

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

REINTERPRETACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE LOS TOPES DE LOS MIEMBROS AZUL-O, NARANJA, VERDE, AMARILLO Y COLORADO DE LA FORMACIÓN OFICINA EN EL CAMPO SANTA ANA, EDO-ANZOÁTEGUI, VENEZUELA

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Para optar al título de Ingeniero Geofísico
Por el Br. Borges R. Rafael E.

Caracas, Noviembre de 2013

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

REINTERPRETACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE LOS TOPES DE LOS MIEMBROS AZUL-O, NARANJA, VERDE, AMARILLO Y COLORADO DE LA FORMACIÓN OFICINA EN EL CAMPO SANTA ANA, EDO-ANZOÁTEGUI, VENEZUELA

Tutor Académico: Msc. Andrés Espeso

Tutor Industrial: Msc. Mauro Martínez

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Para optar al título de Ingeniero Geofísico
Por el Br. Borges R. Rafael E.

Caracas, Noviembre de 2013

Caracas, Noviembre de 2013

Los abajo firmantes, miembros del jurado por el Consejo de Escuela de Geología, Minas y Geofísica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Rafael Borges, titulado:

“REINTERPRETACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE LOS TOPES DE LOS MIEMBROS AZUL-O, NARANJA, VERDE, AMARILLO Y COLORADO, DE LA FORMACIÓN OFICINA, DEL CAMPO SANTA ANA, ANZOÁTEGUI, VENEZUELA”

Consideramos que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudio que conduce al Título de Ingeniero Geofísico, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por los autores, lo declaran APROBADO



Prof. Ing. Ignacio Mederos

Jurado



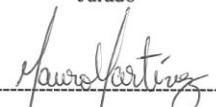
Prof. Msc. Andrés Espeso

Tutor Académico



Prof. Ing. Patricia González

Jurado



Ing. Mauro Martínez

Tutor Industrial

DEDICATORIA

A Dios Todo Poderoso, por la vida, por ser mi fortaleza ante todos los retos en mi vida.

A mis padres Luis y Luisaura, por ser el mejor ejemplo a seguir en mi vida, por sus sacrificios y constancia en el transcurso de mi educación, por siempre confiar en mí y brindarme todo su apoyo.

A mis hermanos Luis Alberto y María Daniela por ser mis mejores amigos y siempre motivarme a seguir luchando, por estar siempre a mi lado en mis triunfos y derrotas.

A todos mis tíos por su invaluable apoyo y por aconsejarme para ser un hombre de bien.

A mi abuela Luisa, el ser que más amo en esta vida, por ser pilar fundamental en mi educación y crianza, por ser motivo de inspiración, a la que no me alcanzaría la vida para pagarle todo lo que me ha dado y me ha enseñado.

A mis seres queridos que están juntos a Dios guiando mis pasos: mis abuelos José y Yolanda.

Rafael E. Borges R.

AGRADECIMIENTOS

Principalmente a toda mi familia por ser mi mayor riqueza, gracias a todos por lo que me han dado.

A la Universidad Central de Venezuela, a la que cada día que pase amaré más, por abrirme sus puertas y ser mi segundo hogar durante años, por darme la bendición de conocer tantas personas en su seno y poder hacer vida estudiantil en la primera casa de estudio del país. Siempre la llevaré presente y en cualquier lugar donde me encuentre me sentiré orgulloso de decir que soy Ucevista. A la escuela de Geología, Minas y Geofísica y al cuerpo profesoral por la educación recibida.

A mis tutores, Andrés Espeso y Mauro Martínez, por compartir sus conocimientos y por su valioso tiempo dispuesto en ayudarme en la realización de mi tesis.

A toda la Gerencia de Estudios Integrados para PDVSA Gas; en especial a los geofísicos que forman parte de ésta, por siempre apartar un espacio de su valioso tiempo para orientarme (Mario Díaz, Ariadna Lammus, Daniela Ravelo, Raúl Colmenares).

Al personal de la sala del Campo Santa Ana, en especial a Hernán Maita por el apoyo brindado en el área de Geología. A Zahily Bastardo por ser más que una compañera de trabajo, una amiga, con la cual siempre pude contar y en todo momento estuvo presente para apoyarme en lo que estaba a su alcance.

A mis compañeros de universidad y de estudio: Jet Vargas, Manuel Martínez (Bochinche), Gustavo Zerpa (Caballo), Silvio Mariño, José Javier Rivero, Halis Benitez, Frank González, Jesús Ovalles (cala), Atilio Torres, Matías, Krizia Colomé, Silvimar Larez, Lailyn González, Juan Natera, Manuel (el Gocho) y en especial a Laura González y Sara Otero (Sarita) quienes me apoyaron con ésta investigación en su paso por la Gerencia. A mi amiga querida Natasha Lemoine por ser mi compañera desde primer nivel de preescolar hasta estas instancias. A los que se me pasaron por alto, disculpen mi mala memoria, no dejan de ser especiales.

A mi equipo de Geofísica de campo (el barrio), sin duda el mejor de todos: Sinaí Ramírez, Alexsay Rodríguez (la negra) y Luis Carlos López (mi compadre), gracias muchachos por todo lo que vivimos y pudimos compartir como estudiantes, siento admiración, respeto y cariño por ustedes. Los quiero. Estoy completamente seguro que los veré en el pódium de triunfadores.

Rafael E. Borges R.

Rafael E. Borges Rodríguez

REINTERPRETACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE LOS TOPES DE LOS MIEMBROS AZUL-O, NARANJA, VERDE, AMARILLO Y COLORADO DE LA FORMACIÓN OFICINA EN EL CAMPO SANTA ANA, EDO-ANZOÁTEGUI, VENEZUELA

Tutor Académico: Msc. Andrés Espeso. **Tutor Industrial:** Msc. Mauro Martínez.
Tesis. Caracas, Universidad Central de Venezuela. Facultad de Ingeniería. Escuela de Geología, Minas y Geofísica. Año 2013.

Palabras Claves: Campo Santa Ana, Formación Oficina, Corrimiento de Anaco, interpretación sísmica, Sísmica-Atributos, Zonas prospectivas.

RESUMEN. El campo Santa Ana se encuentra ubicado aproximadamente a 70 kilómetros de la ciudad de Anaco y 50 kilómetros de la ciudad de Cantaura en dirección sureste, en la Cuenca Oriental de Venezuela, Subcuenca de Maturín, cubriendo un área alrededor de los 389 km². Este presenta como principales estructuras tres domos alargados al norte de lo que se conoce como corrimiento de Anaco. En búsqueda de aumentar la producción de manera considerable el área de estudio, esta investigación pretende realizar una interpretación sísmica estructural 3D, con el fin de mejorar la caracterización de los topes de los miembros Azul-o, Naranja, Verde, Amarillo y Colorado de la Formación Oficina, para determinar nuevas zonas prospectivas. Para esto se llevó a cabo en primer lugar la calibración de 13 pozos tipos, que permitió el amarre sísmica-pozo de los 5 niveles a interpretar, obteniendo con esto las curvas de tiempo-profundidad. La interpretación se realizó cada 5 líneas en dirección “*inline*” y “*crossline*” en donde se pudo apreciar la presencia de tres domos alargados al norte de una falla de corrimiento, así como un sistema de fallas inversas como resultado de un esfuerzo compresivo y un sistema de fallas normales en la cresta de los domos que se originan por el relajamiento de la estructura. Seguidamente se generó un modelo de velocidad por capas que contó con un total de 155 pozos ajustados, los cuales no presentaron anomalías de inversión de velocidades, lo que permitió una buena conversión tanto del cubo como de las superficies a profundidad. Por último se utilizó la gama de atributos disponibles en la plataforma Ladmark y se lograron establecer relaciones lineales con las propiedades petrofísicas, para de esta manera poder identificar las zonas con alta prospectividad para la localización de yacimientos y así poder reducir la incertidumbre para la ubicación de futuros pozos de producción.

ÍNDICE DE CONTENIDO

DEDICATORIA	iii
AGRADECIMIENTOS	v
RESUMEN.....	vi
ÍNDICE DE FIGURAS	xi
ÍNDICE DE TABLAS	xvii
ÍNDICE DE ECUACIONES.....	xviii
CAPÍTULO I.....	1
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	1
1.1. El problema de la investigación	1
1.2. Objetivos	2
1.2.1. Objetivo general	2
1.2.2. Objetivos específicos.....	2
1.3. Justificación.....	3
1.4. Localización del área de estudio	3
CAPÍTULO II.....	4
2.1. Cuenca oriental de Venezuela	4
2.2. Evolución de la Cuenca Oriental de Venezuela	7
2.3. Rasgos estructurales de la Cuenca Oriental de Venezuela.....	11
2.3.1. Corrimiento frontal de Guárico	11
2.3.2. Sistema de corrimientos frontales de Anzoátegui y Monagas.....	11
2.3.3. Sistema de fallas de flanco sur de la cuenca	12

2.3.4. Corrimiento de Anaco	12
2.4. Marco geológico local.....	13
2.4.1. Área Mayor de Anaco	13
2.5. Formación Oficina.....	14
CAPÍTULO III.....	17
MARCO TEÓRICO.....	17
3.1. Método Sísmico de Reflexión	17
3.1.1. Impedancia Acústica	17
3.1.2. Serie de reflectividad.....	18
3.1.3. Ondícula sísmica	18
3.1.4. Sismograma Sintético.....	19
3.2. Sísmica de pozo.....	20
3.2.1. Tiros de verificación (Checkshot)	20
3.2.2. Perfil sísmico vertical.....	21
3.3. Velocidad sísmica	22
3.3.1. Velocidad intervállica.....	22
3.3.2. Velocidad average o promedio.....	23
3.4. Resolución Vertical.....	23
3.5. Modelo de Velocidades	24
3.6. Petrofísica.....	24
3.6.1. Porosidad.....	24
3.6.2. Permeabilidad.....	24
3.6.3. Saturación de agua	25
3.7. Registros Petrofísicos	25
3.7.1. Registro Caliper.....	25
3.7.2. Registro de Rayos Gamma	25

3.7.3. Registro Sónico	26
3.7.4. Registro de Densidad	26
3.7.5. Registro de Porosidad Neutrón.....	27
3.7.6. Registro de Resistividad.....	27
3.8. Atributos sísmicos.....	27
3.8.1. Atributos de amplitud.....	28
3.8.2. Fase instantánea.....	30
3.8.3. Frecuencia instantánea	30
3.8.4. Semblanza	30
CAPÍTULO IV.....	32
MARCO METODOLÓGICO	32
4.1. Revisión bibliográfica	33
4.2. Datos sísmicos.....	33
4.3. Datos de pozos	36
4.4. Resolución sísmica vertical.....	39
4.5. Calibración sísmica-pozo	42
4.6. Interpretación sísmica	46
4.6.1. Interpretación de horizontes	46
4.6.2. Interpretación de fallas	48
4.7. Generación del modelo de velocidades	51
4.8. Conversión Tiempo-Profundidad.....	54
4.9. Generación de mapas de contornos.....	54
4.10. Extracción de atributos sísmicos	55
CAPÍTULO V.....	57
ANÁLISIS DE RESULTADOS	57
5.1. Resolución sísmica vertical.....	57

5.2. Calibración Sísmica-Pozo	59
5.3. Interpretación sísmica estructural.....	64
5.3.1. Interpretación de fallas	64
5.3.2. Interpretación de horizontes	70
5.3.3. Mapas en tiempo	71
5.4. Modelo de velocidades.....	77
5.5. Mapas en profundidad.....	78
5.6. Análisis de atributos sísmicos	85
5.6.1. Tope de Azul-O.....	85
5.6.2. Tope del miembro Naranja.....	89
5.6.4. Tope de Amarillo	92
5.6.5. Tope del miembro Colorado	96
CAPÍTULO VI.....	100
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	100
6.1. Conclusiones	100
6.2. Recomendaciones.....	101
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	102

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. 1.Ubicación geográfica del campo Santa Ana del Distrito Gas Anaco (PDVSA, 2012).....	3
Figura 2. 1. Cuencas petrolíferas de Venezuela, basadas en la distribución de sus provincias sedimentarias (Yoris, F y Ostos, 1997).	4
Figura 2. 2. Corte geológico conceptual NS desde el cinturón de deformación del Caribe en Curazao hasta el río Orinoco (SchlumbergerOilfoeld Servicies, 1997).	6
Figura 2. 3. Corte geológico N-S de la Subcuenca de Maturín (PDVSA, 2007).	7
Figura 2. 4. Mapa de distribución de terrenos alóctonos en el Norte de Sudamérica, en los cuales hay rocas Paleozoicas (SchlumbergerOilfied Servicies, 1997).	8
Figura 2. 5. Mapa de distribución de rocas Jurásicas en Venezuela (Ostos y Yoris, 1997)...	9
Figura 2. 6. Mapa estructural y sección del Área Mayor de Anaco (Modificado de Murnay, 1972)	13
Figura 2. 7. Columna estratigráfica. Muestra las principales formaciones presentes en el Área Mayor de Anaco. (PDVSA Gas, 2012).	16
Figura 3. 1. Generación de un sismograma sintético (Martinez, 1996).	20
Figura 3. 2. Esquema de tiro de verificación o Checkshot.....	21
Figura 3. 3.Diagrama esquemático de las ondas ascendentes y descendentes grabadas en un VSP.....	22
Figura 3. 4. Tiempo de tránsito según la litología (Rider, 1996)	26
Figura 3. 5. Tipos de estratificación según amplitud (Landmark, 2004)	28
Figura 3. 6. Calculo de la amplitud RMS, donde “N” corresponde al número de muestras y “a” se refiere a un valor instantáneo de amplitud (Landmark, 2004).	29
Figura 4. 1. Flujograma de la metodología de trabajo.....	32
Figura 4. 2. Mapa base de procesamiento. Se observa la unión de los tres levantamientos que conforman el cubo Anaco_Merge (PDVSA, 2006).....	33
Figura 4. 3. Flujograma de secuencia de procesamiento de MergAnaco_Merg	34
Figura 4. 4. Mapa base de los cubos sísmicos pstkm_spp.cmp y pstkm_cpp.cmp donde se señala con recuadro rojo el área del campo Santa Ana.	35
Figura 4. 5.Disposición de los pozos con registro sónico en el campo Santa Ana.	37

Figura 4. 6.Tendencia de las curvas de tiempo-profundidad de los pozos SA105 y SA114 del campo Santa Ana.	38
Figura 4. 7. Barrido del campo tomando muestras cada 100 inline para el cálculo de la resolución sísmica vertical. El recuadro rojo marca la extensión del campo y la línea amarilla el avance del barrido y las inline tomadas.	39
Figura 4. 8. Intervalo de tiempo que muestra las oscilaciones de la traza. El cuadro rojo encierra la ventana tomada para la línea 1610 en las cercanías al pozo SA056 entre los tiempos 376ms-1048ms, en el cual se cuantificaron 29 ciclos completos.	40
Figura 4. 9. Espectro de frecuencia para la línea 1610 entre el intervalo de tiempo 376-1048ms.El cuadro azul muestra la ventana en tiempo que fue tomada para este análisis de frecuencias, la figura central representa las intensidades de las frecuencias en todas las trazas y en la figura de la derecha se aprecia la curva intensidad vs frecuencia donde a su vez se resalta la señal en rojo y el ruido en negro.	41
Figura 4. 10.Construcción de ondícula para el pozo SA103 con frecuencias de corte (6, 12, 42, 54). Se tomó las líneas inline, crossline, wellbore y arbitraria para poder correlacionar y obtener la ondícula teórica trapezoidal de fase cero. En ambas gráficas se muestra el comportamiento trapezoidal de la nueva ondícula. A la izquierda se muestra las ondículas graficadas en frecuencia (Hz) vs porcentaje de amplitud (%) y a la derecha frecuencia (Hz) vs intensidad de la onda (db).	44
Figura 4. 11. Mallado de la superficie del tope del miembro Amarillo con escala en tiempo, interpretado cada 5 líneas en dirección con <i>inline</i> y 5 líneas en dirección <i>crossline</i> (125m x 125m).	47
Figura 4. 12. Línea arbitraria donde se muestra la continuidad del horizonte y una serie de pozos debidamente ajustados, lo que sirve como control de calidad para la interpretación.	47
Figura 4. 13. Interpretación de horizontes y fallas en la línea receptora 2070. Se señalan las fallas principales que se extiende en gran parte del campo; en rojo hacia la derecha se ubica el corrimiento de Anaco, en blanco una falla normal de salto considerable y en el centro el sistema de falla variante en todo el campo.	49
Figura 4. 14.Intercepciones de las fallas con corte en tiempo a 1243 milisegundos. Se puede observar la dirección y continuidad de las fallas y la disposición de las mismas a lo largo de todo el campo Santa Ana.	50
Figura 4. 15. Dirección de las fallas representada por los <i>heaves</i> del tope de Colorado. Con estos se puede identificar hacia donde buza la falla y el salto de la misma.	51
Figura 4. 16. Editor de velocidades de la herramienta "DepthTeam". Tomando como ejemplo el pozo SA029, de izquierda a derecha y de rojo se muestra la curva de velocidades interválicas, curva de velocidad average, curva de velocidades RMS y curva de profundidades. Cabe resaltar que esta herramienta sirvió para visualización ya que los valores de la TZ fueron editados directamente desde la herramienta "SynTool".	52

Figura 4. 17. Superficies y trayectoria de pozos utilizados para la construcción del modelo de velocidad.....	53
Figura 4. 18. Pozos utilizados para el modelo de velocidad con valores de velocidad para cada uno, que indican las posibles inversiones de velocidades y valores anómalos que pudieran afectar la conversión en profundidad.....	54
Figura 5. 1. Calibración del pozo SA058, de izquierda a derecha se muestra: escala del tiempo y profundidad, registro sísmico (azul), curva tendencia de densidad (amarillo), Resistividad (morado) y Gamma ray (verde), registro de impedancia construido a partir de los registros sísmico y de densidad, serie de reflectividad (turquesa), registro sísmico corregido (blanco) y registro sísmico original para identificar las diferencias entre ambos, en el siguiente panel se observa el sismograma sintético con los marcadores de los topes formacionales, línea sísmica en dirección <i>inline</i> con sismograma sintético y curva de correlación sísmica-pozo.....	62
Figura 5. 2. Calibración del pozo SA102, de izquierda a derecha se muestra: escala del tiempo y profundidad, registro sísmico (azul), Porosidad neutón (morada) y densidad (amarillo), Gamma ray (verde), registro de impedancia construido a partir de los registros sísmico y de densidad, serie de reflectividad (turquesa), registro sísmico corregido (blanco) y registro sísmico original para identificar las diferencias entre ambos, en el siguiente panel se observa el sismograma sintético con los marcadores de los topes formacionales, línea sísmica <i>wellbore</i> con sismograma sintético y curva de correlación sísmica-pozo.....	63
Figura 5. 3. Corte en tiempo a 1325ms, donde se puede observar las orientaciones tanto del corrimiento de Anaco N70°E(A), como del domo surN75°E (B) y domos central y norte N70°E (C).....	65
Figura 5. 4. Línea en dirección <i>crossline</i> donde se observa el plegamiento sentido noreste-suroeste y la dirección del esfuerzo principal y esfuerzo secundario.....	65
Figura 5. 5. Time slice 865pies, donde se muestra las zonas de transición del corrimiento de Anaco. Las áreas señaladas con círculo amarillo indican la región donde el corrimiento pasa de ser una falla inversa a una falla normal por efecto de la disminución de los esfuerzos que impiden la inversión de la falla y la flecha la amarilla indica el comienzo de la falla normal pura.....	66
Figura 5. 6. Sección sísmica 2370. Se puede observar como los reflectores que se encuentran por debajo del corrimiento están en el bloque levantado de la falla, originando una falla normal en el mismo plano.....	67
Figura 5. 7. Sección sísmica 2090 con orientación NO-SE, que muestra el sistema de fallas presente para el domo norte del campo Santa Ana.....	68
Figura 5. 8. Sección sísmica 2005 con orientación NO-SE, que muestra el sistema de fallas presente para el domo central del campo Santa Ana.....	69
Figura 5. 9. Sección sísmica 1895 con orientación NO-SE, que muestra el sistema de fallas presente para el domo sur del campo Santa Ana.....	69

Figura 5. 10. Mapa de superficie en tiempo (izquierda) y mapa de contornos en tiempo (derecha) para el tope del miembro Azul-o, donde se aprecian los principales rasgos estructurales (polígonos de falla en rojo) y variaciones de las superficies en cuanto al tiempo de viaje.	72
Figura 5. 11. Mapa de superficie en tiempo (izquierda) y mapa de contornos en tiempo (derecha) para el tope del miembro Naranja, donde se aprecian los principales rasgos estructurales (polígonos de falla en rojo) y variaciones de las superficies encunto al tiempo de viaje.....	73
Figura 5. 12. Mapa de superficie en tiempo (izquierda) y mapa de contornos en tiempo (derecha) para el tope del miembro Verde, donde se aprecian los principales rasgos estructurales (polígonos de falla en rojo) y variaciones de las superficies en cuanto al tiempo de viaje.	74
Figura 5. 13. Mapa de superficie en tiempo (izquierda) y mapa de contornos en tiempo (derecha) para el tope del miembro Colorado, donde se aprecian los principales rasgos estructurales (polígonos de falla en rojo) y variaciones de las superficies encunto al tiempo de viaje.....	76
Figura 5. 14. Modelo de velocidad obtenido utilizando la aplicación <i>DepthTeam</i> , tomando como datos las curvas TZ de los pozos calibrados y los ajustados, horizontes interpretados en tiempo y topes geológicos.....	77
Figura 5. 15. Cortes en tiempo del modelo de velocidades. A) Corte en tiempo a 432ms. B) Corte en tiempo a 864ms. C) Corte en tiempo a 1237ms. D) Corte en tiempo a 1456ms. ..	78
Figura 5. 16. Mapa de superficie en profundidad (izquierda) y mapa de contornos en profundidad (derecha) para el tope de Azul-o, donde se aprecian los principales rasgos estructurales (polígonos de falla en rojo) y variaciones de las superficies en profundidad.	80
Figura 5. 17. Mapa de superficie en profundidad (izquierda) y mapa de contornos en profundidad (derecha) para el tope de Naranja, donde se aprecian los principales rasgos estructurales (polígonos de falla en rojo) y variaciones de las superficies en profundidad.	81
Figura 5. 18. Mapa de superficie en profundidad (izquierda) y mapa de contornos en profundidad (derecha) para el tope de Verde donde se aprecian los principales rasgos estructurales (polígonos de falla en rojo) y variaciones de las superficies en profundidad.	82
Figura 5. 19. Mapa de superficie en profundidad (izquierda) y mapa de contornos en profundidad (derecha) para el tope de Amarillo, donde se aprecian los principales rasgos estructurales (polígonos de falla en rojo) y variaciones de las superficies en profundidad.	83
Figura 5. 20. Mapa de superficie en profundidad (izquierda) y mapa de contornos en profundidad (derecha) para el tope de Colorado, donde se aprecian los principales rasgos estructurales (polígonos de falla en rojo) y variaciones de las superficies en profundidad.	84
Figura 5. 21. Superficies del Tope de Azul-O. A) Atributo de amplitud instantánea. B) Atributo de amplitud RMS. C) Atributo de semblanza. D) A tributo de frecuencia instantánea. En los mapas se observa la presencia de tres zonas de interés; la primera	

señalada con línea roja, la segunda con línea negra y la tercera con líneas amarilla. La ubicación del pozo S56 es señalado con una estrella.	87
Figura 5. 22. Línea sísmica 2190 con atributo de fuerza de reflexión donde se resalta con círculo amarillo la respuesta de amplitud del canal meandriformes presente en la superficie Azul-o.	87
Figura 5. 23. Sesión de syntool del pozo SA56. De izquierda a derecha se muestra: escala tiempo-profundidad, registro sónico (rojo), registro de resistividad (amarillo) y registro de gamma ray (verde), registro de porosidad neutrón y registro de densidad (verde). Se evidencia la presencia de una capa de lignito que aumenta las amplitudes.	88
Figura 5. 24. Línea sísmica 1620 con atributo de fuerza de reflexión donde se resalta con círculos amarillo la respuesta de amplitud del canal de las anomalías asociadas a lignitos en la zona noreste del campo Santa Ana.	88
Figura 5. 25. Crossplot de frecuencia instantánea (Hz) vs saturación de agua (%), donde se indica que existe entre ambas una correspondencia lineal positiva de $R^2=0.7672$	89
Figura 5. 26. Superficies del tope de Naranja. A) Mapa de atributo de amplitud instantánea, B) mapa de atributo de fuerza de reflexión, C) mapa de atributo de frecuencia instantánea, D) mapa de atributo de semblanza. Se señala con círculo amarillo la anomalía de amplitud, mientras que las flechas amarillas indican la zona con menor saturación de agua.	91
Figura 5. 27. Superficie del tope de Verde. A) Mapa de atributo de amplitud RMS, B) mapa de atributo de fuerza de reflexión, C) mapa de atributo de frecuencia instantánea.	92
Figura 5. 28. Gráfica de frecuencia instantánea vs Porosidad con correspondencia lineal alta para el tope del miembro Amarillo.	93
Figura 5. 29. Gráfica de frecuencia instantánea vs Permeabilidad con correspondencia lineal alta para el tope del miembro Amarillo.	93
Figura 5. 30. Superficies del tope de Amarillo. A) Mapa de atributo de amplitud instantánea, B) mapa de atributo de amplitud máxima promedio, C) mapa de semblanza, D) mapa de atributo de frecuencia instantánea. Se señala con círculo amarillo una anomalía de amplitud de gran extensión, mientras con círculo rojo se señala una anomalía tanto de amplitud como de frecuencia.	95
Figura 5. 31. Sección sísmica 1958 en dirección <i>inline</i> , donde se resalta con círculo rojo la anomalía de amplitud en el horizonte correspondiente al miembro Amarillo.	95
Figura 5. 32. Gráfica frecuencia instantánea vs porosidad en donde se resalta la buena correspondencia lineal positiva entre los valores de los atributos con los de la propiedad petrofísica.	96
Figura 5. 33. Gráfica frecuencia instantánea vs calidad de roca, donde se resalta la correspondencia lineal positiva entre los valores de los atributos y la multiplicación de las propiedades porosidad y permeabilidad.	97

Figura 5. 34. Superficies del tope de Colorado. A) Mapa de atributo de Fuerza de reflexión, B) mapa de atributo de amplitud instantánea, C) mapa de atributo de semblanza, D) mapa de atributo de frecuencia instantánea. Se señala con círculo amarillo la anomalía de amplitud, mientras la línea punteada señala la presencia de un canal observado en los mapas de semblanza y frecuencia..... 98

Figura 5. 35. Sesión con registros de pozos del pozo S85. De izquierda a derecha se muestra: escala de tiempo-profundidad, registro sísmico (rojo), registro de resistividad (morado) y gammayray (verde), registro de porosidad neutrón (verde) y densidad (amarillo). Se muestra una posible zona de interés que presentó anomalías tanto de amplitud como de frecuencia..... 99

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 4. 1. Inventario de pozos con filtrado de registro con DT.....	36
Tabla 4. 2. Polaridad de las amplitudes de los niveles interpretados en la sísmica.....	45
Tabla 5. 1. Tabla con valores de resolución sísmica vertical.	58
Tabla 5. 2. Porcentaje de correlación y valores de desfase en tiempo y ángulo de los sismogramas sintéticos con respecto a la sección sísmica.	60

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 3. 1. Impedancia acústica.....	17
Ecuación 3. 2. Coeficiente de reflexión.....	18
Ecuación 3. 3. Relación entre profundidad y tiempo que calcula velocidades interválicas. 22	
Ecuación 3. 4. Velocidad average calculada con el promedio de las velocidades interválicas.....	23
Ecuación 3. 5. Resolución vertical basandose en el criterio de Rayleigh.	23
Ecuación 3. 6. Amplitud instantánea o fuerza de reflexión.....	30

CAPÍTULO I.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1.El problema de la investigación

En los últimos 25 años el consumo mundial de gas natural ha experimentado un aumento de 23,1 M bpe/d (millones de barriles diarios de petróleo equivalentes), al pasar de 24,2 M bpe/d en el año 1.980 a 47,3 M bep/d en el 2.005; lo que equivale a un crecimiento interanual de 2,72%. Este aumento se atribuye a que el gas natural genera un menor impacto ambiental con su combustión (Caro; et al. 2009). Debido a esto, la industria petrolera ha generado campañas exhaustivas para desarrollar nuevas técnicas de exploración, explotación y extracción, en busca de incrementar tanto las reservas mundiales como la producción de gas natural. Se estima que una gran cantidad de este hidrocarburo queda aún sin descubrir (BP Amoco, Statistical Review of world Energy, 2005).

En Venezuela, el Distrito Gas Anaco posee las mayores reservas probadas de gas natural con 20.773MMMPC, siendo considerado el centro gasífero del país por contener el 40% de dichas reservas. A su vez se encuentran yacimientos petrolíferos productores de hidrocarburo liviano, mediano y condensado. Dentro de este Distrito se encuentra la Unidad de Explotación de Yacimientos Área Mayor de Anaco (U. E. Y. A. M. A) integrada por los campos de producción Santa Rosa, el Roble, San Roque, Aragua, el Toco, Santa Ana, San Joaquín y Guarío.

En el campo Santa Ana se encuentran distribuidas 87 arenas de hidrocarburos en la columna estratigráfica de 9.800 pies, que varían de gruesas a lenticulares y que a su vez se subdividen en compartimientos. Actualmente, de los 223 yacimientos existentes en este campo, 178 se encuentran inactivos, 26 activos y 14 fueron proyectos de inyección de gas. La producción anual para el año 2011 de gas natural fue de 21,191MMPCN, mientras que para el año 2002 dicha producción fue de 42,608MMPCN (Cifras Oficiales a Diciembre 2011). Esta disminución es causada por las declinaciones de presiones en los yacimientos y la reducción en el número de pozos productores en operación, debido a la cantidad de zonas prospectivas presentes. Para contrarrestar este fenómeno es necesario caracterizar los yacimientos, para generar una disminución de la incertidumbre en la localización de zonas

con buena calidad de roca, las cuales brindan las mejores condiciones para la acumulación de hidrocarburo.

Por lo anteriormente expuesto, el presente Trabajo Especial de Grado propone interpretar los topes de los miembros Azul-O, Naranja, Verde, Amarillo y Colorado de la Formación Oficina dentro de un área de sísmica 3D de 389 km² perteneciente al campo Santa Ana, para mejorar la caracterización de dichos topes y su relación con yacimientos presentes en la columna, así como también identificar nuevas zonas prospectivas a través de la aplicación de estudios geofísicos especiales como la extracción de atributos.

1.2.Objetivos

1.2.1.Objetivo general

Interpretar y caracterizar los topes de los miembros Azul-O, Naranja, Verde, Amarillo y Colorado de la Formación Oficina del campo Santa Ana, para la identificación de las zonas prospectivas.

1.2.2.Objetivos específicos

- Calibrar los datos de sísmica de pozo con la sísmica superficial del campo Santa Ana, a través de la construcción de sismogramas sintéticos.
- Reinterpretar los 5 topes de los miembros propuestos mejorando el modelo estructural actual.
- Construir un modelo de velocidad del subsuelo para los topes interpretados.
- Convertir los modelos estructurales de los topes interpretados a profundidad.
- Cartografiar en tiempo y profundidad los horizontes interpretados.
- Identificar las posibles zonas prospectivas mediante la aplicación de atributos sísmicos de los horizontes estudiados y su debida correlación con información petrofísica.

1.3. Justificación

La investigación que se desarrollará es de gran importancia para la filial PDVSA Gas, ya que con ésta se busca identificar posibles zonas con alto interés para la explotación de hidrocarburo gaseoso en el campo Santa Ana, a fin de incrementar su producción. Lo que generaría a gran escala un aporte de nuevos ingresos para el país y a menor escala impactaría en las zonas aledañas al campo, creando nuevas oportunidades de empleo.

1.4. Localización del área de estudio

El campo Santa Ana está ubicado en el estado Anzoátegui, entre las latitudes 1012196N y 1027865N y longitudes 303152E y 323814E. Pertenece al Área Mayor de Anaco, la cual abarca una extensión de 14.500Km² y se encuentra al Noreste de Venezuela, específicamente en el estado Anzoátegui, aproximadamente a 70 kilómetros de la ciudad de Anaco y 50 kilómetros de la ciudad de Cantaura en dirección sureste (figura 1.1).

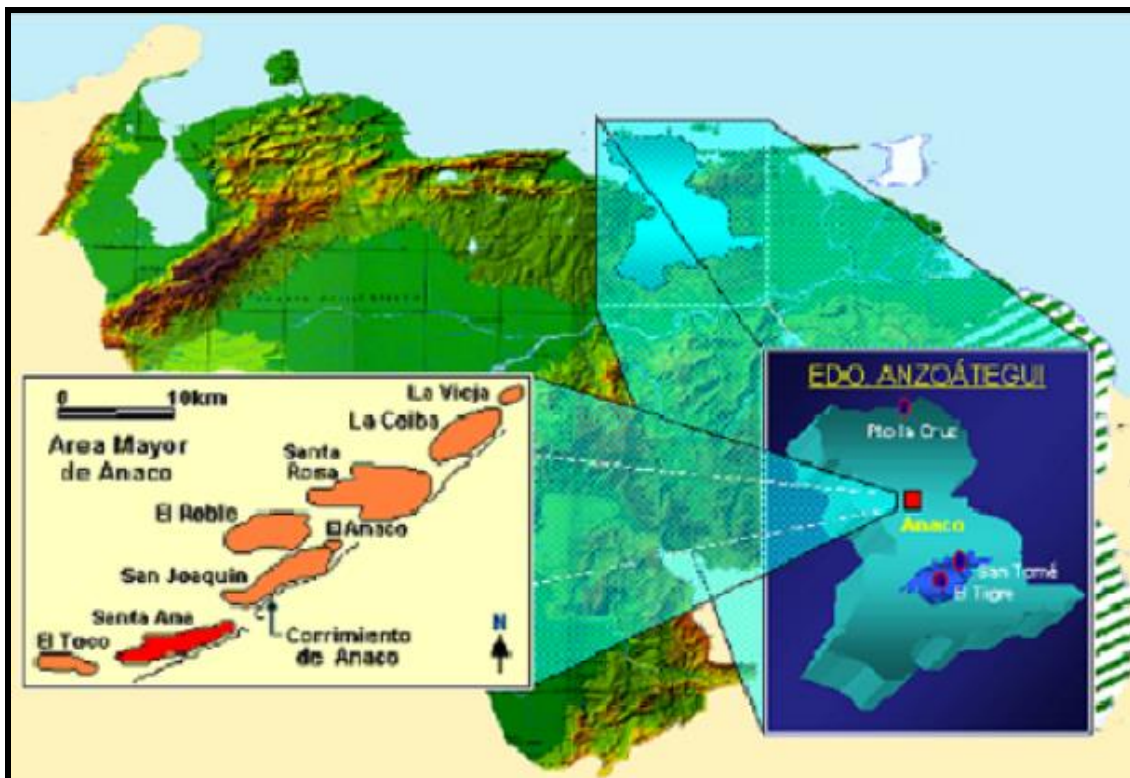


Figura 1. 1.Ubicación geográfica del campo Santa Ana del Distrito Gas Anaco (PDVSA, 2012).

CAPÍTULO II. MARCO GEOLÓGICO

2.1.Cuenca Oriental de Venezuela

La Cuenca Oriental de Venezuela consiste en una gran depresión topográfica y estructural de aproximadamente 800km de longitud en sentido Este-Oeste, y 200km de ancho en sentido Norte-Sur, la cual está ubicada en la región centro-este de Venezuela. Consta de un área de 165.000km² y abarca los estados: Guárico, Anzoátegui, Monagas, Delta Amacuro y en menor proporción del estado Sucre (figura 2.1). Geológicamente se encuentra limitada al norte por la cordillera de la costa y cinturón móvil de las serranías del interior central y oriental, al sur con el borde septentrional del cratón de Guayana, al oeste por el levantamiento del Baúl. Hacia el este el límite no está bien definido, pero se presume que continúa por debajo del Golfo de Paria y se hunde en el Atlántico al este de la costa del Delta del Orinoco (González de Juana et al., 1980).

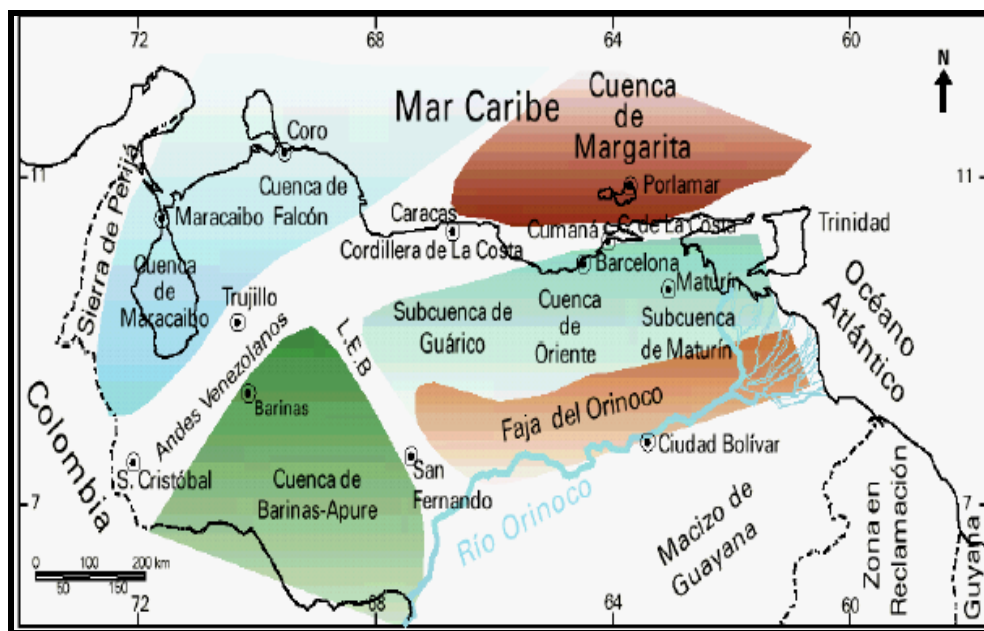


Figura 2. 1. Cuencas petrolíferas de Venezuela, basadas en la distribución de sus provincias sedimentarias (Yoris, F y Ostos, 1997).

La actual cuenca es asimétrica, con su flanco sur ligeramente inclinado hacia el norte y un flanco norte más afectado por la tectónica y con mayores buzamientos, conectado a la zona plegada y fallada que constituye el flanco meridional de las cordilleras que limitan la cuenca hacia el norte (González de Juana et al., 1980). Dicha cuenca ha sido dividida operacionalmente en dos subcuencas; la de Guárico y la de Maturín, donde el límite de ambas se encuentra definido por el sistema de falla del arco de Uríca, mientras que ellas están separadas entre sí por el sistema de fallas de Anaco y sus estructuras asociadas.

La **Subcuenca de Guárico** comprende los estados Guárico y parte del estado Anzoátegui, con un área aproximada de 49.895km² y un máximo de 700 metros de sedimentos del cretácico y post-cretácico. El flanco norte de la subcuenta se encuentra asociado al frente de deformación donde se ubica el sistema de falla Guárico, el cual sobrecarga rocas Cretácicas y Terciarias, produciendo un marco tectónico complejo.

Hacia el sur la estructura es más sencilla, con evidencias de depresiones estructurales en las que se conservaron rocas jurásicas y paleozoicas, y con acuíferos de las secuencias cretácicas y terciarias en la misma dirección (figura 2.2). Las principales trampas son combinaciones de tipo estructural y estratigráfica, en los campos alejados del frente de corrimiento. Se reconocen cuatro sistemas petrolíferos: Querecual-Oficina; Temblador- La Pascua; Querecual- Chaguaramas; oficina (Yoris, F y Ostos, 1997).

La roca madre principal (Grupo Guayuta y Temblador) se supone sobrecorrida actualmente por el frente de deformación del norte de Guárico. La generación está asociada al avance de las napas y lleva rápidamente a la ventana de gas por sobrecarga tectónica, por lo menos desde el Eoceno tardío; de aquí que la principal acumulación al sur del frente de montaña sea de gas y no de petróleo líquido.

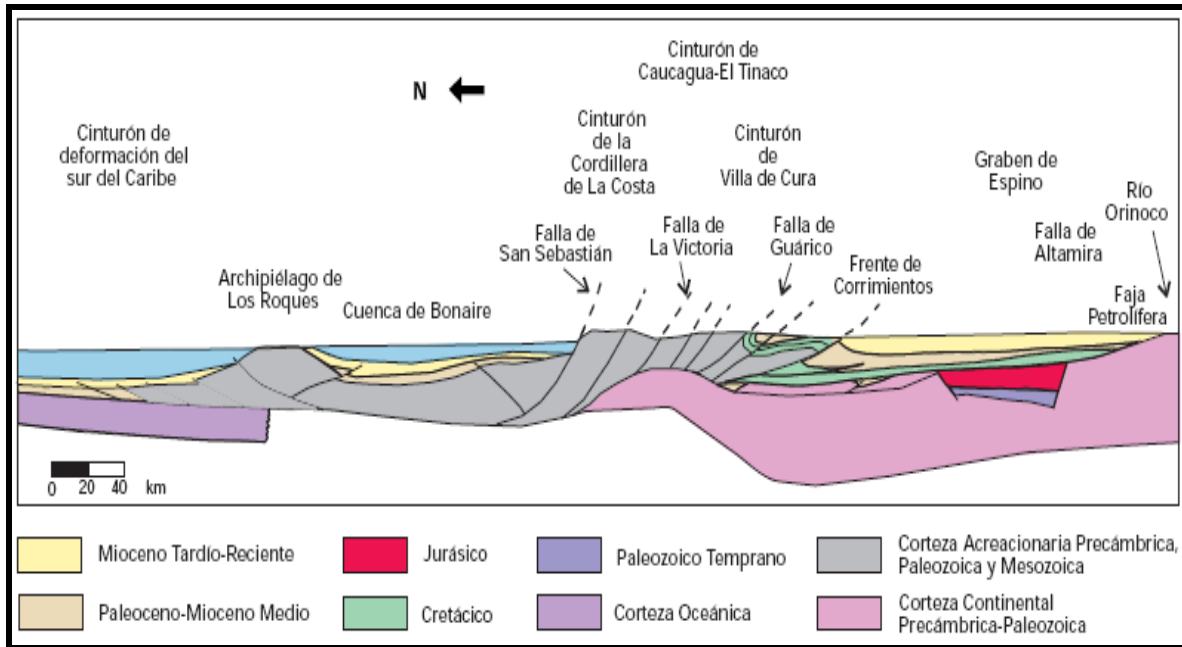


Figura 2. 2. Corte geológico conceptual NS desde el cinturón de deformación del Caribe en Curazao hasta el río Orinoco (SchlumbergerOilfold Services, 1997).

La **Subcuenca de Maturín** constituye la principal unidad petrolífera de la Cuenca Oriental de Venezuela. Está ubicada al este de la misma, con una extensión aproximada de 112.785km². Su flanco sur se encuentra apoyado sobre el basamento ígneo metamórfico del Escudo de Guayana y está caracterizado por un régimen extensivo; su flanco norte se caracteriza por estructuras compresivas asociadas a la transcolisión oblicua de la placa Sudamericana con la placa Caribe en el Oligoceno-Mioceno (Figura 2. 3). Este proceso geodinámico transformó la cuenca de margen pasivo a cuenca tipo antepaís, generándose los elementos tectónicos que la caracterizan (González de Juana, et al; 1980). Está siendo afectada en la actualidad por una subducción oblicua de la placa sudamericana por debajo de la placa Caribe.

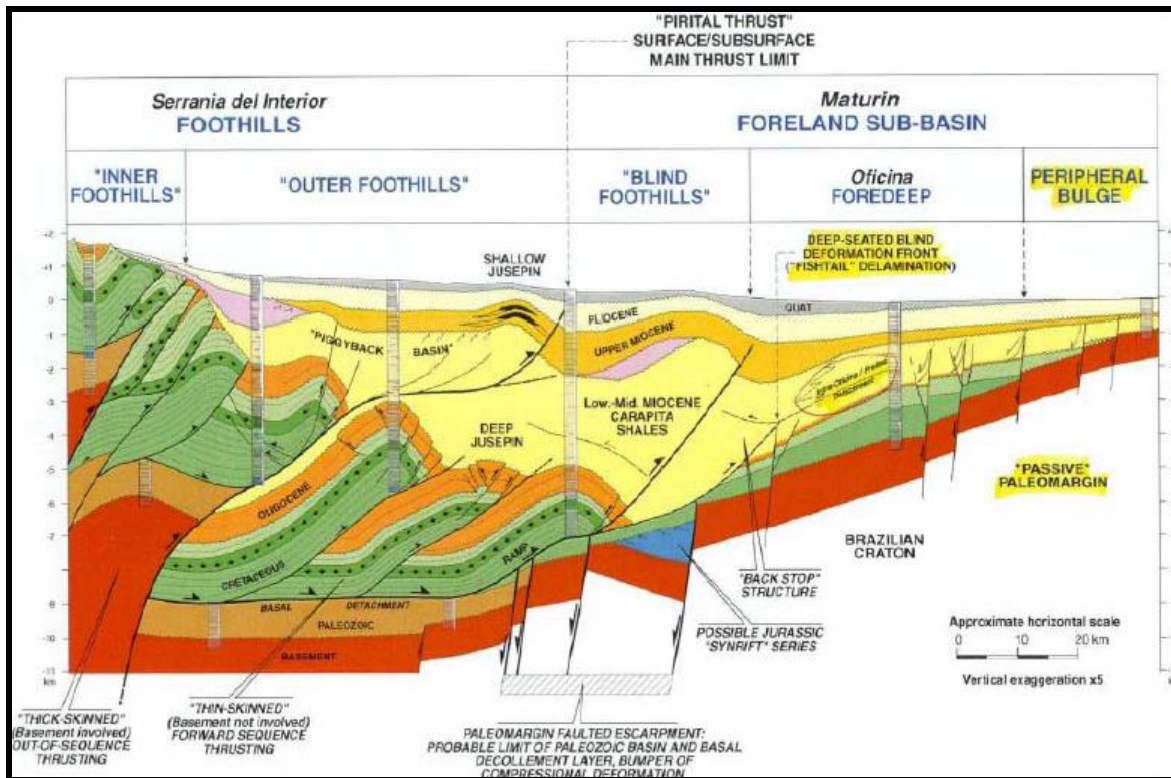


Figura 2. 3. Corte geológico N-S de la Subcuenca de Maturín (PDVSA, 2007).

2.2. Evolución de la Cuenca Oriental de Venezuela

Según González de Juana. *et al* (1980), la evolución de la Cuenca Oriental de Venezuela es relativamente simple, debido a que desde el Paleozoico ha estado apoyada sobre el borde estable del Cratón de Guayana. Los suaves levantamientos y hundimientos de este borde ocasionaron transgresiones y regresiones extensas, que fueron de gran importancia para el desarrollo final de la cuenca.

Básicamente la evolución de la cuenca se divide en 4 periodos principales, que abarcan desde el Paleozoico hasta el Oligoceno. Se inicia con un prerift o preapertura durante el Paleozoico, posterior a la unión de los continentes (Pangea), seguido de la apertura durante el Jurásico temprano y comienzo de la depositación en el Jurásico medio; esta etapa se vio caracterizada por la formación de grabenes, debido a los esfuerzos extensivos que actuaban en la región. Posteriormente, durante el Cretácico y Paleógeno se forma una cuenca de margen pasivo, permitiendo el desarrollo de una plataforma relativamente estable y a partir del final del Oligoceno evoluciona a una cuenca del tipo antepaís como resultado de la interacción entre la placa Caribe y la Sudamericana; esto

implica procesos de colisión, sobrecorrimiento de napas y deflexión de la litosfera continental:

a) Pre-apertura

También conocida como perift, las secuencias paleozoicas han sido identificadas a partir de secciones sísmicas en el flanco sur de la Subcuenca de Guárico (Figura 2.4), donde se depositaron secuencias sedimentarias en ambientes neríticos y costeros como las formaciones Hato Viejo y Carrizal que se preservaron en depresiones estructurales como el Graben de Espino (Parnaud, *et al.* 1995).

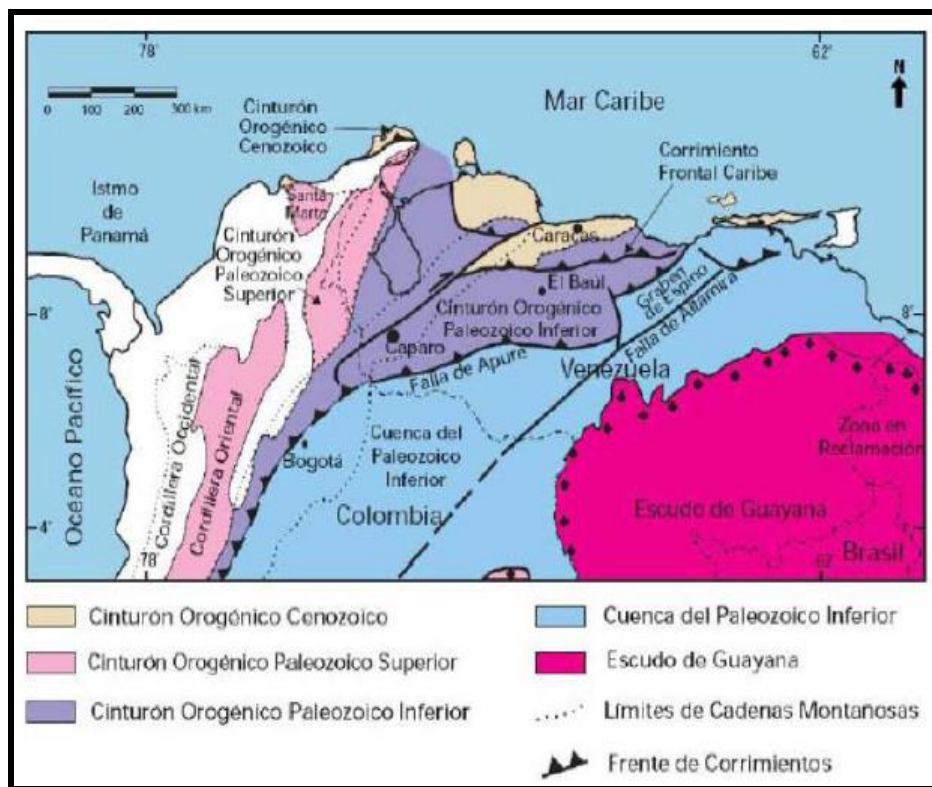


Figura 2. 4. Mapa de distribución de terrenos alóctonos en el Norte de Sudamérica, en los cuales hay rocas Paleozoicas (SchlumbergerOilfield Services, 1997).

b) “Rifting” o apertura continental

La apertura continental que afectó la configuración del norte de América del Sur fue consecuencia de la apertura diacrónica del Antártico norte central, cuando Norteamérica se separó de Gondwana. (Pindell y Dewey, 1982). Con base en estudios sedimentológicos realizados se ha indicado que la apertura en el este de Venezuela fue al menos pre-Barrimiense. Las capas rojas que distinguen los depósitos del Triásico-Jurásico se observan en Colombia, al Nordeste de Venezuela y se representan con intercalaciones de basaltos del Jurásico Tardío en el Graben de Espino en la Cuenca Oriental de Venezuela (Figura 2.5) (González de Juana et al., 1980).

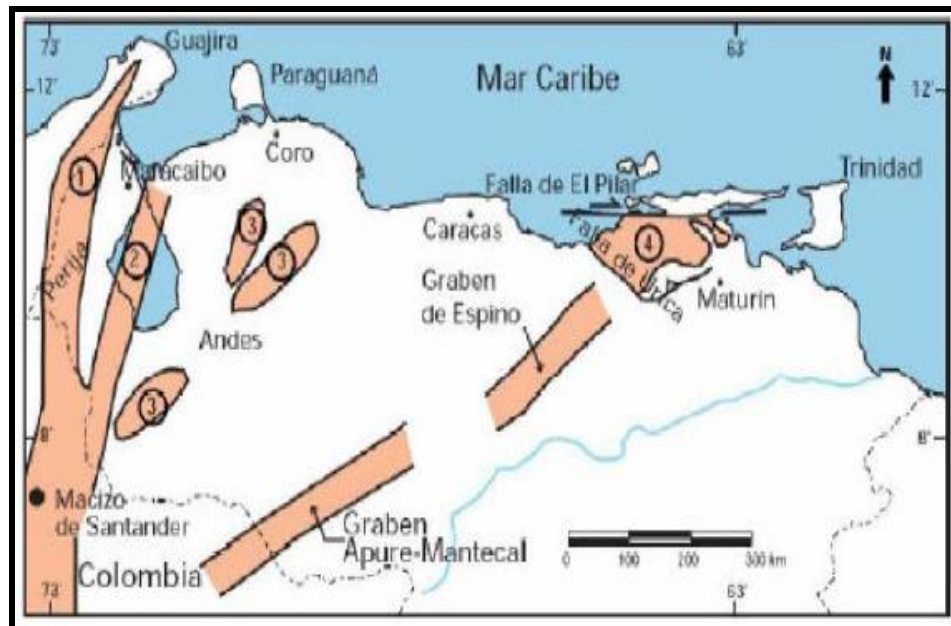


Figura 2. 5. Mapa de distribución de rocas Jurásicas en Venezuela (Yoris y Ostos, 1997).

c) Margen pasivo

Comprendida desde el final del “rifting” o apertura continental durante el Jurásico Tardío y Cretácico Temprano, para dar paso a una sedimentación de clásticos marinos que fueron depositados a lo largo del margen continental formado en el Norte de Sudamérica (Erlich y Barret, 1992). Esta etapa se caracterizó por tres transgresiones que se desarrollaron de norte a sur y que culminó en el Turoniense, Paleoceno-Eoceno Temprano y Oligoceno. La transgresión inicial está marcada por clásticos depositados en el área

durante el Neocomiense con areniscas continentales-fluviales-deltaicas y lutitas de la Formación Barranquín, Querecual y San Antonio (González de Juana *et al.* 1980). La segunda transgresión está caracterizada por la presencia de facies de abanicos submarinos de la Formación San Juan. Los clásticos marino-costeros del Grupo Temblador, depositados durante el Aptitense-Santoniense, conforman las rocas sedimentarias preservadas en la Subcuenca de Guárico. La tercera transgresión la generó las areniscas basales de la Formación Merecure de edad Oligoceno.

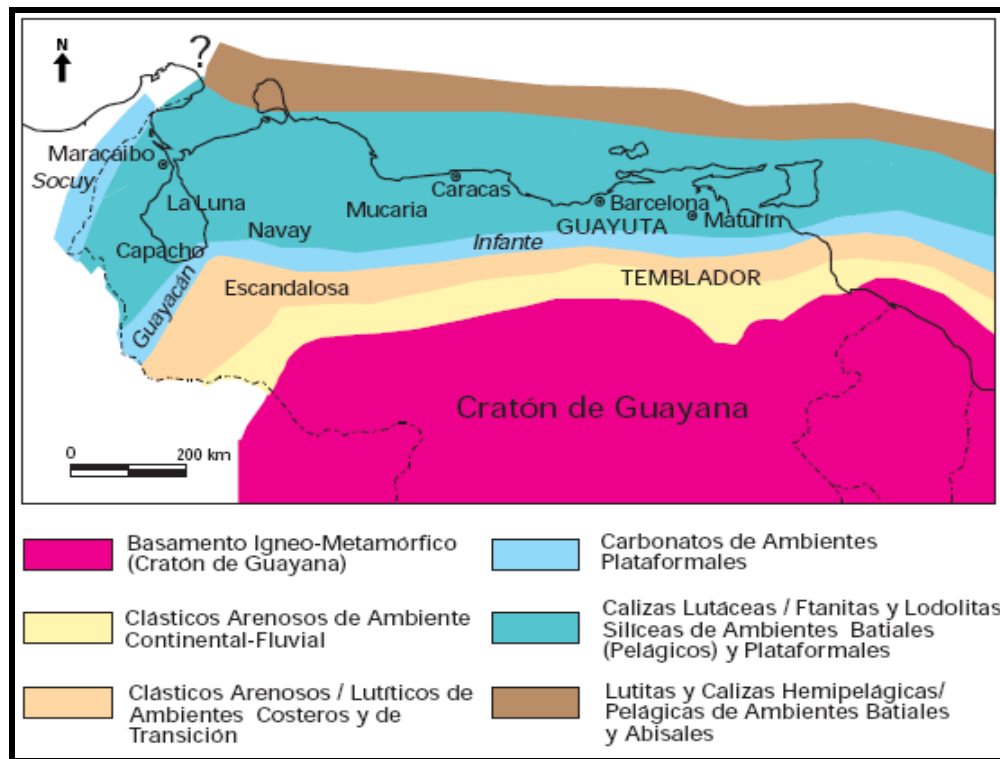


Figura 2.6. Mapa de distribución de facies durante el Cretácico (Yoris y Ostos, 1997)

d) Cuenca “Foreland” o antepaís

La geodinámica regional ha estado dominada por la transgresión (colisión oblicua) entre la Placa del Caribe y Placa Sudamericana. Sin embargo, desde el Eoceno hasta el presente, la Placa del Caribe ha migrado hacia el este, por lo cual ha causado diacronismo en la tectónica y sedimentación a lo largo de todo el borde norte de Venezuela (Stephan *et al.*, 1985; Passalacqua *et al.*; 1995). Según Erlich y Barret (1990), el proceso de compresión en el este de Venezuela comenzó en el Oligoceno medio, provocando que la fase de margen

pasiva terminara diacrónicamente a lo largo del margen norte de Sudamérica, siendo la primera evidencia estratigráfica de ello la erosión de la sección del Paleoceno tardío-temprano, consecuencia de la colisión y emplazamiento de la Cordillera de la costa/Villa de Cura sobre el margen pasivo suramericano. El proceso de deformación aún continúa como consecuencia del movimiento relativo hacia el este de la Placa del Caribe con respecto a Suramérica.

2.3.Rasgos estructurales de la Cuenca Oriental de Venezuela

Como se mencionó anteriormente, la Cuenca Oriental de Venezuela ha sufrido una compleja evolución debido a los eventos tectónicos que han actuado sobre ella. Esto ha generado diversos elementos estructurales, los cuales serán descritos brevemente a continuación:

2.3.1.Corrimiento frontal de Guárico

Constituye el límite septentrional noroeste de la cuenca, se localiza en el piedemonte de los estados Cojedes, Guárico y la parte noroeste de Anzoátegui. Se estima de una longitud aproximada de 400km y de ancho variable hasta 7km. La línea de corrimiento está fraccionada por fallas oblicuas con movimiento transcurrente dextral en dirección noroeste-sureste, entre las cuales las más importantes son las falla de río Tiznado y la de Camatagüita, situada más hacia el este (González de Juana *et al.*, 1980).

2.3.2.Sistema de corrimientos frontales de Anzoátegui y Monagas

Es un sistema de corrimientos que existe al sur de la Serranía del Interior Oriental, específicamente al este de la depresión de Barcelona. Se extiende en el subsuelo de las planicies con anchuras variables entre 15 y 40Km y una longitud aproximada de 150Km. Entre las numerosas fallas que conforman este sistema, resalta el más meridional, denominada corrimiento de Pirital (González de Juana *et al.*, 1980).

El corrimiento de Pirital es una línea de rumbo noreste ubicada al extremo sur de la falla de Uríca. Se ubica en la parte norte del estado Monagas y presenta una extensión de 100Km. Este corrimiento es responsable de la gran cantidad de deformaciones y acortamientos, y representa dos niveles de despegues; el primero involucra despegues intra-

cretácicos a terciarios y el segundo profundidades pre-cretácicas y estructurales más viejas (Hung, 1997).

2.3.3. Sistema de fallas de flanco sur de la cuenca

González de Juana *et al.* (1980) destaca como la característica más relevante del flanco meridional de la Cuenca Oriental de Venezuela a un sistema de fallas normales de rumbo este-oeste y buzamiento hacia el sur y en ocasiones hacia al norte. La falla principal de Tucupita, Pilón, Jobo, y Temblador se encuentran entre las fallas más importantes, ya que estas intervienen en el proceso de acumulación de hidrocarburo, formando trampas estructurales.

2.3.4. Corrimiento de Anaco

El corrimiento de Anaco se encuentra en la parte central del estado Anzoátegui, con una longitud de 85km, desde el sur del campo de El Toco hasta el este del campo de La Ceiba. Se caracteriza por ser una línea de corrimientos de rumbo noreste y buzamiento promedio de 45° al noreste (González de Juana *et al.*, 1980). Este corrimiento inicialmente se originó como una falla normal y posteriormente en el Oligoceno Temprano comenzó a invertir su desplazamiento a causa de un sistema compresivo cuyo origen viene dado por la interacción de la Placa Caribe con la Placa Sudamericana. La falla de Anaco muere progresivamente al sur del área de El Toco, o puede pasar en forma gradual a una serie de fallas normales; mientras que al norte de Santa Rosa la falla penetra en un área estructuralmente compleja, cerca de la falla de Uríca, y parece intersecar el eje de la cuenca estructural de Maturín. (Banks y Driver, 1957).

Sobre la línea del corrimiento existen 4 campos petroleros; el mismo marca la geometría de las estructuras presentes en la zona (Figura 2.6):

- Campo Santa Rosa, ubicado hacia el noreste, donde se localiza el domo de Santa Rosa.
- Campo San Joaquín, con tres culminaciones dómicas y un pronunciado declive hacia el noreste, en el cual se ha desarrollado el campo Guairo, individualizado por razones administrativas.

-Campo Santa Ana, se desarrolla sobre un domo alargado en el cual se distinguen cuatro culminaciones dómicas menores.

-El Toco, desarrollado sobre el domo del mismo nombre.

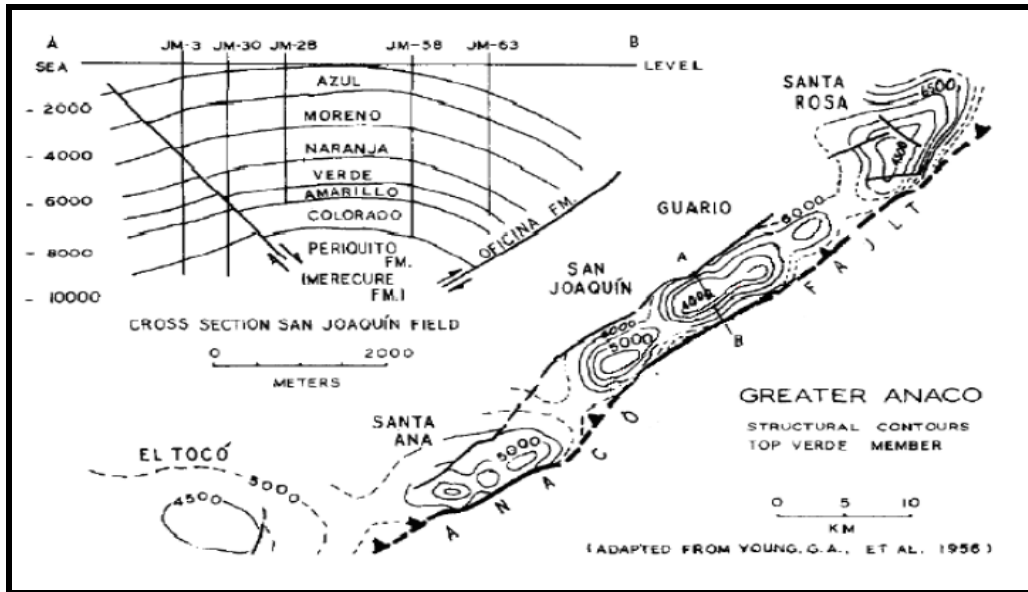


Figura 2. 6. Mapa estructural y sección del Área Mayor de Anaco (Modificado de Murnay, 1972).

2.4. Marco geológico local

2.4.1. Área Mayor de Anaco

El Área Mayor de Anaco está localizada en el sector norte del flanco meridional de la Cuenca Oriental de Venezuela; en la Subcuenca de Maturín, en el bloque levantado al norte del corrimiento de Anaco, específicamente en el área geográfica de los municipios Freites y Aguasay del estado Anzoátegui. Abarca una extensión superficial de 14.500km². La historia estructural de esta área encierra: tensión, compresión, levantamiento, plegamiento y erosión. Esto se atribuye a la tectónica ocurrida al noreste de Venezuela, como resultado de la colisión de la Placa Caribe con la Placa Sudamericana.

Los campos de Anaco presentan en general las siguientes características estructurales:

- Estructuras dómicas asociadas a la línea principal de la falla de corrimiento.

- Fallamiento normal de menor importancia.
- Buzamientos moderados (0°-25° grados).

González de Juana *et al.* (1980) describe el Área Mayor de Anaco como una región caracterizada por levantamientos dómicos; el cual comprende los campos de Santa Ana, Santa Rosa, San Joaquín y El Toco. Las formaciones productoras por excelencia son la Formación Merecure y la Formación Oficina. En cuanto a la estratigrafía, la mayoría de las arenas productoras son lenticulares, lo que se traduce en la diferente extensión lateral de cada recipiente. Muchos yacimientos controlados por lenticularidad se encuentran en posiciones estructurales distintas sobre la cresta, los flancos e incluso en sillas sinclinales entre domos. Todo esto produce una extraordinaria complejidad en estos campos.

2.5. Formación Oficina

La Formación Oficina, de edad Mioceno Medio a Tardío, está presente en el subsuelo de los estados Anzoátegui y Monagas. Se considera que esta formación se sedimentó en un inmenso complejo fluvio-deltaico, donde son comunes las arenas lenticulares y de relleno de canales de ríos. Debido a que posee esta génesis, en dicha formación se encuentran “alternancias de lutitas grises, gris oscuro y gris marrón, intercaladas e interestratificadas con areniscas y limolitas de color claro y grano fino a grueso. Componentes menores, pero importantes son las capas delgadas de lignitos y lutitas ligníticas, arcillas verdes y gris claro” (Méndez, 1985).

Según González de Juana *et. al* (1980) la Formación Oficina solo aflora en superficie en los domos de los campos de Santa Ana y San Joaquín. Las arenas de la formación constituyen los principales yacimientos de los extensos campos petrolíferos en la región donde se encuentra el Área Mayor de Anaco, Área Mayor de Oficina y Área Mayor de Temblador.

Según el Léxico Estratigráfico de Venezuela (L.E.V III, 1997) se diferencian siete miembros dentro de la formación (Figura 2.7), estos miembros serán descritos brevemente siguiendo la secuencia de base hasta tope:

-Miembro Colorado: representa la parte basal de la formación oficina. Contiene areniscas de grano fino de color gris y algunas areniscas de grano grueso, aunque las lutitas ocupan buena parte del espesor total. En el campo Santa Ana este miembro presenta un espesor promedio de 1543'.

-Miembro Amarillo: consiste principalmente de lutitas grises oscuras e intercalaciones de lutitas, areniscas y pocas arenas. Posee un espesor promedio en el campo Santa Ana de 547'.

-Miembro Verde: su litología consiste principalmente de lutitas de color gris oscuro, areniscas y lutitas inter laminadas y areniscas de grano medio a fino. Además están presentes calizas y lutitas ligníticas. Presenta un espesor promedio en el campo Santa Ana de 550'.

-Miembro Naranja: consiste principalmente de lutitas fosilíferas grises e inter laminaciones de lutitas y areniscas. También incluyen delgadas areniscas, lignitos, calizas y arcillas. Presenta espesor promedio de 921' en el campo Santa Ana.

-Miembro Moreno: litológicamente consiste de lutitas fosilíferas gris oscuro, incluye también algunas delgadas capas de areniscas calcáreas, lignitos y arcillas verdosas. Presenta un espesor en el campo Santa Ana de 1453'.

-Miembro Azul: existe predominancia de lutitas grises oscuras, intercaladas con areniscas micáceas de grano fino y lutitas fosilíferas. Además incluye delgadas capas de calizas y lignitos.

-Miembro Blanco: consiste mayormente de lutitas grises a gris oscuro, carbonaceas y lutitas ligníticas, intercalaciones de areniscas, lutitas y arcillas verdes.

El contacto inferior de la Formación Oficina con la Formación Merecure se considera concordante, pese al cambio litológico en sentido ascendente. El contacto superior con la Formación Freites es generalmente concordante, a pesar de la profundización de ambientes. Lateralmente pasa a la Formación Carapita en transición directa y a la parte media y superior de la Formación Chaguaramas, que se considera su equivalente en el estado Guárico.

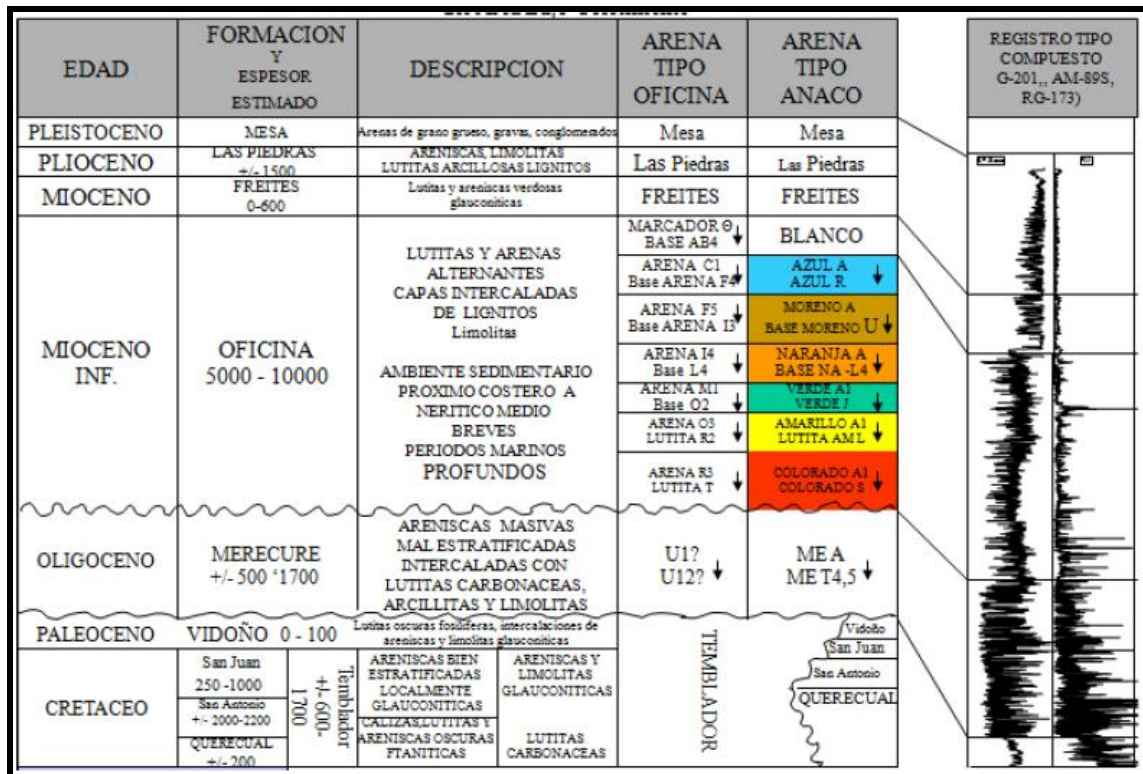


Figura 2. 7. Columna estratigráfica. Muestra las principales formaciones presentes en el Área Mayor de Anaco. (PDVSA Gas, 2012).

CAPÍTULO III.

MARCO TEÓRICO

3.1.Método Sísmico de Reflexión

De los métodos sísmicos el más empleado, en la industria petrolera, es el de reflexión. Este método es una técnica indirecta, que se utiliza para obtener imágenes de las estructuras y geometría del subsuelo. Consiste en generar ondas sísmicas y medir con equipos de grabación, el tiempo transcurrido desde la generación de las ondas hasta que estas son recibidas por sensores colocados en superficie, una vez que hayan sido reflejadas en las interfaces del subsuelo y en las distintas estructuras existentes. Esto es posible gracias a la propagación de ondas en la tierra, que poseen propiedades elásticas de las rocas.

Este método cumple un rol imprescindible durante los procesos de análisis de cuencas y prospección de yacimientos de hidrocarburos ya que son la base para la generación de los mapas estructurales clave en la definición de posibles trampas. También se utilizan para la identificación de posibles trampas estratigráficas poseedoras de sedimentos que funcionen como roca yacimiento. Además se emplean mapas de atributos sísmicos los cuales representan la distribución de los parámetros de las rocas involucradas en el cálculo de reservas (porosidad, permeabilidad, etc) (Regueiro, 2007).

3.1.1.Impedancia Acústica

Se denomina Impedancia Acústica al producto de la velocidad de la onda P (V_p) de un medio, que se obtiene de la inversión del registro sísmico por la densidad (ρ) del mismo obtenida del registro de densidad. Está relacionada con parámetros como porosidad, permeabilidad, litología y fluido de la roca, ya que estos inciden directamente en la densidad y velocidad del medio.

$$Z = V_p * \rho$$

Ecuación 3. 1. Impedancia acústica.

Donde:

Z: Impedancia acústica

V_p : Velocidad de onda p

ρ : densidad

Físicamente representa la resistencia que opone el medio a que se propague una onda acústica sobre este.

3.1.2.Serie de reflectividad

El Coeficiente de Reflexión es la relación existente entre la amplitud de la onda reflejada y la onda incidente o la cantidad de energía reflejada. También se define como la relación de amplitudes entre dos medios sobre los que incide un rayo perpendicular. Su ecuación viene dada por:

$$CR = \frac{(Z2 - Z1)}{(Z2 + Z1)}$$

Ecuación 3. 2. Coeficiente de reflexión

Donde Z1 es la impedancia acústica del medio 1, Z2 es la impedancia acústica del medio 2 y R es el coeficiente de reflexión cuyos valores oscilan entre -1 y 1. Si R es igual a cero toda la energía incidente es transmitida debido a que no hay contraste de impedancia acústica entre medios.

3.1.3.Ondícula sísmica

Según Sheriff (2002), una ondícula se define como un pulso sísmico que consiste usualmente en pocos ciclos. También se puede definir como un pulso unidimensional, que representa la forma de la reflexión en el dominio del tiempo de un reflector positivo en el caso de incidencia normal. La ondícula sísmica es originada como un paquete de energía desde una fuente, teniendo origen específico en tiempo y retornando a los receptores como una serie de eventos distribuidos en tiempo y energía.

Eventualmente la energía regresa y es captada por los receptores, la misma no debe exceder la inicial que fue introducida en el subsuelo, ya que ésta decae con el tiempo en cada geófono que capta la ondícula a medida que aumenta la estratificación del medio.

Para la construcción del sismograma sintético se debe seleccionar la ondícula adecuada, ya que esto influirá directamente en la calidad del producto a la hora de ajustar las secciones sísmicas con los datos de pozos.

Para realizar una interpretación sísmica más confiable se recomienda el uso de ondículas fase cero por las siguientes razones (Liner, 2004):

- Son simétricas por lo que se obtiene mayor resolución vertical
- El pico de máxima amplitud se localiza en el centro de la ondícula.
- Son bastante agudas (semejantes a un pulso), debido a que los lóbulos laterales han sido minimizados.

3.1.4.Sismograma Sintético

El Sismograma Sintético es la reconstrucción de una traza sísmica en la dirección del pozo, mediante la convolución de la serie de reflectividad producida por el subsuelo y la ondícula fuente (Figura 3.1). Este nos permite obtener una idea bastante fiable sobre el origen y significado de los reflectores que los componen así como determinar las relaciones entre la litoestratigrafía de un sondeo y la respuesta sísmica que ella genera. Estos conocimientos son suficientes para establecer la importancia relativa de unos reflectores respecto a otros y lo que representan cada uno, importante para la correcta elección de los horizontes que debemos integrar en la interpretación sísmico-geológica del área. (Martínez, 1996). Para poder realizar esto se debe conocer también el modelo de velocidad en función de la profundidad, el cual se obtiene principalmente a partir de los perfiles sísmicos verticales (VSP), puntos de verificación (*checkshots*) y registro sísmico. Este control servirá de criterio para determinar qué horizontes serán más adecuados para la interpretación sísmico-geológica.

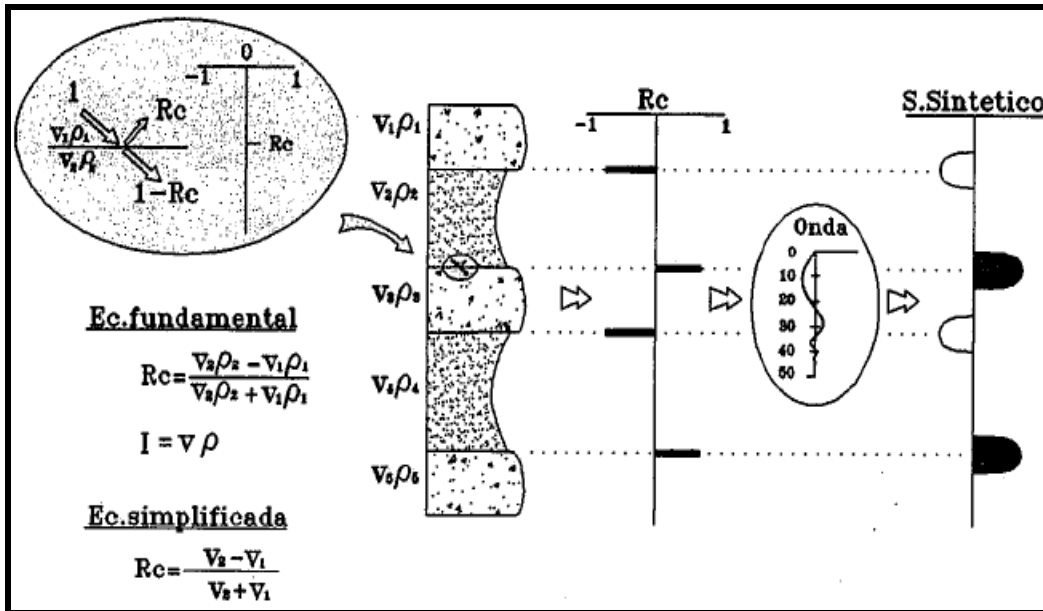


Figura 3. 1. Generación de un sismograma sintético (Martinez, 1996).

3.2. Sísmica de pozo

El propósito fundamental de la sísmica de pozo es proveer una imagen sísmica con alta resolución de la sección geológica desde la superficie hasta profundidades superiores a la del pozo. Entre las técnicas que constituyen la sísmica de pozo se pueden mencionar: tiros de verificación y perfiles sísmicos verticales. Estas técnicas ayudan a optimizar la perforación y hacen más efectivo el programa de desarrollo de un campo.

3.2.1. Tiros de verificación (*Checkshot*)

Los tiros de verificación o *checkshot*, son métodos de prospección sísmica de onda directa donde se mide el tiempo de viaje de las ondas sísmicas desde una profundidad conocida hasta la superficie. Para ello se coloca la fuente en superficie y los sensores se introducen en el pozo (Figura 3.2) para medir la velocidad de onda p y onda directa a distintas profundidades de interés. El producto de esta herramienta son las llamadas curvas T-Z, es decir; tiempo-profundidad, las cuales permiten conocer la profundidad precisa y el tiempo que tardó la onda en llegar al receptor para poder así generar mediante la relación de estos dos parámetros los modelos de velocidades, esenciales para la conversión de la sísmica de tiempo a profundidad.

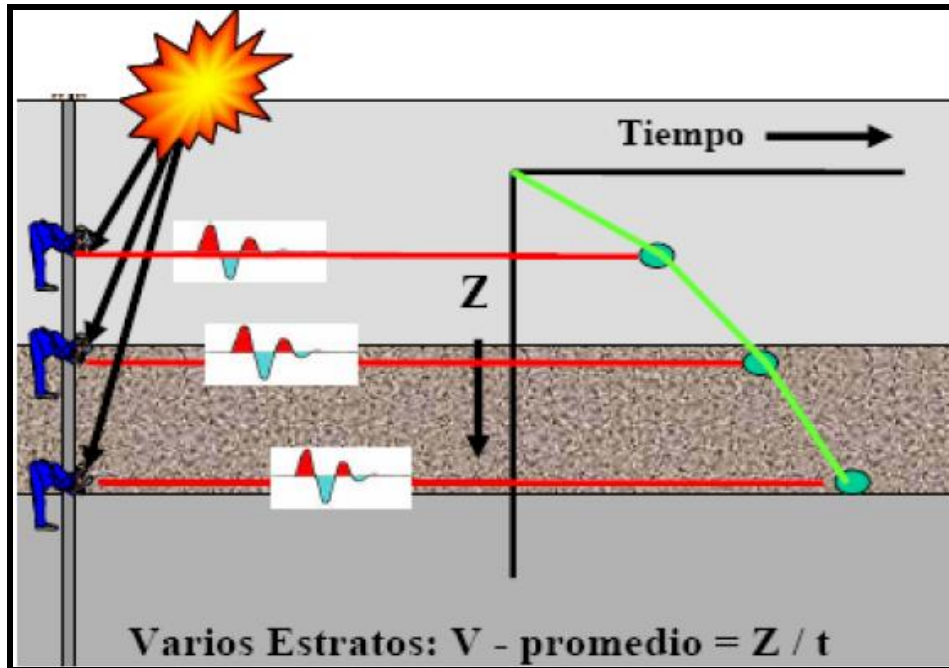


Figura 3. 2. Esquema de tiro de verificación o *Checkshot*

3.2.2. Perfil sísmico vertical

El Perfil Sísmico Vertical (VSP) es una de las técnicas más utilizadas en la sismica de pozos, la cual consiste en generar una señal sísmica desde la superficie de la tierra, que viaja por el interior de la misma hasta alcanzar las distintas profundidades de los geófonos, acoplados a la pared del hoyo, en donde es grabada (Figura 3.3). La sección sísmica generada es en lo posible de alta calidad, resolución y penetración en el punto de ubicación del pozo, abarcando una región de varios cientos de metros alrededor del pozo (Hardage, 1983).

Una de las ventajas del VSP sobre la sismica de superficie, es que el recorrido de las ondas sísmicas es más reducido ya que atraviesa una sola vez la capa meteorizada. Por consiguiente, la energía que viaja a través de la tierra es menos atenuada que en la sismica de superficie, es decir; se conserva más las altas frecuencias; obteniéndose mejor relación señal-ruido, resolución vertical y horizontal con menos múltiples (Hardage, 1985).

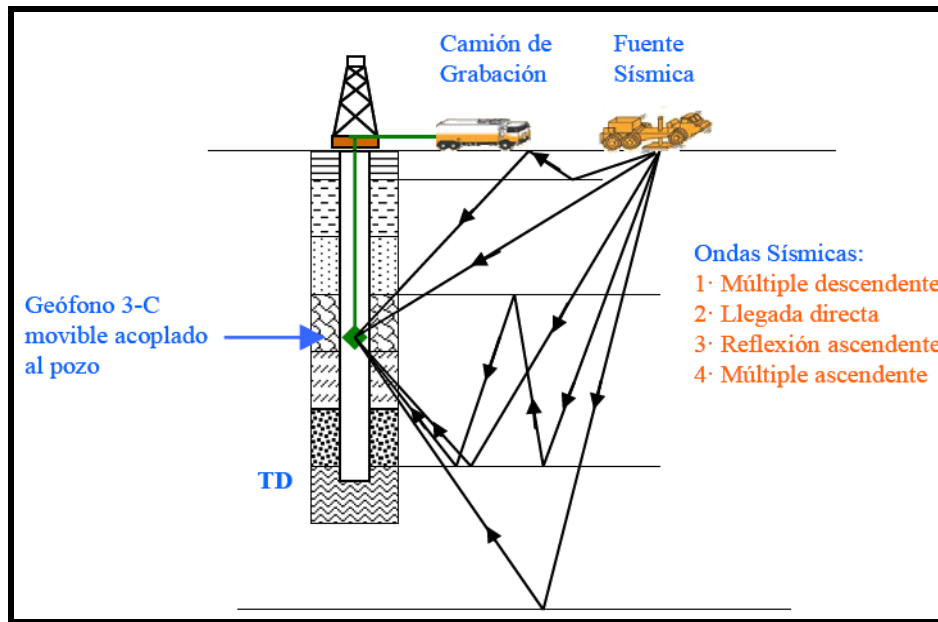


Figura 3. 3.Diagrama esquemático de las ondas ascendentes y descendentes grabadas en un VSP

3.3.Velocidad sísmica

La velocidad sísmica, es una cantidad definida por la rapidez de propagación de una onda sísmica (Regueiro, 2007).

Según el tipo de geometría usada para la grabación de diversos tipos de datos sísmicos, la palabra velocidad se asocia a otras cantidades, cuyas unidades son distancia/tiempo, y que en realidad corresponden a algún tipo de velocidad promedio-aparente. Regueiro (2007) menciona que existen diversas formas de interpretar las velocidades:

3.3.1.Velocidad interválica

Se asocia a la velocidad de propagación promedio dentro de un estrato o formación dada, y es la que muchos intérpretes asocian con la litología (Ecuación 3.3). Su medición se realiza, principalmente, con el registro VSP (Regueiro, 2007). Pueden ser estimadas del procesamiento sísmico usando la ecuación de Dix y las velocidades de apilamiento.

$$V_{int} = \frac{(Z_2 - Z_1)}{(t_2 + t_1)}$$

Ecuación 3. 3. Relación entre profundidad y tiempo que calcula velocidades interválicas.

Donde Z2 y Z1 representan el tope y la base del intervalo y t2 y t1 los tiempos de tránsito simple de la onda hasta llegar a dichas interfases.

3.3.2. Velocidad “average” o promedio

La velocidad “average” relaciona la distancia total con un tiempo de viaje total y no toma en cuenta las pequeñas variaciones de velocidad que se sucede dentro de las mediciones de velocidad que sucede dentro de las mediciones. En geofísica la velocidad “average” es usada para relacionar una profundidad específica con un tiempo específico en una conversión tiempo/profundidad (Regueiro, 2007). Para este trabajo esta velocidad fue calculada utilizando el promedio de las velocidades interválicas, obtenidas de las tablas T-Z presentes en la zona (Ecuación 3.4)

$$V_{average} = \frac{V_{int}(n)}{n}$$

Ecuación 3. 4. Velocidad “average” calculada con el promedio de las velocidades interválicas.

3.4. Resolución Vertical

La resolución vertical de un registro sísmico es la menor distancia vertical (espesor) entre dos interfases litológicas que produce dos reflexiones discretas, las cuales pueden separarse visualmente, es decir, el menor espesor para el cual las reflexiones provenientes de su tope y su base pueden ser distinguidas. Desde el punto de vista teórico, este espesor se relaciona con la longitud de onda (λ), que depende de la relación entre la velocidad (v) y la frecuencia (f) (Sheriff, 2002).

El criterio de Rayleigh establece que el límite de resolución es de un cuarto de la longitud de la onda dominante (Ecuación 3.5), y también es el que se relaciona con el denominado “punto de entonación o sintonía sísmica” que no es más que la interferencia constructiva o destructiva resultante de dos o más reflectores espaciados a una distancia menor a un cuarto de la longitud de onda dominante (Sheriff, 2002).

$$\lambda = \frac{v}{4 * f}$$

Ecuación 3. 5. Resolución vertical basándose en el criterio de Rayleigh.

A medida que la profundidad es mayor la resolución sísmica vertical es menor, esto es debido a que existen procesos de absorción inelástica en la tierra, lo que incide directamente en la pérdida del contenido de frecuencias altas a medida que éstas se propagan, esto como consecuencia de que el subsuelo se comporta como un filtro pasa bajo.

3.5. Modelo de Velocidades

El modelo de velocidad es una representación espacial de las velocidades a través de cada uno de los estratos o capas del subsuelo tomando, generalmente, la velocidad de cada capa constante a través de las cuales pasan los rayos de los distintos frentes de onda obedeciendo a la ley de Snell. La velocidad utilizada usualmente para generar dichos modelos es proveniente de las velocidades de migración sísmica; en especial de las migraciones en profundidad. Los modelos de velocidades también son llamados cubos de velocidades (Sheriff, 2002).

3.6. Petrofísica

La petrofísica es la rama de la geociencia cuya finalidad es el estudio de las propiedades físicas de las rocas y de los fluidos presente en ellas a través del análisis de registros, perfiles de pozos y muestra de núcleo con el fin de proveer información sobre la prospectividad de un área determinada.

3.6.1. Porosidad

Es la fracción del volumen total de una muestra ocupada por espacio vacío o fluido o la razón entre el espacio poroso y el volumen total de la roca del yacimiento.

Algunas fuentes a través de las cuales puede estimarse la porosidad son: perfiles radioactivos, micropfiles, gráficas y análisis de núcleos, siendo esta última la fuente más confiable de todas.

3.6.2. Permeabilidad

Es la propiedad física de la roca que permite el paso de un fluido a través de los poros interconectados sin que se desplacen las partículas de la roca. El tamaño de los poros, a su

vez depende del tamaño de las partículas que forman el medio, la cantidad de carga y la cantidad de cemento añadido tras la depositación.

3.6.3.Saturación de agua

Es la fracción de agua en un espacio poroso dado. Por lo general se expresa en volumen/volumen, porcentajes o en unidades de saturación (SchlumbergerOilfieldGlossary, 2005)

3.7.Registros Petrofísicos

Los Registros Petrofísicos son un gráfico X-Y en donde el eje Y representa la profundidad del pozo y el eje X representa los valores de algunos parámetros del pozo como son: porosidad, densidad, tiempo de tránsito, resistividad, diámetro del hoyo, entre otros. Con estos se puede conocer el comportamiento de las rocas e identifican posibles presencias de fluidos. Existe una gama de registros petrofísicos que describen las características del subsuelo en un punto determinado y que difícilmente pueden ser descritas con otras herramientas. A continuación se presenta una serie de registros los cuales son los de mayor importancia a la hora de realizar una interpretación sísmica:

3.7.1.Registro Caliper

El Registro Cáliper mide las variaciones del diámetro del hoyo a lo largo de la trayectoria del pozo. Esto permite realizar una evaluación cualitativa de las condiciones del hoyo. Es útil para calibrar la respuesta dada por los perfiles microresistivos, de porosidad neutrón y densidad, ya que permite conocer si la herramienta realiza la medición en una formación dura generadora de “costras” o blanda generadora de “revoque o derrumbe”.

3.7.2.Registro de Rayos Gamma

El Registro de Gamma “ray” es una medición de la radioactividad natural de las formaciones. En las formaciones sedimentarias el registro normalmente refleja el contenido de arcilla de las formaciones debido a que los elementos radioactivos tienden a concentrarse en arcillas y lutitas (Schlumberger, 1987).

3.7.3.Registro Sónico

En su forma más sencilla, una herramienta sónica consiste de un transmisor que emite impulsos sónicos y un receptor que capta y registra los impulsos. El registro sónico es simplemente un registro en función del tiempo, que requiere una onda sonora para atravesar un pie de la formación. Este es conocido como tiempo de tránsito, siendo t , el inverso de la velocidad de la onda sonora. El tiempo de tránsito para una formación determinada depende de su litología y su porosidad (Figura 3.4). ¿Cuando se conoce la litología y su porosidad? Cuando se conoce la litología, esta dependencia de la porosidad hace que el registro sónico sea muy útil como registro de porosidad. Los tiempos de tránsito sónicos integrados también son útiles al interpretar registros sísmicos. El registro sónico puede correrse simultáneamente con otras herramientas.

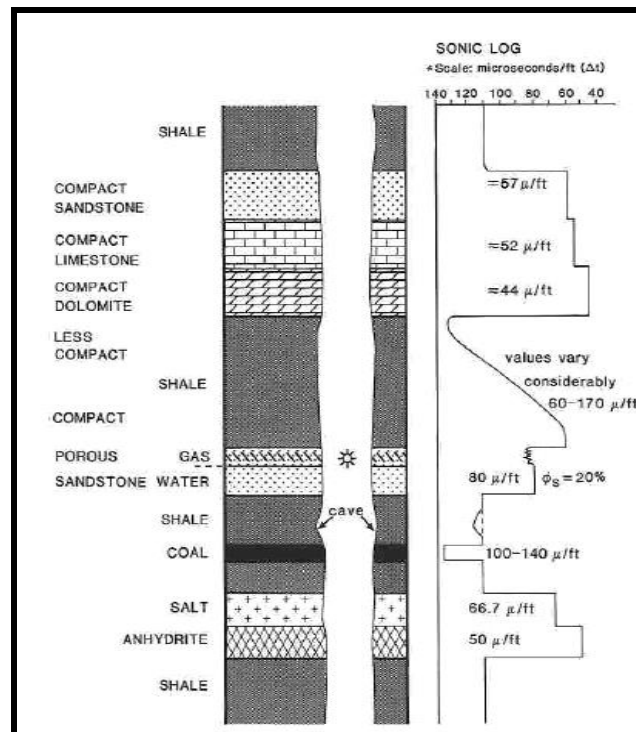


Figura 3. 4. Tiempo de tránsito según la litología (Rider, 1996)

3.7.4.Registro de Densidad

El Registro de Densidad, es usado principalmente como cuantificador de porosidad. Es una grabación continua de la densidad de "Bulk" de la formación; esta es la densidad total de una roca incluyendo la matriz sólida y el fluido contenido en los poros (Rider, 1996). Se usan principalmente como registros de porosidad. Otros incluyen identificación

de minerales en depósitos de evaporitas, detección de gas, determinación de la densidad de hidrocarburos, evaluación de arenas con arcilla y de litologías complejas, determinación de producción de lutitas con contenido de aceite, cálculo de presión de sobrecarga y propiedades mecánicas de las rocas. Es de suma importancia para la calibración sísmica ya que su producto es uno de los componentes para el cálculo de la impedancia acústica.

3.7.5.Registro de Porosidad Neutrón

Los Registros Neutrónicos se utilizan principalmente para delinear formaciones porosas y para determinar su porosidad. Responde principalmente a la cantidad de hidrogeno de la formación. Por lo tanto, en formaciones limpias cuyos poros estén saturados con agua o aceite el registro refleja la cantidad de porosidad saturada de fluido (Schlumberger, 1987).

3.7.6.Registro de Resistividad

Los Registros de Resistividad miden la resistividad de la formación ante el paso de una corriente eléctrica. La electricidad puede pasar a través de una formación debido al agua conductiva que contenga dicha formación.

3.8.Atributos sísmicos

Los atributos sísmicos son una herramienta que permite extraer información de los datos sísmicos, ya sea medidos directamente o derivados a través de operaciones matemáticas que pueda ayudar a mejorar o cuantificar visualmente caracteres o formas de interés interpretativos. El objetivo principal de los atributos es proporcionar información precisa y detallada de los parámetros estructurales, estratigráficos y litológicos del prospecto sísmico. Este tipo de información permite aumentar el poder de análisis y cuantificar más eficientemente los recursos del subsuelo en una forma integral. Un buen atributo sísmico es sensible a las características geológicas y propiedades del yacimiento de interés, o puede permitir definir el ambiente depositacional o estructural y así poder inferir sobre algunas propiedades o estructuras de interés (Chopra y Marfurt, 2007).

Los atributos basados en amplitudes sísmicas son medidas específicas de características geométricas, cinéticas, dinámicas y/o estadísticas derivadas de la data sísmica pre o post-apilamiento, antes o después de la migración. Atributos vs Offset,

impedancia acústica y atributos elásticos en general son utilizados en la caracterización de yacimientos, particularmente en la estimación de propiedades y discriminación de litologías y contenido de fluidos. Una vez extraído, los atributos pueden ayudar al intérprete a seguir eventos débiles, delinear fallas y predecir las propiedades del mismo entre pozo y pozo (Sheriff, 1996).

Los atributos derivados de tiempo proveen información estructural, los de amplitud proveen información estratigráfica y de reservorio. Los de frecuencia, aún no son bien entendidos pero existe una amplia tendencia de que ellos proveen alguna información estratigráfica o de reservorio adicional.

3.8.1. Atributos de amplitud

En general los atributos de amplitud nos proporcionan información estratigráfica y estructural. La interpretación permite definir contraste litológico, continuidad de las capas, porosidad y fluidos. Las anomalías de amplitud identificadas nos permiten diferenciar los tipos de estratificación tal como se observa en la siguiente figura.

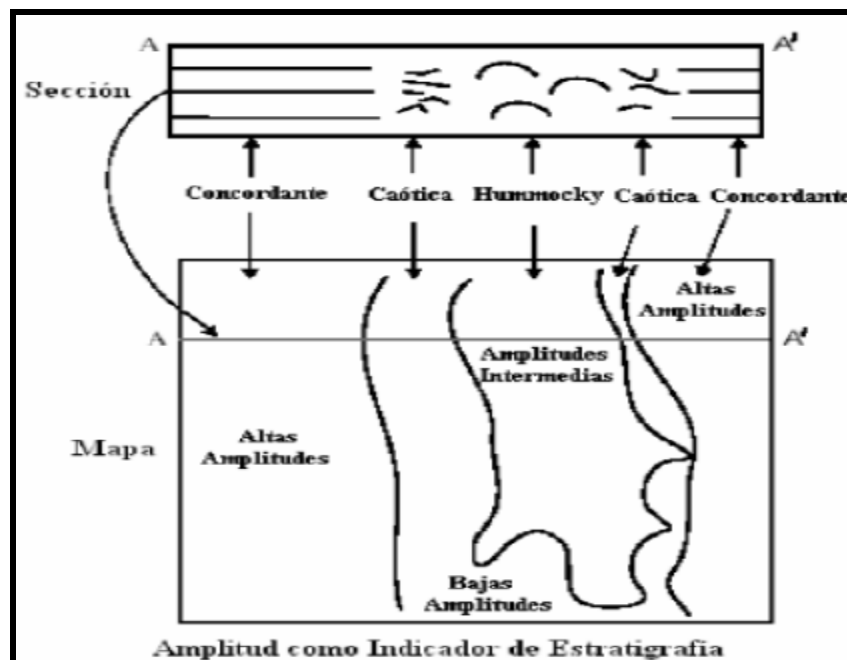


Figura 3. 5. Tipos de estratificación según amplitud (Landmark, 2004).

3.8.1.1. Amplitud RMS

Es calculada como la raíz cuadrada del promedio de los cuadrados de las amplitudes encontradas en la ventana de análisis (Figura 3.6). Esta clase de atributos se calcula sobre una ventana de tiempo y usa, los valles y picos de las amplitudes para analizar un reflector. Este valor de amplitud calculado es representativo de un intervalo de sísmica completa. Tiende a enfatizar las anomalías más que ningún atributo, ya que el valor de la amplitud es elevado al cuadrado antes de realizar el promedio.

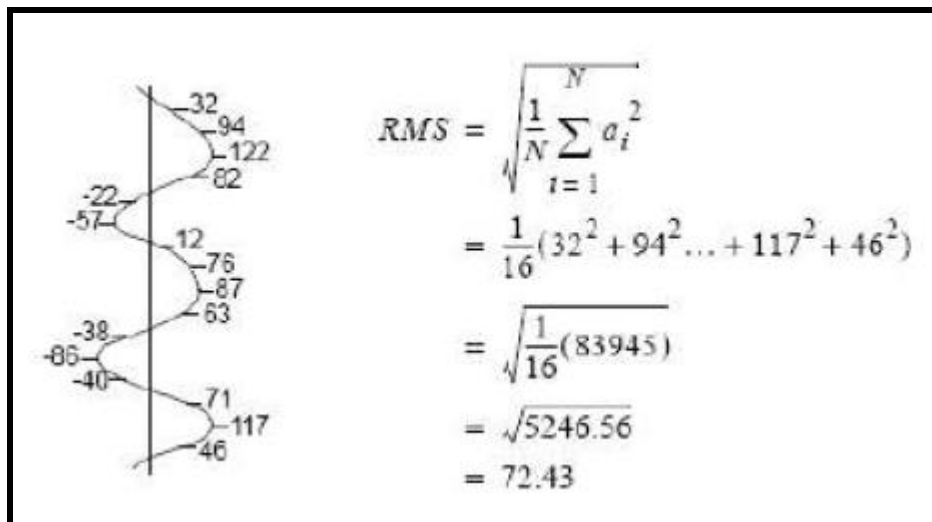


Figura 3. 6. Cálculo de la amplitud RMS, donde “N” corresponde al número de muestras y “a” se refiere a un valor instantáneo de amplitud (Landmark, 2004).

En general, usando el atributo de amplitud se puede identificar:

- Gas y fluido acumulados.
- Arenas de un canal y delta.
- Discontinuidades.
- Efectos de entonación.
- Cambios de estratigrafía secuencial.

3.8.1.2. Amplitud instantánea o fuerza de reflexión

La amplitud instantánea, es la raíz cuadrada de la energía total en la señal sísmica en un instante de tiempo. Se refiere a la envolvente de la traza sísmica y puede ser visto como

la amplitud independiente de la fase y nos aporta información sobre los contraste de impedancia. Cada muestra es calculada a partir de la siguiente fórmula:

$$Reflexión = \sqrt{(traza\ real)^2 + ([cuadratura\ traza])^2}$$

Ecuación 3. 6. Amplitud instantánea o fuerza de reflexión.

A través del estudio de los cambios de intensidad de la reflexión, se puede tener idea sobre cambios litológicos importantes entre estratos de roca adyacente, así como a través de discontinuidades y límites asociados a cambios significativos en el nivel del mar o ambientes depositacionales. Cambios laterales muy marcados pueden estar asociados al callamiento o a la presencia de hidrocarburos. Este último factor se ejemplifica a través de las grandes amplitudes asociadas a acumulaciones de gas conocidas como puntos brillantes.

3.8.2.Fase instantánea

Este atributo es importante, puesto que la fase no depende de la fuerza de la reflexión; lo que con frecuencia hace eventos débilmente apreciables sean identificable. A nivel de yacimiento la fase instantánea puede usarse para identificar reversiones de fase las cuales podrían señalar la presencia de gas (Quilen, 2006).

3.8.3.Frecuencia instantánea

Puede proveer información acerca de la frecuencia característica de los eventos, efectos de absorción, fracturamiento y espesor depositacionales. La superposición de reflexiones individuales puede llegar a producir un modelo de frecuencia que caracteriza a la reflexión compuesta y su carácter cambiará gradualmente así como la litología o el espesor de la secuencia de estratos. Los acuñaientos y bordes de interfaces de fluidos como el agua y el petróleo tienden a cambiar frecuencia instantánea de manera más rápida (Quilen, 2006).

3.8.4.Semblanza

Es un atributo geométrico que permite medir o cuantificar la continuidad lateral de las trazas sísmicas. La semblanza es un buen indicador de las semejanzas entre los estratos

por lo tanto puede ser usado para interpretar características que nos ayuden a reconocer depositación (Taner y Sheriff, 1899).

CAPÍTULO IV.

MARCO METODOLÓGICO

Para cumplir los objetivos propuestos para este estudio, se seguirá el flujo de trabajo que se muestra en la siguiente figura:

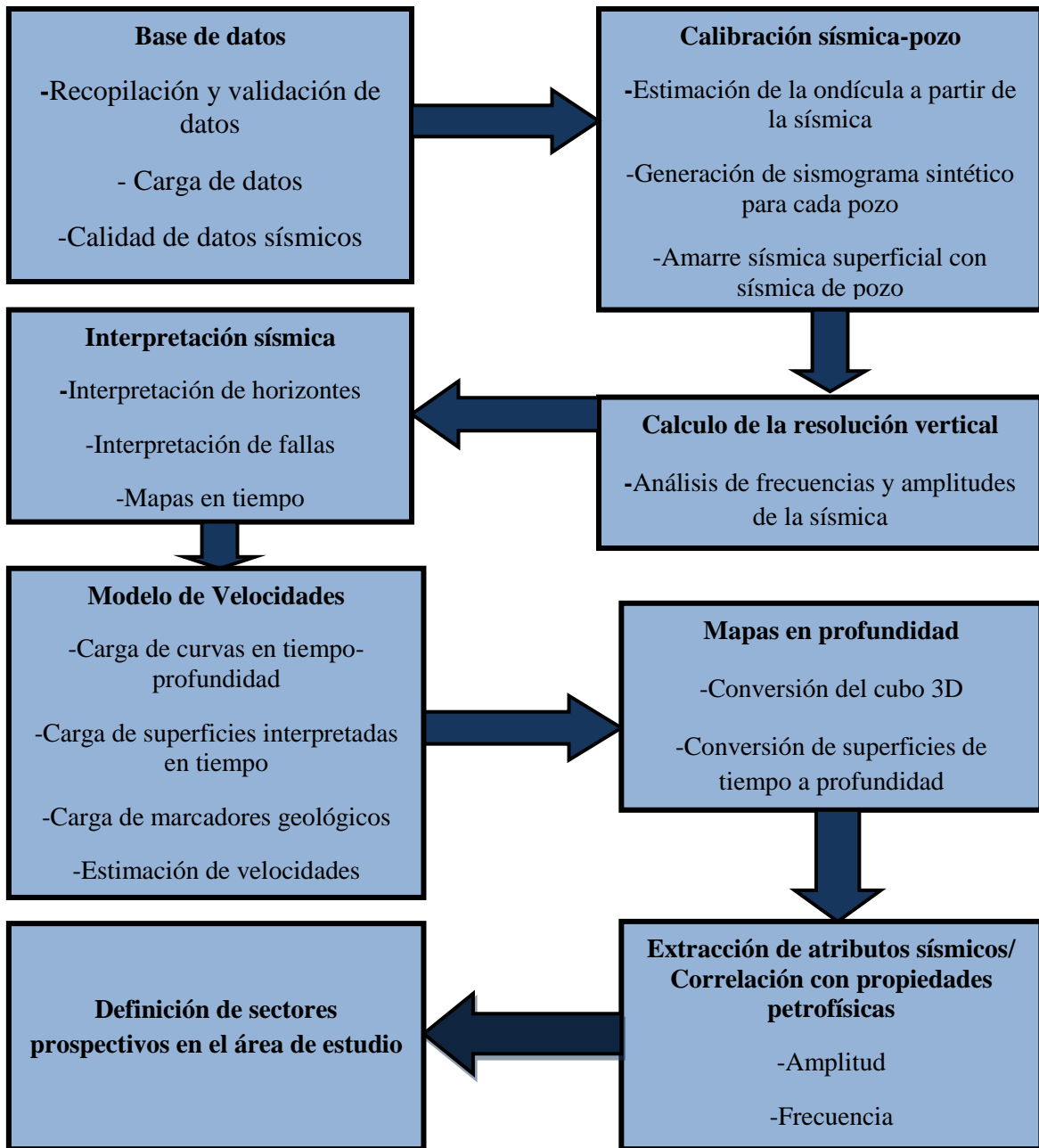


Figura 4. 1. Flujograma de la metodología de trabajo.

4.1.Revisión bibliográfica

Inicialmente se realizó una revisión bibliográfica del material disponible, con el fin de ubicarnos en el contexto geográfico de la zona de estudio, así como la geología regional y local presente en el área, para conocer los posibles eventos estructurales que se encuentran en el campo y poder tener una visión general del mismo.

4.2.Datos sísmicos

Para esta interpretación sísmica se utilizó un “Merge” denominado Anaco_Merge, el cual es la unión de tres levantamientos sísmicos (Figura 4.2), El Toco (2002), Santa Ana (2000) y San Joaquín-El Roble (1999), el cual comprende un área de 1026,27km².

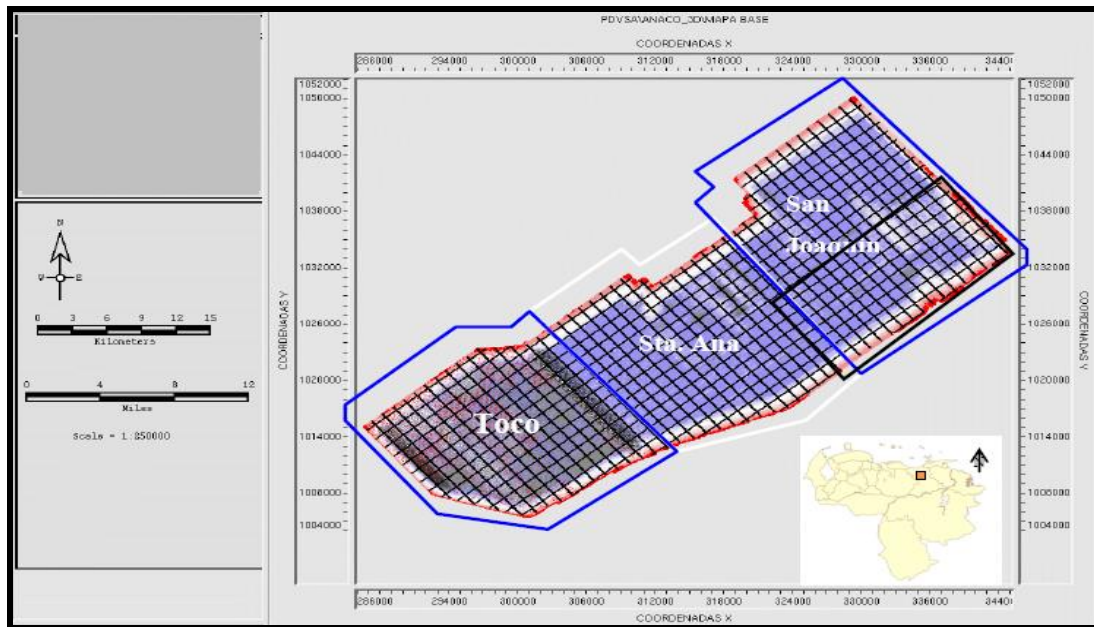


Figura 4. 2. Mapa base de procesamiento. Se observa la unión de los tres levantamientos que conforman el cubo Anaco_Merge (PDVSA, 2006).

Este fue reprocesado en el año 2005 por la compañía WesternGeo, siguiendo el flujo de trabajo presente en la figura 4.3, lo que generó un cubo final, apilado y migrado llamado pstm_spp.cmp (pre stack time migration-sin post procesamiento). Es importante señalar que este cubo sísmico posee parámetros como tamaño de celda de 25m x 25m, con una longitud de muestreo de 5 segundos y un intervalo de muestre de 2ms. Además se le fue

aplicado un cambio para llevar los datos a nivel de mar (-300ms), posee las amplitudes relativas verdaderas obtenidas de la adquisición y está migrado antes de realizar el apilamiento. Una vez obtenido este cubo se le aplicó un post-proceso del cual resalta la aplicación de un filtro variable en tiempo para mejorar la relación señal/ruido y una compensación de amplitudes en espacio y tiempo, este tiene por nombre pstkm_cpp.cmp (pre snack time migración-con post proceso); ambos cubos fueron cargados en la base de datos de Openwork de la plataforma LandMark.

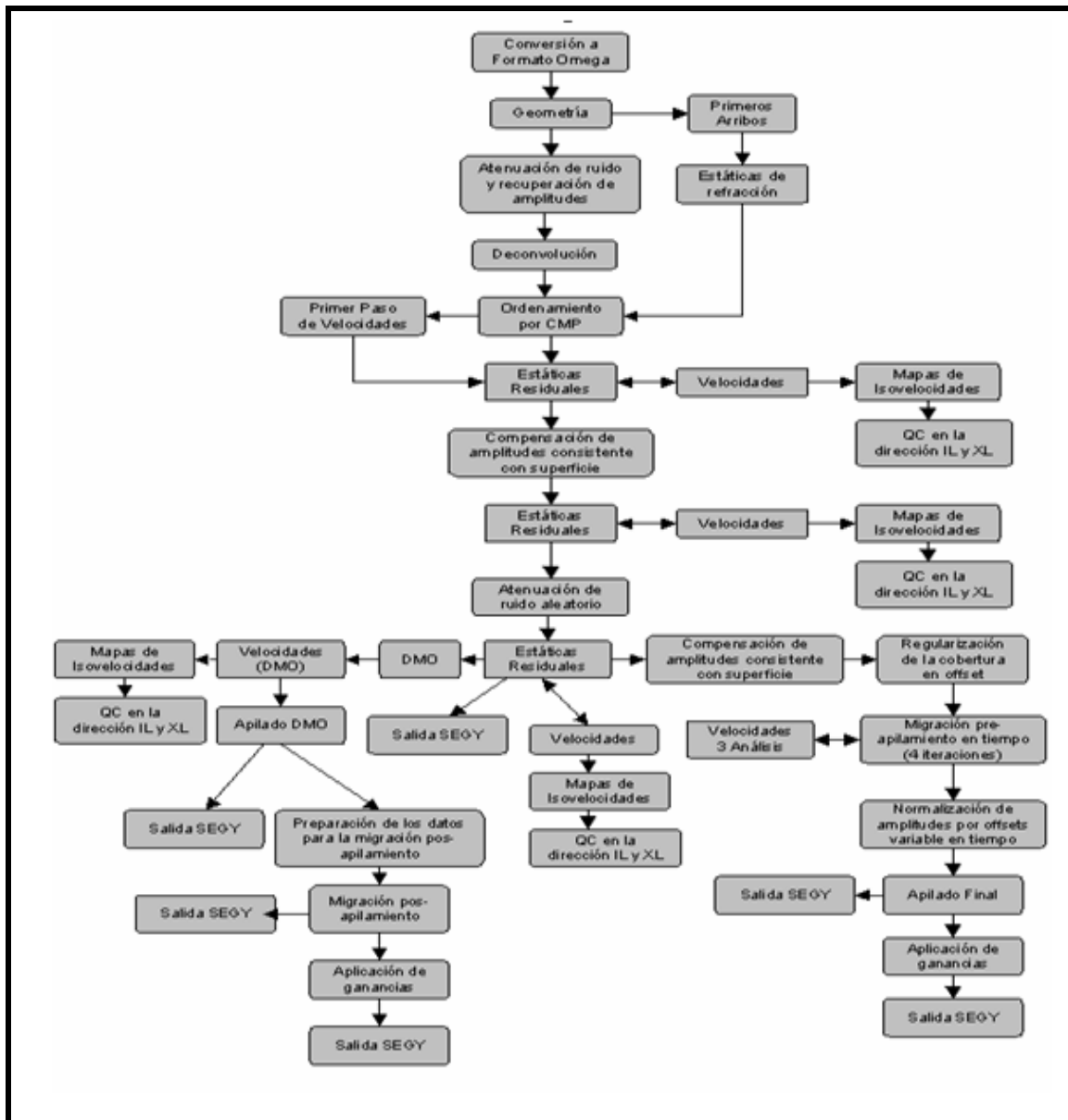


Figura 4. 3. Flujograma de secuencia de procesamiento de MergAnaco_Merg

(PDVSA, 2005).

Según PDVSA (2005), la calidad de los datos fue relativamente buena, presentando una alta relación señal/ruido ya que los datos fueron adquiridos usando explosivo en pozos profundos (15 a 20m). Los datos de campo crudos presentaron frecuencias de 90 a 70 Hz en el primer segundo y frecuencias hasta 35Hz aproximadamente a los 5 segundos. La zona cercana al corrimiento de Anaco presenta lugares donde las frecuencias se ven afectadas por la complejidad estructural de la región.

Una vez cargado el cubo sísmico se procedió a definir el polígono de la sísmica donde se realizará la interpretación. Dicha región perteneciente al campo Santa Ana y ocupa un área aproximada de 389 km² (Figura 4.4).

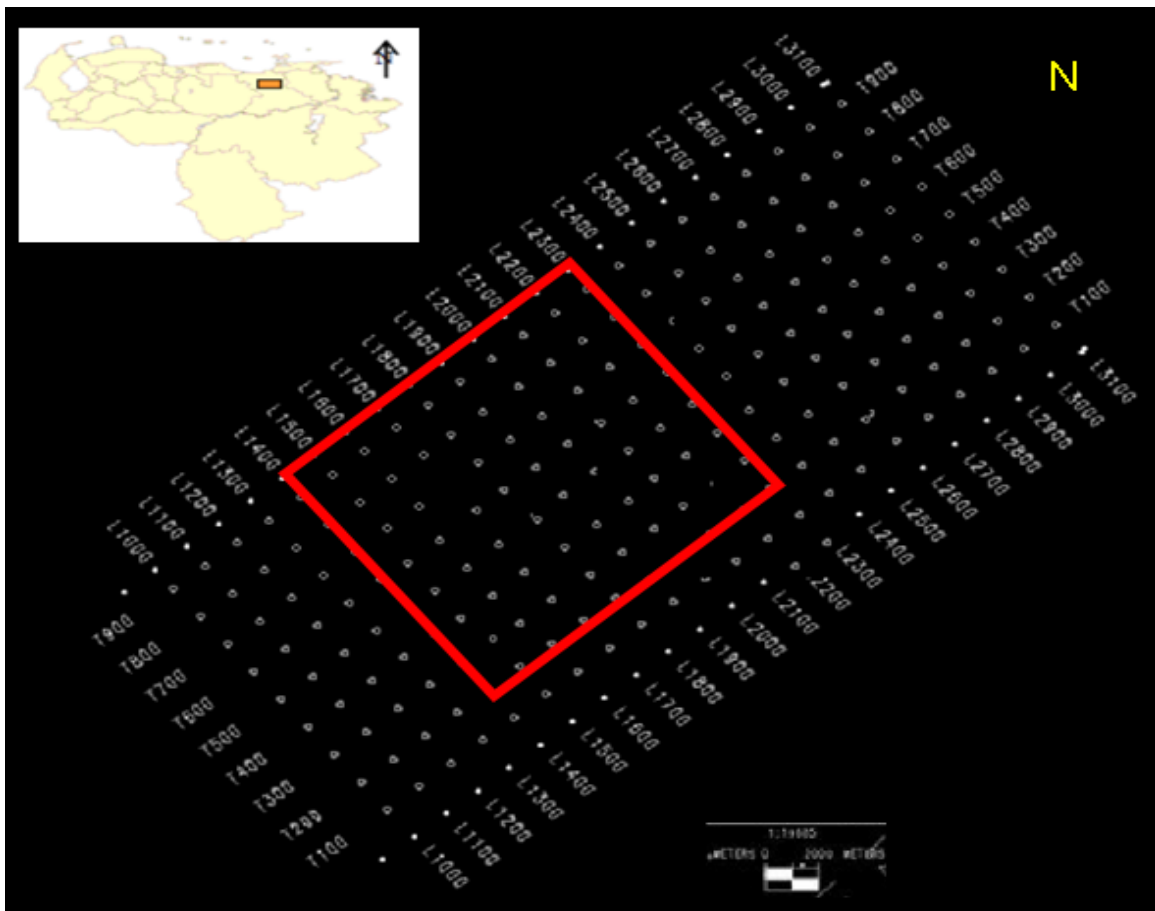


Figura 4. 4. Mapa base de los cubos sísmicos pstm_spp.cmp y pstm_cpp.cmp donde se señala con recuadro rojo el área del campo Santa Ana.

4.3.Datos de pozos

Los registros de pozos utilizados en principio fueron revisados en la plataforma Geoframe; estos están ubicados dentro proyecto sísmico SANTA_ANA_SEIS. Se realizó un inventario de pozos, donde se revisaron las curvas pertenecientes a cada uno de ellos y los respectivos topes que fueron comparados en su mayoría con los registros físicos disponibles. Una vez hecho esto se verificó que esta información esté disponible en la base de datos de Openwork en el proyecto denominado ANACO_MERGE.

Del inventario se obtuvo que en el área de estudio existen un total de 225 pozos, de los cuales todos atraviesan la mayoría de las unidades de interés. Se inventariaron los pozos que poseían (tabla 4.1): densidad (RHOB), sónico (DT), gamma “ray” (GR), resistividad profunda(RD) y cáliper, siendo los dos primeros indispensables para la generación de los registros de impedancia acústica y coeficiente de reflexión. Así mismo se chequeó cuales de los pozos poseían tiros de verificación (*Checkshot*) y aquellos sin “*checkshot*”, se les asignó curvas tiempo-profundidad de los pozos cercanos.

Tabla 4. 1. Inventario de pozos con filtrado de registro con DT.

Pozos	Cáliper	GR	DT	RHOB	NPHI	RESISTIVIDAD	SP	Falla	Desviado
SA 107	X	X	X	X	X		X		
SA 058	X	X	X			X			
SA 064	X		X			X	X		X
SA 081	X	X	X	X	X	X	X	X	X
SA 084	X	X	X	X	X	X	X		X
SA 105	X	X	X	X					X
SA 89A	X	X	X	X	X	X	X	X	
SA 093	X		X	X	X	X	X		
SA102	X	X	X	X	X	X	X		X
SA 103	X	X	X	X	X	X	X	X	X
SA 113	X		X	X					X
SA114	X		X	X					X

Los pozos a los cuales les fueron corridos el registro sónico (DT) y debidamente calibrados están dispuestos en el campo de la siguiente forma (figura 4.5):

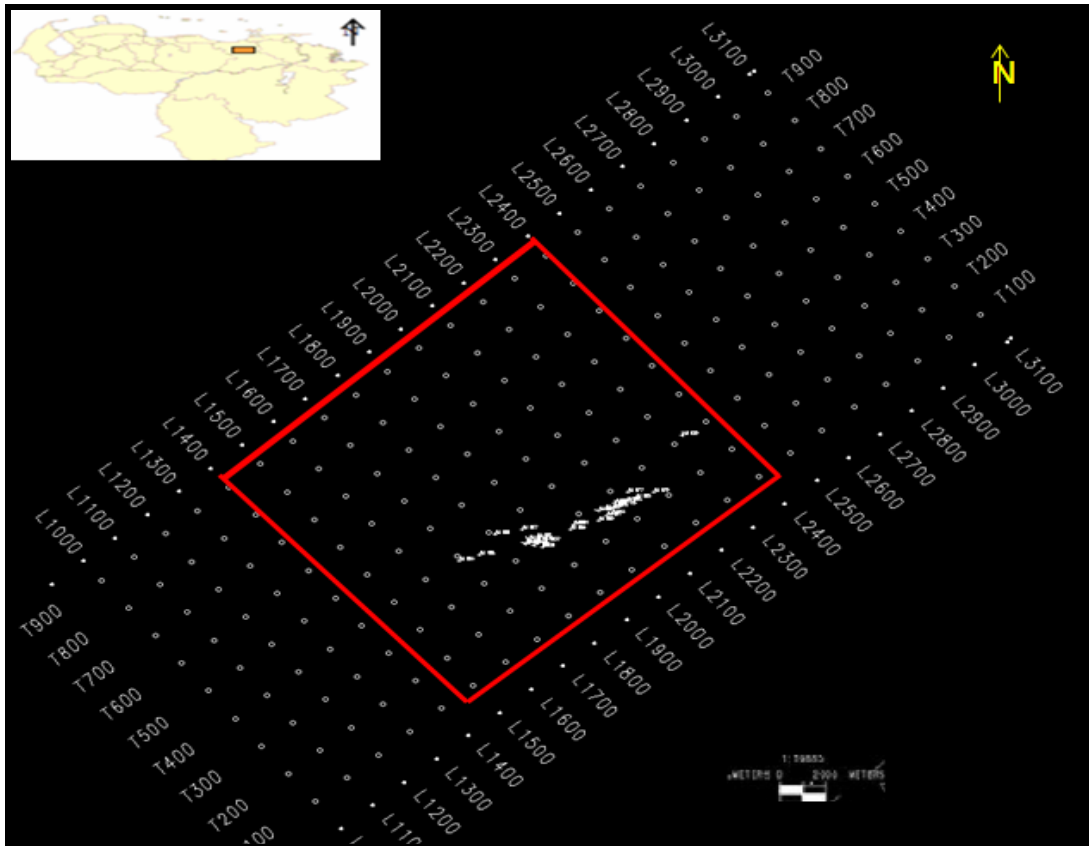


Figura 4. 5. Disposición de los pozos con registro sónico en el campo Santa Ana.

Las ubicaciones de los 12 pozos tipo en su totalidad están en lo que se conoce como el domo de Santa Ana, zona que ha tenido el mayor interés para la filial PDVSA Gas hasta los momentos.

El chequeo de los tiros de verificación es una de las fases más importantes en un trabajo de esta característica; se realiza con el fin de determinar que no existan inversiones de velocidades y valores anómalos en la zona de estudio, además que permite visualizar los datos geológicos que se encuentran en profundidad medida en pies en la misma ventana de nuestros datos sísmicos que se encuentran en el dominio del tiempo.

Para esto se procedió a graficar las curvas de tiempo-profundidad de los pozos que contaban con tiros de verificación. Estos gráficos se realizaron respecto al nivel del mar y mostraron una tendencia coherente, donde el tiempo doble de viaje aumenta con la profundidad (figura 4.6). Cabe resaltar que solo los pozos SA105 y SA114 eran los que poseían datos de sísmica de pozo y dichas tablas fueron copiadas a los pozos seleccionados dependiendo la cercanía de estos con los dos de referencia.

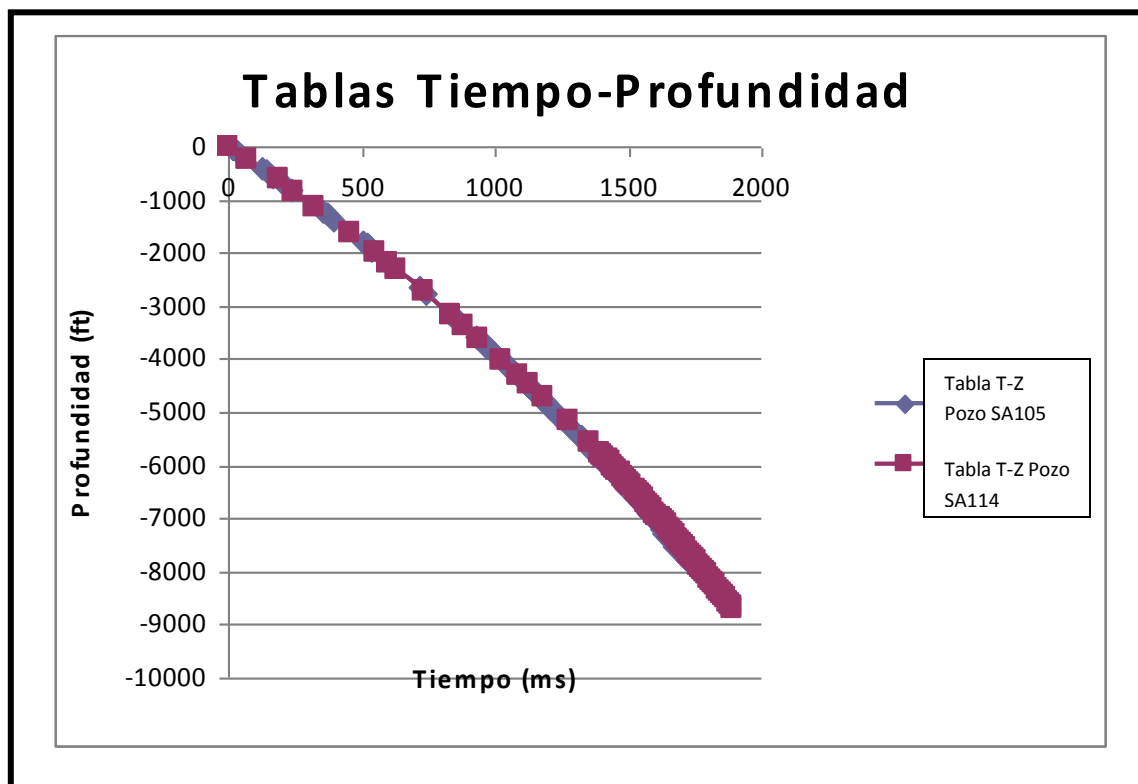


Figura 4. 6. Tendencia de las curvas de tiempo-profundidad de los pozos SA105 y SA114 del campo Santa Ana.

Los marcadores estratigráficos de cada pozo fueron validados con los respectivos registros físicos previamente interpretados por PDVSA Gas, los cuales estaban disponibles en la Sala de Santa Ana de Estudios Integrados para PDVSA Gas. Los marcadores que no estaban presentes en las bases de datos de GeoFrame y Openwork fueron correlacionados por los geólogos del campo Santa Ana.

4.4. Resolución sísmica vertical

Para el cálculo de la resolución sísmica vertical o espesor mínimo que puede ser resuelto por la sísmica se realizó un barrido por todo el campo tomando muestras cada 100 líneas de distancia en sentido *inline* como se representa en la figura 4.7. Se tomaron ventanas de tiempo por cada línea siguiendo el comportamiento de la sísmica y luego se procedió a sacar la frecuencia que predomina en dicho intervalo de tiempo con el método manual.

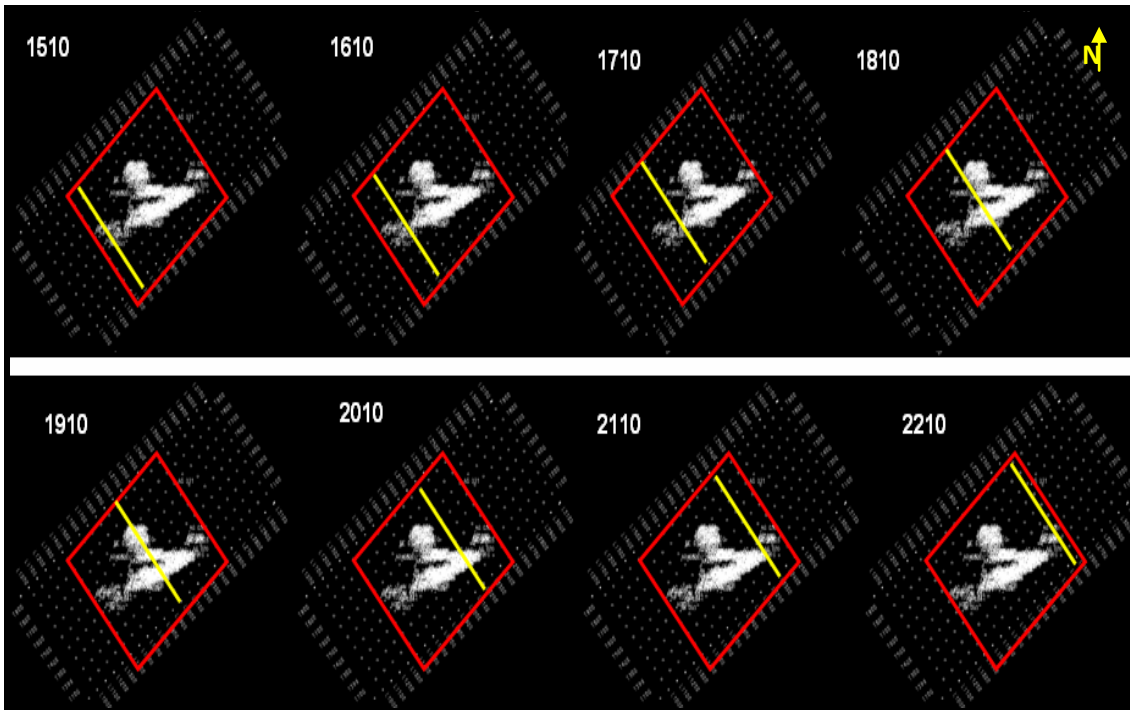


Figura 4. 7. Barrido del campo tomando muestras cada 100 *inline* para el cálculo de la resolución sísmica vertical. El recuadro rojo marca la extensión del campo y la línea amarilla el avance del barrido y las *inline* tomadas.

Partiendo de que la frecuencia se define como el número de veces que ocurre un evento en un intervalo de tiempo (figura 4.8), se cuantificaron las oscilaciones de la traza durante el intervalo tomado y se dividió entre el tiempo. Cabe resaltar que el tiempo de la ventana es tiempo doble y tuvo que ser llevado a tiempo simple ($t/2$) y transformado de milisegundos a segundos.

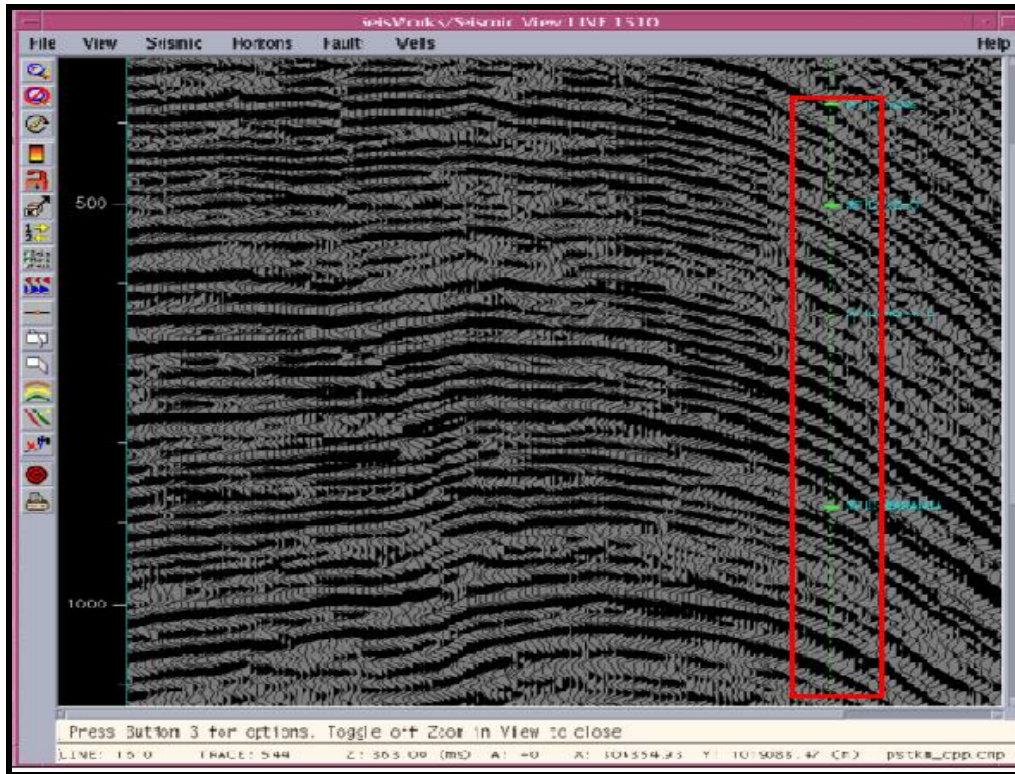


Figura 4. 8. Intervalo de tiempo que muestra las oscilaciones de la traza. El cuadro rojo encierra la ventana tomada para la línea 1610 en las cercanías al pozo SA056 entre los tiempos 376ms-1048ms, en el cual se cuantificaron 29 ciclos completos.

Con el análisis espectral se observó la intensidad que poseían las frecuencias por cada ventana de tiempo y la relación señal ruido presente (figura 4.9). Este espectro fue calculado para todas la ventanas de tiempo que se tomaron en las distintas líneas estudiadas. La ventana tomada para el análisis de la frecuencia no pudo ser tomada para toda la línea lateralmente ya que en estas se observa el domo de Santa Ana lo que hace que existan variaciones significativas en tiempo para un mismo intervalo.

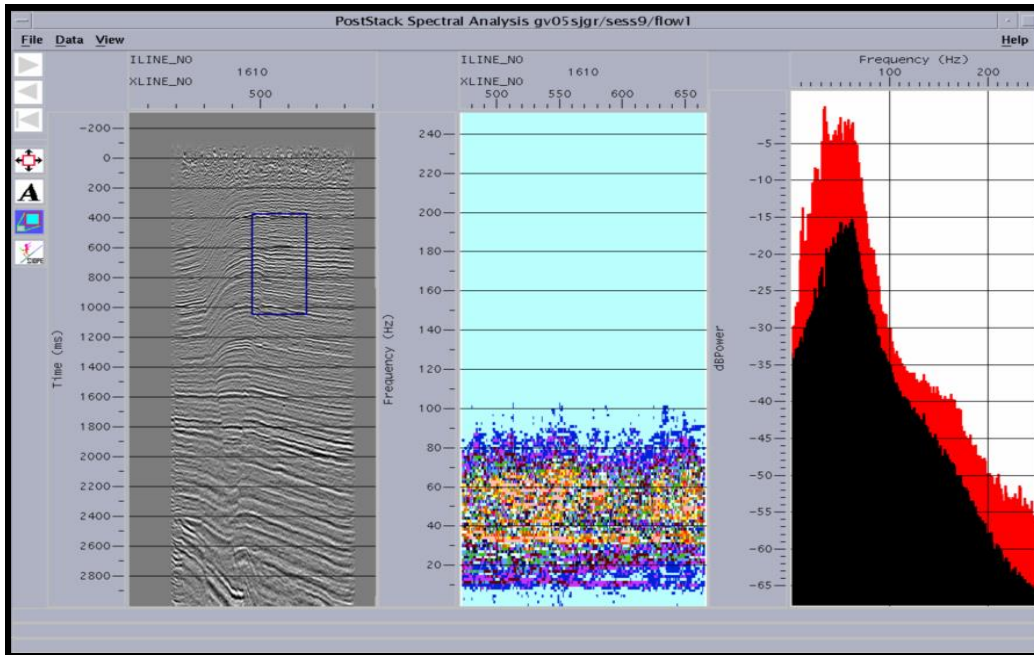


Figura 4. 9. Espectro de frecuencia para la línea 1610 entre el intervalo de tiempo 376-1048ms. El cuadro azul muestra la ventana en tiempo que fue tomada para este análisis de frecuencias, la figura central representa las intensidades de las frecuencias en todas las trazas y en la figura de la derecha se aprecia la curva intensidad vs frecuencia donde a su vez se resalta la señal en rojo y el ruido en negro.

Las velocidades utilizadas para el cálculo de la resolución sísmica se obtuvieron partiendo de las tablas de tiempo-profundidad asignadas para cada pozo. Las resoluciones sísmicas verticales fueron calculadas tanto con velocidades promedio como con la ecuación de Dix aplicada para los cálculos de velocidades interválicas. La que arrojaba mejores valores de resolución fueron las obtenidas con la ecuación de Dix ya que este plantea que dicha velocidad debe simular el comportamiento de una onda cuando se desplaza en un medio y no de forma lineal como se realiza en el cálculo de la velocidad promedio. Por esta razón los valores de velocidad utilizando la ecuación de Dix poseen valores menores, acercándose más a la realidad del evento. Para el pozo SA073 se tomó ventanas tanto en la línea *inline* como en la *xline* para verificar que la resolución sísmica para ambas era similar en ese punto y que no muestra diferencia representativa.

4.5. Calibración sísmica-pozo

Para realizar una buena interpretación sísmica es preciso realizar un amarre entre la sísmica de pozo y la sísmica de superficie, esto con el fin de colocar los marcadores de las superficies que se desean interpretar en los horizontes correspondientes. Este procedimiento se hace mediante la obtención de una traza sintética que no es más que la integración de los datos de pozo con los sísmicos.

La calibración sísmica se realizó en la aplicación Syntool de OpenWorks en donde se generaron los sismogramas sintéticos de los pozos: SA107, SA058, SA081, SA084, SA086, SA089A, SA093, SAM102, SA103, SA105, SA113 y SA114.

Inicialmente se cargaron los registros de densidad (RHOB) y sónico (DT) de cada uno de los pozos, de los cuales se obtienen la curva de impedancia acústica y serie de reflectividad respectivamente (figura 4.8). Con la finalidad de conocer el comportamiento del ambiente de depositación, la litología presente en el área, las posibles zonas de interés prospectiva y las condiciones del hoyo para verificar si las mediciones de los registros son confiables, fueron cargados en otros paneles y utilizados como apoyo gamma “ray” (GR), neutrón (NPHI), resistividad (RD), caliper (Cal). Se verificó que los datos se encontraran en dato cero y sin “*shift*” (desplazamiento de tiempo) aplicado.

Los pozos SA058 y SA086 no contaban con curvas de densidad, por lo tanto se debió construir una curva de pseudos-densidad en la herramienta Excel de Office 2003, con una tendencia tomada de los pozos cercanos a los antes mencionados.

Seguidamente se cargaron las líneas sísmicas que pasaban por el pozo a calibrar en sentido “*inline*” y “*crossline*”. Si el pozo era desviado se tomaba el “*wellbore*” y tantas líneas arbitrarias como direcciones de desviación tuviesen el pozo.

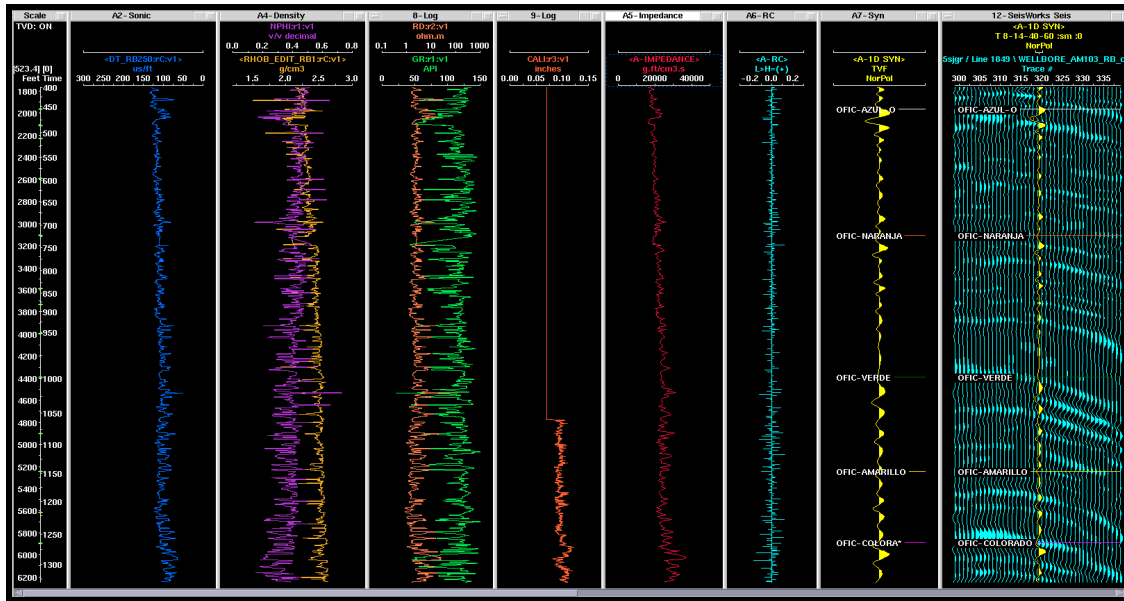


Figura 4.8. Sismograma sintético y paneles de registros construido para el pozo SA 103. De izquierda a derecha se muestra: escala de tiempo y profundidad ajustada con el registro checkshots, registro sónico (azul), densidad (amarillo) y porosidad neutrón (morado), gamma ray (verde) y resistividad (naranja), caliper(naranja), impedancia acústica (rojo), serie de reflectividad (turquesa), traza sintética con marcadores (amarillo) y *wellbore* con traza sintética y marcadores ajustados.

De la sísmica de superficie se extrajeron las ondículas que fueron la base para elaborar a partir del método de autocorrelación la ondícula teórica tipo trapezoidal y fase cero (figura 4.9) que fue convolucionada con la serie de reflectividad. Se tomaban las ondículas para los intervalos de interés según el comportamiento que presentó la sísmica, esto con el fin de obtener un mejor ajuste en el contenido de frecuencias, permitiendo nivelar las amplitudes y abarcar un mayor ancho de banda, así como obtener un bajo contenido de ruido. El principio físico para elaborar esta ondícula teórica es el mismo que el de un filtro trapezoidal; con unas frecuencias de corte que dividen la ondícula en tres partes: banda transicional, banda de paso y banda de rechazo. Lo que se busca con esto es levantar las bajas frecuencias que estén por encima del 50% de amplitud de la señal y que sean mayores a -15db.

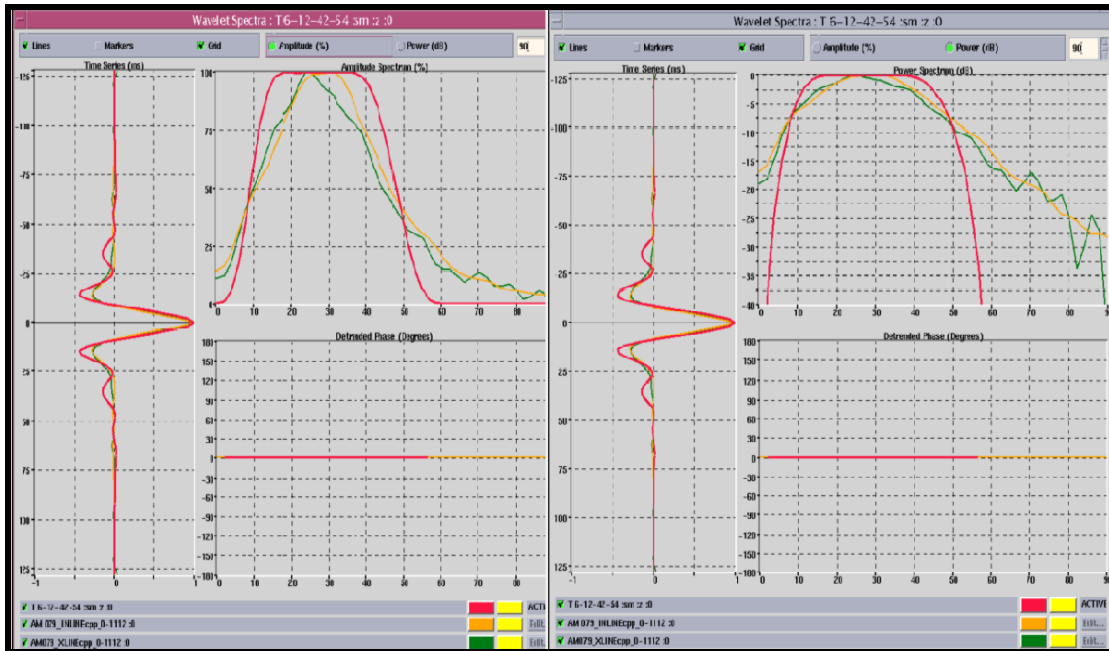


Figura 4.9. Construcción de ondícula para el pozo SA103 con frecuencias de corte (6, 12, 42, 54).

Se tomó las líneas *inline*, *crossline*, *wellbore* y arbitraria para poder correlacionar y obtener la ondícula teórica trapezoidal de fase cero. En ambas gráficas se muestra el comportamiento trapezoidal de la nueva ondícula. A la izquierda se muestra las ondículas graficadas en frecuencia (Hz) vs porcentaje de amplitud (%) y a la derecha frecuencia (Hz) vs intensidad de la onda (db).

Una vez extraída la ondícula y convolucionada con la serie de reflectividad obteniendo así la traza sintética, se procedió a correlacionar dicha traza con la sísmica de superficie la cual debe asemejarse lo más posible con las trazas de las secciones sísmica más cercanas a los pozos, para así lograr identificar los topes geológicos con sus correspondientes eventos sísmicos, y poder hacer un amarre reflexión por reflexión ya que las respuestas marcadas de amplitudes que se observan en la traza sintética debido a los cambios litológicos presentes, también se observan en las secciones sísmicas de la misma forma. Este ajuste se realiza mediante la opción “*Checkshot Diagnostic*” que despliega el registro sónico calibrado corregido y el registro sónico sin calibrar, en términos de velocidad intervállica, en donde se edita el registro sónico corregido de forma leve con el procedimiento denominado “*Stretch/Squeeze*” para hacer coincidir de la mejor manera la traza sintética con la sección sísmica (figura 4.10) y lograr mejorar el coeficiente de correlación entre ambos, buscando tener la menor diferencia posible en tiempo (ms) y en grados.

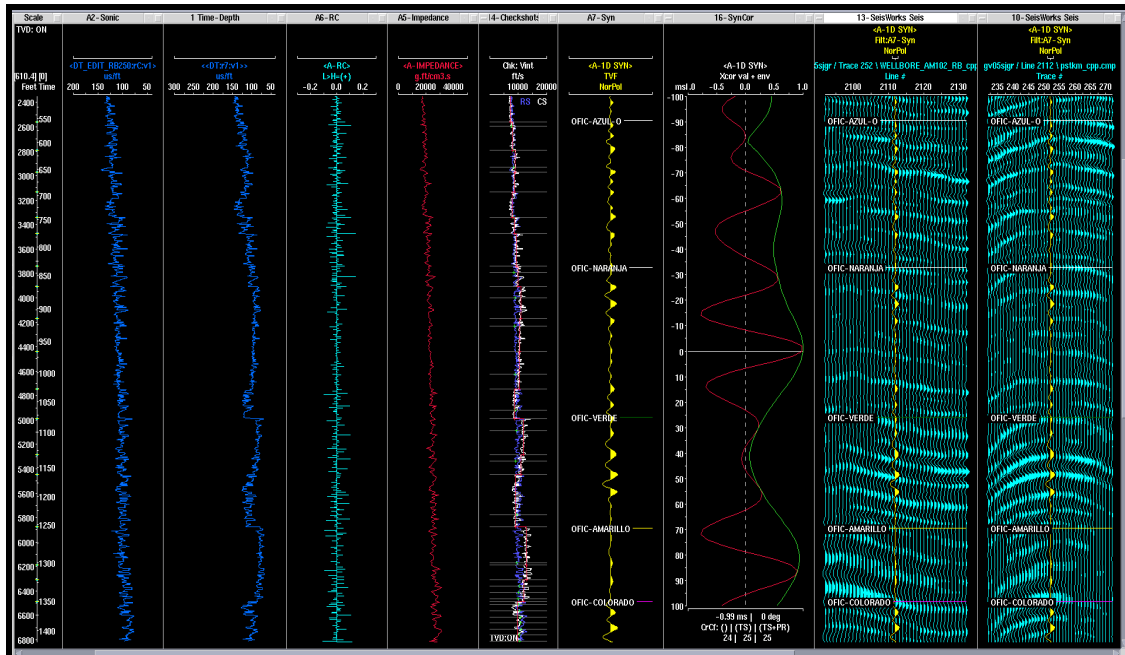


Figura 4.10. Calibración del pozo SA103. De izquierda a derecha se muestra: escala de tiempo-profundidad, registro sónico original y corregido (velocidades interválicas) donde se observa las variaciones entre ambos, el sismograma sintético construido con los marcadores q identifican cada tope y la sección sísmica de la línea extraída en donde se evidencia la buena correlación que existe entre la traza sintética y la sísmica.

Los eventos que se utilizaron para amarrar esta calibración fueron los correspondientes al tope del miembro Verde y el tope de la Formación Mercure. Esto debido a que en toda el área de estudio estos topes muestran altas amplitudes lo que permite identificarlos fácilmente tanto en la curva de los registros como en la sección sísmica. En la tabla 4.2 se muestran las amplitudes de los reflectores asociados a cada tope geológico.

Tabla 4. 2. Polaridad de las amplitudes de los niveles interpretados en la sísmica.

Topo geológico	Polaridad de la amplitud
Azul-o	Máximo (+)
Naranja	Zero crossing (-/+)
Verde	Zero crossing (-/+)
Amarillo	Zero crossing (-/+)
Colorado	Máximo (+)

4.6. Interpretación sísmica

Se interpretó el cubo sísmico que lleva por nombre pstkm_cpp.cmp entre las líneas 1400-2400 y las trazas 170-850. Para esto se utilizó la aplicación de Seiswork 3D de Openworks.

4.6.1. Interpretación de horizontes

Una vez que fueron cargados, revisados y validados los datos y teniendo todos los pozos tipo debidamente calibrados con la sísmica de superficie y culminada la revisión de trabajos geológicos del área los cuales determinaron que los espesores de las arenas de interés puede ser visualizados con la resolución sísmica vertical que se posee, se procedió a la interpretación de los horizontes. Para tener un buen amarre se comenzó dicha interpretación en las líneas cercanas a los pozos calibrados y así poder obtener las semillas para continuar la construcción de las superficies. Debido a que nos encontramos en una Gerencia de producción, el mallado de la interpretación debe estar bien cerrado para tener un mejor control de las fallas. Para esto se interpretó cada 5 líneas en dirección “*inline*” y “*crossline*” (125m x 125m) (figura 4.10). En las zonas donde la continuidad de los reflectores era baja o nula los horizontes fueron trazados bajo el criterio del intérprete y se respetó la polaridad y marco geológico estructural del área. Durante este proceso se utilizaron polígonos de correlación los cuales permitieron hacer un seguimiento confiable de los horizontes incluso cuando estos no se lograban definir o distinguir fácilmente.

De forma de llevar un control en la interpretación se les asignó las curvas TZ sintéticas de pozos tipos calibrados a los pozos vecinos, para así tener un mejor amarre con la sísmica. Así mismo como muestra la figura 4.11 se generó una serie de líneas arbitrarias que cruzaban diagonalmente las trazas interpretadas a medida que avanzaba la interpretación con el fin de estar en continuo chequeo en marco general de la zona estudio.

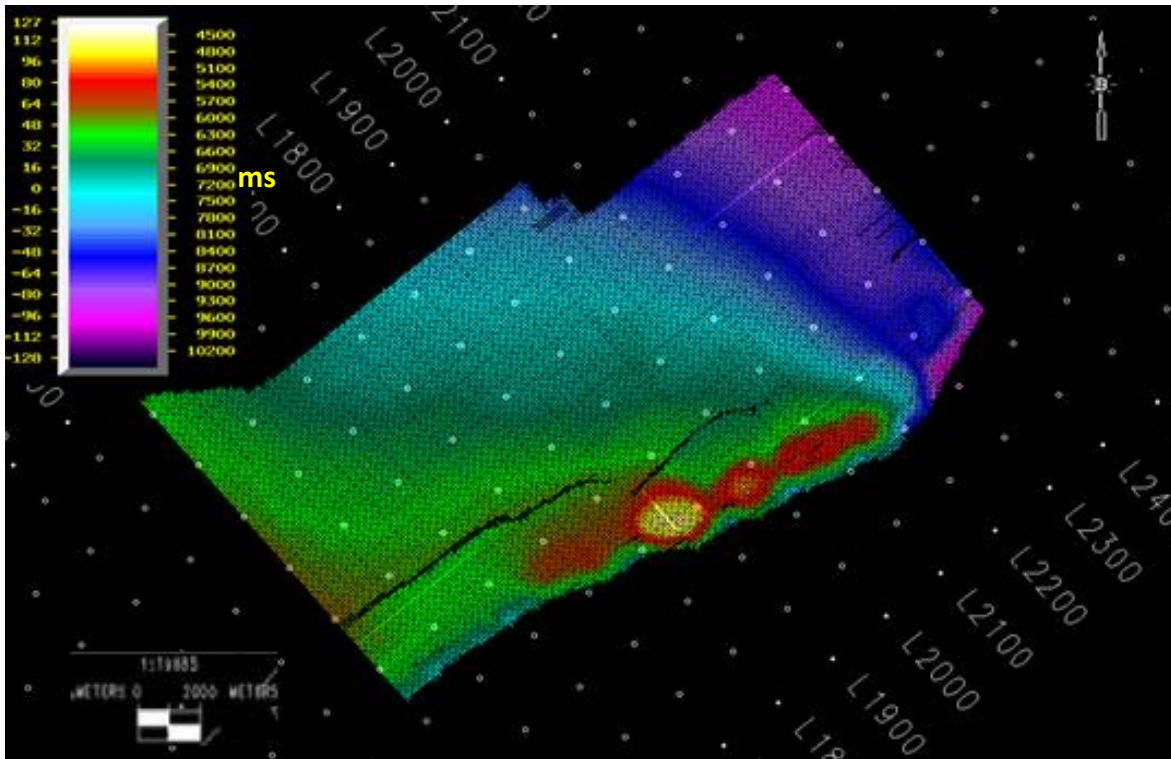


Figura 4. 10. Mallado de la superficie del tope del miembro Amarillo con escala en tiempo, interpretado cada 5 líneas en dirección “inline” y 5 líneas en dirección “crossline” (125m x 125m).

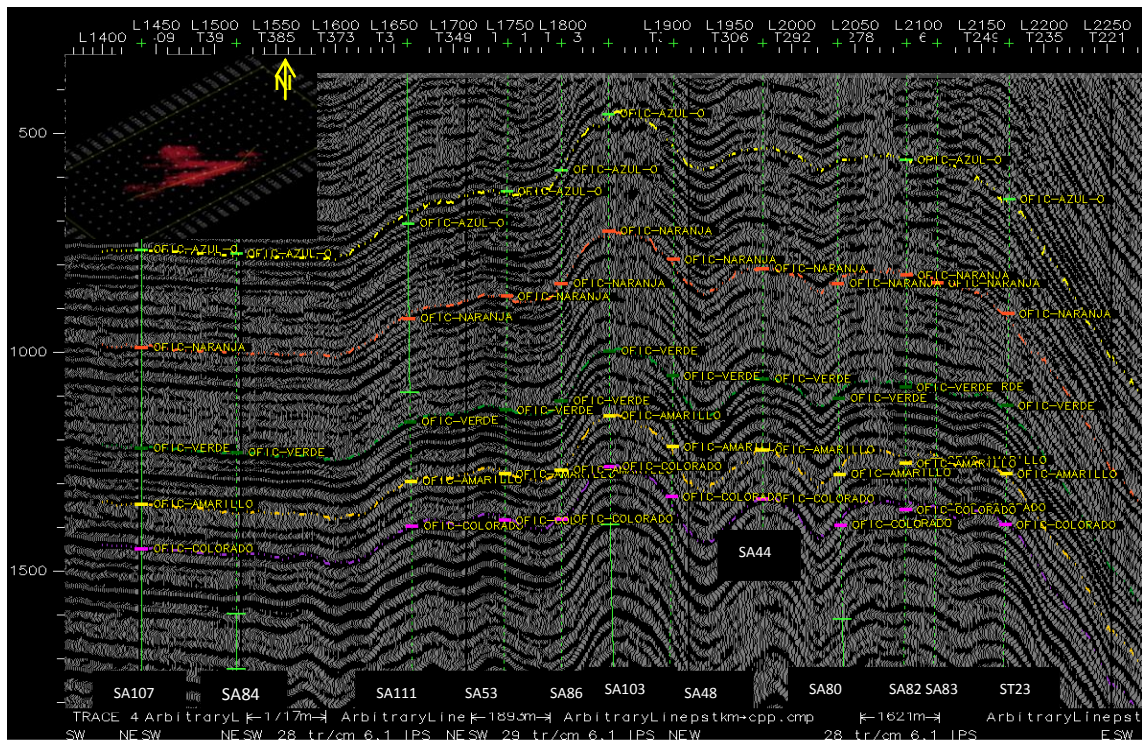


Figura 4. 11. Línea arbitraria donde se muestra la continuidad del horizonte y una serie de pozos debidamente ajustados, lo que sirve como control de calidad para la interpretación.

Una vez interpretado cada uno de los horizontes se construyeron las superficies en tiempo y se realizó una interpolación por medio del método mínima curvatura para rellenar las celdas del mallado, obteniendo mapas de muy buena calidad debido al detalle aplicado en la interpretación. En este punto de la investigación ya se puede apreciar claramente el buzamiento y los altos estructurales de la zona que se estudió.

4.6.2. Interpretación de fallas

La difracción de las ondas que se genera en las zonas de fallas ocasiona discontinuidad de los reflectores, cambio de geometría de estos y la degradación de la calidad de la sísmica; esto fue utilizado como la principal evidencia para la interpretación de fallas.

En busca de comprender el marco estructural del área y su régimen tectónico, se realizó una recopilación bibliográfica con el fin de tener presente las posibles estructuras con las cuales podían ser encontradas en la zona. Así mismo con la ayuda de los geólogos del campo Santa Ana se construyó una base de datos de los pozos que cortaban fallas con su debida profundidad para ser cargados como marcadores; dichas fallas deberían evidenciarse claramente en la sísmica al ser interpretada.

Seguidamente se observó el cubo sísmico en dirección *inline* y *crossline* para tener una idea de la distribución espacial de las estructuras del área. La interpretación se comenzó cada 5 líneas para lograr obtener un mayor control del área. En las mismas se podían observar fallas principales que cortaban en su mayoría toda la columna interpretada, las cuales presentaban saltos y desplazamiento considerables, por lo que se podían apreciar en diferentes secciones sísmicas, al igual que fallas secundarias de menor tamaño que en ocasiones solo cortaban un solo horizonte; en la figura 4.13 se muestra una línea sísmica en dirección *inline* con los rasgos estructurales más resaltantes.

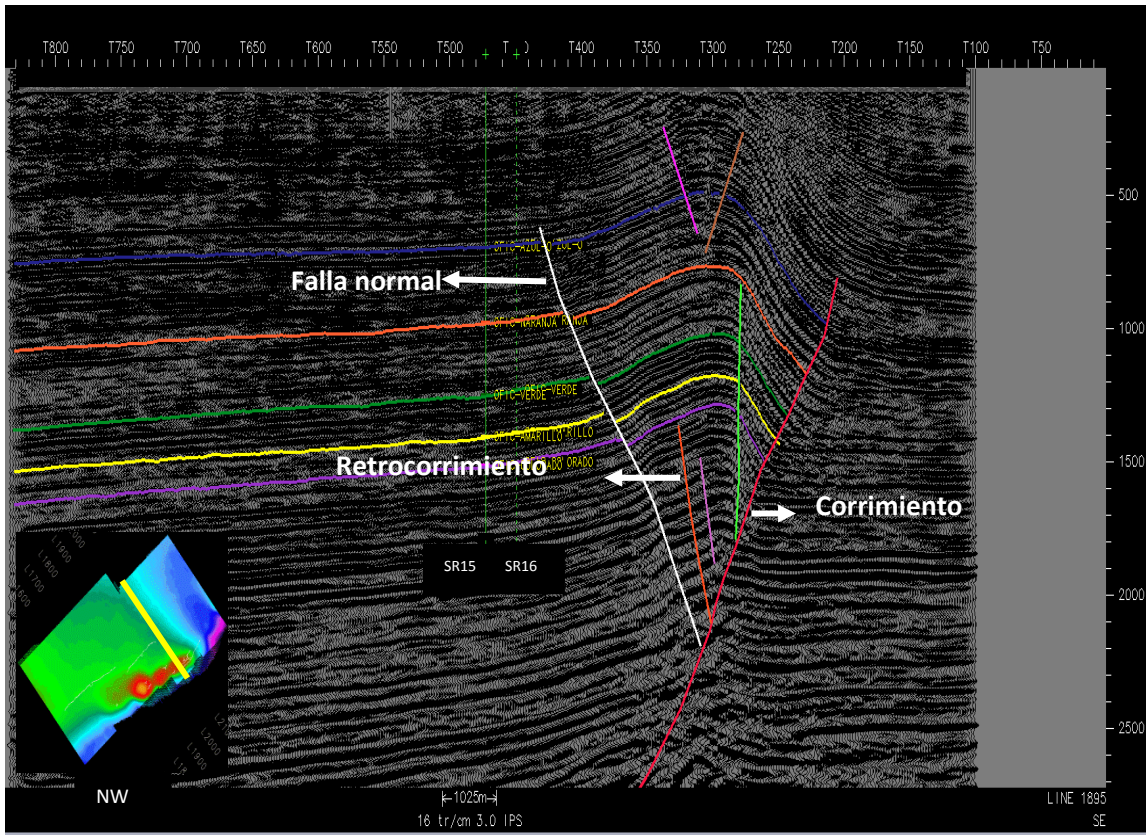


Figura 4. 12. Interpretación de horizontes y fallas en la línea receptora 2070. Se señalan las fallas principales que se extiende en gran parte del campo; en rojo hacia la derecha se ubica el corrimiento de Anaco, en blanco una falla normal de salto considerable y en el centro el sistema de falla variante en todo el campo.

En ocasiones se observaron fallas en la sísmica que cortaban pozos y cuyo marcador no estaba incluido en la base de datos, esto implicó la revisión de sus registros en físico y de la mano de los geólogos realizar una correlación con pozos cercanos para validar la falla.

Es importante mencionar que con el objetivo de mejorar la interpretación de las fallas y su debida alineación en todo el campo, se obtuvieron cortes en tiempo (*time slice*) para visualizar la orientación de las misma, ya que en estos se podía observar la intercepción de la falla con el corte en tiempo (figura 4.14).

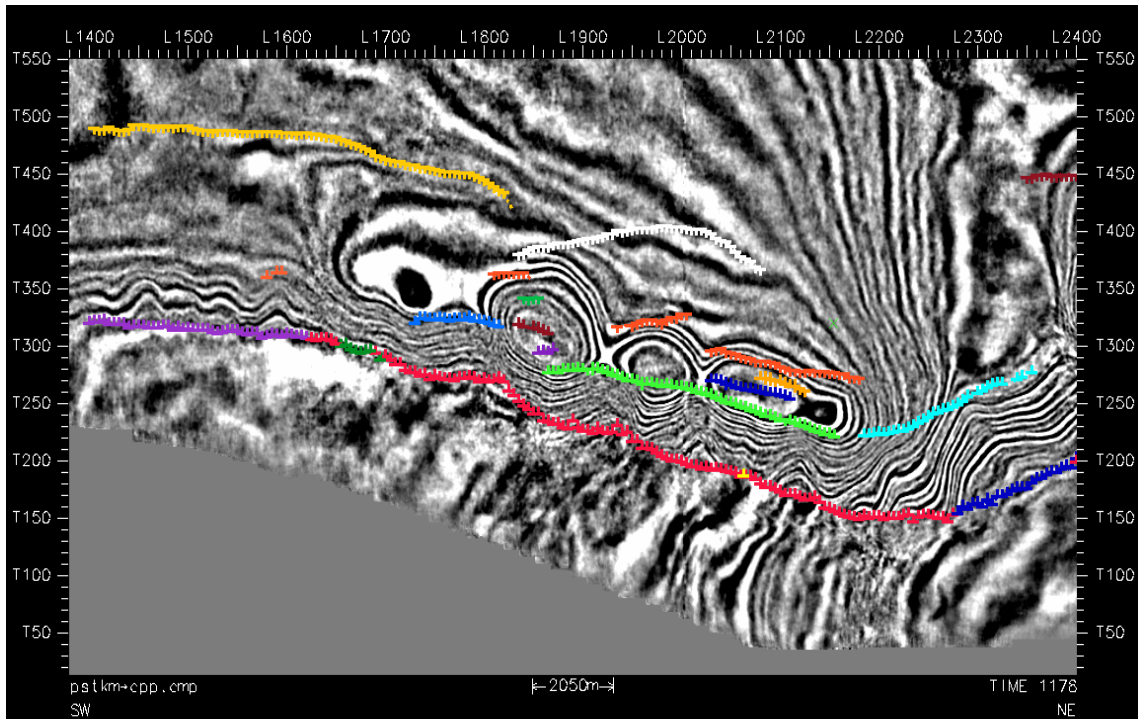


Figura 4. 13.Intercepciones de las fallas con corte en tiempo a 1243 milisegundos. Se puede observar la dirección y continuidad de las fallas y la disposición de las mismas a lo largo de todo el campo Santa Ana.

Finalmente se procedió a interceptar los horizontes con las fallas lo que dio como resultado un "heaves" o punto de intercepción por cada línea interpretada que representa el buzamiento y la angularidad de la falla en dicha superficie (figura 4.15). La unión de todos estos puntos da como resultado los polígonos de fallas. El polígono del corrimiento de Anaco se realizó manualmente ya que la interpretación solo comprendía el área conocida como sobre corrimiento y no se poseía horizonte interpretado del lado de bajo corrimiento para que el software generara los "heaves" para esta estructura.

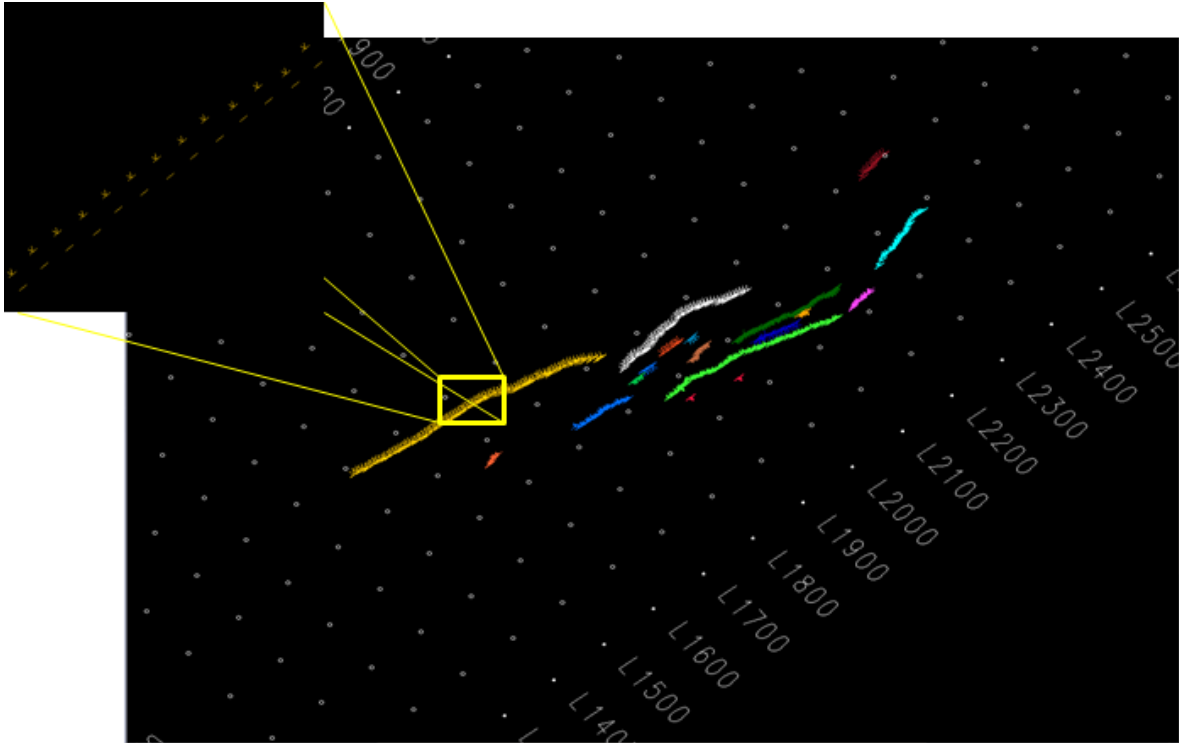


Figura 4. 14. Dirección de las fallas representada por los *heaves* del tope de Colorado. Con estos se puede identificar hacia donde buza la falla y el salto de la misma.

4.7. Generación del modelo de velocidades

Para llevar a cabo la conversión a profundidad es necesaria la creación de un modelo que simule de la mejor forma posible las velocidades interválicas presentes en el campo y que se adapte a las complejidades estructurales del área de estudio. Para tener un buen control de estas velocidades se debe trabajar con la mayor cantidad de pozos posibles para que el modelo logre ser lo más consistente posible y exista la menor incertidumbre a la hora de convertir los horizontes de tiempo a profundidad. La construcción de dicho modelo se realizó en la aplicación *DepthTeam* de la plataforma Openworks. Los parámetros utilizados fueron los pozos calibrados, con sus respectivas curvas tiempo-profundidad, marcadores geológicos y los horizontes interpretados en tiempo.

El primer paso fue cargar los 155 pozos con sus TZ finales con los que se elaboró el modelo de velocidades de los cuales 13 fueron calibrados y 142 ajustados marcador geológico con superficie ya que no poseían registro sísmico y por ende se le fue asignada una curva TZ del pozo calibrado más cercano. Cada curva de tiempo-profundidad fue desplegada en el editor de la herramienta (figura 4.16), para así evaluar el comportamiento

de las velocidades y en caso de existir un valor anómalo, bien sea de una velocidad muy alta o muy baja con respecto al resto se procedió a editarlas en la herramienta SYNTOOL para que esta modificación quede guardada en la TZ original.

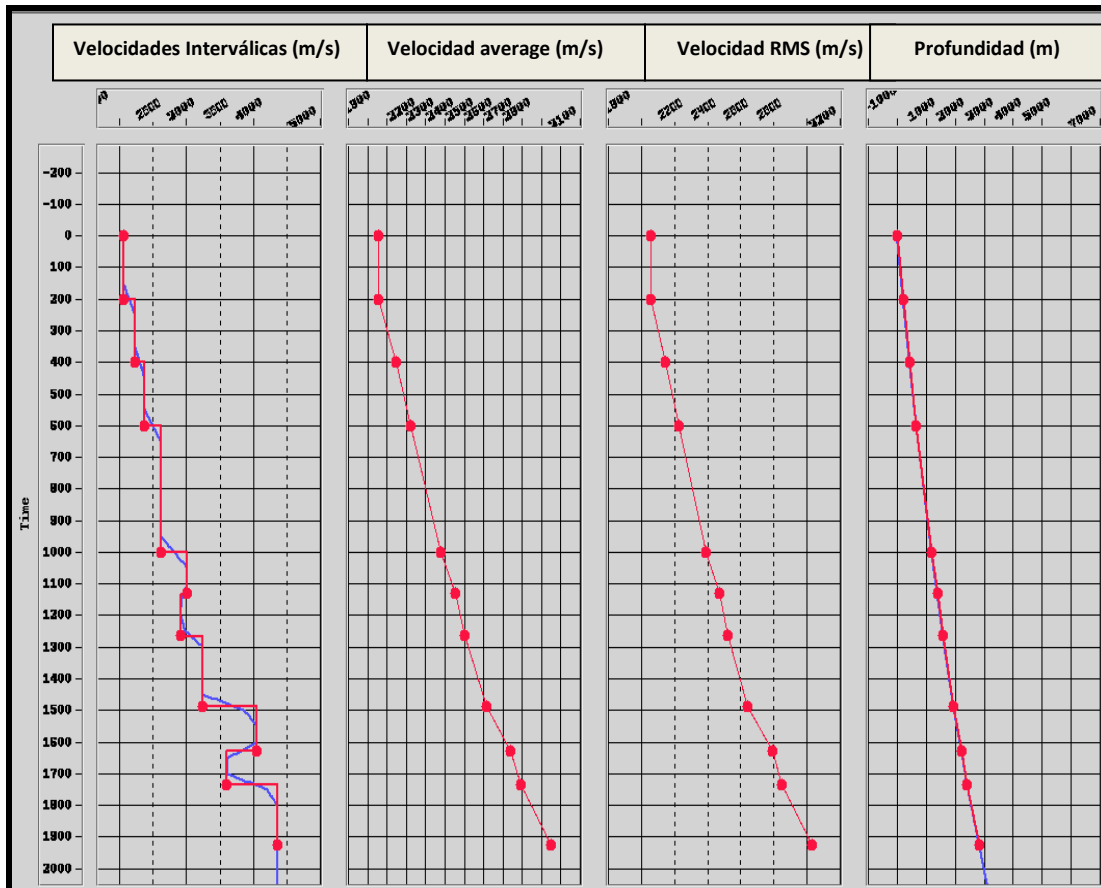


Figura 4. 15. Editor de velocidades de la herramienta "DepthTeam". Tomando como ejemplo el pozo SA029, de izquierda a derecha y de rojo se muestra la curva de velocidades interválicas, curva de velocidad average, curva de velocidades RMS y curva de profundidades. Cabe resaltar que esta herramienta sirvió para visualización ya que los valores de la TZ fueron editados directamente desde la herramienta "SynTool".

Luego fueron cargados los topes geológicos y los horizontes interpretados en tiempo, los cuales fueron interpolados y posteriormente asignados a sus marcadores geológicos para así obtener un amarre tope-superficie. Para la generación del modelo se utilizaron un total de 6 superficies correspondientes a los topes de Azul-o, Naranja, Verde, Amarillo, Colorado y Meregure (figura 4.17) la cual fue incluida para poder tener un mejor control de las velocidades posterior al último horizonte de interés.

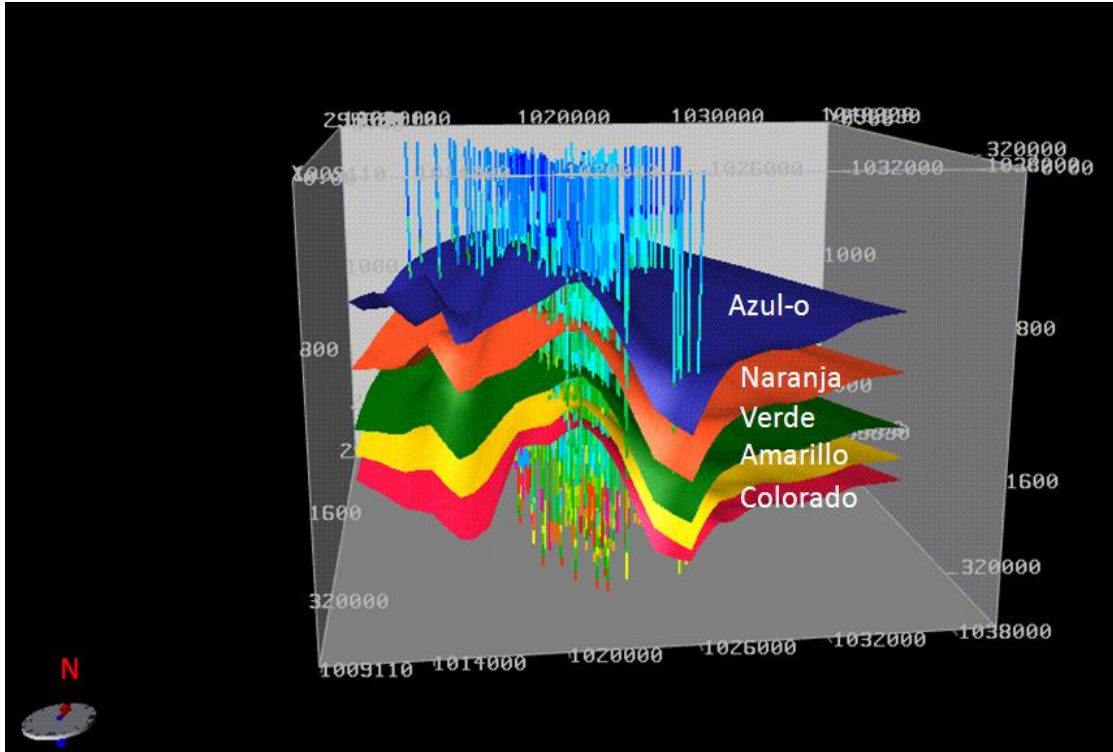


Figura 4. 16. Superficies y trayectoria de pozos utilizados para la construcción del modelo de velocidad.

Finalmente se realizó la corrida del modelo definiendo capas, utilizando las superficies interpretadas. Cabe resaltar que se realizó un control de calidad del cubo haciendo *time slice* en intervalos de tiempo para verificar que no existan sectores con anomalías de velocidades; en dado caso de existir las mismas eran controladas ubicando los pozos cercanos a la zona y revisando las curvas TZ a la profundidad que se encontraba el error (figura 4.18) y corrigiendo tal punto en la sesión de SYNTOOL para el pozo afectado

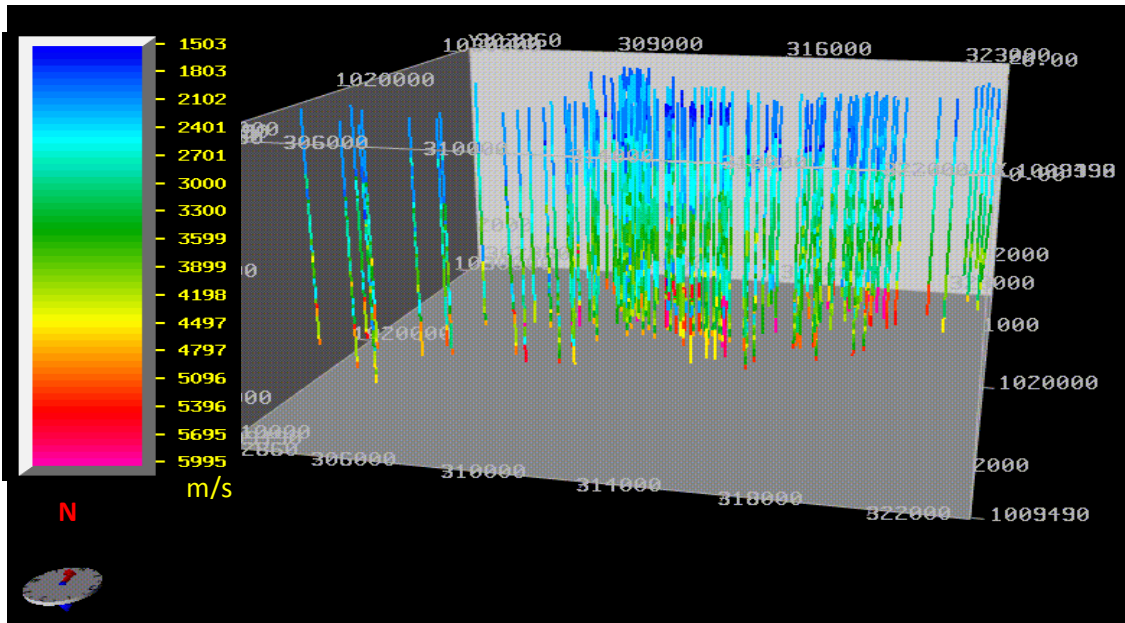


Figura 4. 17. Pozos utilizados para el modelo de velocidad con valores de velocidad para cada uno, que indican las posibles inversiones de velocidades y valores anómalos que pudieran afectar la conversión en profundidad.

4.8. Conversión Tiempo-Profundidad

La conversión a profundidad se realizó mediante la herramienta "TDQ" de la plataforma Openworks, utilizando el modelo de velocidades ya generado. Inicialmente se seleccionó el cubo sísmico `pstkm_cmp_cpp` para ser convertido a profundidad, una vez que este proceso se realizó satisfactoriamente se procedió a elegir los horizontes y fallas interpretadas en tiempo y la aplicación realiza la conversión multiplicando los elementos en tiempo por el cubo de velocidades, dando como resultado los horizontes en profundidad.

4.9. Generación de mapas de contornos

Una vez realizada la interpretación de los horizontes en tiempo y convertido los mismos a profundidad se procedió a generar los mapas de contornos correspondientes. Para esto se utilizó la aplicación "ZMap Plus" de Openworks, el cual permite importar los horizontes interpretados así como los polígonos de fallas generados y los pozos desde Seisworks.

Las coordenadas del levantamiento sísmico son llevadas a un mapa base, una vez hecho esto se procedió a importar los horizontes y se construyen su respectivos "grids".

Los parámetros de escala, radio y el algoritmo de interpolación fueron debidamente seleccionados para luego realizar el contorno de los horizontes. Cabe resaltar que los horizontes importados son archivos de coordenadas (X, Y, Z) que deben ser convertidos en superficies para poder obtener los contornos. Debido a esto se interpolaron los horizontes y se usaron como puntos de control los polígonos de falla asociados al horizonte, para que las fallas fueran respetadas.

Por último se llevó a cabo la humanización de los mapas de contornos. Con la finalidad de darle un mayor sentido geológico estos fueron suavizados respetando en todo momento la tendencia original de los mismos. Los mapas en tiempo fueron contorneados cada 40 milisegundos y los mapas en profundidad cada 100 pies.

4.10.Extracción de atributos sísmicos

El cubo sísmico que se utilizó para el cálculo de los atributos lleva por nombre *pstkm_spp_cmp*, esto debido a que es el que consta con las siguientes condiciones: dato cero sobre el nivel del mar, que contenga amplitudes verdaderas o que no se le haya aplicado ganancias, migración pre-apilamiento en tiempo, ondícula fase cero y sin post-procesos que puedan afectar las amplitudes relativas.

A partir de la interpretación de los horizontes se generaron una serie de atributos sísmicos, con el fin de resaltar características geológicas y propiedades de los yacimientos en caso de existir. Estos atributos se obtuvieron mediante la aplicación *Geoprobe* de la plataforma *Openworks*, con la cual se pudo generar una serie de mapas para cada superficie interpretada, con 11 mapas de diferentes atributos por nivel de amplitud RMS, frecuencia instantánea, semblanza, amplitud instantánea y fase instantánea. La investigación fue centrada en los mapas de atributos que poseían característica resaltante y donde se observaba cierto comportamiento que podía ser indicativo de condiciones idóneas para la acumulación de hidrocarburos.

La correspondencia lineal de los atributos sísmicos y las propiedades petrofísicas fue calculada a partir de “*crossplot*”. Se tomó el valor de atributo de la traza más cercana al pozo en cada superficie y se calcularon las propiedades para cada objetivo, promediándolo a lo largo de todo su espesor. Las propiedades utilizadas para esta investigación fueron:

porosidad, permeabilidad y saturación de agua. Para garantizar una baja incertidumbre al momento de predecir zonas con alta prospectividad utilizando la ayuda de los atributos sísmicos se utilizó un valor mínimo de 0.6 para el R^2 , lo que indica una alta correspondencia lineal

CAPÍTULO V.

ANÁLISIS DE RESULTADOS

5.1. Resolución sísmica vertical

La resolución sísmica vertical es un parámetro fundamental que se debe calcular al momento de realizar cualquier interpretación sísmica, debido a que permite identificar la menor distancia entre dos interfaces litológicas que puede ser resuelta o visualizada por la sísmica de superficie, es por esto que se debe tomar en cuenta cuando se van a seleccionar los objetivos a interpretar de cualquier investigación.

La resolución vertical se puede decir que está dominada por el contenido de frecuencias presentes en la sísmica. Teóricamente a mayor profundidad la resolución tiende a disminuir, puesto que el contenido de frecuencias altas se va atenuando debido a que la tierra se comporta como un filtro paso bajo. Como se muestra en la tabla 5.1, en este caso se puede decir que se cumple esta teoría, ya que se observa que a medida que se toman ventanas a tiempos mayores, la resolución tiende a disminuir; sin embargo los espesores de los miembros que se tomaron como objetivos se encuentran por debajo del punto de entonación, lo que indica que pueden ser resueltos por la sísmica. Así mismo al momento de calcular dicho parámetro se verificó la calidad de la sísmica, debido a que en el primer segundo poseía frecuencias de 84Hz, de 1 a 1.3 segundos poseía frecuencias de 68Hz y de 1.3 a 1.8 segundos presentaba 55Hz (todos estos rangos de tiempo son aproximados). Estas frecuencias relativamente altas elevan la relación señal ruido, lo que genera una mejor visualización de los horizontes presentes en la sísmica.

Durante la interpretación no se observaron espesores menores a 21 pies, ya que fue el valor mínimo obtenido para la zona somera en las cercanías al pozo SA 069, que se encuentra en la región sureste del campo; caso que no aplica para la investigación, motivado a que los niveles a interpretar poseen espesores entre 40 y 70 pies en promedio en gran parte de su extensión. A pesar de que no se calculó dicho parámetro para cada nivel en especial, en las ventanas de tiempo que fueron seleccionadas estaban incluidos todos los niveles de interés.

Tabla 5. 1. Tabla con valores de resolución sísmica vertical.

Pozos	Intervalo de tiempo (ms)	Velocidad de Dix(ft/s)	Frecuencia dominante (Hz)	Resolución Vertical (ft) (v.D)
SA084	400-1052	8136,097	88,95705521	22,86523812
	1240-1884	10072,7428	74,53416149	33,78565814
SA056	376-1048	8414,73839	89,28571429	23,56126749
	1048-1800	9797,54496	66,4893617	36,83876905
SA055	330-930	7619,00357	82,23684211	23,16177085
	930-1744	9629,35763	58,96805897	40,82446412
SA 069	80-852	7368,78093	85,49222798	21,54810181
	852-1144	8692,46731	75,34246575	28,84318698
	1144-1852	9922,91405	50,84745763	48,78766075
SA073	80-864	7292,10952	84,18367347	21,65535554
	864-1200	8775,34617	71,42857143	30,7137116
	1200-1464	9555,89907	60,60606061	39,41808366
	1464-1848	10421,8386	52,08333333	50,02482528
SA106	100-816	7178,107	78,2122905	22,9443063
	816-1210	8696,70694	71,06598985	30,59377263
	1210-1864	10017,5443	51,98776758	48,17260274
SA102	140-840	7315,53955	74,28571429	24,61960425
	840-1196	8730,98	67,41573034	32,37738417
	1196-1856	10004,119	54,54545455	45,85221208
ST012	160-1144	8058,91636	73,17073171	27,5346309
	1144-1300	9262,47372	64,1025641	36,12364751
	1300-1880	10142,832	58,62068966	43,25619529
xline SA 073	74-840	7292,10952	84,21052632	21,64845014
	840-1184	8775,34617	69,76744	31,44499128
	1184-1466	9555,89907	63,82978723	37,42727136
	1466-1708	10421,8386	49,58677686	52,54343627

Los espectros de frecuencia que se realizaron cotejaron perfectamente con los cálculos de frecuencias realizados a mano, puesto que las obtenidas contando el número de oscilaciones de la traza entre el intervalo de tiempo de la ventana tomada siempre, estaba comprendida en el rango de frecuencias dominantes de la señal.

En las crestas de los domos, específicamente entre las *inline* 1950 y 2100, donde se encuentran los pozos SA102 y ST012, existe una disminución de frecuencias en relación a su flanco sureste, esto producto de la complejidad estructural que se presenta en esta zona, debido a que posee fallamiento por esfuerzos distensivos y a su vez disgregación de los sedimentos adyacentes a las fallas.

Cabe resaltar, que los pozos utilizados para el cálculo de la resolución estaban ubicados en lo que se conoce como los domos de Santa Ana. Hacia la zona norte del campo no se tomaron muestras de frecuencias, pero haciendo un estudio de la estructura, esta zona es de menor complejidad estructural, lo que generaría mayor contenido de frecuencia ya que la señal no tiende a atenuarse como en la zona sur del campo. Esto permite inferir que los horizontes contenidos en una ventana de tiempo en la región de monoclinal, gozarán de una mayor resolución en comparación con la zona donde se encuentran los domos.

5.2. Calibración Sísmica-Pozo

Para el amarre Sísmica-Pozo se construyeron 13 sismogramas sintéticos para los pozos que disponían de la información mínima necesaria para elaborarlos. Estos pozos están ubicados en la zona sur del área donde se encuentran los domos del campo Santa Ana. Esta región presentó un mayor amarre, ya que los pozos situados al norte del campo, debido a su longevidad no poseían registro sísmico ni de densidad, teniendo éstos como ventaja la mejor continuidad de los horizontes, motivado a que se está en presencia de un monoclinal de buzamiento muy suave y poca complejidad estructural para el seguimiento de los mismos.

La ondícula teórica utilizada fue de fase cero, puesto que es simétrica y bastante aguda. En búsqueda de que los eventos sísmicos se calibraran de manera satisfactoria con las características geológicas de la traza sintética y registros de pozos, se trató de nivelar las amplitudes y aumentar el ancho de banda con la reconstrucción de la ondícula trapezoidal fase cero. El mejoramiento de la traza sintética sirvió para identificar con precisión los horizontes interpretados al ser comparada con la sísmica, teniendo estos pozos como guía para comenzar la construcción de las superficies pertenecientes a los topes de Azul-o, Naranja, Verde, Amarillo y Colorado.

Debido a que la sísmica superficial y los pozos se encuentran al mismo dato (nivel medio del mar) no fue necesario la aplicación de ningún “*shiff*” en tiempo. Los pozos desviados se calibraron por medio de los “*wellsection*”, son líneas que van en dirección de la desviación del pozo.

Al momento de hacer el amarre, lo que se busca es que la traza sintética se parezca lo más posible a la sísmica de superficie. Para esto la herramienta Syntool realiza una comparación entre ambas, arrojando un coeficiente de correlación en porcentaje (%) y un desfase tanto en tiempo (ms) como en ángulo (σ). A mayor porcentaje de correlación y a menores valores de desfase mejor será la similitud existente entre la sísmica y la traza. Se observó que el coeficiente de correlación varió entre 32% en el pozo SA058 y 17% en el pozo SA093. En la tabla 5.2 se muestra cada pozo tipo con sus respectivos valores obtenidos de la calibración. Los valores de correlación no muestran un comportamiento uniforme por zona, por lo que responden a la continuidad lateral de los reflectores en el punto donde se sitúa el pozo. Dicha continuidad se ve afectada muchas veces a que estamos en presencia de una formación de ambiente fluvial y dentro de todo el campo se encuentran arenas lenticulares e intercalaciones de arenas y arcillas que afectan este fenómeno sísmico. Esto se ve reflejado con los dos pozos antes mencionados que se encuentra en la región este del campo, hacia el monoclinial de El Toco, los cuales a pesar de su cercanía presentan valores extremos de coeficiente de correlación.

Tabla 5. 2. Porcentaje de correlación y valores de desfase en tiempo y ángulo de los sismogramas sintéticos con respecto a la sección sísmica.

Pozo	Coeficiente de correlación (%)	Desfase en tiempo (ms)	Desfase en ángulo (σ)
SA107	22	-0.09	1
SA058	32	-0.03	1
SA081	20	0.48	0
SA084	19	0.35	0
SA086	24	-1.41	-1
SA093	17	-0.81	0
SA102	24	-0.72	1
SA103	24	-0.35	1
SA105	19	0.02	1
SA113	20	1.37	1
SA114	25	0.32	0
SA089A	22	0.08	-1
SA064	26	0.64	2

Con la ayuda del registro gamma “ray” (GR) y el registro sísmico (DT) se ubicaron lo mejor posible los marcadores estratigráficos en la sísmica para ser interpretados. Debido a

que los horizontes a interpretar fueron los topes de los miembros, estos están asociados a cambios litológicos significativos y paquetes de arena de gran tamaño, por lo que mayormente se ven reflejados tanto en la sísmica como en la traza sintética con valores altos de amplitud.

En las diferentes calibraciones se observó que los máximos de amplitudes positivas en la traza sintética correspondían con un aumento de las velocidades y densidad asociándose a cambios litológicos presente. En las figuras 5.1 y 5.2 se aprecian las calibraciones finales de dos pozos tipos, donde se señalan los horizontes que se correlacionaron y la buena correspondencia de la traza sintética con la sección sísmica elegida sobre el pozo.

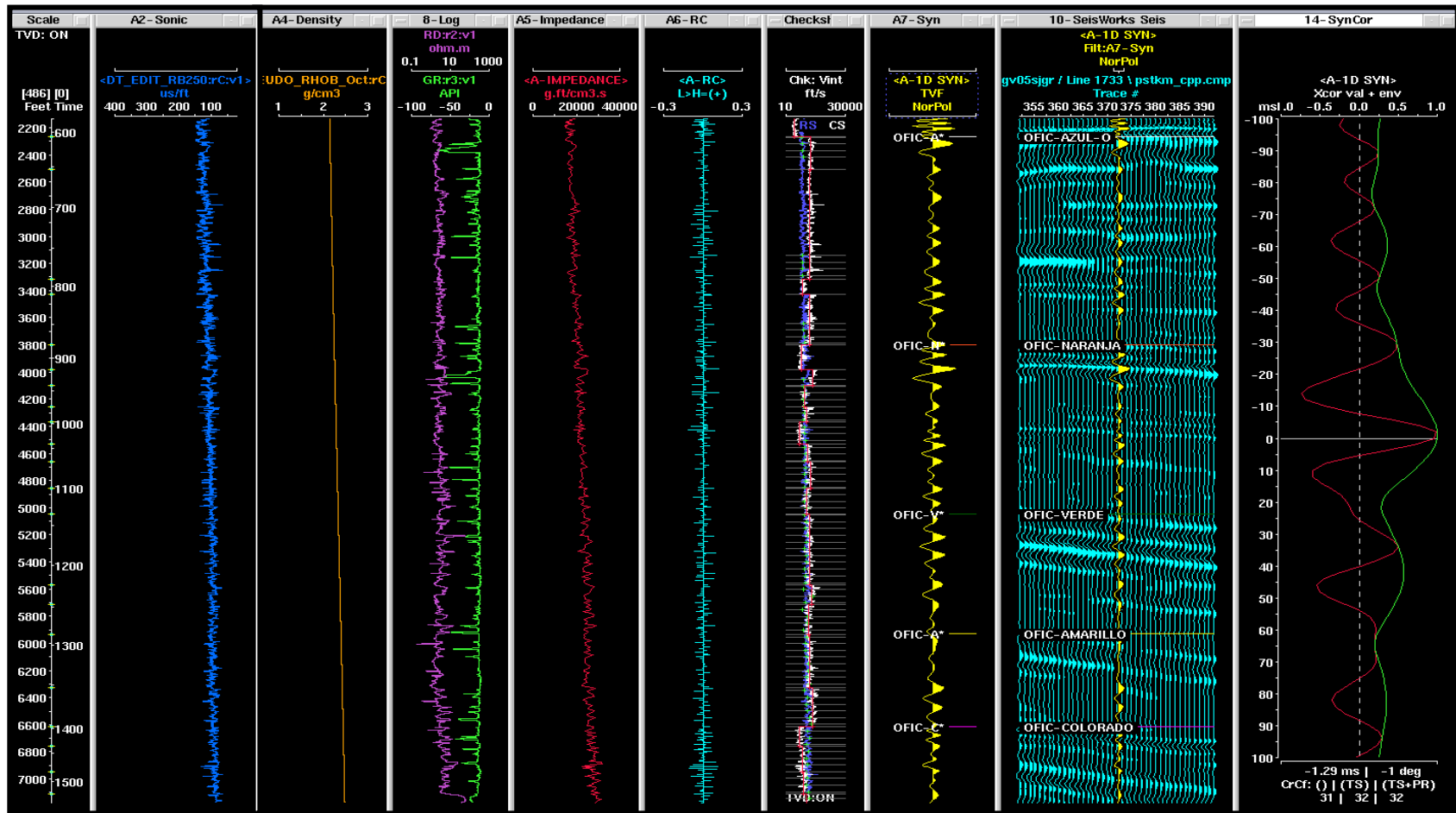


Figura 5. 1. Calibración del pozo SA058, de izquierda a derecha se muestra: escala del tiempo y profundidad, registro sónico (azul), curva tendencia de densidad (amarillo), Resistividad (morado) y Gamma ray (verde), registro de impedancia construido a partir de los registros sónico y de densidad, serie de reflectividad (turquesa), registro sónico corregido (blanco) y registro sónico original para identificar las diferencias entre ambos, en el siguiente panel se observa el sismograma sintético con los marcadores de los topes formacionales, línea sísmica en dirección *inline* con sismograma sintético y curva de correlación sísmica-pozo.

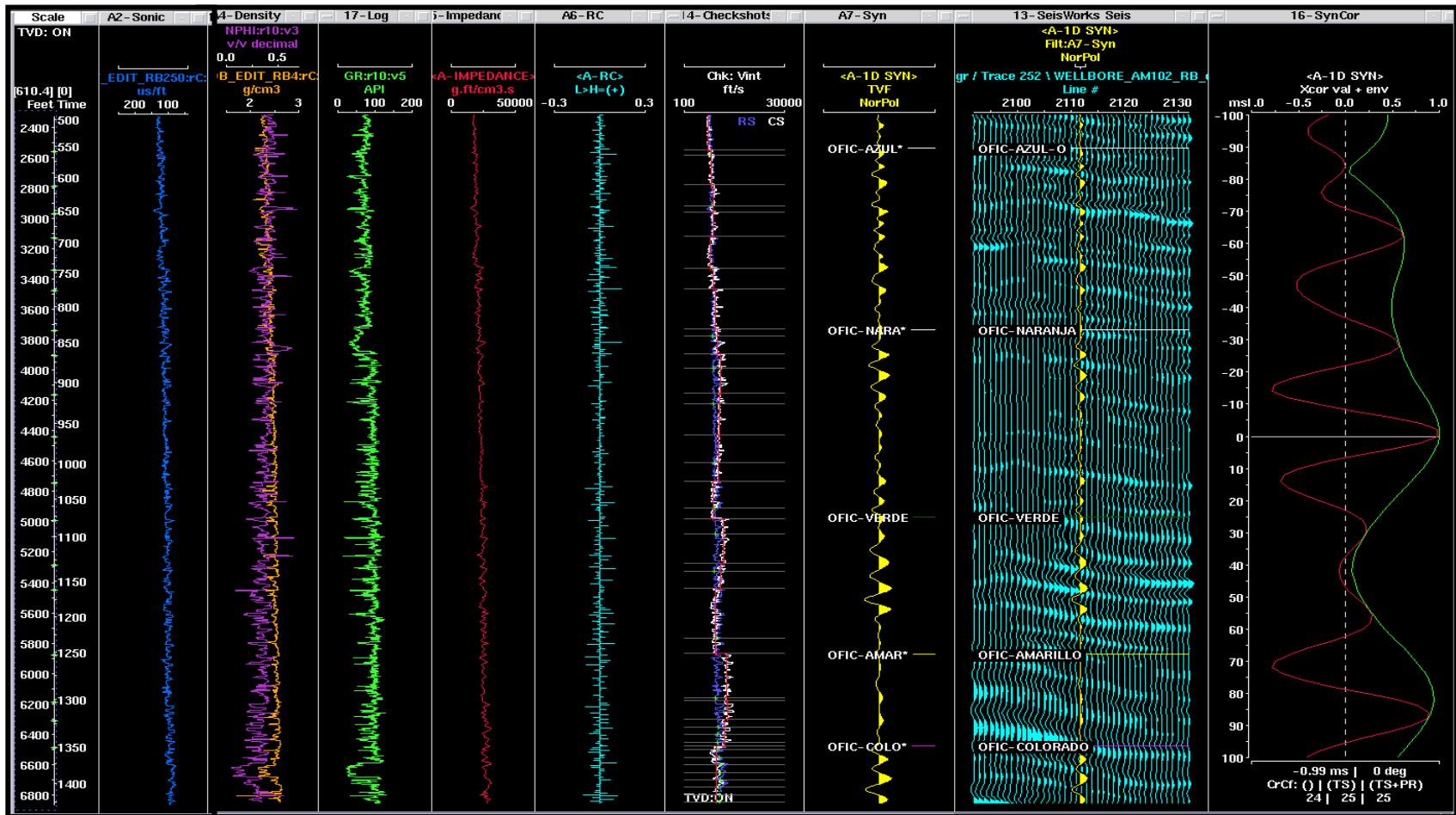


Figura 5. 2. Calibración del pozo SA102, de izquierda a derecha se muestra: escala del tiempo y profundidad, registro sónico (azul), Porosidad neutrón (morada) y densidad (amarillo), Gamma ray (verde), registro de impedancia construido a partir de los registros sónico y de densidad, serie de reflectividad (turquesa), registro sónico corregido (blanco) y registro sónico original para identificar las diferencias entre ambos, en el siguiente panel se observa el sismograma sintético con los marcadores de los topos formacionales, línea sísmica *wellbore* con sismograma sintético y curva de correlación sísmica-pozo.

5.3. Interpretación sísmica estructural

5.3.1. Interpretación de fallas

El principal rasgo estructural que presenta el campo Santa Ana es el corrimiento de Anaco, el cual tuvo origen como falla normal, producto de un régimen extensivo y posteriormente, debido a esfuerzos compresivos se invirtió generando una falla inversa. La dirección preferencial de este corrimiento es N65°E. En el área de Santa Ana se está en presencia de un sistema “*Fault Bend Fold*”, con tres domos, que se encuentran en el flanco norte del corrimiento, donde el rumbo de los domos norte y central es de N65°E, mientras que el domo sur presenta rumbo de N70°E (figura 5.3). Los flancos más inclinados de estas superficies se dirigen hacia el sureste, indicando que la dirección del esfuerzo σ_1 o esfuerzo principal provienen del noroeste, lo que generó a su vez un sistema de fallas sintéticas y antitéticas contra el corrimiento de Anaco. Los esfuerzos que dieron resultado a estas estructuras, según como lo explica Murany (1972), fueron los originados por el régimen transpresivo que generó la interacción de la Placa Caribe con la Placa Sudamericana. La sumatoria de un esfuerzo compresivo y uno transcurrente da como resultado un vector de esfuerzo (σ_1) con dirección noroeste a sureste, el cual es perpendicular al corrimiento de Anaco. Existe un segundo esfuerzo (σ_3) cuya dirección es de suroeste a noreste, y se produce como reacción al esfuerzo principal. Al estar siendo comprimido en una dirección preferencial, debe existir una componente que permita la relajación de la estructura pudiendo ver su efecto en los plegamientos de los domos en sentido paralelo al corrimiento (figura 5.4). Este esfuerzo mencionado origina en la zona intercampo con San Joaquín un bajo estructural que representa la zona más profunda del campo.

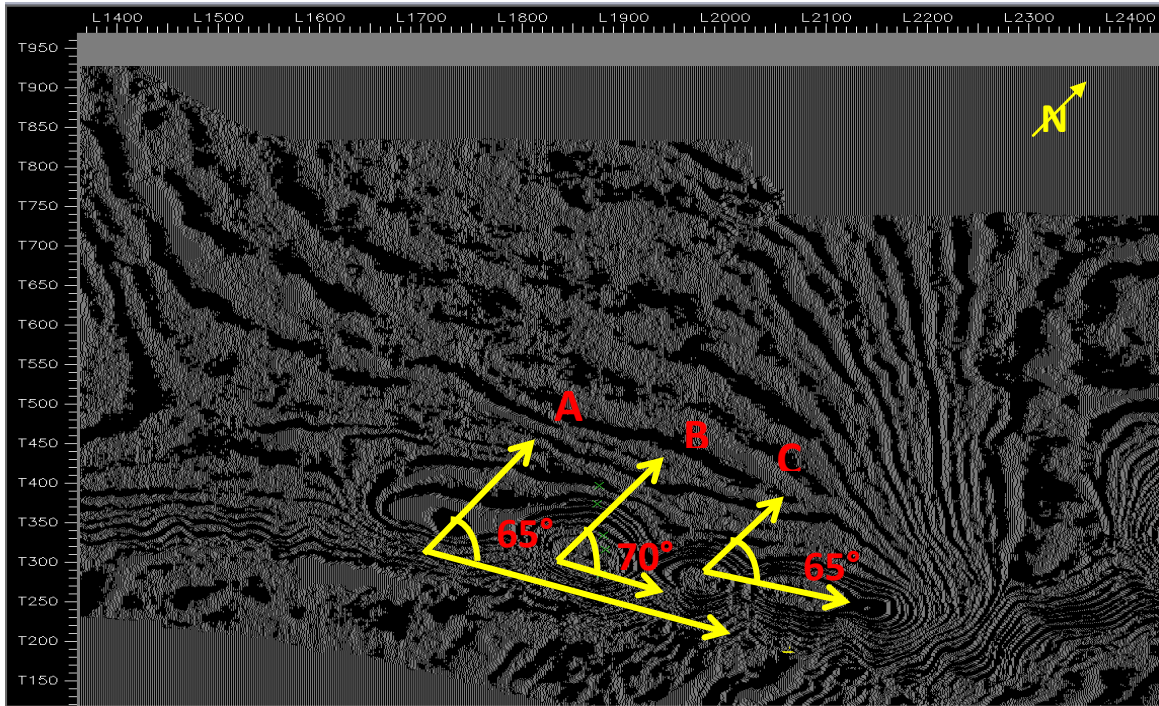


Figura 5. 3. Corte en tiempo a 1325ms, donde se puede observar las orientaciones tanto del corrimiento de Anaco N70°E(A), como del domo surN75°E (B) y domos central y norte N70°E (C).

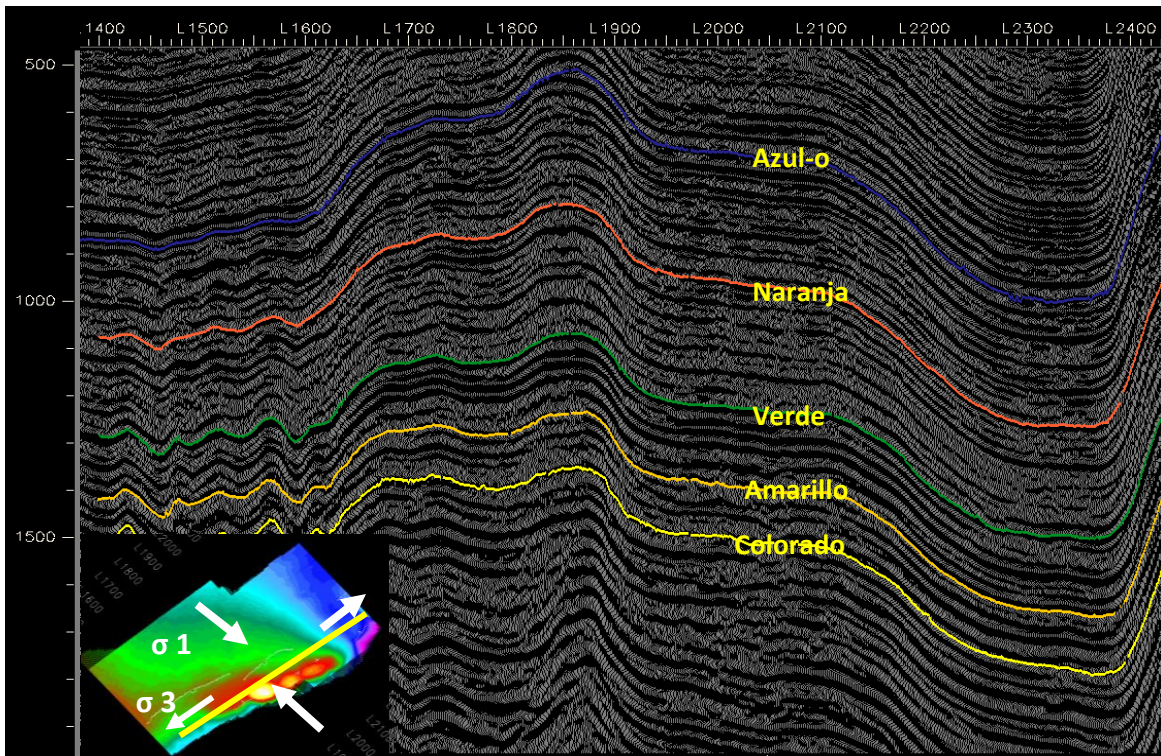


Figura 5. 4. Línea en dirección “crossline” donde se observa el plegamiento sentido noreste-suroeste y la dirección del esfuerzo principal y esfuerzo secundario.

Debido a que el esfuerzo (σ_1) no es constante en todas las direcciones y se está en presencia de una falla reactivada, existe un punto cero que puede ser observado por la sísmica, en el cual el corrimiento no presenta un bloque deprimido y uno levantado y viceversa. Esto muestra que el corrimiento de Anaco no pasa progresivamente de falla inversa al norte, a falla normal hacia el sur; sino que al sur del campo Santa Ana entra en una etapa de varias transiciones en donde el mismo pasa de un tipo de falla a otro en diferente ocasiones (figura 5.5). Motivado a que no existen pozos que corten la zona de transiciones del corrimiento, no se posee dato duro que certifique lo que se menciona anteriormente, teniendo la sísmica de superficie como principal herramienta para el estudio de este fenómeno. Para la verificación de este evento se utilizaron los horizontes interpretados bajo corrimiento de los toques de los miembros Naranja, Verde y Amarillo y Colorado, los cuales estaban en la base de datos de la herramienta *Seiswork* de la gerencia de Estudios Integrados de Yacimientos para PDVSA Gas (figura 5.6). A medida que se avanza al sur, este esfuerzo va disminuyendo debido a que no se presenta tan perpendicular como al norte en el campo San Joaquín, notándose en la disminución del tamaño del domo sur y verificando que la falla inversa progresivamente vuelve a ser normal ya que los esfuerzos no lograron invertirla hacia esta zona

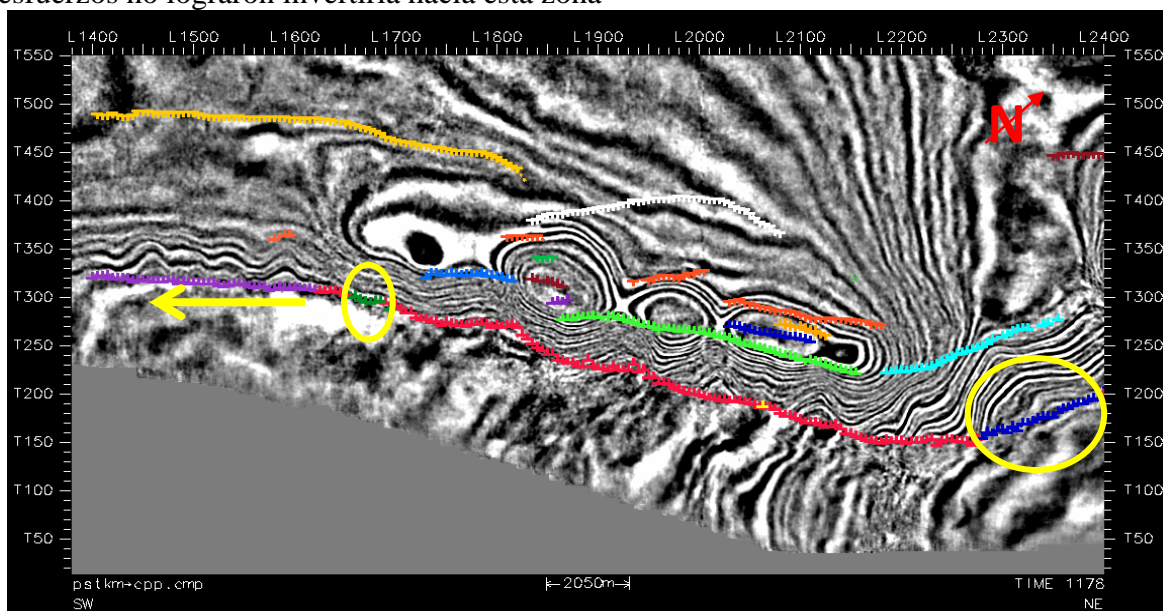


Figura 5. 5. Corte en tiempo 865pies, donde se muestra las zonas de transición del corrimiento de Anaco. Las áreas señaladas con círculo amarillo indican la región donde el corrimiento pasa de ser una falla inversa a una falla normal por efecto de la disminución de los esfuerzos que impiden la inversión de la falla y la flecha la amarilla indica el comienzo de la falla normal pura.

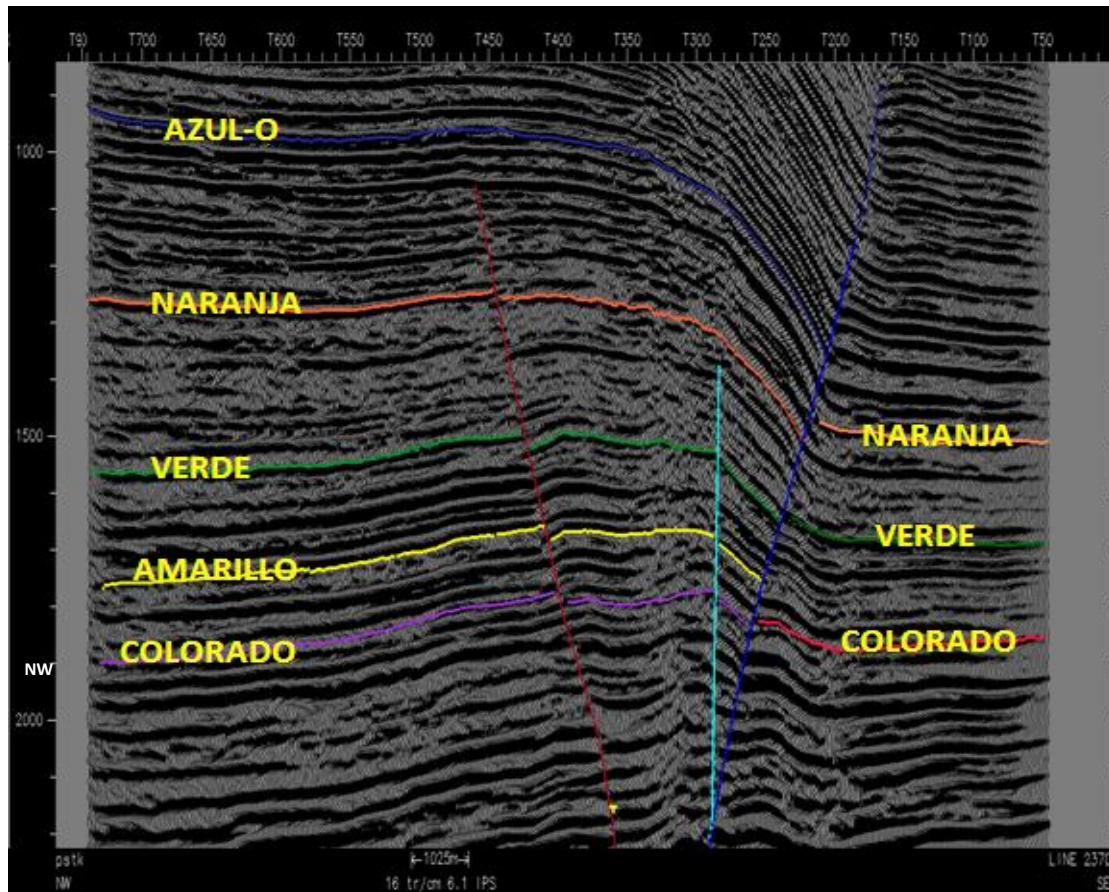


Figura 5. 6. Sección sísmica 2370. Se puede observar como los reflectores que se encuentran por debajo del corrimiento están en el bloque levantado de la falla, originando una falla normal en el mismo plano.

El domo norte (figura 5.7), está delimitado al sur por el corrimiento de Anaco, mientras que hacia el final del flanco norte e inicio del monoclinal se encuentra una falla normal que presenta saltos de 120 pies aproximadamente, la cual posee un ángulo de buzamiento de 60° . Justo en la zona donde comienza a elevarse el domo, en el flanco norte, se encuentra una falla inversa de retrocorrimiento, con saltos entre 40 y 60 pies, la misma es una falla antitética con buzamiento de 70° a 75° grados. En la cresta del domo se presenta un sistema de fallas secundarias que van paralelas a las estructuras principales, en la cual se presenta una falla inversa sintética con alto buzamiento (80° aproximadamente) de gran extensión con saltos entre 40 y 50 pies, y hacia la parte somera, una serie de fallas normales con saltos menores a 60 pies, que solo se observan en el tope de Azul-O, las cuales se originaron por reacomodo debido a los esfuerzos aplicados en el área.

El domo central (figura 5.8) al igual que el domo norte, presenta tanto la falla normal como el retrocorrimiento hacia el flanco norte; hacia el domo sur se observa la falla inversa paralela al corrimiento, con saltos similares a los antes mencionados. En la región donde está ubicado el domo sur (figura 5.9), el retrocorrimiento no afecta los objetivos a interpretar, debido a que los buzamientos de los flancos disminuyen significativamente porque el esfuerzo principal que actúa sobre esta zona ha mermado en intensidad, por ende solo se encuentran la falla normal hacia el norte con saltos de 150 pies aproximadamente y la falla inversa paralela al corrimiento de Anaco con saltos entre 40 y 50 pies.

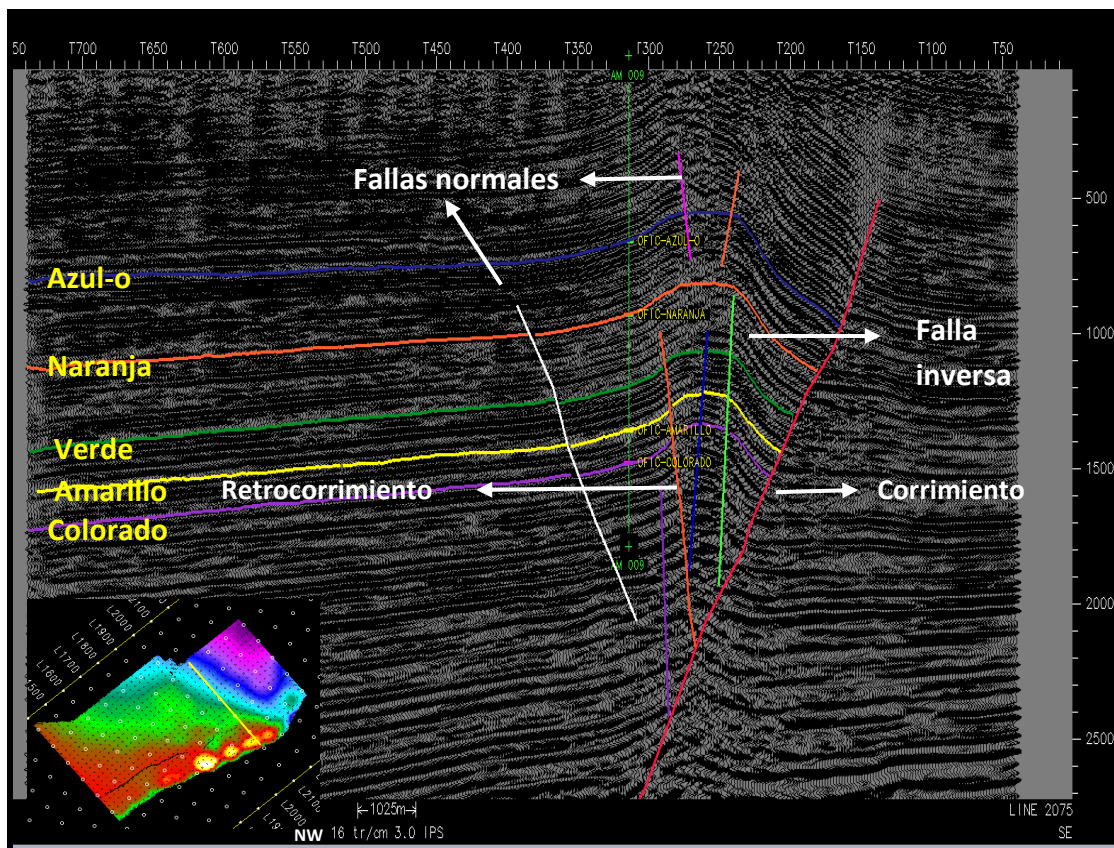


Figura 5. 7. Sección sísmica 2090 con orientación NO-SE, que muestra el sistema de fallas presente para el domo norte del campo Santa Ana.

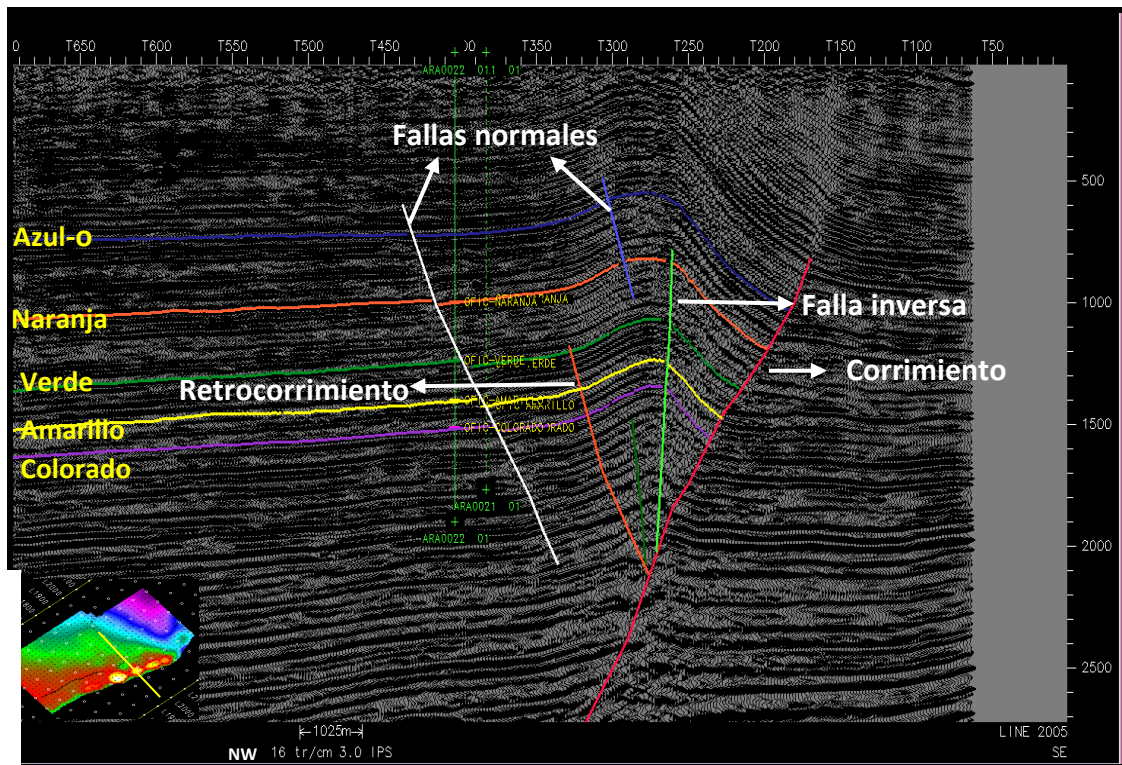


Figura 5. 8. Sección sísmica 2005 con orientación NO-SE, que muestra el sistema de fallas presente para el domo central del campo Santa Ana.

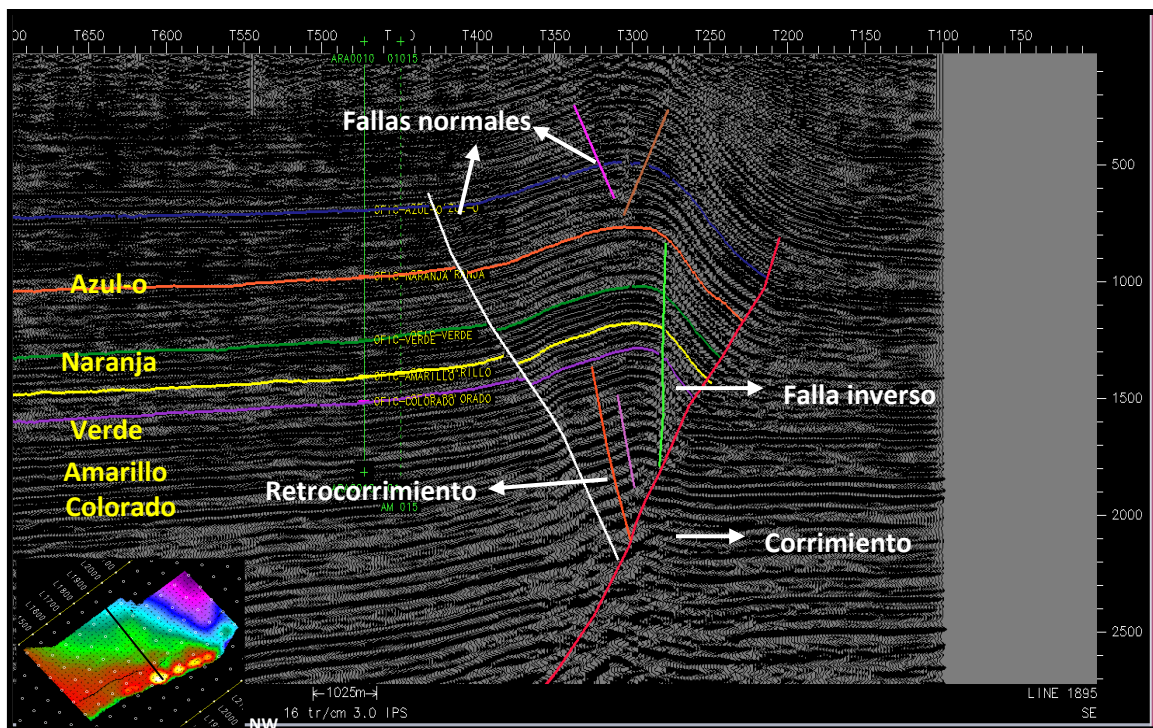


Figura 5. 9. Sección sísmica 1895 con orientación NO-SE, que muestra el sistema de fallas presente para el domo sur del campo Santa Ana.

5.3.2. Interpretación de horizontes

La Formación Oficina se sedimentó en un inmenso complejo flúvio-deltaico, donde son comunes las arenas lenticulares y relleno de canales de ríos. Esto se ve reflejado como alternancia de lutitas de distintos colores, intercaladas e interestratificadas con areniscas y limolitas. Este tipo de depositación es lo que va a controlar en gran parte del campo la continuidad lateral de los reflectores, ya que las arenas no son uniformes y esto ocasiona que en ciertas zonas no exista un contraste de impedancia fuerte, teniendo como efecto la disminución de las amplitudes en los reflectores.

En términos generales, en la zona norte del campo los reflectores se distinguían fácilmente, debido a que esta área no fue sometida a grandes esfuerzos tectónicos, mientras que la interpretación se complicó hacia el flanco sur de los domos en donde los horizontes presentan un buzamiento pronunciado hacia el corrimiento de Anaco y por efecto de la absorción de energía en esa zona; la imagen sísmica se ve afectada claramente y los reflectores tienden a pegarse. Esto conllevó a realizar una interpretación cuidadosa en esta zona, en donde muchas veces se observaron los reflectores adyacentes para seguir la horizontalidad de los eventos.

Los horizontes correspondientes a Azul-o, tope de Naranja y tope de Verde fueron los que presentaron mejor continuidad lateral, puesto que los reflectores eran los de mayor amplitud y se podían observar claramente en el 90% del campo aproximadamente. Hacia la cresta de los domos se observó menor continuidad de estos, producto de una disminución de espesores y menor calidad de la imagen sísmica, debido a la complejidad estructural de esa zona, por presencia de un conjunto de fallas.

Los horizontes del tope de Amarillo y tope de Colorado presentaron dificultades para su interpretación. El primero, como se explica en el Léxico Estratigráfico de Venezuela (L.E.V III, 1997), consiste principalmente de intercalaciones de lutitas y pocas arenas; debido a esto el tope de este miembro presentaba poca continuidad lateral y en ocasiones era necesario utilizar el polígono de correlación de *Seiswork* para seguir el evento. Para el segundo, se determinó en la calibración que estaba bajo un reflector bien marcado y más fuerte que el tope de Colorado y en ocasiones estos se pegaban formando un solo reflector, lo que dificultó el seguimiento paralelo en dirección *inline* y *crossline*.

5.3.3. Mapas en tiempo

Para la obtención de los mapas en tiempo, fue necesario realizar una interpolación y suavizado de los mallados de cada horizonte interpretado. Debido a que los miembros de la Formación Oficina en el campo Santa Ana presentan una misma tendencia depositacional, se aprecia la similitud existente entre ellos. De igual forma se realizaron los mapas de contornos de tiempo, los cuales fueron realizados cada 40 milisegundos para tener una mejor apreciación de la estructura presente en el campo.

Hacia los flancos de los domos se encuentran los mayores buzamientos, notándose esto en la cercanía que presentan los contornos en estas zonas, ocasionado a un rápido aumento en tiempo, en esta región se observaron tiempos para la ventana donde se encontraron los horizontes entre 950ms y 1700ms; mientras que los altos estructurales están ubicados en las crestas de los domos, representados por los menores tiempos de viaje de la señal sísmica, los cuales oscilaron entre 350ms y 1240ms.

Los bajos estructurales se ubican hacia el norte de la zona, en el monoclinal, donde la separación existente entre los contornos es mayor, lo que indica que la estructura posee poco buzamiento. Hacia la zona intercampo con San Joaquín, en todos los horizontes interpretados se muestra una depresión bien marcada, que pudo ser interpretada con valores máximos de tiempo de 1350ms para Azul-o a 2028ms para Colorado.

Los rasgos estructurales se ubican todos hacia los domos del campo, con presencia de fallas tanto inversas como normales; estas fueron representadas con polígonos de fallas identificando la intercepción de estas con la superficie. En el tope de Azul-o, en su mayoría se encuentran fallas normales producto de la relajación que presenta la estructura al ser aplicado un esfuerzo en la parte inferior de la formación. En los demás miembros se encuentran tanto fallas normales como inversas; las primeras siendo identificadas con un cuadro que sobre sale del polígono y las segunda con un triángulo, indicando de igual modo el bloque deprimido y levantado. En las figuras 5.10, 5.11, 5.12, 5.13, y 5.14 se muestran los mapas interpolados para cada horizonte interpretado con su respectivo mapa de contornos en tiempo.

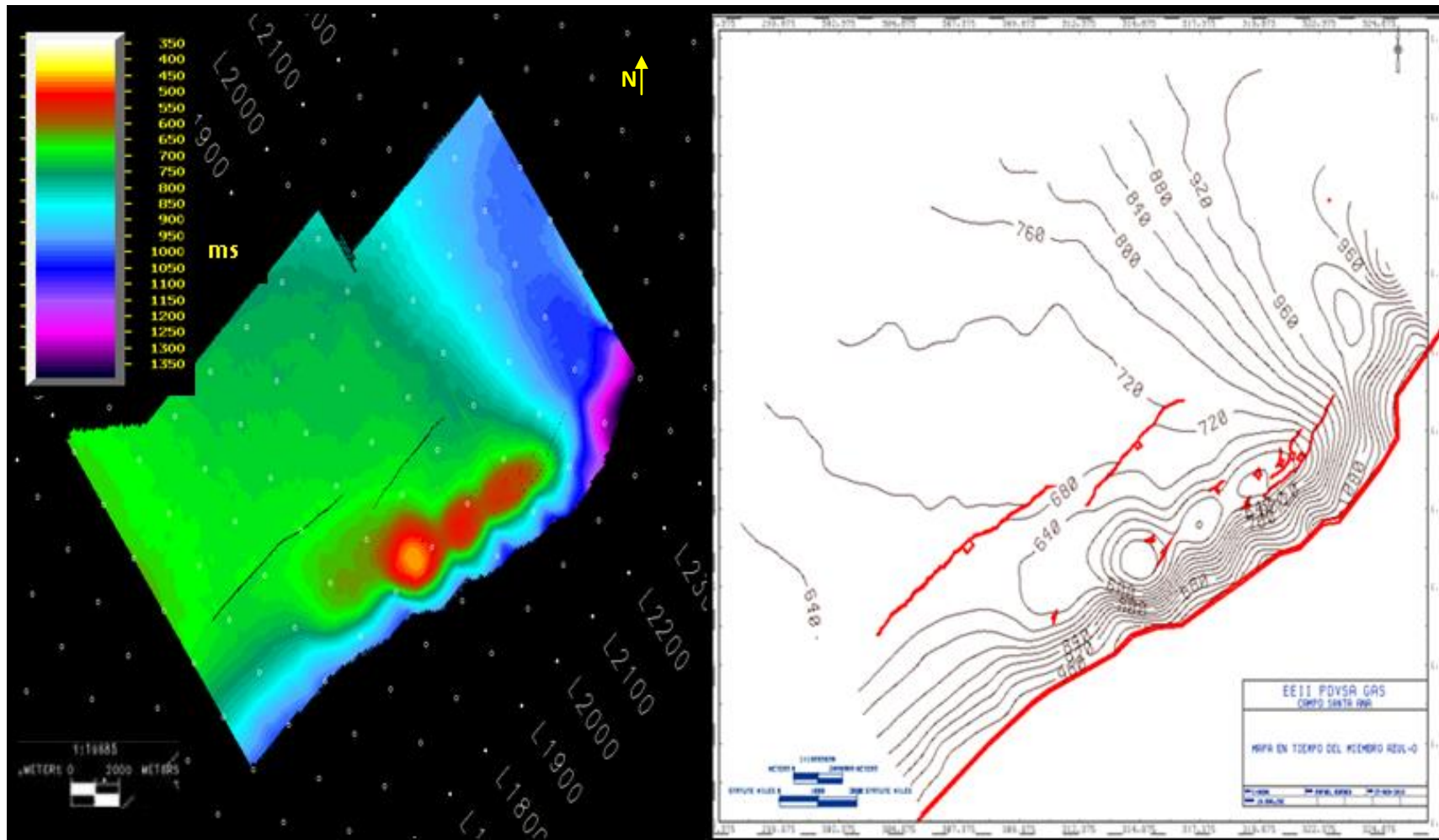


Figura 5.10. Mapa de superficie en tiempo (izquierda) y mapa de contornos en tiempo (derecha) para el tope del miembro Azul-o, donde se aprecian los principales rasgos estructurales (polígonos de falla en rojo) y variaciones de las superficies en cuanto al tiempo de viaje.

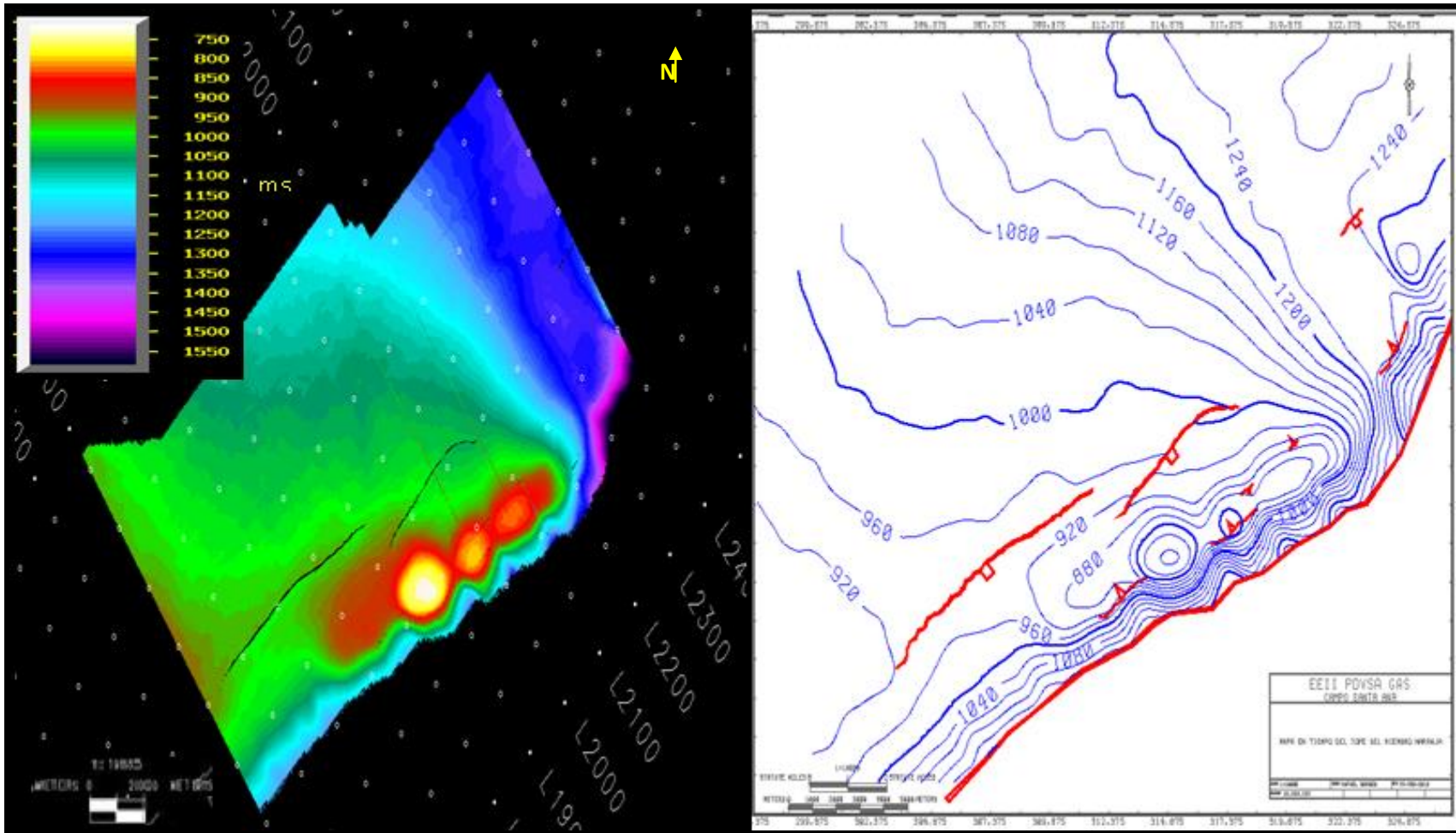


Figura 5. 11. Mapa de superficie en tiempo (izquierda) y mapa de contornos en tiempo (derecha) para el tope del miembro Naranja, donde se aprecian los principales rasgos estructurales (polígonos de falla en rojo) y variaciones de las superficies en cuanto al tiempo de viaje.

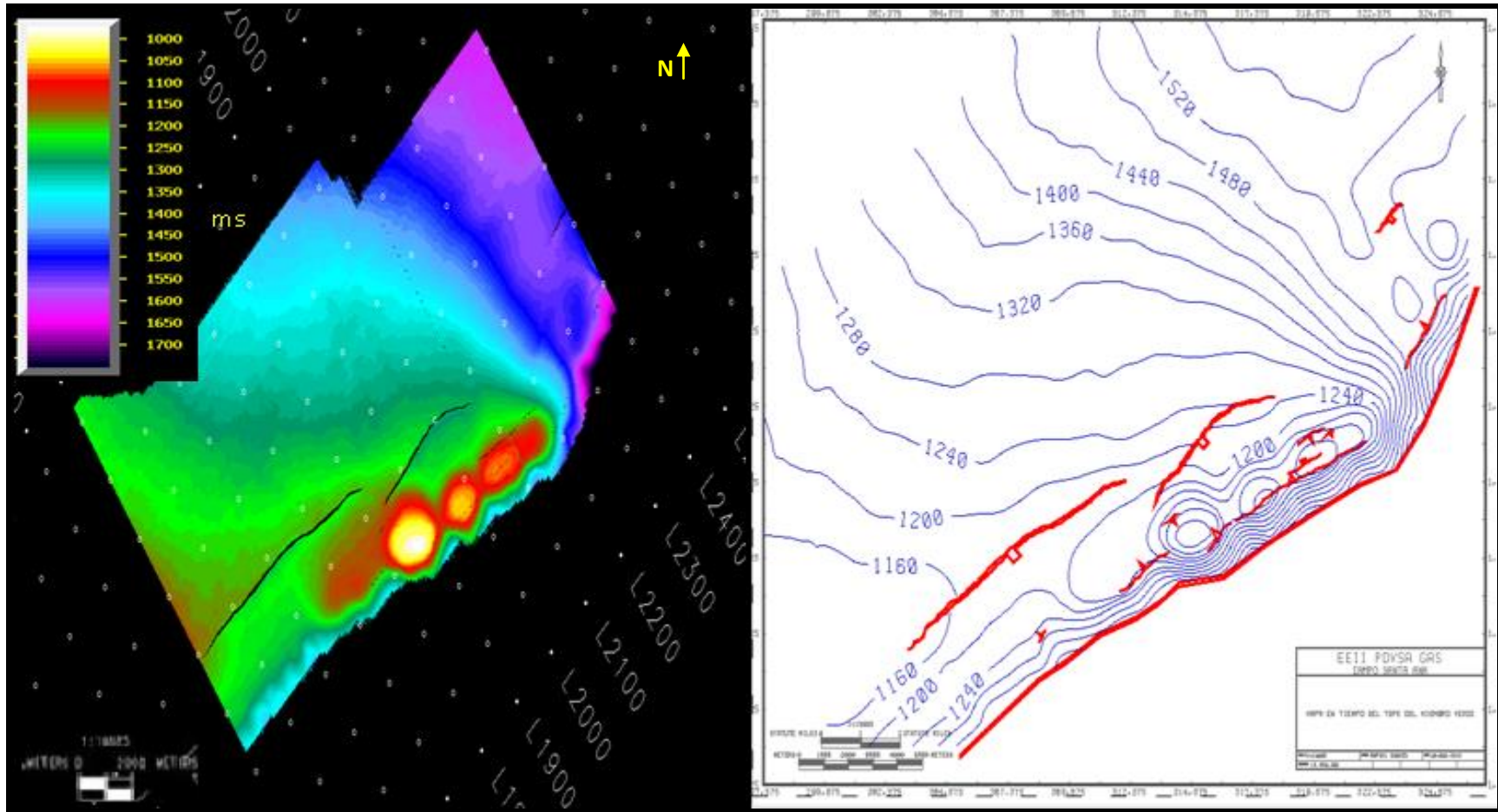


Figura 5. 12. Mapa de superficie en tiempo (izquierda) y mapa de contornos en tiempo (derecha) para el tope del miembro Verde, donde se aprecian los principales rasgos estructurales (polígonos de falla en rojo) y variaciones de las superficies en cuanto al tiempo de viaje.

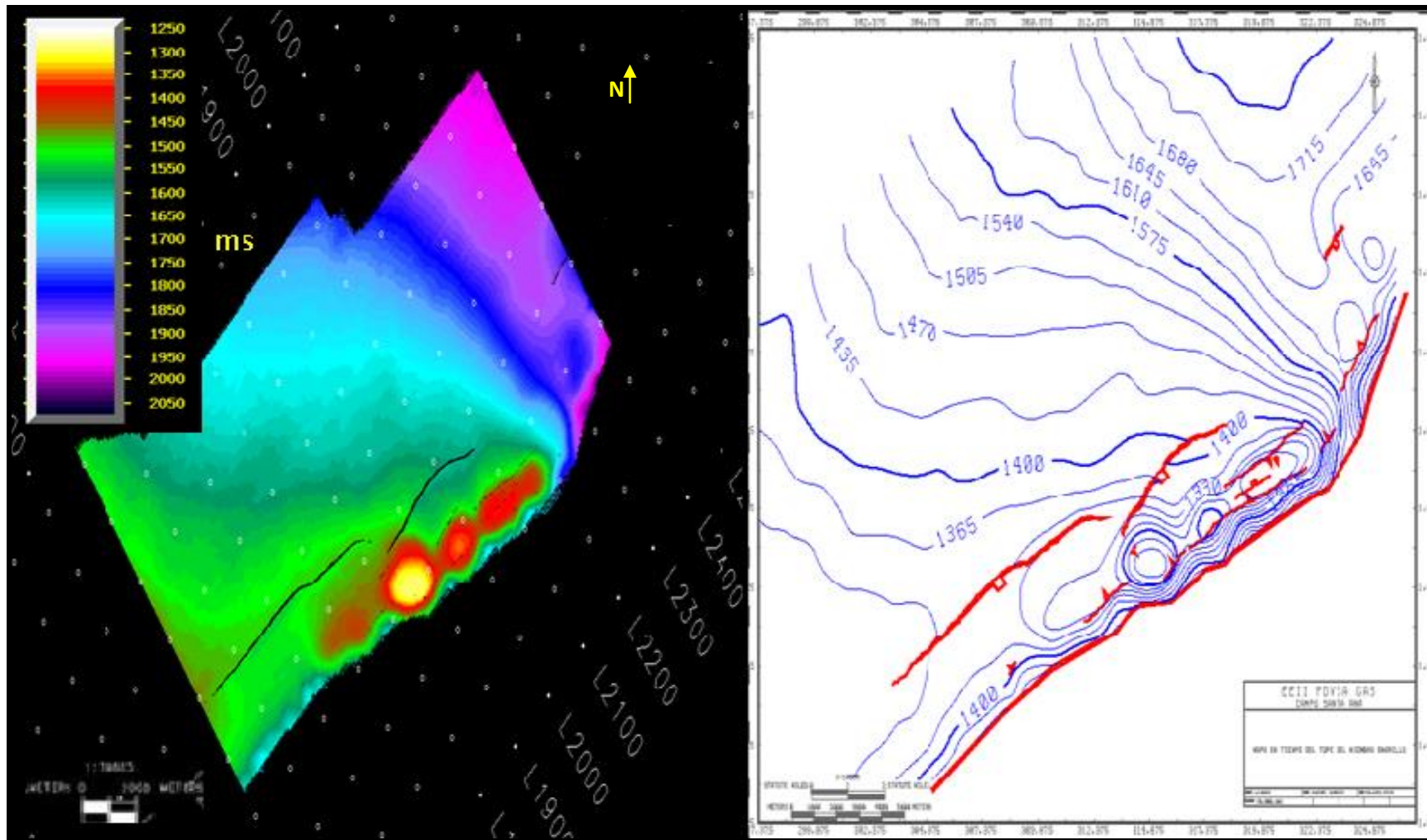


Figura. 5.13. Mapa de superficie en tiempo (izquierda) y mapa de contornos en tiempo (derecha) para el tope del miembro Amarillo, donde se aprecian los principales rasgos estructurales (polígonos de falla en rojo) y variaciones de las superficies en cuanto al tiempo de viaje

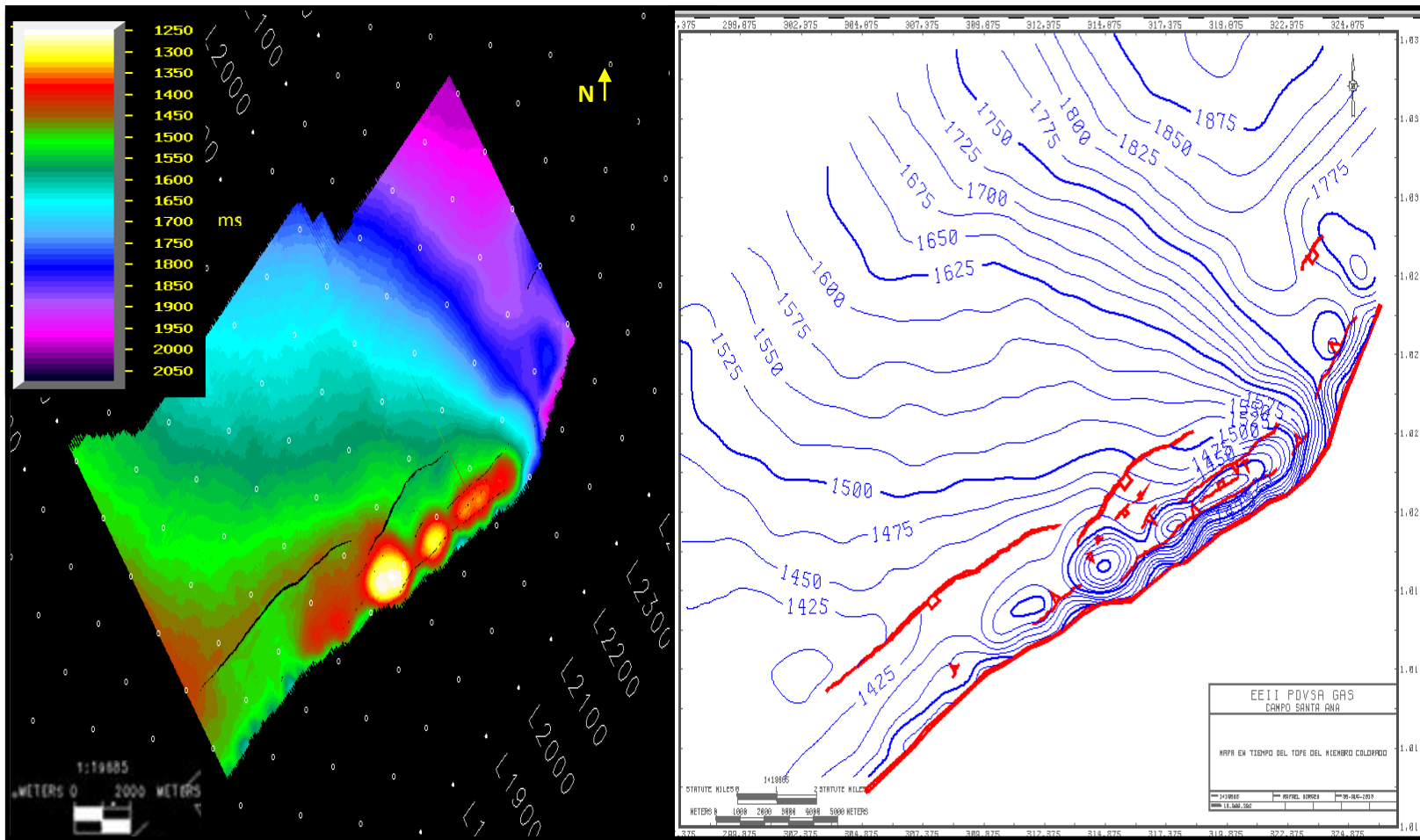


Figura 5. 13. Mapa de superficie en tiempo (izquierda) y mapa de contornos en tiempo (derecha) para el tope del miembro Colorado, donde se aprecian los principales rasgos estructurales (polígonos de falla en rojo) y variaciones de las superficies en cuanto al tiempo de viaje.

5.4. Modelo de velocidades

El modelo de velocidades permite realizar la conversión de los horizontes en tiempo a profundidad, para ello se obtiene un cubo de velocidades que simule las velocidades obtenidas a las profundidades que se tienen las superficies (figura 5.14). El cubo generado presentó valores de velocidades dentro de un rango de 1503m/s y 5995m/s. Debido a que se utilizó una metodología de modelo de capas como se mencionó en el Capítulo IV, este cubo genera una velocidad constante de 1500m/s, hasta llegar a la primera superficie interpretada y al pasar el último objetivo genera otra velocidad constante de 6000m/s, mayor a la obtenida en el último horizonte utilizado, con el fin de corregir las anomalías que pueden ser causadas en regiones donde se carece de información, tanto en la zona somera como en la profunda.

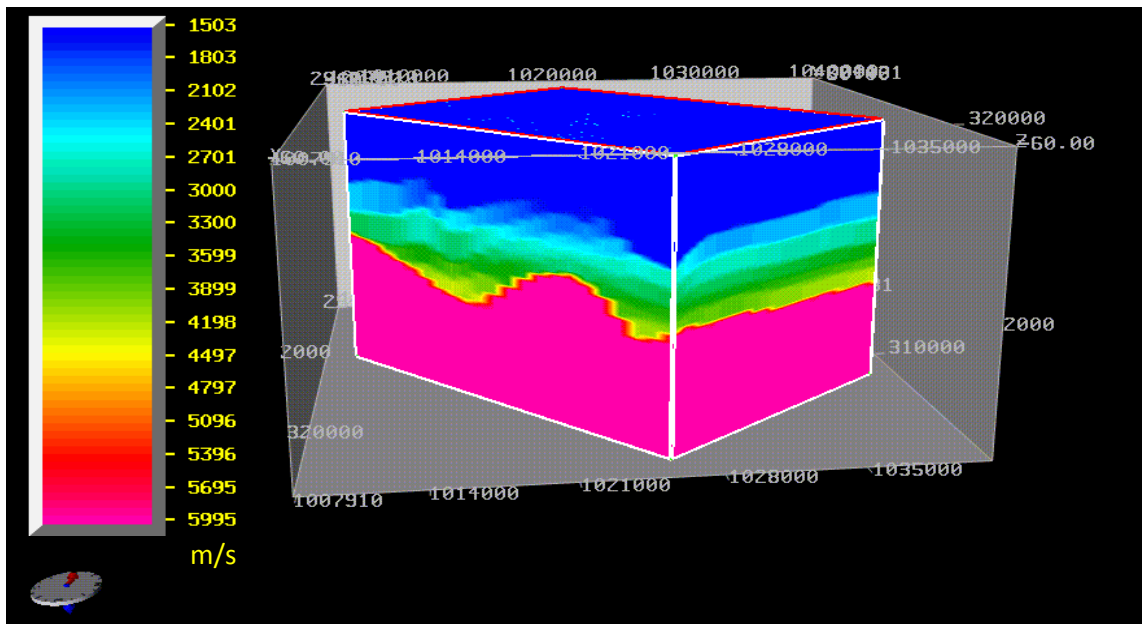


Figura 5. 14. Modelo de velocidad obtenido utilizando la aplicación *DepthTeam*, tomando como datos las curvas TZ de los pozos calibrados y los ajustados, horizontes interpretados en tiempo y topes geológicos.

A partir de esta primera capa, para cada horizonte el modelo arroja velocidades que varían con la profundidad, tomando como dato los valores de velocidades interválicas de las curvas tiempo-profundidad de los pozos ajustados y llevándolas a velocidades “average”. Cabe resaltar que las velocidades ascienden a medida que se profundiza,

cumpliendo la teoría que menciona que las velocidades “average” deben incrementar con la profundidad.

Para verificar que el cubo de velocidades no presentaba anomalías de velocidades en la zona de interés que puedan afectar la conversión tanto del cubo de profundidad como de los horizontes, se realizaron cortes en tiempo, que demostraron un comportamiento uniforme que respondía a las estructuras presentes en el campo (figura 5.15). Así mismo, con la ayuda de estos cortes en tiempo, se pudo corroborar que las velocidades hacia las zonas donde no existen pozos ajustados, no tuvieron anomalías y fueron interpoladas satisfactoriamente siguiendo el comportamiento de los pozos cercanos a éstas.

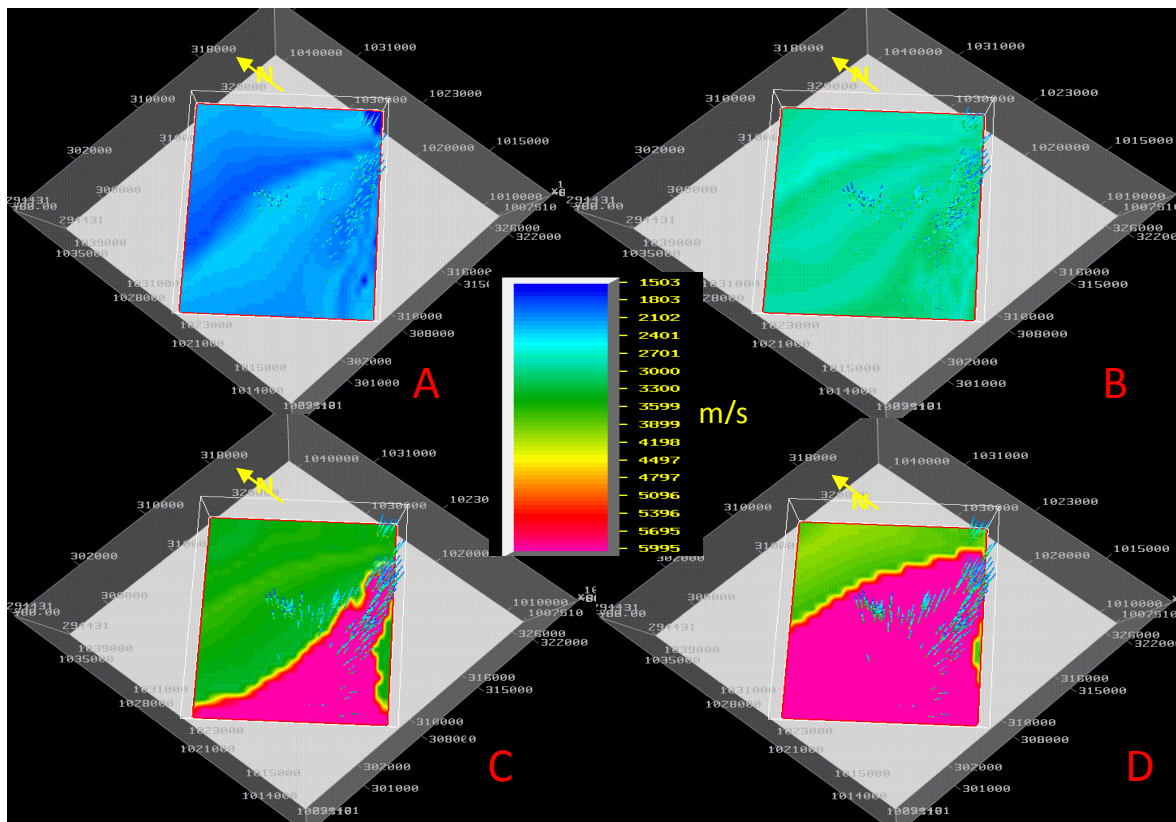


Figura 5. 15. Cortes en tiempo del modelo de velocidades. A) Corte en tiempo a 432ms. B) Corte en tiempo a 864ms. C) Corte en tiempo a 1237ms. D) Corte en tiempo a 1456ms.

5.5. Mapas en profundidad.

Las superficies generadas en profundidad se ajustan bastante bien a los topes estratigráficos interpretados en los registros, lo que comprueba que la conversión de tiempo a profundidad utilizando el modelo de velocidades por capas arrojó un resultado satisfactorio. Por ende, los mapas en profundidad muestran las mismas características que

se resaltan en los mapas en tiempo, tanto en la estructuras como en los buzamientos presentes en el campo. Estos están dominados por el rasgo estructural más importante de la zona, que son los domos hacia el norte de la falla de corrimiento.

Tal y como se observa en los mapas en tiempo, todos los mapas en profundidad presentan el mismo comportamiento estructural, los altos estructurales se encuentran hacia los domos, obteniendo valores que van desde 1512 pies para el primer horizonte interpretado hasta 5202 pies para el ultimo horizonte; mientras que hacia el norte del campo, se observa el monoclinal representando los bajos estructurales, donde se aprecian valores entre 3780 y 7680 pies, respectivamente. En el flanco sur de los domos se observa los mayores buzamientos de la estructura, aumentando rápidamente la profundidad de los contornos, observándose valores de profundidad entre 4284 a 8568 pies. En las figuras 5.16, 5.17, 5.18, 5.19 y 5.20 se evidencia el comportamiento de los mapas en profundidad.

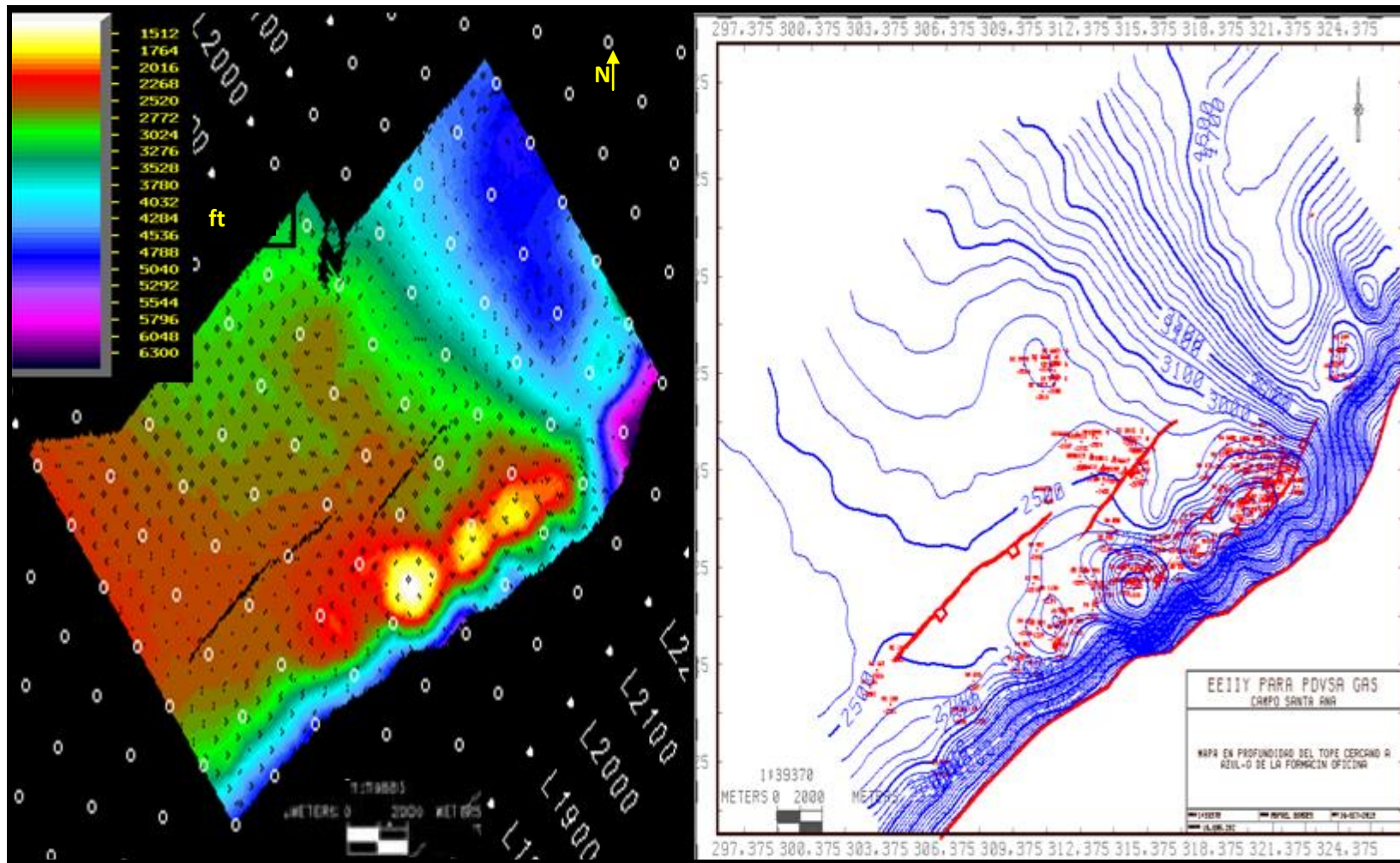


Figura 5. 16. Mapa de superficie en profundidad (izquierda) y mapa de contornos en profundidad (derecha) para el tope de Azul-o, donde se aprecian los principales rasgos estructurales (polígonos de falla en rojo) y variaciones de las superficies en profundidad.

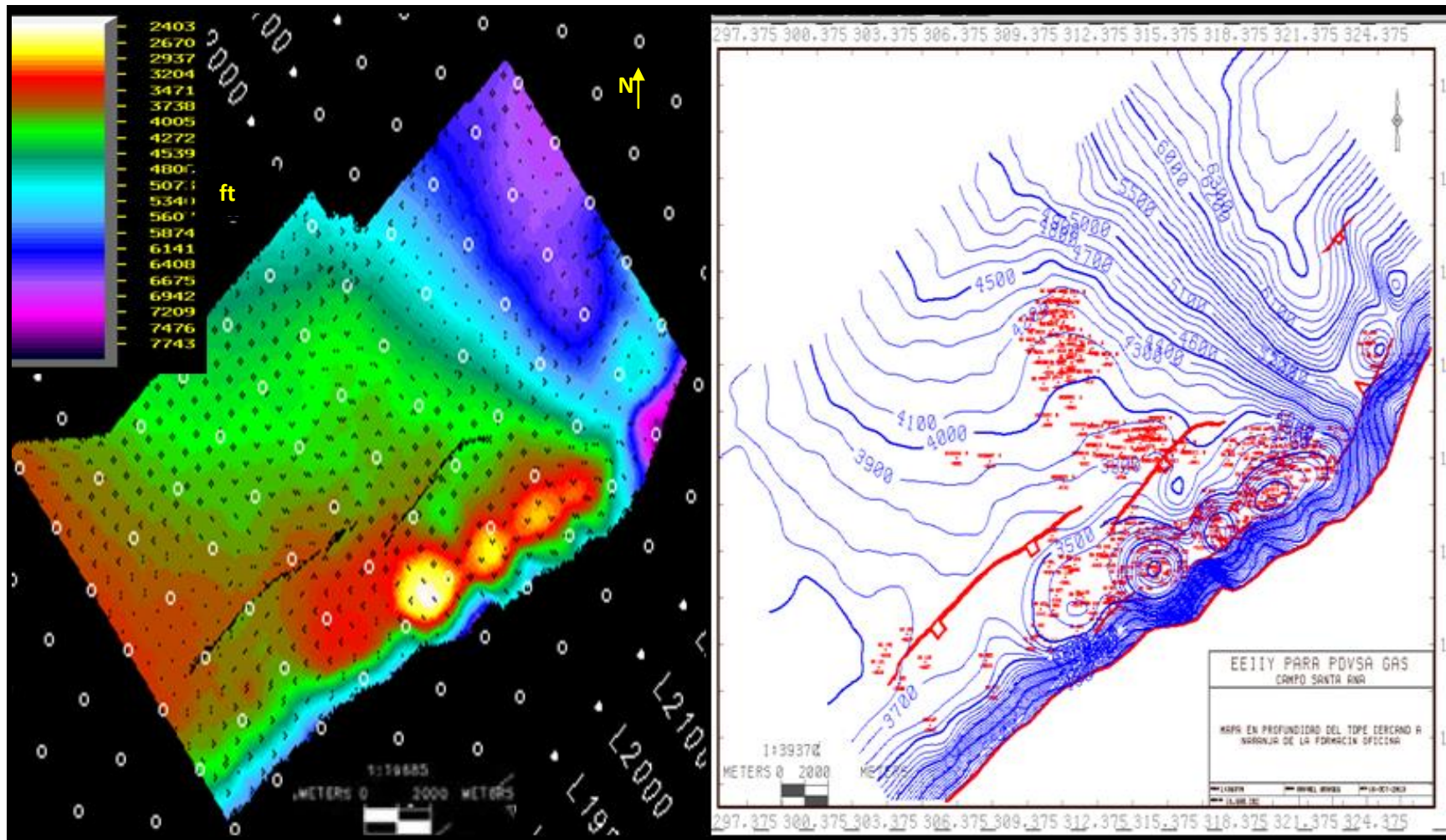


Figura 5. 17. Mapa de superficie en profundidad (izquierda) y mapa de contornos en profundidad (derecha) para el tope de Naranja, donde se aprecian los principales rasgos estructurales (polígonos de falla en rojo) y variaciones de las superficies en profundidad.

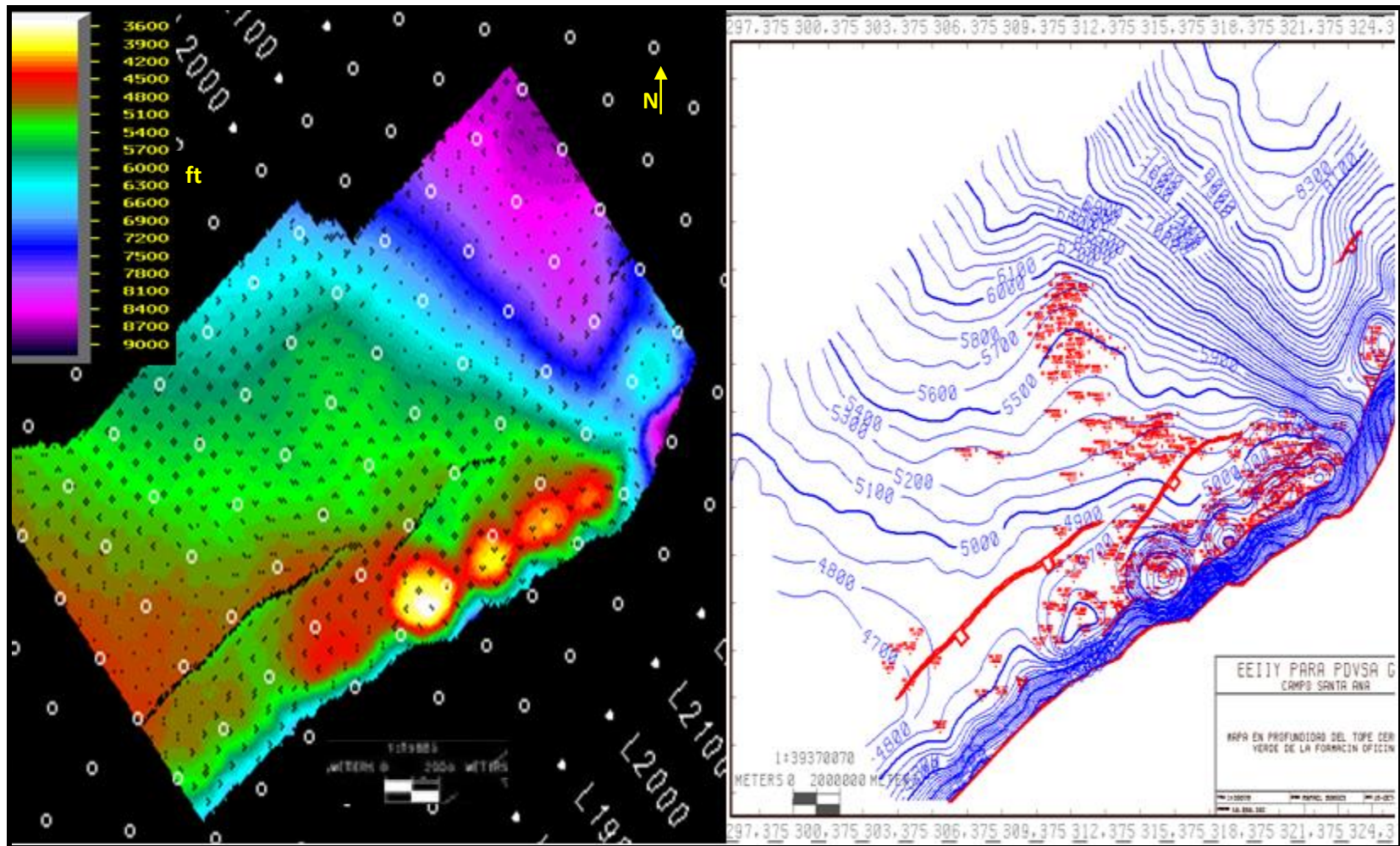


Figura 5. 18. Mapa de superficie en profundidad (izquierda) y mapa de contornos en profundidad (derecha) para el tope de Verde donde se aprecian los principales rasgos estructurales (polígonos de falla en rojo) y variaciones de las superficies en profundidad.

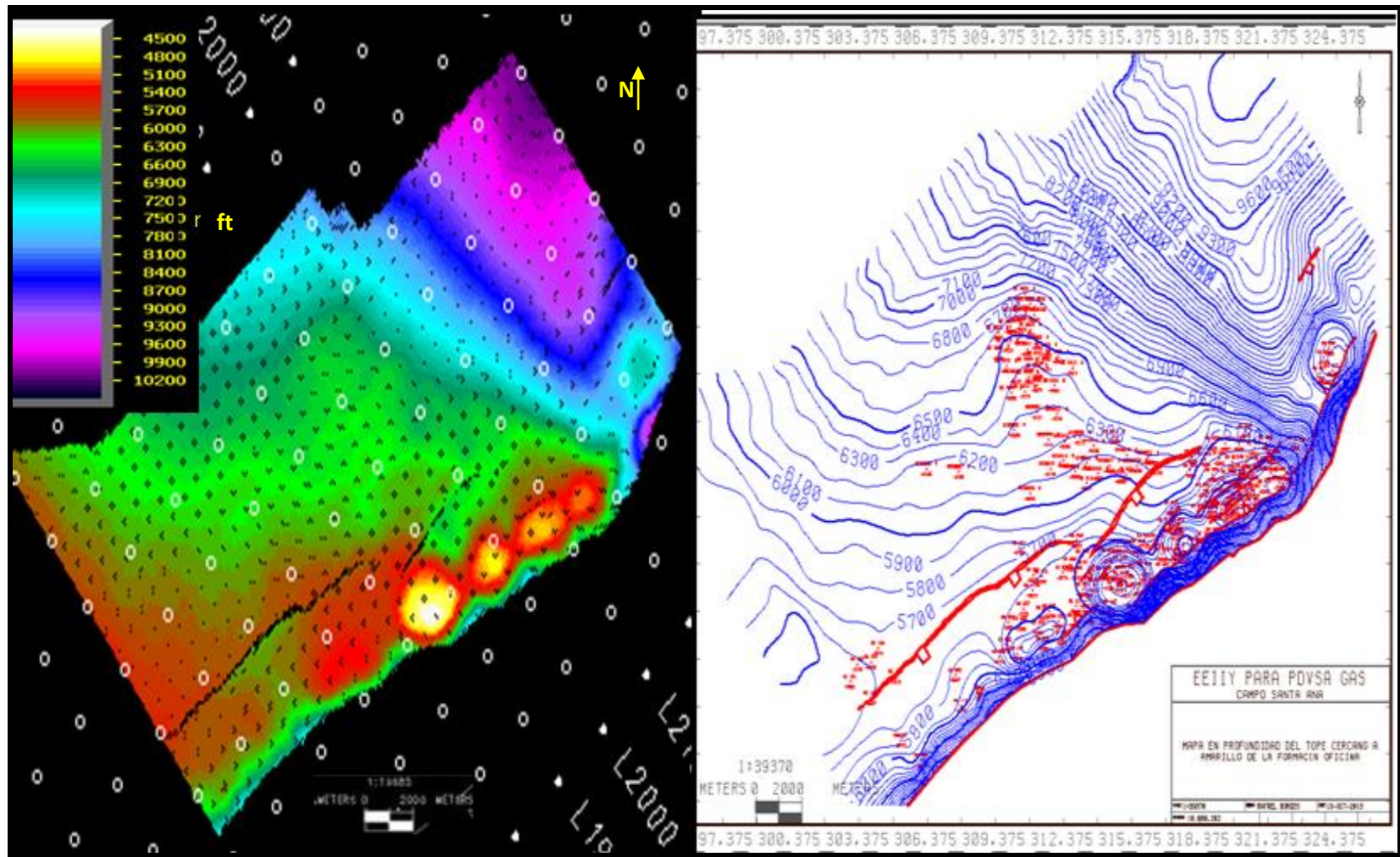


Figura 5. 19. Mapa de superficie en profundidad (izquierda) y mapa de contornos en profundidad (derecha) para el tope de Amarillo, donde se aprecian los principales rasgos estructurales (polígonos de falla en rojo) y variaciones de las superficies en profundidad.

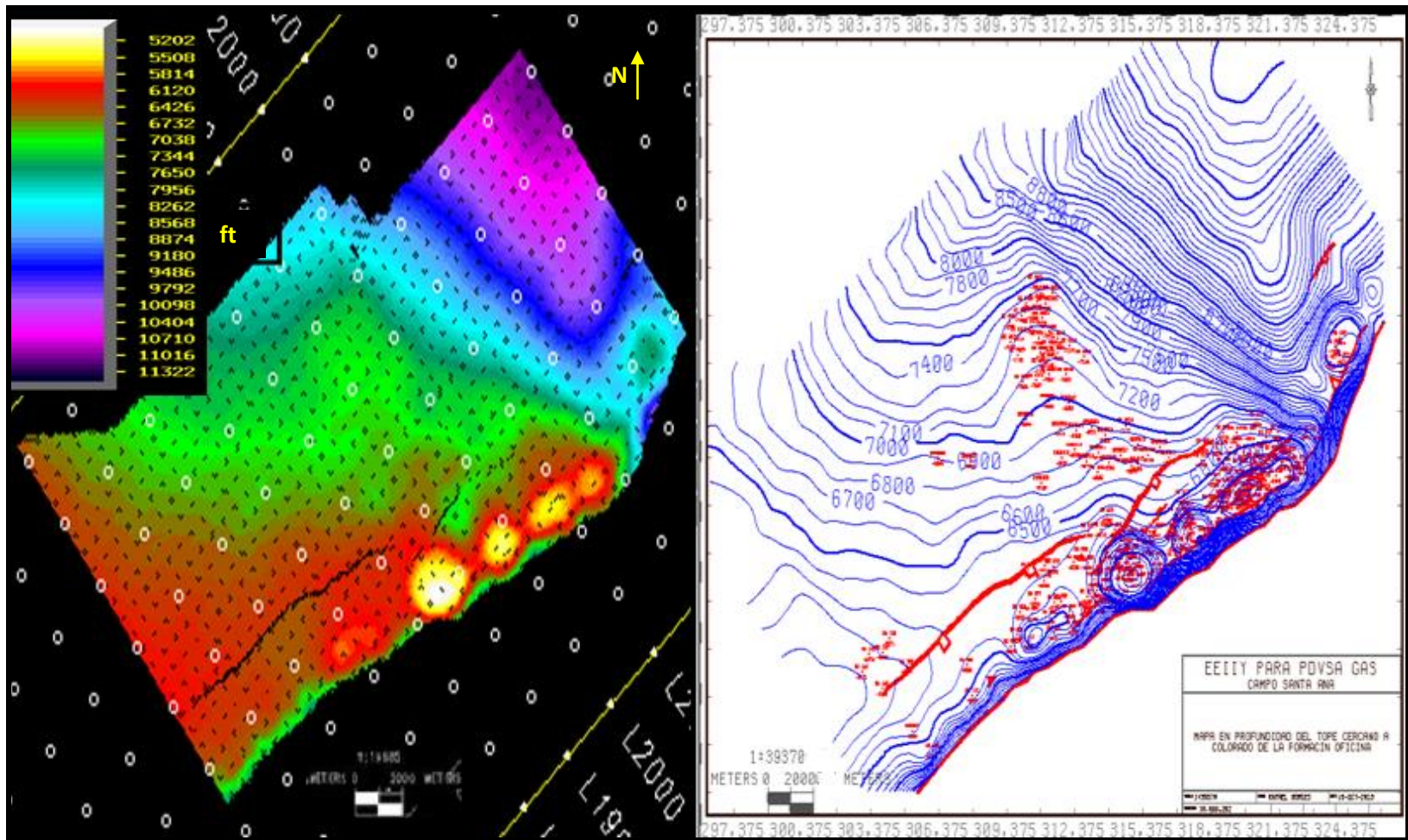


Figura 5. 20. Mapa de superficie en profundidad (izquierda) y mapa de contornos en profundidad (derecha) para el tope de Colorado, donde se aprecian los principales rasgos estructurales (polígonos de falla en rojo) y variaciones de las superficies en profundidad.

5.6. Análisis de atributos sísmicos

A continuación se presentan una serie de mapas de atributos que fueron corridos sobre las superficies interpretadas, que permiten identificar cuerpos arenosos, algunos rasgos geomorfológicos, calidad de rocas y propiedades físicas de las rocas, con los cuales haciendo la integración de los que representen las mejores respuestas, poder estimar la posible presencia de fluido y con esto nuevas zonas prospectivas.

5.6.1. Tope de Azul-O

En el área de estudio, el nivel Azul-o se depositó por corrientes meandriformes en un valle fluvial ancho, notándose en la interpretación una alta amplitud del horizonte y una buena continuidad lateral en toda la extensión del campo. La cantidad de registros de pozos que fueron corridos en este nivel fue muy baja, lo que impidió realizar el cálculo de las propiedades petrofísicas para ser correlacionadas con los valores de atributos sísmicos.

En general, este nivel muestra fuertes cambios de impedancia y contraste importantes de frecuencia y amplitud. Según lo observado en los mapas, esta superficie se puede separar en tres zonas de alta relevancia. La zona encerrada con línea punteada roja, tanto en la figura 5.21A de amplitud instantánea como en la figura 5.21B amplitud RMS muestra un contenido de amplitudes altas en la región noroeste del campo, en relación a las zonas aledañas, observando la presencia de un canal meandriforme de gran extensión bien delimitado, con valores máximo hacia la zona suroeste de la anomalía, en donde posiblemente ocurrió la mayor depositación de las arenas. El atributo de semblanza (figura 5.21C) proporciona valores de discontinuidad lateral, comparando una traza sísmica con la adyacente a ella, resaltando los rasgos geomorfológicos asociados a patrones estructurales o depositacionales. En el caso del tope de Azul-o este atributo sirve para correlacionar lo antes observado con los atributos de amplitud, mostrando en las zonas del canal una mayor semblanza debido a la continuidad que representa la depositación de las arenas. En cuanto al mapa atributo de frecuencia instantánea (figura 5.21D) en la zona noroeste del campo (círculo rojo) se presentan bajas frecuencias; las cuales en las zona donde la amplitud es alta, se encuentran asociadas comúnmente a zonas con acumulaciones de hidrocarburos condensados, debido a que estas tienden a atenuar las altas frecuencias. En sección sísmica

mostrada en la figura 5.22 se evidencia la respuesta de amplitud del canal meandriforme utilizando el atributo de fuerza de reflexión.

La región delimitada con la línea negra, al este del campo; tanto en el mapa de amplitud instantánea (figura 5.21A) como en el de amplitud RMS (figura 5.21B), muestra valores altos de amplitud, pudiéndose diferenciar mejor en el segundo mencionado. Estos valores de amplitud son asociados a una capa de lignito que pudo ser observada en los registros del pozo S56 (figura 5.23) representado en el mapa con una estrella de color negra, notando bajas lecturas en el registro de densidad, alto gamma “ray”, alta porosidad neutrón y un valor medio de resistividad, siendo estos indicios fidedignos de presencia de este tipo de litología. Estos lignitos se originan en zonas de llanuras de inundaciones, y sus extensiones tienden a ser de tamaño considerable, lo que estaría generando esta respuesta de amplitudes elevadas hacia el norte del pozo; evento que no puede ser comprobado del todo debido a que no existen pozos hacia esa zona que nos permita realizar un análisis de los registros. Así mismo en la sección sísmica con atributo de fuerza de reflexión aplicado mostrada en la figura 5.24, se resaltan las altas amplitudes a lo largo de gran parte del horizonte interpretado, por las razones antes mencionadas.

La tercera zona de interés se presenta marcada en líneas amarillas en el mapa de frecuencia instantánea (figura 5.21D), mostrando la presencia de un canal como respuesta a las altas frecuencias, que no se observa claramente en los mapas de amplitud ni en el mapa de semblanza, lo que permite inferir que puede ser una zona de poco interés prospectivo.

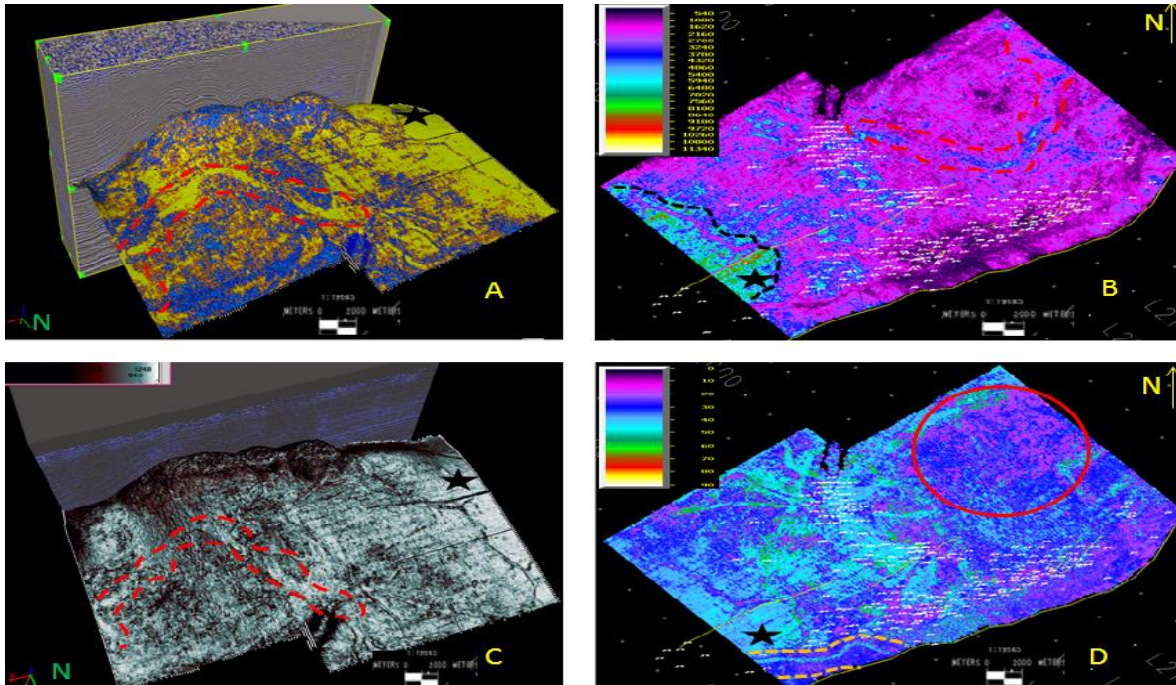


Figura 5. 21. Superficies del Tope de Azul-O. A) Atributo de amplitud instantánea. B) Atributo de amplitud RMS. C) Atributo de semblanza. D) Atributo de frecuencia instantánea. En los mapas se observa la presencia de tres zonas de interés; la primera señalada con línea roja, la segunda con línea negra y la tercera con líneas amarilla. La ubicación del pozo S56 es señalado con una estrella.

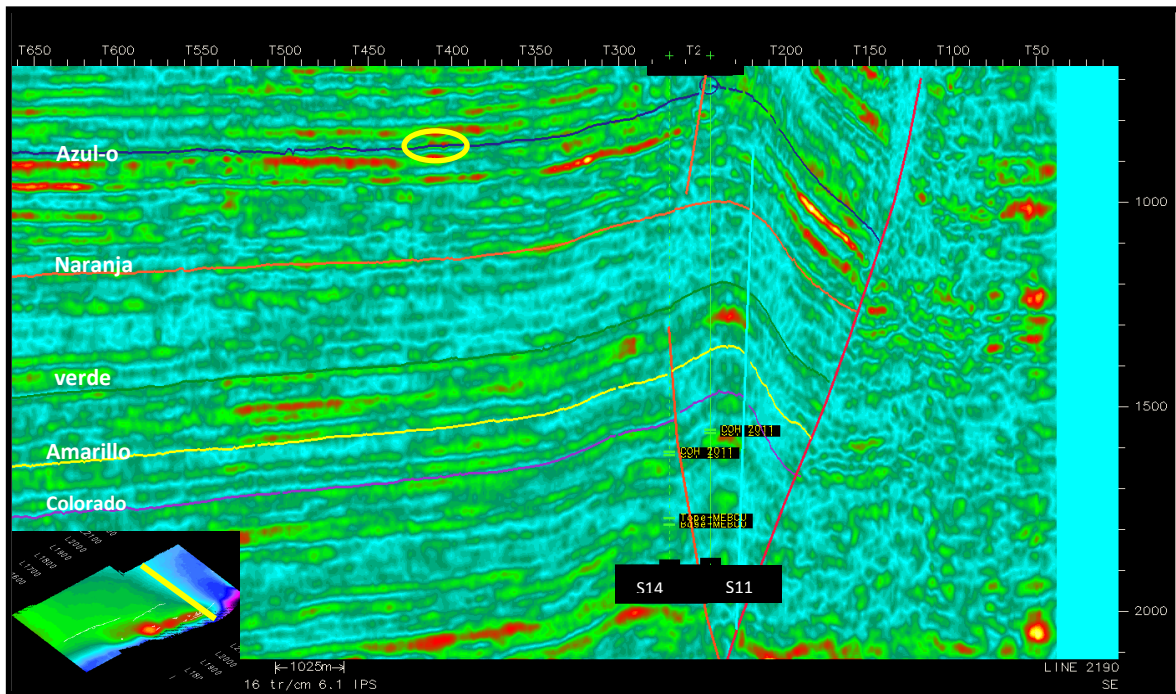


Figura 5. 22. Línea sísmica 2190 con atributo de fuerza de reflexión donde se resalta con círculo amarillo la respuesta de amplitud del canal meandriforme presente en la superficie Azul-o.

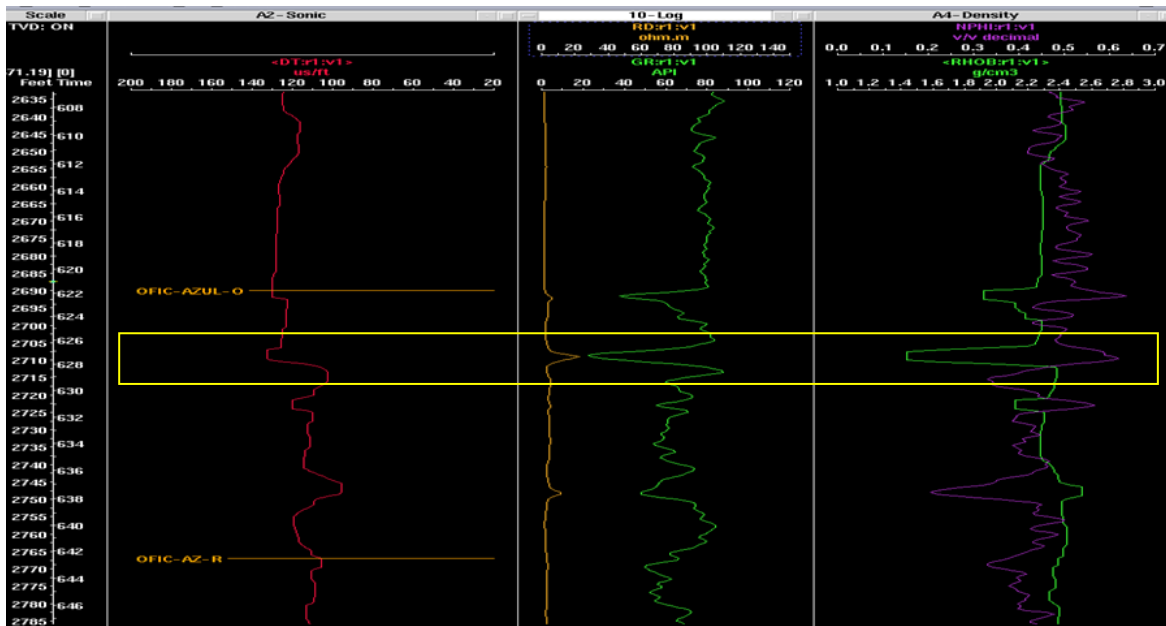


Figura 5. 23. Sesión de Syntool del pozo SA56. De izquierda a derecha se muestra: escala tiempo-profundidad, registro sónico (rojo), registro de resistividad (amarillo) y registro de gamma “ray” (verde), registro de porosidad neutrón y registro de densidad (verde). Se evidencia la presencia de una capa de lignito que aumenta las amplitudes.

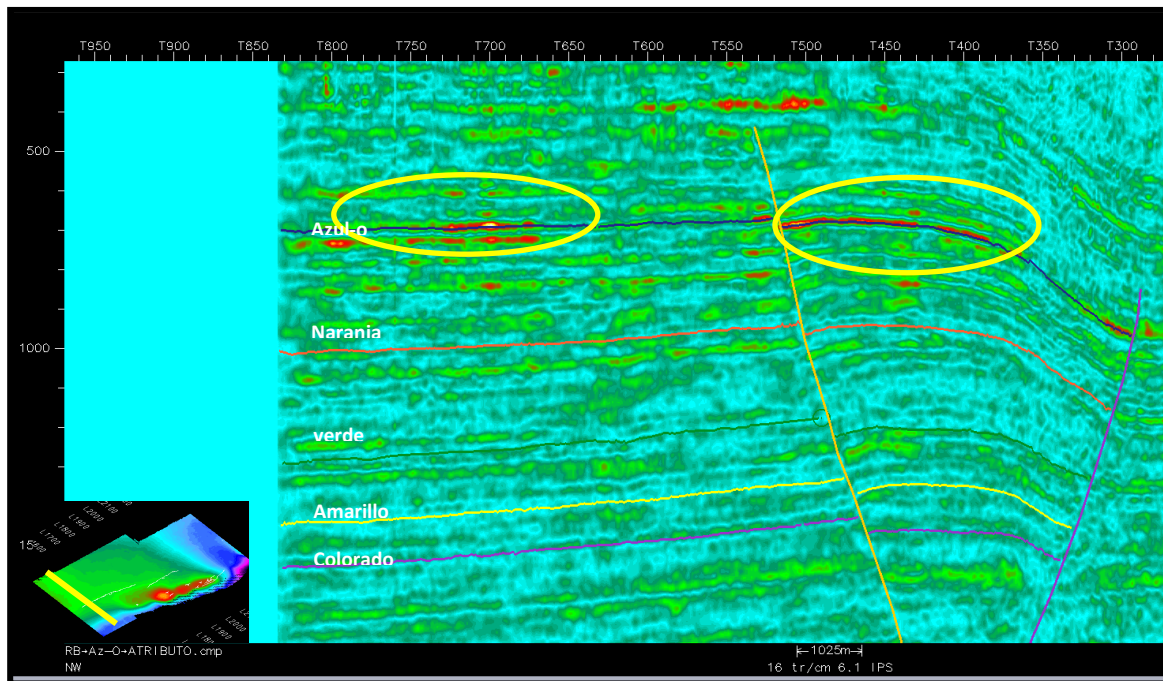


Figura 5. 24. Línea sísmica 1620 con atributo de fuerza de reflexión donde se resalta con círculos amarillo la respuesta de amplitud del canal de las anomalías asociadas a lignitos en la zona noreste del campo Santa Ana.

5.6.2. Tope del miembro Naranja

Para el tope del miembro Naranja se pudo realizar una correlación entre las propiedades petrofísicas con atributos sísmicos con cierta incertidumbre, ya que la cantidad de pozos que poseían registros petrofísicos en ese nivel eran escasos, debido al poco interés que ha tenido este miembro para la producción de gas del Distrito Anaco. El atributo de frecuencia instantánea mostró una correspondencia lineal positiva con la propiedad de saturación de agua, mostrando R^2 de 0.7672, manejando en esta investigación un valor mínimo de correspondencia el 0.6. En la figura 5.25 se muestra que a medida que la frecuencia instantánea incrementa, los valores de saturación de agua tienden a aumentar, lo que implica que este atributo puede ser efectivo para la ubicación de posibles acumulaciones de hidrocarburos.

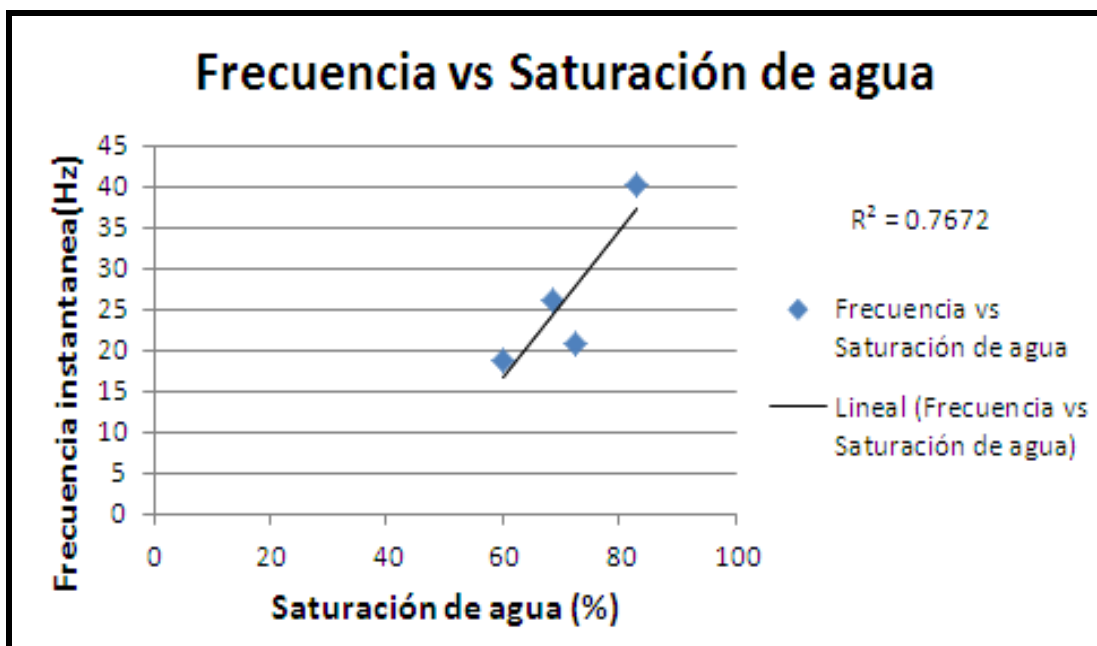


Figura 5. 25. Crossplot de frecuencia instantánea (Hz) vs saturación de agua (%), donde se indica que existe entre ambas una correspondencia lineal positiva de $R^2=0.7672$.

En la figura 5.26A y figura 5.26B se muestran los atributos de amplitud instantánea y fuerza de reflexión respectivamente, estos atributos muestran cambios laterales en la sedimentación y posibles acumulaciones de hidrocarburos. Ambos presentan en la zona centro-oriental del campo Santa Ana una anomalía de amplitud, que pueden ser asociados a

rocas de buena calidad, con alta porosidad, pero que no puede ser confirmado porque no existen pozos que atreviesen dicha anomalía y los pozos adyacentes no poseen registros en la arena de interés. La región noroeste del campo posee amplitudes de altas a media, mientras que hacia el este del área de estudio las amplitudes son bajas, con lugares puntuales de poca extensión donde las amplitudes presentan valores medios. La figura 5.26D muestra valores altos de semblanza en las zonas donde se observó la anomalía de amplitud, dando pie a pensar que esta continuidad lateral puede ser indicio de buena calidad de roca. La correspondencia lineal que presentó el atributo de frecuencia instantánea con la saturación de agua nos permite identificar que las zonas con mayor saturación de agua se encuentran hacia el oeste del campo, mientras que la zona encerrada con círculo amarillo (figuras 5.26), con las anomalías de amplitudes bien marcadas presenta saturaciones de agua de alta a media. Hacia el noreste del campo se encuentra una región señalada con la flecha amarilla (figura 5.26 C, 5.26D), que puede considerarse como prospectiva ya que presenta valores medios de amplitud y saturaciones de agua baja. Sus valores bajos de frecuencia que indican la atenuación de la señal por presencia hidrocarburo gaseoso o líquido aunado con la correspondencia lineal con la saturación de agua colocan a esta zona como una posible nueva alternativa de almacenamiento de hidrocarburo ya que no ha sido perforada por pozo alguno en su cercanía. La escasez de registros en la zona cercana a la anomalía no permitió conocer los valores de resistividad y de propiedades de la roca en el punto de interés, para poder caracterizar la zona debidamente y con esto poder garantizar la presencia de hidrocarburo.

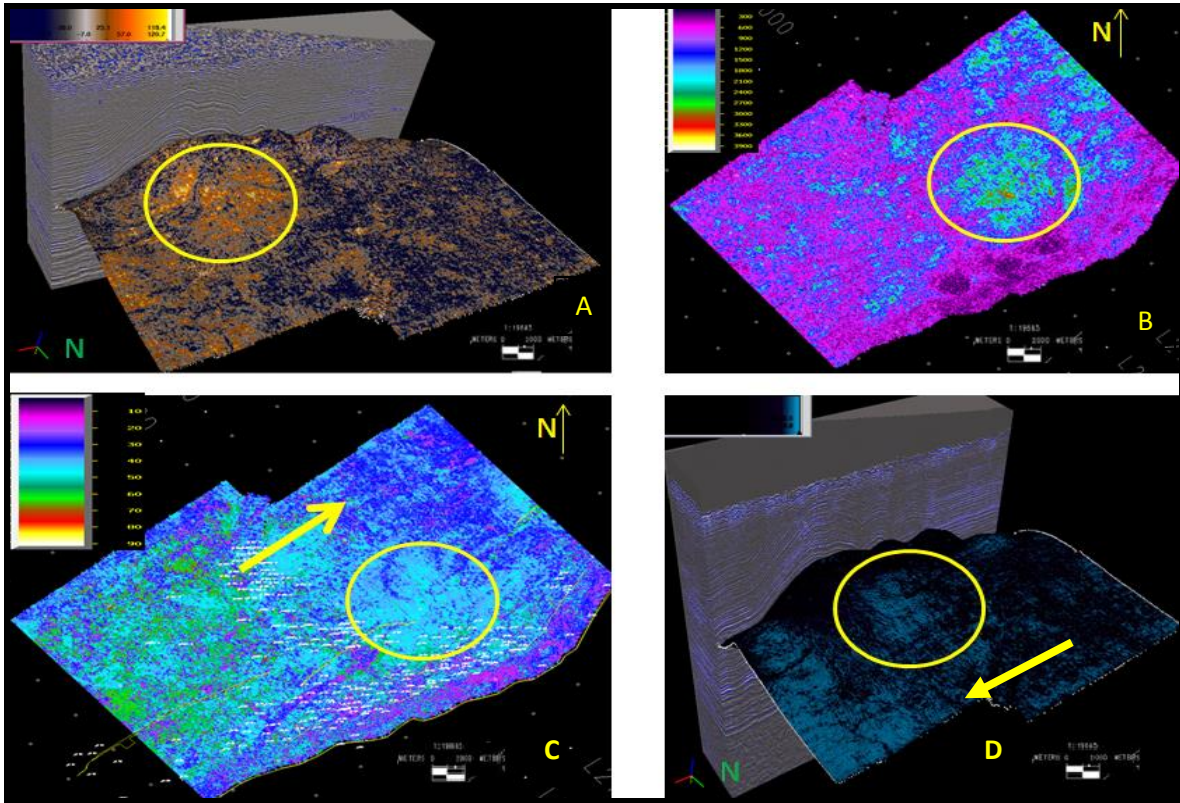


Figura 5. 26. Superficies del tope de Naranja. A) Mapa de atributo de amplitud instantánea, B) mapa de atributo de fuerza de reflexión, C) mapa de atributo de frecuencia instantánea, D) mapa de atributo de semblanza. Se señala con círculo amarillo la anomalía de amplitud, mientras que las flechas amarillas indican la zona con menor saturación de agua.

5.6.3. Tope del miembro Verde

El tope del miembro Verde no presentó correspondencia lineal alguna entre los atributos corridos para la superficie y sus propiedades petrofísicas. Este se presenta como la superficie menos atractiva de los cinco objetivos a caracterizar para la ubicación de nuevas zonas prospectivas ya que como se observa en el mapa de amplitud RMS (figura 5.27A), las amplitudes en gran parte de su extensión son relativamente bajas, mostrando solo una anomalía representativa en la zona encerrada con círculo amarillo. En la figura 5.27B de amplitud instantánea también se puede apreciar este evento claramente en la zona suroeste del campo. Dicha anomalía no presenta valores de frecuencia instantánea (figura 5.27C) que pueden ser asociados a posibles zonas con alto contenido de arenas o con atenuaciones de la señal que evidencien la presencia de hidrocarburo. En las adyacencias de la región

mencionada se ubican una serie de pozos que no poseen registros petrofísicos para dicho nivel, lo que impide conocer a que se debe tal respuesta de los atributos de amplitud.

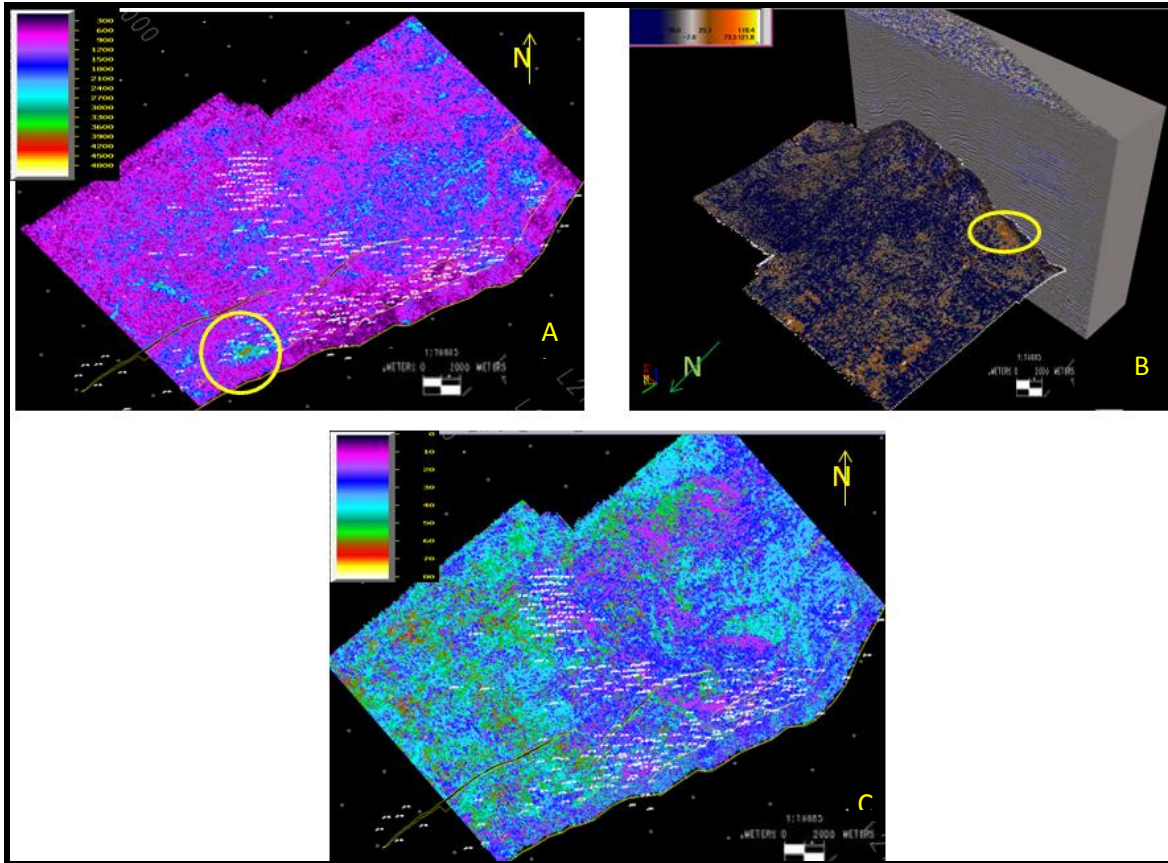


Figura 5. 27. Superficie del tope de Verde. A) Mapa de atributo de amplitud RMS, B) mapa de atributo de fuerza de reflexión, C) mapa de atributo de frecuencia instantánea.

5.6.4. Tope de Amarillo

El atributo de frecuencia instantánea presentó buena correspondencia líneal con las propiedades físicas de porosidad y permeabilidad de las rocas, estos nos permite reconocer las zonas con las características ideales para la acumulación de hidrocarburos. En la figura 5.28 se muestra el “*crossplot*” de la frecuencia instantánea vs porosidad la cual arrojó un valor de R^2 0.6274 mientras que para la relación frecuencia instantánea vs permeabilidad (figura 5.29) el valor de correspondencia fue R^2 0.6146.

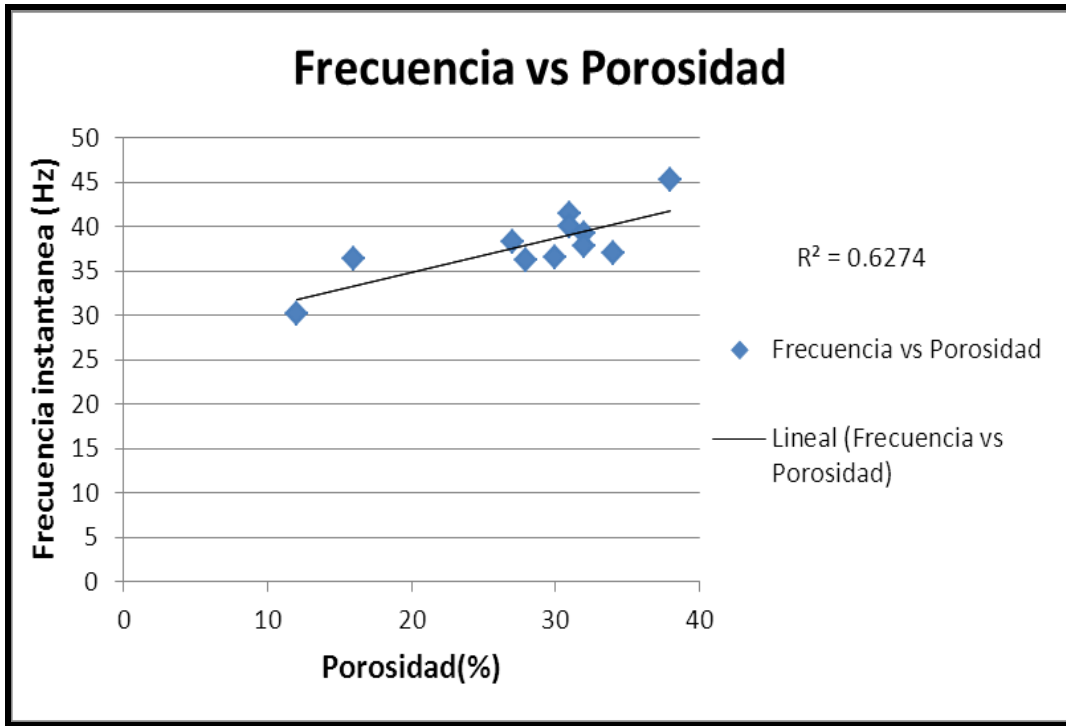


Figura 5. 28. Gráfica de frecuencia instantánea vs Porosidad con correspondencia lineal alta para el tope del miembro Amarillo.

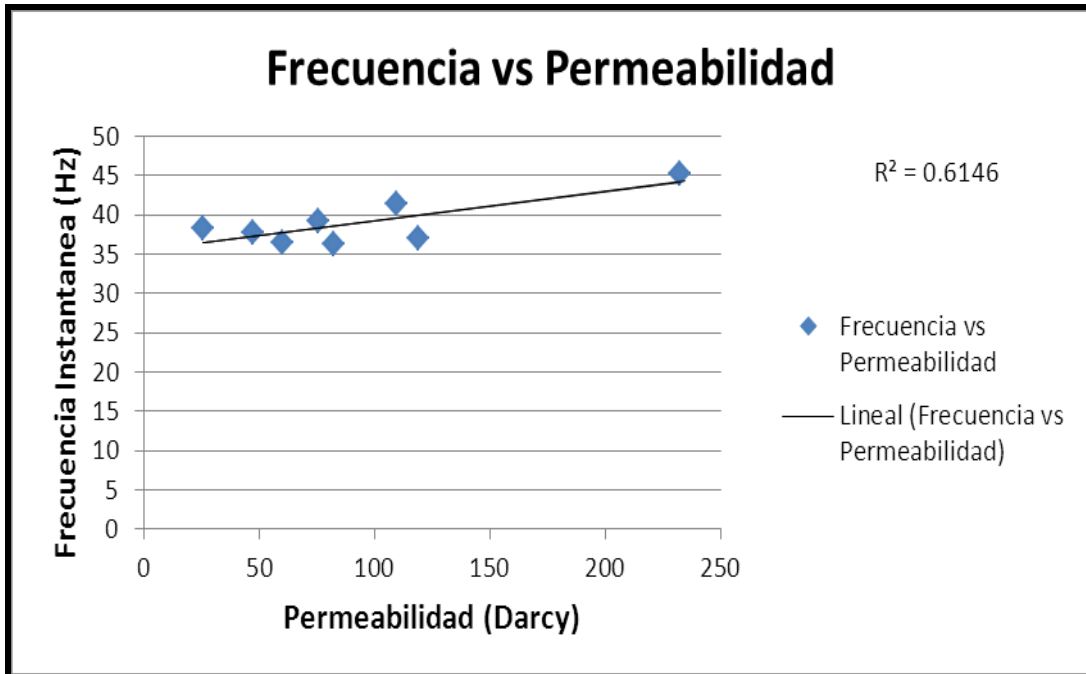


Figura 5. 29. Gráfica de frecuencia instantánea vs Permeabilidad con correspondencia lineal alta para el tope del miembro Amarillo.

En el mapa de amplitud instantánea (figura 5.30A) se resaltan dos zonas con valores altos, mientras que en el mapa de amplitud absoluta promedio puede ser observado con claridad una zona con altas anomalías de amplitud al oeste del campo, en la parte colindante con el campo San Joaquin. El mapa de semblanza muestra los mejores valores al sureste del campo, en donde la continuidad de las trazas son mayores debido a la calidad de roca presente en el área. Esta región que ha sido encerrada en círculos amarillo tanto en los mapas de amplitud como de semblanza, se ve reflejada en el atributo de frecuencia instantánea (figura 5.30D) con valores medios de frecuencia, lo que permite inferir que las porosidades y permeabilidades en el área son relativamente buenas, pero no ocurre atenuación de la señal que puede indicar la presencia de hidrocarburo. Debido a que no existen pozos cercanos a la anomalía no se pueden realizar los análisis de las curvas petrofísicas para conocer su comportamiento, lo que generaría cierta incertidumbre si se selecciona dicha área como una zona prospectiva, aún y cuando las condiciones “in situ” están dadas para la acumulación de hidrocarburo.

La zona encerrada en círculo rojo, al norte del campo, es de menor extensión que la que se observa al este. Ésta presenta en el mapa de amplitud instantánea (figura 5.30A) los valores más altos, así como una buena respuesta al atributo de fuerza de reflexión en la línea sísmica 1985 (figura 5.31), pero no emite anomalía alguna en el atributo de semblanza (figura 5.30C). En el mapa de frecuencia instantánea en esta región se representa como una zona de baja frecuencia, lo que puede dar indicio de contenido de hidrocarburo que esté atenuando la señal.

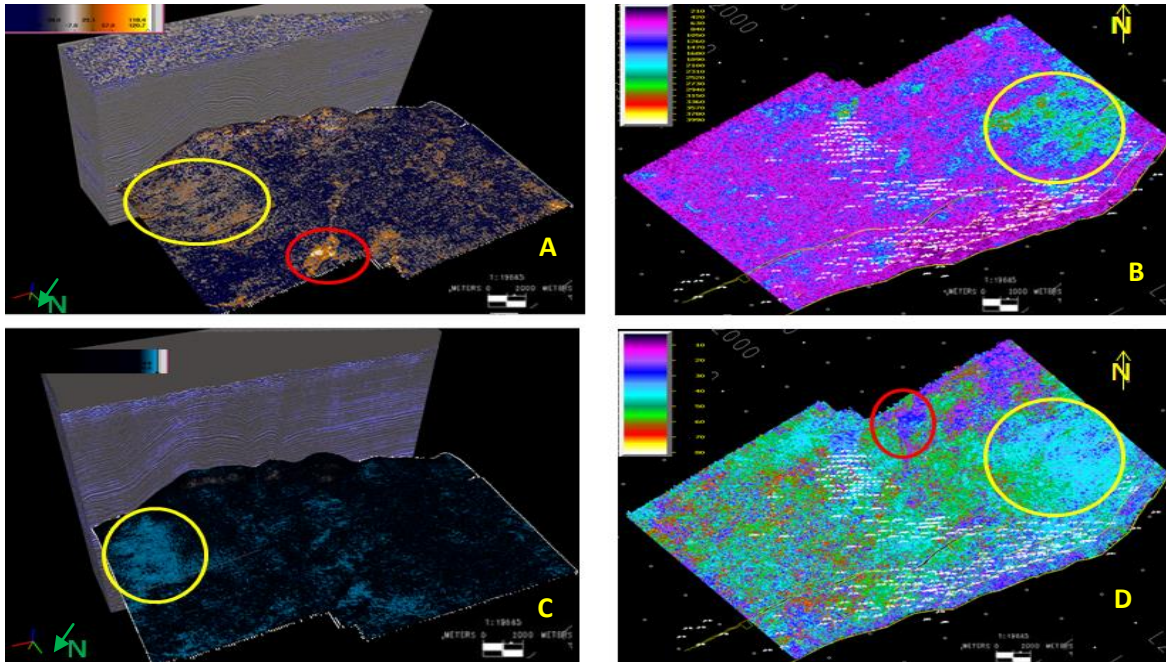


Figura 5. 30. Superficies del tope de Amarillo. A) Mapa de atributo de amplitud instantánea, B) mapa de atributo de amplitud máxima promedio, C) mapa de semblanza, D) mapa de atributo de frecuencia instantánea. Se señala con círculo amarillo una anomalía de amplitud de gran extensión, mientras con círculo rojo se señala una anomalía tanto de amplitud como de frecuencia.

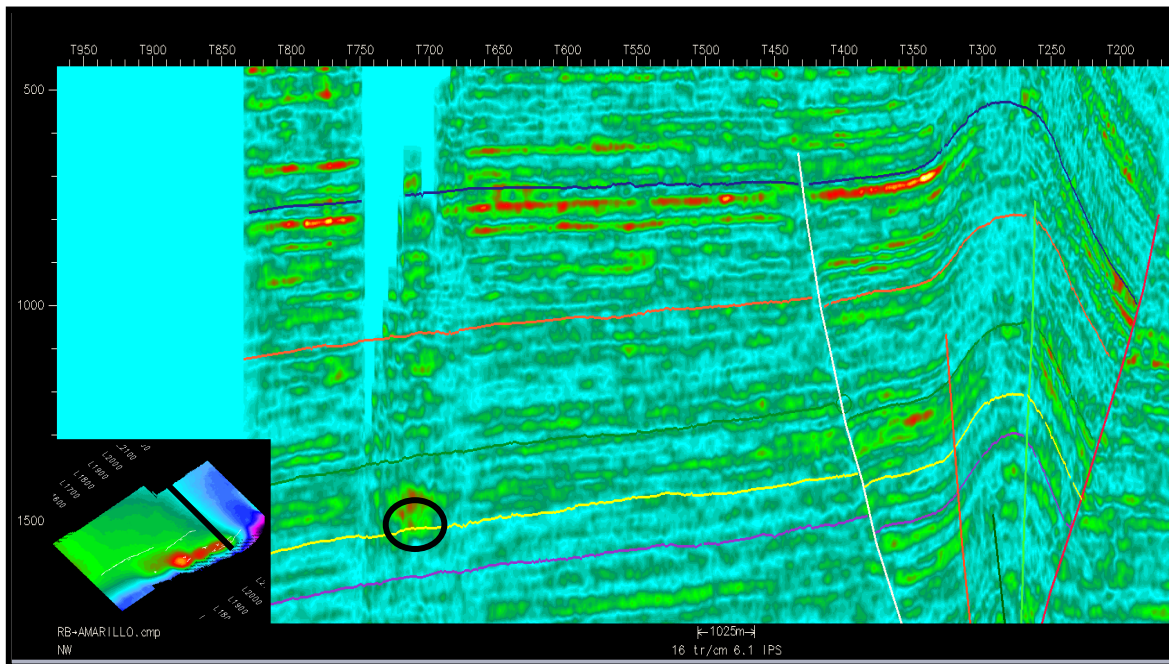


Figura 5. 31. Sección sísmica 1958 en dirección “line”, donde se resalta con círculo negro la anomalía de amplitud en el horizonte correspondiente al miembro Amarillo.

5.6.5. Tope del miembro Colorado

El miembro Colorado, corresponde a la base de la Formación Oficina; este miembro indica el inicio de una secuencia arenosa con intervalos gruesos de lutitas, en el cual se pueden observar una serie de canales fluviales sinusoidales o meandriformes. El atributo de frecuencia instantánea mostró una buena correspondencia lineal positiva con la porosidad y con calidad de roca, obteniendo un valor de R^2 de 0.6206 (figura 5.32) y R^2 0.6302 (figura 5.33) respectivamente. La calidad de roca nos permite reconocer las zonas donde existen las mejores porosidades y permeabilidades. Con la ayuda del atributo de frecuencia podemos puntualizar las zonas con las mejores propiedades a lo largo de toda la superficie del tope del miembro Colorado.

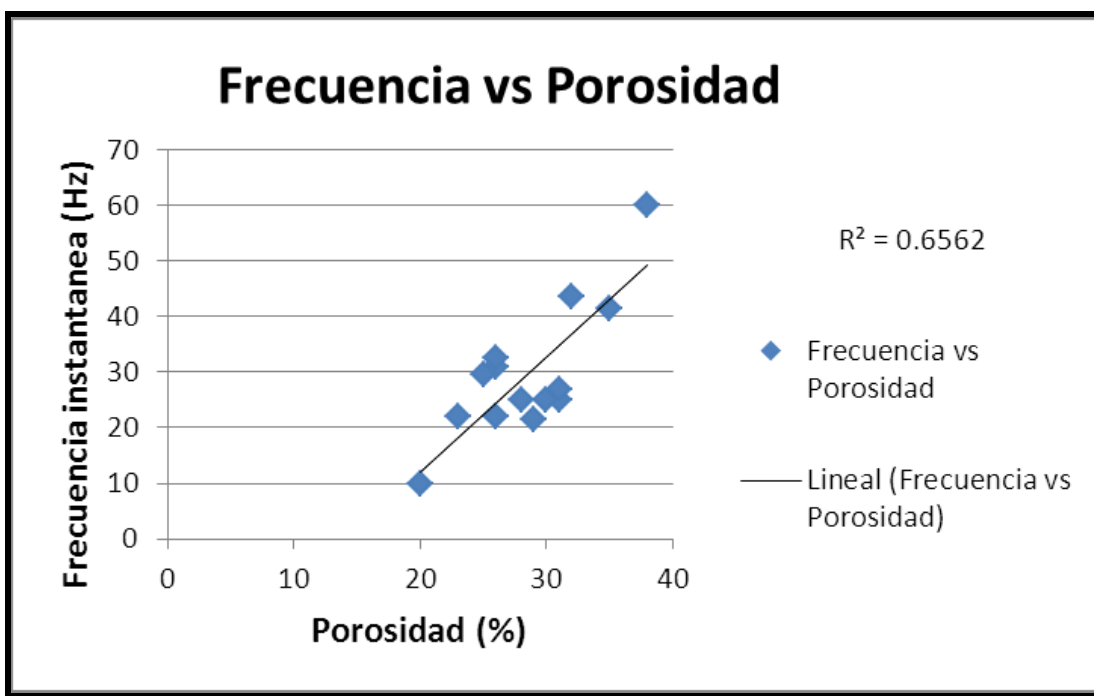


Figura 5. 32. Gráfica frecuencia instantánea vs porosidad en donde se resalta la buena correspondencia lineal positiva entre los valores del atributos con los de la propiedad petrofísica.

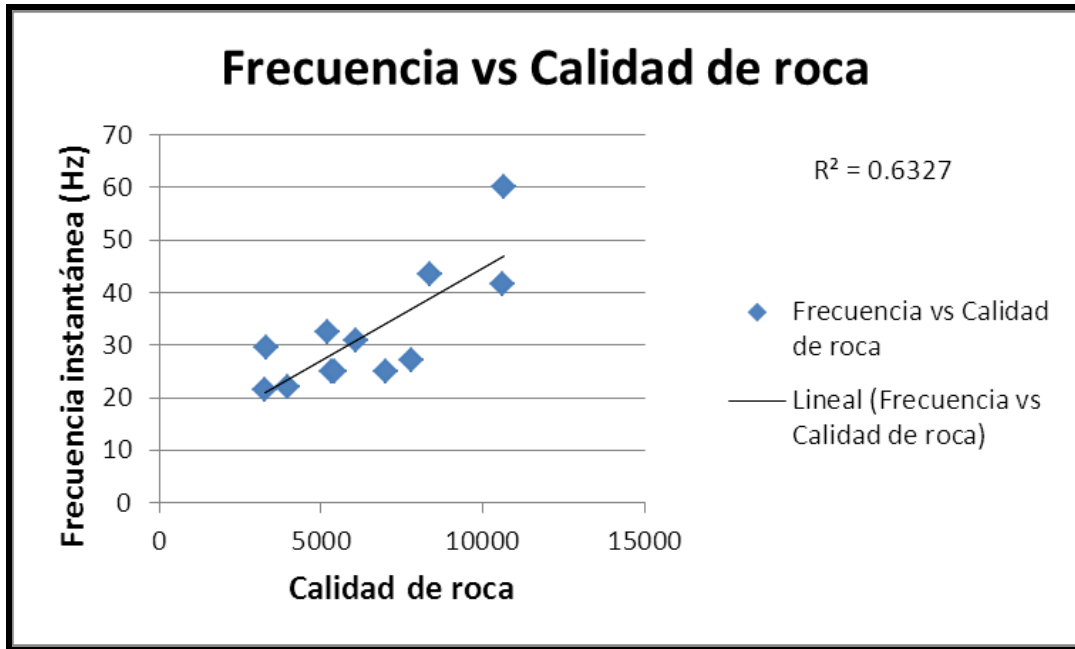


Figura 5. 33. Gráfica frecuencia instantánea vs calidad de roca, donde se resalta la correspondencia lineal positiva entre los valores del atributos y la multiplicación de las propiedades porosidad y permeabilidad.

En general este nivel no presenta fuertes contrastes de amplitud; la anolía más visible es de poca extensión y se muestran encerradas en los círculos amarillos en las figura 5.34A de fuerza de reflexión y figura 5.34B de amplitud instantánea. Si se ubica esta anomalía en el mapa de atributo de frecuencia instantánea (figura 5.34D), puede visualizarse un bajo en los valores de frecuencia. En este caso lo que puede estar generando que no se cumpla la correspondencia lineal mencionada con anterioridad, es la presencia de hidrocarburo gaseoso que atenúa la señal sísmica en la región. Si se analizan los registros del pozo S85 (figura 5.35) se observa cómo a dicha profundidad se tienen valores de gamma “ray” bajos, los que nos resalta que estamos en presencia de una arena, resistividades entre 60 y 70ohm.m, valores de densidad bajos y porosidad neutrón baja que indican que estamos en posiblemente en presencia de hidrocarburo.

En el mapa de semblanza (figura 5.34C), el cual refleja la continuidad lateral de las trazas sísmica en la superficie, dentro de la línea punteada amarillo se evidencia la presencia de un canal con dirección N-S que atraviesa toda la extensión del campo. Cabe resaltar que esta zona no es la que presenta la mejor semblanza pero se resalta debido a que todas las trazas que están sobre el canal tienden a tener la misma respuesta. Dicho canal

tiene una leve respuesta en el mapa de atributo de frecuencia instantánea (figura 5.34D), mostrando frecuencias medias, la cual sirve para corroborar lo observado en el mapa de semblanza y permite inferir que estamos en presencia de la parte somera de un canal poco arenoso, que impide la acumulación de hidrocarburo. Debido a que no se posee pozos que atreaviesen la anomalía, ni mapas de paleoambiente para esta superficie, no se puede conocer a ciencia cierta como fue la depositación en esta zona.

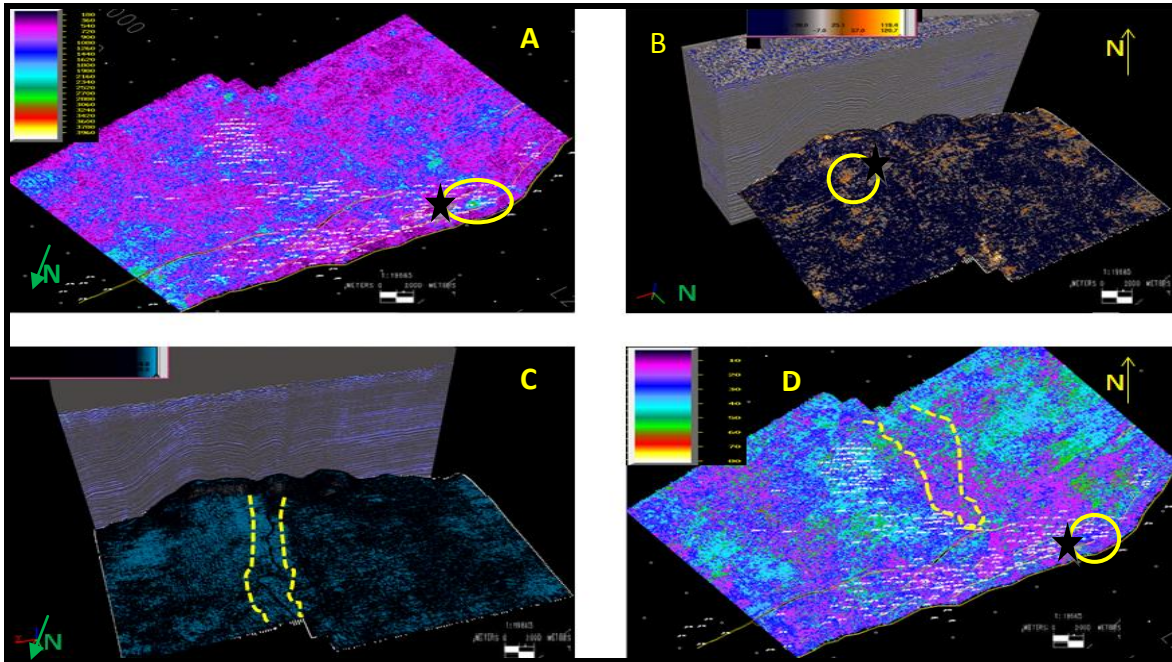


Figura 5. 34.Superficies del tope de Colorado. A) Mapa de atributo de Fuerza de reflexión, B) mapa de atributo de amplitud instantánea, C) mapa de atributo de semblanza, D) mapa de atributo de frecuencia instantánea. Se señala con círculo amarillo la anomalía de amplitud, mientras la línea punteada señala la presencia de un canal observado en los mapas de semblanza y frecuencia.

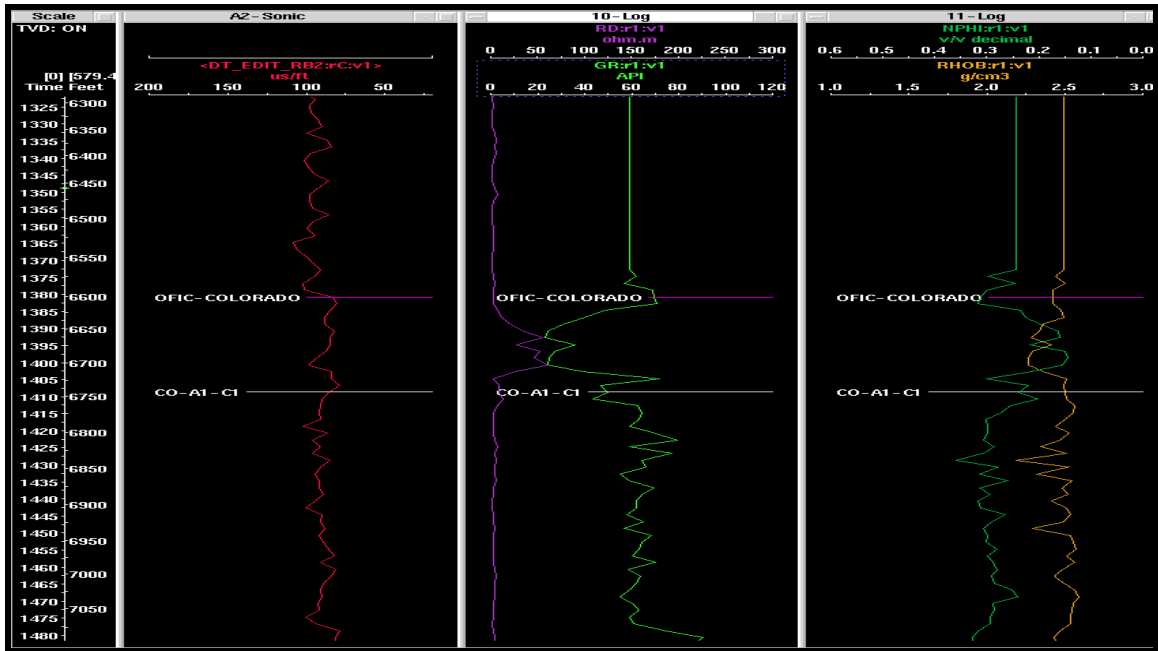


Figura 5. 35. Sesión con registros de pozos del pozo S85. De izquierda a derecha se muestra: escala de tiempo-profundidad, registro sónico (rojo), registro de resistividad (morado) y gammay “ray” (verde), registro de porosidad neutrón (verde) y densidad (amarillo). Se muestra una posible zona de interés que presentó anomalías tanto de amplitud como de frecuencia.

CAPÍTULO VI.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. Conclusiones

- La Calibración sísmica-pozo permitió realizar una buena correlación entre los datos de sísmica de superficie y los datos de pozo, debido a que se lograron amarrar satisfactoriamente las reflexiones de la traza sintética y las reales, evidenciando la buena correlación entre ambas, lo que permitió que los topes de las arenas fueran ubicados correctamente.
- Los mapas estructurales en tiempo y profundidad permitieron la caracterización del área de estudio, corroborando los datos geológicos existentes que describen al campo como una serie de tres domos, con dirección noreste, los cuales limitan al sur con el corrimiento de Anaco, en donde se encuentran los mayores buzamientos y hacia el norte con una serie de fallas normales e inversas, así como un monoclinal de suave buzamiento.
- Las fallas interpretadas en el campo son asociadas a un vector de esfuerzo transpresivo con dirección noroeste-sureste, el cual logró convertir una falla normal de gran extensión en lo que es hoy en día la falla del corrimiento de Anaco. Las fallas inversas ubicadas en los domos son paralelas a las estructuras principales; en las superficies más profundas son producto de este esfuerzo antes mencionado, mientras que las pequeñas fallas normales en las crestas de los domos se originan por un régimen extensional producto del relajamiento de la estructura.
- La disminución del esfuerzo principal en ciertas zonas del campo, impidió que la antigua falla normal al sur fuera invertida, mostrando que el corrimiento de Anaco no es una falla inversa con extensión hasta el campo El Toco, sino que sobre el mismo plano de falla ocurre una serie de transiciones de falla inversa a normal y viceversa, hasta llegar al sureste del campo Santa Ana en donde dicha falla se convierte en una falla normal pura.

- El modelo de velocidades obtenido logró realizar la conversión de tiempo a profundidad satisfactoriamente, mostrando un buen comportamiento tanto en las zonas con alta densidad de pozos como en la zona donde no se tenía ajuste de éstos, obteniendo mapas en profundidad que se relacionaban adecuadamente con la interpretación realizada en tiempo. La validación de dicho modelo permitió verificar que el error derivado fue mucho menor al valor de resolución sísmica obtenido para cada superficie.
- Los atributos sísmicos, en conjunto con las propiedades físicas de las rocas calculadas para los objetivos a interpretar, permitieron identificar las posibles zonas prospectivas del área de estudio, sin embargo; la poca información de pozo con que se cuenta en la zona norte del campo, en donde se observaron las mejores respuestas de los datos sísmicos, no permitieron corroborar la presencia de hidrocarburos “in situ”.

6.2.Recomendaciones

- Realizar tiros de verificación (*checkshots*) o VSP hacia la zona norte del campo, que permitan conocer el comportamiento de las velocidades en esa región y así tener menos incertidumbre en la construcción de nuevos modelos de velocidades.
- Correr en toda la columna del campo, la mayor cantidad de registros posibles que permitan elaborar una buena caracterización de los yacimientos presentes.
- Tomar muestras de núcleo en los niveles someros de la Formación Oficina para mejorar la calibración de los registros de pozos y modelos geológicos.
- Realizar modelos sedimentológicos y mapas de paleoambientes para los niveles estudiados, ya que estos permitirán establecer una mejor interpretación sísmica.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Banks, L. y Driver, E. (1957). *Geologic History of Santa Ana Structure, Anaco Structural Trend, Anzoátegui, Venezuela*. AAPG Bulletin, V. 41, N.2, P 308-325.
- Caro, R., González, D. y Hernández, N. (2009). *La industria del gas en Venezuela*. Caracas, Venezuela. P. 15-20.
- Erlich, R. Y Barret, S. (1990). *Petroleum Geology of the Eastern Venezuela Foreland basin*. En: *Foreland basin and Fol. Belts*, Edited by Roger W. Macqueen and Dale A. Leckin, Geological Survey of Canada. AAPG, Mem. 55. Oklahoma. Pp: 341-362.
- González de Juana C., Iturralde de Arozena J. y Picard. X. (1980). *Geología de Venezuela y de sus cuencas petrolíferas*. Caracas: Ediciones: Foninves, 2 tomos. 1031p.
- Hardage, B. (1983). *Vertical Seismic Profiling. Part A: principles: Seismic Exploration*. Geophysical Press Limited, Vol. 14-A, p 1-56. London-Amsterdam.
- Hung, E (1997). *Foredeep and trust bell interpretation of the Maturín subbasin, Easter Venezuela basin*. Rice University, Houston, Texas, EEUU.p 125.
- Liner, C. (2004). *Elements of the seismology*. Segunda edición. Editorial PennWell. 608p.
- Martínez, W. (1996). *Interpretación geológica de sismogramas sintéticos. Un ejemplo aplicado al sondeo Río Seguro G-1*. *Geogaceta*, 20 (1) (1996), Madrid, España. p 153-156.
- Méndez, O. (1985). *Historia Geológica Graficada de la Cuenca Oriental de Venezuela*. VI Congreso Geológico Venezolano. Caracas, Venezuela. p 1000-1040.

Murany, E. (1972). *Tectonic Basis for Anaco Fault, Eastern Venezuela*. AAPG Bulletin, V. 56, N.5, p. 860-870.

Parnaud, F., Pascual J-C, Truskowski, O. Gallango , H. Passalacquay F. Roure (1995). *Petroleum Geology of the Central Part the Eastern Venezuelan Basin, in Petroleum Basins of South América*. Editores Tarkard, Suarez y Wellsink. Memorias de la AAPG 62, p. 741-756.

PDVSA-Intevep (2005). *Léxico Estratigráfico de las Cuencas Petroleras de Venezuela*. Documento en línea. Disponible: <http://www.pdvsa.com/lexico/lexicoh.htm>.

PDVSA (2012). *Informe interno para PDVSA Gas, Campo Santa Ana*. P 24-36.

Pindell. y Dewey J. (1982). *Permo-Triásico reconstruction of western Pangea and evolution of the Gula de Mexico/Caribbean region*. Tectonics, p 179-211.

Quilen, K. (2006). *Integración de atributos sísmicos con datos petrofísicos para determinar zonas prospectivas, arena L2M, Área de Finca-Yopales, Edo-Anzoátegui*.

Regueiro, J (2007). *Sísmica para Ingenieros y Geólogos. El método sísmico de reflexión*.

Rider, M. (1996). *The Geological Interpretation of Well Logs. Second Edition*. 280p.

SCHLUMBERGER (2005). *Oilfield Glossary* Documento en línea. Disponible: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/>

SCHLUMBERGER (1997). *Oilfield ServiceiesWec- Evaluación de Pozos*. Caracas. Venezuela.

Schlumberger (1987). *Principios/Aplicaciones de la interpretación de Registros*

Sheriff, R (2002) *Encyclopedic Dictionary of Applied Geophysics*. Tulsa: Society of Exploration Geophysics (SEG).

Tarner, T. y Sheriff, R. (1989). *Application of amplitude, frequency, and other attributes to stratigraphic and hydrocarbon determination. Geophysic II*. Editorial, the American of Petroleum Geology. Tulsa OK., USA. P 191-217.

Yoris, F. y Ostos, M., (1997). *WEC. Evaluación de pozos*. Schlumberger. Surencó C.A, Caracas, Venezuela.