



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

INSTITUTO DE GEOFÍSICA

**PROGRAMA DE POSGRADO EN CIENCIAS
DE LA TIERRA**

**“MAPEO DE PALEOCANALES CON ATRIBUTOS
SISMICOS EN LA CUENCA DE HUIMANGUILLO,
TABASCO “**

**T E S I S
QUE PARA OBTENER
EL TÍTULO DE
MAESTRO EN CIENCIAS
(E X P L O R A C I Ó N)
P R E S E N T A :
JAVIER SÁNCHEZ LAYNA**

DIRECTOR DE TESIS:

DR. JAIME URRUTIA FUCUGAUCHI



CIUDAD UNIVERSITARIA, MEXICO, D.F. 2012



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



En el lapso de tiempo tan corto que la vida me dio para habitar la tierra nunca imagine conocer a alguien que con una sola palabra, un abrazo o una mirada curara todos mis males y desencadenara una gama de sensaciones que llegan hasta lo más profundo del alma y corazón dándome un deseo infinito de estar a tu lado por toda la eternidad y poder entregarte mi vida entera en tus manos. Por fin has llegado Johana de mi corazón a alegrar mis días, iluminando de colores el cielo mismo y mi corazón de amor. En la vida pasada estuvimos casados y fuimos muy felices, en esta vida nos buscamos y nos encontramos nuevamente no importando que volviéramos a nacer en diferentes latitudes y ahora que nos tenemos nuevamente cuidare de ti y te daré todo el cariño y amor por si en otra vida, en otro tiempo se nos vuelve a dar otra oportunidad de volvernos a encontrar.

Te amo *Johana Carolina*



DEDICATORIA

Este trabajo se lo quiero dedicar con todo el amor que existe en el mundo a mi esposa Johana Carolina por siempre estar a mi lado y siempre recibir su apoyo incondicional, este apoyo me ha servido para salir adelante y así tener un mejor crecimiento personal y profesional por lo que este trabajo se lo dedico a ella. Johana es la mujer más linda de todo el universo en todos los sentidos y quiero compartir que la amo a ella y por consiguiente amo a mi familia que es lo más valioso que tengo. Sin ellos no sería nada y con ellos soy todo. Además de estar orgulloso de ella por haber obtenido recientemente tu título de Lic. En Contaduría Pública.

Te amo Johana

Annie Valentina quiero decirte que desde antes que fueras procreada ya te amaba, ya pensaba en ti y ahora que estas aquí me haces el hombre mas feliz en el mundo, ahora me pregunto, como un pedacito de vida puede mover el mundo entero y se le pueda querer tanto. Cuando puedas leer estas líneas sabrás que este trabajo también es dedicado a ti con todo el amor que a una hija se le puede dar, que en mi caso es infinito, te amo mi muñequita hermosa.

Javier, hijo mío eres como tu hermanita, un regalo que la vida me dio, estoy muy orgulloso de ti porque eres muy fuerte ya que te aferraste a la vida para estar con nosotros y darnos infinita felicidad por lo que también te dedico mi trabajo y decirte que tú y tu hermanita son mi orgullo y que los amo infinitamente.

Alguien muy importante en mi vida es mi padre, aunque ya no estas físicamente con nosotros, pero estés donde estés, vives en mi corazón y siempre estarás conmigo. Siempre me diste apoyo incondicional y confianza, tu me has dado consejos que sin saber han cambiado mi vida para bien, tu eres un ejemplo de valentía hacia la vida aunado con gran sabiduría, en verdad te admiro y te amo mucho mi viejo querido sin ti no sería nada, mi carrera completa está dedicada a ti. A tu memoria Papá.



#

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer infinitamente a la mujer que me dio la vida y cariño desde que estaba dentro de ella y hasta la fecha sigo siendo su niño, mamá eres para mí la mejor madre del mundo, tu amor y tu cariño me dieron armas para enfrentar la vida y ser persona de bien, te quiero y te amo mamá.

También quiero agradecer a mis hermanos José Manuel y Jorge Juan por su apoyo incondicional y su gran amistad y cariño de hermanos.

A mis sobrinas Nancy Y Valeria que con su amor sincero me han ayudado a salir adelante. En una ocasión yo estuve a punto de desertar en la maestría, llegue a mi casa casi derrotado ya de noche y mi sobrina Nancy siendo casi un bebe corrió hacia mí y me dijo “tío te estaba esperando solo para darte un besito y decirte que te quiero mucho, adiós me voy a dormir” sin ella saber de mis problemas que enfrentaba en ese momento me hizo recapacitar y seguir adelante. Y Valita con su ternura y amor me demostró que siempre hay cosas en la vida por las que hay que luchar. Por siempre mis sobrinitas serán mis consentidas

Uno de mis mejores amigos y compañero en la universidad y en el trabajo, Alejandro Cabrales Vargas, que siempre me apoyo en mi carrera transmitiéndome sus conocimientos y brindándome su amistad, gracias hermano por darme la idea para realizar este trabajo y gracias por revisarme este mismo y darme acertados comentarios, en verdad estaré agradecido de por vida contigo.

A la coordinación de Modelado Geológico de PEMEX EXPLORACION Y PRODUCCION y a mis compañeros de equipo de trabajo donde se originó esta tesis, Ing. Jose Alonso, Ing. Antonio Martínez, Ing. Victoria Flores, Biol. Olga Granados y en especial agradecimiento al M.I. Jesus Garcia por apoyarme en términos geológicos y por su amistad

A mis compañeros de trabajo y amigos, Reynaldo Castellanos, Daniel Yari, y Luis Ricardo Sanchez y a sus respectivas esposas por siempre apoyarnos como familia y por su invaluable amistad.

Un agradecimiento muy especial a mi profesor y tutor el Dr. Jaime Urrutia que siempre me apoyo y siempre creyó en mí, dándome confianza y animo justo en el momento cuando más lo necesitaba. Dr. Urrutia lo Admiro mucho como una excelente persona y como un gran ejemplo en su trayectoria como profesionalista.

En realidad son muchas personas que siempre han creído en mí y me han apoyado incondicionalmente, a todos mis familiares, amigos y colegas que siempre han enriquecido mi vida pero que al escribir estos agradecimientos he olvidado nombrarlos



#

Deseo expresar mis más sinceras gracias a las personas que revisaron este trabajo dándome consejos, observaciones y correcciones que hicieron que este trabajo se haya enriquecido, a mis sinodales.

Dr. Jaime Urrutia Fucugauchi
Dr. Eduardo Aguayo Camargo
Dr. Gorgonio Garcia Molina
Dr. Oscar Campos Enríquez
Dra. Esperanza Muñoz Salinas

A los ingenieros Jaime Patiño Ruiz y Victor Manuel Chavez Valois por apoyarme en la revisión y acertados comentarios para enriquecer este trabajo.

Al CONACYT que financio este posgrado, que sin esta ayuda hubiera sido muy difícil haberla cursado.

A mi querida empresa PEMEX EXPLORACION Y PRODUCCION por proporcionarme los datos y la infraestructura y facilidades para realizar este trabajo.

A MEXICO.



Resumen

I Introducción

Objetivos

II Marco Geológico

III Fundamentos Teóricos

III.1 Ondas Sísmicas

III.2 Atributos Sísmicos

III.3 Conceptos Geológicos

IV Interpretación Sísmica

V Desarrollo de Atributos

VI Resultados: Análisis y Discusión

VII Conclusiones

Bibliografía



#

RESUMEN

. En el presente trabajo se analizan estructuras de paleocanales en imágenes sísmicas 2-D y 3-D de la cuenca de Huimanguillo en el sureste de México por medio de atributos sísmicos y su importancia en la visualización de oportunidades exploratorias en ciertas posiciones estratigráficas.

Los métodos de mapeo por medio de análisis de atributos sísmicos constituyen una de las herramientas de mayor empleo en la exploración geofísica de yacimientos de hidrocarburos. Uno de los objetivos de los atributos sísmicos es resaltar características o propiedades físicas en particular aquellas difíciles de visualizar en las imágenes sísmicas de amplitud.

En los trabajos de interpretación, diferentes atributos sísmicos son calculados y analizados y la evaluación permite decidir qué tipo de atributos funcionan mejor para un objetivo o cuerpo que se intenta definir o encontrar. En el proyecto de tesis se analizan datos sísmicos para la cuenca de Huimanguillo. Se construyen nueve transectos sísmicos regionales, los cuales se unieron a partir de los cubos sísmicos e información de sísmica 2Dy usando apoyo de registros de pozo y leyes de velocidades. Se analizó la información sísmica, contactos geológicos, datos de pozos y se realizó el ajuste y calibración de sismogramas sintéticos correlacionado con la sísmica usando registros sónico (Dt) y densidad (Rhob), perfiles sísmicos verticales (VSP) y “checkshots”. La información incluye 47 pozos en los transectos sísmicos y 100 pozos como apoyo. Se realizó la interpretación de tres mapas estructurales regionales en tiempo de los horizontes Mioceno superior, Mioceno medio y Mioceno inferior.



#

La columna estratigráfica de la cuenca contiene dos sistemas sedimentarios claramente diferenciados: El Mesozoico, constituido por rocas carbonatadas y el Terciario por secuencias clásticas. En el Mesozoico se tiene producción en prácticamente toda la columna y en diferentes ambientes sedimentarios. El Kimmeridgiano está asociada a bancos de arenas carbonatadas. En el Tithoniano las facies son de cuenca y están asociado principalmente a cuerpos ampliamente dolomitizados, Las zonas en el Cretácico inferior están asociadas a facies de cuenca afectadas por fracturamiento. El Cretácico medio es productor en facies de plataforma de talud y cuenca. El Cretácico superior es productor en facies de talud y cuenca. A diferencia de la secuencia carbonatada la secuencia clástica no tiene producción de hidrocarburos en ningún nivel estratigráfico. Los análisis petrofísicos indican la presencia de grandes volúmenes de roca con buen potencial almacenador asociadas a plays de origen turbidítico. Estas rocas están asociadas a grandes abanicos submarinos que varían en edad del Mioceno inferior al Plioceno inferior depositadas durante períodos de bajo nivel del mar y que actualmente están asociadas a trampas estructurales de origen compresivo.

La integración e interpretación geológica-geofísica, combinados con la extracción de atributos sísmicos permite la identificación de rasgos estratigráficos que son consistentes con el modelo sedimentario del Mioceno medio e inferior de la cuenca de Huimanguillo por medio de geocuerpos asociados a lóbulos y canales.



#

I INTRODUCCIÓN

La información sísmica dentro de la industria petrolera tiene como principal objetivo la visualización y caracterización de las geometrías que muestran las rocas estratificadas, así como la actitud que tienen trampas estructurales que potencialmente contengan hidrocarburos. Existen estructuras que brindan las condiciones para ser excelentes trampas, que sin embargo no necesariamente contienen hidrocarburos, por lo que es necesario extraer la mayor cantidad de información posible de los datos sísmicos para tratar de descifrar las propiedades del área de estudio (Telford, 1990).

Desde su introducción en los años 70's, los atributos de traza compleja han demostrado su gran utilidad (Taner, 2001; Chopra & Marfurt, 2005), y se han convertido en una herramienta analítica útil para la predicción de litología y la caracterización de yacimientos, aunque estrictamente no se ha establecido una relación directa entre todos los atributos y características geológicas y físicas de la Tierra (Taner, 2001). Otra aplicación de los datos sísmicos muy utilizada en la exploración petrolera por más de 30 años ha sido la inversión sísmica, aunque la era moderna de la inversión sísmica comenzó a principios de los años 80's con el desarrollo de algoritmos que describían amplitudes de ondícula y espectros de fase (Pendrel, 2001), y con la aplicación de nuevas tecnologías que permitían optimizar el tiempo de obtención de resultados. Dicho desarrollo permitió también la obtención de nuevos atributos, y aunque muchos de ellos no son independientes unos de otros, estos pueden ser vistos como diferentes formas de representar una información limitada (Brown, 2001). El uso y aplicaciones de los atributos sísmicos como herramienta para caracterización de yacimientos se han ido desarrollando a través de diversos



#

métodos, que han permitido la generación de muchos tipos de atributos, teniendo como propósito principal resaltar las propiedades petrofísicas a partir de datos sísmicos (Chopra & Marfurt, 2005).

Teniendo presente la problemática de detección de trampas estratigráficas, la disminución del riesgo de descubrimiento y minimizar la incertidumbre en la caracterización de los yacimientos, se han desarrollado nuevas técnicas para mejorar las imágenes de los atributos pero no siempre funcionan las cosas como quisiéramos por eso es indispensable tener en cuenta los alcances y resolución de los mismos, y al mismo tiempo recurrir a técnicas como la combinación de los atributos.

En los últimos años se ha mostrado mayor interés por la utilización de los atributos sísmicos, el análisis de multi-atributos, el uso de redes neuronales y el desarrollo de nuevos métodos de interpretación de trampas estratigráficas, ya que las trampas del tipo estructural se han ido agotando o quedan fuera del alcance de la actual.

En el análisis de datos sísmicos en áreas de dimensiones extensas, contar con las herramientas adecuadas para clasificar los datos permite incrementar en gran medida la eficiencia de la interpretación. Dentro de las herramientas de análisis, el empleo de atributos sísmicos y la extracción de patrones relacionados con rasgos geológicos, simplifica el análisis de datos. Los mapas y los volúmenes de atributos obtenidos revelan grupos de datos que realzan eventos sísmicos que normalmente son pasados por alto cuando se utiliza la sísmica estándar. Mediante la calibración con los datos “duros” provenientes de los pozos se pueden elaborar mapas de facies para mejorar la discriminación litológica, mejorando con ello las predicciones de las facies de interés.



#

Para este trabajo se contó con información de geología de superficie, datos de pozos y paquetería de cómputo especializada. Para el estudio de atributos se utilizó la herramienta *PETREL* y la interpretación fue hecha en el ambiente *OPENWORKS* de *Landmark*.

El presente trabajo fue llevado a cabo dentro del proyecto de Plays Huimanguillo en la Coordinación de Modelado Geológico Regional del Activo de Exploración de Cuencas del Sureste Terrestre (AECST) de PEMEX Exploración y Producción, en Villahermosa Tabasco.

Se realizó una integración de información geofísica y geológica, incluyendo información de pozos de la cuenca para interpretar y correlacionar diferentes niveles estratigráficos del Neógeno presentes en la cuenca de Huimanguillo con la finalidad de identificar rasgos estratigráficos con posibilidad de contener hidrocarburos. Asimismo, en los volúmenes sísmicos sin filtro y sin ganancia del área se obtuvieron atributos sísmicos en todos los cubos, posteriormente se extrajeron los atributos sobre los horizontes objetivo. Un objetivo adicional fue el mapeo, mediante atributos sísmicos, de paleocanales conglomeráticos terciarios que, debido a la dureza de sus componentes, representan un riesgo durante la perforación además de generar anomalías en las velocidades sísmicas que deben considerarse durante la conversión tiempo-profundidad. Los atributos sísmicos interpretados son calibrados con los datos provenientes de los pozos, dando como resultado mapas de facies, que permiten identificar y posicionar los sistemas de canales, mejorar el conocimiento geológico del área y proponer oportunidades exploratorias.



OBJETIVOS

El objetivo principal del proyecto de tesis es la identificación y caracterización de rasgos estratigráficos, específicamente los asociados a paleocanales presentes en el subsuelo de la cuenca usando datos sísmicos de reflexión, por medio de análisis de multi- atributos sísmicos.

La documentación, caracterización y mapeo de paleocanales con mayor resolución permite incrementar el potencial de las oportunidades exploratorias asociadas a trampas estratigráficas, sobre todo en lo referente a su ambiente de depósito y presencia de roca almacenadora, debido a que son propensos a estar rellenos de arenas, contribuyendo a disminuir pérdidas económicas en la perforación de los pozos.

Por otro lado es posible obtener un mejor entendimiento de las condiciones geológicas prevalecientes durante la formación de los paleocanales debido a que la definición de su orientación nos da la posibilidad de establecer la posición geográfica aproximada de su procedencia y destino, ayudando a interpretar la posible composición, madurez y granulometría de los sedimentos transportados.



#

II MARCO GEOLOGICO

En el contexto regional del Golfo de México, la formación geológica de la Cuenca del Sureste inicia con la fragmentación y dispersión de la Pangea. La sedimentación en esta región empieza con el depósito de lechos rojos continentales durante el Triásico Tardío y el Jurásico Temprano, durante el Calloviano, se produce una invasión por aguas marinas, cubriendo una extensa zona con poca circulación, poco tirante de agua y alta evaporación, condiciones que favorecen el depósito de grandes volúmenes de sal en la zona central de la cuenca. Desde el Jurásico Tardío hasta el Cretácico Tardío la sedimentación estuvo dominada por carbonatos, cambiando a clásticos a principios del Paleógeno a causa de la Orogenia Laramide, evento tectónico que formó la Sierra Madre Oriental y en la actualidad se sabe que también tuvo sus efectos en la formación de la Sierra de Chiapas. Durante el resto del Paleógeno la sedimentación clástica se fue alojando en grandes depocentros formados en el antepaís de la Sierra Madre Oriental y en las porciones sur y suroccidental del Golfo de México, en donde el Macizo de Chiapas aportó un gran volumen de sedimentos, mientras que sobre el Bloque Yucatán continuaba el depósito de carbonatos de plataforma somera. En el Mioceno medio, la compresión derivada del movimiento lateral del Bloque Chortis y de la subducción de la Placa de Cocos contra la terminación meridional de la Placa de Norteamérica, deformó el cinturón de pliegues y fallas de la Sierra de Chiapas y su porción sepultada al noroeste sobre una superficie de despegue al nivel de la sal del Calloviano. Posteriormente estas estructuras se bascularon hacia el NNW cuando la sal se movilizó hacia el norte. El cambio de posición de la masa de sal generó nuevos depocentros y mini cuencas, controlados por



fallas con vergencia hacia las partes más profundas del Golfo de México y por fallas antitéticas regionales, que limitan las Cuencas Terciarias del Sureste. El movimiento gravitacional de los depósitos cenozoicos causó finalmente inversión tectónica en las cuencas Neógenas, siendo esta más evidente en la Cuenca de Macuspana.

El sureste mexicano se refiere aquí a la zona comprendida al oriente del Istmo de Tehuantepec y al occidente de la Península de Yucatán, El área de este estudio incluye las Cuencas del Sureste (Comalcalco - Salina del Istmo y Macuspana), así como la cadena plegada de la Sierra de Chiapas- Reforma-Akal, de la que su tramo Reforma-Akal se conoce solamente por datos del subsuelo. La que ahora llamamos "Cuenca de Huimanguillo" en realidad constituye una sub cuenca de la cuenca de Comalcalco. La existencia de grandes yacimientos de petróleo es el motivo por el cual el sureste mexicano ha sido estudiado principalmente con datos sísmicos 2D y 3D, así como con la perforación de cientos de pozos. Los datos sobre la geología superficial y del subsuelo han sido publicados por geólogos de PEMEX (Álvarez, 1949; Viniegra, 1950, 1971,198; Ricoy, 1989; Meneses, 1991; García-Molina, 1994), quienes ya mencionaban la existencia de las Cuencas Terciarias del sureste mexicano,

Desde el punto de vista geológico el sureste mexicano es una de las áreas complejas, en las que diferentes procesos se han conjuntado asociados a la evolución de la interacción de las placas de Norteamérica, Cocos y Caribe. Las placas tectónicas de Norteamericana, Caribe y Cocos, convergen en esta región durante el Cenozoico y en particular desde el Oligoceno tardío. La Placa Norteamericana tiene un movimiento relativo hacia el oeste respecto a la del Caribe, mientras que la de Cocos se mueve hacia el



#

noroeste en dirección hacia las dos primeras. Las estructuras resultantes de esta actividad tectónica durante el Mesozoico y Cenozoico presentan tendencias estructurales diversas, así como también edades de deformación diferentes. Por ejemplo, la Sierra de Chiapas está constituida por rocas carbonatadas que varían en edad desde el Jurásico tardío hasta el Paleógeno, mismas que fueron deformadas durante el Mioceno Tardío dando lugar a un conjunto de pliegues asimétricos orientados NW-SE con una vergencia general al NE. Después de este evento orogénico, como resultado del desalojo de grandes volúmenes de sal y arcilla, se formaron cuencas extensionales cuya dirección de extensión está orientada casi a 90° de los ejes de los pliegues de la cadena. Sin embargo, la Sierra de Chiapas es una cadena plegada y cabalgada atípica que no presenta en su frente tectónico una cuenca de antepaís, como es el caso de las cadenas de la Sierra de Zongolica y de la Sierra Madre Oriental, del borde occidental del Golfo de México.

Durante el Mioceno Medio la dirección del movimiento de la Placa de Cocos cambió hacia el noreste, generando la compresión que deformó a la Cuenca de Veracruz (Jacobo et al., 1992; Prost & Aranda, 2001). Este proceso estuvo acompañado por un levantamiento térmico en los altos de Anegada y de Los Tuxtlas (Jacobo et al., 1992), lo que causó la conocida discordancia del área (Mossman & Viniegra, 1976). En las partes más profundas de la Cuenca de Veracruz se depositaron después del Mioceno Medio del orden de 4 a 5 km de sedimentos. En el talud continental, al oriente de las cuencas de Burgos, Tampico-Misantla y de Veracruz, se desarrolló un deslizamiento gravitacional, de los sedimentos del talud, hacia la cuenca del Golfo de México, limitado echado arriba por una serie de fallas de crecimiento y, echado abajo, por una falla inversa de bajo ángulo



que corta toda la sección del Paleógeno y Neógeno. La columna estratigráfica Miocena-Pleistocena está deformada en una serie de grandes pliegues aproximadamente paralelos, con longitudes de onda de 10 a 12 km y relieves desde 300 m hasta de 1 km, conocidos como las Crestas Mexicanas, o también como la Cordillera Ordoñez.

El origen de las Cuencas del Sureste está íntimamente ligado con la Sierra de Chiapas y con la Cadena Plegada de Reforma-Akal. Según Santiago-Acevedo et al. (1984), A principios del Paleógeno, el Macizo de Chiapas continuaba emergido en su parte sur, mientras que sobre las rocas carbonatadas marinas (de plataforma en Chiapas y de cuenca en Campeche) de su parte norte, se depositaban gruesas secuencias de clásticos con espesores que varían de 2,500 m en la zona de Campeche (Pozo Atepona 1), hasta cerca de 3,000 m en Chiapas (Pozo Triunfo 101). De acuerdo con Ambrose et al. (2003), durante el Oligoceno continuó el depósito de clásticos en todo el sureste mexicano, aunque en el área de Macuspana se empezó a desarrollar un depocentro en donde se depositaron gruesas secuencias de arcillas. Al mismo tiempo, sobre la Cadena Chiapas-Reforma-Akal se depositaron espesores menores de arenas y arcillas, mientras que en el área de Comalcalco-Salina del Istmo comenzó la movilización hacia el norte, de grandes volúmenes de sal en forma de almohadillas (Ángeles Aquino et al., 1992). Los mismos patrones sedimentarios continuaron hasta el Mioceno temprano, pero en el Mioceno Medio ocurrió la máxima etapa de deformación que plegó y cabalgó las rocas de la cadena de Chiapas-Reforma-Akal, con un nivel de despegue en la cima de la sal calloviana y una vergencia hacia el norte. Sánchez-Montes de Oca (1980) denominó a esta orogenia como Evento Chiapaneco. Durante este evento el Macizo de Chiapas también se



acortó, por lo que García-Molina (1994) considera que existe otro nivel de despegue profundo dentro del bloque de basamento. Hacia finales del Mioceno e inicios del Plioceno, después de la deformación compresiva del Evento Chiapaneco, se inició el basculamiento hacia el norte de la Cadena de Chiapas-Reforma-Akal, como una respuesta al desalojo de la sal Calloviano en la misma dirección. El gran aporte de clásticos provenientes del Macizo de Chiapas durante el Plioceno y el Pleistoceno, causó el depósito de varios kilómetros de espesor de sedimentos, cuya sobrecarga empezó a generar grandes fallas de crecimiento orientadas NE-SW, con sus bloques caídos hacia el norte.

Cuenca de Huimanguillo

El depocentro terciario de la cuenca de Huimanguillo se encuentra en el sureste de México que abarca los estados de Tabasco en su gran parte y los estados de Chiapas y

La Cuenca de Huimanguillo constituye parte de la Cuenca del Sureste definida por paleo elementos mesozoicos originados durante la etapa del rifting del Jurásico: Dicha cuenca posee características únicas que la permiten diferenciar de las cuencas Terciarias de Comalcalco y Macuspana. (Fig. II.1).



#

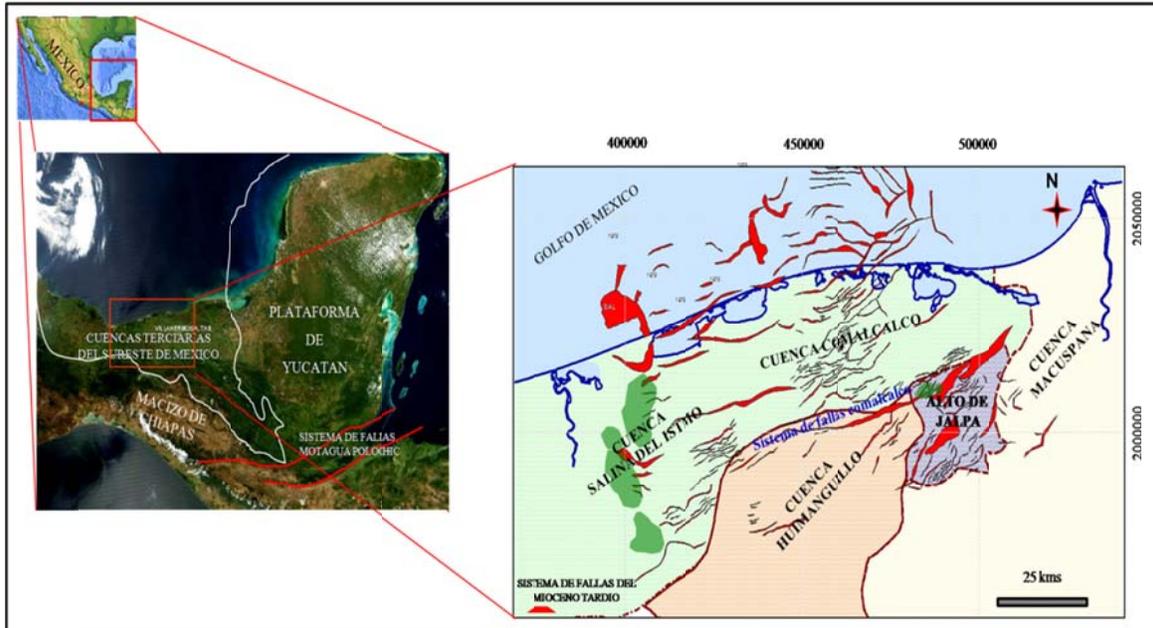


Fig. II.1 Clasificación de áreas geológicas en la región sur: Cuenca de Huimanguillo, Alto de Jalpa, Cuenca de Comalcalco, Cuenca de Macuspana. Tomado de informe final Huimanguillo.

Esta cuenca posee dos etapas de depósito claramente diferenciadas, una constituida por rocas carbonatadas del Mesozoico y otra por rocas clásticas del Terciario. En la primera se tiene producción en prácticamente toda la columna y en diferentes ambientes de depósito y o facies en el Kimmeridgiano la producción está asociada con bancos de arenas carbonatadas constituidos principalmente por oolitas afectadas por diferentes procesos diagenéticos, entre los que destacan la dolomitización y fracturamiento. En el Tithoniano las facies productoras son de cuenca y están asociadas principalmente con cuerpos ampliamente dolomitizados, Las zonas productoras en Cretácico Inferior están asociadas a facies de cuenca afectadas por fracturamiento, mientras que el Cretácico Medio es productor en facies de plataforma en la Plataforma Artesa Mundo Nuevo y en



facies de talud y cuenca, también dolomitizadas y fracturadas. Finalmente, el Cretácico Superior es productor en facies de talud y cuenca.

A diferencia de la secuencia carbonatada, la secuencia clástica no tiene producción de hidrocarburos en ningún nivel estratigráfico en la cuenca de Huimanguillo. Sin embargo, a raíz de los estudios de plays recientes se sugiere la presencia de grandes volúmenes de roca almacén asociadas a plays hipotéticos de origen turbidítico.

Estas rocas pertenecen a grandes abanicos submarinos que varían en edad del Mioceno inferior al Plioceno inferior depositadas durante períodos de lowstand y asociados con trampas estructurales de origen compresivo y combinadas, así como en rellenos de sinclinales, divididos en cuatro secuencias, siendo las comprendidas entre el Plioceno inferior al Mioceno medio (3.89 a 13.18 ma.) las que presentan mejores desarrollos arenosos.

Es claro que el sistema petrolero funciona de manera eficiente por lo cual ~~no se~~ existe la posibilidad de que estas arenas pudieran contener hidrocarburos. Aunque en esta área las manifestaciones de hidrocarburos en la columna Terciaria han sido pocas, hasta ahora no han sido probadas debido a que el objetivo principal durante mucho tiempo fue el encontrar yacimientos en las rocas mesozoicas.

Es necesario considerar que la mayoría de los pozos perforados en esta área muestran claramente estos desarrollos arenosos, por lo que es recomendable investigar su potencial petrolero situando las localizaciones con objetivo Terciario en la mejor posición estructural, pero considerando sus límites estratigráficos.



#

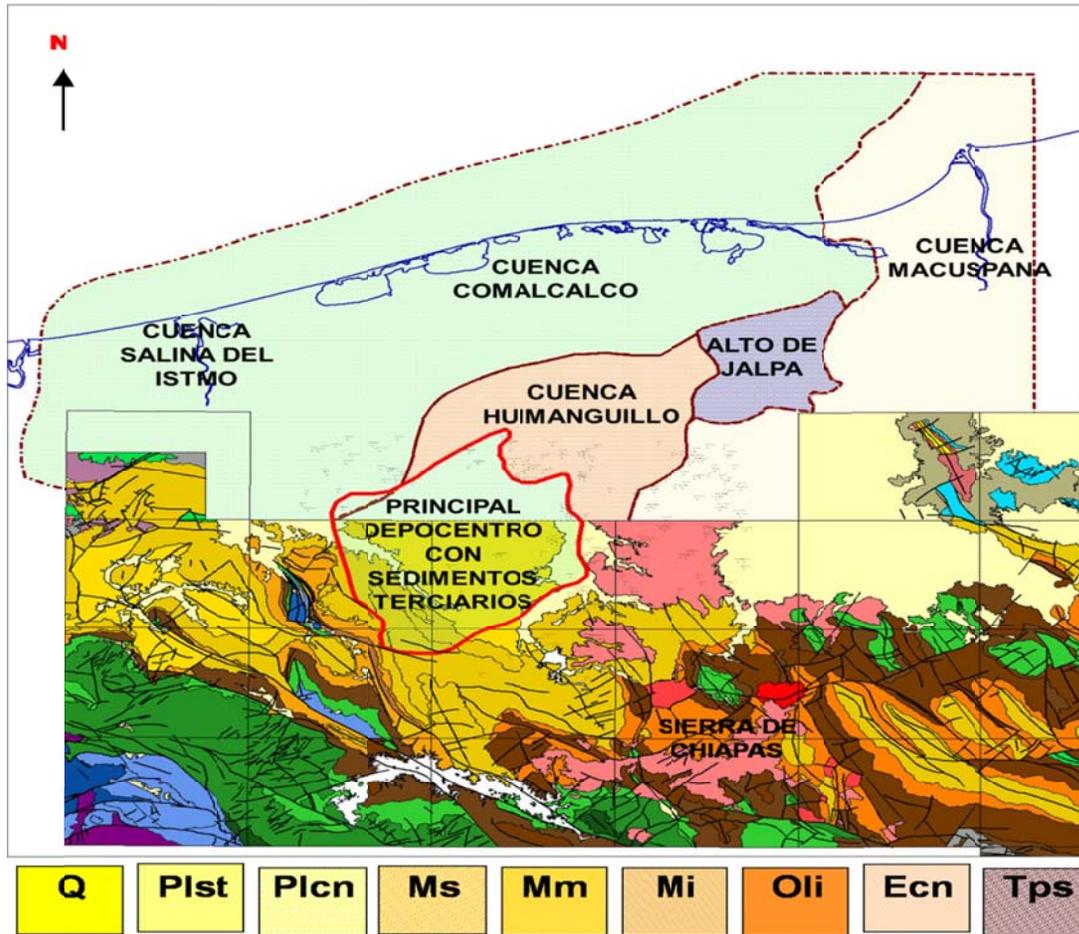


Fig. II.2 Mapa geológico de la cuenca. Tomado de informe final Huimanguillo.



III FUNDAMENTOS TEORICOS

III.1 ONDAS SÍSMICAS

III.1.1 Ondas Sísmicas

Las ondas sísmicas pueden pensarse como señales analíticas que poseen una parte real y otra parte imaginaria, de la cual sólo la parte real es detectada y visualizada (Taner & Sheriff, 1997). Esto se corresponde con una fase dependiente del tiempo, y de esta forma se puede analizar a la traza sísmica $g(t)$ como:

$$g(t) = R(t) \cos \theta(t)$$

dónde: $R(t)$ es la envolvente de la traza sísmica y $\theta(t)$ es su fase.

Para describir la traza sísmica, podría imaginarse un vector perpendicular al eje del tiempo (Figura III.1.1.) cuya longitud varía en el tiempo y que rota alrededor de dicho eje como una función temporal. La proyección de este vector rotatorio sobre el plano real genera la traza sísmica convencional $g(t)$, pero si es proyectado sobre un plano imaginario se obtiene la traza cuadratura $h(t)$, la cual se define así:

$$h(t) = R(t) \sin \theta(t)$$

A través de la aplicación de la transformada de Hilbert a la traza grabada se obtiene la traza cuadratura imaginaria.

La traza sísmica refleja la medida de la velocidad con que oscila una partícula o de la presión que experimenta (si se graba con geófonos o hidrófonos, respectivamente) como resultado del paso de las ondas sísmicas a través del medio que la contiene. Una onda sísmica perturba las partículas del medio a través del cual se propaga alterando su



#

posición de equilibrio, y por esto, se puede decir que la traza sísmica convencional $g(t)$ puede ser vista como una medida de la energía cinética.

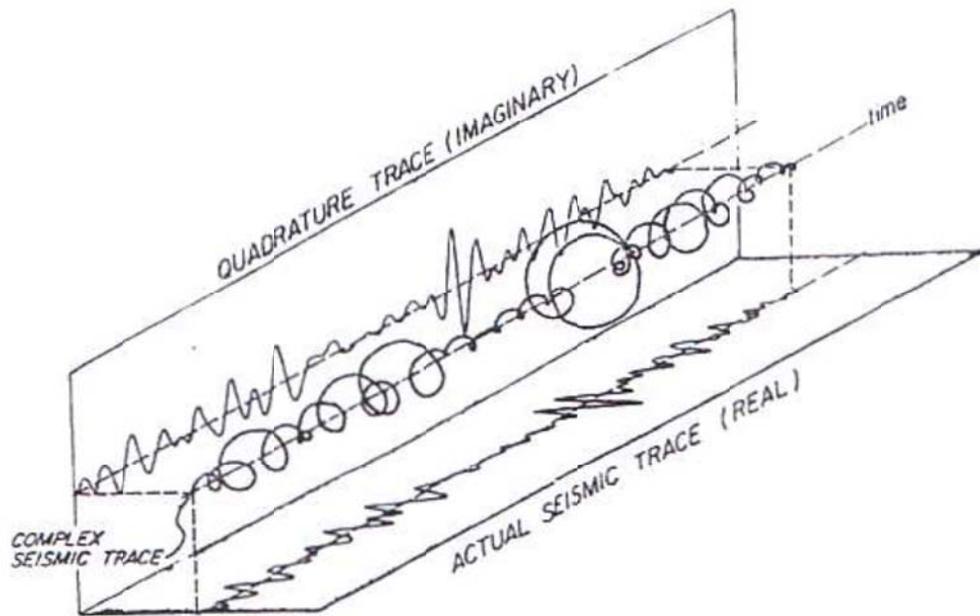


Fig.III.1.1 Descomposición de la traza sísmica (M. T. Taner, 1979).

El movimiento de las partículas es recobrado a través de una fuerza restauradora, por lo que dicha energía es preservada en forma de energía potencial: a medida que una partícula se mueve como respuesta al paso de la onda sísmica, la energía es transformada de cinética a potencial de forma cíclica. La medida de esta energía potencial es representada por la traza de cuadratura $h(t)$.

III.1.2 Coeficiente de Reflexión

Es la relación que existe entre la amplitud de la onda incidente y la onda reflejada, en otras palabras: una medida de la energía que se refleja. El coeficiente de reflexión (R)



#

para una interface es gobernado por el contraste de impedancias acústicas de las dos masas de rocas adyacentes. La impedancia acústica (Z) se define para un cuerpo dado como el producto de la densidad (ρ) y la velocidad acústica (v): $Z = \rho \times v$

Para una onda que incide normalmente, es decir que la onda es perpendicular a la superficie (esto para simplificar la ecuación), el coeficiente de reflexión es:

$$R = \frac{\rho_2 v_2 - \rho_1 v_1}{\rho_2 v_2 + \rho_1 v_1}$$

Dónde:

R es Coeficiente de Reflexión, cuyos valores oscilan entre -1 y 1

ρ_1 y ρ_2 son las densidades de los medios 1 y 2 respectivamente

v_1 y v_2 son las velocidades de los medios 1 y 2 respectivamente

Una Serie de Reflectividad es la representación en tiempo de los coeficientes de reflexión para

Cada interface. Se expresa de la siguiente forma:

$$R_i = \frac{\rho_{i+1} v_{i+1} - \rho_i v_i}{\rho_{i+1} v_{i+1} + \rho_i v_i} \quad \text{con } i \geq 1$$

Los valores de R oscilan entre -1 y 1 y su signo depende de la relación entre las impedancias acústicas de los medios a través de los cuales se transmite la onda. Si la onda se propaga de un medio de mayor a uno de menor impedancia los valores de reflectividad se hacen negativos y viceversa. Algunos valores típicos de reflectividad se presentan a continuación, en la Tabla 3.3.2.1.



#

Reflectividad	Dirección en que se propaga la onda
-1	de agua a aire
0.5	de agua a roca
0.2	de lutita a arena

Tabla 3.1.2.1. - Algunos valores típicos de Reflectividad

Por otra parte, si la incidencia de la onda no es normal, el coeficiente de reflexión depende de otros parámetros, como las velocidades de onda s , y se describe como una función del ángulo incidente a través de las ecuaciones de Zoeppritz.

III.1.3 Sismogramas Sintéticos

Son el resultado de una de las formas de modelado que predice la respuesta sísmica de la Tierra. Una definición más específica empleada por intérpretes sísmicos es que, un sismograma sintético, (llamado comúnmente sintético) es un modelo directo unidimensional de la energía acústica que viaja a través del interior de la Tierra. Los sintéticos se generan a través de la convolución de la serie de reflectividad que se obtiene a partir de registros de densidad y acústico (Fig. III.1.3.1 y Fig. III.1.3.2), con la ondícula derivada de los datos sísmicos.



#

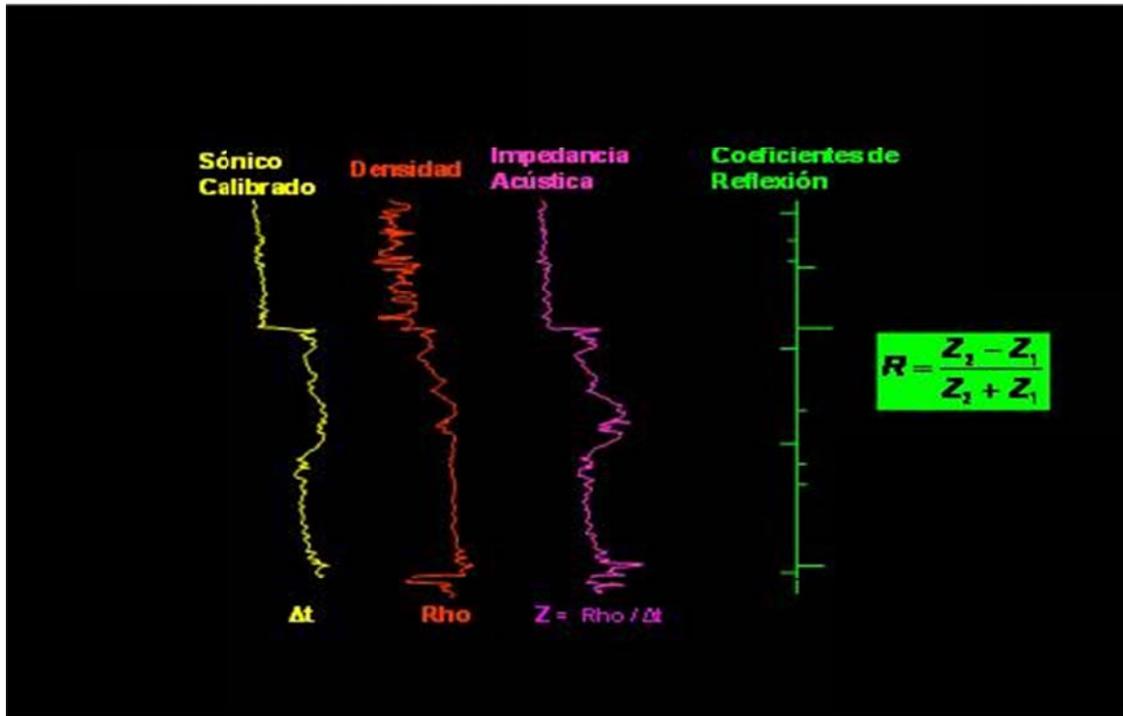


Fig. III.1.3.1 Cálculo de la serie de reflectividad

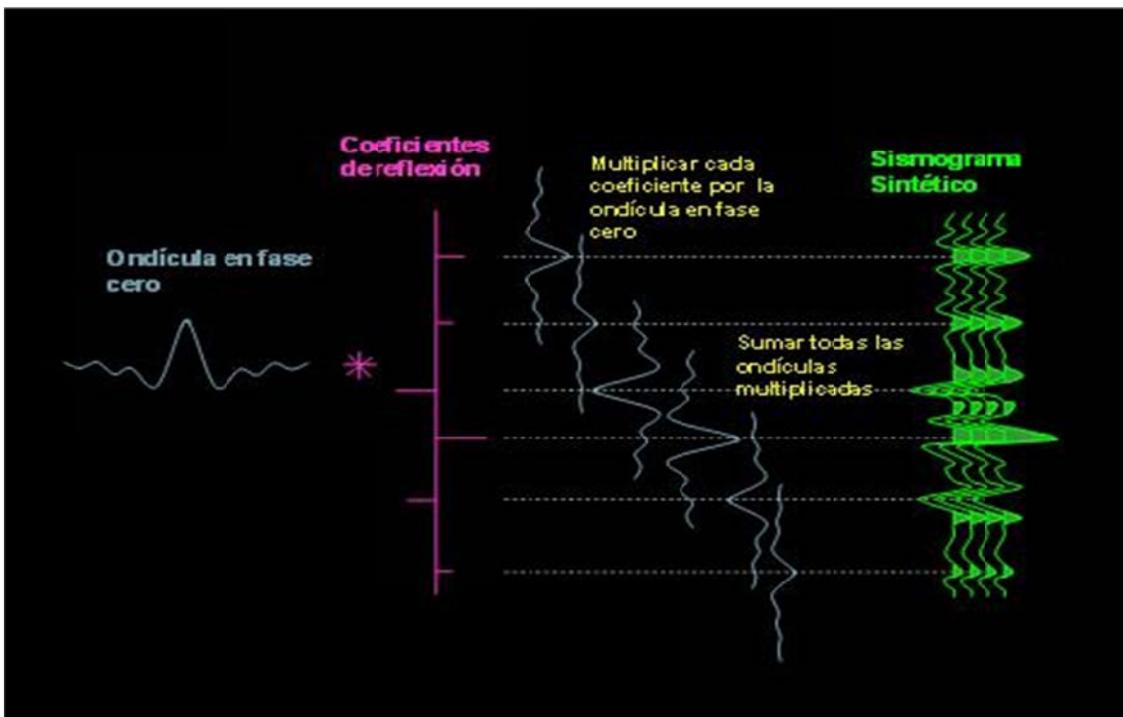


Fig. III.1.3.2 Convolución de la ondícula sísmica con los coeficientes de reflexión



#

Si se comparan efectivamente los marcadores de los topes en los pozos con las reflexiones en la sección sísmica, se puede dar pie a la interpretación. El buen acoplamiento de un sismograma sintético depende de la calidad de los registros de pozo y del procesamiento de la data sísmica, así como de la habilidad de extraer una ondícula representativas de la data sísmica. El registro acústico es generalmente calibrado con tiros de verificación (checkshots) o con información de las primeras llegadas de perfiles sísmicos verticales (VSP), y luego es combinado con el registro de densidad para generar la impedancia acústica. El resultado de este análisis es la obtención de una relación tiempo profundidad (tz) confiable para poder visualizar tanto los horizontes como la sísmica y en su conjunto con más tz's poder tener un modelo de velocidades que nos ayuden a tener los datos como en tiempo como en profundidad.



#

III.2 ATRIBUTOS SÍSMICOS

Definimos como “atributo sísmico” cualquier medición, cálculo o cantidad obtenida de los datos sísmicos. Entre ellos se incluyen los atributos de la traza sísmica compleja, eventos sísmicos, configuraciones geométricas, y sus variaciones espaciales antes de apilar como el AVO (Amplitude Versus Offset). Podemos hacer una clasificación e identificación de estos atributos sísmicos de una forma más clara y útil. De esta manera podemos ubicar su aplicación en el proyecto inicial. Hemos usado el término “proyección”, porque no demostramos todas sus aplicaciones. Sin embargo, algunos de los atributos, tales como envolvente de la amplitud, su variación con el offset (AVO), velocidad sísmica, y en cierto grado, la fase y frecuencia instantánea, han sido usados desde hace tiempo en interpretación sísmica. En este trabajo inicio con una clasificación general y específica de los atributos sísmicos, su uso y proyección en la estimación de propiedades de la roca, ambiente de depósito y la interpretación de facies sísmicas.

Generalmente calculamos atributos de datos sísmicos en tiempo, más que en profundidad. Convencionalmente, en secciones apiladas (CDP stack), secciones apiladas con proceso DMO stack, secciones en tiempo con proceso de migración antes (pre-stack) y después de apilar (post-stack). Estas secciones son apropiadas para el cálculo de los atributos sísmicos. Los atributos calculados a partir de secciones migradas en tiempo tienen la certeza de tener los eventos sísmicos en su verdadera posición, y podrían ser más apropiados para la interpretación sísmica. Las secciones migradas en tiempo, toda la información en tiempo, tal como la frecuencia, cambia a número de onda y longitud de onda.



#

Debe resaltarse que, para obtener los mejores resultados de los atributos sísmicos, los datos deben ser procesados correctamente con objetivos de preservación de amplitudes. Se debe tener especial cuidado con la firma y forma de la fuente sísmica (fase cero, fase mínima o fase a 90 grados), eliminación de los efectos de la plantación en los arreglos de los receptores, distorsiones cercanas a la superficie (correcciones estáticas), distorsiones en tiempo, amplitud y fase, para ello los datos sísmicos deberán de estar sin filtro y sin ganancia y preferentemente a 32 bits.

Los atributos basados en amplitudes sísmicas son medidas específicas de características geométricas, cinemáticas, dinámicas y/o estadísticas derivadas de la data sísmica pre o post – apilada, antes o después de la migración. Atributos como Amplitud vs. Offset, impedancia acústica y atributos elásticos en general son utilizados en la caracterización de yacimientos, particularmente en la estimación de propiedades y en la discriminación de litologías y contenido de fluidos. Una vez extraídos, los atributos pueden ayudar al intérprete a seguir eventos débiles, delinear fallas y predecir las propiedades del mismo entre pozo y pozo (Sheriff et al., 1996). De una manera básica, se pueden clasificar en atributos de tiempo, de amplitud, de frecuencia y de atenuación.

Desde la aparición de los atributos de traza compleja en los años 70's, han surgido cientos de nuevos atributos sísmicos a partir de diferentes métodos computacionales. Existen atributos llamados “primitivos” que pueden medir una única característica. Estos atributos pueden ser combinados a través de la estadística, redes neuronales o manipulaciones matemáticas para formar “Atributos Híbridos” (Taner 2001). Implícito en el cómputo de cantidades de atributos sísmicos yace el deseo de usarlos como



#

herramientas predictivas en los proyectos de caracterización de yacimientos. Los atributos sísmicos pueden ser empleados en interpretación estratigráfica para definir geometrías internas de los estratos y sus terminaciones, o para revelar patrones relacionados con los ambientes de sedimentación, fallas o fracturas. Se busca usar atributos sencillos o combinados para predecir litología, facies, porosidad, contenido de fluidos, etc.

III.2.1 Descripción de Atributos Sísmicos

III.2.1.1 Amplitud Instantánea o Fuerza de Reflexión

La traza analítica está dada por:

$$F(t) = f(t) + ig(t) \quad (3.1)$$

Donde $f(t)$ es la parte real correspondiente a los datos grabados sísmicos y $g(t)$, la parte imaginaria de la traza complejo, es la transformada de Hilbert de $f(t)$. Entonces la envolvente es el módulo de la de la función compleja;

$$E(t) = \sqrt{[f^2(t) + g^2(t)]} \quad (3.2)$$

$E(t)$ representa la energía instantánea total y su magnitud es del mismo orden que el de las huellas de entrada. Esto varía aproximadamente entre 0 y la amplitud máxima de la traza. Como se indica en la ecuación (3,2), la envolvente es independiente de la fase y se relaciona directamente con los contrastes de impedancia acústica. Puede representar el contraste interfaz individual o, más probablemente, la respuesta combinada de varias interfaces, dependiendo del ancho de banda sísmica. La traza envolvente es un atributo físico y que puede ser utilizado como un discriminador eficaz para las siguientes



características:

- Representa principalmente la diferencia de impedancia acústica, por lo tanto la reflectividad,
- Los puntos brillantes,
- Posible acumulación de gas,
- Los límites de secuencia,
- Capas delgadas efectos de entonación
- Inconformidades,
- Principales cambios de litología,
- Principales cambios en el ambiente de depósito
- Cambios laterales que indican fallas,
- La correlación espacial a la porosidad y otras variaciones litológicas,
- Indica el grupo, en lugar de componente en fase de la propagación de las ondas sísmicas,

III.2.1.2 Fase Instantánea

El argumento de la función compleja es la fase instantánea:

$$Ph(x, t) = \arctan\left[\frac{g(x, t)}{f(x, t)}\right] \quad (3.4)$$

Este atributo es importante, puesto que la fase no depende de la fuerza de la reflexión, lo que con frecuencia hace que los eventos débilmente apreciables se hagan identificables. A nivel de yacimiento, la fase instantánea puede usarse para identificar reversiones de fase las cuales podrían señalar contenido de gas. El atributo de fase



también es un atributo físico y puede ser utilizado eficazmente como un discriminador para las clasificaciones de forma geométrica:

- El mejor indicador de la continuidad lateral,
- Se relaciona con el componente de fase de la onda de propagación.
- Se puede utilizar para calcular la velocidad de fase,
- No tiene información de amplitud, de ahí que todos los eventos están representados,
- Muestra la discontinuidad, pero puede no ser la mejor. Es mejor para demostrar la continuidad.
- Los límites de secuencia,
- Visualización detallada de las configuraciones de capas,
- Se utiliza en el cálculo de la frecuencia instantánea y la aceleración
- Límites de secuencias

III.2.1.3 Frecuencia Instantánea

Puede proveer información acerca de la frecuencia característica de los eventos, efectos de absorción, fracturamiento y espesores depositacionales. La superposición de 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 en la secuencia de estratos. Los acñamientos y bordes de interfaces de fluidos (agua – petróleo), tienden a cambiar de frecuencia instantánea de manera más rápida. Un cambio de frecuencias bajas se observa comúnmente en reflexiones de horizontes con gas,



puesto que las acumulaciones hidrocarburos condensados tienden a atenuar las altas frecuencias.

III.2.1.4 Respuesta de Fase

Es el promedio pesado de la Fase Instantánea y proporciona un valor suavizado de la fase que exhibe amplitudes características.

III.2.1.5 Respuesta de Frecuencia

Este atributo es básicamente el promedio pesado de la Frecuencia Instantánea, en donde las amplitudes de frecuencias son promediadas a lo largo de la traza. Este atributo se emplea para estudiar estructuras, estratigrafía y propiedades de yacimiento.

III.2.1.6 Coseno de la Fase

Consiste en aplicar una función coseno a la Fase Instantánea y es útil en la delimitación de caracteres estructurales (Schlumberger, 1999)

III.2.1.7. Polaridad Aparente

Es el signo de la traza sísmica cuando la reflexión tiene un máximo o un mínimo, suponiendo un reflector simple y una ondícula de fase cero. La polaridad revela fácilmente el signo del coeficiente de reflexión y en consecuencia interviene en la identificación de factores que interfieren justamente con ese cambio de signo, como la litología y las discordancias. Este atributo permite también ubicar acumulaciones de gas, puesto que la impedancia acústica de estas es menor que la de los estratos circundantes,



por lo que muestran polaridad negativa para las reflexiones al tope y positiva para las reflexiones en interfaces gas – petróleo o gas – agua.

III.2.1.8 Magnitud de la Amplitud Sísmica

Representa el valor absoluto integrado de la amplitud sísmica. Es el total de la energía de la energía de reflexión de una traza en una ventana de tiempo y su valor es siempre positivo. Se utiliza para detectar fallas sutiles y canales enterrados (Brown, 1996) así como para identificar puntos brillantes.

III.2.1.9 Amplitud de la Traza Cuadratura

Representa la parte imaginaria de la traza sísmica compleja y es el análogo al atributo de amplitud sísmica. Se usa en combinación con otros atributos para identificar puntos brillantes.

III.2.1.10 Amplitud RMS

Es una medida de la reflectividad dentro de una ventana tiempo/profundidad. Viene dada por la siguiente ecuación:

$$A_{RMS} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N a_i^2}$$

Donde **a** se refiere a un valor instantáneo de amplitud y **N** es el número de muestras.



Se emplea para identificar anomalías de amplitud características de las secuencias estratigráficas y diferenciar entre tipos de estratificación. El cálculo de Amplitud RMS, tiende a enfatizar las anomalías de amplitud más que ningún otro atributo, puesto que cada valor de amplitud es elevado al cuadrado antes de realizar el promedio.

III.2.1.11. Coherencia

Coherencia, continuidad, semblanza y covarianza son de carácter similar: buscan convertir un volumen de continuidad como lo son las reflexiones normales en un volumen de discontinuidad, acentuando fallas y otros límites. Como estos atributos no requieren de la entrada de horizontes interpretados se encuentran libres de la influencia del intérprete. Estos atributos operan dentro de una ventana de tiempo y usan una variedad de aproximaciones matemáticas similares a la correlación.



III.3 CONCEPTOS GEOLÓGICOS

III.3.1 AMBIENTES SEDIMENTARIOS

Entre los ambientes sedimentarios existentes, serán tratados fundamentalmente los ambientes fluvial y deltaico.

Los ambientes sedimentarios son áreas de la superficie terrestre que presentan determinadas características físicas, químicas y biológicas, en las cuales se acumulan sedimentos. Entre los factores que influyen en la depositación de un sedimento se encuentran: la geología y geomorfología, el clima, la flora y la fauna y, en el caso de ambientes subacuáticos intervienen la profundidad, salinidad, temperatura y movilidad del agua. Los ambientes sedimentarios se clasifican en: continentales, transicionales y marinos.

Ambiente Fluvial

Comprende el canal del río, la llanura aluvial y los conos aluviales, aunque generalmente los conos o abanicos aluviales suelen tratarse como un ambiente separado. La energía de este ambiente está representada por el flujo de la corriente, y el material sedimentario puede variar desde bloques hasta arcilla (Alfonsi, 1983). Según la distribución de los ríos en superficie, estos han sido clasificados como: rectilíneos, meandriiformes, entrelazados y anastomosados. (Fig. III.3.2)



#

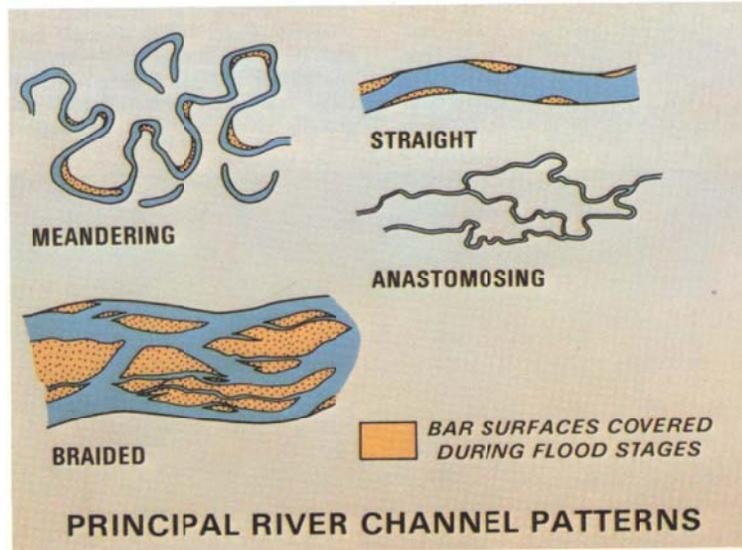


Fig. III.3.2 Clasificación de ríos. (www.geologia.uson.mx)

Canales Rectilíneos

Estos canales son inusuales, aunque suelen presentarse en deltas (Alfonsi, 1997). Sus profundidades son variables y en los bordes que se oponen a la línea de mayor profundidad (“talweg”) se forman barras por acumulación de material fino, las cuales se alternan de una rivera a la otra como en el caso de las corrientes meandriformes.

Canales Meandriformes

Los meandros son curvas pronunciadas que se forman en canales de pendiente baja (Alfonsi, 1997). Las barras de meandro (“point bar”) son el depósito característico de este tipo de canales y se forma por la migración lateral del meandro. (Fig. III.3.3).

El material más grueso se deposita al fondo del canal y través de la migración se origina una secuencia granodecreciente, la cual constituye una barrera de permeabilidad potencialmente facilitadora del entrapamiento de hidrocarburos. (Alfonsi, 1997).



El espesor de la secuencia vertical oscila entre 5 y 20 metros presentando estratificación cruzada en la parte basal y rizaduras hacia el tope.

La llanura aluvial o de inundación queda cubierta por el agua únicamente durante las crecidas, pero constantemente parte del agua se desborda del canal depositando arena fina y limo formando un dique natural. Cuando uno de estos diques se rompe, se forman abanicos de rotura, los cuales representan un cuerpo arenoso favorable para la formación de trampas estratigráficas (Alfonsi, 1997)



Fig. III.3.3 Canal meándrico. (www.flickr.com)

Canales Entrelazados

Formado por corrientes separadas por barras de sedimento depositadas por el mismo canal. (Fig. III.3.4).

Algunos factores que favorecen la formación de canales entrelazados son: la alta pendiente del terreno, las variaciones rápidas en el régimen del flujo y la disponibilidad abundante de material grueso. Las secuencias sedimentarias de este tipo de



canales muestran espesores de hasta 5 metros, con estratificación cruzada festoneada a gran escala en la base, así como estratificación cruzada planar y rizaduras hacia el tope. Estos depósitos presentan buena porosidad y permeabilidad, representando así cuerpos sedimentarios favorables para la acumulación de hidrocarburos. (Alfonsi, 1997).



Fig. III.3.4 Canales entrelazados. (www.paganprosperity.blogspot.com)

Canales Anastomosados

Este tipo de canales han sido poco estudiados por sedimentólogos, pero han sido considerados como una variación de los sistemas de canales meándricos, de alta sinuosidad, estables y permanentes (Miall, 1977). (Fig. III.3.5).



El término anastomosado se emplea para describir un complejo de depósito fluvial de gradiente muy bajo, donde se interconectan una serie de canales de muy alta sinuosidad, angostos y relativamente profundos (Smith, 1980). Estos sistemas se encuentran separados por planicies de inundación, parecidas a islas, con abundante vegetación, diques naturales y áreas donde pueden desarrollarse abanicos de rotura. Los canales son rellenados con arena y grava y las planicies de inundación se caracterizan por presentar materiales limo – arcillosos, incluyendo depósitos de pantano con alto contenido de materia orgánica. Una de las características distintivas de este tipo de sistema fluvial es la presencia abundante de raíces en los sedimentos finos de las planicies de inundación, así como la acumulación de materia orgánica (Smith, 1983). Nadom (1994) indica que las condiciones en las que se desarrollan este tipo de ríos se mantienen en cuencas antepaís y sistemas de grábenes.



Fig. III.3.5 Canales anamostosados. (www.hectorjaenlinea.blogspot.com)

Ambiente Deltaico

Un delta se forma donde un río que entra en el mar aporta más sedimentos de los que las olas y las corrientes pueden distribuir hacia otras áreas. El modelo geomorfológico general



de un delta independientemente de su condición, comprende la llanura deltaica, el frente deltaico y el prodelta (Fig. III.3.6).

- ◆ Llanura o Plano Deltaico: Es una extensión plana y pantanosa cortada por canales distributarios, en la cual se acumulan sedimentos fluviales finos provenientes de las inundaciones.
- ◆ Frente Deltaico: Se extiende desde el límite marino de la llanura deltaica hasta la línea donde comienza la sedimentación de arcilla no marina.

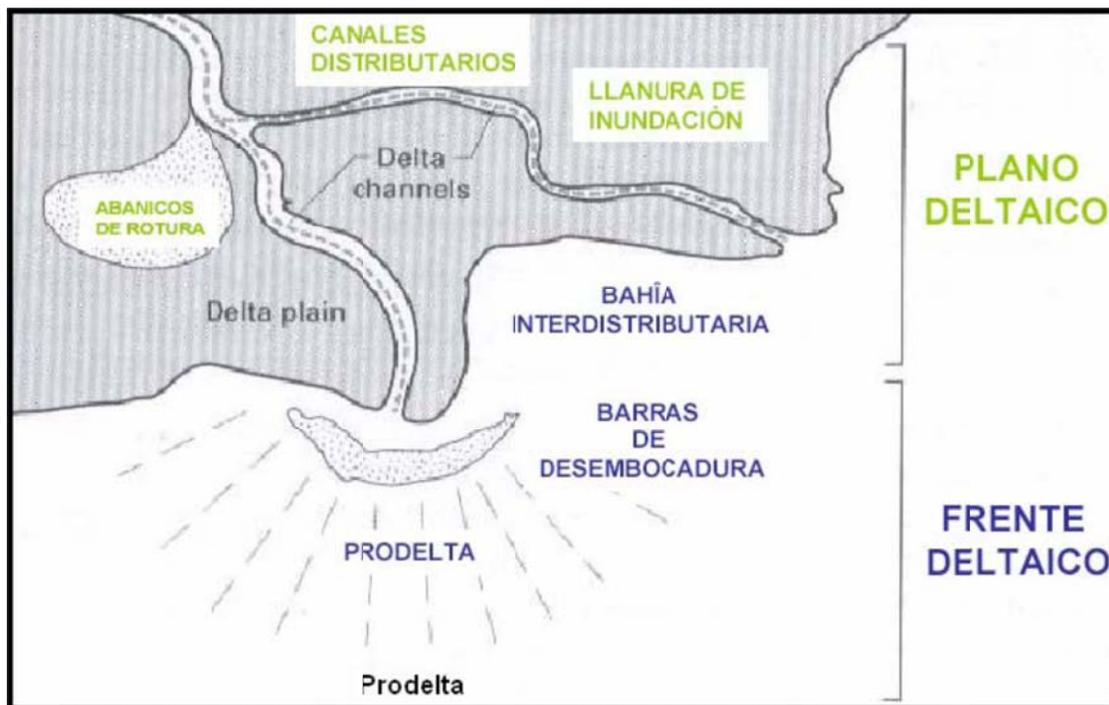


Fig. III.3.6. – Modelo Geomorfológico de un Delta. Modificado de Nichols (2000)

- ◆ Prodelta: Es un ambiente de sedimentación del material fino (arcilla y limo) que ha sido transportado a través de los canales distributarios. El prodelta se extiende desde el límite marino del frente deltaico hasta la línea donde comienza la sedimentación de



arcilla marina.

Según el tipo de energía predominante en el ambiente, los deltas pueden estar dominados por ríos, por mareas y/o por corrientes (Fig. III.3.7).

Dominado por Ríos

En la llanura deltaica se presentan diques naturales en los bordes de los ríos y en consecuencia se originan abanicos de rotura durante las crecidas. Se aprecia la zona de marisma, que no es más que el área pantanosa entre los canales distributarios, cuyo proceso sedimentario proviene de las inundaciones y los abanicos de rotura (Alfonsi, 1997). Los canales distributarios presentan profundidades entre 5 y 20 m y a través de ellos se transporta el material más fino hasta las áreas pantanosas de la llanura deltaica.



Fig. III.3.7. – Tipos de Deltas. Modificado de Department of Geology, University of Georgia. LBR 3/2002 [D lí]



En el sub – ambiente del frente deltaico desemboca la corriente fluvial del canal distributivo, el cual deposita su carga arenosa de fondo dando origen a una barra de desembocadura (Alfonsi, 1997). Esta barra, se encuentra constituida por arenas bien escogidas que presentan gradación inversa, y representa un potencial cuerpo almacenador de hidrocarburos.

Dominado por Corrientes

En este tipo de deltas el material aportado por los canales es distribuido por las corrientes litorales, formándose así un frente deltaico constituido por crestas de playa sucesivas, las cuales son cortadas por los canales distributivos a medida que el delta progresa (Alfonsi, 1997). Las crestas de playa presentan gradación inversa.

Dominado por Mareas El material sedimentario es reacomodado por las corrientes de marea. En este ambiente, las barras se forman perpendiculares a la línea de costa, exhiben gradación normal y se encuentran separadas por los canales de marea. Estos canales presentan depósitos granodecrecientes y se encuentran generalmente interrumpidos por lentes o capas delgadas de arcilla.

Como la existencia de deltas implica la progradación de la cuña sedimentaria, en una columna estratigráfica se presentarán los sub – ambientes apilados verticalmente: en la base se encontrará la arcilla marina cubierta por arcilla y limo del prodelta, ascendiendo se tendrán depósitos de barra de desembocadura y hacia el tope culmina con facies de canal y de llanura aluvial.



#

Una secuencia de este tipo presenta espesores entre 20 y 60 m. con gradación inversa, y se encuentra generalmente coronada por un horizonte de arcilla transgresiva con pocos metros de espesor. Estas secuencias estratigráficas se repiten una vez que aparecen deltas más jóvenes, dando origen a lo que se conoce como ciclos deltaicos.

Reservorios

Dentro de los mismos canales y lóbulos en aguas profundas existen diferentes calidades en un reservorio con fines petroleros, la (Fig.III.3.8) describe algunas características de ellos.

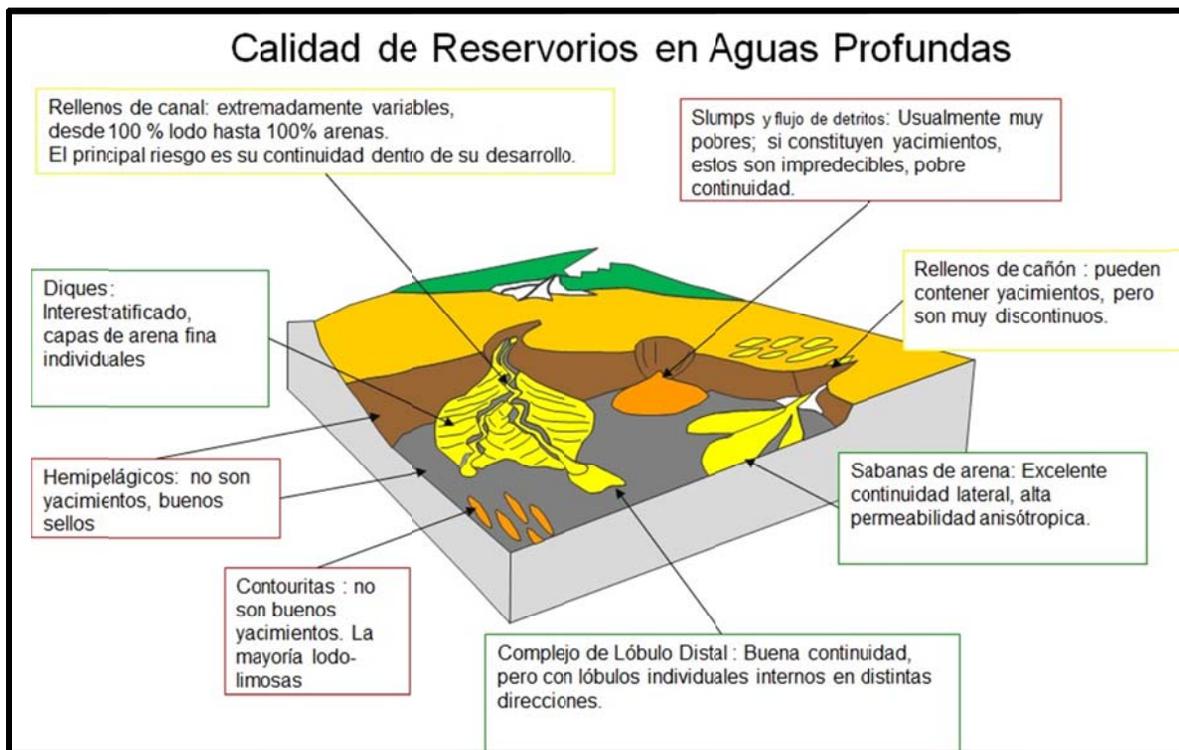


Fig.III.3.8 Calidad de reservorios en aguas profundas, Imbert & Navarre, 2001



#

Las diferentes Facies Fluviales son tradicionalmente definidas por las unidades geomorfológicas de un río (Fig. III.3.9) tales como:

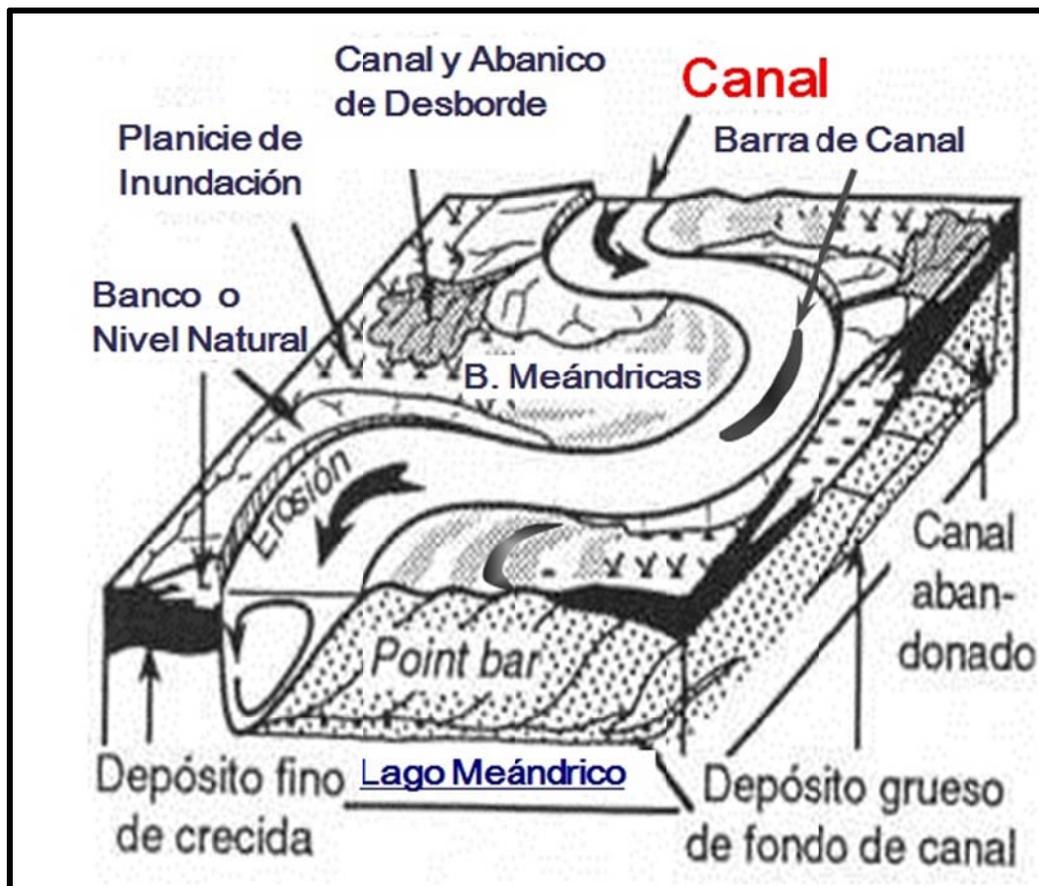


Fig.III.3.9. Unidades geomorfológicas de un río. Modificado de (Galloway & Hobday, 1996).

Facies de canal:

Es el cauce principal del río

Sedimentación más gruesa (gravas y arenas) con escasos lodos



La base del depósito está dada por una superficie de erosión

Internamente estratificación gradada sin salir de gravas a arenas finas

Los depósitos de canal forman parches lenticulares discontinuos y acrecionados en forma lateral.

Facies de Barras Meándricas

También llamadas “Point Bar” o Barra de Media Luna:

Zona de mayor depósito arenoso dentro de un sistema fluvial

Están situadas en el lado cóncavo del meandro, son de forma lenticular y tamaño dependiente del río

Se presenta únicamente en los puntos donde el cauce principal cambia de dirección de flujo (meandros)

El lado convexo de las barras presenta una inclinación mayor hacia la parte central del canal.

Facies de Barras de Canal

Deben su origen a la fluctuación lateral de la corriente dentro del canal principal

Generalmente se desarrollan en ríos de grandes dimensiones y son estabilizadas por vegetación

Alargadas o transversales a la dirección de la corriente, con bordes descendiendo gradualmente

Las transversales se forman cuando predominan flujos laminares y se asocian a rizaduras, ondulaciones y megarizaduras

Presentan dunas y ondulaciones de arena sobrepuesta

Estructura interna compleja (laminación cruzada, estructuras de relleno, gradación normal e inversa)

Facies de Banco o Nivel Natural

Deben su origen al desborde del canal en determinadas temporadas



Generalmente se desarrollan hacia la planicie de inundación en la parte convexa del meandro, asociado a la zona de erosión (mayor energía)

Son montículos de pendientes suaves en forma de cuñas que bordean al río

Se presentan en cuencas de muy bajo gradiente en donde el tamaño de grano disminuye conforme se aleja del cauce y pasa a la planicie de inundación.

En sentido vertical se depositan arenas finas con intercalaciones de material lodos

Presenta estratificación cruzada a gran escala hacia la base, horizontal y cruzada pequeña en la parte media y rizaduras con y acreciones.

Facies de Canal y Abanico de Desborde

Deben su origen al desborde del canal durante épocas de grandes avenidas sorpresivas o bien siguiendo un canal secundario

Generalmente se desarrollan hacia la Planicie de inundación y cortan a los Bancos o Nivel Natural

Son abanico alongados de pendientes suaves (lengüetas arenosas) con granulometría mas gruesa a la del Banco o Nivel Natural

Presenta estratificación cruzada a pequeña escala hacia la base y laminación horizontal en la cima

Es común encontrar restos de plantas y organismos

Facies de Planicie de Inundación

Generalmente son áreas planas sin relieve, pobremente drenadas, adyacentes a la corriente principal y son inundadas únicamente durante épocas de desborde del canal

Son zonas de acumulación del material fino transportado en suspensión por lo que requieren un largo período de depósito (limos y arcillas)

La extensión y desarrollo de la planicie dependen del canal principal y el clima



Se dividen de acuerdo al clima Planicies de Inundación Húmedas y Planicies de Inundación Áridas

Características Económico-Petroleras de los Sistemas Fluviales

Son de interés económico, ya que tienen gran variedad de zonas arenosas que pueden ser muy buenas rocas almacenadoras de hidrocarburos, así como depósitos arcillosos hacia la cima que pudieran funcionar como rocas sello

El problema principal de estos sistemas es el bajo contenido de materia orgánica que produzca hidrocarburo y sea una buena roca generadora.

Los modelos de canales rectos no son buenos dentro del sistema petrolero ya que son erosivos y no depositacionales

Un ejemplo de la generación y entrapamiento en los modelos de canales meándricos, trezados y anastomosados puede comenzar con el depósito de sabanas gruesas de arenas permeables y porosas con pequeñas capas de arcilla impermeables, subsecuentemente la región puede sufrir subsidencia y fallamiento así como una transgresiones marinas.

Esto puede producir un depósito de lodo rico en materia orgánica y generar petróleo el cual puede migrar de las arcillas y quedar entrapado en arenas fluviales en las crestas de los anticlinales o en los bloques de falla.



IV INTERPRETACION SISMICA

Como primer paso en esta fase del trabajo es necesario compilar, evaluar e integrar toda la información geofísica existente dentro del área, tal como los datos sísmicos 2D y 3D, información de VSP, tablas tiempo profundidad y/o checkshot, así como de estudios realizados dentro o cerca del área en estudio.

Se realizó la interpretación sísmico-estructural de la columna Neógeno dentro de la cuenca de Huimanguillo (cuenca del sureste), con el propósito de definir áreas de oportunidad (nuevos plays) y apoyar los modelos sedimentarios, lo cual nos permitirá incrementar las reservas.

Se generaron 9 transectos obtenidos de líneas sísmicas 2D y 3D de toda el área de la cuenca de Huimanguillo. La información de pozo de 47 pozos en los transectos sísmicos y 100 pozos como apoyo.

La calibración de la sísmica a los pozos fue realizada en la aplicación Syntool de Openworks (Openworks Applications Syntool) perteneciente a la plataforma Landmark. Allí se es capaz de generar registros de impedancia a partir de sónicos y registros de densidad, series de reflectividad y sismogramas sintéticos para diversos tipos de ondícula, y finalmente aplicar checkshots y shifts manuales que ajusten una ley de velocidades que represente el comportamiento sísmica-pozos en zonas cercanas al lugar de la calibración. La Fig. IV.1 nos muestra el resultado obtenido del sismograma sintético, así como la t_z , las velocidades interválicas y velocidad media (Fig. IV.2).

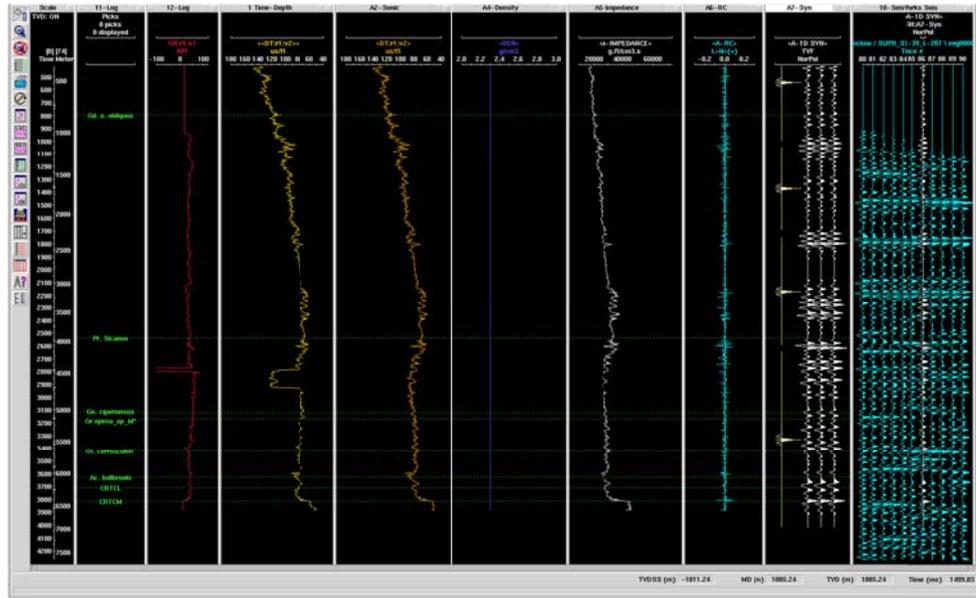


Fig. IV.1 - Impedancia acústica, registros de pozo, trazas y ondícula fase cero.

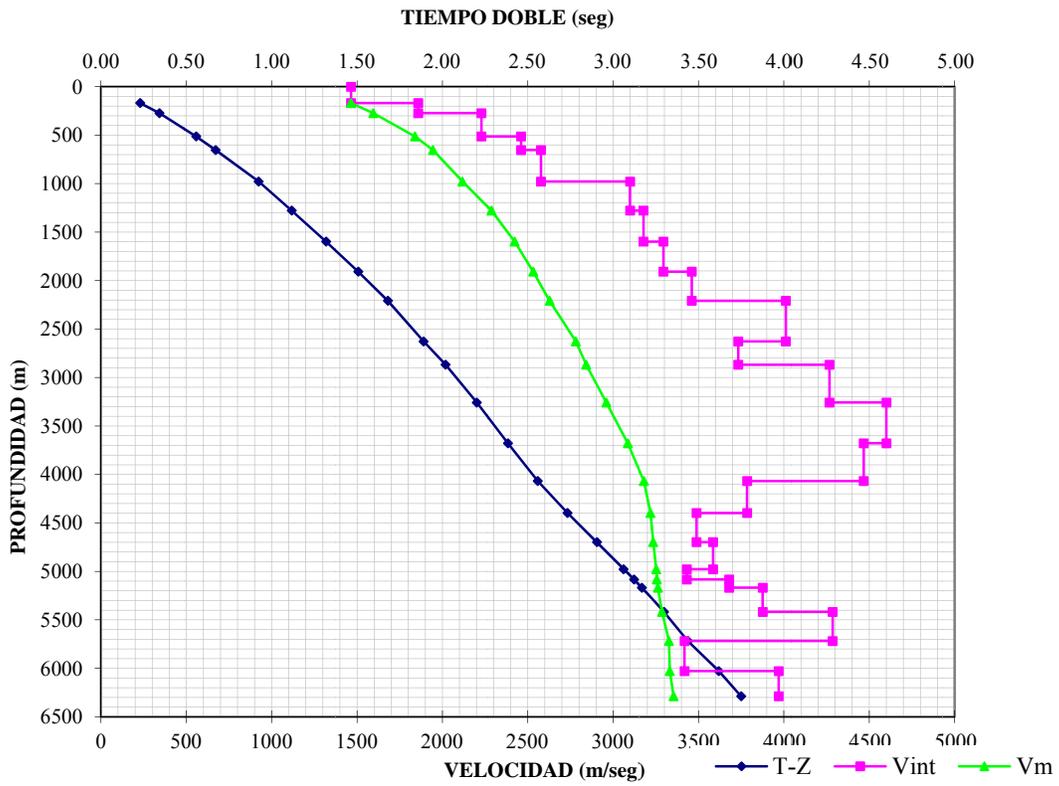


Fig. IV.2 Curvas de Velocidades de un pozo representativo del proyecto. La curva azul nos representa la relación tiempo profundidad, la verde la velocidad media y la fucsia las velocidades interválicas.



#

Se analizaron líneas sísmicas regionales (Fig. IV.5) se unieron a partir de los volúmenes sísmicos y líneas 2D, procurando que el paso de los transectos incluyera pozos con registros confiables y leyes de velocidades para realizar la interpretación sísmico-estructural. La información con la que se trabajó fue sísmica de baja resolución y datos de registros geofísicos. Se recopiló la información sísmica, contactos geológicos, datos de pozos y se realizó el ajuste y calibración del sismograma sintético (reconstrucción de una traza sísmica en la dirección del pozo, mediante el registro sísmico y densidad), correlacionado con la sísmica, obteniéndose una gráfica de tiempo-profundidad (t-z), que se utilizó en la conversión a profundidad de los transectos sísmicos. La figura IV.4 indica el diagrama del procedimiento de la interpretación sísmica. Para la elaboración de los sismogramas sintéticos se emplearon las curvas del registro geofísico de pozo, sísmico y densidad, así como el perfil sísmico vertical (VSP) y checkshot, estos se integraron al registro sísmico, dando un registro más confiable desde la superficie hasta la profundidad total del pozo.

Para este trabajo se utilizó la interpretación de 3 mapas estructurales regionales en tiempo: las cimas del Mioceno Superior, Mioceno Medio (Fig. IV.7) y Mioceno Inferior (Fig. IV.8). Dichos horizontes fueron interpretados a lo largo de los volúmenes sísmicos disponibles en el área de estudio, los horizontes interpretados tienen un área aproximada de 2700 km² (Fig. IV.6)



#

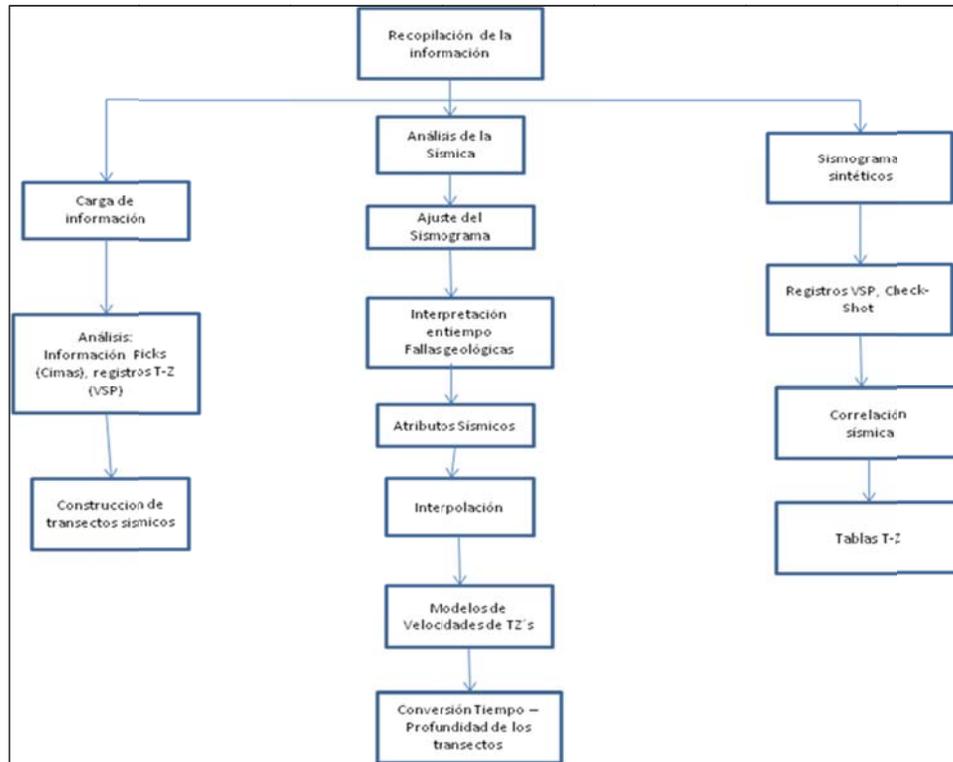


Fig. IV.4 Diagrama de flujo para la Interpretación Sísmica

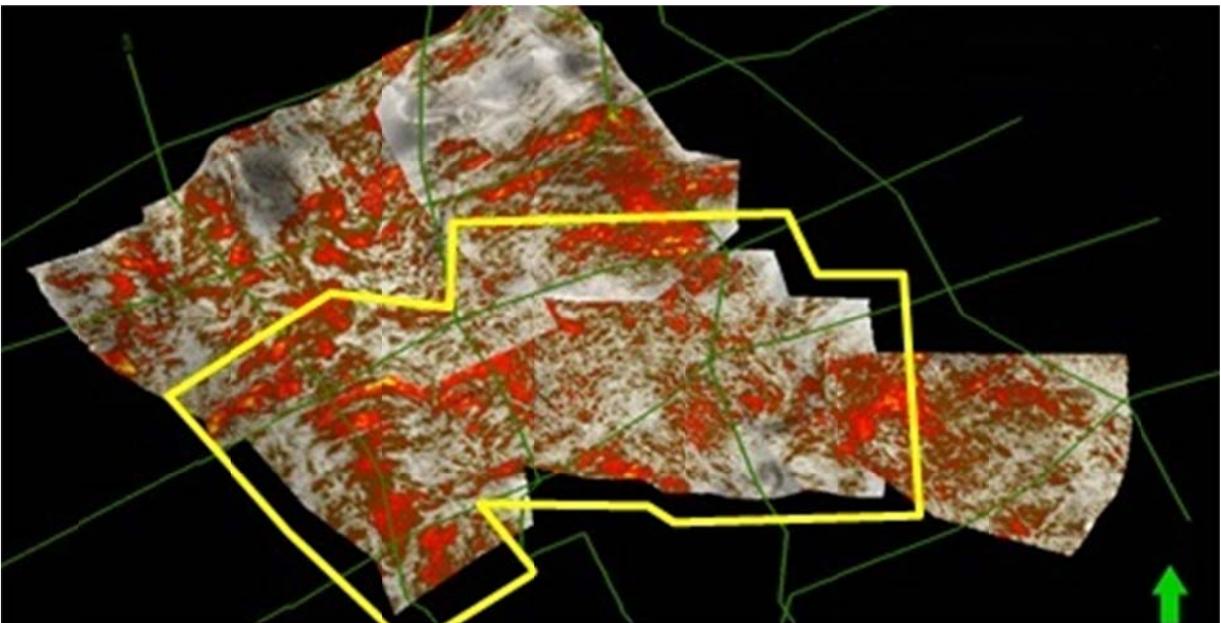


Fig. IV.5 Malla de los 9 transectos sísmicos



La interpretación de las líneas y cubos sísmicos es la parte del trabajo donde se requiere más tiempo ya que el análisis de datos como insumo en la interpretación es demasiado densa y después cuando ya se está interpretando, incluso cuando la interpretación ha terminado, en ocasiones se tiene que empezar nuevamente debido a errores cometidos o la nueva información en la perforación de un nuevo pozo durante la interpretación. En este trabajo se realizó una interpretación regional ya que el área de estudio es muy extensa por lo que no se tiene tanto detalle como en un estudio de un prospecto para generar localizaciones exploratorias. La figura IV.6 se muestra la densidad de líneas y el área que se está trabajando, en este caso se trabajaron la interpretación cada 20 líneas tanto línea como traza

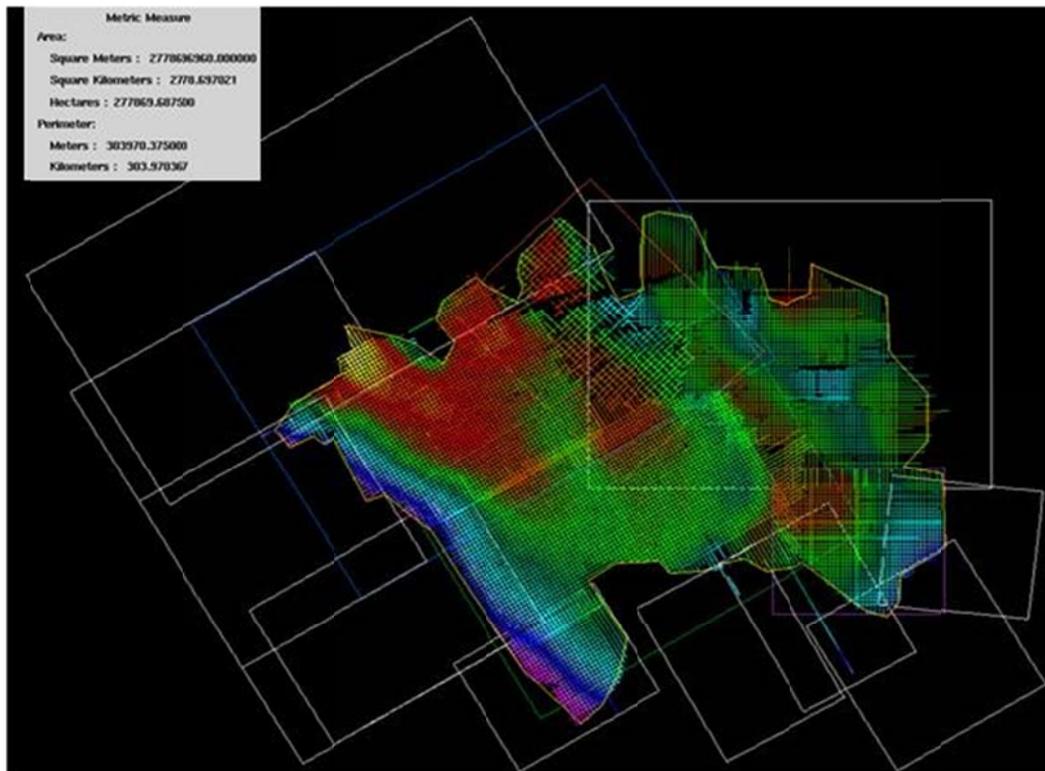


Fig. IV.6 Configuración y área del Mioceno Inferior interpretado (2778 km²) en la Cuenca de Huimanguillo



#

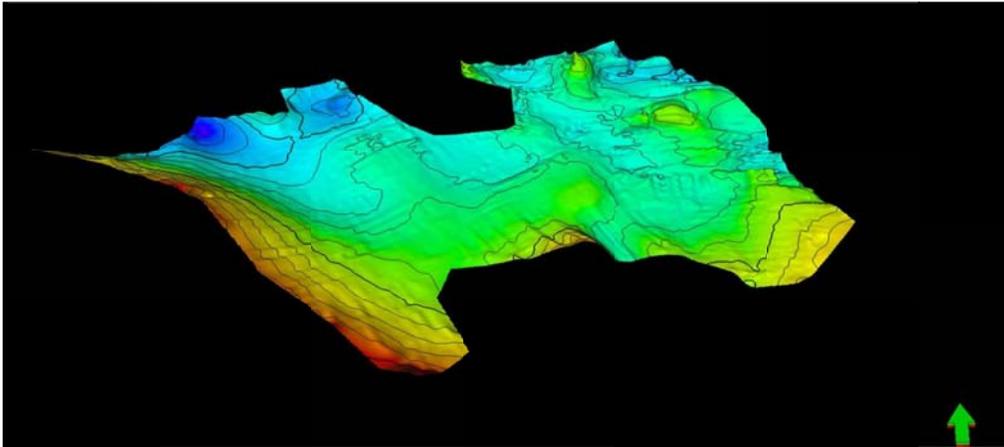


Fig. IV.7 Interpretación sísmica regional de Mioceno Medio

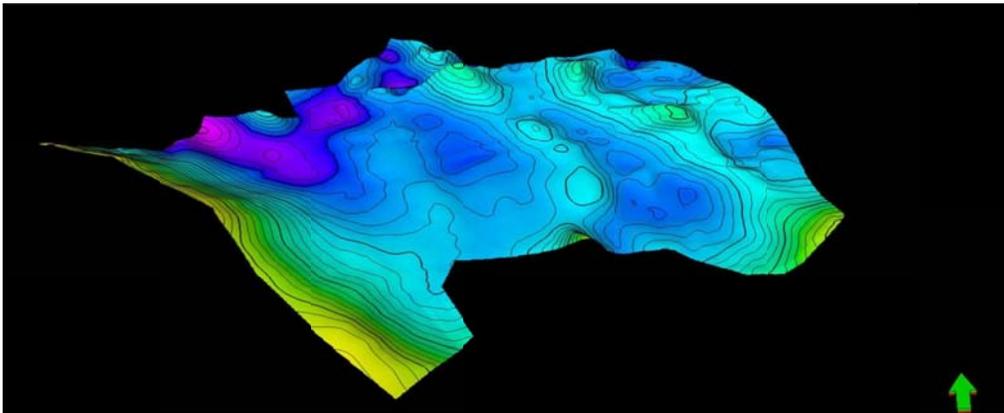


Fig. IV.8 Interpretación sísmica regional del Mioceno Inferior

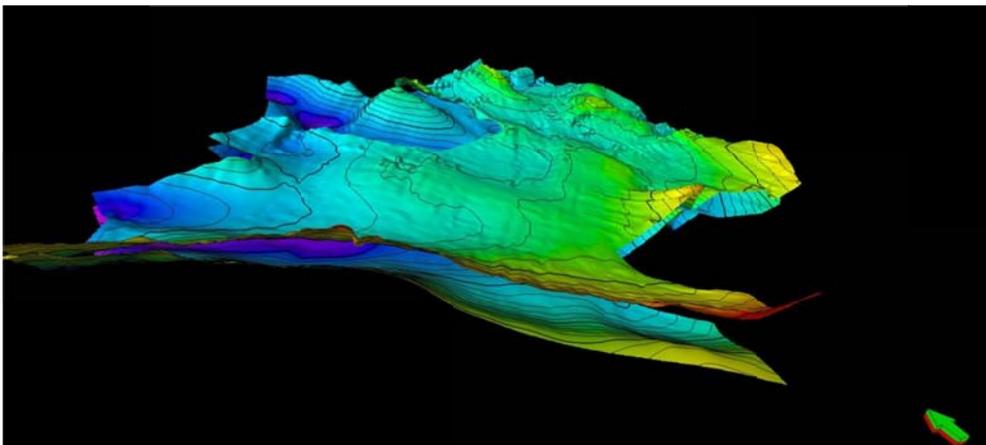


Fig. IV.9 Interpretaciones de Mioceno Medio e Inferior



#

Partiendo de un contexto muy regional referente a la información sísmica, se tomaron como base los transectos ya interpretados que atraviesan toda la cuenca en estudio y en algunas incluso llegando más allá de la línea de costa y abarcando diferentes cuencas colindantes, en este trabajo solo se muestran dos transectos sísmicos (TARES_9 y TARES_M) regionales más representativos que atraviesan en su parte media a la Cuenca de Huimanguillo (Fig. IV.10).

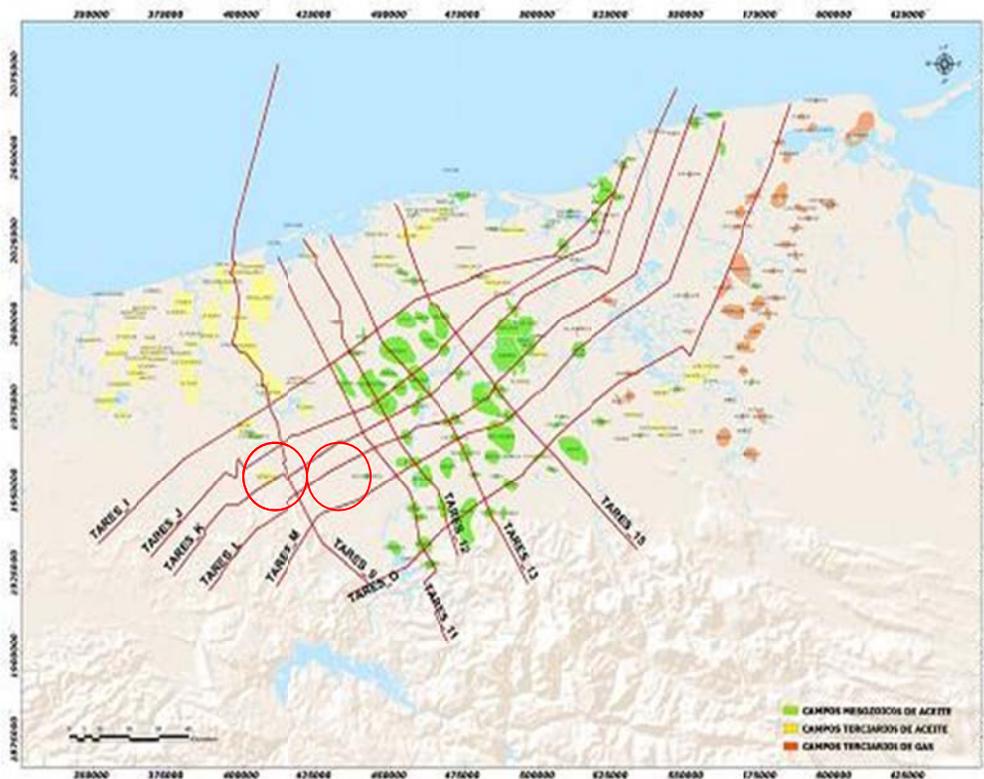


Fig. IV.10 se muestra el mapa de localización de los Tares 9 y M, mostrados con círculos rojos las líneas que atraviesan la cuenca de Huimanguillo. (Coordinación de Plays Establecidos)

Estos transectos sísmicos sirvieron como base para observar los límites de las cuencas y estructuras que se encuentran en toda la zona.



#

La Fig. IV.11 muestra el transecto sísmico TARES-9 el que va desde la sierra de Chiapas atravesando la línea de costa, mostrando el límite con la presencia de la sal y en la parte derecha (sur) limita con la sierra de Chiapas donde la información sísmica es pobre, las flechas rojas indican la línea de costa.

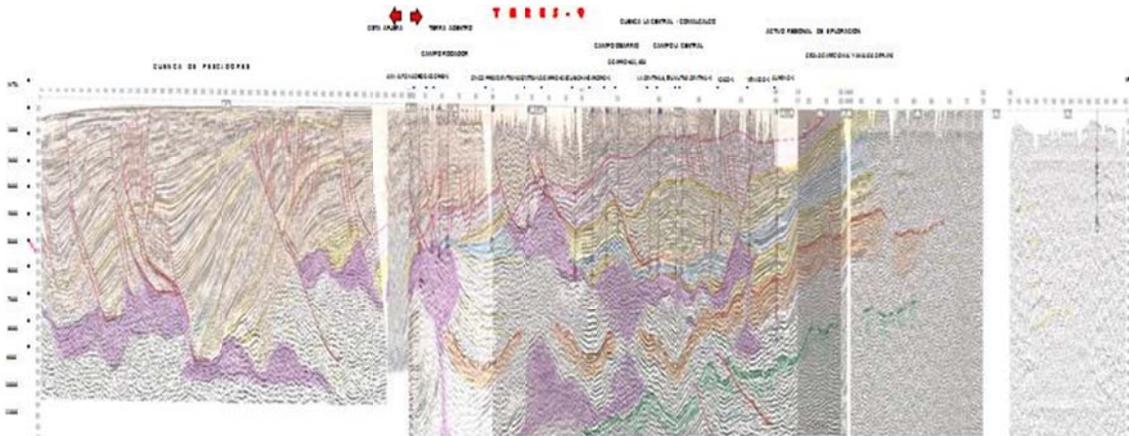


Fig. IV.11, Transecto sísmico TARES-9. (Chavez, et al.)

La Fig. IV.12 nos muestra el transecto sísmico M que va SW –NE atravesando las cuencas de Huimanguillo y la cuenca de Macuspana llegando finalmente a la línea de costa, en este transecto se muestra la cuenca Huimanguillo en su sector occidental (SW) delimitada estructuralmente.

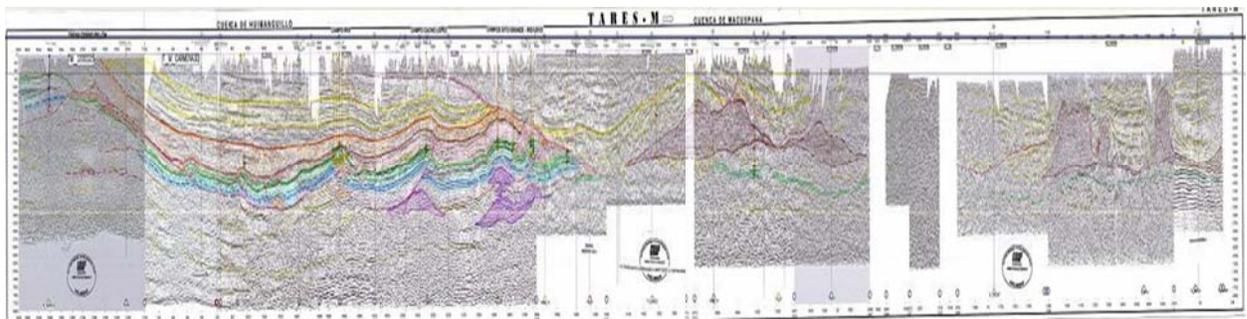


Fig. IV.12. Transecto sísmico TARES-M. (Chavez, et al.)



Ahora para la interpretación sísmica dentro de la cuenca se diseñaron estratégicamente transectos sísmicos que basados en información de pozo sirvieron para construir una mega malla, para nuestro objetivo en este trabajo tomamos los transectos que se encuentran centrados en la cuenca y que coinciden con los canales objetivo, para tal caso los transectos tomados son las secciones sismo estructurales HT-2 (Fig. IV.13), HT-3(Fig. IV.14) HT-L (Fig. IV.15) y HT-M (Fig. IV.16).

Estos transectos se interpretaron hasta el Cretácico Superior con el objetivo de tener toda la columna geológica en esta cuenca.

En la sección sismo estructural HT-2 (Fig. IV.13) se nota la inclinación de los horizontes, profundizándose hacia la parte NW y generándose un levantamiento por movimiento salino y que genera un fallamiento tipo normal y un acuñamientos a nivel de Mioceno Medio. Esta sección sismo estructural (HT-2), tiene una longitud aproximada de 63 kilómetros iniciándose desde los pliegues de la sierra de Chiapas atravesando toda la cuenca de Huimanguillo.

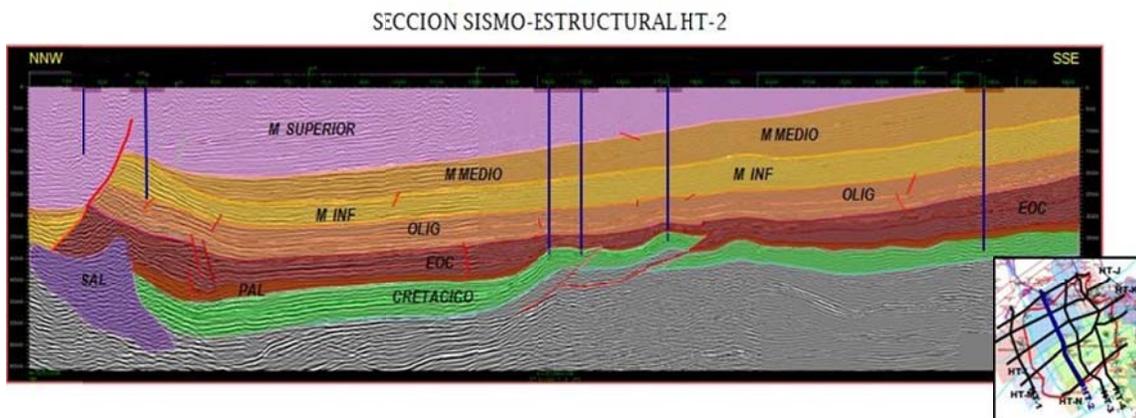


Fig. IV.13 Transecto HT-2 el cual atraviesa la cuenca por el centro y va de NW a SE



La sección sismo estructural HT-3 (Fig. IV.14), va de NW – SE y tiene una longitud aproximada de 92 kilómetros y también comienza en las inmediaciones de la sierra de Chiapas atravesando toda la cuenca de Huimanguillo. El mioceno medio se encuentra expuesto en la parte SE de la sección, las facies de este nivel geológico son sistemas turbidítico canalizados que van desde el talud y cuenca hasta el depocentro con presencia de manifestaciones de hidrocarburos.

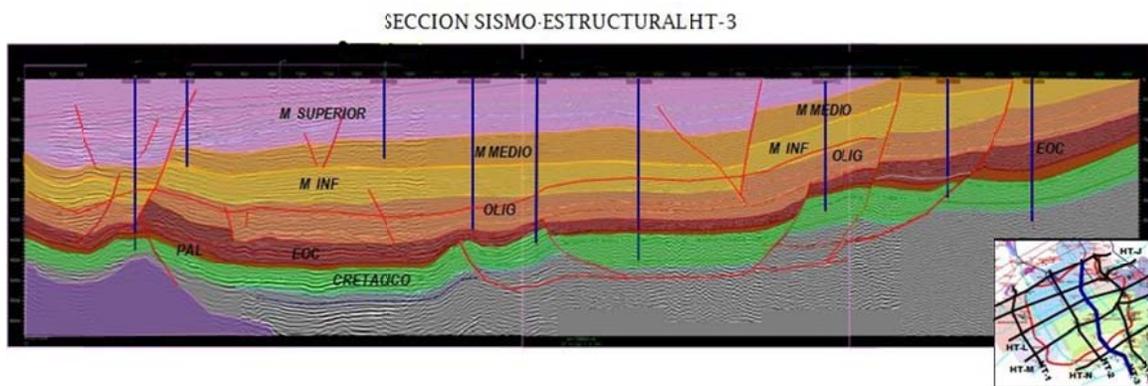


Fig. IV.14 Transecto HT-3 el cual atraviesa la cuenca y va de NW a SE

La sección sismo estructural HT-L (Fig. IV.15), va de NE – SW y tiene una longitud aproximada de 79 kilómetros y el mioceno inferior aflora hacia el SW, el movimiento de la sal en esta sección solo afecta a nivel Mesozoico y teniendo pocas fallas para el terciario.



#

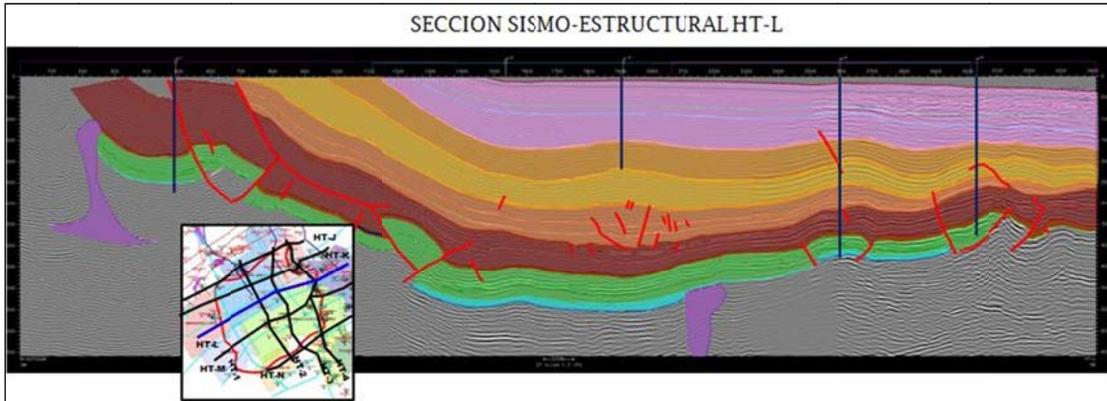


Fig. IV.15 Transecto HT-L el cual atraviesa la cuenca por el centro y va de SW a NE

La sección sismo estructural HT-M (Fig. IV.16) va de SW – NE y tiene una longitud aproximada de 73 kilómetros, en esta sección se observa más masa de sal autóctona que afecta el mesozoico y parte del terciario por medio de fallas inversas provocadas por los mismos levantamientos de sal pero sin afectar el mioceno. El oligoceno aflora en su parte SW haciendo también que el mioceno se encuentre aflorando en esta misma parte. Al estar en una dirección perpendicular al depósito de canales, esta sección es donde se observan los cuerpos de canales en la sísmica

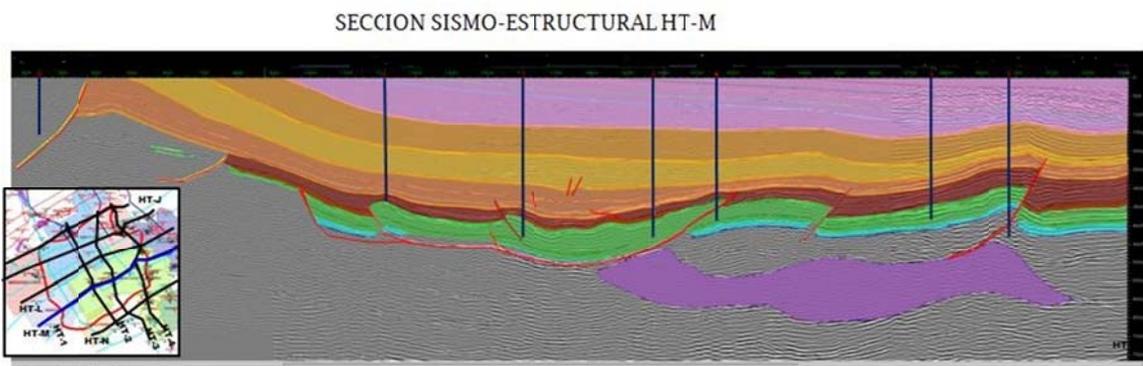


Fig. IV.16 Transecto HT-M el cual atraviesa la cuenca de SW a NE



#

Con ayuda de la fauna índice (Fig.IV.17) y registros de pozo se definieron los marcadores que sirvieron como guía para establecer los horizontes a diferentes niveles geológicos.

En la Fig. IV.17 también se muestra una vista del canal con dirección NW SE y en la Fig. IV.18 con dirección SW NE donde se observa que está a poca distancia arriba de la cima del Mioceno Inferior

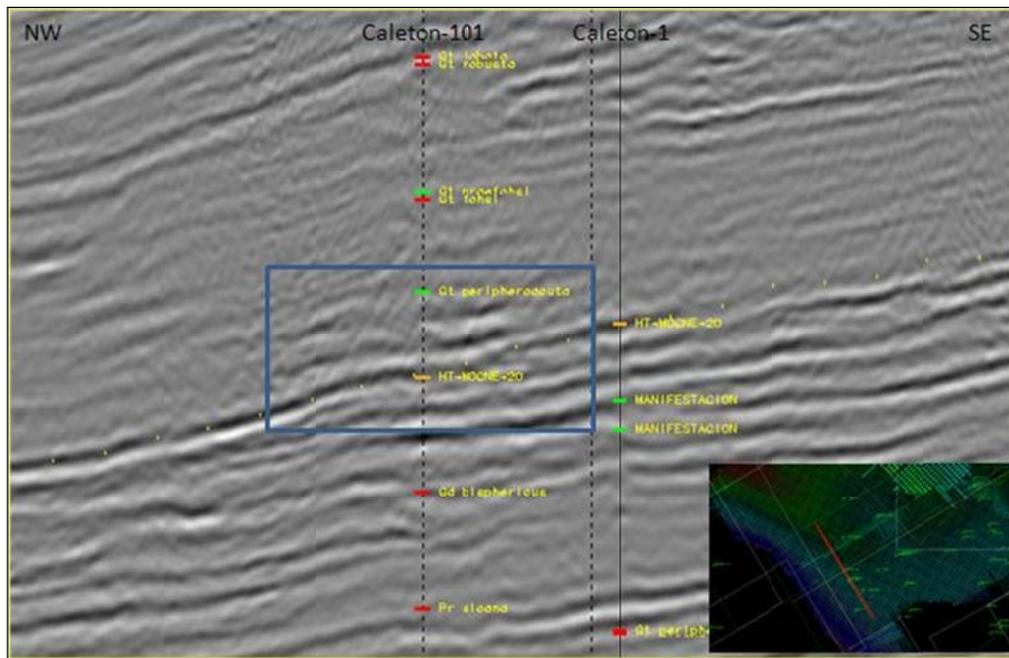


Fig. IV.17 Línea Sísmica NW SE donde corta en una parte del canal



#

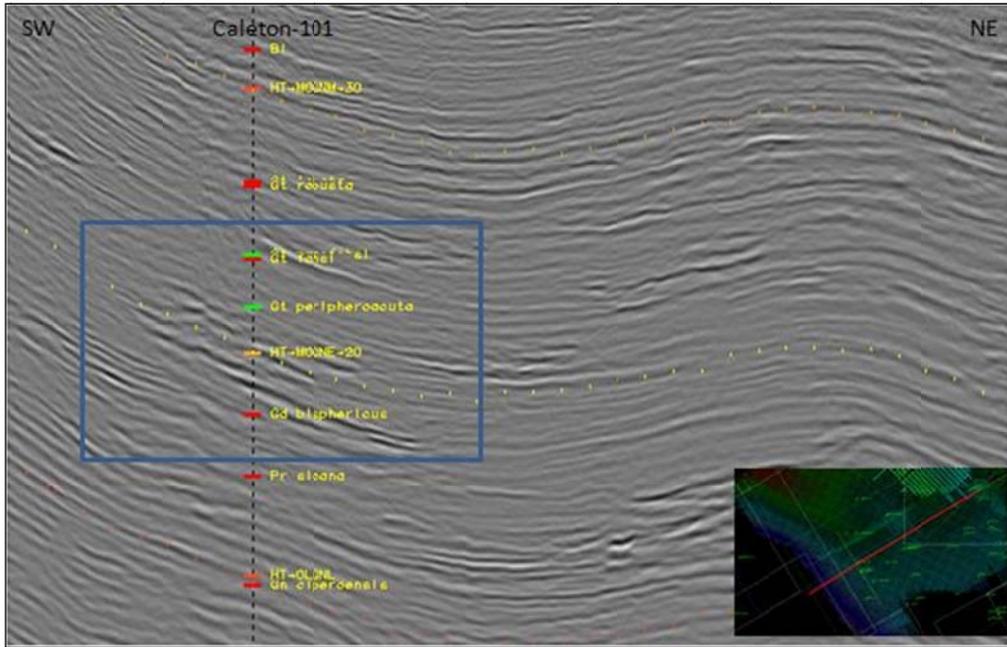


Fig. IV.18 Línea Sísmica SW NE que corta el canal



V DESARROLLO DE ATRIBUTOS

En campos prospectivos donde las zonas de interés económico están dadas por trampas estratigráficas, es importante aplicar técnicas que permitan visualizar la extensión de los yacimientos.

Al trabajar en áreas donde los atributos convencionales normalmente han apoyado en la detección de yacimientos asociados a trampas estratigráficas, se ha visto que en algunos casos no se logran definir totalmente, sin embargo, la combinación de atributos puede permitir una mejor visualización de la distribución de dicho yacimiento. Este trabajo muestra algunas de esas combinaciones, que ayudan a definir el sistema de depósito y su distribución más claramente en comparación con los atributos convencionales.

El análisis de atributos sísmicos combinados, la interpretación y la integración de los resultados obtenidos aportaran información que permitirá reducir la incertidumbre exploratoria.

El uso de los atributos sísmicos como herramientas predictivas para la caracterización de yacimientos ha permitido la generación de cientos de ellos a través de diversos métodos. El propósito de éstos es inferir propiedades petrofísicas a partir de datos sísmicos.

El intento por obtener una mejor imagen que represente un yacimiento, ha suscitado el uso de combinaciones entre atributos a través de la estadística, redes neuronales o arreglos matemáticos, denominándolos “ATRIBUTOS HÍBRIDOS”. PEMEX no es la excepción, con la finalidad de disminuir la incertidumbre en la definición



de sus yacimientos, se ha procurado utilizar estas técnicas que combinan diferentes atributos y el presente trabajo mostrará los resultados obtenidos a partir del uso de multiatributos o combinación de ellos.

Se calcularon diferentes atributos en cuatro volúmenes sísmicos, algunos de ellos constituidos por uniones de volúmenes. En el análisis de estos atributos se observaron una serie de canales a nivel de Mioceno Medio e Inferior principalmente, se calcularon estos atributos individuales en cada cubo y se desplegaron en cortes de tiempo En la Fig. V.1 se presenta el atributo de varianza en un time slice a 2010 ms como procedimiento a seguir para detectar posibles canales, utilizando diferentes atributos dentro del mismo nivel y después aplicándolo también en los demás cubos sísmicos del proyecto.

Haciendo pruebas se observó que los canales se pueden distinguir mejor en atributos en horizontes conformables, en este caso, horizontes entre Mioceno Medio e Inferior.

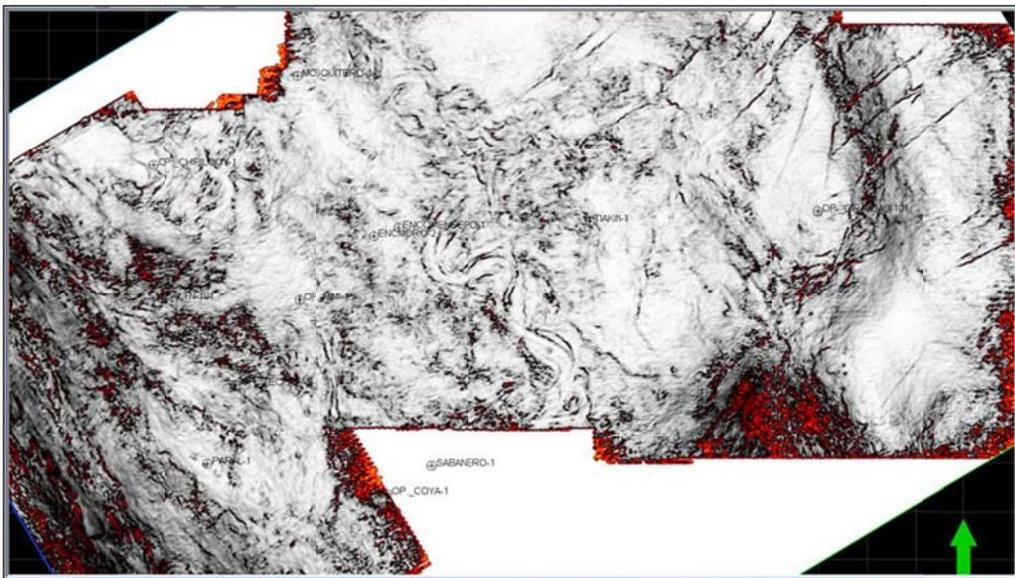


Fig. V.1 Corte en tiempo del atributo de varianza en el cubo carmena Caletón giraldas



Para generar los atributos en horizontes conformables primero se identificaron las ventanas de interés entre la base y la cima del Mioceno Medio e Inferior respectivamente, dando una revisión desde la cima de los volúmenes hasta la base analizando diferentes niveles geológicos que abarca la sísmica pero solo me enfoqué en este nivel (Mioceno Medio e Inferior) porque en estos se observan bien los canales. Posteriormente se obtiene la resolución vertical de la sísmica en la ventana de interés.

Se divide entre la cima y la base en superficies proporcionales (Fig.V.2), en este caso, de acuerdo la distancia entre los dos horizontes limite medida en un pozo para tener una certeza de que estamos detectando los cuerpos o canales deseados.

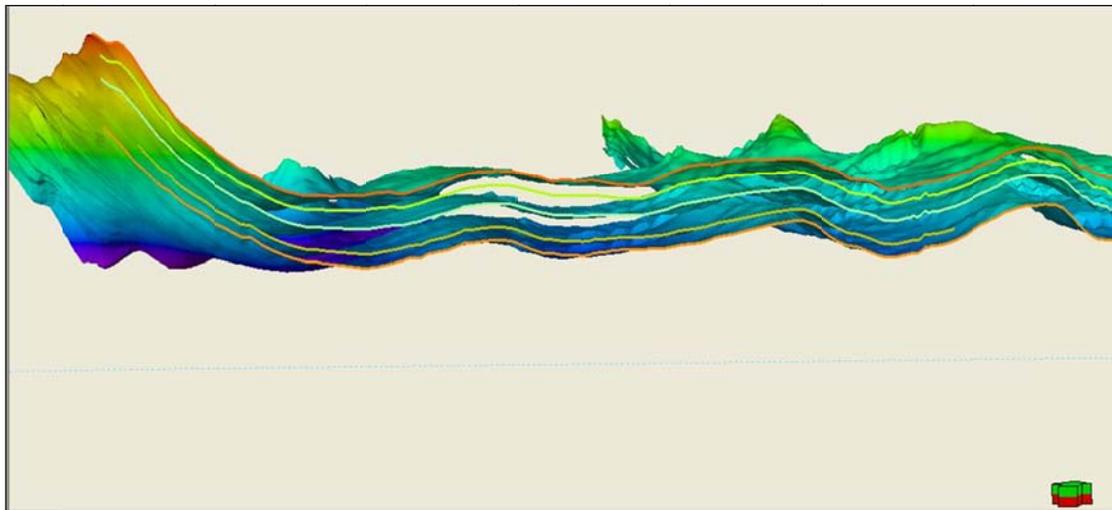


Fig. V.2 Despliegue de horizontes conformables dentro de los horizontes Mioceno Medio e Inferior

En el horizonte objetivo para el mapeo del paleocanal se efectuaron diferentes atributos con el objeto fundamental de investigar el comportamiento, es decir, la magnitud, distribución geométrica y posibles oportunidades para la explotación de hidrocarburos.



#

Entre los horizontes de mioceno Medio e inferior se realizó una división de 16 horizontes conformables los cuales fueron analizados uno por uno aplicándoles diferentes atributos (Fig. V.4 y Fig. V.5), dentro de esta subdivisión se observó un canal en el horizonte 13, de ahí el nombre que se le dio a este horizonte derivado de la subdivisión (Fig. V.3).

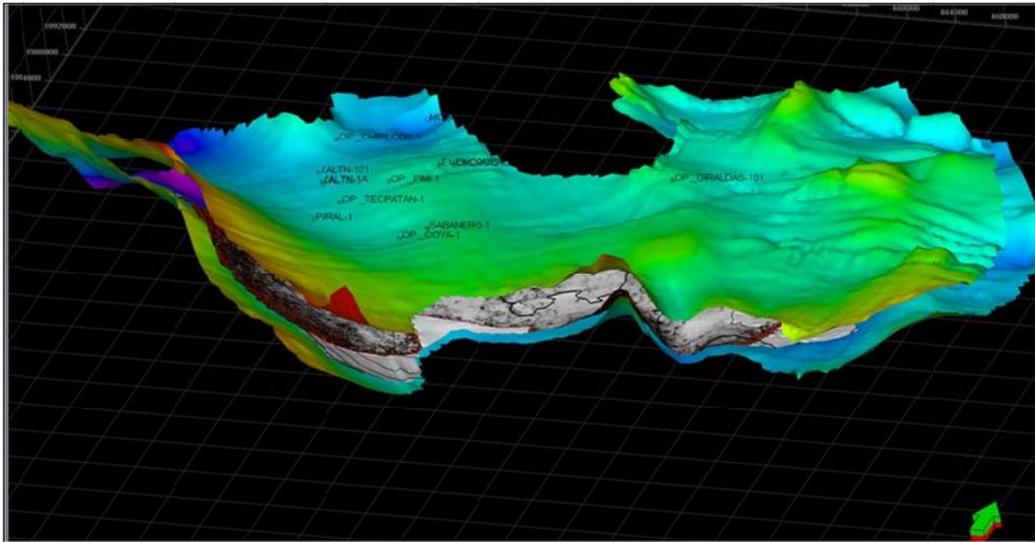


Fig. V.3 Horizonte13 entre las interpretaciones de Mioceno Medio y Mioceno Inferior

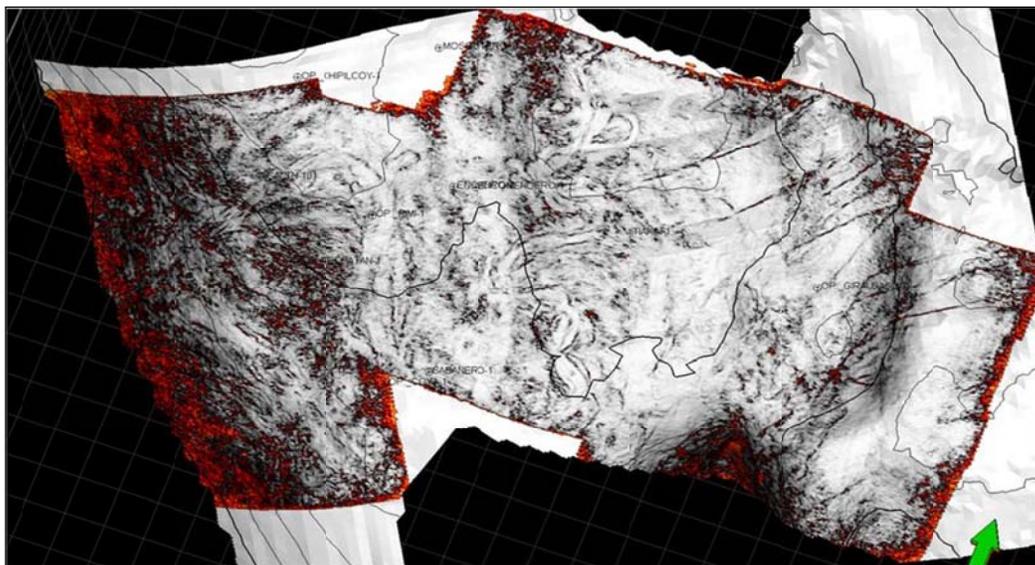


Fig. V.4 Fig. V.4 Atributo Varianza del horizonte 13

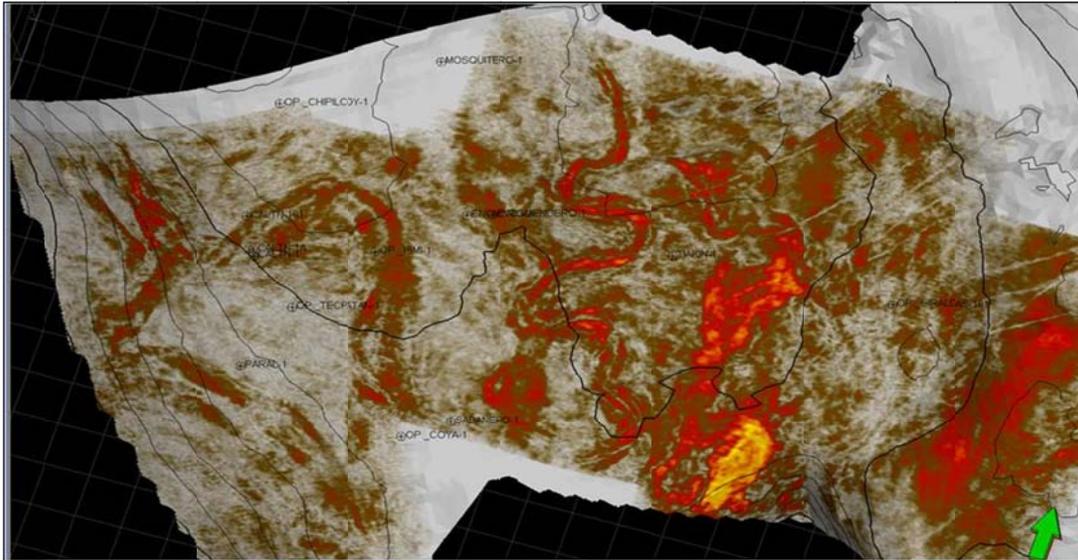


Fig. V.5 Atributo RMS del horizonte 13

Al analizar ambos atributos Fig.V.4 y Fig. V.5, se observa que el atributo de amplitud RMS no logra separar totalmente la anomalía del común de los datos, esto significa que aunque se muestra una respuesta anómala al medio circundante aún se tienen datos que comparten las características de otros, confundiéndose visiblemente con el background y mostrando un mayor rango de datos que se pueden considerar como anómalos.

Nuestro problema comienza cuando un atributo deja de ser tan resolutivo debido a que no logra definir claramente los límites de los canales, es momento de utilizar otras técnicas que nos ayuden a la definición de nuestros objetivos. Aunque, aun cuando un atributo no funciona como esperamos, nos ayuda si nos da un indicio o una pista de algún rasgo y de ahí partir para aplicar cosas diferentes a las convencionales y tener éxito en nuestra búsqueda.



#

Dentro de la metodología utilizada para detectar los canales consiste en extraer y analizar diferentes atributos donde estas anomalías estratigráficas se presentan, además de hacer pruebas de apilados en la respuesta del atributo (Fig.V.6)

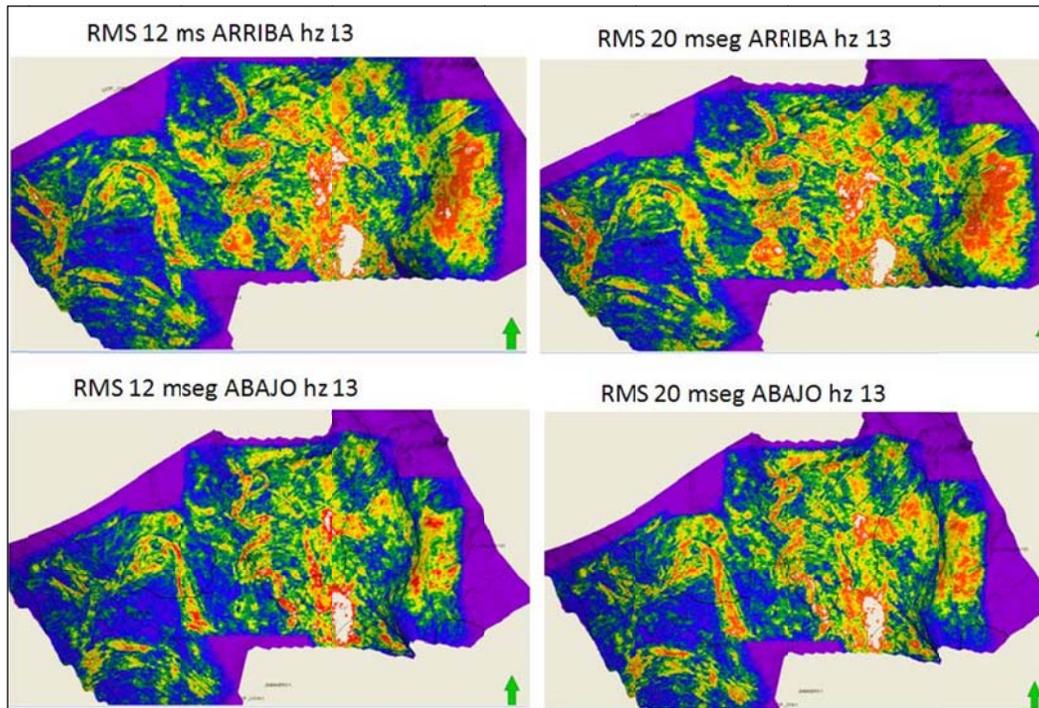


Fig. V.6 Horizontes en diferentes apilados como refuerzo de la respuesta del atributo.

Ya observados los canales se procede a desplegarlos en secciones sísmicas de amplitud para corroborar su forma y posición. En la Fig. V.7 se observa el canal con ayuda de los atributos sobrepuestos en la sísmica que por sí sola serían muy difícil de detectar, el canal a simple vista a esta escala parece pequeño pero en realidad son 500 metros aproximadamente de ancho el cual si tuviera hidrocarburos sería muy buen candidato a explotarlo.



Haciendo el mismo procedimiento de dividir entre horizontes nos damos a la tarea de hacerlo ahora entre el mioceno inferior y Oligoceno con lo que representa también obtener este horizonte de Oligoceno interpretado.

Al aplicar atributos en la cima del Mioceno Inferior y juntar los atributos de los demás cubos se observó un gran canal que va casi de sur a norte (Fig. V.8) con grandes extensiones y por lo tanto grandes expectativas para exploración.

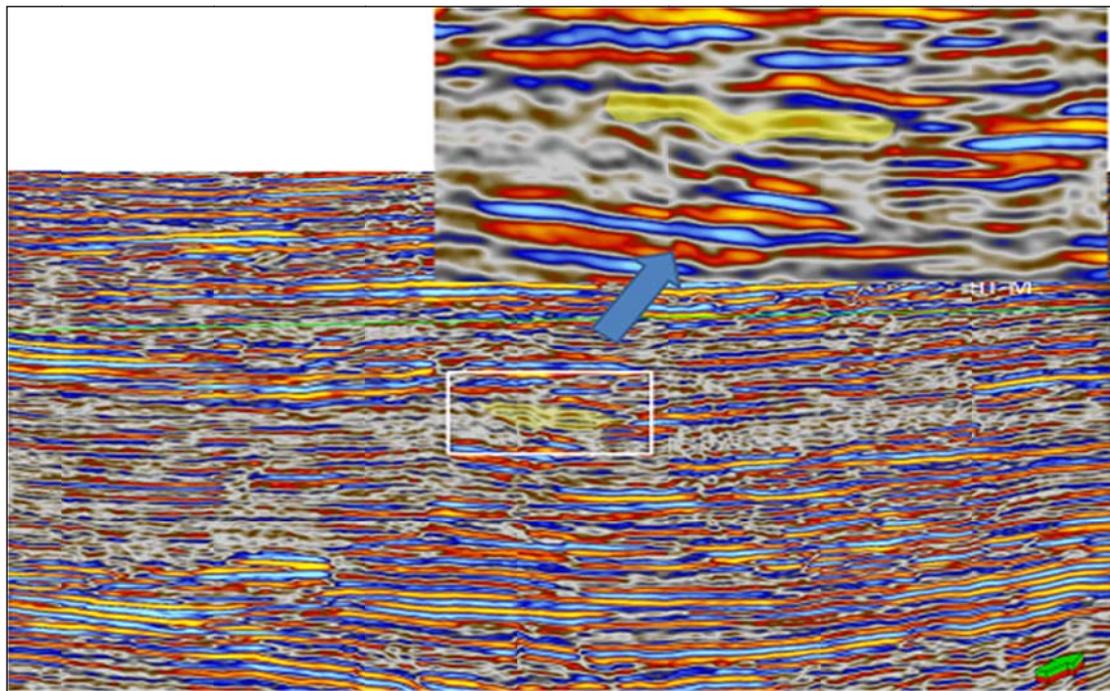


Fig. V.7 Canal visto en una sección sísmica con filtro y con ganancia



#

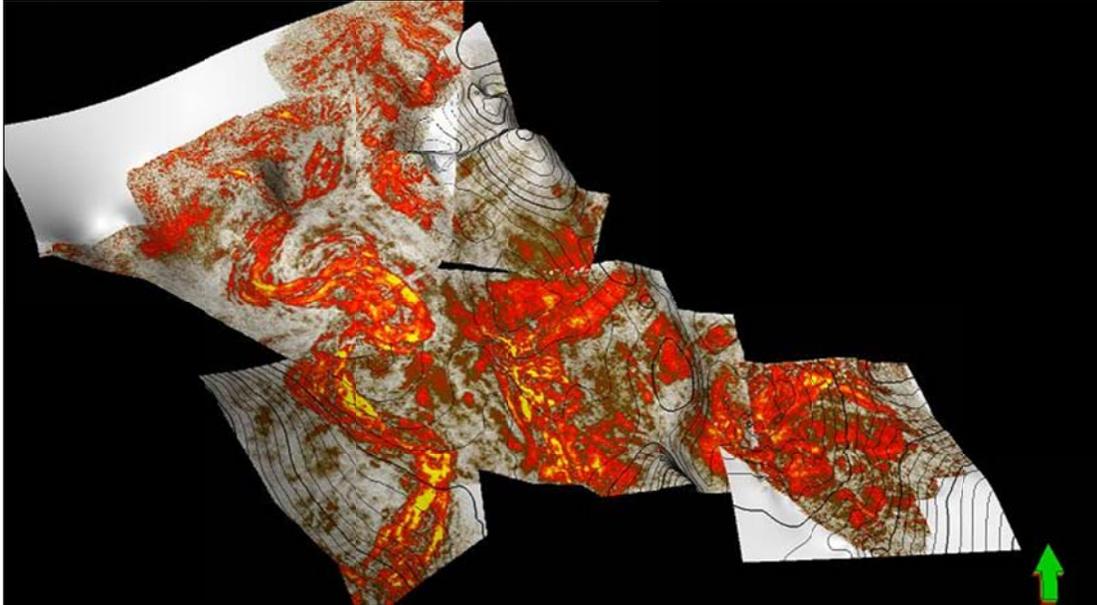


Fig. V.8 RMS Cima del Mioceno Inferior

Es muy importante calibrar la respuesta del atributo con los registros de pozos, por lo que se llevó a la tarea de localizar todos los pozos que atravesaran este canal y calibrarlos., En la Fig. V.9 se muestra que en la intersección del registro Rayos Gamma del pozo Caletón-101 con el horizonte del Mioceno Inferior (donde se encuentra este gran canal), en el registro se observa un comportamiento grano decreciente de la base a la cima, esto nos indica la presencia de canal.



#

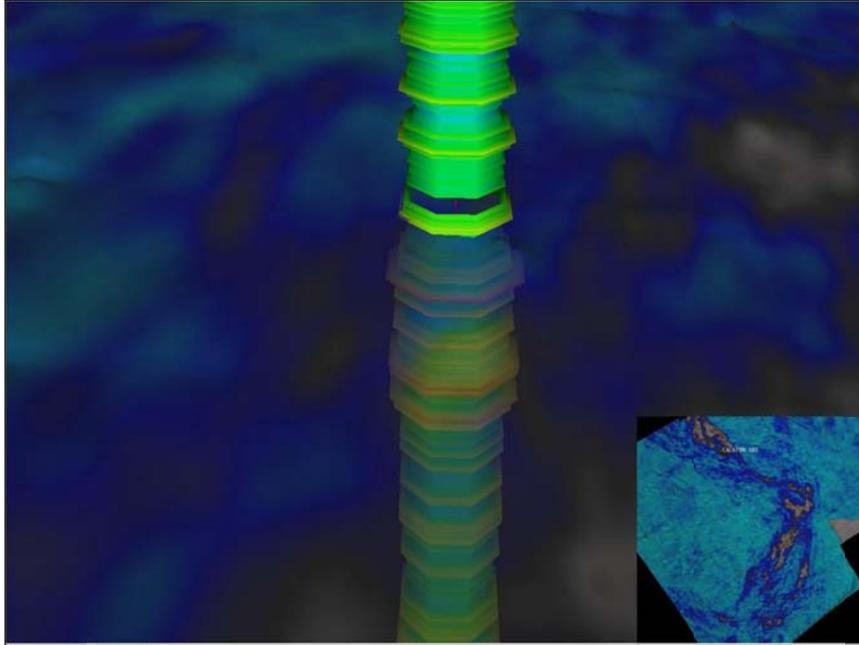


Fig. V.9 Calibración del registro Rayos Gamma del pozo Caletón-101 con el atributo RMS

El proceso de la extracción de las amplitudes se da desde que se visualizan algún atributo sísmico en rebanadas de tiempo para así observar algunas anomalías para enfocarse más hacia posibles objetivos (Fig. V.10). De este análisis se obtienen geoanomalías que nos ayudaran a desplegarlas en la sísmica y así poder decidir dónde se puede proponer una oportunidad exploratoria (Fig. V.11).

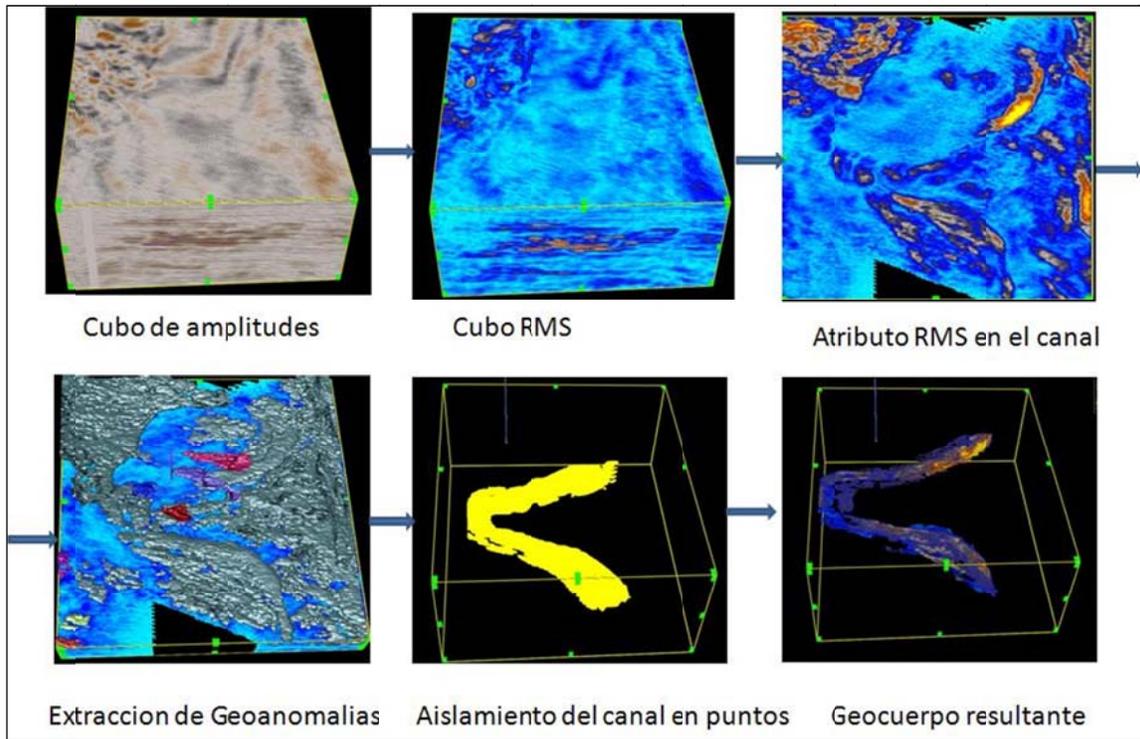


Fig. V.10 Extracción de amplitudes

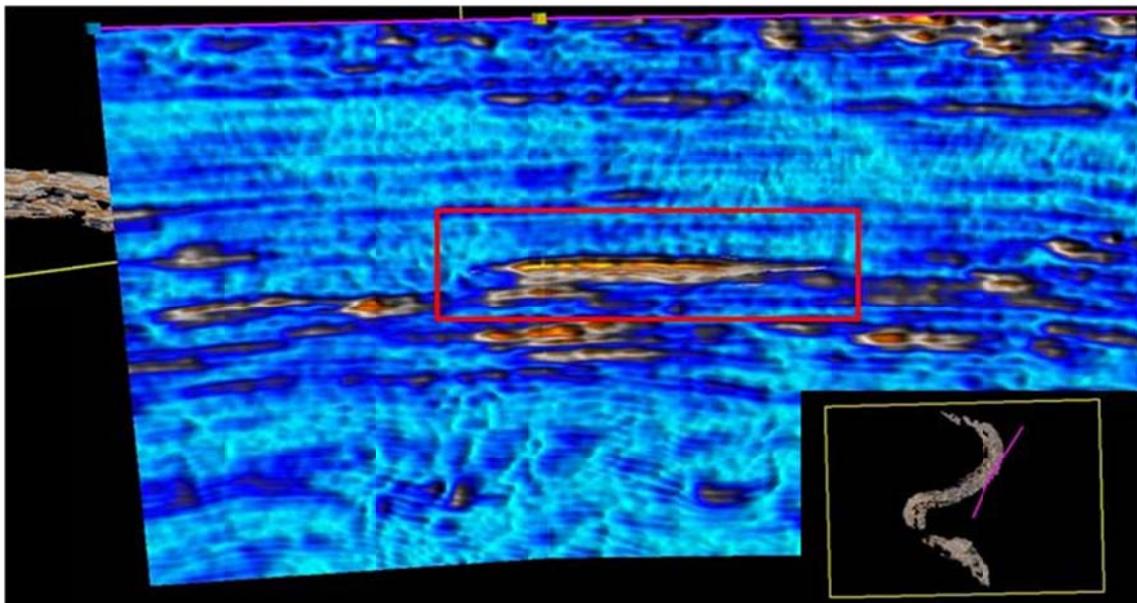


Fig. V.11 vista del canal en las facies de barras meándricas.



#

El uso de atributos múltiples ayuda a visualizar rasgos geológicos que en algunos atributos no se ven a primera vista como es el caso de los canales que a continuación no se vieron ni en el atributo RMS ni en el atributo de Varianza, En la Fig. V.12 y Fig. V.13 se muestran los atributos cada uno a la misma profundidad en una rebanada de tiempo, El atributo RMS no muestra tendencias de canales mientras que el atributo de cubo estructural si nos muestra una tendencia de un canal bastante extenso pero muy delgado que incluso atraviesa por varios pozos del área.

Para estos atributos se calculó la resolución vertical para así definir dentro de los parámetros la longitud de la ventana para determinar el número de muestras en el cálculo de los atributos sísmicos.

Calculando el atributo sísmico en esta área con ventanas de muestreo vertical amplios producen un mayor promedio en las muestras de la traza y por lo tanto las estimaciones son más estables pero no nos muestran ciertos detalles en nuestros canales e incluso pasan por desapercibidos en la búsqueda de indicios de canales, al hacer una ventana más reducida de estos parámetros y aplicando combinación de atributos se puede llegar a un resultado favorable al desplegar este atributo en un horizonte sísmico a esa profundidad.

Otro aspecto importante es la paleta de colores que se debe de elegir y una herramienta muy importante también es el uso de la luz direccionada que hace el efecto de relieve.

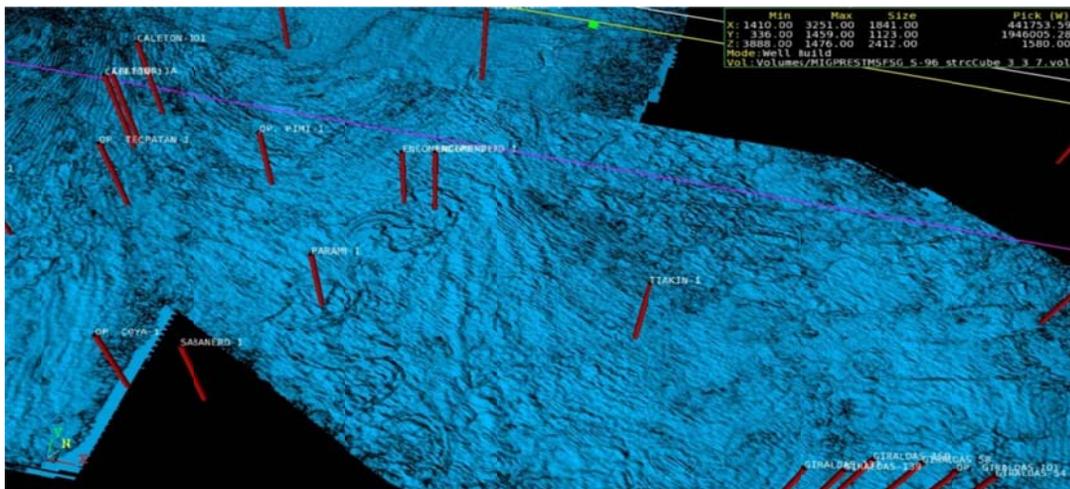
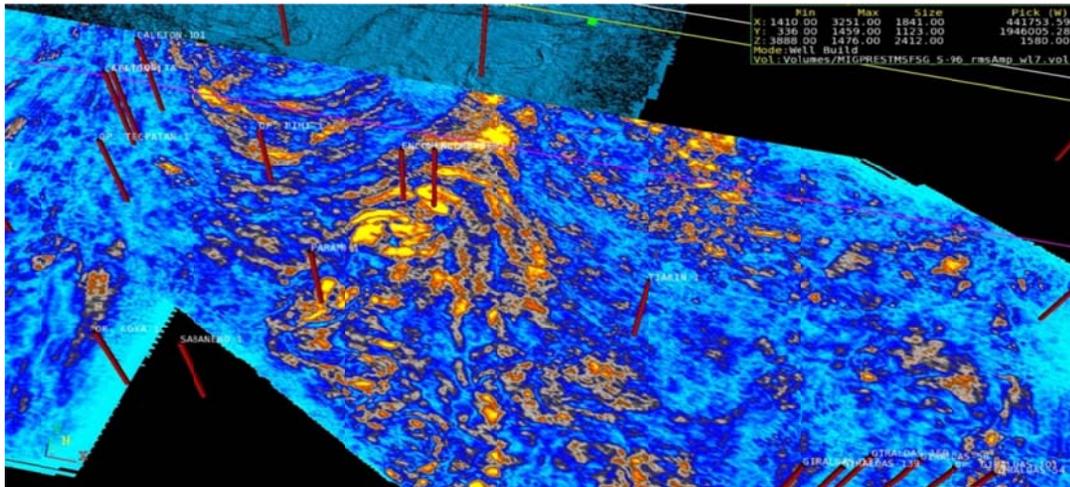


Fig. V.12 Atributo RMS (arriba) y Atributo Cubo Estructural (abajo)

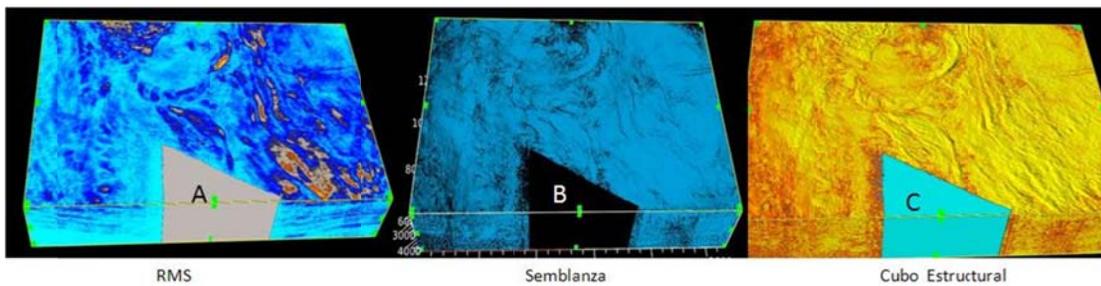


Fig.V.13 comparación de atributo RMS (A.), Atributo Semblanza (B) y Atributo Cubo Estructural (C)



#

El análisis de atributos sísmicos permitió tomar consideraciones sobre las diferencias entre atributos convencionales, de tal manera que la resolución del atributo RMS amplitud y Varianza fue superada con otros o la combinación de los atributos con ayuda de algunos artefactos como la luz direccionada. Con esto análisis se lograron observar gran número de canales y lóbulos, incluso la arquitectura interna del sistema de canales y rasgos semejantes a los meandros donde se puede medir el ancho y lo largo de estos.

Otro atributo usado en este trabajo es el *sweetness* que básicamente es la envolvente de amplitud (fuerza de reflexión), dividido por la raíz cuadrada de la frecuencia instantánea. Este atributo funciona en los datos sísmicos que presentan grandes amplitudes con frecuencias bajas. Y en entornos geológicos donde hay un buen contraste en la impedancia acústica.

Este atributo nos ayudó para enfatizar mejor algunos canales y lóbulos que con el atributo de RMS no pudimos observar claramente. En la Fig.V.14 se observan 2 canales con sus respectivos lóbulos bien marcados dentro del Mioceno Inferior, extrayéndose en los cubos Unión Carmena Caletón Girdaldas y Ampliación Herradura, obteniendo su geocuerpo correspondiente siendo este en forma de escorpión (Fig. V.15).

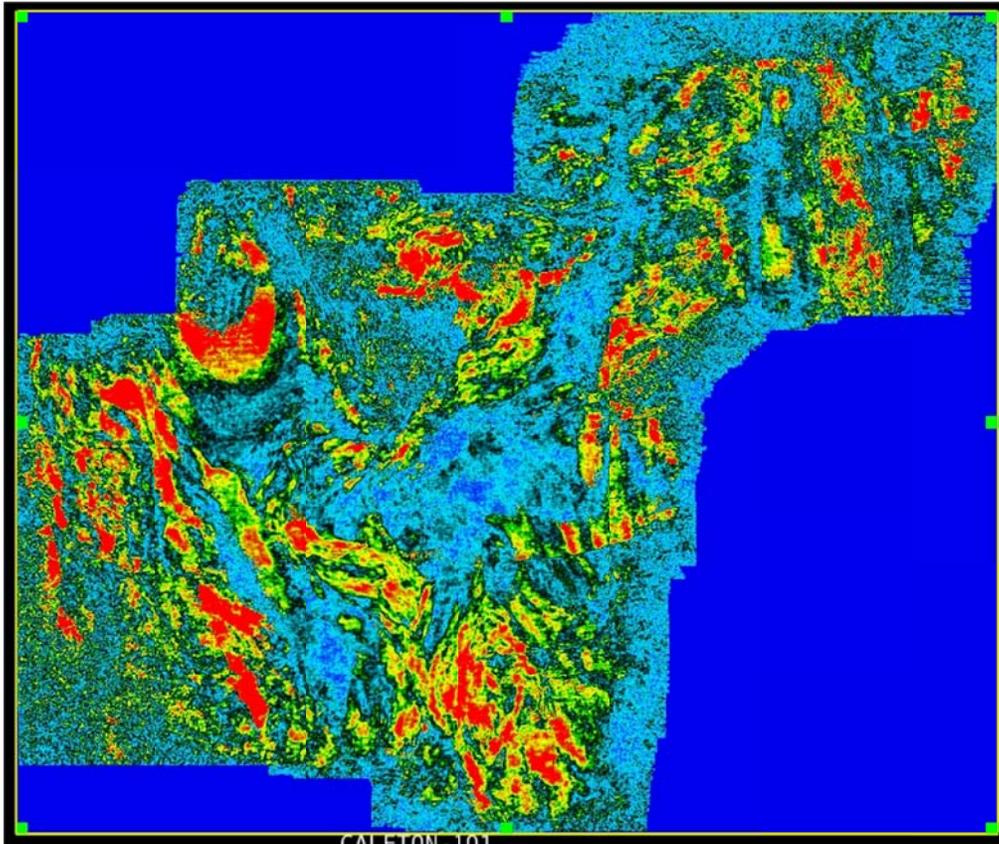


Fig. V.14 Atributo Sweetness en el área del cubo Ampliación Herradura



Fig. V.15. Obtención del geocuerpo del Mioceno Inferior en los cubos de Ampliación Herradura y Unión Carmena Caletón Giraldas



VI RESULTADOS: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN

En este capítulo se analizó las aplicaciones de la caracterización y mapeo de los canales ya sean ventajas o desventajas dependiendo sea el objetivo de estos o su posición estratigráfica que se pueden presentar

- Caracterización y comprensión geológica.
- Generación de áreas de oportunidad.
- Prevención y reducción de problemas al perforar el pozo al atravesar el paleocanal

Es importante conocer el comportamiento geológico del área por medio de sísmica, pozos ya perforados con sus respectivos registros y antecedentes geológicos mismos para así determinar y actualizar los modelos con el propósito de determinar áreas de oportunidad. Un producto importante son los mapas de facies donde se ilustra cómo se han comportado los paleocanales y su posible trayectoria. A continuación se describen estos mapas en el Mioceno Medio e Inferior.

Mapa de Facies del Mioceno Medio_30 (MOCNM_30).

En esta etapa se observa el desarrollo de dos sistemas de canales ricos en arenas y conglomerados. El primero está representado en el canal desarrollado que viene del pozo Caletón-1, donde termina desbordándose en un abanico de piso de cuenca, en el cual vamos a tener nuestra clasificación de sedimentos de la siguiente manera, los sedimentos



más gruesos en la parte proximal y los más finos en la parte distal, así mismo en el pozo Caletón-101, visualizamos el desarrollo de facies de banco de nivel natural (*Over bank*), que son montículos de pendientes suaves en forma de cuñas, los cuales son el resultado del desborde del canal en determinadas temporadas, en estas facies podemos encontrar estratificación cruzada, rizaduras y acreciones.

El segundo canal va en dirección NW-SE, el cual pasa por el pozo Chirimoyo-45-A, Chirimoyo-1, Sabanero-1, Paramo-1, Encomendero-2 y Mosquitero-1, cuales fueron perforados dentro de las facies de canal, lo cual es visible en las electrofacies y en la descripción litológica de dichos pozos.

Para la parte este del área de estudio hay un sistema complejo de canales representados por las electro facies de cada uno de los pozos que componen los campos Topen, Cacho Lopez, Sunuapa, Iris, Giraldas, etc. Así mismo se observa que tres canales tienen su cambio de facies a abanicos de piso de cuenca.

De acuerdo a la fauna bentónica reportada por los pozos perforados tenemos una batimetría de Batial Inferior, lo que nos indica que estamos en una cuenca, esto apoyándonos con la descripción litológica y de núcleos.

Es importante resaltar que las electrofacies de cada pozo podemos encontrar más de un canal lo cual indica, que podemos encontrar más canales dentro de toda secuencia. De la misma forma podemos tener varios cambios de facies a lo largo de todo el canal, donde podemos encontrar facies de canal y barras de canal en la parte central, y para la parte cóncavo del canal tenemos las facies de barras meándricas (*Point bar*) y facies de abanico de desborde. Estas facies mencionadas son ricas en depósitos de arenas. Para el campo Bijagua y Chiapas, vemos que las electrofacies caen en secuencias arcillosa (cuenca).



#

MAPA DE FACIES DEPOSICIONALES MOCNM

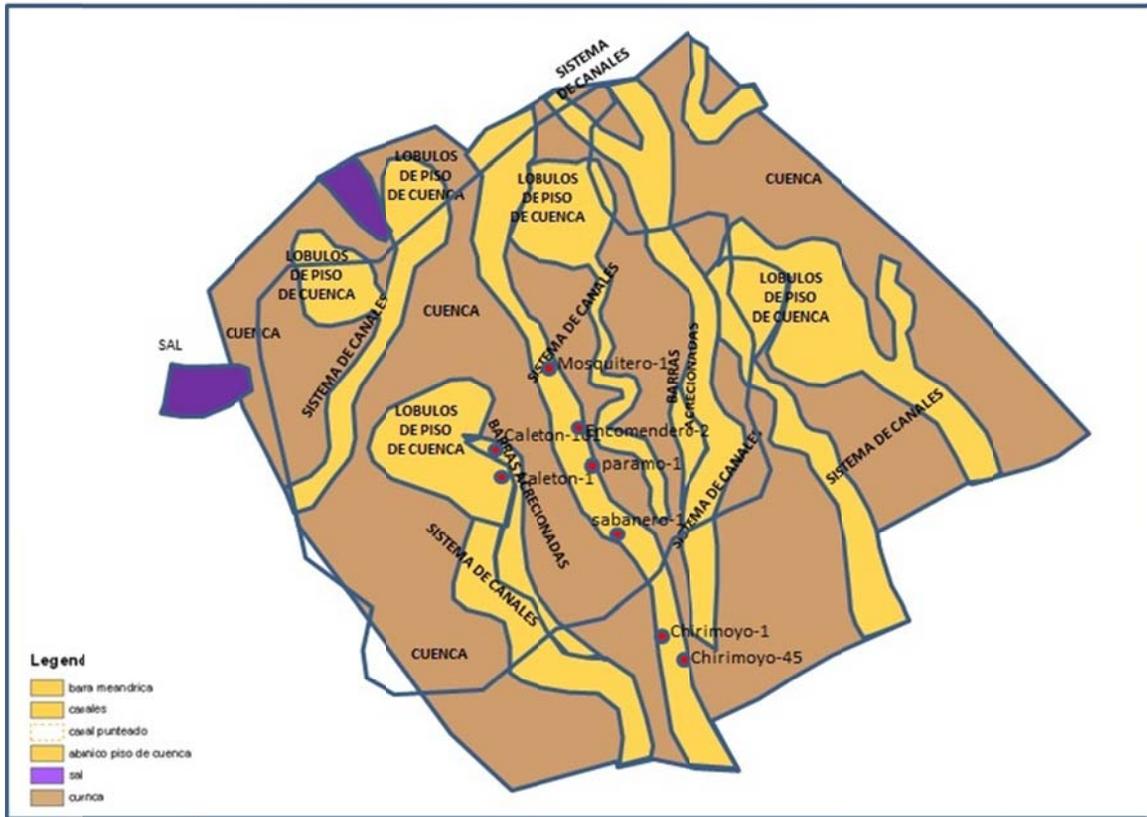


Fig.VI.1 Interpretación de Mapa de facies del Mioceno Medio de la Cuenca de Huimanguillo con su calibración correspondiente con los registros de pozo.

Mapa de Facies del Mioceno Inferior_20

Para esta edad se observa el desarrollo un de canal rico en arenas y conglomerados. El cual presenta una dirección NW-SE, pasando por los pozos Carmena-1, Garambullo-1, Paral-1, Caletón-1 y Caletón-101, dichos pozos cortaron las facies de canal, lo cual esta evidenciado con el relleno de las electrofacies así como la descripción litológica de cada uno de los pozos. Para el caso muy particular del pozo Veleta-1 de acuerdo a sus características litológicas y de electrofacies, representa el desborde de un abanico de piso de cuenca, en el cual vamos a tener los sedimentos más gruesos en la parte proximal y los



más finos en la parte distal., así mismo en las partes cóncavas del canal tenemos la presencia de barras meándricas (Point bar), dichos depósitos son ricos en arenas. Adelante del pozo Caletón-101, visualizamos el desarrollo de dos facies de banco de nivel natural (Over bank), que son montículos de pendientes suaves en forma de cuñas, los cuales son el resultado del desborde del canal en determinadas temporadas, en estas facies podemos encontrar estratificación cruzada, rizaduras y acreciones.

Otro canal tiene la misma dirección que el anterior, el cual pasa por el pozo Chirimoyo-45-A, Chirimoyo-1, Sabanero-1, Paramo-1, Encomendero-2 y Mosquitero-1, cuales fueron perforados dentro de las facies de canal, lo cual es visible en las electrofacies y en la descripción litológica de dichos pozos., pero también presenta dos bifurcaciones o brazos, permitiendo el desarrollo de varios canales situando a los campos Jujo, Iris, Jacinto, Tepeyil, etc. Dentro de las facies de canal.

Para la parte del Este del área de estudio se tiene un canal representado por los pozos Sunuapa-201, Topen-22, Cacho Lopez-1001 y Zelandia-1, los cuales presentan electrofacies características de canal.

De acuerdo a la fauna bentónica reportada por los pozos perforados tenemos una batimetría de batial inferior, lo que nos indica que estamos en una cuenca, esto apoyándonos con la descripción litológica y de núcleos.



#

MAPA DE FACIES DEPOSICIONALES MOCNE

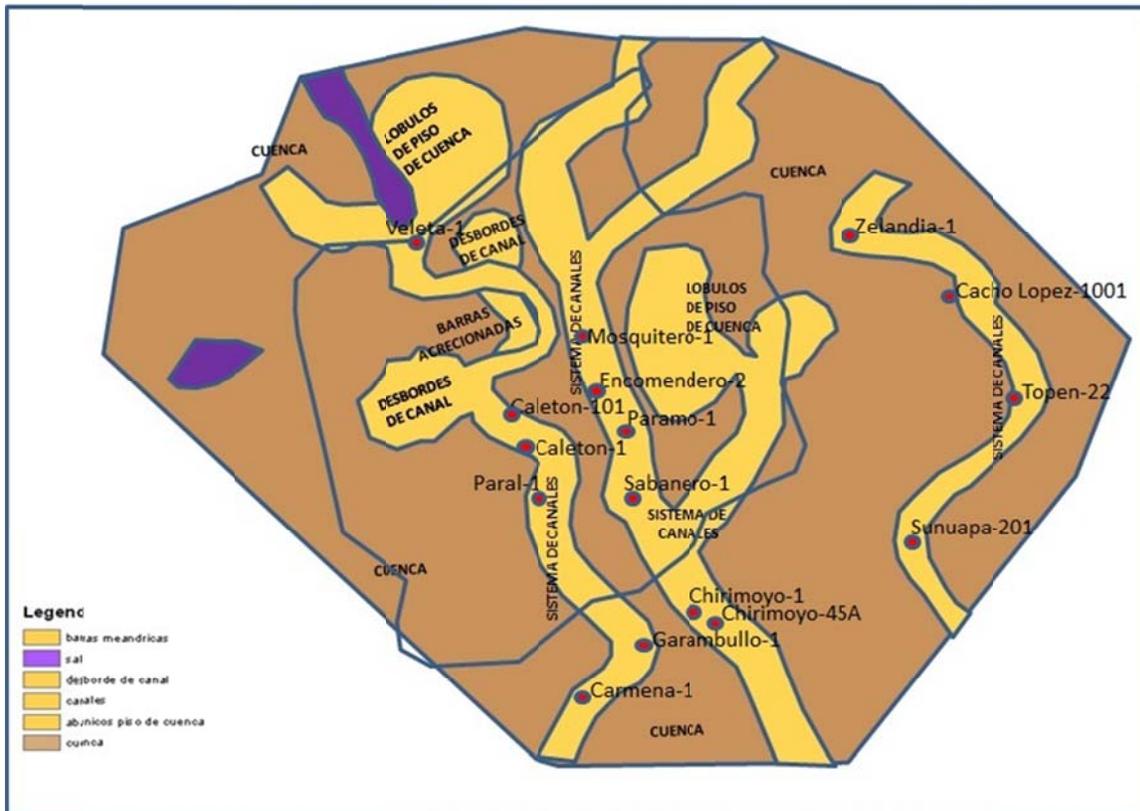


Fig.VI.2 Interpretación de Mapa de facies del Mioceno Inferior de la Cuenca de Huimanguillo con su calibración correspondiente con los registros de pozo.

Por la parte de la generación de áreas de oportunidad, se dan a continuación una serie de oportunidades que en futuro trabajo se estudiarán con más detalle para así convertirse en localizaciones aprobadas y finalmente ser perforadas y con suerte contar con un pozo productor el cual sería nuestro objetivo como visión de negocios. A continuación se dan algunos resultados obtenidos de todo el trabajo conjunto con otras disciplinas.

Los geocuerpos que se obtuvieron de los atributos sísmicos (Fig.VI.3) son ingresados a las secciones sísmicas para su análisis.



#

Las oportunidades que se pueden generar con los resultados de las geoanomalías son en zonas estratégicas de los canales (Fig. VI.4), estas consideran en las zonas meándricas, analizando por medio de registros de pozos cercanos o en su defecto en la sísmica. Pero puede existir el riesgo de que no todos los canales estén compuestos de arenas y si están compuestos de arenas pueden no tener interés económico.

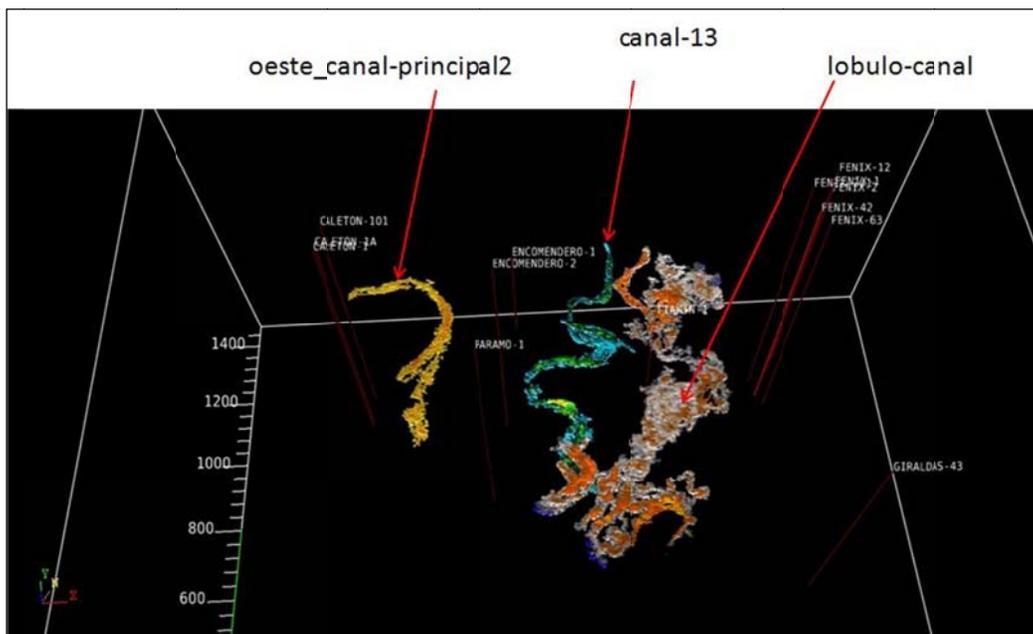


Fig.VI.3 geocuerpos extraídos de atributos sísmicos RMS

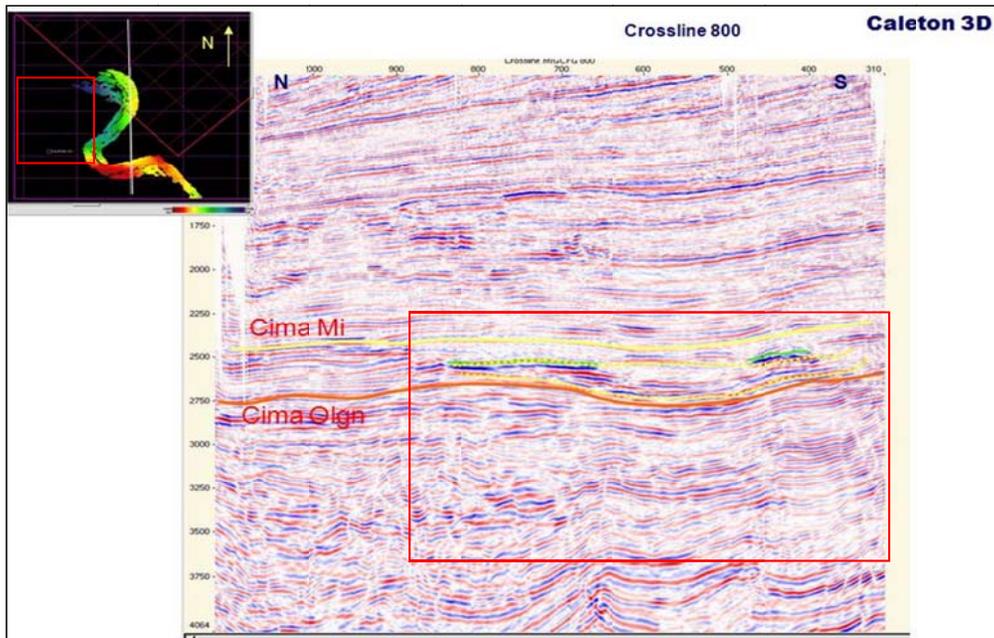


Fig. VI.4 Vista del canal en la sísmica, la línea blanca de la imagen superior es la dirección de la línea sísmica y el recuadro rojo en la sísmica muestra la vista del canal en la sección.

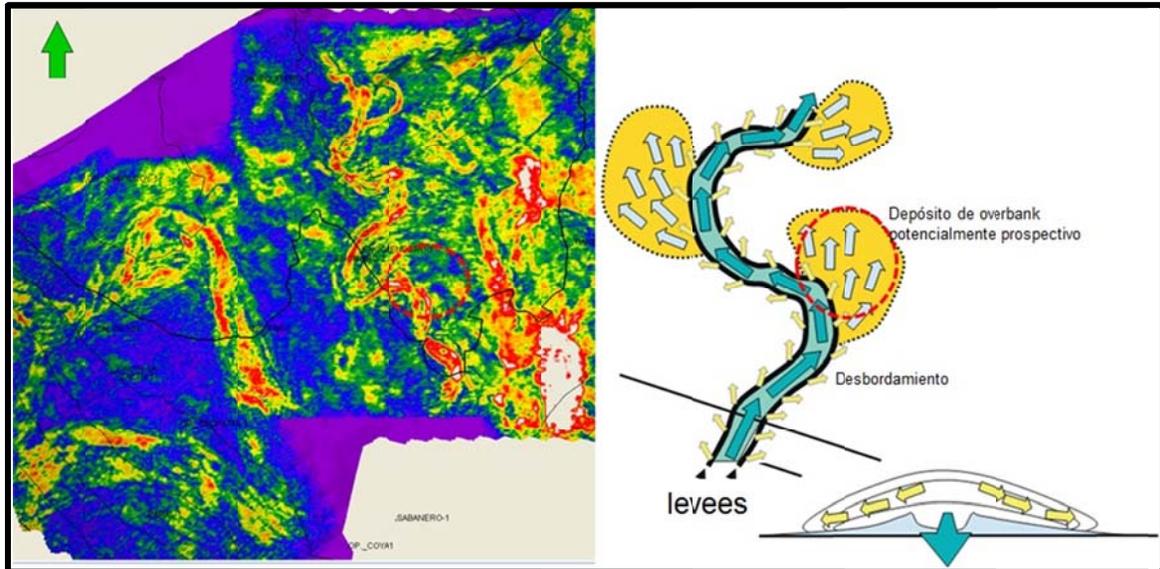
Los geocuerpos pueden dar información valiosa del comportamiento geológico en la cuenca y principalmente son buenos almacenadores de hidrocarburos siempre y cuando exista alguna trampa estructural o estratigráfica que pueda tener el sistema petrolero completo o sea que tenga roca generadora que en este caso lo más probable es la migración del hidrocarburo, que tenga la roca almacenadora en este caso la arena que generaron los canales y la roca sello que en su gran mayoría es por la sedimentación pelágica.

En el Mioceno Medio encontramos un sistema complejo de canales y lóbulos (Fig. VI.5), donde se observa la dirección de sur a norte y en su mayoría son relativamente delgados. Ninguno de estos canales ha sido explorado ni explotado a nivel Terciario pero algunos de estos fueron atravesados por algunos pozos donde se reportaron facies de canal a este nivel.



Las trampas inferidas son de tipo estratigráfico generadas por procesos depositacionales de aguas profundas con canales de abanicos submarinos y abanicos de piso de cuenca.

FigVI.4.1



FigVI.4.1. Superficie entre Mioceno medio e inferior. Posamentier y Walker, 2006 (esquema de la derecha).

Dentro del Mioceno Inferior se observaron canales y lóbulos más amplios y más largos que inclusive atraviesan toda la cuenca (Fig. VI.6) y que posiblemente sean más atractivos económicamente.

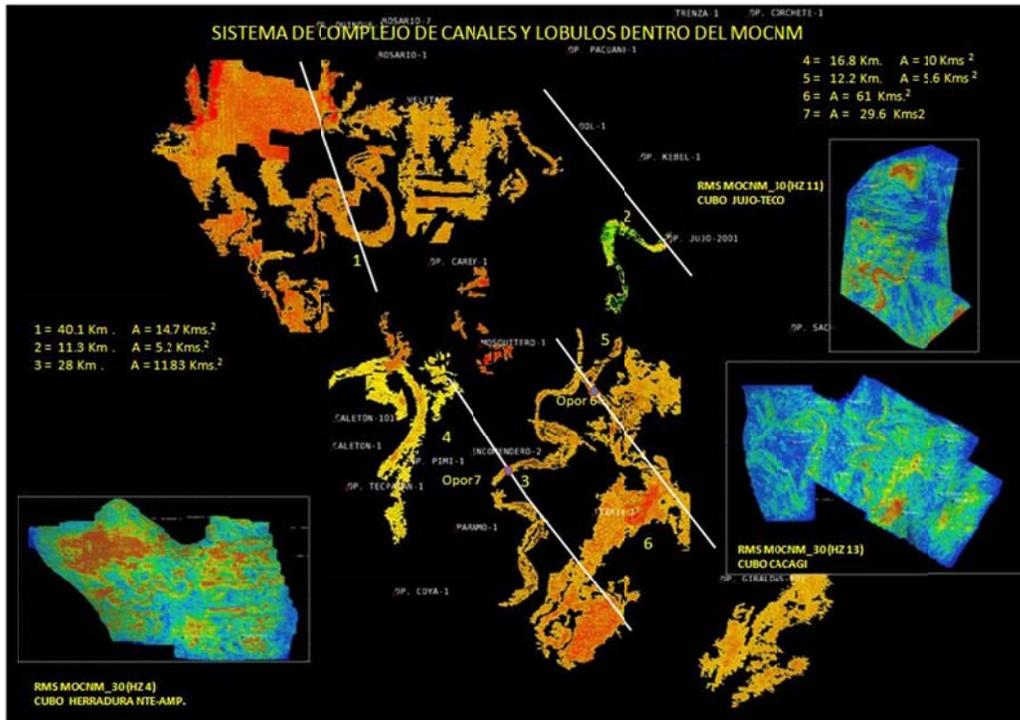


Fig.VI.5 Sistema de complejo de canales y lóbulos dentro del Mioceno Medio

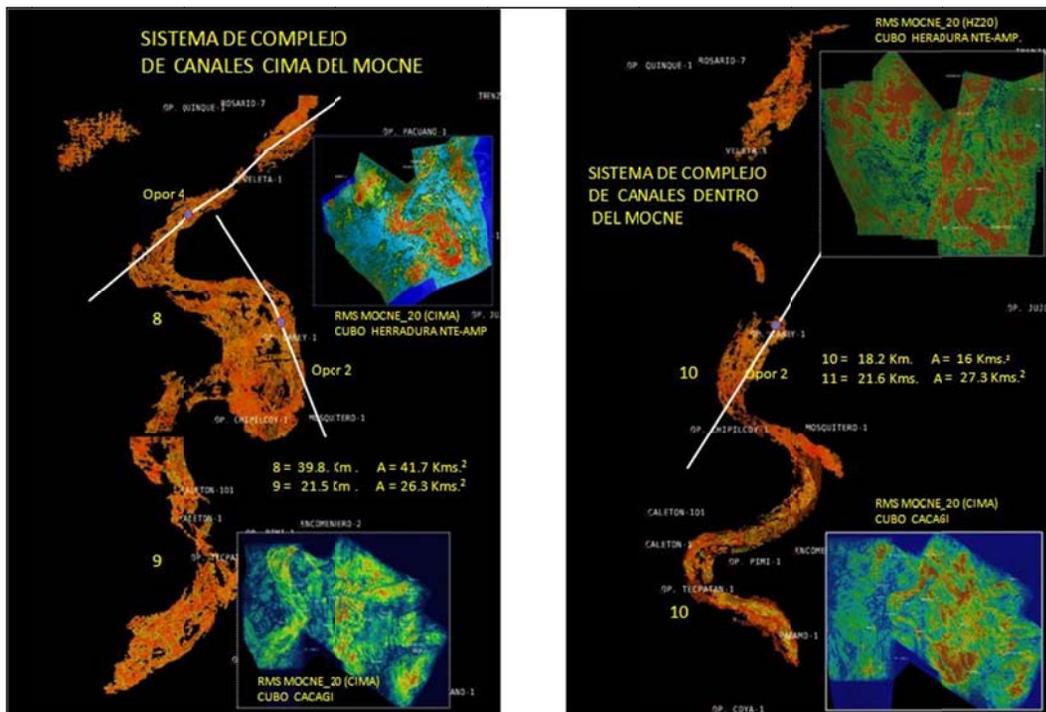


Fig.VI.6 Sistema de complejo de canales del Mioceno Inferior



#

Dentro del sistema de canales se sitúan algunas áreas de oportunidad en diferentes lugares de un mismo canal como es el caso de un canal en forma de “escorpión” (Fig. V.15), el nombre de escorpión se le dio para describirlo en este trabajo, tanto al canal como a las oportunidades, ya que este no se había detectado antes. Solo en este canal daremos 2 oportunidades que probablemente como en un siguiente trabajo se estudiaran con más detalle.

La oportunidad Escorpión-1 se sitúa en el cubo Ampliación Herradura y se plantea como un área de oportunidad por constituir una combinación de trampas estructural y estratigráfica. En la Fig. VI.7 se muestra la estructura anticlinal por donde se observa la anomalía de amplitud que es debida a la respuesta de las altas amplitudes que genera el canal, esta trampa tiene cierre contra el domo salino (Fig. VI.8), siendo una trampa donde la roca almacenadora está dada por posibles arenas que fueron acarreadas por el río que genero dicho canal.

Cerca de la oportunidad escorpión 2 se encuentra una oportunidad, esta fue dada desde el año 2000 con sísmica 2D y no se ha estudiado con detalle por falta de pruebas y porque la oportunidad la condenaron por el campo Ocuapan que muchos pozos de este campo no fueron productores, pero esta estructura se encuentra en una estructura diferente, además que no se habían considerado los canales encontrados en esa área. La Fig. VI.9 muestra la estructura que esta el área de la oportunidad Escorpión-2, esta área también es una combinación de trampa estructural y estratigráfica donde su cierre esta dado contra una falla (Fig. VI.10). Esta oportunidad se muestra con líneas aleatorias de sísmicas de amplitud.



#

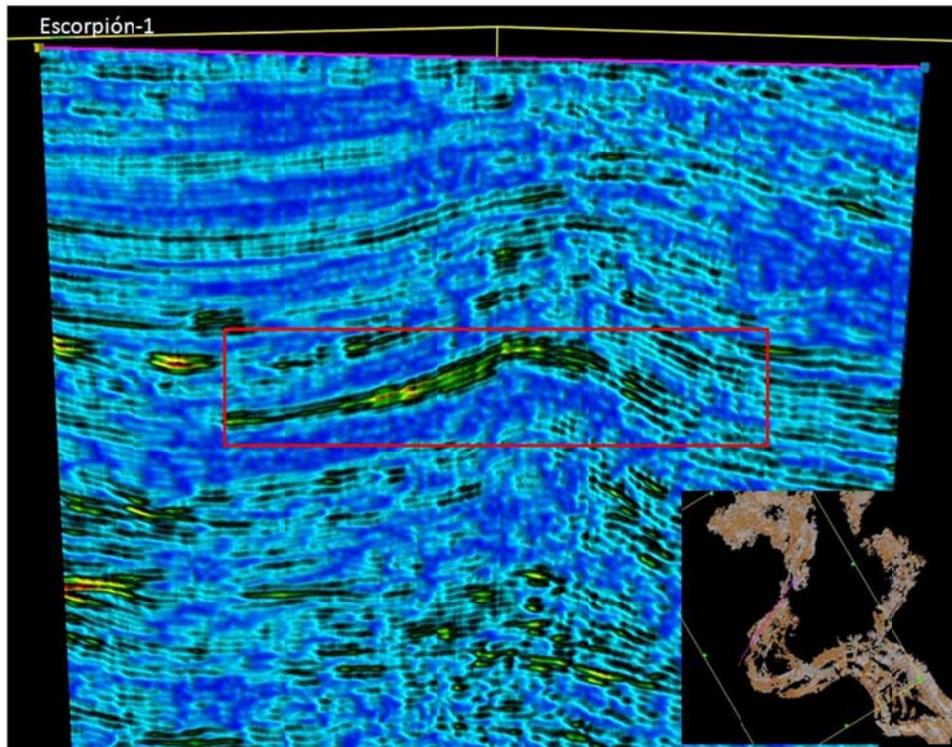


Fig.VI.7 Área de Oportunidad Escorpión-1 vista con una línea aleatoria de SW - NE

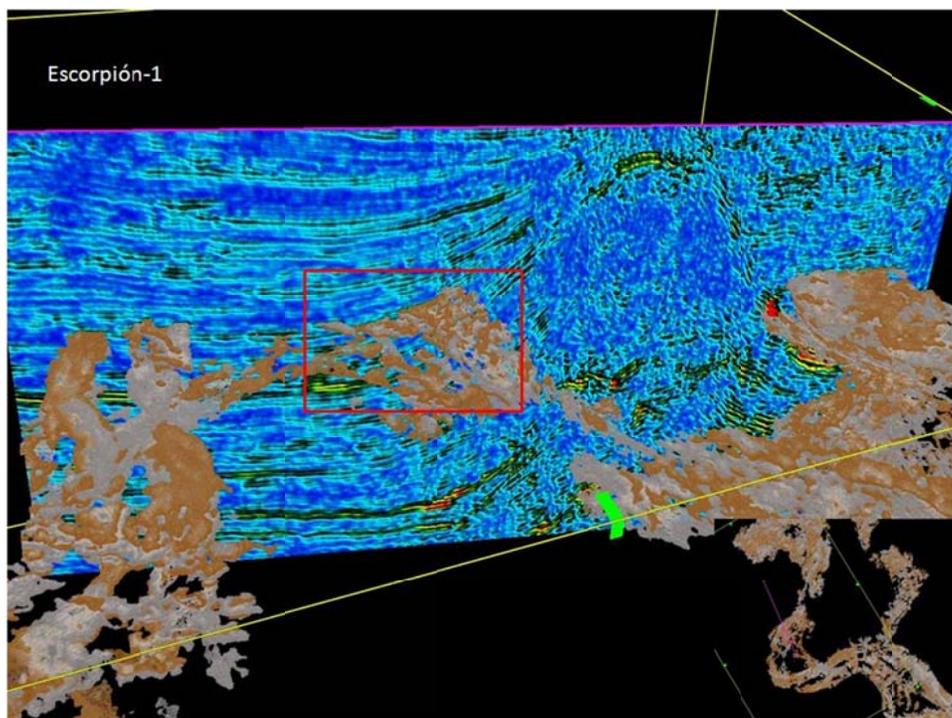


Fig. VI. 8 Área de Oportunidad Escorpión-1 vista con una línea aleatoria SE – NW.



#

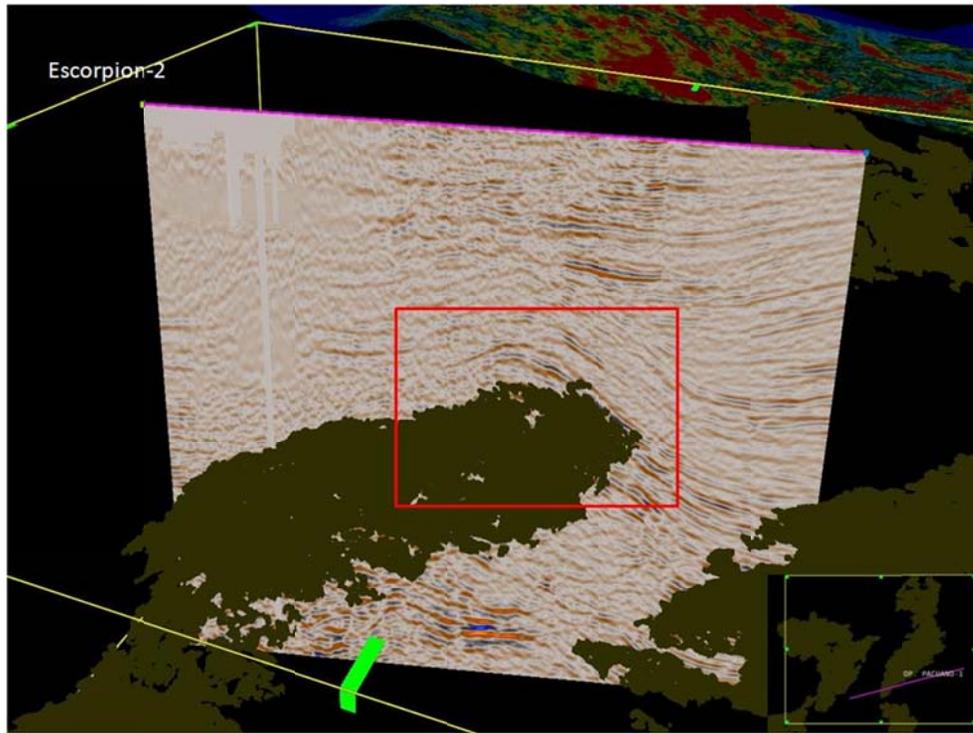


Fig. VI. 9 Área de Oportunidad Escorpión-2 vista con una línea aleatoria casi Este - Oeste

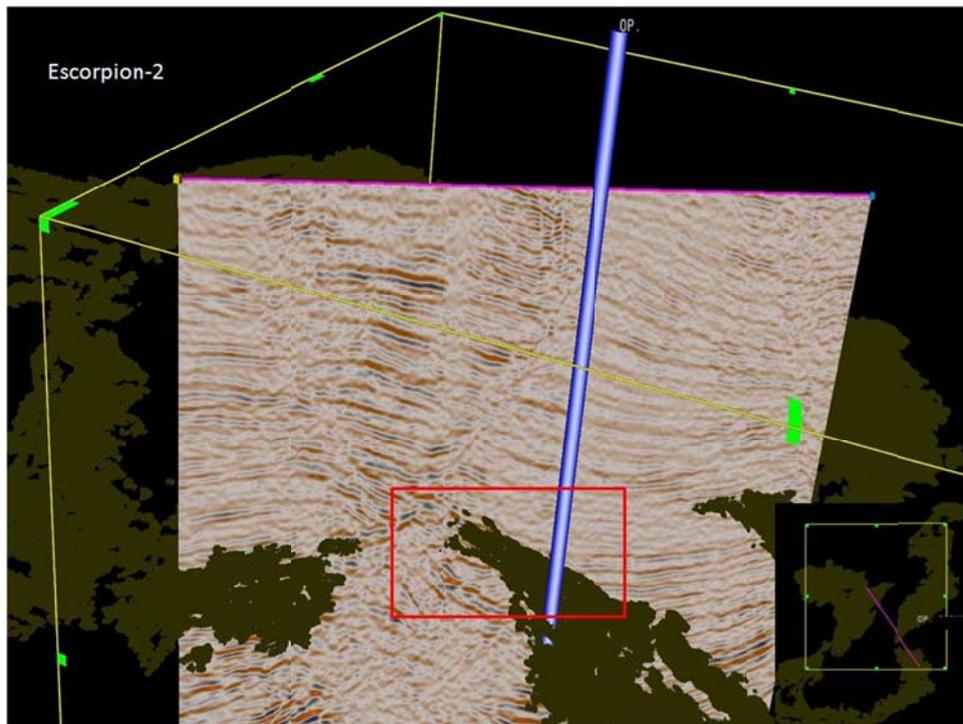


Fig. VI.10 Área de Oportunidad Escorpión-2 vista con una línea aleatoria SE - NW

Al aplicar el atributo sweetness en la zona se percato de un alineamiento que va de SW a NE del Mioceno Inferior y revisando los pozos Paral-1, Caletón-101, Veleta-1 y Garambullo-1 que son los únicos atraviesan por este flujo, se observó que casualmente estos pozos al ser perforados atravesaban conglomerados y se sospecha que este comportamiento del alineamiento diferente a los canales meándricos, se trata de un gran flujo turbidítico que atraviesa toda la cuenca Fig. VI.7 donde al calibrar la respuesta del registro de resistividad profunda de los pozos con el atributo ajusta más menos unos metros arriba o abajo debido a que solo se está comparando un horizonte con el conglomerado que posiblemente es más potente.

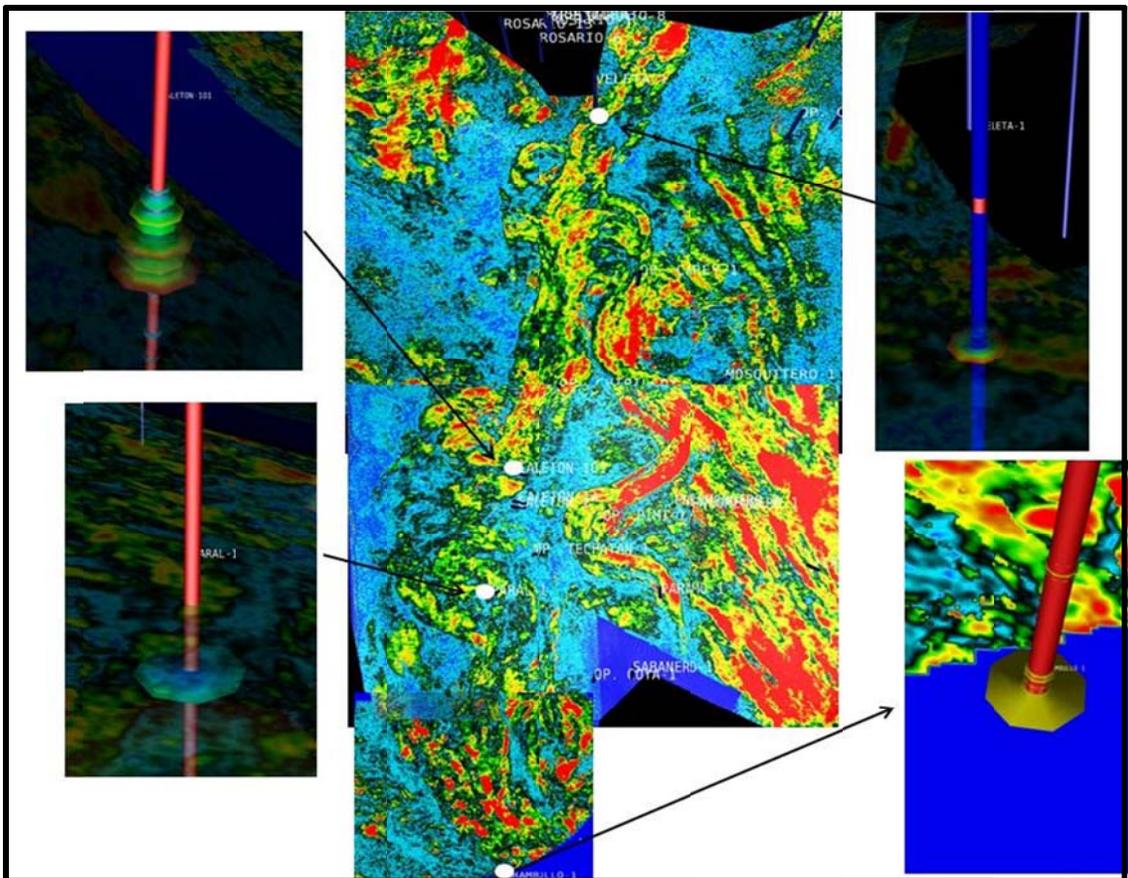


Fig. VI.7 atributo Sweetness del Mioceno Inferior donde se observa un alineamiento de un flujo turbidítico que atraviesa toda la cuenca, indicado por los pozos correlacionados.



El pozo Caletón-101 durante su perforación tuvo problemas al atravesar esta zona, gastándose muchas barrenas para atravesar estos flujos e incrementándose considerablemente el costo total de la perforación, el conglomerado es descrito en su forma megascópica obtenido de un núcleo de canasta así como petrográfica donde se muestra la constitución de este. Informe final de la coordinación de Operación Geológica de la Región Sur (Fig. VI.8).

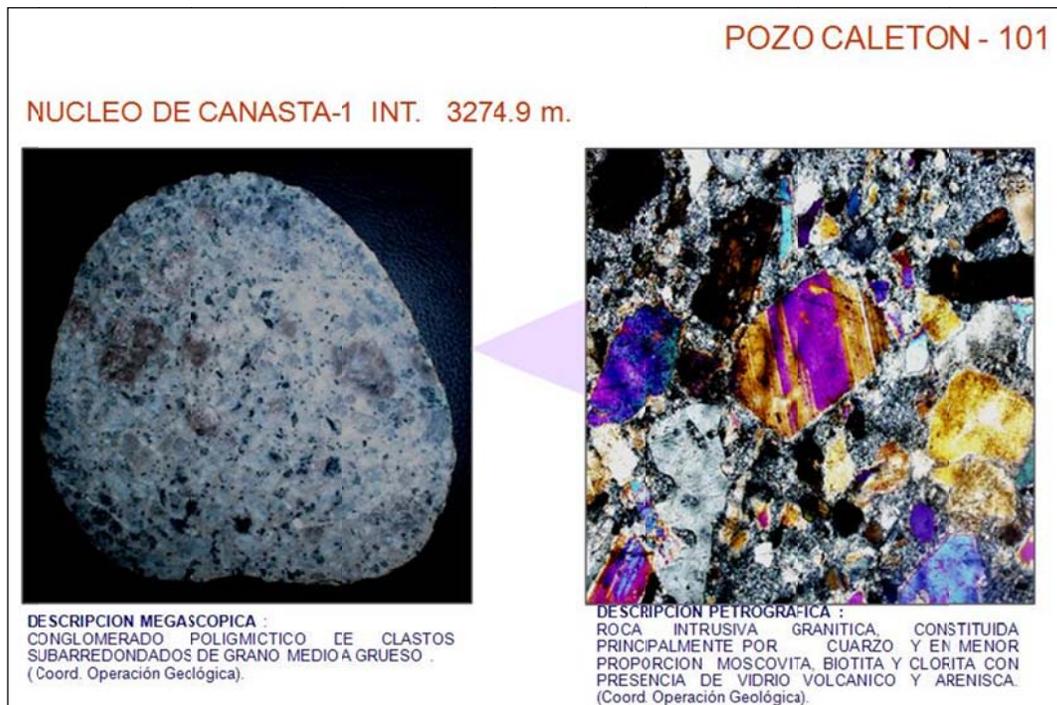


Fig. VI.8. Descripción del núcleo de canasta obtenido a la profundidad de 3274.9 m

Dentro de las recomendaciones del informe final del pozo Caletón-1 se hace hincapié la problemática de perforar un pozo que atraviesa conglomerados y se recomienda el estudio detallado de paleocanales para considerar zonas de roca dura para usar las barrenas adecuadas además de tener en cuenta las sobrepresiones.



#

Este trabajo se hace un análisis de atributos para detectar canales a nivel de play pero con un buen detalle que ayudara a tomar en cuenta los problemas que pueden acarrear estos canales que en realidad en este caso se trata de un flujo turbidítico que proviene de la sierra de Chiapas



#

CONCLUSIONES

- Los atributos sísmicos integran la componente estructural del ambiente geológico y distribución del sistema de complejo de canales y lóbulos de ambientes profundos para el Mioceno Medio e Inferior de la cuenca.
- Desde el punto de vista económico petrolero el Mioceno Inferior en este trabajo representa las mejores posibilidades de contener hidrocarburos a nivel terciario.
- La integración geológica-geofísica, basada principalmente en la extracción de atributos sísmicos confirman el Modelo Sedimentario del Mioceno Medio e Inferior por medio de geocuerpos asociados a lóbulos.
- Con los geocuerpos se pueden estimar los espesores del Modelo Sedimentario, para poder calcular la volumetría.
- Los modelos sedimentarios permiten guiar la prospección hacia las zonas más atractivas en la búsqueda de nuevas áreas de oportunidad o la ampliación de los yacimientos.
- Los atributos mostrados agregan valor al programa de exploración sísmica ya que permiten identificar posibles zonas conglomeráticas o flujo de turbidez donde existe un riesgo o alerta durante la perforación que pueden afectar económicamente el programa exploratorio.



VIII BIBLIOGRAFIA

- Aguayo C., J. E., 1978, Sedimentary environments and diagénesis of a Cretaceous reef complex, eastern Mexico: *Inst. Cienc. Mar y Limn., Universidad Nacional Autónoma de México, Anales*, v.5, p. 83-140
- Alvarez, M., Jr., 1949, Tectonics of Mexico: *American Association of Petroleum Geologists Bull.* V. 33, No 8, p. 1319-1335
- Alvarez, M., Jr., 1951, Mexico: *American Association of Petroleum Geologists Bull.* V. 35, No 2, p. 361-381
- Ambrose, W. A., T. F. Wawrzyniec, K. Fouad, S. C. Talukdar, R. H. Jones, D. C. Jennette, M. H. Holtz, S. Sakurai, S. P. Dutton, D. B. Dunlap, E. H. Guevara, J. Meneses Rocha, J. Lugo, L. Aguilera, J. Berlanga, L. Miranda, J. Ruiz Morales, R. Rojas, H. Solís, 2003, Geologic framework of upper Miocene and Pliocene gas plays of the Macuspana Basin, southeastern Mexico: *American Association Petroleum Geologists Bulletin*, v. 87, pp. 1411–143
- Alonso G. J., Sánchez Layna J., Flores M. G., Granados M. O., Garcia A. J., Martínez M. J. A., Estudio de plays terciarios de la cuenca Huimanguillo, Activo de Exploración Cuencas del Sureste Terrestre. Informe final 2011.
- Ángeles Aquino, F.J., Reyes Núñez, J., Quezada-Muñetón, J.M., 1992, Evolución tectónica de la Sonda de Campeche, estilos estructurales resultantes y su implicación en la generación y acumulación de hidrocarburos: II Simposio de Exploración Petrolera, Instituto Mexicano del Petróleo, México, D.F.
- Aquino-López, J.A., 2004, Sureste Basin, Mexico and associated sub-basins: An update and future potential: Tulsa, Oklahoma, E.U.A., *American Association of Petroleum Geologists, International Conference*, October 24–27, Cancún, Mexico, 7 p.
- Brown, Alistair R., Interpretation of three-dimensional seismic data, *AAPG Memoir* 42, SEG Investigation in Geophysics, No. 9
- Buffler, R.T., Sawyer, D.S., 1985, Distribution of crust and early history, Gulf of Mexico Basin: *Gulf Coast Association of Geological Societies Trans.*, v. 35, p. 333-344
- Castillo-Tejero, C., 1955, Bosquejo estratigráfico de la Cuenca Salina del Istmo de Tehuantepec: *Bol. Asoc. Mex. Geol. Petrol.*, v. 7, p. 175-212
- Chopra, S., Marfurt, K.J., 2005, Seismic attributes – A historical perspective: *Geophysics*, v. 70, p. 3SO-28SO doi:10.1190/1.2098670
- Chopra, S., Marfurt, K., Gleaning meaningful information from seismic attributes
- Cooke, D., Arcangelo Sena, Greg O'Donnell, Tetang Muryanto, Vaughn Ball, What is the Best Seismic Attribute for Quantitative Seismic Reservoir Characterization?
- Del Valle-Garcia, R., L. Ramirez-Cruz, 2002, Spectral attributes for attenuation analysis in a fractured carbonate reservoir: *The Leading Edge*, v. 21, p. 1038-1041.
- García Molina, G., 1994, Structural evolution of SE México (Chiapas–Tabasco–Campeche) offshore and onshore. Tesis Doctoral, Rice University, Houston, Texas, USA
- Hart, Bruce S., 2001. Validating seismic attribute studies beyond statistics, 2001 Society of Exploration Geophysicists, *The Leading Edge*, v. 21, p. 1016-1021.
- Hart, Bruce S., Channel detection in 3-D seismic data using sweetness, *Bull. Am. Asoc. Petrol. Geol.*



#

- Jacobo A., J., M. Garduño, F. Innocenti, M. Manetti, G. Pascuaré y S. Tonarini, 1992, Datos sobre el vulcanismo geogénico-reciente del Complejo Volcánico de Los Tuxtlas, Edo. De Veracruz, México: Evolución petrológica y geovulcanológica: 11 Convención Geológica Nacional, Veracruz, Libro de Resúmenes, p. 97-98
- Lopez Ramos, E., Geología general y de México. Editorial Trillas, México
- Meneses R., J.J., 1991, Tectonic development of the Ixtapa Graben, Chiapas, México: Ph.D. dissertation, The University of Texas at Austin, 308 p.
- Mossman, R.W., and Viniegra, F., 1976, Complex fault structures in Veracruz Province of Mexico: American Association of Petroleum Geologists Bull., v. 60, p. 379-388
- Oviedo Pérez, A.E., 1996, Evolución Neógena de las Cuencas Terciarias del Sureste: México, D.F., Universidad Nacional Autónoma de México, Fac. Ingeniería, Tesis Maestría, 91p.
- Padilla, R., 2007. Evolución geológica del sureste mexicano desde el Mesozoico al presente en el contexto regional del Golfo de México, Boletín de la Sociedad geológica Mexicana tomo x, núm. 1, 2007, p. 19-42
- Petrel Schumberger, Interpreter's Guide to Seismic Attributes
- Pindell, J.L., Kennan, L., 2001, Kinematic evolution of the Gulf of Mexico and Caribbean. Transactions, Petroleum systems of deep-water basins: global and Gulf of Mexico experience. GCSSEPM 21st Annual Research Conference: Houston, Texas, E.U. A., Gulf Coast Section, Society of Economic Paleontologists and Mineralogists, 193-220.
- Prost, G., M. Aranda, 2001, Tectonics and hydrocarbon systems of the Veracruz Basin, Mexico, in C. Bartolini, T. Buffler, and A. Cantú-Chapa, eds., The western Gulf of Mexico Basin: Tectonics, sedimentary basins and petroleum systems: American Association of Petroleum Geologists Memoir 75, p. 271-291.
- Ramirez-Cruz, L., del Valle-Garcia, R., Urrutia-Fucugauchi, J., 2005, Enhanced oil production in a mature field assisted by spectral attenuation analysis: Journal of Geophysics and Engineering, v. 2, p. 48-53.
- Regueiro, J., 2010. Atributos Sísmicos. PEDEVESA Notas, Venezuela
- Ricoy S., U., 1989, Tertiary terrigenous depositional systems of the Mexican Isthmus Basins: Ph.D. Dissertation, The University of Texas at Austin, 145 p.
- Ross, M.I., Scotese, C.R., 1988, A hierarchical tectonic model of the Gulf of Mexico and Caribbean Region. Tectonophysics, v. 155, p. 139-168
- Salvador, A., 1987, Late Triassic-Jurassic paleogeography and origin of Gulf of Mexico basin. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v. 71, p. 419-451
- Salguero-Hernández, E., Urrutia-Fucugauchi, J., Ramírez-Cruz, L., 2010, Fracturing and deformation in the Chicxulub crater – Complex trace analysis of instantaneous seismic attributes: Revista Mexicana de Ciencias Geológicas, v. 27, p. 175-184.
- Sheriff, R.E., 1991, Encyclopedic Dictionary of Exploration Geophysics, SEG, Tulsa, USA.
- Sheriff R., 1997. Seismic resolution a key element. CS Explorer, Geophysical Corner
- Taner, M. T., 2001. Seismic Attributes, CSEG Recorder, Houston, U.S.A., pp. 49-55
- Taner, M. T., Sheriff, R. E., 1977, Application of amplitude, frequency and other attributes to stratigraphic and hydrocarbon determination: in: applications to



#

- hydrocarbon exploration, C. E. Payton (ed), AAPG Memoir 26: Tulsa, Am. Assn. Petroleum Geologists, p. 301-327.
- Taner, M. T., Koehler, F., Sheriff, R.E., 1979, Complex seismic trace analysis, *Geophysics*, 44, 6, 1041-1063.
- Taner, M., Schuelke, J. S., O' Doherty, R., Baysal, E., 1995, Seismic attributes revisited: Society of Exploration Geophysicists Expanded Abstracts, p.1104-1106.
- Telford, W., Geldart L., Sheriff, R., 1990. *Applied Geophysics*. Cambridge University Press, pp 233-267.
- Toksoz, N., Johnston, D. 1981, *Seismic Wave Attenuation*: Ed. Society Exploration Geophysicists, Tulsa Oklahoma, USA.
- Viniegra O., F., 1966, Paleogeografía y tectónica del Mesozoico en la Provincia de la Sierra Madre y Macizo de Teziutlán: *Bol. Asoc. Mex. Geol. Petrol.*, v. 18, p. 145-171
- Viniegra O., F., 1971, Age and evolution of Salt basins of southeastern México: *American Association of Petroleum Geologists Bull.*, v. 55, p. 478-494.
- Viniegra O., F., 1981, El gran banco calcáreo yucateco: *Revista Ingeniería*, N° 1, p. 20-44.
- Yilmaz, O., 2001, *Seismic Data Analysis, Investigations in Geophysics No 10, Volume 1*: Tulsa, OK, Society of Exploration Geophysicists, p. 179-181.