



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“Análisis de Secuencias, Facies y Posiciones
sismoestratigráficas del Megacubo
Lankahuasa, con un modelo estructural
conceptual para la Exploración Petrolera”**

TESIS

Que para obtener el título de

Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Bruno Antonio Zamora Borbolla

DIRECTOR DE TESIS

Dr. José Héctor Sandoval Ochoa



Ciudad Universitaria, Cd. Mx, 2017



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.

Contenido

<i>Contenido</i>	i
<i>Propósito</i>	iii
<i>Justificación</i>	iii
<i>Resumen</i>	iv
<i>Introducción</i>	vi
1. Marco General	1
1.1 Golfo de México	1
1.2 Veracruz	3
1.3 Marco Geológico Regional	10
2. Mega- Cubo Sísmico Lankahuasa	12
2.1 Antecedentes	12
2.2 Descripción de los campos	12
2.3 Panorama actual	18
3. Dictaminación del Campo Lankahuasa	21
3.1 Dictamen del proyecto de Explotación Lankahuasa, 2011	21
3.2 Dictamen del proyecto de Explotación Lankahuasa, 2013	28
4. Interpretación de El Megacubo Sísmico Lankahuasa	31
4.1 Descripción de la metodología del trabajo	31
4.2 Interpretación de secuencias sísmicas 2D	43
4.3 Sistema Petrolero	75
<i>Discusión de los resultados</i>	78
<i>Conclusiones y recomendaciones</i>	86
<i>Apéndice A- Registros Geofísicos de Pozos</i>	89
<i>Apéndice B- Interpretación de Registro de Pozos</i>	96
<i>Apéndice C- Cartas de Validación de datos</i>	98
Índice de Tablas:	103
Bibliografía:	104

Agradecimientos

A mi madre por darme la vida y un ejemplo a seguir, por tratar de hacerme una mejor persona y nunca dejarme caer. Por eso y por muchas más razones.

A mi padre por darme un ejemplo, a pesar del poco tiempo que logramos pasar juntos.

A mi hermano, porque no importando lo que pasara, siempre estabas conmigo y me brindabas tu apoyo cuando lo necesitaba.

A mis todos mis tíos Antonio, Germán y Carlos Borbolla, Laura, Patricia, Isabel, Adrian, Miguel, Daniel Zamora; a mis primos y abuelos, por siempre darme su ayuda, consejos y cariño.

A mi abuela Laura que en paz descansa, por haber estado muy presente en gran parte de mi vida.

A mi abuelo Ángel Zamora, que en paz descansa, a pesar de haber fallecido cuando era muy pequeño, para recordarlo, quiero quedarme con las cosas que la familia me contó sobre ti y el cariño que me brindaste en ese tiempo.

A Alejandro Pérez y Salvador Miranda, por haberme tolerado los últimos 12 años; de verdad muchas gracias por su amistad y sus consejos.

A Armando Hurtado, David Gaspar, Víctor, Israel Gutiérrez, Alfredo Fuentes, Edgar, Fernando Montes de Oca, Héctor Jofre, Dante Arteaga, Alejandro Ortega, Amir Abdula por los últimos años haberme brindado su amistad y haberme recordado que hay que personas que en las buenas y en las malas podrás contar con ellas.

A mi director de tesis el Dr. Sandoval Ochoa, por brindarme su apoyo en esta etapa, así como al resto de mis sinodales.

De verdad muchas gracias a todos los mencionados y a los que posiblemente me hayan faltado, muchas gracias, porque la persona que logré ser hoy y la que lograré ser el día de mañana, será por las cosas que viví con ustedes.

Propósito

Realizar una interpretación geológica del Megacubo sísmico perteneciente al campo marino Lankahuasa, desarrollando el trabajo a través de la integración de diferentes disciplinas de las Ciencias de la Tierra, con las cuales el Ingeniero Petrolero puede acceder y tener contacto con aplicaciones en aguas marinas profundas.

Justificación

La industria petrolera, siendo de carácter multidisciplinario exige a los ingenieros que laboran en ésta, a ampliar sus conocimientos y panoramas de actualizaciones para tener competencias profesionales útiles para la obtención de resultados óptimos.

Para el caso de los Ingenieros Petroleros, éstos cuentan con el conocimiento teórico básico más que suficiente de los métodos, disciplinas y procesos que se aplican desde la exploración, producción hasta la distribución de los hidrocarburos. Empleando en el caso de la exploración diferentes métodos y técnicas de la geofísica siendo la sismoestratigrafía como la herramienta fundamental por lo que se debe estudiar a fondo.

A partir del procesamiento electrónico del Megacubo Lankahuasa se desarrolla un modelo estructural conceptual, a partir del uso de datos sísmicos a través de técnicas de geofísica, particularmente con la interpretación sismoestratigráfica, como apoyo a la Exploración y Producción Petroleras con el aporte de nuevas luces para mejorar las interpretaciones integrales.

Resumen

Se presenta un modelo estructural conceptual sustentado en una interpretación geofísica-geológica del Megacubo sísmico perteneciente al campo marino Lankahuasa a través de la integración de diversas disciplinas de las Ciencias de la Tierra, particularmente mediante el análisis de la sismoestratigrafía bidimensional aplicada en cortes verticales correlacionados, que fueran de utilidad para la búsqueda de oportunidades de exploración petrolera.

La sismoestratigrafía es una disciplina integradora de la sismología de exploración continua, multicanal bidimensional y tridimensional y la estratigrafía apoyada en los registros geofísicos de pozos, es muy solicitada para prospectar las estructuras del subsuelo en la búsqueda de hidrocarburos, también se le emplea para complementar y explicar las interpretaciones de la evolución geológica, depositacional, de deformaciones y estructural, para los trabajos ulteriores de perforación, producción, recuperaciones con intervenciones secundarias, definición del sistema petrolero, cálculo de reservas y otros en la industria petrolera.

En los últimos años México como país productor de hidrocarburos, se ha visto en la necesidad de revisar y reevaluar sus estrategias de Exploración y Producción de sus activos para entrar de manera competitiva en lo que se conoce como la era del "petróleo difícil", la cual se caracteriza por campos con hidrocarburos de difícil acceso y altos costos de producción, como ejemplo los campos en aguas ultra profundas con tirantes de agua mayores a 1500 metros, los campos y pozos de *Shale Oil/Gas*, los que se caracterizan por tener altos costos por el desarrollo y las complicaciones en las características técnicas de los yacimientos a altas presiones y temperaturas, así como otras condiciones de operación.

Uno de los activos considerados para tal reevaluación es el campo Lankahuasa, el cual se encuentra localizado frente a las costas del Estado de Veracruz entre las localidades de Nautla y Vega de la Torre, campo ubicado en la extensión marina del sureste de la provincia Tampico-Misantla en aguas marinas en la Zona Económica Exclusiva del Golfo de México.

Este campo, junto con el campo Kosni están comprendidos en la zona exploratoria de Lankahuasa, la cual cubre una extensión de 10,800 [km²] dividido en 3 zonas principales: Norte, Sur y Profundo, siendo en el área delimitada por estas tres zonas donde se encuentra localizado el volumen sísmico estudiado.

De acuerdo a un modelo geológico conceptual de la estructura dominante que aquí se propone a la comunidad geofísica y geológica petrolera del país, la zona de estudio se caracteriza por rocas clásticas del Cenozoico Superior

sujetas a deformaciones, con una tendencia predominante de fallas de crecimiento por distensión, que al rotar hacia la horizontal, definen superficies de deslizamientos tectónicos y por gravedad, generando *fallas* extensionales de crecimiento notorios en y bajo la superficie del fondo marino.

Estas fallas de crecimiento de manera local ayudan a formar sistemas de fallas, los cuales forman estructuras de cuencas y subcuencas con ayuda de fallas menores, que se pueden encontrar en la zona de estudio con la posibilidad de existir un símil general en el área de exploración de Lankahuasa. A lo que se le debe agregar la existencia de *rollovers* los cuales tienen una continuidad lateral paralela a las fallas de crecimiento.

Los *rollovers* junto a las fallas de crecimiento lítricas son estructuras y características que pueden llegar a ser encontradas en zonas donde los deslizamientos de los sedimentos existen por deslizamientos de gravedad y hablando de manera local, en la zona de estudio, se podría llegar a inferir que estos siguen de cierta manera activos en la actualidad, sustentando esta hipótesis con el estudio de las sísmicas del lecho marino, las cuales muestran indicios de fallas en la zonas cercanas al lecho marino.

Introducción

En el transcurso de los últimos dos años, México, como país productor de hidrocarburos ha tenido la necesidad de realizar una serie de reevaluaciones de sus campos de exploración y explotación, así como de la capacidad técnica y económica de la empresa petrolera operadora del estado (PEMEX).

Esto se debe a la Reforma Energética propuesta en el año 2013 por el Presidente de la Nación, la cual tuvo como objetivos principales:

1. Permitir a empresas particulares, nacionales e internacionales, la posibilidad de realizar la exploración y explotación tanto de nuevos campos, como de campos maduros dentro del territorio nacional.
2. El establecimiento de la Comisión Nacional de Hidrocarburos y la Comisión Reguladora de Energía como los órganos reguladores coordinados en materia energética, brindándoles personalidad jurídica propia, autonomía técnica y de gestión.

Esto dio pie a las rondas subsecuentes de licitaciones sobre los derechos de exploración y producción de los campos petroleros, entre los cuales se encuentra el campo a tratar en el presente trabajo: Lankahuasa.

El campo Lankahuasa se encuentra frente a las costas del Golfo de México, entre las localidades de Nautla y Tecolutla ambas pertenecientes al Estado de Veracruz, dentro de la Zona Económica Exclusiva (ZEE); Lankahuasa es un proyecto de aceite y gas asociado correspondiente al proyecto integral Poza Rica-Altamira en la Cuenca de Tampico-Misantla.

1. Marco General

1.1 Golfo de México

El Golfo de México es un mar mediterráneo, localizado en la parte sureste de Norte América y se encuentra delimitado en su parte norte por los Estados Unidos de Norte América, en el suroeste por México y en el sureste por Cuba.

El Golfo de México cuenta con una extensión aproximada de 1.5 millones de kilómetros cuadrados, midiendo 1,600 kilómetros de su extremo oeste a su extremo este y 900 kilómetros de norte a sur, con un litoral aproximado de 5,700 kilómetros, esto sin contar la costa de Cuba y Bahías. (gulfbase.org, 2015)

Debido a los movimientos que dieron origen al Golfo, así como la manera o tendencia de los depósitos de sedimentos, éste cuenta con una variación considerable en el rango de su profundidad, siendo ésta más profunda mientras más alejada esté de la costa. Por convencionalismo se pueden considerar 4 zonas: **1) Somera** con profundidades no mayores a 20 metros, **2) La Plataforma Continental** con profundidades no mayores a 180 metros, **3) El Talud Continental** con profundidades no mayores a 3,000 metros ni menores de 180 y **4) La Zona Abisal** con profundidades mayores de 3,000 metros (Gore, 1992); a pesar de no ser una zona *per se* la parte más profunda del Golfo es una zona denominada "*profundidad Sigsbee*", de la cual existe una discrepancia en su verdadera profundidad máxima, variando de 3,750 metros a 4,384 metros (Turner, 1999), véase Tabla 1.

Zona	Profundidad [m]	% de extensión
Somera	> 20	38
Plataforma continental	20<P<180	22
Talud Continental	180<P<3000	20
Abisal	>3000	20
"Sigsbee"	3750<Pmax<4384	

Tabla 1. Gradiente de profundidad del Golfo de México (Gore, 1992; Turner, 1999, gulfbase.org)

Origen

La existencia del Golfo de México, como tal, empezó en el Triásico Superior hace aproximadamente 230 Millones de años con la destrucción del cinturón orogénico Uachita y la deriva continental, lo que tuvo como consecuencia la separación del bloque de Yucatán del resto de Norte América, dichos movimientos estuvieron acompañados de depósitos de roca terrígena roja y rocas evaporitas (Konyukhov, 2008). Los procesos para formar el Golfo siguieron hasta el Jurásico Superior, hace 160 millones de años, cuando el

bloque de Yucatán se desprendió del territorio mexicano para terminar su rotación en dirección sureste; formando corteza oceánica en el centro del Golfo de México, esto después de la formación de dos zonas importantes de depósitos de sal (Konyukhov, 2008):

- 1) La norte, localizada en la cuenca de sal interior del Mississippi.
- 2) La sur, localizada al norte de la Península de Yucatán.

A partir del Jurásico Superior el Golfo se ha mantenido geológicamente estable, con la persistente subsidencia de su parte central (Konyukhov, 2008).

Marco Geológico

El Golfo de México en su forma más general es una cuenca heterogénea que consiste en una serie de subcuencas en un área de subsidencia más grande, la cual tuvo su estructura actual a partir de los movimientos y efectos tectónicos que tuvieron como resultado que evolucionara a una sola estructura a partir de la segunda mitad de la era Mesozoica.

Debido a su estructura actual, no existe una sola manera de describir al Golfo, dado que los autores que lo han hecho no se han logrado poner totalmente de acuerdo, por ejemplo el caso de la clasificación geográfica del mismo, en la cual Uchupi (1975) lo divide en dos grandes provincias, Terrígenos y Carbonatos; mientras que Antoine (1972) reconoce que existen siete diferentes tipos de estructuras:

- 1) Cuenca del Golfo de México
- 2) Noreste del Golfo de México
- 3) Talud y plataforma continental del sur de la Florida
- 4) Banco de Campeche
- 5) Bahía de Campeche
- 6) Plataforma y talud continental al este de México
- 7) Norte del Golfo de México

Como se hizo mención existe la siguiente clasificación la cual considera que la estructura del Golfo de México incorpora los siguientes segmentos o subcuencas (Geodekyan, 1988), con un amplio potencial petrolero.

- 1) La sub cuenca de Mississippi-Luisiana, la cual consiste principalmente de la deriva del Río Mississippi.
- 2) La costa de los estados de Texas y Nuevo México
- 3) La parte costera de México, así como sus sistemas adyacentes
- 4) La sub cuenca de Yucatán con la Bahía de Campeche
- 5) El sistema marginal Cuba- Bahamas

La mayoría de los depósitos del Golfo de México se centran después del Triásico Superior hasta el Holoceno. Existen depósitos de rocas evaporitas que empezaron en el Calloviano Superior, inicios del Oxfordiano y continuaron así hasta el Kimmerigiano en la parte central del valle de la brecha que separó dos masas continentales.

1.2 Veracruz

El Estado de Veracruz de Ignacio de la Llave o simplemente Veracruz (Figura 1), es uno de los 31 estados que integran la República Mexicana. Originalmente, recibió el nombre de la Villa Rica de la Verdadera Cruz el 22 de abril de 1519.

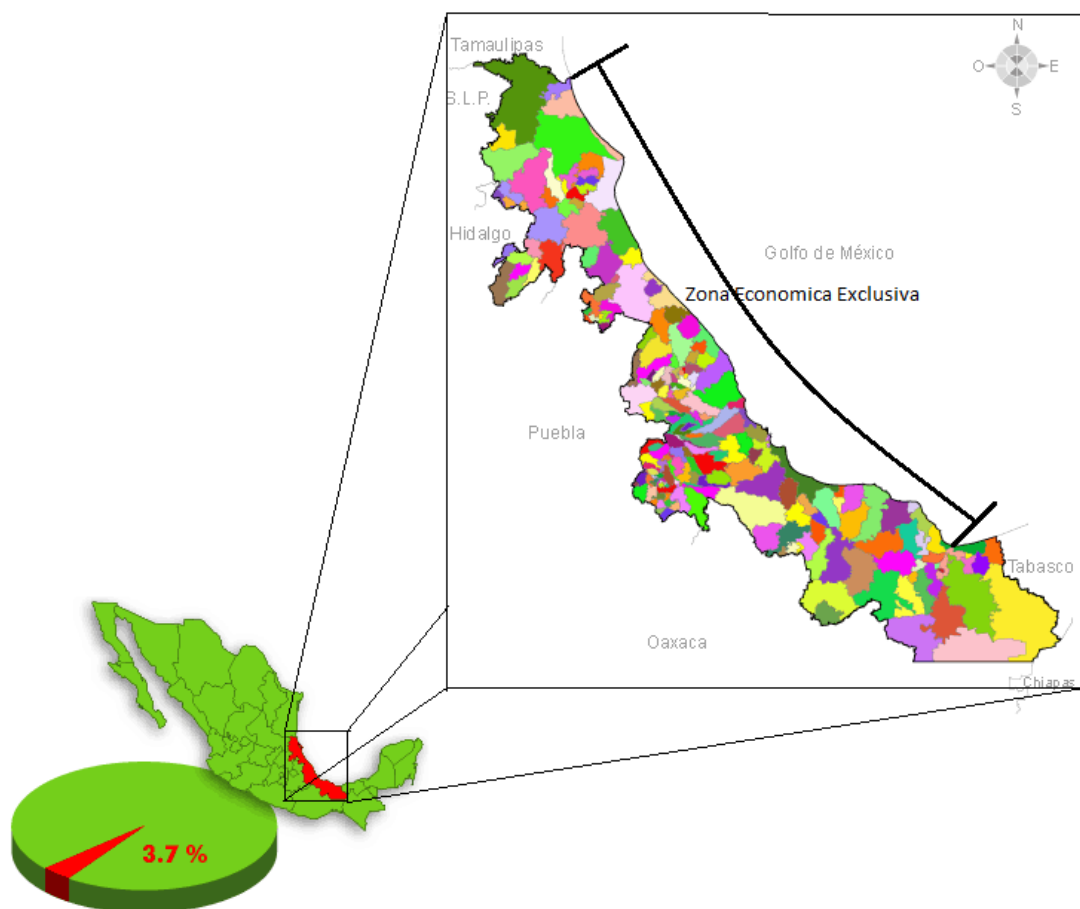


Figura 1. Localización y extensión del estado de Veracruz, división política, estados colindantes y porción de su Zona Económica Exclusiva. Modificada de INEGI, 2010.

Es un estado ribereño con una superficie de 71,826 km² dividido en 212 municipios agrupados en 10 regiones administrativas frente a la Zona Económica Exclusiva.

Debido a la variedad de relieves, que existen en el estado, se cuenta con 6 tipos de clima (Figura 2), que van desde el clima seco, en menor porcentaje, pasando por climas cálidos y templados hasta climas fríos de alta montaña. Los climas cálidos son los que predominan en el estado siendo estos sub- húmedos 53.5% y cálido húmedo 41% y se presentan a lo largo de la llanura costera del Golfo de México. El 5.5% del territorio restante se distribuye en las porciones colindantes con estados áridos, los cuales presentan un clima seco y semi-seco con un 0.5%, o por los cambios de altitud a causa de la Sierra Madre Oriental, con 1.5 % de clima húmedo, 0.5% clima templado y clima frío polar de alta montaña con un 0.05% presentes en las cimas de El Pico de Orizaba y el Cofre de Perote (INEGI, 2010).

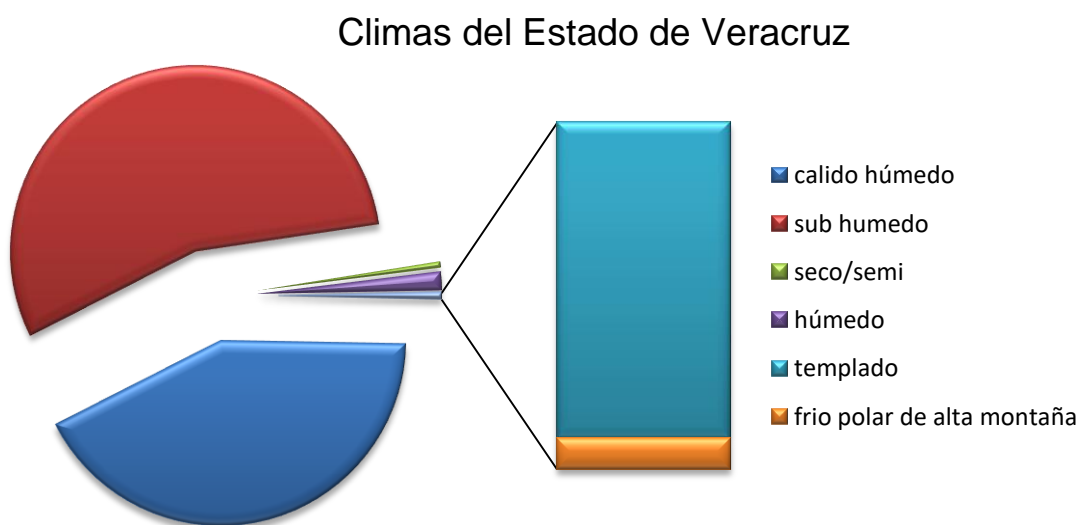


Figura 2. Descripción gráfica de los climas en el estado de Veracruz basado en los datos reportados por el INEGI, 2010

A pesar de esta variedad de climas y estructuras fisiográficas, el estado tiene una temperatura promedio anual de 23°C alcanzando una temperatura máxima de 32°C por los meses de abril y mayo llegando a su temperatura mínima de 13°C el mes de enero. Este estado cuenta con lluvias los meses de junio a octubre en la mayor parte del territorio, a excepción de la parte colindante con Tabasco la cual presenta lluvias todo el año.

La abundancia de agua y territorio ha propiciado que las actividades económicas como la ganadería y agricultura puedan ser sustentables (INEGI, 2010).

Relieve

El relieve del Estado de Veracruz, por efecto de la tectónica regional así como la tectónica local de la zona, es variado, ya que éste se encuentra formado por la Sierra Madre Oriental y Sur, las llanuras costeras del Golfo Norte y Sur,

divididas por la Faja Volcánica Transmexicana, y en la zona sur del estado por la Sierra de Chiapas. El relieve submarino de la zona estudiada, en el talud y plataforma continental, queda afectado por las trazas de las fallas de crecimiento lístricas debido a que se caracterizó como una región de distensión por movimientos para la última parte del Neógeno (Figura 3).



Figura 3. Mapa del relieve del estado de Veracruz, Modificada de INEGI, 2011.

La Sierra Madre Oriental es un cinturón plegado que constituye una faja montañosa orogénica, localizada en la parte oriente de México, que se extiende desde Parral Chihuahua hasta la región de Zongolica en el Estado de Veracruz. En su segmento sur, esta cadena montañosa sigue una trayectoria noroeste-sureste, su parte localizada en Monterrey se flexiona para seguir una dirección este-oeste hacia Torreón, denominado Cinturón Transversal de la Sierra Madre Oriental, para seguir hacia el sureste.

La Sierra Madre Oriental tiene una extensión de más de 800 kilómetros con una amplitud que varía de 80 a 100 kilómetros con cumbres que logran sobrepasar los 2500 metros sobre el nivel del mar (Eguiluz, 2000).

Esta Sierra debe su origen a la deformación de las rocas mesozoicas y de su complejo basal, los cuales fueron levantados, comprimidos y transportados hacia el Noreste, formando pliegues y cabalgaduras durante la Orogenia Laramide. El basamento de esta sierra consiste en un caleidoscopio de rocas, las cuales varían en litología y edades; génesis de edad precámbrica (Carrillo, 1961), esquistos del pre Oxfordiano (Córdoba, 1965), sedimentos del Paleozoico (Carrillo, 1961). De la Sierra Madre Oriental se presenta la columna estratigráfica de manera gráfica (Figura 4).

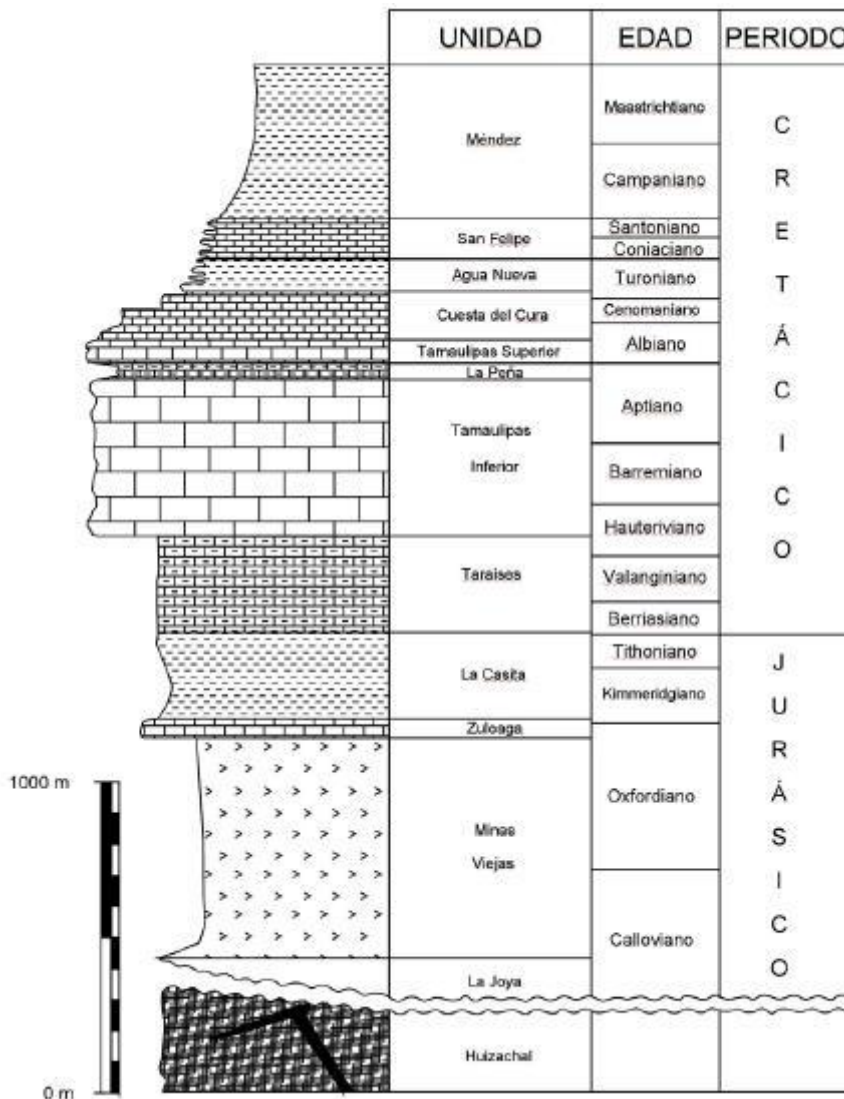


Figura 4. Columna Estratigráfica de la Sierra Madre Oriental. Michalzik, 1988.

La Faja Volcánica Transmexicana es un conjunto de montañas caracterizadas por una vasta concentración de volcanes, los cuales tienen una distribución normalmente direccionada E-W, sin embargo, se puede diferenciar hasta cinco focos principales con orientaciones y características distintas. Los caracteres volcánicos apoyan a la existencia de dos tipos de estructuras:

- 1) Grandes estrato-volcanes con una orientación Norte-Sur que coincide con la dirección de los pliegues Terciarios del sur de México.
- 2) Un gran número de pequeños volcanes alineados en dirección Noreste-Suroeste, sobre fracturas de tensión, las cuales son responsables de la formación de las fosas tectónicas (Véase Figura 5)

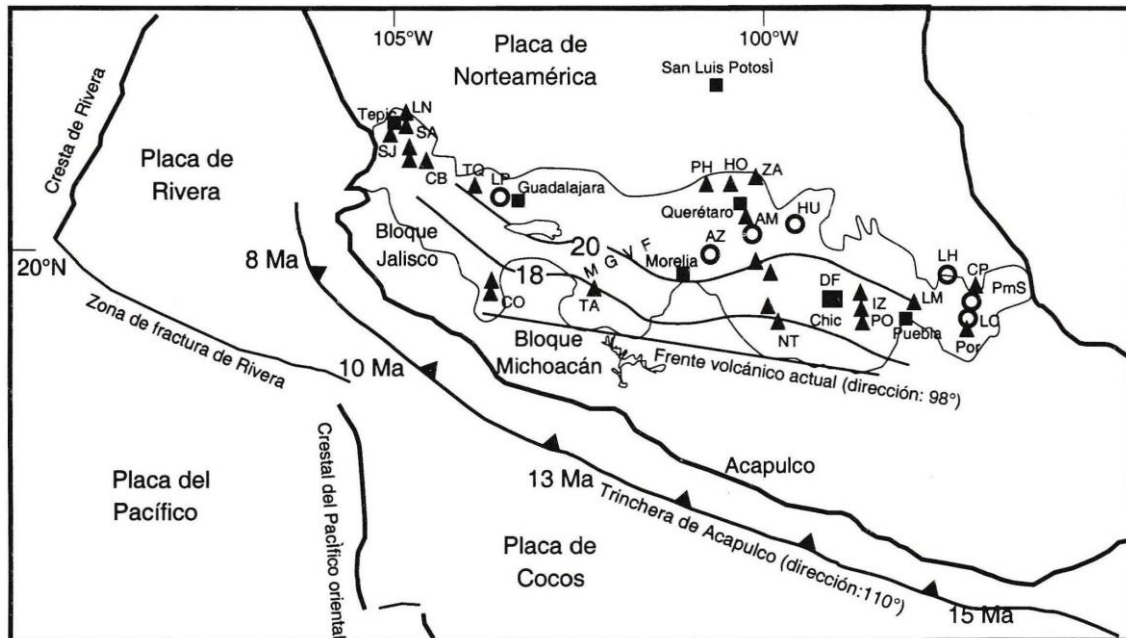


Figura 5. Ubicación de la Faja Volcánica Transmexicana. (INEGI, 2013).

El Vulcanismo de la zona de la Faja Volcánica Transmexicana se puede explicar mediante la subducción al sur de México, que se efectúa debajo de una placa continental deformada y fracturada, cuyo límite es de creación reciente.

La Llanura Costera del Golfo Norte es una provincia fisiográfica que comparte territorio con los Estados Unidos, por las Costas de Texas hasta el estado de Luisiana, ya en territorio nacional, la provincia se extiende hasta el estado de Veracruz hasta el poblado de Nautla. Cuenta con una longitud de 700 kilómetros con anchuras de 200 kilómetros en la zona norte con anchuras de 75 kilómetros en la parte sureste de ésta.

Dentro del Territorio Nacional se encuentra delimitada al noroeste por la Llanura Norteamericana, al oeste con la Sierra Madre Oriental, en su lado este por el Golfo de México y en el sur se encuentra delimitada por la Faja Volcánica Transmexicana (INEGI, 1991).

Al estar delimitada por la Sierra Madre Oriental y La Faja Volcánica Transmexicana, la geología de los depósitos de la llanura tiende a parecerse a la de los sistemas montañosos. En las zonas adyacentes a las Sierras de San Carlos y Tamaulipas se pueden localizar rocas sedimentarias, calizas y lutitas

Cretácicas. Es posible encontrar intrusiones de rocas ígneas ácidas y medias así como rocas volcánicas del Cenozoico y Cuaternario. (Véase Figura 6)

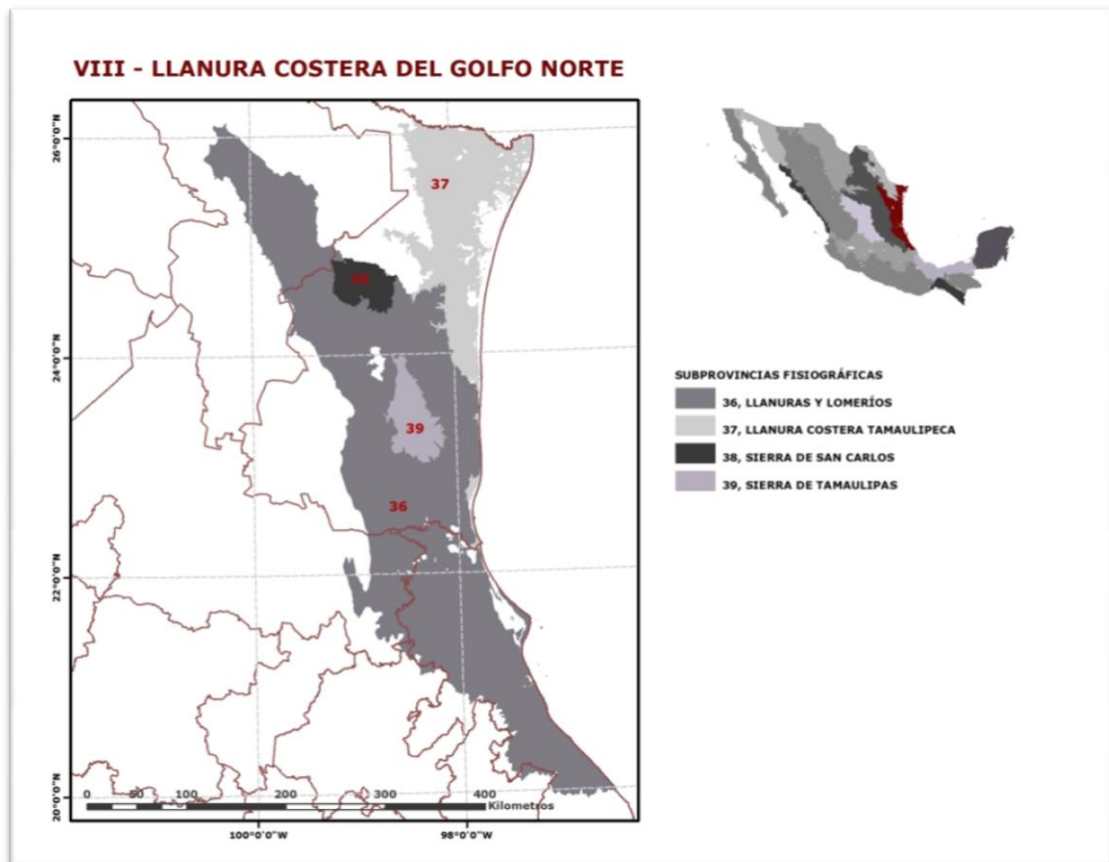


Figura 6. Mapa de la superficie de la Llanura Costera del Golfo Norte. (INEGI, 2013).

La Llanura Costera del Golfo Sur es una provincia que se encuentra localizada en los estados de Veracruz, Tabasco, la parte suroeste de Campeche y una ligera superficie del norte del estado de Oaxaca, tiene una anchura promedio la cual varía de 125 a 150 kilómetros.

Se encuentra delimitada en el norte por la Faja Volcánica Transmexicana y el Golfo de México, por el sur se encuentra delimitada por las Cordilleras Centroamericanas y las Sierras de Chiapas y Oaxaca, en el este por la provincia de la Península de Yucatán y Belice, por último en el oeste por las provincias de la Sierra Madre Sur y la Faja Volcánica Transmexicana (INEGI, 2013) .

Al igual que en el caso de La Llanura Costera del Golfo Norte, la Llanura Costera del Golfo Sur tiende a tener depósitos parecidos a los encontrados en las Sierras que la delimitan, con un depósito constante por la cantidad de ríos con la energía suficiente para arrastrar los sedimentos de sus lugares de origen. El aporte sedimentario de estas regiones tiene una influencia importante en el litoral del oeste del Golfo de México.

Hidrografía

Gracias a la compleja variedad de relieves con las que cuenta el Estado de Veracruz, éste cuenta con una considerable cantidad de ríos y lagos, la mayoría de los cuales tienen sus orígenes en las zonas de alta montaña de los estados aledaños. Veracruz cuenta con 24 ríos, 2 presas y 15 lagos/lagunas, como se presenta en la tabla 2.

Ríos	Lagos/Lagunas	Presas
Actopan	Catemaco	Paso de Piedras (Chicayán)
Atoyac	Chairel	Tuxpango
Bobos (Nautla)	De Alvarado	
Cazones	De Tamés (Chila)	
Chicayán	Grande	
Coatzacoalcos	La Tortuga	
Diamante	Mandinga	
Hueyapan	Maria Lizamba	
Jamapa	Mezcalapa	
Los Pescados	Ostión	
Muerto	Pajarillos	
Necaxa	Pueblo Viejo	
Pánuco	Sontecomapan	
Papaloapan	Tamiahua	
Paso de Ovejas	Tampamachoco	
San Juan		
San Marcos		
Tamacuil		
Tamesí		
Tecolutla		
Tempoal		
Tonalá		
Tuxpan		
Uxmal		

Tabla 2. Cuerpos acuíferos del estado de Veracruz (INEGI, 2008)

Cabe hacer mención que el 87% del suministro del agua del país es distribuida por un grupo de 7 ríos, de los cuales 4 de éstos pertenecen al Estado de Veracruz, como se puede observar en el siguiente cuadro (INEGI, 2008), Tabla 3.

Río	Entidad Federativa
Grijalva- Usumacinta	Tabasco
Papaloapan	Veracruz
Coatzacoalcos	Veracruz
Balsas	Guerrero
Pánuco	Veracruz
Santiago	Nayarit
Tonalá	Veracruz

Tabla 3. Ríos que conforman el 87% del agua del país (INEGI, 2008)

Marco geológico

El Estado de Veracruz está formado en su mayoría en dos grandes regiones, la Llanura Costera del Golfo Norte y la Llanura Costera del Golfo Sur, ambas separadas por la Faja Volcánica Transmexicana, que dan origen a dos provincias petroleras importantes: la de Tampico-Misantla, que se aborda en este capítulo, y la provincia de la Cuenca Petrolera de Veracruz también conocida como la Cuenca del Papaloapan .

1.3 Marco Geológico Regional

Resumiendo la descripción de la geología regional, ésta se abordará con la geología regional de la provincia petrolera de Tampico-Misantla, la cual se encuentra localizada al sur del Estado de Tamaulipas hasta la zona central del estado de Veracruz, los extremos orientales de los estados de San Luis Potosí, Hidalgo, el norte del estado de Puebla, así como el occidente del Golfo de México hasta la isobata de 200 [m] (PEMEX, 2013), sin embargo, su extensión dentro de la región cubierta por el Megacubo se alcanzan profundidades del orden de los 500 [m] bajo el nivel del mar.

Geológicamente se encuentra delimitada al norte por las provincias de Burgos y Alto de Tamaulipas, al sur con el Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental y la Faja Volcánica Transmexicana, en el occidente con la plataforma Valle-San Luis Potosí y el Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental y en el oriente por el Cinturón Extensional Quetzalcóatl, como se puede ver en la figura 7.

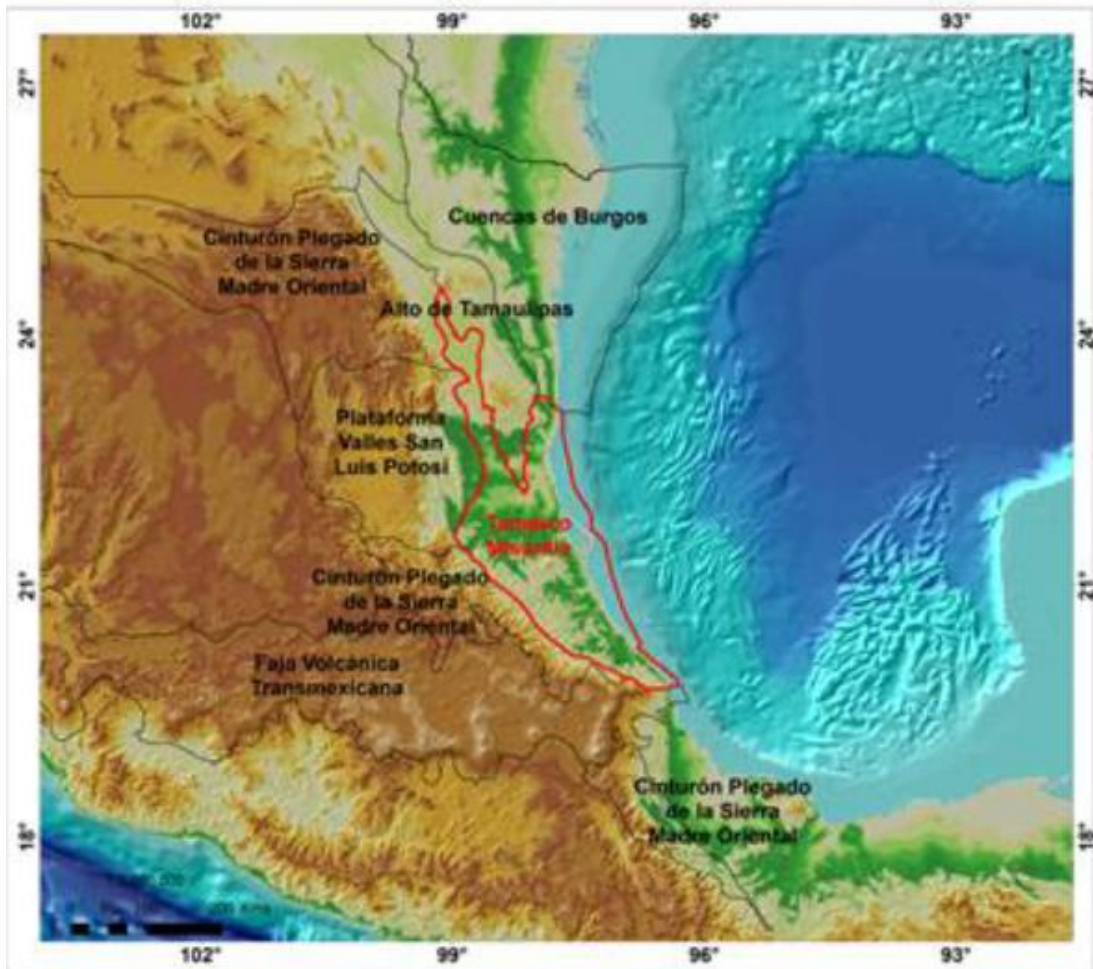


Figura 7. Localización de la Cuenca Tampico- Misantla. (CNH, 2013).

El Cinturón Extensional Quetzalcóatl se encuentra en el margen oeste del Golfo de México, que está caracterizado por sistemas de fallas normales de crecimiento (Roman-Ramos *et al*, 2001, 2004). Está asociado con la deformación de la Plataforma Continental Cenozoica, que se caracterizó por desprendimientos ocasionados por gravedad arriba de la zona de desprendimiento del Neógeno. Si bien Buffler *et al* 1977 definió con perfilaje de sismología de reflexión continua multicanal con dos soluciones alternativas: a) empuje tectónico desde el oeste o bien b) una caída por gravedad de deslizamiento hacia el Golfo.

En los trabajos de Roman-Ramos *et al* (2004) y Solomón-Mora *et al* (2004) identificaron el predominante estilo estructural de la corteza y talud continental Oeste del suroeste del Golfo, estableciendo un mecanismo de deformación que une al Cinturón Extensivo Quetzalcóatl y a las Cordilleras Submarinas Mexicanas, *Mexican Ridges*, mediante un desprendimiento en común ocurrido en el Eoceno Superior y a nivel del Oligoceno.

2. Mega- Cubo Sísmico Lankahuasa

2.1 Antecedentes

En el año 1998 iniciaron los planes para la exploración de la región de Lankahuasa, la cual años más tarde resultó ser un campo de gas no asociado. En el transcurso del año 2002 se perforó el pozo de gas no asociado Lankahuasa-1, que incrementó las reservas 2P del país en el orden de 410.5 MMdpc.

Durante el transcurso de 2004 se perforó el pozo Kosni-1 el cual pertenece al campo Kosni, ubicado a 12 kilómetros del pozo Lankahuasa-1, seguido en el año 2005 por el pozo Kosni-101.

Para el año 2006 el campo Lankahuasa acumuló una deuda aproximada de 3 mil millones de dólares, lo cual ponía como única opción el abandono del proyecto a fines de 2006 inicios de 2007 (Rodríguez, 2005), cosa que no se dio.

2.2 Descripción de los campos

Localización

El área de exploración Lankahuasa se encuentra ubicada en la Plataforma Continental, frente a las costas del Estado de Veracruz, entre Cabo Rojo y la Punta de Zempoala. que cubre una extensión aproximada de 10,800 kilómetros cuadrados, de los bloques de exploración integrados, figura 8.

Debido a su extensión, se divide en 3 zonas principales: Lankahuasa Norte, Lankahuasa Sur y Lankahuasa Profundo, las cuales delimitan la zona donde se localiza el cubo sísmico proporcionado y que a su vez es donde los campos, **Lankahuasa** de gas seco y el **Kosni** de gas húmedo se encuentran ubicados.

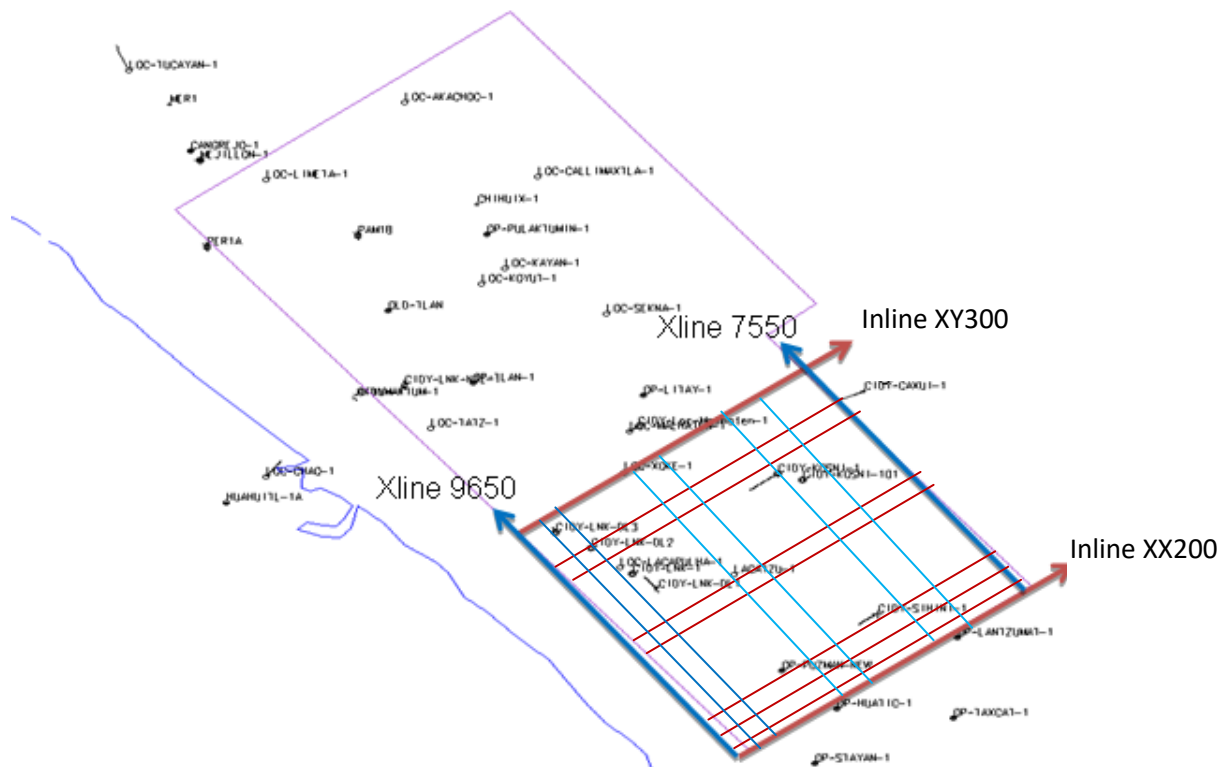


Figura 9. Mapa regional de la Zona Lankahuasa con la ubicación del Megacubo sísmico Lankahuasa y sus límites por las líneas de disparo y receptoras, así mismo las Inlines y Crosslines estudiadas. Modificada de PEMEX, 2011.

Campo Lankahuasa

El campo Lankahuasa geográficamente se encuentra localizado Costa Fuera en la parte norte del Estado de Veracruz, entre los poblados de Tecolutla y Punta Delgada, aproximadamente entre los paralelos $19^{\circ} 44' 44''$ y $20^{\circ} 30' 2''$, desde la línea de costa hasta la isobata de 500 metros, cubre un área de 3477 kilómetros cuadrados.

Geológicamente se encuentra en la Plataforma Continental del Golfo de México en la porción Sureste costa fuera de la cuenca de Tampico-Misantla y comprende parte del segmento de la secuencia Cenozoica progradacional en lo que aparentemente es la extensión marina de esta cuenca.

Campo Kosni

El Campo Kosni, localizado a 14 kilómetros del campo Lankahuasa, el cual cuenta con características petrofísicas y de fluido muy similares a existentes en el campo Lankahuasa. Se diferencian en que el campo Kosni cuenta con tres tipos de secuencias de areniscas potenciales que se ubican en el subsuelo en donde se tiene un tirante de agua que varía entre 175 a 250 metros. Las profundidades de los yacimientos oscilan entre los 1900 [m] y 3400 [m] con presiones de 280 y 320 [kg/cm²], (Luis A, 2012).

Marco Geológico Local

La región de Lankahuasa cuenta con que la tendencia existente sea de fallas de crecimiento, la cual está dominada por deslizamientos tectónicos y *grabens* extensionales, donde la mayor parte de su secuencia de fallas se encuentran en las secuencias sedimentarias del Plioceno, (CNH, 2013)

De las fallas que dominan la tendencia en Lankahuasa, las que se convierten en ***lístricas*** son las más importantes, las cuales están asociadas con depósitos desde el Mioceno Superior y Plioceno. El occidente del Golfo de México cuenta con una serie de fallas que aparecen durante gran parte del paquete del Neógeno y sus asociadas fallas antitéticas menores.

Estos movimientos extensionales junto con el crecimiento de las fallas, provocó la creación de "*grabens*" que dieron origen a cuencas más jóvenes y mejor desarrolladas. Estos *grabens* cuando son posicionados en el techo de los estratos, dentro de ellos se forman estructuras de "*rollover*" (AAPG, Memoir 90, 2009) (Figura 10).

De manera más local, en el campo Lankahuasa su columna estratigráfica regional, a nivel regional, se constituye por rocas calcáreas, areniscas, lutitas y dolomías del Jurásico y carbonatos y arcillas del Cretácico (Mesozoico); en el Cenozoico, sedimentos arcillo-arenosos, arenas, conglomerados, lutitas y areniscas (Cenozoico) (CNH, 2011).

Los sedimentos del Cenozoico en el campo Lankahuasa realizan la función de roca almacenadora y rocas sello, estando constituidas las primeras por areniscas del Cenozoico y las segundas mediante secuencias arcillosas del Mioceno-Plioceno véase figura 11 con la columna "Lankahuasa".

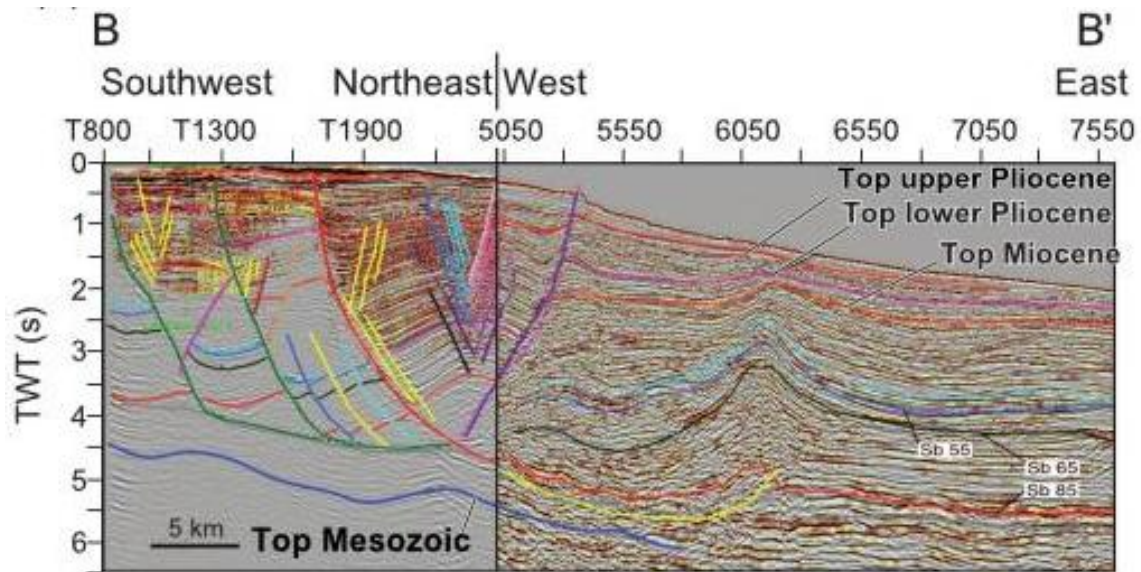


Figura 10. Composición 3D y 2D de la zona central de la tendencia del Lankahuasa. (AAPG, Memoir 90, 2009).

El campo Kosni, descubierto con la perforación del pozo Kosni-1, se encuentra conformado por trampas de rocas terrígenas pertenecientes al Plioceno y Mioceno, las cuales son parecidas a los horizontes de producción del campo Lankahuasa.

La estructura del Kosni es una continuación de las facies productoras del Lankahuasa. Estructuralmente corresponden a una estructura de *rollover* limitada por una falla antitética que se une en la parte profunda del sistema de fallas lístricas (Luis A, 2012).

La secuencia geológica es la misma encontrada en la zona sur de la provincia Tampico-Misantla. Gracias a la información perteneciente al pozo Kosni-1 (PEMEX, 2004), ver figura 11, la columna estratigráfica corresponde con una secuencia de sedimentos clásticos de un espesor de:

1. 418 metros de sedimentos del Pleistoceno
2. 1,506 metros de sedimentos del Plioceno Superior
3. 305 metros de sedimento de Plioceno Medio
4. 822.2 metros de sedimento de Plioceno Temprano
5. 276.8 metros de sedimento de Mioceno Superior

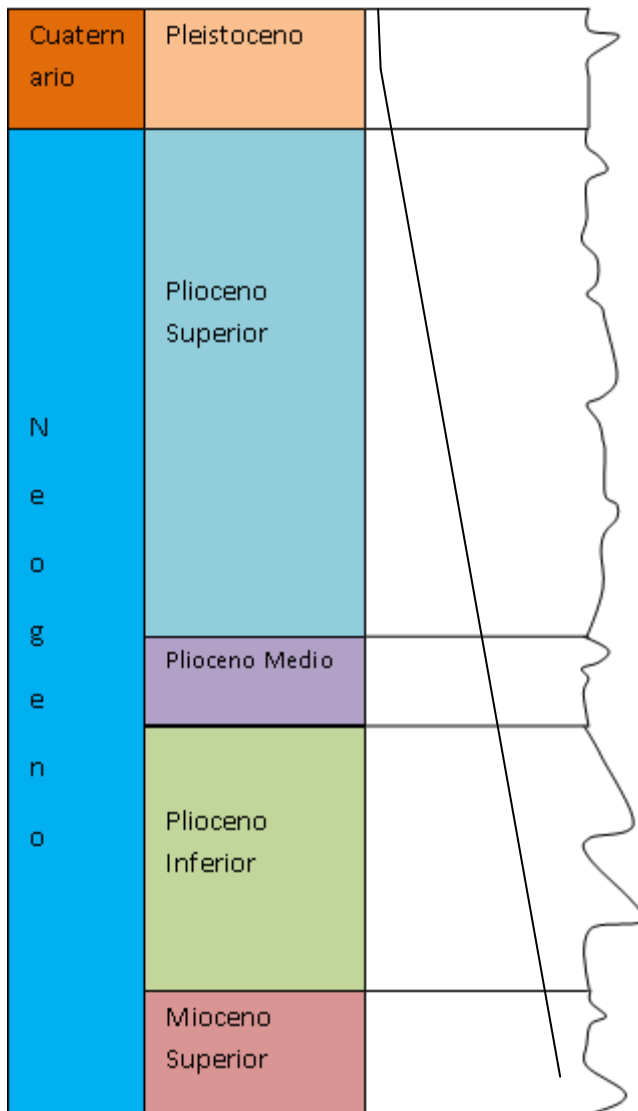


Figura 11. Columna Lankahuasa de sedimentos clásticos obtenida a partir del Pozo Kosni-1 y sus datos establecidos por PEMEX.

Su roca sello está formada de lutitas con aportes verticales y laterales de arenas productoras, sus rocas generadoras son arcillas y lutitas del Jurásico Superior y del Eoceno (Figura 12) .

Las rocas almacenadoras son cuarzo areniscas con fragmentos de roca ígnea, rocas sedimentarias feldespáticas, calcita pobremente seleccionada, así como pirita, cementada en una matriz arcillosa con una pobre porosidad primaria. (PEMEX, 2005)

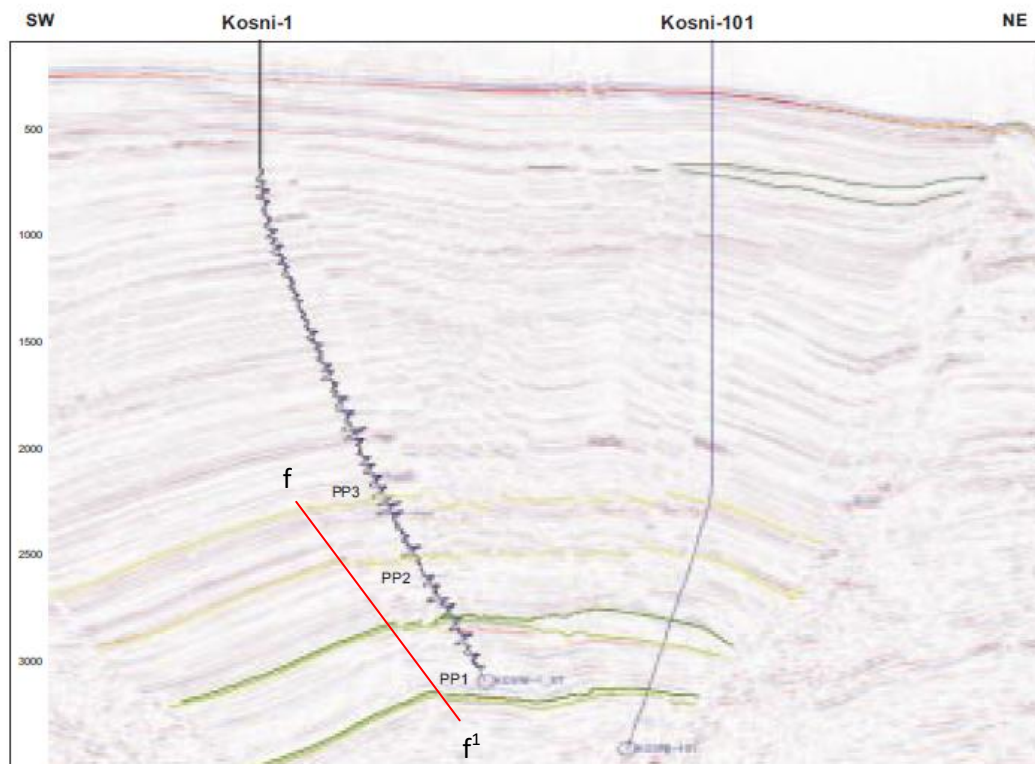


Figura 12. Sección sísmica mostrando la estructura de las areniscas, como los pozos Kosni- 1 y Kosni- 101, así como la falla ff1, (modificado de PEMEX, 2004).

2.3 *Panorama actual*

Económico

Durante el año 2003 el campo Lankahuasa fue uno de los campos más atractivos económicamente para la producción de gas natural del país, se consideraba que las reservas que este yacimiento contenía, eran aproximadamente 10 mil millones de pies cúbicos de gas no asociado. De acuerdo al **Instituto Mexicano del Petróleo**, este yacimiento incrementaría las reservas de gas del país de 29 a 40 años. Los investigadores señalaron que para su desarrollo se necesitaría una inversión inicial de 12 mil millones de dólares (Luis Carriles, 2003).

Durante la primera mitad del año 2005, se esperaba que el campo produjera cerca de 100 millones de pies cúbicos de gas diarios, y al mismo tiempo se empezaba a pronosticar el abandono del campo a finales de 2006 por falta de recursos para mantenerlo activo.

El campo acumuló una deuda aproximada de 3 mil millones de pesos, derivado de la manera en la cual se realizó la exploración, mediante proyectos de inversión con impacto diferido en el registro de gastos (pidiregas). (Israel Rodríguez, 2005) La siguiente información aquí expuesta ha sido obtenida de

fuentes abiertas y del dominio público (PEMEX, CNH, IMP, Noticieros, etc.) y que atañen a los campos Lankahuasa y Kosni.

Ecológico

Durante el año de 2014 se registró una serie de fugas de gas, frente a las costas de los poblados de Vega de Alatorre, Nautla y Tecolutla los cuales quedan dentro de los límites geológicos del campo Lankahuasa (Figura 13). Las emanaciones empezaron a manifestarse aproximadamente el 16 de abril de dicho año. El 23 de abril, según reportó la organización ambientalista "Tortuga Fundación Yopez A.C." que ni PEMEX ni PROFEPA (Procuraduría Federal de Protección Ambiental) habían reportado análisis sobre los daños ecológicos provocados por el derrame. Aunque existe una nota en la cual PEMEX a la semana de ocurrido el siniestro, dio a conocer el origen de ésta, una falla en el tramo de gasoducto el cual conecta la



Figura 13 Foto tomado del derrame, mundodepozarica.com, 2014.

plataforma Lankahuasa con la estación de procesamiento y manejo de gas El Raudal. (AVC/ Gilberto Viveros, 2014).

En el mes de mayo grupos ambientalistas empezaron a exigir a PEMEX ejecutar acciones de limpieza y control de fuga con el propósito de minimizar el daño ecológico provocado.

El 22 de Mayo de 2014 se reportaron más de 11 tortugas Lora adultas, muertas. *“Queremos que menos especies marinas sigan muriendo, ya que no solo es el burbujeo que emerge del mar, sino que hay un líquido que está segregando el cual es aceitoso y dañino para las especies las cuales podrían sufrir de intoxicación”*- dijeron los grupos ambientalistas.

El 7 de diciembre la Procuraduría Federal de Protección al Ambiente, PROFEPA determinó que la fuga era de gas natural, la cual "fue remediada de

manera inmediata", no provocó daños ambientales, aseguró el delegado estatal de la dependencia.

Criticas

En el año 2011, el ente regulador, la Comisión Nacional de Hidrocarburos, encontró discrepancias en los reportes realizados por PEMEX en cuanto a cifras de producción y de reservas que en ocasiones llegaban a ser del 100%, como se ejemplifica en la tabla siguiente (Tabla 4).

Perfil	Gas (mmpc) 2011-2025)	Variación reservas Vs proyecto
2P 2010	7.4	-97.3%
Proyecto	278.5	N/A
2P 2011	134.5	-51.7%
2P certificador 2011	202.1	27.4%

Tabla 4. Reservas de gas, Proyecto integral Lankahuasa, CNNExpansión con cifras de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2012

En esta tabla se presentan los casos reportados en los años 2010 y 2011 de los estimados de las reservas y producción de gas del campo Lankahuasa. Como se mencionó arriba en el transcurso del año 2011 se hizo público el dictamen del campo en el cual PEMEX reportaba una producción de 7.4 mmpc, dato que al ser presentado en el proyecto se estimaba una producción de 278.5 mmpc.

Lo que ocasionó que en el dictamen del Proyecto Integral Lankahuasa realizado en noviembre del mismo año, el proyecto del campo Lankahuasa fuese catalogado como no rentable (CNH,2011. CNNExpansión 2012).

3. Dictaminación del Campo Lankahuasa

3.1 Dictamen del proyecto de Explotación Lankahuasa, 2011

Conforme al artículo 12 y quinto transitorio de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo fue elaborado el dictamen al Proyecto Integral Lankahuasa, en el cual se emitió la opinión sobre las asignaciones petroleras que lo conforman.

Exploración

En la industria petrolera cuando se habla de exploración, se está haciendo referencia a las técnicas, actividades y herramientas que su objetivo principal es la búsqueda de nuevas oportunidades económicas.

Estrategia

Conforme a las disposiciones emitidas por la Comisión, a efectos de definir un plan de exploración, PEMEX Exploración-Producción, debe evaluar las tecnologías relevantes para el campo, por lo que presentaron dos alternativas.

Componente

Tiene como objetivo la evaluación de los recursos prospectivos de gas no asociados y el descubrimiento de nuevos campos con un volumen que varía de los 78 millones de pies cúbicos a los 394 millones de pies cúbicos. (CNH, 2011)

Para lograr esto se consideró la perforación de 18 pozos exploratorios, con su respectivo estudio geológico y geofísico, con una inversión total de 25,268 millones de pesos.

Con la finalidad de enfocarse en áreas estratégicas, se consideraron tres criterios principales:

1. **Geológicos**, se analizó la complejidad geológica, la distribución y características de los *plays*, así como el tipo y madurez de los hidrocarburos.
2. **Operativos**, se consideró la ubicación de la infraestructura de producción existente y las restricciones ambientales.
3. **Geográficos**, básicamente se consideraron las dimensiones del área del proyecto y los tirantes de agua.

Con base a lo anterior, se presentan las dos alternativas planteadas por PEMEX.

Alternativa 1: Tiene como estrategia, el evaluar el potencial de gas y aceite de mediano a largo plazo con el fin de enfocar a la perforación las oportunidades exploratorias con mayor probabilidad geológica, priorizando las zonas aledañas a los campos Lankahuasa y Kosni.

Se considera la perforación de 18 pozos exploratorios en el intervalo de 7 años, 2020-2026 (Tabla 5), con un recurso prospectivo medio de 203 mmbpce. Para este proyecto se consideró una inversión total de 8,916 millones de pesos, de los que 8,328 millones pertenecen a la inversión estratégica y 588 millones de pesos a la inversión operacional.

Recursos a valorar	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2011-2026
P ₁₀	0	0	0	0	0	0	29	0	78
Media	0	13	20	7	0	23	97	44	203
P ₉₀	0	42	52	18	0	65	195	112	394

Tabla 5. Recursos Prospectivos a evaluar, Alternativa 1. (CNH, 2011)

Alternativa 2: Esta alternativa contempla la evaluación de mediano a largo plazo de los horizontes tradicionales de los *plays* de los campos Lankahuasa y Kosni.

Considera la perforación de 8 pozos exploratorios en el intervalo de 6 años, 2020-2025 (Tabla 6), para la evaluación de un recurso prospectivo medio de 82 mmbpce. Se consideró una inversión exploratoria de 4,378 millones de pesos de los cuales 3,992 millones de pesos corresponden a la inversión estratégica y 386 millones a la inversión operacional.

Recursos a valorar	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2011-2025
P ₁₀	0	0	0	0	0	0	0	17
Media	0	13	20	7	0	23	21	82
P ₉₀	0	42	52	18	0	65	51	199

Tabla 6. Recursos Prospectivos a evaluar, Alternativa 2. (CNH, 2011)

Comparando técnica y económicamente las dos alternativas dadas por PEMEX, se decidió el elegir la *Alternativa 1*, dado que era la que utilizaba mejor el conocimiento obtenido de las dos zonas a trabajar, así como, el mayor margen de ganancia de las dos alternativas en cualquiera de los casos propuestos.

Inversión

Para la etapa de exploración se estimó una inversión citada de 8,916 millones de pesos para el periodo de 2019-2026 (Tabla 7), de los cuales 8,328 millones de pesos serían destinados a la inversión estratégica y los 588 restantes a la inversión de operación, quedando de la siguiente manera:

Concepto	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2011-2026
Inversión Exploratoria	5	689	1,039	473	0	1,043	4,322	1,342	8,913
Estratégica		643	946	426	0	947	4,124	1,240	8,326
Pozos		643	946	426		947	4,124	1,240	8,326
Sísmica									
Estudios									
Operacional	5	46	93	47		96	198	102	587

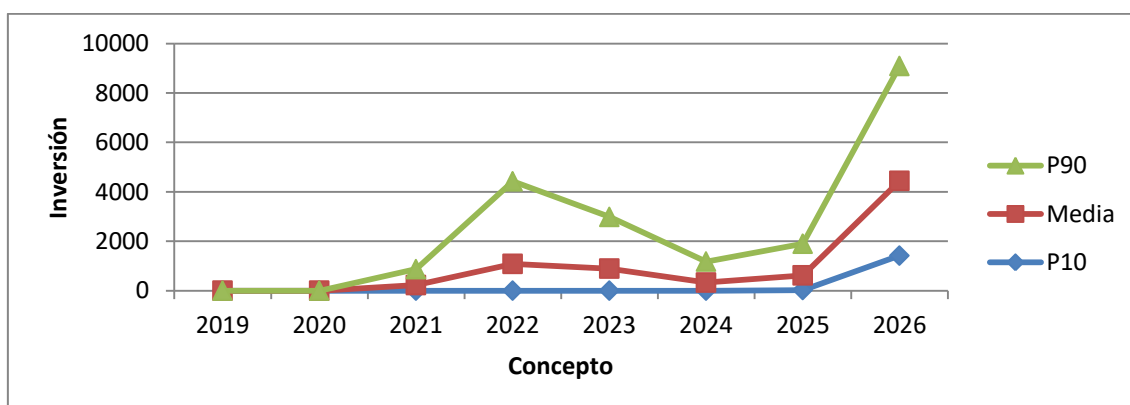
Tabla 7. Inversión Estratégica y Operacional de la componente de Exploración. (CNH, 2011)

Tomando en cuenta que la alternativa 1 de la componente exploratoria se centra principalmente en la perforación de 18 nuevos pozos exploratorios, se puede observar en la tabla anterior que el capital invertido se centra 100% en la incorporación de dichos pozos, sin tomar en cuenta gastos para estudios o sísmica, esto posiblemente a que las zonas a perforar son zonas aledañas a las zonas productoras del campo Lankahuasa y Kosni.

Para el futuro desarrollo del campo mediante la Alternativa 1 se propuso también una inversión programada, así como un plan con los gastos operativos totales para el periodo 2011-2059 (Tablas 8 y 9, Graficas 1 y 2), como se puede observar en las dos tablas siguientes, así como sus correspondientes tablas.

Concepto	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2011-2059
P10							23	1,416	10,748
media			225	1,082	892	327	595	3,026	16,352
P90			644	3,340	2,090	850	1,279	4,647	23,703

Tabla 8. Inversión Futura de Desarrollo [mmpesos] para el periodo 2019- 2026. (CNH, 2011)

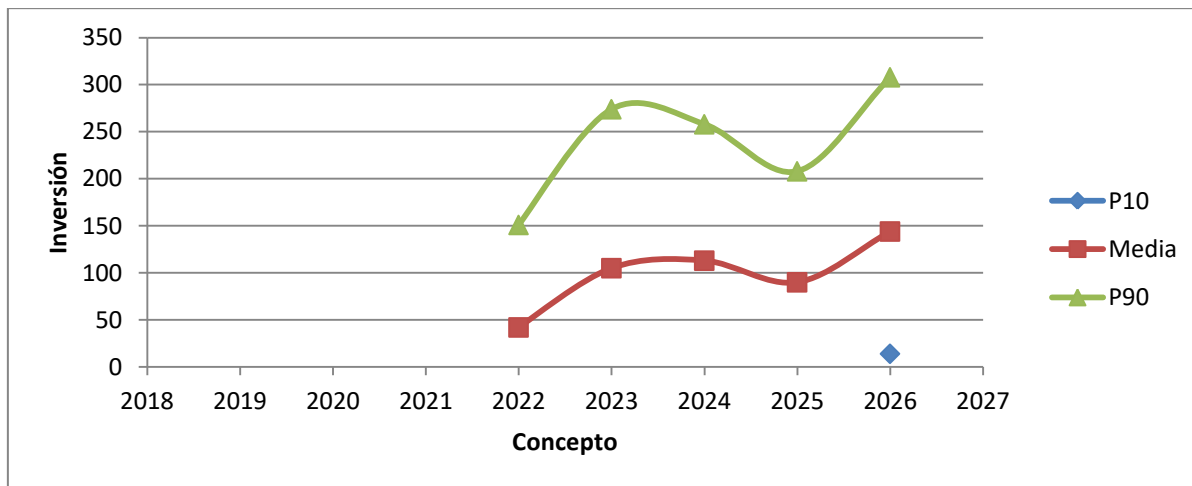


Gráfica 1. Inversión Futura de Desarrollo [mmpesos] para el periodo 2019- 2026 para el Proyecto Integral Lankahuasa. (CNH, 2011)

Concepto	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
P10								14

media	42	105	113	90	144
P90	151	274	258	208	308

Tabla 9. Costos Operacionales Totales [mmpesos] para el periodo 2019- 2026. (CNH, 2011)



Gráfica 2. Costos Operacionales Totales [mmpesos] para el periodo 2019- 2026 para el Proyecto Integral Lankahuasa. (CNH, 2011)

Partiendo de la información anterior: inversión, ingresos y costos se realizó una evaluación económica, con la cual se obtuvieron los indicadores económicos de la Alternativa 1 para el Proyecto integral Lankahuasa para la componente exploratoria, como se ilustra en la tabla siguiente (Tabla 10):

Concepto	Unidad	Alternativa 1
VPN/VPI	\$\$	0.72
VPN	mm\$	3,499
Recursos Prospectivo	mmbpce	203
Costo de descubrimiento	dll/bpce	3.18

Tabla 10. Indicadores Económicos para la componente exploratoria para el Proyecto Integral Lankahuasa. (CNH, 2011)

De la cual, se puede inferir que la relación de los Valores Presentes, Neto (VPN) y de Inversión (VPI), es relativamente bajo siendo este, menor a 1 peso. Esto significa que la relación de dinero invertido y el recuperado al final del proyecto es muy baja, con la posibilidad de tener un valor más bajo si alguno de los valores utilizados en este análisis disminuyera o aumentara, según sea el caso; siendo el más probable el precio del barril de petróleo crudo equivalente.

De manera optimista tampoco se podría descartar del todo el proyecto ya que, para ser sólo la componente exploratoria, el VPN no es tan reducido lo que

propone una ganancia sustancial, más no comparable con las obtenidas por otros yacimientos del mismo tipo (CNH, 2011).

Explotación

La explotación en la industria petrolera hace referencia a la segunda mitad del ciclo de vida, en la cual el objetivo de las actividades, técnicas y herramientas necesarias tienen como objetivo principal la producción y transporte de los hidrocarburos. Normalmente en esta componente se toman en consideración las actividades de producción, transporte y manejo de hidrocarburos como también la distribución al cliente final.

Estrategia

Conforme a lo dispuesto por la Comisión Nacional de Hidrocarburos y con efectos de definir un proyecto de explotación PEMEX Exploración-Producción debe de evaluar distintas tecnologías relevantes para el uso en el campo, con lo que presentaron tres alternativas.

Componente

Continuar con la explotación y desarrollo de los yacimientos de arenas de Mioceno Superior Plioceno Inferior de los campos Lankahuasa y Kosni, con unas reservas a explotar de 55.5 mmbpce en el intervalo de tiempo, 2011-2025.

Para conseguirlo planeó la perforación de 10 pozos marinos, la construcción de dos plataformas y dos gasoductos con una inversión de 5,904 millones de pesos; con lo que PEMEX Exploración-Producción analizó y evaluó tres alternativas.

Alternativa 1: Contempla la perforación y terminación de 10 pozos de desarrollo los cuales podrán ser pozos direccionales u horizontales, recuperación de pozos en desarrollo y exploratorios así como reparaciones menores.

Alternativa 2: Esta alternativa contempla las actividades de la alternativa 1, con la diferencia que ésta contempla la utilización de árboles mejorados en la plataforma fija en el campo Kosni, así como 5 pozos de desarrollo, 2 direccionales y 3 horizontales, perforados con equipo semisumergible.

Alternativa 3: Se contemplan las actividades de la Alternativa 1, diferenciándose en que se contempla el uso de barras espumantes en las 9 sartas de la plataforma Lankahuasa-A durante su vida productiva.

Esto se basa en la consideración de que puedan existir columnas de líquidos en los pozos, las cuales crean contrapresión en las paredes del pozo provocando que dejen de fluir, y teniendo en cuenta que la plataforma no

cuenta con la infraestructura necesaria para la automatización de este sistema, se procedió a utilizar las barras espumantes. Esta alternativa tiene como proyección un incremento del 17% en la producción diaria, con un incremento en gastos semanales por el envío de las barras.

De las alternativas propuestas para evaluación, PEMEX identificó como la opción más viable a la Alternativa 1. A continuación se presenta una tabla (Tabla 11) con la producción pronosticada para la alternativa 1:

Año	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total Acumulado
Gasto de Gas (mmpcd)	45	78	60	47	76	65	82	87	68	49	36	26	18	13	9	227 (mmpcd)

Tabla 11. Producción de la alternativa 1. (CNH, 2011)

Para esta primera etapa el volumen original de gas de los campos pertenecientes al proyecto Lankahuasa (Tabla 12) era de:

Categoría	Volumen Original de gas, mmpc
1P	513.1
2P	1,065.6
3P	1,181.1

Tabla 12. Volumen Original de gas al 1 de enero de 2010. (CNH, 2011)

De los que a través de reevaluación y certificaciones externas e internas, derivadas de las actividades de perforación de pozos, interpretación sísmica 3D, análisis de los resultados de pozos y la actualización de las premisas económicas, las reservas remanentes de gas del campo Lankahuasa (Tabla 13) son:

Categoría	Volumen Original de gas, mmpc
1P	79.2
2P	317.4
3P	363.1

Tabla 13. Reservas de gas natural al 1 de enero de 2000. (CNH, 2011)

Inversión

Para el periodo de 2011-2025 se estimó una inversión de 5,904 millones de pesos y se considera un gasto operacional de 4,092 millones de pesos para la componente de explotación, como se puede observar en la tabla 14.

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total Acumulado
Inversión MM\$	943	355	705	877	106	451	728	415	88	70	56	50	39	36	30	5,904
Gastos Operativos MM\$	312	428	309	223	358	314	408	461	396	286	208	152	107	76	54	4,092

Tabla 14. Inversión y Costo operativo [mmpesos] estimado para la componente de explotación. (CNH, 2011)

Para la evaluación económica realizada a la componente de explotación se basó el trabajo en la premisas que corresponde al escenario medio de precios, donde el precio promedio de la mezcla de hidrocarburos de exportación, la mezcla Mexicana, es de 71.94 dólares por barril y el gas natural de 5.61 dólares por millar de pies cúbicos.

Estos precios fueron llevados a nivel de campo de acuerdo con la calidad y poder calorífico del hidrocarburo correspondiente resultando en un promedio de 5.7 dólares por millar de pies cúbicos para el gas.

La tasa de descuento utilizada fue la tasa de 12%, con un tipo de cambio de 13.77 de pesos por dólar, para el cálculo de los impuestos se aplicó la Ley Federal de Derechos en Materia de Hidrocarburos vigente.

A continuación se procede a presentar la evaluación económica realizada (Tabla 15), en las siguientes tablas:

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total Acumulado
Ingresos gas	1304	2248	1732	1335	2182	1864	2330	2473	1919	1395	1009	739	5183	3684	2635	21,679
Inversión	943	355	705	877	1061	451	728	415	88	70	56	50	39	36	30	5,904
Gastos Operativos	312	428	309	223	358	314	408	461	396	286	208	152	107	76	54	4,092
FE antes de impuestos	49	1465	718	235	763	1099	1194	1597	1435	1039	745	537	372	256	179	11,683
FE después de impuestos	-411	672	107	-236	-7	441	372	725	758	547	389	276	189	126	86	4,034.6488

Tabla 15. Evaluación económica de la componente de explotación, antes y después de impuestos. (CNH, 2011)

Mediante la cual se obtuvieron los Indicadores Económicos de la componente de explotación del Proyecto Integral Lankahuasa (Tabla 16).

Indicadores Económicos	Unidad	Antes de Impuestos	Después de Impuestos
VPN	mmpesos	6,072	1,620
VPI	mmpesos	4,050	4,050
VPN/VPI	\$\$	1.5	0.4
Relación Costo- Beneficio	\$\$	1.95	0.74

Tabla 16. Indicadores Económicos para la componente de explotación, antes y después de impuestos. (CNH, 2011)

Se puede observar que el Valor Presente Neto del proyecto antes de impuestos es relativamente buena, siendo de 6,072 pero al momento de aplicar los

impuestos, el Valor Presente Neto pasa a ser aproximadamente el 26% del valor original.

Por consiguiente esto afecta a los demás Indicadores Económicos a excepción del Valor Presente de la Inversión. Se muestra que la relación Valor Presente Neto con el Valor Presente de la Inversión [VPN/VPI] del proyecto antes de impuestos es de 1.5 pesos mientras que después de impuestos esta baja a solo 0.4 pesos, lo que quiere decir que un peso invertido solo produce una ganancia de 40 centavos.

Lo mismo se puede observar con la relación costo beneficio, la cual de ser de 1.95 pesos pasa a 0.74 pesos, se reduce a menos de la mitad, lo que implica que por cada peso gastado solo existe una ganancia de 0.74 pesos para el pronóstico después de impuestos.

Con estos antecedentes, el Proyecto estaría con la posibilidad de ser cancelado, pero esto solo es de modo económico, todavía faltaría revisar otros aspectos para dar una opinión definitiva.

3.2 Dictamen del proyecto de Explotación Lankahuasa, 2013

Para el año de 2013 se volvió a remitir un dictamen del proyecto integral Lankahuasa en virtud de haberse registrado como proyecto nuevo, a la segregación del Programa Estratégico de Gas y la separación del componente de exploración del proyecto integral.

Acorde a la información presentada por PEMEX, el proyecto tiene como objetivo el alcanzar una producción acumulada de 145 mil millones de pies cúbicos de gas en el periodo 2013-2027 con una inversión de 3,393 millones de pesos.

Alcance

El proyecto Lankahuasa contempla, la perforación de 6 pozos convencionales, la recuperación de un pozo delimitador, la realización de reparaciones menores y la construcción de una plataforma y un ducto, así como la posibilidad del aprovechamiento de los hidrocarburos recolectados de la Estación de Manejo y Procesamiento de Gas *El Raudal*.

Para el desarrollo del proyecto, PEMEX realizó una matriz de escenarios de los cuales se constituyeron 240 alternativas factibles, teniendo en cuenta para todas ellas las siguientes premisas:

- Perforación bajo balance para evitar el daño a la formación.
- Los aparejos de producción incluyen al menos una línea capilar de inyección de químicos para el control de líquidos.

- La readecuación en la Estación de Manejo y Procesamiento de Gas (EMPG) *El Raudal* para separar, medir y disponer del condensado recolectado de las corridas periódicas de diablo en los gasoductos.

De las 240 opciones estudiadas se eligieron 7 de ellas; de las que solo se abordarán el caso base y el caso seleccionado por PEMEX.

Alternativa 1 (Caso Base): Se consideró la perforación de 4 pozos, uno direccional y tres horizontales, para completar el desarrollo del Bloque B, así mismo la perforación de dos pozos horizontales y la recuperación del pozo Lankahuasa DL-3 para el Bloque C. Dichos Pozos serán perforados con equipos auto-elevables. Tendrán una terminación convencional y contarán con disparos, cada uno contará un aparejo sencillo selectivo por paquete de arena, asimismo contarán con sensores de presión y temperatura.

Además de la construcción de una plataforma de producción.

Alternativa 240 (Caso Seleccionado): Al igual que el caso base, esta alternativa se centra en el desarrollo del campo Lankahuasa, siendo esencialmente idéntica a la *Alternativa 1*, sin embargo, a diferencia de ésta, la *Alternativa 240* solo considera perforaciones convencionales, así como terminaciones selectivas. También considera la opción de instalar sensores de fondo de pozo selectivamente en lugar de en todos los pozos, así como la reparación de los pozos del Bloque A, los cuales presentan graves problemas de colgamiento de líquido.

Esta alternativa fue la seleccionada porque maximizaba las reservas de gas del proyecto, con un buen rendimiento de la inversión con el menor riesgo posible (CNH, 2013).

Desarrollo

Para el desarrollo del campo, PEMEX propuso una inversión de 3,939 millones de pesos con un gasto operativo de 1,115 millones para el periodo de 2013-2027 (Tabla 17).

Alt. 240	Ingresos [mmpesos]	Inversión [mmpesos]	Gastos Operativos [mmpesos]
2013	576	1,327	217
2014	1,514	1,036	211
2015	1,915	201	172
2016	1,425	82	128
2017	1,067	89	96
2018	812	96	73
2019	617	69	55
2020	471	66	42
2021	356	56	32

2022	278	61	25
2023	222	65	20
2024	178	68	16
2025	129	66	12
2026	94	53	8
2027	74	59	7

Tabla 17. Tabla correspondiente a los ingresos, egresos y gastos operativos esperados para la Alternativa 240. (CNH, 2011)

Para el estudio económico del proyecto se utilizó como precio 5.2 dólar por millar de pie cúbico [USD/mpc] con una tasa de interés del 12% con un tipo de cambio de 12.76 pesos por dólar. De igual manera se aplicó la Ley Federal de Derechos en materia de hidrocarburos vigente en el cálculo de impuestos (CNH, 2013).

4. Interpretación de El Megacubo Sísmico Lankahuasa

4.1 Descripción de la metodología del trabajo

Las actividades del presente trabajo comenzaron a partir del trabajo de Servicio Social Profesional del que suscribe y en trabajo en equipo, con la finalidad de que los estudiantes de la División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, de la Facultad de Ingeniería, interesados en conocer, tener acceso y familiarizarse tanto a los datos reales del Megacubo Lankahuasa, como al uso y manejo del *software* industrial PETREL™, se integraran para el trabajo colaborativo, para resolver un problema de ingeniería real. El objetivo fue para realizar una revisión interpretativa sobre el Megacubo Sísmico Lankahuasa preparado y brindado por PEMEX para su uso y estudio en Instituciones de Educación Superior. Y ha sido, entre otras escuelas, la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México que se ha avocado a tal tarea mediante una revisión de datos y herramientas, desde la academia.

Sin embargo, se observó que el hecho de interpretar al Megacubo Sísmico de Lankahuasa, sus datos necesitaban de una información geológica y geofísica fundamental y obligada de la región para su buena interpretación. Esta era una de las metas inmediatas, de manera que se tuvo la necesidad de hacer la transición del trabajo realizado durante el Servicio Social, el cual incluyó un curso introductorio de PETREL™ y una recopilación actualizada de la geología y geofísica que exigieron, para el caso, los datos del cubo sísmico. El presente trabajo, en atención a su objetivo principal pasó a ser la realización de, no solo una delineación artística de los datos sísmicos procesados en imágenes ya desarrolladas del cubo, sino una interpretación documentada que explicara la conformación estructural geológica mediante un modelo conceptual de la región del Megacubo.

De manera que si bien en la Facultad de Ingeniería se contaba con el *software* industrial de PETREL™ de la casa Schlumberger y para entonces los datos del Megacubo, con la familiarización integrada de datos y plataforma computacional, así como de la revisión integrada del conocimiento a partir de los análisis interpretativos de la sismoestratigrafía y los ambientes depositacionales en un marco geológico semi-regional de aquel volumen sísmico y su historial; se desarrolló el trabajo, asimismo considerando y dando por descontada la validación de los datos e información de PEMEX. Lo cual propició la realización del trabajo de tesis.

Para ello se utilizaron los archivos que contenían los datos del cubo sísmico así como la información de los pozos y sus registros, los cuales se conforman en:

siete archivos que contienen la información de los pozos, un archivo .pptx, con versión en .pdf y el archivo de una hoja de cálculo de Excel con los mapas correspondientes al Megacubo con su localización, Tabla 18. También se anexa la carta de autorización de manejo y uso de los datos en el apéndice C.

Tipo de Archivo	Nombre	Descripción
Sísmica	MEGACUBO_LANK_MIGPRESTMCFEG.segy	MIGRACIÓN PRE-APILADO EN TIEMPO CON FILTRO Y CON GANANCIA.
Sísmica	MEGACUBO_LANK_MIGPRESTMFSFG.segy	MIGRACIÓN PRE-APILADO EN TIEMPO SIN FILTRO Y SIN GANANCIA.
Pozo	KOSNI- 1.las	Datos Generales de Pozo así como los registros correspondientes.
Pozo	Lakatzu 1.dat	✓✓
Pozo	Lankahuasa 1.las	✓✓
Pozo	LankahuasaDL1	✓✓
Pozo	LankahuasaDL2	✓✓
Pozo	LankahuasaDL3	✓✓
Pozo	SIHINI- 1	✓✓
Presentación PowerPoint	Líneas Sísmicas y Cubo Lankahuasa.pptx	Sección sísmica y plano con la posición de los pozos con sus respectivas líneas sísmicas.
PDF	Líneas Sísmicas y Cubo Lankahuasa.pdf	✓✓
Hoja de Cálculo Excel	Rango_datos_extraccion_Megacubo_PSTM	Mapas con los rangos del Megacubo, uno con coordenadas geológicas delimitado por Inlines y Xlines

Tabla 18. Relación de archivos facilitados por PEMEX.

Una parte importante para el desarrollo del presente trabajo y poder realizar la interpretación de la manera requerida, primero se necesitaba entender lo que es la Sismoestratigrafía. Para ello fue necesario comprender las dos ramas de las geociencias que le dan su origen como una nueva disciplina: la Estratigrafía y la Sismología de exploración de reflexión continua, o sea la estratigrafía sísmica.

La Estratigrafía de acuerdo a Caballero, 1993, es la rama de la Geología que se encarga del estudio e interpretación, identificación, descripción y secuencia, de las rocas estratificadas, haciendo de cierta manera, a las rocas sedimentarias parte fundamental de ésta.

Dichas rocas, sedimentarias principalmente, existen de manera general en capas o estratos casi paralelos, las cuales tienden a rellenar una cuenca. Su tendencia paralela se debe principalmente a los movimientos eustáticos que han transcurrido, los cuales deben su origen principalmente a:

- 1) Los periodos en los cuales existió un efecto de calentamiento o enfriamiento global por un tiempo extenso.
- 2) Debido al enfriamiento y calentamiento de las aguas marinas, las cuales con un solo grado centígrado pueden causar una disminución o elevación del nivel marino en promedio de 2 metros.
- 3) Debido a las deformaciones a las que la corteza terrestre está sujeta, debido a su actividad tectónica, la cual tiende a afectar a las cuencas submarinas.
- 4) Debido a los reajustes isostáticos provocados por la retirada de grandes masas glaciales.

Cabe hacer mención que los estratos se pueden distinguir por las características físicas que rigen la transportación de las rocas que las generaron (Sheriff, 1980).

Por su parte, de acuerdo a Boggs, (1980) la Sismología es el estudio de los terremotos y estructuras de la tierra teniendo como base las características de las ondas sísmicas. La exploración sísmológica utiliza ondas sísmicas mecánicamente creadas para la obtención de información de la zona como puede ser: la estructura geológica, las características estratigráficas y la distribución del tipo de roca, sus técnicas fueron inicialmente desarrolladas para la localización de trampas estructurales para el depósito de petróleo, en la actualidad siguen siendo aplicadas expandiendo su uso a problemas estratigráficos. De manera que surge la Estratigrafía Sísmica.

Para lograr la interpretación estratigráfica y las facies sísmicas del depósito, primero se tienen que identificar las características en los sismogramas y relacionarlos con los factores geológicos que propician las reflexiones, de las que las reflexiones sísmicas primarias ocurren en respuesta a cambios de densidad-velocidad significativos en discordancias y superficies de depósitos.

En las discordancias, estos reflejos son creados dado que separan rocas con diferentes características estructurales o propiedades físicas siendo, principalmente diferentes litologías. Los contrastes de densidad-velocidad se pueden realizar si las rocas abajo de la discordancia fueron expuestas al intemperismo.

Mientras que las superficies de depósito son creadas debido a cambios litológicos o de textura. Puede surgir el caso que exista un cambio de densidad-velocidad entre superficies pero, eso no significa que pueda existir una reflexión sísmica; del mismo modo un evento reflectivo identificado puede corresponder a la suma de varias reflexiones juntas de varias superficies con un grosor diminuto.

Existe una variedad de parámetros sísmicos relevantes para la estratigrafía, de los cuales se puede hacer mención que la configuración de la reflexión y la continuidad de la reflexión son los de mayor importancia.

La configuración de la reflexión se refiere al grosor de los patrones de estratificación identificados en los registros sísmicos, mientras que la continuidad de reflexión está asociada con la continuidad de los estratos y provee información de los procesos y ambientes de depósito y depende de la continuidad del contraste de la densidad-velocidad a lo largo de las superficies de depósitos y las discordancias (Boggs, 1980).

Con base en lo anterior la sismoestratigrafía en su forma más sencilla y general se refiere al estudio de imágenes de datos sísmicos con el fin de obtener información estratigráfica mediante la relación de unidades estratigráficas dentro de un marco cronoestratigráfico, limitado por superficies de erosión o por superficies correlativas de conformidad (Van Wagoner, 1988).

Se puede dividir la sismoestratigrafía principalmente en una serie de cuatro etapas sucesivas de estudio:

- 1) El **análisis de secuencias sísmicas**, separando unidades basándose en los cambios de patrones sísmicos por discordancias definiendo líneas/superficies de erosión o de no depósito o de ambos, como límites inferior y superior de cada secuencia.
- 2) El **análisis de facies sísmicas**, la determinación y separación de arreglos definidos mediante las características sísmicas de las reflexiones dentro de los límites de las secuencias, asociadas al ambiente sedimentario depositacional.
- 3) El **análisis de las posiciones relativas** de las secuencias y sus facies contenidas mediante las reflexiones sísmicas, examinadas en imágenes de los cortes en el volumen sísmico, y que están asociadas con eventos o cambios en la estratigrafía natural del lugar.
- 4) La **Integración de resultados** la serie termina con la descripción interpretativa con la separación y distinción de estas unidades que en conjunto despliegan la información concerniente a la evolución geológica de las secuencias y facies sísmicas en el tiempo y espacio geológicos, que delimitan la estructura en el subsuelo.

Presentación y manejo de los datos

Para el manejo de la información sísmica del Megacubo Lankahuasa, se tomó en consideración el tamaño de éste y sus escalas, así como para la resolución y el espaciado entre las líneas de disparo y receptoras en una malla para poder hacer de manera, relativamente rápida y efectiva el estudio del cubo para el análisis bidimensional de cada línea seleccionada, cuidando la

representatividad de escalas, resolución, sentido y significado en la interpretación y su representación de manera que se siguieron los principios básicos de la Sismoestratigrafía de secuencias, facies y posiciones.

Cabe hacer mención de lo siguiente, si bien se utiliza el término "delinear" también queda entendido que éste, va más allá de los trazos realizados "a mano y a lápiz de color", ya que va de por medio el criterio interpretativo integral en las disciplinas de la sismoestratigrafía y los sistemas de ambientación depositacional asociados a una tectónica regional.

Considerando esta cadena de pensamiento junto con la información presentada, se llegó a la conclusión de tomar el número total de líneas, ya sea de disparo o receptoras y buscar una distribución de conjunto para dejar el espaciamiento necesario y suficiente y así cubrir la mayor parte del cubo, con la finalidad de no perder de vista la definición y representatividad realista de la sísmica. En ocasiones fue necesario empatar dos líneas sísmicas cercanas y ya empalmadas para garantizar una mejor confiabilidad con la correlación.

Esto dio como resultado la partición del Cubo en las siguientes líneas selectas espaciadas:

- 56 *Inlines*, con una separación de una por cada 20 *Inlines* como salto discreto de intervención, de un total de 1100 *Inlines* del Megacubo.
- 21 *Xlines*, con una separación de una por cada 105 *Crosslines* como salto discreto de intervención, de un total de 2100 *Crosslines* del Megacubo.

En el sentido geológico estructural se ha conocido por experiencias previas qué en la región, los mayores cambios en los elementos estructurales ocurren a lo largo de la orientación de las *Inlines* a partir de la costa a altamar y no así en las *Crosslines*, las cuales presentan poco cambio estructural en la dirección paralela a la línea de costa y a la línea de quiebre de plataforma a talud continental.

Como se mencionó se llegó a esta conclusión, con este arreglo, después de estudiar el cubo con varios ensayos para cerciorarse de que el espaciamiento de línea a línea o salto no fuera exagerado en ninguno de los casos. Para las *Inlines* se eligió un salto de 20 en 20 líneas dado qué con eso se cubrían de manera satisfactoria las 1100 que contiene el cubo en esa dirección, en cambio para las *Crosslines* se decidió que un salto de 105 en 105 dado qué con eso se cubrían de manera satisfactoria las 2100 líneas que contiene el cubo en la otra dirección y sería el caso ideal dada la mayor densidad de *Crosslines* existentes en el Cubo Sísmico.

Para el seguimiento del trabajo, a manera de memoria de las actividades realizadas en el manejo de la información se llevó a cabo una bitácora del

trabajo realizado en el Laboratorio L-8 de la FI, equipado por la misma casa Schlumberger, en la cual se llevó de manera descriptiva, el proceso de análisis, síntesis e integración en la interpretación del cubo, de modo que, se dio inicio con el ingreso de los datos sísmicos como sigue:

Durante las primeras sesiones se tuvo el primer contacto con la introducción de los datos del Megacubo Sísmico Lankahuasa con el *software* PETREL™, se estudiaron y aprendieron las generalidades en cuanto al manejo y uso del mismo. Después de un minucioso escrutinio general de los datos del Mega-Cubo Lankahuasa así como de la correlación entre secciones sucesivas en el cubo, usando diferentes densidades en la población de líneas (*Inlines*) a manera de prueba de representatividad, se pudo observar, como ya se mencionó, que las diferencias en el cambio de continuidad y discontinuidad de los reflectores sísmicos eran evidentemente más notorias conforme se aumentaba el espaciado entre líneas, así que por ello, se tomó la decisión de establecer la densidad de información en 56 "*Inlines*" y 21 "*Crosslines*" respectivamente, comenzando a delinear los primeros rasgos aparentes más notables de fallas normales de crecimiento rotacional y lítricas.

Se inició el trabajo interpretativo con la delineación de las *Inlines* seleccionadas con la identificación de las otras fallas rotacionales lítricas aledañas a aquellas con características normales de crecimiento, se procedió de manera más convincente y segura en su correlación dando como resultado final la obtención de un arreglo espacial de las fallas dominantes con las reflexiones más importantes y distintivas, aparentemente las más representativas observables dentro del Mega-Cubo.

Después de que se identificó este arreglo como la parte geométrica de los elementos estructurales mayores más representativos en el cubo, se continuó con el proceso de delineación entre los mismos, encontrándose notorios rasgos de fallas menores y alguna que otra que así bosquejaban una característica de apariencia antitética, y asimismo, delimitando varias subcuencas sedimentarias por la deformación.

En el tiempo de las mismas sesiones de trabajo en el laboratorio, se estableció a manera de seminario el ejercicio de revisión y aprendizaje de las disciplinas como fundamento a la interpretación integral del cubo, es decir, de las bases de: la sismoestratigrafía, la tectónica regional y local, la ambientación depositacional de los terrígenos clásticos, sus proveniencias, trayectorias y depocentros. Se prosiguió con la delineación de las estructuras mayores y menores en esa geometría, así como también, de su revisión constante para minimizar posibles errores u omisiones.

Al tener la noticia de que la licencia del uso del *software* estaba por expirar, se decidió, después de una visualización tridimensional de los cortes correlacionados, que la densidad y definición de las *Inlines* era más que

suficiente para el objetivo del presente trabajo, por lo que se dio por finalizado el trabajo de la delineación de las fallas, secuencias, facies que ya bosquejaban las estructuras, y se empezó a tratar el procedimiento análogo para abordar las *Crosslines*.

Se decidió por el hecho de empezar a interpretar así, a las *Crosslines*. Esto llevó a confirmar la decisión de que la densidad de distribución de las *Crosslines* discretas debería ser menor a la aplicada en las *Inlines* por que se tenía un área rectangular y con ello se mantenía una buena resolución con la cual trabajar con confianza.

Aplicando el criterio ya mencionado de que, para la zona del cubo, hay mayor cambio estructural con mayor frecuencia, en el sentido costa fuera que en dirección paralela a la línea de costa, se realizó la identificación de las intersecciones de los horizontes reflectores y fallas como trazas de falla más representativas en cada plano de corte vertical, y para tener idea del efecto rotacional de la falla lítrica y su tendencia a un plano común de convergencia aparente.

Con los avances obtenidos se llegó a la conclusión de que la manera más prudente de proseguir el trabajo sería el hecho de ir marcando y delineando los horizontes reflectores asociando sus continuidades, a manera de una superficie por vez en la correlación de sección a sección y finalmente como si fueran trazas subhorizontales que delimitan secuencias de un paquete con reflectores o facies sísmicas de una minicuenca entre fallas. Teniendo la experiencia anterior como apoyo en las *Inlines*, se llegó a la conclusión de que el espaciamiento de *Crosslines* era confiable y el suficiente para delinear aquellas trazas reflectoras consistentes a las "superficies de deslizamiento lítrico" y de tendencia convergente hacia una superficie de deslizamiento inferior, basal y común buzante hacia el Golfo profundo.

Se prosiguió con la tarea de marcar y trazar tales horizontes, concluyendo con una envolvente basal que bosquejaba un sustrato bien delineado y común a las fallas lítricas principales, esta tarea siguió su curso por varias sesiones. No sin encontrar escollos en la correlación, como un ejemplo se refieren a los escalones encontrados y se cita que con el delineado en dichos horizontes se observó un "salto" muy marcado en uno de ellos para ser natural, pendiente abajo, lo que dio como pauta a la necesidad de realizar una revisión de los horizontes previamente delineados.

Así, teniendo como tarea pendiente la revisión de éstos horizontes; se derivó en una tarea adicional, la apertura de los datos de los pozos y sus registros geofísicos. De manera que se buscaron afinidades de estos reflectores correlacionados con los datos del pozo para que sirvieran de apoyo en la geometría del modelo que se gestaba en el trabajo y resolver tal "salto".

La revisión procedió de manera consistente una vez identificado el problema en ésta, haciendo la labor relativamente fácil, el cual se debió a que el "salto" presentado fue un error provocado al unir en un punto un horizonte superior con uno inferior. Al caer en cuenta del error, lo que se hizo fue tomar el horizonte inferior mejor definido, se siguió con él delineando en el horizonte inferior con el cual se lograba una forma más natural y esperada conforme a lo estudiado sobre la geología estructural bajo el volumen sísmico.

Como otro ejemplo de las vicisitudes experimentadas se cita las experiencias durante el manejo de los datos de los pozos de los cuales no se lograba que la totalidad de pozos se colocara dentro de los límites geográficos del cubo, lo cual después de revisar los datos con el *software* se identificó que el problema era la falta de una coordenada geográfica en los datos del pozo.

Por lo que de manera inicial se optó por solo trabajar con la sísmica y el pozo Kn- 1; pero conforme se fue recopilando información del campo, se logró obtener las coordenadas geográficas de otros dos pozos, el pozo LK-DL2 y el pozo LK-1. Con estos dos pares de coordenadas más, se contempló la opción de poder utilizar los siete pozos de manera activa, lo que conllevó a hacer una aproximación de las coordenadas, utilizando los tres pares de coordenadas geográficas conocidas junto con los planos proporcionados por PEMEX.

Considerando esto y tomando ciertos rangos de libertad con la exactitud de las coordenadas la respuesta a esto fue un proceso de ajuste con el *software* haciendo uso de los mapas y los puntos bien conocidos, los cuales se pueden ver a más detalle adelante en esta sección. Ya con las nuevas coordenadas en orden se utilizó el *software* PETREL™ para ajustar con mejor coherencia de todos los pozos con el Megacubo Lankahuasa ejemplificados por las Figuras 14 y 15.

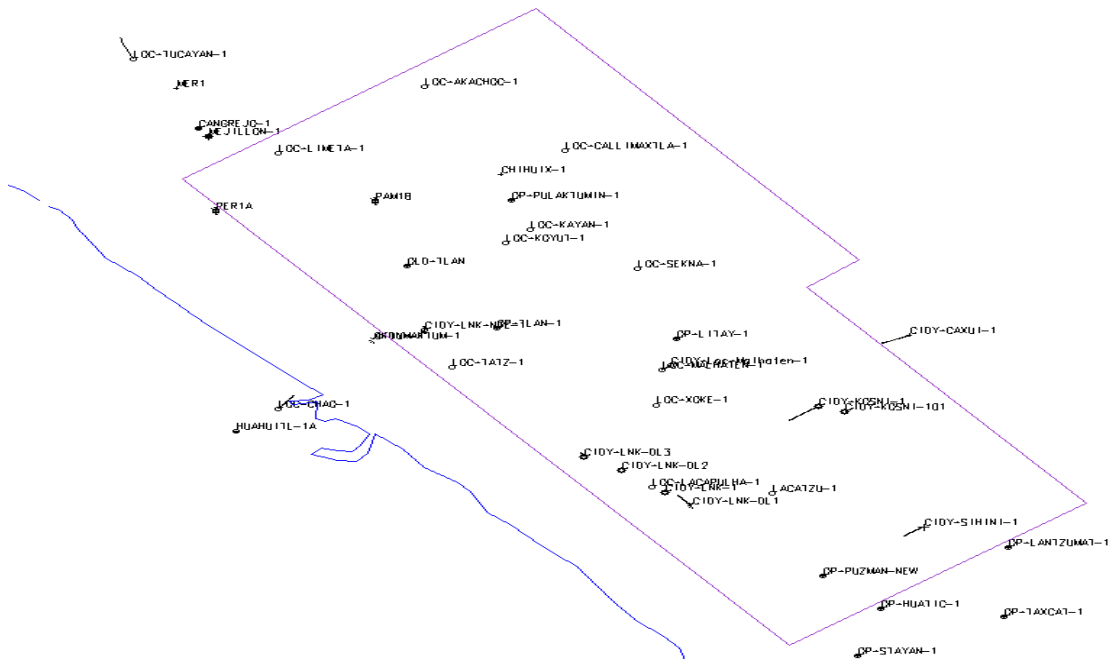


Figura 14. Mapa con la localización de los pozos del campo Lankahuasa y Kosni, Pemex 2011.

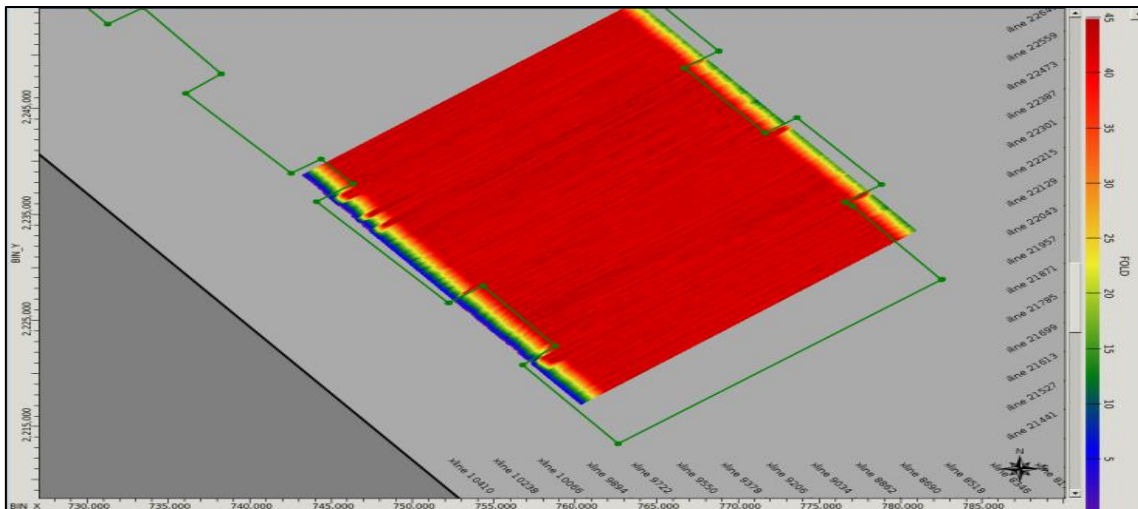


Figura 15. Mapa con la localización geográfica del Megacubo dado por sus coordenadas, tomado de Pemex 2001.

Para la localización de los pozos y secciones analizadas, se optó por la manipulación y sobreposición de los mapas, teniendo como base el mapa con la localización del cubo, con los ejes "X" y "Y" correspondientes (Figura 15) y sobrepuesto el mapa con la localización de los pozos (Figura 14), el cual tuvo que ser ajustado para su uso, así, teniendo los mapas sobrepuestos, se recurrió a la obtención de los puntos de referencia con los tres pozos de los cuales se conocía su localización exacta: LK-1, LK- DL2, y el Kn-1.

Una vez ubicados los pozos y las secciones analizadas con la sobreposición de los mapas se procedió a precisar las coordenadas de los demás pozos,

teniendo como resultado los mapas como se muestran en las siguientes ilustraciones (Figuras 16 y 17).

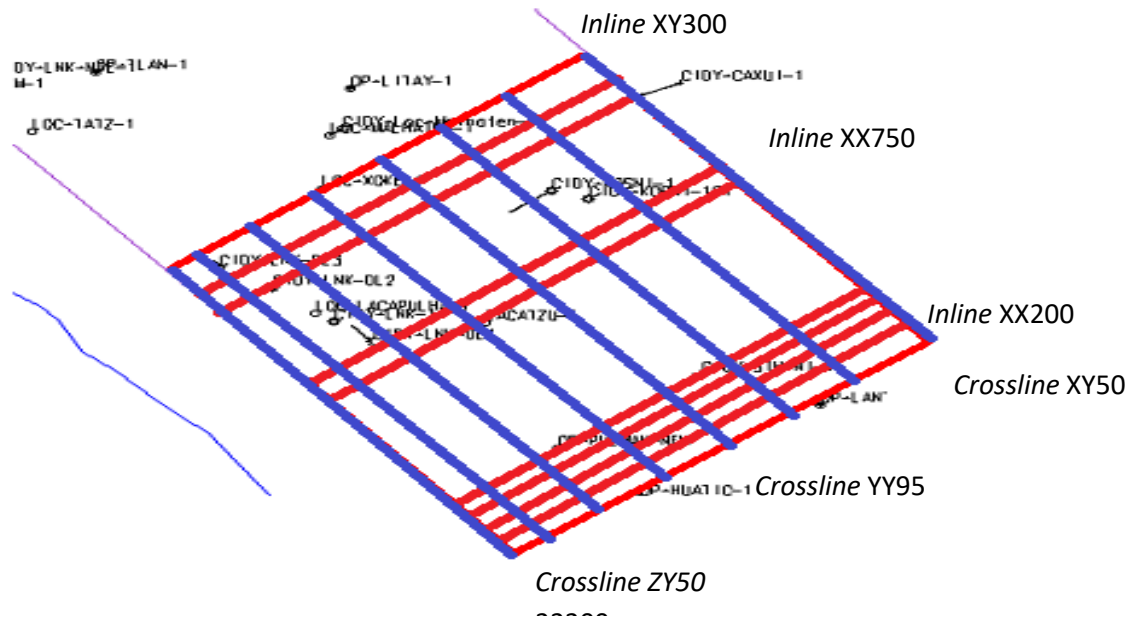


Figura 16. Sobreposición de mapas con la localización de los pozos y con la localización del cubo, Modificada PEMEX 2011.

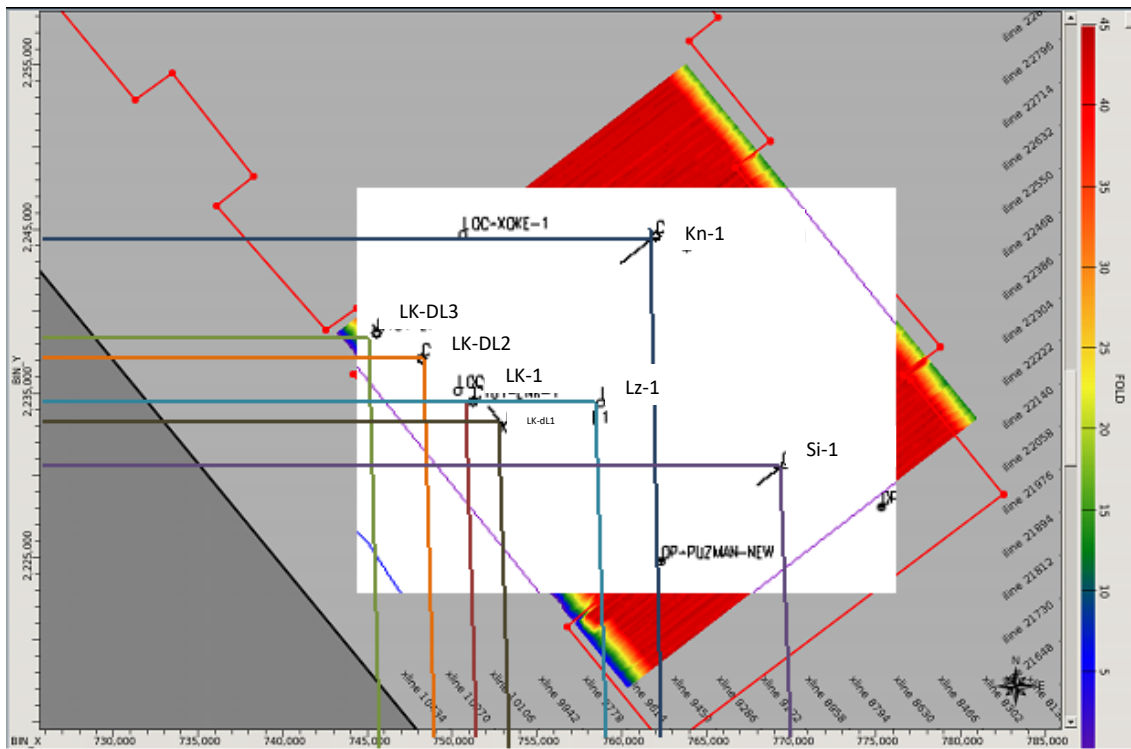


Figura 17. Mapa con la localización de los pozos con los ejes señalados para la aproximación de las coordenadas. Modificado de PEMEX, 2011.

Teniendo como resultado las coordenadas de la forma siguiente (Tabla 19):

Pozo	Coordenada X	Coordenadas Y	Latitud	Longitud
LK-1	XX4,799	Y,XX1,401	20°XX'YY"N	96° XX'YY"W
LK DL1	XX6,450	Y,XX9,990	20° XX'YY"N	96° XX'YY"W
LK DL2	XX1,439	Y,XX3,217	20° XX'YY"N	96° XX'YY"W
LK DL3	XX8,990	Y,XX5,010	20° XX'YY"N	96° XX'YY"W
Lz- 1	XX2,020	Y,XX1,401	20° XX'YY"N	96° XX'YY"W
Si- 1	XX0,800	Y,XX7,000	20° XX'YY"N	96° XX'YY"W
Kn-1	XX2,774	Y,XX0,197	20° XX'YY"N	96° XX'YY"W

Tabla 19. Pozos con sus "nuevas" y aceptadas coordenadas Geográficas, modificado PEMEX.

Durante los últimos días de uso de la licencia del software PETREL™, y siguiendo el cronograma establecido, se procedió a integrar la información obtenida a partir de exportar el cubo en 3D, tanto los pozos como los levantamientos sísmicos tratados de las *Inlines* y *Crosslines*, cada caso en su versión original para su versión interpretada, respetando el espaciado originalmente trabajado, una separación de 20 entre *Inlines* y de 105 para las *Crosslines*.

Cabe aclarar que la distribución espacial de los pozos así ajustados ha servido también para apoyar la geometría de los elementos estructurales, obtenidos de la sismoestratigrafía, para generar un modelo geológico estructural conceptual que se propone en este trabajo, asimismo, sin haber entrado en el detalle interpretativo de los registros geofísicos de pozo, puesto que no formaban parte de los objetivos de este trabajo, aunque si se extrajo una parte cualitativa de los registros para la confección de una porción de la columna geológica de la región para los fines comparativos en la prolongación de la cuenca Tampico-Misantla y así también con los datos de la sismología correspondientes que manejaron Buffler *et al* (1978) en el occidente del Golfo de México.

Con lo cual, lo primero que se estudió fue la manera en la cual se podría obtener información de los horizontes reflectores, acorde con la geología esperada en la correlación con los pozos y una columna compuesta lo más cercana posible a la realidad.

Para la presentación y manejo de los datos integrales interpretados del cubo se trabajaron las secciones analizadas a manera de diagrama de bloque tridimensional siendo las fallas interpretadas en las *Inlines* en paralelo y asimismo los reflectores comunes interpretados en las *Crosslines* contenidos en esos cortes verticales y asociados a otra línea paralela en forma secuencial. La versión 3D del cubo cuenta con 3 vistas siguientes: la superior (Figura 18), desde la línea de costa (Figura 19) y aleatoria (Figura 20):

Vista Superior

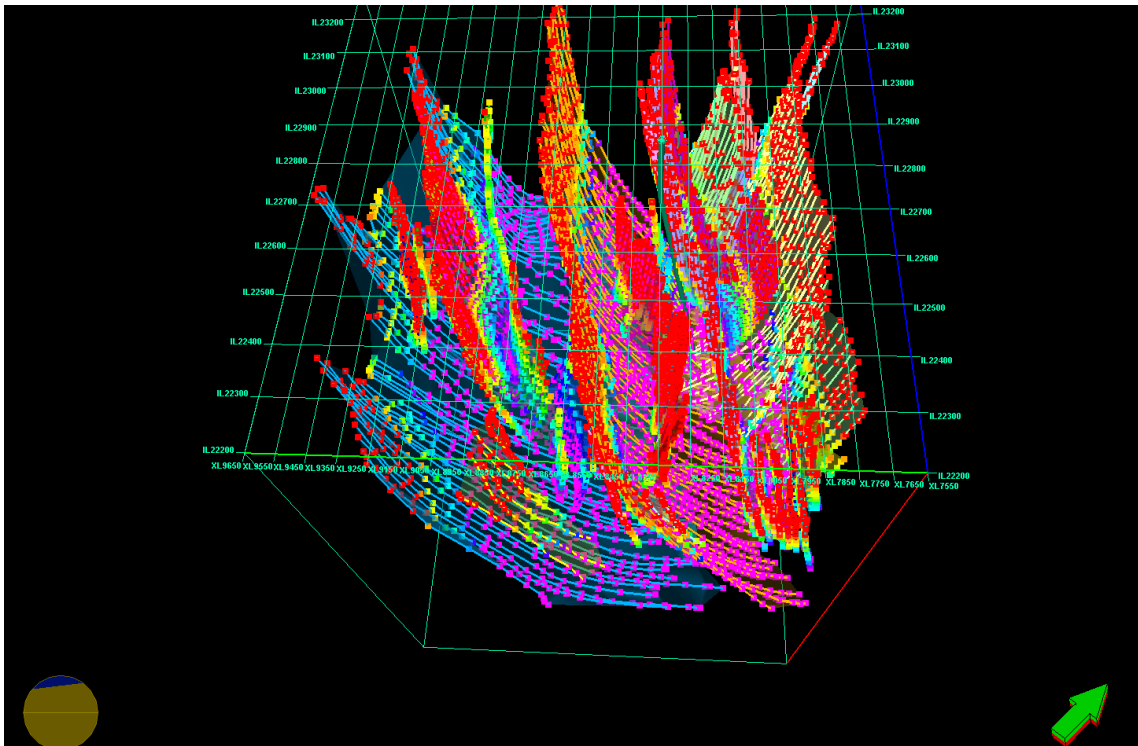


Figura 18. Vista superior de la interpretación 3D de las *Inlines* correlacionadas, en la cual se denotan las fallas separadas con la tendencia rotacional a ser lítricas en un horizonte común en la parte inferior.

Vista del volumen desde la Líneas de Costa

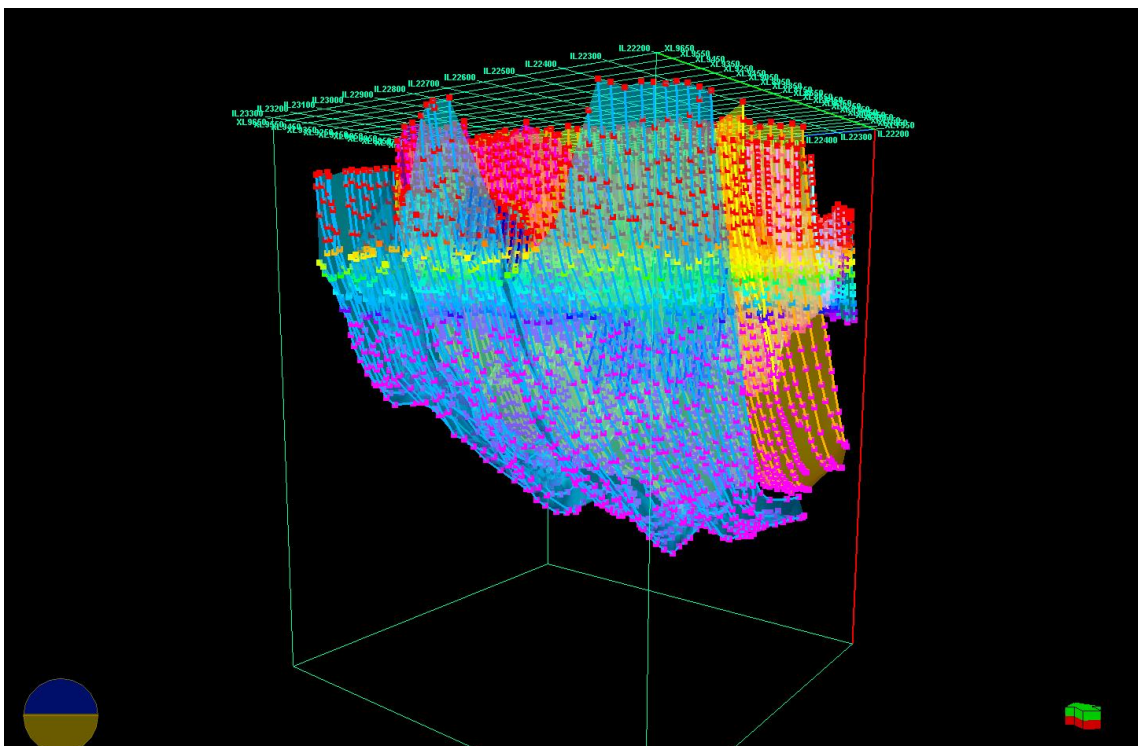


Figura 19. Vista desde la línea de costa de la geometría 3D de las *Inlines*, en la cual se puede observar la tendencia rotacional y lítrica de las fallas principales hacia un horizonte común en la parte inferior.

Vista aleatoria del volumen

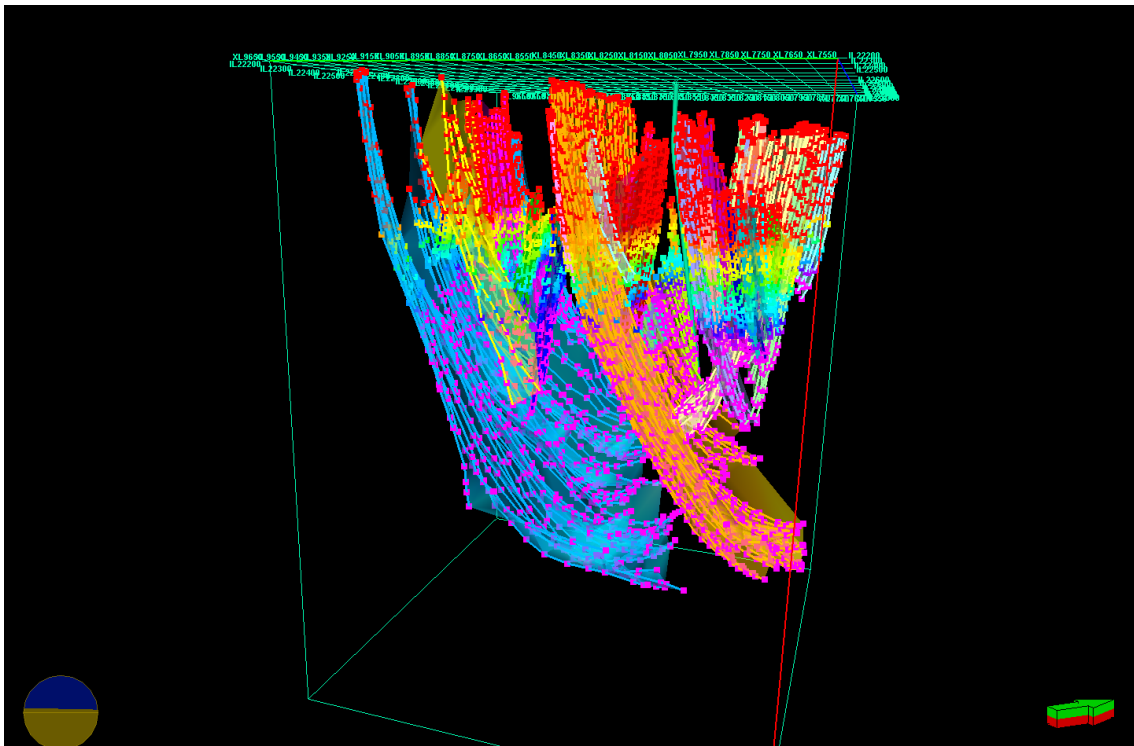


Figura 20 Vista aleatoria de la geometría 3D de las *Inlines*, donde se puede observar la tendencia de las fallas listricas que rotan hacia un horizonte común en la parte inferior.

4.2 Interpretación de secuencias sísmicas 2D

En las siguientes figuras, 21 y 22, también se muestra la secuencia de actividades aquí desarrolladas: Análisis de secuencias sísmicas, geometrías, análisis de facies y sus posiciones estructurales.

Para realizar la interpretación de los datos sísmicos también se tomaron en consideración las metodologías descritas por Bubb & Hatlelid, 1977 (interpretación sísmica) y Sheriff, 1980 (Interpretación estratigráfica de datos sísmicos), las cuales tienen puntos en común, con ligeras diferencias y en el orden de realización, pero al final buscan y cumplen el mismo objetivo, la interpretación de datos sísmicos para la proposición en este caso de un modelo estructural.

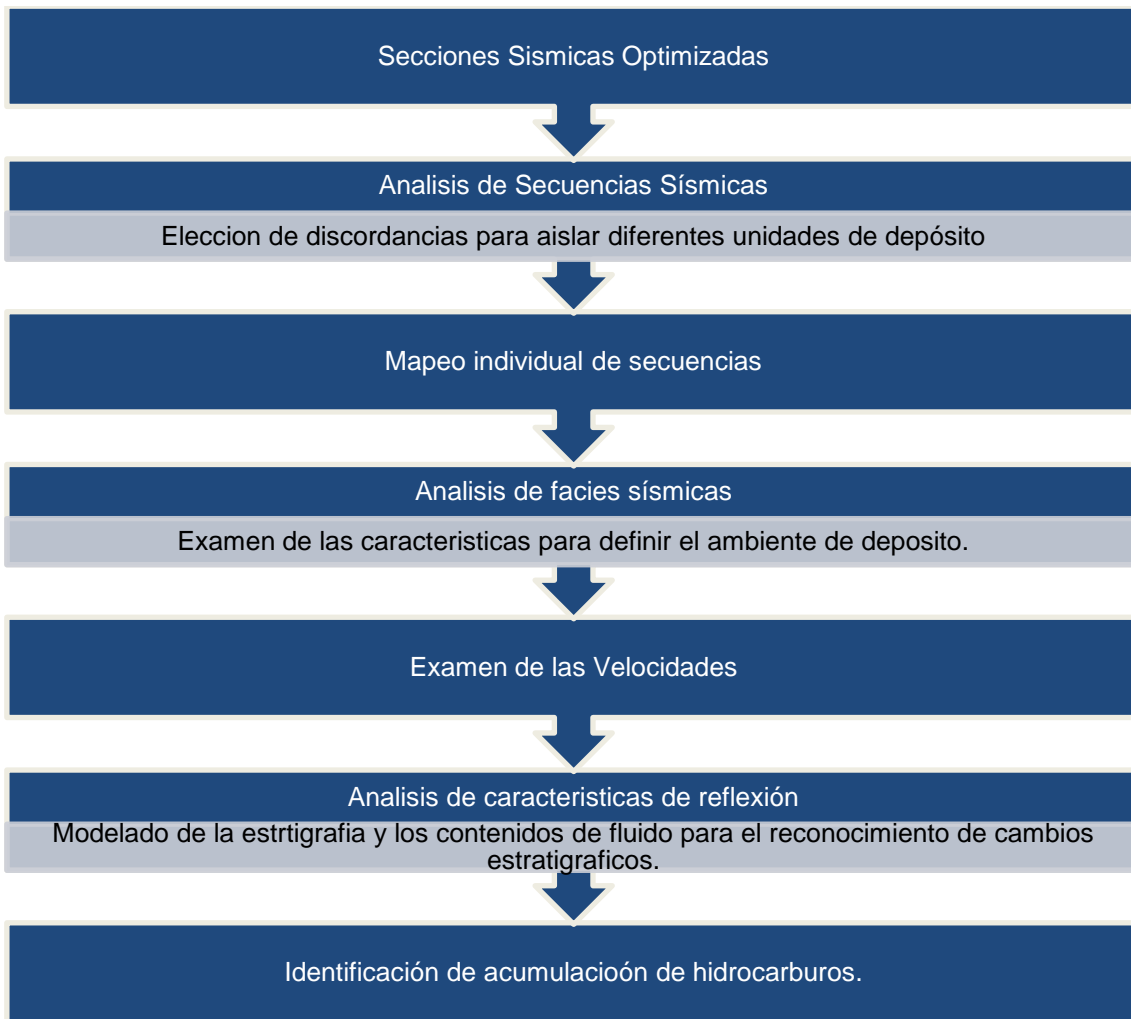


Figura 21. Diagrama para estudio sísmico, Modificado de Sheriff, 1980.

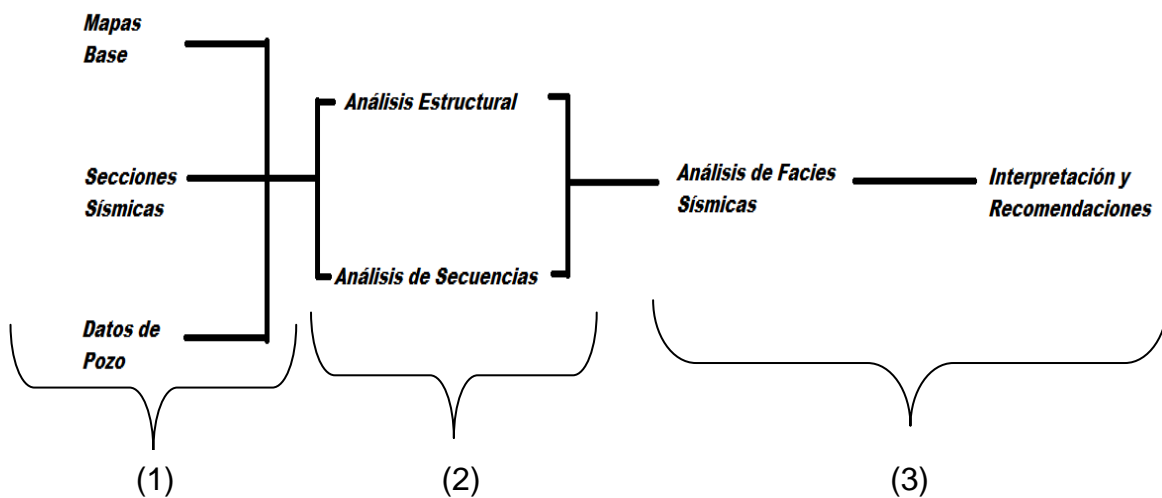


Figura 22. Diagrama para estudio sísmico propuesto por Bubb & Hatlelid, Modificado de AAPG Memoir 26, 1977.

Teniendo como base éstos métodos sugeridos por Bubb & Hatlelid (AAPG Memoir 26, 1977) y Sheriff (1980), para la interpretación de datos sísmicos se empezó por lo más general, que fue el contacto y manejo inicial con los datos así como con la carga de los datos sísmicos y de los registros de pozo en el *software* Petrel™, el mapeo de los datos sísmicos referenciados y localización de pozos así como la obtención de las tendencias estructurales de la geología y las correlaciones, las más relevantes posibles en los análisis sismoestratigráficos para la interpretación.

Habiendo terminado con lo que estos autores marcan como el primer paso, la conversión de los datos sísmicos a una forma compatible con los datos geológicos, se prosiguió con el segundo paso el cual consta de dos fases: el análisis geométrico y el análisis de secuencias y así deducir sus posiciones asociadas en el conjunto estructural.

Para el análisis, comparativo mediante correlaciones entre secciones sísmicas, se integró la geometría de lo que sería el sistema de fallamientos distensivos, lo cual nos llevó a la confrontación de la geología para obtener el modelo de distribución de los elementos estructurales, por lo pronto, geométrico para poder plantear el modelo estructural conceptual de la zona cubierta por el Megacubo Lankahuasa.

Cabe hacer mención que antes de comenzar con el análisis, para el presente trabajo, se tomó también en consideración la localización y orientación del cubo en su marco geológico, con respecto a la geología regional alrededor del mismo. Se hace hincapié en esto, porque de cierta manera se hace uso de mapas e información previos, respecto a la tectónica regional para la comparación e interpretación de las múltiples secciones sísmicas seriadas. De manera que con la configuración espacial regional se pueden inferir y ejemplificar los movimientos locales que caracterizan a la estructura dentro de este cubo sísmico en donde además, se pueden apreciar las deformaciones de manera conceptual y cualitativa, ver figura 23.

Por consiguiente los mapas e ilustraciones siguientes utilizados están mostrados conforme a la presentación de la sísmica analizada, utilizando la posición del cubo como punto de partida para la orientación de las secciones cortadas y sus interpretaciones que se han bosquejado en este modelo conceptual que aquí se propone, como indican las vistas artísticas interpretativas del modelo estructural conceptual propuesto, véase figuras 49 y 50, (Sección de conclusiones).

Por último, como se explicó antes, las secciones sísmicas tomadas sobre las *Inlines* tienen una orientación ortogonal a la línea de costa las cuales corren de SW-NE, mientras que las *Crosslines* tiene una orientación paralela a la línea de costa corriendo de SE-NW.

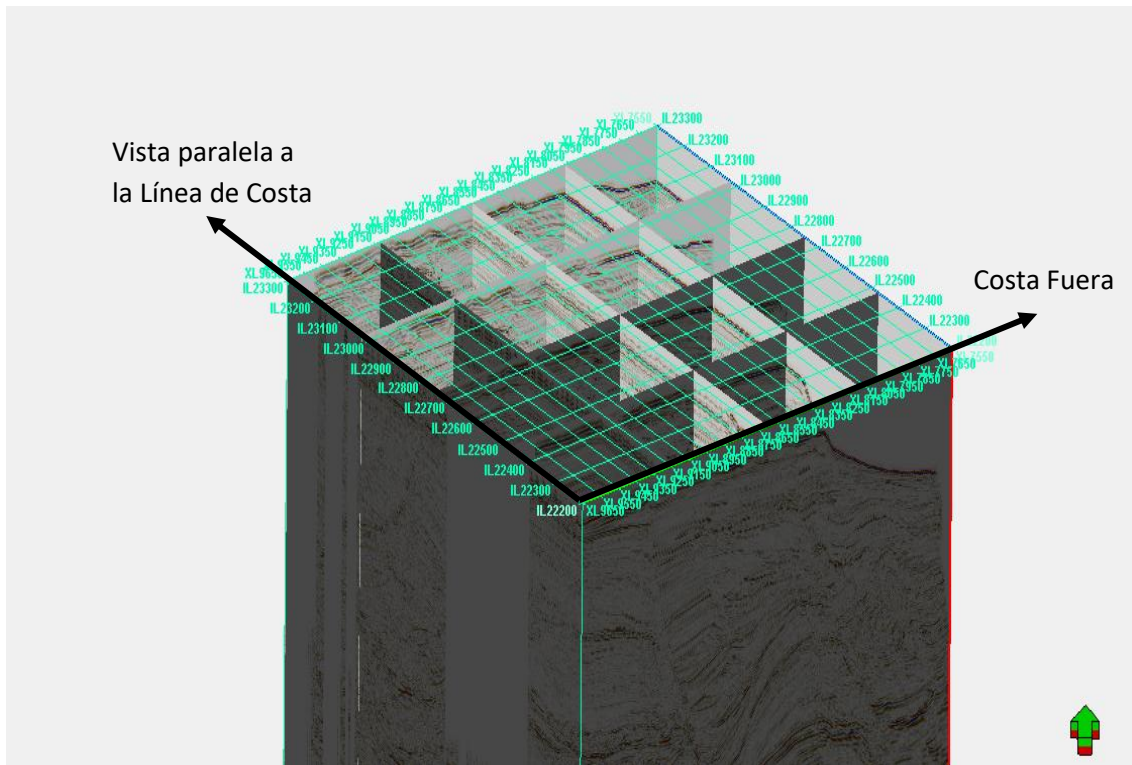


Figura 23. Visualización del diagrama base con la sísmica activa en un diagrama de mallado tridimensional en el volumen.

Por cuestiones de lograr la representatividad del modelo en este caso se inició con el análisis estructural, del que a *grosso modo* se enfocó en la búsqueda de las fallas lístricas de mayor importancia siguiendo con las demás fallas provocadas a causa de los efectos extensionales de gravedad y localmente compresionales (*rollovers* o *compressional toe*), así como los deslizamientos distensivos de las fallas lístricas y algunas antitéticas, los cuales en cuyo arreglo, dan la apariencia de manera perceptible a la forma de cuencas con sistemas de depósito de rellenos interiores de un menor tamaño e independientes, y sin embargo, causada por la misma deformación tectónica general prevaleciente en todo el Megacubo.

Análisis de las secuencias, facies y posiciones en las Inlines

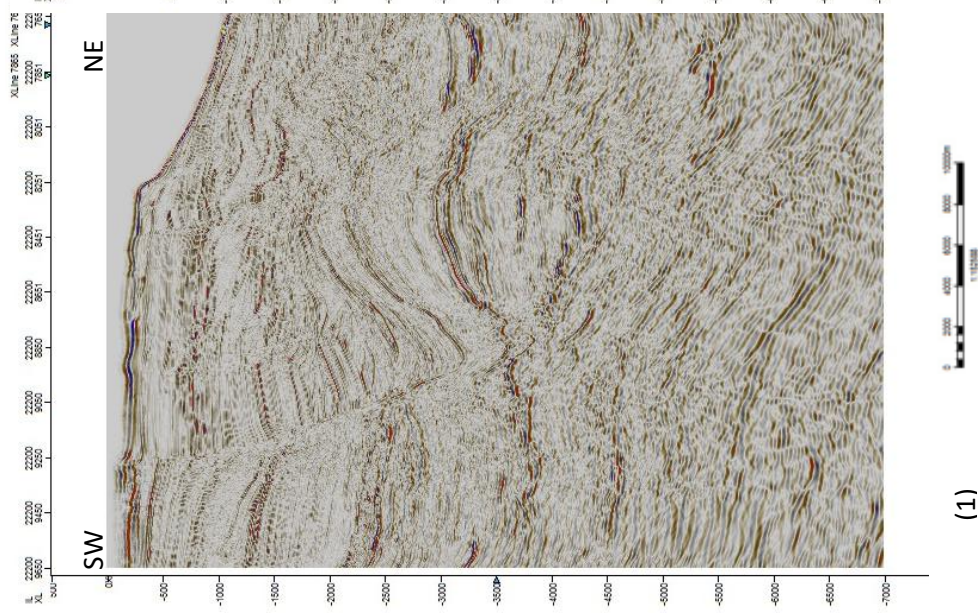
A continuación se muestran algunas ternas de imágenes de secciones sísmicas con el propósito de ejemplificar y explicar, así como documentar, las estructuras, y dar una justificación de qué es lo que se observa con la interpretación. Cabe mencionar que dichas figuras compuestas, que siguen las *Inlines*, en cada terna están conformadas por: una sección sísmica (1) sin interpretar, tal cual fue extraída del cubo, una sección (2) con la sísmica interpretada y una sección (3) la cual sólo cuenta con las líneas que representan la interpretación realizada y así sucesivamente en las secciones ilustradas con los números 24 a 30 para las *Inlines* y 31 a 36 para las *Crosslines*. Así por ejemplo, con la interpretación, se puede observar en la sección sísmica de la *Inline* XX200, la tendencia estructural del cubo sísmico

del Lankahuasa en la parte Sur está definida por un sistema de fallas lítricas contenido en subcuencas. Dos de estas fallas toman mucha importancia ya que éstas recorren desde el lado sureste hasta el lado noroeste de la zona de estudio.

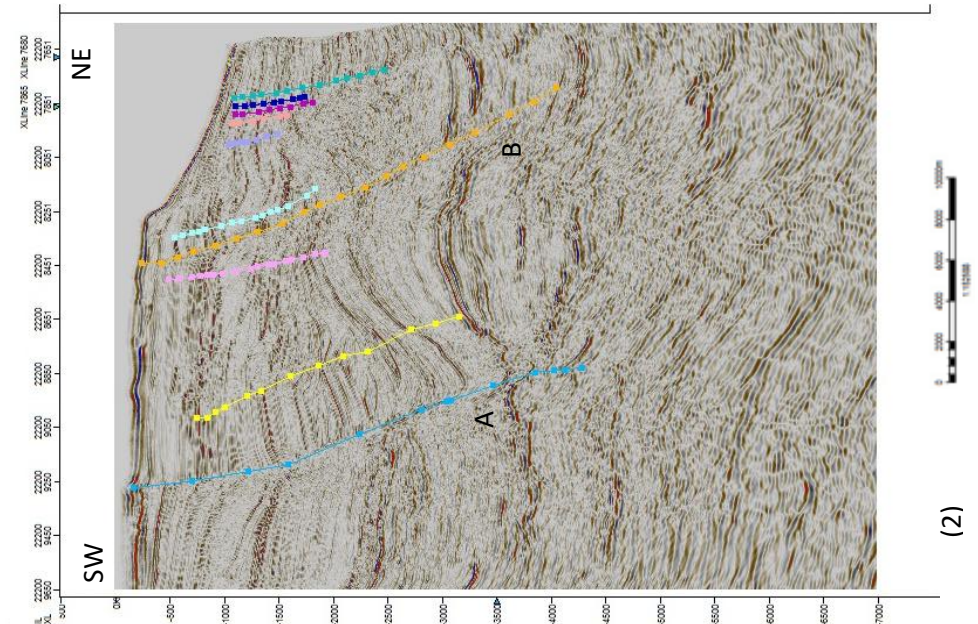
Tomando como base la figura siguiente de la *Inline* XX200, figura 24, esta sección acompañada de la *Inline* XX220, figura 25, se encuentran ubicadas en la parte sureste del cubo sísmico, se logra observar una de las fallas lítricas que prolonga su extensión, que mediante las discontinuidades de sus reflectores aledaños al espejo de falla, sugiere que el paquete de los sedimentos pierden continuidad en ella para construir la minicuenca, se observa asimismo, que el paquete de sedimentos acumulados tiende a deslizarse con carácter lítrico y rotacional, pendiente abajo por la gravedad conformando así la minicuenca.

En cada figura se puede distinguir, tanto la disposición de los sedimentos de la zona inferior como del lecho marino, que en la parte derecha de las secciones sísmicas se muestra un aparente efecto de un esfuerzo compresivo local con un *rollover* provocado por la deformación de "punta de pie" local el cual provocó la aparente acreción de sedimentos asociados al bloque superior de la falla lítrica y la cual muestra señales de ser parte del bloque que cayó, véase recuadros en figuras 24 a 30.

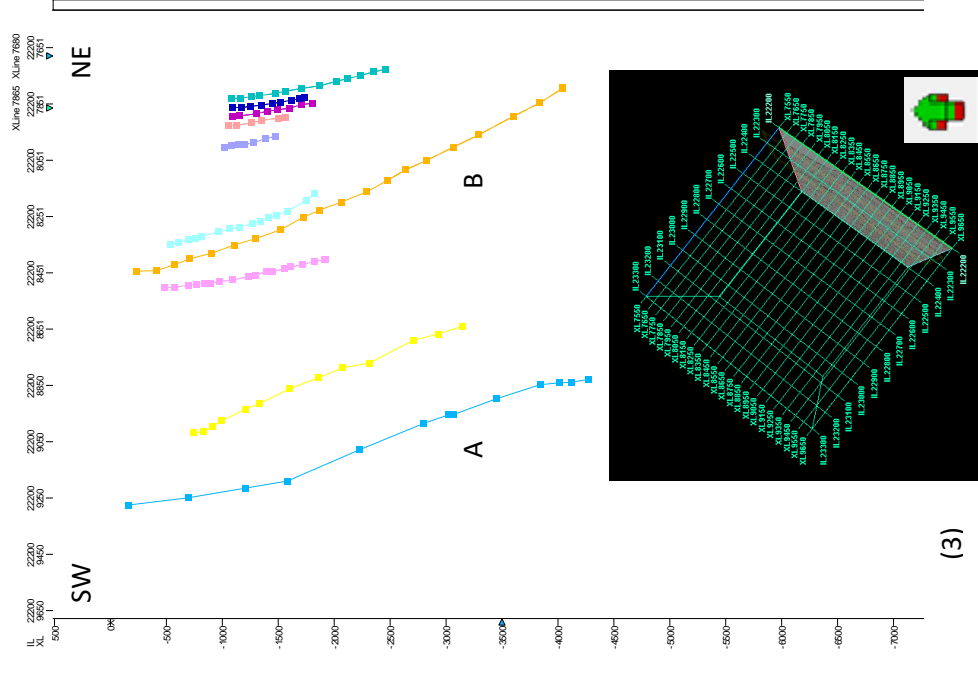
Figura 24. Terna perteneciente a la IL XX200 conformada por: (1) Sección Sísmica sin interpretar, (2), Sección Sísmica interpretada, (3) líneas interpretativas, nótese el rollover que se presenta en la parte central de la sección



(1)



(2)



(3)

En estas figuras compuestas se sugiere la comparación de las secciones sísmicas, con y sin las fallas interpretadas, se puede observar el corrimiento aparente de las dos fallas principales señaladas de color azul (A) y naranja (B), al igual que otras dos menores que en su interior, conforme se avanza hacia el norte tenderán al mismo corrimiento o bien a desaparecer, en cambio las principales continúan el corrimiento.

De esta manera, el sistema de fallas localizado en la correlación de las secciones analizadas forma parte de una minicuenca depositacional y deformacional, que asimismo continua con la distribución sedimentaria del depósito, y constituyen la mejor característica del sistema estructural en el área y asimismo, también, se observa la aparente continuidad lateral del *rollover* (*compressional toe*) o punta de pie.

Así, la región está caracterizada por un sistemas de fallas de crecimiento lístrico, rotacional y de gravedad, los cuales tienden hacia la subhorizontalidad que estas fallas buscan para alcanzar una superficie común de deslizamiento en caída por la gravedad. Es decir, en el cubo, con el arreglo de las *secciones relacionadas e interpretadas* se logra observar que la deformación provocada por los movimientos tectónicos distensivos en la zona han controlado la tendencia y acomodo estructural con el deslizamiento por la gravedad.

Para ejemplificar lo anterior, en las secciones sísmicas siguientes a partir de las *Inline XX220* (Figura 25) e *Inline XX300* (Figura 26), se puede observar una inclinación y una curvatura notable en las fallas lístricas (A) y (B), del lado superior derecho, como un aumento en el espaciamiento de las fallas en el sistema. También se ejemplifica que en la *Inline XX300* se logra observar que dentro de la minicuenca se vislumbra una nueva falla menor, la cual termina mientras más al norte se continúe.

De la misma forma, en la correlación de líneas, este efecto se da en las dos fallas cercanas a la falla lístrica (B), han ido disminuyendo de tamaño y presencia.

Figura 25. Terna perteneciente a la IL XX220 conformada por: (1) Sección Sísmica sin interpretar, (2), Sección Sísmica interpretada, (3) líneas interpretativas.

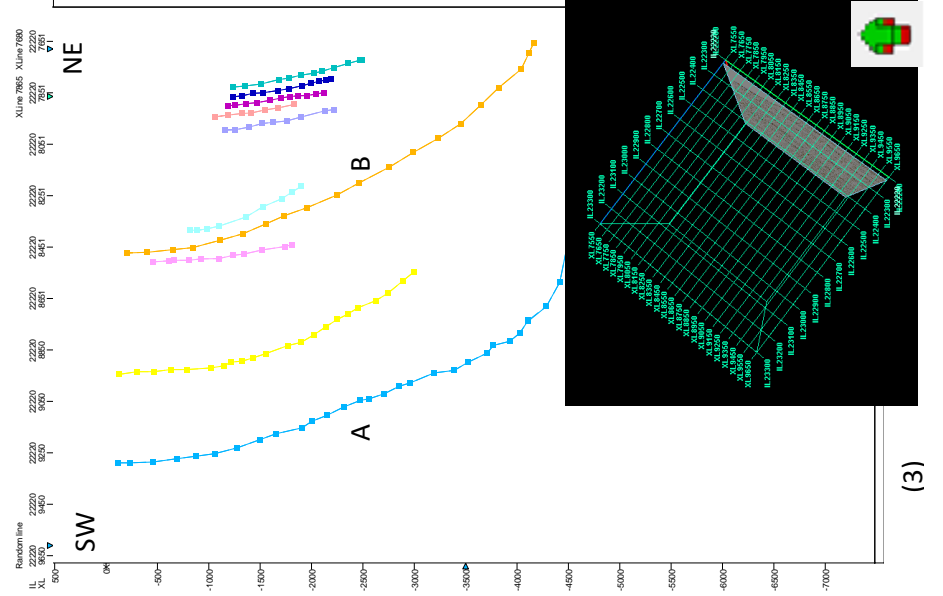
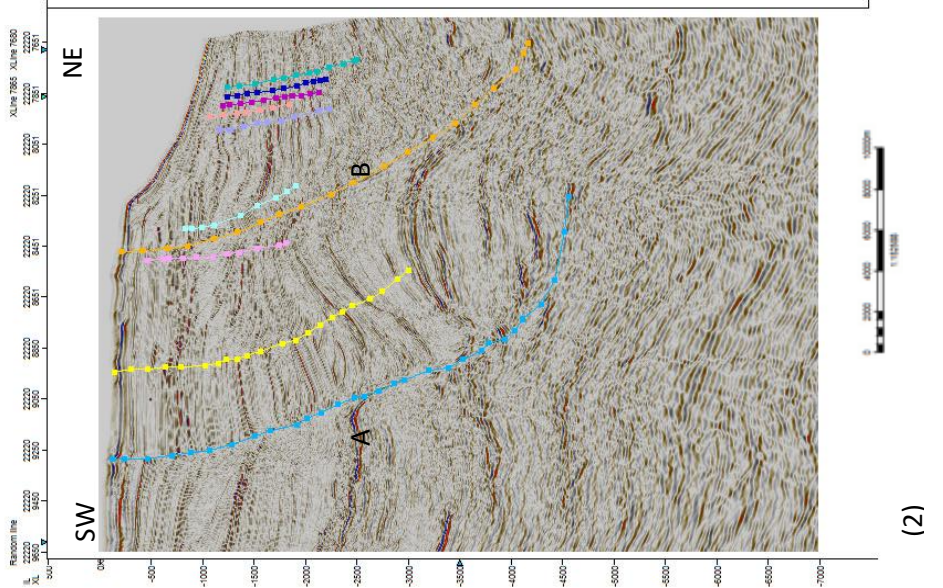
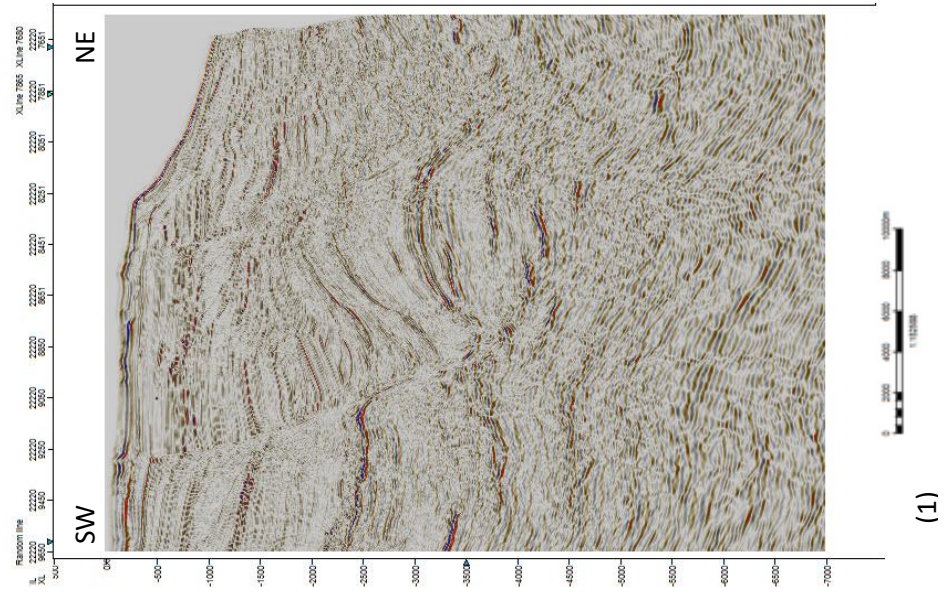
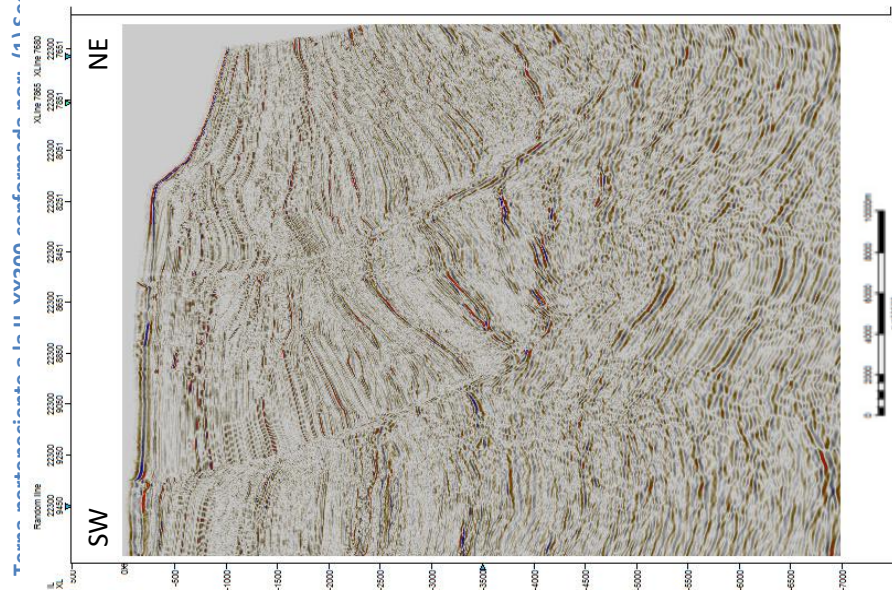
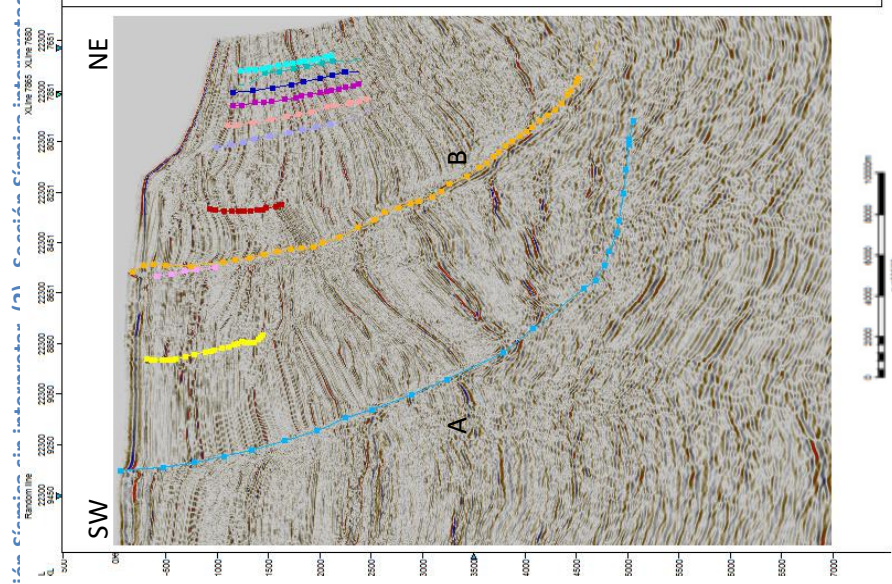


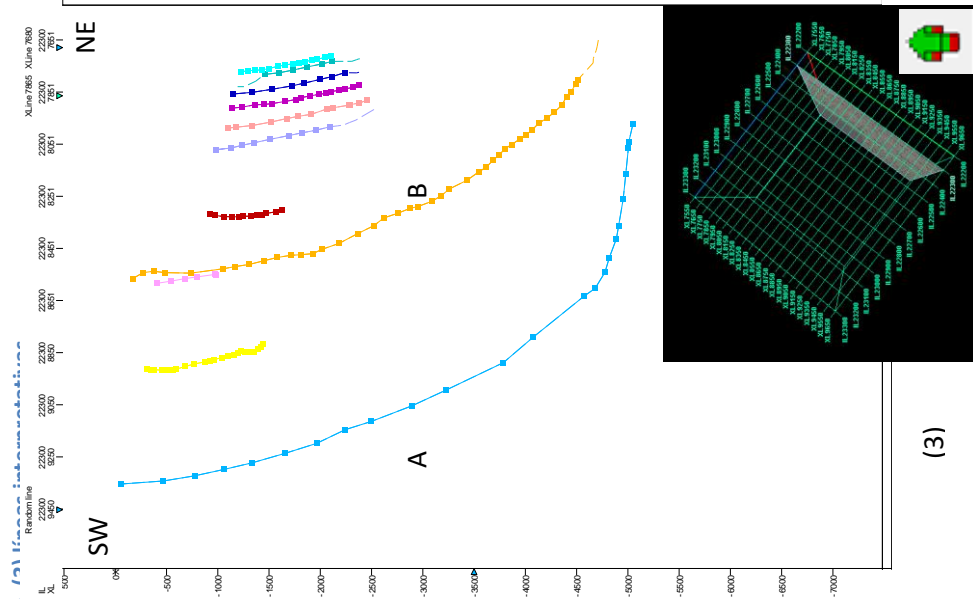
Figura 26.



(1)



(2)



(3)

Utilizando las secciones sísmicas correspondientes a las *Inlines* XX740 (Figura 27) y XX760 (Figura 28) a partir de las anteriores se puede visualizar cómo se da un cambio paulatino en los elementos estructurales que van apareciendo, así como en el depósito de los sedimentos en las subcuencas, donde se puede observar el crecimiento en las fallas lístricas, es notable en la falla (B) (de color naranja) donde se ve cómo el bloque del techo descendió por el crecimiento y la mayor carga de los sedimentos y en caída por gravedad.

En la *Inline* XX740 se puede ver de manera notoria la estructura de la cuenca que se encuentra formada por las dos fallas de gran alcance, también se logra observar que se tiene una nueva falla la cual sigue con la tendencia de las fallas lístricas, que va buscando la horizontalidad, casi hasta el límite del cubo sísmico.

Ahora utilizando la *Inline* XX760 se muestran estructuras conformadas por fallas y cuencas, conforme el observador se mueva más hacia el posicionamiento del noroeste las fallas también han dado paso a la conformidad y a la formación de subcuencas con el relleno sedimentario.

En el volumen sísmico predominan las fallas lístricas que estructuran formas de cuencas de relleno sedimentario por subsidencia del bloque del techo siendo éstas unas de mayor tamaño que otras.

A pesar de que estas secciones se encuentran aledañas y los cambios relativos que existen entre ambas son pequeños, muestran continuidad en los mismos elementos estructurales del mismo arreglo, con ligeras diferencias en posicionamiento, extensión o alcance, lo mismo se puede decir de la aparente continuidad del *rollover* que no obstante da continuidad estructural. Esto se ha considerado con el propósito de que se pudieran observar de manera clara y concisa los ligeros cambios, que a mayor espaciamiento pasaran a formar parte y definir la tendencia en el volumen sísmico y con ello reducir la incertidumbre existente en el momento que se realice el análisis comparativo.

Figura 27. Tema perteneciente a la IL XX740 conformada por: (1) Sección Sísmica sin interpretar, (2), Sección Sísmica interpretada, (3) líneas interpretativas. Se encuentra señaladas las cuencas creadas por los sistemas de fallas.

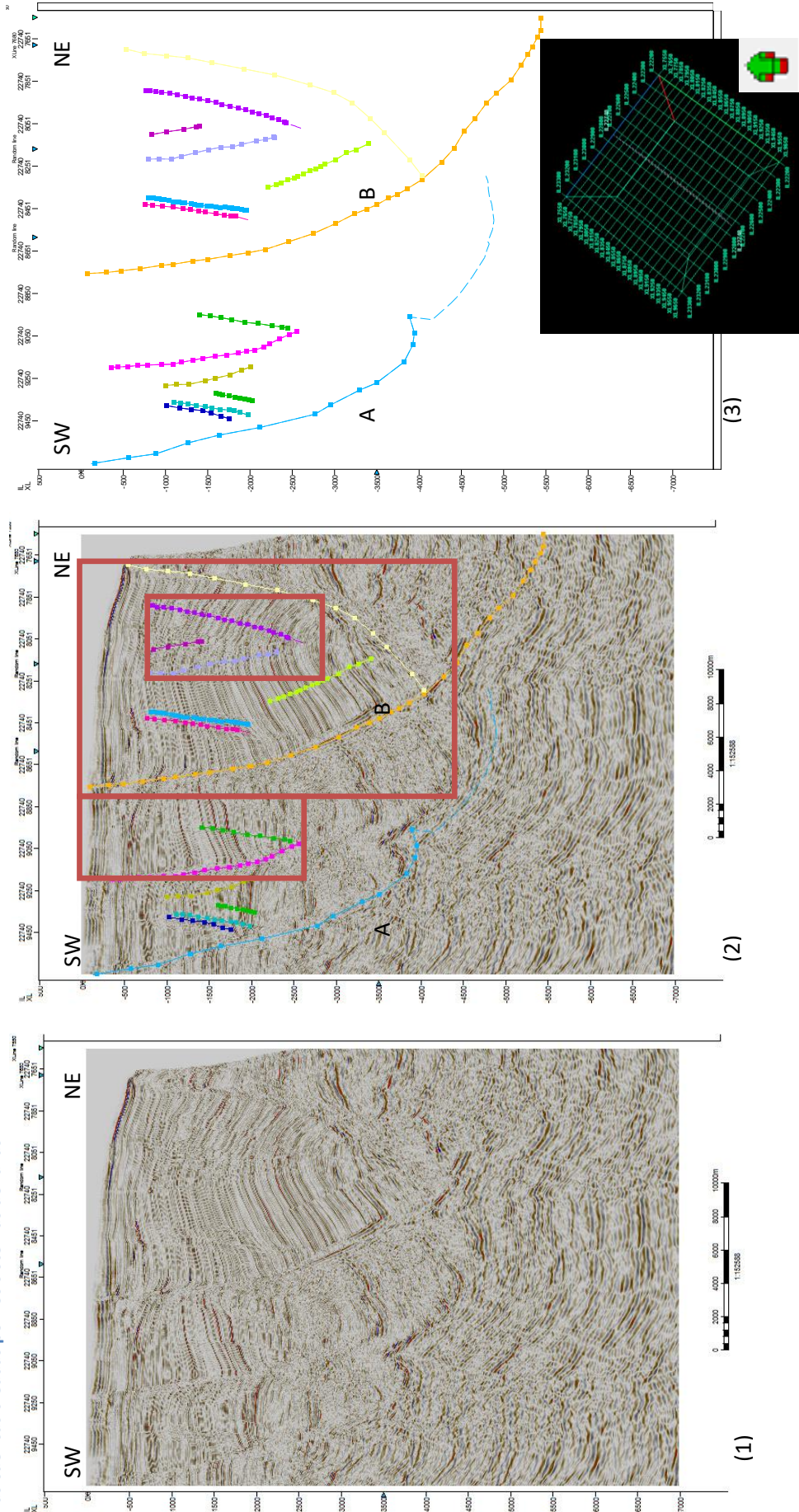
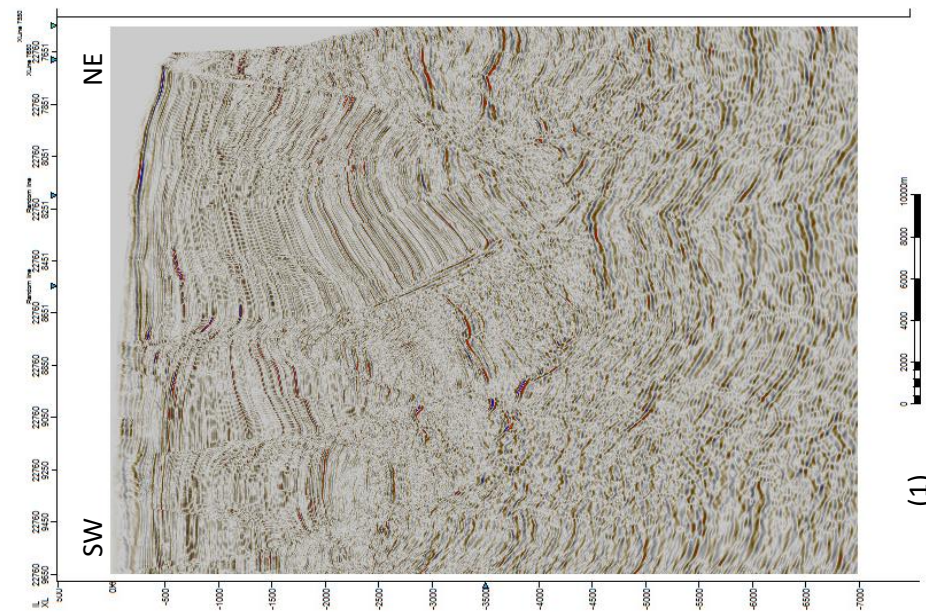
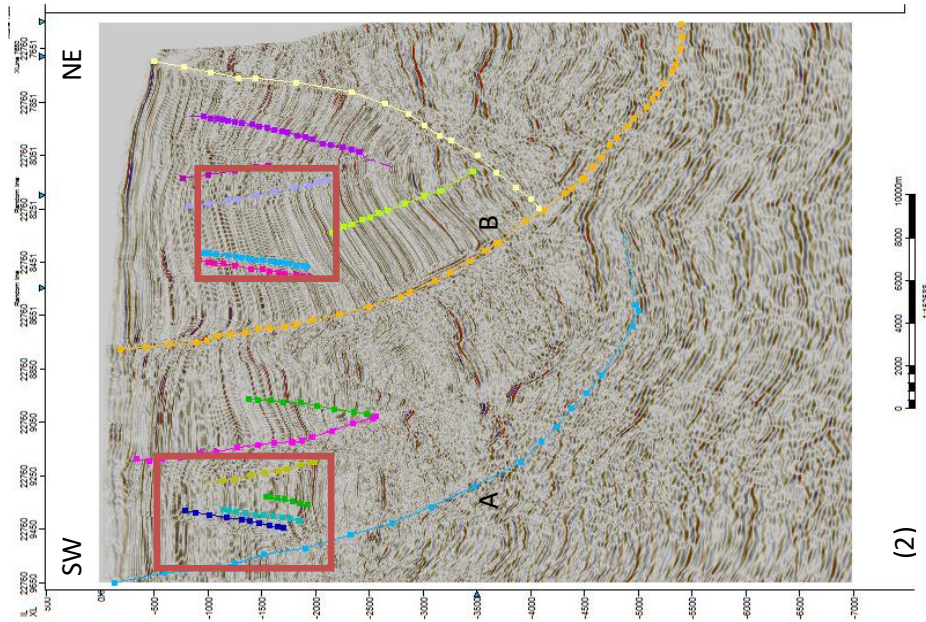


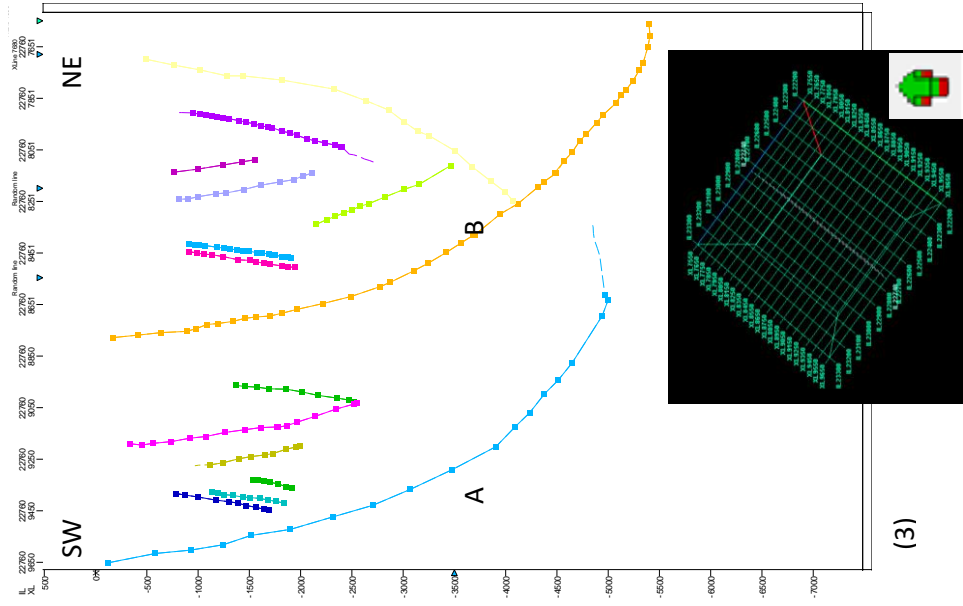
Figura 28. Terna perteneciente a la IL XX760 conformada por: (1) Sección Sísmica sin interpretar, (2), Sección Sísmica interpretada, (3) líneas interpretativas. Se utiliza para ejemplificar los indicios de las estructuras a modo de grabens, señalados en los recuadros.



(1)



(2)



(3)

Ahora bien, utilizando las secciones sísmicas pertenecientes a las *Inlines* XY280 (Figura 29) y XY300 (Figura 30), del cubo sísmico, se observa que existe la continuidad de la estructura con forma de minicuenca entre las fallas (A) y (B), la cual es sin lugar a dudas una de las estructuras más consistente cubierta por la mayor parte del cubo.

Dentro de estas subcuencas aparentes colmatadas en el piso o fondo marino, existen otras fallas semejantes que posiblemente afloran en el fondo marino, que de contar con la sísmica de detalle superficial de ese piso marino se podría observar su presencia y tendencia, desde el pequeño escalonamiento que existiría en el relieve del fondo marino, de manera que se puede deducir y decir que estas fallas normales son también de crecimiento rotacionales de carácter lístrico cuya "punta de pie" local también avanza sobre una superficie común de deslizamiento regional, como en especial lo hacen con las dos fallas (A) y (B) que se han prolongado señaladas en el recuadro de color naranja. Esta interpretación se da basándose en las tendencia general en la continuidad estructural de la zona de exploración de Lankahuasa, desde la zona basal de deslizamiento así como del escalonamiento que existe y se observa en lecho y piso marino donde se encuentran las trazas de estas fallas, como se discute adelante.

Figura 29. Terna perteneciente a la IL XY280 conformada por: (1) Sección Sísmica sin interpretar, (2), Sección Sísmica interpretada, (3) líneas interpretativas.

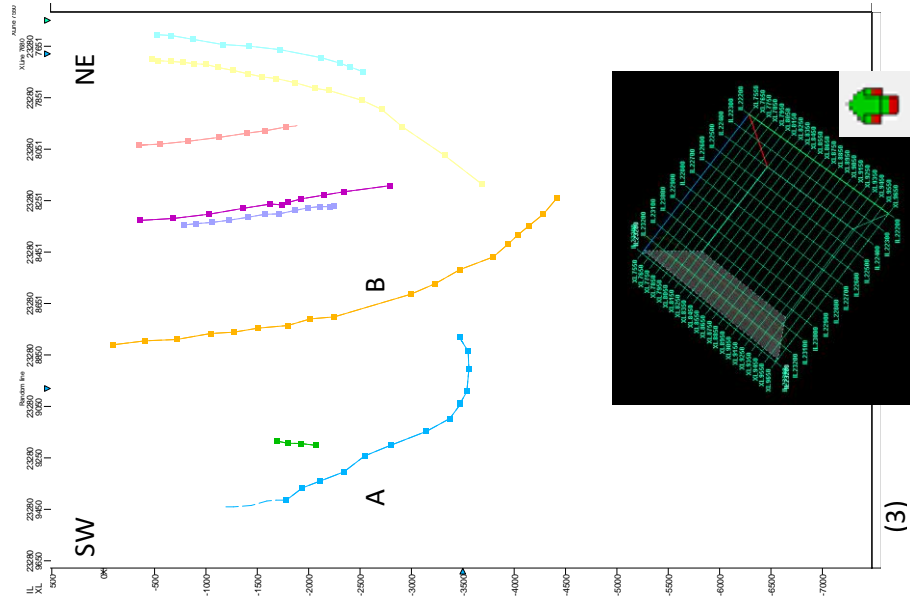
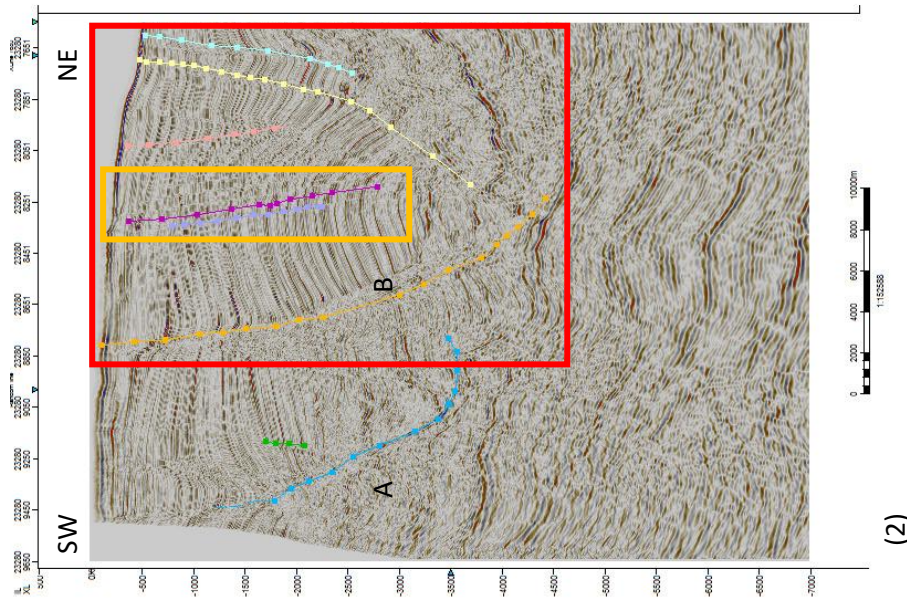
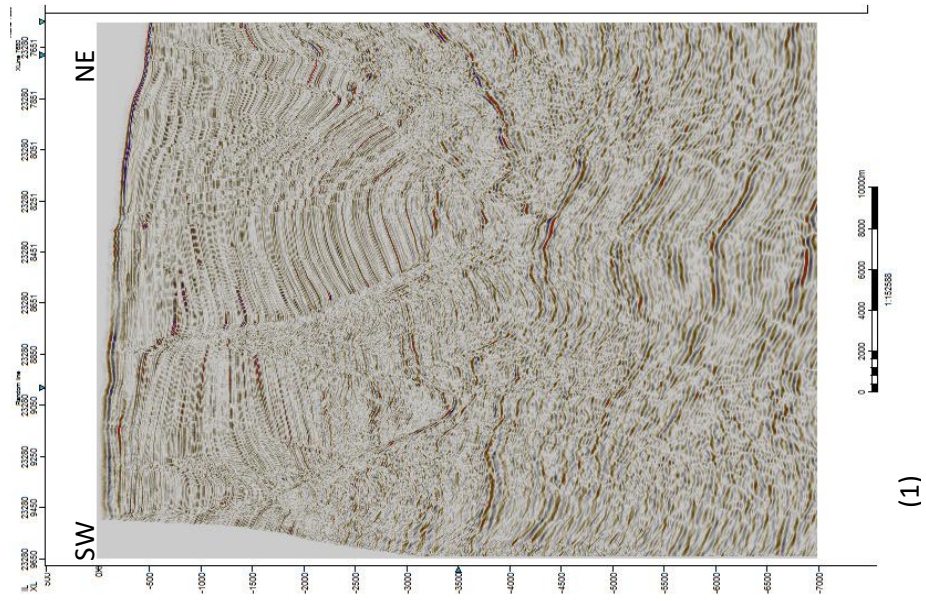
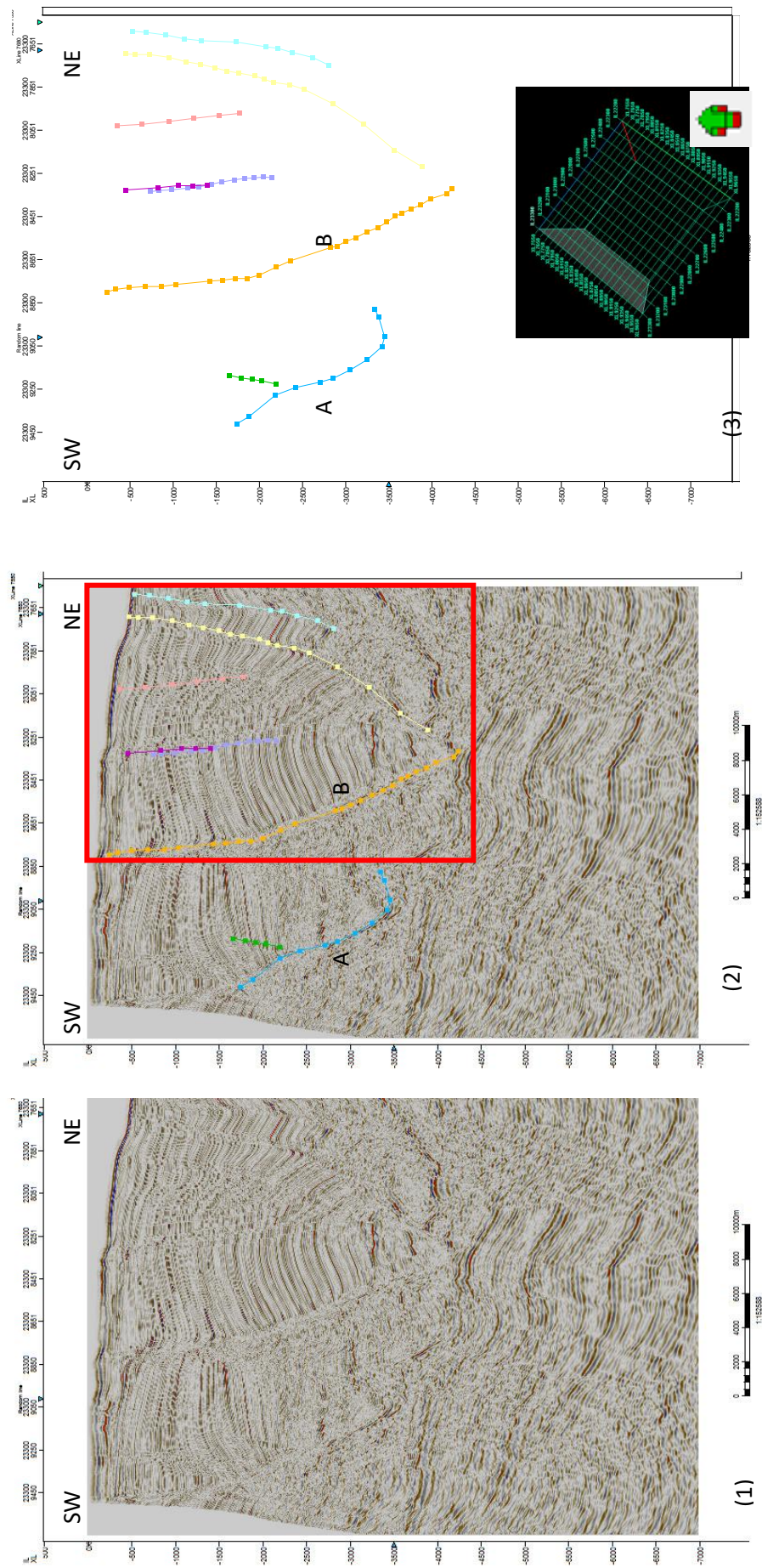


Figura 30. Terna perteneciente a la IL XY300 conformada por: (1) Sección Sísmica sin interpretar, (2), Sección Sísmica interpretada, (3) líneas interpretativas.



Análisis de las secuencias, facies y posiciones en las Crosslines

Para el análisis de las secuencias, facies y posiciones de las *Crosslines* se realizó un proceso muy parecido al de las *Inlines* descrito al inicio en este capítulo, se empezó por delinear el "fondo marino", con el cual se comenzó con el análisis como el único reflector sísmico del que se estaba seguro para tener un nivel de referencia continuo en el fondo, no obstante, le falta parte de la información en la sección sísmica en la *Crossline* ZY50 (Figura 31).

Se hace notar que el fondo o lecho marino aquí tomado como referencia se tomó a manera de apoyo considerando un reflector u horizontes promedio basado en el hecho que debe de ser el primer reflector continuo de alto contraste en la parte superior de la sísmica, aunque cabe recalcar que para ser lo más exactos posibles se tendría que realizar un análisis de la ondícula en esa superficie de contraste, simplemente para saber donde considerar la superficie del lecho marino en las secciones lo más detallado, lo cual no era tan necesario.

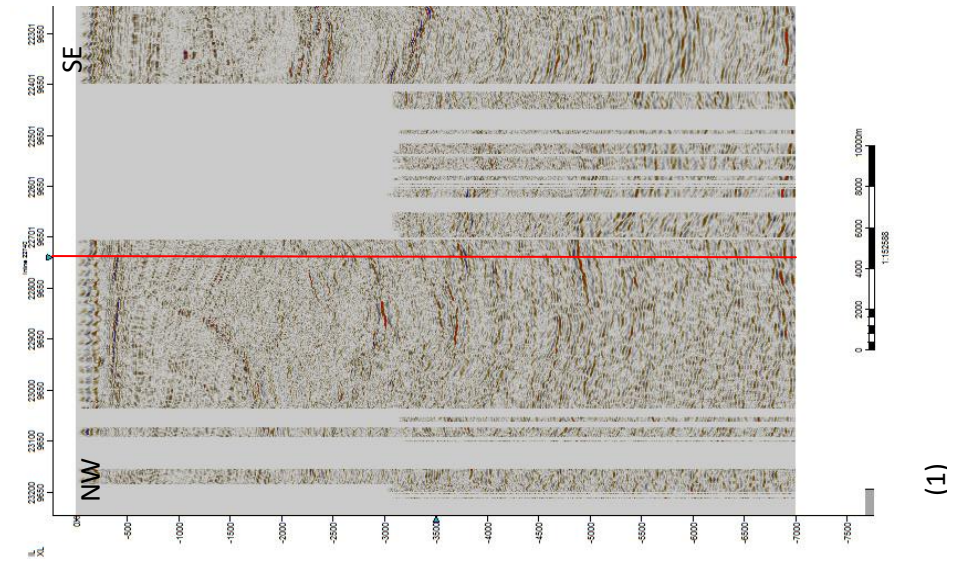
Tomando como base la figura compuesta de la *Crossline* ZY50, que son las que se encuentran más "próximo" a la costa, se pueden observar 4 reflectores: uno como se mencionó, como el lecho marino y otros tres los cuales se tomaron con la primicia de que estos marcaban la tendencia subhorizontal de depósito del lugar, también se consideró que eran los reflectores sísmicos que mejor se lograban interpretar para delinear la relativa continuidad de las subcuencas en la dirección NW-SE.

De estos cuatro reflectores, el superior de la triada inferior, el reflector de color rojo, dejó de ser de relevancia para el estudio, esto por el hecho de que existe como traza, y al momento de hacer la visualización tridimensional de la interpretación se notó que este cortaba las trazas de fallas lo cual para el efecto de este trabajo no era tan relevante.

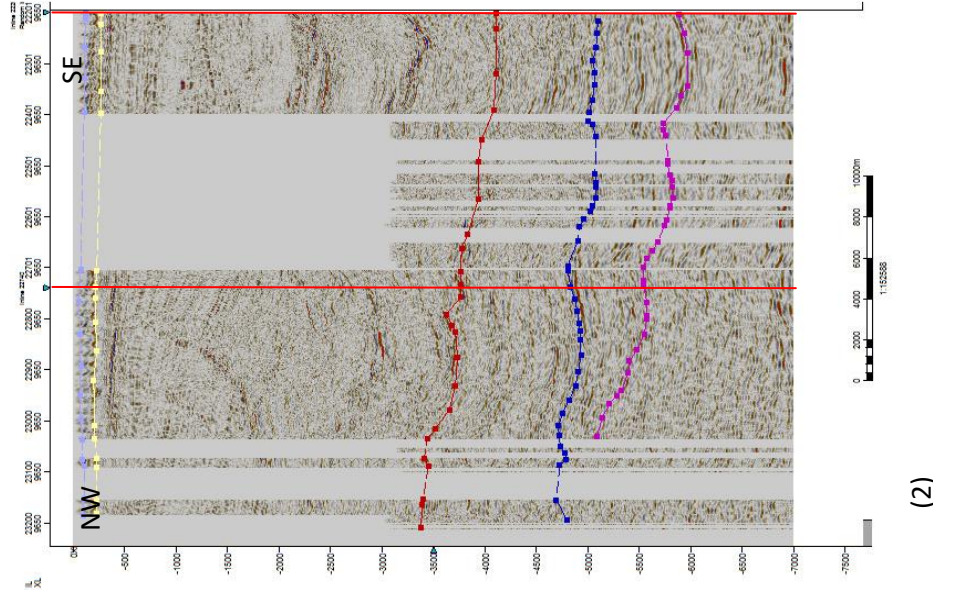
Por el otro lado, los dos reflectores inferiores restantes se les dio mayor importancia ya que estos fueron utilizados con la teoría de que existe un plano común de deslizamiento en la zona.

Como se puede observar en las trazas de las figuras 31 a 35, el cambio de los estratos es más uniforme, especialmente en la parte inferior, que como se mencionó muestran una tendencia a la subhorizontal y se puede ver de manera más cualitativa el buzamiento existente en la dirección NW-SE.

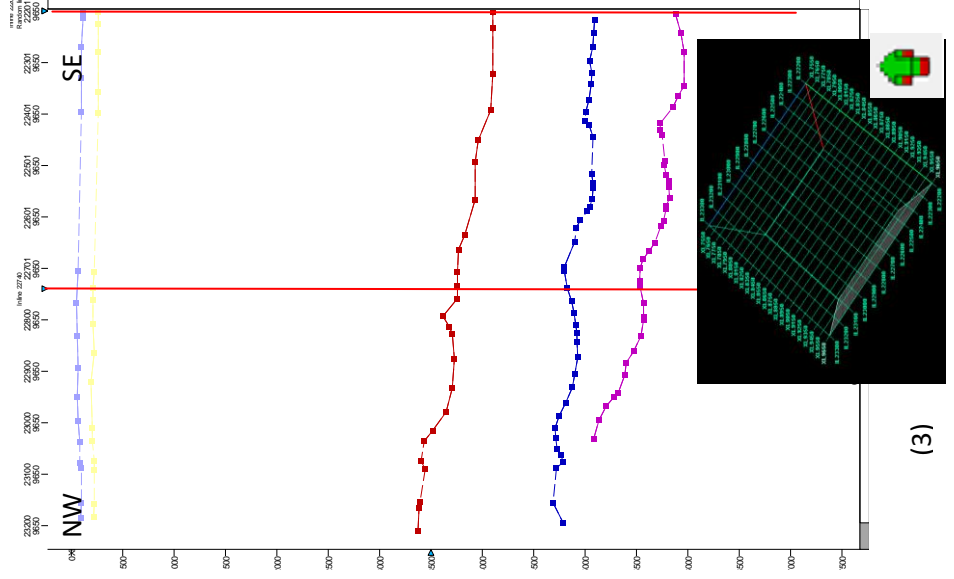
Figura 31. Terna perteneciente a la Crossline ZY50 conformada por: (1) Sección Sísmica sin interpretar, (2) Sección Sísmica interpretada, (3) líneas interpretativas.



(1)

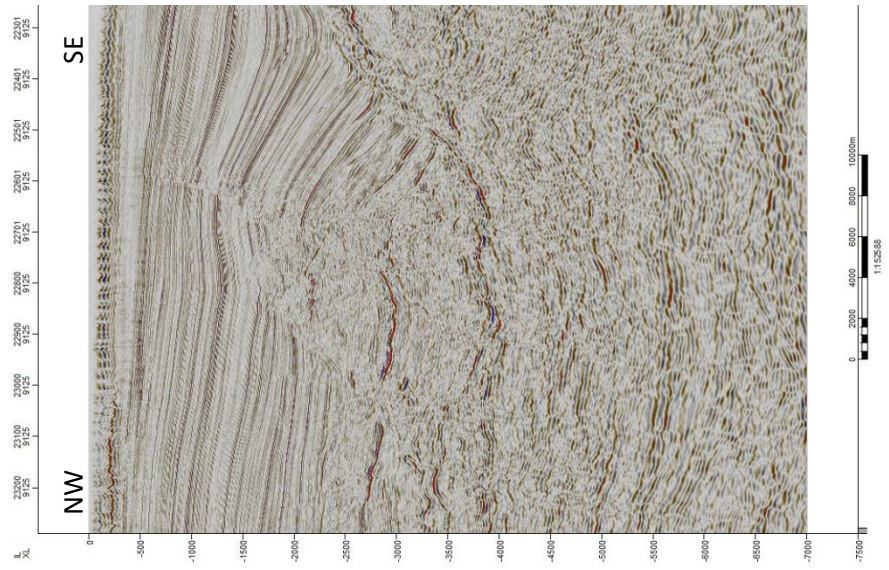


(2)

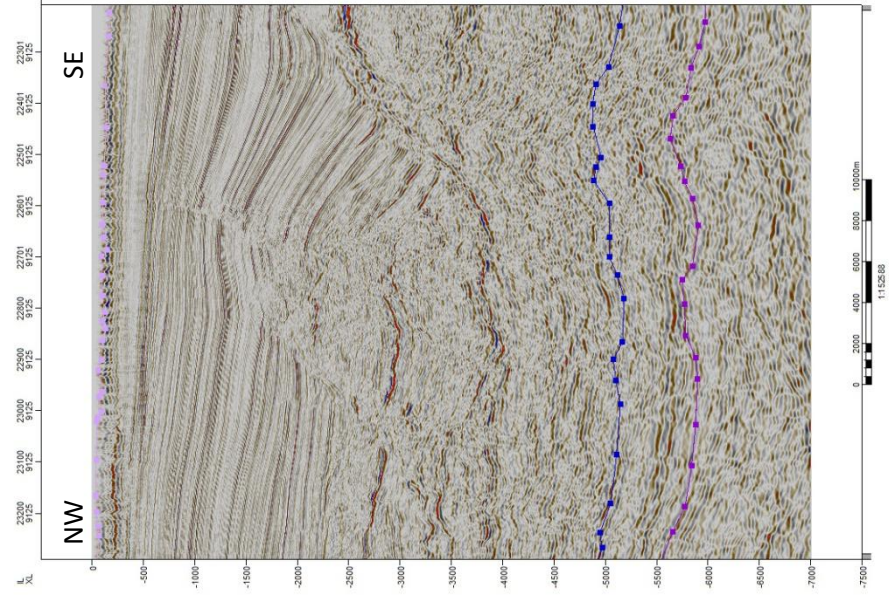


(3)

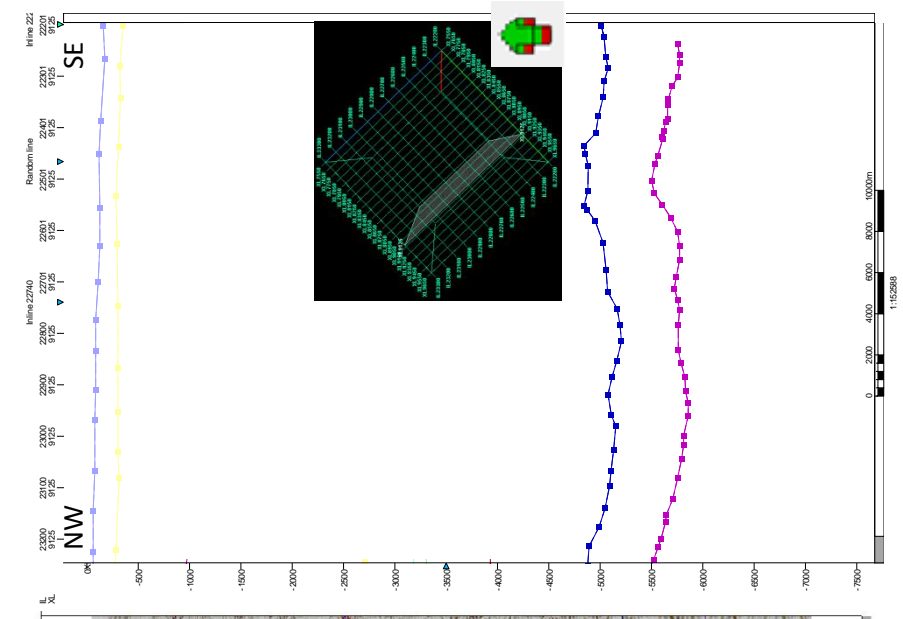
Figura 32. Terna perteneciente a la Crossline ZY25 conformada por: (1) Sección Sísmica sin interpretar, (2), Sección Sísmica interpretada, (3) líneas interpretativas.



(1)

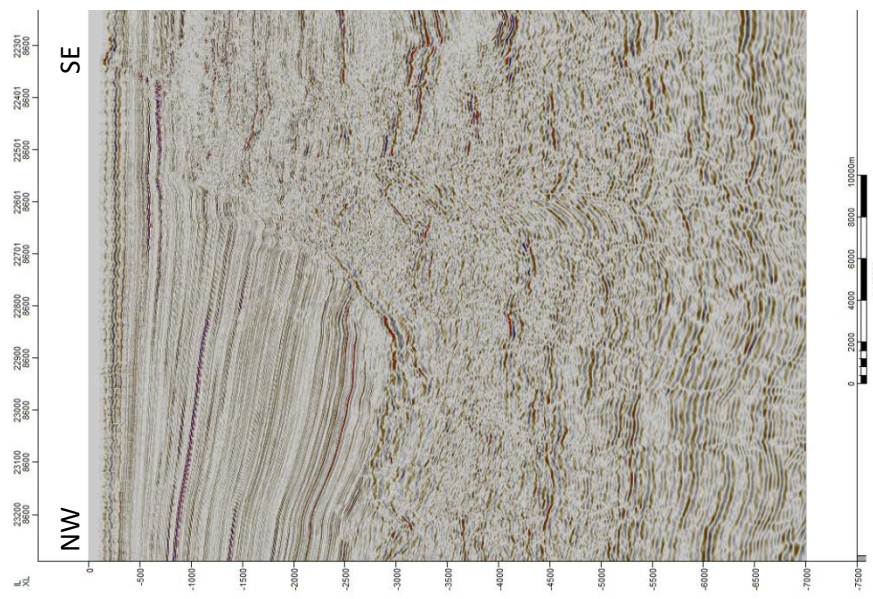


(2)

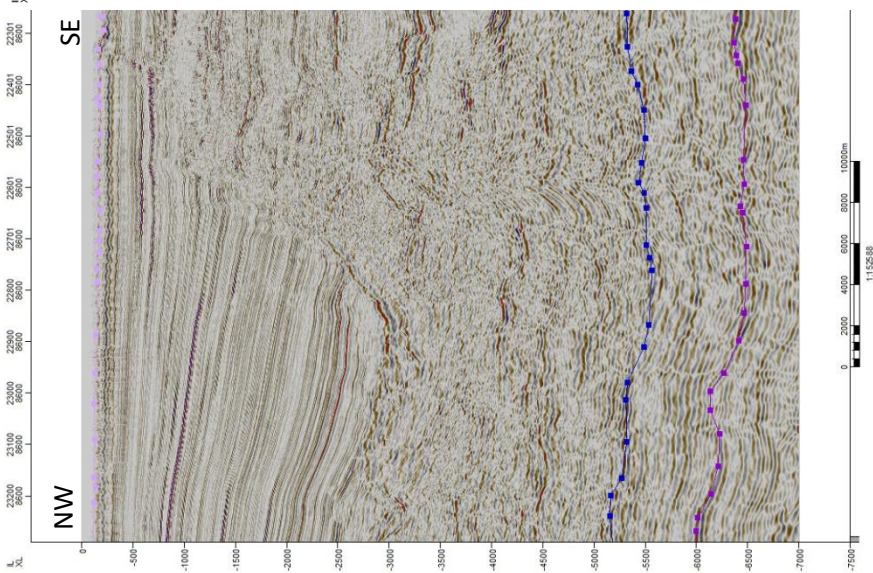


(3)

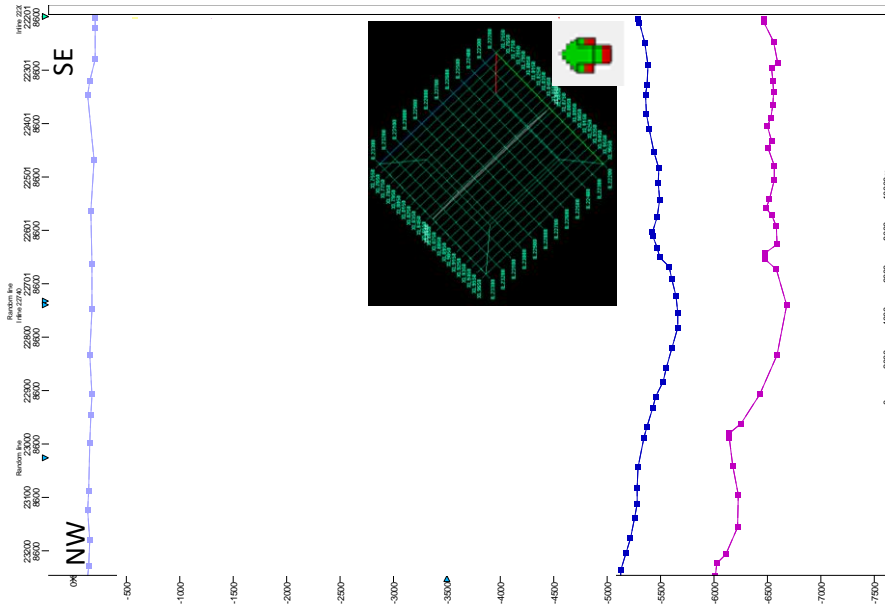
Figura 33. Terna perteneciente a la Crossline YY00 conformada por: (1) Sección Sísmica sin interpretar, (2) Sección Sísmica interpretada, (3) líneas interpretativas.



(1)

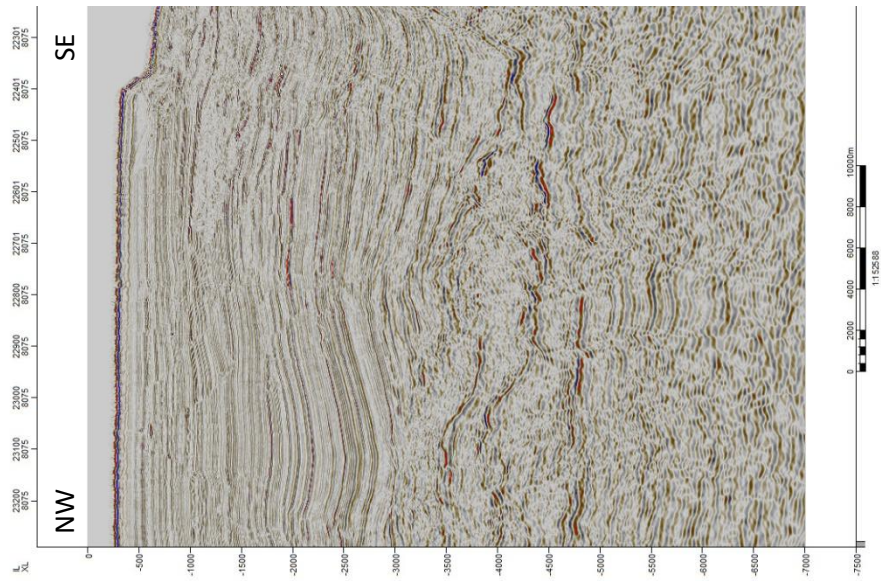


(2)

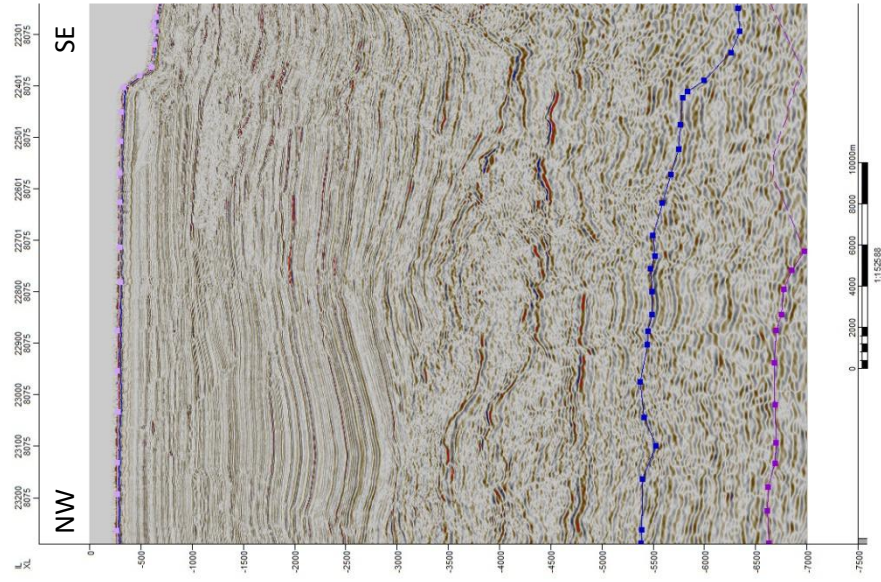


(3)

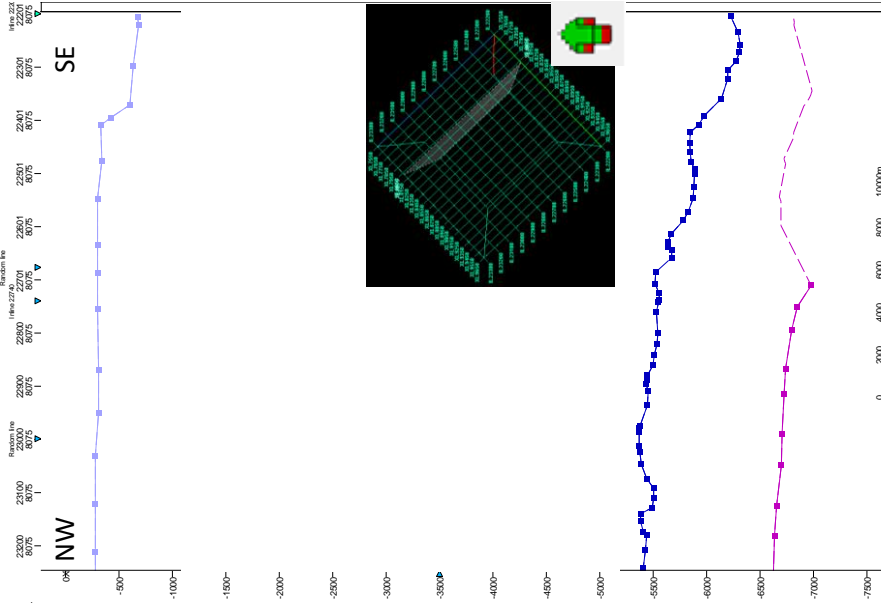
Figura 34. Terna perteneciente a la Crossline YY75 conformada por: (1) Sección Sísmica sin interpretar, (2), Sección Sísmica interpretada, (3) líneas interpretativas.



(1)

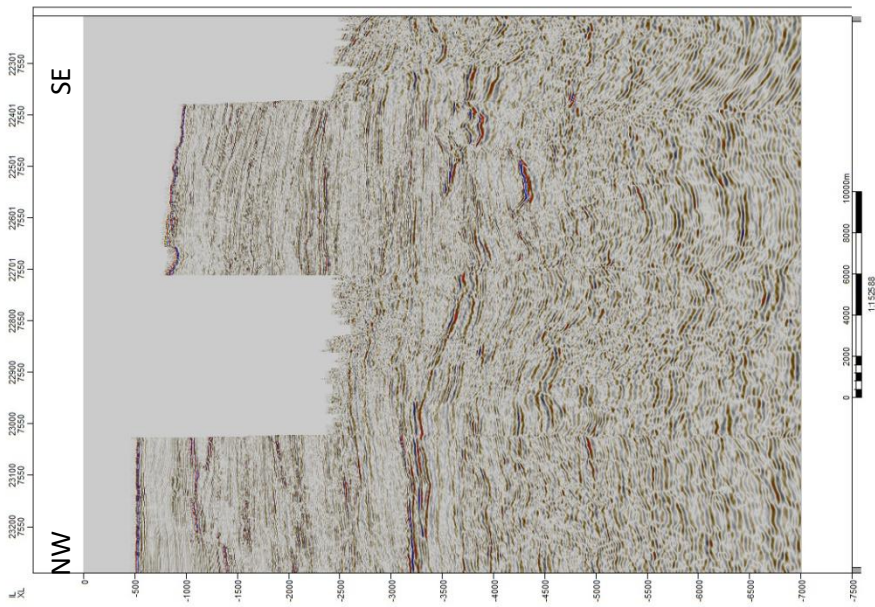


(2)

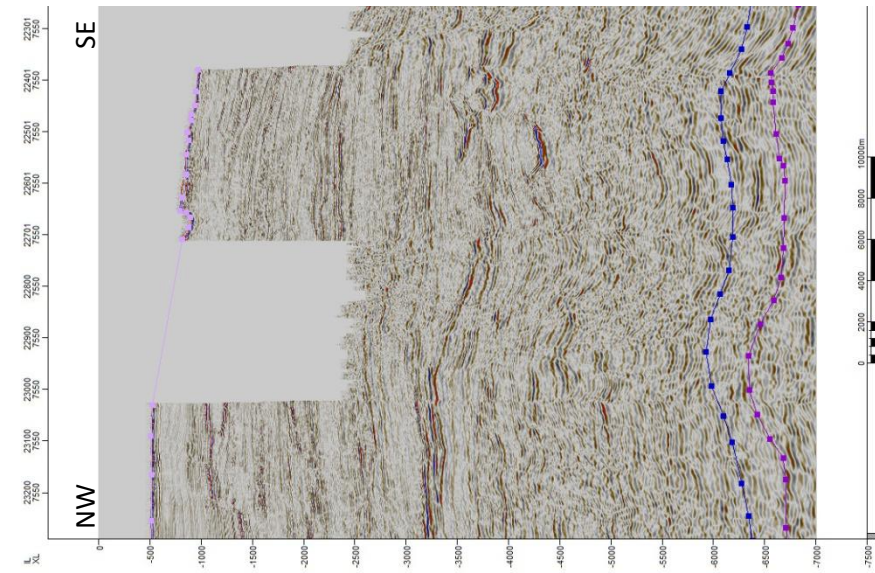


(3)

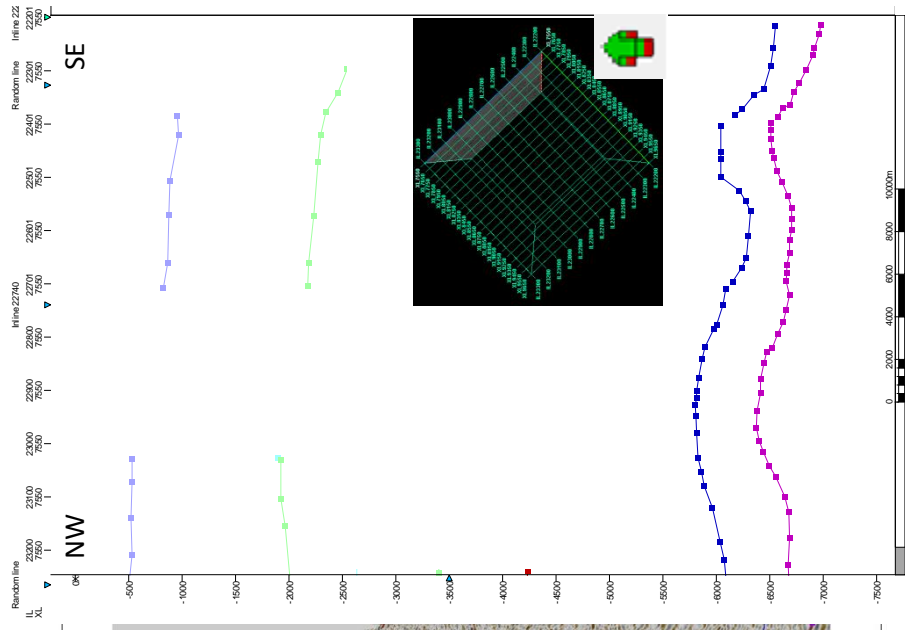
Figura 35. Terna perteneciente a la Crossline XY50 conformada por: (1) Sección Sísmica sin interpretar, (2), Sección Sísmica interpretada, (3) líneas interpretativas.



(1)



(2)



(3)

Relieve del fondo marino en el cubo Lankahuasa

En términos generales se puede decir que el lecho marino es susceptible a deformaciones que vienen del interior terrestre, las cuales suelen ser generadas por los esfuerzos del medio continuo interno de la región de fallas normales de crecimiento con efecto rotacional y lístrico, debido al depósito y carga de los sedimentos que deslizan, en caída por gravedad, sobre un sustrato común para definir la tectónica local, lo cual se manifiesta en el relieve del piso marino.

De manera particular, si tomamos en cuenta el arreglo geométrico estructural que adquiere la zona del volumen sísmico estudiado, se encuentra que las fallas principales rotan presentando corrimientos lístricos hacia una posición común con la superficie de deslizamiento regional, lo cual en su conjunto responde a un desprendimiento del paquete sedimentario por la gravedad en caída con deslizamientos sobre un sustrato relativamente fijo y en dirección al oriente hacia el Golfo, lo cual caracteriza la zona cubierta por el cubo sísmico en cuestión.

Con las deformaciones, de acuerdo a lo anterior, se puede inferir que el fondo marino del volumen sísmico no es la excepción, ese tipo de esfuerzos que se le generan durante la caída del depósito de los sedimentos que rellenan los espacios vacíos causados por el fallamiento por gravedad distensivo, las trazas en el fondo marino tenderán a tener un relieve diferente y relativo, característico de las fallas normales de caída al oriente provocando un ligero escalonamiento perceptible en las primeras reflexiones de las secciones sísmicas, ahí donde el plano de la plataforma continental acusa con esto el movimiento que viene desde el sustrato de deslizamiento y que aparenta la deformación por la gravedad.

Otro aspecto importante que se tiene que tomar en cuenta, es que la estructura en la totalidad del cubo en las secciones sísmicas correlacionadas, se observa un corrimiento en general aparente en caída de todo el paquete sedimentario del cual se supone que en algún momento respondió a un esfuerzo general creando un movimiento mediante el cual el paquete cayera en derrumbamientos escalonados iniciados pendiente abajo y remontando pendiente arriba por el debilitamiento de la corona o borde superior como se pudiera observar en las secciones aledañas correlacionadas, y mantuvieron esa tendencia formando un sistema de fallas también escalonadas las cuales conforme se adentran en el volumen, las fallas principales conforman un sistema de subcuencas entre las fallas principales escalonadas. Este escalonamiento lo remeda el relieve del fondo marino correspondientemente y guardando la debida proporción del salto de falla. El proceso sedimentario del reciente hace que los bajos relativos de los relieves del lecho marino, se rellene con el depósito nuevo para colmatar las subcuencas aplanando el piso marino.

Como podemos observar con las siguientes tres secciones, figuras 36 a 38, y comparándolas entre sí, se puede ver en el relieve plano del lecho marino algunos accidentes topográficos que interrumpen el relieve de la plataforma continental. Cuando se presentan las trazas de fallas normales de los bloques caídos hacia el Golfo de México estos bloques muestran tener movimiento, aun hoy en día, a lo largo del sistema de fallas que afloran en el piso marino.

También se puede notar en el lecho marino que el "escalonamiento" producido por efecto de las fallas normales por distensión, así como por su depósito de sedimentos y sus deslizamientos para definirla como falla normal de crecimiento o desarrollo para rotar y volverse lístrica; no obstante las trazas pueden quedar conectadas con promontorios de emanaciones del interior, véase recuadros de las figuras 36 a 38, de manera que la superficie del fondo marino, como reflector sísmico de alto contraste, ha servido para evidenciar la continuidad en el presente, de las deformaciones del subsuelo.

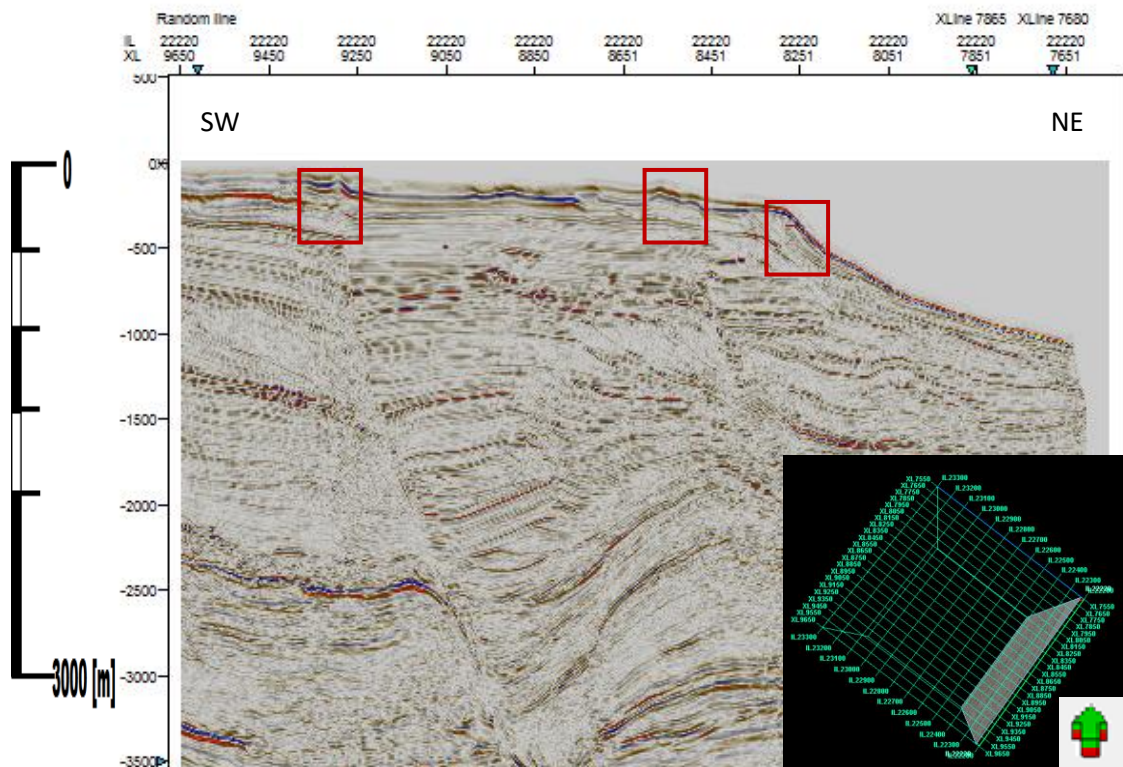


Figura 36. Ejemplificación del relieve utilizando la Inline 22220. En los recuadros se muestran rasgos de traza de falla en el fondo marino.

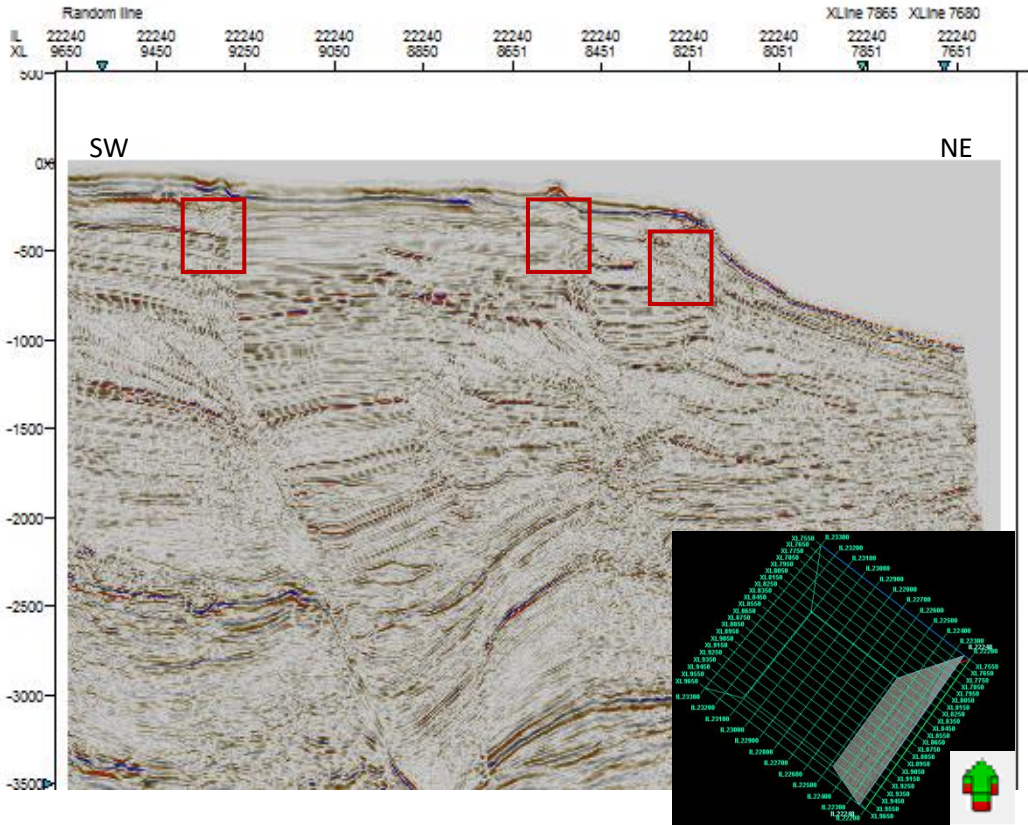


Figura 37. Ejemplificación del relieve utilizando la Inline 22240. En los recuadros se muestran rasgos de traza de falla en el fondo marino.

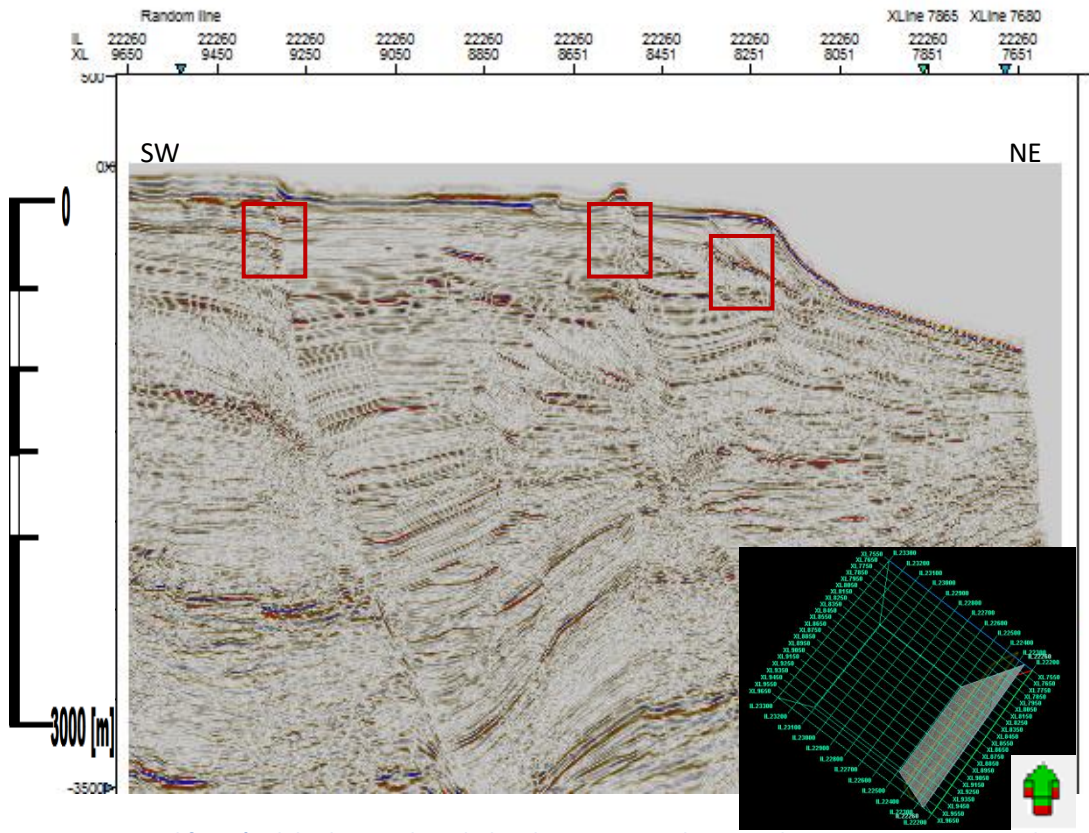


Figura 38. Ejemplificación del relieve utilizando la Inline 22260. En los recuadros se muestran rasgos de traza de falla en el fondo marino.

Estos movimientos de efectos extensivos con relleno sedimentario y de caída por gravedad combinados, son causantes de los bloques hundidos que se localizan entre fallas de crecimiento en la zona del cubo, donde éstos también dan forma y origen a las subcuencas con distintos grados de desarrollo y niveles. Asimismo, se pueden observar de manera general en el relieve que los elementos estructurales que asoman en el fondo marino como los señalados en el recuadro de marco rojo, denotan las fallas como los límites de una minicuenca, y que dentro de estas, existen fallas secundarias y aun lístricas, las cuales fueron creadas por los mismos movimientos distensivos del sistema, ver figuras 36 a 38.

Mirando el modelo del cubo desde una vista superior, en el cuadro amarillo de la figura 39, se muestran las dos fallas principales dentro de las cuales se forma una zona interior que muestra otra minicuenca la cual se encuentra conformada y limitada por dos fallas lístricas y una falla antitética, y a manera de un graben asociado también a la otra falla lístrica mostrada en el recuadro de color azul. Con este recuadro indicado de color azul también se tiene la intención de denotar el sistema de fracturas que se encuentran dentro de una cuenca la cual se conforma la aparente continuidad más allá en el norte del cubo, como se muestra señalado por el cuadro verde, la falla sigue hasta más allá del final del cubo sísmico donde se conforma otra cuenca.

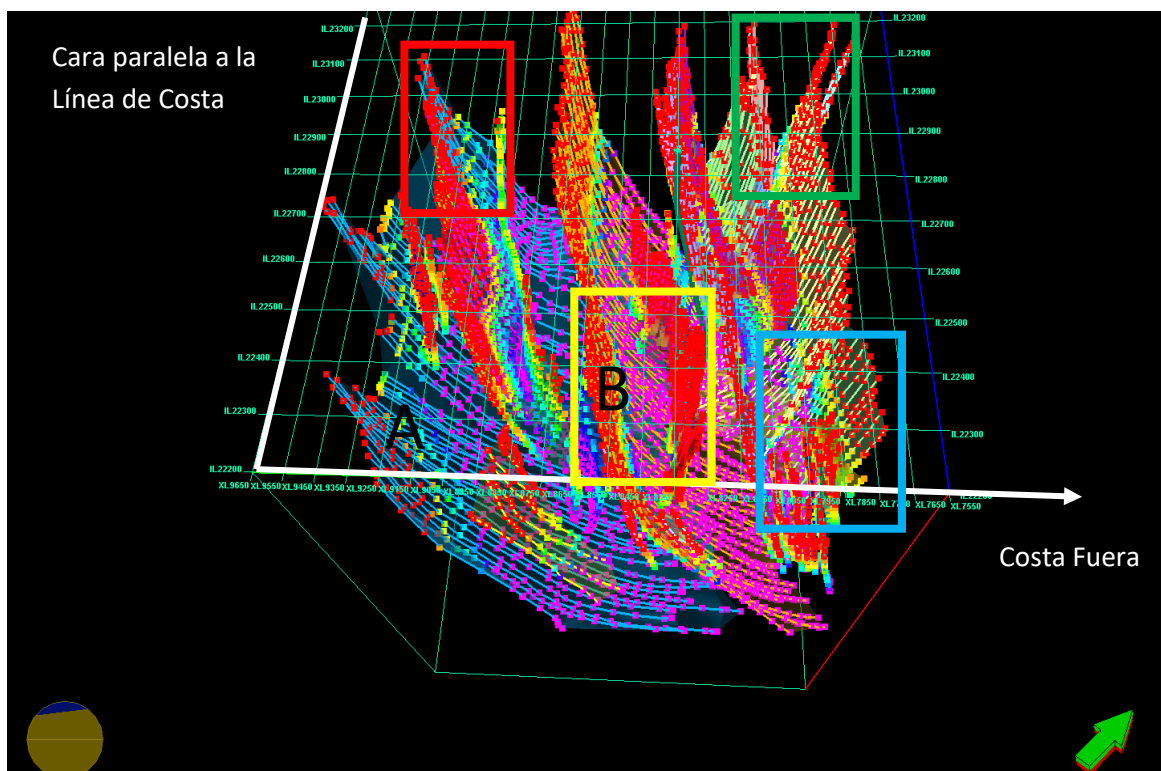


Figura 39. Vista Superior 3D del volumen con señalamiento de estructuras de subcuencas menores en los recuadros.

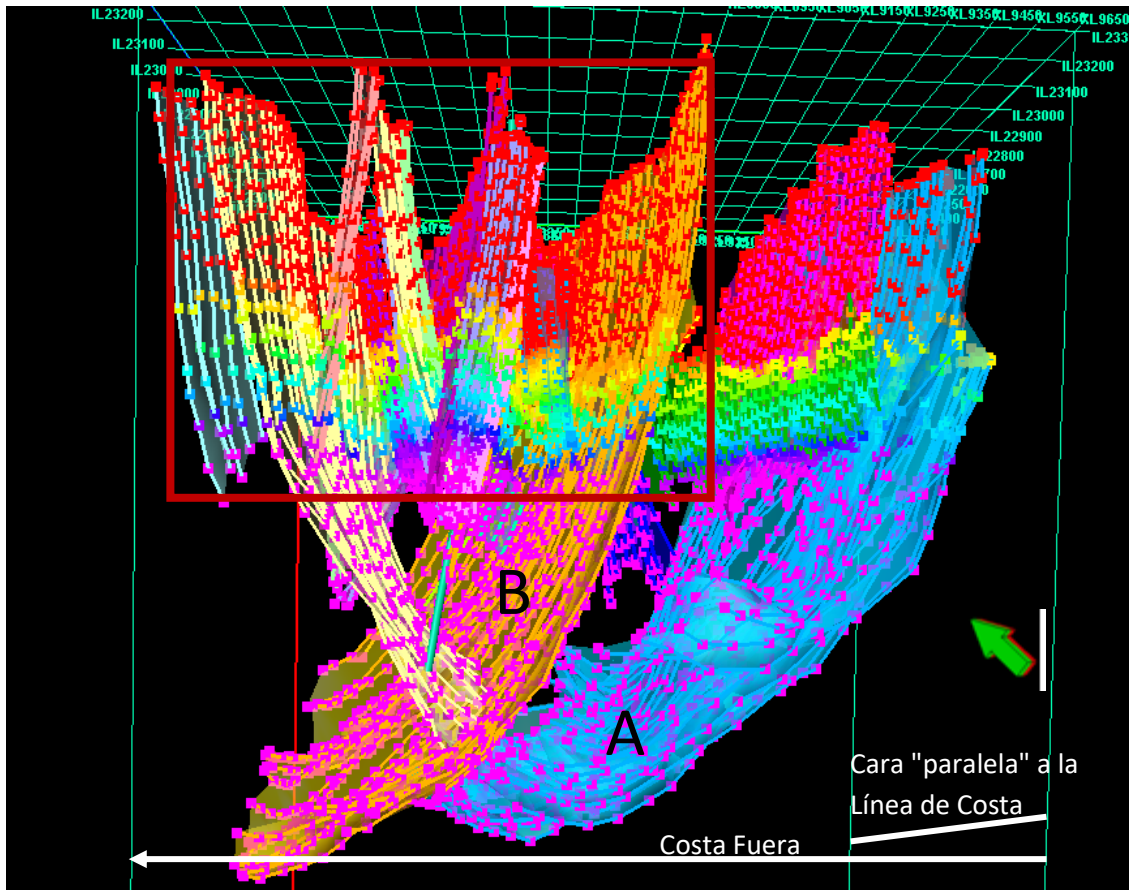


Figura 40. Vista lateral 3D del Volumen con señalamiento en el recuadro del sistema de fallas y una subcuenca.

En esta otra vista del cubo, desde el noroeste figura 40, se pueden observar el sistema de fallas y el bloque hundido, también se puede observar como la falla lístrica (A) busca su horizontalidad en su comportamiento rotacional mientras más al noreste del cubo corre en paralelo la falla lístrica (B), no obstante, busca su horizontalidad de manera semejante a la falla (A), ya que sensiblemente está sujeta a los mismos efectos distensivos y corrimientos de caída.

Utilizando las siguientes dos secciones sísmicas, *Crosslines* ZY40 y ZY35 figuras 41 y 42, las ubicadas como las más cercanas a la línea de costa, se puede observar cómo los sedimentos acumulados en la porción sureste, están siendo delimitados por la falla de crecimiento (A) la cual pareciera controlar el incremento de la carga de sedimentos.

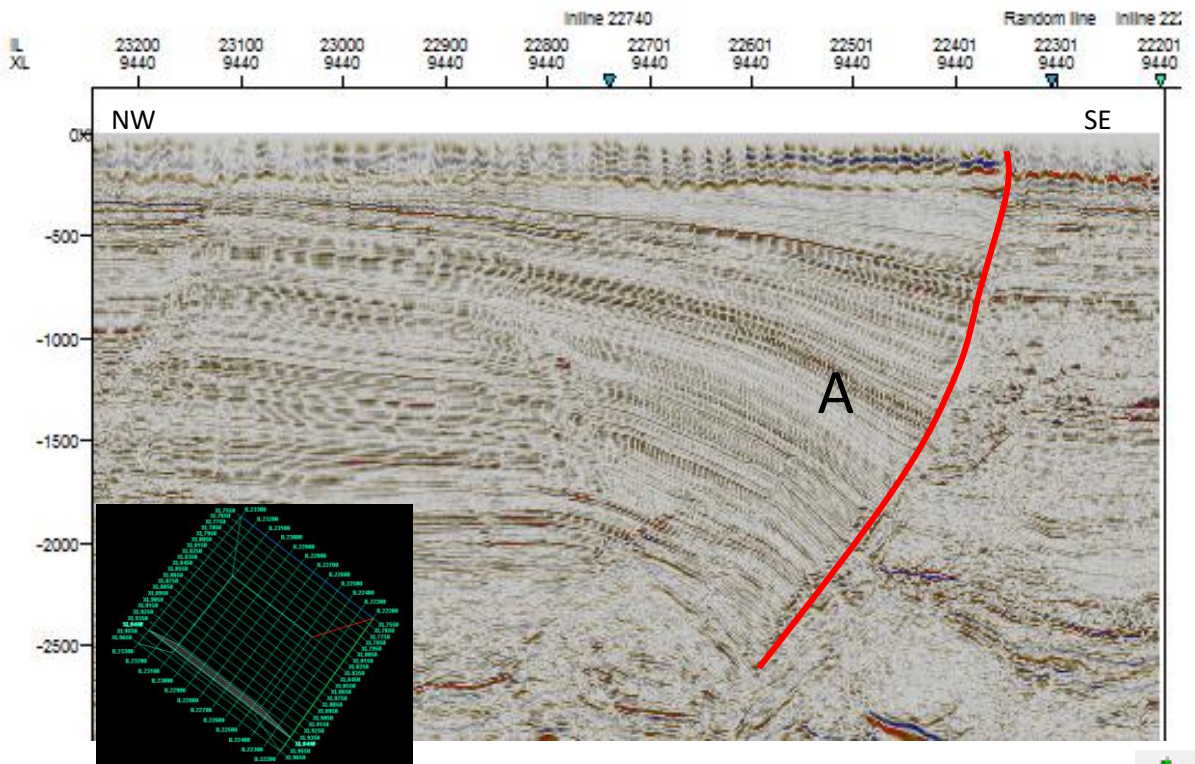


Figura 41. Sección sísmica Crossline 9440 para referencia de relieve y deposito.

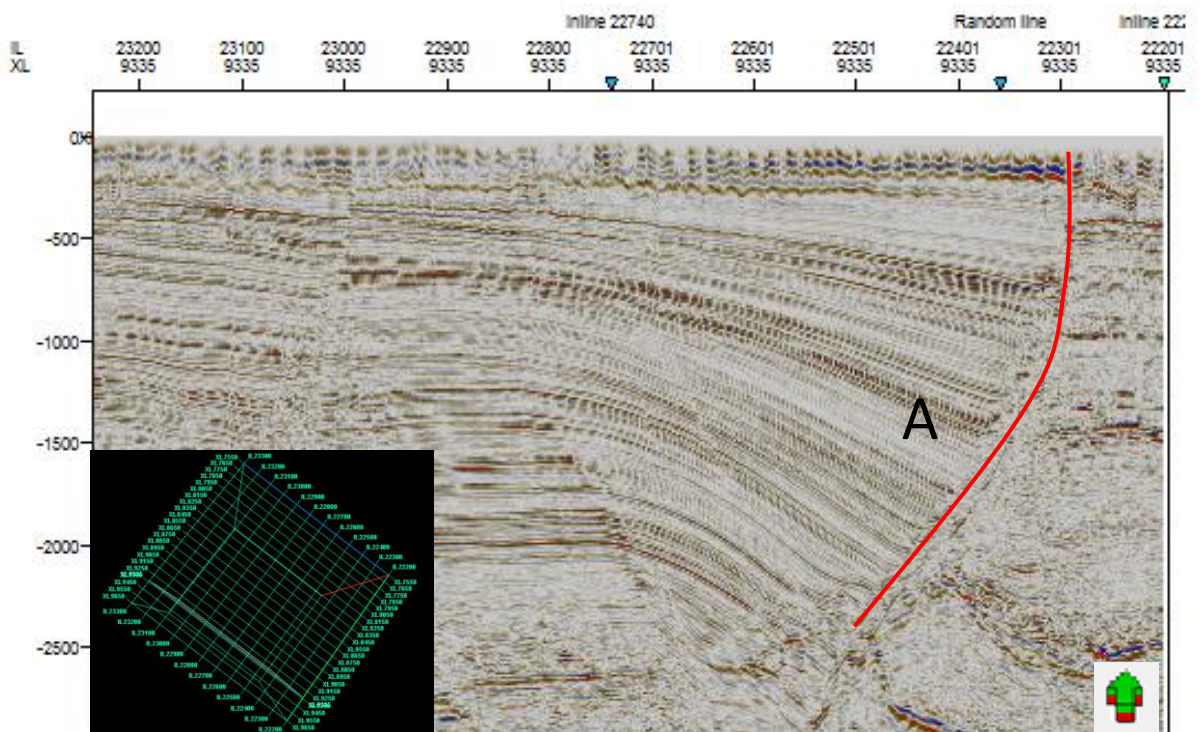


Figura 42. Sección sísmica Crossline 9335 para referencia de relieve y deposito.



Así también se puede observar cómo los estratos en estas secciones ZY40 (Figura 41) y ZY35 (Figura 42), al momento del relleno en la falla empiezan a engrosar y a abrirse en forma de abanico y pierden su carácter coherente y uniforme en su deformación y con ello manteniendo su colmatación. Esta falla (A) que limita los estratos, es un ejemplo típico de una falla de crecimiento, y son una característica de ocurrencia frecuente en el cubo.

En dichas figuras también se nota una estructura que da la forma de un pequeño arco el cual se identifica como un *rollover*. El origen de esta estructura puede estar ligado, como ya se ha mencionado a los movimientos del crecimiento en la parte alta y compresión local en la parte baja (*compressional toe*), figuras 41 y 42.

En otro sentido y otra escala, el origen de estas estructuras como se ha mencionado ha sido por efectos de la carga provocados por los esfuerzos distensivos dominantes en la región, y la gravedad causando los deslizamientos de los depósitos y en la pendiente natural basculante con la que se cuenta en esta zona somera del occidente del Golfo de México, y en general de caída hacia el mismo Golfo profundo, como se puede ver en la figura 43.

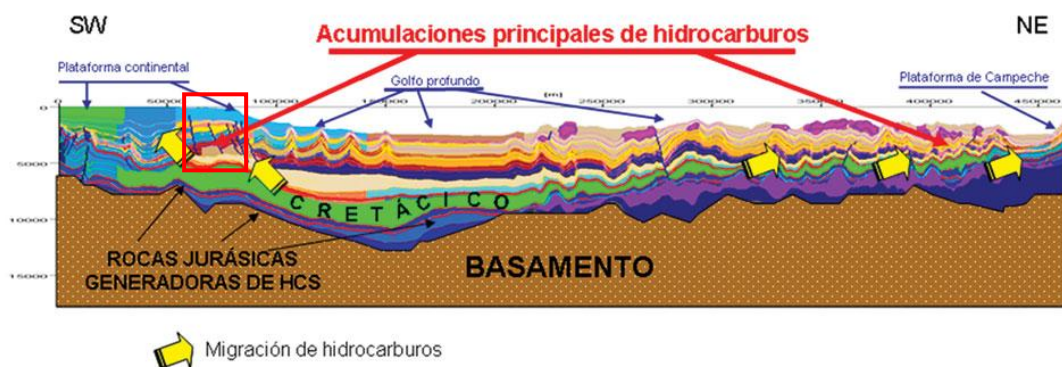


Figura 43. Corte geológico a través del Golfo de México, mostrando las zonas de la plataforma continental, la parte profunda del golfo, las rocas generadoras y la migración preferente de los hidrocarburos. Se denota la zona de estudio señalada en el recuadro de color rojo.

En esta sección transversal del Golfo de México como producto de estudios regionales previos se puede apreciar cómo está ubicada de manera aproximada la zona del Megacubo sísmico de Lankahuasa. De acuerdo con el trabajo de Richard T. Buffler, Jeanne Sahub, Joel Watkins y Lamar Worzel (1978), el origen de los deslizamientos y con ello el de las estructuras es debido posiblemente a alguno de los dos mecanismos siguientes: a) por empuje tectónico desde el occidente o b) caída por gravedad, el mecanismo más aceptado en el cubo sería el de efectos por gravedad; así como por el basculamiento cortical por hundimiento hacia el Golfo según los aportes de los análisis: gravimétricos tectonofísicos y geodinámicos de Comínguez *et al*, 1976 y 1977, y Sandoval *et al*, 1977, en el modelado del Golfo de México. Y que

resumiendo en consecuencia, la mayor parte del relleno en la plataforma continental es causado por fallamientos normales de gravedad, los cuales a su vez son causantes del sistema de varias fallas de crecimiento lístrico, y con la creación de subcuencas con estructuras menores como los aparentes grabens con algunas fallas antiéticas y *rollovers* locales, los cuales están presentes sobre un substrato con una superficie de desprendimientos y deslizamiento común en caída por gravedad bajo el área de estudio del cubo sísmico.

Utilizando las líneas sísmicas del trabajo de Buffler (1983, Atlas APPG) (Figura 44) en particular la Figura 6 con la GLR-Line 16-1-10 (Figura 45), lo más cercano al área de estudio del Megacubo Lankahuasa, se puede observar que las fallas normales de crecimiento de carácter lístrico se encuentran presentes y forman el mismo patrón y mantienen la misma tendencia que en las interpretaciones dentro del Megacubo. Asimismo de manera clara, en la extensión de esta sección se pueden observar las marcas del contraste de la refracción sísmica que delinear el substrato para mostrar una zona de deslizamiento existente, la cual asemeja mucho a la inferida en el volumen estudiado.

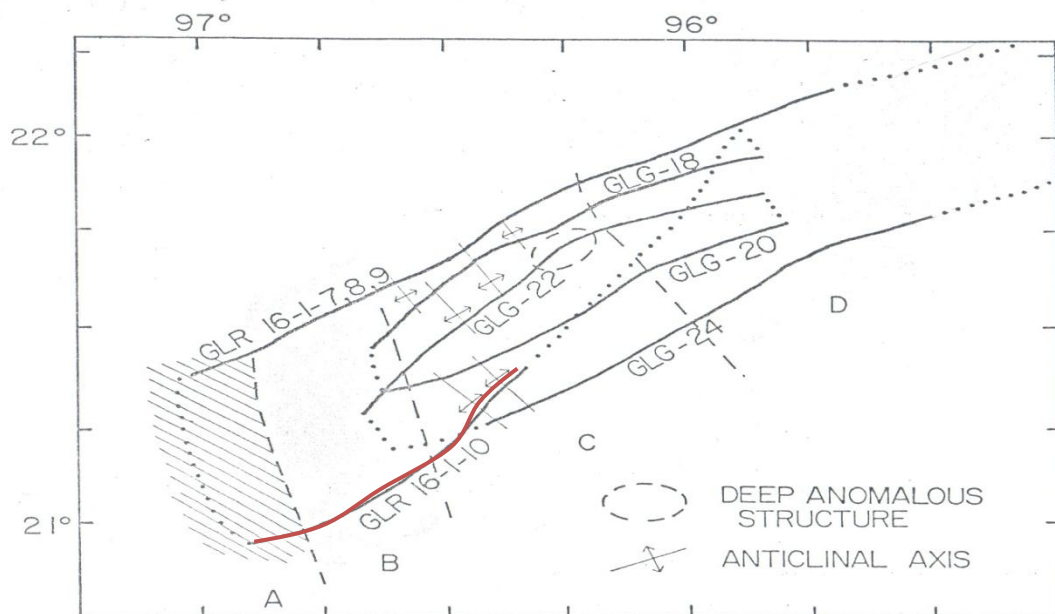
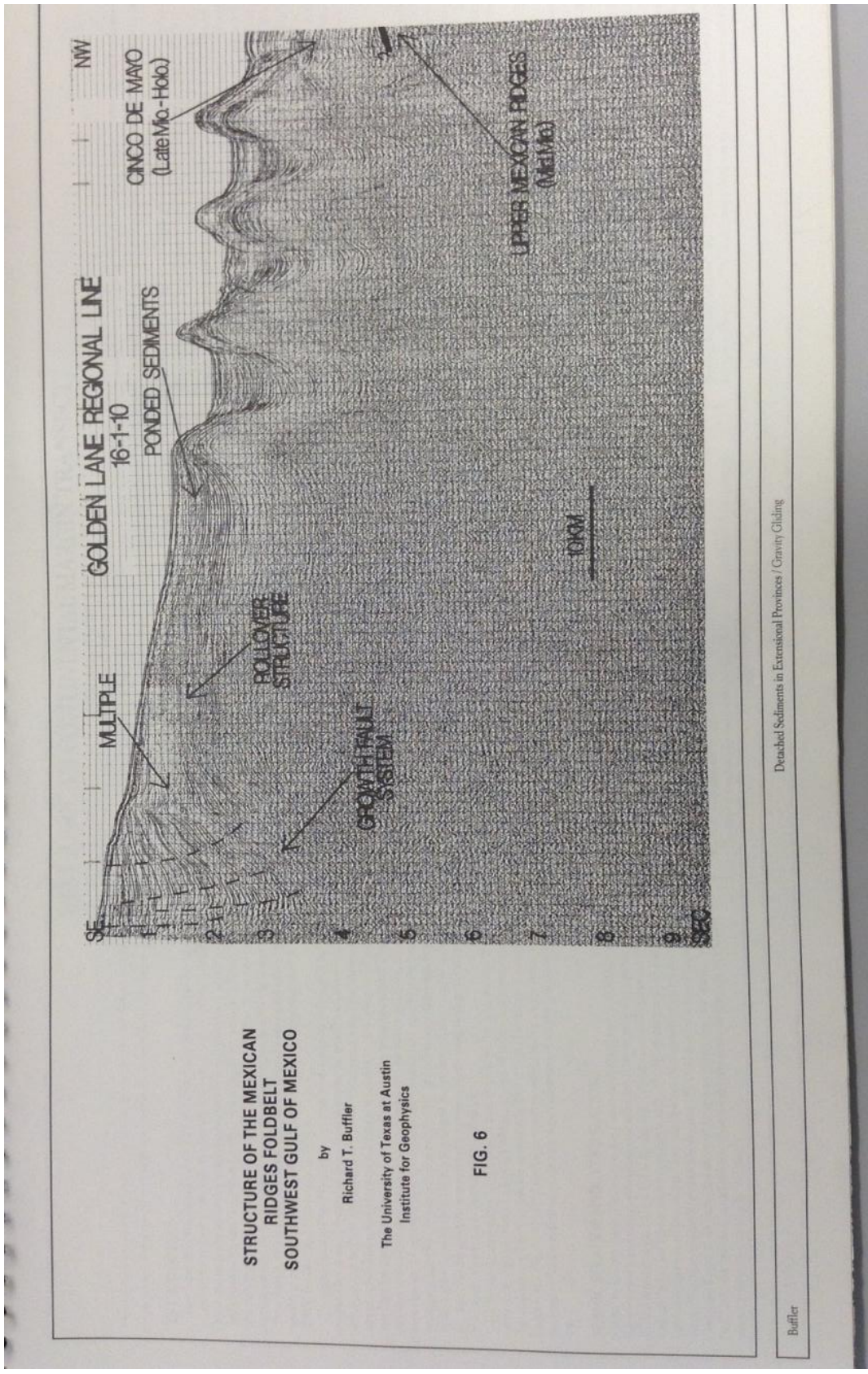


Figura 44. Mapa de Localización de las líneas sísmicas estudiadas por Buffler, 1983, Atlas APPG. La línea de color rojo representa la línea GRL 16-1-10.



STRUCTURE OF THE MEXICAN RIDGES FOLDBELT SOUTHWEST GULF OF MEXICO
 by Richard T. Buffler
 The University of Texas at Austin
 Institute for Geophysics

FIG. 6

Detached Sediments in Extensional Provinces / Gravity Gliding

Buffler

Figura 45. Línea sísmica GLR-16-1-10, Buffler 1983, Atlas APPG.

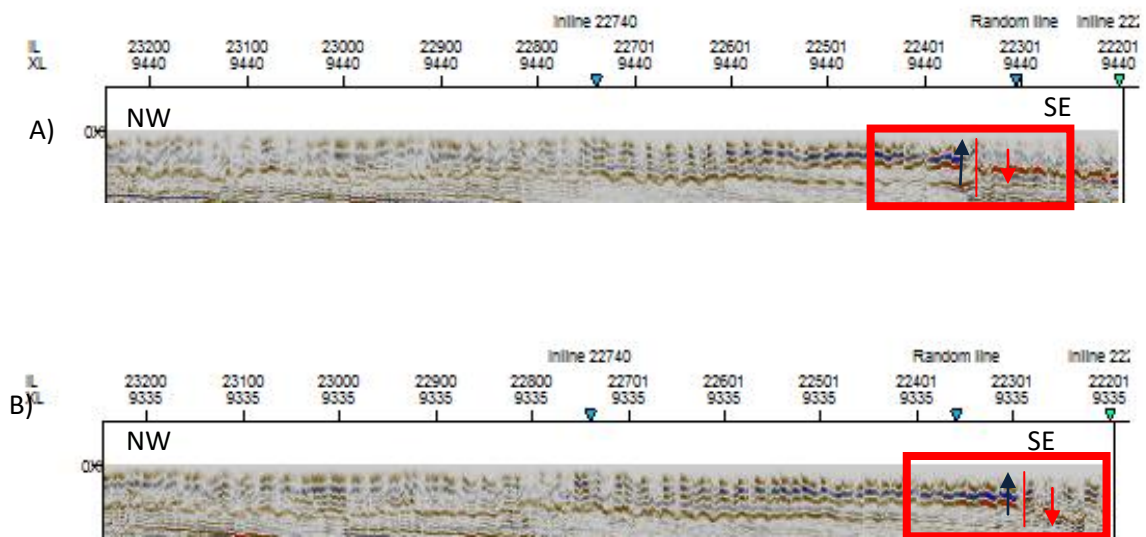


Figura 46. En las líneas anteriores A) Crossline 9440 y B) Crossline 9335 se muestra en detalle el relieve dado por los reflectores acústicos en el contraste agua/sedimento.

Cabe hacer mención del siguiente detalle, tomando como referencia las dos secciones sísmicas anteriores, en la figura 46, ambas en su parte superior en el lecho marino, se puede observar con lo que aparentemente son las trazas de fallas con pequeños saltos, creadas recientemente en el relieve del fondo marino actual con las cuales se podría afirmar que este sistema de fallas sigue activo hoy en día, y que acusan congruentemente la caída en bloques hacia el Golfo profundo.

Estos indicios son las trazas de las fallas normales, que se asoman en la superficie del fondo marino y se encuentran localizadas por todo el largo y el ancho de la superficie cubierta por el cubo y aparentemente se extienden fuera de él.

Ambientes Sedimentarios

La región del cubo sísmico se caracteriza por los depósitos de rocas sedimentarias presumiblemente siliciclásticas como arenas y lutitas lo que se podría deber a:

1) Depósitos de corrientes de turbidez

Las corrientes de turbidez entre otras, son corrientes de densidad causadas principalmente por derrumbes o deslizamientos u otros como corrientes litorales o de plataforma que arrastran una cantidad considerable de sedimentos cuyo producto sedimentario se puede identificar y clasificar usando el modelo de facies en secuencias establecido por Bouma, tanto para los depósitos distales como los proximales. Los modelos de estas secuencias se basan en la potencia y la segregación gravitacional de los sedimentos que están agrupados generalmente en cinco grupos (facies), aunque en la

actualidad en la región y en los pozos, solo se considerarían cuatro por cuestiones de similitud entre el primer y último grupo. Por su escala pequeña, no han sido consideradas en este trabajo, razón por la cual la sismica no las reporta en sus facies sísmicas; aunque es muy útil en la estratigrafía de detalle para definir los tipos de depósitos.

El ambiente de su depósito bajo la planicie y plataforma continental del Golfo de México, es muy recurrente y característico para el caso específico del trabajo en las zonas costeras del Estado de Veracruz y dentro de la zona estudiada.

2) Movimientos tectónicos locales del Megacubo Lankahuasa

En este trabajo se ha considerado que en las regiones que circundan por fuera al Megacubo, en el noreste fuera del campo de Lankahuasa se encuentra otro dominio de esfuerzos, los compresionales en lo que se conoce como Cordilleras Submarinas Mexicanas, (*Submarine Mexican Ridges*), donde si se contemplan las deformaciones compresionales con imbricaduras que les han dado su origen y continúan su prolongación en el exterior oriente del cubo.

Como ya se ha dicho, en el otro dominio de esfuerzos dentro del cubo sísmico de Lankahuasa los deslizamientos de sedimentos, se deben al movimiento extensional de la masa sedimentaria la cual se encuentra en una zona de subsidencia por aquel basculamiento cortical hacia el Golfo. Estos movimientos provocan esfuerzos distensivos en la región, ésto de manera teórica por un lado, podrían explicar la formación de las fallas normales que rotan para hacerse lístricas, y por otro lado los sedimentos que vienen a depositarse y rellenar las zonas de subsidencia e incrementan la carga sedimentaria con la colmatación, y que, al existir los esfuerzos distensivos tienden a remover el relleno de sedimentos cuya continua acumulación llega a provocar con su carga el crecimiento lístrico en el espejo de falla, y en conjunto la caída del paquete sedimentario sobre un sustrato de deslizamiento común.

Así también se ha dicho que este crecimiento provocado en las fallas lístricas en algunos casos, como en el campo Lankahuasa provocan en su caída localmente los *rollovers* o pequeñas estructuras anticlinales al frente (*compressional toe*) con pliegues coherentes compresionales acompañados de fallas antitéticas menores, las cuales al igual que las fallas lístricas son producto asimismo, de esfuerzos distensivos.

El multicitado paquete sedimentario consiste de arcillas lodosas hemipelágicas alternantes, turbiditas de grano fino y turbiditas arenosas de acuerdo con Buffler et al (1978) de edad inferida del Mioceno Tardío al Holoceno como una unidad denominada de "Sigsbee-Cinco de Mayo".

El sustrato inferior sobre el cual desliza este paquete sedimentario consiste de turbiditas arenosas en la parte superior, turbiditas de grano fino y sedimentos hemipelágicos en la parte inferior y posiblemente una secuencia de turbiditas arenosas en la base, Buffler (Op. Cit.) de edad inferida Terciario Temprano? al Mioceno Medio como una unidad denominada "Mexican Ridges".

La descripción de estas dos unidades ha sido definida y diferenciada mediante marcas de la medición de indicadores de sismología de refracción y otras inferencias de la región, Buffler et al (Op. Cit.).

4.3 Sistema Petrolero

Para poder describir el sistema petrolero debajo de la superficie comprendida por cubo sísmico de Lankahuasa, teóricamente se deberían de describir por separado los sistemas petroleros del campo Kosni y del campo Lankahuasa, pero para el fin de este trabajo y de manera regional, se asumirá por sus dimensiones, que existe un sistema petrolero general en la región del volumen, lo cual se puede justificar con la primicia de que, en el campo Kosni existe una porción en la cual su columna estratigráfica está compuesta por "extensiones" de arenas del campo Lankahuasa (CNH,2001).

También se puede asumir que ambos campos tienen una relación análoga en cuanto a sus rocas sellos y almacenadora, esto puede deberse al hecho de que la región del Lankahuasa es una extensión en el Golfo, de la cuenca Tampico-Misantla en la que, al menos en esta parte de la región, la tendencia estructural y de depósito podrían lograr los mismos efectos y en condiciones semejantes, de un mismo sistema petrolero, figura 42.

Los deslizamientos en conjunto por los efectos extensionales que existen aun hoy día en la región, dieron origen a un sistema de cuencas las cuales tuvieron la función de formar estructuras afines a trampas para hidrocarburos.

El pozo Kosni-1 el cual atraviesa las rocas sellos e intervalos productores aislados por una falla lístrica y una falla antitética que forman una subcuenca, de la que la falla lístrica corta al menos dos intervalos de atractivo económico en la zona del Mioceno Superior y Plioceno Inferior (CNH,2011).

Roca Generadora

El campo Lankahuasa cuenta con rocas generadoras lutitas carbonosas, deleznable y calcáreas que se encuentran alternadas con calizas arcillo carbonosas del Jurásico Superior Oxfordiano, las cuales se pueden referenciar a la cuenca de Tampico-Misantla, ya que la columna estratigráfica de esta zona es muy parecida. El campo Kosni por su parte, sus rocas generadoras son arcillas y lutitas del Jurásico Superior y del Eoceno.

Roca Almacenadora

Las rocas almacenadoras del campo Lankahuasa son sedimentos Cenozoicos principalmente constituidos por areniscas, mientras que en el campo Kosni son cuarzo-arenitas compuestas de roca ígnea, rocas sedimentarias feldespáticas calizas pobremente seleccionadas así como pirita cementada en una matriz arcillosa con una pobre porosidad primaria.

Roca Sello

En el campo Lankahuasa, al igual que sus rocas almacenadoras, sus rocas sellos son sedimentos Cenozoicos, los cuales están constituidos por secuencias arcillosas del Mioceno-Plioceno. Dentro del campo Kosni sus rocas sello están formadas por lutitas con aportes verticales y laterales de arenas productoras.

Haciendo uso de ayuda grafica, en la figura 47, se puede visualizar la zona de arenas productoras de gas que cortan los pozos Kosni-1 y Kosni- 101, los cuales se sirvieron de una trampa mixta la cual logró el confinamiento del gas en dos zonas, delineadas de color verde.

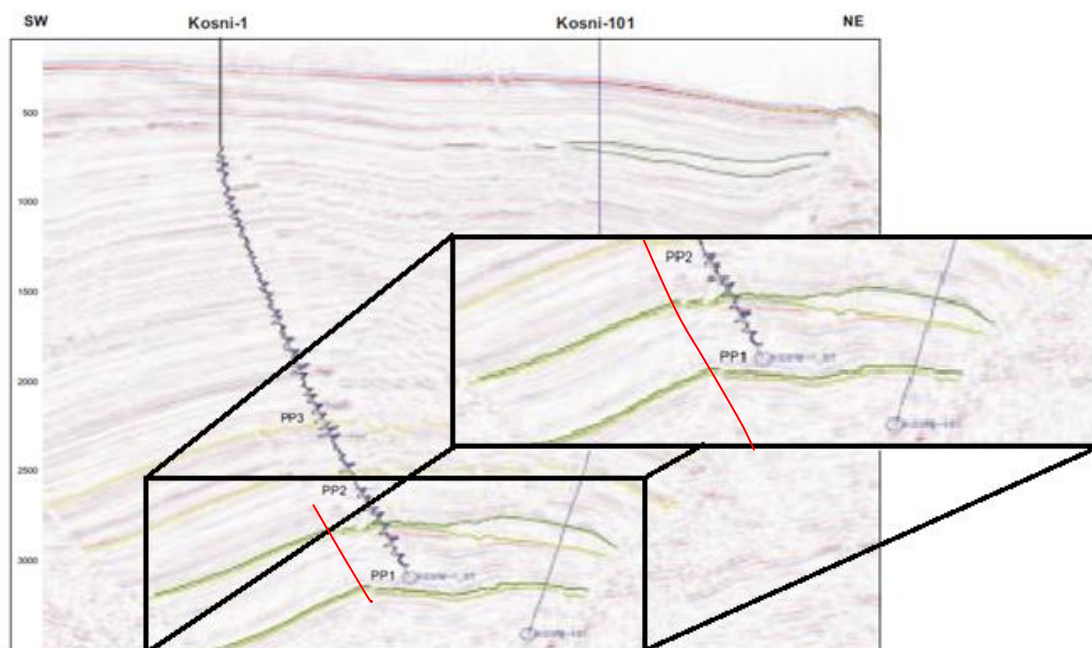


Figura 47 Ejemplo de del sistema petrolero del pozo kosni-1. modificado de PEMEX 2004.

Se puede observar en la ilustración anterior que los pozos fueron perforados utilizando las fallas principales como guía para poder llegar a la zona productora, que se encuentra localizada dentro de una de las cuencas que fueron creadas por los efectos distensivos y deformacionales de la zona.

Sincronía

Describiendo de manera general, ilustrados en la figura 48, los eventos geológicos en la provincia de Tampico-Misantla, donde las rocas generadoras fueron sepultadas por paquetes de rocas pertenecientes al Jurásico y Cretácico las que a su vez fueron sepultadas por capas de terrígenos del Mioceno Superior y Plioceno Inferior.

Esto provocó que las rocas de Jurásico alcancen la etapa de madurez, mientras que las rocas del Cenozoico alcanzarán entrar en la ventana de generación de hidrocarburo, en este caso del gas. La cual se considera válida para la extensión marina de esta parte del Megacubo.

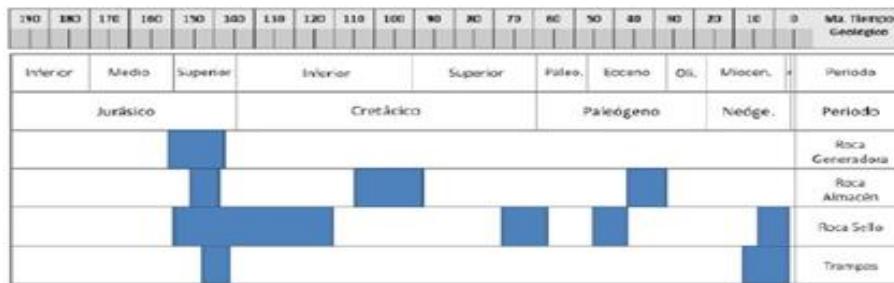


Figura 48 Eventos de la sincronía de la cuenca de Tampico-Misantla, PEMEX ,2008.

Discusión de los resultados

El cubo sísmico de Lankahuasa se encuentra ubicado en una zona del Golfo de México que a través de su historia geológica ha sido caracterizada regionalmente como una margen continental pasiva de tipo atlántica, siendo que los movimientos, en las últimas épocas y periodos, de la corteza terrestre así como el acomodamiento de los bloques de masa continental que dieron origen al Golfo de México, marcaron el marco tectónico regional actual cuyos últimos reajustes se han remarcado a partir del Neógeno al presente.

En este sentido se puede suponer que hoy en día sigue siendo una zona activa, la cual cuenta con sistemas de fallas de crecimiento asociados a los procesos de extensión que vienen del Neógeno y se pueden observar hoy día en los rasgos aparentemente pequeños como las trazas de fallas que se asoman en el relieve del fondo marino hasta alcanzar con la profundidad a una superficie común de deslizamiento y que de manera suficientemente clara se denotan en el registro de las secciones sísmicas, del Megacubo estudiado, desde la parte del quiebre plataforma-talud continental hasta la parte cercana a la costa.

Las secciones sísmicas estudiadas de este cubo, denotan dónde estas fallas normales de gravedad que presentan una rotación para darle las características de lítricas, marcan sus rasgos subsidentes en el paquete sedimentario desde el relieve del fondo marino con las trazas de los fallamientos con el crecimiento, hasta un sustrato común de deslizamiento interpretado en la sísmica.

Las fallas activas mayores como las principales (A) y (B) interpretadas del cubo, son de carácter dominante por su tendencia rotacional lítrica hacia la horizontal cuentan con una sugerente superficie común de deslizamiento en caída por gravedad y basculamiento a manera de un "*decollement*".

Con la delineación interpretativa de los mayores rasgos de continuidad y/o discontinuidad de los reflectores acústicos obtenidos del seguimiento de los *toplaps* y *downlaps*, a partir de superficies transgresivas en tiempo y espacio roca los límites laterales, inferiores y superiores de las secuencias sísmicas, así como por truncamientos por las discontinuidades de los reflectores y por el fallamiento bajo el relieve de la plataforma; se generó la geometría del modelo estructural conceptual y geométrico con las posiciones distribuidas en el volumen del Megacubo mediante las secuencias y facies sísmicas contenidas en las secciones correlacionadas. Esta geometría confrontada con la geología regional y local, la distribución de sus secuencias y facies sísmicas, en el tiempo y el espacio rocoso, propició el diseño del modelo estructural conceptual aquí propuesto.

Con éste modelo se hace hincapié en la muy probable actual movilidad estructural, puesto que los citados esfuerzos distensivos actualmente hasta el presente, están activos como se observa en el relieve del fondo marino y en la interpretación de las secciones integradas a manera de diagrama de mallado o "*fence diagram*", que acusa el movimiento interno. Es así que se considera el modelo estructural conceptual del cubo propuesto en este trabajo y se representa gráfica y artísticamente de la siguiente manera:

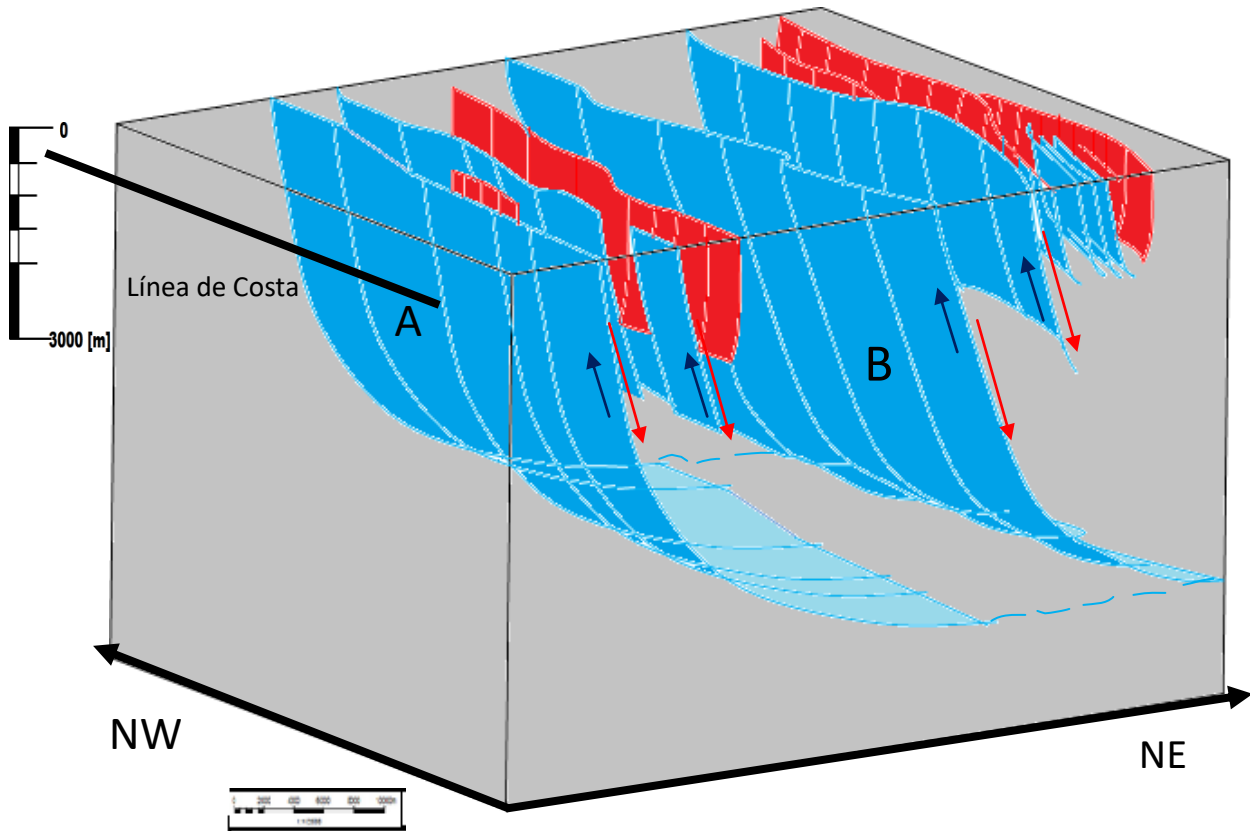


Figura 49 Vista cuasi isométrica del modelo, orientado conforme a la línea de costa.

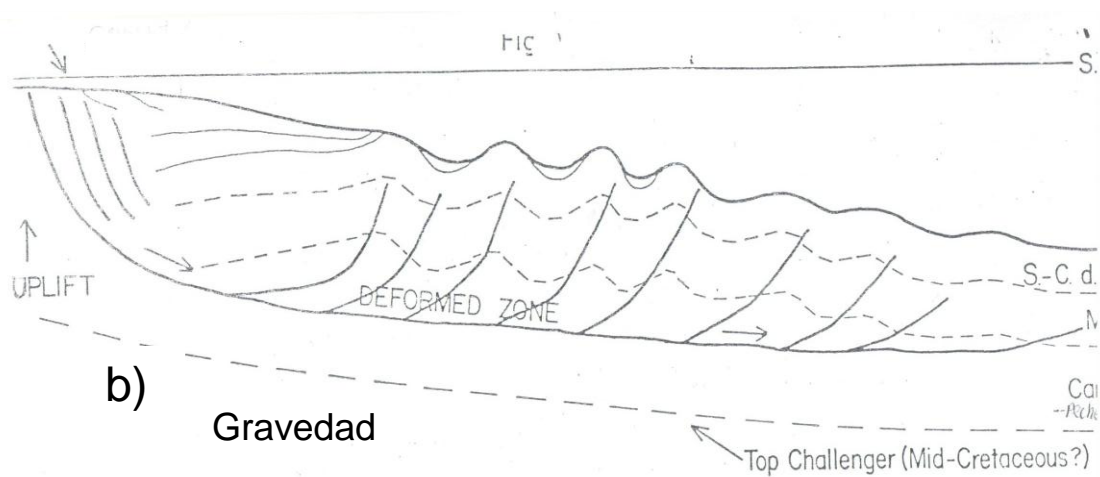
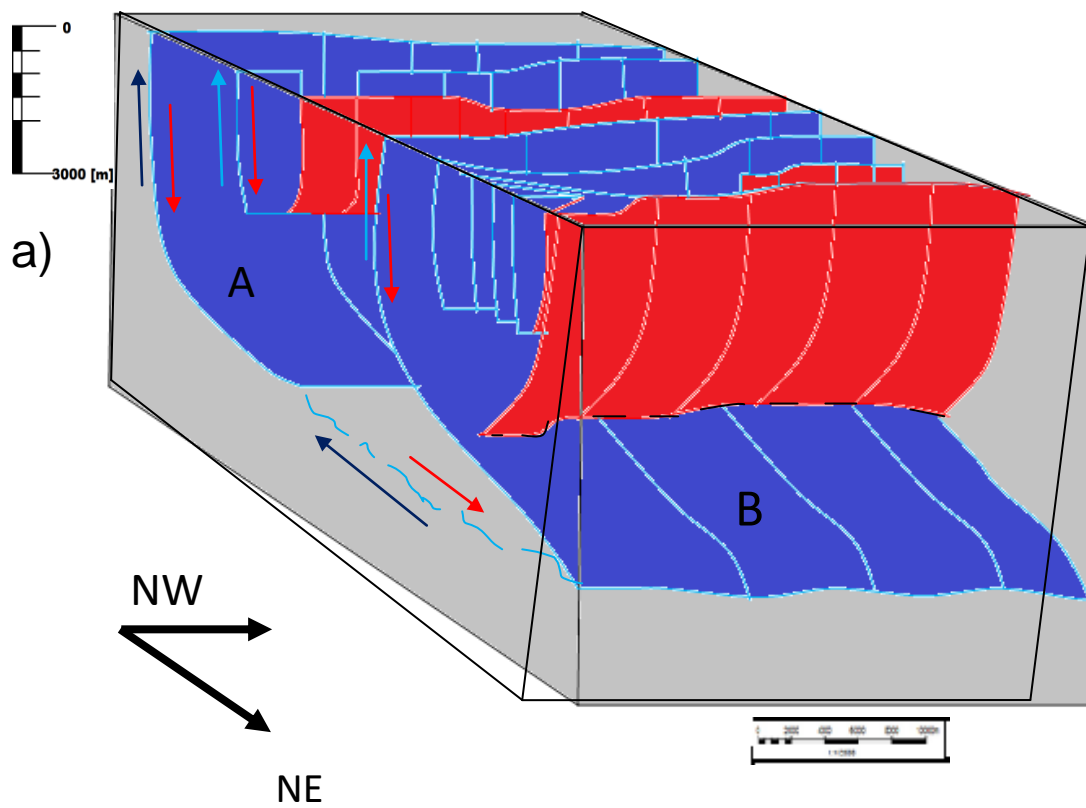


Figura 50 a) Vista desde el Este del modelo visto de una perspectiva isométrica. b) Diagrama caída de gravedad, editado Buffler, 1978.

Cabe hacer una pequeña aclaración, en la representación del cubo en las figuras 49 y 50, se puede observar sobrepuesto a la imagen un paralelepípedo, lo cual se debe a que durante el periodo de estudio se llegó a la idea de que el volumen representado de manera natural tendría una forma similar, a comparación de la forma establecida de "cubo" generada por el *Software*, lo cual fue debido a que el levantamiento de campo en el Megacubo las Inlines se orientaron en la dirección de máximo cambio estructural de la geología previamente conocida de levantamientos sísmicos 2D previos de CICAR e IDOE, etc.

Asimismo en estas figuras, 49 y 50, con diagramas de bloques desde diferentes ángulos de vista se puede observar la tendencia en la rotación de las fallas para hacerse lítricas y aparentemente ser la norma existente, de las que como ha sido mencionado antes, las fallas principales (A) y (B) son fallas de crecimiento las cuales marcan esa tendencia principal de movimiento, cuyas rotaciones lítricas las llevan al deslizamiento común sobre el *decollement*. Se puede apreciar, con la correlación de secciones, que existen zonas entre las fallas las cuales contienen subcuencas formadas por el depósito y relleno dentro del conjunto de fallas lítricas y antitéticas, las cuales a su vez dan forma aparente de varios "medios grabens" que separan varias subcuencas.

Estos sistemas se pueden visualizar en la porción noroeste del cubo, donde pareciera ser que existieron movimientos extensionales para definir mejor la geometría de las estructuras, a comparación de su extremo sureste. Se puede llegar a asumir esto por el hecho de que en la orientación SW-NE del lado más próximo a la *Inline* XX200 las fallas que encuentran su inicio ahí, se encuentran más juntas que si se compara con su terminación en el lado más cercano a la *Inline* XY300, ver figuras 24 y 25. Considerando lo anterior se puede deducir que existe una mayor resistencia posiblemente causado por efectos de fricción local, rugosidad o alguna clase de estructura que está generando un esfuerzo mayor y contrario a la caída y deslizamiento de los sedimentos, lo cual no es tan marcado o presente en la zona noreste del cubo, utilizando la figura 49 como apoyo visual se puede observar que el lado occidental está siendo presionado de manera más aparente por las *Mexican Ridges* exteriores al Megacubo.

También cabe la posibilidad de que en esa zona pueda existir una mayor concentración de sedimentos ya que como se ha visualizado en las vista 3D, así como las secciones sísmicas aledañas, se muestra de manera más marcada, el buzamiento creado por la acumulación de éstos, así como el crecimiento de las fallas normales lítricas.

Utilizando como ayuda el modelo presentado en la figura 49, se puede asumir y proponer que el mecanismo principal creador de los sistemas de fallas de

crecimiento es la caída por gravedad. En esta figura se observa gráficamente el par de fuerzas que ejemplifican los esfuerzos causados por el basculamiento y el deslizamiento en el plano inclinado como se ilustra en la figura 50.

Esta cercanía fuera del área estudiada en las Cordilleras Submarinas Mexicanas, las *Mexican Ridges* también se puede, a manera de suposición, explicar la creación por gravedad; en otro dominio de esfuerzos, el compresional, sirven como frente o límite para la zona distensiva del Megacubo Lankahuasa cuyo origen y explicación caen no solo fuera del volumen sísmico, sino fuera de los objetivos de este trabajo.

Ahora, estos sistemas de fallas mencionados ya conocidos por PEMEX fueron de utilidad, para la perforación de los pozos, los cuales se valieron de dicha distribución para definir la trayectoria de los pozos para ser programados y ser perforados. Esto se puede asumir por el hecho de que la mayoría de los pozos considerados en este trabajo se encuentran próximos a una falla, la cual cortaría varias arenas productoras de gas, que como se vio en el último apartado del Capítulo 4, el pozo Kosni-1 se perforó en las inmediaciones al lado de la falla (B), ver figuras 47 y 12.

Ejemplificándolo mejor el caso, se hace uso de las imágenes siguientes: Figuras 51 y 52, en la primera se tiene la ubicación de los pozos con el mapa base, en la cual se puede observar que cuatro de estos pozos se encuentran paralelos a la línea de costa, con los cuales se ha verificado la inferencia de dos fallas para programar su ubicación, las cuales siguen el mismo paralelismo de la línea de costa.

El pozo en color naranja se encuentra localizado en medio de una subcuena de tamaño considerable, mientras que el pozo en color verde se encuentra también en otra subcuena la cual está enmarcada y sigue la tendencia de la falla (B), ver figuras 52 y 53.

Se puede decir que en el volumen, la mejor opción para la perforación de los pozos es cerca o dentro de las estructuras de subcuena, en especial en las zonas aledañas a las dos fallas normales lístricas mejor definidas, las cuales se ha referido anteriormente como fallas (A) y (B).

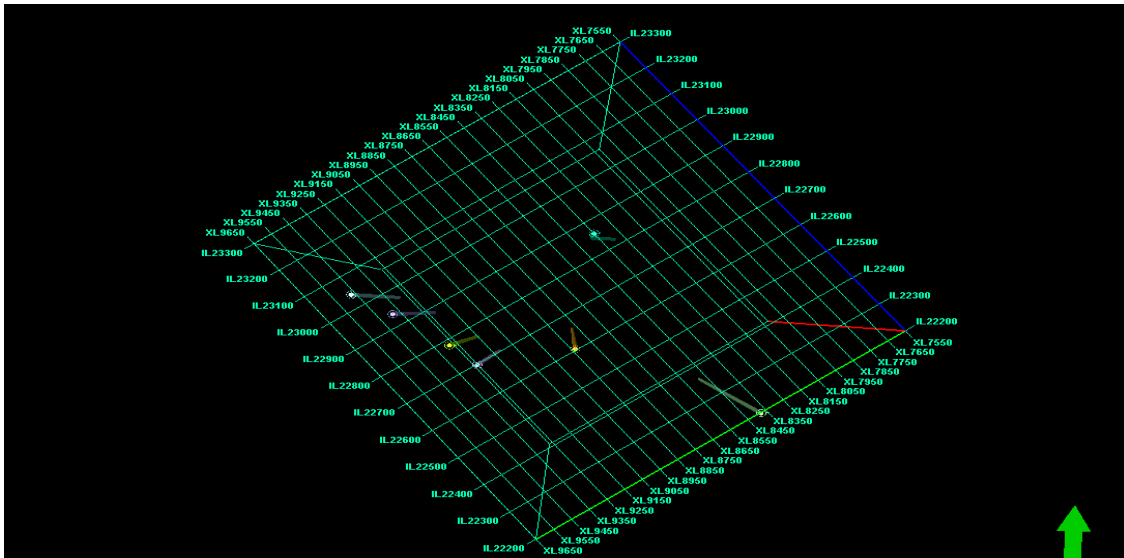


Figura 51. Posición de los Pozos de control en el estudio del cubo.

A manera de nota y a pesar de no ser el punto principal de este trabajo, se pudo observar que la mayoría de los pozos programados eran horizontales con una ligera inclinación a lo sumo, siendo el Kosni- 1, el único pozo trabajado con una tendencia a la horizontalidad, la cual se pudo justificar con la idea de que se utilizó una falla como guía para poder llegar a la zona productora (CNH, 2011).

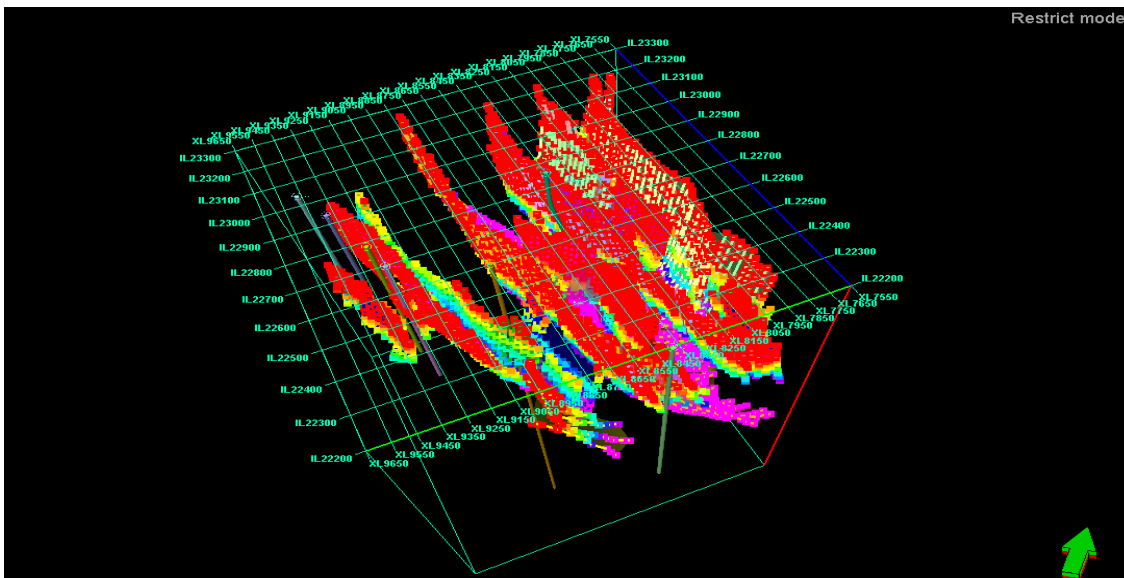


Figura 52. Vista superior de la posición de los pozos, con la interpretación de las Inlines activadas.

Cabe hacer mención también que, la mayoría de los pozos aquí considerados, excluyendo los que se encuentran ubicados más hacia costa fuera, fueron perforados en una zona que cuya estratificación está en apariencia deformada con mayor intensidad figura 47.

En términos de los distintos ambientes deformacionales, esfuerzos distensivos en el Megacubo y esfuerzos compresivos al NE, fuera de éste en el dominio de

las *Mexican Ridges*, se puede llegar a inferir que esta tendencia puede seguir presentándose de manera similar, como se mencionó en el capítulo 1; que la zona de estudio Lankahuasa está ligada pero independiente a las Cordilleras Submarinas Mexicanas, las cuales también tienen su tendencia general paralela a la costa y quiebre plataforma talud continentales con deformación y elevación debidos al fallamiento inverso de empuje hacia el Golfo profundo.

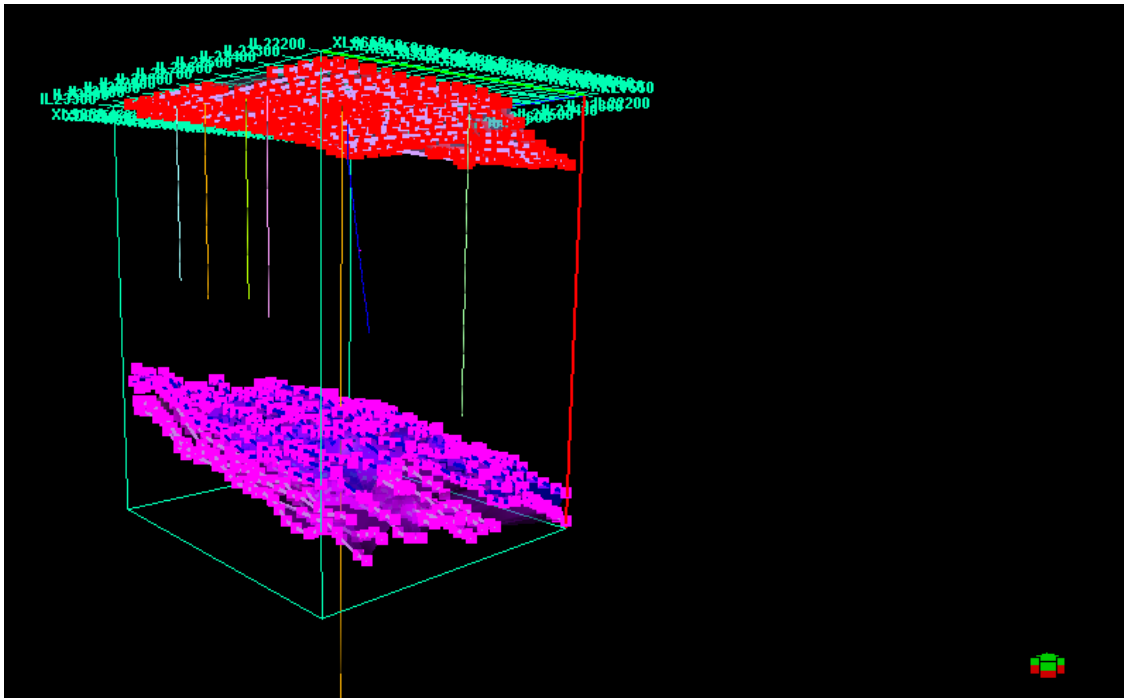


Figura 53. Vista superior de la posición de los pozos, con la interpretación de las *Crosslines* activada

Otro aspecto de la estructura que cabe mencionar es la estructura menor localizada dentro de las fallas (A) y (B), la cual corre de SE-NW al igual que las fallas mencionadas, esta estructura es de un tamaño relevante en su porción SE, y desaparece casi por completo en el NW. Esta estructura, la cual se define como *rollover* local, es causado localmente por los movimientos de reacomodo existentes en el área (*Compressional Toe*). De igual manera existe un tipo de estructura la cual se crea dentro de la cuenca que aparece en la zona NE, por el corrimiento y sobrecarga de los depósitos.

Tomando en cuenta lo anteriormente escrito, en la localidad del volumen de Lankahuasa el aprovechamiento de las fallas normales de crecimiento lítricas, así como las trampas creadas por las deformaciones internas creadas por los esfuerzos distensivos causados por gravedad; es el lugar donde es más seguro para la promesa de encontrar depósitos de gas. A lo que se debería de agregar que la perforación de pozos se debe de sustentar con un buen estudio sísmico 2D y 3D para la disminución de riesgos o de error al diseñar la trayectoria de éstos. A esto se debe de sumar el cuidado en la interpretación así como en la calidad de los datos a interpretar. Cabe mencionar que el uso de pozos "laterales-direccionados", se tiene que ser precavido, por la complejidad del

sistema existente, ya que se han reportado casos del campo Lankahuasa en el cual se han tenido que reformular las trayectorias dado que las originales intersecaban fallas (Richard S., 2004).

Conclusiones y recomendaciones

- Se puede concluir mediante este trabajo, así como de la discusión de los resultados obtenidos que en el Megacubo sísmico de Lankahuasa existe una zona que está afectada por deslizamientos creados por un basculamiento y la gravedad la cual está caracterizada por subcuencas creadas por el crecimiento de fallas normales de carácter lístrico que convergen a una zona en común de deslizamiento en conjunto a fallas menores. Los que a su vez se pueden asociar a la existencia de *rollovers* en sus vecindades, como se ha expresado en el trabajo.
- También se puede llegar a concluir que existe una buena relación entre la geometría sismoestratigráfica y la geología estructural de las posibles trampas para con el sistema petrolero, el cual queda mejor definido como auxiliar de la exploración y explotación.

Con lo que se puede complementar con estas interpretaciones geométricas y estructurales de la sismoestratigrafía analizada del Megacubo de Lankahuasa que se ha visto que impactan al modelo de la estructura geológica, lo cual sugiere que es buena información para el cálculo de volúmenes en su caso de hallazgo de hidrocarburos, siendo así que el volumen de las reservas 2P pueden ser ponderadas con este tipo de investigaciones sismoestratigráficas.

También se puede dar pie a nuevas delineaciones mediante la sísmica y los registros geofísicos de pozos para las caracterizaciones Estática y Dinámica a partir de las interpretaciones sismoestratigráficas en sus geometrías, facies y posiciones observadas. Lo cual nos llevan a la visualización de los elementos estructurales para el descubrimiento de nuevas oportunidades de exploración al trabajar de manera integral de dichas caracterizaciones en conjunto a otras herramientas de la industria como la Simulación Matemática de Yacimientos.

- Como se discutió antes se puede concluir que, gracias a los indicios de trazas de falla con que cuenta la batimetría, asoman fallas normales con caída del paquete sedimentario, se puede llegar a la conclusión de que la zona de deslizamiento sigue activa hoy en día, esto por el hecho de que se pueden llegar a visualizar algunas trazas de falla en este fondo marino. A lo cual se le puede agregar que en estos casos la planeación de la perforación de los pozos debe ser de la manera más cuidadosa y eficiente posible, ya que de lo contrario se puede llegar a tener el caso en el cual se tenga que planear varias veces la trayectoria de éstos.

No obstante que las deformaciones sedimentarias en el paquete aparentan ser pervasivos, esto no quita la posibilidad de existencia de pequeñas zonas geopresurizadas.

A esto se puede agregar que el presente modelo puede servir como símil o prototipo para zonas con condiciones similares o análogas.

- Algo que vale la pena proponer, es la perforación de pozos horizontales orientados en el rumbo del "eje anticlinal" de los *rollovers* dentro de la estructura cóncava, asimismo, en la orientación del rumbo de falla en uno de los lados de las fallas lístricas; porque como se ha discutido la geología estructural y la sedimentación dan pie a la necesidad promisorio de éste tipo de perforaciones.
- Algo que se debe de mencionar a manera de recomendación para la formación de una conclusión es que en todos los trabajos de este tipo existen limitantes, en el caso del presente trabajo una de las limitaciones que se tuvo, fue el carácter perentorio de la licencia y apertura del *software* PETREL™ en la academia, en los intervalos de tiempo asignados para la interpretación sísmica con lo cual se aprovechó su uso inintermitentemente, no sin tener algunos problemas técnicos respecto a la versión vigente del *software* del momento, los cuales fueron superados con el seguimiento y organización del trabajo en equipo colaborativo.

Se hace mención a la vigencia de la licencia del *software* por dos razones principales, la primera y más importante es que las versiones no son retrocompatibles lo cual provoca que: si existe el trabajo en una versión más actualizada del *software*, ésta no puede ser leída en un versión anterior. La segunda razón es que al darle mantenimiento al servidor para la actualización de los *softwares* en algunas ocasiones los archivos se corrompieron o los datos cargados no se podían leer por el cambio en los directorios a causa de ese mantenimiento y en ocasiones por la reinstalación del programa nuevo.

No obstante que estas inconsistencias provocaban que se tuviera que volver a realizar la carga de los datos sísmicos y de los pozos, lo que absorbía tiempo y recursos, sin embargo, con esto la repetición daba lugar a la revisión y en su caso la corrección para retomar el trabajo.

- Por último se recomienda la aplicación de estrategias del trabajo colaborativo en equipo para el contacto de los ingenieros en formación en geociencias con las demás especialidades, y con la interacción con otros ingenieros de otras carreras como la ingeniería en computación, quienes nos permiten desplazarnos en las plataformas electrónicas, especialmente con geofísicos, los cuales ven estos rasgos en geometría,

los geólogos en las secuencias y facies distribuidas en el espacio rocoso y sus tiempos, mientras que los ingenieros petroleros lo ven y manejan en oportunidades de exploración y para la integración de contribuciones, lo cual llega a tener fricción y lagunas en la comunicación o alternativas lo que en varios casos llevó a tener que rehacer partes del trabajo, hasta llegar a un acuerdo o negociación; lo cual es parte del entrenamiento multidisciplinario del ingeniero petrolero para que adquiera la competencia profesional del trabajo en equipo.

Por sobre todo se ha considerado relevante el hecho de mencionar que durante el desarrollo programado del presente trabajo, estuvo caracterizado desde el punto de vista socioconstructivista por ser: en equipo, colaborativo, multidisciplinario, realista y de impacto emocional para el individuo y su aprendizaje.

Para finalizar he considerado que la formación obtenida como ingeniero petrolero al ir adquiriendo competencias, como la de la interpretación de la sismoestratigrafía, que el ingeniero petrolero puede desarrollar más allá de los conocimientos necesarios y suficientes que la academia le ha brindado para este tipo de trabajos.

Apéndice A.- Registros Geofísicos de Pozos

Los registros de pozos son la representación gráfica obtenida por una sonda con varios transmisores y receptores, de una propiedad física de la formación geológica respecto a la profundidad a lo largo del eje del pozo. Algunas de las propiedades de la roca que se pueden obtener son:

1. Litología.
2. Resistividad/conductividad eléctrica.
3. Densidad/Velocidad.
4. Geometría.
5. Porosidad.
6. Permeabilidad.

El objetivo principal de estas herramientas es la obtención y localización de características del pozo y de la formación adyacente como son: los cambios de litología, la desviación y rumbo del pozo, la medición del diámetro del pozo, la dirección y echado de la formación, zonas de afectación a la misma, así como la evaluación de la cementación.

Como se ejemplifica en el Figura 54 existen varios tipos de registros, divididos principalmente en función de la herramienta y su principio físico que utiliza para crear el registro de pozo.

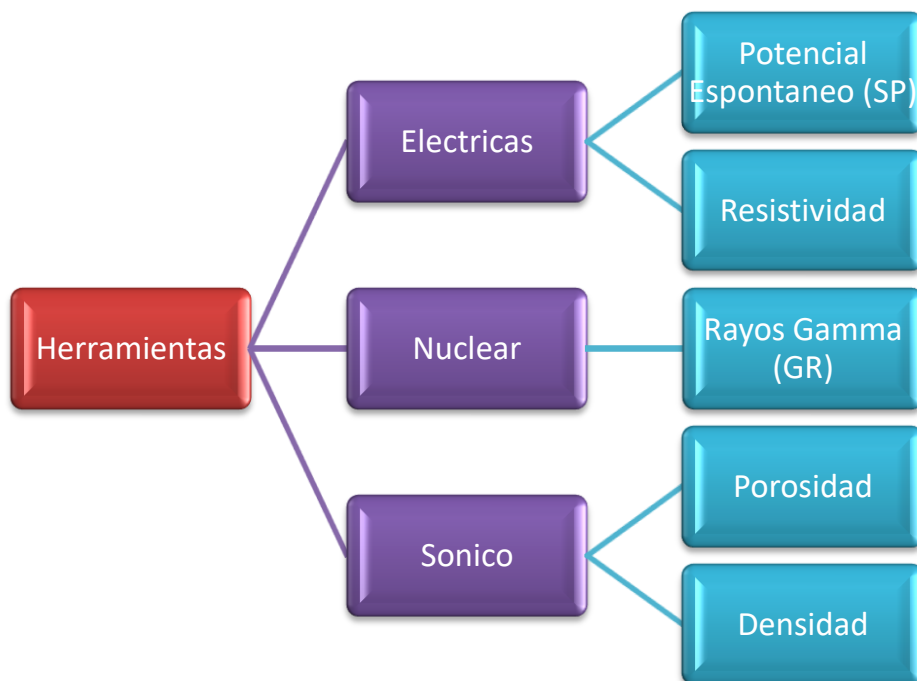


Figura 54. Registros geofísicos de pozos divididos por su herramienta principal, material didáctico, 2010.

Dentro de las consideraciones que existen en la toma de registros, la terminación del pozo es una de ellas, ya que algunas herramientas son diseñadas para casos específicos, como se ejemplifica en la tabla 20.

Descubierto	Cubierto
Inducción	Evaluación de la Cementación
Doble Laterolog	Pruebas de Formación
Neutrón Compensado	Desgaste de Tubería
Densidad Compensado	
Sónico Digital	
Imagen	

Tabla 20. Relación de registros geofísicos de pozos con la terminación del pozo, material didáctico, 2010

Los pozos de control presentan un paquete de 10 tipos de registros, de los cuales se obtendrán las siguientes características, mostradas en la tabla 21.

Registro Geofísica	Característica (Propiedad)
Acoustic Impendance (AI)	Elasticidad
Sónico, tiempo de transito (DT)	Cálculo de Porosidad
Sónico, tiempo de transito secundario (DTS)	Cálculo de Porosidad
Rayos Gama (GR)	Interpretación de la litología, Volumen de Arcilla
Densidad (RHOB)	Interpretación de litología, encontrar zona productoras, cálculo de porosidad.
Volumen de arcilla (VCL)	Volumen de arcilla
Resistividad	Calculo de R_w y R_{we} , Detección de zonas permeables.
PHIE	Porosidad Efectiva
PHIT	Porosidad Total
Saturación del Agua (S_w)	Saturación de agua

Tabla 21. Relación de los registros de pozo con la propiedad o característica a obtener, encontrar referencia 2016

Para ejemplificar mejor el paquete de registros, en la figura 55, se muestra los registros del pozo Lz-1:

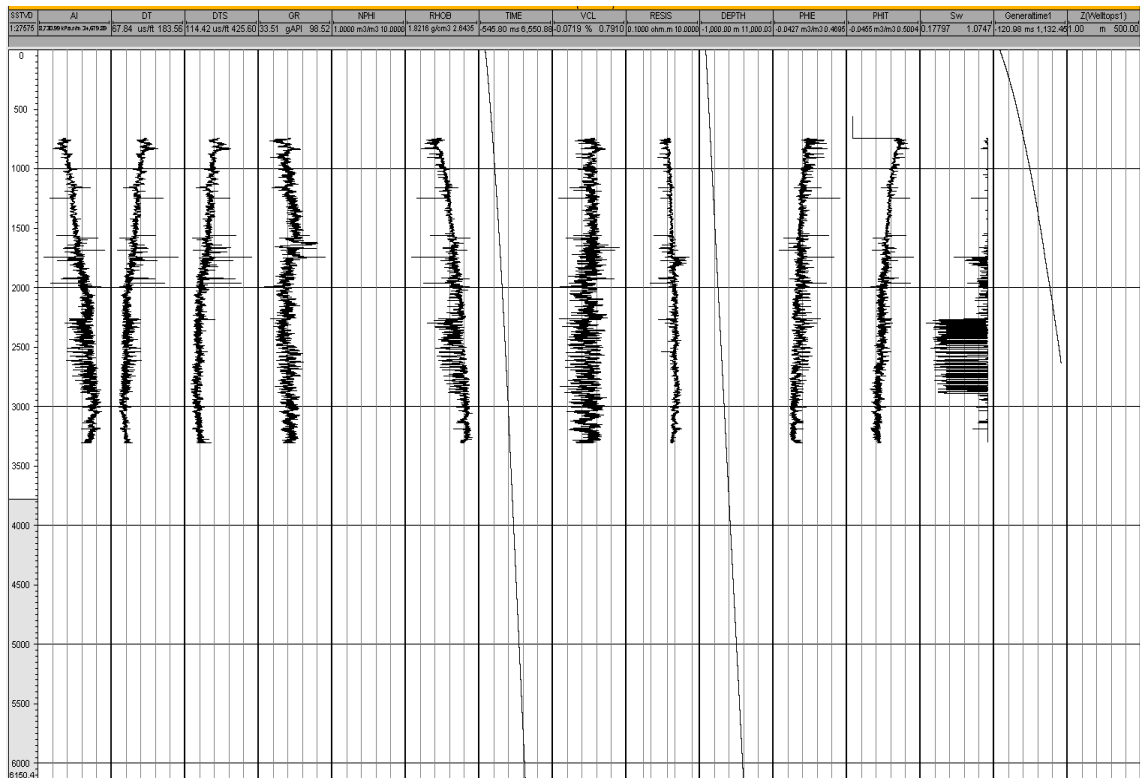


Figura 55. Hoja de Registros geofísicos de pozos pertenecientes al Pozo Lz-1 del campo Lankahuasa, PEMEX 2011.

Funcionamiento y principio físico

Registros Eléctricos; Los registros eléctricos convencionales consisten en la medición de la resistividad de la formación generalmente en las zonas del pozo sin tubería, actualmente posible en zonas de pozo con tubería. Normalmente los registros de Resistividad y Potencial Espontáneo (SP por sus siglas en inglés) son tomados al mismo instante.

Los registros de Resistividad se obtienen mediante una sonda con electrodos por la cual pasa una corriente eléctrica dirigida a la formación y siendo captada por un par de electrodos en el otro extremo de ésta (Figura 56).

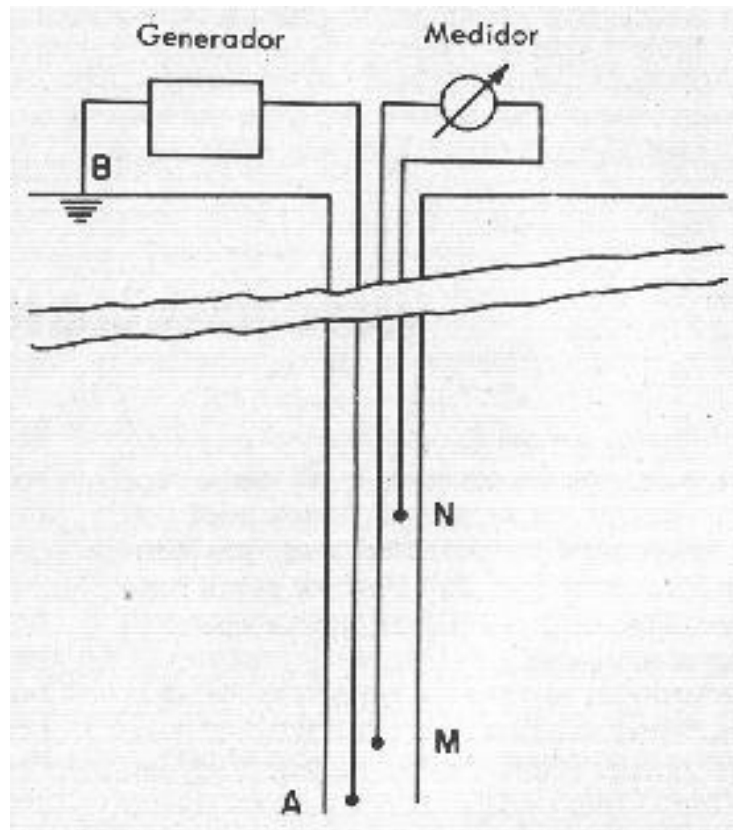


Figura 56. Diagrama de la toma de registro eléctrico de resistividad. (Orlando R, 1975)

Lo que se busca es una zona permeable con un potencial eléctrico bajo y una alta resistividad, la cual puede servir como indicador que existe hidrocarburo, ya que, de existir una baja resistividad en la zona cabe la posibilidad de que existiera un acuífero.

Esto se puede explicar por las características físicas de los dos fluidos en cuestión, el hidrocarburo líquido, petróleo, es un fluido que se puede considerar como no conductor o resistivo a las corrientes eléctricas, mientras que el agua por su alta concentración de sales que puede llegar a contener se convierte en un excelente conductor de las cargas eléctricas (Figura 57).

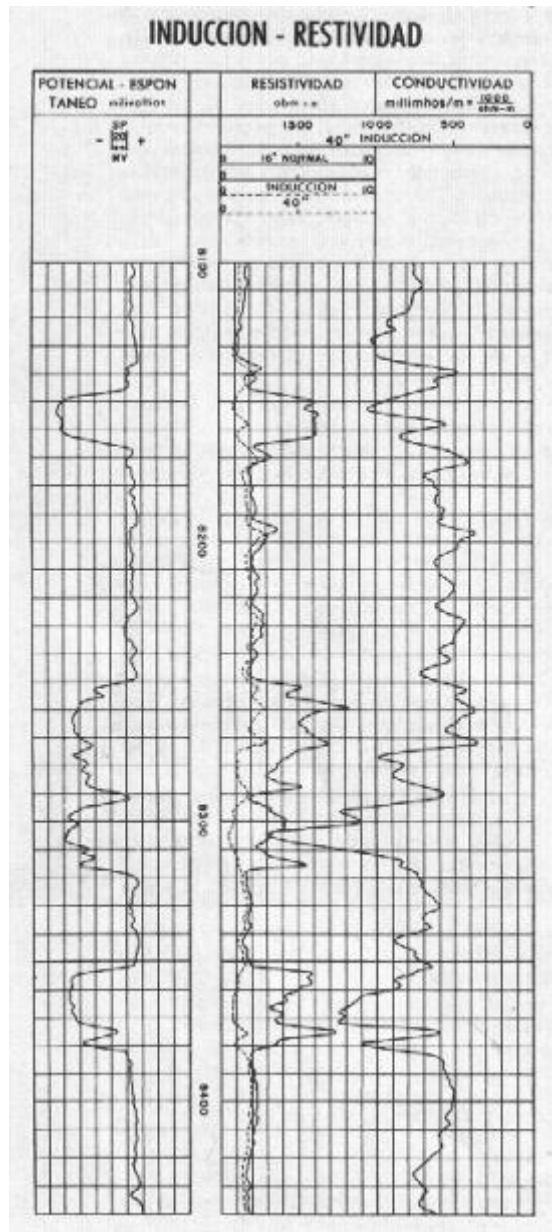


Figura 57. Carriles correspondientes a la toma de los registros eléctricos de SP (Izquierda) y resistividad (Derecha). (Orlando R, 1975).

El registro de Potencial Espontáneo o **SP** se obtiene de manera electroquímica, se produce cuando el lodo de perforación, base agua, penetra la formación cambiando el *equilibrio* en la composición de la formación (Figura 58). Los pequeños potenciales que se crean se deben al desequilibrio en la salinidad creada por el lodo, los cuales servirán como indicadores de zonas porosas y permeables en la formación, sirviendo para dos objetivos:

- 1) Tener como referencia para zonas de interés potencialmente productoras.
- 2) Obtener la línea base de las lutitas.

La cual se puede utilizar para aproximar la litología de la formación.

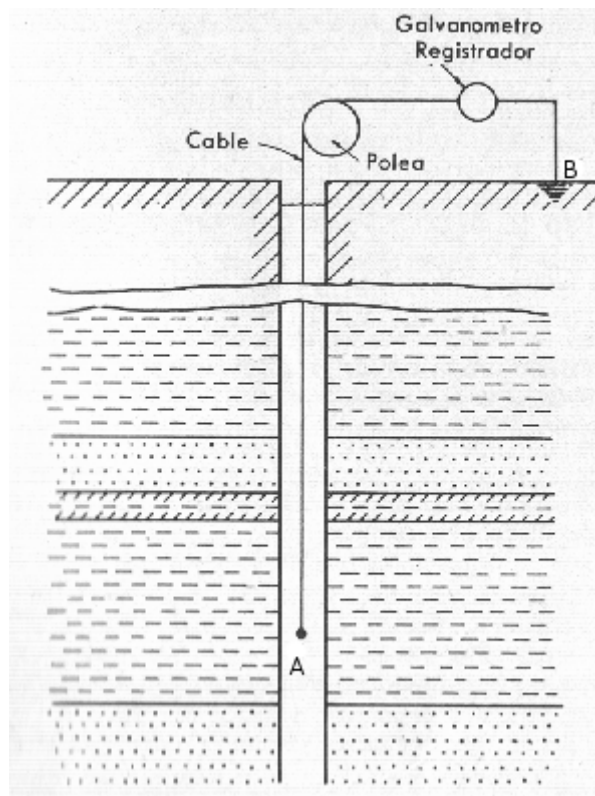


Figura 58. Diagrama correspondiente a la toma del registro eléctrico de Potencial Espontáneo. (Orlando R, 1975).

Radioactivos (Rayos Gamma); Desde hace tiempo la radioactividad de las rocas ha sido utilizada para ayudar en la aproximación de la litología. Generalmente no está establecida o existe una relación entre las rocas y la intensidad de los rayos gamma medidos, pero existe una relación, de manera general, de la mineralogía con los contenidos de isotopos radioactivos, como siguiere Russell, W. en su trabajo; en el cual se tomó un muestreo de 510 rocas sedimentarias de las que se determinó el promedio de la radioactividad y la frecuencia de ésta. Denotando qué en unidades de intensidad de rayos gamma muestran que las calizas, areniscas y dolomías tienen una radioactividad minúscula, los *Shales* alta, siendo los *Shales* bituminosos los más radioactivos. (Russell, W. 1944)

El principal componente radioactivo de las rocas es el potasio-40 (K^{40}) y los isótopos relacionados con la desintegración del uranio (U) y el torio (Th). El potasio-40 sólo produce un solo rayo gamma, al transformarse en calcio estable mientras que el uranio y torio se rompen en una secuencia de productos radioactivos, produciendo una variedad de niveles de energía, lo que se ilustra cualitativamente en la figura 59.

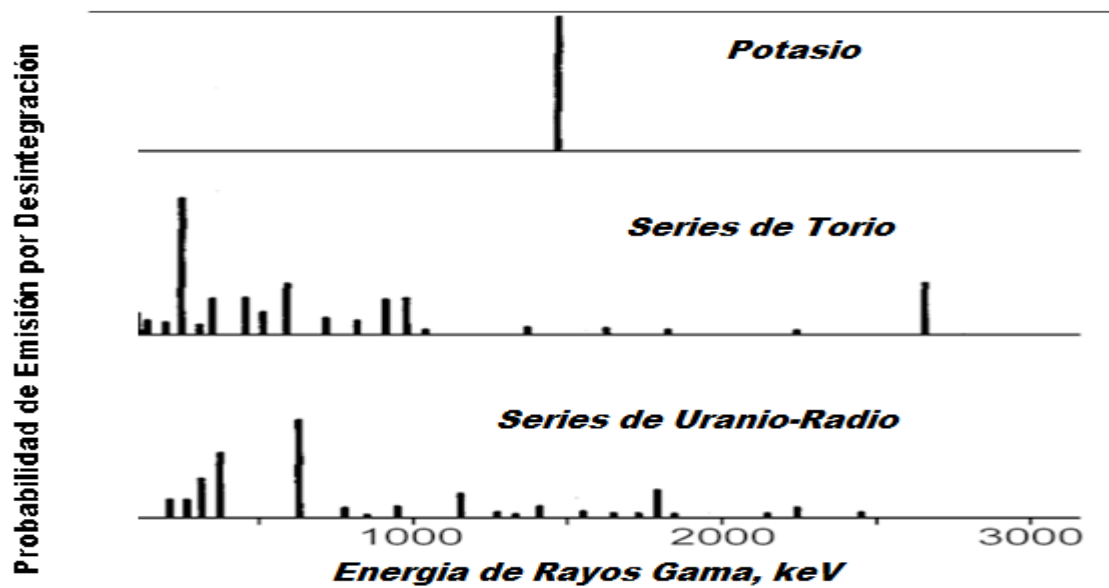


Figura 59. Representación gráfica de la diferencia existente entre la emanación de rayos gamma del potasio-40, uranio y torio. (tomado de petrowiki.org, 2016).

La toma de este registro a comparación de los demás registros es totalmente pasiva, es decir, no es necesaria la aplicación o inyección de ningún tipo de energía, en lugar de eso la sonda capta la radiación de rayos gama de la formación.

En sus principios la sonda no era más que un tubo Geiger-Muller. Actualmente los detectores son cristales centelleantes en estado sólido de Yoduro de sodio (NaI), cuando un rayo gamma golpea contra el cristal es absorbido, lo que produce un destello el cual será captado por un fotomultiplicador.

Este fotomultiplicador traduce la forma del destello en impulsos eléctricos que son contabilizados por la herramienta.

Registros Sónicos, fueron creados en 1965 como un método de medición para la velocidad de la onda compresional (Onda P) de la formación adyacente al pozo, en función de la profundidad. El procedimiento por el cual se toman estos registros fue diseñado para ser análogo a los registros de porosidad, usando otros equipos como sondas para registros de neutrón y de densidad.

Los registros son obtenidos mediante la combinación de una fuente acústica, transmisores y receptores, con lo cual se mide el mínimo tiempo que el pulso acústico tarda en recorrer la roca.

Los transmisores suelen ser dispositivos piezoeléctricos o magnetostricción los cuales sirven para traducir señales eléctricas en vibraciones ultrasónicas; mientras que los receptores son cristales piezoeléctricos los cuales convierten la presión medida en señales eléctricas, que serán amplificadas por cable para ser registradas.

Apéndice B.- Interpretación de Registro de Pozos

Como se mencionó anteriormente, los registros geofísicos de pozo sirven para tener la representación gráfica de una característica de la roca con respecto a su profundidad. Para el efecto del presente trabajo, se utilizaron los registros de pozo para poder correlacionar los pozos con las secciones sísmicas para la toma apropiada de los horizontes reflectores importantes.

Para esto se utilizaron las mediciones de *Measure Depth* (MD) y *True Vertical Depth* (TVD) junto con la medición del tiempo. Esto con la finalidad de obtener una grafica, la cual, de ser lo más suave posible indicaría que la cementación de las facies es continua, esto serviría para poder amarrar un pozo y tener la certeza que la elección del horizonte sería la optima y también serviría para poder utilizarlo como indicador para los demás pozos.

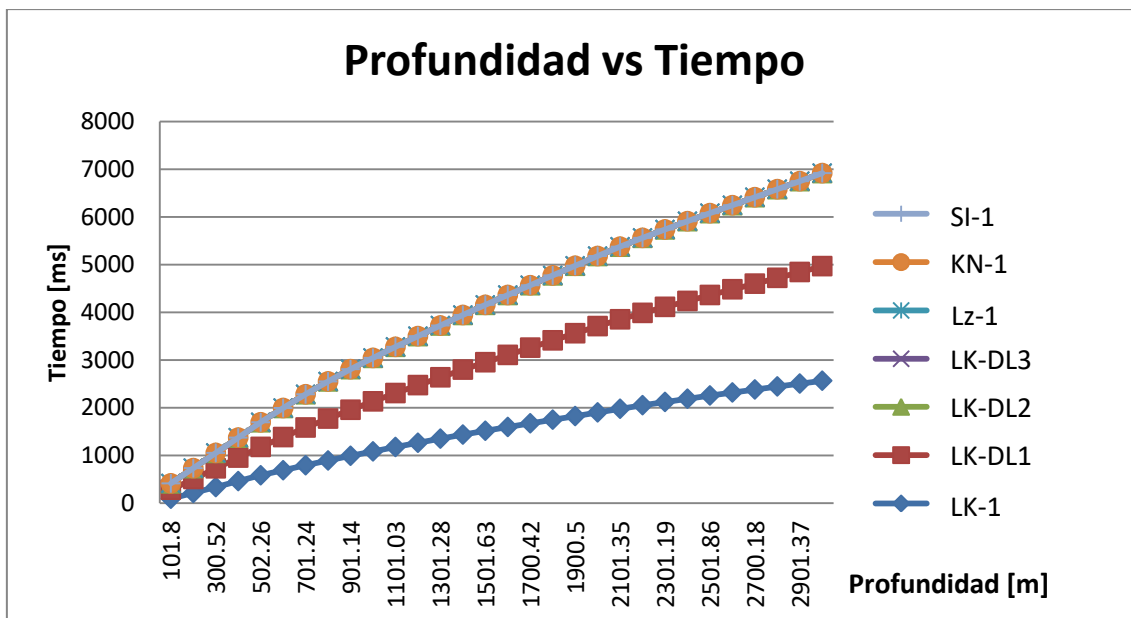


Figura 60. Gráfica comparativa profundidad Vs Tiempo.

Observando la gráfica, la figura 60, se puede notar que las curvas son suaves, tienen una tendencia lineal sin tener demasiados puntos desordenados.

Después de estar seguros que la gráfica es suave, para saber la profundidad deseada, en este caso, se utiliza la ecuación:

$$P = \frac{Vp * T}{2}$$


P= Profundidad

Vp= Velocidad Promedio

T= tiempo

Juntando los resultados de esta ecuación junto con la columna estratigráfica del pozo Kosni, se pudo lograr el amarre de este pozo a los horizontes deseados.

Apéndice C.- Cartas de Validación de datos.



Geoprocesados. S.A. de C.V.
Servicios de Análisis, Revisión e Integridad de la Información
Geofísica Adquirida y Procesada para PEP

Dr. José Hernández Espriú.
Jefe de la División, UNAM

ACUSE DE
RECIBO

Villahermosa, Tab., a 14 de Junio de 2013

GEO-BD-0707-2013

Asunto: Envío de Información Sísmica.

En atención al oficio UNAM-FING-DICT-413-2013, se hace entrega de 01 disco externo con número de serie Q1302250CX7, propiedad del activo, el cual contiene la siguiente información:


ESTUDIO	PROCESO	CANTIDAD
MEGACUBO LANKAHUASA (LANKAHUASA ORIGINAL)	MIGRACION PRE-APILADO EN TIEMPO CON FILTRO Y CON GANANCIA	01 archivo SEGY
	MIGRACION PRE-APILADO EN TIEMPO SIN FILTRO Y SIN GANANCIA	01 archivo SEGY
	REGISTROS DE POZOS (LAKATZU 1, SIHINI 1, KOSNI 1 Y CAMPO LANKAHUASA: 1, DL1, DL2 Y DL3.	07 archivos
	DOCUMENTOS DE SOPORTE <ul style="list-style-type: none"> ✓ Listado de Códigos ✓ Mapa de Fold del Área Extraída 	02 Archivos

Nota: La información fue recortada a 7 seg.


Datum Geodésico: NAD27 UTM-14

Esta información es de carácter confidencial y el manejo de la misma es responsabilidad de la entidad receptora. No podrá ser entregada a terceras personas sin previa autorización de la Subdirección de Exploración. Favor de verificar los datos enviados antes de cinco días, ya que después de este tiempo se considerara que la información está correcta y aceptada.

Aterrtamente



Ing. José Alberto Medel Ramirez
Base de Datos Geoprocesados



SP45424

Av. Paseo Tabasco No 1203 Col. Lindavista, Código Postal 86050, Villahermosa, Tabasco, México, Tel. 3155382

Figura 61 Acuse de Recibido, PEMEX, 2013.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN
CIENCIAS DE LA TIERRA
OFICIO FING/DICT/413/2013

ING. JOSÉ ANTONIO ESCALERA ALCOCER
SUBDIRECTOR DE EXPLORACIÓN
Presente

Estimado Ing. Escalera:

Con el fin de consolidar el conocimiento y experiencia en los alumnos que egresan de la Facultad de Ingeniería de la UNAM, un grupo de académicos de las carreras de Ingeniería Geológica, Geofísica, Petrolera y Geomática, están interesados en que sus estudiantes trabajen con datos reales dentro de las asignaturas que imparten y que son: Exploración Geofísica, Temas Selectos de Exploración Petrolera, Petrofísica de Registros Geofísicos de Pozos y Topografía III.

Por este motivo solicitamos a usted su valioso apoyo para contar con información técnica existente y disponible para universidades, en particular, la del "Cubo Lankahuasa y los registros de pozos correspondientes", la cual será utilizada única y exclusivamente con fines académicos y educativos dentro de esta Facultad, y no será proporcionada a terceros ajustándonos a los lineamientos de confidencialidad de los datos que ustedes nos indiquen.

Para establecer comunicación con el representante de esta solicitud, les proporcionamos los datos del Dr. José Héctor Sandoval Ochoa, profesor de la División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra de esta Facultad, cuyo teléfono es 5622 0851 al 54 Ext. 115, correo: jhsandovalochoa@gmail.com.

Sin otro en particular, quedamos a sus órdenes en espera de su apoyo, aprovechando la ocasión para enviarle un cordial saludo.

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"
Cd. Universitaria, D. F. a 5 de abril de 2013
JEFE DE LA DIVISIÓN

DR. JOSÉ ANTONIO HERNÁNDEZ ESPRIÚ

ccp. Dr. Ulises Hernández Romano
ccp. Ing. Iván Alor Ortiz
ccp. Archivo

Figura 62 Comunicado. Facultad de Ingeniería, DICT, 2013.

Índice de Figuras

Figura 1. Localización y extensión del estado de Veracruz, división política, estados colindantes y porción de su Zona Económica Exclusiva. Modificada de INEGI, 2010.	3
Figura 2. Descripción gráfica de los climas en el estado de Veracruz basado en los datos reportados por el INEGI, 2010.....	4
Figura 3. Mapa del relieve del estado de Veracruz, Modificada de INEGI, 2011.....	5
Figura 4. Columna Estratigráfica de la Sierra Madre Oriental. Michalzik, 1988.	6
Figura 5. Ubicación de la Faja Volcánica Transmexicana. (INEGI, 2013).....	7
Figura 6. Mapa de la superficie de la Llanura Costera del Golfo Norte. (INEGI, 2013).....	8
Figura 7. Localización de la Cuenca Tampico- Misantla. (CNH, 2013).....	11
Figura 8. Localización del área de exploración Lankahuasa y del volumen tratado, recuadro interior, Modificada de PEMEX 2004.	13
Figura 9. Mapa regional de la Zona Lankahuasa con la ubicación del Megacubo sísmico Lankahuasa y sus límites por las líneas de disparo y receptoras, así mismo las Inlines y Crosslines estudiadas. Modificada de PEMEX, 2011.....	14
Figura 10. Composición 3D y 2D de la zona central de la tendencia del Lankahuasa. (AAPG, Memoir 90, 2009).....	16
Figura 11. Columna Lankahuasa de sedimentos clásticos obtenida a partir del Pozo Kosni-1 y sus datos establecidos por PEMEX.....	17
Figura 12. Sección sísmica mostrando la estructura de las areniscas, como los pozos Kosni- 1 y Kosni- 101, así como la falla ff1, (modificado de PEMEX, 2004).	18
Figura 13 Foto tomado del derrame, mundodepozarica.com, 2014.	19
Figura 14. Mapa con la localización de los pozos del campo Lankahuasa y Kosni, Pemex 2011.....	39
Figura 15. Mapa con la localización geográfica del Megacubo dado por sus coordenadas, tomado de Pemex 2001.	39
Figura 16. Sobreposición de mapas con la localización de los pozos y con la localización del cubo, Modificada PEMEX 2011.	40
Figura 17. Mapa con la localización de los pozos con los ejes señalados para la aproximación de las coordenadas. Modificado de PEMEX, 2011.....	40
Figura 18. Vista superior de la interpretación 3D de las <i>Inlines</i> correlacionadas, en la cual se denotan las fallas separadas con la tendencia rotacional a ser lítricas en un horizonte común en la parte inferior.	42
Figura 19. Vista desde la línea de costa de la geometría 3D de las <i>Inlines</i> , en la cual se puede observar la tendencia rotacional y lítrica de las fallas principales hacia un horizonte común en la parte inferior.	42
Figura 20 Vista aleatoria de la geometría 3D de las <i>Inlines</i> , donde se puede observar la tendencia de las fallas lítricas que rotan hacia un horizonte común en la parte inferior.....	43
Figura 21. Diagrama para estudio sísmico, Modificado de Sheriff, 1980.	44
Figura 22. Diagrama para estudio sísmico propuesto por Bubb & Hatlelid, Modificado de AAPG Memoir 26, 1977.....	44
Figura 23. Visualización del diagrama base con la sísmica activa en un diagrama de mallado tridimensional en el volumen.	46
Figura 24. Terna perteneciente a la IL XX200 conformada por: (1) Sección Sísmica sin interpretar, (2), Sección Sísmica interpretada, (3) líneas interpretativas , nótese el rollover que se presenta en la parte central de la sección.....	48

Figura 25. Terna perteneciente a la IL XX220 conformada por: (1) Sección Sísmica sin interpretar, (2), Sección Sísmica interpretada, (3) líneas interpretativas.....	50
Figura 26.....	51
Figura 27. Terna perteneciente a la IL XX740 conformada por: (1) Sección Sísmica sin interpretar, (2), Sección Sísmica interpretada, (3) líneas interpretativas. Se encuentra señaladas las cuencas creadas por los sistemas de fallas.....	53
Figura 28. Terna perteneciente a la IL XX760 conformada por: (1) Sección Sísmica sin interpretar, (2), Sección Sísmica interpretada, (3) líneas interpretativas. Se utiliza para ejemplificar los indicios de las estructuras a modo de grabens, señalados en los recuadros....	54
Figura 29. Terna perteneciente a la IL XY280 conformada por: (1) Sección Sísmica sin interpretar, (2), Sección Sísmica interpretada, (3) líneas interpretativas.....	56
Figura 30. Terna perteneciente a la IL XY300 conformada por: (1) Sección Sísmica sin interpretar, (2), Sección Sísmica interpretada, (3) líneas interpretativas.....	57
Figura 31. Terna perteneciente a la Crossline ZY50 conformada por: (1) Sección Sísmica sin interpretar, (2), Sección Sísmica interpretada, (3) líneas interpretativas.....	59
Figura 32. Terna perteneciente a la Crossline ZY25 conformada por: (1) Sección Sísmica sin interpretar, (2), Sección Sísmica interpretada, (3) líneas interpretativas.....	60
Figura 33. Terna perteneciente a la Crossline YY00 conformada por: (1) Sección Sísmica sin interpretar, (2), Sección Sísmica interpretada, (3) líneas interpretativas.....	61
Figura 34. Terna perteneciente a la Crossline YY75 conformada por: (1) Sección Sísmica sin interpretar, (2), Sección Sísmica interpretada, (3) líneas interpretativas.....	62
Figura 35. Terna perteneciente a la Crossline XY50 conformada por: (1) Sección Sísmica sin interpretar, (2), Sección Sísmica interpretada, (3) líneas interpretativas.....	63
Figura 36. Ejemplificación del relieve utilizando la Inline 22220. En los recuadros se muestran rasgos de traza de falla en el fondo marino.....	65
Figura 37. Ejemplificación del relieve utilizando la Inline 22240. En los recuadros se muestran rasgos de traza de falla en el fondo marino.....	66
Figura 38. Ejemplificación del relieve utilizando la Inline 22260. En los recuadros se muestran rasgos de traza de falla en el fondo marino.....	66
Figura 39. Vista Superior 3D del volumen con señalamiento de estructuras de subcuencas menores en los recuadros.....	67
Figura 40. Vista lateral 3D del Volumen con señalamiento en el recuadro del sistema de fallas y una subcuenca.....	68
Figura 41. Sección sísmica Crossline 9440 para referencia de relieve y deposito.....	69
Figura 42. Sección sísmica Crossline 9335 para referencia de relieve y deposito.....	69
Figura 43. Corte geológico a través del Golfo de México, mostrando las zonas de la plataforma continental, la parte profunda del golfo, las rocas generadoras y la migración preferente de los hidrocarburos. Se denota la zona de estudio señalada en el recuadro de color rojo.....	70
Figura 44. Mapa de Localización de las líneas sísmicas estudiadas por Buffler, 1983, Atlas APPG. La línea de color rojo representa la línea GRL 16-1-10.....	71
Figura 45. Línea sísmica GLR-16-1-10, Buffler 1983, Atlas APPG.....	72
Figura 46. En las líneas anteriores A) Crossline 9440 y B) Crossline 9335 se muestra en detalle el relieve dado por los reflectores acústicos en el contraste agua/sedimento.....	73
Figura 47 Ejemplo de del sistema petrolero del pozo kosni-1. modificado de PEMEX 2004.....	76
Figura 48 Eventos de la sincronía de la cuenca de Tampico-Misantla, PEMEX, 2008.....	77

Figura 49 Vista cuasi isométrica del modelo, orientado conforme a la línea de costa.....	79
Figura 50 a) Vista desde el Este del modelo visto de una perspectiva isométrica. b) Diagrama caída de gravedad, editado Buffler, 1978.	80
Figura 51. Posición de los Pozos de control en el estudio del cubo.....	83
Figura 52. Vista superior de la posición de los pozos, con la interpretación de las <i>Inlines</i> activadas.....	83
Figura 53. Vista superior de la posición de los pozos, con la interpretación de las <i>Crosslines</i> activada	84
Figura 54. Registros geofísicos de pozos divididos por su herramienta principal, material didáctico, 2010.	89
Figura 55. Hoja de Registros geofísicos de pozos pertenecientes al Pozo Lz-1 del campo Lankahuasa, PEMEX 2011.	91
Figura 56. Diagrama de la toma de registro eléctrico de resistividad. (Orlando R, 1975)	92
Figura 57. Carriles correspondientes a la toma de los registros eléctricos de SP (Izquierda) y resistividad (Derecha). (Orlando R, 1975).	93
Figura 58. Diagrama correspondiente a la toma del registro eléctrico de Potencial Espontáneo. (Orlando R, 1975).	94
Figura 59. Representación gráfica de la diferencia existente entre la emanación de rayos gamma del potasio-40, uranio y torio. (tomado de petrowiki.org, 2016).	95
Figura 60. Gráfica comparativa profundidad Vs Tiempo.	96
Figura 61 Acuse de Recibido, PEMEX, 2013.	98
Figura 62 Comunicado. Facultad de Ingeniería, DICT, 2013.....	99

Índice de Tablas:

Tabla 1. Gradiente de profundidad del Golfo de México (Gore, 1992; Turner, 1999, gulfbase.org)	1
Tabla 2. Cuerpos acuíferos del estado de Veracruz (INEGI, 2008).....	9
Tabla 3. Ríos que conforman el 87% del agua del país (INEGI, 2008).....	10
Tabla 4. Reservas de gas, Proyecto integral Lankahuasa, CNNExpansión con cifras de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2012.....	20
Tabla 5. Recursos Prospectivos a evaluar, Alternativa 1. (CNH, 2011)	22
Tabla 6. Recursos Prospectivos a evaluar, Alternativa 2. (CNH, 2011)	22
Tabla 7. Inversión Estratégica y Operacional de la componente de Exploración. (CNH, 2011)..	23
Tabla 8. Inversión Futura de Desarrollo [mm pesos] para el periodo 2019- 2026. (CNH, 2011)	23
Tabla 9. Costos Operacionales Totales [mm pesos] para el periodo 2019- 2026. (CNH, 2011) ..	24
Tabla 10. Indicadores Económicos para la componente exploratoria para el Proyecto Integral Lankahuasa. (CNH, 2011)	24
Tabla 11. Producción de la alternativa 1. (CNH, 2011)	26
Tabla 12. Volumen Original de gas al 1 de enero de 2010. (CNH, 2011)	26
Tabla 13. Reservas de gas natural al 1 de enero de 2000. (CNH, 2011)	26
Tabla 14. Inversión y Costo operativo [mm pesos] estimado para la componente de explotación. (CNH, 2011)	26
Tabla 15. Evaluación económica de la componente de explotación, antes y después de impuestos. (CNH, 2011)	27
Tabla 16. Indicadores Económicos para la componente de explotación, antes y después de impuestos. (CNH, 2011)	27
Tabla 17. Tabla correspondiente a los ingresos, egresos y gastos operativos esperados para la Alternativa 240. (CNH, 2011)	30
Tabla 18. Relación de archivos facilitados por PEMEX.....	32
Tabla 19. Pozos con sus "nuevas" y aceptadas coordenadas Geográficas, modificado PEMEX.	41
Tabla 20. Relación de registros geofísicos de pozos con la terminación del pozo, material didáctico, 2010	90
Tabla 21. Relación de los registros de pozo con la propiedad o característica a obtener, encontrar referencia 2016	90

Bibliografía:

Capítulo 1

1. Mórán, D. *Geología de la Republica Mexicana*. México, D.F., México: INEGI
2. Eguiluz, S., Aranda, M. y Marrett, R. (2000). Tectónica de la Sierra Madre Oriental, México. *Boletín de la sociedad Geológica Mexicana* v. LIII, 1-26.
3. Buffler R., Shaub J., Watkins J., Worzel J. 1977. "Anatomy of the Mexican Ridges, Southwestern Gulf of Mexico". J. S. Watkins et al, eds., *Geophysical investigations of continental slopes and rises: AAPG, Studies in Geology*.
4. Pemex Exploración y Producción, Subdirección de Exploración. *Provincia Petrolera Tampico- Misantla*. México, 2013
5. Pemex Exploración y Producción, Subdirección de Exploración. *Provincia Petrolera de Veracruz*. México, 2013
6. Pemex Exploración y Producción, Subdirección de Exploración. *Provincias Geológicas de México*. México, 2010
7. Pemex Exploración y Producción, Subdirección de Exploración. *Provincias Petroleras de México*. México, 2010
8. Gonzales, R. y Holguin, N. (1992). Rocas Generadoras de México. *Oil & Gas Journal*, 42(1), 16- 30.
9. Konyukhov, A. (2008). Geological Structure, Evolution Stages, and Petroliferous Complexes of the Gulf of Mexico Basin. *Lithology and Mineral Resources*, 43(4), 380- 393.
10. Veracruz de Ignacio de la Llave. Cuéntame. [Consulta: Septiembre 2015]. Disponible en: <http://cuentame.inegi.org.mx/monografias/informacion/ver/default.aspx?tema=me&e=30>
11. Chávez Cabello, Gabriel, Torres Ramos, Jesús Alberto, Porrás Vázquez, Nelson Damián, Cossio Torres, Tomás, & Aranda Gómez, José Jorge. (2011). Evolución estructural del frente tectónico de la Sierra Madre Oriental en el Cañón Santa Rosa, Linares, Nuevo León. *Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana*, 63(2), 253-270. Recuperado en 04 de diciembre de 2015, de http://www.scielo.org.mx/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1405-33222011000200009&lng=es&tlng=es
12. General Facts about the Gulf of Mexico. *From: Gore, 1992; Darnell and Defenbaugh, 1990*. [Consulta: Septiembre, 2015]. Disponible en: <http://gulfbase.org/facts.php>
13. CICAR: Cooperative Investigations Caribbean and Adjacent Regions, 1970

14. IDOE: International Decade of Oceanographic Explorations 1980.

Capítulo 2

1. Viveros, G. AVC Noticias. "Pemex acepta que hay fuga en plataforma Lankahuasa". Fecha de edición: 12 de Abril de 2014. [Consulta: Octubre 2015]. Disponible en:
<http://www.avcnoticias.com.mx/resumen2.php?idnota=179042>
2. Camacho, I. Diario de Poza Rica. "Ecocidio en el Golfo". Fecha de Edición: 21 de Mayo de 2014. [Consulta: Octubre 2015]. Disponible en:
<http://diariodepozarica.com.mx/estado/tecolutla/5406-ecocidio-en-el-golfo.html>
3. Poder Político. "Ambientalistas supervisan fuga de la Lankahuasa". Fecha de Edición: 21 de Mayo de 2014. [Consultado: Octubre de 2015] Disponible en:
<http://www.poderpolitico.com.mx/?p=33653>
4. Mejía, A. AGN Veracruz. " En Nautla acuicultores amenazan con tomar plan Lankahuasa" Fecha de Edición: 23 de Junio de 2014. [Consulta: Octubre de 2015]. Disponible en:
<http://www.agnveracruz.com.mx/index.php/centro/item/8851-en-nautla-acuicultores-amenazan-con-tomar-plan-lankahuasa>
5. Irineo, M. Al calor político. "Fuga de gas natural en plataforma Lankahuasa, no provocó daños al ambiente: PROFEPA". Fecha de Edición: 7 de Diciembre de 2014. [Consulta: Octubre de 2015]. Disponible en:
http://www.alcalorpolitico.com/informacion/fuga-de-gas-natural-en-plataforma-lankahuasa-no-provoco-danios-al-ambiente-profepa-155710.html#.Vh6fIHp_Oko, Fuga de gas natural en plataforma Lankahuasa, no provocó daños al ambiente: PROFEPA
6. Rodríguez, I. La Jornada. "Posible suspensión del proyecto Lankahuasa por falta de recursos". Fecha de Edición: 22 de Febrero de 2005. [Consulta: Octubre de 2015]. Disponible en:
<http://www.jornada.unam.mx/2005/02/23/index.php?section=economia&article=025n3eco>
7. Carriles, L. QuimiNet. "Apuestan por Lankahuasa para sacar el déficit de gas natural". Fecha de Edición: 12 de Agosto de 2003. [Consulta: Octubre de 2015]. Disponible en:
<http://www.quiminet.com/noticias/apuestan-por-lankahuasa-para-sacar-el-deficit-de-gas-natural-1221684.htm>
8. Sigler, E. CNN Expansión. "Pemex se Tropieza con sus propias cifras". Fecha de Edición: 11 de Abril de 2012. [Consulta: Octubre de 2015]. Disponible en:
<http://m.cnnexpansion.com/economia/2012/04/10/pemex-se-tropieza-con-sus-propias-cifras>

9. Pemex, Exploración y Producción. *Libro de Reservas de México*. México, 2004.

Capítulo 3

1. Comisión Nacional de Hidrocarburos. *Dictamen del Proyecto Integral Lankahuasa*. México, 2011
2. Comisión Nacional de Hidrocarburos. *Dictamen del Proyecto Integral Lankahuasa*. México, 2013

Capítulo 4

1. Sorza, D. academia.edu. "Trabajo Final de Interpretación Sísmica". [Consulta: Marzo de 2016]. Disponible en: http://www.academia.edu/10481231/TRABAJO_FINAL_DE_INTERPRETACION_SISMICA
2. Abundiz, S. Universidad Nacional Autónoma de México. "Evaluación de una estructura recuperadora de pozos". Mexico, 2016
3. SEMARNAT. "Datos Generales del Proyecto, del Promovente y del Responsable del Estudio del Impacto Ambiental" Fecha de Edición: 28 de Noviembre de 2009. [Consulta: Noviembre 2015]. Disponible en: <http://sinat.semarnat.gob.mx/dgiraDocs/documentos/ver/estudios/2003/30VE2003X0011.pdf>
4. P. R. Vail, R. M. Mitchum, R.G.Todd, J. M. Widmier, S.Thomson III, J.B.Sangree, J.N.Bubb, & W.G. Hatleid, 1977 Seismic Stratigraphy and Global Changes in Sea Level. en Seismic Stratigraphy – Applications to Hydrocarbon Exploration (editado por C.E.Payton). Memoir A.A.P.G., Tulsa, 26, 49-62.
5. J.C.Van Wagoner, D. Nummedal, C. R. Jones, D.R. Taylor, D.C. Jennette, G. W. Riley, 1991 Sequence Stratigraphy Applications to Shelf Sandstone Reservoirs: Outcrop to Subsurface Examples. AAPG Field Conference September 21 – 28, 1991
6. J. C. Van Wagoner, H.W. Posamentier, R. M. Mitchum, P. R. Vail, J. F. Sarg, T. S. Loutit, & J. Hardenbol 1988. An overview of the fundamentals of Sequence Stratigraphy and Key Definitions en Sea Level Changes - An Integrated Approach, SEPM Special Publication No. 42., p.40-45.
7. Salomon-Mora, L. E., M. Aranda-Garcia, and J. R. Roman-Ramos, 2009, Contractional growth faulting in the Mexican Ridges, Gulf of Mexico, in C. Bartolini and J. R. Román Ramos, eds.,Petroleum systems in the southern Gulf of Mexico: AAPG Memoir 90, p. 93–115.
8. Comínguez, Alberto H., J. Hector Sandoval Ochoa y L. del Castillo G. 1976. Aporte Gravimétrico en el Modelado Regional del Golfo de México. Resumen y Ponencia presentados en "Reunión Nacional Sobre la Zona

- Económica Exclusiva", en La Paz, Baja California Sur, México 12-14 agosto 1976, en Memoria. Y Revista CONACyT-AIMMPG, Vol. Especial, pag 18. Arbitrada.
9. Comínguez, A. H., J. H. Sandoval Ochoa y L. del Castillo G. 1977. Aporte gravimétrico en el Análisis Tectonofísico del Golfo de México. Trabajo en Extenso publicado en el Boletín de la Asoc. Mex. de Geofísicos de Exploración, Vol. 18, No. 3, jul., ago. y sep. 1977, pp. 57-82. Arbitrada.
 10. Sandoval Ochoa, J. H., A. H. Comínguez G. y L. del Castillo G. 1977. Modelo Geodinámica de la Estructura del Golfo de México. Revista Anales del Instituto de Geofísica, UNAM, Vol. 22-23, pp. 153-165, Trabajo en Extenso y Resumen presentados en la Reunión 1976 de la Unión Geofísica Mexicana, San Luis Potosí, S:L.P., 9-12 de noviembre, 1977. Arbitrada.
 11. A. W. Bally, 1983 Studies in Geology 15, Volume 3: Seismic Expression of Structural Styles: A Picture and Work Atlas, Edited by A. W. Bally