



**INTERPRETACIÓN SÍSMICA ESTRATIGRÁFICA DE LA FORMACIÓN
CARBONERA INFERIOR A NIVEL DE C5 Y C7 EN UN BLOQUE CENTRAL
DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES COLOMBIA**

MARÍA FERNANDA LOZANO PINZÓN

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE GEOLOGÍA
BUCARAMANGA
2013**



**INTERPRETACIÓN SÍSMICA ESTRATIGRÁFICA DE LA FORMACIÓN
CARBONERA INFERIOR A NIVEL DE C5 Y C7 EN UN BLOQUE CENTRAL
DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES COLOMBIA**

MARÍA FERNANDA LOZANO PINZÓN

Trabajo de grado en la modalidad práctica empresarial para
optar al título de Geólogo

DIRECTOR:

Ricardo Mier Umaña

Geólogo

Docente Escuela de Geología, UIS

CO-DIRECTOR:

Javier Villamizar Pinto

Geólogo

Gerente de Geología de Nuevos Negocios, PRE

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE GEOLOGÍA
BUCARAMANGA**

2013

“

Cuando emprendas tu viaje hacia Ítaca debes rogar que el viaje sea largo, lleno de peripecias, lleno de experiencias. No has de temer ni a los lestrigones ni a los cíclopes, ni la cólera del airado Poseidón. Nunca tales monstruos hallarás en tu ruta si tu pensamiento es elevado, si una exquisita emoción penetra en tu alma y en tu cuerpo. Los lestrigones y los cíclopes y el feroz Poseidón no podrán encontrarte si tú no los llevas ya dentro, en tu alma, si tu alma no los conjura ante ti.

Debes rogar que el viaje sea largo, que sean muchos los días de verano; que te vean arribar con gozo, alegremente, a puertos que tú antes ignorabas. Que puedas detenerte en los mercados de Fenicia, y comprar unas bellas mercancías: madreperlas, coral, ébano, y ámbar, y perfumes placenteros de mil clases. Acude a muchas ciudades del Egipto para aprender, y aprender de quienes saben.

Conserva siempre en tu alma la idea de Ítaca: llegar allí, he aquí tu destino. Mas no hagas con prisas tu camino; mejor será que dure muchos años, y que llegues, ya viejo, a la pequeña isla, rico de cuanto habrás ganado en el camino.

No has de esperar que Ítaca te enriquezca: Ítaca te ha concedido ya un hermoso viaje. Sin ella, jamás habrías partido; mas no tiene otra cosa que ofrecerte. Y si la encuentras pobre, Ítaca no te ha engañado. Así, sabio como te has vuelto, con tanta experiencia, entenderás ya qué significan las Itacas.

”

Kavafis

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	18
1.1. OBJETIVOS.....	18
1.1.1. Objetivo General:.....	18
1.1.2. Objetivos Específicos:.....	18
1.2. JUSTIFICACIÓN	19
1.3. ALCANCE	19
1.4. RESEÑA DE LA EMPRESA	20
CAPITULO I: GENERALIDADES	21
1.5. LOCALIZACIÓN ÁREA DE ESTUDIO	21
1.6. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	21
1.7. METODOLOGÍA	22
CAPITULO II: MARCO TEÓRICO	23
II-I MARCO TEÓRICO GEOFÍSICO (SÍSMICA)	23
2 PARÁMETROS GENERALES DE INTERPRETACIÓN SÍSMICA	23
2.1 Propiedades de las Ondas.....	23
2.2. Impedancia Acústica	24
2.3. Resolución y Superficie Sísmica	25
2.4. Interpretación Sísmica Estructural.....	27
2.5. Sismograma Sintético.....	29
2.6. Atributos Sísmicos.....	30
II-II MARCO TEÓRICO REGISTROS DE POZO	33
3. TIPOS DE REGISTRO DE POZO	33
3.1. Potencial Espontaneo (SP)	33
3.2. Gamma Ray.....	34
3.3. Sónico.....	35
3.4. Densidad	36
II-III MARCO TEÓRICO SÍSMICO ESTRATIGRÁFICO	37
4. ESTRATIGRAFÍA DE AMBIENTES CONTINENTALES	37

4.1. Reflectores y Límites de Secuencias Sísmicas	37
4.2. Ciclo Estratigráfico Fluvial	38
4.3. Nivel base	39
4.4. Espacio de acomodación.....	40
4.5. Clasificación General de Canales.....	41
CAPITULO III: MARCO GEOLÓGICO	44
5. GEOLOGÍA REGIONAL DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES DE COLOMBIA.....	44
5.1. Geología Estructural.....	45
5.3. Estratigrafía	46
6. GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO	48
6.1. Generación y Migración	48
6.2. Entrampamiento	49
6.3. Rocas Almacenadoras	50
6.4. Roca Sello	50
CAPITULO IV: INTERPRETACIÓN DEL BLOQUE CENTRAL	52
7. UBICACIÓN	52
8. CONTROL Y CALIDAD DE LOS DATOS	54
8.1. Datos de Pozo	54
8.2. Registros.....	55
8.3. Registros de velocidad de pozo (Checkshot / VSP)	56
8.4. Datos Sísmicos	57
9. AMARRE SÍSMICA - POZO.....	58
9.1. Generación del sismograma sintético.....	58
10. INTERPRETACIÓN SÍSMICA.....	61
10.1. Interpretación de Horizontes	62
10.2. Interpretación de Fallas	64
11. APLICACIÓN DE ATRIBUTOS	67
12. GENERACIÓN DE MAPAS ESTRUCTURALES UNIDADES C5, C7.....	68
12.1 Mapa al Tope de C5	69
12.2 Mapa al Tope de C7	70

12.3. Mapeo de Canal	72
13. ANÁLISIS ESTRATIGRÁFICO	73
14. POST MORTEM DE UN POZO EN EL BLOQUE CENTRAL	77
CAPITULO V: CONCLUSIONES	78
RECOMENDACIONES.....	79
BIBLIOGRAFÍA.....	80

LISTA DE IMÁGENES

Imagen 1 Bloque central, Casanare, Cuenca de los Llanos Orientales Colombia.	21
Imagen 2 Esquema de las propiedades de las ondas.	23
Imagen 3. Resumen de los tipos de resolución sísmica	26
Imagen 4. Ejemplo de aplanamiento.	27
Imagen 5. Ejemplo de engaño sísmico por sombra de falla Normal.	29
Imagen 6. Explicación grafica de Sismograma sintético.	30
Imagen 7. Esquema del cálculo de coherencia	31
Imagen 8 Ejemplo de time slice con atributo Dip azimuth.	32
Imagen 9. Registro de potencial espontaneo.	33
Imagen 10 Registro Gamma Ray correlacionado con registro de Densidad.	34
Imagen 11. Respuestas típicas del registro Sónico.	35
Imagen 12 Algunas respuestas típicas del registro de Densidad.	36
Imagen 13 Límites de secuencias superior e inferior.	37
Imagen 14 Representación de un ciclo estratigráfico.	38
Imagen 15 Esquema de una secuencia genética progradacional y agradacional.	39
Imagen 16 Nivel base como una superficie imaginaria y potenciométrica	40
Imagen 17 Partes y tipos de canal– Ambiente fluvial	42
Imagen 18. Clasificación simple de canales basada en la carga de sedimentos	43
Imagen 19 Ubicación de la Cuenca Llanos Orientales	44
Imagen 20. Configuración Estructural regional de la cuenca de Llanos.	45
Imagen 21. Columna generalizada de la Cuenca de los Llanos Orientales, Colombia.	46
Imagen 22. Carta de eventos del sistema petrolero de la Cuenca de Llanos Orientales.	51
Imagen 23 Delimitación del área bloque central, Casanare, Cuenca Llanos Orientales, Colombia.	52
Imagen 24 Medidas del bloque central en diferentes unidades.	53
Imagen 25. Ubicación del mapa base del área de estudio.	55
Imagen 26. Well Data Manager, visualización de pozos disponibles.	56
Imagen 27. Grafica de tiempo profundidad (Tz) del checkshot para el pozo M1.	57
Imagen 28. Ventana de Syntool	58
Imagen 29 Sismograma sintético Pozo M1, calibrado en la sísmica.	59
Imagen 30. Amarre columna, sísmica y sismograma sintético.	60
Imagen 31 Esquema que muestra los elementos sísmicos en un Survey 3D	61
Imagen 32 Survey del bloque central.	62
Imagen 33 Trazo de horizontes C5 (en verde) y C7 (en amarillo).	63
Imagen 34. Mallado de inlines y crosslines realizado en la interpretación	64
Imagen 35 Falla normal (en amarillo) atravesando la Fm Carbonera hasta la Fm León	65
Imagen 36. Horizon Slice del canal principal NE.	66
Imagen 37. Cubo de coherencia aplicado al canal.	67

Imagen 38 Visualización 3D de los dos horizontes de interés.	68
Imagen 39. Mapa al tope de C5.	69
Imagen 40 Mapa al tope de C7.	70
Imagen 41 Time Slice 1454 ms.	71
Imagen 42 Mapa del canal a nivel de C5	72
Imagen 43 Canal sobre línea la sísmica.	74
Imagen 44. Time slice con atributo de extracción de Amplitud.	75
Imagen 45. Canal visualizado en 3D.	76
Imagen 46. Línea sísmica inline 154 con la localización del pozo M2	77

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Resumen de formaciones de Llanos Orientales.	47
--	----

RESUMEN

TÍTULO: INTERPRETACIÓN SÍSMICA ESTRATIGRÁFICA DE LA FORMACIÓN CARBONERA INFERIOR A NIVEL DE C5 Y C7 EN UN BLOQUE CENTRAL DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES COLOMBIA*

AUTOR: MARÍA FERNANDA LOZANO PINZÓN **

PALABRAS CLAVES: Interpretación, Sísmica, Estratigrafía, Acumulación, Carbonera, Play, Sincronismo, Trampa, Potencial

DESCRIPCIÓN:

Los estudios para la determinación de hidrocarburos realizados en la cuenca de los Llanos Orientales, proveen cada vez más información complementando estudios anteriores y dejando a recomendación una serie de observaciones resultado de la realización del presente trabajo. Para una mayor integración de estudios con fines de exploración y explotación de hidrocarburos; se requiere de una completa evaluación de muchos parámetros, algunos tales como la Geofísica desde la sísmica, los registros de pozo, el mapeo del subsuelo y la interpretación; para posteriormente evaluarlo desde un punto de vista técnico, geológico y finalmente económico.

En este trabajo, se busca alcanzar un estudio detallado, con el fin de identificar geometrías estratigráficas con posible potencial para el entrapamiento de hidrocarburos, en un bloque de la compañía Pacific Rubiales Energy, en la Cuenca de los Llanos Orientales Colombia, con el fin de mostrar desde la estratigrafía y la sísmica, una evaluación e interpretación de dicho bloque central en el cual se presenta la formación Carbonera y sus niveles de interés estudiados C5 y C7. La interpretación y la generación de los mapas, se realizarán mediante el uso de la aplicación SeisWorks 3D del software Openworks (Landmark, Halliburton), siendo esta una herramienta esencial para la industria la cual permite desarrollar un pensamiento crítico siguiendo una metodología organizada, estructurada y que permite aplicar conceptos Geológicos para evaluar la propuesta de si es o no económicamente viable perforar un pozo.

*Proyecto de Grado, Modalidad: Práctica Empresarial

**Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Geología. Director, Ricardo Mier Umaña, Universidad Industrial de Santander; Codirector: Javier Villamizar Pinto, Pacific Stratus Energy.

ABSTRACT

TITLE: STRATIGRAPHIC SEISMIC INTERPRETATION OF CARBONERA FORMATION TO LEVEL C5 AND C7 IN A CENTER BLOCK IN THE EASTERN LLANOS BASIN, COLOMBIA

AUTHOR: MARÍA FERNANDA LOZANO PINZÓN **

KEYWORDS: Interpretation, Seismic Stratigraphy, Accumulation, Carbonera, Play, Synchronism, Trap, Potential

The studies for the determination of hydrocarbons made in the Llanos Basin Colombia, increasingly provide information complementing previous studies and leaving a series of observations recommendation result of the realization of this work. To further integrate studies for exploration and exploitation of hydrocarbons, it requires a complete evaluation of many parameters, some such as geophysics from seismic, well logs, subsurface mapping and interpretation, and later evaluate from a technical standpoint, geological and finally economic.

In this paper, we will seek to achieve a detailed study in order to how identify possible stratigraphic geometries with potential for hydrocarbon entrapment, this in a block of Pacific Rubiales Energy Company, in the basin of the Llanos Orientales Colombia. In order to show from seismic stratigraphy and an evaluation and interpretation of the central block which presents the Carbonera formation and their interest levels studied C5 and C7. The interpretation and generation of maps will be made using the application software SeisWorks3D to OpenWorks (Suite Landmark, Halliburton), this being an essential tool for industry which can develop critical thinking following a methodology organized, structured and Geological concepts that can apply to assess whether the proposal is analyzing it is to economically viable or not drill a well.

* Graduation Project, Business Practice Mode

**Faculty of Engineering Physicochemical, School of Geology. Director, Ricardo Mier Umaña, Universidad Industrial de Santander; Codirector: Javier Villamizar Pinto, Pacific Stratus Energy.

DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROYECTO

TITULO: INTERPRETACIÓN SÍSMICA ESTRATIGRÁFICA DE LA FORMACIÓN CARBONERA INFERIOR A NIVEL DE C5 Y C7 EN UN BLOQUE CENTRAL DE LOS LLANOS ORIENTALES.

Presentado ante: Comité de Proyectos de Grado

Escuela: Geología

Facultad: Ingenierías Físico Químicas

Elaborado por: María Fernanda Lozano Pinzón

Código: 2072450

Director: Ricardo Mier Umaña, Geólogo

Co-Director: Javier Villamizar Pinto, Geólogo

Convenio: UIS - Pacific Stratus Energy

Palabras claves: Interpretación, Sísmica, Estratigrafía, Acumulación, Carbonera, Play, Sincronismo, Trampa, Potencia

INTRODUCCIÓN

1.1. OBJETIVOS

1.1.1. Objetivo General:

Interpretar y cartografiar las unidades intra - Carbonera inferior a nivel de C5 y C7 con el fin de identificar geometrías estratigráficas con potencial para el entrapamiento de hidrocarburos.

1.1.2. Objetivos Específicos:

Generar un sismograma sintético a partir de la información de los registros del pozo M1, utilizando la herramienta Syntool para identificar unidades de interés (C5 y C7) y correlacionarlos con el volumen sísmico a interpretar.

Interpretar dos horizontes en la secuencia de C5 y C7 con el fin de corroborar la presencia de canales observados en una anterior interpretación del volumen sísmico del bloque central, utilizando la plataforma Openworks y la aplicación Seisworks.

Analizar el “post mortem” del pozo y la estructura de interés para entender que se debe hacer luego que un pozo sale seco.

1.2. JUSTIFICACIÓN

Se elabora el proyecto gracias al convenio activo entre la Escuela de Geología de la Universidad Industrial de Santander y la Compañía Pacific Rubiales Energy Corp, con sede en la ciudad de Bogotá D.C; permitiendo entrar en contacto e interactuar a través de proyectos específicos con la realidad del contexto empresarial y fortalecer las competencias personales y profesionales.

Así bien, se requiere evaluar la prospectividad de la formación Carbonera inferior desde el punto de vista estratigráfico, como complemento a la interpretación sísmica previa (Cote A. 2013) de la perforación del bloque central; enfocado en las geometrías estratigráficas, y análisis de la viabilidad técnica y económica de perforar o descartar el área.

1.3. ALCANCE

El presente trabajo pretende interpretar y cartografiar las unidades intracarbonera a nivel del tope de C5 y C7 con el fin de analizar las estructuras de canal presentes allí, y considerarlas como posibles reservorios de hidrocarburos.

El alcance de este trabajo está limitado por el tiempo que se tiene para llevarlo a cabo; pero este puede ser tan amplio como se quiera y se deja a recomendación continuar con estudios posteriores complementarios a este; ya que entre más datos y parámetros se tengan de una zona, mayor grado de confianza habrá a la hora de tomar la determinación de perforar un pozo.

Este trabajo es un aporte más a la cadena de estudios regionales que se han realizado en la cuenca de los Llanos Orientales y sobre todo a nivel de la formación Carbonera, ya que esta es considerada como potencial almacenadora de hidrocarburos que migraron predominantemente desde el cretácico.

1.4. RESEÑA DE LA EMPRESA

Pacific Rubiales Energy es una compañía Canadiense de exploración y producción de petróleo y gas con operaciones en Colombia y Perú. Su casa matriz se encuentra ubicada en Toronto (Canadá) y su oficina principal en Bogotá (Colombia). La compañía fue creada en el 2008 por medio de la fusión de Pacific Stratus Energy y Petro Rubiales Corp y adelanta sus operaciones a través de las subsidiarias, Meta Petroleum Limited (campos petroleros Rubiales, Pirirí y Quifa) y Pacific Stratus Energy (campo gasífero La Creciente, y campos petroleros Guaduas y Abanico).

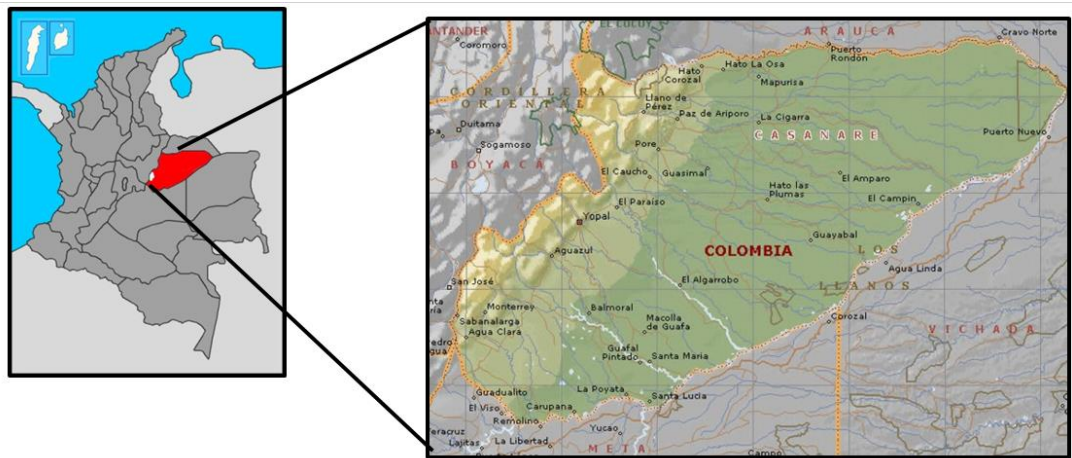
La compañía se posiciona como el segundo portafolio exploratorio más grande de Colombia y la décima posición en Perú, para un total de 38 bloques en 5 cuencas en un área de 4.5 millones de hectáreas. La producción bruta promedio en Pacific en el año 2012 fue de 246 mil barriles de petróleo equivalentes y una producción neta promedio de 97 mil barriles de petróleo equivalentes. En la actualidad Pacific se convirtió en una empresa de alcance internacional, con participación en 6 países (Brasil, Guatemala, Guyana, Colombia, Perú y Papua Nueva Guinea) y operaciones directas en Colombia, Perú y Guatemala. El plan exploratorio contempla la perforación de 35 pozos exploratorios y la adquisición de 57000 km de sísmica 2D equivalentes. En el primer trimestre de 2013 la compañía tuvo un record de producción de 128 mil barriles netos de petróleo equivalentes y 310 mil barriles brutos de petróleo equivalentes aproximados; mostrando un aumento del 30% comparado con el primer trimestre de 2012.

¹ **Company History Pacific Rubiales Energy**
<<http://www.pacificrubiales.com/corporate/company-history.html>>

CAPITULO I: GENERALIDADES

1.5. LOCALIZACIÓN ÁREA DE ESTUDIO

Imagen 1 Bloque central, Casanare, Cuenca de los Llanos Orientales Colombia.



Fuente: IGAC-ANH 2012

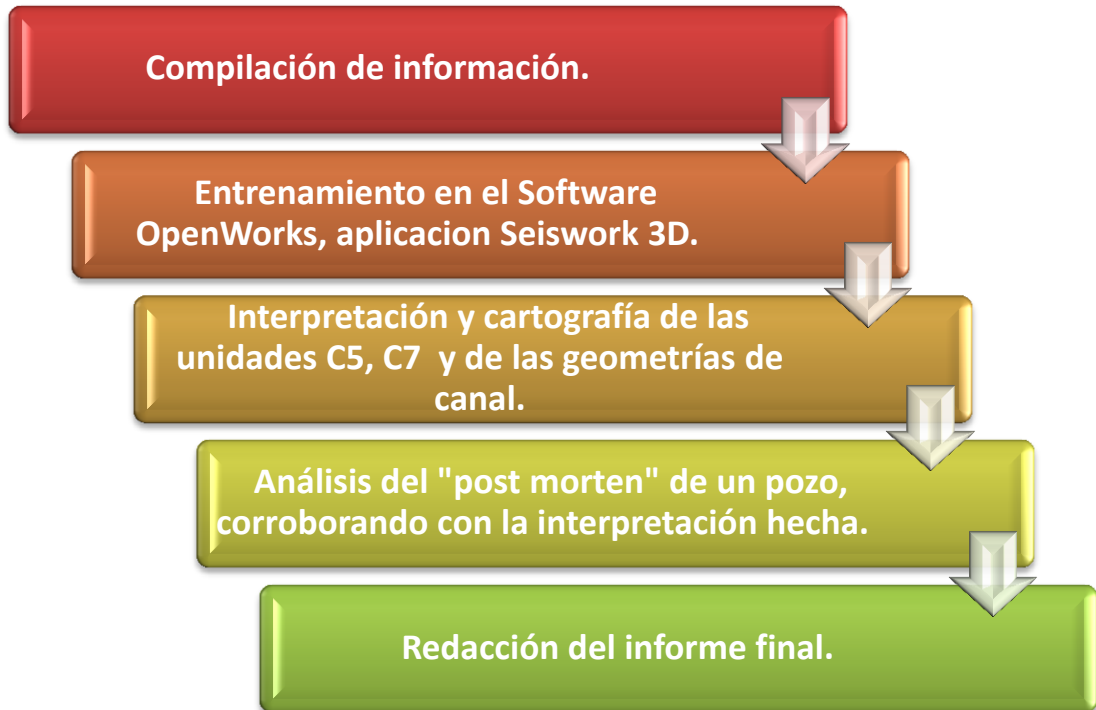
1.6. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Una buena evaluación que permita minimizar o disminuir pérdidas económicas es vital para una compañía a la hora de tomar la decisión de perforar un pozo; es por ello que se hacen necesarios estudios integrados que permitan la reducción de pérdidas económicas. La cuestión entonces es lograr predecir en qué punto se debe ubicar y perforar un pozo, decir cuánto crudo podría producir, cuánto se tendría que invertir y cuánto se ganaría, siempre y cuando se evalúe su viabilidad técnica, geológica y económica.

1.7. METODOLOGÍA

Primero se recopila información general de la zona de interés y luego se inicia el aprendizaje del software para revisar la calidad de los datos sísmicos y de pozos. Posteriormente, teniendo delimitada la zona de interés, el cubo sísmico 3D, la información de pozos y los registros correspondientes; se realiza un grillado o mallado interpretando (generando picks) en las unidades intracarbonera, específicamente en los topos de C5 y C7 para generar finalmente un mapa. Luego, se identifican geometrías estratigráficas (canales), se analiza su estratigrafía sísmica, se correlaciona con registros y se procede mediante el post mortem de un pozo vecino, entender que sucede en los niveles de interés C5, C7 en el bloque central. Finalmente se redacta el informe. (Ver tabla 1)

Tabla 1: Esquema de la metodología



Fuente: Autor Lozano M.F

CAPITULO II: MARCO TEÓRICO

El marco teórico será dividido en tres enfoques: Geofísico, Registros de Pozo y Estratigráfico; con el fin de abarcar de manera general cada uno de los temas que involucran este trabajo de grado.

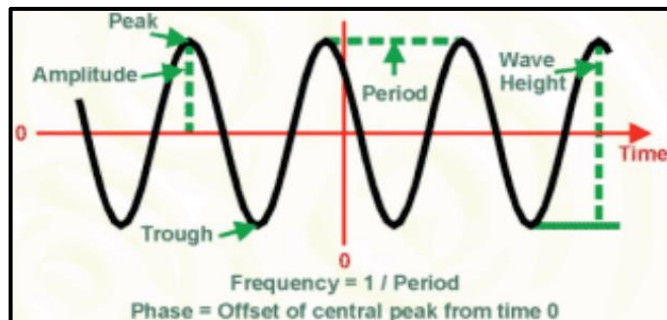
II-I MARCO TEÓRICO GEOFÍSICO (SÍSMICA)

2 PARÁMETROS GENERALES DE INTERPRETACIÓN SÍSMICA

2.1 Propiedades de las Ondas

- **Amplitud:** es una medida de la magnitud del desplazamiento de las partículas.
- **Frecuencia:** el número de oscilaciones producidas en una unidad de tiempo. Se mide en Hertz (ciclos/segundo)
- **Periodo:** tiempo que transcurre en un ciclo completo. Se mide en segundos. (Ver imagen 2)
- **Longitud de onda:** espacio comprendido en un ciclo completo. Se mide en metros.
- **Velocidad:** Espacio recorrido por la onda en una unidad de tiempo. Se mide en m/s.

Imagen 2 Esquema de las propiedades de las ondas.



Fuente: Geofísica aplicada, Martínez J.R, 2007

2.2. Impedancia Acústica

El objetivo general de la interpretación sísmica es generar un modelo geológico, estructural y estratigráfico; que permita obtener una descripción detallada con finalidades diversas de acuerdo al campo de aplicación que se requiera.

Debe tenerse siempre presente que los horizontes o reflectores, representan contrastes de impedancia acústica y por tanto amplitud (Ver ecuación 1), siendo la diferencia entre el producto de la densidad y velocidad de cada medio respecto al que se encuentra al otro lado de la interfaz.

Ecuación 1 Ecuación de Impedancia Acústica

$$AI=Vp \times \rho$$

Donde, AI= Impedancia acústica

Vp=Velocidad de onda P

ρ = Densidad

Fuente: Fórmulas de Geofísica aplicada. Martínez J.R, 2007

Los cambios litológicos de cualquier origen casi siempre implican contrastes en las impedancias acústicas, por ejemplo en las cuencas sedimentarias, los reflectores tienden a seguir líneas de tiempo geológico, es decir, superficies de sedimentación contemporánea y no líneas-roca, que es lo que suele interpretarse como correlativo cuando se tiene datos puntuales de pozos.

Si lateralmente cambia el tipo de roca por variedad en las condiciones del ambiente sedimentario dentro de un mismo tiempo geológico dado, cambiarán lateralmente las impedancias acústica y por tanto, la amplitud y en general el aspecto o carácter de reflexión.

Los contrastes verticales, a su vez, serán indicativos de los cambios en las condiciones de depositación a través del tiempo, sea con energía estable que resultara en reflexiones débiles por los bajos contrastes de impedancias acústicas, o bien energía cambiante en el medio sedimentario y consecuentemente reflectores fuertes.

2.3. Resolución y Superficie Sísmica

Es importante saber que la adquisición sísmica viene dada en dominio de tiempo y que depende de varios factores como: la fuente de onda emitida en la adquisición, el grado de atenuación del frente de viaje de la onda y de las velocidades interválicas del subsuelo. Esta puede ser expresada mediante la ecuación 2.

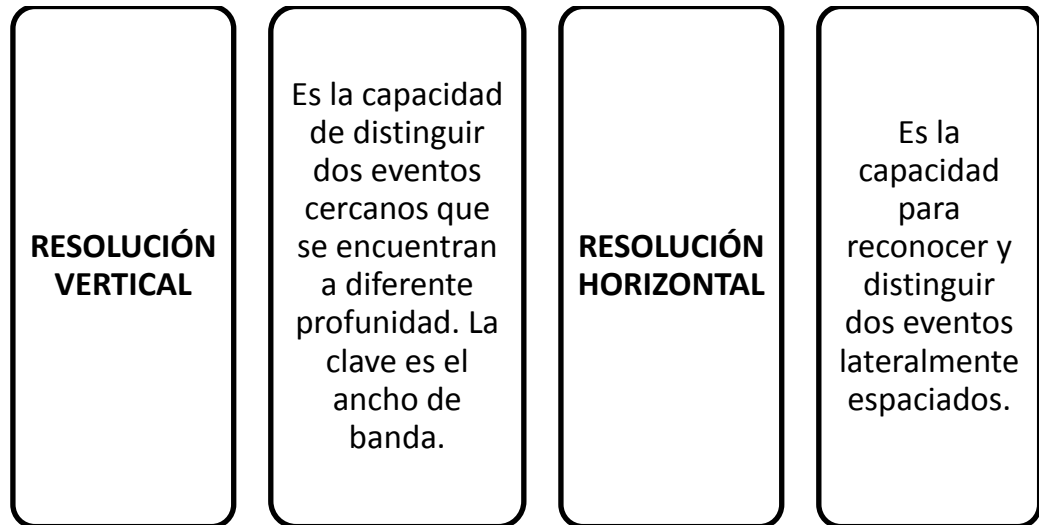
Ecuación 2. Cálculo de la resolución sísmica

$$Rs(m) = \frac{V \text{ intervalica } \left(\frac{m}{s}\right)}{\alpha * \text{frec intervalica}(Hz)}$$

Fuente: Fórmulas de Geofísica aplicada. Martínez J.R, 2007

Podemos clasificar y definir la resolución sísmica en dos grupos principales (Ver imagen 3)

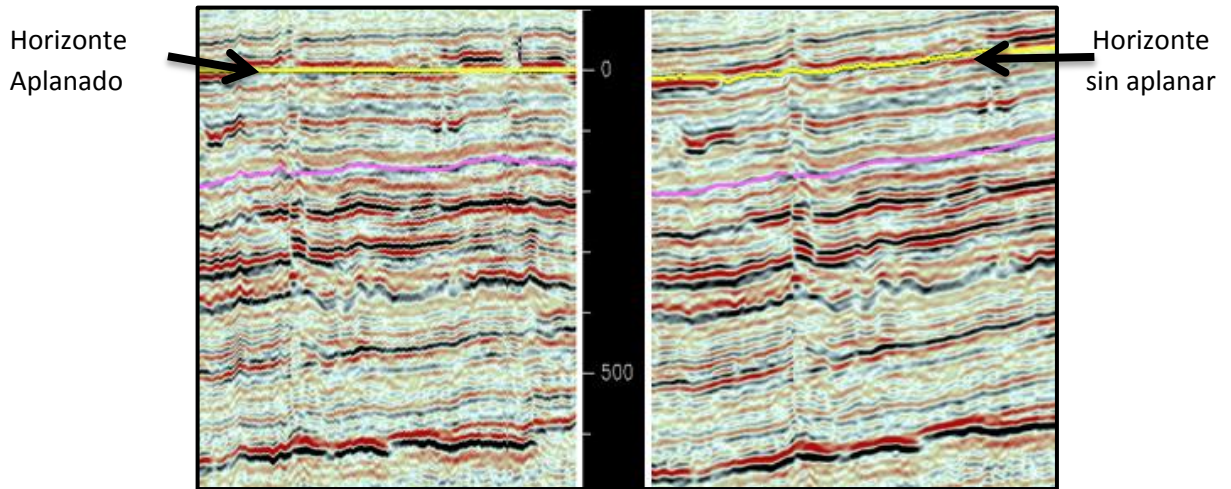
Imagen 3. Resumen de los tipos de resolución sísmica



Fuente: Autor Lozano M.F

Por otro lado, una superficie sísmica de reflexión, también llamada horizonte o reflector; muestra el resultado de unos rasgos de sedimentación a través del tiempo los cuales pudieron haber sido alterados por una tectónica posterior. Podemos aproximarnos a entender el paleo-relieve que tenemos allí, realizando un aplanamiento o “flatenización” del horizonte, permitiendo así quitar dichos efectos tectónicos, siempre y cuando en ese intervalo de tiempo entre ambos reflectores no haya ocurrido algún otro evento que modifique sensiblemente la estructura (Ver imagen 4).(Chelotti, L, Acosta.N, Foster, M., 2009).

Imagen 4. Ejemplo de aplanamiento.



Fuente: Seiswork3D. Modificado por autor Lozano M.F.

2.4. Interpretación Sísmica Estructural

Con el fin de definir un modelo estructural general de la zona y predecir su ambiente tectónico, tenemos la tarea de reconocer en la línea sísmica las principales fallas, discontinuidades y detalles que nos lleven a una primera aproximación del sistema estructural. Los siguientes puntos son los que debemos tener en cuenta a la hora previa de iniciar una interpretación:

2.4.1. Pozos Disponibles

Es la primera etapa, la cual incluye la carga de: planimetría sísmica y de pozos, archivos SEG-Y (sísmica procesada), registros de pozo, datos geológicos de topos y bases de las capas, espesores, valores de porosidad y con ello construcción de los sismogramas sintéticos.

2.4.2. Interpretación

Lo más conveniente es partir de un punto con los mejores datos de correlación sísmico-geológica, es decir un pozo con velocidades (Checkshot), elegir dos o tres reflectores continuos con importante significación geológica y/o prospectiva. Luego ir llevando el trazado o “pick” de estos, con colores y nombres distintivos, e ir también interpretando las fallas.

2.4.3. Engaños Sísmicos o “Pitfalls”

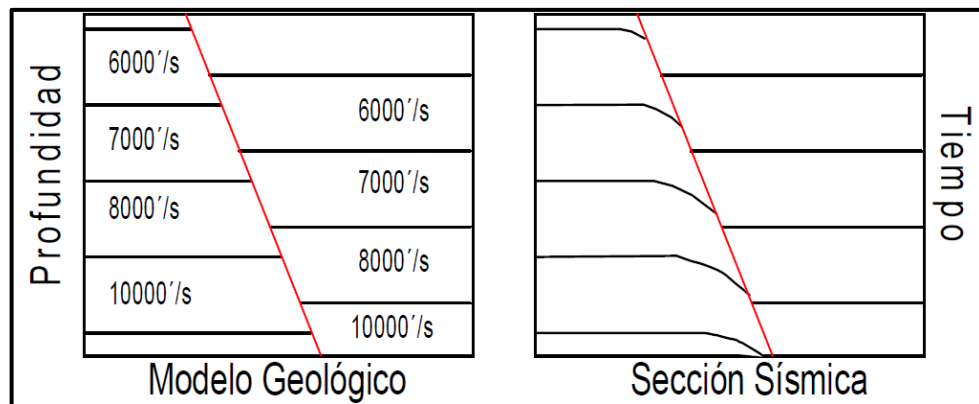
Es importante tener presente a la hora de interpretar, la presencia de posibles engaños sísmicos, los cuales son errores comunes debido a cambios aparentes y/o pseudoestructuras. Dichos errores pueden ser clasificados en tres categorías dependiendo de su origen:

- Por velocidad: excesos o defectos de capas de baja velocidad, generados por fallamiento inverso o normal respectivamente. También por presencia de flujos de lodo, sal, arrecifes, canales, etc.
- Por geometría: a causa de estructura de anticlinal, sinclinal, intrusiones, reflexiones fuera del plano o difracciones.
- Por registro o procesamiento: debido a pulsos prolongados durante la adquisición o múltiples.

2.4.4. Sombra de Falla

Cuando interpretamos debemos tener cuidado con este fenómeno llamado “sombra de falla”, ya que nos puede generar una falsa idea de alguna estructura inexistente. Este fenómeno se produce por un defecto de masa de la capa de baja velocidad. Por lo que dentro del modelo de velocidades, en el bloque caído las velocidades de intervalo son menores que en bloque yacente. (Ver imagen 5)

Imagen 5. Ejemplo de engaño sísmico por sombra de falla Normal.



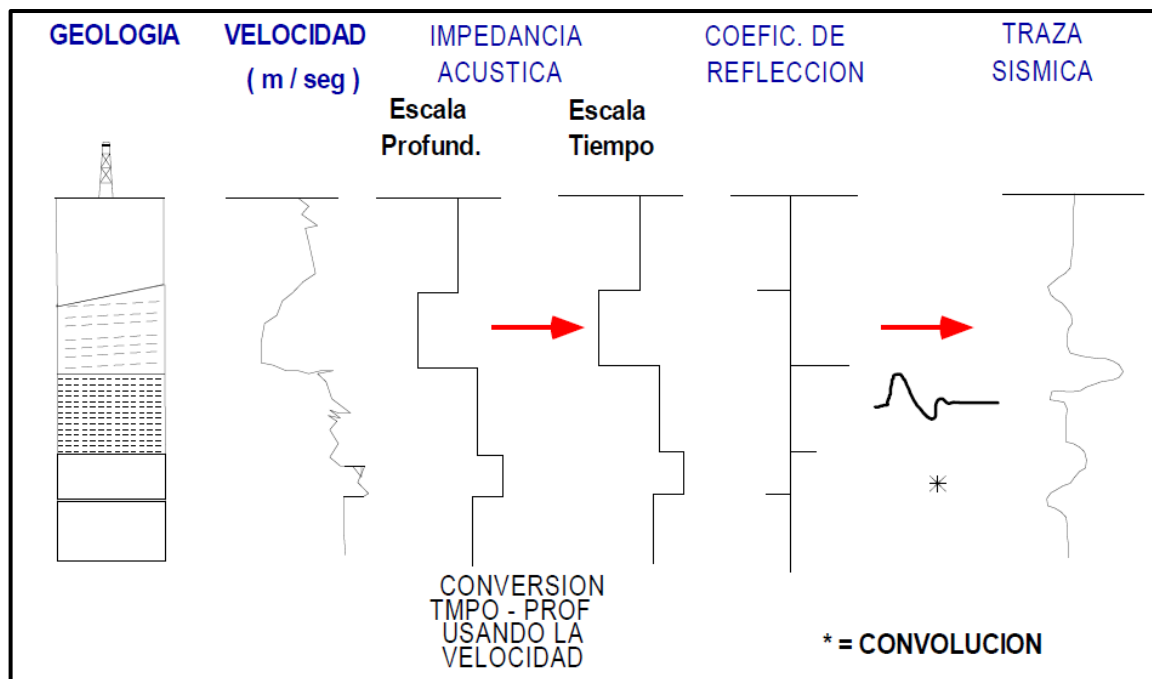
Fuente: Memorias curso Prospección sísmica. X Semana Técnica de Geología e Ingeniería Geológica. 2012

2.5. Sismograma Sintético

Es indispensable generar un sismograma sintético antes de comenzar a interpretar, ya que este nos guiará de un dato de profundidad sobre topes y bases formacionales del pozo a los mismos en tiempo doble sobre la imagen sísmica. Un sismograma sintético no es más que un modelo unidimensional de la energía acústica que se propaga a través de las capas de la tierra, generado mediante la

convolución (función lineal y continua, que transforma una señal de entrada en una nueva señal de salida) de la reflectividad derivada de los registros acústicos y de densidad digitalizados, derivándose así una ondícula teórica de los datos sísmicos. (Ver imagen 6).

Imagen 6. Explicación grafica de Sismograma sintético.



Fuente: Memorias curso Prospección sísmica. X Semana Técnica de Geología e Ingeniería Geológica. 2012

2.6. Atributos Sísmicos

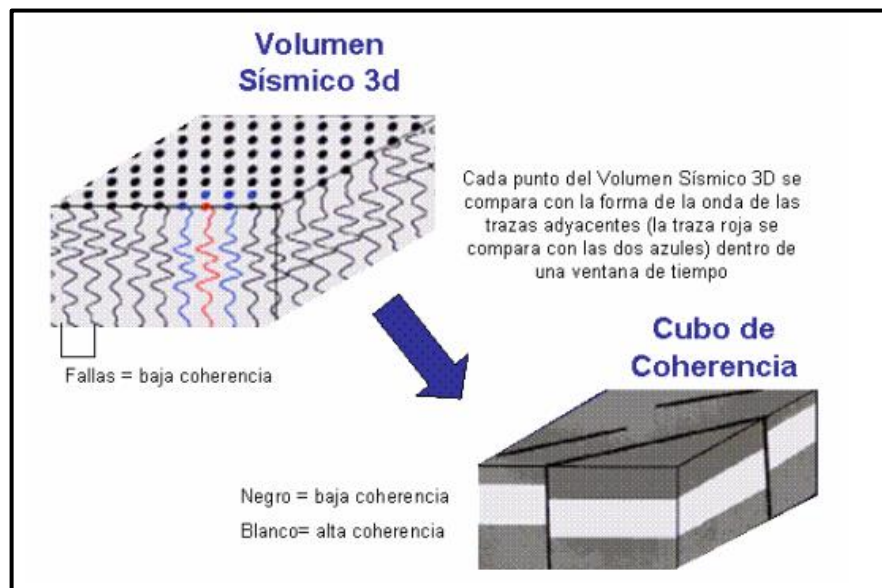
Los atributos sísmicos son diferentes formas de analizar y visualizar las reflexiones sísmicas por medio de diferentes algoritmos matemáticos, cuyo fin es extraer la mayor cantidad de información relevante para la caracterización de un yacimiento.

2.6.1. Atributo Sísmico de Coherencia

La coherencia, es una medida de la similitud que existe entre trazas contiguas en una ventana de tiempo, definida de interés, calculada a partir de las formas de ondas sísmicas adyacentes. (Neidell y Taner, 1971)

La técnica de coherencia permite visualizar las discontinuidades que pueden ser fallas o características estratigráficas. Geológicamente las formas de onda sísmica altamente coherentes indican litologías lateralmente continuas y posibles yacimientos de hidrocarburos. En contraste, cambios abruptos en la forma de la onda da como resultado una baja coherencia indicando presencia de discontinuidades geológicas tales como: fallas, fracturas, bordes de canal, entre otros. (Chopra y Marfurt, 2006). En la imagen 7 se puede observar un esquema de la obtención del cubo de coherencia.

Imagen 7. Esquema del cálculo de coherencia



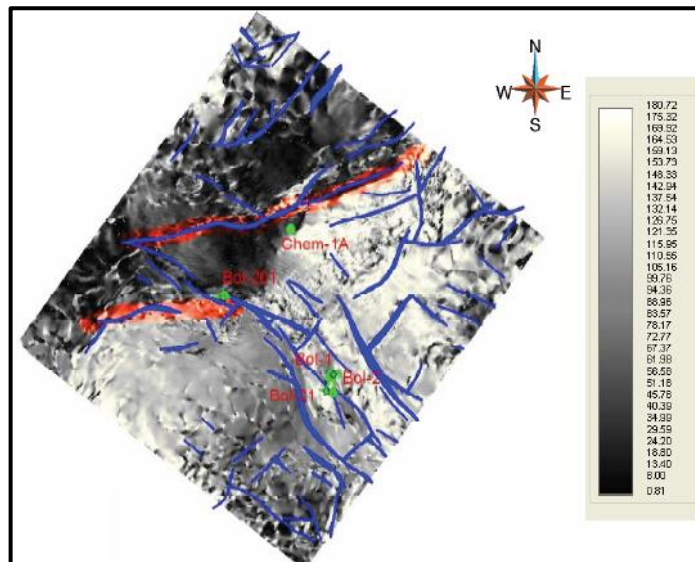
Fuente: Nissen, 202

Un atributo sísmico generado con base en un horizonte tiende a ser dependiente de la selección del intérprete y en este sentido no es un proceso objetivo. La alternativa para no incurrir en falsas interpretaciones es tomar “time slices” de atributos que puedan ser cortados indiscriminadamente y no ligados a un horizonte de interés. (Zeng et al., 2001)

2.6.1. Atributo Sísmico Dirección de Buzamiento (dip azimuth)

La dirección de buzamiento se calcula sobre la base de la derivada del buzamiento instantáneo para cada muestra y se representa con luminosidad desde el norte, por lo que resalta de manera muy clara los lineamientos estructurales en la dirección perpendicular (E-W). Este atributo esta dado en grados. (Ver imagen 8).

Imagen 8 Ejemplo de time slice con atributo Dip azimuth.



Fuente: Modelo de fracturamiento campo Bolontiku. Osole, 2008

II-II MARCO TEÓRICO REGISTROS DE POZO

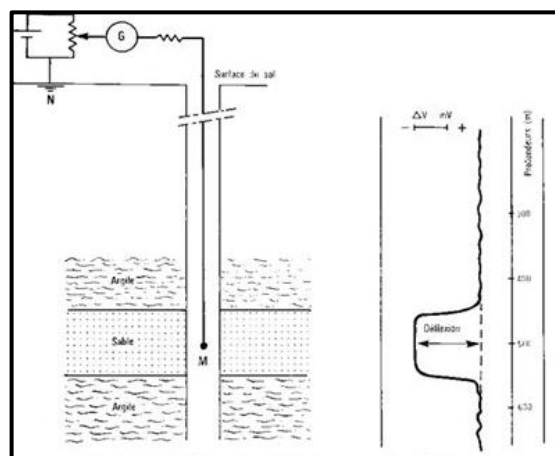
Con los perfiles o registros de pozo, se miden parámetros físicos relacionables a las propiedades geológicas y petrofísicas de los estratos o capas que atraviesan; los cuales dan información acerca de los fluidos presentes en los poros de las rocas ya sea agua, petróleo o gas. Los principales registros eléctricos utilizados para este estudio fueron: potencial espontáneo (SP), gamma ray (GR), sísmico (DT) y densidad (DEN, RHOB), que serán descritos a continuación:

3. TIPOS DE REGISTRO DE POZO

3.1. Potencial Espontáneo (SP)

Es un registro de los potenciadores naturales terrestres, que se producen entre un electrodo móvil dentro del pozo y un electrodo fijo en superficie. (Ver imagen 9)

Imagen 9. Registro de potencial espontáneo.



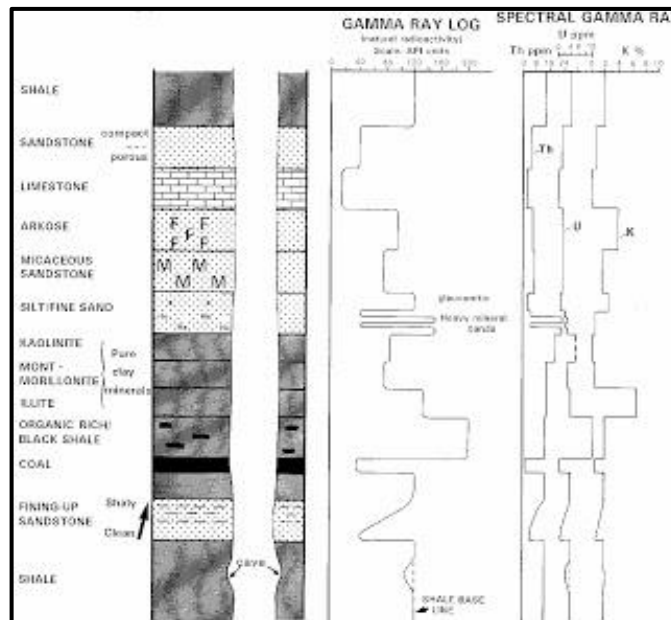
Fuente: ITGE, 1996

Tiene como objetivo determinar valores de R_w (resistividad del agua de formación); seleccionar zonas permeables; estimar el contenido arcilloso de la roca reservorio; correlacionar unidades litológicas y definir modelos depositacionales.

3.2. Gamma Ray

Es un método para la radiación gamma natural emitida por las rocas o sedimentos en un pozo, las rocas emiten diferentes cantidades y espectros de radiación gamma. En particular las lutitas por el contenido de potasio radiactivo de las arcillas y por su capacidad de intercambio catiónico que hace que absorban uranio y torio. Esta diferencia en la radioactividad hace posible distinguir las formaciones arcillosas de las no arcillosas (Ver imagen 10)

Imagen 10 Registro Gamma Ray correlacionado con registro de Densidad.

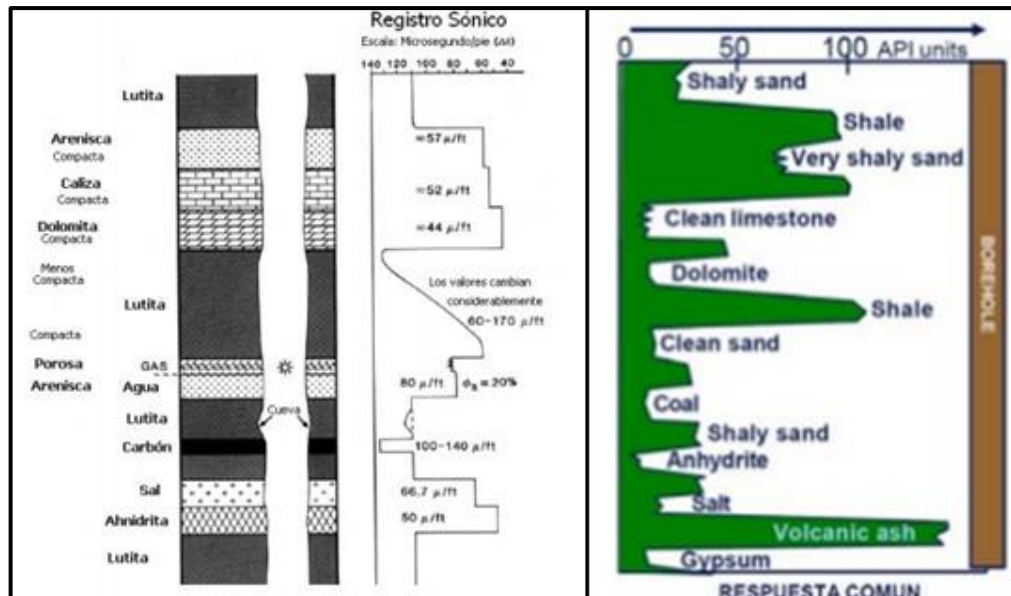


Fuente: Modificado de Rider, 2002

3.3. Sónico

El objetivo principal es la determinación de la porosidad de las rocas penetradas por el pozo a partir del tiempo de transito de las ondas, así mientras mayor es el tiempo de tránsito, menor es la velocidad y por lo tanto mayor es la porosidad de la roca. (Ver imagen 11)

Imagen 11. Respuestas típicas del registro Sónico.



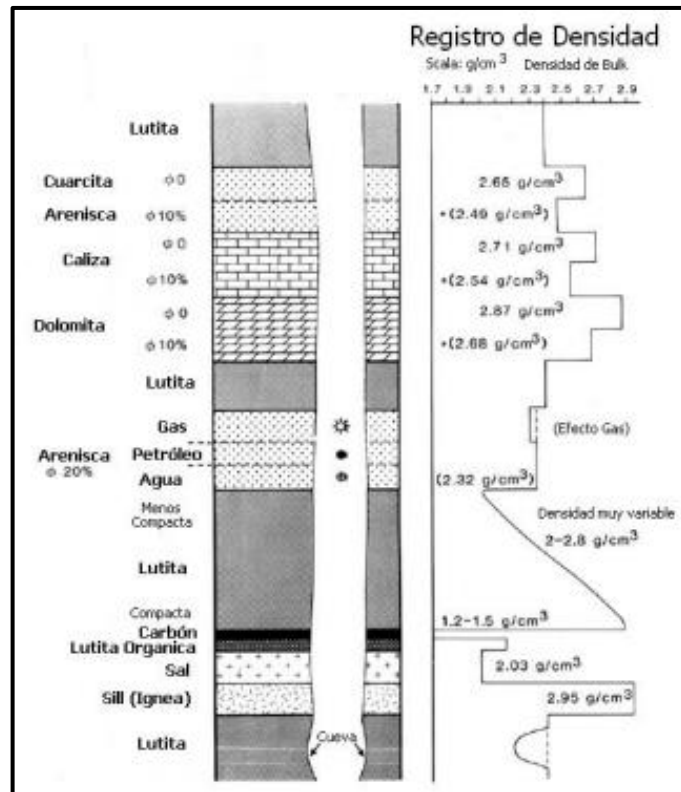
Fuente: Modificado de Rider, 2002

Por ejemplo, si la formación se encuentra saturada de gas, el tiempo de tránsito (Δt) de las ondas dentro de la formación será mayor, debido a que la densidad del gas es menor que la de otros fluidos y debido a que una formación saturada de gas presenta velocidades menores que cuando se encuentra saturada de agua. Por lo tanto la curva del registro sónico se desviará hacia la izquierda.

3.4. Densidad

Se basa en la medición de la densidad de la formación mediante la atenuación de rayos gamma entre una fuente y un receptor, dicha fuente de rayos gamma colisionan con los átomos presentes en la roca y el receptor mide dichos rayos dispersos liberados en las colisiones. Si el registro de densidad es bajo indica alta porosidad y viceversa. (Ver imagen 12)

Imagen 12 Algunas respuestas típicas del registro de Densidad.



Fuente: Modificado de Rider, 2002

II-III MARCO TEÓRICO SÍSMICO ESTRATIGRÁFICO

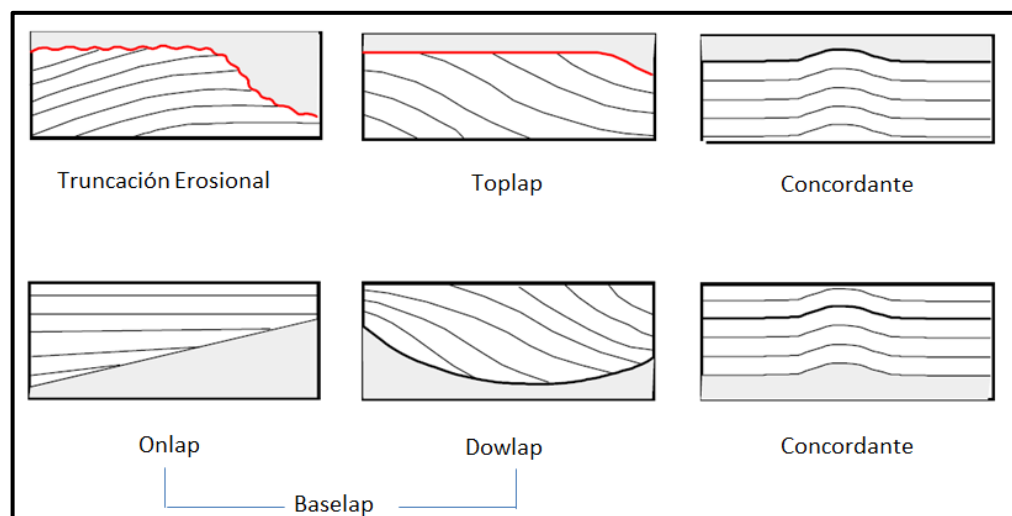
4. ESTRATIGRAFÍA DE AMBIENTES CONTINENTALES

4.1. Reflectores y Límites de Secuencias Sísmicas

Las reflexiones sísmicas son líneas de tiempo, las cuales permiten definir unidades depositacionales e identificar o predecir ambientes a partir de su carácter morfológico. Permiten también identificar deformación estructural o cambios de espesor y predecir en primera instancia una posible evolución geológica de la cuenca.

Por otro lado, una secuencia corresponde al registro sedimentario de un ciclo, limitado por discordancias o concordancias (Ver imagen 13), el cual se basa en el concepto de línea-tiempo inherente a las reflexiones.

Imagen 13 Límites de secuencias superior e inferior.



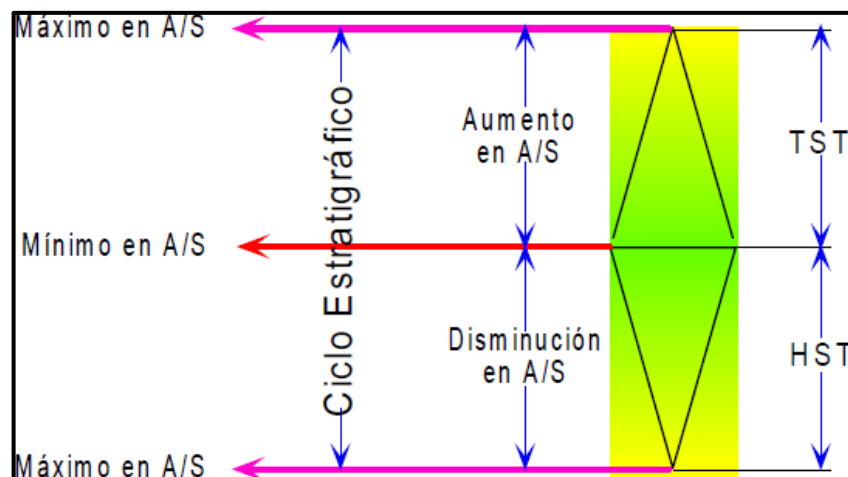
Fuente: Memorias curso Prospección sísmica. X Semana Técnica de Geología e Ingeniería Geológica. 2012

4.2. Ciclo Estratigráfico Fluvial

Teniendo en cuenta el ambiente en el cual se encuentra el bloque central estudiado en el presente trabajo, debemos entender el concepto de ciclo estratigráfico en ambiente fluvial, en donde encontraremos las estructuras de canal de interés. *Cross. T, 1996* definió un ciclo estratigráfico como el registro de depositación durante un periodo que va desde bajo espacio de acomodación hasta alto espacio de acomodación, regresando nuevamente a bajo espacio de acomodación. (Ver imagen 14).

De acuerdo a esto *Cross. T, 1996* identifico que en el alto espacio de acomodación, el canal tendrá una tendencia a ser aislado y estar rodeado por llanuras de inundación y paleosuelos, los cuales son lateralmente continuos hasta varios kilómetros y que en el bajo espacio de acomodación, el canal tenderá a ser amalgamado. De esta manera, un ciclo estratigráfico se definió entre dos superficies (A/S), una de máximo espacio de acomodación (A) y otra mediante suministro de sedimento(S).

Imagen 14 Representación de un ciclo estratigráfico

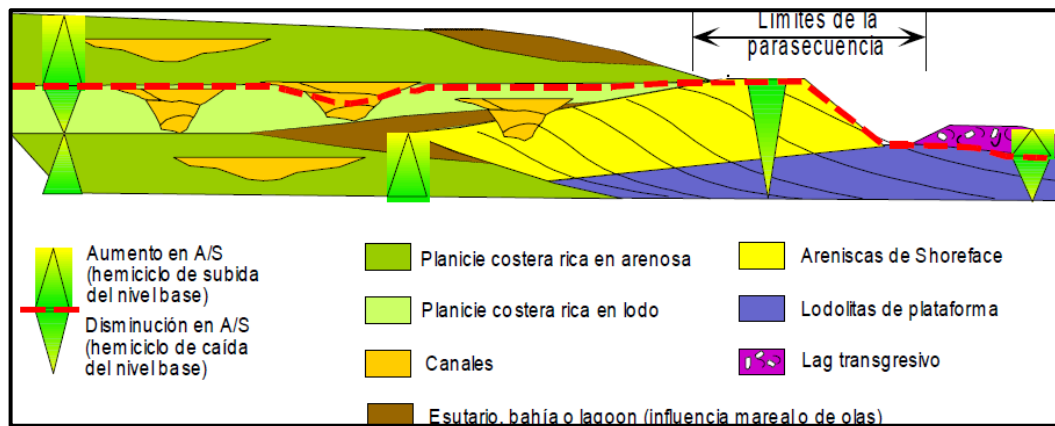


Fuente: Van Wagoner, 1988, Informe Evaluación Regional Meta. Ecopetrol, ICP, 1998

4.3. Nivel base

Otro concepto importante que debemos entender es el nivel base, el cual se define como la suma o ascenso del nivel del mar respecto a la tectónica. *Barrell, 1917* determinó que estratos depositados en un área son equivalentes en tiempo a superficies de discontinuidad estratigráfica presentes en otras áreas, por lo tanto la acumulación de sedimento durante fluctuaciones del nivel base crean divisiones naturales del registro estratigráfico en tiempos de caída del nivel base (disminución en A/S) y en tiempos de subida del nivel base (aumento en A/S) y concluye que estas divisiones naturales son la base para las correlaciones estratigráficas usando criterios y observaciones físicas más que paleontológicas. (Ver imagen 15).

Imagen 15 Esquema de una secuencia genética progradacional y agradacional.

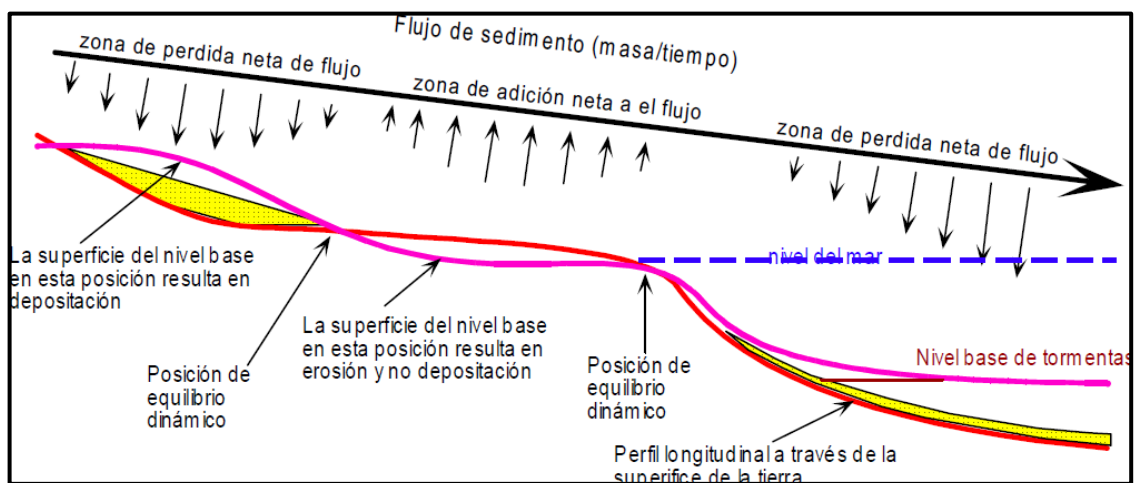


Fuente: Cross & Lessenger, 1995

Por otro lado *Wheeler, 1964* introdujo una diferente noción del nivel base que fue más apropiado para el análisis estratigráfico. Definió el nivel base como una superficie abstracta (no física), no horizontal, ondulada, continua que sube y cae con respecto a la superficie de la tierra.

A medida que el nivel base sube, la intersección de la superficie del nivel base y la superficie inclinada de la tierra se mueven hacia la tierra, esto incrementa el área de la superficie de la tierra por debajo del nivel base donde el sedimento se puede acumular e incrementa la capacidad de almacenamiento de sedimento en ambientes continentales, a medida que cae el nivel base ocurre lo contrario. (Ver imagen 16).

Imagen 16 Nivel base como una superficie imaginaria y potenciométrica



Fuente: Cross, notas de curso 1994

4.4. Espacio de acomodación

Es el volumen entre la superficie de la tierra y la superficie del nivel base, el cual es disponible para la acumulación de sedimento. Una manera de relacionar las observaciones sedimentológicas directamente con tendencias unidireccionales de aumento o disminución en el espacio de acomodación es por la relación A/S. A medida que A/S disminuye (progresivamente, más sedimento es suministrado al flujo para una posición particular sobre el perfil geomorfológico que el que puede ser acomodado), la dinámica del sistema estratigráfico tiende a reducir el volumen de sedimento preservado por unidad de tiempo en una localización geográfica

constante, a menos que se disponga de un enorme volumen de espacio para almacenar el sedimento.

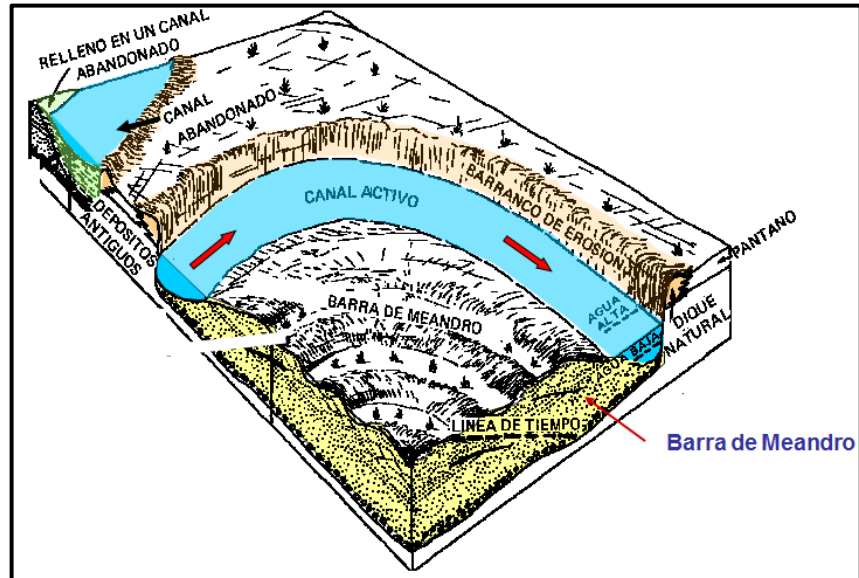
A medida que A/S aumenta (progresivamente más sedimento puede ser acomodado y almacenado relativo al suministro de sedimento en una posición particular sobre el perfil depositacional), un incremento en el volumen de sedimento por unidad de tiempo será preservado en una posición geográfica constante, a menos que el suministro de sedimento sea insuficiente para rellenar el nuevo espacio creado.

4.5. Clasificación General de Canales

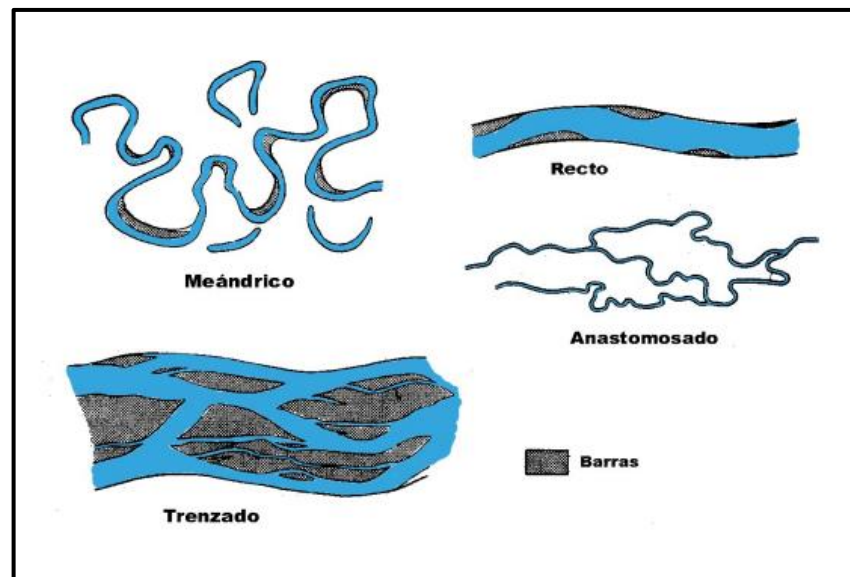
En la interpretación sísmica estratigráfica, se identificaron geometrías de canal; *Rust, (1978)* mostró dos parámetros que se podrían utilizar para definir el estilo de los canales, que para la mayoría de los ríos son: la sinuosidad del canal y un parámetro de trenzado.

En la imagen 17, se observan las partes de un canal y en la imagen 18 una clasificación general de canales según los ríos que pueden ser: recto, meandriforme o trenzado; basado en la carga de sedimento.

Imagen 17 Partes y tipos de canal- Ambiente fluvial



En estas imágenes se observan los tipos de ríos y sus respectiva geofoma de canal: Meándrico, Recto, Trenzado, Barras.



Fuente: "The Geology of Fluvial Deposits", 1996

En esta tabla (Ver imagen 18) se ilustra una clasificación que envuelve el conjunto depositacional primario, el ambiente principal y el subambiente. Dentro de los ambientes sedimentarios continentales se encuentran los ambientes fluviales los cuales están definidos principalmente por la energía, acción del agua en movimiento y por el conjunto de erosión, transporte y sedimentación. Cumplen un papel como receptores de información geológica valiosa estos depósitos fluviales ya que son proveedores de información para interpretar litofacies, elementos arquitectónicos o geometrías de cuerpos sedimentarios.

Imagen 18. Clasificación simple de canales basada en la carga de sedimentos

Conjunto Depositacional Primario	Ambiente Principal	Subambiente
*CONTINENTAL	*Fluvial	Abanicos Aluviales
		Corrientes Trenzadas
		Corrientes Meándricos
	Desértico	
	Lacustre	
Glaciar		
MARINO MARGINAL	Deltaico	Planicie Deltaica
		Frente Deltaico
		Prodelta
	Playa / Islas Barrera	
	Estuario / Lagunal	
Plataforma mareal		
MARINO	Nerítico	Plataforma Continental
		Arrecife orgánico
	Oceánico	Talud Continental
		Piso oceánico profundo

Fuente: Boggs, 2001

CAPITULO III: MARCO GEOLÓGICO

5. GEOLOGÍA REGIONAL DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES DE COLOMBIA

La región oriental de la Cuenca Llanos es una de las zonas más prolíficas de hidrocarburos en Colombia. El límite norte de esta cuenca es la frontera colombo-venezolana, al sur de la cuenca se extienden hasta el alto Macarena, el Arco Vaupés y rocas metamórficas del Precámbrico que aflora al sur del río Guaviare El límite oriental se caracteriza por los afloramientos de rocas precámbricas plutónicas del Escudo de Guyana y al oeste de la cuenca está limitada por el sistema de empuje frontal de la Cordillera Oriental (Casero et al,1997; Gómez.et al, 2005; Etayo-Serna et al, 1983;. Cooper et al, 1995.) (Ver imagen 19)

Imagen 19 Ubicación de la Cuenca Llanos Orientales



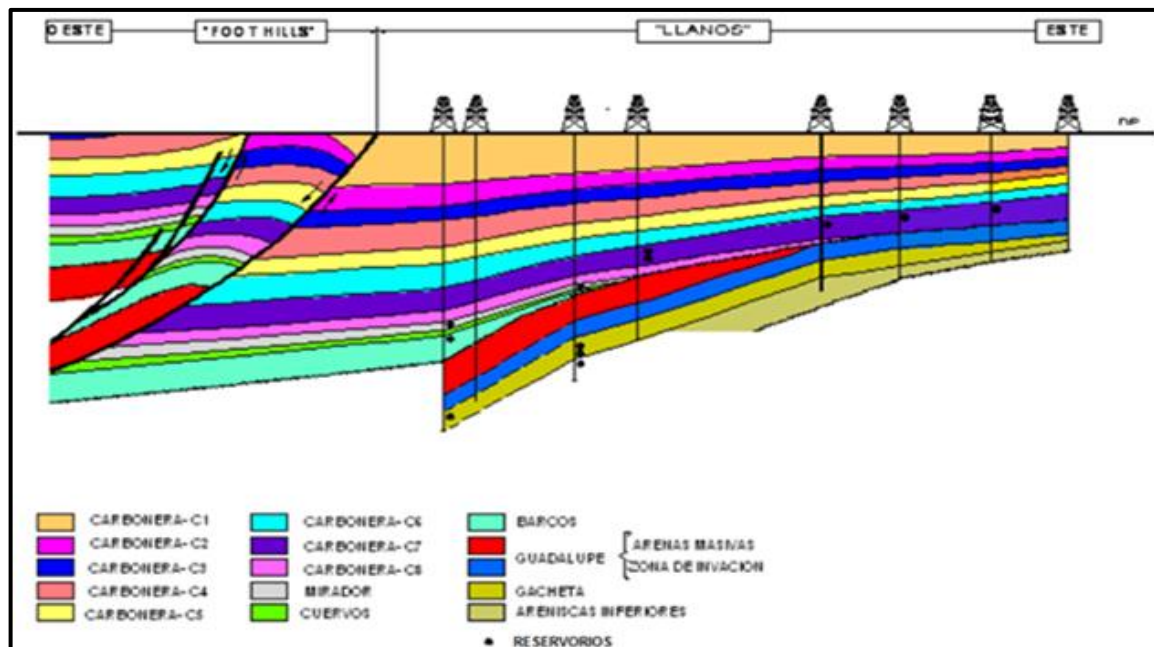
Fuente: Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. ANH.

5.1. Geología Estructural

La cuenca de Llanos Orientales estructuralmente es un anticlinal que buza suavemente hacia el Oeste, hacia la zona de fallas inversas del piedemonte de la Cordillera Oriental. El estilo dominante es de fallas normales antitéticas que buzan hacia el cratón (“up to the basin normal faults”) y de sus correspondientes fallas sintéticas que buzan hacia la cordillera, causados por la flexión como respuesta a la carga tectónica impuesta por la Cordillera Oriental. (Ver imagen 20).

La cuenca consiste en estructuras cerradas contra fallas normales antitéticas, de rumbo suroeste a noreste generalmente bien definidas desde el basamento hasta la formación Carbonera, y algunas reactivadas hasta el reciente con vergencia hacia el cratón (Colombian Sedimentary Basins, ANH 2007).

Imagen 20. Configuración Estructural regional de la cuenca de Llanos.

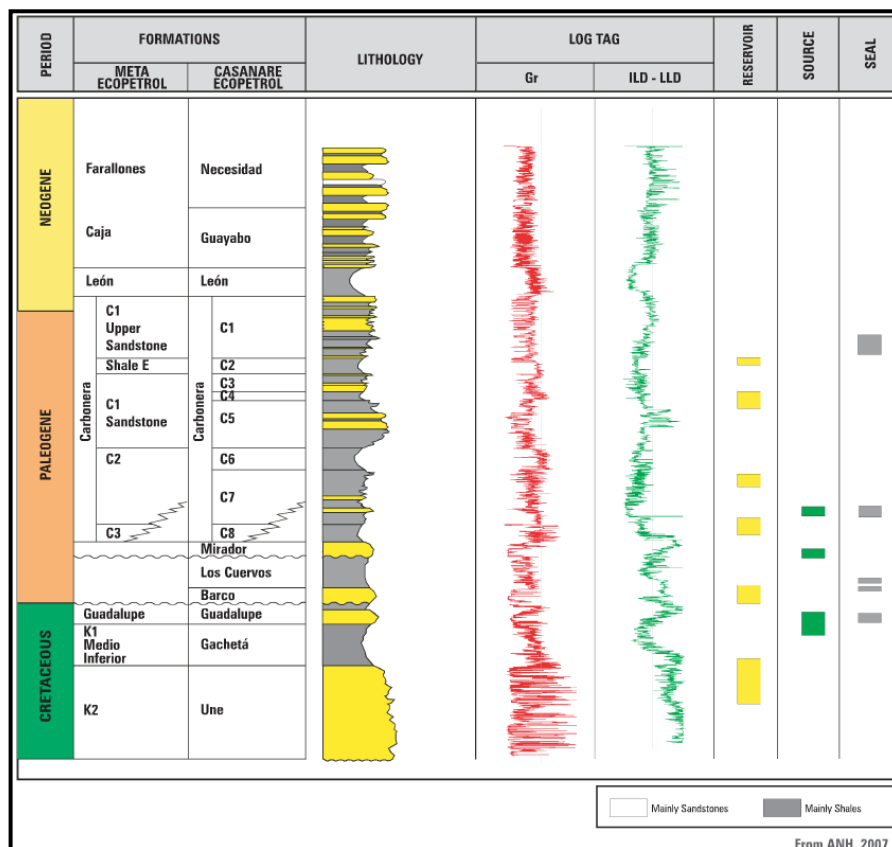


Fuente: *Colombian Sedimentary Basins: ANH*

5.3. Estratigrafía

En cuanto a la estratigrafía, se trata de una cuenca asimétrica constituida por sedimentos cretácicos y terciarios que descansan discordantemente sobre el paleozoico y el basamento. (Ver Figura 21). La secuencia sedimentaria de edad Paleozoica-Pleistoceno sobrepasa los 25000 pies en proximidades de la Cordillera Oriental y disminuye progresivamente en dirección este-sureste donde alcanza 2000 pies a 3000 pies de espesor aproximadamente.

Imagen 21. Columna generalizada de la Cuenca de los Llanos Orientales, Colombia.



Fuente: *Ecopetrol - Colombian Sedimentary Basins: ANH, 2007*

5.3.1. Formación Carbonera

Para el presente estudio, la formación de interés es Carbonera, la cual en la siguiente tabla 1 podemos resumir sus características litológicas y su ambiente de formación.

Tabla 1. Resumen de formaciones de Llanos Orientales.

FORMACIÓN	LITOLOGÍA	AMBIENTE
Guadalupe 500 a 1000 pies Coniaciano- Maestrichtiano	INFERIOR: areniscas de grano fino e intercalaciones de limolitas y lodolitas. MEDIO: lodolitas con intercalaciones de limolitas y areniscas de grano fino. SUPERIOR: areniscas de grano medio a muy grueso.	Plataforma y shoreface. Inconformidad
Barco 170 - 200 m Paleoceno Inferior	Areniscas de grano fino a medio grueso con intercalaciones de lutitas y arcillolitas.	Continental y de planicie costera
Los Cuervos Paleoceno Superior y Eoceno	Areniscas intercaladas con lutitas y arcillolitas, localmente con mantos de carbón.	Plano costero, anales fluviales en un ambiente continental
Mirador Eoceno Superior	INFERIOR: areniscas SUPERIOR: areniscas Presencia de lentes de conglomerados (tamaño de grano), Ocasionalmente presenta capas inter-estratificadas de conglomerados clastos soportados (tamaño del guijarro).	Canales fluviales de corrientes entrelazadas Inconformidad
Carbonera Eoceno Superior- Oligoceno	C8: arcillolitas y lodolitas, hacia el oeste es predominantemente lodosa y hacia el este se encuentran intercalaciones arenosas (Oligoceno). C7: areniscas cuarzosas de grano medio a fino, separado por gruesos paquetes de lodolita. C6: shale arcilloso, con delgadas capas de caliza dolomítica fosilífera, se encuentran finas capas de carbón. C5: cuarzo arenisca de grano medio, depósitos progradacionales arenosos y lodolitas de ambientes continentales y transicionales. C4: arcillolitas y lodolitas. C3: cuarzo areniscas de grano fino. C2: Esta unidad se convierte en el mejor sello después de la Formación León, lutitas grises y algunas limolitas. C1: bancos de arena gruesos de cuarzo areniscas de grano medio a grueso.	Continental, lacustre y de planicie costera
León Mioceno Medio	Constituye el único sello potencial eficaz de la cuenca. Shales y arcillas gris oscuras.	Lacustre, llanura aluvial y llanura costera
Charte Mioceno	Intercalaciones de mudstone y siltstone con frecuentes intercalaciones de areniscas, con inclusiones de carbonatos moderadamente consolidada, homogénea de grano fino, con un buen empaquetamiento y sin porosidad visible.	Lacustre, que representa la máxima inundación de los mares Terciarios.
Guayabo 400 a 2600 m Plioceno - Pleistoceno	El inferior que es más arcilloso que el superior.	Hacia la base y fluvio-marino a continental al tope

Fuente: Bueno J.A; Mendoza. J.O, 2008

6. GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO

6.1. Generación y Migración

Es necesario entender el sistema petrolífero regional para identificar en nuestra zona específica que se presenta. Según *Barrero et al., 2007* indica que hacia la parte más profunda, por debajo del flanco oriental de la Cordillera Oriental, las formaciones productoras corresponden a las series eocenas y cretácicas. El principal generador son los *shales* mixtos marinos y continentales de la Formación Gacheta con kerógenos tipo II y III, el TOC variando entre 1-3% y 150 a 300 pies de espesor efectivo. Los aceites producidos en los llanos, cualquiera sea su reservorio, se deben considerar como migrados casi en su totalidad, desde las rocas madre maduras del Cretácico Superior al Terciario inferior.

La Cuenca de los Llanos es una cuenca asimétrica de ante país cuya migración de hidrocarburos se hace por largas distancias y en forma oblicua. La carga alcanza la estratigrafía progresivamente más joven de oeste a este, como efecto del relevo por yuxtaposición a lo largo de las fallas y la desaparición progresiva hacia el este de los sellos lutíticos verticales al aumentar la proporción de arenas.

El sistema petrolífero es de baja impedancia, con migración a lo largo de discordancias regionales con secuencias basales permeables. Tal es el caso de la base del Eoceno y de la base del Cretácico. La migración secundaria por las discordancias es ayudada por planos de falla principales. Dos pulsos de migración han sido documentados; el primero durante el Eoceno Tardío-Oligoceno y el segundo pulso de migración comenzó en el Mioceno y continúa en el presente. Para el Paleozoico, los diversos estudios geoquímicos hechos para la cuenca, identifican y coinciden en decir que existen potenciales rocas Paleozoicas generadoras de hidrocarburos, con contenidos de materia orgánica que tienen un amplio margen, desde muy pobre hasta excelente; otros parámetros geoquímicos

indican que a pesar de existir materia orgánica capaz de generar hidrocarburos, esta se encuentra generalmente sobremadura por presión y/o temperatura (Muñoz, 1991).

6.2. Entrampamiento

En la Cuenca de los Llanos, el principal *play* exploratorio en el Terciario y Cretácico, particularmente en los llanos de Casanare es el de fallas normales antitéticas (levantadas hacia la cuenca). Trampas estratigráficas como acuíferos contra paleo altos y canales son considerados prospectivos (Barrero et al., 2007) y hay casos funcionales registrados. Las mejores trampas estructurales habrían sido formadas antes del Eoceno y fueron llenados por hidrocarburos con anterioridad al basculamiento regional de la cuenca que comenzó durante la depositación de la Formación León (Molina, 1991).

En la secuencia Paleozoica, trampas de tipo estructural formadas por compresión pre-mesozoica son un objetivo exploratorio válido bajo condiciones favorables de calidad de reservorio y de carga de hidrocarburos por sistemas petroleros del Paleozoico, del Jurásico o del mismo Cretácico dadas condiciones favorables de migración (Lugo y Arminio, 2008). Las trampas de tipo estratigráfico pueden relacionarse a los rasgos paleo geográficos y paleo geomorfológicos reconocidos para el Paleozoico en la Cuenca de los Llanos (Muñoz, 1991).

6.3. Rocas Almacenadoras

Las areniscas de la Formación Carbonera (C3, C5 y C7) y la Formación Mirador son excelentes unidades reservorios. Dentro de la secuencia cretácica los intervalos de arenisca son también excelentes reservorios. Sin excepción, el espesor sedimentario incrementa en la dirección Este a Oeste. La porosidad decrece en la misma dirección desde 30% hasta cerca de 10%. El espesor neto varía de unos pocos pies hasta 180 pies, dependiendo de la locación del pozo dentro de la cuenca y la gravedad API varía entre 12° y 42° (Barrero et al., 2007).

En la secuencia Paleozoica algunas rocas clásticas presentan propiedades petrofísicas que les otorgan el carácter de reservorio, sin embargo, el grado de compactación que reportan algunos pozos, haría pensar que la acumulación de hidrocarburos en rocas Paleozoicas estaría limitada. (Muñoz, 1991).

6.4. Roca Sello

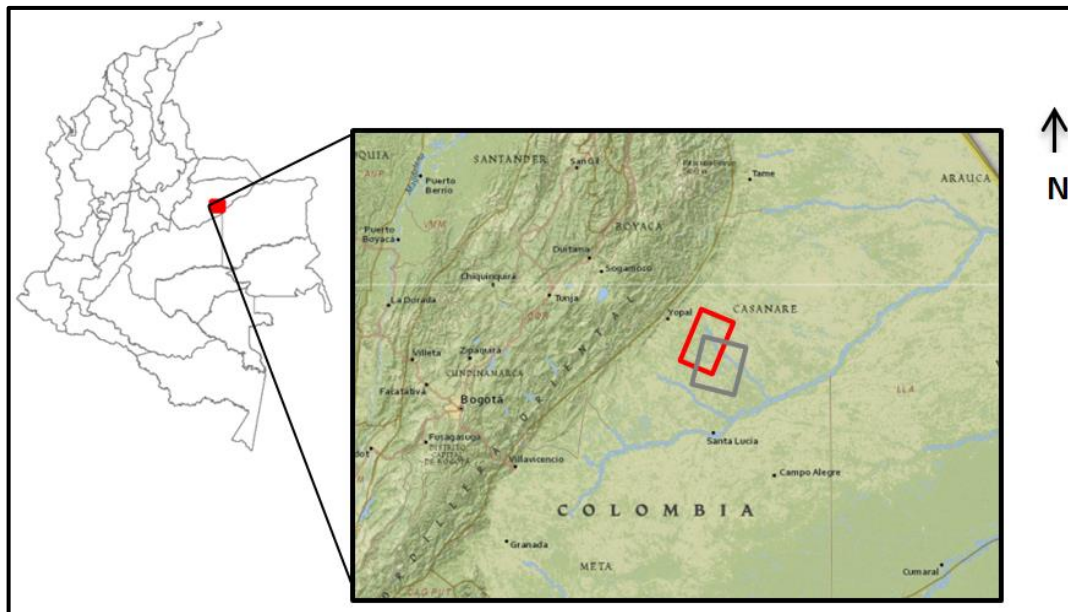
La Formación León por su contenido arcilloso, junto con los niveles arcillosos de la Formación Carbonera, han demostrado ser buenas rocas sello para los diferentes reservorios presentes en la cuenca. La unidad C8 de la Formación Carbonera ha sido tradicionalmente considerada como el sello regional de la cuenca, pero debido a su extensión, el mejor sello es la unidad Carbonera C2. Las unidades de Carbonera nombradas como pares (C2, C4, C6, C8...) son reconocidas como sellos locales, así como las formaciones cretácicas Gachetá y Guadalupe (Barrero et al., 2007).

CAPITULO IV: INTERPRETACIÓN DEL BLOQUE CENTRAL

7. UBICACIÓN

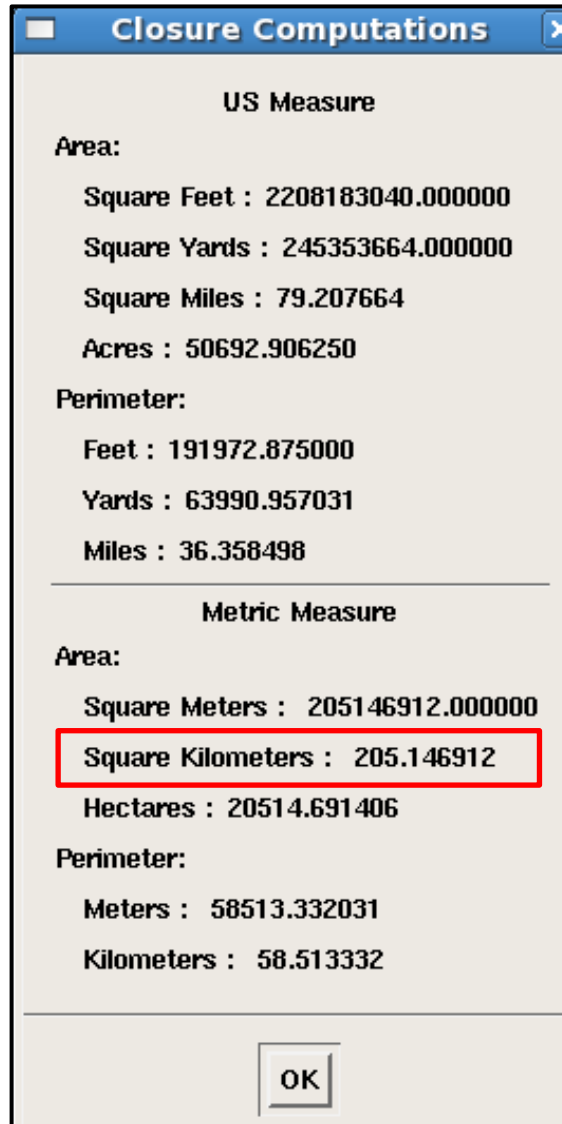
El bloque a interpretar corresponde al señalado en la imagen 23 con color rojo, el cual cuenta con un área de 205 km² (Ver imagen 24). La interpretación sísmica se realizó mediante una verificación de la información presente en el bloque. La información disponible con la que se contó fue: datos sísmicos 3D, registros de pozo y algunos informes técnicos regionales y locales.

Imagen 23 Delimitación del área bloque central, Casanare, Cuenca Llanos Orientales, Colombia.



Fuente: Seiswork3D. Modificado por autor Lozano M.F.

Imagen 24 Medidas del bloque central en diferentes unidades.



Fuente: Seiswork3D. Modificado por autor Lozano M.F.

8. CONTROL Y CALIDAD DE LOS DATOS

Para el estudio fue necesario generar una base de datos y hacer un control de calidad de los mismos. Para ello se requirió la ubicación correspondiente a los pozos presentes en el bloque central, los registros de pozo, checkshot y la sísmica 3D disponible.

Para poder observar, analizar e interpretar estos datos, se emplea la plataforma OpenWorks aplicación de Halliburton – Landmark; la cual cuenta con una completa “suite” de aplicaciones utilizadas tales como: Seiswork 3D, Syntool, Geoprobe y Z-map.

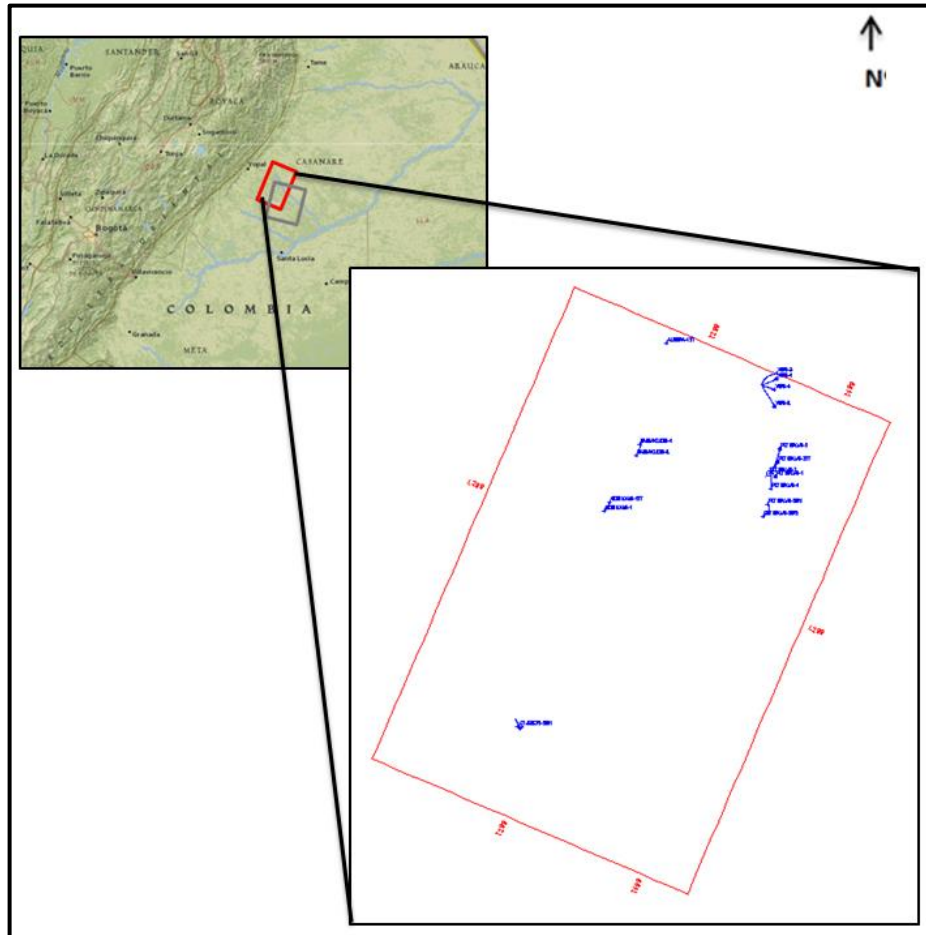
La sísmica 3D correspondiente al Bloque central, cubre un área 205 Km^2 (Ver imagen 25), y está representada por un cubo sísmico resultado de un procesamiento PSTM “Pre Stack Time Migration” (migración pre apilado en tiempo.)

Se realizó un barrido a través del cubo sísmico, con el fin de revisar la calidad de la información en las 346 “inlines” Norte-Sur, y las 464 “traces” Este-Oeste.

8.1. Datos de Pozo

Para la evaluación a realizar se cuenta con los datos y registros eléctricos del pozo M1 ubicado en la zona NE del volumen sísmico 3D. La plataforma OpenWorks cuenta con un módulo que permite observar los pozos cargados al proyecto sísmico y a su vez se pueden visualizar cada uno de los registros y conseguir la información de las coordenadas, desviaciones, checkshot, núcleos, picks, entre otros.

Imagen 25. Ubicación del mapa base del área de estudio.



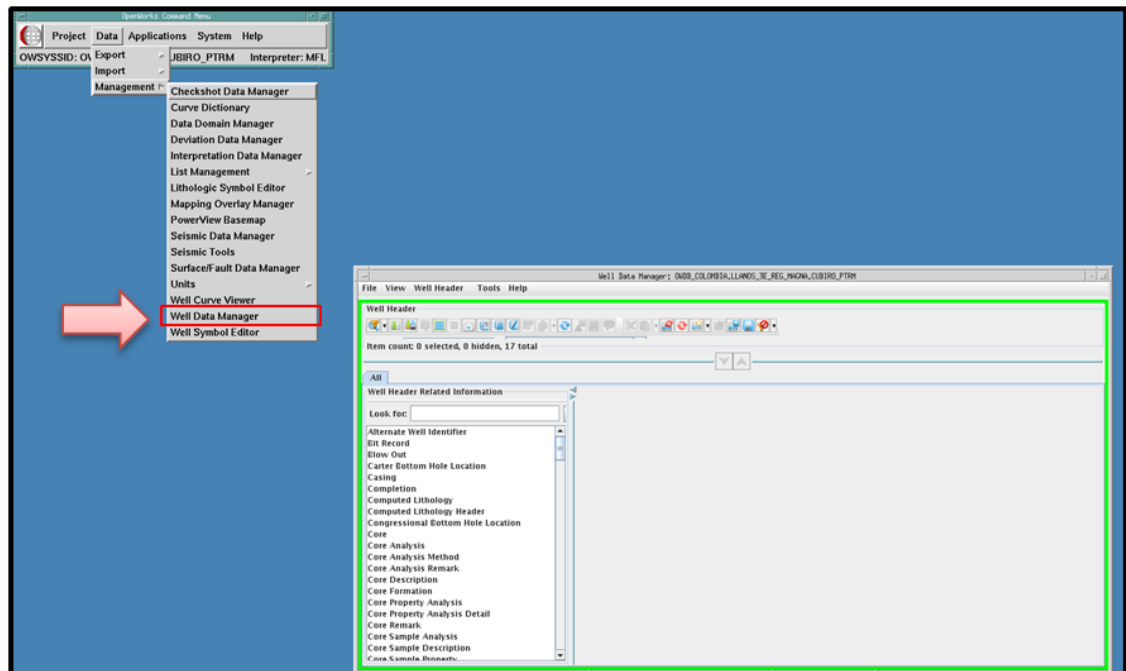
Fuente: Seiswork3D. Modificado por autor Lozano M.F.

8.2. Registros

Los registros de pozo, son esenciales para el presente estudio ya que ayudan a calibrar los datos sísmicos. El Bloque Central, cuenta con 17 pozos, tomándose en cuenta los que presentan registros Sónicos, Densidad y Checkshot (Tz) Por otro lado, se revisan también los registros básicos como: caliper, gamma ray, resistividad, entre otros, para conocer el comportamiento litológico y de los fluidos

del pozo. Se verifica la calidad de la información de los registros de los pozos, mediante la pestaña de “Data: Management: Well Data Manager”. (Ver imagen 26)

Imagen 26. Well Data Manager, visualización de pozos disponibles.

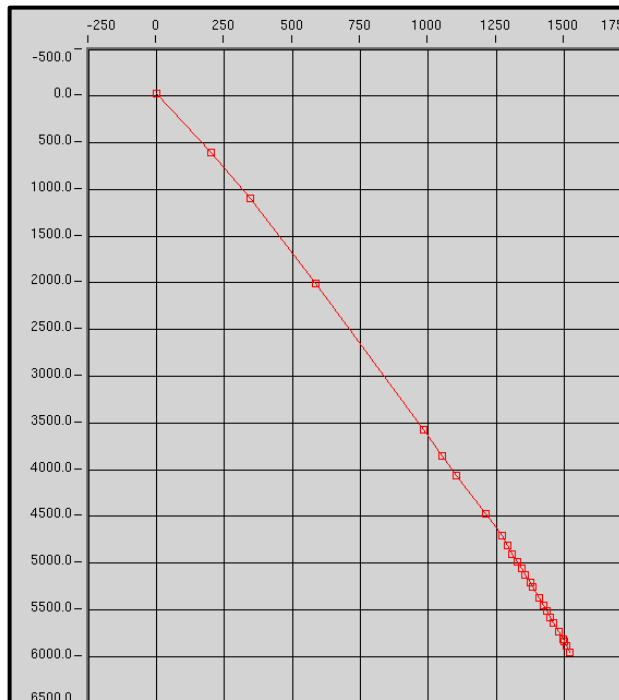


Fuente: Seiswork3D. Modificado por autor Lozano M.F.

8.3. Registros de velocidad de pozo (Checkshot / VSP)

Para este estudio, se cuenta con un Checkshot y los dos registros (DT, Den) del pozo M1. Estas curvas, ayudarán a corregir las mediciones anómalas que pueda o no tener el registro sónico debido a derrumbes y generar una gráfica tiempo-profundidad (Tz) calibrada para encontrar y verificar tendencias regionales. (Ver imagen 27)

Imagen 27. Grafica de tiempo profundidad (Tz) del checkshot para el pozo M1.



Fuente: Seiswork3D. Modificado por autor Lozano M.F.

8.4. Datos Sísmicos

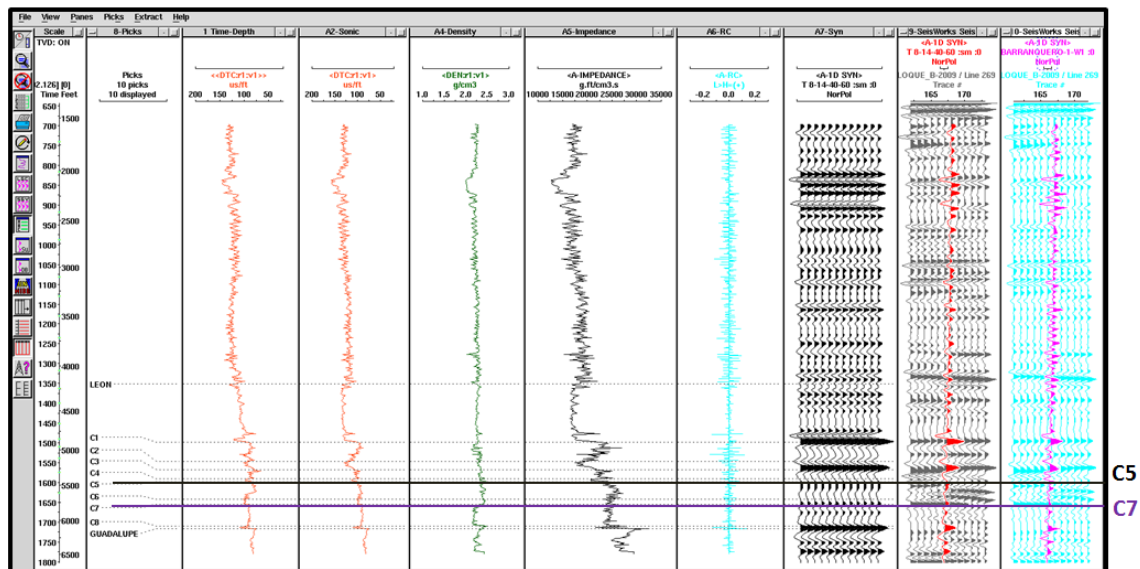
La calidad de los datos sísmicos se puede determinar obteniendo el contenido de frecuencias del cubo y continuidad de los eventos, dado que a mayor frecuencia se puede ver con más detalle los eventos en el subsuelo. El contenido de frecuencias permite determinar la resolución del cubo sísmico y puede verse afectado por diversas estructuras geológicas que puedan generar un cambio en dicha frecuencia o que también pueden venir asociados con problemas en la geometría de la adquisición o del procesamiento.

9. AMARRE SÍSMICA - POZO

9.1. Generación del sismograma sintético

La generación del sismograma sintético permite asignar o verificar los topos formacionales en profundidad a eventos de reflexión en la sísmica 3D que se encuentra en el dominio del tiempo, para ello empleamos la herramienta Syntool. En la imagen 28 se observan los datos del pozo M2 donde se aprecian nueve columnas: (de izq a derecha) TDV, Picks, Time-Depth, Sonic, Density, Impedance, RC, Syn, SeisWorks Bloque Central, SeisWorks Syn Pozo M1.

Imagen 28. Ventana de Syntool



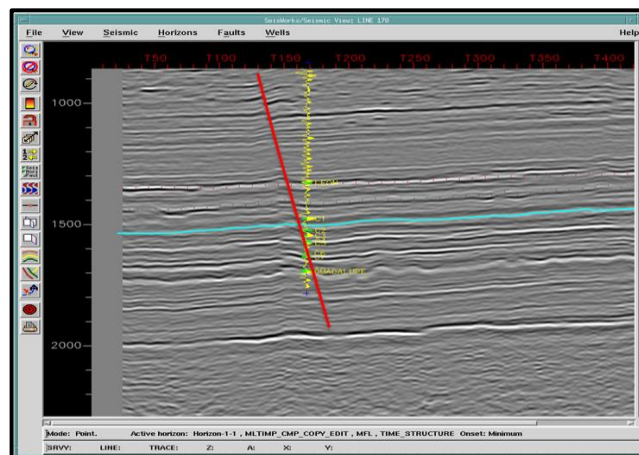
Fuente: Seiswork3D. Modificado por autor Lozano M.F.

La herramienta Syntool posee varias formas de generar sismogramas sintéticos; se pueden construir a partir de ondículas teóricas u ondícula extraídas directamente de la sísmica. Para nuestro trabajo, se generó un sismograma sintético con los parámetros que por default utiliza la aplicación y se empleó el registro sónico y de densidad. Posteriormente se analizó el ajuste y se procedió a extraer una ondícula de la sísmica, buscando una mayor coincidencia de amplitudes y topes formacionales.

9.1.1. Calibración

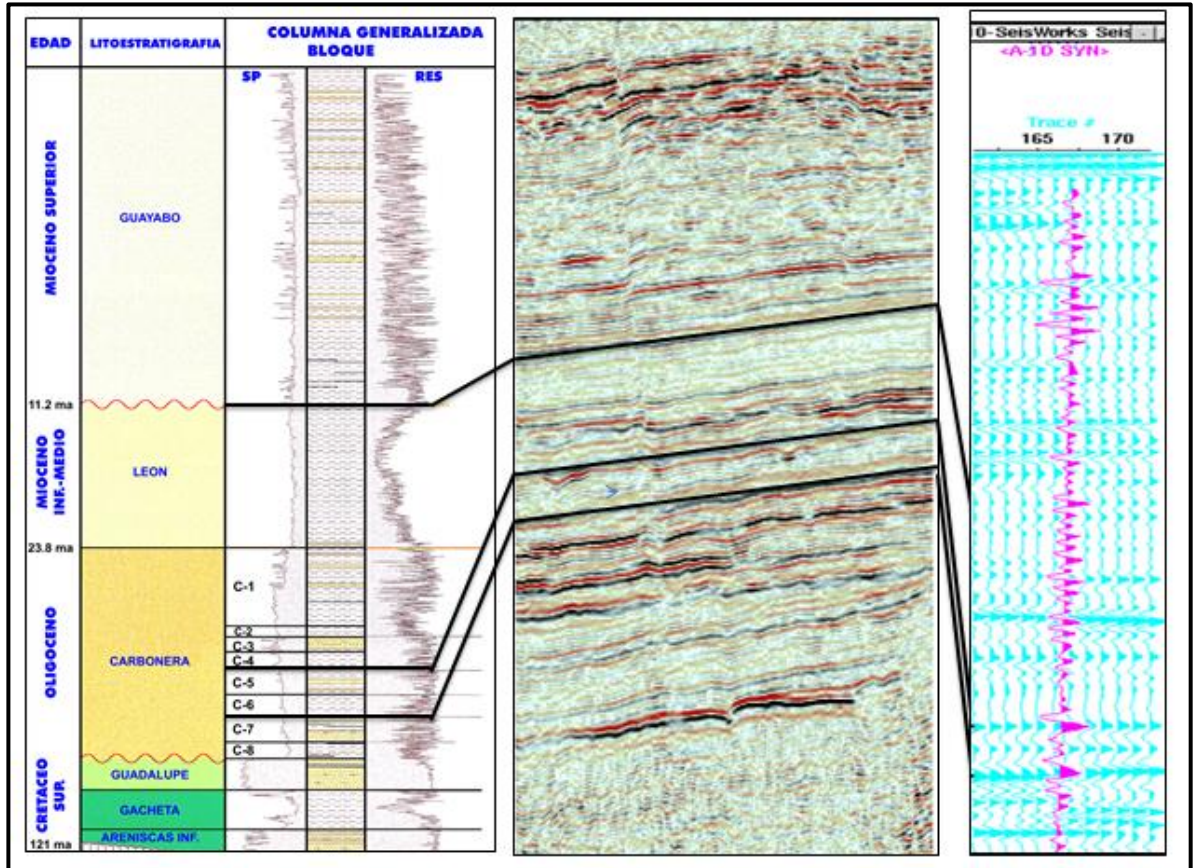
Una vez superpuestos el sismograma sintético en la sísmica, se relacionan las principales reflexiones del sintético con los topes estratigráficos. (Ver imagen 29 y 30). Para ellos es importante conocer el comportamiento del horizonte en términos de cambio de impedancia. Si no se encuentra una buena correlación o amarre, es necesario que revisar el Datum de los datos del Checkshot y verificar que la sísmica no tenga ningún desfase en tiempo al momento de cargarla. Si aún no se consigue una buena correlación, se debe regresar a Syntool hasta conseguir un amarre sísmica-pozo satisfactorio.

Imagen 29 Sismograma sintético Pozo M1, calibrado en la sísmica.



Fuente: Seiswork3D. Modificado por autor Lozano M.F.

Imagen 30. Amarre columna, sísmica y sismograma sintético.



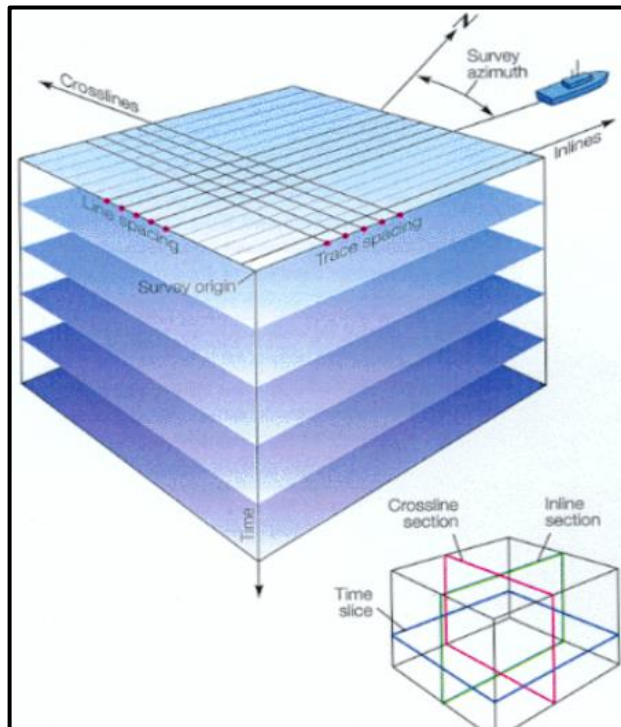
Fuente: Autor Lozano M.F.

10. INTERPRETACIÓN SÍSMICA

En este caso se emplea la aplicación SeisWorks3D para la interpretación sísmica del bloque central. El cubo consta de líneas “inlines” y trazas “crosslines”, como también secciones en tiempo llamadas “time slice”. (Ver Imagen 31). Así pues, se procede a interpretar y realizar un mallado cada 5 líneas, con el fin cubrir totalmente el cubo y posteriormente generar un mapa.

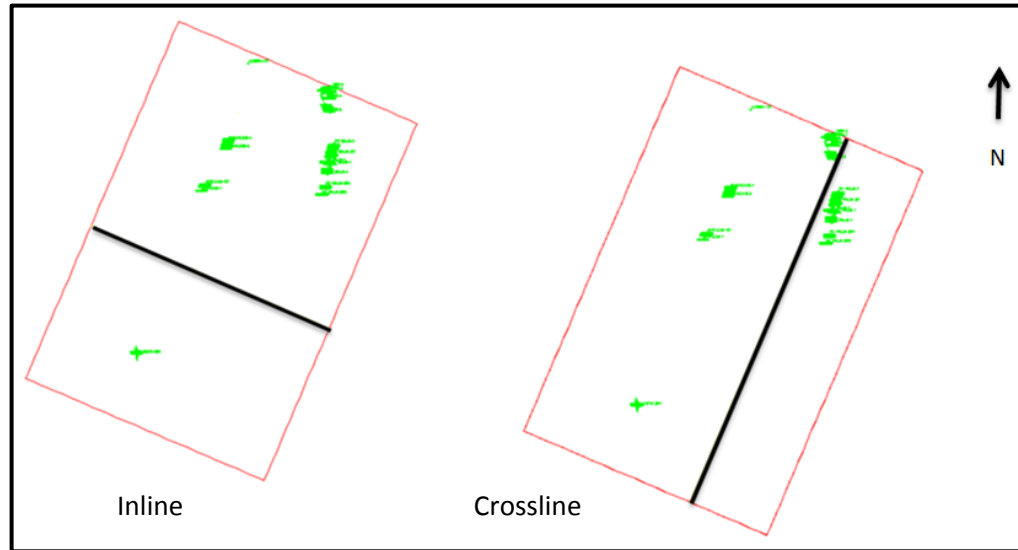
Recordemos que “inline” es una línea sísmica en un Survey 3D paralela a la dirección en la cual los datos fueron adquiridos; y “crossline” una línea sísmica en un Survey 3D perpendicular a la misma. (Ver imagen 32)

Imagen 31 Esquema que muestra los elementos sísmicos en un Survey 3D



Fuente: Informe ICP, 2009

Imagen 32 Survey del bloque central.

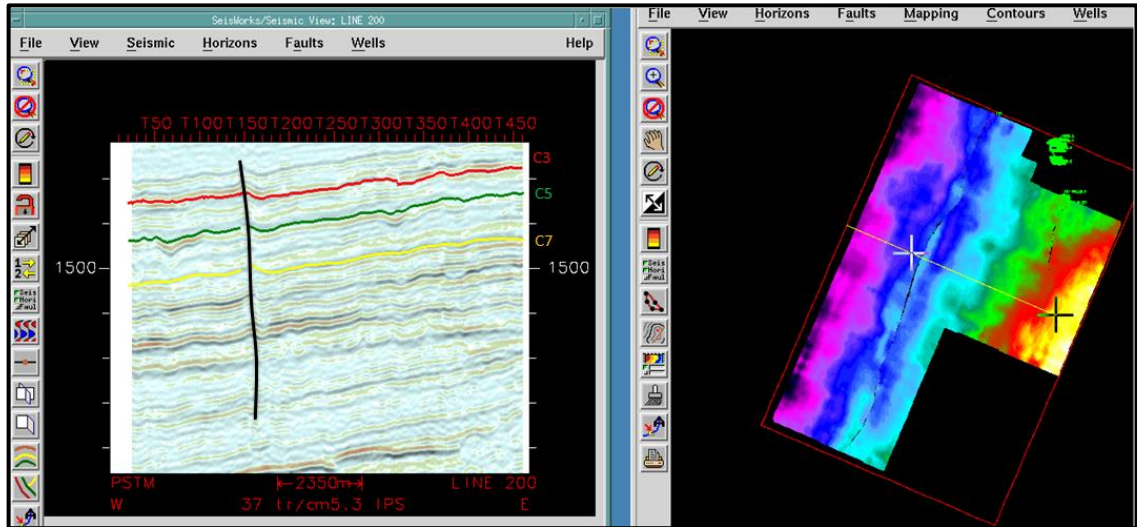


Fuente: Seiswork3D. Modificado por autor Lozano M.F.

10.1. Interpretación de Horizontes

Durante la interpretación sísmica y seguimiento de los horizontes de interés, podemos tener reflectores continuos o discontinuos lo cual pueden ser muy fáciles de seguir o no respectivamente dependiendo de la calidad de la información sísmica. En el caso que sean discontinuos o que se presente ruido en la imagen sísmica, se debe tener en cuenta el amarre geología de superficie con la sísmica a detalle y un estudio regional e interpretar simultáneamente las fallas aplicando un modelo adoptado y con ello tratar de resolver la interpretación estructural y estratigráfica estudiada. (Ver imagen 33).

Imagen 33 Trazo de horizontes C5 (en verde) y C7 (en amarillo).

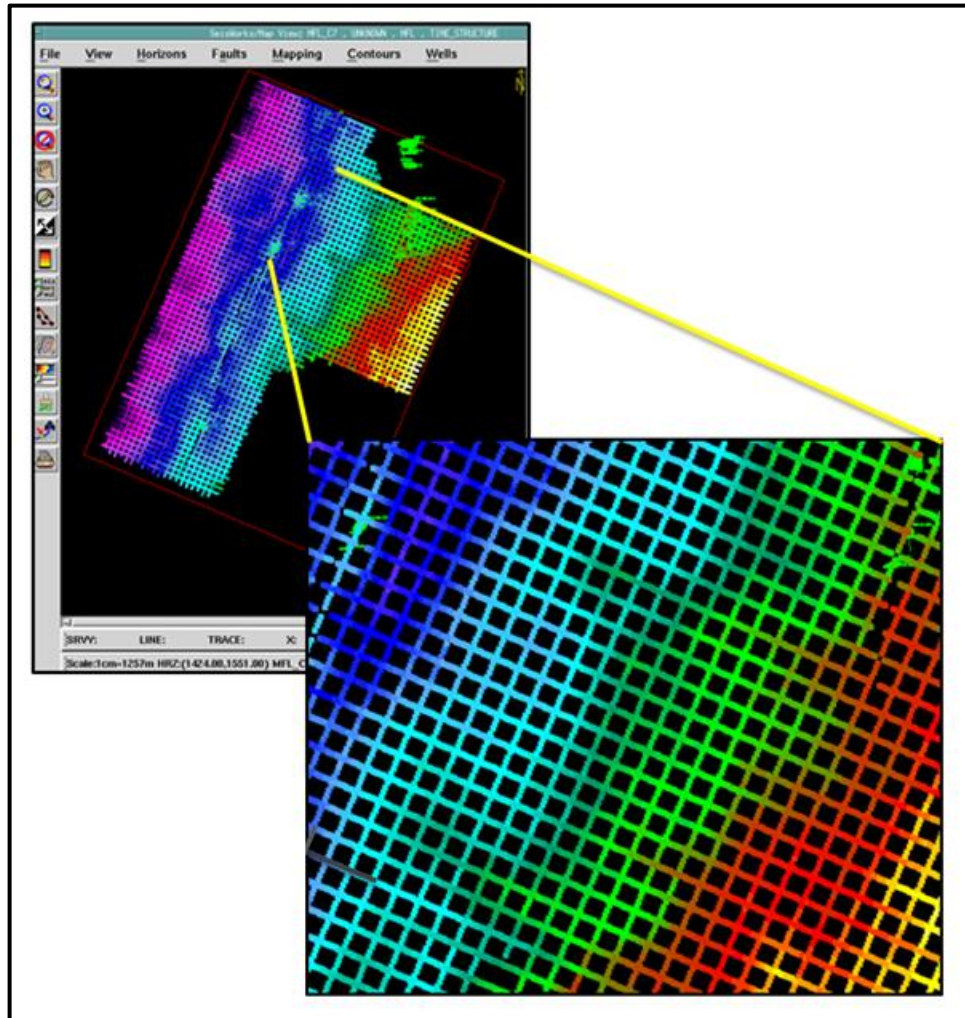


Fuente: Seisworks 3D Modificado por autor Lozano M.F

Como lo mencionamos antes, los horizontes se interpretaron cada 5 inlines y cada 5 crosslines para tener un control sobre la calidad de la interpretación. Para comenzar se procede a desplegar la línea sísmica que pasa por el pozo de amarre, luego con la tabla tiempo profundidad ya definida se despliega el pozo sobre la sísmica y se superpone el sismograma sintético, al igual que los topes geológicos definidos en el pozo.

Para la interpretación de los horizontes, se utilizó un seguimiento automático tipo “autodip y/o autotrack” para evitar errores manuales que suele generar la herramienta de seguimiento “point to point”, esta última solo se usó en zonas de mala calidad sísmica en donde el modo automático del software no podía seguir el horizonte interpretado coherentemente (Ver imagen 34)

Imagen 34. Mallado de inlines y crosslines realizado en la interpretación



Fuente: Seisworks 3D Modificado por autor Lozano M.F

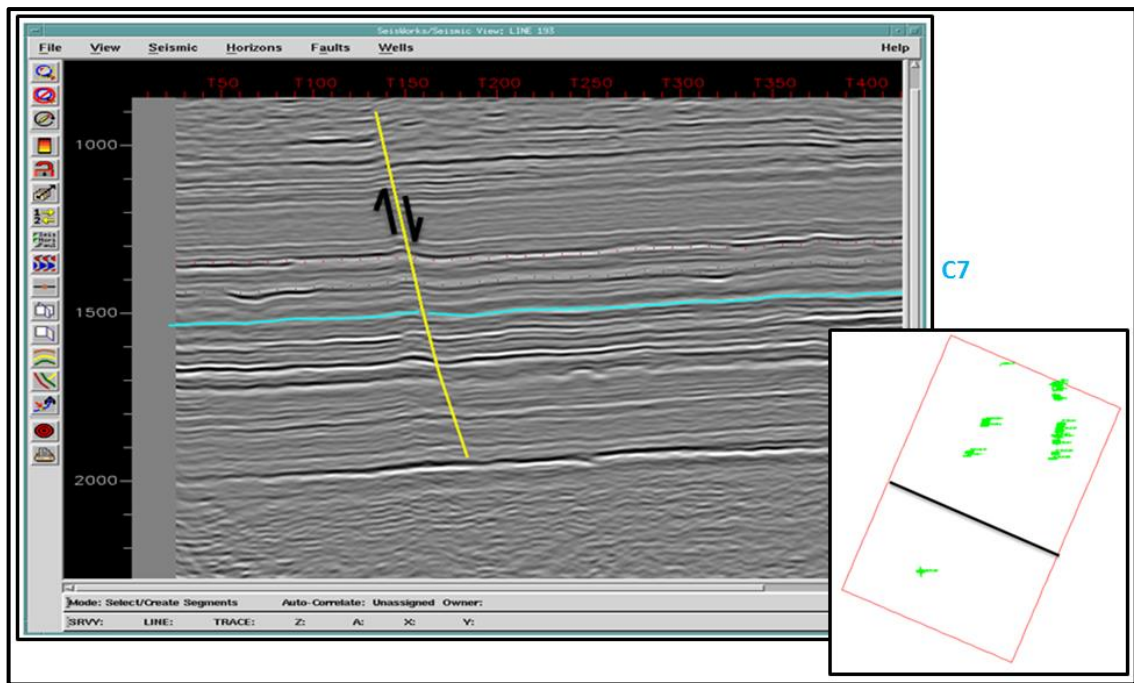
10.2. Interpretación de Fallas

Para construir un modelo geológico estructural de la zona de estudio se interpretan las fallas, para llevar el control del salto de las mismas al momento de interpretar los horizontes.

La interpretación de fallas es posible dado que se puede observar a nivel regional y local como los reflectores pierden continuidad lateral de forma abrupta

presentándose un salto al bloque siguiente, dependiendo de la estructura. A su vez el estudio tectónico revisado en el marco geológico da una idea de cómo es la distribución de las fallas a lo largo del cubo sísmico, predominando en la zona fallamientos normales NE; como se mencionó anteriormente en el marco geológico, el bloque hace parte de un estilo estructural regional de fallamiento antitético normal, dominando la cuenca. (Ver imagen 35)

Imagen 35 Falla normal (en amarillo) atravesando la Fm Carbonera hasta la Fm León

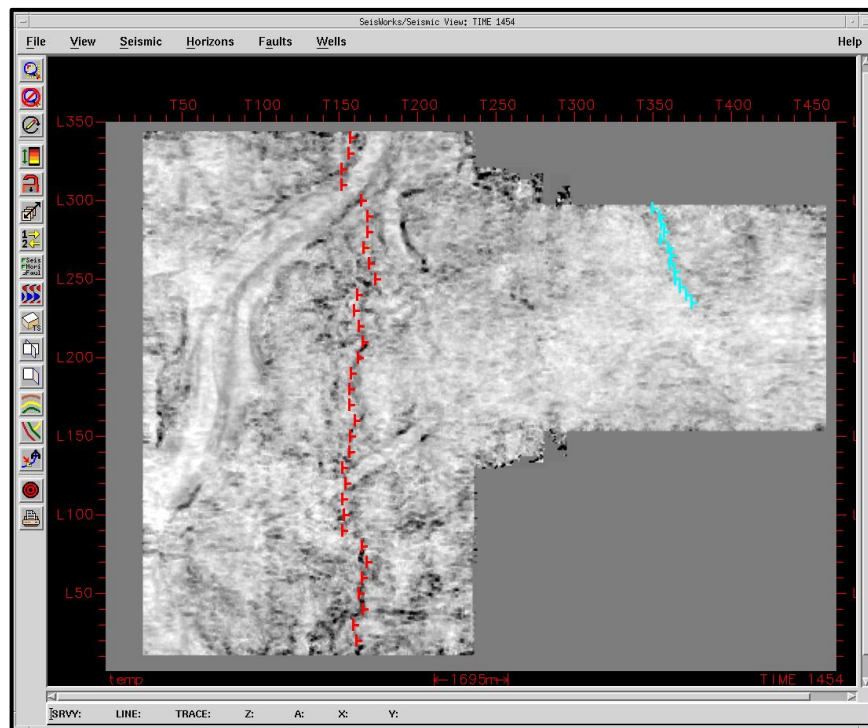


Fuente: Seisworks 3D Modificado por autor Lozano M.F

Se comienza desde las fallas fácilmente visibles e importantes para luego continuar con las fallas de menor salto y continuidad las cuales son más difíciles de interpretar o seguir dentro del volumen sísmico.

Para la interpretación de las fallas se debe realizar una visualización de inlines, crosslines simultáneamente con el time slice o corte en tiempo del cubo sísmico, el cual permite analizar la dirección o rumbo de la falla que se está interpretando. (Ver imagen 36).

Imagen 36. Horizon Slice del canal principal NE.



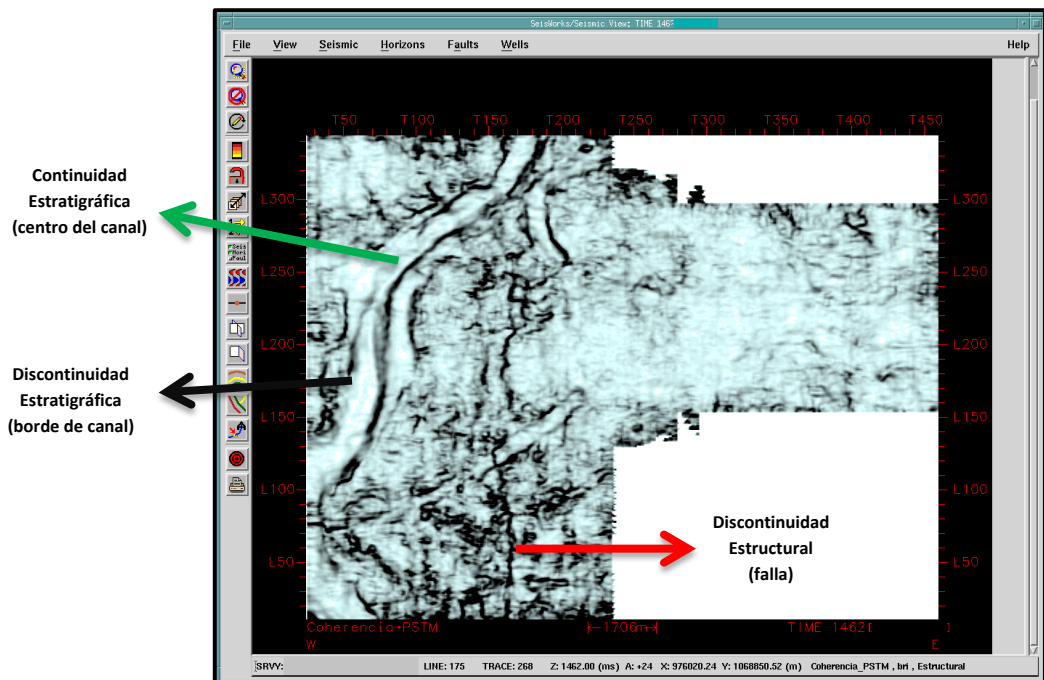
Fuente: Seisworks 3D Modificado por autor Lozano M.F

11. APLICACIÓN DE ATRIBUTOS

Como anteriormente se mencionó, para el presente trabajo se aplica un atributo sísmico llamado “cubo de coherencia o semblanza”, el cual se obtiene a partir del volumen migrado de datos sísmicos y como resultado de la aplicación de un algoritmo de estimación de similitud entre trazas sucesivas, a fin de visualizar las discontinuidades laterales producidas por rasgos estructurales o estratigráficos y que permite resaltar fallas y geometrías de canal, entre otras.

Veamos en la imagen 37, que el cubo estudiado, luego de aplicarle el atributo de coherencia muestra zonas de tonalidad clara representando continuidad en estrato e indicando una mejor coherencia; mientras en otras zonas de color gris a negro se relaciona a discontinuidades que presenta el horizonte interpretado como fallas, fracturas o canales.

Imagen 37. Cubo de coherencia aplicado al canal.



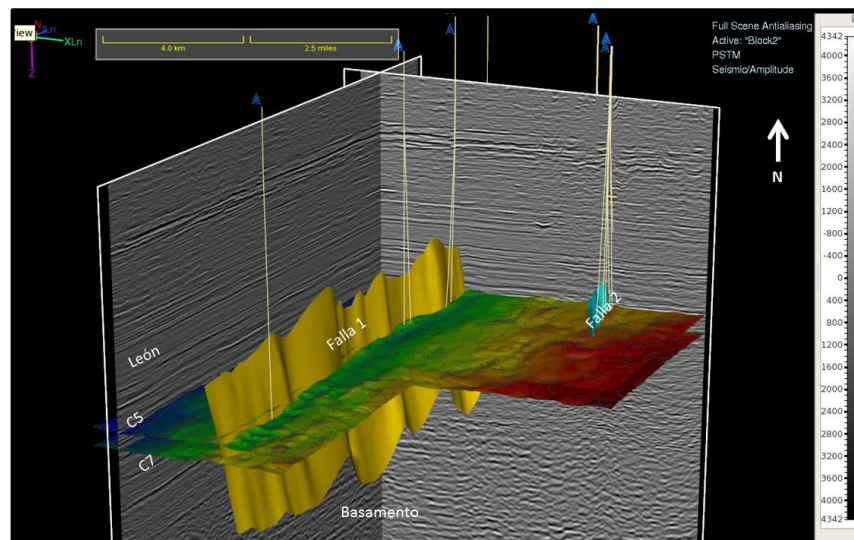
Fuente: Seisworks 3D Modificado por autor Lozano M.F

Así bien, una vez llevada a cabo esta primera fase de: verificar la data, interpretar las fallas y los reflectores a nivel de C5 y C7 (horizontes de interés en el presente trabajo), y aplicación de atributos; se procede a una segunda fase de trabajo la cual consiste en generar mapas que veremos a continuación.

12. GENERACIÓN DE MAPAS ESTRUCTURALES UNIDADES C5, C7

Teniendo ya interpretados los horizontes, las fallas y activando los pozos en el bloque, podemos generar un mapa de cada horizonte por aparte con el fin de entender el comportamiento tectónico y estratigráfico a ese nivel. En la imagen 38, se muestra una visualización 3D de la sísmica inline y crossline con los horizontes interpretados de C5 y C7, donde se puede observar como la Falla 1 corta en dirección NE todo el bloque, y una falla menor también en dirección NE. A su vez se puede observar los pozos ya perforados en la zona, identificándose que han considerado solamente entrapamientos de tipo estructural.

Imagen 38 Visualización 3D de los dos horizontes de interés.

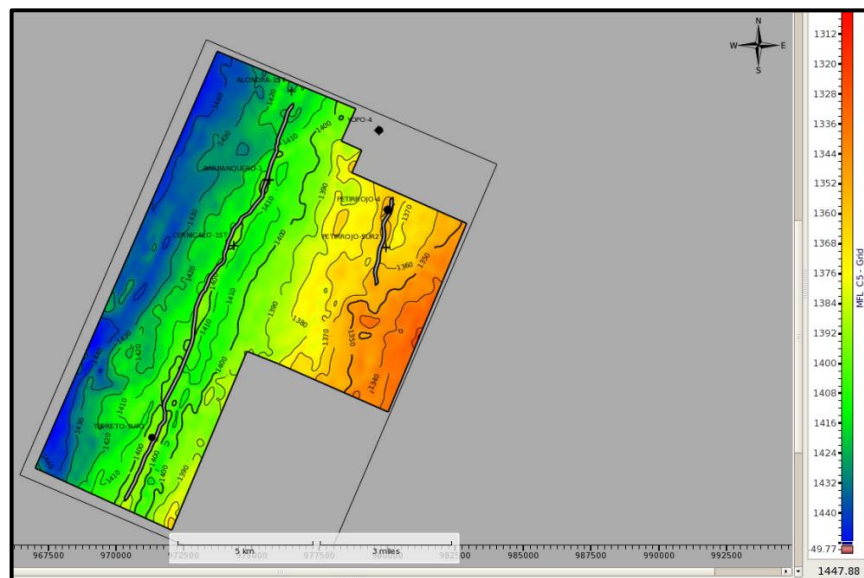


Fuente: Paradigm. Visualizador Canvas 3D Modificado por autor Lozano M.

12.1 Mapa al Tope de C5

El presente mapa es el resultado de la previa interpretación del horizonte C5 a través de todo el cubo sísmico 3D. Este se realizó con el aplicativo “Base Map” de la compañía Paradigm. Este software se utilizó como una herramienta más que permitirá trabajar la interpretación y complementara la visualización del mismo. (Ver imagen 39)

Imagen 39. Mapa al tope de C5.



Fuente: Paradigm. Aplicación “Base Map” Modificado por autor Lozano M.F

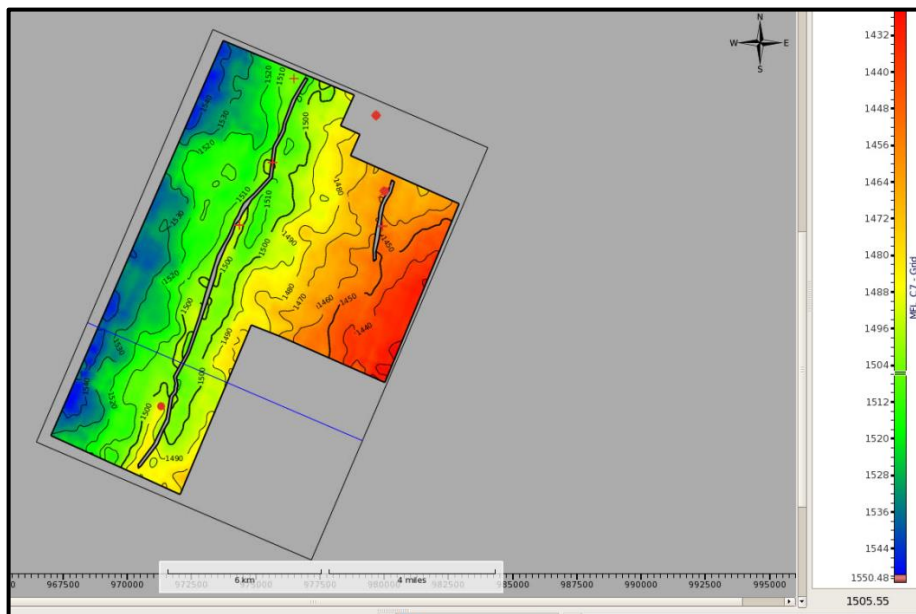
Este es un mapa estructural en tiempo doble al tope de la unidad C5. La escala de color ubicada en la parte derecha de la imagen va desde 1312 a 1440 milisegundos, lo cual indica que la parte más alta está representada en color naranja y la más baja en color azul; esto nos permite entender cuál es el bloque levantado y bloque caído de la falla. Se observan los polígonos de falla atravesando el bloque con rumbo SW-NE. Esta es la principal falla identificada dentro del bloque a la cual están asociadas las principales estructuras.

12.2 Mapa al Tope de C7

Este es un mapa estructural en tiempo doble al tope de la unidad C7. (Ver imagen 40) La escala de color ubicada en la parte derecha de la imagen va desde 1432 a 1554 milisegundos, lo cual indica que la parte más alta está representada en color naranja y la más baja en color azul; esto nos permite entender cuál es el bloque levantado y bloque caído de la falla.

Este nivel es de gran interés, por considerarse un reservorio de hidrocarburos debido a su alto contenido de arenas según la bibliografía de estudios previos.

Imagen 40 Mapa al tope de C7.



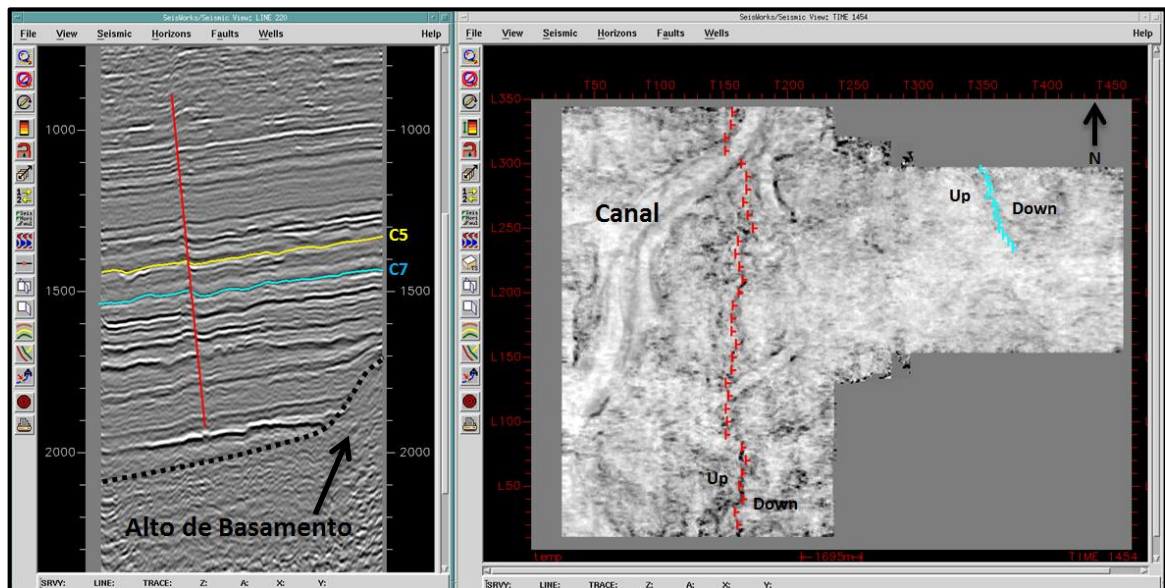
Fuente: Paradigm. Aplicación "Base Map" Modificado por autor Lozano M.F

Es importante resaltar que los trenes de falla identificados en el bloque siguen un rumbo NE-SW y posiblemente son reactivaciones e inversiones de fallas pre-existentes como fallamientos normales en el Paleozoico.

Veamos en la Imagen 41, (a la izquierda) una línea sísmica, que aunque no forma parte del objetivo y alcance del presente trabajo, es interesante ya que se puede identificar un alto del basamento contra el cual se aprecian pinchamientos (entrapamiento estratigráfico) de los niveles más inferiores de la secuencia estratigráfica en este sector de la cuenca, los cuales deben ser analizados con mayor detalle ya que pueden contener hidrocarburos.

A la derecha, se observa un time slice que permite visualizar la orientación de la falla cortando el canal orientado NE

Imagen 41 Time Slice 1454 ms.

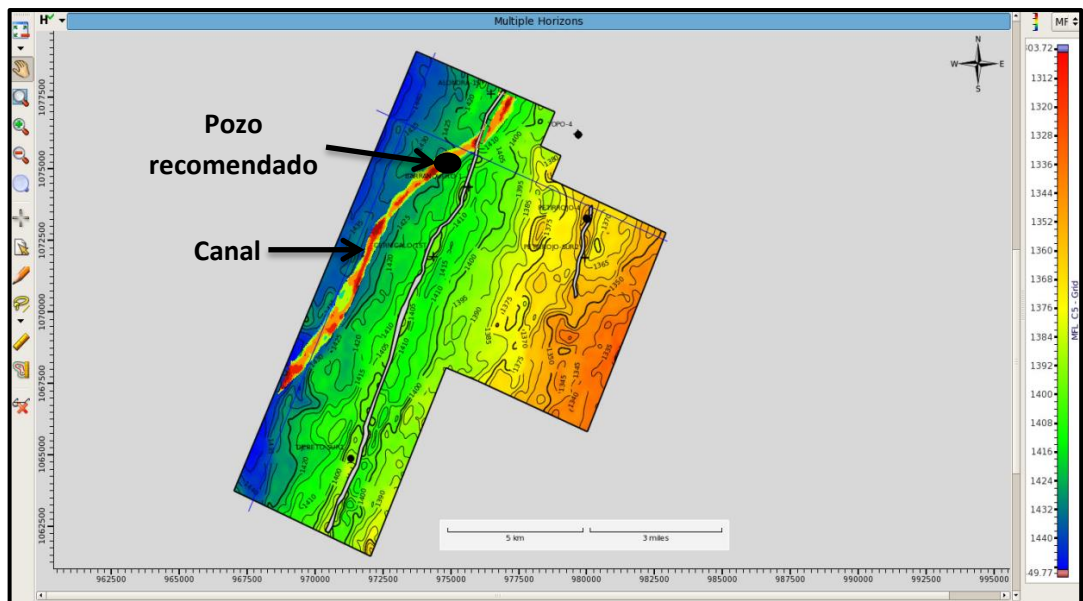


Fuente: Seisworks 3D Modificado por autor Lozano M.F

12.3. Mapeo de Canal

Se realizó un análisis en una ventana o rango por encima y por debajo del tope de C5; se analizó el intervalo entre el tope de C5 y de C7. Todo ello con el fin de identificar el tiempo en el que aparece y desaparece la estructura de canal, ya que conociéndolo luego se puede interpretar a profundidad. (Ver Imagen 42)

Imagen 42 Mapa del canal a nivel de C5



Fuente: Paradigm. Aplicación "Base Map" Modificado por autor Lozano M.F

La parte más importante de la metodología de interpretación aplicada, consiste en sobre poner el mapa estructural del horizonte de interés junto con los canales identificados al mismo nivel como se observa en la figura 42. El mapa estructural con sus respectivos contornos y sobreimpuesto la geometría del principal canal identificado. Sobre esta figura vamos a identificar el punto estructural más alto dentro de la geometría de canal; en ese punto es donde se debería encontrar el

lugar más favorable para la acumulación de hidrocarburos, por coincidir la mejor calidad de yacimiento (arenas de canal) y la parte más alta estructuralmente.

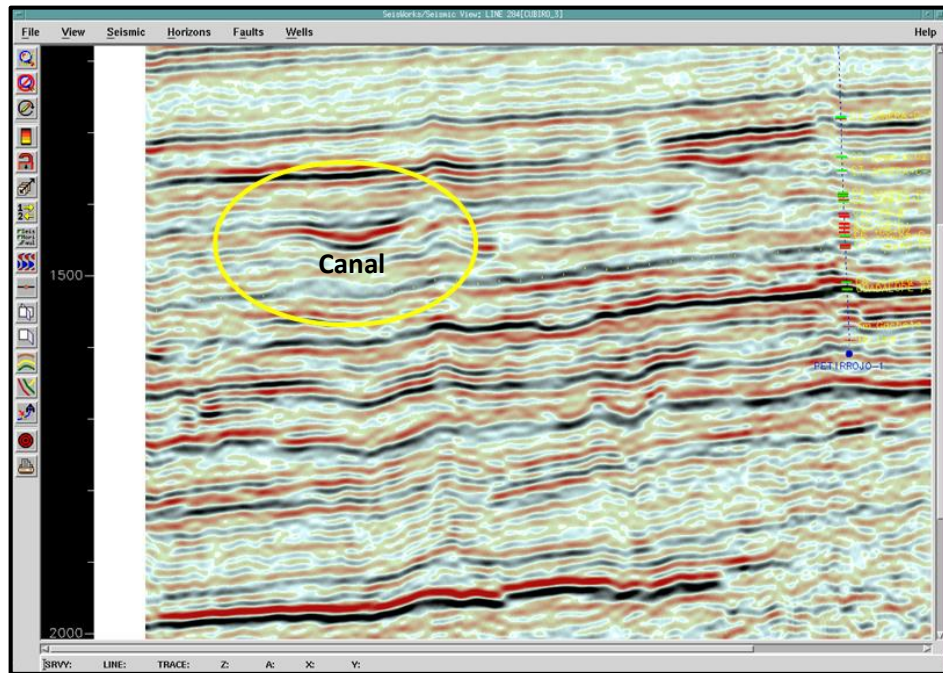
En el bloque levantado es donde se propone perforar el siguiente pozo exploratorio, ya que la falla podría cumplir el papel de sello y de esta forma garantizar la integridad de la trampa.

13. ANÁLISIS ESTRATIGRÁFICO

En la interpretación sísmica estratigráfica, en primera instancia se pretende sobre una línea sísmica identificar patrones o rasgos estratigráficos que permitan posteriormente ser analizados y que lleven a inferir el ambiente de depositación de la zona estudiada.

Así pues, en la medida que se trazaban los horizontes de interés C5 y C7, a nivel de C5 principalmente, se identificó como se ve en la imagen 43 a través de una inline la curvatura del reflector, una geometría de canal, la cual luego se corroborará con la aplicación de un atributo de amplitud y una visualización en 3D del cubo sísmico.

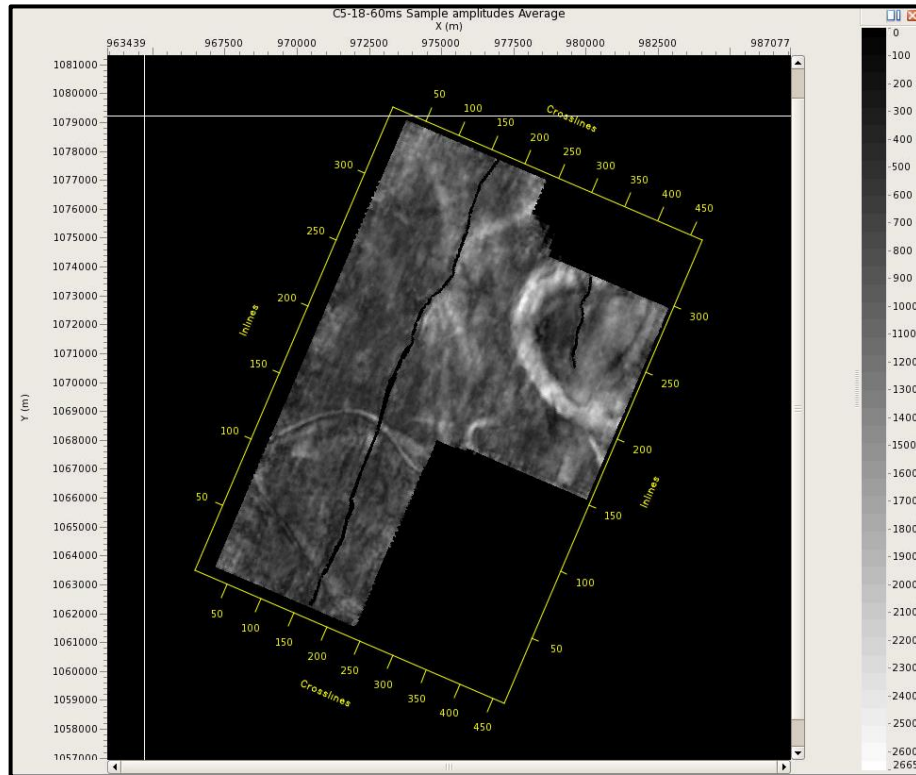
Imagen 43 Canal sobre línea la sísmica.



Fuente: Seisworks 3D Modificado por autor Lozano M.F

En la siguiente imagen, se observa aplicado un atributo de amplitud, este revela la presencia de elementos depositacionales gracias a las diferentes características de la impedancia de los elementos depositacionales relacionados con los estratos; identificándose un segundo canal interpretado orientado hacia el extremo NE del bloque, el cual parece corresponder a un segmento meándrico del depósito aluvial.

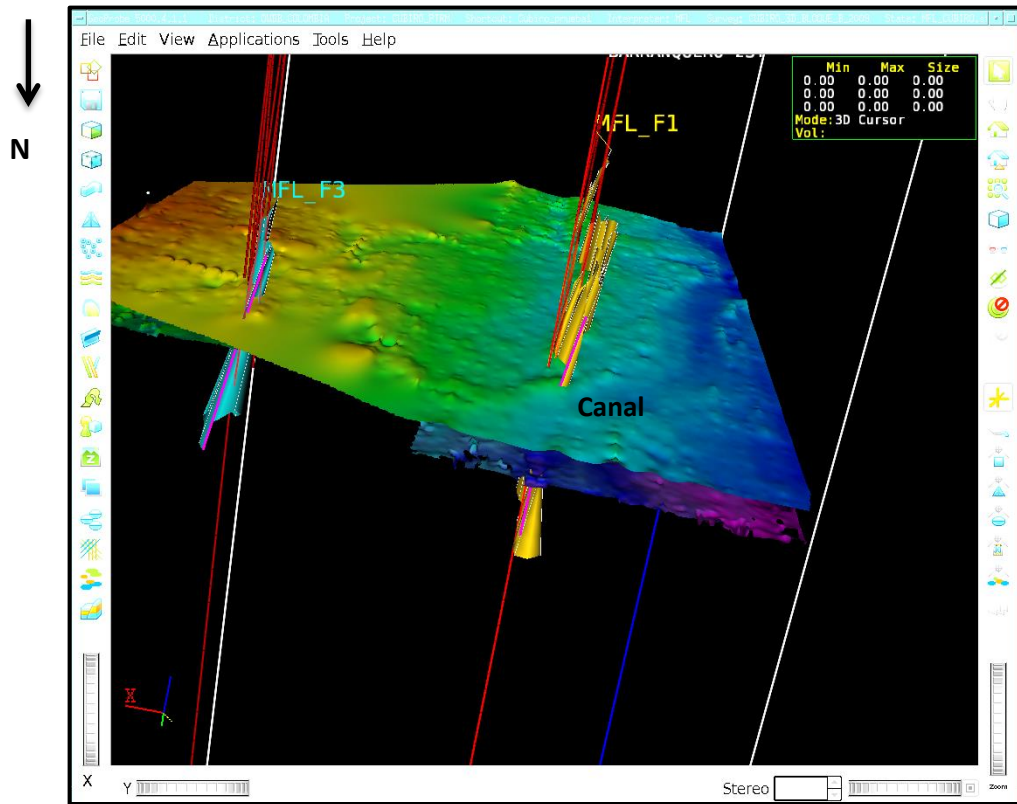
Imagen 44. Time slice con atributo de extracción de Amplitud.



Fuente: Paradigm. Aplicación "Base Map" Modificado por autor Lozano M.F

Continuando con el estudio enfocado en identificar geometrías de canal, pertenecientes al ambiente regional fluvial presente en el área; en la Imagen 45 se observa un canal a nivel de C5, esta geometría estratigráfica permite sugerir un ambiente de depósito fluvial joven y de baja sinuosidad.

Imagen 45. Canal visualizado en 3D.



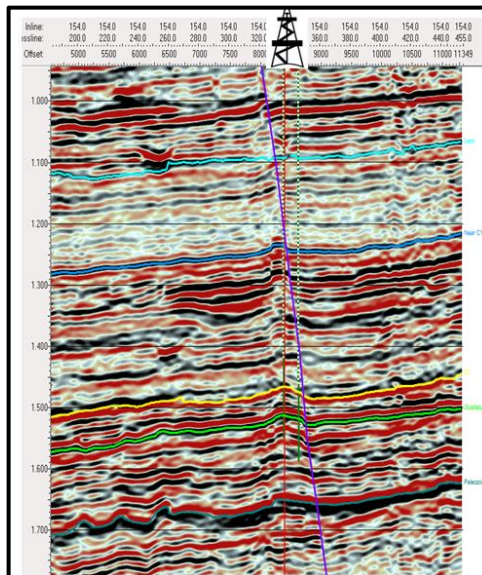
Fuente: Geoprobe (Openworks). Modificado por autor Lozano M.F

14. POST MORTEM DE UN POZO EN EL BLOQUE CENTRAL

El análisis “post mortem” de un pozo no es más que un documento donde se plasman los resultados de la perforación de un pozo no satisfactorio o en estado abandonado. Este documento resulta ser un dictamen que permite establecer las causas que condujeron a dichos resultados, para generar conocimiento que disminuya el riesgo en los desarrollos futuros.

Según el “post mortem” realizado del pozo M2 en el bloque central, no se realizaron pruebas de producción porque según la evaluación de los registros no se encontró evidencia de hidrocarburos, razón por la cual se decidió abandonar el pozo, a pesar que las arenas a nivel de C7 regionalmente son acumuladoras. Se infiere entonces que no hubo sincronismo ni sello y que el pozo se encuentra debajo de lo esperado. Se encontró también la existencia de una estructura homoclinal diferente a la interpretación de la información sísmica, comprobando que la zona y la estructura se encuentra afectada por un efecto de “Pull-Up”.

Imagen 46. Línea sísmica inline 154 con la localización del pozo M2



Fuente: Informe contrato E&E bloque central, Casanare, 2012.

CAPITULO V: CONCLUSIONES

Mediante la interpretación y aplicación del atributo sísmico “Cubo de Coherencia” se logró identificar claramente la presencia de dos canales con alta probabilidad de contener areniscas, por correlación regional de campos vecinos al Norte y al Sur. El canal de mayor continuidad, interpretado al tope del nivel C5, está ubicado en la parte central y atraviesa el bloque con dirección SW-NE. El segundo canal interpretado entre C5 y C7, de menor continuidad, se encuentra ubicado en el extremo NE del bloque y parece corresponder a un segmento meándrico del depósito aluvial.

De acuerdo al registro de velocidad de pozo (checkshot) y al registro sísmico y densidad; se consiguió un buen amarre sísmica – pozo. Los principales reflectores de la sísmica correspondieron los topes unidades formacionales identificadas en sismograma sintético.

De acuerdo con la interpretación estratigráfica y los canales definidos en el bloque, así como el análisis “post mortem” realizado del pozo M1; se logró establecer que aunque este se encuentra en una zona estructurada, limitada al Este por una falla normal, no se encuentra para los niveles C5 y C7 en una zona de depósitos de canal.

Mediante el uso de diferentes herramientas, la metodología aplicada permite identificar y establecer las localizaciones más favorables para la ubicación de pozos exploratorios y de desarrollo en un campo de petróleo, minimizando, de esta forma, el riesgo geológico.

RECOMENDACIONES

Entre más datos, evaluaciones y estudios regionales y a detalle se tengan de los diferentes parámetros geológicos posibles para analizar la presencia de hidrocarburos en determinado bloque, mayores criterios y certidumbre se tendrá para tomar la determinación de perforar un pozo en algún sector adyacente de donde posea información. Por lo tanto se recomienda, complementar este estudio realizado de interpretación de este bloque central, analizando parámetros petrofísicos, correlación de registros de pozos y un análisis a detalle del contenido interno del canal, para identificar el material allí presente y finalmente determinar proponer un pozo, en un entrampamiento combinado, donde el canal sería el reservorio y la falla el sello. Esto sería un criterio diferente, y un análisis enfocado a la estratigrafía del bloque.

Se recomienda establecer metodología de interpretación con un patrón estándar que permita evaluar rápidamente y recomendar o no, con un buen nivel de confiabilidad, la perforación de pozos exploratorios y de desarrollo de un campo de petróleo.

Para el presente estudio se recomienda perforar un pozo exploratorio en la mejor posición estructural dentro de la geometría del canal interpretado. De la misma forma se recomienda tener retro-alimentación de los pozos perforados para mejorar la calidad y confiabilidad del modelo.

BIBLIOGRAFÍA

- BARRERO, D., PARDO, A., VARGAS, C., MARTINEZ, J. Colombia Sedimentary Basins, 2007. ANH.
- BARRERO, D., PARDO, A., VARGAS, C., MARTINEZ, J.F. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Petroleum Geology, a New Proposal. Bogotá, 2007. ANH
- BOCACCIO, P y otros .Apuntes de Sismología y Sísmica. Argentina, 1996. p.1-36. Cátedra Geofísica Aplicada.
- BUENO, J. MENDOZA, J. Modelado de causas geológicas generadoras de sobrepresión. Aplicación para la Formación Carbonera en el Campo Cupiagua del Piedemonte Llanero Colombiano. Tesis de grado (Geólogo) Bucaramanga, UIS, 2008. P 9 – 19.
- BROWN, A. Interpretation of Three Dimensional Seismic Data. 7a. ed, Tulsa, Oklahoma, U.S.A., 1991. Society of Exploration Geophysicist.
- CHELOTTI, L, ACOSTA, N, FOSTER, M. Interpretación Sísmica de Reflexión. Argentina. 2009, Cátedra Geofísica Aplicada.
- HERRERA, Y., COOPER, N. Manual para la Adquisición y Procesamiento de Sísmica Terrestre y su Aplicaciones en Colombia. Bogotá, 2008. ANH.

- RUEDA, D. OJEDA YURI, G. Tesis: Aplicación de métodos de interpretación de la refracción sísmica en la obtención de modelos del estrato somero en el área del Catatumbo y su efecto en la imagen sísmica. Tesis de grado (Geólogo), Bucaramanga, Facultad Ingeniería Físicoquímica. UIS, 2009. P 78 – 88.
- RUIZ, C. Tesis: Inversión Sísmica y estudio de Atributos sísmicos post apilamiento de los niveles I3 y TU de la formación oficina en el campo Guico, Guara, Estado Anzoátegui. Tesis de grado (Ingeniero Geofísico) Venezuela, Universidad Simón Bolívar. Ingeniería Geofísica, 2007. P 11 – 24.
- SHERIFF, R. Geophysical Exploration and Interpretation. Tulsa, Oklahoma, U.S.A., 1985. Society of Exploration Geophysicists.
- SHERIFF, R. Encyclopedic Dictionary of Exploration Geophysics. Tulsa, Oklahoma, U.S.A., 1991. Society of Exploration Geophysicists
- TORRES, M. Determinación de propiedades petrofísicas a partir de información Sísmica de reflexión usando la técnica de Inversión. Tesis de grado (Geólogo), Bucaramanga, Facultad Ingeniería Físicoquímica. UIS, 2007. P 50 – 68.
- YILMAZ OZ. Seismic Data Processing, Vol 2. Tulsa, Oklahoma, U.S.A., 2001, Investigations in Geophysics, Society of Exploration Geophysicists.