

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

CARACTERIZACIÓN SÍSMICA DE LOS SISTEMAS DE FRACTURAS DE LA FORMACIÓN CERRO PRIETO – GRUPO AMOTAPE, EN EL CAMPO SAN PEDRO ESTE, CUENCA SECHURA - PERÚ

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Ing. Jiménez C., Pablo E.
Para optar al Título
de Magister en Geofísica

Caracas, 2017

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

CARACTERIZACIÓN SÍSMICA DE LOS SISTEMAS DE FRACTURAS DE LA FORMACIÓN CERRO PRIETO – GRUPO AMOTAPE, EN EL CAMPO SAN PEDRO ESTE, CUENCA SECHURA - PERÚ

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Karmele León

TUTOR INDUSTRIAL: MSc. Oswaldo Salazar

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Ing. Jiménez C., Pablo E.
Para optar al Título
de Magister en Geofísica

Caracas, 2017



UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA
FACULTAD DE INGENIERÍA
COMISIÓN DE ESTUDIOS DE POSTGRADO



Comisión de
Estudios de
Postgrado

VEREDICTO

Quienes suscriben, miembros del jurado designado por el Consejo de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Central de Venezuela, para examinar el **Trabajo de Grado** presentado por el **ING. PABLO EDUARDO JIMÉNEZ CORAL**, portador del Pasaporte No. 5905911, bajo el título "**CARACTERIZACIÓN SÍSMICA DE LOS SISTEMAS DE FRACTURAS DE LA FORMACIÓN CERRO PRIETO – GRUPO AMOTAPE, EN EL CAMPO SAN PEDRO ESTE, CUENCA SECHURA - PERÚ**", a fin de cumplir con el requisito legal para optar al grado académico de Magister Scientiarum en Geofísica dejan constancia de lo siguiente:

Handwritten signature and initials on the left margin.

- 1.- Leído como fue dicho trabajo por cada uno de los miembros del jurado, se fijó el día martes 14 de Marzo, a las 9 a.m., para que el autor lo defendiera en forma pública, lo que este hizo en la Auleta de Postgrado de la Facultad de Ingeniería, mediante un resumen oral de su contenido, luego de lo cual respondió a las preguntas que le fueron formuladas por el jurado, todo ello conforme con lo dispuesto en el Reglamento de Estudios de Postgrado.
- 2.- Finalizada la defensa del trabajo, el jurado decidió aprobarlo, por considerar, sin hacerse solidario con la ideas expuestas por el autor, que se ajusta a lo dispuesto y exigido en el Reglamento de Estudios de Postgrado.
- 3.- El jurado por unanimidad decidió otorgar la calificación de **EXCELENTE** al presente trabajo por tratarse de un estudio de una estructura fracturada potencialmente hidrocarburífera en el basamento metamórfico, aplicando una metodología detallada y completa, lo cual constituye un aporte novedoso.

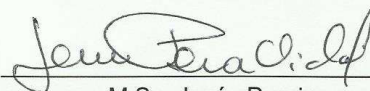
Para este veredicto, el Jurado, los profesores M.Sc. Karnele León, M.Sc. Jesús Pereira y la Dra. Milagrosa Aldana, estimaron que la obra examinada representa en su conjunto un aporte importante. Esta investigación presenta un enfoque novedoso dentro del área de Geofísica.



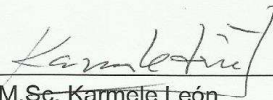
En fe de lo cual se levanta la presente ACTA, a los 14 días del mes de Marzo del año 2017, conforme a lo dispuesto en el Reglamento de Estudios de Postgrado, actuó como Coordinadora del Jurado la M.Sc. Karmele León.



Dra. Milagrosa Aldana
C.I. V - 6.141.150
(Universidad Simón Bolívar)



M.Sc. Jesús Pereira
C.I. V - 2.983.049
(Facultad de Ingeniería- UCV)



M.Sc. Karmele León
C.I. V - 5.223.423
(Facultad de Ingeniería- UCV)
(Tutora)

JR/14-03-2017.

Página 2 de 2



Dedicado a madre Julia Vilma
Coral Pajuelo, a mi padre
Eduardo Cornelio Jiménez Napa,
a mi hermano Eduardo Antonio
Jiménez Coral y a mi novia Ana
Zola Chonón Nuñez.

AGRADECIMIENTOS

A la ilustre Universidad Central de Venezuela, por haber brindado el conocimiento y las facilidades académicas para el óptimo desarrollo de mis estudios.

A la Profesora Karnele León, quien con su sapiencia y cordialidad supo guiarme en el desarrollo y culminación del trabajo de tesis.

Al Ingeniero Oswaldo Salazar, quien con su experiencia y dedicación hizo posible la finalización del trabajo de tesis.

A mi madre Julia, quien en vida estuvo pendiente de mi felicidad.

A mi padre Eduardo, por haberme ofrecido su apoyo incondicional durante mis estudios en Venezuela y en todas las etapas de mi vida.

A mi novia Ana, por haber estado siempre a mi lado y haberme aconsejado para tomar las decisiones correctas.

A mi hermano Eduardo y a mis familiares, quienes con su apoyo y preocupación fueron un sustento emocional en esta etapa.

A todas mis amistades que estuvieron pendiente de mis estudios.

A la empresa SAVIA Perú, por haberme facilitado los datos con los que fue posible la realización del presente trabajo.

Jiménez C., Pablo E.

**CARACTERIZACIÓN SÍSMICA DE LOS SISTEMAS DE
FRACTURAS DE LA FORMACIÓN CERRO PRIETO – GRUPO
AMOTAPE, EN EL CAMPO SAN PEDRO ESTE, CUENCA
SECHURA - PERÚ**

Tutor Académico: Prof. Karmele León. Tutor Industrial: Ing. Oswaldo Salazar.

Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Geofísica.

Año 2017, 102 p.

Palabras Claves: Footprint, Ant-tracking, Varianza, Curvatura, Fracturas.

Resumen. En el presente trabajo, se caracterizó sísmicamente el reservorio metamórfico naturalmente fracturado de la Formación Cerro Prieto – Grupo Amotape, en el Campo San Pedro Este de la Cuenca Sechura – Perú. Para la caracterización, los datos sísmicos fueron pre-acondicionados. El proceso de caracterización consistió en la extracción de atributos sísmicos geométricos tales como varianza y curvatura volumétrica, así como la posterior aplicación del algoritmo “ant-tracking”, con la finalidad de revelar los sistemas de fracturas existentes. Los resultados mostraron la densidad y orientación de las fracturas abiertas en el campo. Dichos resultados en conjunción con datos de geología y producción pueden ser utilizados para optimizar la producción del campo.

INDICE GENERAL

	PAG.
INTRODUCCION	1
CAPITULO I. FUNDAMENTO DE LA INVESTIGACIÓN.	3
1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA. (ANTECEDENTES)	3
1.2. OBJETIVOS.	4
1.2.1. Objetivo general.	4
1.2.2. Objetivos específicos.	5
1.3. JUSTIFICACIÓN.	5
CAPITULO II. UBICACIÓN DEL AREA DE ESTUDIO Y MARCO GEOLÓGICO.	6
2.1. UBICACIÓN DEL AREA DE ESTUDIO.	6
2.2. MARCO GEOLÓGICO.	6
2.2.1. Cuenca Sechura.	6
2.2.2. Marco tectónico.	8
2.2.2.1. Tectónica regional.	8
2.2.2.2. Tectónica local.	11
2.2.3. Marco estratigráfico.	12
2.2.3.1. Columna estratigráfica.	12
2.2.3.2. Grupo Amotape – Formación Cerro Prieto.	15
2.2.4. Sistema petrolífero.	16
CAPITULO III. MARCO TEÓRICO.	17
3.1. PRE-ACONDICIONAMIENTO DE DATOS SÍSMICOS.	17
3.1.1. Transformada de Radón para la atenuación de reflexiones múltiples.	17
3.1.2. Supresión del “footprint” de adquisición.	19
3.2. ATRIBUTOS SÍSMICOS	21
3.2.1. Atributo de coherencia.	22
3.2.1.1. Coherencia basada en semblanza y varianza.	23

3.2.2. Atributo de curvatura.	24
3.2.2.1. Curvatura de una superficie.	24
3.2.2.2. Curvatura volumétrica.	27
3.3. ALGORITMO “ANT-TRACKING”.	28
CAPITULO IV. MARCO METODOLÓGICO.	31
4.1. BASE DE DATOS.	31
4.1.1. Datos sísmicos.	31
4.1.2. Datos de pozos.	32
4.2. PRE-ACONDICIONAMIENTO DE LOS DATOS SÍSMICOS.	33
4.2.1. Transformada de Radon para la atenuación de reflexiones múltiples.	33
4.2.2. Supresión del “footprint” de adquisición.	36
4.3. EDICIÓN DE LOS DATOS DE POZO.	39
4.4. INTEGRACIÓN DE LOS DATOS SÍSMICOS Y DE POZO.	41
4.4.1. Determinación de la fase de la sísmica.	41
4.4.2. Calibración del registro sónico con el “checkshot”.	42
4.4.3. Generación de sismogramas sintéticos.	43
4.5. INTERPRETACIÓN DEL REFLECTOR DEL BASAMENTO.	45
4.6. EXTRACCIÓN DE ATRIBUTOS SÍSMICOS.	47
4.6.1. Varianza.	47
4.6.2. Curvatura volumétrica.	52
4.7. GENERACIÓN DEL VOLUMEN “ANT-TRACKING”.	54
4.7.1. Volumen “ant-tracking” sin filtro acimutal.	56
4.7.2. Volumen “ant-tracking” con filtro acimutal.	60
CAPITULO V. DISCUSIÓN DE RESULTADOS.	65
5.1. PRE-ACONDICIONAMIENTO DE LOS DATOS SÍSMICOS.	65
5.1.1. Atenuación de reflexiones múltiples.	65
5.1.2. Supresión del “footprint” de adquisición.	66
5.2. ATRIBUTOS SÍSMICOS: VARIANZA Y CURVATURA VOLUMÉTRICA.	67

5.3. VOLÚMENES ANT-TRACKING.	71
5.3.1. Volumen “ant-tracking” sin filtro acimutal.	71
5.3.2. Volumen “ant-tracking” con filtro acimutal.	75
5.4. MIGRACIÓN Y ENTRAMPAMIENTO DE HIDROCARBUROS.	77
CAPITULO VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	82
BIBLIOGRAFÍA.	84

LISTA DE FIGURAS

	PAG.
Figura 2.1. Ubicación geográfica de la Cuenca Sechura y del área de estudio. (Modificado de Bianchi y Delgado, 2008)	6
Figura 2.2. Principales características fisiográficas y elementos estructurales de la Cuenca Sechura. (Duque, 2008)	7
Figura 2.3. Mapa Geológico del noroeste de la Cuenca Sechura. (Modificado de Mapa Geológico del Perú 1:1 000 000)	8
Figura 2.4. Imagen Satelital del margen continental peruano. (Modificado de Devries et al., 2011)	9
Figura 2.5. Diagrama de correlación de los mayores eventos tectónicos regionales del Perú. (Modificado de Devries et al., 2011)	10
Figura 2.6. Sección Estructural de La Cuenca Sechura. (Bianchi y Delgado, 2008)	12
Figura 2.7. Columna Estratigráfica de la Cuenca Sechura y la Cuenca Talara. (Bianchi y Delgado, 2008)	14
Figura 2.8. Afloramiento de las rocas Paleozoicas fracturadas cercanas al área de estudio. (Duque, 2008)	15
Figura 2.9. Mapa isópaco de la roca generadora (Cretácico) con la dirección de migración de hidrocarburos. (Modificado de SAVIA PERÚ S.A., 2007)	16
Figura 3.1. Diferentes tipos de reflexiones múltiples. (Modificado de CGG Veritas University, 2009)	18
Figura 3.2. Atenuación de múltiples en el dominio de Radon. (Modificado de Cao, 2006)	19
Figura 3.3. Time slice de un cubo 3D adquirido en tierra con footprint. (Modificado de Falconer y Marfurt, 2008)	20
Figura 3.4. Supresión del “footprint” de adquisición con la técnica desarrollada por Gulunay et al. (2006). (Gulunay et al, 2006)	21
Figura 3.5. Cálculo de coherencia basada en correlación cruzada. (Modificado de Bahorich y Farmer, 1995)	22
Figura 3.6. Cálculo de coherencia basada en semblanza. (Modificado de Chopra y Marfurt, 2007c)	23
Figura 3.7. Convención de polaridad de la curvatura en 2D para diferentes eventos geológicos. (Modificado de Chopra y Marfurt, 2015)	25
Figura 3.8. Definición de formas cuadráticas 3D y su relación con K_{pos} y K_{neg} . (BergBauer, Mukerji y Hennings, 2003)	26
Figura 3.9. Resultados de calcular la curvatura en una superficie y los “horizon slice” de la curvatura calculada directamente en el volumen sísmico (Modificado de Chopra y Marfurt, 2007b)	28
Figura 3.10. La forma en que las hormigas logran encontrar el camino más corto entre 2 puntos. (Dorigo y Gambardella, 1997)	29

Figura 3.11. Time slice a una profundidad determinada del volumen de varianza, con su correspondiente resultado de aplicar el algoritmo “ant-tracking”. (Pedersen et al., 2005)	30
Figura 4.1. “CRP gathers” con corrección NMO utilizados en el presente estudio.	31
Figura 4.2. Registros de porosidad (sónico y densidad) de los pozos en el área de estudio.	33
Figura 4.3. “CRP gather” con NMO, donde se observan las reflexiones múltiples con forma parabólica.	34
Figura 4.4. Principales parámetros de modelamiento y sustracción de las reflexiones múltiples. (CGG Veritas, 2005)	35
Figura 4.5. Resultado del proceso de atenuación de reflexiones múltiples.	36
Figura 4.6. “Footprint” de adquisición en el área de estudio.	37
Figura 4.7. Descripción de los parámetros para la detección de un máximo local en el espacio Kx-Ky.	37
Figura 4.8. Supresión del “Footprint” de adquisición en el time slice a 928 ms.	38
Figura 4.9. Edición del registro sónico y de densidad en el pozo 1.	40
Figura 4.10. Gráfico Amplitud máxima vs Rotación de fase para la ondícula del basamento en la traza correspondiente al inline 1550 y crossline 1332.	41
Figura 4.11. Proceso de calibración del pozo 1.	42
Figura 4.12. Ondícula extraída de la sísmica para el pozo 1.	44
Figura 4.13. Correlación final en el pozo 1.	45
Figura 4.14. Superficie generada del reflector del basamento de edad Paleozoica.	46
Figura 4.15. Mapa estructural y “Horizon slice” del reflector del basamento.	46
Figura 4.16. Resultados de variar la ventana espacial para el cálculo del atributo de varianza.	48
Figura 4.17. Análisis de la resolución de los resultados de variar la ventana espacial para el cálculo de la varianza	49
Figura 4.18. Resultados de variar la ventana de suavizado para el cálculo del atributo de varianza.	50
Figura 4.19. Resultados del cálculo del atributo de varianza modificando el parámetro PCF.	51
Figura 4.20. Resultados detallados del cálculo del atributo de varianza modificando el parámetro PCF.	51
Figura 4.21. Expresión sísmica de las fallas de mínimo salto.	52
Figura 4.22. Resultados de la curvatura “Most Negative” al variar la ventana espacial.	53
Figura 4.23. Resultados de la curvatura “Most Negative” al variar la ventana temporal.	54
Figura 4.24. Descripción de los parámetros del algoritmo “ant-tracking”.	55

Figura 4.25. Descripción gráfica de los parámetros del algoritmo “ant-tracking”: (Modificado de Schlumberger, 2010)	56
Figura 4.26. “Horizon Slice” 4ms por debajo del tope del basamento del volumen “ant-tracking” sin utilizar el stereonet.	57
Figura 4.27. Interpretación de los lineamientos en el horizon slice 4ms por debajo del tope del basamento del volumen “ant-tracking”.	58
Figura 4.28. “Horizon Slice” 36ms por debajo del tope del basamento del volumen “ant-tracking” sin utilizar el stereonet.	59
Figura 4.29. Interpretación de los lineamientos en el horizon slice 36ms por debajo del tope del basamento del volumen “ant-tracking”.	59
Figura 4.30. Diagramas de rosa totales para los bloques donde los pozos perforan el reservorio.	60
Figura 4.31. Diagramas de rosa de las fracturas conductivas y parciales en el pozo 1 y pozo 2 y sus respectivas orientaciones principales y secundarias. (SAVIA PERÚ S.A., 2007)	61
Figura 4.32. Ubicación del campo vecino y diagramas de rosa de los registros FMI. (Modificado de SAVIA PERÚ S.A., 2007)	62
Figura 4.33. Cuadro de decisiones para la conservación de acimuts.	62
Figura 4.34. “Stratal slice” 4ms por debajo del tope del basamento del volumen “ant-tracking” con filtro acimutal.	63
Figura 4.35. “Stratal slice” 36ms por debajo del tope del basamento del volumen “ant-tracking” con filtro acimutal.	64
Figura 5.1. Resultado del proceso de atenuación de las reflexiones múltiples en un CRP gather.	65
Figura 5.2. Resultado de la atenuación de las reflexiones múltiples en una sección apilada.	66
Figura 5.3. Atributo de varianza antes y después de suprimir el “footprint” de adquisición.	67
Figura 5.4. Resultados Finales de varianza y curvatura volumétrica “Most Negative”	68
Figura 5.5. Sensibilidad de los atributos de varianza y curvatura “Most Negative”, para detectar eventos a escala subsísmica	69
Figura 5.6. Representación conjunta de los atributos de varianza y curvatura volumétrica “Most Negative”.	70
Figura 5.7. Eventos estructurales resaltados por las curvaturas “Most Negative” y “Most Positive”.	71
Figura 5.8. Resultados del atributo de curvatura “Most Negative” y del “ant-tracking” sin utilizar el filtro acimutal.	72
Figura 5.9. Interpretación de lineamientos en el “horizon slice” 4ms por debajo del basamento para la curvatura “Most Negative” y el “ant-tracking” sin filtro acimutal.	73
Figura 5.10. Comparación de los diagramas de rosa de fracturas conductivas en cada pozo y los diagramas de rosa totales generados en cada bloque.	74

Figura 5.11. “Horizon slice” de la superficie 4 ms por debajo del tope del basamento para los volúmenes “ant-tracking” sin filtro acimutal y con filtro acimutal.	75
Figura 5.12. Comparación de la calidad de imagen del volumen “ant-tracking” con filtro acimutal, con relación al volumen “ant-tracking” sin filtro acimutal.	76
Figura 5.13. Representación conjunta del atributo de varianza y el resultado final del algoritmo “ant-tracking”, en un horizon slice 4 ms debajo del tope del basamento.	78
Figura 5.14. Migración y atrapamiento de hidrocarburos en el Campo San Pedro Este. Las flechas rojas indican la dirección del movimiento de los fluidos.	79
Figura 5.15. Atrapamiento de los hidrocarburos en las fracturas de las cuarcitas de la Formación Cerro Prieto.	80

LISTA DE TABLAS

	PAG.
Tabla 4.1. Características de los datos sísmicos.	32
Tabla 4.2. Parámetros para la atenuación de reflexiones múltiples.	35
Tabla 4.3. Parámetros utilizados para la supresión del “footprint”.	38
Tabla 4.4. Parámetros de extracción de la ondícula.	44
Tabla 4.5. Parámetros utilizados en el algoritmo “ant-tracking”.	56

INTRODUCCION

La Caracterización Sísmica de Reservorios es un estudio ampliamente utilizado en la industria petrolera, la cual consiste en la obtención de información de las características de las rocas en el subsuelo a partir de datos sísmicos. Dicha información puede ser de tipo geomorfológica, estratigráfica, estructural, o también de las propiedades de las rocas tales como litología y contenido de fluidos. Los atributos sísmicos, son valores extraídos de los datos sísmicos por medio de relaciones matemáticas y/o estadísticas, que nos ayudan a distinguir características del subsuelo que no son fácilmente visibles en las secciones sísmicas (Chopra y Marfurt, 2007c). Los atributos sísmicos pueden clasificarse como atributos post-apilamiento o pre-apilamiento. Dentro del inmenso número de atributos existentes, están aquellos atributos post-apilamiento que acentúan rasgos estructurales como son las discontinuidades (i.e. Fallas y fracturas). Estos atributos son los denominados atributos de coherencia y curvatura, los cuales junto a algoritmos de última generación que permiten realzar discontinuidades, como por ejemplo el algoritmo “ant-tracking”, son de gran utilidad en la caracterización de sistemas de fracturas en reservorios naturalmente fracturados. Autores como Singh, Abu-Habbie, Khan, Akbar, Etchecopar y Montaron (2008), así como Henning, Martin, Paton y Kelvin (2010), utilizaron el algoritmo “ant-tracking”, para preservar y acentuar las orientaciones de fracturas abiertas.

La Cuenca Sechura es una cuenca de antearco que se encuentra ubicada en el noroeste del Perú, la cual ha sido motivo de estudio desde comienzos del siglo pasado debido a su alto potencial hidrocarburífero. El principal reservorio costa afuera de la Cuenca Sechura es su basamento metamórfico naturalmente fracturado y de edad Paleozoica, específicamente El Grupo Amotape. Dicho reservorio ha sido explotado desde el año 2005 en diferentes campos por la empresa SAVIA PERU S.A. En el campo denominado San Pedro Este, SAVIA PERU S.A perforó dos pozos exploratorios en distintos bloques, en los cuales descubrió gas seco en La Formación Cerro Prieto del Grupo Amotape.

El objetivo del presente estudio es caracterizar sísmicamente las zonas de fracturamiento de la Formación Cerro Prieto en el Campo San Pedro Este costa afuera, con la finalidad de poder entender mejor el almacenamiento y la migración de los hidrocarburos. En el desarrollo del trabajo se extraen atributos estructurales como coherencia y curvatura y se analiza la eficiencia de cada uno de ellos en detectar los lineamientos de las fracturas en el campo. Para tal fin, los datos sísmicos son previamente acondicionados. Posteriormente, se aplica el algoritmo “ant-tracking” que actúa como un filtro acimutal; los registros de imágenes de los pozos en el campo de estudio y de un campo aledaño, se utilizan para conservar las direcciones de los lineamientos correspondientes a fracturas abiertas y parcialmente abiertas.

CAPITULO I

FUNDAMENTO DE LA INVESTIGACIÓN

1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA (ANTECEDENTES)

La exploración y explotación de hidrocarburos en el Perú se inició hace más de 150 años, cuando se perforó el primer pozo de petróleo en el año 1863 en la costa norte del Perú, en la Cuenca Tumbes; este pozo fue el primer pozo perforado en Sudamérica.

Este estudio se encuentra referido a la Cuenca Sechura, una de las 18 cuencas sedimentarias con potencial hidrocarburífero que tiene el Perú, en donde se ha descubierto metano en cantidades comerciales en las formaciones Cretácicas y Terciarias de la cuenca desde el año 1953.

SAVIA PERU S.A, importante empresa local de exploración y producción de hidrocarburos, liderada por dos reconocidas empresas petroleras estatales: ECOPETROL de Colombia y KNOC de Corea del Sur, es la actual licenciataria del lote Z2B, ubicado costa afuera, que abarca parte de la zona noroeste de la Cuenca Sechura, en la Bahía de Bayovar. En el año 2005, se perforó el primer pozo exploratorio en el campo denominado San Pedro en el lote Z2B, donde se descubrió petróleo de 35° API en el basamento metamórfico naturalmente fracturado (Grupo Amotape), a partir de entonces se han producido descubrimientos de hidrocarburos en el basamento en distintos campos en la Bahía de Bayovar. En particular, en el año 2007, se perforaron dos pozos exploratorios en el Campo San Pedro Este, ubicado a 11.5 km al este del Campo San Pedro, en los cuales se descubrió gas seco en las cuarcitas fracturadas de la Formación Cerro Prieto del Grupo Amotape.

Hasta el momento, el Campo San Pedro Este no cuenta con estudios de caracterización sísmica que permitan *conocer la orientación y distribución de las fracturas* y de esta manera optimizar la explotación del yacimiento.

Por lo general, los datos sísmicos empleados para la caracterización de los yacimientos no tienen la suficiente calidad requerida para tal fin, debido a ruidos remanentes del procesamiento sísmico que afectan de manera negativa al cálculo de los atributos sísmicos; asimismo, los atributos sísmicos convencionales utilizados para la detección de fallas y fracturas (i.e. coherencia y curvatura), por sí solos *no tienen la capacidad de diferenciar entre las fracturas cerradas y las fracturas abiertas*.

En la última década se han desarrollado algoritmos (e.g. Algoritmo “ant-tracking”) que utilizan como entrada los atributos sísmicos. Dichos algoritmos, junto con registros de imágenes de los pozos, tienen la capacidad de mapear las orientaciones de las fracturas abiertas, las cuales son de gran interés en el desarrollo del campo debido a su contribución con el flujo de hidrocarburos.

El problema principal que se pretende resolver en esta investigación se plantea de la manera siguiente:

¿De qué manera podemos conocer con mayor precisión las características de las zonas fracturadas en la Formación Cerro Prieto en el Campo San Pedro Este?

Asimismo, se abordarán los problemas secundarios que se mencionan a continuación:

¿Qué proceso previo es necesario realizar para una confiable extracción de atributos sísmicos? ¿De qué manera se puede conocer la orientación y distribución de las fracturas abiertas y parcialmente abiertas en el yacimiento? ¿Cómo se desarrollaron los procesos de migración y entrapamiento de hidrocarburos?

1.2. OBJETIVOS

1.2.1. Objetivo general

Determinar con mayor precisión las características de las zonas fracturadas en la Formación Cerro Prieto en el Campo San Pedro Este, mediante el uso de datos sísmicos 3D y registros de pozo.

1.2.2. Objetivos específicos

- Realizar el Pre –acondicionamiento de los datos sísmicos para la extracción de atributos sísmicos de manera óptima.
- Determinar la orientación y distribución de los lineamientos de fracturas abiertas y parcialmente abiertas en el reservorio naturalmente fracturado, a través de la extracción de los atributos de coherencia y curvatura y la posterior aplicación del algoritmo “ant-tracking”.
- Conocer el mecanismo de entrapamiento de los hidrocarburos en el Campo San Pedro Este y establecer las posibles rutas de migración.

1.3. JUSTIFICACIÓN

La identificación de la orientación y distribución de las fracturas abiertas en base a datos sísmicos en el Campo San Pedro Este, junto con datos de ingeniería de producción y geología, ayudarán a reducir riesgos en la perforación de futuros pozos y optimizarán la producción del campo. La metodología desarrollada también podrá ser utilizada como herramienta para caracterizar reservorios naturalmente fracturados de distinta composición tales como reservorios carbonáticos y reservorios de lutitas con gas, siendo este último tipo de reservorio de gran auge a nivel mundial.

Asimismo, la presente investigación servirá de base para futuros estudios relacionados con la caracterización sísmica de reservorios.

CAPITULO II

UBICACIÓN DEL AREA DE ESTUDIO Y MARCO GEOLÓGICO

2.1. UBICACIÓN DEL AREA DE ESTUDIO

El área de estudio se encuentra en el Campo San Pedro Este, que se localiza costafuera en la zona noroeste de la Cuenca Sechura, al noroeste del Perú (Figura 2.1).

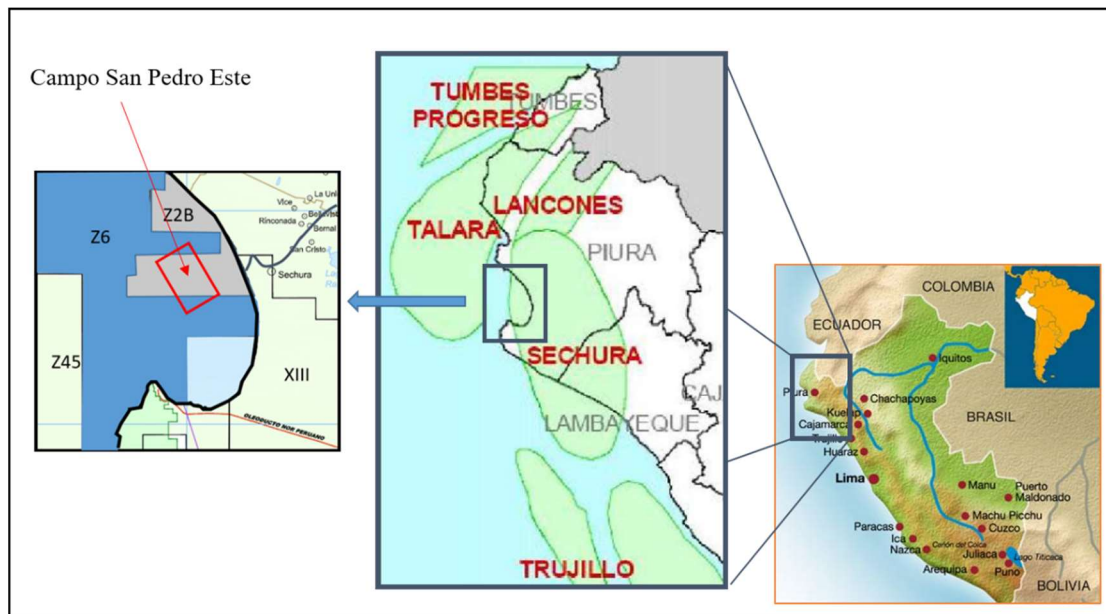


Figura 2.1 Ubicación geográfica de la Cuenca Sechura y del área de estudio. (Modificado de Bianchi y Delgado, 2008)

2.2. MARCO GEOLÓGICO

2.2.1. Cuenca Sechura

La Cuenca Sechura es una cuenca de antearco, ubicada al noroeste del Perú, la cual es parte de la cadena de cuencas extensionales tipo “pull-apart” que se extiende por todo el margen continental peruano (Devries, Zúñiga y Rivero, Hay-Roe y Alvarez-Calderón, 2011). Esta se encuentra limitada por el oeste por las rocas precámbricas y paleozoicas de las montañas Illescas y por el este por el Batolito de la Costa (Dunbar, Marty y Baker, 1990).

Las características fisiográficas más importantes de la cuenca son las montañas Illescas, La Silla de Paita, las islas Lobos de Tierra y Lobos de Afuera y el área desértica con la presencia de algunas cadenas montañosas del Batolito de la Costa. Los principales elementos estructurales de la Cuenca Sechura son: El sistema de fallas La Casita, límite norte de la cuenca; La Deflexión de Huancabamba, que define la transición de los Andes Centrales a los Andes Septentrionales y un sistema de fallas este-oeste asumidas como límite sur de la cuenca, por la zona de Pacasmayo en el Departamento de La Libertad (Figura 2.2). La Deflexión de Huancabamba, divide a la cuenca en dos provincias estructurales: La provincia norte, con estructuras orientadas principalmente en dirección NE-SO; y la provincia sur, que presenta estructuras con orientación NNO-SSE (Duque, 2008). En la Figura 2.3, se observa el mapa geológico de la parte noroeste de la Cuenca Sechura.

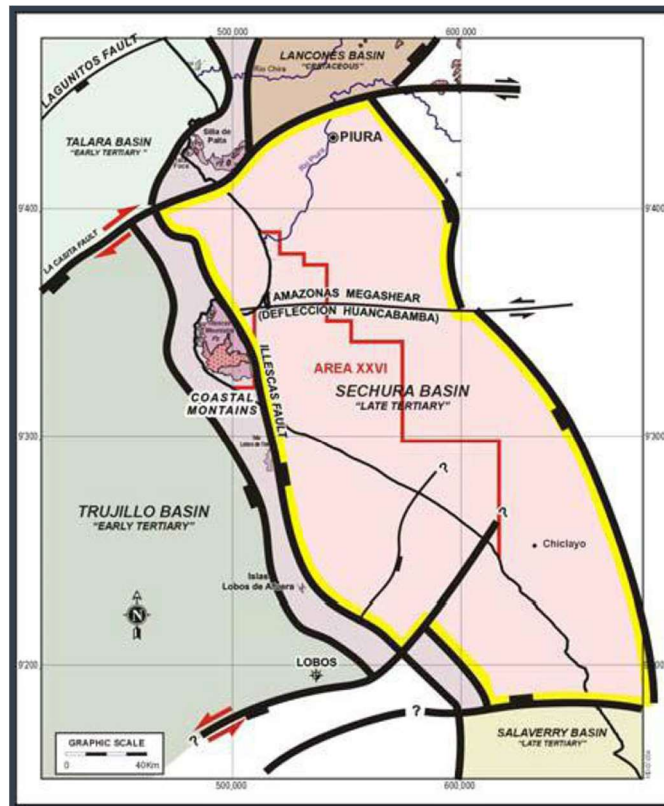


Figura 2.2. Principales características fisiográficas y elementos estructurales de la Cuenca Sechura. (Duque, 2008)

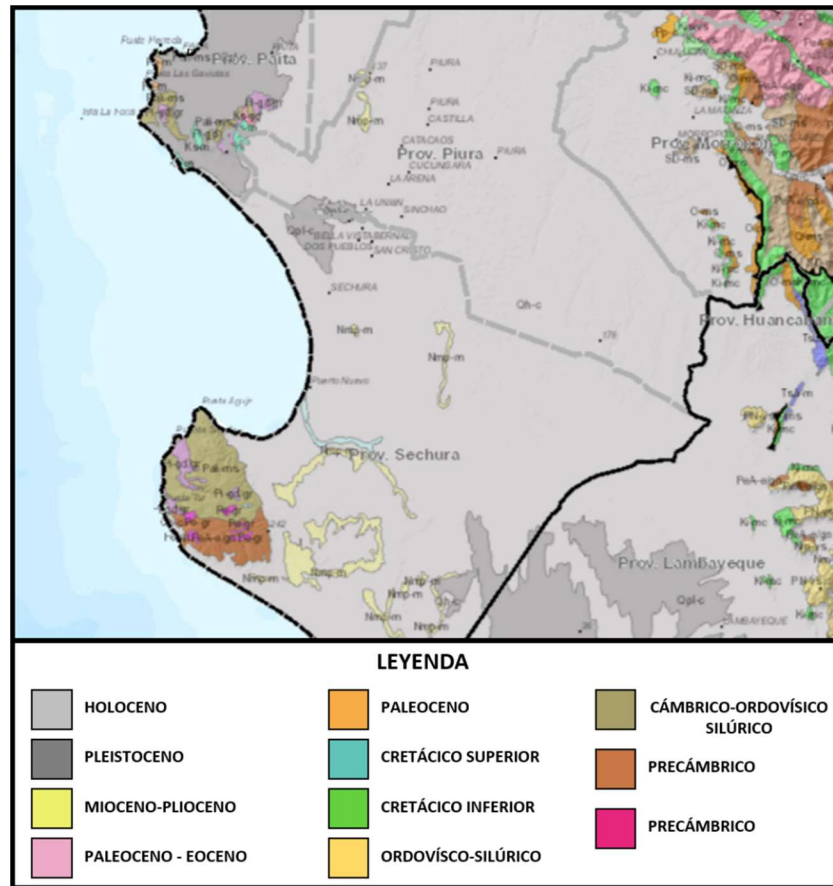


Figura 2.3. Mapa Geológico del noroeste de la Cuenca Sechura, en donde destacan los afloramientos del Cámbrico, Ordovísico y Silúrico. (Modificado de Mapa Geológico del Perú 1:1 000 000)

2.2.2. Marco tectónico

2.2.2.1. Tectónica regional

La tectónica del Mesozoico y Cenozoico del Perú fue controlada por la convergencia en dirección oeste de la Placa Sudamericana y la convergencia oblicua en dirección noreste de la Placa Nazca-Farallón (Devries et al., 2011), la cual desarrolló un margen transformante-convergente (Figura 2.4), caracterizado por fallas normales y rumbo deslizantes que formaron cuencas extensionales tipo “pull-apart” a lo largo del margen occidental del Perú, como es el caso de La Cuenca Sechura.

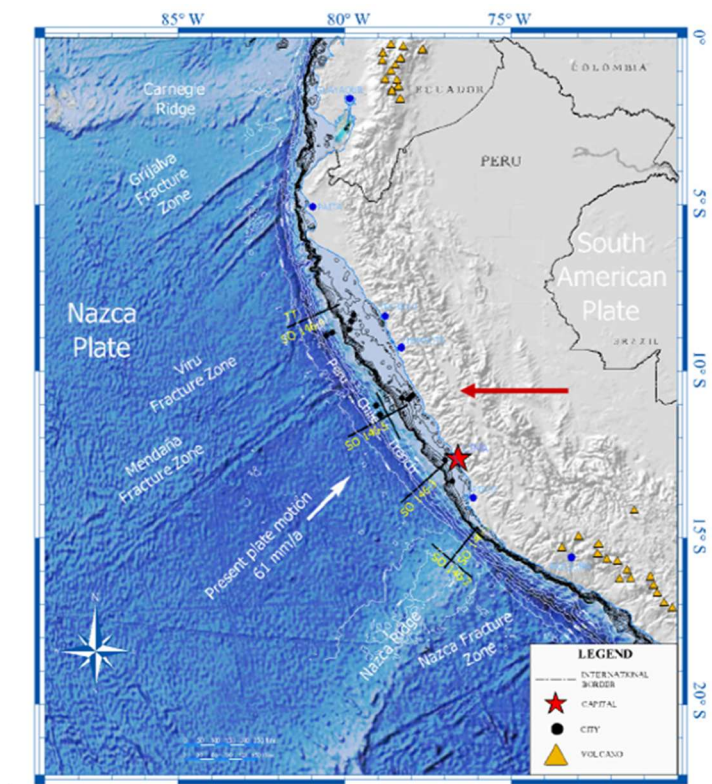


Figura 2.4. Imagen Satelital del margen continental peruano, en donde se observan los rasgos geomorfológicos de la región y la dirección de convergencia de las placas. (Modificado de Devries et al., 2011)

La subducción de la Placa Farallón por debajo de la Placa Sudamericana, se estableció aproximadamente hace 200 Ma. (Shepherd y Moberly, 1981), luego de la ruptura de Pangea. Esta subducción temprana, que tuvo lugar durante el Triásico tardío e inicios del Cretácico, se caracterizó por una tectónica extensiva en la mayor parte del Perú (Benavides - Cáceres, 1999), fue a finales del Cretácico que la tectónica compresiva empezó a ser más importante y se desarrollaron las fases orogénicas Mochica y Peruana. Alrededor de 70 Ma., la Placa Farallón se volvió completamente activa, aumentando la tasa de convergencia entre las placas (Pilger, 1984). A finales del Paleoceno, el incremento de la tasa de convergencia dio lugar a las fases orogénicas Incaica y Quechua, las cuales a su vez son subdivididas en 4 episodios cortos de tectónica compresiva, alternados con regímenes extensivos e inactivos durante el Cenozoico.

Aproximadamente hace 20 Ma., la Placa Farallón se dividió en la Placa de Nazca y la Placa de Cocos por un proceso de separación de placas (Lonsdale, 2005). La Figura 2.5, muestra un diagrama de correlación de los mayores eventos tectónicos regionales que afectaron al Perú.

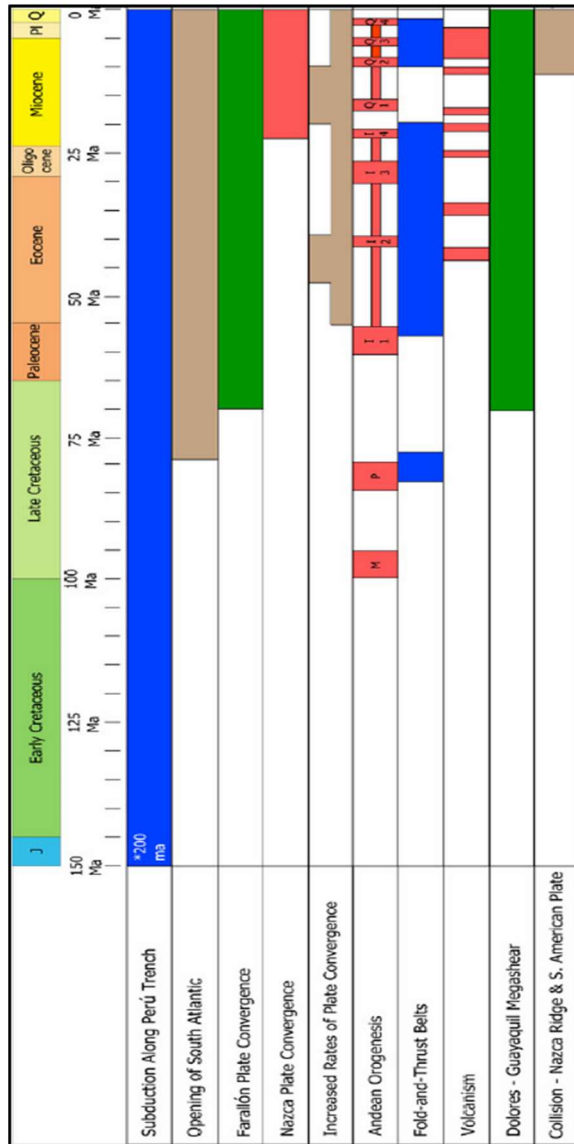


Figura 2.5 Diagrama de correlación de los mayores eventos tectónicos regionales del Perú. M: Fase Mochica, P: Fase Peruana, I: Fase Incaica y Q: Fase Quechua. (Modificado de Devries et al., 2011)

2.2.2.2. Tectónica local

Durante el Paleozoico, el área estuvo sometida a esfuerzos compresivos a causa de las deformaciones Caledoniana y Herciniana, generando paleo-relieves en la parte central de la cuenca (Duque, 2008) y produciendo un metamorfismo regional que se evidencia en los afloramientos al noroeste la cuenca. En particular, la segunda fase de la Deformación Herciniana, ocurrida en el Pérmico medio, es la responsable del fracturamiento y fallamiento producidos por esfuerzos extensivos, los cuales se evidencian en secciones sísmicas en el área. Algunas características geomorfológicas del área de estudio tales como La Silla de Paita y Los Cerros Illescas, corresponden a levantamientos (Horsts) en esta fase (Palacios, 1994).

Durante el Triásico y Jurásico, la parte norte de la cuenca estuvo levantada debido a la tectónica Nevadiana, lo que causó la ausencia de secuencias mesozoicas. A finales del Cretácico, la tectónica de la Fase Peruana produjo levantamientos y reactivación de fallas del Paleozoico; durante este período se depositaron formaciones de manera limitada, como por ejemplo La Formación Copa Sombrero del Cenomaniense (Duque, 2008). La Fase Incaica produce el levantamiento de la parte sur de la Cuenca Talara, originando la sedimentación de secuencias de mayor espesor en la Cuenca Sechura hasta finales del Oligoceno, la deformación en esta fase se caracterizó por movimientos verticales que dieron origen a fallas normales (INGEMMET, 1980). El comienzo de la Fase Quechua produce una mayor tasa de sedimentación durante el Mioceno y el Plioceno en el extremo oriental de la cuenca. Finalmente se produce un nuevo levantamiento que permite la depositación de sedimentos Pleistocenos (Duque, 2008).

Existen evidencias geológicas y geofísicas que demuestran que la Cuenca Sechura sufrió basculamientos, principalmente en el Terciario (Bianchi y Delgado, 2008). Estos basculamientos produjeron una variación en el espesor de la secuencia sedimentaria en diferentes partes de la cuenca; por ejemplo, en algunos sectores costa afuera se tienen secuencias Paleozoicas,

Cretácicas y Terciarias, mientras que en el Campo San Pedro Este y el sector continental las secuencias Terciarias suprayacen de manera discordante a las secuencias Paleozoicas (Figura 2.6).

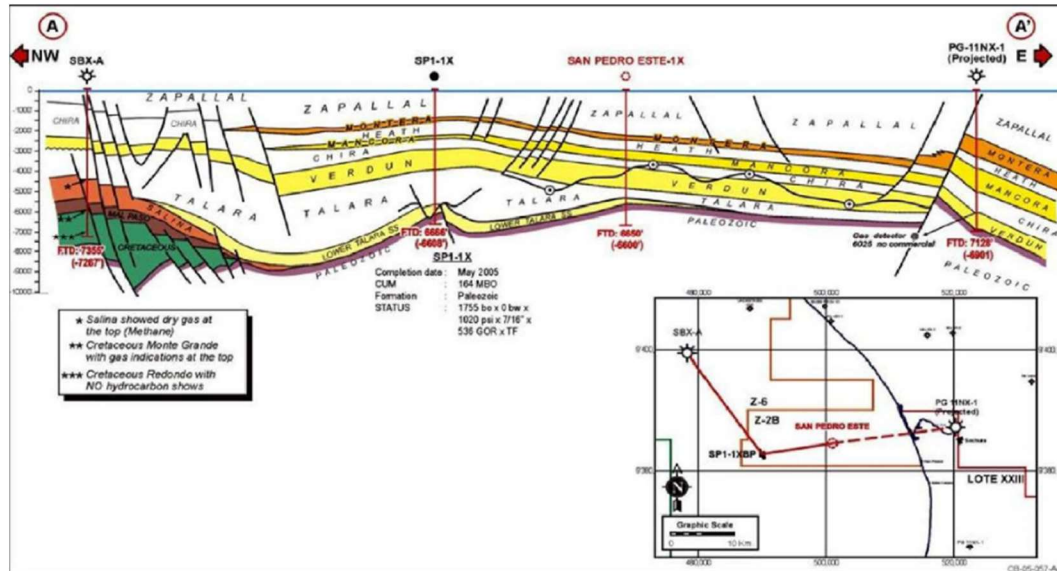


Figura 2.6 Sección Estructural de La Cuenca Sechura. Se observa como algunas Formaciones (e.g. la Formación del Cretácico en verde) no se encuentran presentes en toda la sección. (Bianchi y Delgado, 2008)

2.2.3. Marco estratigráfico

2.2.3.1. Columna estratigráfica

La columna sedimentaria de la Cuenca Sechura abarca más de 4700 m en su parte más profunda (Morris y Aleman, 1975). Las secuencias sedimentarias de la cuenca son en su mayoría Terciarias (Eoceno superior – Pleistoceno). A partir de datos de pozo, estudios de afloramientos del basamento y secuencias sedimentarias, se ha podido establecer una columna estratigráfica generalizada de la cuenca (Figura 2.7), que a continuación se describe:

- En conjunto con las intrusiones granodioríticas, el Grupo Amotape del Paleozoico constituye el basamento de la Cuenca Sechura (Ochoa, 1980), el cual está compuesto de rocas metamórficas que van desde pizarras, esquistos, filitas y cuarcitas (SAVIA PERÚ S.A., 2007).
- El Jurásico en la Cuenca Sechura está representado por la Formación Traposa, que aflora en el flanco oriental de la cuenca. Suprayace de manera discordante a la Formación Traposa, las formaciones Cretácicas Copa Sombrero (Albiense), Redondo (Campaniense) y Monte Grande (Maastrichtiense) (Bianchi y Delgado, 2008). Dichas formaciones están compuestas por depósitos de ambiente marino somero (Álvarez, 2005), que incluyen areniscas, conglomerados y lutitas.
- Las Formaciones Mesa y Balcones del Paleoceno, están compuestas por lutitas marrones oscuras; el espesor de estas formaciones es aproximadamente 1000 pies. Suprayace de manera discordante la Formación Salina del Eoceno Inferior, formada por una secuencia de areniscas intercaladas con lutitas, depositadas en un ambiente fluviodeltaico distal. El Eoceno medio está representado por el Grupo Talara (Bianchi y Delgado, 2008).
- A partir del Eoceno Superior, la distribución de las formaciones es más extensa en el área (Ochoa, 1980). Este periodo lo componen la Formación Verdún, con excelentes características de reservorio y la Formación Chira, compuesta de lutitas con diatomeas (Dunbar et al., 1990). Suprayace de manera discordante la Formación Máncora del Oligoceno, también con propiedades de reservorio y facies de relleno de canal.
- Finalmente cierran la columna estratigráfica la Formación Heath (Oligoceno Superior-Mioceno Inferior), compuesta de lutitas marinas con buenas características de roca madre; y las formaciones Montera

2.2.3.2. Grupo Amotape – Formación Cerro Prieto

El Grupo Amotape constituye el basamento de la Cuenca Sechura y está compuesto de pizarras, esquistos, filitas y cuarcitas, cuyo metamorfismo fue de tipo regional (Figura 2.8). Las formaciones que lo componen son Cerro Negro (Devónico), Chaleco de Paño (Missisipiano) y Cerro Prieto (Pensylvaniano) (INGEMMET, 1994). El grupo aflora en los Cerros Illescas, Silla de Paita e Islas Lobo. Cuando las filitas y cuarcitas presentan un alto grado de fracturamiento, estas constituyen excelentes reservorios debido a la porosidad secundaria, como es el caso de la Formación Cerro Prieto en el Campo San Pedro Este. Los sistemas de fracturas del Grupo Amotape observados en afloramientos sugieren que las fracturas son de tipo regional, ya que estas se encuentran de manera perpendicular a los planos de estratificación (Figura 2.8). Estos sistemas fueron originados por los movimientos andinos y de las placas de acuerdo con la evolución tectónica del área. Costa afuera, se puede corroborar dicho resultado con los registros de imágenes (FMI) tomados en los pozos (Duque, 2008).



Figura 2.8. Afloramiento de las rocas Paleozoicas fracturadas cercanas al área de estudio. (Duque, 2008)

2.2.4. Sistema petrolífero

En la parte sur de la Cuenca Sechura, estudios geoquímicos realizados en las posibles rocas generadoras, indican que las condiciones no fueron propicias para la generación y expulsión de hidrocarburos, por lo que se postula que la presencia de hidrocarburos en los reservorios en esta parte de la cuenca provinieron de la roca generadora de la Cuenca Trujillo, ubicada al suroeste de la Cuenca Sechura (Gonzales, Céspedes, Duque, Alarcón, 2005). En la parte noroeste de la cuenca, en la Bahía de Bayovar, los hidrocarburos encontrados en el basamento tienen origen también alóctono, provenientes de la “cocina” noroeste de Bayovar (Figura 2.9). En base al modelaje térmico realizado en la “cocina” noroeste de Bayovar, se estima que el punto crítico de migración y entrapamiento de hidrocarburos ocurrió hace 23-16 millones de años (Oligo-Mioceno). En el área de estudio, se asume que el “Carrier Bed” fueron las areniscas inferiores del Grupo Talara y el “Path Way” el sistema de fallas San Pedro. (SAVIA PERÚ S.A., 2007).

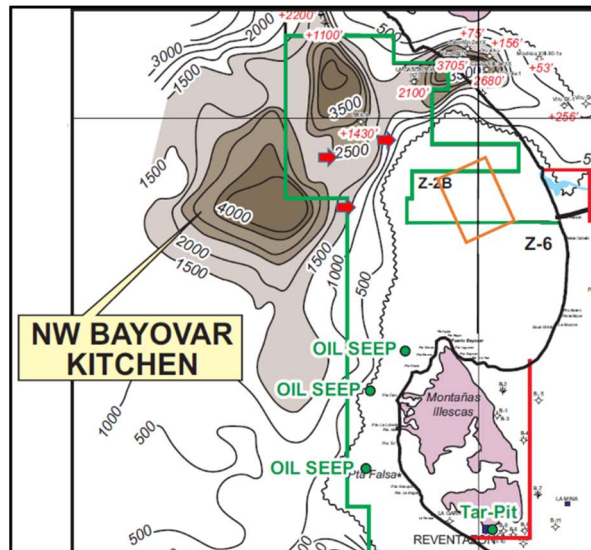


Figura 2.9 Mapa isópaco de la roca generadora (Cretácico) con la dirección de migración de hidrocarburos. El rectángulo de color naranja corresponde al área de estudio. (Modificado de SAVIA PERÚ S.A., 2007)

CAPITULO III

MARCO TEÓRICO

3.1. PRE-ACONDICIONAMIENTO DE DATOS SÍSMICOS

La calidad de los datos sísmicos utilizados en la caracterización de reservorios, depende tanto de los parámetros de adquisición, así como de los algoritmos y parámetros empleados en su procesamiento. La condición en que se encuentren los datos sísmicos tendrá un fuerte impacto en el cálculo de atributos geométricos tales como coherencia y curvatura (Chopra y Marfurt, 2007c); por tal motivo, los datos son sujetos a un pre-acondicionamiento que se lleva a cabo tanto en la sísmica pre y post-apilada, en donde el ruido remanente es atenuado. Es ideal partir de un modelo geológico para pre-acondicionar los datos sísmicos post-apilados y de esta manera optimizar el pre-acondicionamiento.

3.1.1. Transformada de Radón para la atenuación de reflexiones múltiples

La Transformada de Radon fue establecida por Johan Radon (1917), la cual es una función que integra alguna propiedad física a lo largo de una trayectoria (Cao, 2006). La Transformada Discreta de Radon generalizada viene dada por la Ecuación 3.1.

$$u(\tau, q) = \sum_x d(t = \tau + q\phi(x), x) \dots (3.1)$$

En donde $u(\tau, q)$ es la Transformada de Radon, $d(t, x)$ la traza sísmica, x el “offset”, $\phi(x)$ determina la “ondulación” de la curva característica de la transformada, “ τ ” es el tiempo de intercepto, “ q ” es la pendiente de la curva y “ t ” es el tiempo doble de registro. Existen distintas formas de la Transformada de Radon tales como la Transformada “Slant Stack”, la Transformada Parabólica de Radon y la Transformada Hiperbólica de Radon. Estas dos últimas transformaciones idealmente trasladan eventos de cierto patrón en el espacio (t, x) y los convierten

en un punto en el espacio de Radon. En particular, para la Transformada Parabólica de Radon, $\phi(x)=x^2$, es decir, los eventos que se trasladan son parábolas. La Transformada Parabólica de Radon es comúnmente utilizada para la atenuación de reflexiones múltiples, las cuales constituyen energía que se ha reflejado más de una vez antes de ser registrada (Figura 3.1). Hampson (1986) mostró que las reflexiones múltiples en un CMP (Common Mid Point) “gather” con corrección NMO (Normal moveout correction), tienen aproximadamente la forma de una parábola; de esta manera, la diferencia de “moveout” entre las reflexiones primarias y múltiples es aprovechada para la supresión de estas últimas. En la práctica, las reflexiones primarias y múltiples en un CMP “gather con NMO, son trasladadas y transformadas al espacio de Radon (Figura 3.2), en donde se aplica un “mute” a las reflexiones múltiples (altos valores de “q”), conservando las reflexiones primarias ($q \sim 0$), para finalmente regresar al espacio (t,x) el cual estará libre de reflexiones múltiples.

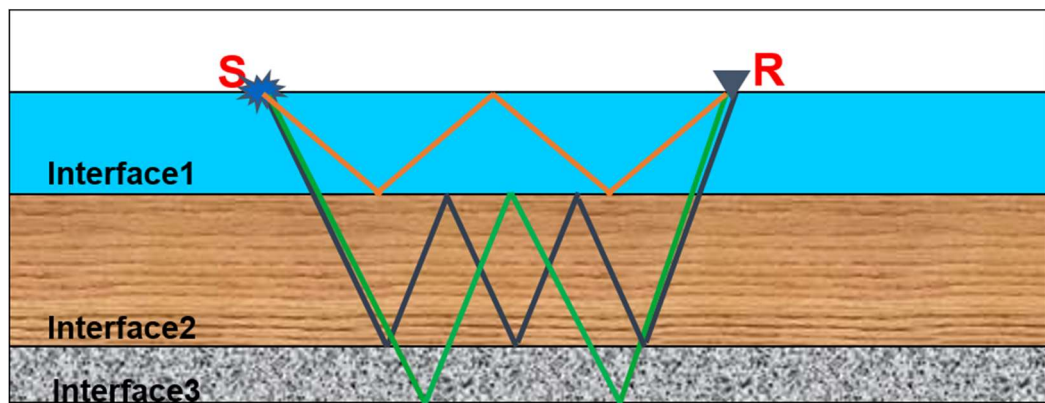


Figura 3.1. Diferentes tipos de reflexiones múltiples. En naranja se observa la múltiple del fondo marino; en verde, una múltiple interna y en azul, una reverberación.
(Modificado de CGG Veritas University, 2009)

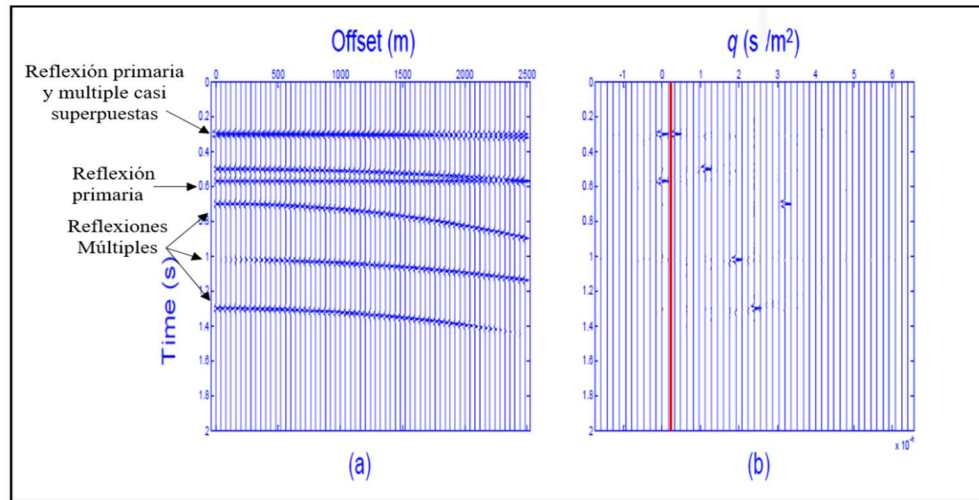


Figura 3.2. Atenuación de múltiples en el dominio de Radon. Izquierda: CMP “gather” con corrección NMO. Derecha: Reflexiones múltiples y primarias en el plano (t,q), la zona a la derecha de la línea roja será eliminada. (Modificado de Cao, 2006)

3.1.2. Supresión del “footprint” de adquisición

Se define como “footprint” de adquisición, a algún *patrón de ruido asociado* con la distribución geométrica de las fuentes y receptores en una adquisición sísmica 3D, dicho patrón de ruido modificará la forma de la ondícula en los reflectores. Como consecuencia, se afectarán los cálculos de los algoritmos de coherencia (Marfurt, Scheet, Sharp y Harper, 1998a). Algunas de las causas del “footprint” son: Variaciones bin a bin en la distribución de “offsets” y acimuts, la desviación del cable de adquisición debido a fuertes corrientes en adquisición marina, ruido debido al “scattering” de las ondas en superficies rugosas y el algoritmo de migración utilizado (Marfurt et al., 1998a).

Los lineamientos en las direcciones inline y crossline característicos del “footprint” de adquisición (Figura 3.3), *pueden interpretarse erróneamente como fracturas* en los “time slice” extraídos en la sísmica o volúmenes de atributos; asimismo, el “footprint” de adquisición puede imitar características estratigráficas sutiles. La forma más común de suprimir el “footprint” es mediante un filtro de buzamiento 3D, el cual consiste en transformar el volumen sísmico al espacio frecuencia – número de onda en tres dimensiones (f,k_x,k_y) mediante la Transformada de Fourier en 3D, realizar una discriminación de buzamiento en

dicho espacio, para luego realizar una transformada inversa al espacio (t,x,y) . Gulunay, Benjamin y Magesan (2006), desarrollaron una metodología de supresión del “footprint” de adquisición llamada FKF3D, la cual se basa en la periodicidad espacial de este tipo de ruido; dicha periodicidad se presenta en forma de picos en el espacio (f,k_x,k_y) . En este método, un volumen 3D es subdividido en pequeños subvolúmenes que son transformados al espacio (f,k_x,k_y) , en donde los picos característicos del “footprint”(puntos verdes en la Figura 3.4a) y los datos de interés (zona alrededor del centro en la Figura 3.4a) pueden ser diferenciados; luego, en base a la periodicidad de estos máximos locales, se establece un patrón de filtros “notch” (Figura 3.4b); a continuación, se aplican los filtros “notch” para suprimir cada pico, los cuales son funciones de escalamiento (Figura 3.4c); finalmente, se convierte cada subvolumen al espacio (t,x,y) y se agrupan para obtener el volumen final con el “footprint” de adquisición suprimido.

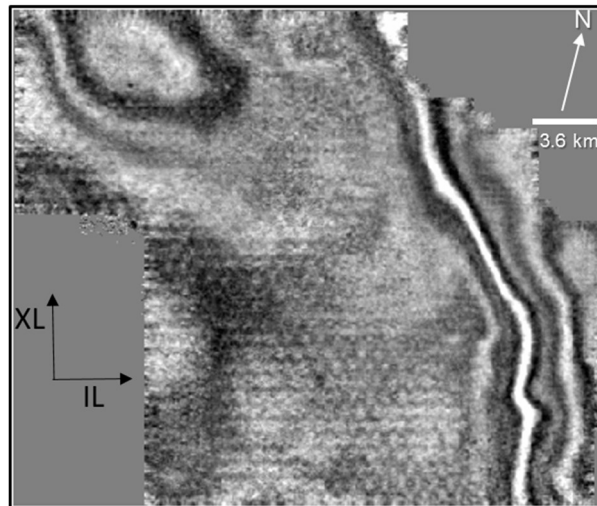


Figura 3.3. Time slice de un cubo 3D adquirido en tierra con “footprint”. Se observan los lineamientos en las direcciones inline (IL) y crossline (XL) característicos de este tipo de ruido. (Modificado de Falconer y Marfurt, 2008)

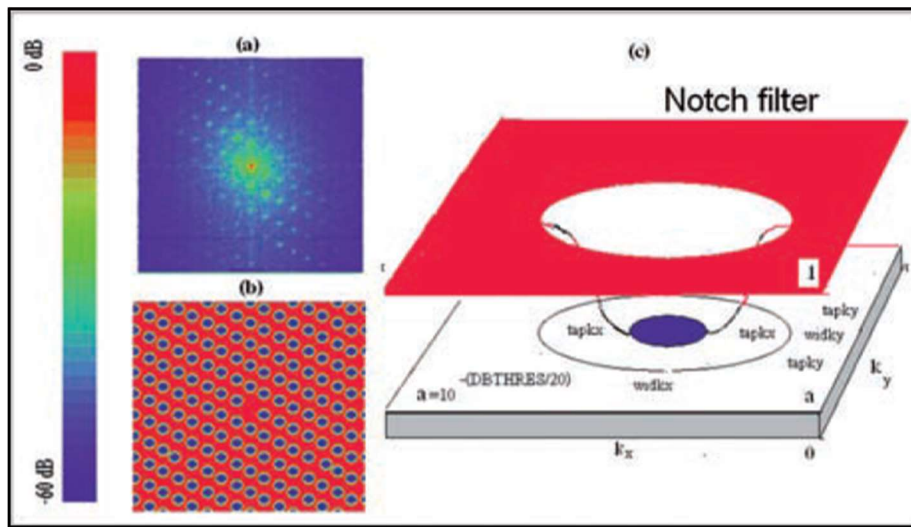


Figura 3.4. Supresión del “footprint” de adquisición con la técnica desarrollada por Gulunay et al. (2006). a) Espectro k_x - k_y promedio de un subvolumen sísmico, b) Patrón predeterminado de filtros “notch”, c) La forma de un filtro “notch” para atenuar un máximo local. (Gulunay et al, 2006)

3.2. ATRIBUTOS SÍSMICOS

Un atributo sísmico, es cualquier medida de los datos sísmicos, que nos ayude a realzar visualmente o cuantificar características de interés en la interpretación (Chopra y Marfurt, 2007c). Si bien es cierto que existen una inmensa cantidad de atributos sísmicos utilizados hoy en día en la exploración y explotación de hidrocarburos, los catalogados como atributos geométricos, son aquellos que nos ayudan en la detección de discontinuidades estratigráficas (e.g. Bordes de canales), estructurales (e.g. Fallas y fracturas) y plegamientos. Algunos de los atributos geométricos son: “dip”, “azimuth”, coherencia y curvatura volumétrica; en particular, los atributos de coherencia y curvatura son sensibles en la detección de fallas y fracturas, incluyendo aquellas que se encuentran por debajo de la resolución de la sísmica.

3.2.1. Atributo de coherencia

Coherencia, es una medida de la similitud de las formas de onda traza a traza. Trazas similares (formas de onda) son mapeadas con altos coeficientes de coherencia, mientras que las discontinuidades tienen bajos coeficientes (Chopra, 2002). Existen distintos algoritmos para medir la coherencia de datos sísmicos 3D, tales como: Coherencia basada en Correlación Cruzada (Bahorich y Farmer, 1995); del cual se observa un ejemplo en la Figura 3.5, Coherencia basada en semblanza (Marfurt, Kirilin, Farmer y Bahorich, 1998b) y el algoritmo “eigenstructure” (Gerstzenkorn y Marfurt, 1999); estos dos últimos algoritmos producen mejores resultados, ya que utilizan una mayor cantidad de trazas en la ventana espacio-temporal de análisis y requieren de los valores del “Dip” y “Azimuth” en cada punto del volumen sísmico como entrada para su óptimo cálculo.

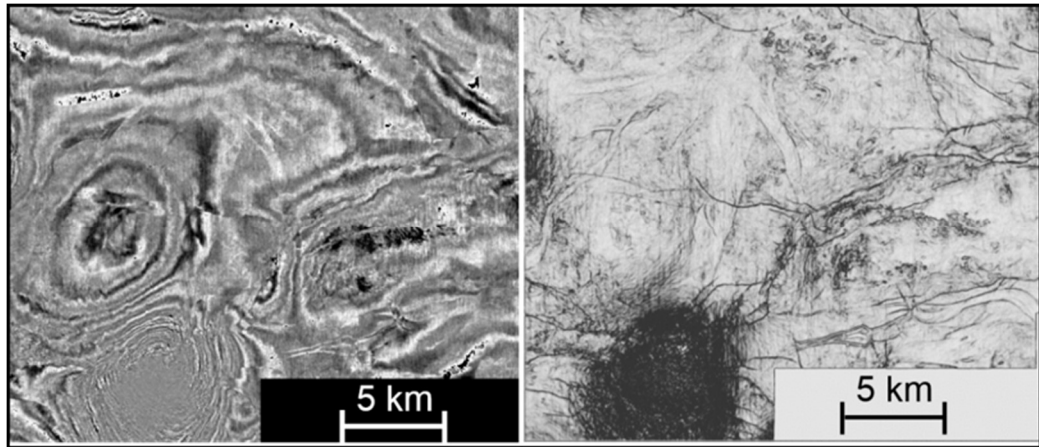


Figura 3.5. Cálculo de coherencia basada en correlación cruzada. Izquierda: Time slice extraído de un cubo sísmico, en donde se logran observar diferentes cierres estructurales (altos o bajos estructurales). Derecha: El correspondiente time slice extraído del cubo de coherencia basado en correlación cruzada. (Modificado de Bahorich y Farmer, 1995)

3.2.1.1. Coherencia basada en semblanza y varianza

El cálculo de coherencia basada en semblanza, es sensible a cambios laterales en la forma de onda, así como de la amplitud. Este tipo de algoritmo requiere mayor tiempo computacional y proporciona una mejor resolución lateral que el método basado en Correlación Cruzada (Marfurt, Sudhakar, Gersztenkorn, Crawford y Nissen, 1999). La Figura 3.6, esquematiza el cálculo de coherencia basado en semblanza en una ventana 2D.

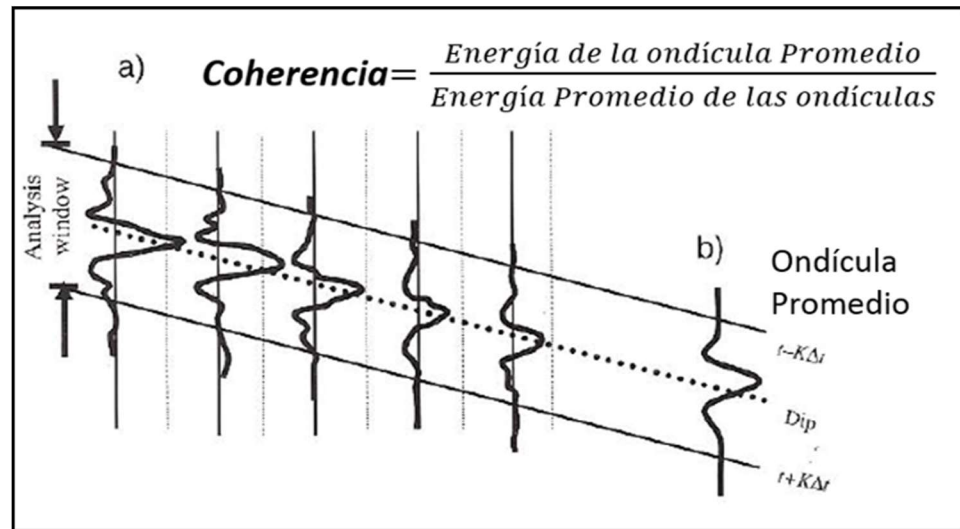


Figura 3.6. Cálculo de coherencia basada en semblanza. (Modificado de Chopra y Marfurt, 2007c)

Los parámetros de entrada para el cálculo de la coherencia basada en semblanza son la ventana espacial (en número de trazas) y la ventana temporal (en ms). El cálculo efectivo de la coherencia basada en semblanza requiere la previa definición de los atributos dip y azimuth en cada punto del volumen sísmico en estudio, el no considerar este análisis previo, puede derivar en anomalías asociadas a la estructura, las cuales no deben confundirse con fallas y fracturas de interés.

La coherencia basada en varianza, así como la coherencia basada en semblanza, es una medida de que tan bien cada traza ajusta la traza promedio (Chopra y Marfurt, 2007c). El valor de la varianza en cada punto de un volumen sísmico viene dado por la Ecuación 3.2.

$$var(t, p, q) = \frac{1}{j} \sum_{j=1}^j [u(t - px_j - qy_j, x_j, y_j)]^2 - \left[\frac{1}{j} \sum_{j=1}^j u(t - px_j - qy_j, x_j, y_j) \right]^2 \dots (3.2)$$

En donde p y q, son las magnitudes del buzamiento en las direcciones inline y crossline respectivamente, el subíndice “j” denota la traza “j” contenida dentro de la ventana espacial de análisis y x_j e y_j , son las distancias “x” e “y” desde el centro de la ventana de análisis a la traza “j”. Van Bemmelen y Pepper (2000), desarrollaron un algoritmo de extracción del atributo de varianza (“edge method”), en el cual la estimación del buzamiento usa la técnica de Análisis de Componentes Principales (PCA, por sus siglas en inglés), posteriormente la varianza es calculada a lo largo del plano buzante estimado. Dicho algoritmo además cuenta con la opción de realizar un “suavizado” vertical (en número de muestras), el cual consiste en un filtro ponderado triangular.

3.2.2. Atributo de curvatura

3.2.2.1. Curvatura de una superficie

Dado un punto en una curva en dos dimensiones, matemáticamente se define la curvatura en dicho punto como el inverso del radio de la circunferencia tangente a la curva en dicho punto (Chopra y Marfurt, 2007b). Por definición, los anticlinales tendrán curvatura positiva, los sinclinales curvatura negativa y las porciones lineales de la curva, tendrán curvatura cero (Figura 3.7). En tres dimensiones, para una superficie cuadrática, la curvatura máxima (K_{max}), está asociada al círculo de menor

radio tangente a la superficie en el punto en estudio, mientras que la curvatura mínima (K_{min}), está asociada al círculo de mayor radio en un plano perpendicular al plano que contiene al primer círculo.

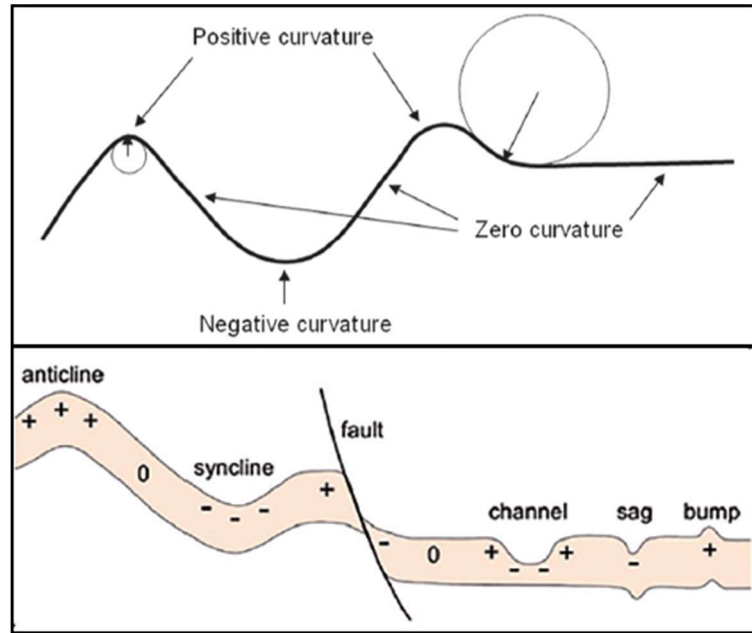


Figura 3.7. Convención de polaridad de la curvatura en 2D para diferentes eventos geológicos. (Modificado de Chopra y Marfurt, 2015)

Roberts (2001), presentó la terminología y ecuaciones para las diferentes curvaturas de una superficie cuadrática (e.g. curvatura máxima, curvatura media, curvatura más positiva, curvatura más negativa, etc). La Figura 3.8, muestra la definición de las formas cuadráticas 3D, expresadas en función de la curvatura más positiva (K_{pos}) y la curvatura más negativa (K_{neg}).

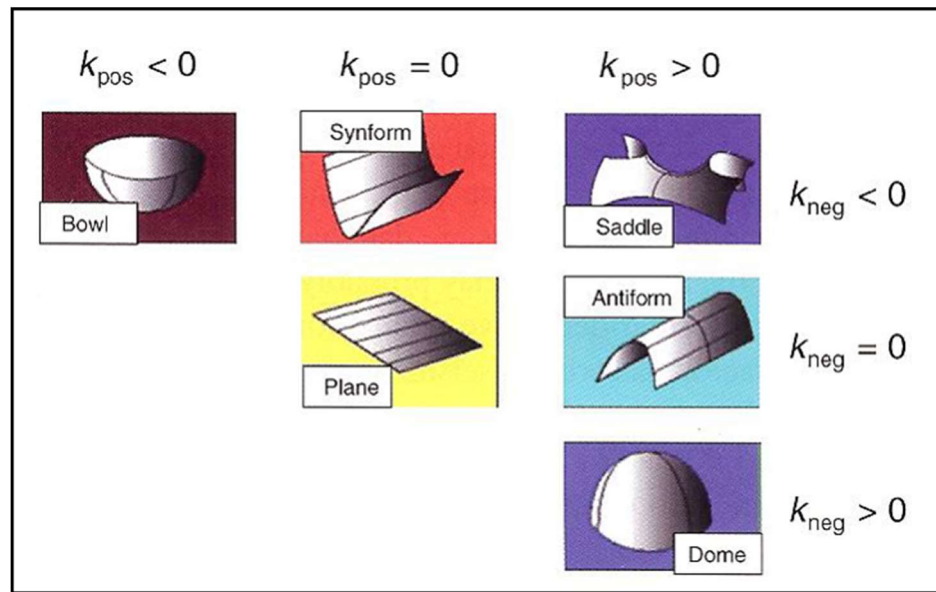


Figura 3.8. Definición de formas cuadráticas 3D y su relación con K_{pos} y K_{neg} . (BergBauer, Mukerji y Hennings, 2003)

Distintos autores como Roberts (2001); Hart, Pearson y Rawling (2002); Sigismondi y Soldo (2003) y Masferro, Bulnes, Poblet y Casson (2003), demostraron el uso eficiente de las medidas de curvatura en reflectores sísmicos, para mapear características sutiles y predecir fracturas. Se ha encontrado que la curvatura más positiva y la curvatura más negativa, son las más efectivas para delinear fallas, fracturas, flexuras y plegamientos. Sin embargo, Sigismondi y Soldo (2003), probaron también el uso de K_{max} y K_{min} para la detección de bordes en sistemas extensivos. Es posible obtener rasgos estructurales de una superficie a distinta resolución, es decir a distintas longitudes de onda. Por ejemplo, para obtener características estructurales de larga longitud de onda, comúnmente se suele filtrar la superficie por medio de un suavizado de manera iterativa (Chopra y Marfurt, 2007c).

3.2.2.2. Curvatura volumétrica

Marfurt y Kirilin (2000), establecieron relaciones matemáticas entre los atributos de curvatura (e.g. curvatura media, K_{mean}) y los componentes inline (p) y crossline (q) del buzamiento (Dip), según la Ecuación 3.3.

$$k_{mean} = \frac{1}{2} \left(\frac{\partial p}{\partial x} + \frac{\partial q}{\partial y} \right) \dots (3.3)$$

De esta forma, calcularon la curvatura media (K_{mean}) para valores de p y q medidos sobre la superficie interpretada en tiempo y para valores de p y q obtenidos mediante la técnica de búsqueda de buzamiento descrita por Marfurt et al. (1999) directamente en el volumen sísmico; este último método obtuvo mejores resultados. La estimación volumétrica de curvatura fue introducida por Al-Dossary y Marfurt (2006); dicha metodología permitió el cálculo multiespectral de la curvatura en un volumen sísmico, de esta manera se pudo reconocer eventos geológicos de longitud de onda larga (e.g. fallas y plegamientos mayores), así como eventos de longitud de onda corta (e.g. fracturas). Autores como Blumentritt, Marfurt y Sullivan (2006), Chopra y Marfurt (2007a), demostraron que el horizonte extraído del volumen de curvatura, mostraba una mejor relación señal ruido que la curvatura calculada en la superficie del horizonte; esto se debe a que la curvatura volumétrica se calcula directamente sobre las amplitudes sísmicas, mientras que el cálculo de la curvatura sobre una superficie se deteriora debido a la interpretación manual sobre datos sísmicos ruidosos (e.g. “footprint”) y superficies de poco contraste de impedancia (Chopra y Marfurt, 2007a). En la Figura 3.9 se observan K_{pos} y K_{neg} calculadas sobre una superficie interpretada (a y c respectivamente) y los “horizon slice” de K_{pos} y K_{neg} calculadas directamente en el volumen sísmico (b y d respectivamente). El “footprint” de adquisición de tendencia N-S y E-O indicado con los elipses amarillos desaparece en “b” y “d”; las flechas blancas y negras me indican anticlinales y sinclinales respectivamente.

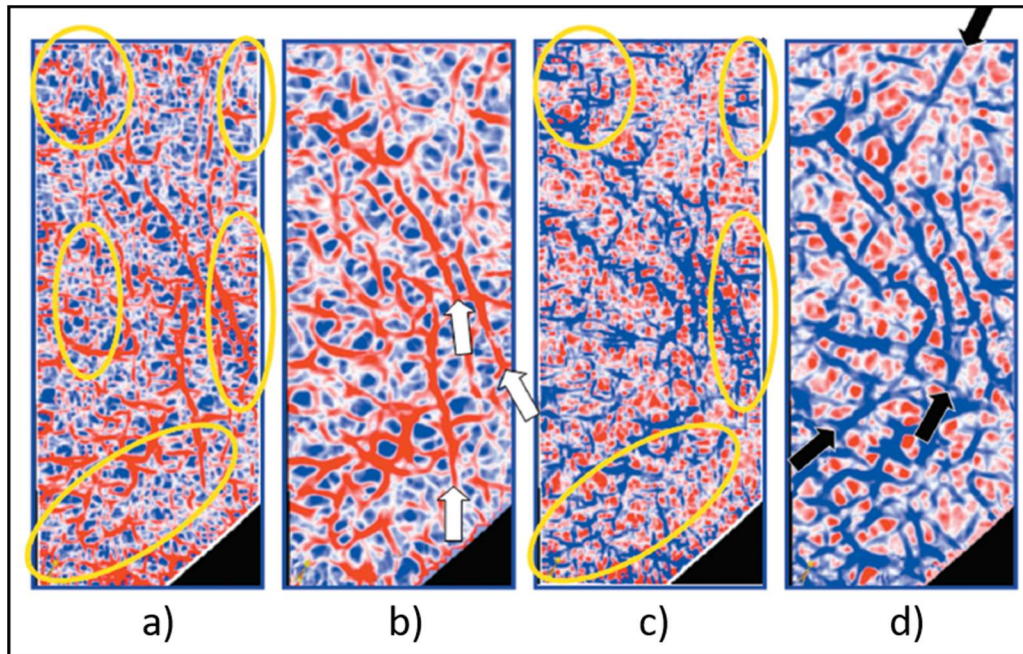


Figura 3.9. Resultados de calcular la curvatura en una superficie y los “horizon slice” de la curvatura calculada directamente en el volumen sísmico (Modificado de Chopra y Marfurt, 2007b)

3.3. Algoritmo “ant-tracking”

El desarrollo de los algoritmos conocidos como “Ant Algorithms”, se inspiró en la observación del comportamiento de las colonias de hormigas en la naturaleza, estos algoritmos son utilizados para resolver problemas de optimización y control de distribución (Dorigo y Stützle, 2004). Las hormigas reales son capaces de encontrar el camino más corto entre su fuente de alimento y su nido, utilizando la información de las feromonas, sustancia química que depositan en su trayecto (Dorigo y Gambardella, 1997). La Figura 3.10, muestra la manera como las hormigas encuentran el camino más corto entre 2 puntos: En el instante A, las hormigas llegan al punto donde decidirán qué camino tomar; en el instante B, arbitrariamente algunas hormigas toman el camino de arriba y otras el de abajo (en promedio la misma cantidad de hormigas tomará cada camino); en el instante C, suponiendo que las hormigas se mueven a la misma velocidad, mayor cantidad

de hormigas pasaran por el camino de abajo, donde se acumulará mayor cantidad de feromonas; finalmente en el instante D y luego de un pequeño período de tiempo, la cantidad de feromonas acumulada en el camino más corto influirá en la decisión de las nuevas hormigas arribantes.

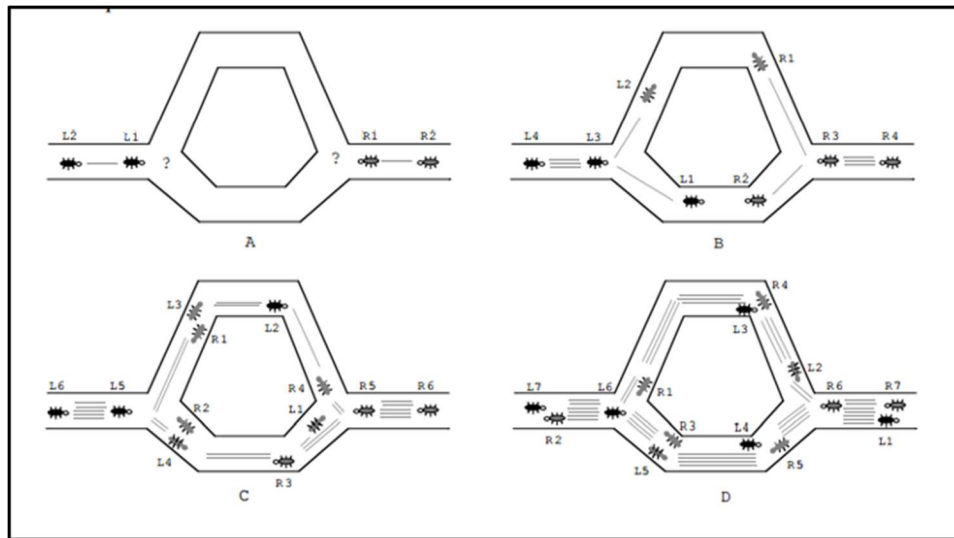


Figura 3.10. La forma en que las hormigas logran encontrar el camino más corto entre 2 puntos, ver explicación en el texto. L: hormigas que se mueven de izquierda a derecha, D: hormigas que se mueven de derecha a izquierda; el número de líneas es proporcional a la cantidad de feromonas depositada por las hormigas. (Dorigo y Gambardella, 1997)

El concepto descrito anteriormente también puede ser aplicado para resaltar sistemas de fallas y fracturas. En este caso un “agente electrónico inteligente”, actuará de manera similar a una hormiga, pero tomará decisiones basadas en un comportamiento pre-codificado y emitirá una “feromona electrónica” en su camino (Pedersen, Skov, Randen y Sønneland, 2005). La idea es distribuir los agentes por todo el volumen y dejar que estos se muevan en las superficies de fallas emitiendo la “feromona electrónica”, de esta manera las superficies de falla serán “recorridas” por muchos agentes distribuidos inicialmente en todo el volumen y resaltadas por la feromona. La Figura 3.11 muestra el resultado de aplicar el algoritmo “ant-tracking” a un volumen del atributo de varianza. En general, el flujo de trabajo consiste en aplicar un suavizado estructural al volumen

sísmico, seguido de un atributo de discontinuidad como varianza (Van Bemmelen y Pepper, 2000), para finalmente aplicar el algoritmo “ant-tracking”; sin embargo, el algoritmo también puede ser aplicado a cualquier volumen de atributo que proporcione lineamientos tal como curvatura volumétrica (Chopra y Marfurt, 2015). Singh y otros (2008), utilizaron el algoritmo “ant-tracking” para realzar los lineamientos de los atributos de curvatura y coherencia paralelos al rumbo de las fracturas abiertas; Henning y otros (2010), utilizaron una tecnología similar para filtrar acimutalmente lineamientos en la Formación “Eagle Ford” al sur de Texas.

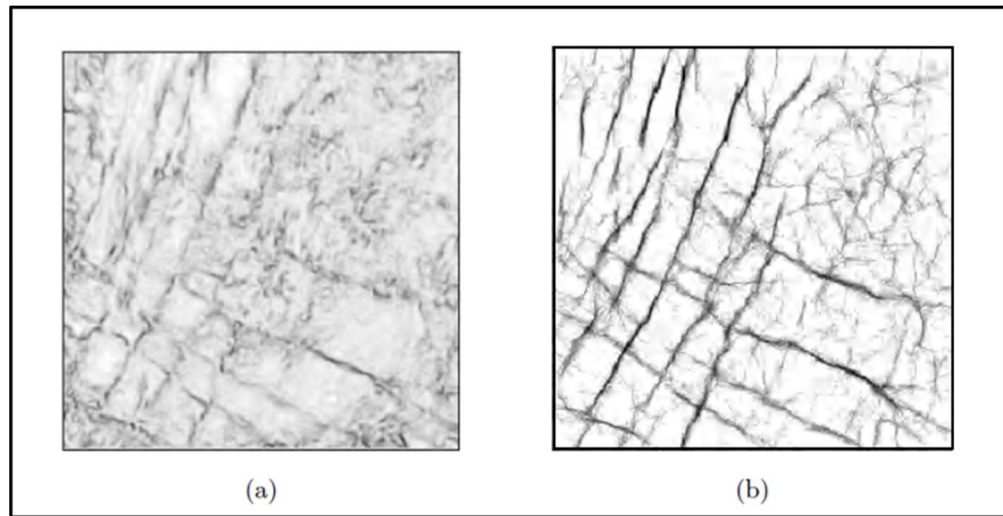


Figura 3.11. Time slice a una profundidad determinada del volumen de varianza (a), con su correspondiente resultado de aplicar el algoritmo “ant-tracking” (b), en donde se logra observar los lineamientos de por lo menos dos sistemas de fracturas. (Pedersen et al., 2005)

CAPITULO IV

MARCO METODOLÓGICO

4.1. BASE DE DATOS

4.1.1. Datos sísmicos

Los datos sísmicos proporcionados para el desarrollo del presente trabajo fueron datos sísmicos pre-apilados (“CRP gathers”), los cuales tenían NMO (Normal Moveout Correction). En la Figura 4.1 se observan estos “gathers”.

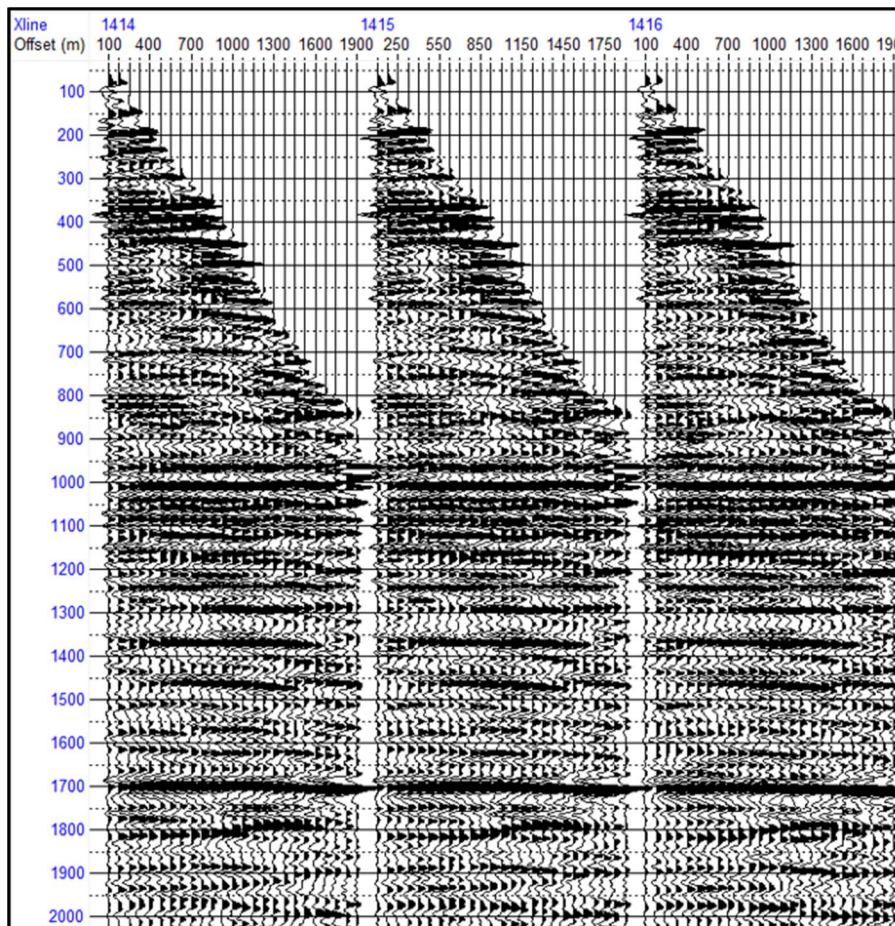


Figura 4.1. “CRP gathers” con corrección NMO utilizados en el presente estudio.

Dichos datos fueron el resultado de una migración “pre-stack” en tiempo (PSTM), con un flujo de procesamiento que preservó las amplitudes (Figura 4.1). La Tabla 4.1 detalla las características de los datos sísmicos.

Tabla 4.1. Características de los datos sísmicos

Acimut de la adquisición	345°
Polaridad	Normal
Longitud de Registro	6 s
Intervalo de muestreo	2 ms
Número de “inlines”	350
Número de “crosslines”	400
Separación de inlines/crosslines	25 m

En total se utilizaron 140000 “CRP gathers”, cuya extensión total fue de 87.5 km².

4.1.2. Datos de pozos

En el área de estudio se tienen dos pozos exploratorios con origen en una misma plataforma, uno vertical (pozo 1) y otro dirigido (pozo 2). El pozo 1 cuenta con la mayoría de registros geofísicos, en particular con el registro sísmico y de densidad que son de interés para la generación de sismogramas sintéticos; el pozo 2 también cuenta con los registros de densidad y sísmico, aunque estos están incompletos. Ambos pozos cuentan con registros de imágenes (FMI), adicionalmente el pozo 1 cuenta con un estudio de “*Checkshot*”. En la Figura 4.2, se observan los registros sísmicos y de densidad de cada pozo utilizados en el presente estudio.

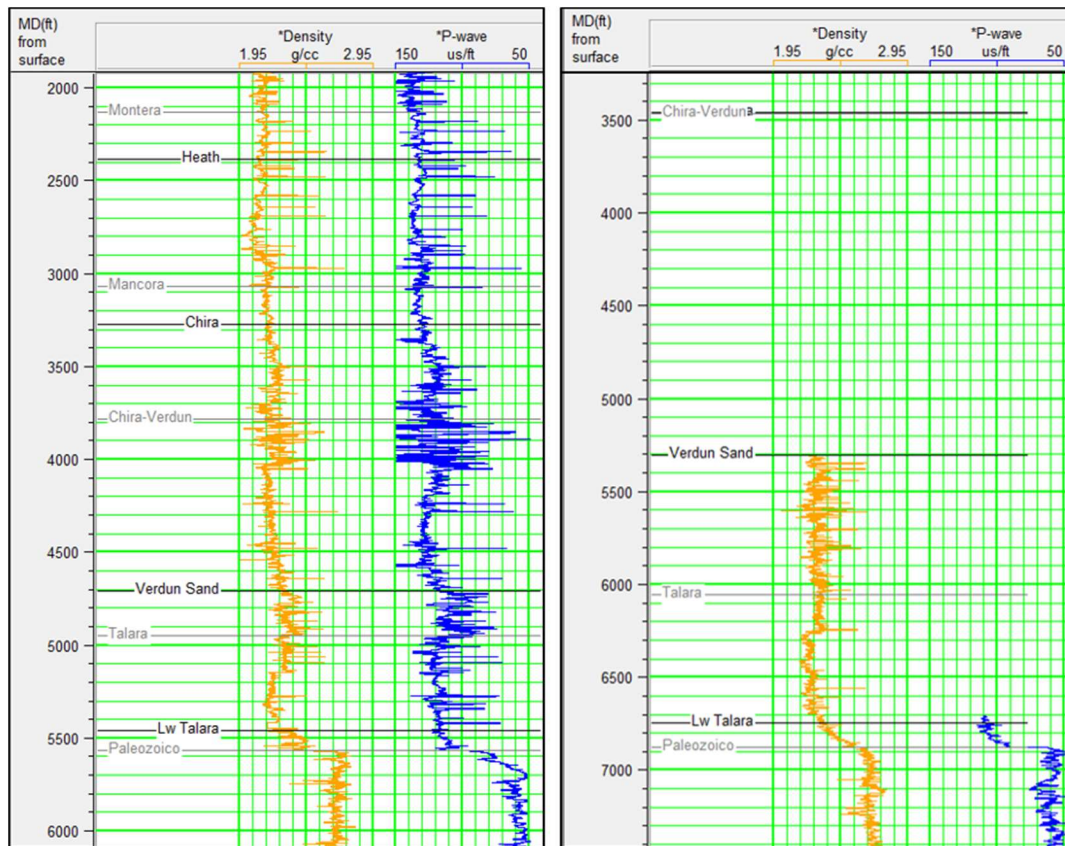


Figura 4.2. Registros de porosidad (sónico y densidad) de los pozos en el área de estudio. Izquierda: Pozo vertical. Derecha: Pozo desviado.

4.2. PRE-ACONDICIONAMIENTO DE LOS DATOS SÍSMICOS

4.2.1. Transformada de Radon para la atenuación de reflexiones múltiples

Como primer paso en el pre-acondicionamiento de los datos sísmicos, se realizó un análisis de los “CRP gathers” y se observó la presencia de reflexiones múltiples remanentes del procesamiento sísmico en algunos de ellos (Figura 4.3).

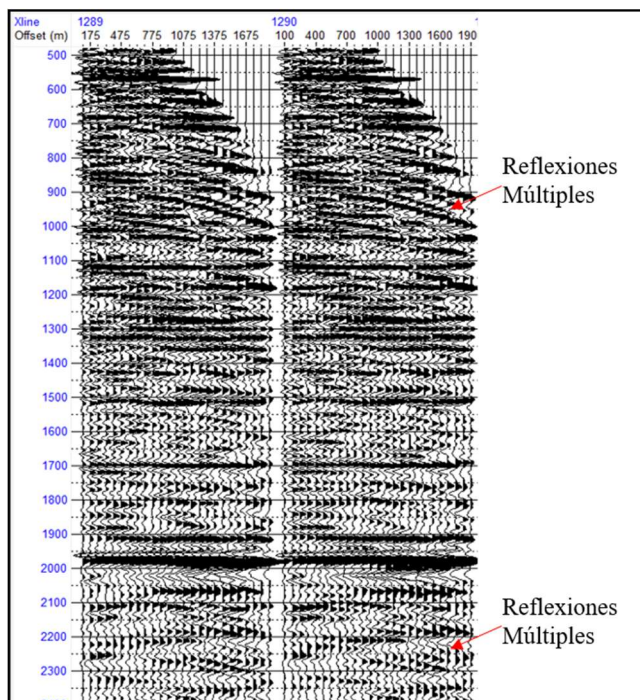


Figura 4.3. “CRP gather” con NMO, donde se observan las reflexiones múltiples con forma parabólica.

Para la atenuación de las reflexiones múltiples se aplicó la Transformada Parabólica de Radon, mediante el módulo “RAMUR” del software de procesamiento de CGG Veritas. Básicamente, el módulo modela las reflexiones primarias y múltiples en un “CRP gather” con corrección NMO, con base en una descomposición de los datos en una serie de parábolas, utilizando el método de mínimos cuadrados de alta resolución en el espacio (f-x); posteriormente, los eventos modelados correspondientes a parábolas con una alta curvatura (reflexiones múltiples) serán sustraídos de la data. En la Figura 4.4, se detallan gráficamente los principales parámetros de modelamiento y sustracción del módulo para un tiempo T_0 dado: DTmin y DTmax, determinan el rango sobre el cual se modelarán las reflexiones múltiples y primarias; XRM, es la distancia para la cual se medirá la curvatura del evento modelado; DDT, es la separación de las parábolas utilizadas para el modelamiento; mientras que DTKEEPE y DTKEEPF, establecen el rango para el cual el evento modelado es considerado una reflexión primaria.

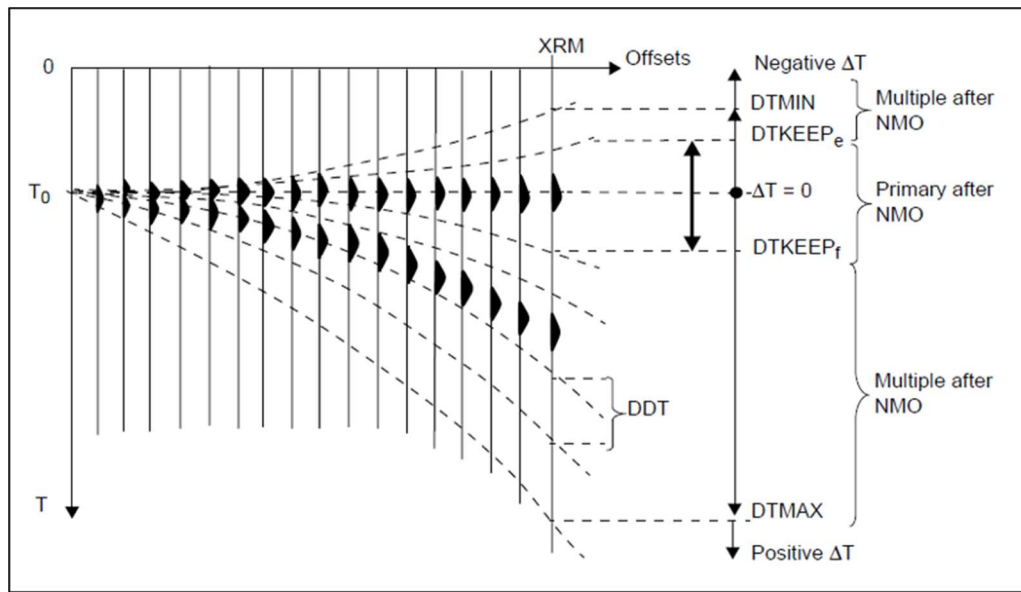


Figura 4.4. Principales parámetros de modelamiento y sustracción de las reflexiones múltiples. (CGG Veritas, 2005)

La Tabla 4.2, muestra los parámetros que se utilizaron para la atenuación de las reflexiones múltiples; asimismo, la Figura 4.5, muestra el resultado del proceso de atenuación de las reflexiones múltiples en dos “CRP gathers”, en donde se puede observar que las reflexiones múltiples fueron atenuadas satisfactoriamente.

Tabla 4.2. Parámetros para la atenuación de reflexiones múltiples

Parámetros de Modelamiento	Valor
Frecuencia mínima (Hz)	2
Frecuencia máxima (Hz)	80
DTmin (ms)	-10
DTmax (ms)	200
XRM (m)	1600
DDT (ms)	10
Parámetros de Sustracción	Valor
DTKEEPe (ms)	-10
DTKEEPf (ms)	60

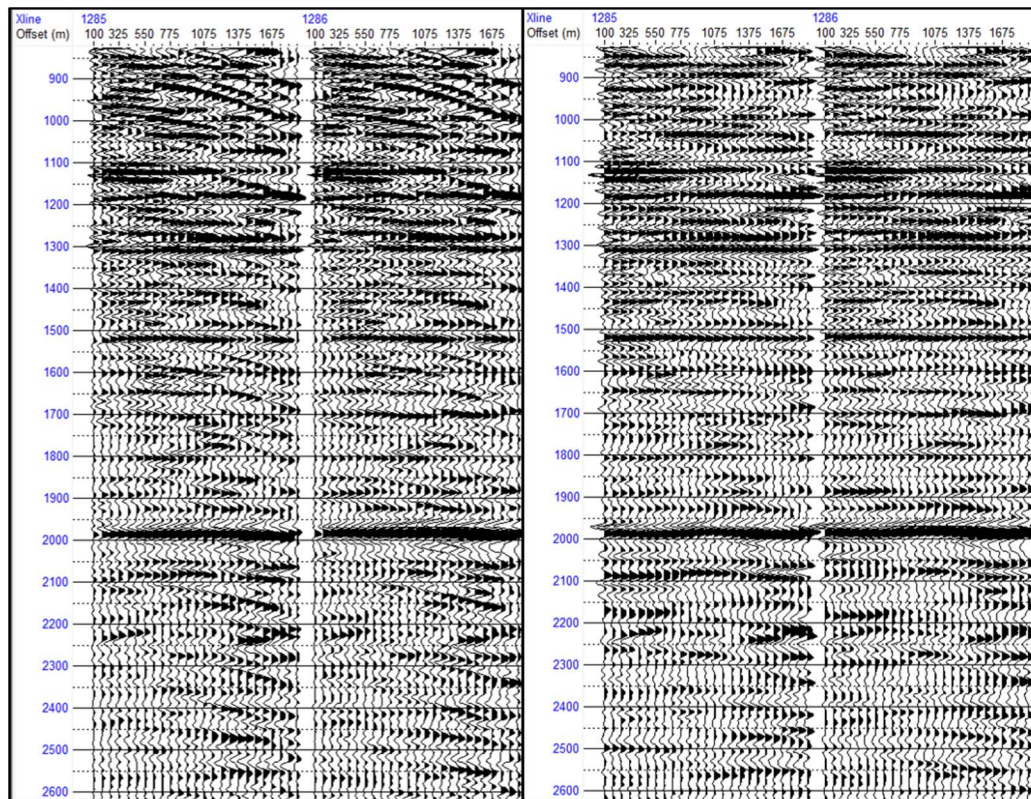


Figura 4.5. Resultado del proceso de atenuación de reflexiones múltiples. Se observa que los eventos parabólicos en la imagen de la izquierda, ya no están presentes en la imagen de la derecha.

4.2.2. Supresión del “footprint” de adquisición

Luego de suprimir las reflexiones múltiples en los “CRP gathers”, se procedió a apilar los datos para continuar con el análisis de ruidos remanentes. Se revisaron los “time slice” del cubo sísmico generado y se detectó la presencia del “footprint” de adquisición en algunos de ellos (Figura 4.6).

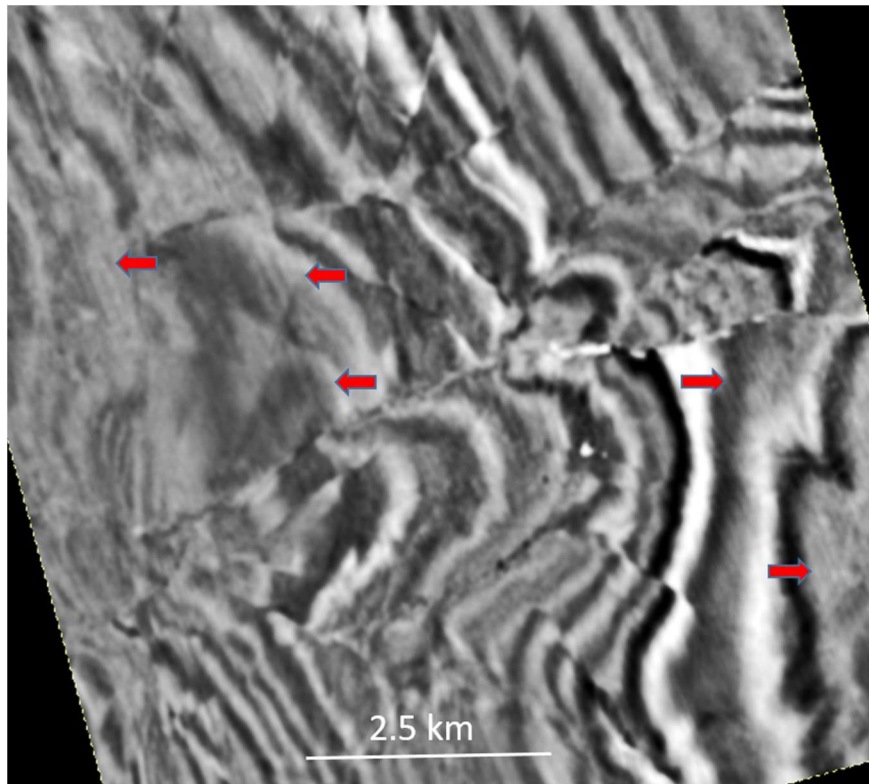


Figura 4.6. “Footprint” de adquisición en el área de estudio, indicado con flechas rojas en el time slice a 428 ms.

Para la supresión de dicha “huella” de adquisición se aplicó la técnica desarrollada por Gulunay et al. (2006), se dividió el cubo sísmico en subvolúmenes de 2.5 km (100 “inlines”) x 2.5 km (100 “crosslines”) x 400 ms, solapados en un 50%. Para la detección de un máximo local en el plano Kx-Ky, se deben especificar ciertos parámetros que se describen en la Figura 4.7.

Parámetro	Descripción
SEPKX (ciclos/traza)	Distancia de búsqueda de un máximo local en el eje Kx.
SEPKY (ciclos/traza)	Distancia de búsqueda de un máximo local en el eje Ky.
DBTHRES (dB)	Valor del umbral de amplitud para el filtrado de un máximo local
RATIO	Cociente de la amplitud pico y la amplitud promedio en la ventana de búsqueda.

Figura 4.7. Descripción de los parámetros para la detección de un máximo local en el espacio Kx-Ky.

Dado un máximo local de amplitud A , para que este sea filtrado se debe cumplir la condición dada por:

$$A > A_{max} \times 10^{\left(\frac{-DBTHRES}{20}\right)} \dots (4.1)$$

en donde A_{max} es la máxima amplitud en el plano $Kx-Ky$, la cual está generalmente localizada en $(kx,ky)=(0,0)$. Además, se debe satisfacer:

$$A > RATIO \times A_{prom} \dots (4.2)$$

donde A_{prom} es la amplitud promedio en la ventana de búsqueda. Para la supresión de la “huella” de adquisición se utilizaron los parámetros que se muestran en la Tabla 4.3.

Tabla 4.3. Parámetros utilizados para la supresión del “footprint”.

Parámetro	Valor
SEPKX (ciclos/traza)	0.04
SEPKY (ciclos/traza)	0.04
DBTHRES (dB)	60
RATIO	1.25

La Figura 4.8 muestra el resultado de suprimir el “footprint” de adquisición en uno de los “time slice” del cubo sísmico.

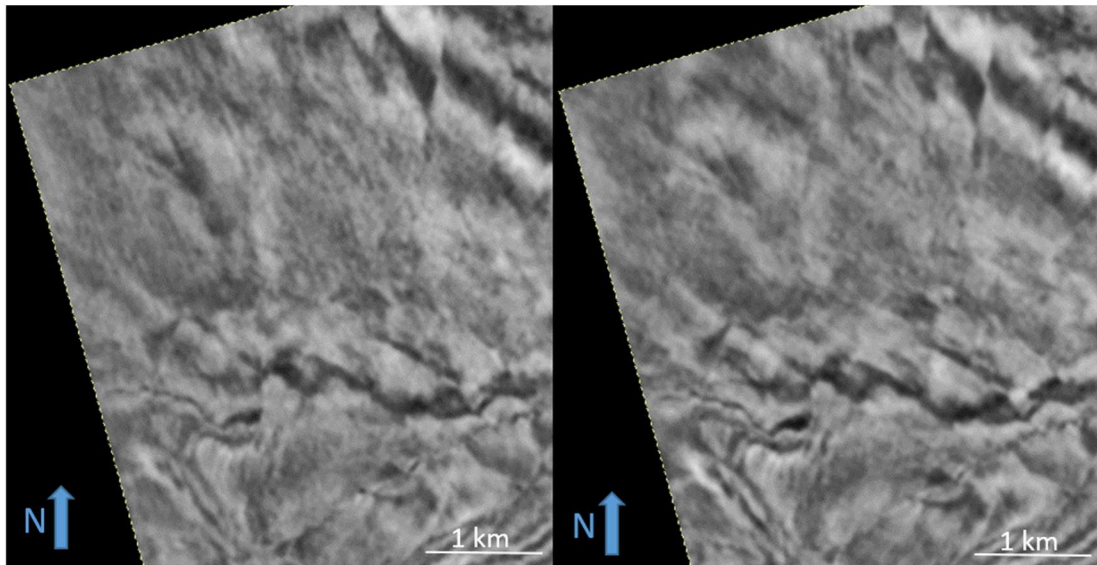


Figura 4.8. Supresión del “Footprint” de adquisición en el time slice a 928 ms. Izquierda: Time slice sin supresión del “footprint”, derecha: Time slice con supresión del “footprint”. Nótese la supresión en la zona noroeste del slice.

Una vez suprimido el “footprint”, se cortó el cubo hasta 3s y se remuestreó a 4ms para optimizar el tiempo de cálculo de atributos, luego se aplicó un filtro pasabanda de 10-12-50-60 Hz y una ganancia automática con una ventana de 500ms, de esta forma el cubo sísmico quedó preparado para la interpretación.

4.3. EDICIÓN DE LOS DATOS DE POZO

La edición de los registros sísmicos y densidad para ambos pozos fue necesaria debido a los derrumbes y la rugosidad en las paredes de los pozos, así como la falta de datos en ciertos intervalos. El efecto de los derrumbes y la rugosidad en el registro sísmico es la aparición de los “saltos de ciclo”, mientras que en el registro de densidad, los valores observados serán menores que los reales (Figura 4.9). La edición de los registros es de vital importancia para la generación de sismogramas sintéticos.

Para la edición del registro sísmico en cada pozo, se generó un registro pseudosísmico a partir del registro de resistividad según la Ecuación 4.3, la ecuación generalizada de Faust (1953).

$$V_p = a (DR_T)^b \dots (4.3)$$

donde V_p es la velocidad, D la profundidad, R_T la resistividad profunda; a y b son parámetros a determinar.

Los parámetros de Faust fueron calculados utilizando el registro sísmico original y el registro de resistividad en las zonas donde el registro caliper no mostraba irregularidades, teniendo en consideración la litología. Los valores originales del registro sísmico se reemplazaron con los del pseudoregistro en las zonas donde las curvas no se parecían (zonas de derrumbes y rugosas), tal como se observa en la Figura 4.9.

Luego se procedió con la edición del registro de densidad en cada pozo; para tal fin, se generó un registro de pseudodensidad a partir del registro sísmico editado según la Ecuación 4.4, la ecuación generalizada de Gardner, Gardner y Gregory (1974):

$$\rho = c (V_p)^d \dots (4.4)$$

donde ρ es la densidad, V_p es la velocidad; c y d son parámetros a determinar.

Los parámetros de Gardner fueron calculados a partir del registro de densidad original y el registro sísmico editado en las zonas donde el registro caliper no mostraba irregularidades, teniendo en consideración la litología. De manera similar, los valores originales del registro de densidad se reemplazaron con los del pseudoregistro en las zonas donde las curvas no se parecían (zonas de derrumbes y rugosas), los resultados se muestran en la Figura 4.9.

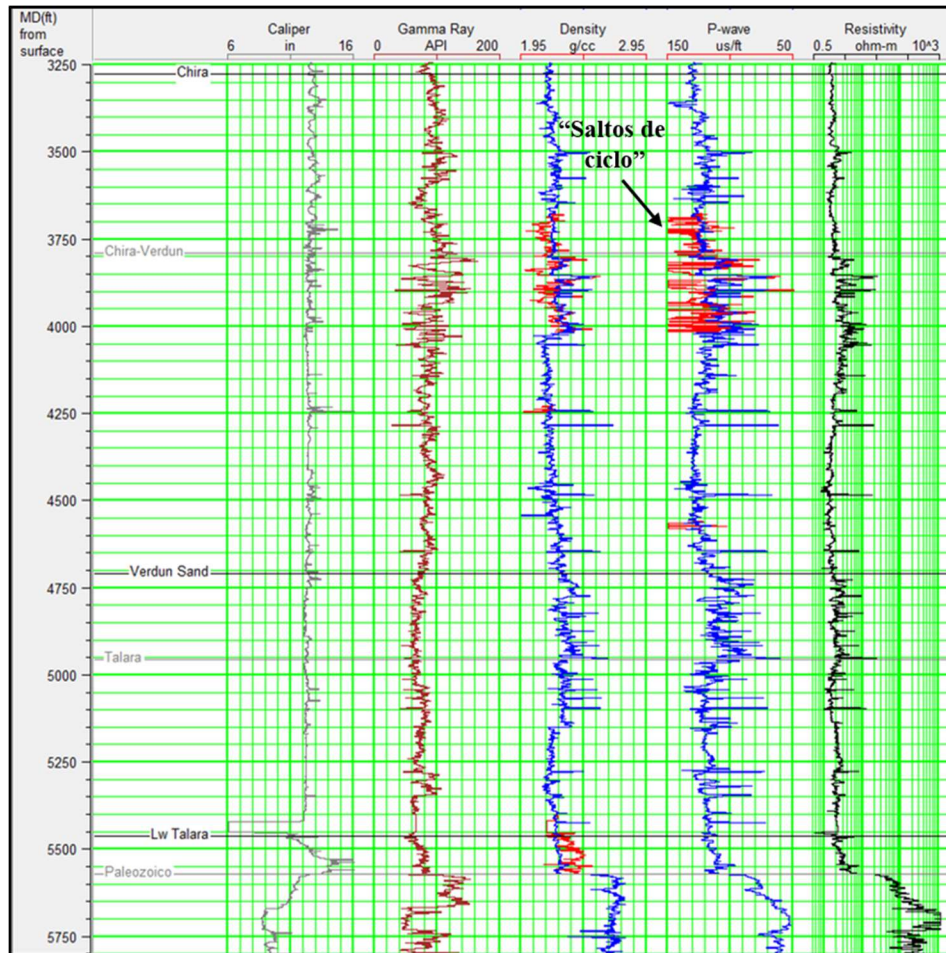


Figura 4.9. Edición del registro sísmico y de densidad en el pozo 1. De rojo se muestran las curvas originales y de azul, las editadas.

4.4. INTEGRACIÓN DE LOS DATOS SÍSMICOS Y DE POZO

4.4.1. Determinación de la fase de la sísmica

Según Roden y Sepulveda (1999), una de las maneras de calcular la fase (promedio) de la sísmica, es tomando en consideración un reflector en el cual se tenga un alto contraste de impedancia, teniendo cuidado que este no se encuentre en entonamiento con reflexiones cercanas. La técnica utilizada consiste en tomar la ondícula de dicho reflector y hacer rotaciones de fase de -90° a 90° cada 10° , anotando para cada rotación el valor máximo de amplitud; la rotación para la cual se tenga el mayor valor de amplitud será la fase de la sísmica con signo cambiado. Este procedimiento se deberá repetir para varias ondículas del reflector en distintas posiciones para tener un valor más preciso.

En nuestro caso se utilizó el reflector del basamento para el análisis, se extrajeron 6 trazas en un área aproximada de 6.25 km^2 centrada en la plataforma, en las cuales la ondícula del basamento no presentó entonamiento con otros reflectores y para cada una de ellas se rotó la fase desde -90° a 90° cada 10° . El resultado fue el mismo para los 6 casos, la máxima amplitud se dio para una rotación de fase de 20° (Figura 4.10). De esta manera, la fase promedio de la sísmica calculada fue de -20° .

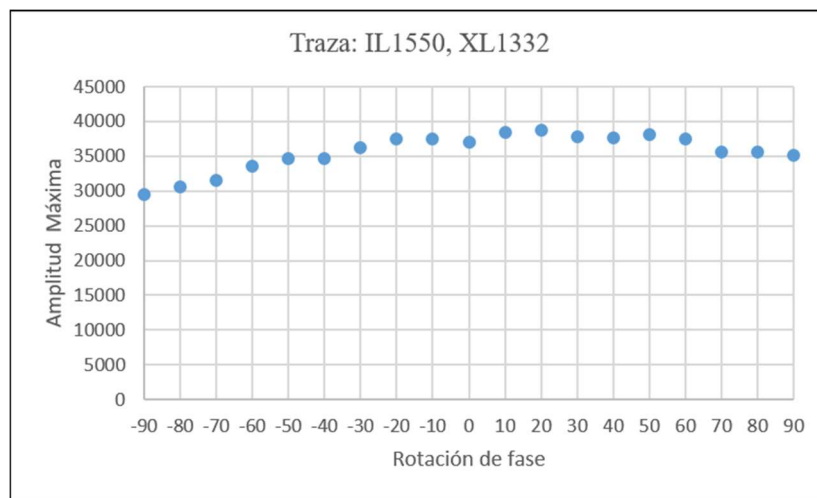


Figura 4.10. Gráfico Amplitud máxima vs Rotación de fase para la ondícula del basamento en la traza correspondiente al inline 1550 y crossline 1332.

4.4.2. Calibración del registro sísmico con el “checkshot”

Para ubicar correctamente los registros geofísicos dados en profundidad en el cubo sísmico dado en tiempo doble, es fundamental tener una curva T-Z confiable. Como una primera aproximación se puede utilizar el tiempo integrado calculado del registro sísmico; sin embargo, este por lo general no tiene datos en la parte superior del pozo, por lo que se comúnmente se utiliza la curva T-Z proveniente de un “*checkshot*” para calibrar la curva T-Z del sísmico. En nuestro caso, el pozo 1 cuenta con un estudio de “*checkshot*”, cuya curva T-Z se utilizó para calibrar la curva T-Z del sísmico. La Figura 4.11 muestra el proceso de calibración, el exagerado “drift” que se observa entre las curvas T-Z se debe a que el registro sísmico no posee datos en los primeros 1560 ft (MD) del pozo, por lo que el programa le coloca una velocidad constante a todo el intervalo. Cabe señalar que el registro sísmico no se modificó en el proceso de calibración.

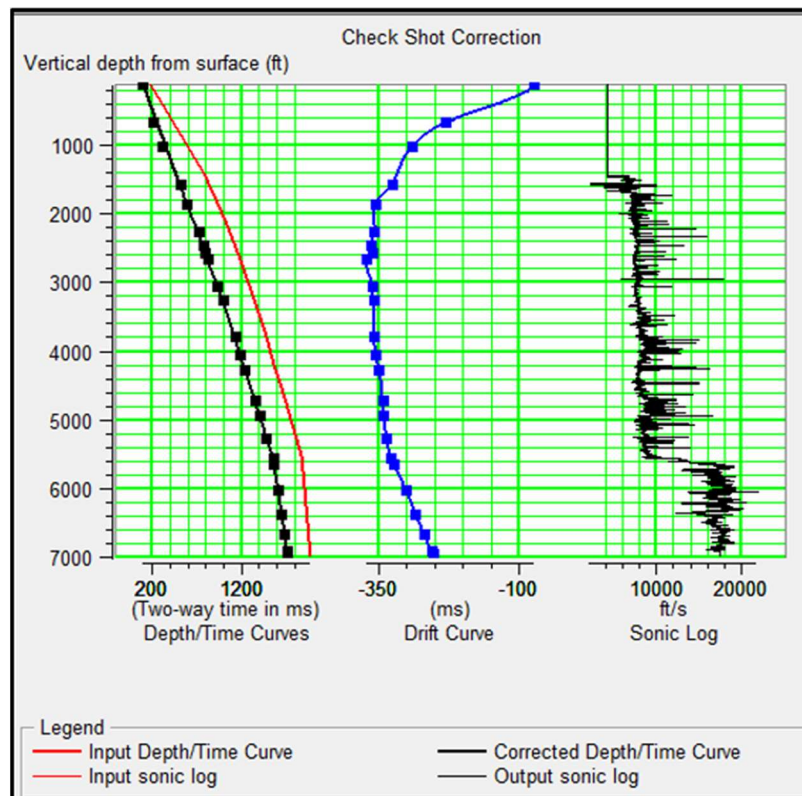


Figura 4.11. Proceso de calibración del pozo 1.

En el caso del pozo 2, ya que este no poseía registro de “*checkshot*”, lo que se hizo fue generar una T-Z compuesta para su calibración. La parte superior de esta T-Z, correspondió a la T-Z del “check shot” del pozo 1, mientras que la parte inferior, a la T-Z generada a partir de los tiempos de tránsito del registro sísmico, de esta manera se disminuiría el “bulkshift” inicial en el momento de la correlación del sismograma sintético.

4.4.3. Generación de sismogramas sintéticos

A incidencia normal, matemáticamente una traza sísmica $x(t)$, es el resultado de la convolución de la ondícula generada por la fuente de energía $w(t)$ con la serie de reflectividad $r(t)$, más un componente de ruido $n(t)$ (Ecuación 4.5). (Yilmaz, 2001).

$$x(t) = w(t) * r(t) + n(t) \dots (4.5)$$

De manera similar, para generar una traza sintética, se utilizan los registros sísmico y de densidad para producir la serie de reflectividad y se extrae una ondícula de los datos sísmicos; de esta forma se realiza la correlación entre una traza sintética y una traza sísmica. Para este proceso se asume que la traza sísmica está libre de ruido.

Para determinar la ventana tiempo – espacial para la extracción de la ondícula, así como la longitud de la misma, se utilizó el método cuantitativo descrito por White y Simm (2003). Para estimar el espectro de amplitud de la ondícula, se usó la autocorrelación de las trazas dentro de la ventana de extracción; la fase promedio de la ondícula fue de -20° , la misma de la sísmica. La Tabla 4.4 especifica los parámetros de extracción para cada pozo y la Figura 4.12 muestra la ondícula extraída para el pozo 1.

Tabla 4.4. Parámetros de extracción de la ondícula

Parámetro/Pozo	Pozo 1	Pozo 2
Rango espacial de extracción	Área cuadrangular de 25 trazas con centro en la ubicación del pozo	En total 108 trazas alrededor de la trayectoria del pozo
Rango temporal de extracción (ms)	532	492
Longitud (ms)	200	200
Intervalo de muestreo (ms)	4	4
“tapering” (ms)	20	20

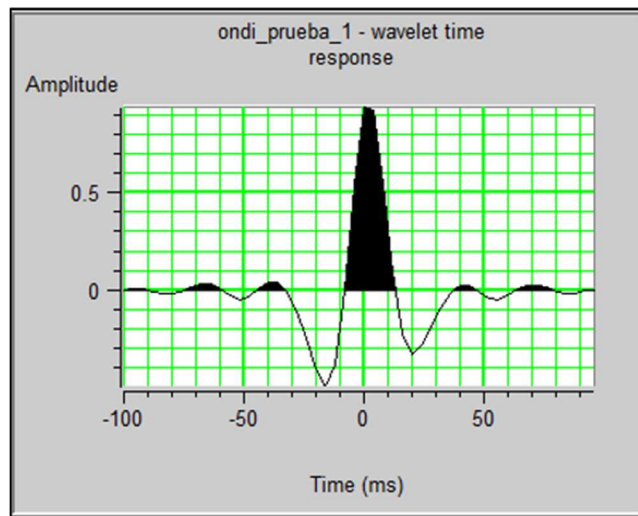


Figura 4.12. Ondícula extraída de la sísmica para el pozo 1.

Con las 2 ondículas extraídas, se generaron los sismogramas sintéticos para cada pozo, haciendo uso de los registros sísmicos y de densidad editados. Luego de un mínimo *stretch/squeeze* en cada caso, la correlación final en pozo 1 fue de 0.782 y en el pozo 2 fue de 0.787. La Figura 4.13 muestra la correlación final en el pozo 1, de rojo se observa la traza compuesta extraída de la sísmica.

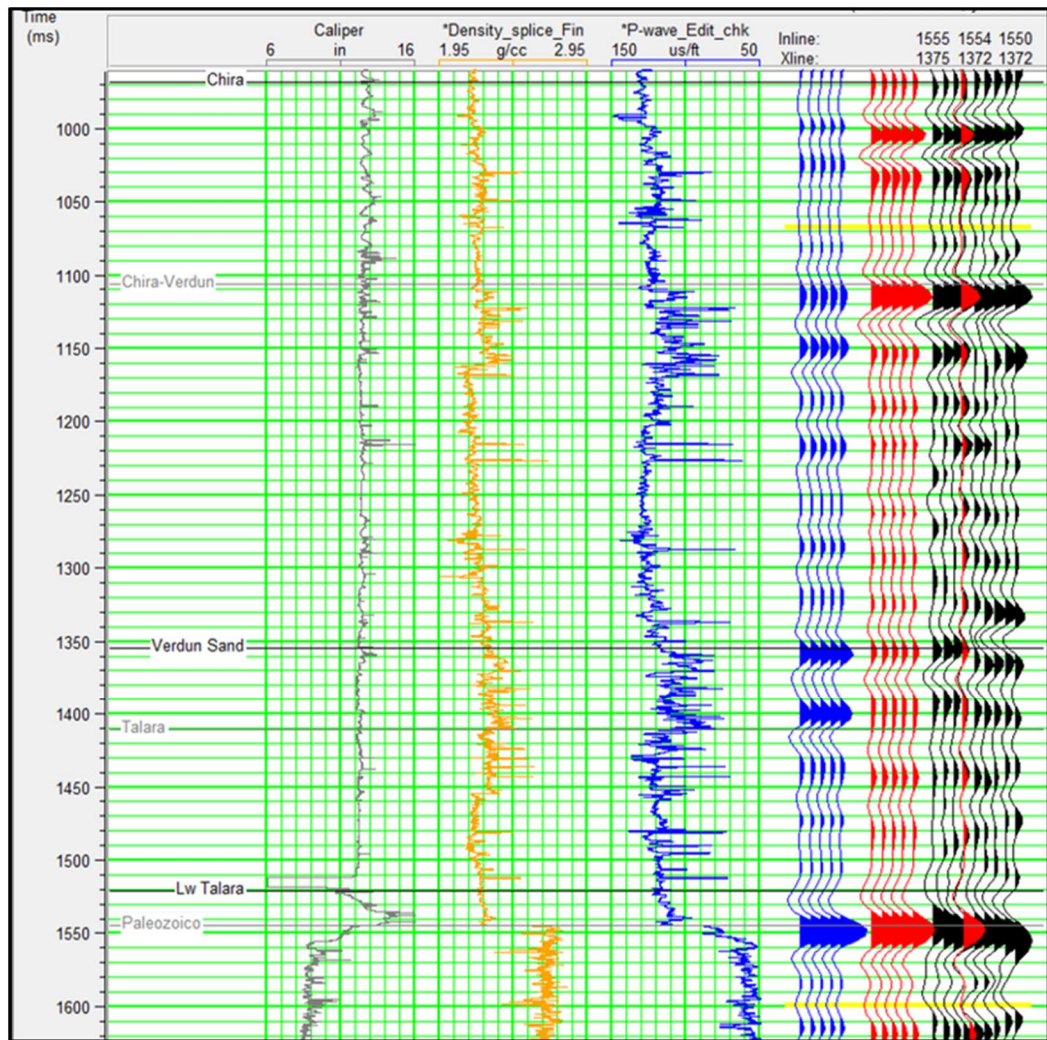


Figura 4.13. Correlación final en el pozo 1. Se observa una buena correlación entre la traza sintética (azul) y la traza compuesta extraída de la sísmica (rojo).

4.5. INTERPRETACIÓN DEL REFLECTOR DEL BASAMENTO

Una vez realizada la integración sísmica – pozo, se procedió a interpretar el reflector del basamento en el cubo sísmico, este reflector es claro y consistente en casi todo el volumen sísmico. La interpretación se realizó cada 5 inlines y cada 5 crosslines, posteriormente se llevó a cabo un “autotracking” 3D para completar la interpretación en los inlines y crosslines no “picados”, seguido de un control de calidad para completar los “huecos” remanentes, finalmente se generó la superficie sin considerar las fallas interpretadas (Figura 4.14).

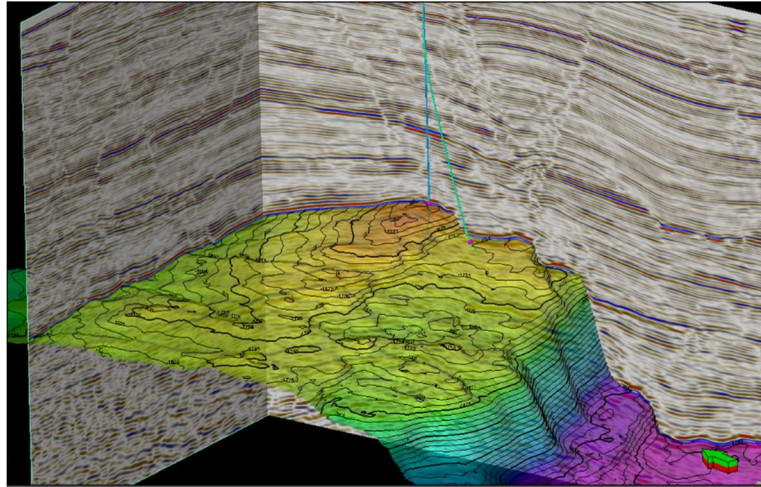


Figura 4.14. Superficie generada del reflector del basamento de edad Paleozoica.

El pozo 1 perforó la parte más alta de la estructura Paleozoica, la cual consiste en un semi-anticlinal de orientación ENE, mientras que el pozo 2 se encuentra en un bloque adyacente que corresponde a un semi-anticlinal de orientación aproximada NNE. La Figura 4.15 muestra el mapa estructural y el “horizon slice” del reflector interpretado, se pueden observar que en el área de estudio existe un sistema de fallas normales de orientación ENE, las cuales buzcan hacia el sureste. La Falla “A” separa los bloques en los cuales los pozos perforan el basamento metamórfico; asimismo se observa un sistema de fallas de orientación NNW al norte de la Falla “A”.

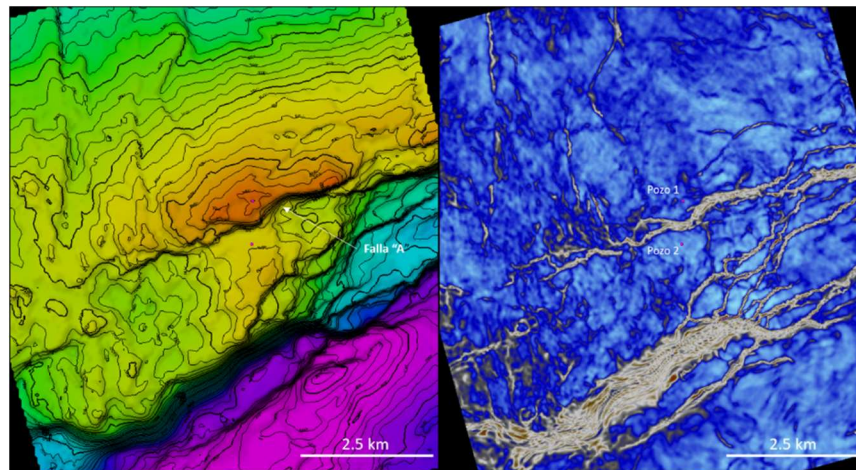


Figura 4.15. Mapa estructural y “Horizon slice” del reflector del basamento, en donde se observan los principales elementos estructurales.

4.6. EXTRACCIÓN DE ATRIBUTOS SÍSMICOS

4.6.1. Varianza

El atributo de varianza mide la diferencia entre las trazas sísmicas y enfatizará los bordes e interrupciones. Para el cálculo del atributo de varianza, se utilizó el algoritmo desarrollado por Van Bemmél y Pepper (2000) sobre el volumen sísmico pre-acondicionado. El algoritmo básicamente trabaja con 2 parámetros, el tamaño de la ventana espacial (en número de trazas) y el suavizado vertical (en número de muestras). Adicionalmente se tienen parámetros direccionales para la estimación del buzamiento en todo el volumen, de esta manera la varianza será calculada en la dirección del buzamiento estimado. El más importante de los parámetros direccionales es el “umbral de confianza del plano buzante estimado” (PCF), que varía de 0 a 1 y cuyo valor debe ser superado por el valor de la varianza calculada para que dicho cálculo sea aceptado; en caso contrario se calculará la varianza de manera horizontal.

Para determinar los parámetros que me permitirán observar los lineamientos de las fracturas, se procedió de la siguiente manera:

- a. Se realizó el cálculo de la varianza para ventanas espaciales cuadrangulares de 3 x 3 trazas, 5x5 trazas y 7x7 trazas. En dicho análisis, el valor de la ventana de suavizado vertical y el valor de PCF fueron 12 y 0.6 respectivamente. En las Figuras 4.16 y 4.17, se muestran los resultados en un “horizon slice” 4ms por debajo del tope del basamento, se observó que a mayor tamaño de la ventana espacial, se resaltan los eventos y se suaviza la sección; sin embargo, para 7x7 trazas, ya se empieza a perder resolución, por lo que se optó por una ventana espacial de 5x5 trazas.

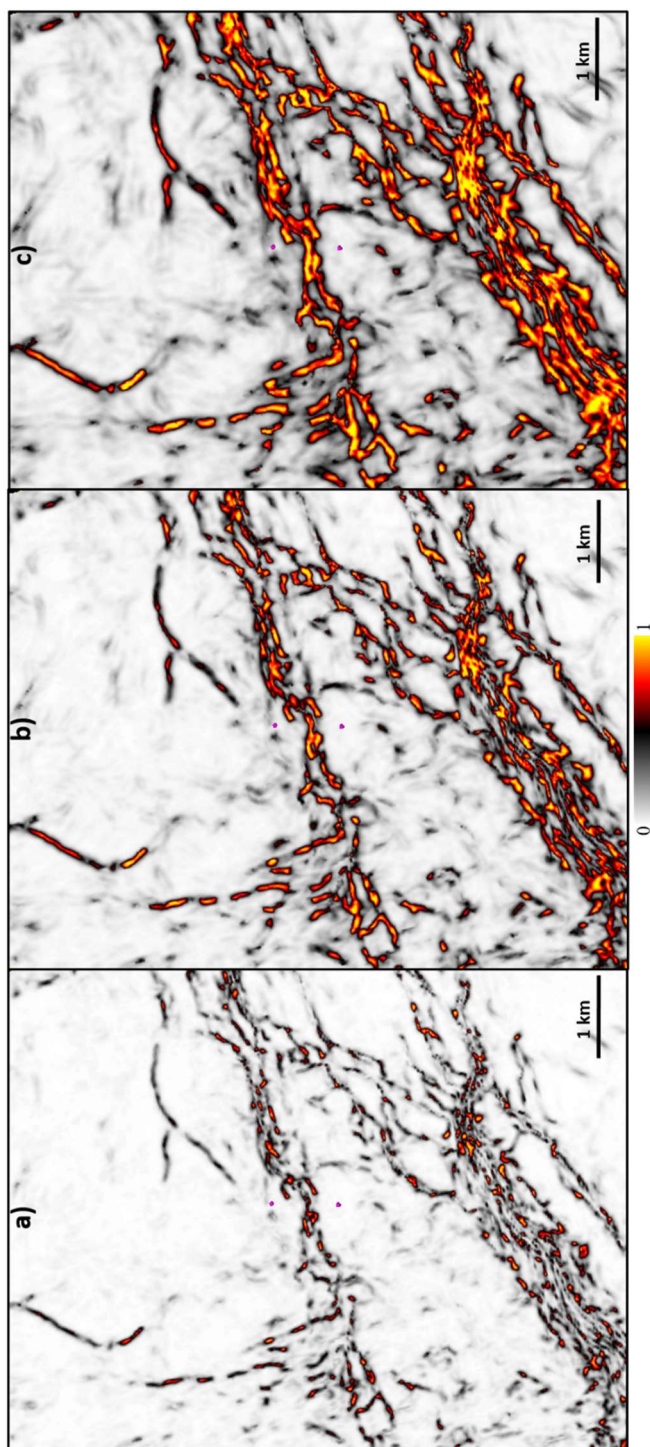


Figura 4.16. Resultados de variar la ventana espacial para el cálculo del atributo de varianza. a) 3x3 trazas, b) 5x5 trazas y c) 7x7 trazas.

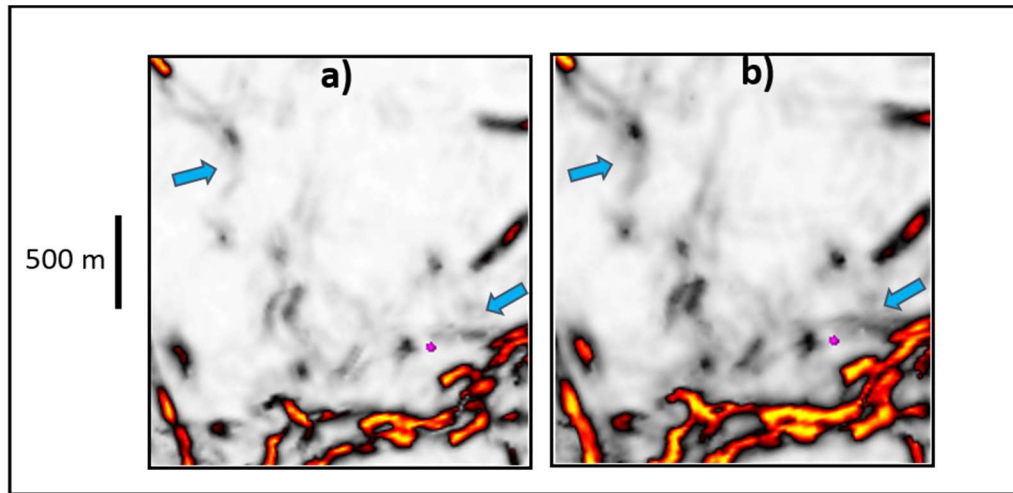


Figura 4.17. Análisis de la resolución de los resultados de variar la ventana espacial para el cálculo de la varianza. a) Atributo de varianza para 5x5 trazas, b) Atributo de varianza para 7x7 trazas. Las flechas indican los lugares donde se pierde detalle.

- b. Luego, para una ventana espacial de 5x5 trazas fija, se realizó el cálculo de la varianza para ventanas de suavizado de 6 y 24 muestras. En dicho análisis el valor de PCF fue de 0.6. En la Figura 4.18 se muestran los resultados en un “horizon slice” 4ms por debajo del tope del basamento, se observó que a mayor tamaño de la ventana de suavizado se empieza a perder resolución, aunque no es muy notable la diferencia. Se mantuvo el valor de 12 muestras para la ventana de suavizado.

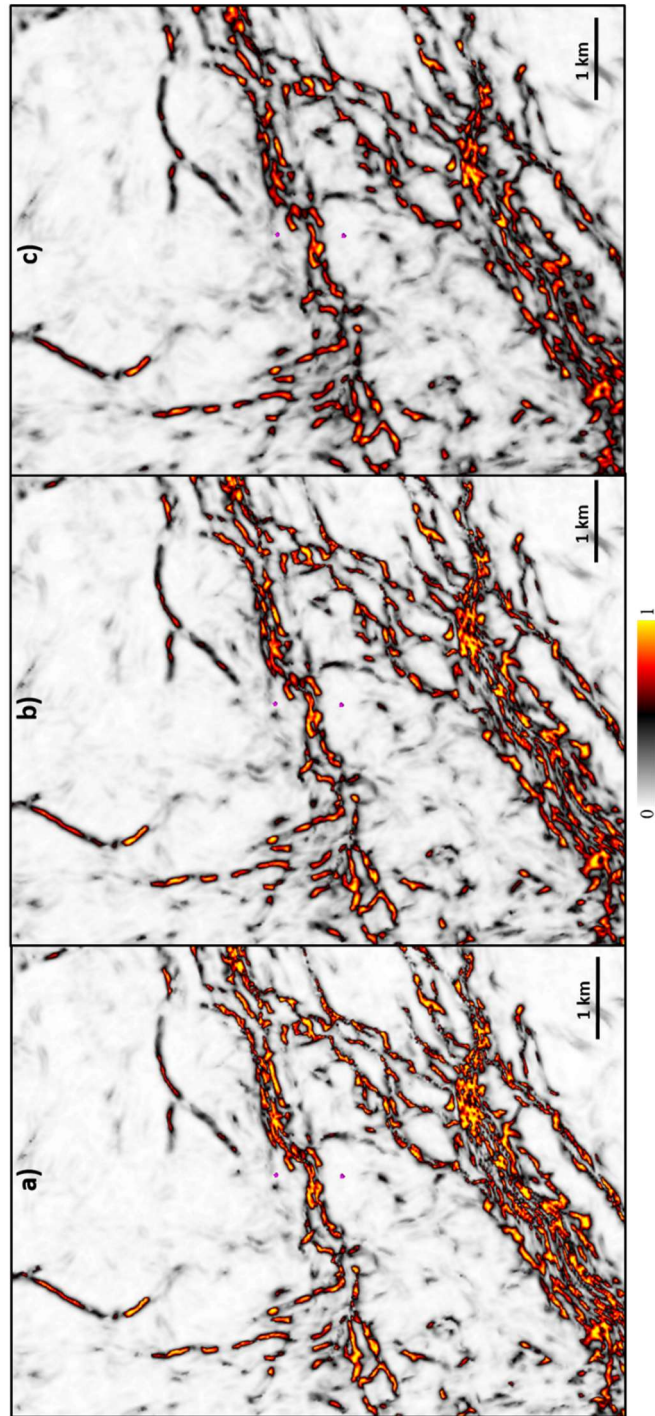


Figura 4.18. Resultados de variar la ventana de suavizado para el cálculo del atributo de varianza. a) 6 muestras, b) 12 muestras y c) 24 muestras.

- c. Con los valores de ventana espacial y ventana de suavizado elegidos (5x5 trazas y 12 muestras respectivamente), se modificó el valor de PCF a 0.8 para ver si la imagen podía ser mejorada. En las Figuras 4.19 y 4.20 se observan los resultados, incrementar el valor de PCF genera la aparición de eventos debido a la estructura, los cuales no son del interés del estudio.

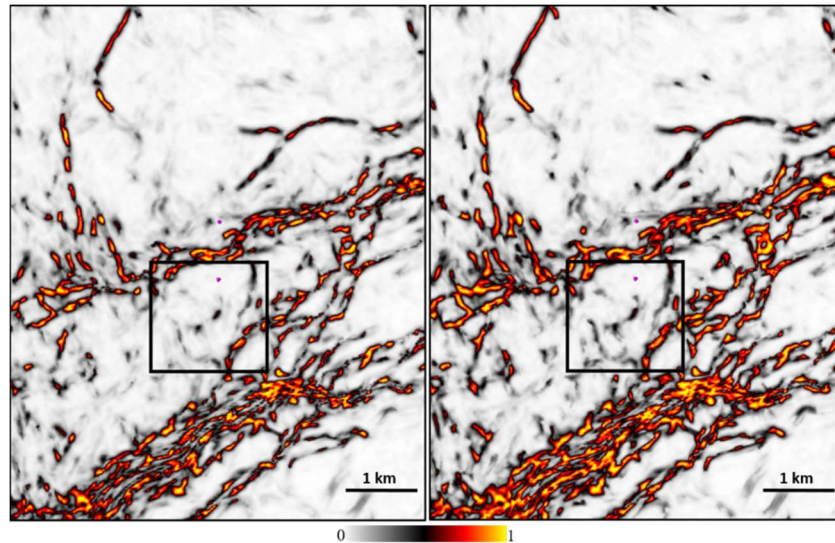


Figura 4.19. Resultados del cálculo del atributo de varianza modificando el parámetro PCF. Izquierda: PCF=0.6, derecha: PCF=0.8. En la Figura 4.20 se observa más detalladamente la zona dentro del cuadrado.

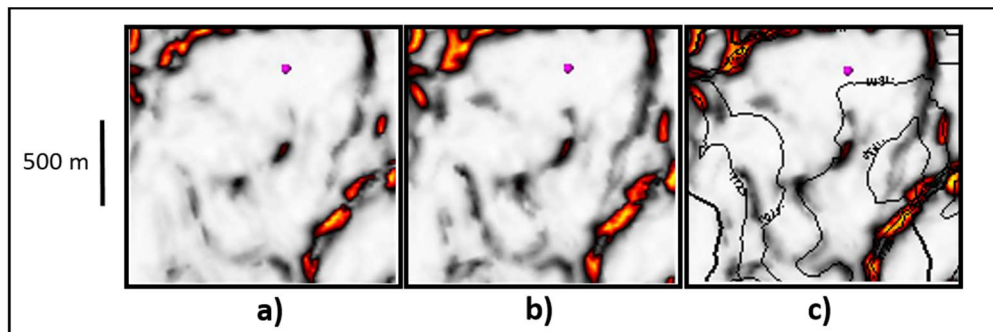


Figura 4.20. Resultados detallados del cálculo del atributo de varianza modificando el parámetro PCF. a) PCF=0.6, b) PCF=0.8, en c) se observan los contornos estructurales superpuestos en b).

Finalmente los parámetros elegidos fueron: Ventana espacial 5x5 trazas, ventana temporal de suavizado de 12 muestras y PCF=0.6.

4.6.2. Curvatura volumétrica

Diversos estudios han demostrado que las curvaturas “Most Negative” (Kneg) y “Most positive” (Kpos), son las curvaturas con las que obtiene una mejor correlación con características geológicas de interés (Chopra y Marfurt, 2007b). Por tal motivo, se eligió la curvatura “Most Negative” para evaluar los parámetros que me permitieran visualizar los lineamientos de las fracturas.

El concepto de lineamiento fue introducido por Hobbs (1904), que lo define como una simple o compuesta característica lineal de una superficie, cuyas partes están alineadas en forma rectilínea (o ligeramente curvilínea), que se diferencia de eventos adyacentes y que representa de manera presumible un fenómeno del subsuelo. Un lineamiento no necesariamente me representa una zona de deformación o un patrón sedimentario, también puede representar residuos del “footprint de adquisición” o ruido remanente del procesamiento; sin embargo, según Klein, Richard y James (2008), la curvatura volumétrica reduce considerablemente estos ruidos remanentes.

Si bien es cierto que el atributo de curvatura volumétrica distinguirá los pliegues y flexuras existentes en el volumen sísmico, las fallas de mínimo salto también podrán ser realizadas debido a la forma que poseen en la sísmica (Figura 4.21).

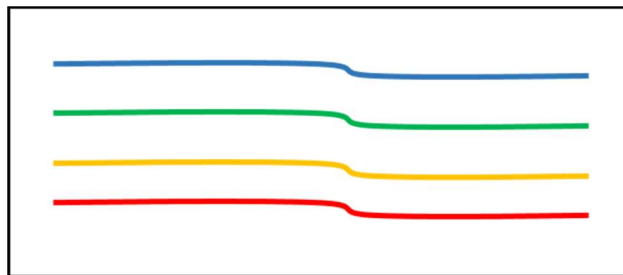


Figura 4.21. Expresión sísmica de las fallas de mínimo salto.

Los parámetros a determinar fueron el tamaño de la ventana espacial y temporal. Para obtener el tamaño de ventana espacial óptimo, se generaron volúmenes de “Kneg” para ventanas de 3x3, 5x5 y 7x7 trazas, para estos cálculos se mantuvo la ventana temporal en 16 ms. La Figura 4.22 muestra los resultados, se observa que el efecto de aumentar el tamaño de la ventana espacial es suavizar los eventos,

perdiendo detalle de los rasgos estructurales de corta longitud de onda como son las fracturas. Se decidió mantener la ventana espacial de 3x3 trazas para evaluar el producto de variar la ventana temporal.

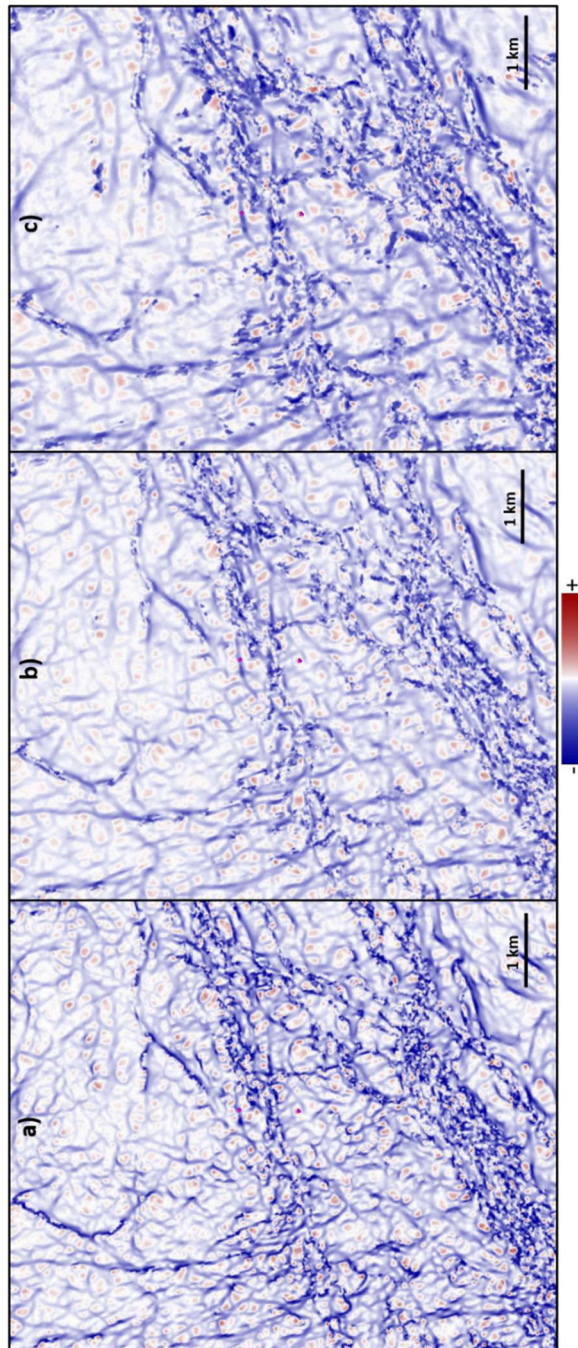


Figura 4.22. Resultados de la curvatura “Most Negative” al variar la ventana espacial: a) 3x3 trazas, b) 5x5 trazas y c) 7x7 trazas.

Posteriormente, se generaron volúmenes de “Kneg” para ventanas temporales de 32ms y 48 ms, manteniendo fija la ventana espacial en 3x3 trazas. La Figura 4.23 muestra los resultados, se puede observar que el efecto de aumentar el tamaño de la ventana temporal es disminuir la intensidad de los eventos de longitud de onda larga (i.e. fallas y flexuras mayores) como se observa en las zonas señaladas con círculos. Se eligió como tamaño de la ventana temporal 16 ms, de esta manera se conservarían la mayor cantidad de eventos.

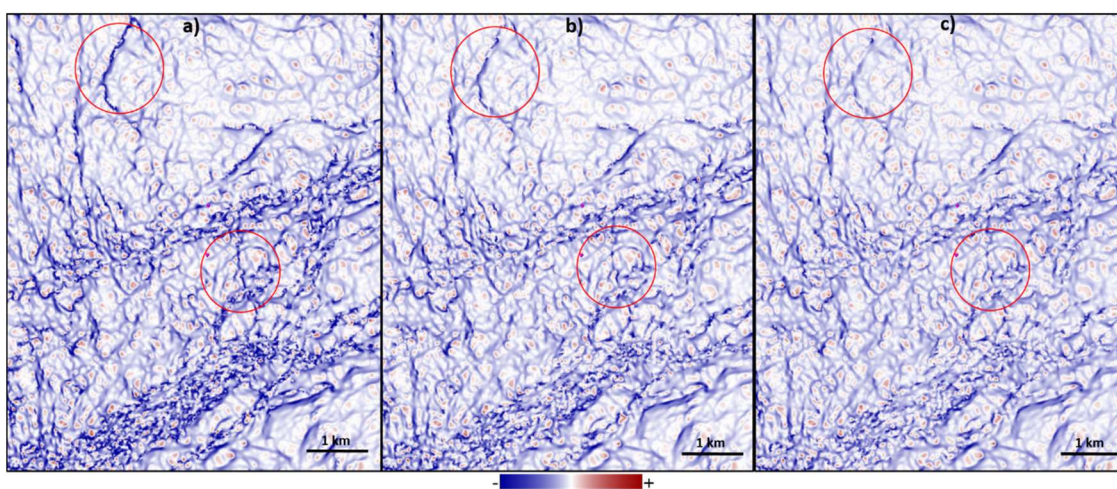


Figura 4.23. Resultados de la curvatura “Most Negative” al variar la ventana temporal: a) 16 ms, b) 32 ms y c) 48 ms.

Adicionalmente se generaron más atributos de curvatura volumétrica como la curvatura “Most positive”, aunque finalmente se trabajó con la curvatura volumétrica “Most Negative”. Dicho atributo será analizado en el siguiente capítulo.

4.7. GENERACIÓN DEL VOLUMEN “ANT-TRACKING”

Los resultados de la curvatura volumétrica “Most Negative” fueron superiores a los del atributo de varianza para resaltar eventos geológicos de longitud de onda corta como lo son los lineamientos de fracturas. El resultado de curvatura volumétrica “Most Negative” con una ventana espacial de 3x3 trazas y una

ventana temporal de 16 ms fue la entrada para la aplicación del algoritmo “ant-tracking”, el cual resaltará los planos axiales del volumen de curvatura. El algoritmo buscará máximos locales de manera “agresiva” o “pasiva” de acuerdo al valor de los parámetros que se describen en la Figura 4.24.

Parámetro	Descripción
Frontera inicial (voxels)	Es el radio que define el espacio destinado para un agente en la distribución inicial de los agentes en el volumen.
Desviación del trayecto (voxels)	Es la desviación adicional que un agente puede realizar de su camino permisible (hasta 15° de su trayectoria recta).
Tamaño del paso (voxels)	Define que tan lejos un agente puede buscar un máximo local en un solo paso de búsqueda.
Pasos ilegales permitidos	Determina cuantos pasos un agente puede avanzar sin encontrar un máximo local.
Pasos legales requeridos	Es el número de pasos requeridos para considerar un lineamiento como una discontinuidad o flexura y así diferenciarlo del ruido orientado.
Criterio de terminación (%)	Determina el tiempo de vida de un agente, dependiendo del porcentaje de pasos ilegales respecto del número de pasos en su trayectoria.

Figura 4.24. Descripción de los parámetros del algoritmo “ant-tracking”.

En la Figura 4.25, se observa gráficamente el significado de algunos de los parámetros del algoritmo "ant-tracking" tales como “frontera inicial”, “pasos ilegales permitidos” y “pasos legales requeridos”. A menor valor del radio territorial, mayor cantidad de agentes distribuidos en el volumen; esto es recomendable para el caso que se quiera resaltar eventos de longitud de onda corta.

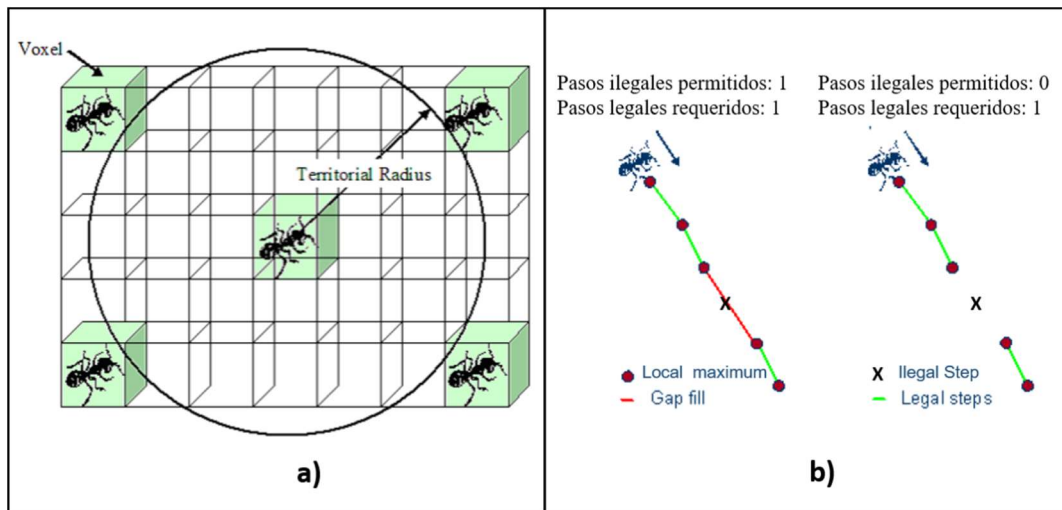


Figura 4.25. Descripción gráfica de los parámetros del algoritmo “ant-tracking”: a) “frontera inicial, b) “pasos ilegales permitidos” y “pasos legales requeridos”.

(Modificado de Schlumberger, 2010)

Adicionalmente, el algoritmo cuenta con un “filtro acimutal” (stereonet), de esta forma se pueden seleccionar las orientaciones que se quieren preservar.

4.7.1. Volumen “ant-tracking” sin filtro acimutal

Para poder comparar el resultado del atributo “ant-tracking” con el resultado de la curvatura volumétrica “Most Negative”, se calculó el volumen “ant-tracking” sin utilizar el filtro acimutal. Como el algoritmo se basa en la búsqueda de máximos locales, se multiplicó los valores de la curvatura volumétrica “Most Negative” por -1; luego de un detallado análisis para establecer los parámetros que produjeran la mejor imagen, se escogieron los parámetros que se muestran en la Tabla 4.5, la Figura 4.26 muestra el resultado.

Tabla 4.5. Parámetros utilizados en el algoritmo “ant-tracking”

Parámetros	Valor
Frontera inicial (voxels)	4
Desviación del trayecto (voxels)	2
Tamaño del paso (voxels)	3
Pasos ilegales permitidos	2
Pasos legales requeridos	2
Criterio de terminación (%)	7

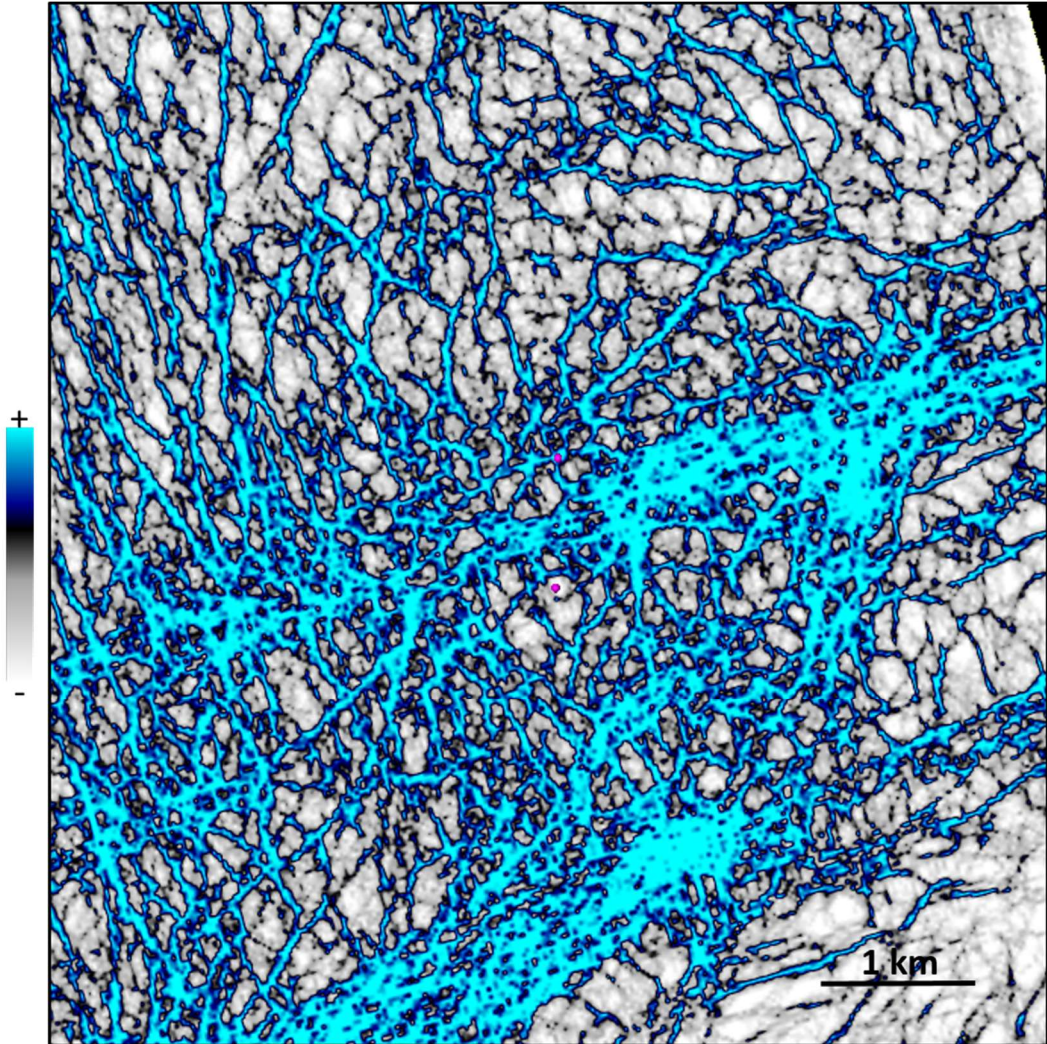


Figura 4.26. “Horizon Slice” 4ms por debajo del tope del basamento del volumen “ant-tracking” sin utilizar el stereonet.

A continuación, se llevó a cabo la interpretación de los lineamientos observados en la Figura 4.26. Se generaron diagramas de rosa de los lineamientos interpretados para 2 bloques distintos: El bloque norte, donde el pozo 1 penetra el basamento y el bloque sur, donde lo hace el pozo 2. En la Figura 4.27 se observan los lineamientos interpretados para cada bloque, así como los diagramas de rosa en cada caso.

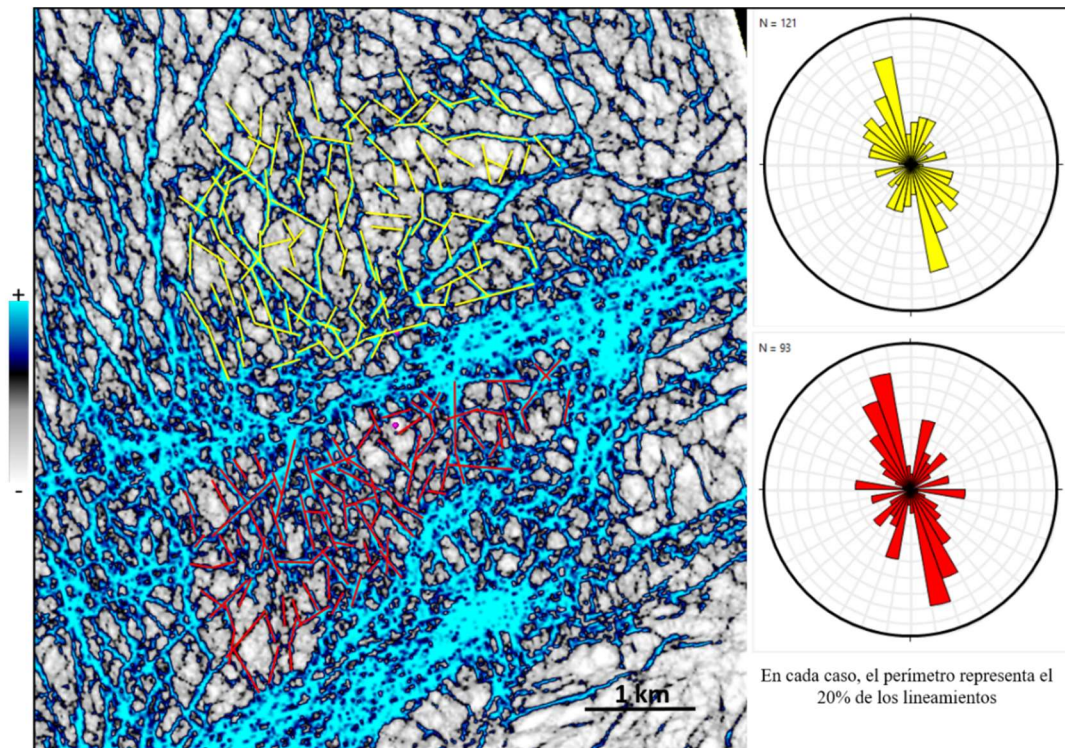


Figura 4.27. Interpretación de los lineamientos en el horizon slice 4ms por debajo del tope del basamento del volumen “ant-tracking”.

Debido a que a medida que se profundiza en el reservorio existen más lineamientos por unidad cuadrada, para poder estudiar el comportamiento de los lineamientos en una zona más profunda dentro del reservorio, se generó un nuevo volumen “ant-tracking”, disminuyendo el valor de “criterio de terminación” a 6%; de esta manera los “stratal slice” extraídos dentro del reservorio tendrían una mejor imagen. Se generaron “stratal slice” entre el reflector interpretado y un “horizonte fantasma” 64 ms por debajo de este en el nuevo volumen, en la Figura 4.28 se observa el “stratal slice” 36 ms por debajo del tope del basamento y en la Figura 4.29 la interpretación de los lineamientos.

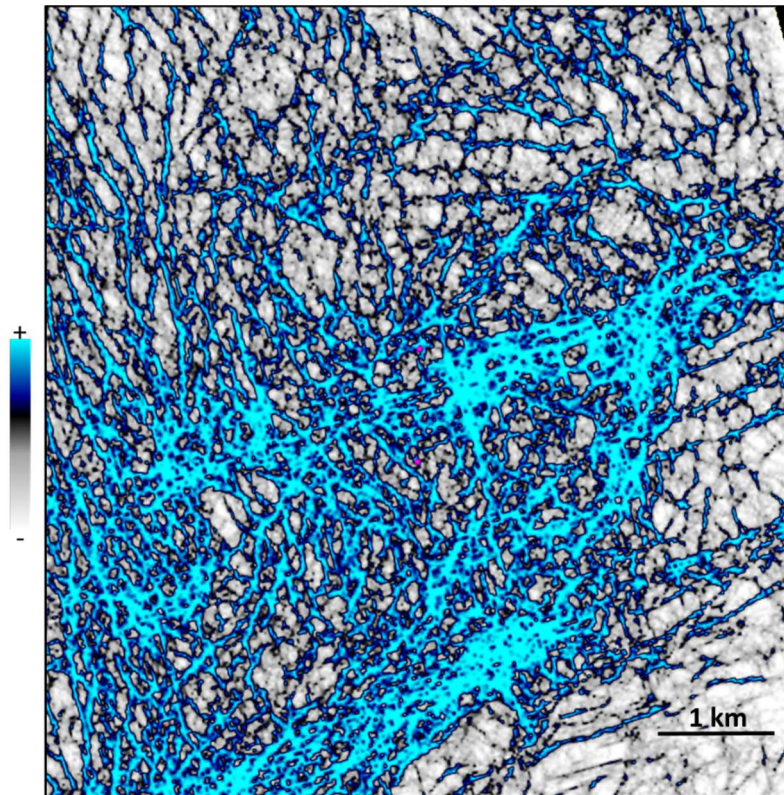


Figura 4.28. “Horizon Slice” 36ms por debajo del tope del basamento del volumen “ant-tracking” sin utilizar el stereonet.

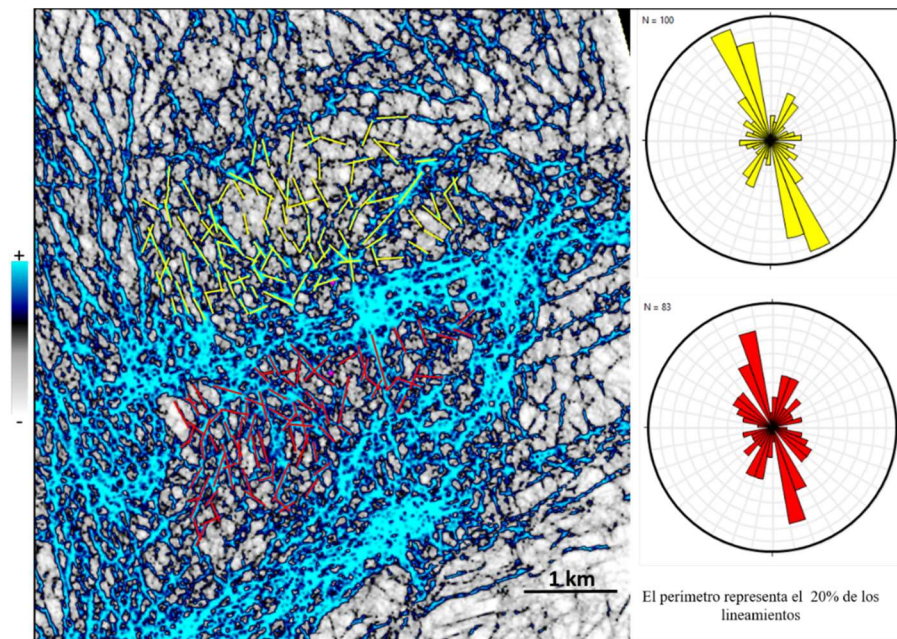


Figura 4.29. Interpretación de los lineamientos en el horizon slice 36ms por debajo del tope del basamento del volumen “ant-tracking”.

4.7.2. Volumen “ant-tracking” con filtro acimutal

Para poder obtener una mejor representación de los lineamientos interpretados dentro del reservorio, se agruparon los datos de los diagramas de rosa para cada bloque en los “stratal slice” a 4 ms y 36 ms por debajo del tope del basamento. La Figura 4.30 muestra el diagrama de rosa resultante para cada bloque y las orientaciones principales y secundarias interpretadas en cada caso.

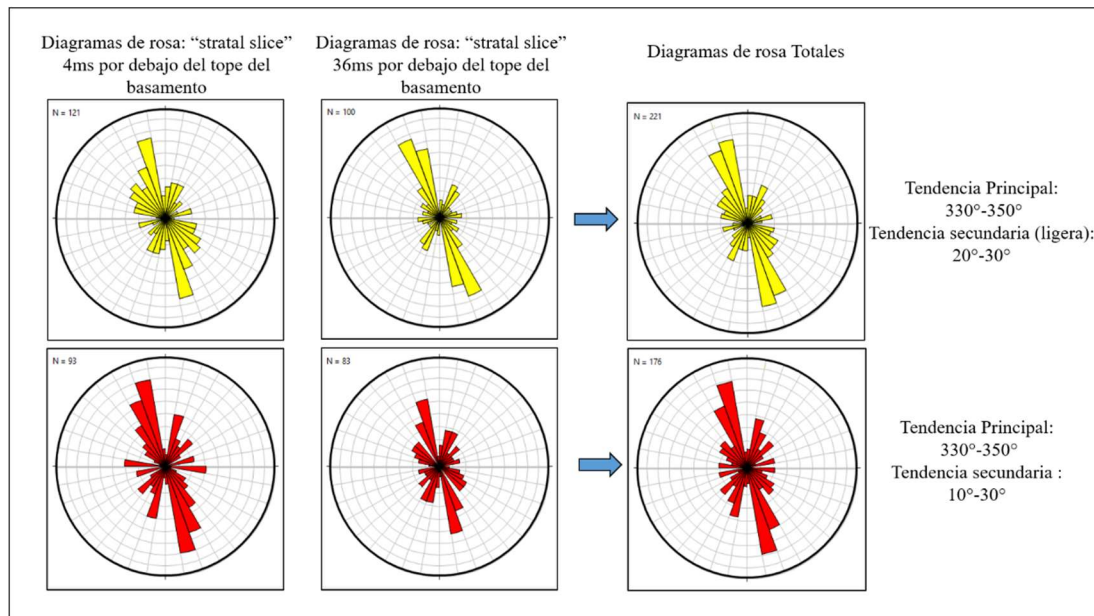


Figura 4.30. Diagramas de rosa totales para los bloques donde los pozos perforan el reservorio.

Las orientaciones observadas en los diagramas de rosa representan tanto fracturas de interés como lo son las fracturas conductivas (abiertas) y parciales (parcialmente abiertas), así como fracturas cerradas, las cuales no contribuyen al flujo de hidrocarburo. Asimismo, pero en menor grado, es posible que existan ruidos orientados remanentes. El siguiente paso fue determinar que orientaciones representan fracturas conductivas y parciales, para así poder utilizar el “stereonet” del “ant-tracking”. Las orientaciones principales y secundarias interpretadas podrían representar las fracturas de interés buscadas, para poder confirmar esta hipótesis se utilizaron las interpretaciones de los registros de imágenes (FMI) de

los 2 pozos en el área de estudio (Figura 4.31), así como también las interpretaciones de los registros de imágenes de 18 pozos de un campo vecino que atraviesan el basamento. El campo está ubicado a 10 km del área de estudio, tal como se aprecia en la Figura 4.32. En dicho campo vecino, en promedio las fracturas conductivas tienen una dirección preferencial NNW, mientras que las fracturas parciales muestran dos direcciones preferenciales NNW y NNE.

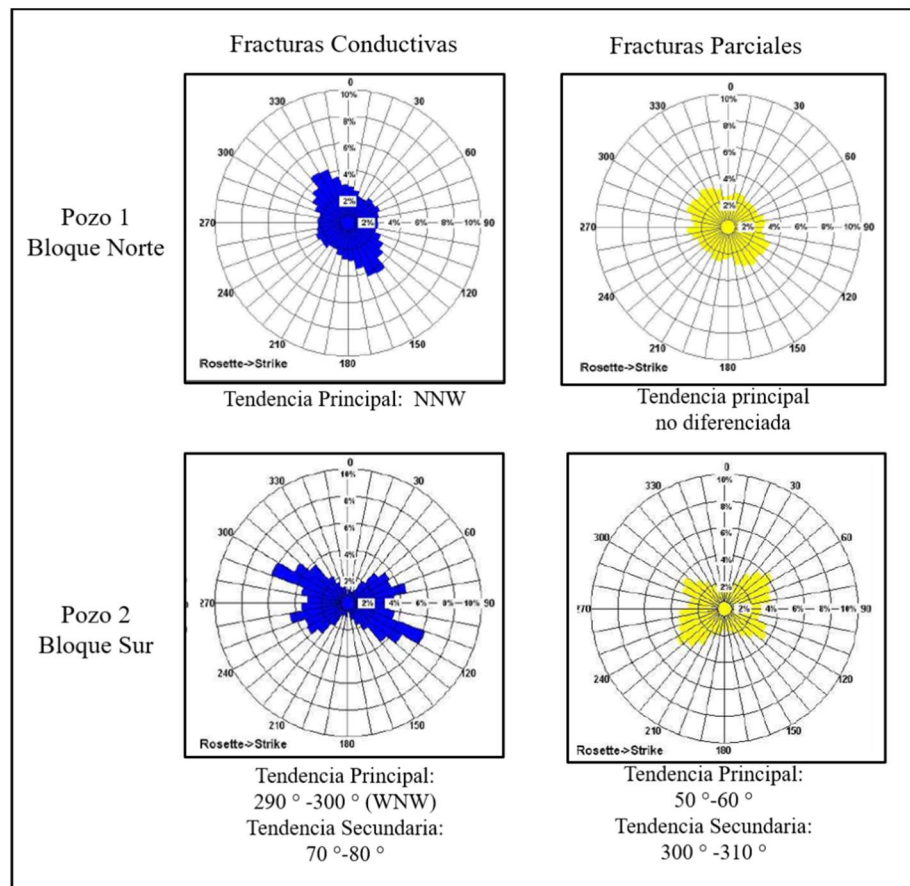


Figura 4.31. Diagramas de rosa de las fracturas conductivas y parciales en el pozo 1 y pozo 2 y sus respectivas orientaciones principales y secundarias. (SAVIA PERÚ S.A., 2007)

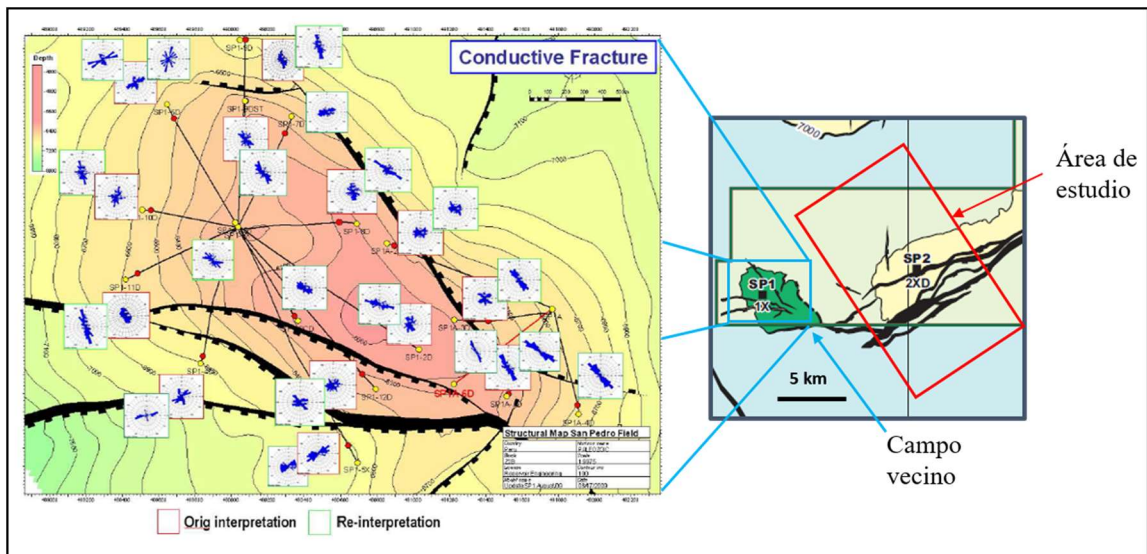


Figura 4.32. Ubicación del campo vecino y diagramas de rosa de los registros FMI.
(Modificado de SAVIA PERÚ S.A., 2007)

Las orientaciones principales y secundarias interpretadas en la Figura 4.30, se conservaron de acuerdo a la Figura 4.33.

Bloques	Dirección de los lineamientos	Es una tendencia principal o secundaria en los diagramas de rosa de fracturas de interés en el único pozo en el bloque?	Es una dirección preferencial promedio de las fracturas de interés en el campo vecino?	Se conservará en el filtrado?
Norte	330°-350° (~ NNW)	SI	SI	SI
	20°-30° (~ NNE)	NO	SI	SI
Sur	330°-350° (~ NNW)	NO	SI	SI
	10°-30° (~ NNE)	NO	SI	SI

Figura 4.33. Cuadro de decisiones para la conservación de acimuts.

Tal como se puede apreciar en la Figura 4.33, se le dio mayor peso a las tendencias de las fracturas en el campo vecino, esto debido a la cantidad limitada de pozos con los que se cuenta. Para el bloque sur, adicionalmente a los acimuts que se

conservarán según el cuadro, se conservaron las tendencias principales y secundarias que se observan en los diagramas de rosa de fracturas conductivas y parciales del único pozo en el bloque (Figura 4.31), de esta forma el filtro acimutal se trabajó por bloques. En la Figura 4.34 se observa el “stratal slice” 4ms debajo del tope del basamento, del volumen “ant-tracking” con filtro acimutal y en la Figura 4.35, el resultado para el “stratal slice” 36 ms por debajo del tope del basamento.

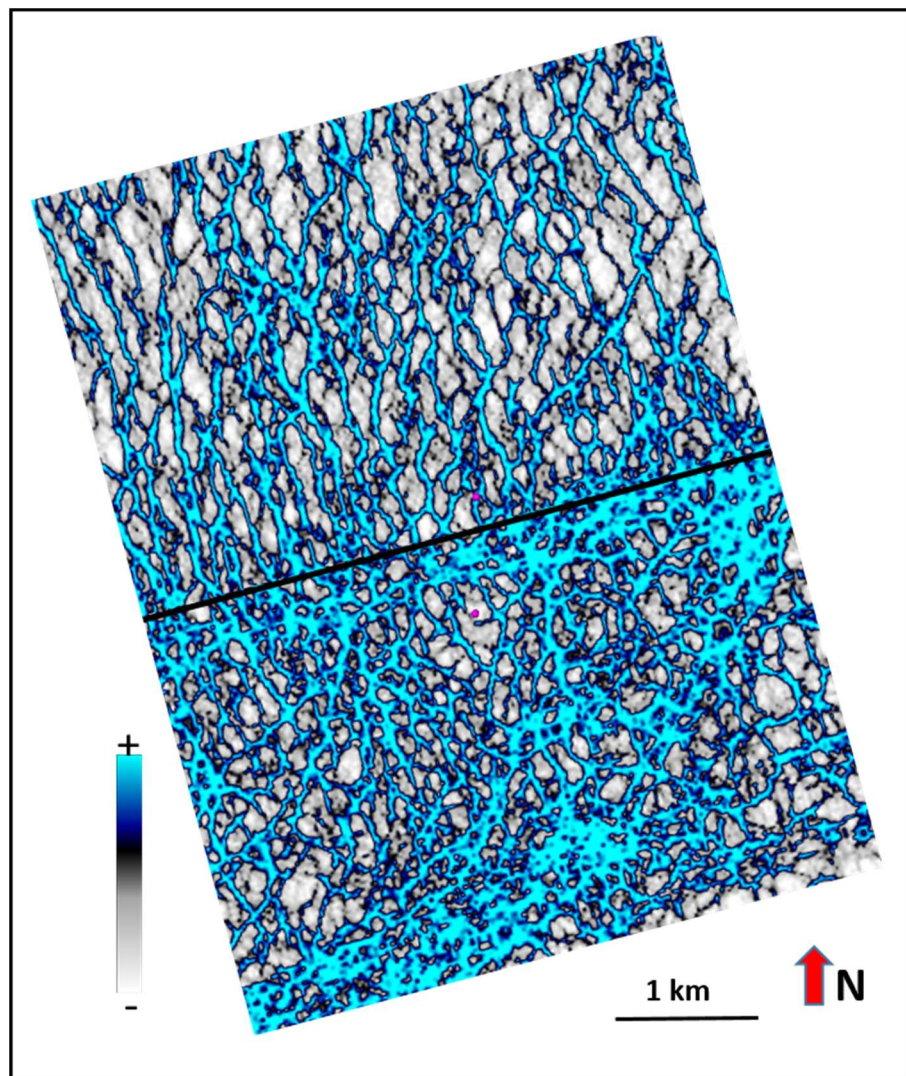


Figura 4.34. “Stratal slice” 4ms por debajo del tope del basamento del volumen “ant-tracking” con filtro acimutal.

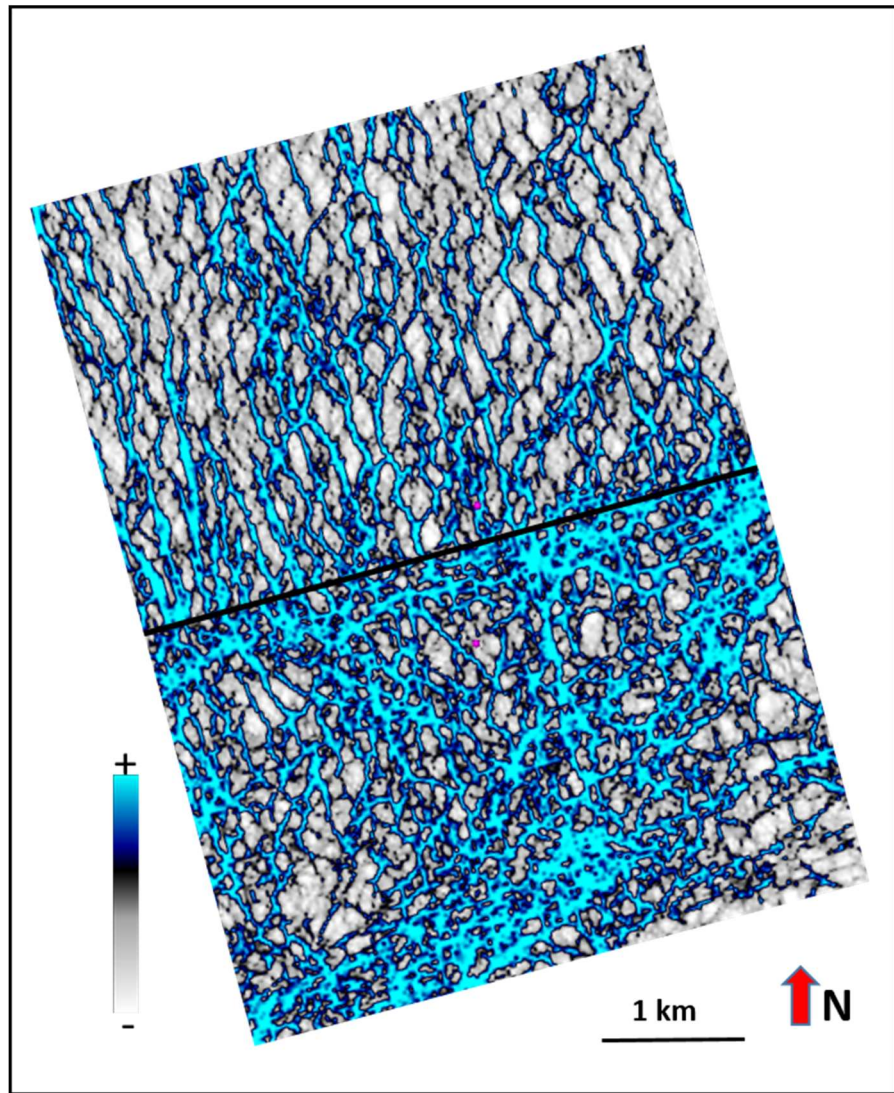


Figura 4.35. "Stratal slice" 36ms por debajo del tope del basamento del volumen "ant-tracking" con filtro acimutal.

CAPITULO V

DISCUSIÓN DE RESULTADOS

5.1. PRE-ACONDICIONAMIENTO DE LOS DATOS SÍSMICOS

5.1.1. Atenuación de reflexiones múltiples

De acuerdo a los resultados obtenidos en este proceso, se atenuaron satisfactoriamente las reflexiones múltiples remanentes en los CRP “gather” con NMO. Para realizar correctamente la atenuación, fue necesario realizar un análisis de velocidades sobre los CRP “gather” previo a la Transformada de Radon. Dicho análisis asegura que las reflexiones primarias se encuentren horizontalizadas y puedan ser preservadas en el proceso de atenuación (Figura 5.1), de lo contrario estas pueden ser modeladas como reflexiones múltiples.

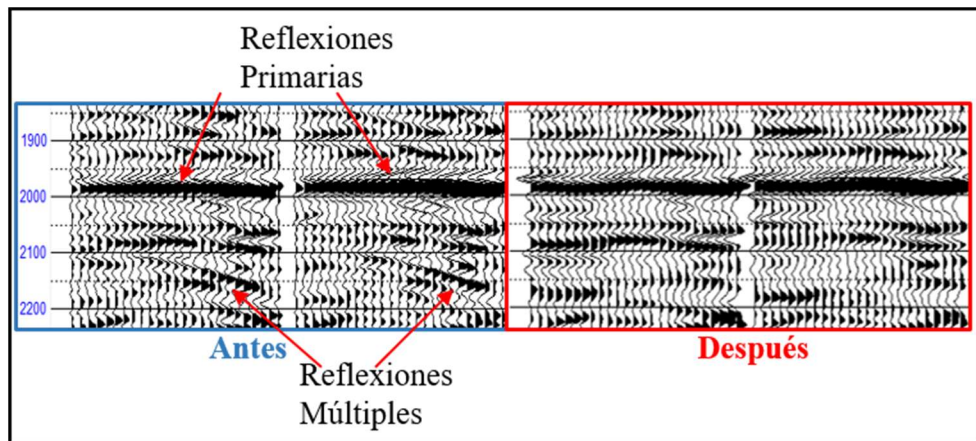


Figura 5.1. Resultado del proceso de atenuación de las reflexiones múltiples en un CRP “gather”.

Si bien es cierto el apilamiento de las trazas en un CRP “gather” con NMO, actúa como un filtro de ruido aleatorio debido a la “sumatoria” de eventos de distinta polaridad, este no es suficiente para atenuar las reflexiones múltiples remanentes. En la Figura 5.2, se observa parte de un “inline” del cubo sísmico, antes (izquierda) y después (derecha) de atenuar las reflexiones múltiples, las flechas rojas indican

las áreas en donde se observa el efecto de la atenuación; como se puede apreciar, las ondículas del basamento se ven mejor definidas después de la atenuación, lo que permitió un cálculo óptimo de los atributos de varianza y curvatura volumétrica.

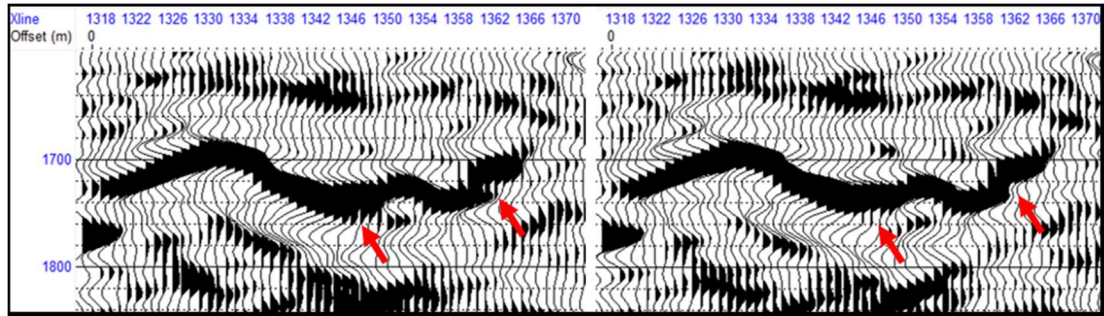


Figura 5.2. Resultado de la atenuación de las reflexiones múltiples en una sección apilada.

5.1.2. Supresión del footprint de adquisición

Los resultados del proceso de supresión del “footprint” de adquisición, muestran que esta huella se suprimió de manera satisfactoria (Figura 4.8). Para evaluar el impacto que tiene el “footprint” sobre el cálculo de atributos sísmicos, se generaron dos volúmenes del atributo de varianza, uno sobre el volumen sísmico con “footprint” y otro sobre el volumen sísmico una vez suprimida la huella de adquisición. La Figura 5.3 muestra el resultado de la extracción del atributo, en la imagen de la izquierda se observa como el atributo de varianza es contaminado por la huella de adquisición (flechas verdes), inclusive esta se aprecia de manera más clara que en un “time slice” del cubo sísmico; asimismo, las discontinuidades están mejor definidas en el volumen de varianza con el “footprint” removido (flechas azules).

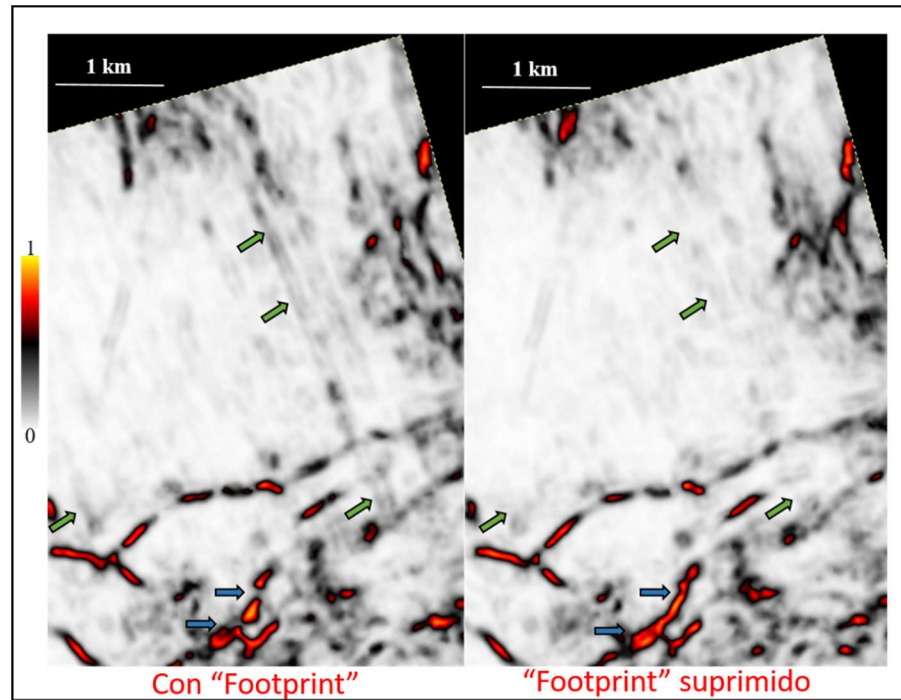


Figura 5.3. Atributo de varianza antes (izquierda) y después (derecha) de suprimir el “footprint” de adquisición. Obsérvese en las flechas verdes como el atributo de varianza es contaminado por la huella de adquisición en la imagen de la izquierda. Las flechas azules indican una mejor continuidad de los eventos en el cubo sin “footprint”.

La comparación que se observa en la Figura 5.3 sirvió para comprobar de manera más clara la eficacia del proceso de supresión del “footprint”; esto quiere decir que el atributo de varianza se puede utilizar para el control de calidad de la supresión de este tipo de ruido.

5.2. ATRIBUTOS SÍSMICOS: VARIANZA Y CURVATURA VOLUMÉTRICA

Debido a que el objetivo del presente estudio fue realzar los lineamientos de las fracturas en el reservorio metamórfico, no se realizó el suavizado estructural del volumen sísmico previo a la extracción de los atributos de varianza y curvatura volumétrica, debido a que este filtro pudo haber ocasionado la pérdida de pequeños eventos estructurales de interés. Cabe señalar que no se identificaron eventos estratigráficos dentro del reservorio con ninguno de los atributos debido al alto grado de metamorfismo que presentan las rocas en la Formación en estudio.

A pesar de los intentos por observar los lineamientos de las fracturas con el atributo de varianza, modificando la ventana espacial de análisis y la ventana de suavizado vertical, solo fue posible observar de manera sutil algunos eventos de estructurales a escala sub-sísmica. Aumentar el número de trazas en la ventana espacial resulta en la pérdida de resolución lateral para ventanas mayores a 5x5 trazas (Figura 4.17), mientras que la variación en la ventana de suavizado vertical no tuvo un impacto importante (Figura 4.18).

En el caso de curvatura volumétrica, la variación tanto de la ventana espacial como temporal, permitieron obtener resultados multispectrales, en particular, de aquellas longitudes de onda corta que representan los lineamientos de las fracturas. En la Figura 5.4, se observan los “horizon slice” 4ms por debajo del tope del basamento para los volúmenes finales de varianza y la curvatura “Most Negative”, es claro que este última resalta mucho mejor los lineamientos de las fracturas en el yacimiento.

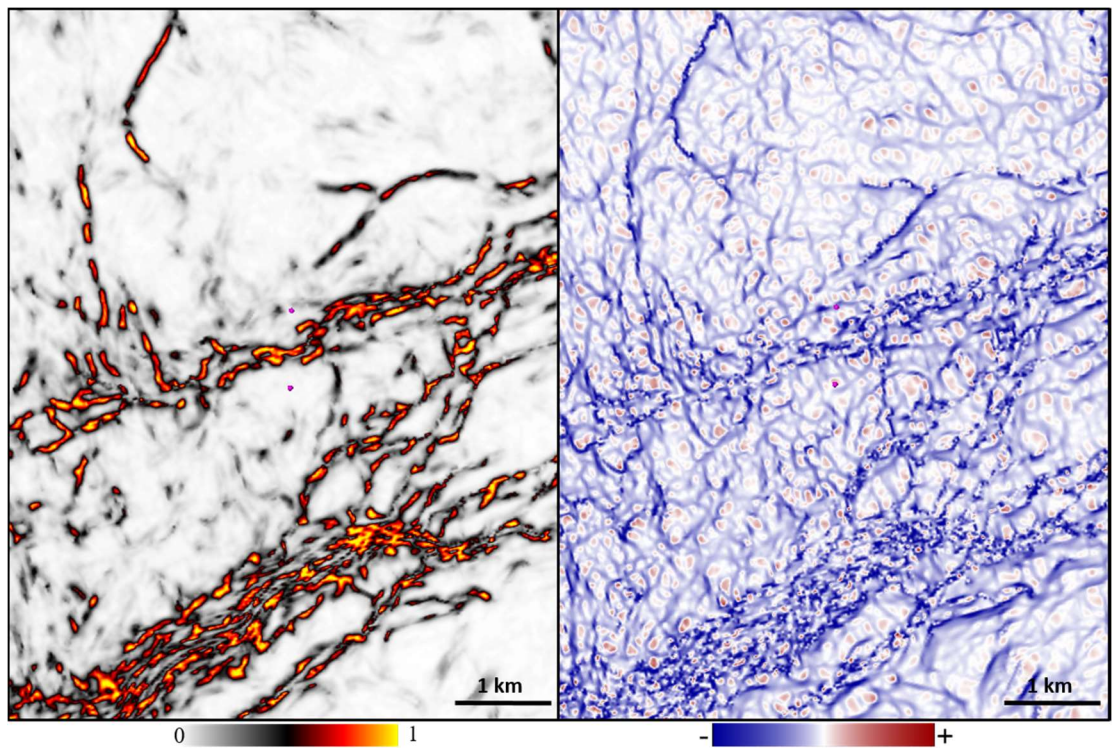


Figura 5.4. Resultados Finales de varianza y curvatura volumétrica “Most Negative”.

Mientras que el atributo de varianza localiza discontinuidades en el reflector, basándose en variaciones en la forma de la ondícula y amplitud, la curvatura volumétrica detecta los pliegues y flexuras en la superficie generada a partir de la interpretación del reflector; esta diferencia determina la eficacia de un atributo sobre otro. En la Figura 5.5 se observa una sección 2D del cubo sísmico en estudio, en donde se aprecia como el atributo de curvatura “Most Negative” tiene más sensibilidad en la detección de eventos estructurales a nivel subsísmico.

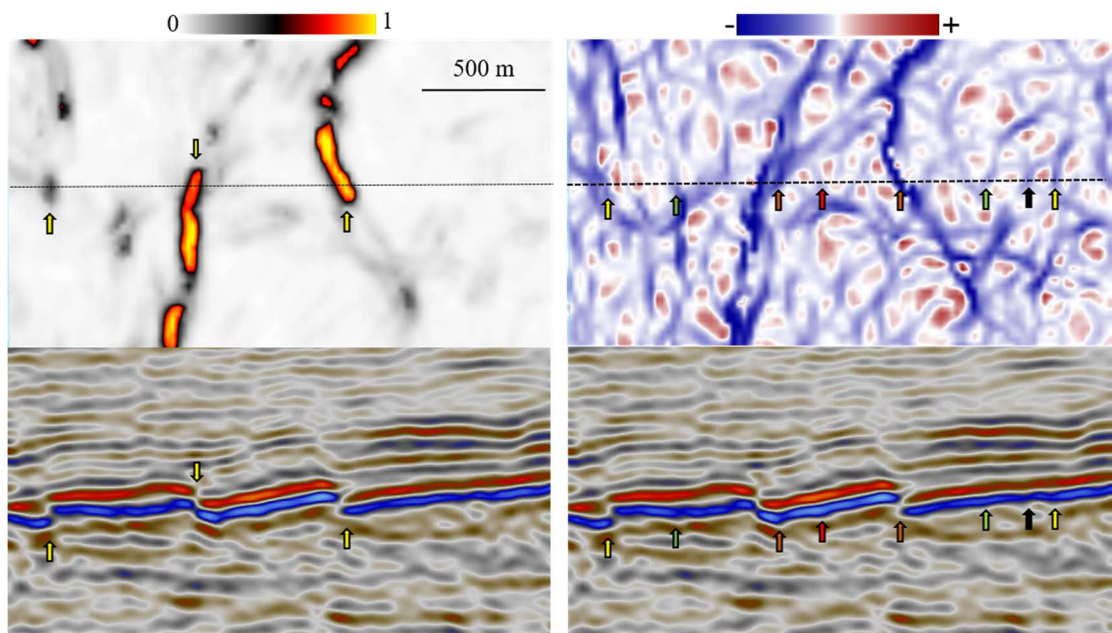


Figura 5.5. Sensibilidad de los atributos de varianza y curvatura “Most Negative”, para detectar eventos a escala subsísmica.

A pesar de que el atributo de varianza no fue capaz de resaltar los lineamientos de las fracturas, las fallas de salto mayor si fueron claramente identificadas, estas fallas también fueron identificadas por el atributo de curvatura. En la Figura 5.6 se observan los atributos de varianza y curvatura volumétrica “Most Negative” superpuestas en una imagen variando la curva de opacidad del atributo de varianza; la imagen nos demuestra que estos atributos pueden utilizarse de manera complementaria.

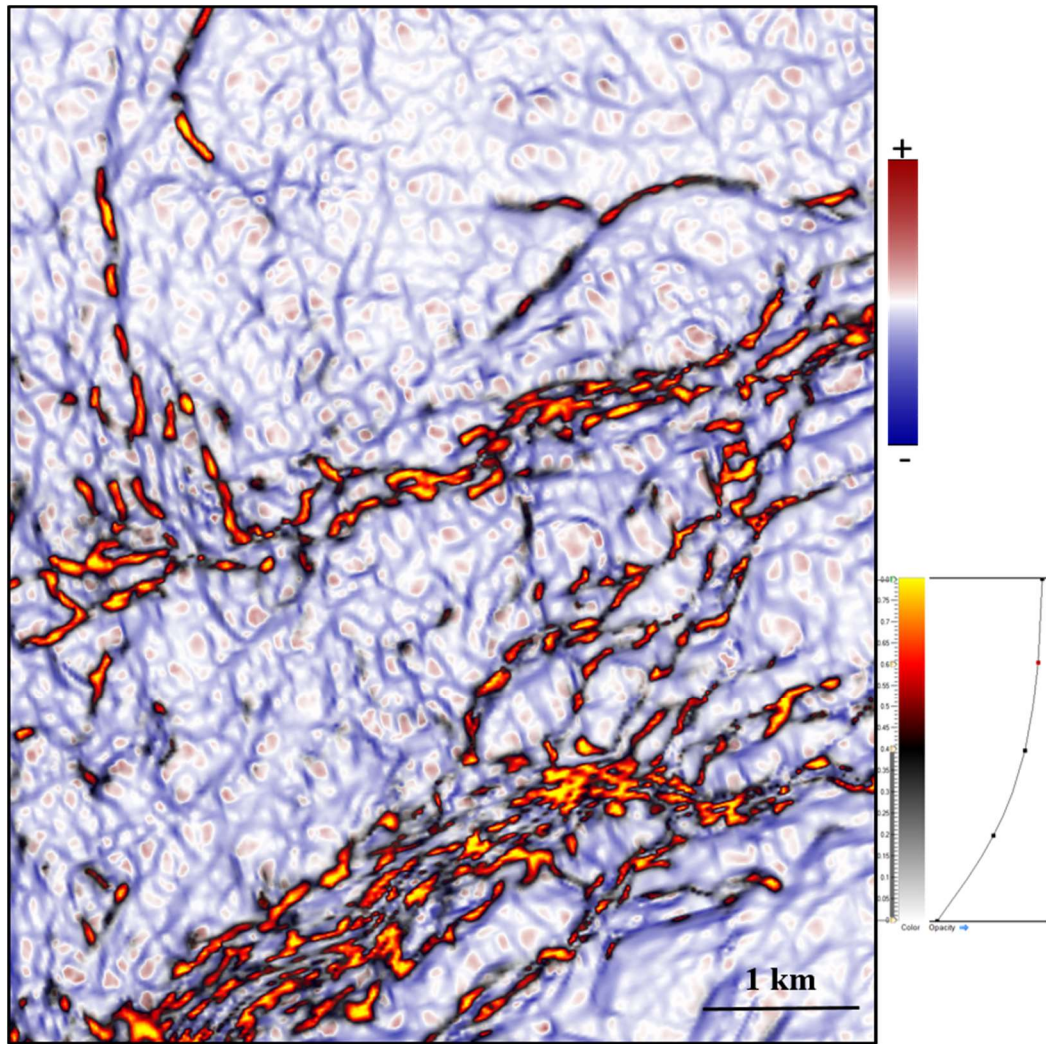


Figura 5.6. Representación conjunta de los atributos de varianza y curvatura volumétrica “Most Negative”.

Adicionalmente, para ver si se producían mejores resultados, se generó el volumen de curvatura volumétrica “Most Positive” con los parámetros establecidos para la curvatura “Most Negative”. En la Figura 5.7, se observa la representación conjunta de ambas curvaturas volumétricas variando la curva de opacidad de la curvatura “Most Negative”; mientras que la curvatura “Most Negative” resalta los eventos estructurales de forma convexa, la curvatura “Most Positive” resalta los eventos de forma cóncava. Al ver la imagen se puede concluir que ambas curvaturas detectan los eventos de corta longitud de onda de manera casi similar.

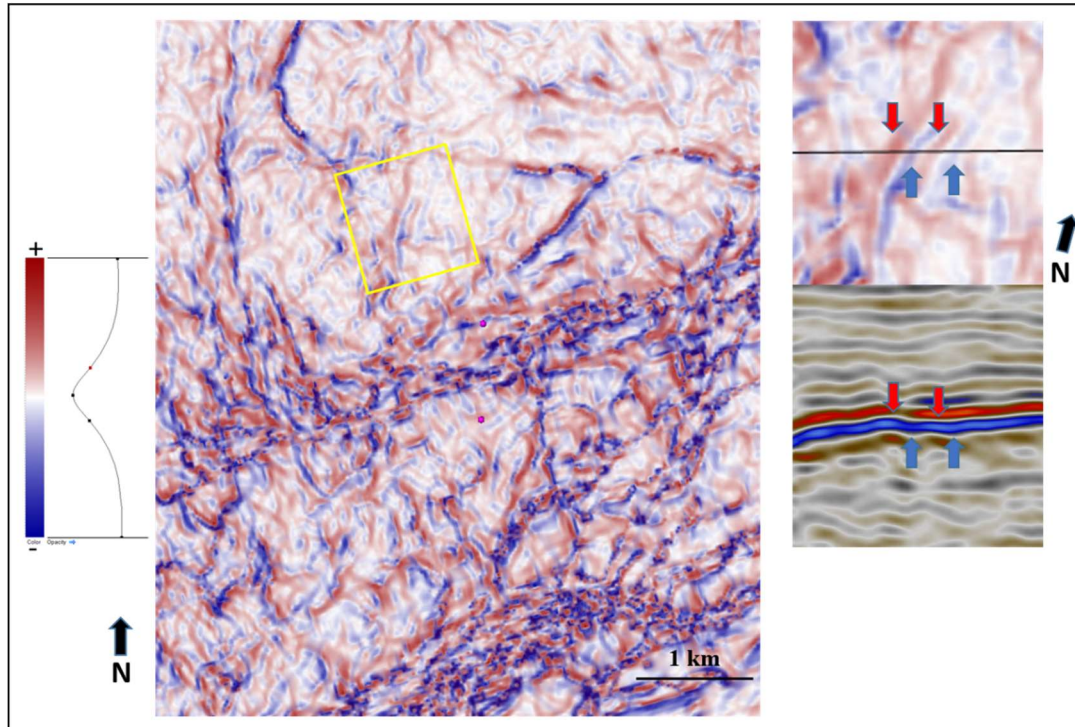


Figura 5.7. Eventos estructurales resaltados por las curvaturas “Most Negative” y “Most Positive”. El rectángulo amarillo se ve detallado en la parte superior derecha.

5.3. VOLÚMENES ANT-TRACKING

5.3.1. Volumen “ant-tracking” sin filtro acimutal

En la Figura 5.8, se observan los “horizon slice” 4ms por debajo del tope del basamento del volumen de curvatura “Most Negative” y del volumen “ant-tracking” sin utilizar la herramienta del stereonet (filtro acimutal). Al comparar ambas imágenes de la figura, es claro que el algoritmo “ant-tracking” proporcionó resultados con mayor resolución. Debido a que los lineamientos son mejor diferenciados en el volumen “ant-tracking”, se pudo identificar una mayor cantidad de lineamientos y se realizó una interpretación con mayor confianza.

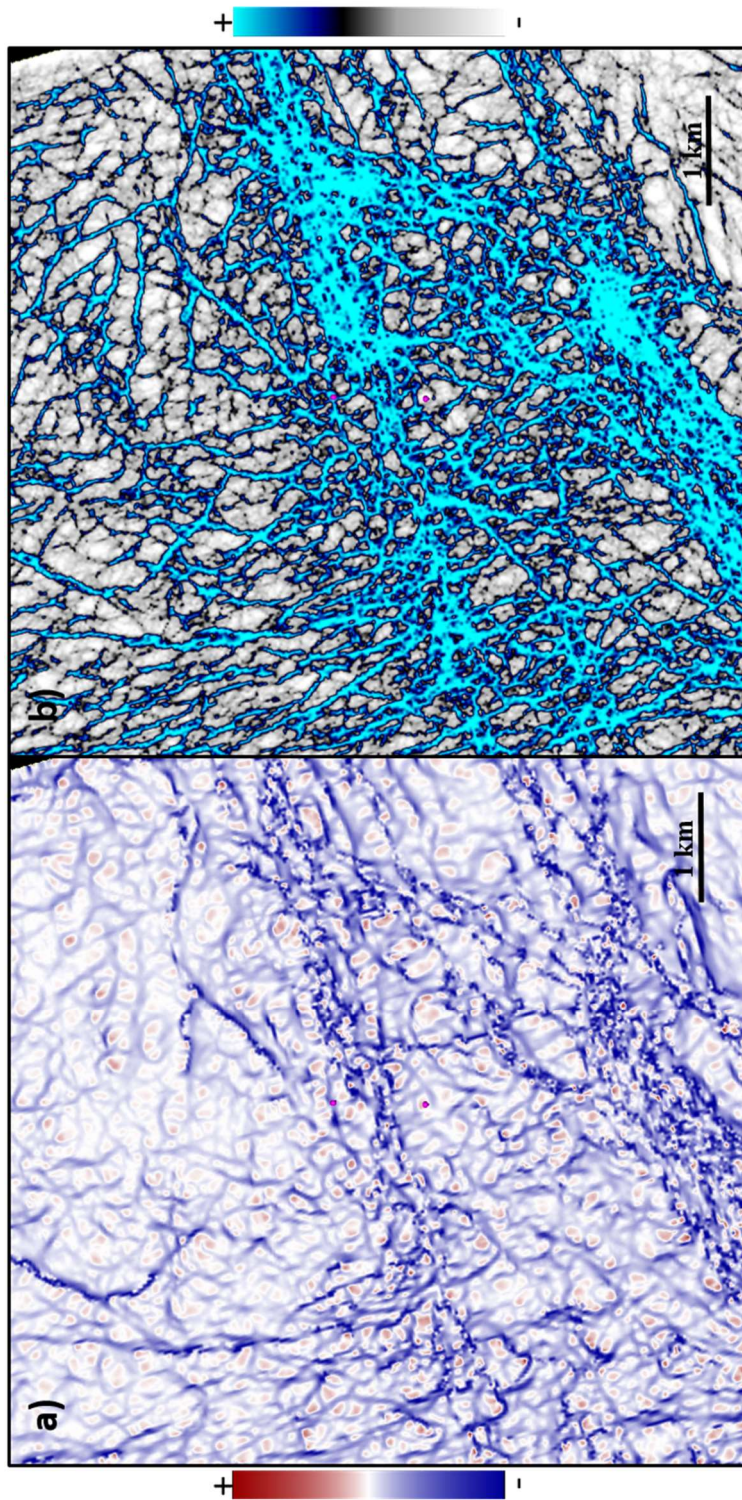


Figura 5.8. Resultados del atributo de curvatura “Most Negative” (a) y del “ant-tracking” sin utilizar el filtro acimutal (b).

Una manera de demostrar la superioridad del algoritmo “ant-tracking” para la interpretación de lineamientos, es comparando los diagramas de rosa de los lineamientos interpretados en el volumen de curvatura “Most Negative” y en el volumen “ant-tracking” sin filtro acimutal. La Figura 5.9 muestra los “horizon slice” de cada atributo con los lineamientos interpretados y sus respectivos diagramas de rosa. En los diagramas de rosa correspondiente al atributo de curvatura, se observa que las orientaciones de los lineamientos están dispersas, sobretodo en el diagrama de rosa correspondiente al bloque sur (diagrama en rojo); en cambio, en los diagramas de rosa del volumen “ant-tracking”, la tendencia principal NNW es más clara en ambos bloques y se observa un menor grado de dispersión.

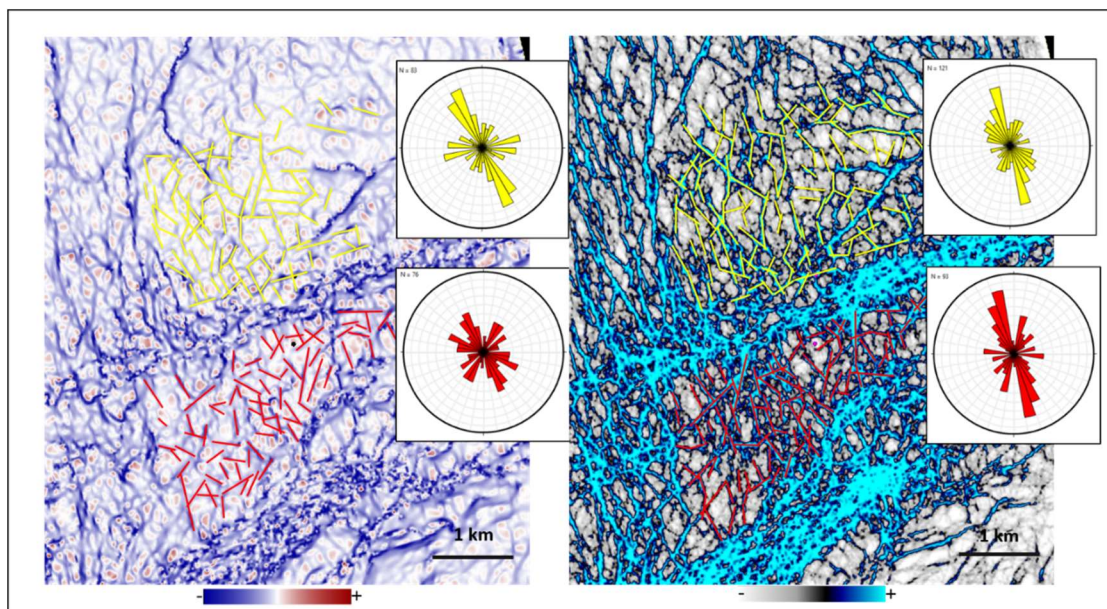


Figura 5.9. Interpretación de lineamientos en el “horizon slice” 4ms por debajo del basamento para la curvatura “Most Negative” y el “ant-tracking” sin filtro acimutal.

Al comparar los diagramas de rosa totales para cada bloque (Figura 4.30) con los diagramas de rosa de las fracturas conductivas generados a partir de los registros FMI en cada pozo en el área de estudio, se pudo observar cierto grado de correlación (Figura 5.10). En el bloque norte, la dirección NNW observada en el

diagrama de rosa del pozo, es observada claramente en el diagrama de rosa total; en cambio en el bloque sur, las tendencias principal (N65O) y secundaria (N75E), no se observan como tendencias principales en el diagrama de rosa total. Una posible explicación para lo observado en el bloque sur, es que las fracturas interpretadas en los registros de imágenes (FMI) estén confinadas solo a unas cuantas decenas de metros alrededor del pozo y por lo tanto no sean tendencias representativas en todo el bloque.

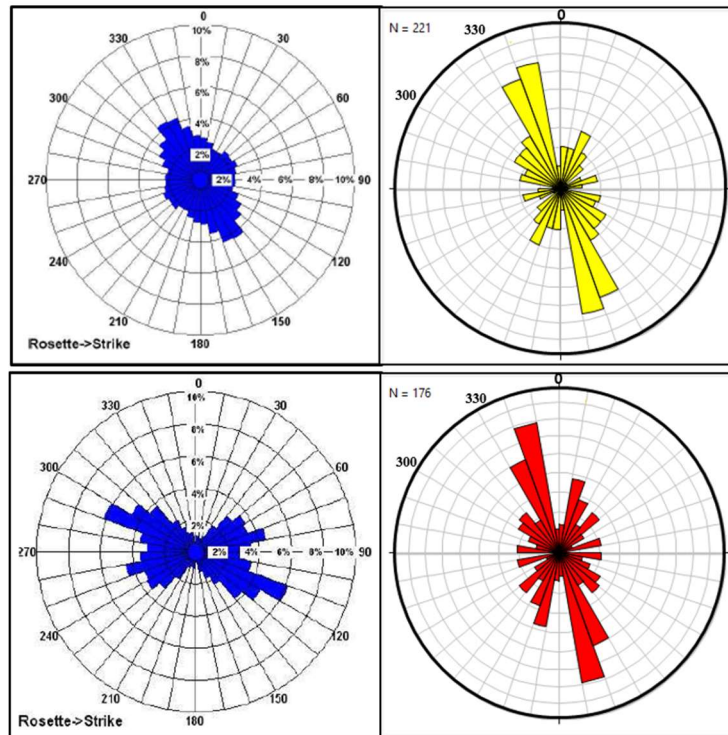


Figura 5.10. Comparación de los diagramas de rosa de fracturas conductoras en cada pozo y los diagramas de rosa totales generados en cada bloque.

Como se mencionó anteriormente, un lineamiento no necesariamente representa un evento estructural o estratigráfico, también existe la posibilidad que se trate de un “artilugio” de procesamiento; por lo tanto, es probable que en la interpretación de los lineamientos en el volumen “ant-tracking”, los pétalos de menor longitud representen algún tipo de ruido remanente.

5.3.2. Volumen ant-tracking con filtro acimutal

Al generar el volumen “ant-tracking” utilizando el *stereonet*, las fracturas de interés (abiertas y parcialmente abiertas) se observan con una mayor definición (Figura 5.11).

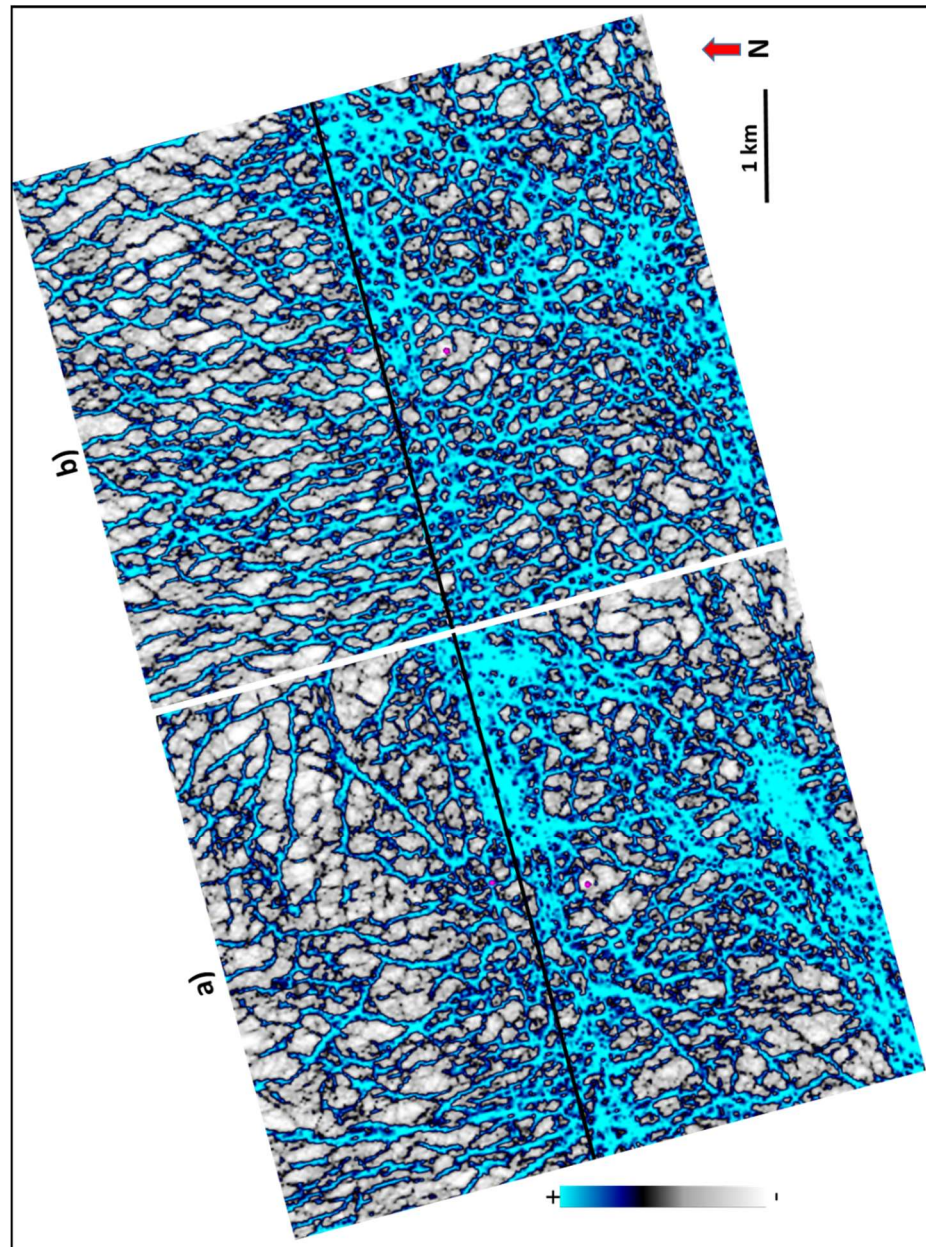


Figura 5.11. “Horizon slice” de la superficie 4 ms por debajo del tope del basamento para los volúmenes “ant-tracking” sin filtro acimutal (a) y con filtro acimutal (b).

En la Figura 5.12, se observa cómo se completan los lineamientos cuando se utiliza el filtro acimutal (círculos amarillos), además existen zonas donde se definen mejor las fracturas (rectángulo naranja). La mejora en la imagen al utilizar el filtro acimutal se debe a que al restringir el movimiento de los agentes a las direcciones indicadas, se buscarán máximos solo en dichas direcciones; y de esta manera, los planos de fracturas en tales direcciones serán recorridos una mayor cantidad de veces por los agentes.

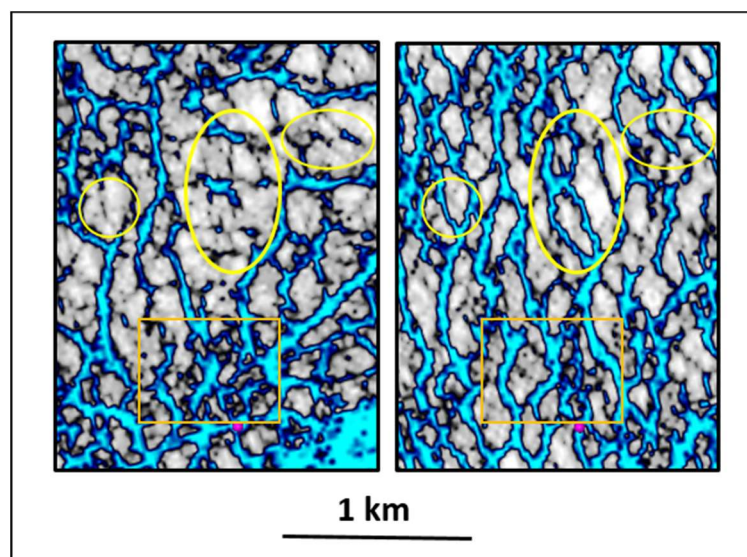


Figura 5.12. Comparación de la calidad de imagen del volumen “ant-tracking” con filtro acimutal (derecha), con relación al volumen “ant-tracking” sin filtro acimutal (izquierda).

Duque (2008), en los trabajos de campo realizados “onshore” en la Cuenca Sechura, observó en los afloramientos que los lineamientos de las fracturas del basamento metamórfico naturalmente fracturado (Grupo Amotape), se encuentran de manera perpendicular a los planos de estratificación (Figura 2.8); asimismo, encontró una tendencia principal NW y una tendencia secundaria NE para las fracturas estudiadas. El origen de dichos sistemas de fracturas sería el levantamiento de la Cordillera de los Andes y según la definición de Stearns y Friedman (1972) y Nelson (1985) se tratarían de fracturas regionales (ver Anexo 1).

En el campo vecino, según las interpretaciones de los registros de imágenes, las fracturas abiertas presentan una tendencia principal promedio NNW y las fracturas parcialmente abiertas las tendencias NNW y NNE. De acuerdo al párrafo anterior, estas fracturas serían la extensión “offshore” de las fracturas regionales interpretadas en tierra, las cuales sufrieron una variación en sus orientaciones probablemente debido a la influencia de las fallas regionales rumbo deslizantes que se extienden costa fuera. En este contexto, las fracturas abiertas y parcialmente abiertas cuyos lineamientos tienen las orientaciones NNW y NNE en los bloques norte y sur en el área de estudio, serían fracturas regionales.

En el filtrado de los lineamientos en el bloque sur, adicionalmente a las tendencias principales observadas en los diagramas de rosas totales (Figura 5.10), se conservaron las direcciones de las fracturas conductivas y parciales observadas en el único pozo en dicho bloque, dando como resultado las fracturas observadas en la Figura 5.11. Dichas fracturas no tienen un número considerable en dicho bloque; sin embargo, es necesario dar una explicación en cuanto al origen de las mismas. Estas fracturas probablemente estén asociadas al plegamiento de la Formación durante el Paleozoico, antes que se produjera el fallamiento en bloques. Es probable que estas fracturas también estén presentes en el bloque norte, pero a falta de pruebas (datos de pozo) se decidió no preservarlas en dicho bloque.

5.4. MIGRACIÓN Y ENTRAMPAMIENTO DE HIDROCARBUROS

Se ha postulado que el “carrier bed” para la migración de hidrocarburos provenientes de la “cocina” noroeste de Bayovar (Figura 2.9) hacia los campos de la Bahía de Bayovar, es la Formación “Lower Talara” del Eoceno Medio, la cual está formada principalmente de areniscas y suprayace de manera discordante al basamento de Edad Paleozoica. Dicha hipótesis está sustentada por las muestras de hidrocarburo presentes en la Formación en el campo vecino “San Pedro”. Asimismo, se asume que el “Path Way” fue el sistema de fallas “San Pedro”, este

sistema de fallas se refiere a las fallas que son realizadas por el atributo de varianza en la Figura 5.13 y que tienen una dirección NNW.

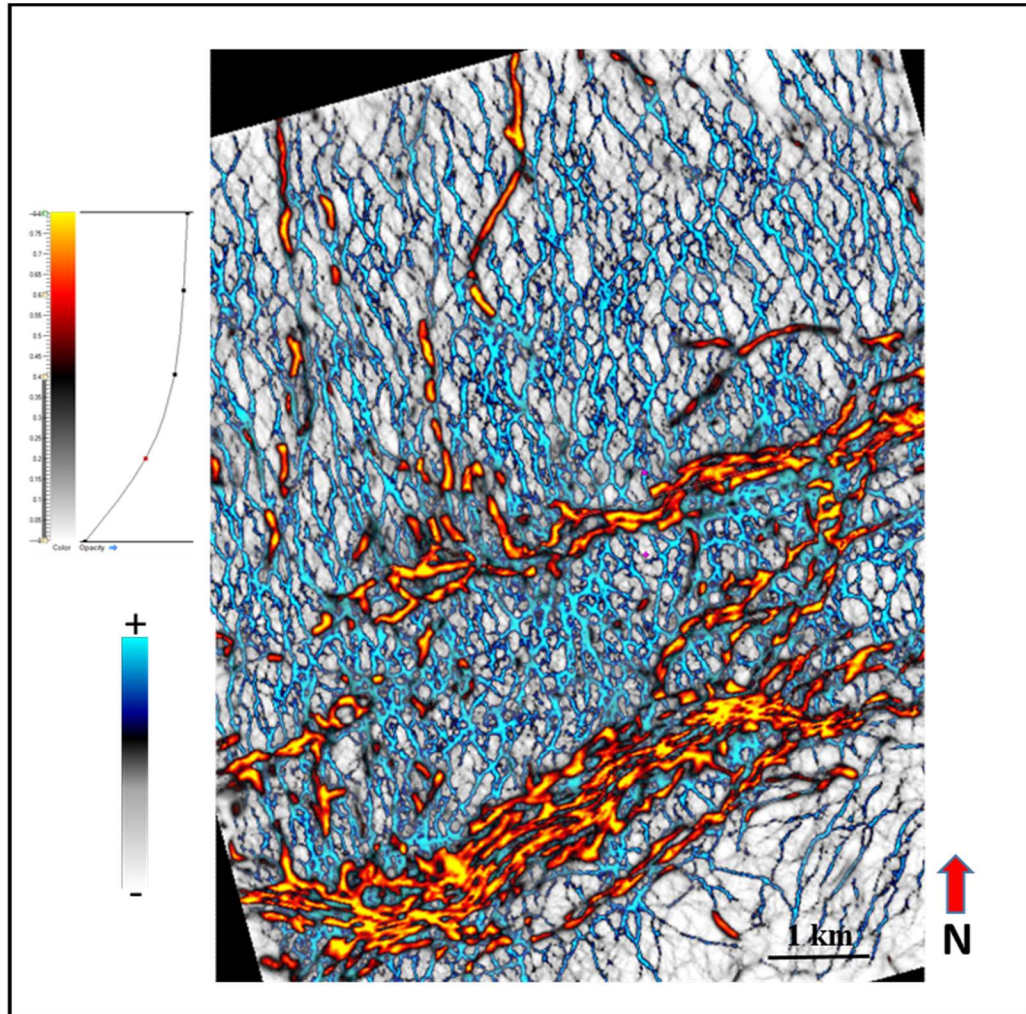


Figura 5.13. Representación conjunta del atributo de varianza y el resultado final del algoritmo “ant-tracking”, en un horizon slice 4 ms debajo del tope del basamento.

En el área de estudio, los hidrocarburos migraron a través de la Formación “Lower Talara” buscando los altos estructurales y quedaron atrapados en las fracturas de las cuarcitas de la Formación Cerro Prieto, favorecidos por la Falla “A” que actuó como sello (Figura 5.14). Debido a que la gran mayoría de las fracturas se originaron por la Orogénesis Andina que se inició a finales de Cretácico, estas fracturas ya estaban formadas para el momento de la migración de los hidrocarburos (Oligo-Mioceno).

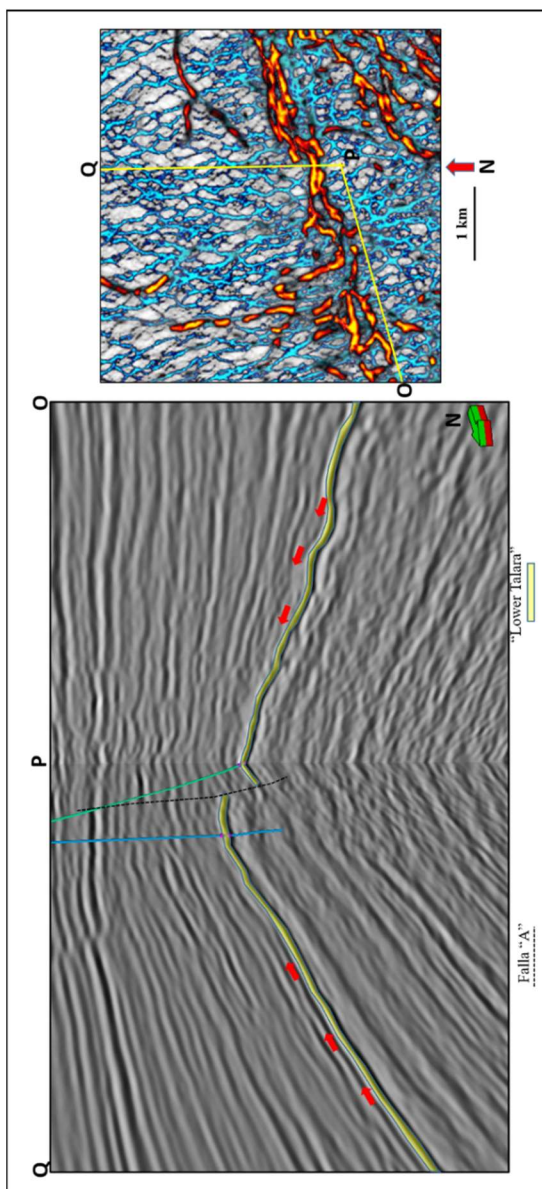


Figura 5.14. Migración y entrapamiento de hidrocarburos en el Campo San Pedro Este. Las flechas rojas indican la dirección del movimiento de los fluidos.

En la Figura 5.15, se observa la forma en que los hidrocarburos se atraparon en el monoclinal del bloque norte. Las flechas rojas indican las zonas en las cuales el hidrocarburo penetro el basamento a través de la fracturas; asimismo, se observa que en este bloque, el pozo perforó una zona altamente fracturada. La trampa queda completamente definida con las fracturas rellenas de calcita en la parte superior del reservorio, que se comportan como una capa impermeable.

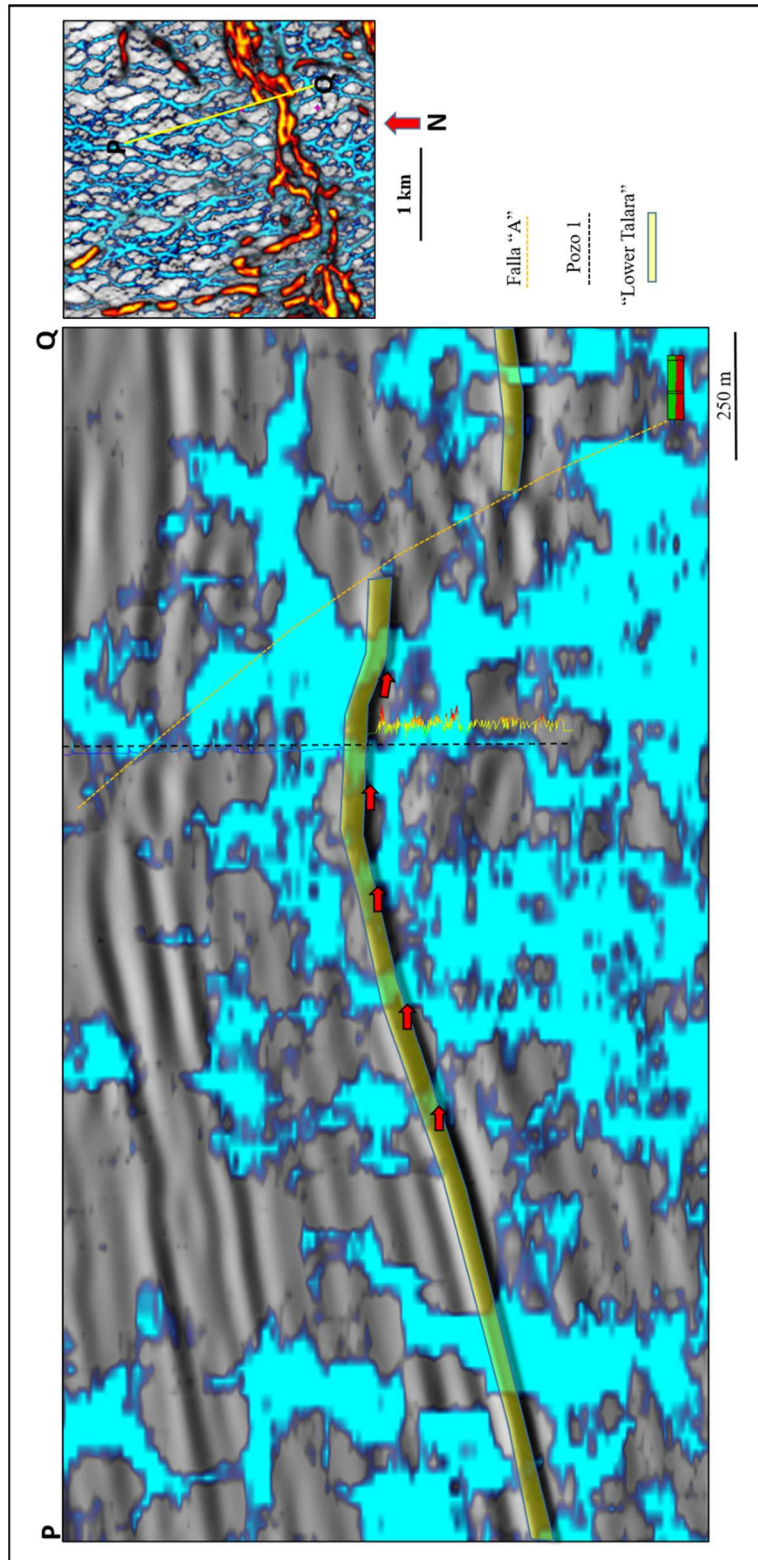


Figura 5.15. Entrampamiento de los hidrocarburos en las fracturas de las cuarcitas de la Formación Cerro Prieto.

Debido a la conectividad de las fracturas abiertas que se observan en el bloque norte (Figura 5.13), existe la posibilidad que las fracturas de dirección NNW, hayan contribuido en cierto grado con la migración de los hidrocarburos hacia el Campo San Pedro Este, puesto que en dicha dirección se encuentra la “cocina” noroeste de Bayovar. En tal escenario, en el bloque sur, las fracturas abiertas de dirección (N65O) y (N75E) habrían tenido mayor contribución para el movimiento de los fluidos.

CAPITULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Del estudio geofísico realizado, en base a los datos sísmicos y datos de pozo adquiridos, se logró caracterizar sísmicamente los sistemas de fracturas en el Campo San Pedro Este, en la Cuenca Sechura y se pudo llegar a las siguientes conclusiones:

- La atenuación de reflexiones múltiples en los datos sísmicos pre-apilados, permitió definir de manera óptima las ondículas del reflector en estudio (tope del basamento), lo que derivó en una mejor interpretación y extracción de atributos sísmicos.
- La expresión del “footprint” de adquisición en los datos sísmicos apilados, tuvo similitud con los eventos geológicos de interés como son los lineamientos de las fracturas. La supresión de dicha huella de adquisición previa a la extracción de atributos estructurales, produjo imágenes más confiables para la interpretación.
- El atributo de varianza realzó las fallas de salto mayor; sin embargo, no fue capaz de resaltar de manera satisfactoria discontinuidades a escala subsísmica.
- El atributo de curvatura volumétrica “Most Negative” pudo detectar de manera eficaz los eventos de longitud de onda corta en el área de estudio; sin embargo, dichos eventos no solo representaron eventos estructurales de interés como los lineamientos de fracturas, sino también ruido remanente de la adquisición y procesamiento sísmico.
- El volumen “ant-tracking” sin filtro acimutal, tuvo mayor poder resolutivo que el atributo de curvatura “Most Negative”, esto permitió una interpretación de los lineamientos más precisa, la cual se vió reflejada en los diagramas de rosa generados en los bloques perforados por los dos pozos en el área de estudio.
- El volumen “ant-tracking” con filtro acimutal, permitió preservar las direcciones de las fracturas abiertas y parcialmente abiertas en el campo; asimismo, tales fracturas se observaron más definidas. De acuerdo a los datos del campo vecino y

estudios de afloramientos, la gran mayoría de las fracturas abiertas y parcialmente abiertas tienen dirección NNW y NNE y se tratarían de fracturas regionales.

- Con base en el resultado final del volumen “ant-tracking”, así como el atributo de varianza; se logró entender los mecanismos de entrapamiento y migración de los hidrocarburos en el Campo San Pedro Este. Es probable que las fracturas abiertas y parcialmente abiertas en el campo hayan contribuido en cierto grado a la migración de los hidrocarburos debido a la conectividad que presentan.

De acuerdo al desarrollo del presente estudio y las conclusiones establecidas, se dan las siguientes recomendaciones:

- Realizar el pre-acondicionamiento de los datos sísmicos pre-apilamiento y/o post-apilamiento cada vez que se realicen estudios con atributos estructurales y/o estratigráficos.
- Emplear el atributo de varianza para la detección del “footprint” de adquisición en zonas en las cuales este ruido no presente una fuerte señal.
- Utilizar los resultados del presente estudio para el futuro planeamiento de trayectorias y completaciones de pozos en el Campo San Pedro Este.
- Utilizar los resultados del presente estudio como entrada para un modelado discreto de fracturas (DFN) en el área de interés.
- Aplicar la metodología descrita en el presente trabajo en reservorios naturalmente fracturados de distinta litología tales como carbonatos y lutitas.

BIBLIOGRAFÍA

- Al-Dossary, S., y Marfurt, K.J. (2006). Multispectral estimates of reflector curvature and rotation. *Geophysics*, 71(5), 41-51.
- Alvarez, P.E., Weiner, G., y Oyarzabal, F. (2005, noviembre 8-11). Evaluación de posibles sistemas petroleros de la Cuenca Sechura, Perú. Resumen de la ponencia presentada en V INGEPET 2005. Lima-Perú.
- Bahorich, M.S., y Farmer, S.L. (1995). 3D seismic coherency for faults and stratigraphic features. *The Leading Edge*, 14(10), 1053–1058.
- Bahorich, M.S., y otros. (1995, octubre 8-13). Stratigraphic and structural interpretation with 3D coherence. Ponencia presentada en el 65th Encuentro Internacional Anual de la Sociedad de Geofísicos de Exploración (pp. 97-100). Houston, Texas.
- Benavides-Cáceres, V. (1999). Orogenic evolution of the Peruvian Andes: The Andean Cycle, *in* Skinner, B.J., (ed.), *Geology and Ore Deposits of the Central Andes*, Special Publication No7: Colorado, USA, Society of Economic Geologists, 61-107.
- Bergbauer, S., Mukerji, T., y Hennings, P. (2003). Improving curvature analyses of deformed horizons using scale dependent filtering techniques. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 87(8), 1255-1272.
- Bianchi, C., y Delgado, V. (2008, octubre 13-17). Evidencias geológicas y geofísicas del basculamiento tectónico (“tilt”), ocurrido en la Cuenca Sechura y su influencia en el sistema petrolero. Resumen de la ponencia presentada en VI INGEPET 2008. Lima-Perú.
- Blumentritt, C., Marfurt, K.J., y Sullivan, C. (2006). Volume-based curvature computations illuminate fracture orientations – Early to Mid-Paleozoic, Central Basin Platform, West Texas. *Geophysics*, 71(5), B159-B166.
- CGG Veritas. (2005). Acquisition footprint attenuation or dip filtering in the 3D FK domain. Paris-Francia.
- CGG Veritas University. (2009). Multiples and Anti-multiple Attenuation methods. Paris-Francia.
- Cao, Z. (2006). Analysis and application of the Radon transform. Trabajo especial de grado. Universidad de Calgary, Alberta-Canadá.
- Chopra, S. (2002). Coherence cube and beyond. *First Break*, 20(1), 27-33.

- Chopra, S., y Marfurt, K.J. (2007a). Volumetric curvature attributes for fault/fracture characterization. *First Break*, 25(7), 19-30.
- Chopra, S., y Marfurt, K.J. (2007b). Seismic curvature attributes for mapping faults/fractures, and other stratigraphic features. *Recorder*, 32(9), 37-41.
- Chopra, S., y Marfurt, K.J. (2007c). Seismic attributes for prospect identification and reservoir characterization, Tulsa: Society of Exploration Geophysicist. 443 p.
- Chopra, S., y Marfurt, K.J. (2015). Is curvature overrated? No, it depends on the geology. *First Break*, 33(2), 45-55.
- Devries, G., y otros. (2011). A Reappraisal of the Mesozoic/Cenozoic tectonics and sedimentary basins of Peru. *Search and Discovery Article #10332*.
- Dorigo, M., y Gambardella, L.M. (1997). Ant colony system: a cooperative learning approach to the traveling salesman problem. *IEEE Transactions on Evolutionary Computation*, 1(1), 53-66.
- Dorigo, M., y Stützle, T. (2004). *Ant colony optimization*. Londres, Inglaterra: A Bradford Book. The MIT Press. 305 p.
- Dunbar, R.B., Marty, R.C., y Baker, P.A. (1990). Cenozoic marine sedimentation in the Sechura and Pisco basins, Perú. *Palaeogeographyc, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 77, 231-265.
- Duque, M. (2008, octubre 13-17). Sistema de fracturas en rocas paleozoicas de la Cuenca Sechura. Resumen de la ponencia presentada en VI INGEPET 2008. Lima-Perú.
- Falconer, S. y Marfurt, K.J. (2008, noviembre 9-14). Attribute driven footprint suppression. Ponencia presentada en el 78th Encuentro Internacional Anual de la Sociedad de Geofísicos de Exploración (pp. 2667-2671). Las Vegas, Nevada.
- Faust, L.Y. (1951). A Velocity function including lithologic variation. *Geophysics*, 18(2), 271-288.
- Gardner, G.H., Gardner, L.W., y Gregory, A.R. (1974). Formation velocity and density – the diagnostic basics for stratigraphic traps. *Geophysics*, 39(6), 770-780.
- Gersztenkorn, A., y Marfurt, K.J. (1999). Eigen structure-based coherence computations as an aid to 3-D structural and stratigraphic mapping. *Geophysics*, 64 (5), 1468-1479.
- Gonzales, E., y otros. (2005, noviembre 8-11). Indicadores geoquímicos y geológicos de hidrocarburos alóctonos de la Cuenca Sechura. Resumen de la ponencia presentada en V INGEPET 2005. Lima-Perú.

- Gulunay, N., Benjamin, N., y Magesan, M. (2006). Acquisition footprint suppression on 3D land surveys. *First Break*, 24(2), 71-77.
- Hampson, D. (1986). Inverse velocity stacking for multiple elimination. *Journal of the Canadian Society of Exploration Geophysicists*, 22(1), 44-55.
- Hart, B., Pearson, R., y Rawling, G. (2002). 3D seismic horizon-based approaches to fracture-swarm sweet spot definition in tight-gas reservoirs. *The Leading Edge*, 21(1), 28-35.
- Henning, A.T., y otros. (2010, octubre 17-22). Data conditioning and seismic attribute analysis in the Eagle Ford Shale Play: Examples from Sinor Ranch, Live Oak, Texas. Ponencia presentada en el 80th Encuentro Internacional Anual de la Sociedad de Geofísicos de Exploración (pp. 1297-1301). Denver, Colorado.
- Hobbs, W.H. (1904). Lineaments of the Atlantic border region. *Geological Society of America Bulletin*, 15 (1), 483-506.
- Instituto Geológico, Minero y Metalúrgico (INGEMMET). (1980). Geología de los cuadrángulos de Bayovar, Sechura, La Redonda, Punta La Negra, Lobos de Tierra, Las Salinas y Morrope. Lima, Perú.
- Instituto Geológico, Minero y Metalúrgico (INGEMMET). (1994). Geología de los cuadrángulos de Paita, Piura, Talara, Sullana, Lobitos, Quebrada Seca, Zorritos, Tumbes y Zarumilla. Lima, Perú: Oscar Palacios.
- Klein, P., Richard, L., y James, H. (2008). 3D curvature attributes: a new approach for seismic interpretation. *First Break*, 26(4), 105-111.
- Lonsdale, P. (2005). Creation of the Cocos and Nazca plates by fission of the Farallon plate. *Tectonophysics*, 404, 237-264.
- Mapa Geológico del Perú 1:1 000 000. Consultado el 23 de mayo del 2015. Instituto Geológico, Minero y Metalúrgico (INGEMMET). <http://www.ingemmet.gob.pe/mapa-geologico-nacional>.
- Marfurt, K.J., y Kirlin, R.L. (2000). 3-D broadband estimates of reflector dip and amplitude. *Geophysics*, 65(1), 304-320.
- Marfurt, K.J., y otros. (1998a). Supression of the acquisition footprint for seismic sequence attribute mapping. *Geophysics*, 63(3), 1024-1035.
- Marfurt, K.J., y otros. (1998b). 3D seismic attributes using a semblance-based coherency algorithm. *Geophysics*, 63(4), 1150-1165.
- Marfurt, K.J., y otros. (1999). Coherency calculations in the presence of structural dip. *Geophysics*, 64(1), 104-111.

- Masferro, J.L., y otros. (2003). Kinematic evolution and fracture prediction of the Valle Morado structure inferred from 3D seismic data, Salta province, northwest Argentina. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 87(7), 1083-1104.
- Morris, R.C., y Aleman, A. (1975). Sedimentation and tectonics of middle Cretaceous Copa Sombrero Formation in northwest Peru. *Boletín de La Sociedad Geológica Del Perú*, Tomo 48, 49-64.
- Ochoa, A. (1980). Evaluación Hidrocarburífera de la Cuenca Sechura. *Boletín de La Sociedad Geológica del Perú*, Tomo 67, 133-152.
- Nelson, R.A. (1985). *Geologic Analysis of naturally fractured reservoirs*. Houston, Texas: Gulf Publishing Company. 320 p.
- Pedersen, S.I., y otros. (2005). Automatic fault extraction using artificial ants, *in* Iske, A., y Randen, T. (eds.), *Mathematical methods and modelling in hydrocarbon exploration, Mathematics in industry 7*: Berlin, Springer, 107-116.
- Pilger, R.H., Jr. (1984). Cenozoic plate kinematics, subduction, and magmatism – South American Andes. *Journal of the Geological Society of London*, 141, 793-802.
- Radon, J. (1917). Über die Bestimmung von Funktionen durch ihre Integralwerte längs gewisser Mannigfaltigkeiten. *Berichte über die Verhandlungen der Königlichen Sächsischen Akademie der Wissenschaften zu Leipzig, Mathematisch-Physikalische Klasse*, 69, 262-267.
- Roberts, A. (2001). Curvature attributes and their application to 3D interpreted horizons. *First Break*, 19(2), 85-99.
- Roden, R., y Sepúlveda, H. (1999). The significance of phase to the interpreter: Practical guidelines for phase analysis. *The Leading Edge*, 18(7), 774-777.
- SAVIA PERU S.A. (2007). *Reporte final de los pozos exploratorios en el Campo San Pedro Este*. Lima, Perú.
- Shepherd, G. L., y Moberly, R. (1981). Coastal structure of the continental margin, northwest Peru and southwest Ecuador, *in* Kulm, L.D., Dymond, J., Dasch, E.J., Hussong, D.M. (eds.), *Nazca Plate-Crustal Formation and Andean Convergence: Geology Society of America Memoir 154*, 351-391.
- Sigismondi, E.M., y Soldo, C.J. (2003). Curvature attributes and seismic interpretation: Case studies from Argentina basins. *The Leading Edge*, 22(11), 1122–1126.
- Singh, S.K., y otros. (2008). Mapping fracture corridors in naturally fractured reservoirs: an example from Middle East carbonates. *First Break* 26(5), 109-113.

- Schlumberger. (2010). PETREL help manual.
- Stearns, D.W., y Friedman M. (1972). Reservoirs in fractured rock. AAPG Memoir, 82-106.
- Van Bommel, P., y Pepper, R. (2000). Seismic Signal processing method and apparatus for generating a cube of variance values. United States, Patent Number 615155.
- White, R.E., y Simm, R.W. (2003). Tutorial – good practice in well ties. First Break, 21(10), 75-83.
- Yilmaz, Ö. (2001). Seismic data analysis: Processing, inversion and interpretation of seismic data, 2da ed. Tulsa: Society of Exploration Geophysicist. 2027 p.