no se generó una imagen estructural pero se logró determinar a partir de las secciones sísmicas y los datos de pozo que los espesores de la secuencia crecen hacia la zona Noreste, esto motivó el análisis del subvolumen de la secuencia comprendida entre el tope de la arena G-10 y el tope de la arena G-8 tomando 20ms por debajo del tope de G-8 para excluir las reflexiones asociadas a la misma y 5 milisegundos por encima del tope de la arena G-10 con el mismo fin.

En la figura 48 se muestra el mapa de opacidad, a partir del mismo se logró determinar la existencia de cuerpos arenosos hacia la zona antes mencionada, estos se identifican en la figura con colores rojos los cuales representan amplitudes negativas bajas. Los cuerpos se identificaron como lentes arenosos que, según se observa en el registro gamma ray parecen estar asociados a una zona de canales amalgamados, los pozos que se encuentran en el área son: GF-110-2, GF-60 y GF-2X (Ver figura 47)

Los colores azules identifican amplitudes positivas y corresponden con zonas donde el espesor de la arena es menor que la resolución vertical de la sísmica y por ende no presentan reflexiones asociadas. En la figura 47 se muestra el registro

gamma ray del pozo GF-64 ubicado sobre la zona de amplitudes positivas, se puede observar que el espesor es aproximadamente es 60 pies mientras que el espesor encontrado por el pozo GF-110-2 es aproximadamente 100pies.



**Figura 47., Registro Gamma Ray de los pozos GF-2X, GF-110-2, GF-65.**

Además de los lentes arenosos se logro identificar un canal distributivo (figura 49) de gran extensión cuya área de acción es de 250 m. Esta área de acción cubre la zona de desplazamiento lateral del canal en distintas etapas de depositación y a diferentes niveles de energía más no se refiere al ancho del canal distributivo. El canal fue perforado por el pozo GF-106, en la figura 50 se muestra el registro Gamma Ray tomado en el pozo, en el se puede apreciar dos paquetes de arena limpia

separados por una traza de arcilla probablemente asociada a un descenso en el nivel de energía.

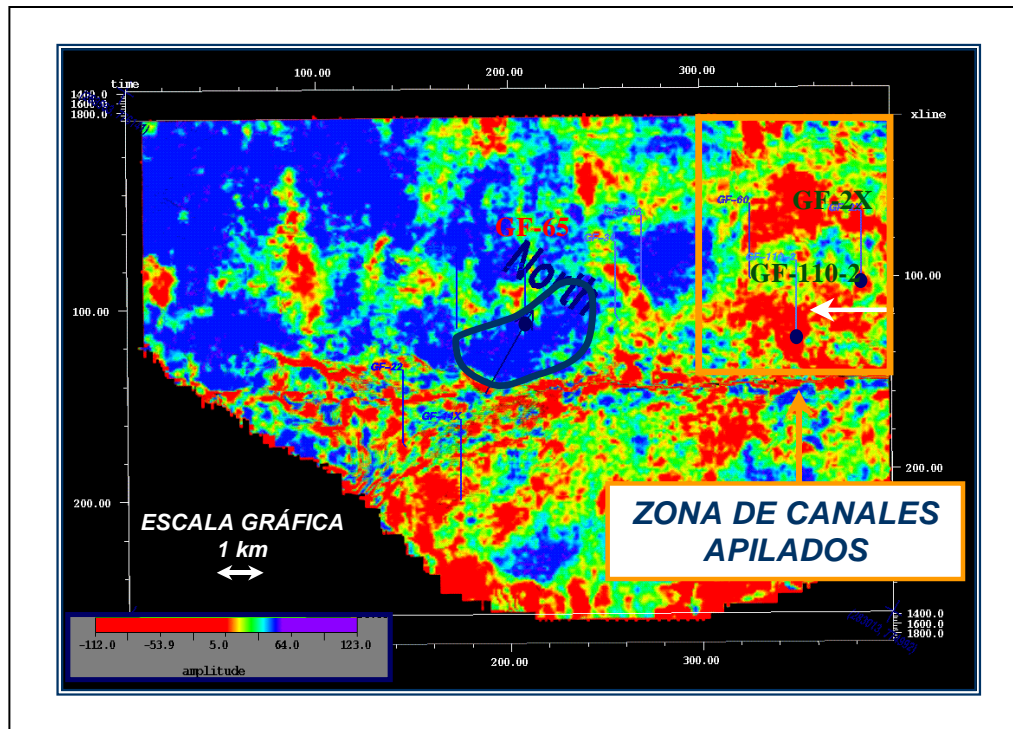


Figura 48., Mapa de opacidad sobre la arena G-9

Asociados a los depósitos de canales distributarios se generan superficies de acreción lateral producto de la migración de un meandro, este depósito se caracteriza por ser granodecreciente hacia el tope y se conoce como barra de meandro. A partir del atributo de opacidad se identificó una barra meandro en las zonas adyacentes al canal previamente identificado. Como apoyo de la interpretación, en la figura 50 se muestra el registro gamma Ray del pozo GF-34 el cual perforó la zona identificada como barra de meandro sobre el se observa que los depósitos arenosos se encuentran hacia la base mientras que el material más fino se encuentra sobre el tope de la secuencia.

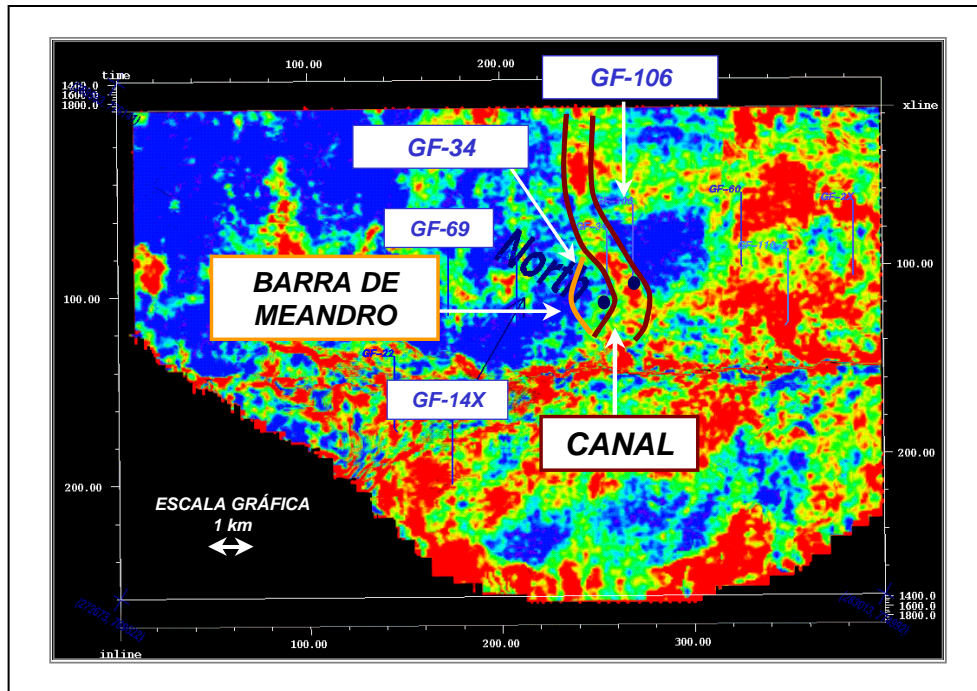


Figura 49., Mapa de opacidad sobre la arena G-9 donde se identifico el canal distributivo

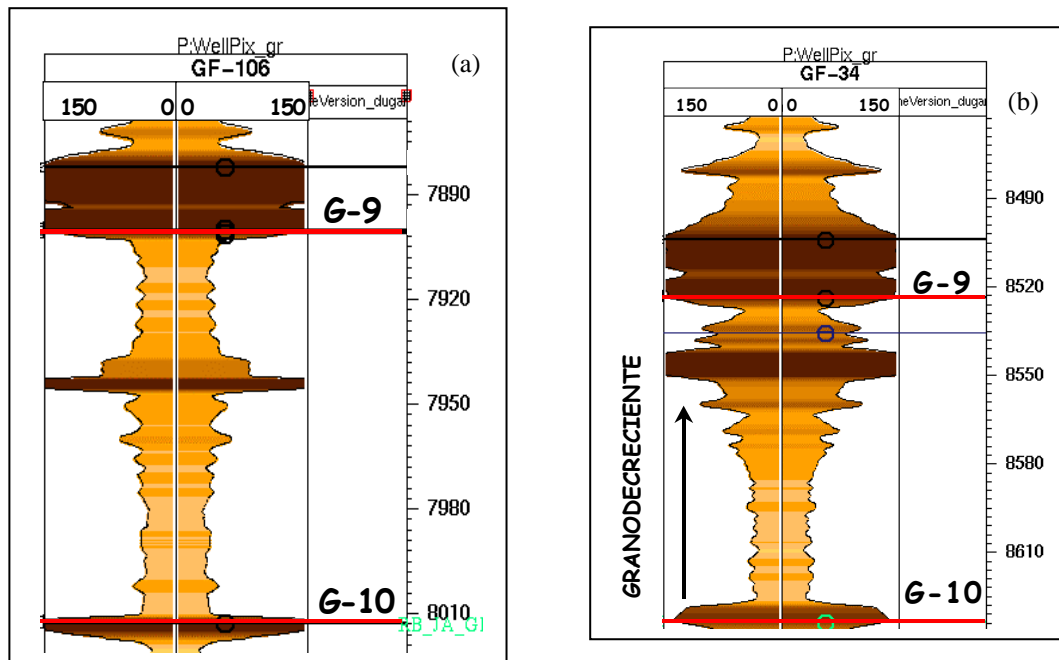


Figura 50., Registro Gamma Ray de los pozos GF-106 y GF-34

El marco estratigráfico indica que para el momento de la depositación de la arena G-9, se alcanzó la máxima cobertura de los mares terciarios dejando zonas emergidas como la zona sur del arco de El Baúl (EPAB 1996), paleoestructura que junto al macizo de Guayana constituyeron las fuentes principales de sedimentos, lo que trae como consecuencia dos direcciones diferentes de aporte de sedimentos una proveniente del Sur (macizo de Guayana) y la otra proveniente del Noreste (Alto de El Baúl). Observando la dirección del canal distributivo identificado sobre la arena G-9 y tomando en cuenta la información antes mencionada, se puede decir que el sentido de la depositación fue Sur - Norte. Además los rasgos sedimentológicos interpretados a partir del atributo sugieren que la arena se depositó bajo un ambiente fluviodeltáico.

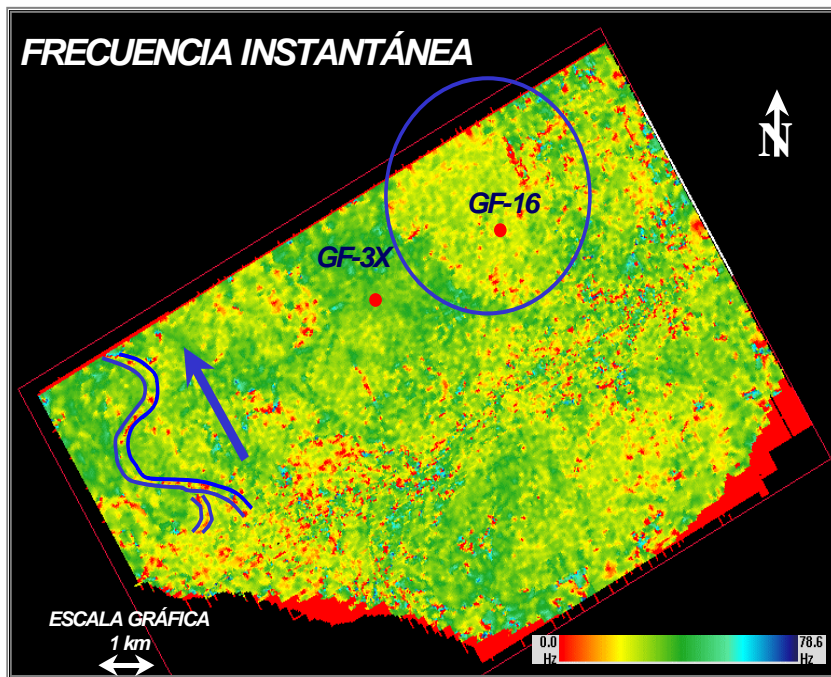
La respuesta de la sísmica para las fallas, como se aprecia en los mapas de la figura 33 y 36, es la misma que expresan los canales distributivos y los lentes arenosos, por ello fue necesario validar la interpretación con la información de pozos

Finalmente es importante mencionar que sobre el Campo Guafita Sur, en el área donde se concentran las perforaciones (zona oeste), presenta zonas de falla afectando las amplitudes en la zona Sur por ello se infiere que la variación del atributo no se encuentra asociada a lentes arenosos sino que responde a la zona antes mencionada.

#### **4.2.3 Arena G-8**

Sobre el mapa de frecuencia instantánea (Figura 51) se observa una anomalía al Noroeste del Campo Guafita Norte, esta anomalía se caracteriza por presentar frecuencias que oscilan entre los 20 y 25 Hz que según revelan los registros Gamma Ray de los pozos GF-16 y GF-45, pozos que se encuentran sobre la zona, (figura 52) corresponden a arenas limpias con un porcentaje de arcillosidad de 5%. Las zonas verdes corresponden a frecuencias mayores a 30 Hz, y parecen corresponder a una

disminución en el espesor de arena como se observa en el registro Gamma ray del pozo GF-32 (Figura 53). Más al noreste de Guafita Norte se identifico otra zona donde se produce una disminución de las amplitudes (Ver figura 54). Estos cambios bruscos en los valores del atributo se deben en principio a una disminución en los espesores de la arena. En la figura 52a se observan los registros de los pozos GF-110, GF-60 y GF-115 donde se muestra la disminución de los espesores en comparación con los pozos GF-16, GF-59 y GF-45 (Figura 52b), adicionalmente se observa que los paquetes arenosos de la zona antes mencionada presentan varias intercalaciones de lutitas que separan las unidades arenosas desde el tope hasta su base mientras que los pozos fuera de la zona de distorsión solo presentan trazas de lutita hacia la base de la secuencia, por ende el contraste de impedancia acústica es mucho mayor al de la zona de distorsión, de allí la marcada diferencia entre ambas zonas.



**Figura 51., Mapa de frecuencia instantánea sobre el tope de la arena G-8**

En apoyo al atributo de amplitud se utilizaron los mapas de frecuencia y fase instantánea (figuras 51 y 56b) por el hecho de ser excelentes identificadores tanto de

continuidad lateral como de adelgazamiento de secuencia. Tal y como se esperaba ambos atributos identificaron satisfactoriamente la zona descrita previamente.

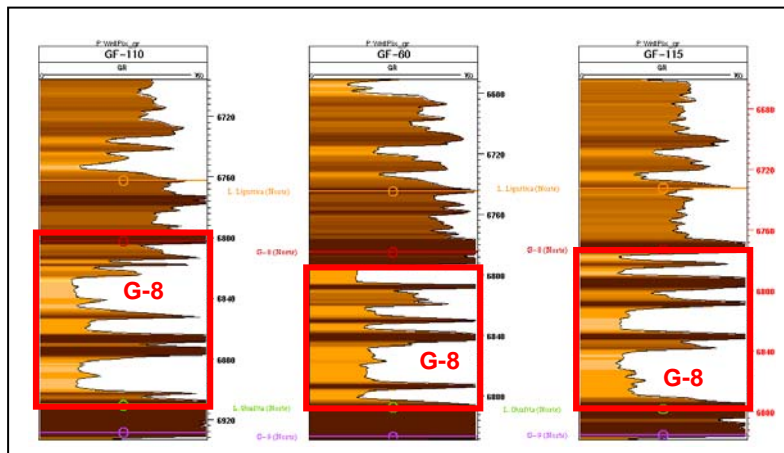


Figura 52a. Registro Gamma Ray de los pozos GF-110, GF-60 y GF-115.

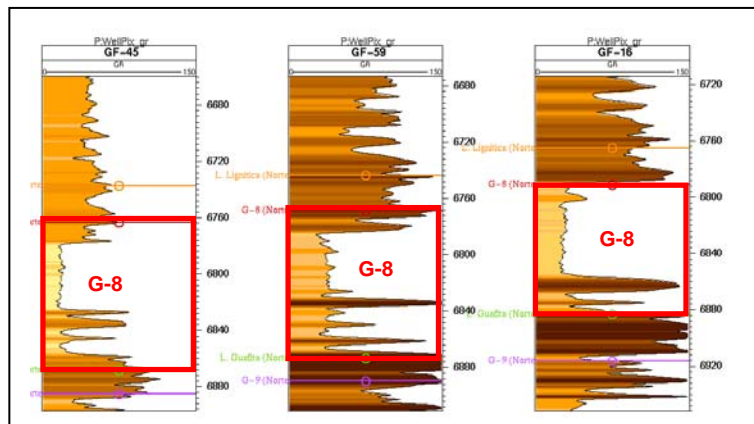


Figura 52b., Registros Gamma Ray de los pozos GF-45, GF-59 y GF-16.

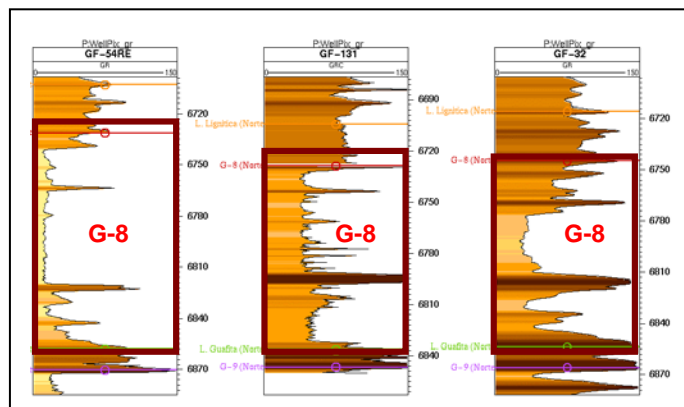
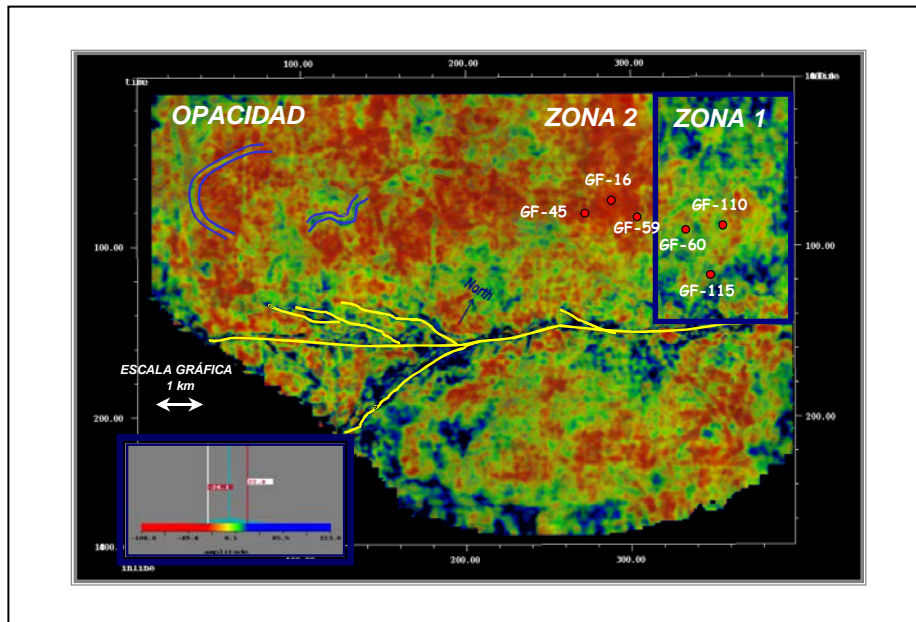


Figura 53., Registros Gamma Ray de pozos GF-54RE, GF-131 y GF-32



**Figura 54., Mapa de opacidad sobre el tope de la arena G-8**

Los atributos sísmicos elaborados sobre el tope de la arena G-8 revelaron la presencia de canales tanto para Guafita Norte como para Guafita Sur. Los atributos que contribuyeron con la interpretación de los canales fueron: frecuencia instantánea, amplitud instantánea, coherencia, fase instantánea y opacidad; siendo la coherencia sísmica el atributo que presentó mejor respuesta para la identificación de los canales mostrando ser el más adecuado para determinar rasgos sedimentológicos sobre los horizontes sísmicos interpretados pero solo el conjunto de atributos permitió la interpretación adecuada de estos rasgos.

Sobre el atributo de frecuencia se logró identificar un primer canal hacia la zona Oeste del Campo Guafita Norte, con dirección Noroeste – Sureste (figura 51), este canal presenta frecuencias cercanas 0 Hz. De igual forma puede observarse el canal sobre el mapa de amplitudes generado a partir del horizonte interpretado (figura 55), el canal corresponde con amplitudes negativas intermedias (-20 a -30), además se

observa que sobre la zona cóncava del meandro las amplitudes aumentan y esto parece corresponder con zonas donde los espesores de arena son mucho mayores, esta interpretación esta basada en el hecho de que los depósitos conocidos como barras de meandro presentan paquetes arenosos de mayor espesor en comparación con los espesores del canal ya que hacia esa zona se acumula todo el material arenoso que el río va socavando tanto lateral como verticalmente. A medida que el canal se desplaza lateralmente, genera más espacio para la acomodación de los sedimentos por ello los paquetes arenosos son más prominentes, lo que influye directamente sobre las amplitudes.

Hacia la zona este del mapa de amplitudes tanto en Guafita Sur como en Guafita Norte se interpretaron dos canales que se caracterizan por presentar amplitudes bajas (0 a -15). El hecho de que ambos presenten características similares en cuanto a valores de amplitud y geometría, conduce a pensar que se trata de un mismo canal, esto se evidencia en la figura 55 donde se muestra la trayectoria del canal el cual, asumiendo que se trate de un mismo canal, aparece truncado por la falla Guafita Caño Limón y presenta un desplazamiento lateral hacia el noroeste de 680m. Esta interpretación constituye otra evidencia del carácter dextral de la falla Guafita Caño Limón.

Analizando el marco cronoestratigráfico de la arena G-8 a partir de la columna, se observa que la misma se deposito entre el Oligoceno y el Mioceno Temprano. Sabiendo que la información obtenida a partir de los atributos sísmicos depende de la configuración sedimentológica del tope de la arena y tomando en cuenta que los canales son los últimos rasgos impresos visibles sobre el tope de la secuencia se puede inferir en principio que para el momento de la depositación de la arena la falla no se encontraba activa, además el desplazamiento desde el momento de su reactivación hasta reciente equivale a 680m (figura 55).

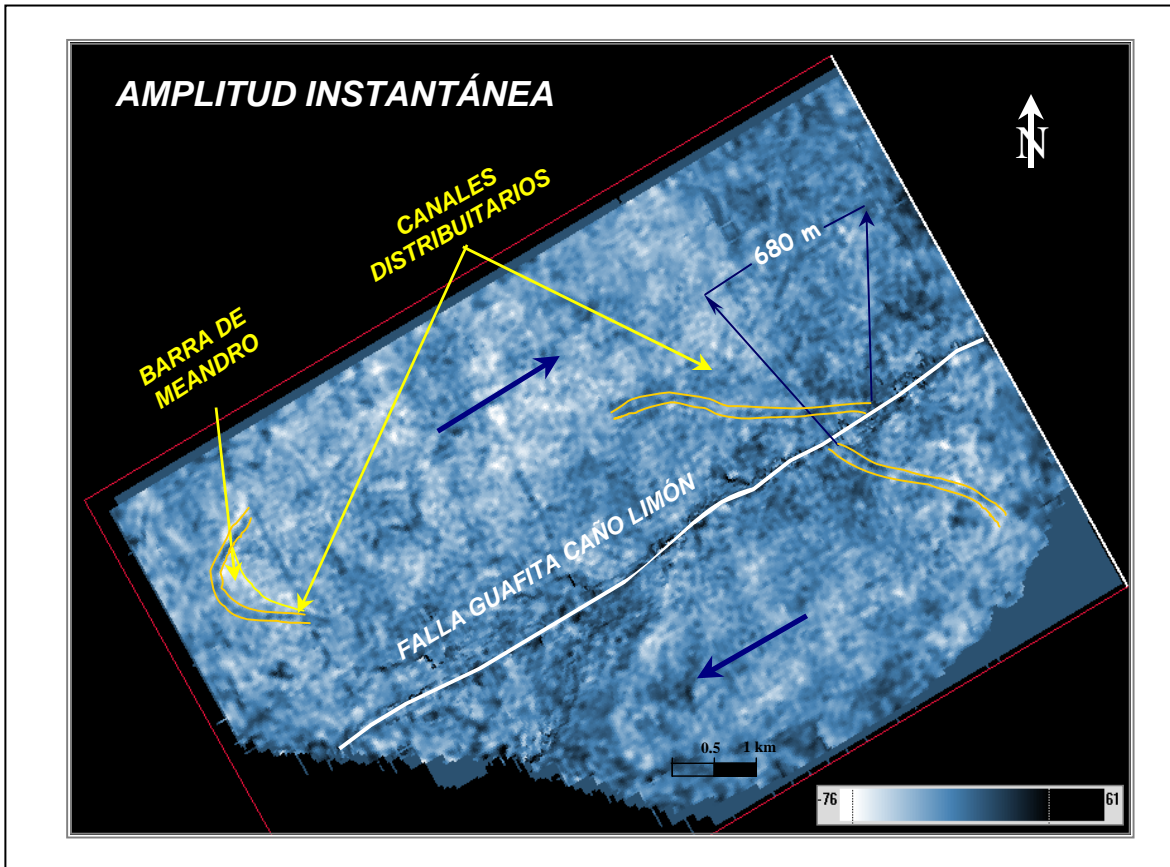
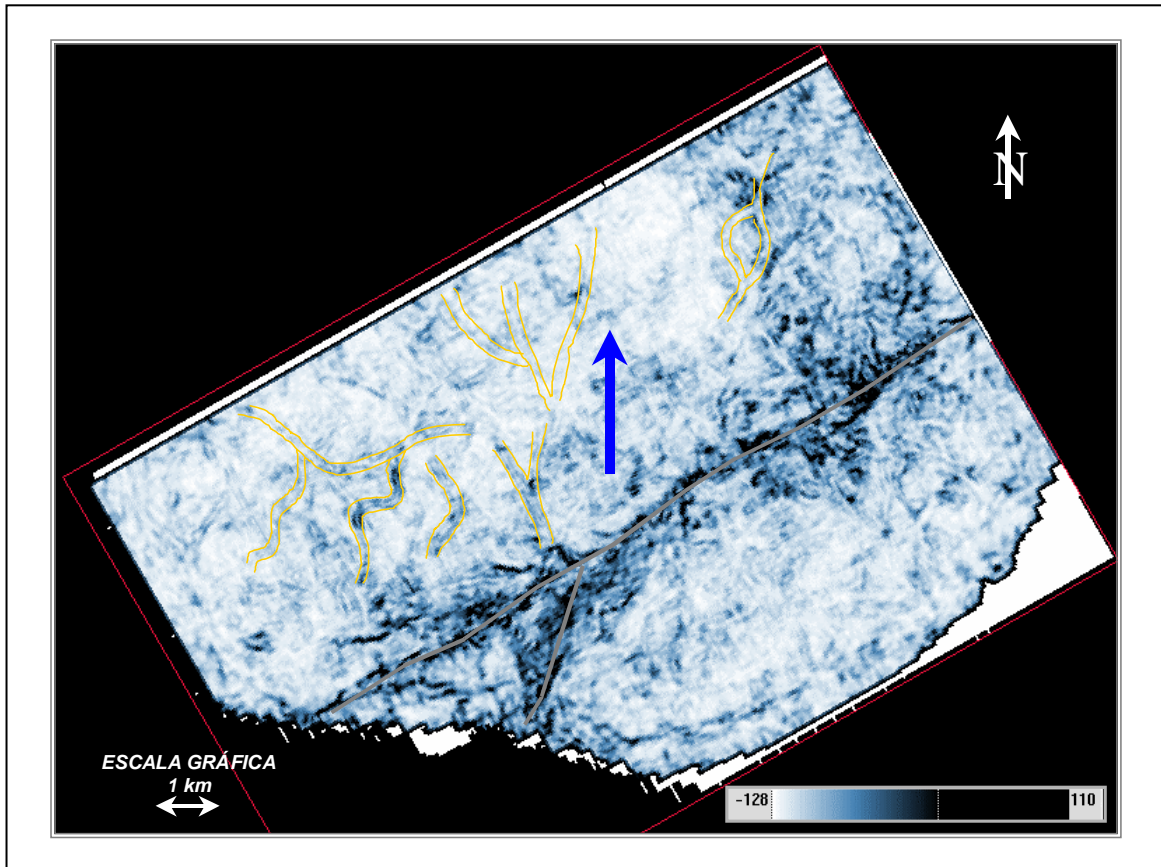


Figura 55., Mapa de amplitudes sobre el tope de la arena G-8.

La coherencia sísmica extrae información de la semejanza entre las trazas, lo que permite hacer un análisis de la forma de la traza sísmica, este análisis permitió verificar la continuidad del horizonte, lo cual está relacionado con la continuidad de los paquetes arenosos. A partir del mapa de coherencia (figura 56) también se interpretaron un conjunto de canales distribuitarios que no pudieron ser interpretados con los atributos de amplitud y frecuencia instantánea. En la figura se muestra la trayectoria de los canales a lo largo del mapa de coherencia. Se identificaron tres direcciones preferenciales de aporte de sedimentos, una norte sur y otra suroeste – noreste y otra sureste - noreste. Los canales con dirección norte sur y noreste suroeste presentan diversas ramificaciones hacia la zona norte y noreste del Campo Guafita

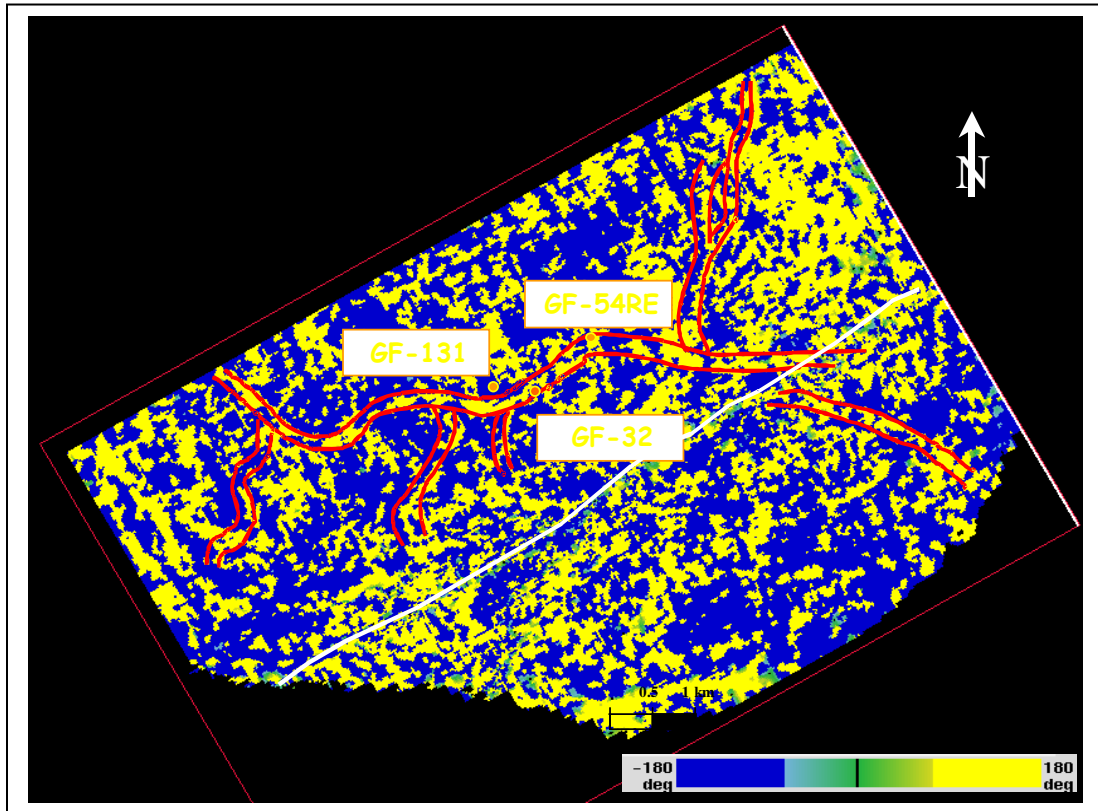
Norte y su trayectoria parece haber sido cortada por el canal con dirección este oeste, lo que lo ubica cronológicamente como un evento posterior.



**Figura 56., Mapa de Coherencia sobre el tope de la Arena G-8**

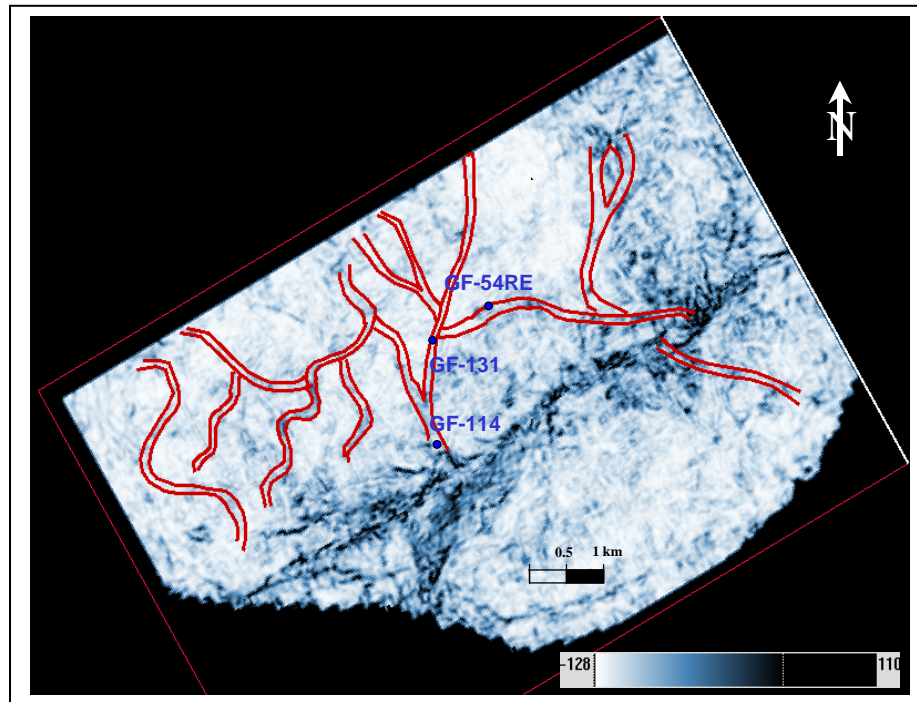
Finalmente se analizó el atributo de fase para la identificación de canales. Como se explicó anteriormente la expresión sísmica para la mayoría de los canales interpretados corresponden a amplitudes débiles, pero el atributo de fase no depende de las amplitudes, por ende facilita la identificación de ese tipo de reflexiones. En la figura 56 b se presenta el mapa de fase instantánea, a partir del mismo se elaboro una interpretación preliminar de la trayectoria del canal con dirección este – oeste por el

hecho de presentar valores de atributo similares tanto para el canal observado en el atributo de coherencia como el observado en el atributo de amplitud.



**Figura 56 b., Mapa de fase instantánea sobre el tope de la arena G-8**

Luego de observar todos los mapas de atributos se elaboró una interpretación final de los canales identificados en cada uno de los mapas, esta interpretación se elaboró tomando en cuenta la geomorfología de los canales y estableciendo una dirección de paleocorriente sabiendo que el eje del depocentro de la formación Guafita se encuentra hacia la zona norte del Campo WEC Evaluacion de Pozos 1997. En la figura 57 se muestra la configuración final, en ella se observa un canal principal ubicado en la zona central del campo Guafita norte, un afluente del mismo con dirección aproximada este – oeste y grupo de canales meandriantes hacia la zona oeste noroeste.



**Figura 57., Mapa de Coherencia sísmica con la interpretación final de los canales distributarios**

A partir de la configuración antes descrita se puede decir que la dirección de depositación es noreste suroeste con sentido sur norte, por ello se infiere que los espesores de arena aumentan en dirección norte fuera del área de cobertura de la sísmica.

Luego de la revisión de los informes de análisis sedimentológicos de los núcleos de los pozos GF-26, GF-5X y GF-16 se determinó que la arena G-8 presenta episodios de influencia marina y esta aumenta hacia la zona noroeste. Esto aunado a la presencia de canales distributarios sugieren como ambiente de depósito un ambiente fluvio-deltaico con influencia marina. Adicionalmente esto esta soportado por el hecho de que en los registros gamma ray se observan paquetes arenosos limpios intercalados con lutitas de bajo espesor lo que probablemente indica fluctuaciones en el nivel del mar.

Como se puede observar en los mapas de atributos las zonas de fallas poseen clara representación sísmica, este tipo de zona produce una distorsión que afecta el patrón normal de reflexiones y por ende enmascara cualquier rasgo estratigráfico presente en los horizontes interpretados, por ello sobre la zona oeste del Campo Guafita Sur se elaboró un análisis más detallado del atributo de amplitud sobre el mapa de G-8 y su correspondencia con los datos de pozos y se observó que para el GF-55, GF-139 y GF-198 las amplitudes son  $-2$ ,  $-42$  y  $-6$  respectivamente (ver figura 57a). El pozo GF-55 perforó una arena limpia de 120 pies de espesor. El pozo GF-139 también perforó una arena limpia de menor espesor que el pozo anterior, el pozo GF-198 perforó paquetes de arena limpia con trazas de lutita, además los pozos GF-156 y GF-121 presentan amplitudes de  $-34$  y  $-38$  respectivamente y ambos perforaron pequeños paquetes de arena separados por trazas de lutita y finalmente el pozo GF-118 perforó la arena con las mismas características de los pozos GF-156 y GF-121 y presenta un valor de amplitud de 4 ver figura 57b.

Si se observa la columna suprayacente a la arena G-8, esta varía para todos los pozos analizados. Para el pozo GF-55 el cual presenta un valor de amplitud bajo se encuentra una columna de arena de bajo porcentaje de arcillosidad pero mayor a la del estrato inferior mientras que para el pozo GF-42 la amplitud es alta y presenta arenas arcillosas suprayacentes a la arena de interés. Esto indica que no es posible relacionar las altas amplitudes o las bajas amplitudes con arenas limpias, además indica que las reflexiones sobre la arena G-8 están altamente influenciadas por las discontinuidades del estrato suprayacente. El resto de los pozos analizados presenta las mismas características por ende no parece ser apropiado presentar predicciones litológicas solo en base a los atributos sísmicos, por ello se elaboró un análisis estadístico utilizando mayor cantidad de pozos y que permita definir si es posible formular predicciones.

Como resultado de la interpretación elaborada sobre el campo Guafita Sur se determinó, a partir del atributo de amplitud y los datos de pozo, la existencia de un

canal con dirección noroeste sureste, coherente con la interpretación elaborada sobre el Campo Guafita Norte, en el mapa de amplitud se observan los pozos que perforaron el canal, además se observa que a diferencia del Campo Norte la expresión sísmica corresponde con amplitudes que varían entre  $-20$  y  $-44$ , aumentando a medida que se acercan a la falla Guafita Caño Limón.

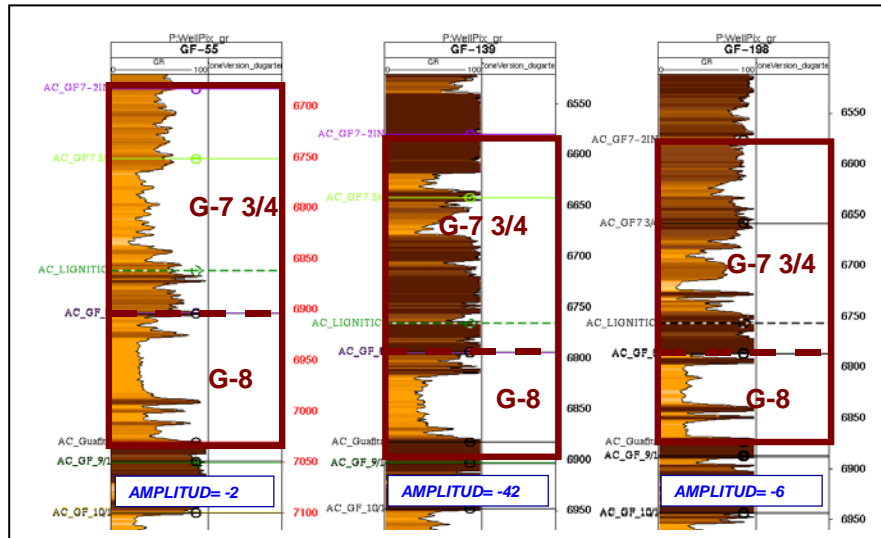


Figura., 57a Secciones guía con los registros Gamma ray de los pozos GF-55, GF-139 y GF-198

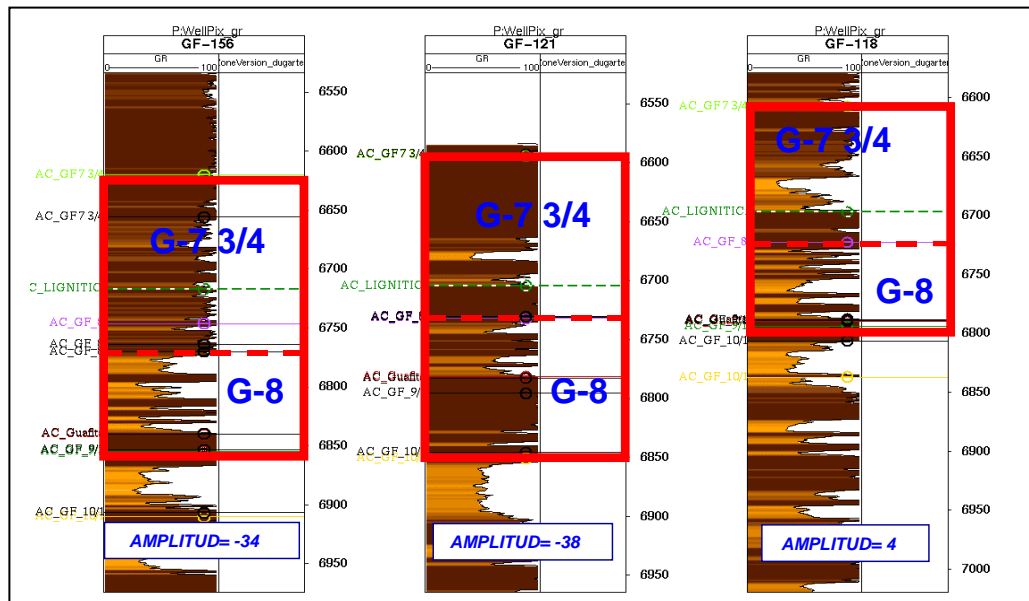


Figura 57b., Secciones guía con los registros Gamma Ray de los pozos GF-156, GF-121 y GF-118

#### 4.2.4 Arena G-7 $\frac{3}{4}$

El atributo de amplitud elaborado sobre la arena G-7  $\frac{3}{4}$  muestra en condiciones generales una amplia variación de la propiedad. Las máximas amplitudes para el campo Guafita Sur se registran sobre la zona suroeste. El análisis de las secciones guía con los registros gamma ray muestran en la figura 58 que para el pozo GF-188 una arena se encontró una arena de 40 grados API y suprayacente a la misma una columna de arcilla arenosa de gran espesor la cual en el mapa de amplitudes esta representada por un valor de -27. Para el pozo GF-31 se encontró una arena de 30 grados API intercalada con arenas arcillosas y una columna suprayacente de arena arcillosa de 70 grados API y esta representada por una amplitud de -39. Las configuraciones antes expuestas se presentan para el resto de los pozos analizados (figura 58) por ende solo se podría decir que el mapa de amplitud, sobre la zona objetivo corresponde con zonas arenosas mas no expresa variaciones en el espesor de la arena, además se observa que el mapa de amplitudes se encuentra altamente influenciado por las discontinuidades del estrato suprayacente y por ende enmascara algunas variaciones laterales de la arena que solo es posible visualizar con los pozos.

Para el campo Guafita Norte el mapa de amplitudes presenta una variación que refleja las discontinuidades tanto del estrato suprayacente como de la arena en base a la cual se elaboro el atributo. Además se estima que la arena suprayacente también presente canalizaciones por tratarse de una misma secuencia de depositacion lo que genera condiciones locales en las reflexiones sobre el tope de la arena que se pueden traducir en cambios de la polaridad del evento sísmico a lo largo del campo. Este comportamiento se observa en la zona este del mapa de amplitud sobre el tope de la arena G-7  $\frac{3}{4}$  (figura 59) donde se observan valores positivos, estos valores están relacionados con zonas donde el estrato suprayacente presente bajo porcentaje de arcillosidad y la arena G 7  $\frac{3}{4}$  presente alto porcentaje de la propiedad. En la figura 60 muestra los registros gamma ray de 2 pozos ubicados en la zona noreste del Campo

Guafita norte, en ambos registros se observa que el intervalo G-7 ¾ presenta un aumento en el porcentaje de arcilla con respecto al intervalo inmediatamente superior.

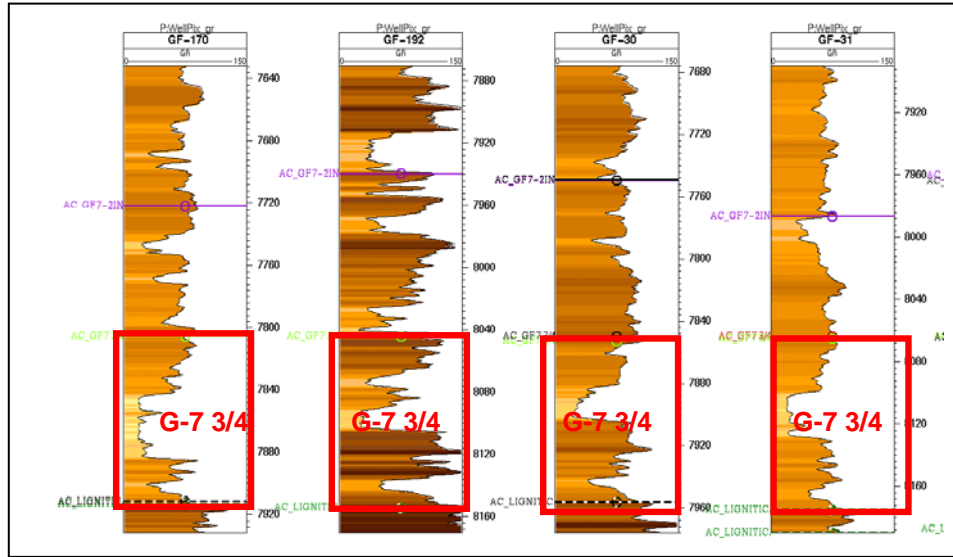


Figura 59., Registros Gamma Ray de los pozos GF-170, GF-192, GF-130 y GF-31

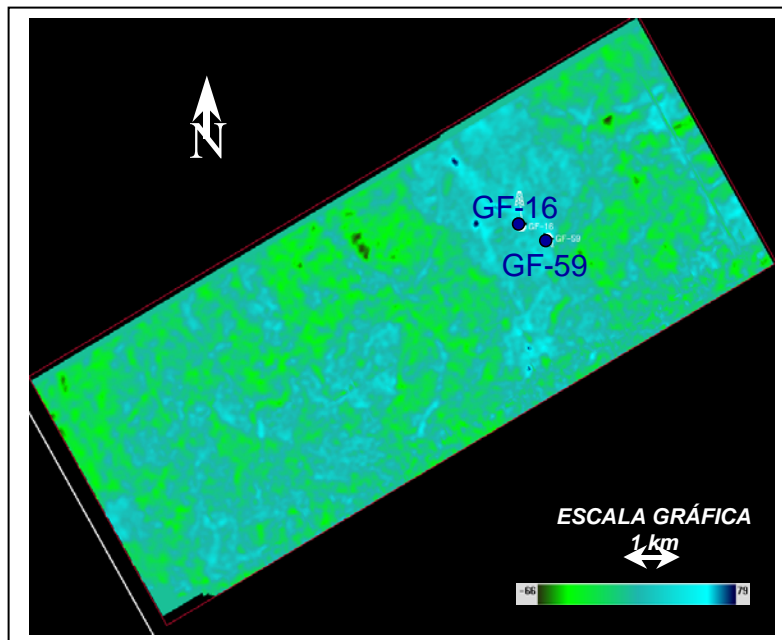
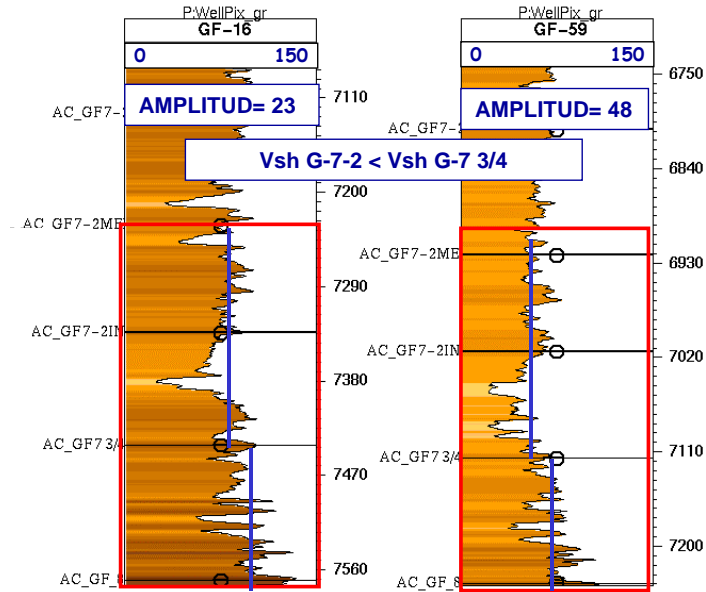


Figura 59., Mapa de amplitud sobre la arena G 7 ¾, zona norte



**Figura 60., Registros Gamma Ray de los pozos GF-16 y GF-59**

A partir del atributo de coherencia y con apoyo en el resto de atributos se logro identificar un sistema de canales meandriformes para todo el horizonte, con orientación noreste – suroeste, la expresión sísmica de los canales es variable, pueden corresponder con amplitudes tanto bajas (0,- 10) como intermedias (-10,-25) pero se hacen evidentes a partir de la coherencia sísmica aunque sobre el atributo de amplitud pueden observarse pero con menor grado de detalle. Otro de los atributos que contribuyo en gran medida a la identificación de canales fue el atributo de fase (figura 61), este atributo no depende de la fuerza de la reflexión por ende permitió enfatizar las canalizaciones representadas por amplitudes bajas.

Basándose en el análisis de todos los atributos y tomando en cuenta el sentido inferido para el estrato infrayacente se estima sur norte el sentido de la depositación ver figura 62b. Además la presencia de los canales, y el alto porcentaje de arcillosidad observado en los registros, sugiere que la arena G-7 ¾ se deposito en un ambiente fluvio deltáico, en el sub ambiente más próximo al continente es decir la planicie deltáica.

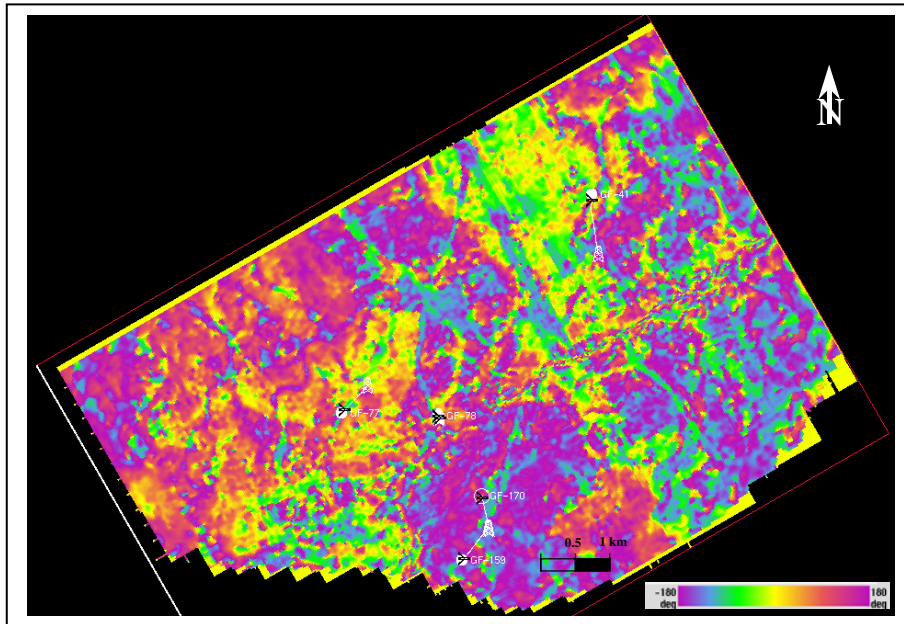


Figura 61a., Mapa de fase sobre la arena G 7  $\frac{3}{4}$ , zona norte

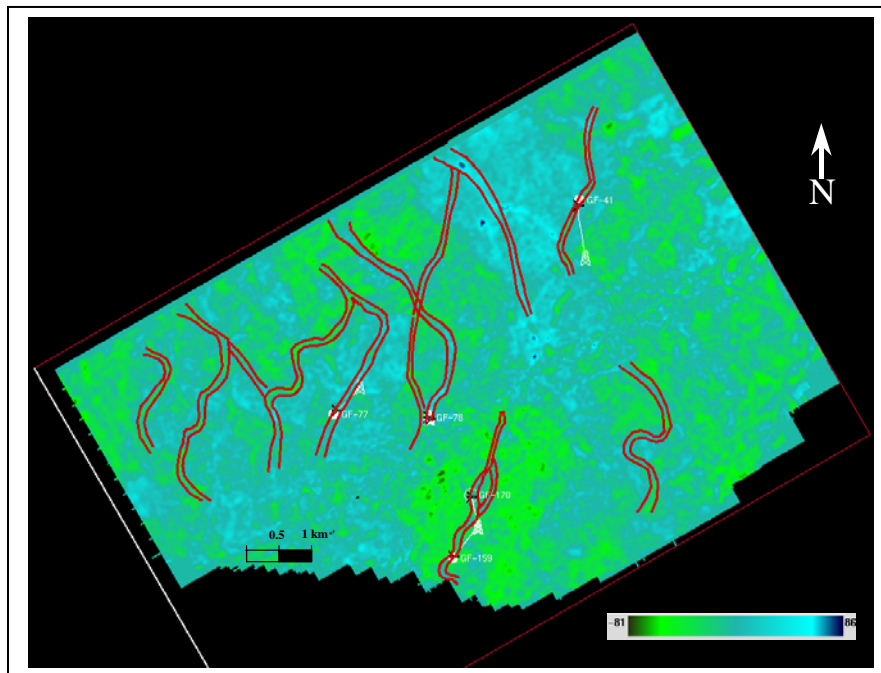


Figura 61b., Mapa de amplitud sobre la arena G 7  $\frac{3}{4}$  mostrando los canales

### 4.3 Factibilidad de elaboración de mapas de pseudopropiedad.

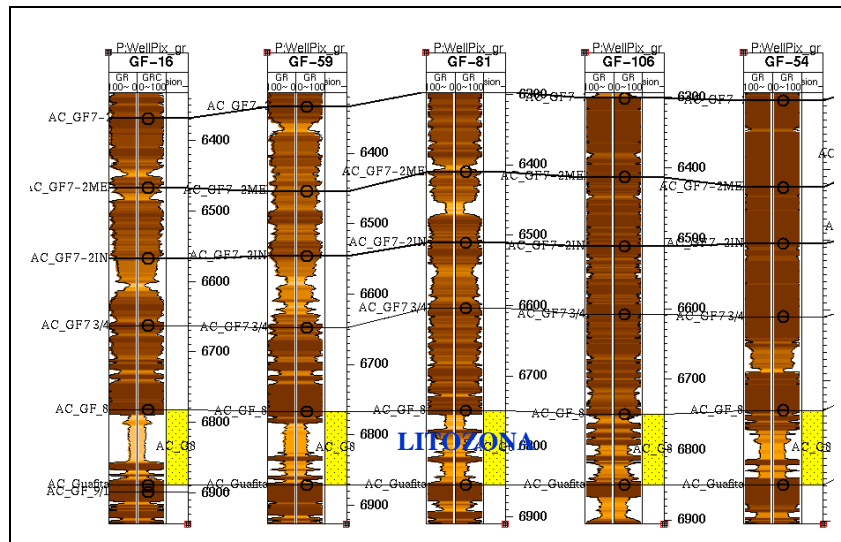
Uno de los principales requerimientos para la elaboración de mapas petrofísicos a partir de los datos sísmicos es la existencia de una densidad de pozos que aporten información que permita hallar una correlación confiable entre los atributos sísmicos y los parámetros petrofísicos en el área de estudio, la densidad de información requerida depende del tamaño del área de estudio.

Para el caso de estudio se considero la información disponible como altamente densa ya que se cuenta con 205 pozos perforados en un área de 70km<sup>2</sup>. Los pozos se encuentran bien distribuidos sobre el campo Guafita Norte mientras que sobre el campo Guafita sur solo se localizan en la zona oeste, sobre el alto estructural.

En principio se dividió el campo en 2 zonas, Campo norte y Campo sur, separados por la falla principal Guafita Caño Limón. Para Campo sur se seleccionaron 30 pozos como base de inicio, distanciados de la falla principal. Para campo norte, por el hecho de contar con una densidad menor de pozos, se utilizaron 20 pozos bien distribuidos sobre toda el área y separados de la zona de falla.

En el programa Wellpix de Geoframe se generaron litozonas (ver figura 62) para cada uno de los intervalos y cada uno de los pozos tanto de la zona sur como de la zona norte.

Las litozonas son intervalos que van desde el tope de una arena hasta la base de la misma y estan limitadas por los marcadores geologicos. Las litozonas definidas fueron: G7-3/4—Lutita Lignitica y G8—Lutita de Guafita y fueron útiles para resaltar las área de estudio, visualizar las curvas dentro de la zona y hacer un control de calidad de los valores aportados por el petrofísico.



**Figura 62., Definición de litozonas en Wellpix**

Los datos cargados al sistema fueron: porosidad, permeabilidad, arena neta total y porcentaje de arcillosidad. Cada uno de los valores, durante la etapa de carga, fue asignado a los horizontes a utilizar que para el caso fueron G-7  $\frac{3}{4}$  y G-8, tanto sur como norte. Una vez cargados los datos se elaboro la correlación de los atributos sísmicos con cada una de las propiedades petrofísicas por separado, es decir se correlacionó el grupo de atributos sísmicos con la porosidad se genero la matriz que contiene los coeficientes de regresión para esos datos, luego con los mismos atributos se elaboro el cálculo de los coeficientes de regresión para otra propiedad. Por consiguiente se calculo una matriz de calidad para cada uno de las propiedades, sin embargo los resultados se mostraran en una tabla que contiene los atributos y el conjunto de coeficientes de regresión para todas las propiedades.

Partiendo del análisis de los coeficientes de regresión se seleccionaron los atributos a transformar, los valores mínimos de correlación fueron extraídos de la tabla de valores críticos para coeficientes de regresión (Tomado de Trujillo 2001), luego utilizando la ecuación de la recta de mejor ajuste entre los datos se transformaron los mapas de atributos sísmicos en mapas de propiedades petrofísicas guiados por la sísmica. Para determinar la validez de los mapas se utilizo el análisis de facies y algunos datos de pozos.

**Tabla 3., Valores críticos de correlación para coeficientes de correlación dependiendo del número de pozos**

<b>Valor crítico de correlación</b>	
<b># de pozos</b>	<b>Coeficientes de Correlación</b>
9	0,666
10	0,632
11	0,602
12	0,576
13	0,553
14	0,532
15	0,514
16	0,497
17	0,482
18	0,468
19	0,456
20	0,444
21	0,433
22	0,423
23	0,413
24	0,404
25	0,396
26	0,388
27	0,381
28	0,374

Es importante resaltar que la arena G-10 no fue caracterizada por el hecho de presentar el efecto de entonación sobre toda la arena y, para la zona donde el espesor de arena puede ser reconocido por la sísmica, no existe información de pozos.

La elaboración de los mapas de pseudopropiedad consistió en hallar una propiedad petrofísica, bien sea porosidad, permeabilidad o ANT, que se correlacionara con uno o más atributos sísmicos lo suficiente como para ser usado como dato suplementario para graficar las propiedades de un yacimiento. Los mapas se elaboraron para ambos Campos pero solo para las arenas G-8 y G-7 <sup>3</sup>/<sub>4</sub> por cumplir con los requisitos para este tipo de mapas. Haciendo memoria de lo descrito en los capítulos anteriores se determino que la arena G-10 presentaba el efecto de entonación sísmica sobre Guafita Norte y parte de Guafita Sur y la zona donde no se presenta el problema no contiene una densidad de pozos tal que permita su

caracterización. A continuación se presentaran los resultados de la elaboración de los mapas y posteriormente el análisis por cada mapa.

### 4.3.1 Arena G-8 Campo Guafita Norte

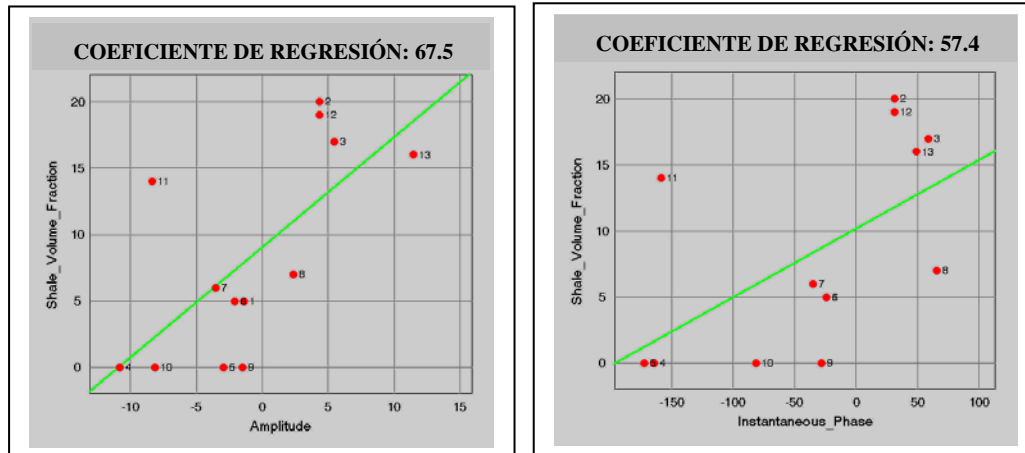
La matriz de calidad elaborada para los datos petrofísicos y los atributos sísmicos sobre el horizonte G-8, Guafita Norte dio como resultado una correspondencia de las propiedades: porcentaje de arcillosidad, porosidad y permeabilidad. Los valores se muestran en la figura 63. Para el porcentaje de arcillosidad el coeficiente de correlación entre la fase instantánea y la amplitud fueron 57.3 y 67.5% respectivamente. Según indica la tabla de valores críticos (Figura 64c) ambos coeficientes se encuentran por encima por ende pueden ser utilizados para la transformación atributo propiedad. Para la porosidad los atributos que mostraron correspondencia fueron: Polaridad aparente y Polaridad aparente integrada con valores de 61.9 y 61% respectivamente y finalmente el atributo polaridad aparente mostró correspondencia con los datos de permeabilidad.

**MATRIZ DE CALIDAD**

	Shale Volume_Fraction	Gross_Porosity	Net_Thickness	Net_Pay Permeability
Instantaneous_Phase (AN - Grid)	57.363	13.6348	13.1743	2.13636
Instantaneous_Frequency (AO - Grid)	17.0047	11.4488	3.43766	5.43887
Reflection_Strength (AP - Grid)	15.5846	20.6742	22.6171	8.18819
Amplitude (AQ - Grid)	2.51287	17.7261	14.7772	5.8643
Integrated_Instantaneous_Frequency (AT - Grid)	5.03769	27.8539	18.1841	3.0291
Integrated_Reflection_Strength (AU - Grid)	6.52317	2.72189	18.3482	1.46829
Heterogeneity_Instantaneous_Phase (AV - Grid)	2.66602	26.1448	27.0486	3.68966
Heterogeneity_Instantaneous_Frequency (AW - Grid)	3.54681	22.3848	16.2075	16.3819
Heterogeneity_Reflection_Strength (AX - Grid)	26.8134	26.158	1.42864	2.10866
Heterogeneity_Seismic_Amplitude (AY - Grid)	2.94862	10.6323	5.01237	10.4585
RMS_Amplitude (AZ - Grid)	8.19047	0.65082	17.309	3.21029
Amplitude (BL - Grid)	1.45595	24.0341	14.9067	9.91563
Apparent_Seismic_Polarity (BM - Grid)	17.341	61.9087	7.86683	51.1585
Integrated_Seismic_Amplitude (BN - Grid)	1.15073	40.6721	30.6979	21.9716
Integrated_Apparent_Seismic_Polarity (BO - Grid)	25.155	61.0089	6.39454	45.3442
Amplitude (BS - Grid)	67.471	33.2502	7.22869	3.55478

Color Scale: < 20 (blue), 20 to 40 (green), 40 to 60 (yellow), 60 to 80 (orange), > 80 (red)

Figura 64., Matriz de calidad entre Atributos y Petrofísica para G-8, Guafita Norte.



Valor crítico de correlación	
# de pozos	Coefficientes de Correlación
11	0,602
12	0,576
13	0,553
14	0,532

**Grafico 65., Coeficientes de regresión para el porcentaje de arcillosidad contra amplitud (a) y Fase instantánea (b). (c) Valores de coeficientes de correlación crítica para los datos correspondientes a amplitud y fase instantánea.**

La figura 65 muestra la relación Fracción de Arcilla – Amplitud. Se observa que el atributo disminuye en valor absoluto hasta llegar a 0 a medida que aumenta el porcentaje de arcilla y cambia de sentido cuando el porcentaje supera 9% de allí en adelante aumenta de forma proporcional a la amplitud.

De igual forma sucede con el gráfico Volumen de arcilla – Fase Instantánea, lo valores del atributo decrecen en valor absoluto con la disminución del volumen de arcilla y luego cambia el sentido en 7% para continuar creciendo a medida que aumenta el porcentaje de arcilla.

Mapas de fracción de arcilla.

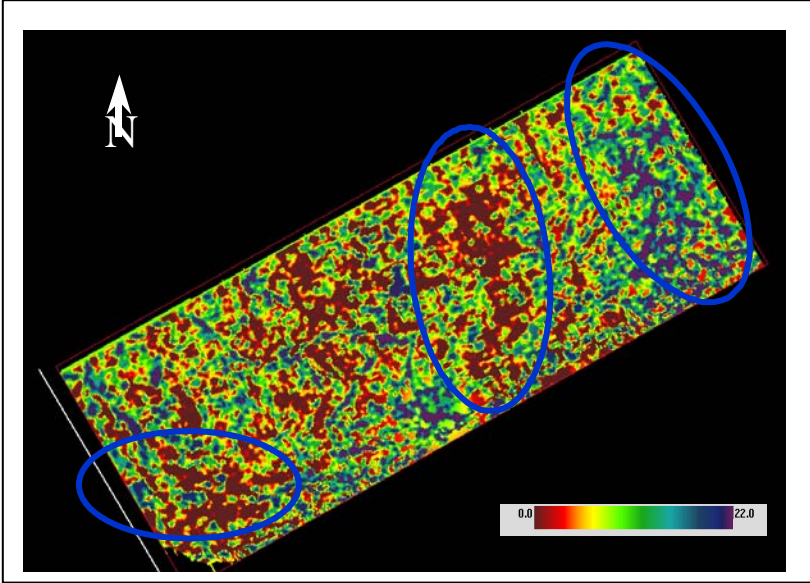


Figura 66., Mapa de arcillosidad estimada a partir de la amplitud.

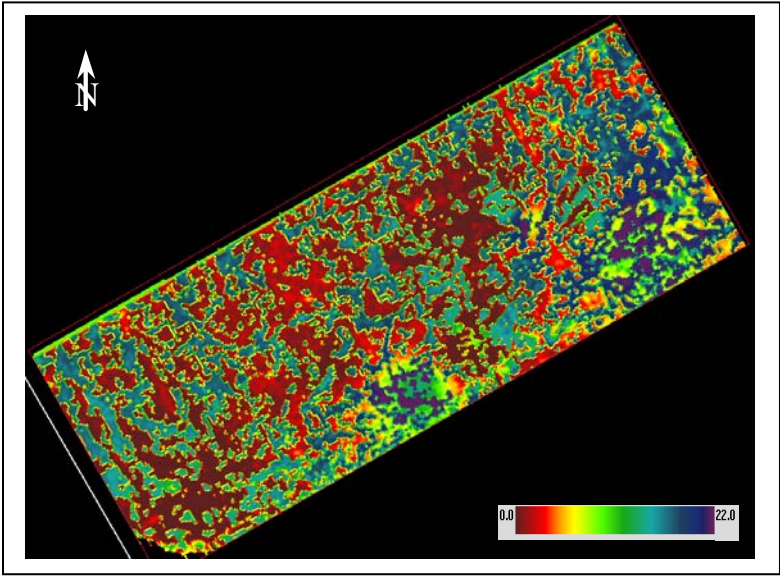


Figura 67., Mapa de porcentaje de arcillosidad estimado a partir de la fase instantánea

Los mapas de porcentaje de arcillosidad figuras 66 y 67, muestran un aumento de la arcillosidad hacia la zona este (colores azules), mientras que hacia la zona oeste y central los porcentajes son menores inclusive se describen como zonas de arenas muy limpias a juzgar por el bajo valor de la arcillosidad (colores rojos oscuros). En el mapa de amplitud – fracción de arcilla se observa con mayor detalle la zona antes mencionada, esto se debe que la correlación entre ambos parámetros fue mayor que la correlación fase instantánea – fracción de arcilla.

A niveles regionales el mapa parece corresponder con el análisis de atributos sísmicos y las facies identificadas descritas anteriormente pero a niveles locales los mapas no parecen aportar información confiable. Utilizando el trazado de los canales y analizando el valor de fracción de arcilla se observa que estos presentan mayores porcentajes de arcillosidad dentro del canal que sobre las zonas adyacentes y como se sabe los depósitos propios de canal están relacionados con arenas limpias por ende presentan muy bajo porcentaje de arcillosidad.

Cuando se elaboró el análisis de facies se mencionó que las canalizaciones entre sí presentaban diferencias en los valores de los atributos, estas diferencias se deben principalmente a las discontinuidades del medio suprayacente.

Para explicar el fenómeno observado en el mapa de arcillosidad es necesario imaginar un medio continuo, Medio 1 y suprayacente al mismo, otro medio discontinuo, Medio 2, donde de los cambios laterales son más abruptos. Además se conoce que las reflexiones sobre la interfaz entre los dos medios depende de los contrastes de impedancia acústica. Como el Medio 1 es continuo su impedancia acústica no varía lateralmente mientras que para el Medio 2 si lo hace, por ello la información obtenida a partir de las reflexiones sobre la interfaz dependerán, en gran parte, de los cambios en la impedancia acústica del Medio 2, por ende los atributos sísmicos extraídos para el tope del Medio 1 contendrán mucha información del medio suprayacente.

Para el caso de estudio, el medio continuo esta representado por la arena G-8 y el medio discontinuo por la arena G-7  $\frac{3}{4}$ , al extraer los atributos sísmicos sobre el tope de la arena G-8, se logran observar con claridad los cambios regionales mientras que aquellos cambios locales presenta variaciones en cuanto a su expresión sísmica por ello los canales pueden aparecer como zonas tanto de alto como de bajo porcentaje de arcillosidad.

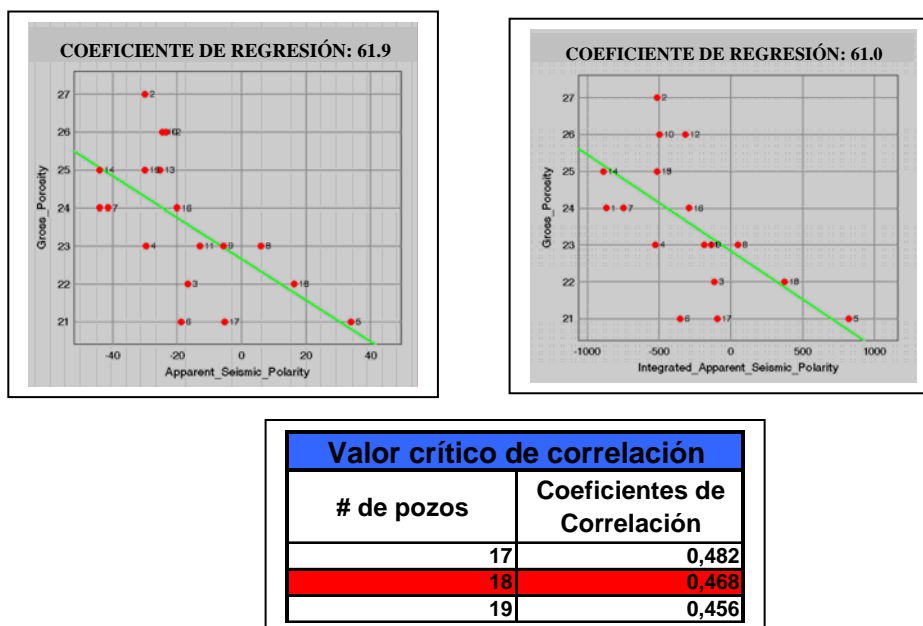


Figura 68., Coeficientes de regresión para Porosidad contra Polaridad aparente y polaridad aparente integrada. Tabla de valores críticos para la correlaciones presentadas en los gráficos.

Los gráficos 68 a y b muestran la relación entre la porosidad y la polaridad sísmica tanto integrada como de superficie ambos según los valores de correlación se encuentran por encima del valor crítico mostrado en la figura 68 c por ello se genero el mapa de porosidad a partir de ambos atributos.

La polaridad aparente esta relacionado con la fuerza de la reflexión por consiguiente los valores expresan la magnitud de la misma y el signo expresa la polaridad de la onda. En este gráfico se observa una relación inversamente

proporcional entre los valores de los atributos y la porosidad así como también se observa que la polaridad cambia a positivo al disminuir la porosidad por debajo de 22%

#### Mapa de porosidad

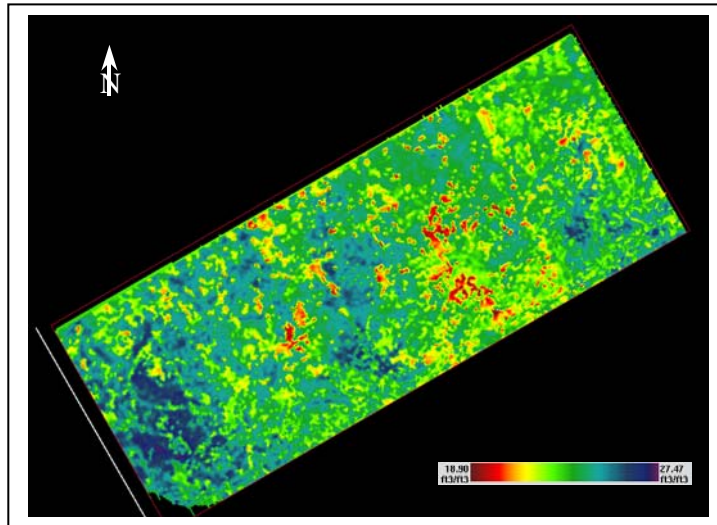


Figura 69., Mapa de porosidad a partir del atributo de polaridad aparente

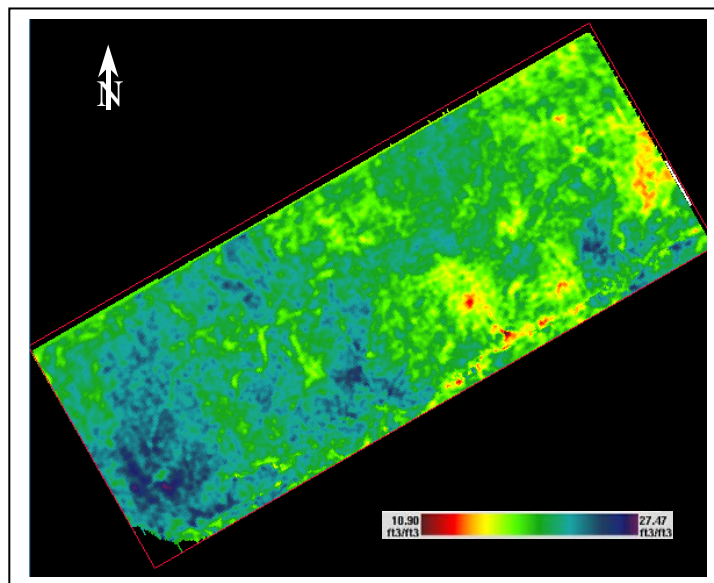


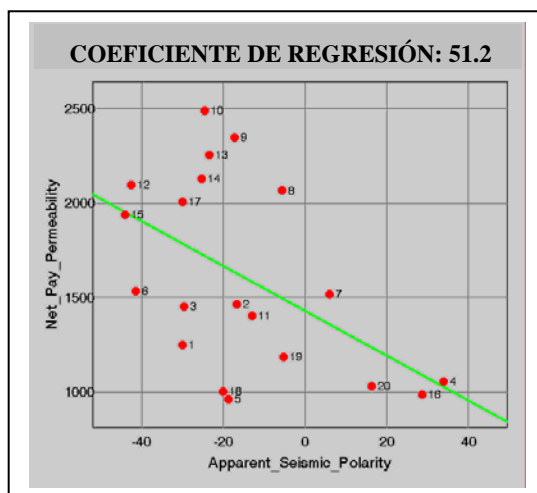
Figura 70., Mapa de porosidad a partir del atributo de polaridad aparente integrada.

La diferencia entre el mapa de porosidad elaborado a partir del atributo volumétrico y el mapa elaborado con el atributo de superficie es la magnitud de

información presentada. El mapa porosidad estimada a partir del atributo de polaridad aparente muestra información tanto de carácter local como regional mientras que el mapa porosidad estimada a partir de la polaridad aparente integrada muestra solo las tendencias regionales.

En la figura 70 se muestra el mapa de porosidad estimada – a partir de la polaridad aparente integrada, se observa que las mayores porosidades se localizan hacia la zona oeste del campo mientras que hacia la zona sur las porosidades disminuyen. Por otro lado hacia la zona central del mapa se observa una anomalía que representa una zona donde de las porosidades son menores. Se resalta que los rangos de variación de las porosidades son estrechos por consiguiente el mapa expresa los cambios más sutiles de la porosidad.

De igual forma se observó sobre ambos mapas que las canalizaciones presentan rangos de amplitudes variables a lo largo de su trayectoria por ello solo se toma como confiable la tendencia regional mas no los cambios locales expresados por el mapa.

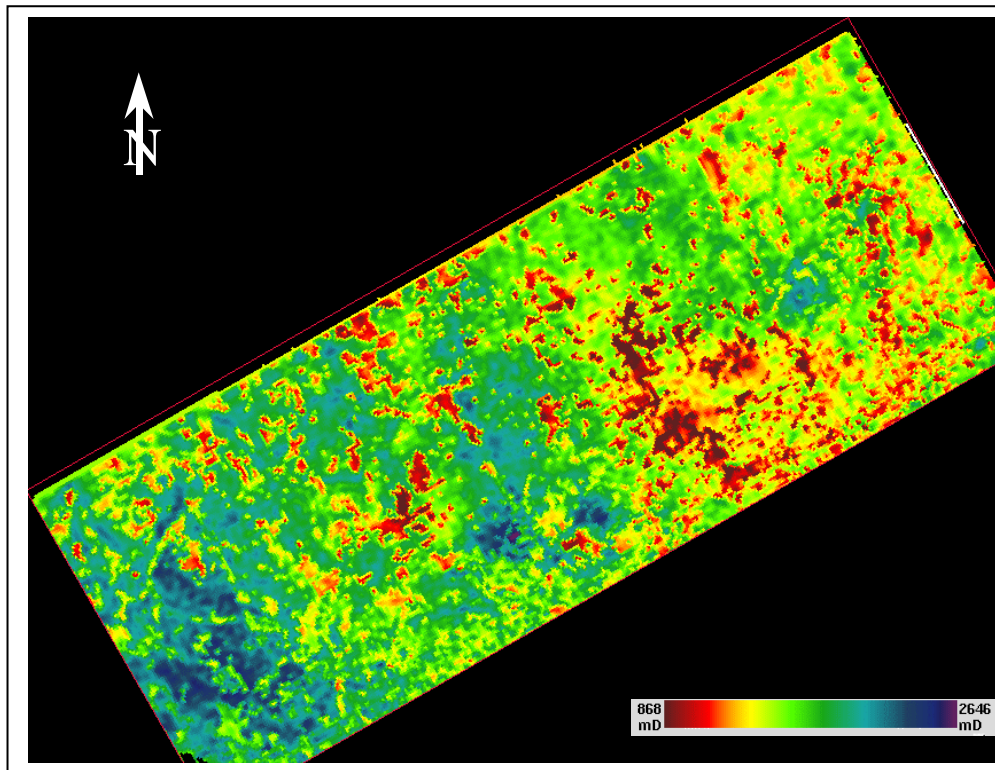


Valor crítico de correlación	
# de pozos	Coefficientes de Correlación
19	0,456
20	0,444
21	0,433

**Figura 71., Coeficiente de regresión para la Permeabilidad contra la Polaridad Aparente. Tabla de correlación crítica para la relación permeabilidad polaridad sísmica aparente.**

En la figura 71 se observa la relación ente la permeabilidad y la polaridad aparente, de igual forma que el caso anterior se observa una relación inversamente proporcional entre la permeabilidad y el atributo. También se observa que los valores del atributo cambian de signo a positivo a medida que la permeabilidad disminuye.

#### Mapa de permeabilidad



**Figura 72., Mapa de permeabilidad a partir del atributo de polaridad aparente**

Para el mapa de permeabilidad el rango de variación de los datos se encuentra entre 868mD y 2646mD. La mayor parte de la zona este presenta permeabilidades menores con respecto a la zona oeste, estas varían entre 868 y 1100mD. Las permeabilidades para la zona oeste varían entre 1200 y 2600mD. No se aprecia ninguna alineación que permita establecer tendencias sobre la variación de la

propiedad y nuevamente se determinó que la propiedad varía ampliamente a lo largo de la trayectoria de los canales.

Cuando se analizan de forma integrada los mapas y los datos de pozo se observó que el porcentaje de arcillosidad corresponde con zonas donde la porosidad disminuye de la misma forma que la permeabilidad. Adicionalmente se observó que hay consistencia sobre las propiedades, lo que indica que la calidad de la arena como roca yacimiento mejora hacia esa zona.

La parte central del mapa parece no ser consistente para todas las propiedades por el hecho de presentar menor fracción de arcilla sobre el área donde las porosidades y permeabilidades son menores pero analizando el mapa se observó que los valores estimados son consistentes con los datos de pozos por ende se puede inferir que para el área central del mapa, la fracción de arcilla no afecta la porosidad, por lo que se piensa que la porosidad pudo haber sido afectada por el escogimiento de los granos.

#### **4.3.2 Arena G-8 Guafita Sur**

Para esta zona la matriz de calidad muestra poca relación entre los atributos sísmicos y los datos petrofísicos (figura 73) solo una de las propiedades presenta un valor de correlación mayor al 50%, valor muy por encima del valor crítico presentado en la figura 74b, Tal es el caso del porcentaje de arcillosidad y el atributo frecuencia instantánea heterogénea, este atributo muestra la naturaleza heterogénea del cualquier patrón de reflexiones, una de sus aplicaciones más importantes es la detección de capas de arcilla en cuerpos arenosos Attributes help Geoframe 2006, por ello es de esperarse que las zonas que presenten los mayores valores del atributo corresponden con zonas más estratificadas y como es el caso de la arena G-8, la cual presenta paquetes arenosos limpios intercalados con arcillas de poco espesor.

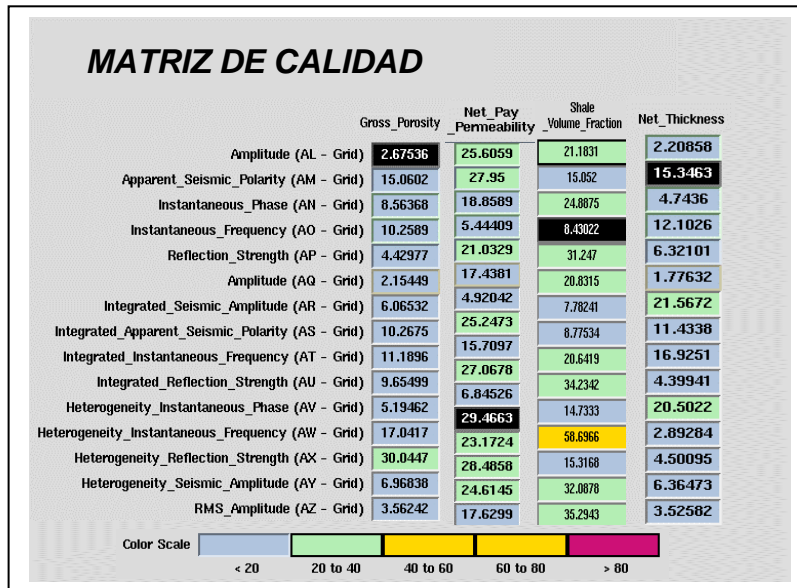
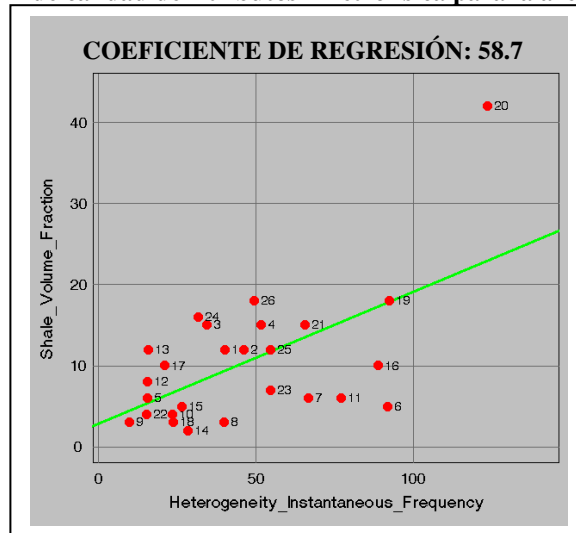


Figura 73., Matriz de calidad de Atributos – Petrofísica para la arena G-8, Guafita Sur



Valor crítico de correlación	
# de pozos	Coefficientes de Correlación
25	0,396
26	0,388
27	0,381

Gráfico 74., (a) Coeficiente de regresión del volumen de arcilla contra Frecuencia instantánea Heterogénea. (b) Tabla de valores críticos para el gráfico de porcentaje de arcillosidad contra frecuencia instantánea heterogénea

En el gráfico 74a se observa la relación entre la frecuencia instantánea heterogénea y el volumen de arcilla y se puede apreciar como los valores del atributo aumentan a medida que crece el porcentaje de arcillosidad dentro de la arena.

Mapa de fracción de arcilla

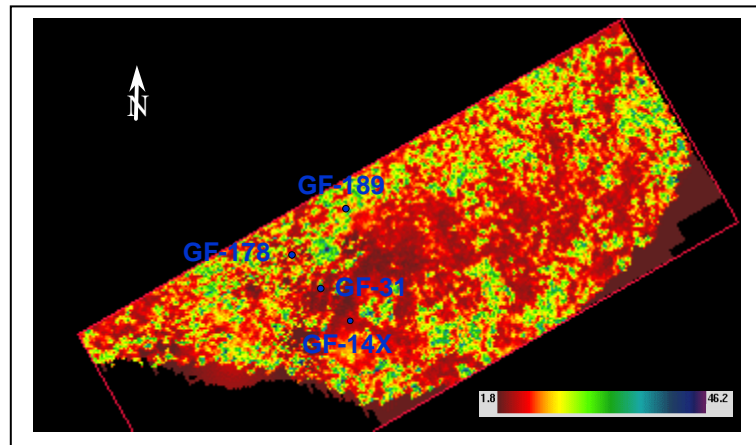


Figura 75., Mapa de fracción de arcilla para la arena G-8, Guafita Sur

Sobre el área central del mapa de fracción de arcilla (figura 75) se observa una zona (colores rojos) donde el porcentaje de arcilla es bajo y se mantiene constante sobre toda el área mientras que hacia las zonas límite del campo la propiedad presenta mayor gradiente de variación lateral.

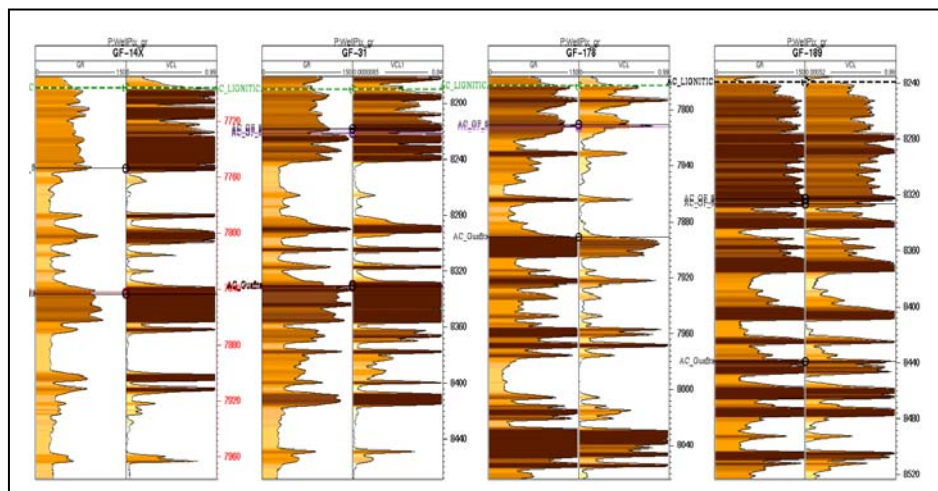


Figura 76., Sección guía con los registros Gamma Ray y Porcentaje de arcillosidad de los pozos GF-14X, GF-31, GF-178 y GF-189

Para elaborar un control de calidad del mapa se utilizaron cuatro puntos de control, los pozos GF-14X, GF-31, GF-178 y GF-189. Estos pozos se muestran en la figura 75, en ellas se observan las curvas de fracción de arcilla y el registro gamma ray. Comparando los valores aportados por el mapa y los determinados en las curvas se observa que los valores presentan alta correspondencia. Otro de los medios para determinar la capacidad predictiva del mapa fue analizar la trayectoria del canal interpretado sobre el campo Guafita Sur, a partir de este análisis se observó que la trayectoria coincide con zonas de bajo porcentaje de arcillosidad. Todo esto indica que el mapa podría ser útil para elaborar predicciones sobre el comportamiento de la arena a lo largo del campo Guafita Sur.

#### 4.3.3 Arena G-7 ¾, Campo Guafita Norte

Los coeficientes de regresión calculados para la arena G-7 ¾ muestran valores por debajo del límite establecido para la estimación de las propiedades petrofísicas (figura 76). La cantidad de valores utilizado oscila entre 18 y 29 pozos, el valor más alto se encontró entre la amplitud y el volumen de arcilla y corresponde a 41,5%. El resto de los valores están por debajo del 20%, es decir no existe buena correlación entre la sísmica y las propiedades petrofísicas. La poca correlación puede deberse a la baja resolución de la sísmica en Guafita Norte, además tanto el medio suprayacente como la arena propiamente dicha son altamente discontinuas lo que afecta la respuesta sísmica sobre la interfase.

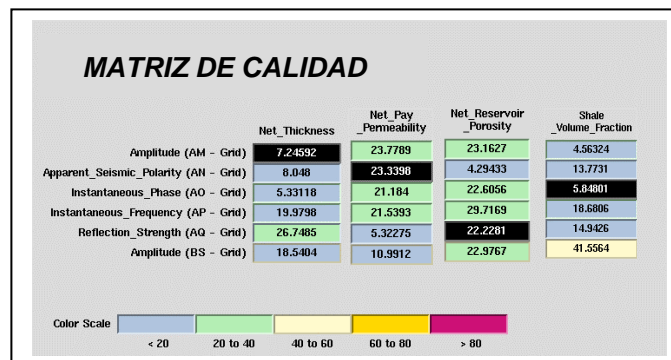
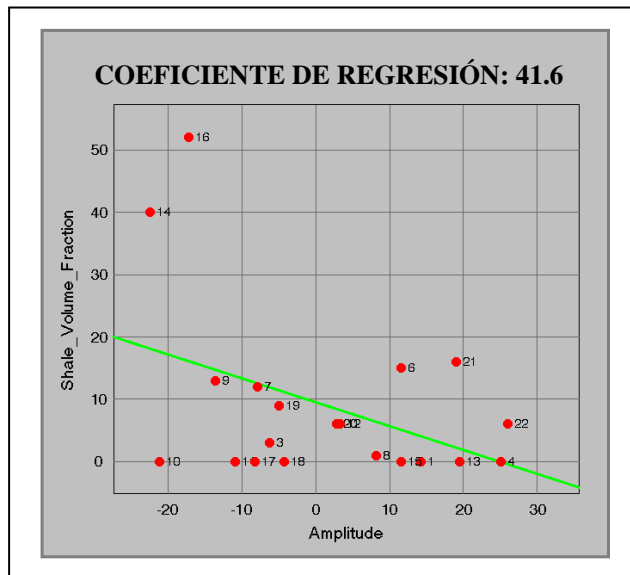


Figura 76., Matriz de calidad entre Atributos y Petrofísica para la arena G-7 ¾, Guafita Norte



<b>Valor crítico de correlación</b>	
<b># de pozos</b>	<b>Coefficientes de Correlación</b>
17	0,482
18	0,468
19	0,456
20	0,444
21	0,433
22	0,423
23	0,413
24	0,404
25	0,396
26	0,388
27	0,381
28	0,374
29	0,367
30	0,361

**Figura 77., Coeficientes de regresión entre la amplitud y el porcentaje de arcillosidad (b) Tabla de Valores críticos para la arena G-7 ¾.**

En la figura 77a se observa la relación entre el porcentaje de arcillosidad y la amplitud, El gráfico muestra que el coeficiente de correlación es 41,6% para una densidad de datos igual a 18. Si observa la tabla de Valores críticos de correlación para esa cantidad de datos (Figura 77b), se puede constatar que la correlación no es suficiente como para establecer la existencia de una correlación entre ambos la propiedad y el atributo.

#### **4.3.4 Arena G-7 ¾ Guafita Sur.**

La matriz de calidad para la arena G-7 ¾ muestra mejor correlación entre las propiedades petrofísicas y los atributos. Para este caso el atributo que presentó el coeficiente de regresión más alto fue la fuerza de la reflexión, tanto para la porosidad como para la permeabilidad. Los valores son: 61.9% para la permeabilidad y 65% para porosidad. En la Figura 78 se pueden observar los coeficientes de regresión para todos los atributos y las propiedades petrofísicas, además se muestra que los coeficientes de regresión obtenidos están muy por encima de los valores críticos por ello fue posible establecer que la relación atributo – propiedad es confiable.

El aumento en la correspondencia entre los atributos y la petrofísica, con respecto al campo Guafita Norte, probablemente se deba al aumento en la resolución vertical para esta área, además puede estar relacionado directamente con características del medio suprayacente, indicando que el mismo es más continuo hacia el área Sur por ende las reflexiones están respondiendo a los cambios sobre la arena G-7 ¾ en lugar de representar variaciones de ambos medios.

Se destaca que los atributos volumétricos elaborados en base a la arena G-7 ¾ no presentaron ninguna tendencia apreciable y no fueron útiles para la identificación de facies en el análisis de atributos, esto probablemente está relacionado con la alta heterogeneidad de la arena G-7 ¾ y el medio suprayacente. Por esta razón no se utilizaron para la evaluación estadística.

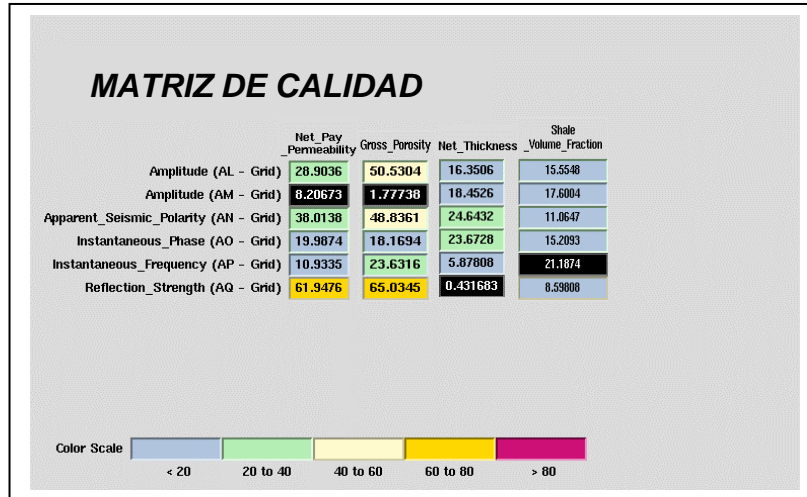
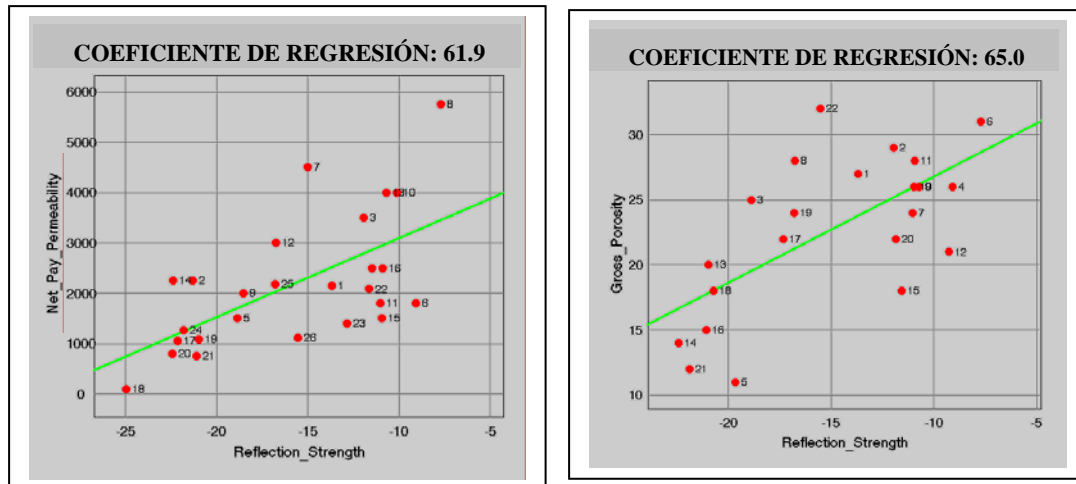


Figura 78., Matriz de la calidad entre Atributos y Petrofísica



Valor crítico de correlación	
# de pozos	Coefficientes de Correlación
20	0,444
21	0,433
22	0,423
23	0,413
24	0,404

Figura 79.,(a) y (b) Coeficientes de regresión para el atributo fuerza de la reflexión contra porosidad y permeabilidad. (c) Tabla de valores críticos p[ara la arena G-7 ¾, Guafita Sur

Las propiedades porosidad y permeabilidad están relacionadas, por ello en el gráfico presenta la misma tendencia de variación para ambas. A medida que el valor absoluto de la fuerza de reflexión disminuye aumentan ambas propiedades.

Mapas de Porosidad estimada y permeabilidad estimada

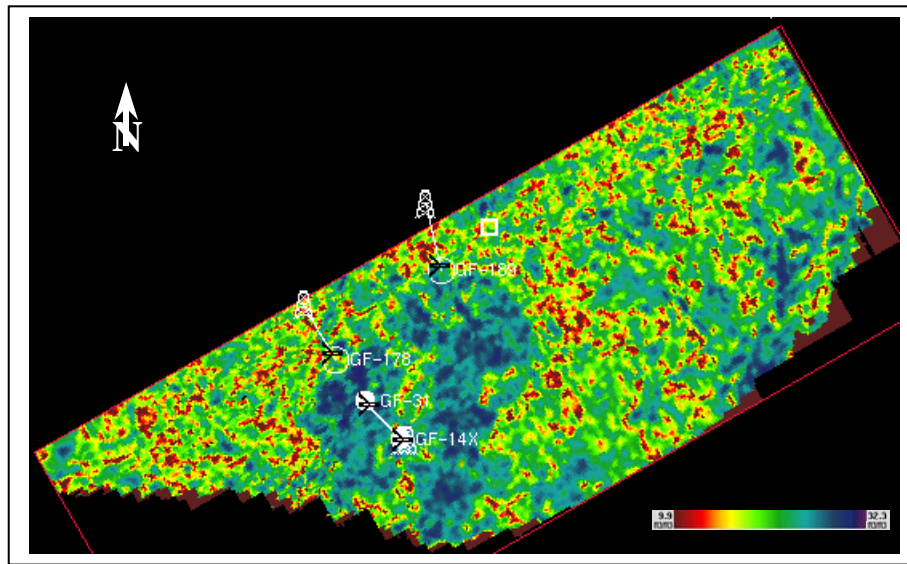
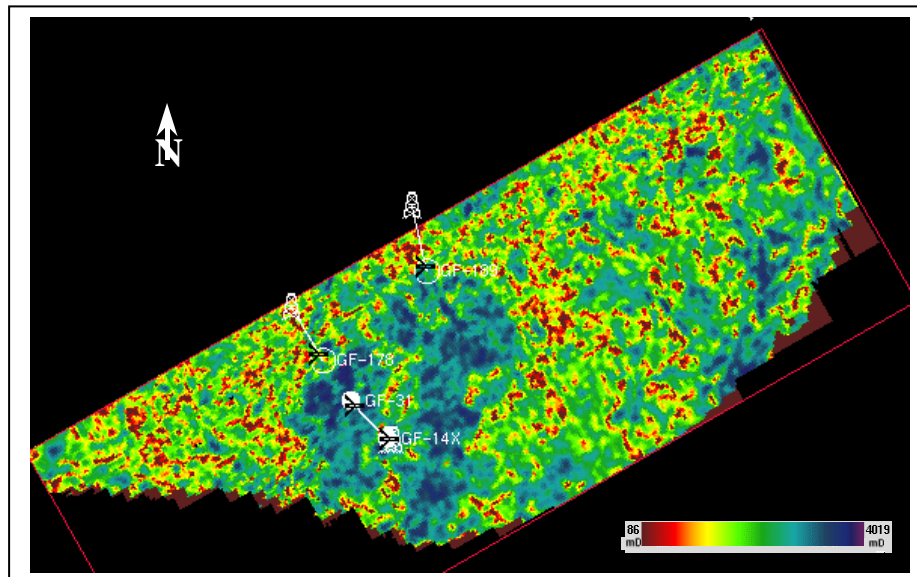


Figura 80a., Mapa de Porosidad estimada a partir del atributo fuerza de la reflexión



Figuras 80b, Mapa de permeabilidad estimada a partir del atributo fuerza de la reflexión

El mapa de porosidad (figura 80a) muestra un rango de variación entre 9.9 y 32.3%, hacia la zona centro oeste del mapa se observa una anomalía caracterizada por altas porosidades. Al oeste y al este de la anomalía se presentan grandes variaciones laterales de la propiedad. Las variaciones laterales en la zona oeste probablemente están relacionadas con la presencia de fallas, las cuales producen el efecto de distorsión sobre los atributos sísmicos. Para la zona este no es posible adjudicar la variación lateral de los valores a rasgos estructurales debido a que sobre la zona oeste no presenta fallas apreciables por la sísmica por consiguiente se estima que las variaciones laterales representen condiciones locales, desde el punto de vista sedimentológico, que afectan las propiedades de la roca. El mapa de permeabilidad (figura 81) presenta las mismas tendencias que el mapa de porosidad por la relación que presentan ambas propiedades y por el hecho de partir del mismo atributo.

Haciendo un análisis de la capacidad de predicción de los mapas se observó que los mismos tienden a sobrestimar el valor de las propiedades. Se seleccionaron como puntos de control los pozos GF-31, GF-14X, GF-178 y GF-189 y para todos los casos, exceptuando el pozo GF-189, la propiedad leída en el mapa es mayor a la real, además las facies de canales no mantienen un valor de propiedad fijo para toda la trayectoria. Basándose en los análisis se deduce que el mapa no es altamente confiable para elaborar predicciones sobre el comportamiento de las propiedades petrofísicas.

## 5. CONCLUSIONES

El sistema estructural del Campo Guafita se encuentra dominado principalmente por la falla Guafita Caño Limón, falla interpretada como transcurrente dextral con componente normal con salto vertical que varía entre 100 y 500 pies, su rumbo aproximado es N60E, atraviesa todo el campo y posee continuidad hacia el Campo Caño Limón en Colombia.

Producto del movimiento dextral de la Falla Guafita Caño Limón se originaron un conjunto de fallas normales con buzamiento al sur y rumbo aproximado N85W.

La estructura sobre el área norte del Campo Guafita se interpreto como un pliegue cuya génesis se asocia tanto a la falla Guafita Caño Limón como un eje de deformación con dirección Noroeste – Sureste. La estructura buza al norte 1 grado en su parte central y 1.5 grados hacia la zona oeste.

Sobre el campo Guafita Sur se interpreto como rasgo principal la falla La Yuca, falla inversa con salto vertical que varia entre 120 y 50 pies, su rumbo aproximado es N40E y buzamiento al norte. Asociado a la misma se generaron un conjunto de fallas inversas con menor salto vertical de rumbo preferencial noreste – suroeste.

La estructura de interés sobre el campo Guafita Sur se interpreto como un anticlinal asimétrico limitado al norte por la falla Guafita Caño Limón y al sur por la falla La Yuca. El eje principal de la estructura es paralelo la falla La Yuca y presenta 8 grados de buzamiento al sur y 13 grados de buzamiento al norte.

Tomando en cuenta la diferencia entre los espesores de la arena G-10 entre el campo Guafita Norte y la zona oeste de Guafita sur y sabiendo que los espesores para las arenas suprayacentes se mantienen en ambos campos se dedujo que tanto la falla Guafita caño Limón como la falla La Yuca sufrieron períodos de reactivación.

La inversión de velocidades para el intervalo comprendido entre el tope de la arena G-8 y el tope de la arena G-10 se debe principalmente a la alta porosidad de la arena G-8 en comparación con el intervalo suprayacente. Además las altas velocidades del intervalo comprendido entre los tope de la arena G-7 <sup>3</sup>/<sub>4</sub> y G-8 se adjudican al efecto de la arcilla sobre las porosidad de la arena G-7 <sup>3</sup>/<sub>4</sub>.

El análisis de atributos sísmicos permitió determinar que la dirección preferencial de depositación fue noreste suroeste en sentido sur norte.

La secuencia comprendida entre la discordancia del cretácico y el tope de la arena G-7 <sup>3</sup>/<sub>4</sub>, según revelan los atributos sísmicos, corresponde al apilamiento vertical de ciclos deltáicos, las variaciones internas están asociadas al avance o retroceso de la línea de costa.

Tanto el análisis de atributos sísmicos como los mapas de propiedades petrofísicas guiados con sísmica revelaron la alta influencia del porcentaje de arcillosidad sobre la respuesta sísmica.

Los mapas petrofísicos guiados con sísmica resultaron ser buenos identificadores de condiciones regionales de la roca más no permiten elaborar buenas predicciones sobre la calidad de la roca en condiciones locales. Esto se debe a la alta heterogeneidad lateral de los niveles arenosos y al rango de los datos utilizados, el cual fue muy pequeño debido a los parámetros de corte utilizados.

## 6. RECOMENDACIONES

Por el hecho de tratar con sistemas fluvio – deltáicos sobre el Campo Guafita, las arenas son altamente heterogéneas tanto vertical como lateralmente, una misma facie geológica no presenta la misma respuesta sísmica. Por ello para futuros trabajos se propone la elaboración de un estudio de factibilidad de elaboración de mapas petrofísicos guiados con sísmica en base a mapas de similitud sísmica donde la selección de los pozos base para la clasificación se elabore partiendo de la clasificación de facies sísmicas.

Las arenas suprayacentes a G-7  $\frac{3}{4}$  son las arenas más heterogeneas de todo el sistema, su interpretación usando el método convencional de correlación de amplitudes no parece ser efectivo. Por ello se propone la caracterización del miembro informal G-7-2 a partir del análisis de superficies de tiempo (“Time slices”) y detección de sub-volumenes utilizando diferentes cubos de atributos sísmicos.

Se destaca como metodología efectiva para la interpretación de sistemas fluvio deltáicos el uso del análisis integrado de atributos sísmicos utilizando como base la información aportada por la coherencia sísmica y además estableciendo direcciones de flujo preferenciales.

## **BIBLIOGRAFIA Y REFERENCIAS.**

**ALFONSI.**, 2000 “Facies clásicas” Material didáctico de curso dictado en el CIED-Centro Internacional de Educación y Desarrollo. 91p.

**BOX R.**, 2003. “ Reconciling sonic logs with check-shots surveys: Stretching synthetics seismograms”. The leading Edge. 6p. Junio.

**CABRERA S., SALAZAR A., MONROY Z.**, 1988 “Estudio Sedimentológico y Bioestratigráfico del núcleo del pozo GF-16, Campo Guafita. Estado Apure”. CORPOVEN.

**CONSULTORES CSC S.A.**, 1991 “Análisis sedimentológico de núcleos del pozo GF-26 Campo Guafita Sur, Estado Apure, Venezuela. PDVSA Exploración y Producción.

**DEREK C.**, 2001. “Special core analysis study performed upon core samples recovered from the well GF-5X, Venezuela”. Core Analysis Division. Alcontrol Geochem.

**GONZÁLEZ DE JUANA C., DE ITURRALDE J.M., CADILLAT P.** 1980. Geología de Venezuela y de sus Cuencas Petrolíferas. Ediciones Foninves, Caracas. 1031p.

**GUO N.**, 2002. “Becoming effective velocity-model builders and depth imagers, Part 2- The basics of velocity-model building, examples and discussions”. The leading Edge.

**LINER C.**, 2002.“ Phase, phase, phase”. The Leading Edge.

**LUGO, J** (1994), ‘The Mérida Arch: tectonic control on deposition from late Mesozoic to early Cenozoic in western Venezuela’. V Simposio Bolivariano: Exploración Petrolera en las Cuencas Subandinas, Puerto La Cruz, P. 291-310.

**MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS.**, 2005 “Léxico Estratigráfico de Venezuela”, versión digital. Disponible en: <http://www.pdv.com/lexico/lexicoh.htm>. 2005.

**PDVSA Intranet.**, 2005 “ Información referente a la empresa y de interés de la cuenca Barinas – Apure” Disponible en: <http://intranet.pdvsa.com/pdvsa/login.html>.

**PONCE C.**, 2000 “Estudio de atributos sísmicos en el campo Ceuta (área 8) y el área Tomoporo sur. Yacimiento Eoceno B”, VLG3729. Informe técnico PDVSA INTEVEP. 49p.

**RADOVICH R.** 1998. “ 3-D sequence interpretation of seismic instantaneous attributes from Gordon Field”. The Leading Edge. Septiembre.

**SHERIFF R.**, 1991. “ Encyclopedic Dictionary of Exploration Geophysics”. Tulsa, Oklahoma, USA: Society of Exploration Geophysicists.

**SHERIFF R.**, 1979. “Complex Seismic trace analysis”. Geophysics. Volumen 44. NO 6. Junio. P 1041-1063.

**SHLUMBERGER.** Oil field glossary on line. Disponible en <http://www.glossary.oilfield.slb.com/Display.cfm?Term=resolution> . Consultado el 18 de enero de 2006.

**SHLUMBERGER.**, WEC 1997 Evaluación de pozos, Caracas: Shlumberger Surencó, C.A.

**SOLANO G.**, 2001. “Estimación de propiedades petrofísicas mediante el uso de atributos de traza compleja. Campo Maporal – Barinas”. Trabajo Especial de Grado.

**TRUJILLO S**, 2000. “Interpretación Sísmica 3D Estructural y Estratigráfica del Campo Caípe, en Barinas. Trabajo Especial para la Escuela de Interpretes Sísmicos. Sin publicación. 65p.

## ANEXOS

Tabla 4., listados de atributos sísmicos aplicados sobre los horizontes

HORIZONTE	ATRIBUTO DE SUPERFICIE	ATRIBUTOS DE VOLUMEN
<b>G7-3/4</b>	AMPLITUD SISMICA	AMPLITUD SISMICA INTEGRADA
	AMPLITUD CUADRATURA	POLARIDAD APARENTE INTEGRADA
	POLARIDAD APARENTE	FRECUENCIA INSTANTANEA INTEGRADA
<b>G-8</b>	FASE INSTANTANEA	FUERZA DE REFLEXION INTEGRADA
	FRECUENCIA INSTANTANEA	OPACIDAD SISMICA
	FUERZA DE REFLEXION	AMPLITUD SISMICA HETEROGENEA
<b>G-10</b>		POLARIDAD APARENTE HETEROGENEA
		FRECUENCIA INSTANTANEA HETEROGENEA
		FUERZA DE REFLEXION HETEROGENEA

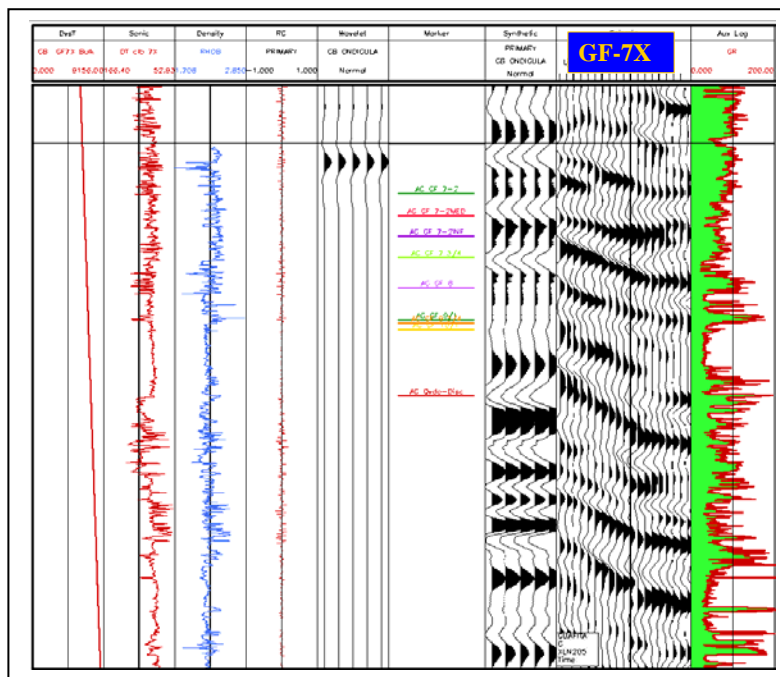


Figura A2 ., Sismograma sintético pozo GF-7X

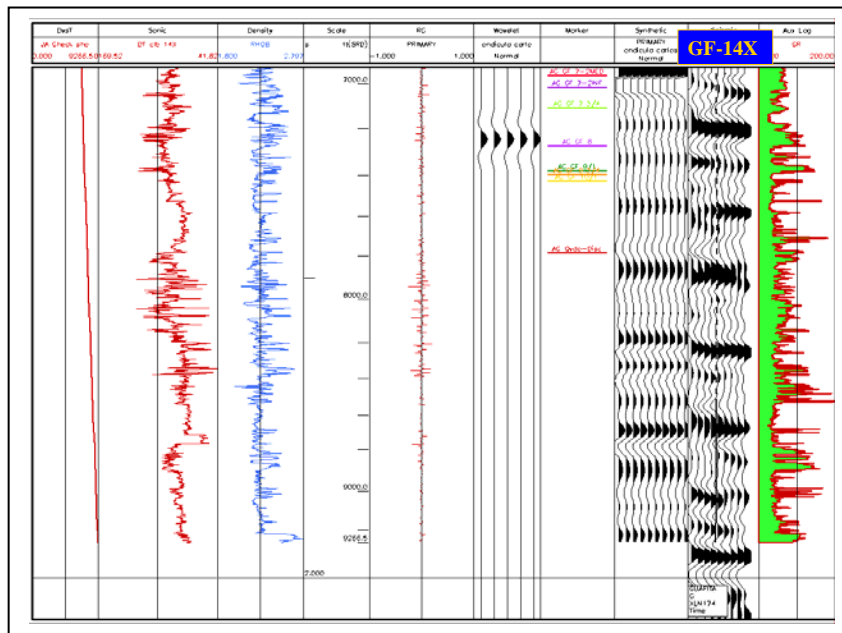


Figura A3 ., Sismograma sintético pozo GF-14X

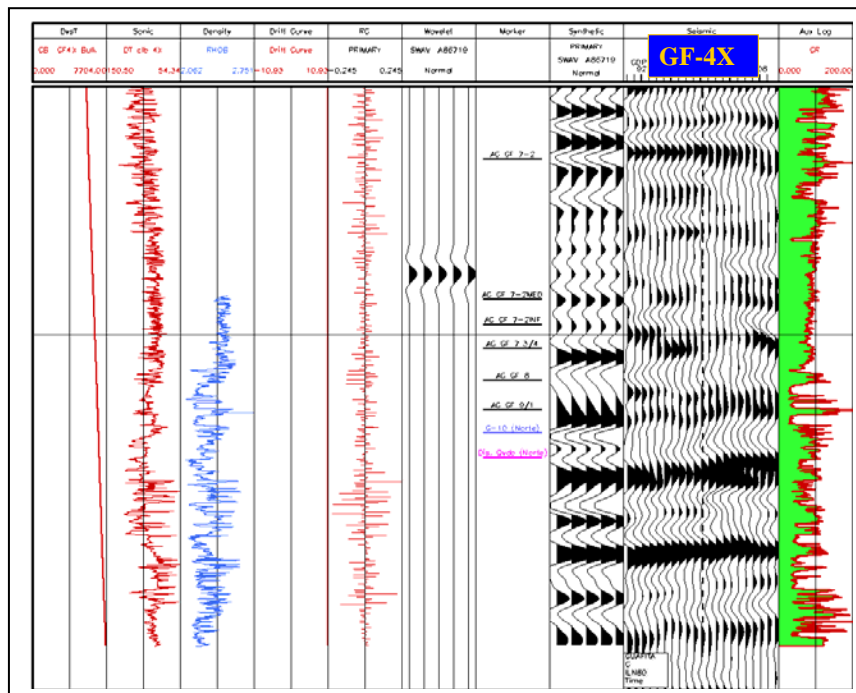


Figura A4 ., Sismograma sintético pozo GF-4X

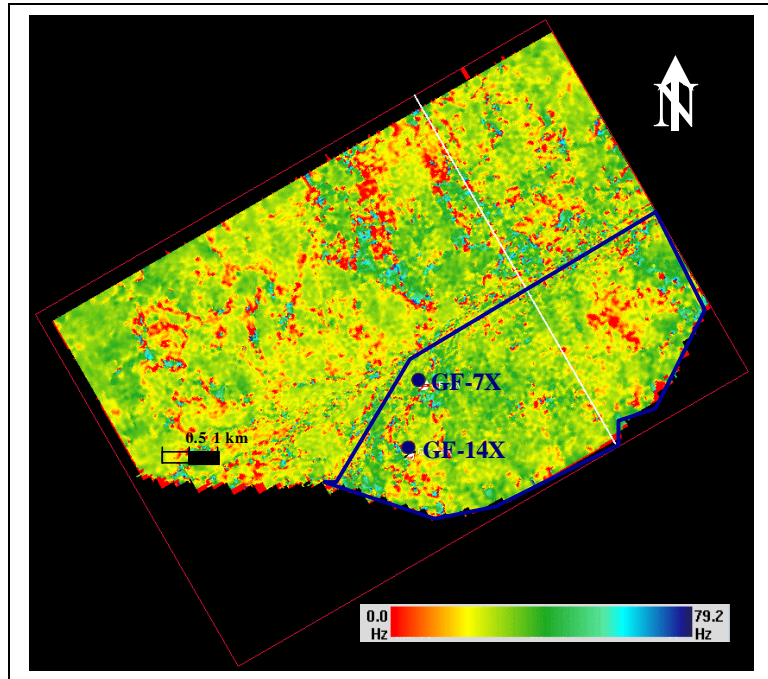


Figura A5 ., Mapa de frecuencia instantánea para la arena G-10

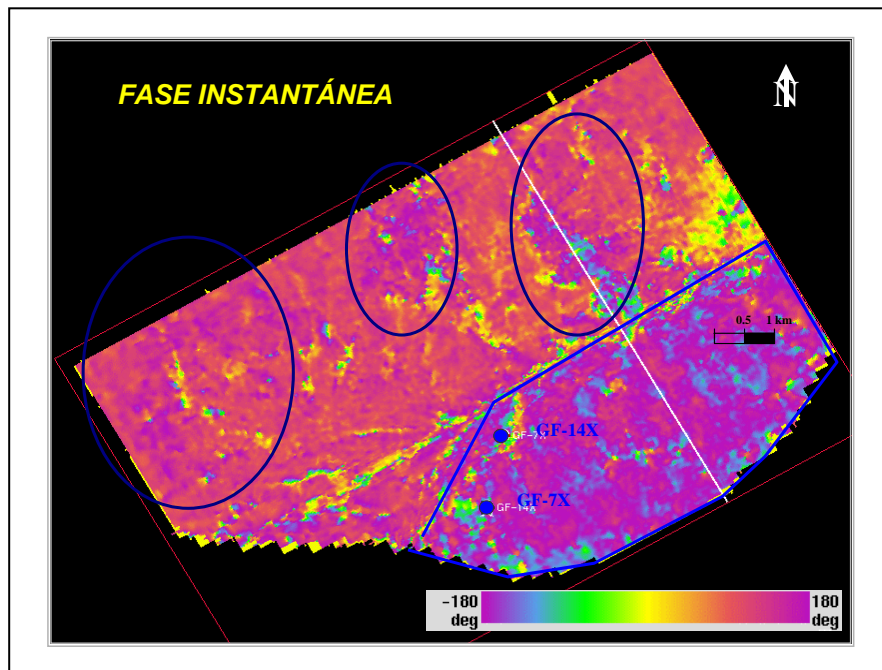


Figura A6., Mapa de fase instantánea para la arena G-10