



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
INGENIERIA PETROLERA Y GAS NATURAL - EXPLORACIÓN

ANÁLISIS, ADECUACIÓN E INTERPRETACIÓN DE LOS DATOS SÍSMICOS DEL
MEGA CUBO VERACRUZ 3D PARA CARACTERIZAR LAS FACIES PRODUCTORAS
DEL MIOCENO SUPERIOR EN EL CAMPO PAPAN, CUENCA TERCIARIA DE
VERACRUZ, MÉXICO.

T E S I S
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA
EDGAR SERRANO CASILLAS

TUTOR:
DR. MARTÍN CÁRDENAS SOTO

MÉXICO, D.F. JULIO 2013

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. Guillermo Alejandro Pérez Cruz
Secretario: Dr. Ricardo José Padilla y Sánchez
Vocal: Dr. Martín Cárdenas Soto
Primer suplente: M. A. Miguel Juarez Casas
Segundo suplente: M. C. Emiliano Campos Madrigal

Ciudad Universitaria, México D.F.

TUTOR DE TESIS:

Dr. Martín Cárdenas Soto

Firma

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Petróleos Mexicanos, por su invaluable apoyo en la realización de la Maestría. En especial a la Subdirección de Exploración y al Activo Integral Veracruz por las facilidades otorgadas para la obtención de la información requerida para la realización de este trabajo.

A la UNAM y en especial a la Facultad de Ingeniería por haberme enseñado no solo a como hacer las cosas, sino a investigar por qué y para que deben de ser hechas.

A Martín Cárdenas y a David Escobedo por su apoyo y empuje para realizar y finalizar este trabajo.

A Sergio Chávez y Mario Centeno por sus comentarios y apoyo para obtener los procesos de incremento de frecuencias.

DEDICATORIA

A todas las personas que de una manera u otra me han apoyado en ser y lograr lo que soy, pero que infortunadamente ya no están presentes, muchas gracias.

A Queta.

A Cassiel y Aurora.

A mi Tía Rosa.

Contenido

Contenido.....	i
Lista de figuras.....	ii
Lista de tablas.....	iii
Resumen.....	1
Abstract.....	3
Capítulo 1	4
INTRODUCCIÓN.	
Capítulo 2	7
AREA DE TRABAJO.	
▪ Ubicación.....	7
▪ Descripción histórica del campo.....	8
▪ Marco Tectónico.....	9
▪ Marco Estratigráfico.....	11
▪ Información sísmica disponible.....	15
Capítulo 3	19
ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN SÍSMICA.	
▪ Metodología.....	19
▪ Secuencias de proceso aplicadas.....	21
▪ Procesos críticos.....	24
❖ Regularización.....	24
❖ Interpolación.....	26
❖ Velocidades.....	28
❖ Borrado de primeros arribos (mute).....	32
Capítulo 4	36
INTERPRETACIÓN.	
▪ Incremento de la frecuencia.....	36
❖ Negativo de la segunda derivada.....	37
❖ Multiplicador de fase.....	39
▪ Verificación de resultados.....	41
Capítulo 5	43
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	
BIBLIOGRAFÍA.....	46

Lista de figuras

- Figura 1. Localización del área de estudio.
- Figura 2. Mapa estructural de la Cuenca de Veracruz.
- Figura 3. Provincias de la Cuenca de Veracruz, Campo Papan en la Cuenca Terciaria.
- Figura 4. Marco estratigráfico de la Cuenca Terciaria de Veracruz.
- Figura 5. Mapa de Facies de la Secuencia LS_MS_6.98.
- Figura 6. Mapa y volúmenes sísmicos que constituyen el Megacubo Veracruz.
- Figura 7. Flujo del proceso del acondicionamiento de los datos previo a la migración PSTM empleada por WG04.
- Figura 8. Flujo del proceso a la migración PSTM empleada por WG04.
- Figura 9. Flujo del proceso correspondiente a la migración PSTM empleada por CNPS06.
- Figura 10. Ejemplo del proceso de regularización.
- Figura 11. Ejemplo del proceso de interpolación en ambos procesos (WG04 y CNPS06).
- Figura 12. Ejemplo del proceso de interpolación en CDP gathers, planos de offset y mapas de amplitud.
- Figura 13. Ejemplo de evaluación de campos de velocidades en cortes en tiempo.
- Figura 14. Ejemplo de evaluación de campos de velocidades en CRP gathers con NMO.
- Figura 15. Ejemplo de evaluación de campos de velocidades en CRP gathers con NMO de los procesos WG04 y CNPS06.
- Figura 16. Ejemplo en secciones apiladas y planos de offset común del efecto de las velocidades a la anomalía de amplitud.
- Figura 17. Ejemplo del borrado de primeros arribos (mute) en CRP gathers.
- Figura 18. Ejemplo en cortes de tiempo constante a nivel del yacimiento comparando el acondicionamiento de los datos aplicado con respecto a los volúmenes originales.

- Figura 19. Ejemplo del acondicionamiento de los datos a través del mute en líneas apiladas mostrando la anomalía de amplitud asociada al yacimiento.
- Figura 20. Ejemplo de los procesos de incremento de ancho de banda de frecuencias en secciones apiladas sobre la anomalía de amplitud.
- Figura 21. Ejemplo de los procesos de incremento de ancho de banda de frecuencias en cortes a tiempo constante sobre la anomalía de amplitud.
- Figura 22. Análisis de la resolución sísmica a través de registros geofísicos, datos sísmicos y sismogramas sintéticos a nivel del yacimiento asociado a la anomalía de amplitud.

Lista de tablas

- Tabla I. Datos de producción Campo Papan.
- Tabla II. Parámetros de adquisición en el levantamiento Zafiro-Perdiz 3D (Base para el Mega Cubo Veracruz 3D).
- Tabla III. Características de Procesamiento (Mega Cubo Veracruz 3D).
- Tabla IV. Relación de pozos perforados dentro y en las cercanías del área de estudio.

RESUMEN

Un estudio de caracterización de un yacimiento involucra la evaluación de una gran cantidad de datos de todo tipo (sísmica, registros de pozo, VSP, etc.) que se encuentran disponibles en ese momento, en función a los alcances esperados y al tiempo disponible para realizarlo. Normalmente se asume que la sísmica en los volúmenes apilados migrados (tiempo o profundidad) es la mejor obtenida y que representa fielmente la geología. Sin embargo la experiencia ha demostrado que no siempre es cierto.

El presente trabajo propone un método de trabajo para la realización de la evaluación de la calidad de los datos sísmicos mediante la revisión de las secuencias de acondicionamiento previo a la migración, velocidades, aplicación del NMO y borrado de primeros arribos en varios dominios (CRP gathers, planos de offset común) para datos antes de apilar; así como el análisis del ancho de banda de las frecuencias y el incremento de las mismas usando técnicas después de apilar. La validación de este último proceso requiere de generar sismogramas sintéticos y en específico de emplear la serie de reflectividad como un punto de referencia para correlacionar los marcadores geológicos con algún evento en el nuevo volumen sísmico.

Los datos sísmicos empleados como ejemplo corresponden a dos volúmenes de datos procesados por diferentes compañías en 2004 y 2006 del levantamiento Zafiro Perdiz 3D ubicado en el estado de Veracruz con una secuencia de procesamiento hasta migración en tiempo antes de apilar (PSTM), en donde actualmente se está explotando un yacimiento de gas seco asociado a una anomalía de amplitud.

Los resultados obtenidos demuestran que no siempre los procesos más recientes y empleando algoritmos robustos dan mejores resultados sino se tienen suficientes y mejores controles de calidad a los utilizados de manera convencional, como fue el caso en el análisis

final de los datos. Del mismo modo, el incremento del ancho de banda de las frecuencias aplicado correlaciona satisfactoriamente con la información geológica del campo y permitirá obtener una interpretación mas detallada de la cima, base y geometría interna del yacimiento. Esta metodología podría ser aplicada también a estudios de exploración, pero eso implicaría mayor cantidad de trabajo y tiempo de ejecución.

Abstract

A characterization study of a hydrocarbon field involves the evaluation of a large amount of data of all kinds (seismic, well logs, VSP, etc.) that are available at that time, depending on the scope expected and the time available to do this. It is normally assumed that the seismic volumes stacked in the migrated (time or depth) is the best obtained it faithfully represents the geology. However, experience has shown that is not always true.

This work proposes a working method for carrying out the assessment of the quality of seismic data through the revision of the sequences of conditioning prior to migration, velocities, NMO application and mute in multiple domains (CRP gathers, common offset planes) for data before stack; as well as the analysis of the bandwidth of frequencies and the increase of the same using techniques after stacking. The validation of this last process requires generating synthetic seismograms and specifically the use of series of reflectivity as a point of reference for the geological markers correlate with some event in the new seismic volume.

The seismic data used like example correspond to two volumes of data processed by different companies in 2004 and 2006 of the seismic survey Zafiro Perdiz 3D located in the state of Veracruz with a sequence of processed until migration in time before stacking (PSTM), where is currently exploiting a dry gas field associated with an amplitude anomaly.

The results obtained show that it is not always the latest processes and using robust algorithms give better results, but have enough and best quality controls to those used in a conventional manner, as was the case in the final analysis of the data. Similarly, the increase in bandwidth of frequencies applied satisfactorily correlates with the geological information of the field and will allow you to get a more detailed interpretation of the top, base and internal geometry of the reservoir. This methodology could be applied also to studies of exploration, but that would imply greater amount of work and time of execution.

Capítulo 1

Introducción.

El uso de las anomalías de amplitud como indicadores directos de hidrocarburos (IDH por sus siglas en inglés), durante la fase de la exploración de nuevos campos petroleros y en especial para los de gas seco ha resultado en muchas ocasiones exitosa (Alistair, 2001). Esta ha sido la técnica usual que se ha empleado en múltiples ocasiones en el Activo Integral de Veracruz (al igual que en el resto de PEP) dando lugar a descubrimientos como el campo Papan localizado dentro del levantamiento sísmico Zafiro-Perdiz 3D.

Desde este punto de vista esta metodología ha resultado eficiente y adecuada en la mayoría de los casos, sin embargo, cuando se trata de caracterizar un campo y su desarrollo, el volumen de información de cualquier tipo (geofísica, geológica, perforación, producción, etc.) disponible es mayor, por lo que de manera adicional se debiera de hacer uso de otras técnicas de procesamiento para mejorar la señal sísmica disponible y así obtener datos de mejor calidad y menor incertidumbre que lleven a reducir costos y tiempo asociados a una explotación comercial.

Esta propuesta de secuencia de trabajo, se basa en la integración de varios criterios de procesamiento e interpretación que por sí solos, se han empleado por muchos años en la industria petrolera, pero que sin embargo al conjuntarlos permite enfocar el análisis del dato sísmico a nivel de yacimiento, además de permitir maximizar los resultados de dicho reproceso, dado que el volumen de información podría ser sustancialmente menor con relación de un trabajo convencional. Para describir mejor lo anterior, se muestra el siguiente diagrama:



El primer paso consistió en establecer de manera clara y concisa cuales serán los objetivos que se buscan para realizar un trabajo de este tipo, en función al tipo de dato sísmico disponible y de las características (tanto geológicas como geofísicas) del yacimiento en cuestión. Lo anterior servirá para conocer los alcances y limitaciones de los datos, así como para establecer los posibles productos a obtener. Para lograr esto es sumamente importante haber recopilado todos los datos disponibles, ya que, establecer los posibles alcances en función de una información que aún no se conoce, nos lleva a hacer predicciones en lugar de pronósticos.

Una vez establecidos los objetivos, el siguiente paso es evaluar y analizar los datos sísmicos desde la perspectiva de que no sólo es importante obtener la mejor imagen, sino que dicha imagen sea adecuada de acuerdo a los procesos que se le hayan aplicado. Esto es, no sólo se deben revisar los datos apilados, sino también los datos antes de apilar y no exclusivamente sobre líneas de control (como se realiza convencionalmente en un centro de proceso) sino llegar a establecer un subvolumen que contenga al yacimiento y revisar todos los datos ahí incluidos.

Posteriormente, ya determinadas las características de los datos sísmicos, se procede a elegir y aplicar aquellos procesos que permitirán mejorar la señal, esto dependerá principalmente de los recursos de proceso disponibles y cronograma existente. También es

importante no solo establecer los parámetros de procesado exclusivamente desde el punto de vista del analista de datos, sino que se debe emplear un criterio de intérprete ya que desde este punto de vista la imagen sísmica pudiera variar no necesariamente debido a un problema de procesamiento, sino que pudiera estar asociado a un efecto geológico o de adquisición.

Finalmente, una vez obtenido el nuevo volumen de datos sísmicos (al cual se le denominará acondicionado), se procede a efectuar la reinterpretación de los eventos sísmicos asociados al yacimiento. El uso de los atributos sísmicos (Chopra and Marfurt, 2008) permitirá ligar algunos cambios en la señal con aspectos geológicos conocidos a partir de los pozos disponibles; si bien la gama de opciones para dichos atributos pudiera variar de un paquete a otro, el fundamento básico el mismo para todos y lo más importante finalmente, es la correcta interpretación de dichos atributos.

Capítulo 2

Área de trabajo

Ubicación.- El campo Papan, productor de gas seco en areniscas del Mioceno Medio, se localiza al suroeste de la ciudad de Veracruz y al noroeste de la ciudad de Cosamaloapan, ambas en el estado de Veracruz, México, en la porción Centro-Occidental del elemento geológico denominado Cuenca Terciaria de Veracruz, tal como muestra la siguiente figura:

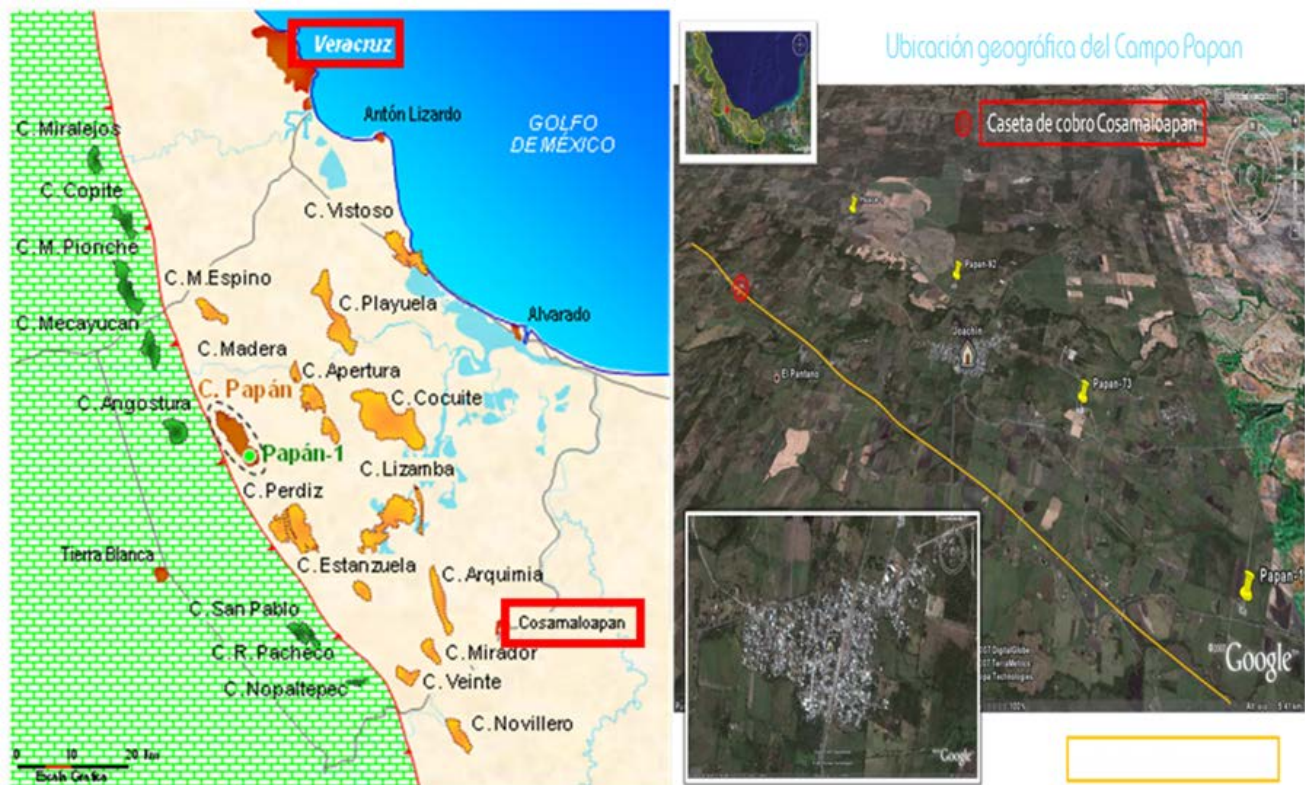


Figura 1.- En la parte izquierda se muestra la ubicación del campo Papan en el estado de Veracruz, México y es uno más en una área de campos gasíferos. En la derecha se observa una imagen de satélite en donde los puntos amarillos representan las macroperas de donde se localizan los pozos existentes.

Descripción histórica del campo.- El campo se descubrió en mayo del 2005 con la perforación del pozo exploratorio vertical Papan-1, el cual se estableció como productor de gas seco mediante una prueba de producción realizada en el intervalo de 1692 a 1701 metros, cuya litología corresponde a litarenitas (Folk., 1974), de acuerdo a la composición general de los demás campos correspondientes al límite de secuencia de 6.9 millones de años (Mioceno Superior). Los componentes líticos corresponden a fragmentos de rocas sedimentarias y algunos contienen también rocas volcánicas. Las arcillas más comunes identificadas son illita y capas mezcladas con illita-smectita probablemente derivadas de la alteración de cenizas volcánicas (Dutton, Shirley et al., 2002), del Mioceno Superior, dando un gasto 4.67 mmpcd.

La principal característica sísmica que presenta este campo, es una anomalía de amplitud asociada a la presencia de gas, la cual ha servido para establecer el área de reserva probada; sin embargo, es importante mencionar que en la superficie del campo se localiza el poblado llamado Joachín, que afectó operativamente la adquisición de los datos sísmicos disponibles ocasionando que no se tuviera un volumen de datos sísmicos homogéneo, generando como consecuencia la incertidumbre de la validez de dicha anomalía en relación a la extensión del campo.

Por lo anterior, la continuidad del campo se comprobó cuando se perforó el pozo Papan-92, el cual se localiza dentro del área de baja amplitud sísmica y finalmente se pudo tener la certeza de la máxima extensión del campo cuando se corroboraron con los datos que se obtuvieron con la perforación del pozo exploratorio Huace-1. Las principales características del campo son las siguientes:

Tabla I

Yacimiento:	Gas Seco
Edad:	Mioceno Superior
Roca:	Areniscas de grano fino y medio
Reserva Actual mmpcd:	242.1
Pozos Perforados:	18
Pozos Productores:	16
Pozos en perforación:	2
Producción acumulada:	7962 mmpcd (mayo 2007)

Marco Tectónico.- La cuenca Terciaria de Veracruz está localizada al sureste del margen del Golfo de México, esta bordeada hacia el norte por el cinturón volcánico Trans-Mexicano, hacia el oeste por el cinturón plegado de la Sierra de Zongolica, al sur por la Cuenca Salina y está separada del Golfo de México por altos estructurales asociados con las estructuras volcánicas de los Tuxtlas y Anegada. Además, está localizada entre dos importantes límites de placas del Norte de América (Figura 2).

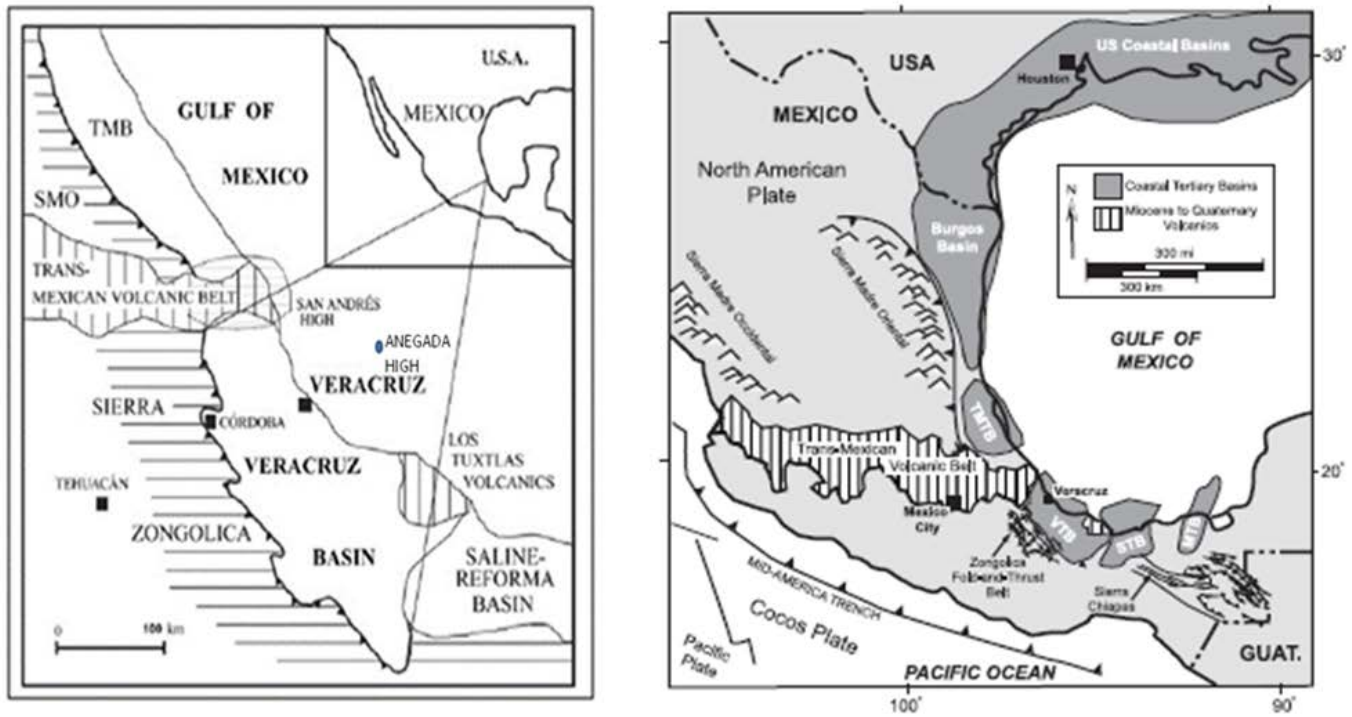


Figura 2.- Del lado izquierdo se observa la ubicación de la cueca de Veracruz con respecto al Golfo de México y sus estructuras adyacentes. En la parte derecha se muestra el resumen de placas, las cuencas circundantes, elementos tectónicos y volcánicos en la cercanía de la Cuenca Terciaria de Veracruz.

Los límites de las placas transpresiva Caribe-Norte Americana y la trinchera convergente Media-Americana yacen al sureste y al suroeste respectivamente (e.g., Meneses-Rocha, 1991, 2001; Pindell, 1994; Pindell and Dewey, 1982). La historia de la cuenca de Veracruz está dominada por una evolución tectónica combinada de estas dos márgenes de placas. Primero la proximidad de estos rasgos mantienen en general un marco compresional para Veracruz durante la mayor parte del Cenozoico, compresión creada en el pre-Neógeno que se sostiene en la Sierra de Zongolica, el cual consiste de cabalgaduras de la Plataforma de

Córdoba (e.g., Prost y Aranda, 2001).

Esta sierra es de estilo Laramídico y forma al oeste la margen de la Cuenca de Veracruz (Meneses-Rocha, 1991, 2001; Pindell, 1994) Figuras 2 y 3. Aunque el acortamiento terminó antes del Oligoceno, el alto relieve de la Sierra ha tenido un efecto duradero en el sistema de aporte de sedimentos para la cuenca en el Oligoceno y Mioceno. A medida de que el límite de placa del Caribe evolucionó, el punto triple entre las placas de Farallon, Norte America y del Caribe se movió al sureste progresivamente, extendiéndose a la trinchera Media-Americana (e.g., Pindell, 1994), esta actividad trajo a la cuenca a una zona de subducción aproximadamente unos 200 km, esto produjo vulcanismo. Un vestigio de esta actividad, volcánica es el cinturón volcánico Trans- Mexicano, el cual jugó un importante papel en la evolución tectónica y estratigráfica de la cuenca de Veracruz (Ferrari et, al., 1999).

El límite geográfico restante de la cuenca de Veracruz está relacionado a la reactivación de los rasgos del basamento (Moore y castillo 1974; Mossman y Viniegra, 1976; Post y Aranda, 2001). Definen hacia el este el límite de la cuenca los Altos de Anegada y la zona costera de Los Tuxtlas. Ambos rasgos, tienen características que forman una tendencia que puede representar una orientación de una paleotransformación relacionada con la apertura del Golfo de México en el Mesozoico Tardío (Prost-Aranda, 2001). Hacia el sur el límite de cuenca es una serie de basamentos de complicados lineamientos estructurales que dividen al relleno de cuencas del Terciario de Veracruz y Salina del Istmo.

Los depósitos de aguas profundas dominaron en el Terciario para esta cuenca. Los datos paleobatimétricos indican condiciones batiales superiores prevaleciendo durante todo el Terciario (Cruz-Helú et al., 1977). Quienes documentaron abundancia de granos gruesos de material conglomerático en la parte este de la cuenca alrededor de los campos Novillero-Veinte, los cuales producen gas fuera de los conglomerados del Mioceno Inferior. Ellos interpretaron estos depósitos como posibles fanglomerados que tuvieron una fuente de la margen este de la cuenca, también mostraron una mezcla de tamaño de grano, los depósitos de sedimento por gravedad son abundantes (gradación de capas de conglomerados, lodo a

detritos conglomeráticos). También mapearon valles incisivos pasando a depósitos de abanico hacia el este.

Marco Estratigráfico.- En la Cuenca de Veracruz se tienen dos grandes provincias geológicas bien definidas, Plataforma de Córdoba al Occidente y Cuenca Terciaria al Oriente (Figura 3), limitadas por una gran falla transformante en sentido NW-SE, que corresponde a la terminación oriental de un cinturón plegado de corrimientos que verge al noreste, de edad Laramídica, el cual forma parte del margen sur completamente deformado de la Placa de Norte América. Se describirán brevemente las formaciones correspondientes a la Plataforma de Córdoba, de edad Cretácico y se hará más énfasis en las Secuencias de la Cuenca Terciaria de Veracruz por ser en esta provincia donde se encuentra el Campo Papan.

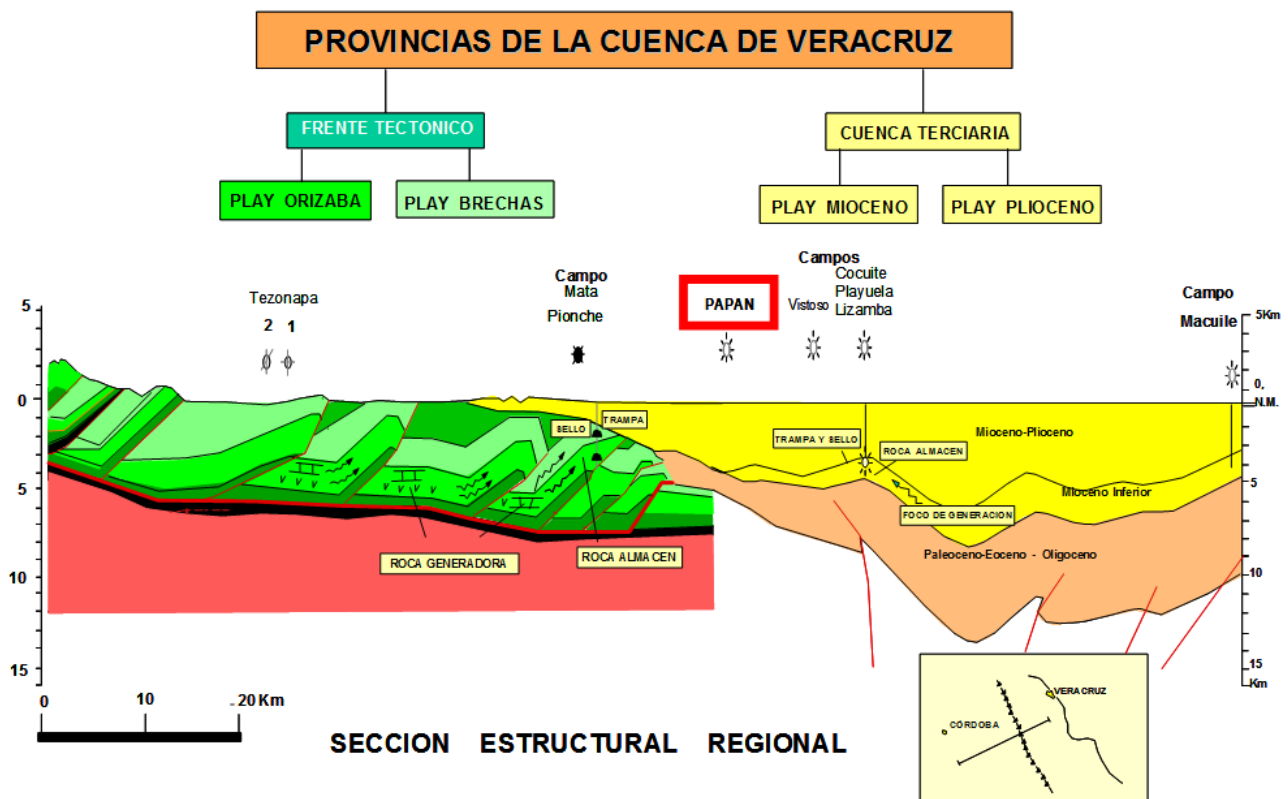


Figura 3.- Provincias de la Cuenca de Veracruz, Campo Papan en la Cuenca Terciaria.

Para la Cuenca Terciaria de Veracruz, y con base en análisis de paleontología, registros geofísicos, sísmica y aplicación de estratigrafía de secuencias, se han definido 8 límites de secuencia (LS) desde el Mioceno Inferior-Oligoceno hasta el Plioceno, también se han establecido 4 superficies de máxima inundación (MSI) caracterizadas por depósitos arcillosos de piso de cuenca. El Campo Papan, objeto de estudio, pertenece al Límite de Secuencia del Mioceno Superior 6.98 millones de años (LS_MS_06.98), como necesitamos considerar espesores de roca para nuestras descripciones, se estableció previamente a cada límite de secuencia el nemónico de edad que le corresponde denominándose como Unidad, entonces el Campo Papán se encuentra dentro de la Unidad MS-6.9. (Figura 4). Dentro de un sistema depositacional de abanicos de piso de cuenca y canales meándricos.


EDAD	LIMITE DE LA SEC. DEPOSITACIONAL	NOMBRE DE LA UNIDAD	SISTEMA DE DEPOSITO	UNIDAD PRODUCTORA
RECIENTE				
PLIOCENO	LS_PJ_04_20	PI-R-4	SECUENCIA PROGRADANTE	
	MSI_PI_05_00	PI-5		
	LS_MS_05_73	MS-PI-5.7		
MIOCENO SUPERIOR	MSI_MS_06_00	MS-6	ABAN. DE CUENCA	PAPAN
	LS_MS_06_98	MS-6.9 		
	MSI_MS_07_08	MS-7		
	LS_MS_09_26	MS-9		
	MSI_MM_11_20	MS-11.2		
MIOCENO MEDIO	LS_MM_11_70	MM-11.7	DESARROLLO DE CAÑONES	
	LS_MI_16_38	MM-16		
MIOCENO INFERIOR	LS_MI_17_34	M-17		
	LS_0L_24_36	M-24		
OLIGOCENO				
EOCENO				

Figura 4.- Marco estratigráfico de la Cuenca Terciaria de Veracruz.

En esta cuenca se han identificado una serie de paleodrenajes submarinos con dirección W-E, NW-SE, y probablemente SW-NE, se intuye con base en los mapas de facies, que la fuente de aporte se localizaba de NW y SE en el Mioceno Inferior-Oligoceno–Eoceno mientras que para la sedimentación más joven (Mioceno Superior-Plioceno) se tenían del NW debido a que esta parte se encontraba levantada para esta edad; la cuenca sufrió el efecto de varias transgresiones y regresiones; estas con sus respectivas caídas relativas del nivel del mar, así como una subsidencia continua originaron varios sistemas depositacionales: complejos de canales y niveles naturales, abanicos de talud y piso de cuenca.

La descripción e interpretación de las facies y ambientes depositacionales fueron determinados a través de la integración e interpretación de los mapas de espesores brutos obtenidos a partir de los datos de base y cima de las arenas de cada uno de los pozos analizados y a su vez para cada una de las secuencias, notando una variación de las fuentes de aporte para cada secuencia estudiada.

El Limite de Secuencia Mioceno Superior 6.98 millones de años (LS_MS_06.98), cuyo rango de edad es de 6 a 6.98 millones de años, esta formado por depósitos que representan la transición de abanicos de piso de cuenca de amplio desarrollo lateral a abanicos dominados por canales, por lo cual está compuesta por una interdigitación de canales meándricos y abanicos de piso de cuenca. Ambiente de depósito: para este momento, en el norte de la cuenca se desarrolla un talud con un grupo de entrantes orientadas NW-SE, en el oeste se presenta una depresión limitada al occidente por taludes y hacia el oriente por el trend estructural Loma Bonita, el cual para este tiempo muestra una erosión en su cresta.

En el oriente se encuentra otra depresión limitada al occidente por el trend Loma Bonita y desconociéndose su límite hacia el oriente. Las mencionadas depresiones son rellenadas gradualmente por abanicos submarinos de piso de cuenca procedentes del NW. La dispersión de la sedimentación es controlada por la paleo-topografía, por ello, los abanicos que rellenan ambas depresiones presentan una dirección de depósito paralela a los trenes-estructurales (Figura 5).

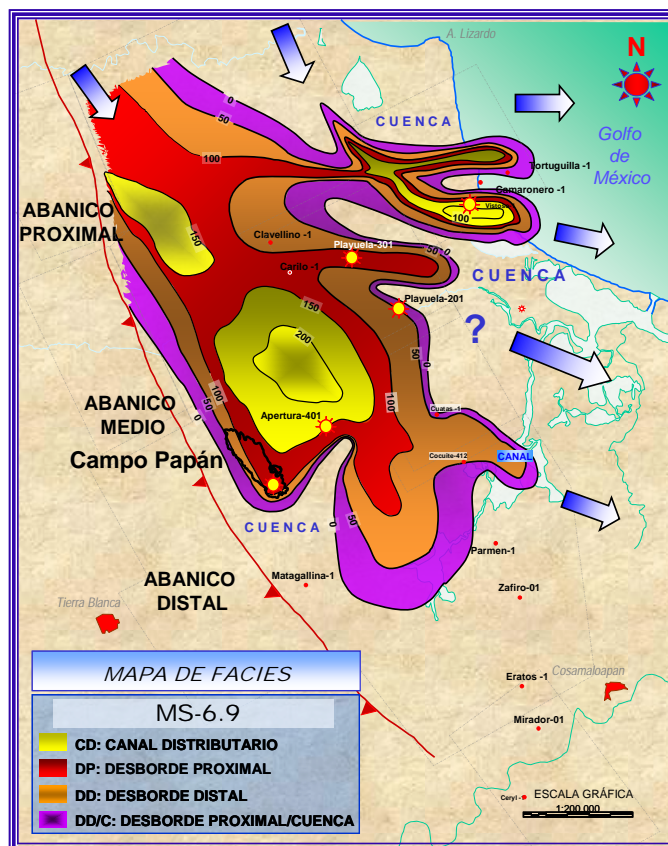


Figura 5.- Mapa de Facies de la Secuencia LS_MS_6.98

Estos abanicos son de carácter progradante y están compuestos por una serie de lóbulos o abanicos secundarios y canales meándricos. Se pueden diferenciar al menos tres grupos de lóbulos y canales apilados:

- 1.- Lóbulos orientales, apilamiento de canales, diques y lóbulos.
- 2.- Canales meándricos y lóbulos centrales: en la base dominan los abanicos con canales trenzados y en la cima abanicos con canales meándricos y lóbulos.
- 3.- Canales meándricos y lóbulos occidentales: dominio de canales meándricos y lóbulos.

Información sísmica disponible.- Corresponde primordialmente al levantamiento Zafiro-Perdiz 3D, adquirido por la compañía WesternGeco durante el año 2002 y se ubica geográficamente en la planicie costera del Golfo de México, en la porción central del estado de Veracruz, comprendiendo parte de los municipios de Tlalixcoyan, Ignacio de la Llave, Acula, Ixmatlahuacan, Cosamaloapan, Tierra Blanca y Tres Valles. Sus características se describen a continuación:

TABLA II

LEVANTAMIENTO ZAFIRO-PERDIZ 3D (Base para el Mega Cubo Veracruz 3D)

Características de Adquisición.

Instrumento de grabación	Tipo Sercel 408, Versión 6.1
Ganancia	12 Db
Filtro de corte bajo	N/A
Filtro anti alias	Digital 0.8 Nyquist de fase mínima
Filtro Notch	N/A
Caja de tiro	Shotpro
Formato de grabación	SEG D de 24 Bits
Grabación	CODE 8058 Demux IEEE 32 BIT
Longitud de grabación	7 segundos
Intervalo de muestreo	2 ms
Número de canales	1400
Especificación de los geófonos	
Marca	SENSOR
Tipo	SM-24
Frecuencia Natural	10 Hz
Resistencia	370 Ohm
Damping	0.7
Geófonos/grupo	6
Arreglo	lineal centrado en la estaca
Orientación	Inline

Descripción del cable	
Marca	Sercel FDU
Tipo	Telemétrico
Configuración del Tendido	
Número de líneas	10
Distancia entre líneas receptoras	400
Numero de PTs por salvo	8
Distancia entre líneas fuente	500 m
Tipo de tendido	simétrico
Apilamiento	3500 %
Offset mínimo	35.36 m
Offset máximo	3997 m
Arreglo de fuentes y detectores	
Arreglo entre estacas	50 m
Geófonos por grupo	6
Distancia entre geófonos	4.16 m
Pozos/Pt x profundidad	1 x 25 m, 3 x 12 m
Intervalo entre PTs	50 m
Carga pozo unitario	2.0 kg
Carga patrón de pozos	3.0 kg

Posteriormente, en el 2004 y por necesidades del Activo Integral Veracruz (AIV), Región Norte, se unió dicho levantamiento a otros cinco levantamientos sísmicos tridimensionales generando el Megacubo Veracruz 3D hasta el proceso de migración en tiempo antes de apilar (Figura 6). A continuación se mencionan las principales características del volumen procesado:

TABLA III

Características de Procesamiento (Mega Cubo Veracruz 3D)

Levantamientos 3D empleados Zafiro-Perdiz, Aliento-Mata Espina, Cosomapa, Playuela y Cocuite.

Origen de la Malla (Sistema UTM)

Eje X	805812.42
Eje Y	1984750.41
Acimut	62.553°
Tamaño del Bin	25 x 25 m.
Distancia entre inlines	25 m.
Distancia entre crosslines	25 m.
Número de inlines	4562
Número de crosslines	195
Incremento entre inlines (numero)	1
Incremento entre crosslines (numero)	1
Número de celdas vivas	5'913,442
Inline mínima	344
Inline máxima	4907
Crossline mínima	280
Crossline máxima	2232
Proceso	Migración en tiempo antes de apilar (PSTM)
Algoritmo	Kirchhoff mediante rayos curvos.
Echado máximo	70 grados
Apertura máxima	4000 metros
Distancia mínima de migración	100 metros
Primer grupo offset	100 m
Tamaño de grupo offset	100 m
Último grupo offset	4000 m
Número de familias de offsets	40
Malla de análisis de Velocidades (PSTM)	0.5 km x 0.5 km
Datum final	Nivel del mar
Longitud de datos de salida	7000 ms
Procesado por	WesternGeco
Año	2004

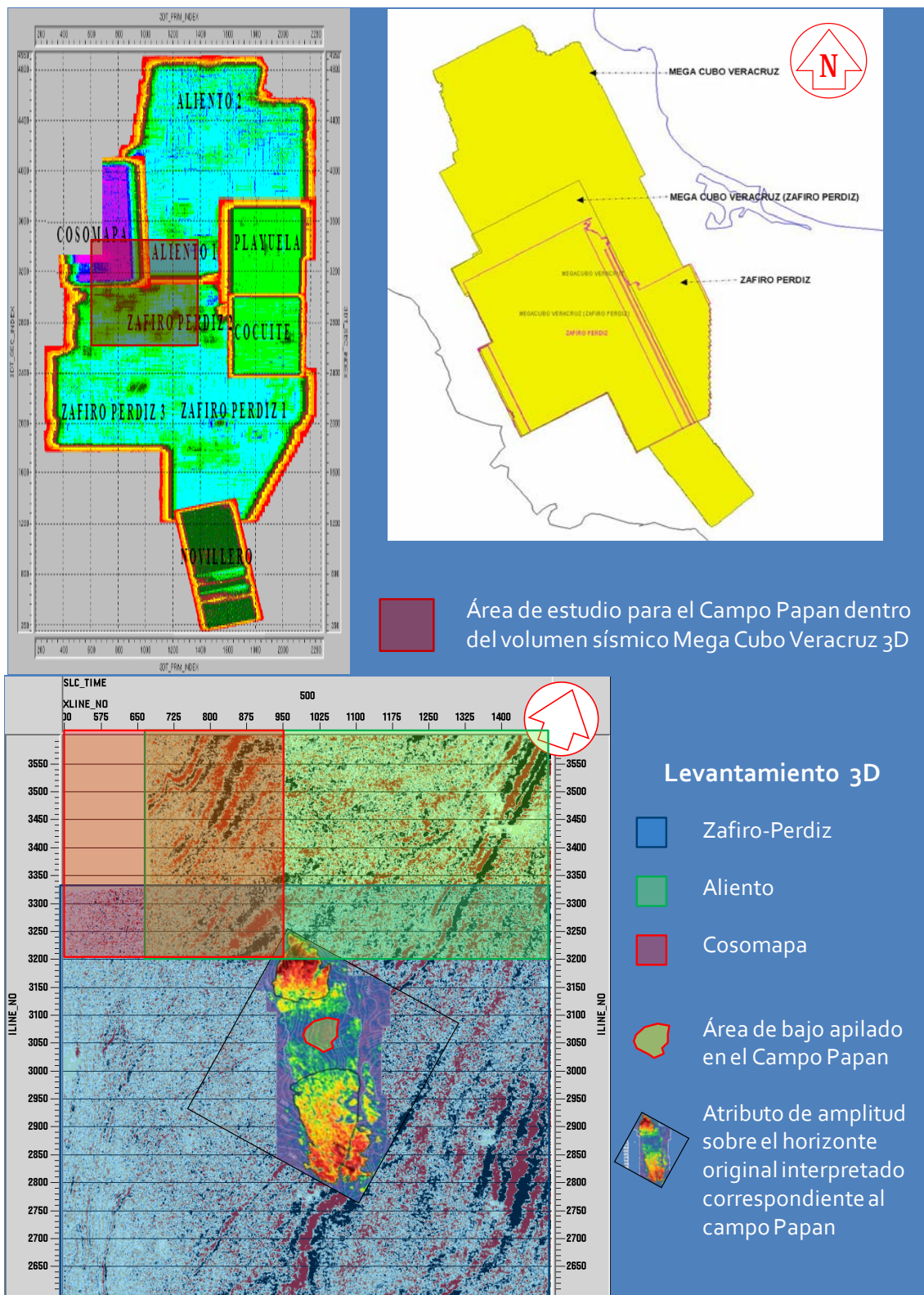


Figura 6.- (A) Mapa de los levantamientos sísmicos que constituyen el Megacubo Veracruz 3D, así como se muestra el área en la cual se localiza el campo Papan. (B) Mapa que muestra el área empleada para el análisis de los datos sísmicos antes y después de apilar. Adicionalmente se muestra el área donde se tuvieron problemas operacionales durante la adquisición afectando el apilamiento nominal del levantamiento.

Capítulo 3

Análisis de la información sísmica.

Metodología.- La primera actividad que debe realizarse cuando se va a efectuar un estudio de caracterización en un yacimiento, es localizar y evaluar la calidad de los datos sísmicos disponibles en ese momento. Esto puede sonar obvio, sin embargo, ha sucedido que se han realizado trabajos a partir de la información sísmica que no era la mejor existente pero que si resultó ser la disponible en ese momento y por razones de requerimientos y compromisos en tiempo de trabajo se empleó.

Dicho análisis esta enfocado a determinar si la información existente es adecuada y suficiente para alcanzar los objetivos planteados o si bien se requiere efectuar un reproceso y/o determinar de que tipo debería ser este. El factor crítico que condiciona la decisión de realizarlo o no, básicamente es el tiempo, esto es tanto por el que llevaría efectuarlo así como por el atraso que conlleva posponer el proyecto de caracterización dentro de los cronogramas de planeación anual dentro de la empresa.

Para este trabajo ya existían disponibles dos volúmenes distintos de datos migrados en tiempo antes de apilar (Pre Stack Time Migration, PSTM) realizados mediante dos secuencias de proceso distintas, cuyas diferencias se describirán a lo largo de este capítulo. Adicionalmente se puede mencionar que durante la realización de este trabajo se estaba trabajando en un centro de proceso, un tercer volumen con PSTM y un cuarto volumen migrado en profundidad después de apilar (PoSDM, Post Stack Depth Migration) mediante una secuencia diferente, pero dicha información no estaría disponible al corto plazo.

A continuación, se evalúa la calidad de los datos sísmicos mediante comparaciones cualitativas (secciones sísmicas en diferentes dominios) y cuantitativas (como espectros de frecuencia), entre los volúmenes migrados finales, antes y después de apilar, de cada una de

las dos secuencias de proceso existentes, no solo en líneas de control sino en su totalidad, lo cual es sencillo debido a que el área del yacimiento no es mayor a los 50 km².

En el caso específico de la información antes de apilar, es importante evaluar la calidad tanto de los CRP gathers (o common reflection point, propiamente ya que estos se encuentran migrados) corregidos por NMO (Necati et al, 2007), como de los datos en el dominio de offset común, lo que nos permitirá evaluar las variaciones de la amplitud, la continuidad de los eventos sísmicos y las áreas donde no existen datos sísmicos desde adquisición de cada secuencia de proceso y lo mas importante, permite evaluar la calidad del campo de velocidades utilizado en cada uno de ellos. Para ello se establece un punto de referencia para la comparación en datos, que para este trabajo fue el primer procesamiento PSTM del levantamiento Zafiro-Perdiz 3D realizado por la compañía WesternGeco en el año de 2004 (que en lo sucesivo se le denominara como WG04) y al volumen reprocesado por el CNPS en el 2006 se le llamara CNPS06.

Para realizar dicho análisis pre apilado, fue necesario emplear un paquete de procesamiento de datos sísmicos, ya que las paqueterías de interpretación convencionales no cuentan con la capacidad de manejar, desplegar y almacenar datos antes de apilar, por ello se trabajó con el paquete ProMax.

Secuencias de proceso aplicadas.- A continuación, se muestran los flujos de trabajo empleados en la secuencia de proceso correspondiente a la adecuación de los datos aplicada al volumen WG04:

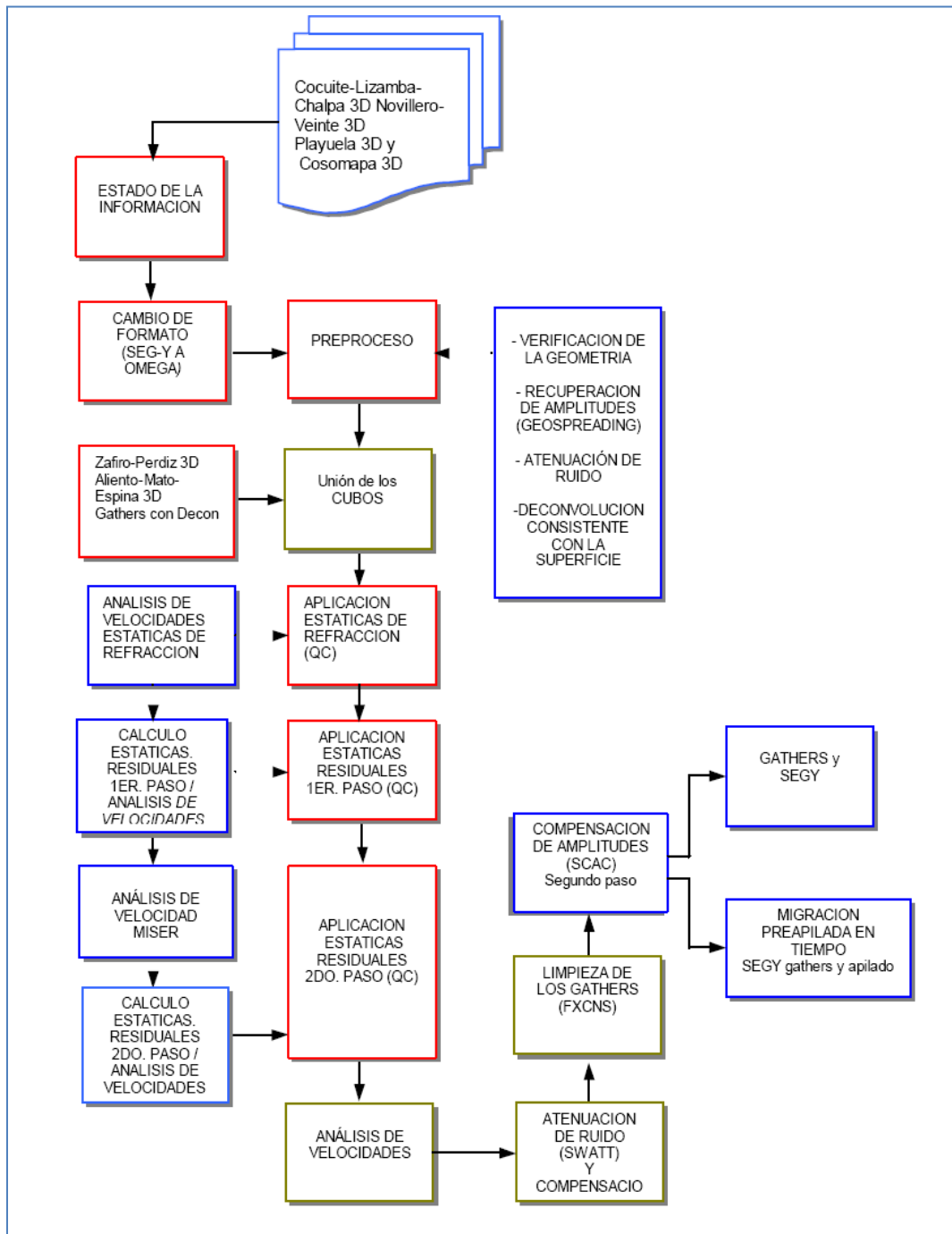


Figura 7.- Flujo del proceso correspondiente al acondicionamiento de los datos previo a la migración PSTM empleada por WG04.

Secuencia de proceso aplicada al volumen CNPS06:

Flujo de proceso

- Lectura y QC de los datos de entrada
- Adecuación del dato de entrada
- Generación de familias de offset
- Generación del campo denso de velocidades de migración
- Regularización del dato
- Perturbación del campo denso de velocidades de migración por porcentajes
- Migración Pre-apilado en tiempo

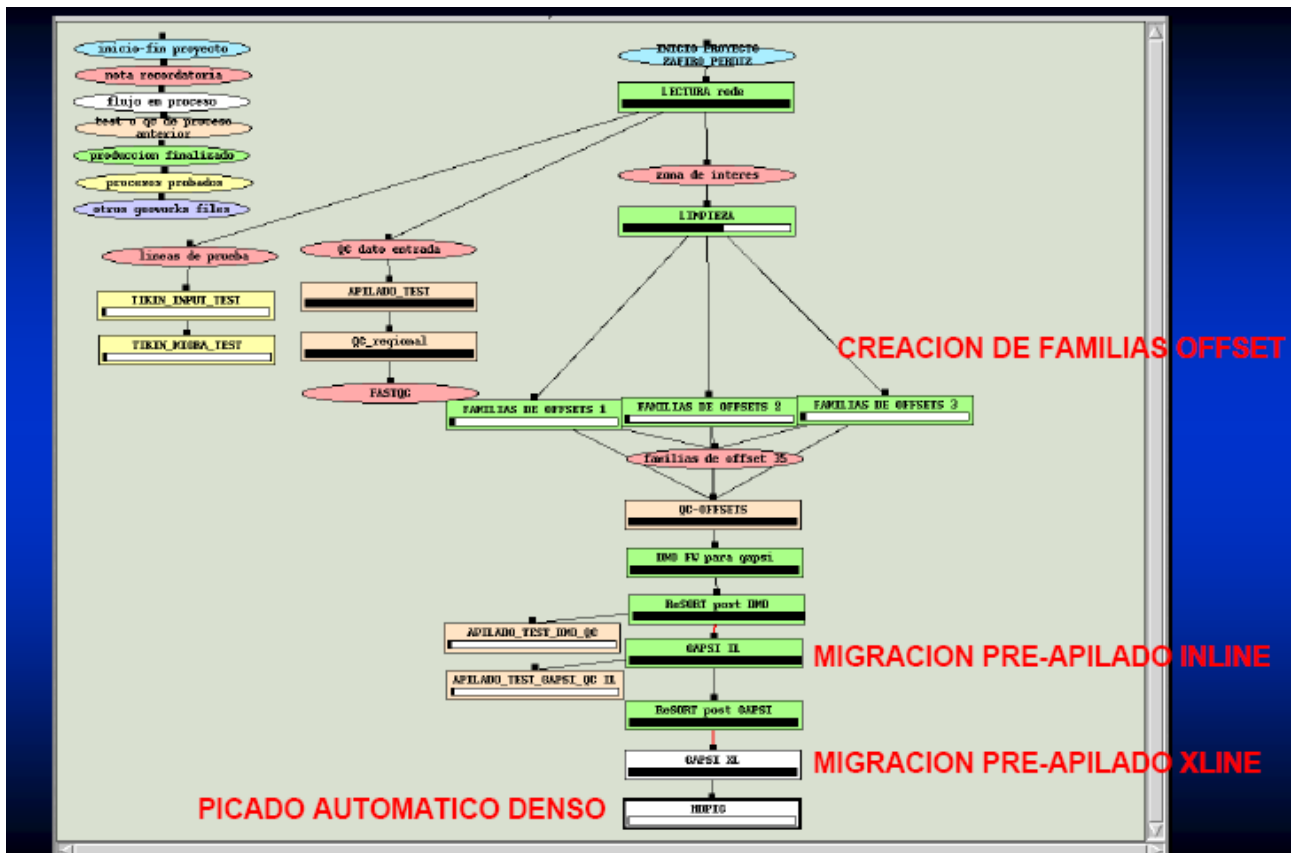


Figura 9.- Flujo del proceso correspondiente a la migración PSTM empleada por CNPS06.

Una diferencia a considerar entre ambas secuencias consistió en la determinación del incremento entre familias de offset común, ya que para el volumen WG04 fue un valor de 100 metros mientras que en el CNPS06 fue de 120 metros, dando como resultado que se tuviera una diferencia de 5 volúmenes entre ellos, además de que la posición inicial fue de 100

metros mientras que en el otro fue de 121 respectivamente. La razón por la cual se decidió cambiar este parámetro se desconoce, sin embargo, este cambio por sí solo no impactó en la calidad de la información para el caso del proceso CNPS06, debido a que posteriormente el proceso de interpolación de los datos sirvió para corregir todos aquellos huecos o trazas muertas existentes, compensando el efecto que tendrían durante la migración en tiempo.

Procesos críticos

Los tres procesos importantes que se incluyeron durante la secuencia del CNPS06 y que no están presentes en el volumen WG04 son:

- I. Regularización
- II. Interpolación.
- III. Velocidades.

además del borrado de primeros arribos (mute) que siempre se aplica pero que su control de calidad se subestima.

Regularización.- En todo levantamiento sísmico, la distribución las trazas dentro de las celdas o bins no es homogénea ni uniforme en todos ellos, lo que conlleva a que exista una gran cantidad de trazas cuyos valores de offset son tan cercanos que pueden considerarse como repetidos (Figura 10). Por lo anterior hay que establecer un parámetro de selección de trazas a fin de que solo exista una traza por celda cuyo valor esté lo más cercano posible al centro del mismo y todas las demás trazas que se ubican dentro de la misma celda deban ser removidas. Algunas compañías además de efectuar la regularización, realizan un pequeño desplazamiento de la traza seleccionada en cada celda para que se ubique exactamente en el centro de la celda, sin que ello afecte procesos posteriores. Este proceso al remover las trazas repetidas disminuye el tamaño que ocupa en el almacenamiento en disco de la sísmica, reduce tiempo de proceso y estabiliza los siguientes procesos a aplicar.

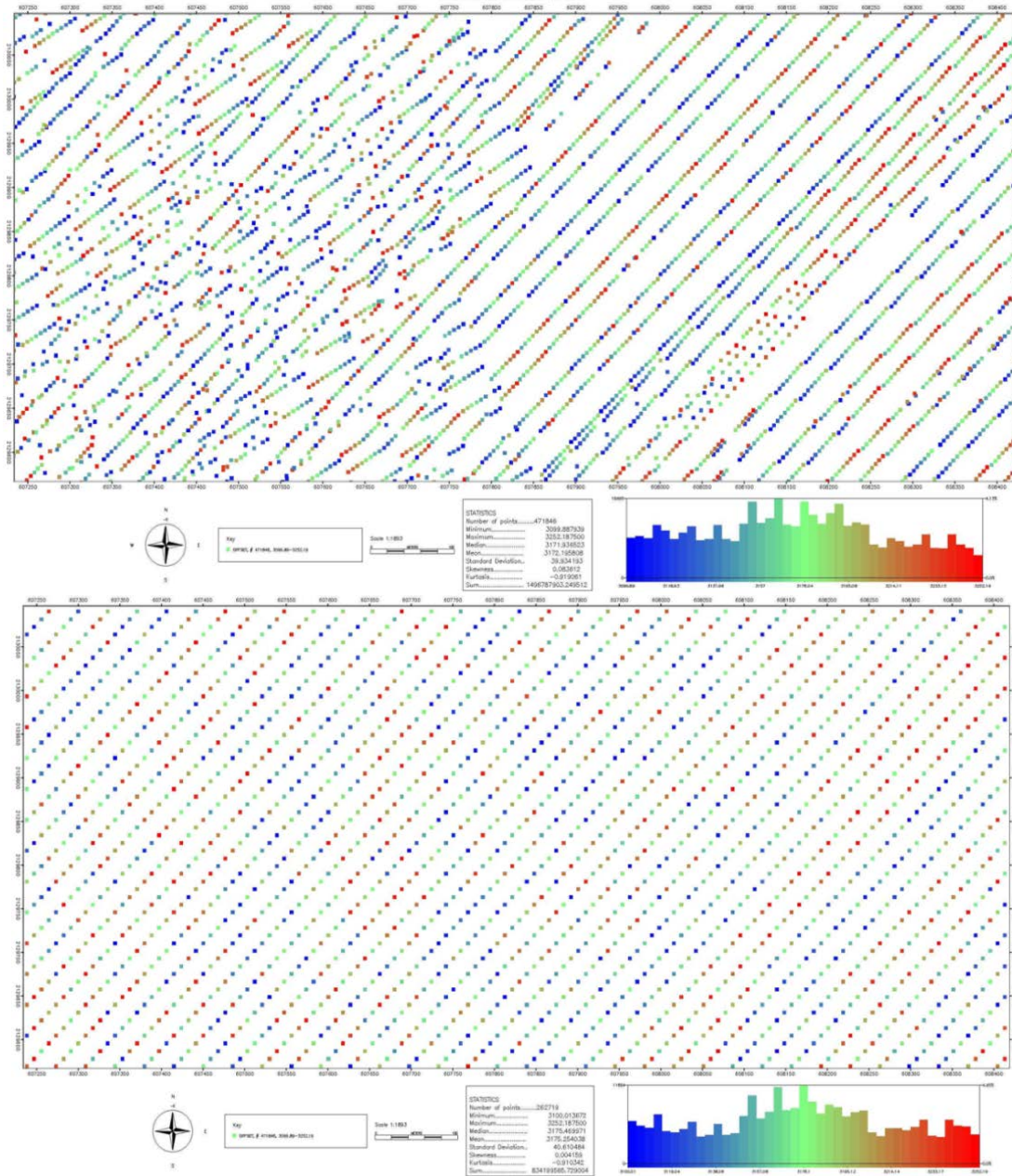


Figura 10.- Arriba se muestra un ejemplo de datos marinos en el dominio de plano de offset común antes del proceso de regularización en donde se observa trazas repetidas, abajo se muestra el mismo plano después de la regularización.

Interpolación.- Ya que sólo debe existir una sola traza por celda para cada uno de los volúmenes de offset común, es posible tener áreas donde no existan trazas debido a que no hubo contribución por ningún tiro de campo debido a irregularidades en el muestreo espacial y dichas zonas sin información sísmica serán precisamente el objetivo de este proceso (Figura 11).

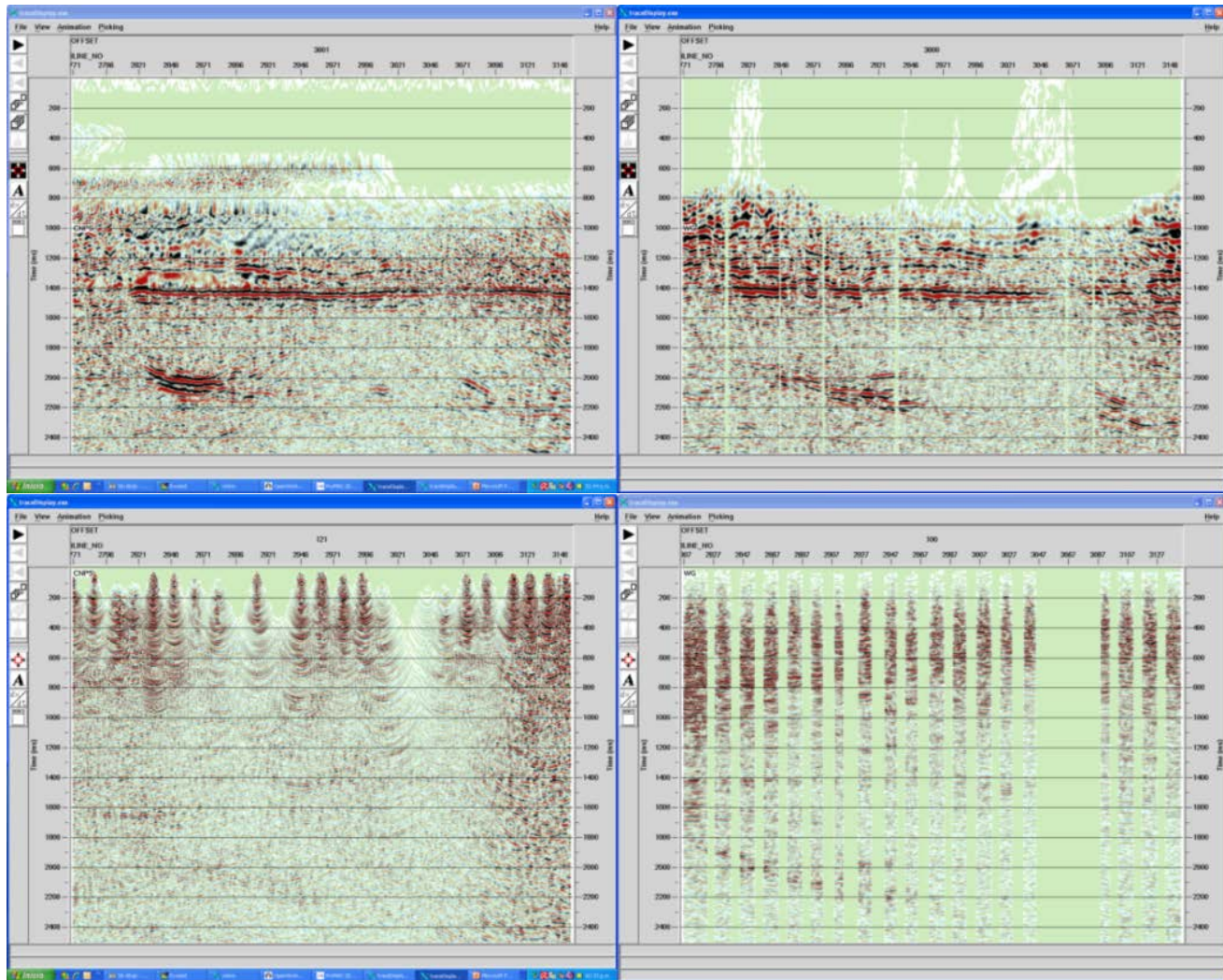
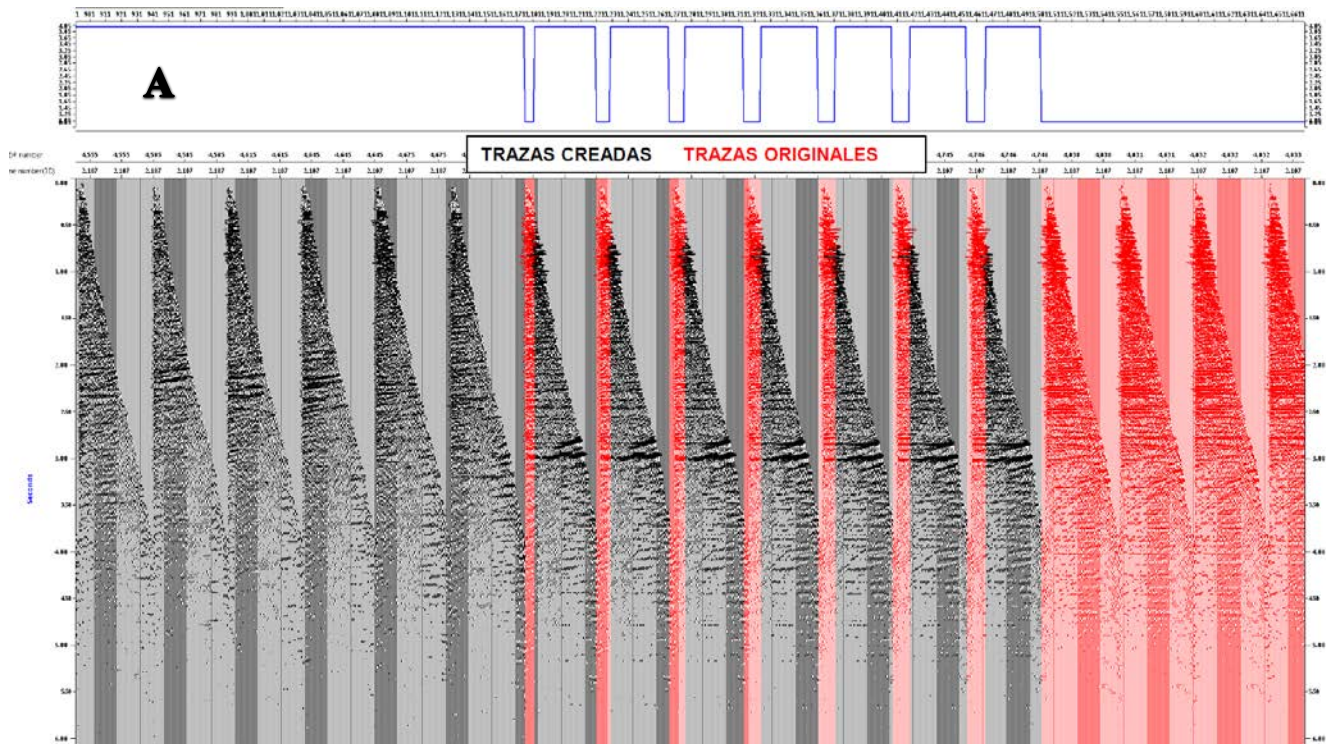


Figura 11.- Arriba se muestra un ejemplo de dos planos de offset común (100 metros), y abajo se muestran otros dos planos (3600 metros) en donde a la columna de la izquierda corresponde al proceso CNPS06 y a la de la derecha al WG04, donde es posible ver como la interpolación aplicada en el primero corrige aquellas áreas donde no hay datos.

Existen diferentes tipo de interpolación disponibles en la industria y el rango de algoritmos va desde los más simples, tipo lineal, hasta los muy complicados, tipo 5D: inline, crossline, offset, azimut, frecuencia, (Trad, 2009) en función al tipo de sísmica, como marina, cable de

fondo, terrestre o bien si se desea reducir el muestreo espacial, ya que normalmente se tiene una gran cantidad de trazas repetidas durante la adquisición de los datos marinos o para el caso de adquisición terrestre gran cantidad de áreas sin datos debido a zonas de difícil acceso o sin permisos para trabajar ahí.

Su efectividad se basa principalmente en que no afecten las relaciones relativas de amplitud en las trazas sísmicas y en la cantidad de celdas continuas (o dicho de otro modo el tamaño del hueco existente) que se pueden interpolar eficientemente para contar con una distribución de trazas homogénea, en cualquier dominio (plano de offset común, CDP o en sección vertical inlines o crosslines) Figura 12. Una vez aplicado, este proceso ayuda evitando un probable efecto de borde durante la migración asociado a las zonas sin datos y de manera similar a la regularización, además de ayudar a estabilizar los algoritmos matemáticos en procesos posteriores y reducir el número total de trazas en el resto del procesamiento.



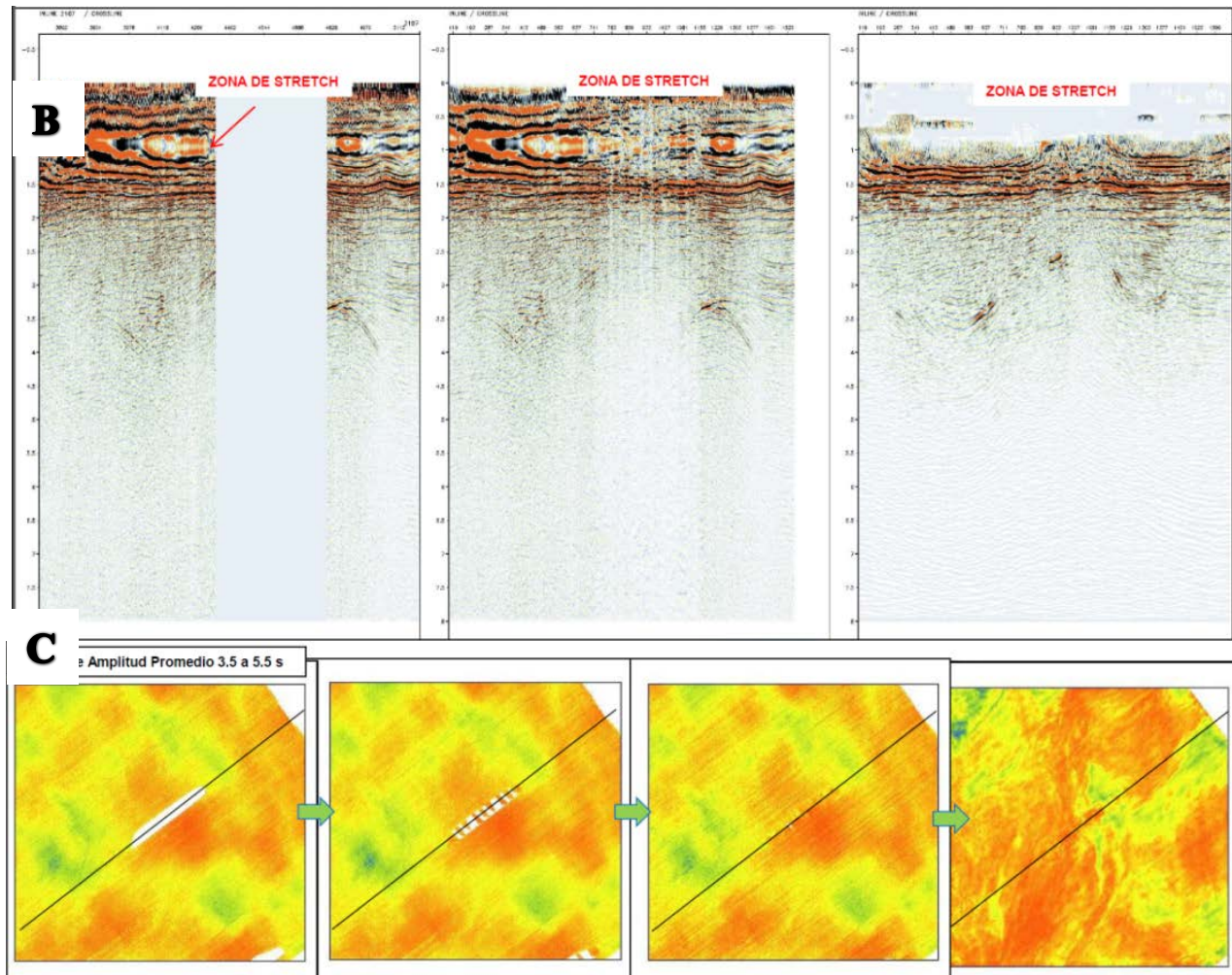


Figura 12.- A) CDP gathers en donde se muestra que es posible guardar en los encabezados de las trazas, cuales son originales (azul) o interpoladas (rojas) y evaluar la calidad de las mismas. **B)** Un mismo plano de offset común en donde se observa una zona sin datos (izquierda), después de la interpolación (centro) y después de haber migrado PSTM (derecha). **C)** Extracción de amplitud en una ventana de tiempo de izquierda a derecha: Datos originales, primera interpolación, segunda interpolación y datos migrados PSTM. Todos los ejemplos son de datos marinos adquiridos mediante cable remolcado (streamer).

Velocidades.- Un factor crítico en la calidad de los datos sísmicos es el cálculo de las velocidades, ya que estas son obtenidas usualmente en localidades dentro del área del levantamiento sísmico a intervalos constantes, cuyo incremento está determinado empíricamente por razones de tiempo de proceso y volumen de datos. Algunos procesadores sugieren que deberían hacerse con mayor densidad en aquellos lugares donde existe una mayor variación lateral y reducir el número de análisis en aquellas zonas sin complejidad estructural, aunque esta recomendación no siempre funciona en todas las áreas (Yilmaz, 2001).

Generalmente los valores de incremento se utilizan de acuerdo a la siguiente tabla, sin embargo pueden variar de un procesador a otro. Como se puede observar, la cantidad de trabajo se incrementa considerablemente a medida que se requiere de mayor consistencia en el campo de velocidades.

Tabla IV

Proceso	Distancia [metros]
Eliminación de múltiples y apilado	2000
DMO	1000
PSTM	500
Residuales	De 250 a 50

El método convencional de obtención de velocidades es el picado directo mediante espectros de máxima semblanza apoyado con supergather (con y sin NMO) y apilados parciales a velocidad constante por mencionar algunos (Sheriff, 2002), que puede ser hecho de manera manual o a través de procesos automatizados (picado denso o HD Pick) en donde el incremento espacial puede ser reducido considerablemente y una vez que han sido adecuadamente parametrizados, su empleo reduce el tiempo de cálculo y el control de calidad de los mismos se convierte ahora en la parte crítica.

En la actualidad existe también el proceso de tomografía (tanto en tiempo como en profundidad) que permite obtener un campo que representa mejor las variaciones tanto laterales como espaciales existentes en el área de estudio (Figura 13). Dicho proceso trabaja expresado de una manera muy sencilla a través del trazado de rayos de manera recurrente cuyo fin es calcular y minimizar la variación positiva o negativa con respecto a la horizontal en los CRP gathers hasta que la magnitud de las mismas sea considerablemente pequeña para ser considerados como planos, a lo que se le llama que el algoritmo converge. En caso contrario, si no se logra reducir la magnitud de dichas diferencias podría deberse o bien, a que el modelo inicial no es de buena calidad, ó que los parámetros que se están empleando

no son los correctos y sin importar cuantas veces se itere no se va a lograr un resultado satisfactorio.

Es importante explicar que las velocidades residuales son aquellas que se obtienen empleando datos ya migrados en tiempo, cuyo objetivo es obtener la mejor velocidad que corrija el efecto de NMO en los datos, dejándolos lo más planos posibles y así obtener el mejor apilado, dado que los eventos se consideran ya en su posición real en el subsuelo (figuras 14 y 15).

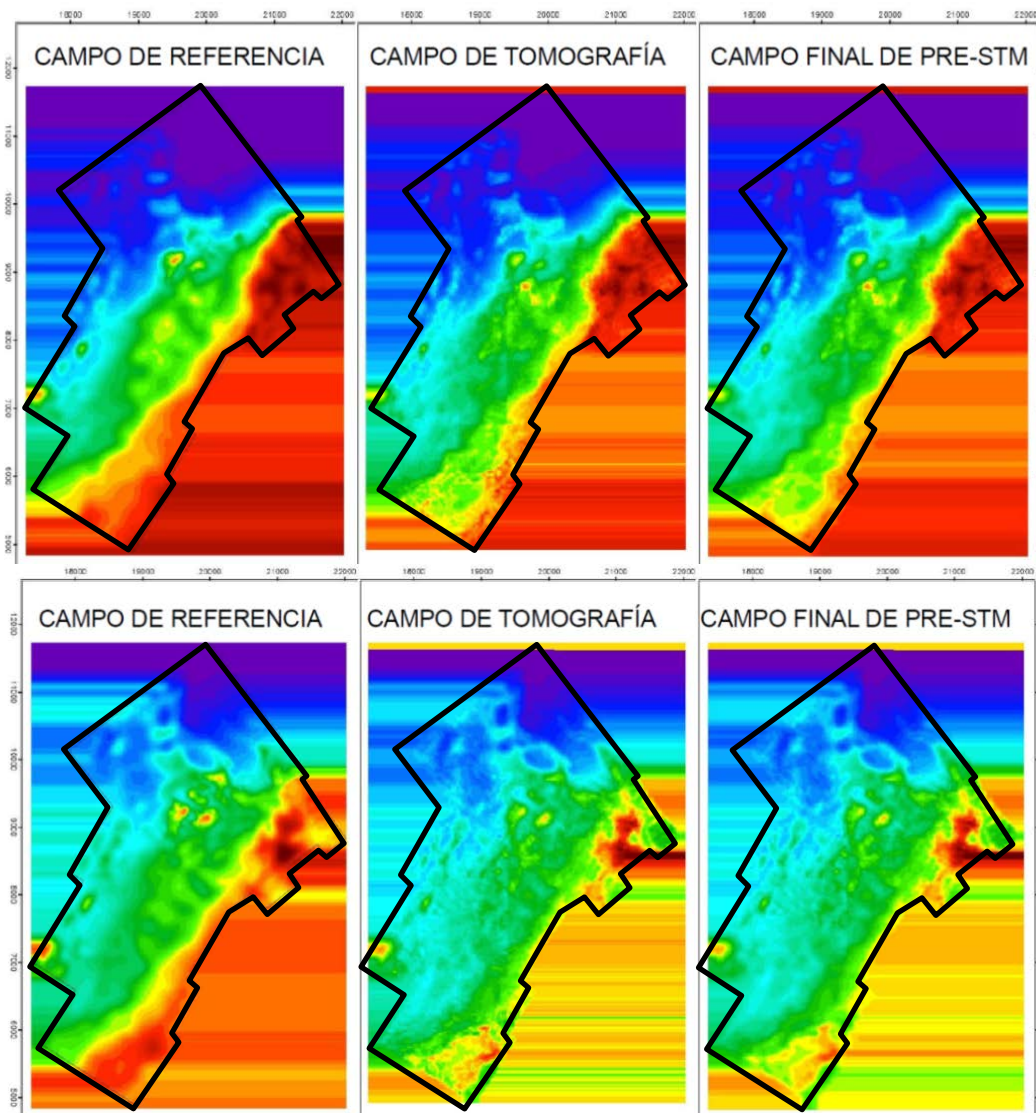


Figura 13.- Ejemplos de evaluación de campos de velocidades para datos marinos dentro del polígono mediante cortes en tiempo a 2000 ms (arriba) y 3000 ms (abajo) para el modelo de referencia o inicial (izquierda), obtenido a través de tomografía (centro) y residuales (derecha) respectivamente. Nótese la mayor variación en los cambios laterales de velocidad en ellos.

Para el caso del campo Papan, pese a que la versión del CNPS06 cuenta con una secuencia de proceso más robusta con respecto a la empleada para WG04, la calidad del campo de velocidades no es de buena calidad como se puede observar en las Figuras 15 y 16, donde se muestran una serie de CRP gathers con NMO así como planos de offset común, observando que los eventos sísmicos no están aplanados adecuadamente, y que al momento de apilar se reducen las características de amplitud de la anomalía asociada al yacimiento de gas, además de limitar la aplicación de procesos posteriores como el AVO (Alistair, 2003). Adicionalmente hay que agregar que debido a que no se contaba con el campo de velocidades de ninguno de los procesos, no fué posible remover el NMO aplicado y volver a obtener un nuevo campo. Lo anterior hace por demás evidente la necesidad de realizar un adecuado control de calidad en cada uno de los pasos durante el proceso o reproceso de la información sísmica, así como previo a un estudio de caracterización. En resumen es posible determinar que los mejores datos a emplear para realizar un estudio de caracterización son los del proceso WG04.

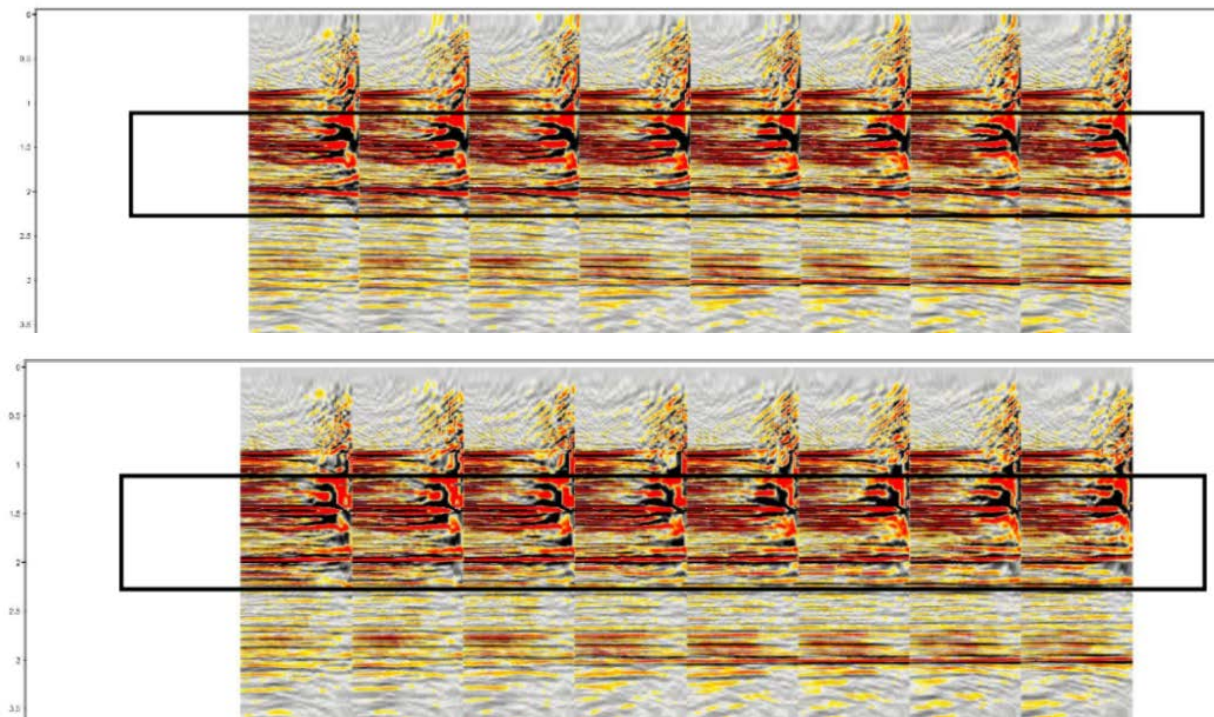


Figura 14.- Ejemplos en datos marinos de la evaluación de los campos de velocidades mediante CRP gathers con NMO aplicando el campo de la PSTM (arriba) y con el campo residual (abajo), en donde se observa la calidad del aplanamiento de los eventos en cada uno de ellos.

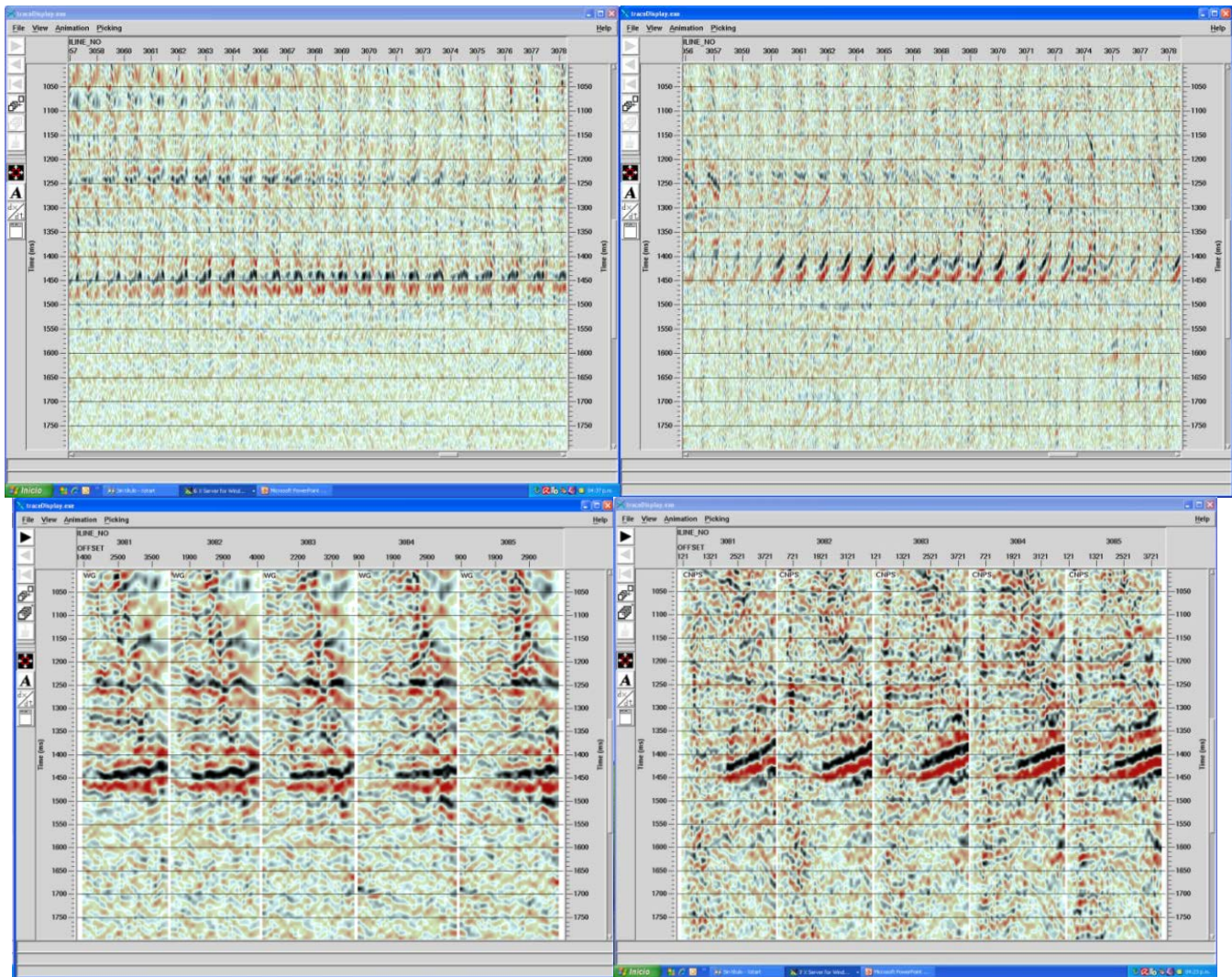


Figura 15.- Ejemplos de los mismos CRP gathers con NMO correspondientes al proceso de WG04 (izquierda) y los de CNPS06 (derecha) y un acercamiento de los mismos (abajo), en donde se muestra que los eventos sísmicos no están correctamente corregidos.

Borrado de primeros arribos (mute).- Como resultado de la aplicación del proceso NMO en los CRP gathers, se debe aplicar un borrado de las amplitudes anómalas producto del estiramiento (stretching) a fin de evitar que durante el apilado se reduzca la relación señal/ruido y se degrade la calidad de los eventos sísmicos (Yilmaz, 2001). Existen también muchas maneras de diseñar dicho borrado como por valor de ángulo y valor de máxima energía por mencionar algunos, pero usualmente se eligen manualmente pares de puntos tiempo-distancia y se elimina toda aquella información afectada por el estiramiento como se muestra en la Figura 17.

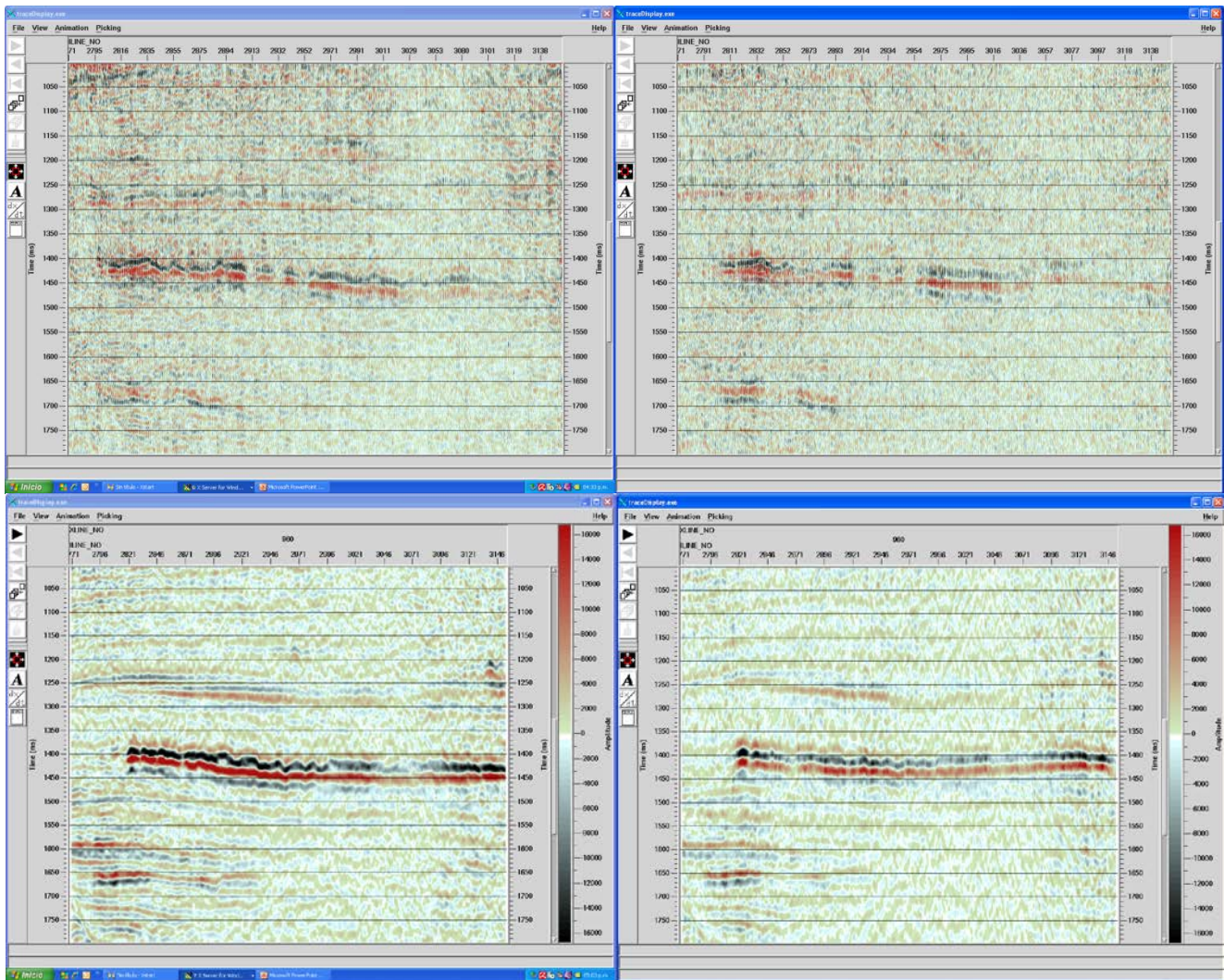


Figura 16.- Arriba se muestra un ejemplo del mismo plano de offset común correspondientes al proceso de WG04 (izquierda) y los de CNPS06 (derecha) y abajo de su respectiva sección apilada (XL900) donde se observan los cambios en la continuidad del evento sísmico asociado a anomalía de amplitud y al yacimiento.

Dado que en la evaluación de la información se determinó que la mejor calidad del dato sísmico la tenía el proceso de WG04 y que no era posible remover el NMO aplicado, se procedió a seleccionar un nuevo mute que eliminara la mayor cantidad de amplitudes anómalas con el objetivo de mejorar la calidad del volumen apilado, situación que efectivamente resultó así. En la Figura 18 se muestran dos cortes de tiempo constante diferentes a nivel de la anomalía de los procesos CNPS06, WG04 y WG04 con un nuevo mute.

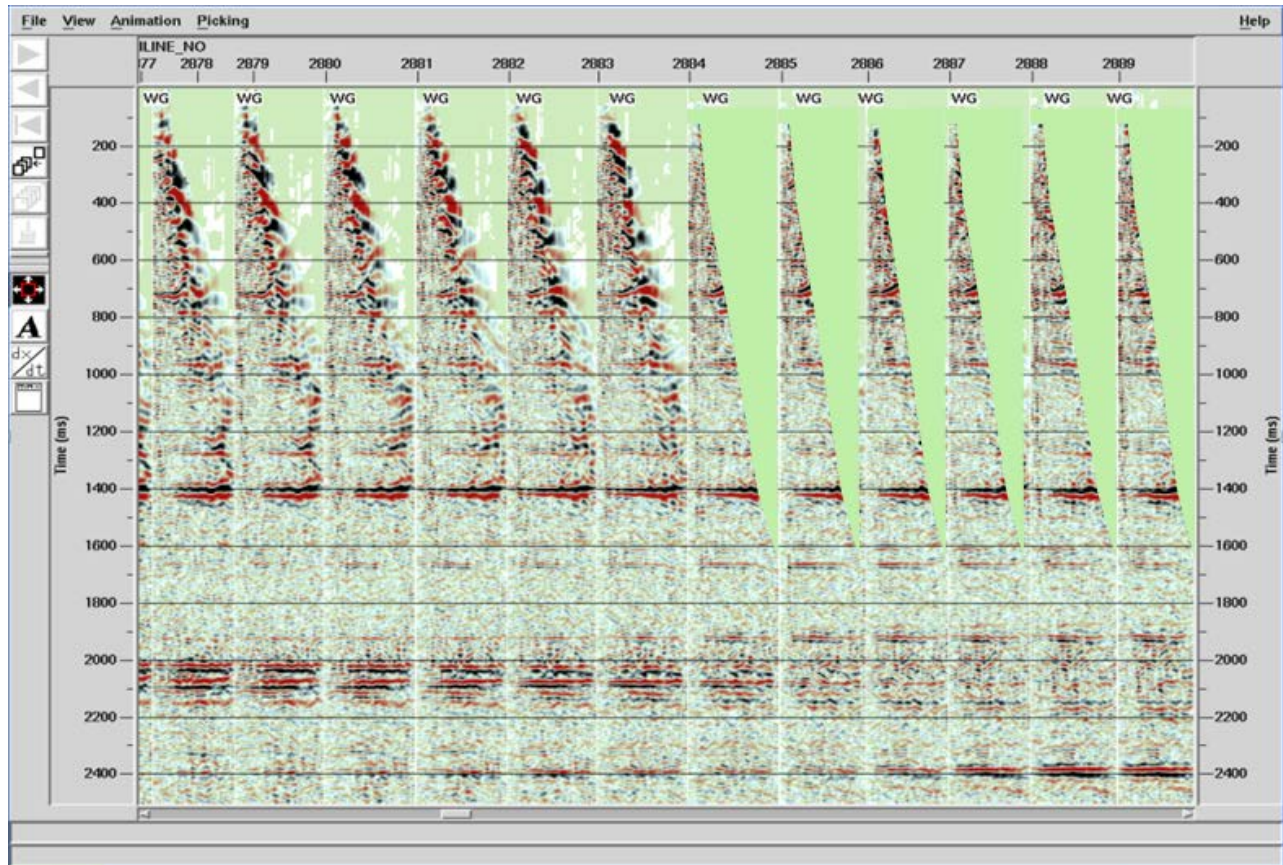


Figura 17.- Serie de CRP gathers con PSTM del proceso WG04 sin mute aplicado (izquierda) y con mute (derecha) en donde se observa que las amplitudes de las trazas para el apilado ya no contienen el efecto de estiramiento.

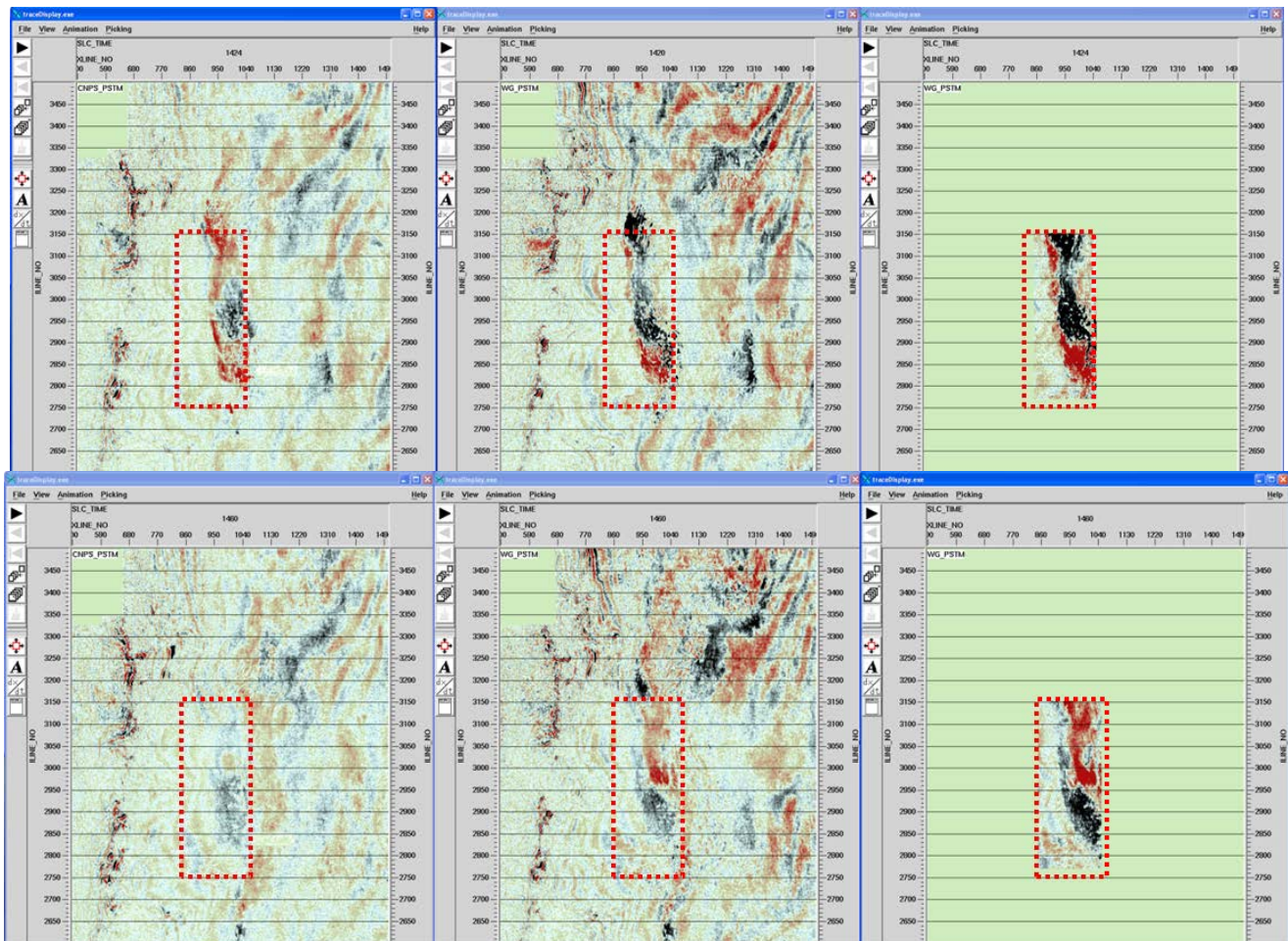


Figura 18.- Ejemplos de cortes a tiempo constante o time slice (1424 y 1460 ms) de los volúmenes apilados con PSTM de los procesos CNPS06 (izquierda), WG04 (centro) y WG04 con nuevo mute (derecha) en donde se observa una mejor continuidad de la anomalía de amplitud asociada al campo Papan en el nuevo apilado descrito en el rectángulo de color rojo. La gráfica se obtuvo empleando un mismo nivel de amplitud en los tres volúmenes.

Capítulo 4

Interpretación.

Incremento de la frecuencia.- El objetivo final de cualquier interpretación sobre datos sísmicos es poder asociar lo más preciso posible una serie de reflectores (positivos, negativos o cruce por cero según sea el caso) a ciertos límites geológicos conocidos, ya sea a través de marcas cronoestratigráficas (fósiles índice) o litoestratigráficas (registros geofísicos de pozo). En el caso de un estudio de caracterización, se enfoca a tratar de describir lo mejor que se pueda la cima, base y geometría interna del yacimiento, que en este estudio está relacionado con el campo de gas seco asociado a la anomalía de amplitud en la sísmica.

Esto se verifica desde el inicio de un estudio mediante el cálculo de los sismogramas sintéticos para los pozos existentes (preferentemente los verticales). Sin embargo, como se verá posteriormente, es necesario también evaluar dichos sismogramas (específicamente la serie reflectiva) una vez que se ha aplicado un proceso de incremento de frecuencia a fin de correlacionar los cambios acústicos, los eventos sísmicos y los marcadores geológicos (Martínez Cabañas, 1996).

Uno de los factores que afecta la precisión de tal objetivo que se debe considerar es la resolución vertical (comúnmente definida como $\frac{1}{4}$ de la longitud de onda en los datos sísmicos) que depende del ancho de banda dentro de la ventana de interés (Schoemberger, 1994). Como este ancho de banda está limitado desde la adquisición, es en el procesamiento de los datos donde se pueden aplicar algunas técnicas que intentan compensar esto, que están directamente relacionadas con la calidad de la relación señal/ruido, esto es, a medida que la relación sea baja las frecuencias que estos procesos compensan representan principalmente ruido y en caso contrario, cuando es alta los resultados son señal.

Para este trabajo se probaron dos diferentes técnicas:

- I. Negativo de la segunda derivada.
- II. Multiplicador de fase.

Negativo de la segunda derivada.- Consiste en mejorar las altas y atenuar un poco las bajas frecuencias a través de la transformada de Fourier de la traza sísmica (Bracewell, 1986). Es un proceso disponible en casi todas las paqueterías de interpretación y generalmente se aplica sobre datos ya apilados, sin embargo como es un proceso traza a traza pudiera ser aplicado en datos antes de apilar.

Matemáticamente se puede expresar que, la derivada de una señal, $f'(t)$ en el dominio de la frecuencia equivale a multiplicar su transformada de Fourier $F(w)$ por el producto iw , tal que,

$$f'(t) \Leftrightarrow iwF(w)$$

entonces la segunda derivada podría expresarse como

$$f''(t) \Leftrightarrow (iw)^2F(w) \Leftrightarrow -w^2F(w)$$

y debido a que la polaridad, se invierte es necesario multiplicar por -1 para obtener la polaridad original de la sísmica (Centeno, 2012). En este trabajo se obtuvo mediante el paquete Petrel (propiedad de la compañía Schlumberger) y no realiza la multiplicación del menos uno de manera automática.

A continuación se muestra una comparación entre una sección sísmica en tiempo original antes y después de la aplicación de esta técnica, observando que permite reconocer una geometría interna en la anomalía de amplitud asociada al yacimiento (figura 19), así como la correlación existente entre los marcadores geológicos en los pozos existentes.

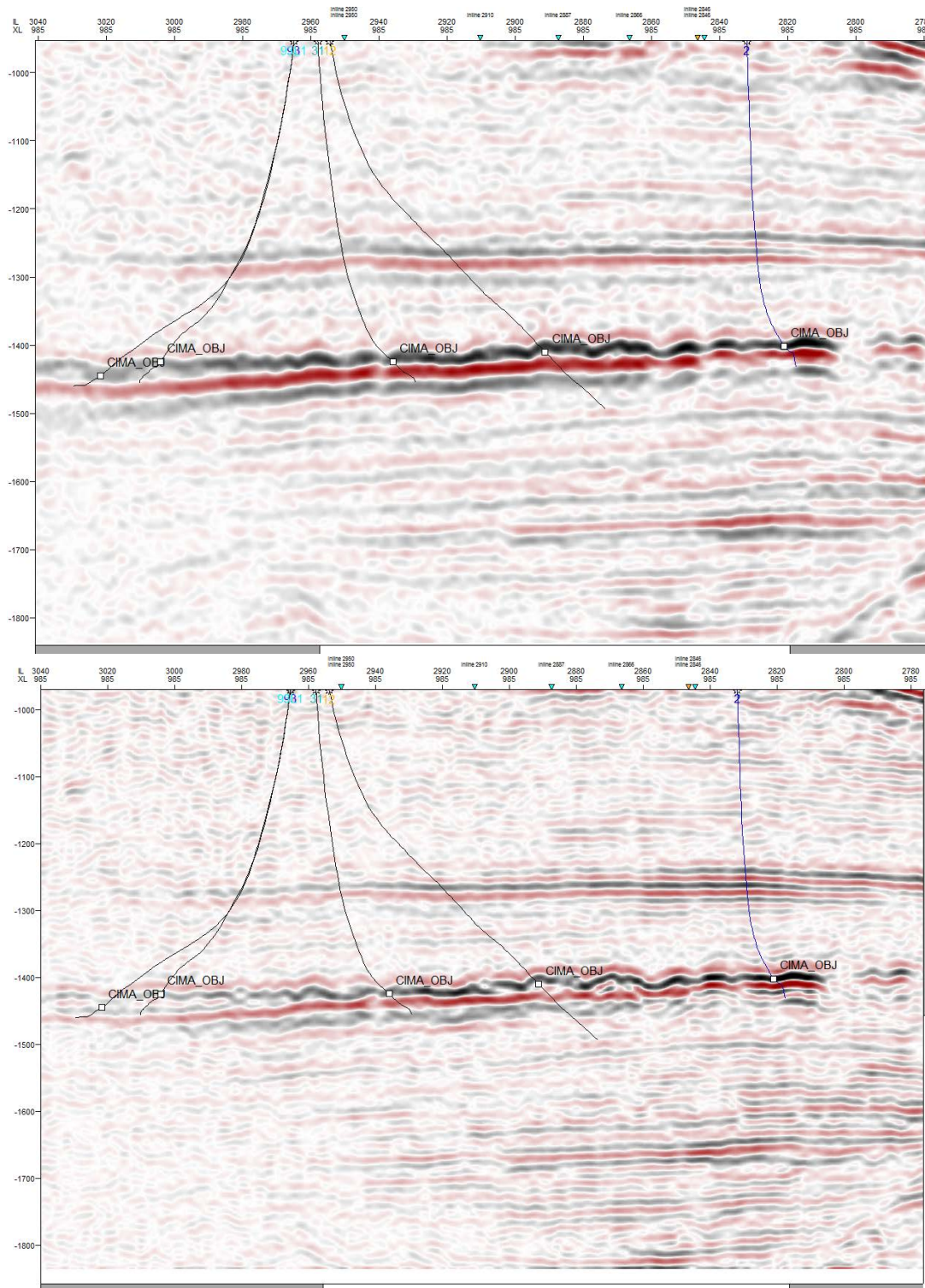


Figura 19.- Ejemplo en una sección vertical en dirección crossline antes (arriba) y después (abajo) de la aplicación de la segunda derivada en el volumen WG04 con el nuevo mute, observándose una mejor definición de la geometría interior en la anomalía de amplitud asociada al yacimiento. También es posible ver la correlación entre la anomalía con los pozos existentes.

Multiplicador de fase.- Esta técnica fue propuesta por Stark (2009) a través de la introducción de un entero en la ecuación que relaciona la traza sísmica con los atributos de amplitud y fase instantáneas. Lo anterior se puede describir mediante la siguiente expresión,

$$f(t) = A(t)\cos(N\theta(t))$$

en donde $f(t)$ es la traza sísmica, $A(t)$ es el atributo de amplitud instantánea, $\theta(t)$ es el atributo de fase instantánea y N es el multiplicador o factor de giro. A medida que el valor de este último se incrementa, los picos y valles en la traza sísmica la hacen directamente (Centeno, 2012).

Para este trabajo el cálculo del volumen de esta técnica fue obtenido en el IMP mediante la paquetería de código abierto *Madagascar* y se probaron los valores de $N=2$ y la suma de $N=1$, $N=3$ y $N=5$ ($n1n3n5$) dando un mejor carácter sísmico el primero, ya que a medida que se incrementa el valor da un aspecto de datos sintéticos.

En la figura 20 se observa la misma sección vertical en dirección crossline realizando un acercamiento en la anomalía de amplitud comparando los resultados obtenidos a través de la segunda derivada (parte superior) y el multiplicador de la fase usando un N de 2 (parte inferior) con respecto al dato original (en medio) donde se puede ver que la segunda derivada permite visualizar un poco más la geometría interior del evento asociado al yacimiento, sin embargo el multiplicado de fase da mejores resultados. Se revisaron ambos volúmenes línea a línea, así como en corte en tiempo (figura 21) y en términos generales el comportamiento anteriormente descrito es similar.

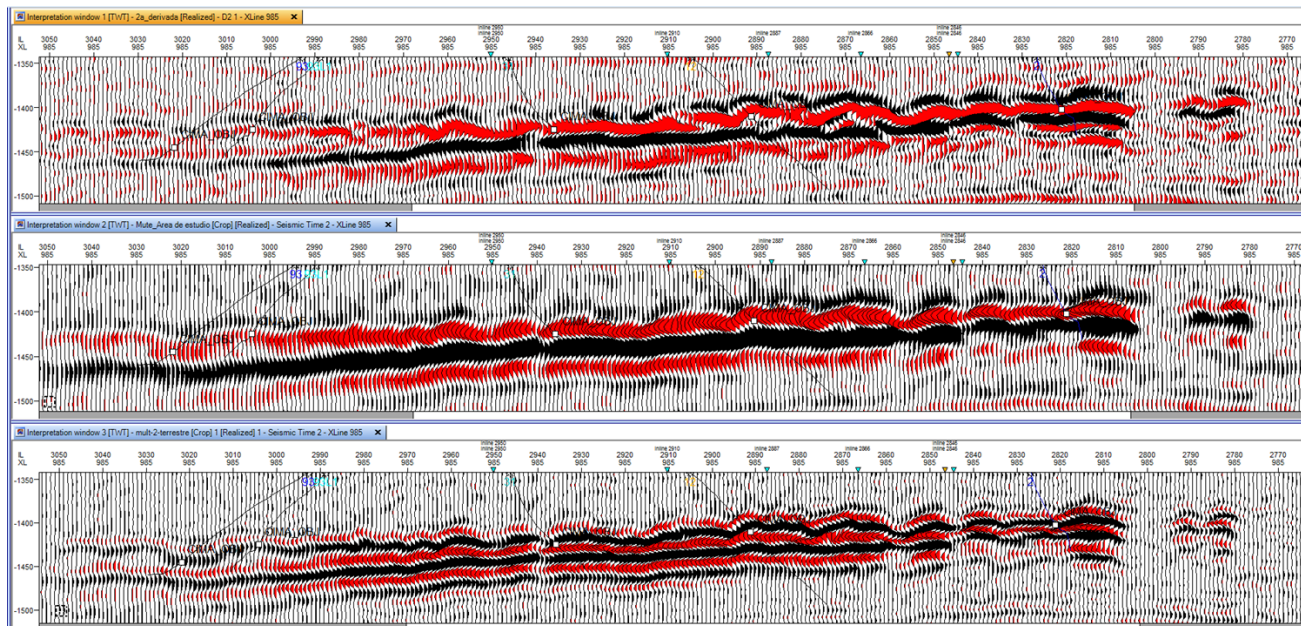


Figura 20.- Ejemplo en una sección vertical en dirección crossline después de aplicar la segunda derivada (arriba) y el multiplicador de fase $N=2$ (abajo) con respecto al volumen WG04 con el nuevo mute (en medio), observándose una mejor definición de la geometría interior en la anomalía de amplitud asociada al yacimiento en el multiplicador de fase. También es posible ver la correlación entre la anomalía con los pozos existentes.

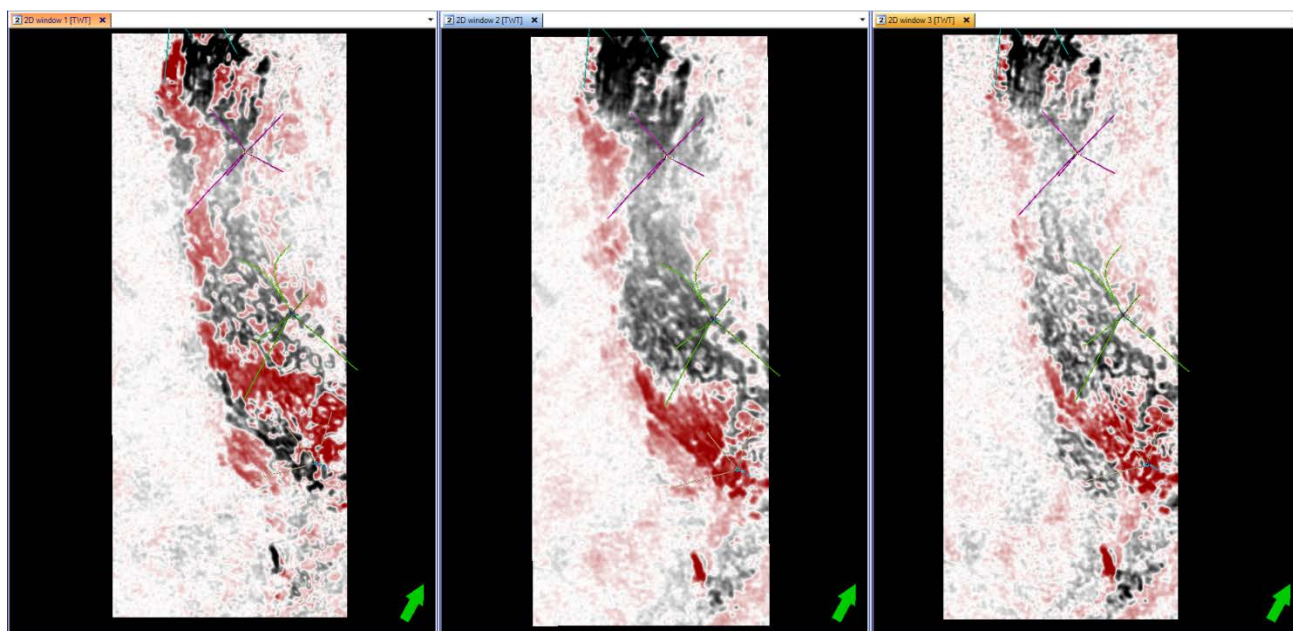


Figura 21.- Ejemplo en un corte en tiempo a 1432 ms después de aplicar la segunda derivada (derecha) y el multiplicador de fase $N=2$ (izquierda) con respecto al volumen WG04 con el nuevo mute (en medio), observándose una mejor definición de la geometría interior en la anomalía de amplitud asociada al yacimiento en el multiplicador de fase.

Verificación de resultados.- Con el objeto de comprobar que los eventos sísmicos que se obtuvieron tengan un sustento geológico, se procedió a calcular un sismograma sintético en un pozo vertical dentro del yacimiento. Esto permitió asociar los nuevos eventos sísmicos producto de las técnicas aplicadas, a contrastes acústicos en la serie reflectiva obtenida a partir del registro sónico y de densidad usando como control para el cambio de litologías el registro de rayos gamma (GR) y los marcadores geológicos conocidos (Martínez Cabañas, 1996).

Adicionalmente, dadas las características del yacimiento (gas seco), se graficaron las curvas de densidad (RHOB) y de porosidad neutrón (NPHI) en un mismo carril de los registros indicando un cruce de curvas (en amarillo) debido a la presencia del gas en las arenas cuyo espesor es de aproximadamente 18 metros (recuadro rojo). Para ejemplificar mejor lo anterior la figura 22 muestra dichos registros geofísicos y trazas sísmicas de acuerdo al siguiente orden (de izquierda a derecha):

- I. Rayos Gamma (GR).
- II. Sónico compresional (DTCO) y de cizalla (CTSM).
- III. Densidad (RHOB).
- IV. Sismograma sintético.
- V. Trazas sísmicas en el pozo (WG04 nuevo mute).
- VI. Serie reflectiva obtenida de los registros.
- VII. Trazas sísmicas en el pozo (WG04 nuevo mute con segunda derivada).
- VIII. Trazas sísmicas en el pozo (WG04 nuevo mute con multiplicador de fase $N=2$).
- IX. Densidad (RHOB) y porosidad neutrón (NPHI).

Es importante resaltar la buena correlación que existe entre los datos sísmicos y el sismograma sintético (columnas IV y V), además de verificar que en la serie reflectiva (VI) los cambios de polaridad asociados a los cambios acústicos negativos y positivos corresponden a la cima y base respectivamente del cuerpo de arenas que se observa en el registro de rayos gamma, representados por la parte negativo de una sola ondícula sin poder distinguir a cada uno de ellos de manera independiente.

Lo relevante es que la segunda derivada (a la cual se le tuvo que cambiar la escala de color por el cambio de polaridad) no alcanza la resolución del multiplicador de fase, ya que este sí asocia un evento sísmico para cada uno de ellos aun cuando la polaridad este invertida. Esto último permite hacer una interpretación más precisa en los horizontes correspondientes a la cima y base del yacimiento a caracterizar (Alistair, 2005).

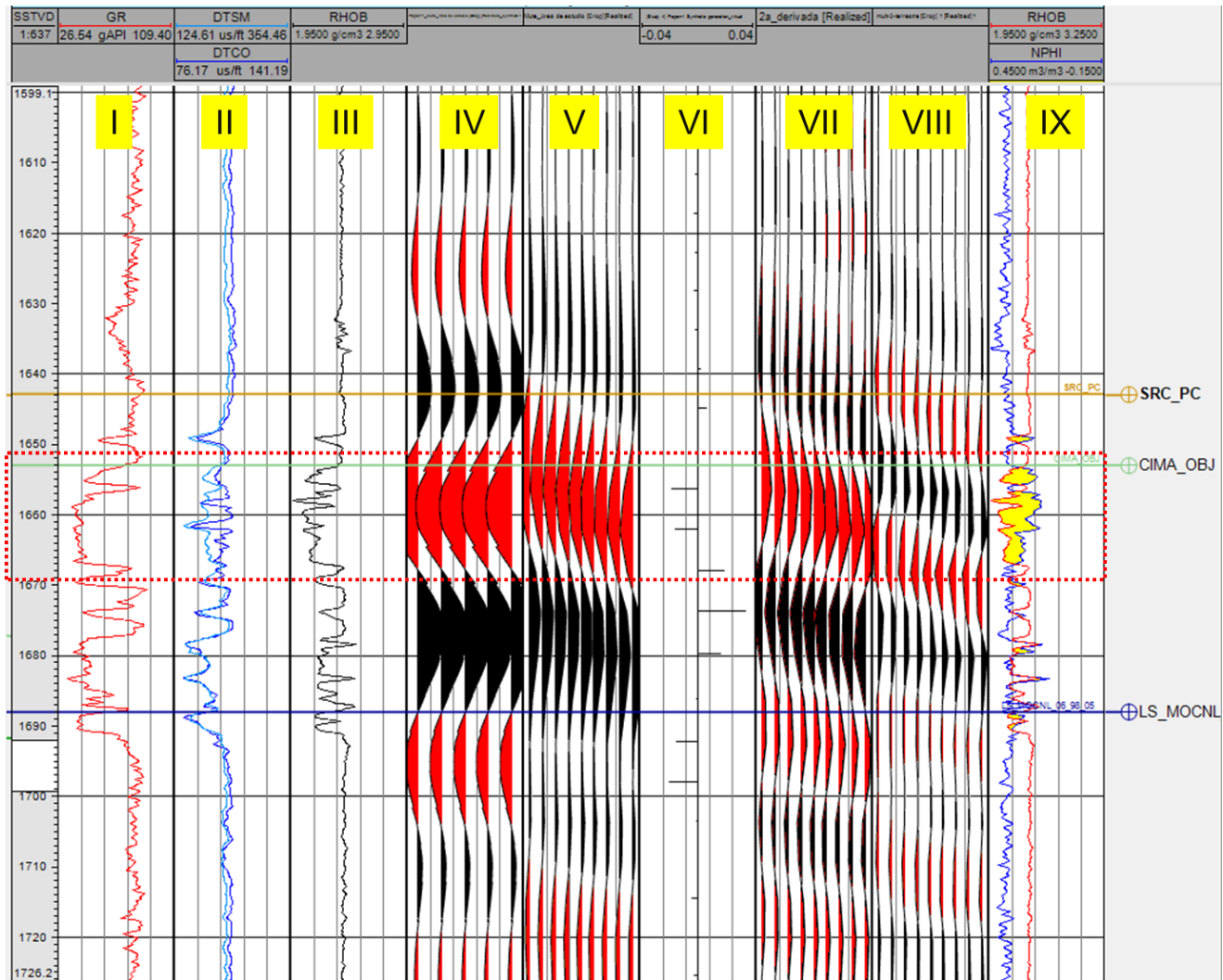


Figura 22.- Registros geofísicos de un pozo vertical dentro del campo mostrando el cuerpo de arenas productoras de gas seco asociada a la anomalía de amplitud (recuadro en rojo) y su comparación con respecto a la resolución de los datos sísmicos antes y después de aplicar las técnicas de incremento de frecuencia (VI y VII), donde se observa una mejor correlación con respecto a los eventos sísmicos.

Capítulo 5

Conclusiones y recomendaciones.

Para los datos analizados:

- Se encontró que el proceso PSTM realizado en el 2004 es mejor al del 2006, aun cuando los procesos aplicados en esta última eran más robustos, debido a un mal control de calidad del campo de velocidades.
- El haber modificado el borrado de los primeros arribos (mute) sirvió para reforzar la calidad del dato sísmico en la anomalía de amplitud asociada al yacimiento.
- El incrementar el ancho de banda de las frecuencias a través de la técnica de multiplicador de la fase, da buenos resultados y es posible correlacionar los eventos sísmicos obtenidos calculando la serie reflectiva del sismograma sintético a partir de registros de pozo.
- Realizar la interpretación sísmica a partir del volumen con incremento del ancho de banda, permitiría describir mejor la geometría de las arenas productoras de gas seco, ya que se distinguen la cima y a base de dos eventos distintos y no en uno solo como se tiene en el volumen original.
- Se recomienda aplicar a los datos los procesos de regularización e interpolación (a través de una técnica 5D debido a los problemas observados durante la adquisición) con un mejor control en la calidad del campo de velocidades tanto de apilamiento como residuales, contemplando un proceso adicional de adecuación después de la migración enfocada a estudios AVO o inversión sísmica, si se desea llegar hasta una PSTM.

- O en su defecto, podría realizarse una migración PSDM siempre y cuando se conserven las altas frecuencias (arriba de 40 Hz) en el algoritmo a utilizar, preferentemente en el siguiente orden: RTM, Kirchhoff o Beam.

En general:

- Se debe realizar una revisión exhaustiva en las base de datos de los datos sísmicos existentes (antes y después de apilar) previo a cualquier estudio de caracterización a fin de poder establecer los alcances y limitaciones de cada uno de ellos en función de las secuencias aplicadas y la calidad del dato.
- No dar por sentado que una secuencia de proceso mas reciente es mejor a uno previo o su respectivo caso contrario.
- Los puntos críticos a evaluar son el tipo de acondicionamiento previo a la migración (regularización, interpolación, atenuación de múltiples, etc.), campos de velocidades, tipo de migración (tiempo o profundidad), borrado de primeros arribos y apilados.
- El campo de velocidades obtenido a través de tomografía, generalmente es mejor a uno generado mediante picado denso, siempre y cuando la calidad del dato (relación señal/ruido) sea bueno y esté correctamente parametrizada la tomografía. Lo más importante es el control de calidad en la obtención de las mismas.
- Las técnicas de incremento de ancho de banda deben ser calibradas (cuando sea posible) mediante sismogramas sintéticos en los pozos existentes previo al inicio de la interpretación sísmica. Sin embargo, el emplearlas no implica ni garantiza un incremento de la resolución vertical.

- Esta metodología es eficiente para estudios de caracterización de un campo, debido a que el volumen de información sísmica es mas pequeña a un estudio de exploración en donde el área de estudio puede ser de mas de 1000 km², sin embargo también puede ser aplicada sin ningún problema considerando el tiempo requerido y la cantidad de pozos en el área.

Bibliografía

- Alistair**, R. B., 2001, *Understanding seismic attributes*: GEOPHYSICS, Society of Exploration Geophysicists, July, VOL. 66, No.1 (JANUARY-FEBRUARY), p. 47-48.
- Alistair**, R. B., 2005, *Pitfalls in 3D seismic interpretation: The Leading Edge*, Society of Exploration Geophysicists, July, p. 716-717.
- Bracewell**, R. N., 1986, *The Fourier transform and its applications*: McGraw-Hill.
- Centeno Miranda**, M. A., 2012, *Incremento de frecuencia y resolución en representación sísmica*, Tesis (Licenciatura en ingeniería geofísica), México DF, Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería, Agosto, 49p.
- Chopra**, S. and **Marfurt**, J. K., 2008, *Emerging and future trends in seismic attributes: The Leading Edge*, Society of Exploration Geophysicists, March, p. 298-318.
- Cruz-Helú**, et al, 1977, *Origin and distribution of Tertiary conglomerates, Veracruz Basin, México*: American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v. 61, p. 207–226.
- Dutton**, S., et al, 2002, *Petrography and reservoir quality of tertiary deepwater sandstones in the Veracruz basin, Mexico*: Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions, Volume 52, p. 229-240.
- Ferrari**, L., et al, 1999, *Space-time patterns of Cenozoic arc volcanism in central Mexico: From the Sierra Madre Occidental to the Mexican volcanic belt*: Geology, v. 27, no. 4, p. 303– 306.

- Folk, R.L.**, 1974, *Petrology of Sedimentary Rocks*: Austin, Texas, Hemphill, 182 p.
- Kallweit, R. S. and Wood, L. C.**, 1982, The limits of resolution of zero-phase wavelets: GEOPHYSICS, Society of Exploration Geophysicists, VOL. 47. No. 7 (JULY), p. 1035-1046.
- Martinez Cabañas, W. I.**, 1996, Interpretación geológica de sismogramas sintéticos. Un ejemplo aplicado al sondeo Rio Segura G-1: Geogaceta, 20(1), p. 153-156.
- Meneses-Rocha, J. J.**, 1991, *Tectonic development of the Ixtapa Graben, Chiapas, México*: Ph.D. dissertation, University of Texas at Austin, Austin, Texas, 425 p.
- Meneses-Rocha, J. J.**, 2001, *Tectonic evolution of the Ixtapa Graben, an example of a strike-slip basin of southeastern Mexico: Implications for regional petroleum systems*, in C. Bartolini, T. Buffler, and A. Cantu-Chapa, eds., *The western Gulf of Mexico Basin: Tectonics, sedimentary basins and petroleum systems*, AAPG Memoir 75, p. 271–291.
- Moore, G. W., and Castillo, L. D.**, 1974, *Tectonic evolution of the southern Gulf of Mexico*: Geological Society of America Bulletin, v. 85, no. 4, p. 607–618.
- Mossman, R. W., and Viniegra, F.**, 1976, *Complex fault structures in Veracruz Province of Mexico*: AAPG Bulletin, v. 60, no. 3, p. 379–388.
- Necati, G., et al**, 2007, Gather flattening: The Leading Edge, Society of Exploration Geophysicists, December, p. 1538-1543.
- Pindell, J. L., and J. F. Dewey**, 1982, *Permo-Triassic reconstruction of western Pangea and the evolution of the Gulf of Mexico Caribbean region*: Tectonics, v. 1, p. 179–211.
- Pindell, J. L.**, 1994, *Evolution of the Gulf of Mexico and the Caribbean*, in S. K. Donovan, and T. A. Jackson, eds., *Caribbean geology: An introduction*: Kingston, Jamaica, UWI Publishers, p. 12–39.

- Prost, G., Aranda, M., 2001, *Tectonics and Hydrocarbon systems of the Veracruz basin, México*: in C. Bartolini, T. Buffler, and A. Cantu-Chapa, eds., *The western Gulf of Mexico Basin: Tectonics, sedimentary basins and petroleum systems*, AAPG Memoir 75, P. 271-291.**
- Schoenberger, M., 1974, Resolution comparison of minimum-phase and zero-phase signals: GEOPHYSICS, Society of Exploration Geophysicists, VOL. 39. No. 6 (DECEMBER); P. 826-833.**
- Stark, T. J., 2009, *Frequency enhancement via an integer multiplier or just another geowizardry attribute?*: SEG Technical Program Expanded Abstracts, 28, 1092–1096.**
- Sheriff, R. E., 2002, *Encyclopedic Dictionary of Exploration Geophysics*: Society of Exploration Geophysicists.**
- Trad, D., 2009, *Five-dimensional interpolation: Recovering from acquisition constraints*: GEOPHYSICS, Society of Exploration Geophysicists, VOL. 74. No. 6 (NOVEMBER-DECEMBER); P. V123-V132.**
- Yilmaz, Ö., 2001, *Seismic data analysis: Processing, inversion and interpretation*: Society of Exploration Geophysicists.**