

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**VENTAJAS DE ATRIBUTOS SÍSMICOS ORIENTADOS A REDUCIR LA
INCERTIDUMBRE EN LOS CÁLCULOS VOLUMÉTRICOS EN MODELOS 3D**

Presentado ante la ilustre
Universidad Central de Venezuela
Para optar por el título de MSc. Ciencias Geológicas
Ing. Geofísico Dulce María Téllez Castro

Caracas, Octubre de 2017

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**VENTAJAS DE ATRIBUTOS SÍSMICOS ORIENTADOS A REDUCIR LA
INCERTIDUMBRE EN LOS CÁLCULOS VOLUMÉTRICOS EN MODELOS 3D**

Tutor Industrial:

PhD Geophysics

Rocío Negrete Cadena

Caracas, Octubre de 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 Especial de Grado** presentado por la **DULCE MARIA TELLEZ CASTRO**, portadora del pasaporte No. 11.622.804, bajo el título "**VENTAJAS DE ATRIBUTOS SÍSMICOS ORIENTADOS A REDUCIR LA INCERTIDUMBRE EN LOS CÁLCULOS VOLUMÉTRICOS EN MODELOS 3D**", a fin de cumplir con el requisito legal para optar al grado académico de Magister en Ciencias Geológicas; dejan constancia de lo siguiente:

1.- Leído como fue dicho trabajo por cada uno de los miembros del jurado, se fijó el día 13 de OCTUBRE de 2017, a las 3:00 p.m., para que la autora lo defendiera en forma pública, lo que ésta hizo en el salón Zuloaga de la Escuela de Geología, 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.

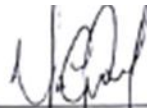
2.- Finalizada la defensa del trabajo, el jurado decidió aprobarlo, por considerar, sin hacerse solidario con la ideas expuestas por el autor, que se ajusta a lo dispuesto y exigido en el Reglamento de Estudios de Postgrado.

Para este veredicto, el Jurado, los profesores Dra. Rocío Negrete Cadena, M.Sc. Yaraixa Pérez y Dra. Crelia Padrón, estimaron que la obra examinada representa en su conjunto un aporte importante. Esta investigación presenta un enfoque novedoso para el cálculo volumétrico en la exploración de Hidrocarburos, y el jurado por unanimidad le asigna la calificación de "APROBADO".

En fe de lo cual se levanta la presente ACTA, a los TRECE (13) días del mes de OCTUBRE del año 2017, conforme a lo dispuesto en el Reglamento de Estudios de Postgrado, actuó como Coordinadora del Jurado la Dra. Rocío Negrete.



Dra. Crelia Padrón
C.I. V-11.344.310
(JURADO)
(USB)



M.Sc. Yaraixa Pérez
C.I. V- 12.959.269
(JURADO)
(ENI)



Dra. Rocio Negrete
P. G06879035
(TUTOR)
(PEMEX)



DEDICATORIA

“Porque no nos ha dado Dios espíritu de cobardía, sino de poder, de amor y de dominio propio” 2 Timoteo 1:7. Tú promesa siempre conmigo, Gracias mi Dios.

A mi fiel compañero de vida, a mi esposo, por ser esa ayuda idónea, que con amor y paciencia me hace crecer. Gracias por estar en todo momento dando siempre lo mejor de ti. Gracias mi amor por enseñarme que todo lo que vale la pena merece un esfuerzo. Te amo y este esfuerzo es para ti.

A mis padres por siempre ser de inspiración y motivación en mi vida, porque su sabiduría es mi camino para no tropezar, para ustedes con amor.

A mis hermanos y hermana, porque sus cuidados para conmigo me llenan de paz y fuerza, para ustedes con cariño.

A cada una de las personas que han estado presentes durante esta etapa, me han demostrado que la persona que quiere estar en tu vida, simplemente está.

AGRADECIMIENTOS

Ante todo, agradezco la oportunidad que me ha otorgado la Universidad Central de Venezuela, especialmente a la Facultad de Ingeniería, Escuela de Ingeniería Geológica, Geofísica y de Minas por haberme brindado la oportunidad de formar parte de los egresados de postgrado en Ciencias Geológicas, es para mí un honor ser parte de ustedes.

Este logro no pudo haberse dado sin la guía técnica y moral de mi tutora industrial PhD. Rocío Negrete Cadena, gracias totales por compartir conmigo el conocimiento, por guiarme y corregirme con sencillez y asertividad. Me has demostrado que los títulos no te hacen una persona inaccesible, sino todo lo contrario, una persona valiosa por mucho que compartir y enseñar. Gracias.

Así mismo, agradezco a Yuri, Alicia, Héctor y Moisés porque me aportaron conocimiento técnico durante el desarrollo de mi tesis, gracias por el tiempo y la disposición que me otorgaron sin ninguna condición, de verdad gracias!

A cada una de las personas que directa o indirectamente han estado conmigo durante esta etapa, gracias, todas sus indicaciones y consejos han sumado a mi vida.

RESUMEN

Téllez C. Dulce M.

VENTAJAS DE ATRIBUTOS SÍSMICOS ORIENTADOS A REDUCIR LA INCERTIDUMBRE EN LOS CÁLCULOS VOLUMÉTRICOS EN MODELOS 3D

Tutor Industrial: Dra. Rocío Negrete Cadena. **Tesis.** Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Geológica, Geofísica y de Minas. Año 2017, 130 p.

Palabras clave: Sismograma sintético, Sísmica (interpretación), Atributos sísmicos, Modelado 3D, Geoestadística, Distribución de propiedades petrofísicas, Cálculo de volumen, HCPVg, Yacimiento Petrolero (incertidumbre), Simulación numérica (Monte Carlo), Percentil.

Resumen: El uso de atributos sísmicos frecuentemente es catalogado por ser ambiguo dentro del contexto geológico debido a la diferencia en resolución tanto vertical como lateral en comparación con los registros de pozo. Esta tesis de investigación tiene como objetivo mostrar los diversos flujos de trabajo en el que los atributos sísmicos son capaces de sustentar un modelo geológico conceptual al ser calibrados con registros de pozo

Los beneficios obtenidos al incluir los atributos sísmicos calibrados con registros de pozo incluyen el delimitar la mejor área prospectiva, proponer un modelo de electrofacies, definir el azimut como dirección de aporte y guiar la distribución de porosidad en función a un mapa de tendencia.

El impacto de las metodologías propuestas se muestra directamente en el Volumen Poroso de gas (HCPVg), haciendo uso de un análisis de incertidumbre basado en el

método Monte Carlo para mostrar diferentes escenarios: optimista (percentil 90), intermedio (percentil 50) y pesimista (percentil 10).

La falta de datos, así como las limitantes del equipo de cómputo son retos importantes en esta clase de proyectos en donde se desea realizar una aproximación probabilística para cuantificar los recursos de Hidrocarburos, sin embargo, queda de manifiesto que el uso y la inclusión de atributos sísmicos ayuda de manera considerable a reducir la incertidumbre en dichos cálculos.

CONTENIDO

CARTA DE ACEPTACIÓN.....	¡Error! Marcador no definido.
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTOS	vi
RESUMEN.....	vii
CONTENIDO	ix
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xii
ÍNDICE DE TABLAS	xvi
CAPITULO I.....	1
INTRODUCCIÓN	1
1.1 Planteamiento del problema.....	1
1.2 Antecedentes	2
1.3 Objetivos	3
1.3.1 Objetivo general	3
1.3.2 Objetivos específicos	3
1.4 Ubicación del área de estudio	4
1.5 Información disponible	6
Capítulo II	8
Marco Geológico Regional	8
2.1 Geología estructural	8
2.2 Evolución tectónica estructural	12
2.3 Campo análogo.....	18
CAPITULO III.....	20

ANTECEDENTES DEL CAMPO DE ESTUDIO	20
3.1 Marco Geológico-Geofísico.....	20
3.2 Estilos estructurales.....	21
3.3 Estratigrafía sísmica en sección tipo	25
3.4 Sistema Petrolero	28
3.4.1 Roca generadora.....	28
3.4.2 Roca Almacén	29
3.4.3 Trampa - Sello.....	29
CAPITULO IV.....	30
INTERPRETACIÓN SISMICA	30
4.1 Flujograma de trabajo	30
4.2 Sismogramas sintéticos	30
4.2.1 Conceptos geofísicos.....	31
4.2.2 Flujograma de trabajo	32
4.2.3 Acondicionamiento del dato de entrada.....	32
4.2.4 Extracción de la ondícula.....	42
4.2.5 Generación y ajuste del sintético.....	43
4.2.6 Control de calidad	47
4.2.7 Resolución vertical sísmica.....	48
4.3 Atributos sísmicos.....	50
4.3.1 Atributos derivados del tiempo	51
4.3.2 Atributos sísmicos derivados de la amplitud	53
4.3.3 Atributos derivados de la frecuencia.....	57
4.4 Correlación sísmica.....	59

4.4.1 Información sísmica.....	59
4.4.2 Metodología y resultados de la interpretación estructural en tiempo	59
4.5 Conversión a profundidad	65
4.5.1 Control de calidad y acondicionamiento de la información de entrada	66
4.5.2 Modelado del campo de velocidades	69
4.5.3 Conversión de dominio	71
CAPITULO V	75
MODELADO 3D	75
5.1 Flujograma de trabajo	75
5.2 Modelado geométrico.....	76
5.3. Correlación registros Vs sísmica y tendencias 3D.....	80
5.4 Modelado de electrofacies.....	83
5.4.1 Análisis multivariable para la generación de electrofacies.....	83
5.5 Distribución de propiedades.....	85
5.5.1 Conceptos de Geoestadística.....	85
5.5.2 Escalamiento de registros.....	87
5.5.3 Distribución de propiedades.....	89
5.6 Cálculos volumétricos.....	99
5.6.1 Ecuación y consideraciones.	99
5.6.2 Resultado.....	102
5.7 Incertidumbre	103
5.7.1 Introducción	103
5.7.2 Variables de entrada.....	105
5.7.3 Resultado por escenario	106

CONCLUSIONES	109
BIBLIOGRAFÍA	110

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura N° 1. Ubicación del campo de estudio.....	5
Figura N° 2. Principales elementos tectónicos en la Provincia Petrolera Tampico-Misantla.....	8
Figura N° 3. Sección Geológica que muestra los elementos tectónicos de la Provincia Petrolera Tampico-Misantla.....	12
Figura N° 4. Apertura del Golfo de México, margen activa en el Triásico-Jurásico Medio.	13
Figura N° 5. Relleno sedimentario de las fosas en el Jurásico Medio-Jurásico Tardío	14
Figura N° 6. Extensas plataformas carbonatadas y crecimientos arrecifales en el Cretácico Inferior-Medio	14
Figura N° 7. Efecto de la Orogenia Laramide en el Cretácico Tardío	15
Figura N° 8. Depósitos turbidíticos de aguas profundas en el Paleoceno-Eoceno tardío	16
Figura N° 9. Depósitos progradantes en el Oligoceno temprano-Pleistoceno	17
Figura N° 10. Paleogeografía del Eoceno tardío.....	18
Figura N° 11. Ubicación del Campo de Estudio y del Campo Análogo.....	19
Figura N° 12. Proyecto sísmicos 3D, donde se encuentra el área de estudio y el Pozo X-1.	20
Figura N° 13. Sección sísmica regional en tiempo de Lankahuasa, muestra el estilo estructural del área de estudio.	23

Figura N° 14. Línea sísmica 22861 mostrando la estructura “roll over” del área de estudio.	24
Figura N° 15. Sección de pozos mostrando las secuencias A y B	26
Figura N° 16. Interpretación de los límites de secuencias (SB) y Superficies de máxima inundación (MFS) en línea sísmica aleatoria de correlación.	27
Figura N° 17. Terminaciones Toplap relacionadas a un sistema de alto nivel (HST) para la secuencia B.....	28
Figura N° 18. Terminaciones relacionadas a un posible bright spot asociadas a un sistema de bajo nivel (LST) correspondiente a la secuencia basal A.	28
Figura N° 19. Flujograma de trabajo para la interpretación sísmica.	30
Figura N° 20. Sismograma sintético.....	31
Figura N° 21. Flujograma de trabajo para la calibración tiempo – profundidad.....	32
Figura N° 22. Registros disponibles de los pozos X-1 y X-101 desplegados en sección.....	35
Figura N° 23. Visualización en perspectiva 3D de la velocidad de intervalo de ambos pozos.....	37
Figura N° 24. Inspección visual en sección sísmica 3D	38
Figura N° 25. Graficas cruzadas de las T-Z’s	38
Figura N° 26. Comparación de la velocidad del sónico vs velocidad de la T-Z.....	40
Figura N° 27. Suavizado y “despike” de los registros, pozo X-1.....	41
Figura N° 28. Suavizado y “despike” de los registros, pozo X-101.	41
Figura N° 29. Fase y ondículas Ricker utilizadas para el pozo X-1.....	42
Figura N° 30. Fase y ondículas Ricker utilizadas para el pozo X-101.....	43
Figura N° 31. Construcción de la traza sintética	44
Figura N° 32. Generación del sismograma sintético del pozo X-1.....	45
Figura N° 33. Generación del sismograma sintético del pozo X-101.....	46
Figura N° 34. Comparación de las diferencias en metros del dato original <i>versus</i> el dato calibrado.....	47

Figura N° 35. Sección de pozo integrando la información de pozo y sísmica, resultado de la calibración tiempo – profundidad.....	48
Figura N° 36. Resolución vertical sísmica del pozo X-1.	49
Figura N° 37. Resolución vertical sísmica del pozo X-101.	50
Figura N° 38. Clasificación de atributos	51
Figura N° 39. Visualización 2D de las diferentes ventanas de tiempo mostrando atributo de Varianza.	52
Figura N° 40. Visualización 3D mostrando la dirección preferencial de las fallas en el campo de estudio.....	53
Figura N° 41. Análisis de factibilidad pozo X-1.	54
Figura 42 N°. Análisis de factibilidad pozo X-101.....	55
Figura N° 43. Visualización 3D mostrando el atributo de amplitud RMS en los intervalos de interés.....	56
Figura N° 44. Atributo envolvente sobre la superficie Mioceno 40, mostrando un posible punto brillante.....	57
Figura N° 45. Sección sísmica mostrando el contraste de frecuencias instantáneas en ambos pozos y en los intervalos de interés.	58
Figura N° 46. Sección sísmica de correlación entre los pozos X-1 y X-101 mostrando horizontes y fallas principales correlacionadas.	60
Figura N° 47. Atributo de varianza como apoyo para identificar los límites contra falla.....	61
Figura N° 48. Atributo varianza, horizontes Plioceno 70 y 75	61
Figura N° 49. Interpretación tradicional y con semilla para los yacimientos de interés.	63
Figura N° 50. Control de calidad de los espesores.....	64
Figura N° 51. Visualización 3D mostrando la integración de la información.	65
Figura N° 52. Superficies correspondientes al Plioceno 70 y Mioceno 40.....	67
Figura N° 53. Superficies sin cruces.	68
Figura N° 54. Velocidad promedio de las T-Z's representando cambios de velocidad en las superficies de interés.....	68

Figura N° 55. Gráficos cruzados de los pozos X-1 y X-101 de la profundidad (z) <i>versus</i> velocidad promedio.....	69
Figura N° 56. Datos de entrada para el modelo de velocidades.....	70
Figura 57. Ecuación lineal utilizada en el modelo de velocidades.	70
Figura N° 58. Fondo marino en tiempo y en profundidad	71
Figura N° 59. Plioceno 70 y 75 en tiempo y en profundidad.....	72
Figura N° 60. Mioceno 40 y 45 en tiempo y en profundidad.....	73
Figura N° 61. Línea sísmica aleatoria, en tiempo y en profundidad.....	74
Figura N° 62. Flujograma de trabajo Modela 3D.....	75
Figura N° 63. “Esqueletos”o estructuras de soporte para la construcción del modelado 3D con base en pilares.....	76
Figura N° 64. Zoom de la malla creada con un incremento de 25 metros en X, Y. Se observa las celdas que atraviesa el pozo X-1.	77
Figura N° 65. Zonas de interés.....	78
Figura N° 66. Subdivisión de 39 capas o <i>layering</i> para la zona 1: Plioceno inferior 70 al Plioceno inferior 75.....	79
Figura N° 67. Subdivisión de 84 capas o <i>layering</i> para la zona 3: Mioceno superior 40 al Mioceno superior 45.....	79
Figura N° 68. Análisis de correlación correspondiente al pozo X-1.....	80
Figura N° 69. Análisis de correlación correspondiente al pozo X-1.....	81
Figura N° 70. Polígono envolvente remarcando la evidente respuesta del atributo RMS (lado izquierdo) y mapa de tendencia utilizando los valores de porosidad (lado derecho).....	82
Figura N° 71. Polígono envolvente remarcando la evidente respuesta del atributo envolvente (lado izquierdo) y mapa de tendencia utilizando valores de porosidad (lado derecho).....	82
Figura N° 72. Electrofacies para el yacimiento del Plioceno inferior 70 al Plioceno inferior 75.....	83
Figura N° 73. Electrofacies de canal según la respuesta del registro GR.	84

Figura N° 74. Electrofacies para el yacimiento del Mioceno inferior 40 al Mioceno inferior 45.....	84
Figura N° 75. Electrofacies de lóbulos según la respuesta del registro GR.	85
Figura N° 76. Sección de pozos mostrando los registros originales contra los escalados, así como sus histogramas para el yacimiento Plioceno.	88
Figura N° 77. Sección de pozos mostrando los registros originales contra los escalados, así como sus histogramas para el yacimiento Mioceno.	89
Figura N° 78. Parámetros de entrada para la distribución de propiedades.	91
Figura N° 79. Grafica cruzada RMS Vs Phie y correlación negativa del yacimiento Plioceno.....	92
Figura N° 80. Grafica cruzada atributo envolvente Vs Phi y coeficiente de correlación del yacimiento Mioceno.....	92
Figura N° 81. Porosidad efectiva distribuida, Yacimiento Plioceno.....	93
Figura N° 82. Saturación de agua distribuida, Yacimiento Plioceno.....	94
Figura N° 83. Relación Neto bruto distribuido, Yacimiento Plioceno.....	95
Figura N° 84. Porosidad efectiva distribuida, Yacimiento Mioceno.	96
Figura N° 85. Saturación de agua distribuida, Yacimiento Mioceno.....	97
Figura N° 86. Relación Neto bruto distribuido, Yacimiento Mioceno.	98
Figura N° 87. Área de punto de derrame correspondiente al yacimiento Plioceno. .	101
Figura N° 88. Área de punto de derrame correspondiente al yacimiento Mioceno. .	102
Figura N° 89. Orientación del azimut en el variograma para la distribución de propiedades del yacimiento Plioceno (lado derecho) y Mioceno (lado izquierdo)...	104
Figura N° 90. Flujograma de trabajo de análisis de incertidumbre.....	105
Figura N° 91. Escenario P10, P50 y P90 del HCPVg, yacimiento Plioceno.	108
Figura N° 92. Escenario P10, P50 y P90 del HCPVg, yacimiento Mioceno.	108

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla N° 1. Columna geológica del pozo X-1 inferida del pozo análogo.....	25
---	----

Tabla N° 2. Datos disponibles para la realización de los sismogramas sintéticos	33
Tabla N° 3. Valores de velocidad para litologías más comunes	36
Tabla N° 4. Resultado del análisis de factibilidad	54
Tabla N° 5. Resultado de cálculos volumétricos para ambos yacimientos.	103
Tabla N° 6. Variables de entrada, yacimiento Plioceno.....	106
Tabla N° 7. Variables de entrada, yacimiento Mioceno.....	106

CAPITULO I.

INTRODUCCIÓN

El trabajo especial de grado que a continuación se presenta, representa el último requisito del pensum de estudios contemplado por la escuela de Geología, Minas y Geofísica de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Central de Venezuela, para optar por el título de Magister en Ciencias Geológicas.

Por motivos de confidencialidad de la data no se especificarán los nombres ni coordenadas de los pozos, así como el nombre del campo.

1.1 Planteamiento del problema

El modelado geológico tridimensional es uno de los desafíos más grandes en las ciencias de la Tierra, el cual consiste en la construcción y visualización de una estructura geológica concreta con el objetivo de determinar con precisión su extensión y volumen, así como caracterizar geométrica y petrofísicamente los diferentes yacimientos de interés.

La geofísica ha sido clave en la solución de estos desafíos, ya que a través de los tiempos ha evolucionado en sus dimensiones o perspectivas de estudio, tradicionalmente utilizaba 1D, 2D que coloquialmente se consideraba una dimensión aparente (no real), actualmente se aporta una dimensión en 3D y 4D para tener una visión espacial completa del yacimiento. Estos enfoques proveen directamente consistencia y certidumbre de manera significativa al modelado geológico.

El presente trabajo de grado lleva como título *Ventajas de atributos sísmicos orientados a reducir la incertidumbre en los cálculos volumétricos en modelos 3D*. La meta es mostrar la aplicación de los atributos sísmicos calibrados a escala de pozo para sustentar el modelo geológico conceptual y calcular el volumen poroso de hidrocarburos del área de estudio. Se inicia con un análisis de factibilidad a escala de pozo entre las impedancias acústicas y el registro gamma ray, confirmando la relación entre la respuesta del registro y la sísmica. Los atributos sísmicos calibrados ayudarán a identificar la dirección de aporte de los

sedimentos (azimut) y generar mapas de tendencias que comprueben una correlación entre las electrofacies, valores de porosidad y amplitud (de acuerdo al atributo que aplique) para guiar la distribución de propiedades, conocer el volumen poroso de hidrocarburo y finalmente obtener los escenarios en percentiles por medio de un análisis de incertidumbre.

De esta forma teniendo una perspectiva 3D e incluyendo a la geofísica más allá de la conversión a profundidad, los atributos sísmicos calibrados sustentados por un análisis de factibilidad y un modelo regresión multivariable son capaces de mostrar las variaciones laterales y verticales de las propiedades geométricas y petrofísicas del yacimiento, ya que serán los responsables de guiar la distribución Geoestadística de los registros petrofísicos a fin de obtener el volumen de reservas con menor incertidumbre que un método tradicional.

1.2 Antecedentes

El campo de estudio no presenta información, ni estudios previos disponibles. Geológicamente, el presente trabajo es parte de la provincia petrolera Tampico Misantla, en su porción marina. Las siguientes publicaciones hacen referencia a la Cuenca e incluyen información del campo de estudio:

Morales, G. et al. (2013). Presenta un marco geológico regional, principales elementos tectónicos, y sistemas petroleros de la Provincia Petrolera Tampico-Misantla.

Padilla y Sánchez (2007). Expone información acerca de la evolución geológica del sureste mexicano desde el Mesozoico al presente en un contexto regional del Golfo de México.

AMBROSE, William, et al. (2005). Estudio del Neógeno para los plays de gas en la plataforma continental Laguna Madre en Tuxpan, de aquí se recolecto el sustento tectónico estructural del área de estudio.

WAWRZYNIEC, Tim, et al. (2003). Este artículo describe sobre los estilos estructurales de Laguna Madre en Tuxpan, Veracruz y la deformación del cinturón plegado mexicano.

Las bases teóricas para el desarrollo de la metodología empleada provienen de los siguientes documentos:

BISQUERRA, Alzina, R. (1989). Introducción conceptual al análisis multivariable. En este se encuentra descrito el análisis de clasificación el cual fue aplicado para calibrar los atributos sísmicos con los registros de pozo, obteniendo las electrofacies, propuestas en el subcapítulo 5.4.

BROWN, Alistair R. (1996). Artículo que muestra la clasificación que el autor propone para los atributos sísmicos según sus características como el tiempo, amplitud, frecuencia y atenuación.

BOHLING, G. (2005) y ZHANG, Y. (2011). Conceptos de Geoestadística básica y análisis de variogramas. Información esencial para la elección y comprensión de los parámetros en la distribución de propiedades.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo general

El objetivo principal es generar un modelo geocelular tridimensional (3D) que sustentado con atributos sísmicos calibrados permita reducir la incertidumbre en los cálculos volumétricos del yacimiento. Como objetivo secundario se proponen el análisis de factibilidad para la selección de atributos así como la elaboración de flujogramas de trabajo para el desarrollo de la tesis.

1.3.2 Objetivos específicos

Como objetivos específicos se enuncian los productos que son esperados como resultado del estudio;

- Extracción y análisis de atributos sísmicos.
- Análisis multivariable para proponer un modelo de electrofacies
- Correlación atributo sísmico y registros para delimitar zonas prospectivas y crear mapa de tendencia para la distribución de propiedades.
- Estimación de la incertidumbre del volumen poroso de gas (HCPVg) en los yacimientos.

1.4 Ubicación del área de estudio

El campo de estudio fue descubierto con la perforación del pozo X-1 y se localiza geográficamente frente a las costas del estado de Veracruz, en Aguas Territoriales del Golfo de México, en su porción de Plataforma Continental. Morfológicamente es denominada planicie costera. Paleogeográficamente limita al norte con la Sierra de Tamaulipas, al sur con el Macizo de Teziutlán, al oeste con la Sierra Madre Oriental y al este con la isobata de 200 m. Dentro del área de estudio se encuentra el pozo de correlación llamado X-101, ubicado al este a 4.6 km del pozo X-1.

Geológicamente, pertenece a la Provincia Petrolera Tampico-Misantla, productora de petróleo y gas asociado, se ubica en el oriente de México y comprende desde el extremo sur del estado de Tamaulipas hasta la parte central del estado de Veracruz. La información referente a la Cuenca Tampico-Misantla será descrita en el capítulo III, Antecedentes del campo de estudio.

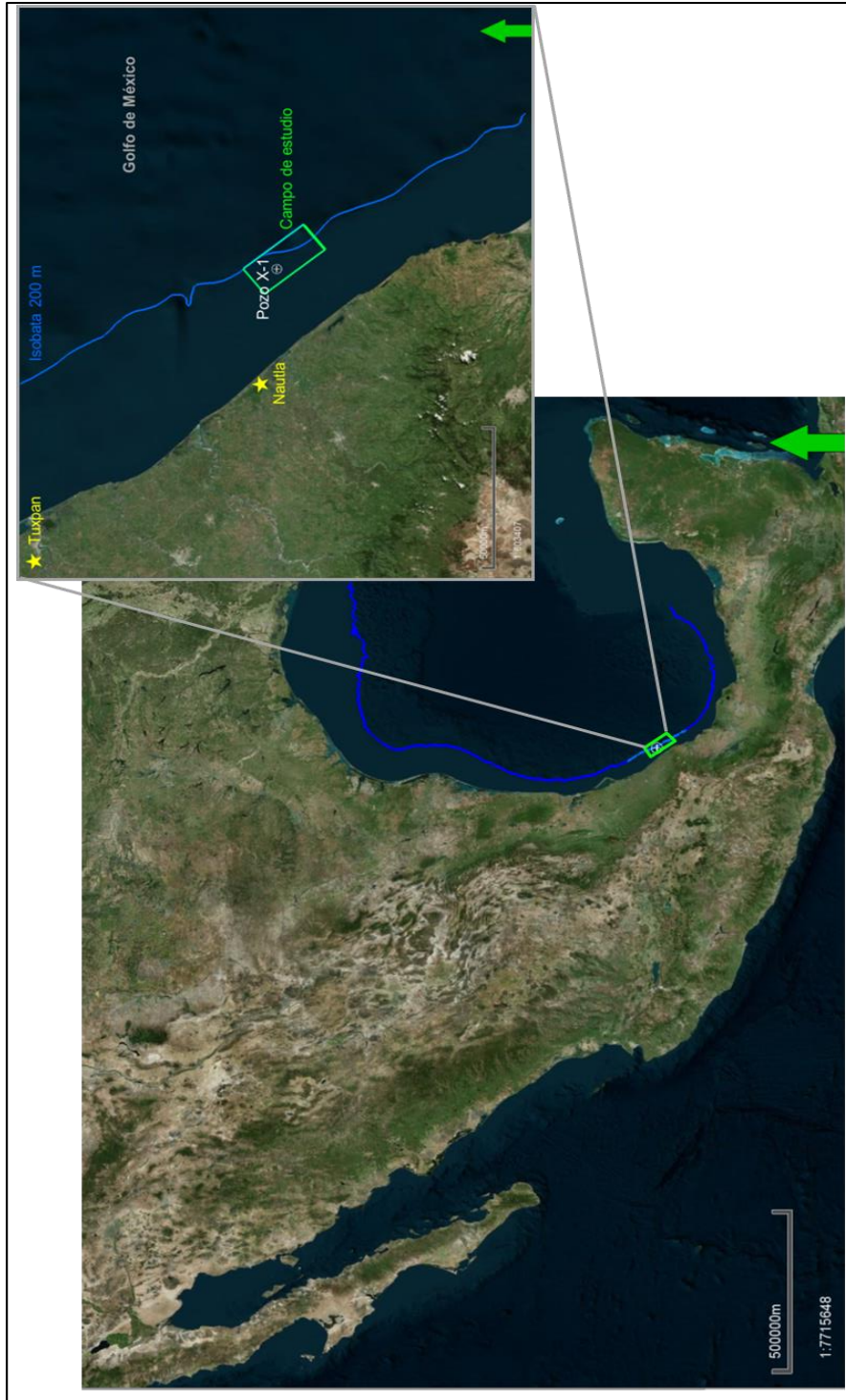


Figura N° 1. Ubicación del campo de estudio.

1.5 Información disponible

La metodología que se propone en el presente trabajo de grado es aplicada en una fase de exploración, con dos pozos que serán mencionados como Pozo X-1 y pozo X-101 y con dos yacimientos a analizar, Plioceno y Mioceno, ambos yacimientos presentan anomalías correspondientes a gas.

El inventario de los datos proporcionados para la aplicación de la metodología propuesta es:

- **Pozo X-1**

- Survey de pozo X-1
- Registro Caliper. *Status de la curva: completo.*
- Registro Gamma Ray (GR). *Status de la curva: completo.*
- Registro Sónico (DTCO). *Status de la curva: completo.*
- Registro Densidad (RHOZ). *Status de la curva: incompleto, solo en intervalos de interés.*
- Registro Neutrón (NPHI). *Status de la curva: completo.*
- Relación tiempo a profundidad (TZ). *Status de la curva: no ajustada.*
- Topes estratigráficos:
 - Fondo marino
 - Tope Plioceno
 - Base Plioceno
 - Tope Mioceno
 - Base Mioceno
- Curvas petrofísicas: porosidad efectiva (Phie), Saturación de agua (Sw) y relación neto bruto (NtG). *Status de las curvas: completo.*

- **Pozo X-101**

- Survey de pozo X-101
- Registro Caliper. *Status de la curva: completo*

- Registro Gamma Ray (GR). *Status de la curva: completo.*
- No cuenta con registro sónico
- Registro Densidad (RHOZ). *Status de la curva: incompleto, solo en intervalos de interés.*
- Registro Neutrón (NPHI). *Status de la curva: completo.*
- No cuenta con una curva tiempo-profundidad (TZ)
- Topes estratigráficos:
 - Fondo marino
 - Tope Plioceno
 - Base Plioceno
- Curvas petrofísicas: porosidad efectiva (Phie), Saturación de agua (Sw) y relación neto bruto (NtG). *Status de las curvas: completo.*

- **Información sísmica:**

- Volumen sísmico 3D

Sísmica Pre apilada en tiempo (PSTM)

Sin filtro y sin ganancias (SFSG)

Área del volumen sísmico 261 km²

Status del volumen sísmico: muy buena calidad, las amplitudes se conservan.

Capítulo II

Marco Geológico Regional

2.1 Geología estructural

Geológicamente, la Provincia Petrolera Tampico-Misantla, es una cuenca de margen pasivo cuya geometría de bloques de basamento está relacionada a la etapa de apertura del Golfo de México y que evolucionó a una cuenca de antepaís formada en el Paleógeno, cuando el Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental fue emplazado al occidente de la cuenca (Morales, G. *et al.*, 2013).

La Provincia Petrolera Tampico-Misantla está conformada principalmente por los siguientes elementos tectónico-estructurales, ver Figura N° 2.

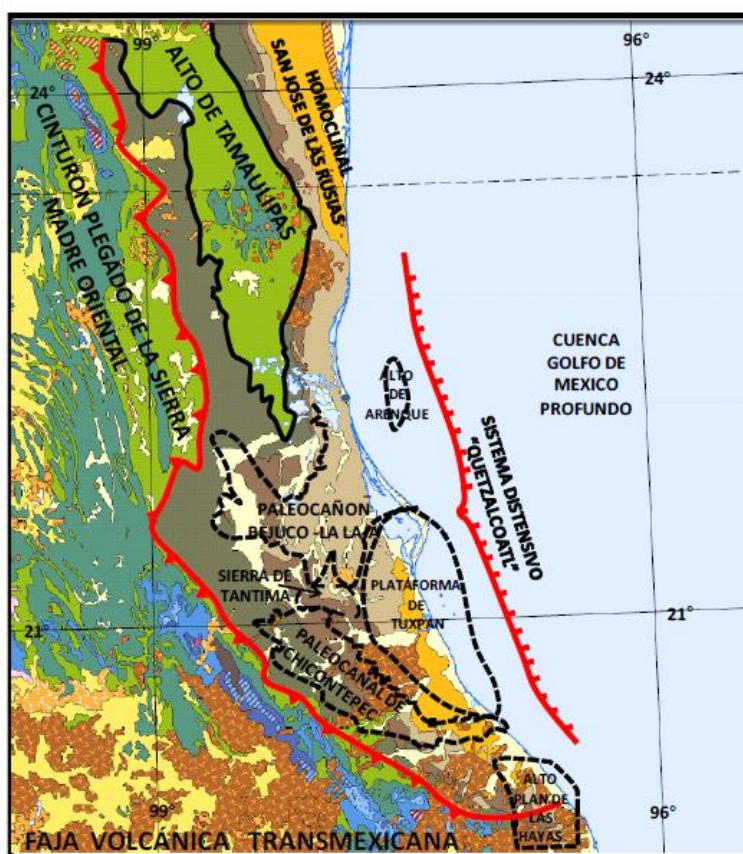


Figura N° 2. Principales elementos tectónicos en la Provincia Petrolera Tampico-Misantla (Morales G. *et al.*, 2013).

En su límite norte se encuentra el Alto de Tamaulipas y el Homoclinal de San José de las Rusias; Paleocañón Bejuco-La Laja, el Alto de la Sierra de Tantima, el Paleocañón de Chicontepec al sur limitando con la Franja Volcánica Transmexicana; en sus límites este-oeste se tiene el Alto o Isla de Arenque, Alto de Plataforma de Tuxpan y el Frente Tectónico del Cinturón Plegado y Cabalgado de la Sierra Madre Oriental. Algunos de estos elementos estructurales han influido en la creación de diferentes unidades litoestratigráficas según el ritmo tectónico (Morales G. *et al.*, 2013).

Alto de Tamaulipas, es un alto del basamento reactivo durante el Eoceno, emplazado al norte de la Provincia Petrolera Tampico-Misantla, morfológicamente está representado en la superficie, por la Sierra de San Carlos Cruillas y Tamaulipas, flanqueada al oriente por el Homoclinal de San José de las Rusias y al occidente por la cuenca de Magiscatzin. Tiene interés económico petrolero por la posibilidad de entrapamiento de hidrocarburos en rocas principalmente del Cretácico, teniendo producción a nivel Jurásico y Cretácico Superior (Arellano, 2012).

El Homoclinal de San José de las Rusias, se extiende desde el oriente de Jiménez hasta Aldama, Tamaulipas y se considera una prolongación regional del flanco oriental del Arco de Tamaulipas hasta la actual plataforma continental del Golfo de México, se caracteriza por una pendiente suave interrumpida únicamente por el alineamiento Cabecera-Capellanía paralelo al Arco. Presenta un sistema de fallas normales con orientación NNO-SSE con caída hacia el oriente. La edad de su depresión se remonta al Paleozoico Tardío, siendo más joven al occidente donde los granitos permo-triásicos y lechos rojos triásicos subyacen discordantemente a las rocas de Jurásico Superior. En el Terciario su definición como Homoclinal se agudizó con el levantamiento de la sierra y la regresión forzada del mar al oriente. En esta área tuvo lugar actividad ígnea con expresión débil y local (Morales G. *et al.*, 2013).

Alto o Isla de Arenque, situada en la plataforma continental del Golfo de México, sur del estado de Tamaulipas y puerto de Tampico. Es parte de un tren estructural cuyo eje principal es de 50 km largo aproximadamente por 10 km de ancho, con saltos estructurales menores de 100m, independizando estas estructuras entre sí (Arellano, 2012).

Paleocañón Bejuco-La Laja, ubicado en la porción centro-noroeste de la Cuenca Tampico-Misantla y al norte del estado de Veracruz, comprende una superficie promedio de 4000km². Se formó en el Terciario como resultado de la erosión de rocas del Eoceno, Paleoceno, Cretácico y Jurásico, estando asociado a un bloque bajo del basamento. La fuente de origen de los sedimentos que rellenaron el paleocanal están representados por calizas del Jurásico Superior y Cretácico, así como por rocas arcillosas del Paleoceno; de tal forma que los siendo los sedimentos producidos corresponden a potentes intervalos de lutitas con intercalaciones de conglomerados arcillo arenosos y areniscas arcillosas. Esta área presenta interés económico petrolero y se han perforado más de 140 pozos, estableciendo producción en rocas fracturadas del Cretácico Inferior (Morales G. *et al.*, 2013).

Alto de Sierra de Tantima, se encuentra asociado con un alto de basamento que divide a la Provincia Petrolera Tampico-Misantla de norte a sur en dos partes. La sierra tiene 19 km de largo, 5 km de ancho y 1320m de altura, su centro está compuesto por flujo de lavas máficas neógenas, que cubren areniscas y lutitas paleógenas (Arellano, 2012).

Paleocanal de Chicontepec, es una depresión alargada que geológicamente se localiza en la Cuenca Tampico-Misantla. Tectónicamente se encuentra entre los elementos de la Sierra Madre Oriental y la Plataforma de Tuxpan, abarca parte de los Estados de Puebla, Veracruz e Hidalgo. Fue originado a finales del Paleoceno e inicio del Eoceno por los esfuerzos del evento orogénico laramídico y los movimientos corticales ascendentes asociados que provocaron el levantamiento, deformación del cinturón orogénico y la formación de una antefosa al oriente. Su importancia económica petrolera radica en que en él se encuentran el mayor porcentaje de reservas remanentes del país, buena parte de los yacimientos actuales están estratigráficamente por debajo del paleocanal (Escalera, 2010).

Faja Volcánica Transmexicana, es uno de los elementos mayores de la República Mexicana, se encuentra desde la cota del Golfo de México en el estado de Veracruz hasta el Océano Pacífico. Está constituido por secuencias volcanosedimentarias y continentales del Cenozoico Tardío que enmascara la distribución de las rocas preexistentes (Arellano, 2012).

Plataforma de Tuxpan, es un banco carbonatado del Mesozoico, basculado hacia el oriente desarrollado sobre un alto de basamento y actualmente sepultado por sedimentos clásticos terciarios. En este elemento se encuentran una gran cantidad de campos productores tanto en su porción marina como terrestre (Ambrose, William, *et al.*, 2005)

Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental, es un cinturón de pliegues y cabalgaduras producidas por esfuerzos no coaxiales de SW a NE del Cretácico Tardío-Eoceno. Las cabalgaduras, las fallas inversas y laterales así como los pliegues se produjeron durante el mismo evento de deformación. Las rocas aflorantes de la Sierra Madre Oriental están constituidas principalmente por rocas carbonatadas del Cretácico (Morales G. *et al.*, 2013).

Frente Tectónico Sepultado, forma parte del Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental y corresponde a una franja plegada y cabalgada de 50km de ancho aproximadamente que forman estructuras anticlinales angostas y alargadas originadas durante la orogenia Laramídica. Delimita al sur por el Cinturón Volcánico Transmexicano, al oeste por el relieve estructural de la Sierra Madre Oriental y al este por la denominada Antefosa de Chicontepec. El basamento cristalino de este sector de la Sierra Madre Oriental está formado por rocas metamórficas de edad Pérmico. La Figura N° 3 muestra las estructuras de extensión asociadas a la apertura del Golfo de México que crearon fosas y pilares que controlaron la sedimentación mesozoica y los estilos estructurales terciarios, ya que los límites de los bloques fueron reactivados como fallas inversas durante la deformación laramídica (Morales G. *et al.*, 2013).

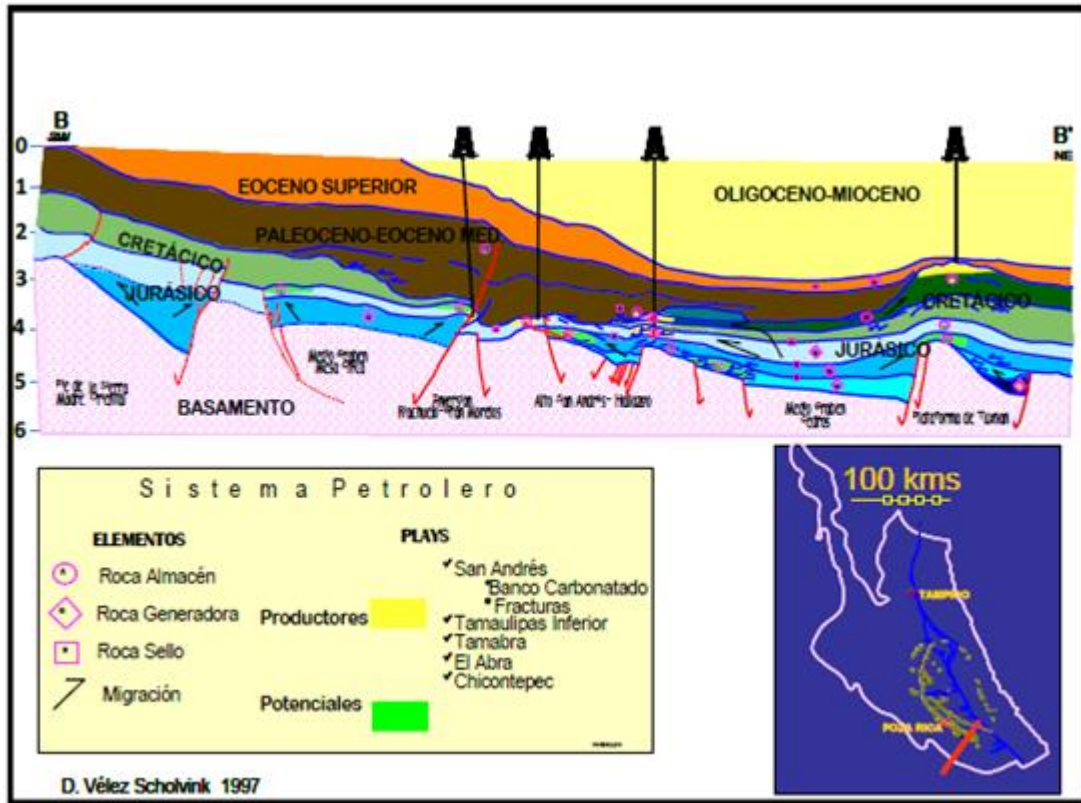


Figura N° 3. Sección Geológica que muestra los elementos tectónicos de la Provincia Petrolera Tampico-Misantla, se aprecia la inversión estructural de las fallas de basamento (Morales G. *et al.*, 2013).

2.2 Evolución tectónica estructural

La geometría actual de la Cuenca Tampico-Misantla es producto de varios eventos tectónicos que forman parte de la evolución de la megacuenca del Golfo de México.

Etapas de rifting, Triásico tardío al Jurásico Medio (230 Ma – 154 Ma). Apertura del Golfo de México en el que se forman fosas (Figura N° 4). La fragmentación y separación de Pangea en el área que hoy ocupa el Golfo de México está evidenciada por la presencia de lechos rojos que fueron depositados en depresiones continentales cuya geometría estuvo controlada por grabenes estrechos con direcciones aproximadamente paralelas a la actual línea de costa (Salvador, 1991c). A principios del Jurásico Temprano comienza la transgresión marina, generando en la parte centro-oriental de México la Cuenca de Huayacocotla. En el Jurásico Medio se generaron movimientos relativos de los bloques de

Basamento existentes que provocaron la retirada de los mares, restituyendo en el centro y oriente del país las condiciones continentales (Padilla y Sánchez, 2007).

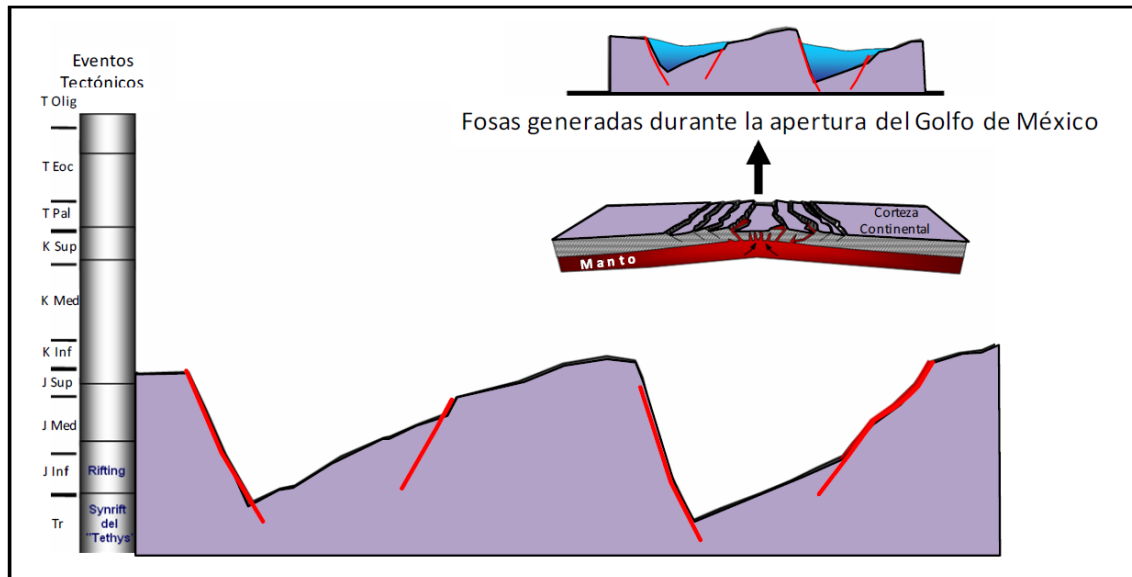


Figura N° 4. Apertura del Golfo de México, margen activa en el Triásico-Jurásico Medio (Morales G. *et al.*, 2013).

Etapa de margen pasivo, Jurásico Tardío (154 Ma-135 Ma). El proceso tectónico de rifting que dio paso a la apertura del Golfo de México terminó en el Calloviano (Figura N° 5). Durante el Oxfordiano, se desarrollaron amplias plataformas de aguas someras a todo lo largo de los bordes del protogolfo de México, en las que se depositaron grandes volúmenes de carbonatos, con extensas barras oolíticas en los bordes de plataforma (Salvador, 1991c).

La Figura N° 6 muestra el periodo que se caracteriza por el depósito de clásticos en las zonas litorales, por la abundancia de carbonatos en las plataformas y por el depósito de menores espesores de lutitas y carbonatos con intercalaciones delgadas de calizas argiláceas en las zonas de cuencas (Padilla y Sánchez, 2007).

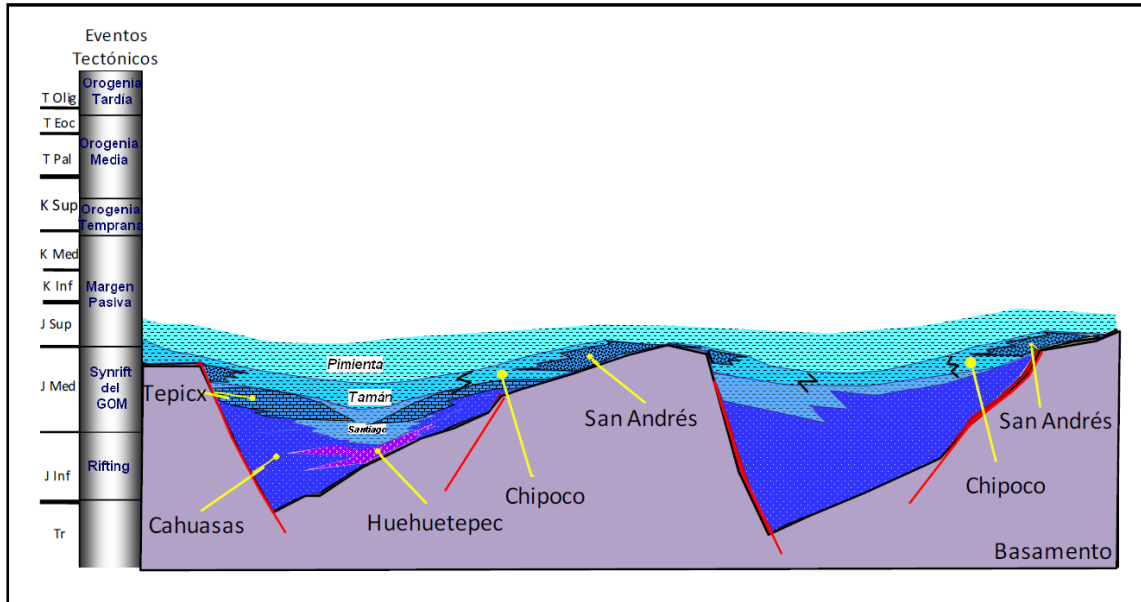


Figura N° 5. Relleno sedimentario de las fosas en el Jurásico Medio-Jurásico Tardío (Morales G. *et al.*, 2013).

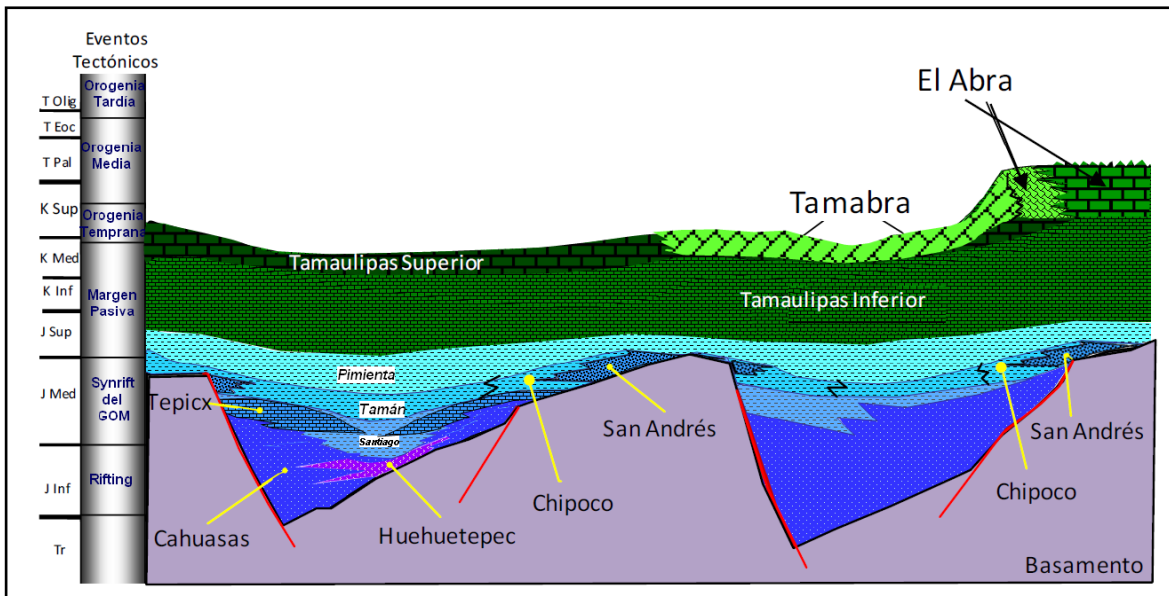


Figura N° 6. Extensas plataformas carbonatadas y crecimientos arrecifales en el Cretácico Inferior-Medio (Morales G. *et al.*, 2013).

Compresión Laramídica, Cretácico Tardío al Eoceno (96 Ma – 634 Ma). La sedimentación del margen pasivo concluyó por el inicio de los efectos de la orogenia Laramide dando origen a la Sierra Madre Oriental (Figura N° 7). Las rocas mesozoicas de la parte occidental de la provincia fueron plegadas y cabalgadas al ser incorporadas al

cinturón de deformación, la carga tectónica provocó la subsidencia por flexura de la corteza y dio origen a la cuenca de antepaís o antifosa de Chicontepec durante el Paleoceno-Eoceno (Figura N° 8), en la que se depositaron grandes volúmenes de sedimentos arcillo-arenosos tipo flysch (Morales G. *et al.*, 2013).

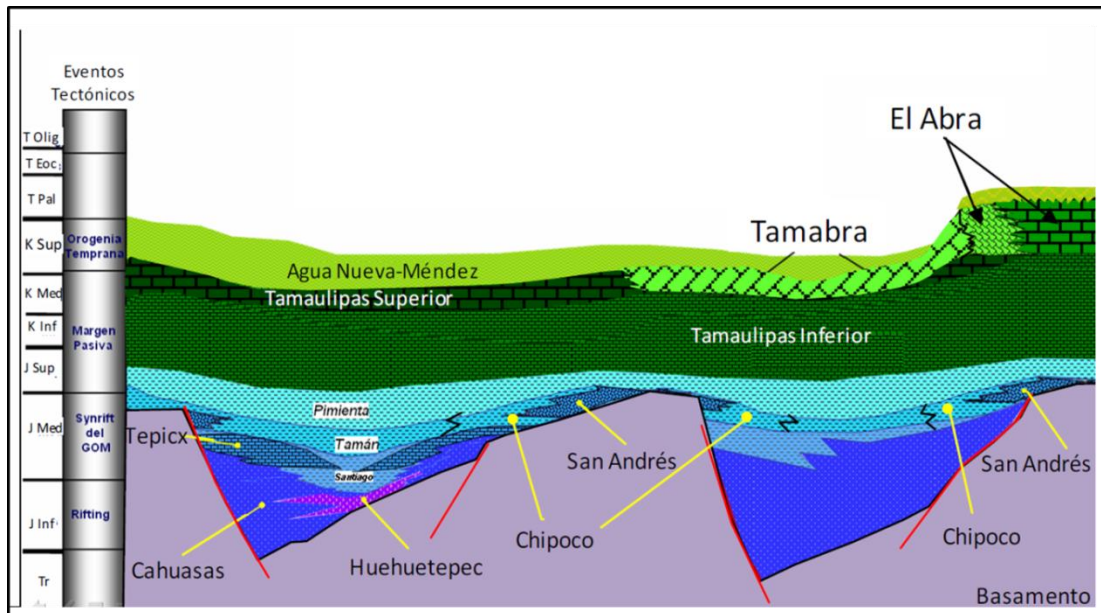


Figura N° 7. Efecto de la Orogenia Laramide en el Cretácico Tardío, (Morales G. *et al.*, 2013)

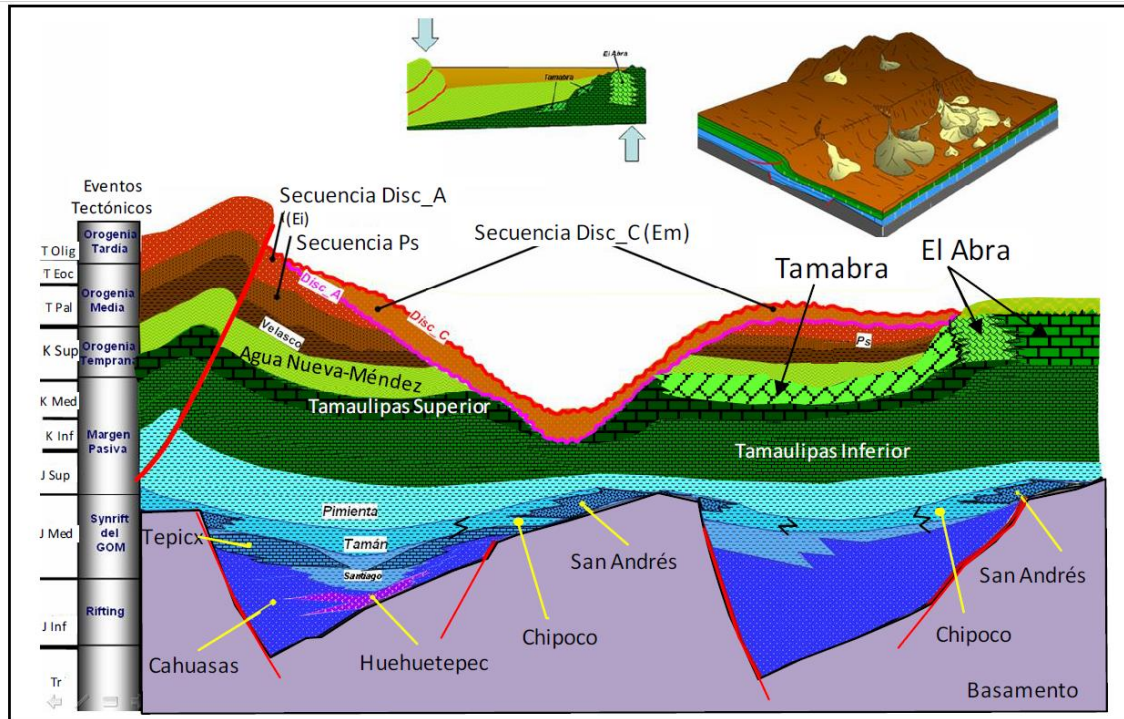


Figura N° 8. Depósitos turbidíticos de aguas profundas en el Paleoceno-Eoceno tardío (Morales G. *et al.*, 2013).

Etapas de margen pasiva, Oligoceno a la actualidad (34 Ma – actualidad). A finales del Cretácico el aporte de sedimentos clásticos del noroeste y del occidente del Golfo de México se incrementaron notablemente durante las primeras pulsaciones de la Orogenia Laramide, también conocida como Orogenia Hildalgoana (De Cserna, 1989).

La orogenia fue resultado de la convergencia de la Placa Farallón por debajo de la placa Norteamericana, en el que el fragmento de corteza oceánica que estaba en subducción tuvo un ángulo muy bajo, causando así una deformación a mayor distancia de la zona de la trinchera y elevando una porción considerable de la parte meridional de la Placa Norteamericana (Padilla y Sánchez, 2007).

Tras el cese de la deformación laramídica, la condición tectónica favoreció el incremento del aporte de grandes volúmenes de sedimentos clásticos, que empezaron a depositarse en las cuencas formadas en el antepaís de las cadenas plegadas, que de norte a sur se conocen como las Cuencas de Parras-San Carlos (CPSC), de Tampico Misantla (CTM) y de

Veracruz (CV), como se aprecia en la Figura N° 9 (de Cserna, 1989, Padilla y Sánchez, 2007). Dicha carga sedimentaria ocasionada por el paquete terciario depositado sobre la margen continental provocó la subsidencia y el basculamiento de esta provincia hacia el Golfo de México (Morales G. *et al.*, 2013).

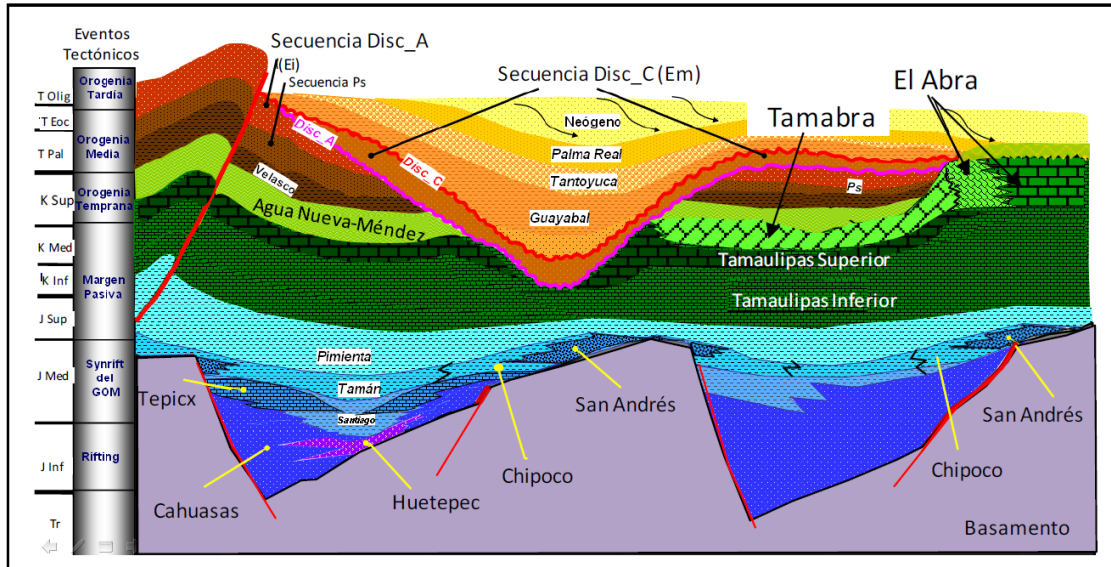


Figura N° 9. Depósitos progradantes en el Oligoceno temprano-Pleistoceno (Morales G. *et al.*, 2013).

A partir del Eoceno tardío (37-34 Ma) la nueva forma de la Cuenca dependió totalmente del gran flujo de la sedimentación clástica (Figura N° 10). Se empezaron a desarrollar grandes fallas lítricas normales asociadas a depocentros en las cuencas antepaís, (Padilla y Sánchez, 2007).

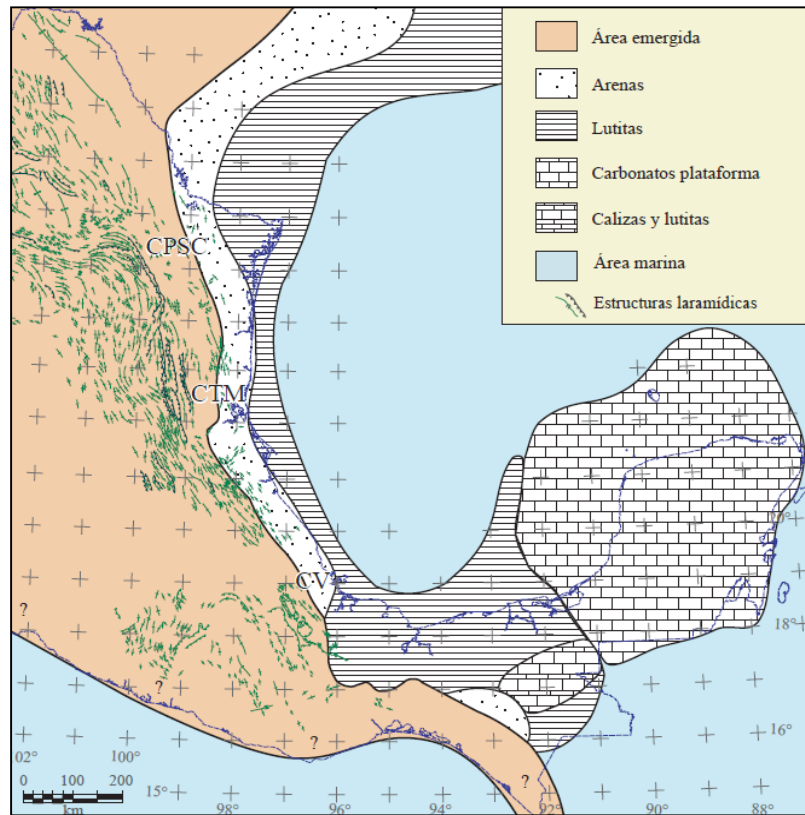


Figura N° 10. Paleogeografía del Eoceno tardío cuando se inició el relleno de las cuencas de antepaís de las sierras plegadas y cabalgadas del occidente del Golfo de México por sedimentos. Cuenca de Parras-San Carlos (CPSC), Cuenca de Tampico-Misantla (CTM) y Cuenca de Veracruz (CV), (Padilla y Sánchez, 2007).

2.3 Campo análogo

El Campo Lankahuasa fue descubierto en el año 2001 con la perforación del pozo Lankahuasa-1, el cual se encuentra aproximadamente a 12 km del Campo de Estudio. El Campo Lankahuasa se localiza en la Plataforma Continental del Golfo de México, frente a las costas de Veracruz abarcando una superficie de 10,800 km² (Figura N° 11). Por su extensión este campo se divide en Lankahuasa Norte, Lankahuasa Profundo y Lankahuasa Sur. Las estructuras del Campo de Estudio constituyen la continuidad de las facies productoras hacia el Este del campo Lankahuasa (Pemex, 2005).

En 2005, dentro del proyecto exploratorio Lankahuasa, se perforaron pozos exploratorios con los que se habían descubierto dos campos de gas seco y dulce (Lankahuasa y el Campo de Estudio respectivamente); adicionalmente fueron perforados 3 pozos delimitadores para confirmar la reserva.

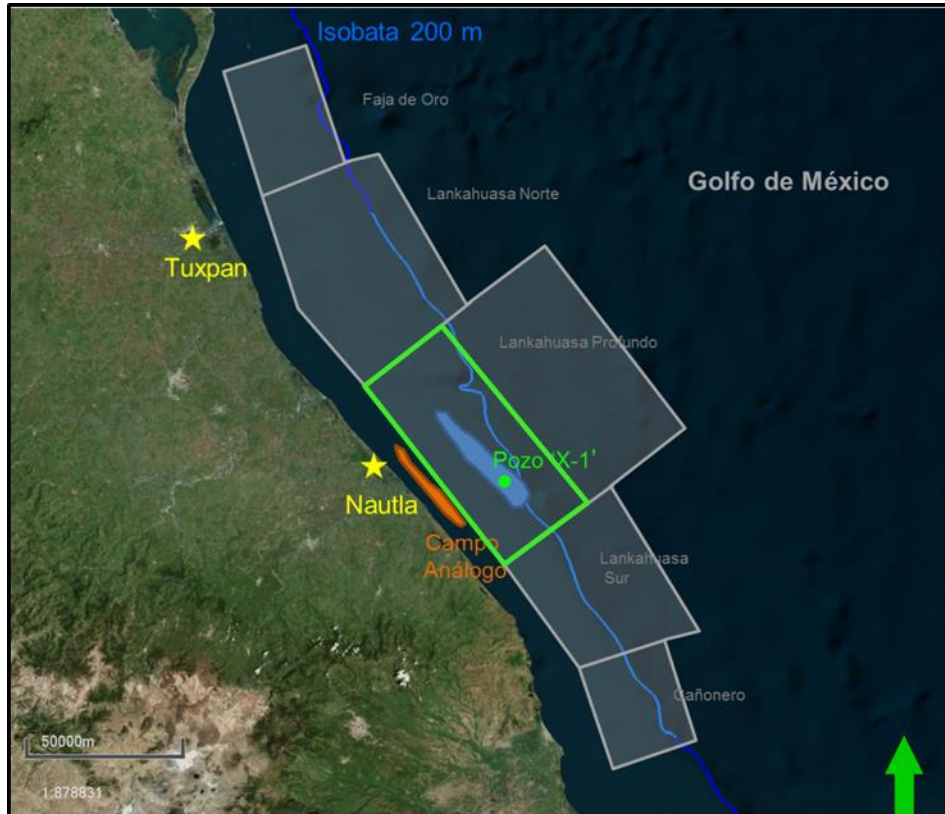


Figura N° 11. Ubicación del Campo de Estudio y del Campo Análogo.

CAPITULO III

ANTECEDENTES DEL CAMPO DE ESTUDIO

3.1 Marco Geológico-Geofísico

Geológicamente el campo de estudio pertenece a la principal cuenca productora de petróleo y gas asociado en la región norte del Golfo de México, llamada Provincia Petrolera Tampico – Misantla teniendo una extensión de 50,000 km² (Ambrose et al, 2005). Morfológicamente la cuenca Tampico-Misantla se denomina como Planicie Costera del Golfo de México. Paleogeográficamente la cuenca está limitada al norte por la Sierra de Tamaulipas, al sur por el Macizo de Teziutlán, al este por el Golfo de México (llegando hasta la isobata del 200 m) y al oeste por la Sierra Madre Oriental (Gamper, 1977).

La Figura N° 12 muestra el campo de estudio, el cual se encuentra dentro del cubo sísmico marino Lankahuasa, ubicado en un área considerada exploratoria con yacimientos potencialmente gasíferos (Arellano, 2012) localizados en horizontes arenosos de edad Plioceno Inferior – Mioceno Superior.

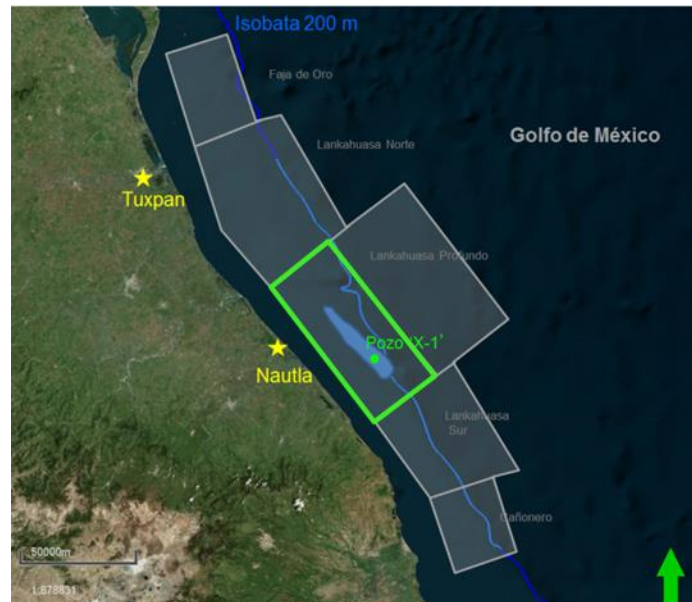


Figura N° 12. Proyecto sísmicos 3D, donde se encuentra el área de estudio y el Pozo X-1.

3.2 Estilos estructurales

Regionalmente la figura N° 13 muestra una sección A-A' evidenciando en el recuadro color rosa la tendencia tectónico-estructural de la provincia Tampico-Misantla, dominada por deslizamientos por gravedad, donde el mayor desplazamiento o salto de falla se acomoda durante el Plioceno (Ambrose *et al.*, 2005).

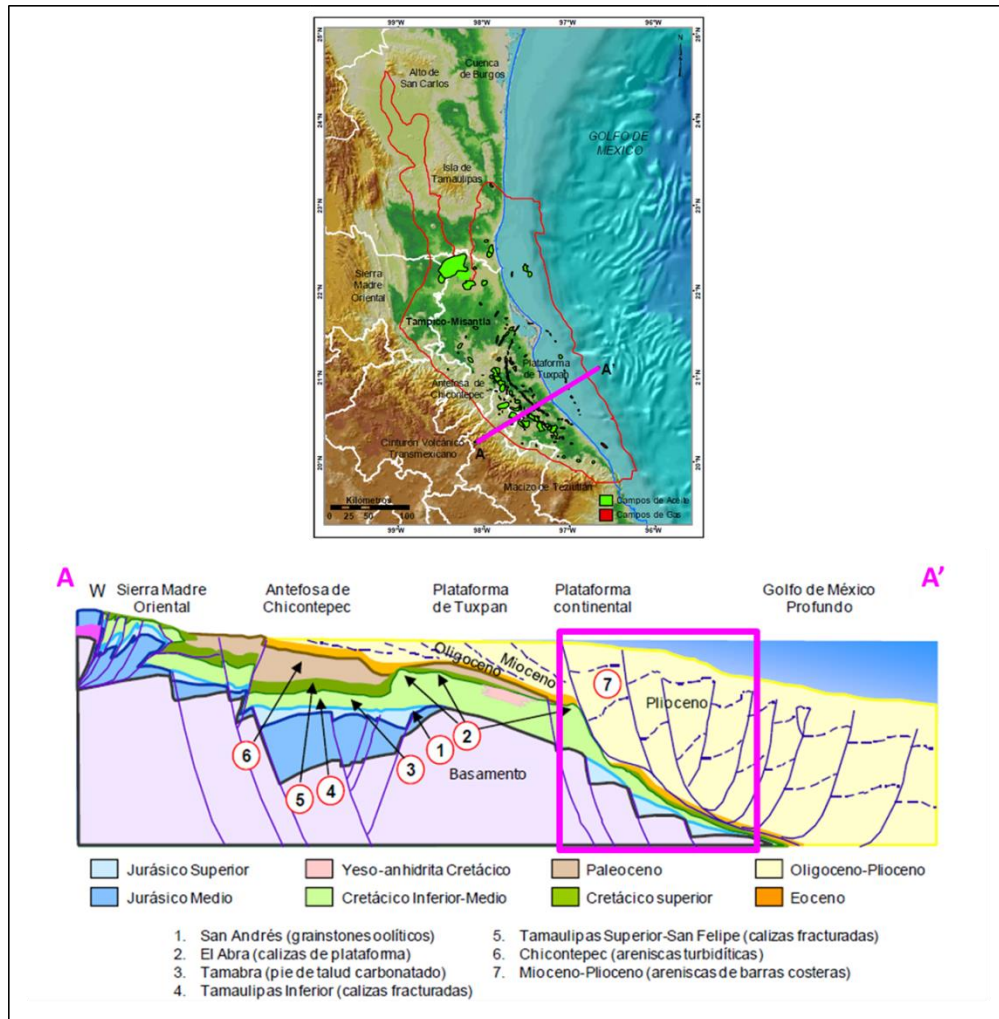


Figura N° 13. Sección estructural representativa de la Provincia Petrolera Tampico-Misantla. (Tomado de Escalera, 2010)

De acuerdo a la sección representativa previa es notorio el engrosamiento de espesor de la secuencia a interpretar junto a la falla sintética principal de la estructura, debido a que el aporte sedimentario ocurre al mismo tiempo de la deformación (sin cinemática).

El resultado de los deslizamientos por gravedad generaron una serie de fallas con despegues lístricos asociados a los depósitos dentro de la plataforma (Ambrose *et al*, 2005).

Wawrzyniec *et al*. (2003) menciona que el área de Lankahuasa contiene numerosas fallas sintéticas asociadas a estructuras antitéticas. Obteniendo la formación de múltiples grabens recientes (en forma de copa) que se desarrollan hacia la cuenca.

La siguiente sección sísmica, Figura N° 14 hace referencia a la tendencia tectónica estructural identificada en el área de estudio.

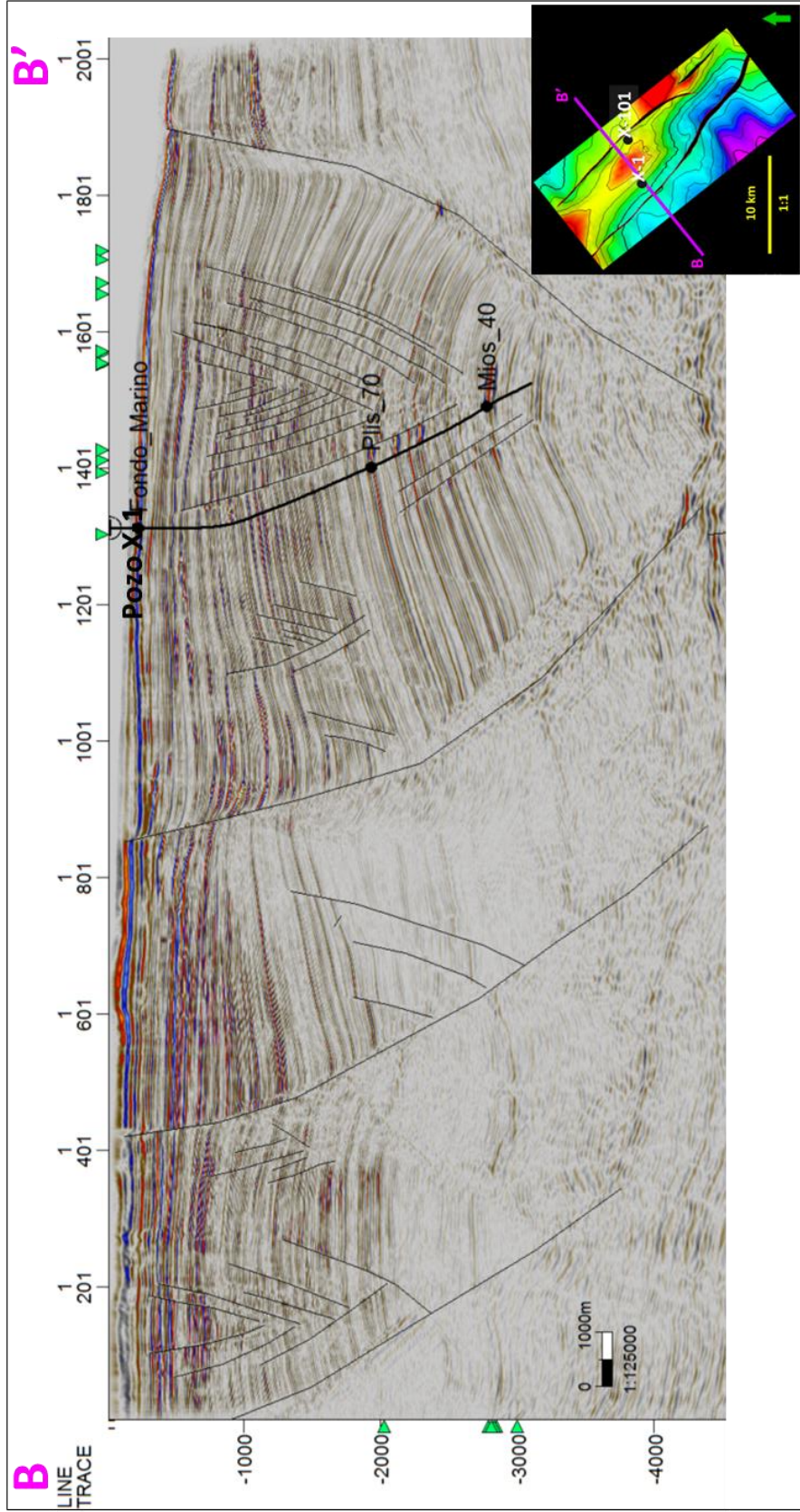


Figura N° 14. Sección sísmica regional en tiempo de Lankahuasa, muestra el estilo estructural del área de estudio.

El reporte anual de la Reservas de hidrocarburo de México (2005) indica que el campo de estudio se encuentra en la parte sur de un bloque alargado en dirección NO-SE, correspondiente a una estructura “roll over”, limitada por fallas sintéticas principales oeste-este, uniéndose en profundidad al tendencia regional lístrico (Figura N° 15). El área de estudio es la continuación de las facies productoras en el campo Lankahuasa hacia el este.

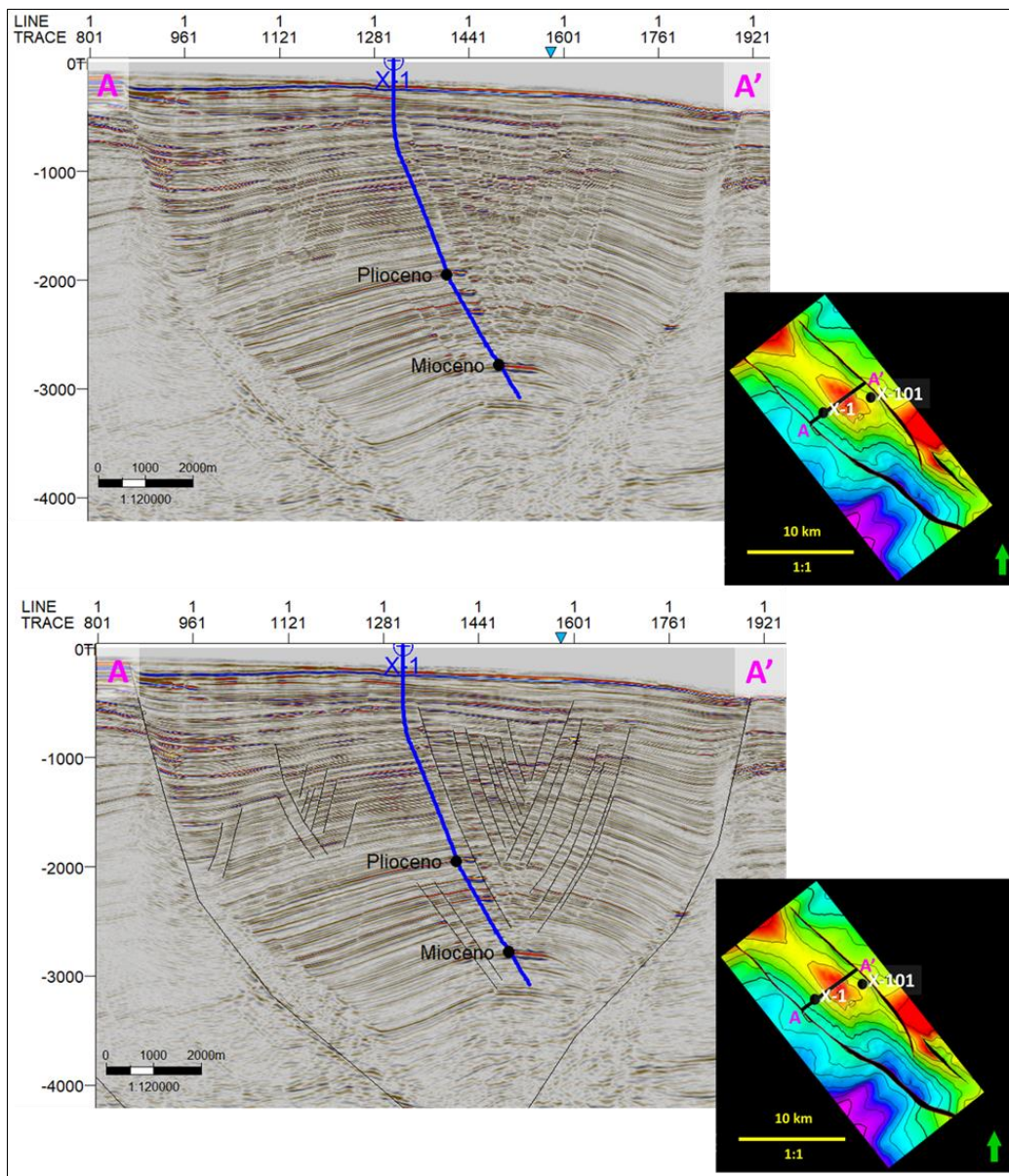


Figura N° 15. Línea sísmica 22861 mostrando la estructura “roll over” del área de estudio.

3.3 Estratigrafía sísmica en sección tipo

En la Tabla N° 1 se presenta la columna estratigráfica que corresponde al pozo X-1, ésta misma fue inferida del pozo análogo Lankahuasa-1.

Tabla N° 1. Columna geológica del pozo X-1 inferida del pozo análogo Lankahuasa-1.

Era	Periodo	Época	Profundidad		Espesor(m)
			mdbmr	m vbmr	
Cenozoico	Cuaternario	Reciente-Lecho marino	200.5	200.5	
		Pleistoceno	525	525	349.5
	Neógeno	Plioceno Superior	980	942.5	455
		Plioceno Medio	2940	2433	10
		Plioceno Inferior	3360	2755	250
		Mioceno Superior	4180	3370	1162
		Profundidad Total	4868.0	3913.0	

El análisis realizado se sustenta teóricamente en el criterio de Galloway (1989), el cual define a una secuencia estratigráfica como “el paquete de sedimentos genéticamente relacionados que representa un episodio significativo durante el desarrollo de una cuenca, y limitado por períodos de inundación hacia el margen de la cuenca”. Se utilizaron los registros GR y resistividad para distinguir las posibles discordancias regionales, las conformidades relativas y los patrones de apilamiento (progradaciones, regresiones y agradaciones); también se utilizó dato sísmico para interpretar las secuencias y las superficies de máxima inundación. Debido a que no se cuenta con información de núcleos no se podrá definir el sistema de ambiente ni las geometrías de los sistemas deposicionales.

En la siguiente sección de pozos (Figura N° 16), se aprecia el resultado de la interpretación de secuencias sugeridas: secuencia A y secuencia B. La distribución de la sección inicia con el carril 1: Facie grano creciente y grano decreciente, carril 2: GR, carril 3: Resistividad, carril 4: Sistemas encadenados y carril 5: Secuencias interpretadas.

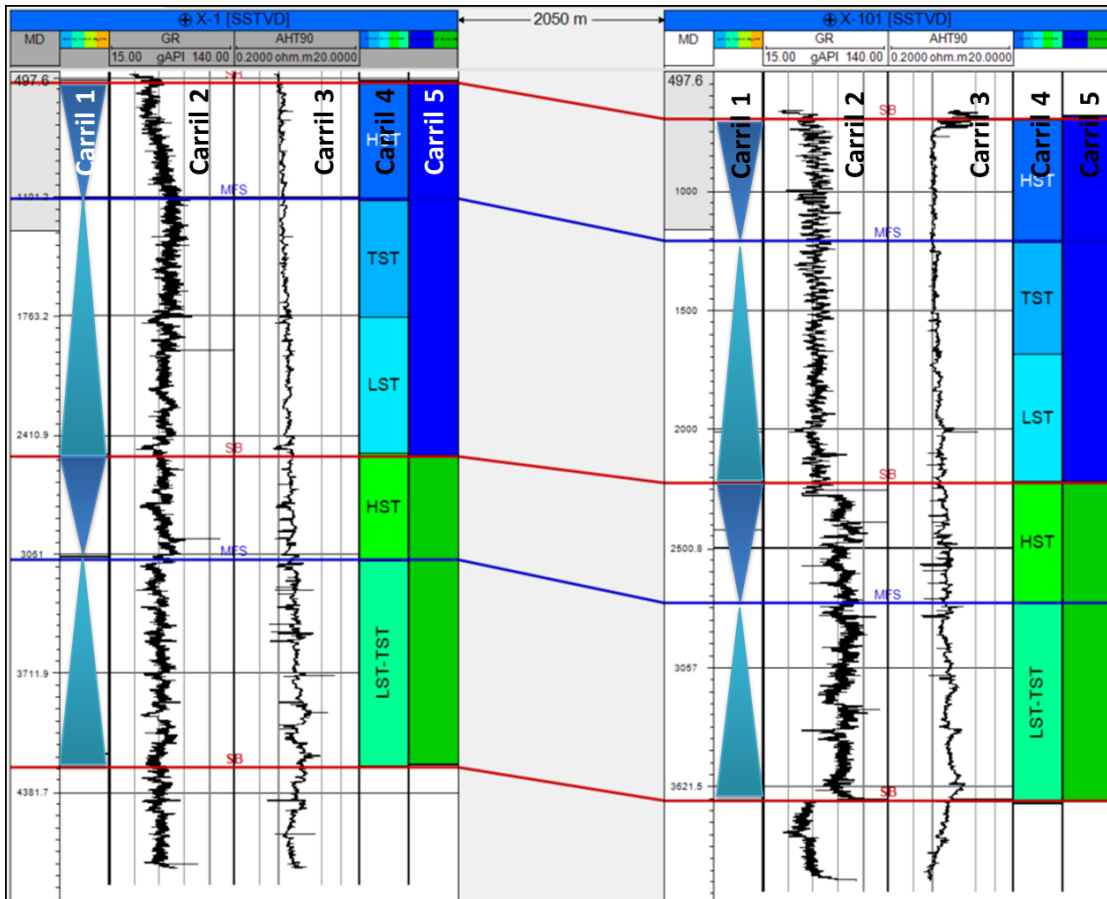


Figura N° 16. Sección de pozos mostrando las secuencias A y B

Para la secuencia basal (Secuencia A) se asume que el espacio de acomodo fue mayor que el aporte del sedimentos, por lo que se propone un sistema de bajo nivel (LST) con una trasgresión apresurada. Enseguida una superficie de máxima inundación correlacionable sísmicamente (Figura N° 17). Los patrones de depósito de ésta secuencia se aprecian agradantes con electrofacies tipo irregular, es decir presenta una mezcla de areniscas y lutitas sin tendencia.

La secuencia más reciente, la secuencia B presenta patrones de depósito agradantes con electrofacies cilíndricas un poco más limpias hacia el pozo X-1 e irregular en el pozo X-101. De igual manera, la superficie de máxima inundación se pudo interpretar sísmicamente.

Ambos yacimientos, tanto del Mioceno y Plioceno se interpretaron como arenas progradantes de un sistema de bajo nivel.

La Figura N° 17 muestra la integración de la información, haciendo uso del dato sísmico, logrando interpretar los límites de secuencias (SB) y las superficies de máxima inundación (MFS).

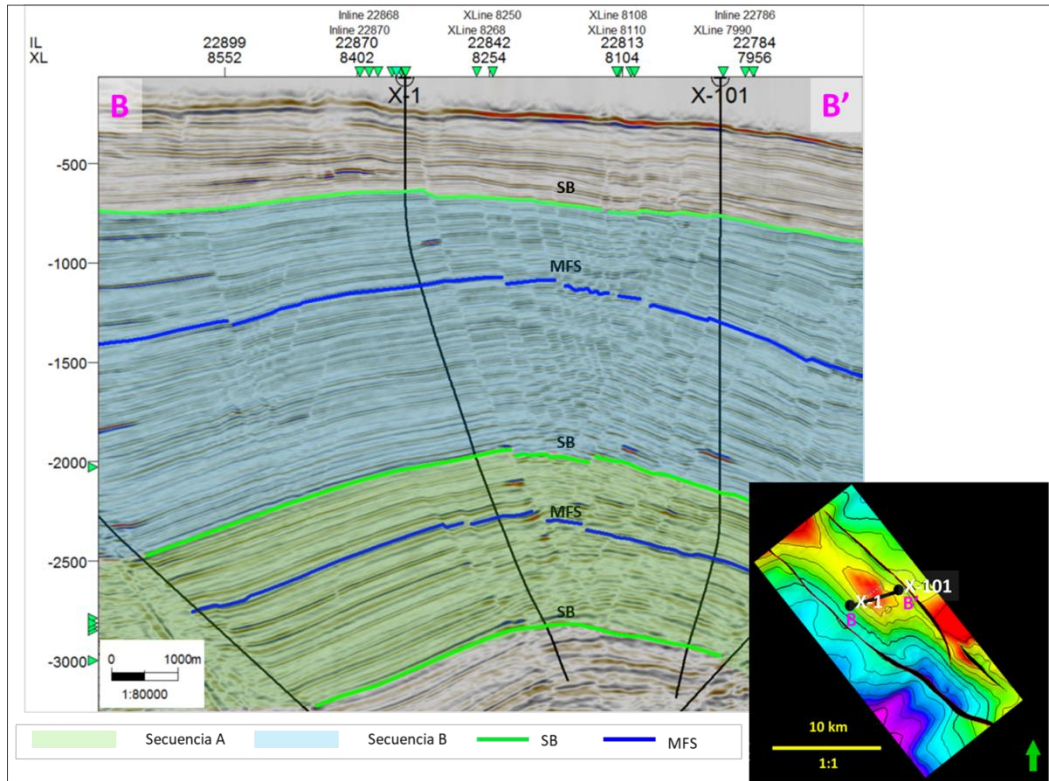


Figura N° 17. Interpretación de los límites de secuencias (SB) y Superficies de máxima inundación (MFS) en línea sísmica aleatoria de correlación.

Adicionalmente, se localizaron terminaciones sísmicas que soportan los sistemas encadenados sugeridos, ver Figura N° 18 y N° 19.

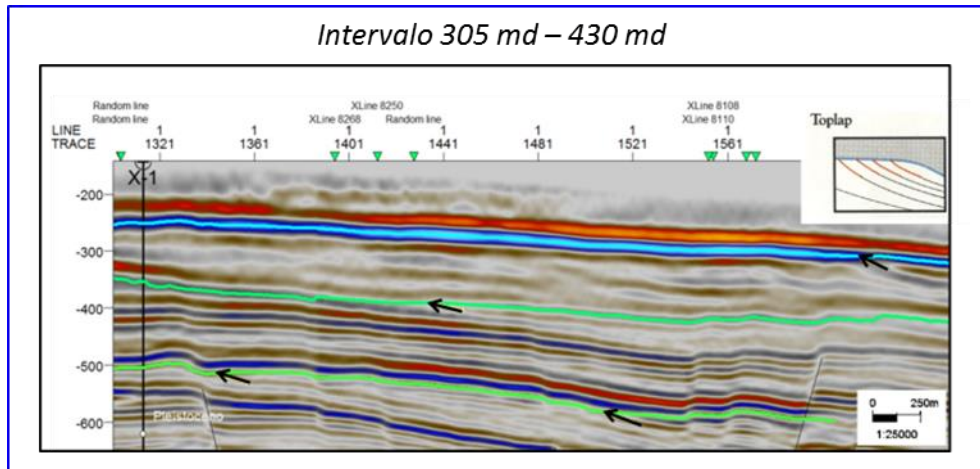


Figura N° 18. Terminaciones Toplap relacionadas a un sistema de alto nivel (HST) para la secuencia B.

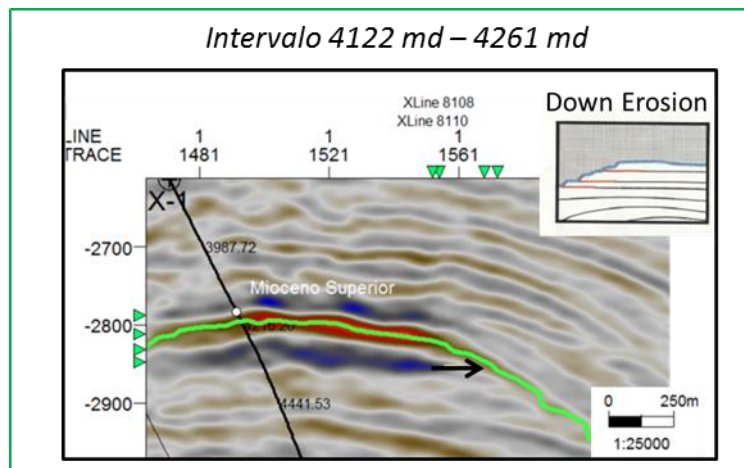


Figura N° 19. Terminaciones relacionadas a un posible bright spot asociadas a un sistema de bajo nivel (LST) correspondiente a la secuencia basal A.

3.4 Sistema Petrolero

3.4.1 Roca generadora

La cuenca Tampico-Misantla engloba rocas generadoras del Jurásico superior representadas por calizas arcillosas de ambiente marino de cuenta. Su distribución regional abarca toda la cuenca, excluyendo los altos de basamentos que actuaron como islas durante ese tiempo. El promedio de estas rocas generadoras es de 550 m (Modificado de Morales G. *et al.*, 2013).

En la porción marina las rocas generadoras principales se concentran en el Jurásico Tithoniano, siendo éste el principal subsistema generador de la Provincia Petrolera Tampico-Misantla (Padilla y Sánchez, 2007).

Las arenas almacenadoras pertenecen al Neógeno (Mioceno superior-Plioceno), las cuales exponen evidencias de la presencia de acumulaciones de gas seco. La composición de estos gases está vinculada genéticamente con las rocas del Jurásico Tithoniano, presentando diferencias en la madurez y cambios fisicoquímicos durante la migración del hidrocarburo (Arellano, 2012)

3.4.2 Roca Almacén

La roca almacén del Neógeno corresponde a una edad Mioceno superior-Plioceno inferior y está representada por areniscas de grano fino con fragmentos de calizas, cuarzo y feldespatos, clasificándose como litarenitas. Éstas se encuentran intercaladas con lutitas en paquetes con espesores variables entre 15 y 30 m (Arellano, 2012).

La porosidad presente en estas areniscas es de tipo intergranular y por disolución, alcanzando valores en un rango de 15 a 26%, mientras su permeabilidad varía entre 1 a 200 mD, con promedio de 20 mD (Morales G. *et al.*, 2013).

3.4.3 Trampa - Sello

De acuerdo a los eventos tectónicos efectuados durante el Mioceno y Plioceno, así como las secuencias progradantes y agradantes desarrolladas en la misma época, la trampa es combinada. Estructuralmente, se originaron los anticlinales roll over y bloques girados limitados por fallas normales. La presencia de fallamiento representa la ruta de migración que cargaron los yacimientos (Arellano, 2012).

El sello lo constituyen las limolitas y lutitas intraformacionales que se intercalan con los paquetes de arena (Morales G. *et al.*, 2013).

CAPITULO IV.

INTERPRETACIÓN SISMICA

4.1 Flujoograma de trabajo

La elaboración del presente capítulo se realizó con base a un flujoograma de trabajo iterativo (Figura N° 20), es decir, los procesos se estimarán de acuerdo al avance de la interpretación y detección de anomalías. Se inició con la creación de sismogramas sintéticos para la calibración sísmica-pozo, seguido de la extracción, análisis e interpretación de atributos sísmicos y por último la creación de un modelo de velocidades para conversión a profundidad utilizando la relación tiempo-profundidad (T-Z's) de los pozos de estudio X-1 y X-101.

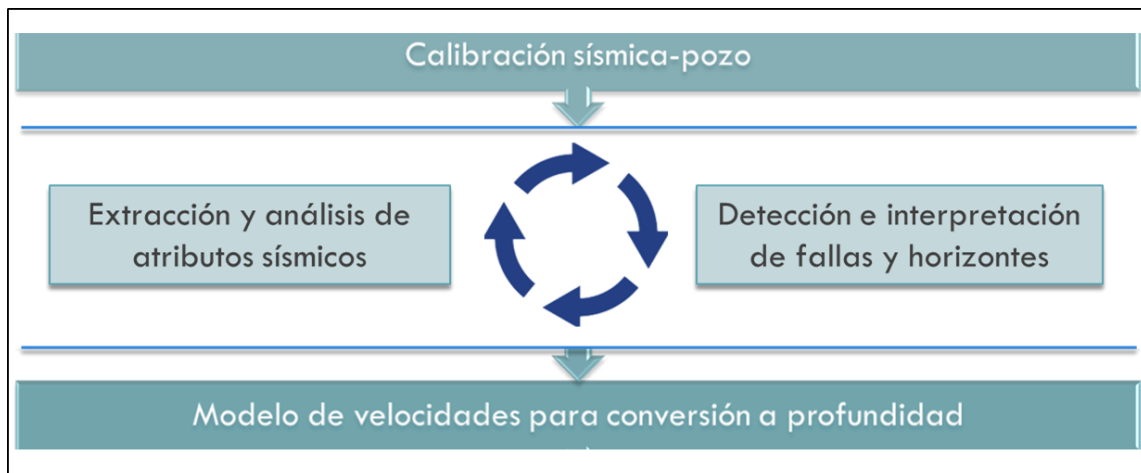


Figura N° 20. Flujoograma de trabajo para la interpretación sísmica.

4.2 Sismogramas sintéticos

El estudio de sismogramas sintéticos (Figura N° 21) en compañía de otras herramientas de pozo permite determinar las relaciones existentes entre la litoestratigrafía de un sondeo y la respuesta sísmica que ella genera, hasta el punto de poder establecer dentro de una traza sísmica el origen y significado geológico de las reflexiones que la constituyen (Martínez, 1996).

Éste primer paso servirá como punto de partida para determinar qué horizontes serán los adecuados para la posterior interpretación sísmico - geológica.

4.2.1 Conceptos geofísicos

Ondícula. “Impulso unidimensional, que generalmente es la respuesta básica de un solo reflector. Sus atributos clave son amplitud, frecuencia y fase” (Schlumberger, 2016).

Impedancia Acústica (I). “El producto de la densidad por la velocidad sísmica, que varía entre las diferentes capas de rocas y se indica generalmente con el símbolo Z. La diferencia de impedancia acústica entre las capas de rocas afecta el coeficiente de reflexión” (Martínez, 1996).

Convolución. “Representación de los coeficientes de reflexión como trazas sintéticas”, (Martínez, 1996).

Coefficiente de reflexión (Rc). “Relación entre la amplitud de la onda reflejada y la onda incidente o la cantidad de energía que se refleja” (Martínez, 1996).

Resolución vertical. Se define como el espesor mínimo de una capa para que esta sea visible o se pueda distinguir en el dato sísmico y se considera como $\frac{1}{4}$ de la longitud de onda (1/4), (Modificado de Schlumberger, 2016).

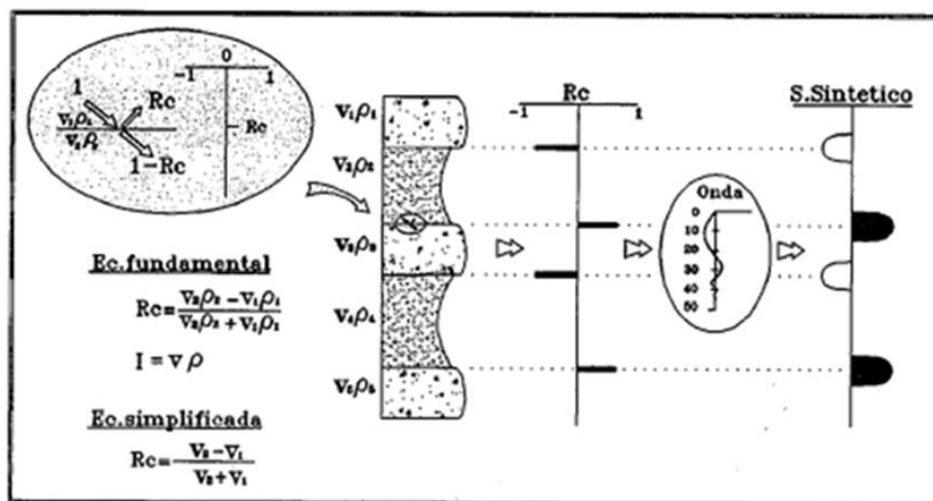


Figura N° 21. Sismograma sintético (Tomado de Martínez, 1996).

4.2.2 Flujo de trabajo

El siguiente diagrama representado en la Figura N° 22, indica el flujo de trabajo desarrollado para la calibración tiempo – profundidad de los pozos X-1 y X-101. Éste mismo, permitió obtener un buen ajuste y con esto reducir la incertidumbre de la posición de los yacimientos de interés.

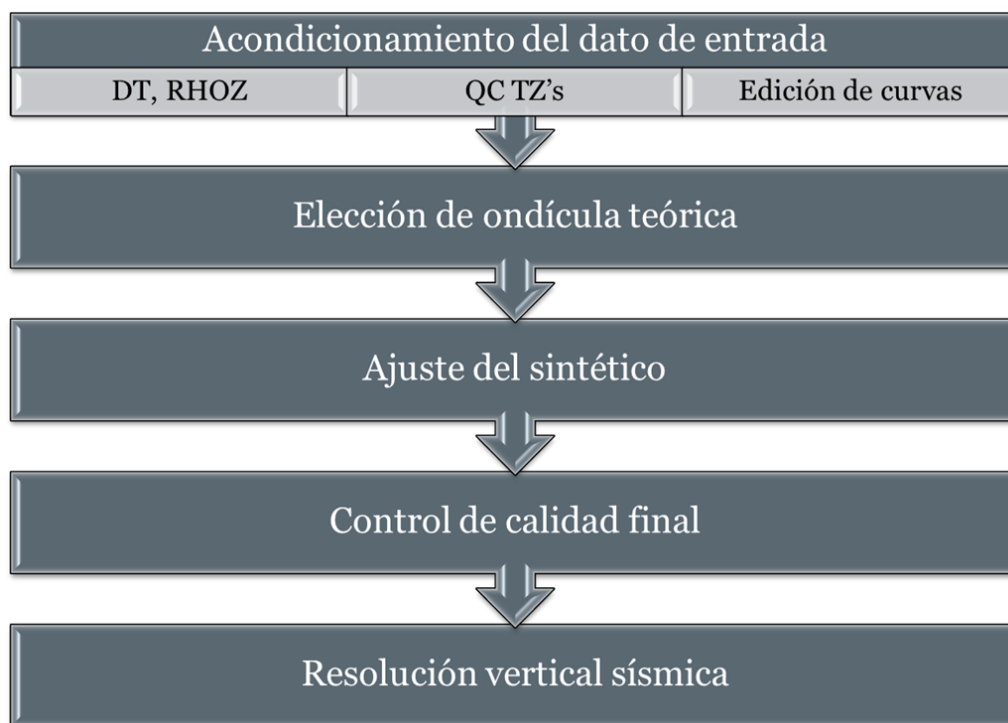


Figura N° 22. Flujo de trabajo para la calibración tiempo – profundidad.

4.2.3 Acondicionamiento del dato de entrada

Los registros utilizados para la generación de la relación tiempo – profundidad (TZ's) fueron el registro sísmico (DT) y densidad (RHOZ), internamente el software convierte el sísmico en velocidad, se obtienen las diferencias de las impedancias acústicas (coeficiente de reflexión) para multiplicarlas por la ondícula elegida y así obtener la traza sintética.

Los registros geofísicos disponibles para los pozos X-1 y X-101 se muestran en la siguiente Tabla.

Tabla N° 2. Datos disponibles para la realización de los sismogramas sintéticos

	Pozo X-1	Pozo X-101
Registros	Caliper	Caliper
	GR	GR
	Sonico	Densidad
	Densidad	
	TZ	
Topes estratigráficos	Fondo marino	Fondo marino
	Tope Plioceno	Tope Plioceno
	Base Plioceno	Base Plioceno
	Tope Mioceno	
	Base Mioceno	
Dato sísmico	Volumen sísmico 3D	
	PSTM	
	SFSG	
	Fase 0	
	Polaridad americana	

Las características que se revisaron en los registros de entrada fueron la continuidad en la curva de los registros; identificación de valores anómalos del tiempo de tránsito, velocidad intervalo y la densidad de la formación respecto a las condiciones del agujero con ayuda del registro caliper y por último se confirmó la respuesta de los registros DT y RHOZ con los intervalos potenciales.

La siguiente Figura N° 23 es una sección con los pozos X-1 y X-101, el orden de los registros se describe a continuación:

Carril 1:- Registro caliper, “herramienta de pozos que proporciona una medición continua del tamaño y la forma de una perforación, tubería o paso previo para una correcta cementación a lo largo de la profundidad del pozo”, (Schlumberger, 2016).

Carril 2:- Rayos gamma, “registro de la radioactividad natural total, medida en unidades API”, (Schlumberger, 2016).

Carril 3:- Registro sísmico (DTCO), “registro acústico que muestra el tiempo de viaje de las ondas P versus la profundidad”, (Schlumberger, 2016).

Debido a que el pozo X-101 no cuenta con registro sísmico, se utilizó la ecuación de Gardner para obtener una curva generada por la relación entre la densidad y la velocidad.

Carril 4:- Registro densidad (RHOZ), con el registro de densidad se obtiene de manera indirecta a densidad de la roca en la formación. Geológicamente, la curva representa una función de la densidad de los minerales de la roca (matriz) y el volumen de los fluidos contenidos en ella. El registro de densidad a su vez ayuda para obtener la porosidad en función de la densidad de la roca, (Modificado de Schlumberger, 2016).

Carril 5:- Velocidad de intervalo (Vint), es la velocidad generalmente de las ondas P, de una o varias capas de rocas. Su cálculo es a partir de los registros acústicos o a partir del cambio de la velocidad de apilamiento, entre los eventos sísmicos en una sección de trazas de punto medio común, (Modificado de Schlumberger, 2016).

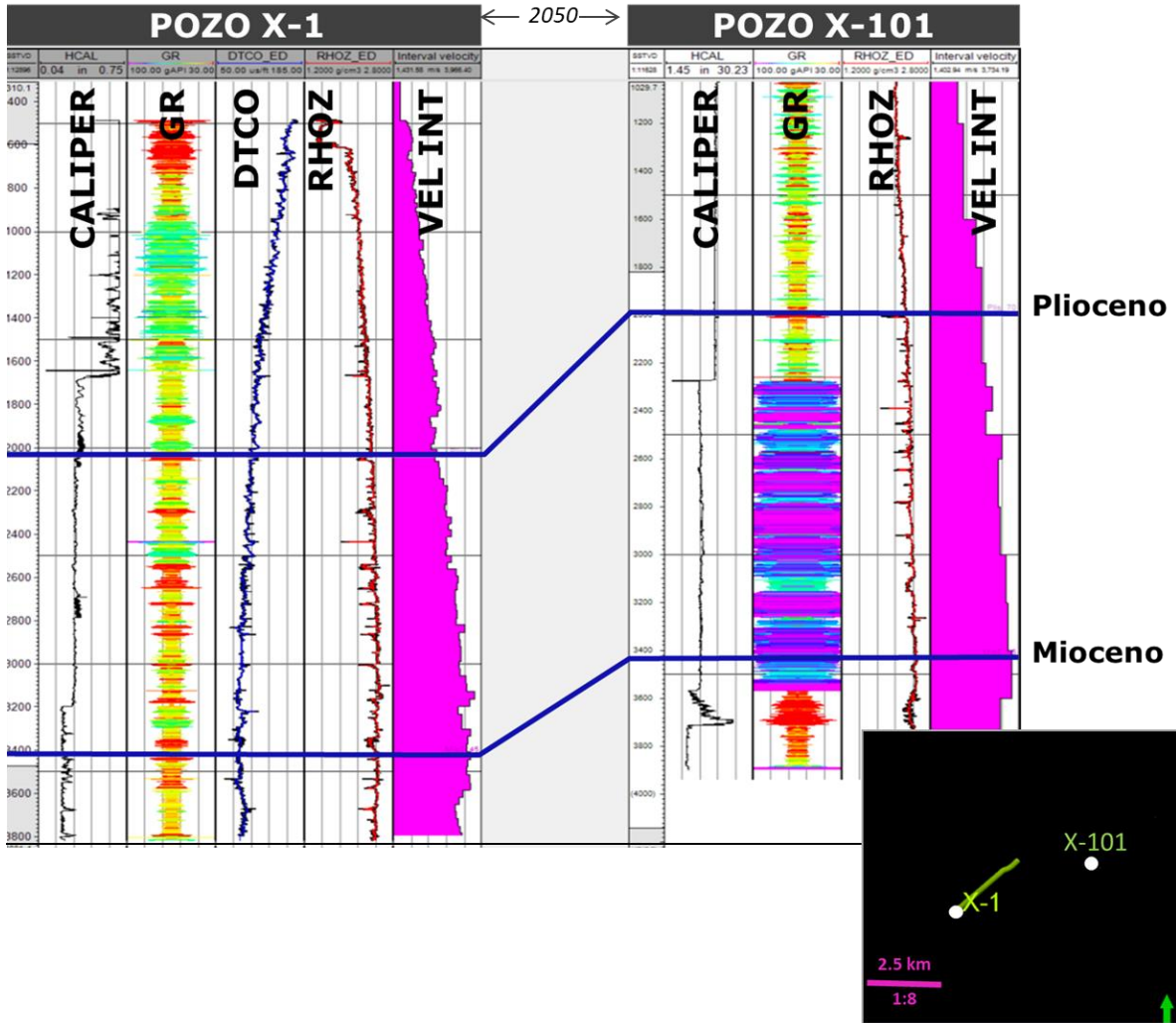


Figura N° 23. Registros disponibles de los pozos X-1 y X-101 desplegados en sección.

- Control de calidad: inspección cualitativa y cuantitativa.

Se comenzó con un control de calidad de la relación tiempo – profundidad (TZ's) de forma cualitativa, es decir una inspección visual en sección y en perspectiva 3D, así como de forma cuantitativa haciendo uso de graficas cruzadas de correlación y comparando el registro sísmico *versus* la velocidad de intervalo.

Sheriff (1995) publica dentro de su libro “Exploration seismology” una matriz que muestra las velocidades comúnmente usadas en la interpretación del registro sísmico. La siguiente tabla muestra estos valores geológicos posibles esperados para las litologías más comunes.

Tabla N° 3. Valores de velocidad para litologías más comunes (Modificado de Sheriff, 1995).

Litología	Densidad promedio (g/cm ³)	Velocidad intervalo promedio (m/s)
Arcilla	2.5	2200 - 3000
Arena	2.65	3200 - 4500
Caliza	2.75	5000 - 5700
Dolomía	2.83	5800 - 6400
Anhidrita	2.99	3000 - 6000
Sal	2.1	4500 - 6500

Material	Densidad promedio (g/cm ³)	Velocidad intervalo promedio (m/s)
Agua pura	1	1500

Con base a este rango de valores, la siguiente Figura N° 24 muestra de manera visual los valores encontrados en ambos pozos, los cuales van entre 1590 m/s y 6000 m/s considerados geológicamente correctos.

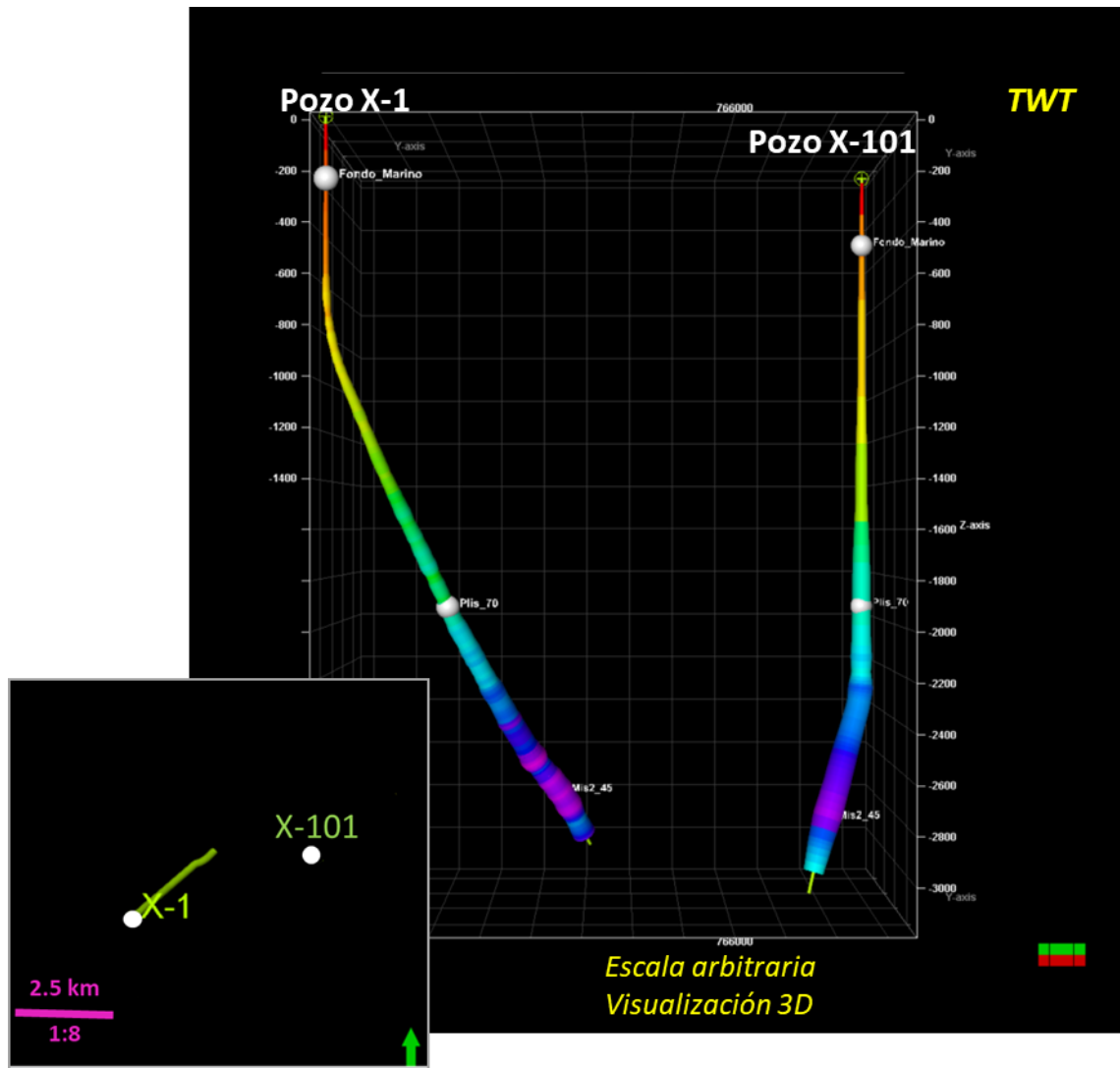


Figura No 24. Visualización en perspectiva 3D de la velocidad de intervalo de ambos pozos.

Respecto a la inspección visual efectuada sobre la sección sísmica (Figura N° 25), se corroboró que las cimas estratigráficas se localizaran en la posición correcta y se verificó que el comportamiento de los valores de velocidad de intervalo obtenidos a partir de la T-Z fuera consistente con el carácter sísmico.

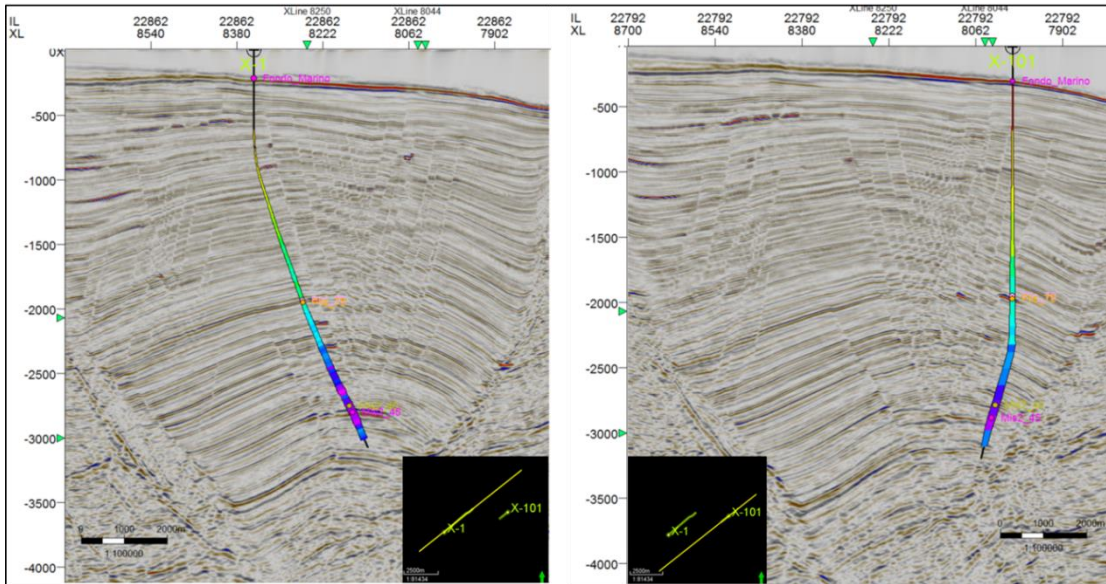


Figura N° 25. Inspección visual en sección sísmica 3D

Cuantitativamente se revisó la tendencia de la velocidad respecto a la profundidad haciendo uso de graficas cruzadas (Figura N° 26) y siguiendo el principio de sobrecarga y compactación de los sedimentos, pues a mayor profundidad se obtiene mayor velocidad. La densidad de información depende notoriamente del muestreo que tiene cada pozo.

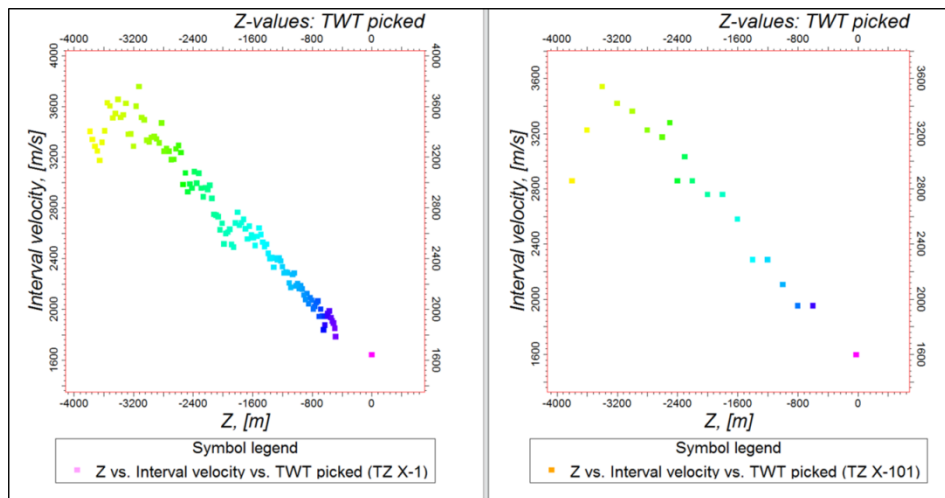


Figura N° 26. Graficas cruzadas de las T-Z's

Para poder analizar las velocidades de intervalo de la formación y tener un control de calidad de este punto, fue necesario comparar la velocidad del registro sónico contra la

velocidad obtenida de la T-Z. Esto se logró transformando el registro sónico a velocidad de intervalo partiendo de la siguiente ecuación:

$$V = \frac{d}{t} \quad (\text{Ecuación 1})$$

Dónde:

V= Velocidad (m/s)

d = Distancia (m)

t = Tiempo (s)

En este caso se considera 1ft la distancia (d) entre fuente y detector. El tiempo (t) es el tiempo de tránsito (DT) del registro sónico.

Despejando el tiempo de tránsito DT:

$$Dt = \frac{d}{v} \quad (\text{Ecuación 2})$$

Debido a que la velocidad en el sistema métrico se expresa á en m/s, es necesario convertir las unidades de la distancia (d) que están en ft y el tiempo de tránsito (DT) medido en $\mu\text{s}/\text{ft}$. Las ecuaciones 3 y 4 muestran la solución de la conversión, asumiendo la equivalencia de 1pie (ft) es igual a 0,3048 metros:

$$Vp \left(\frac{ft}{s} \right) = Vp \left(\frac{m}{s} \right) * 3.28 \quad (\text{Ecuación 3})$$

$$Vp \left(\frac{m}{s} \right) = \frac{304800}{DT \left(\frac{\mu}{ft} \right)} \quad (\text{Ecuación 4})$$

El resultado se muestra en la siguiente Figura N° 27, se observa congruencia entre ambas velocidades, ligeras inversiones de velocidad en ambos pozos a un tiempo para el pozo X-1 de 1800 ms a 2000 ms y para el pozo X-101 a un tiempo de 3200ms a 3500 ms aproximadamente. Adicionalmente el muestreo de las curvas hace que para el pozo X-101 la curva esté suavizada.

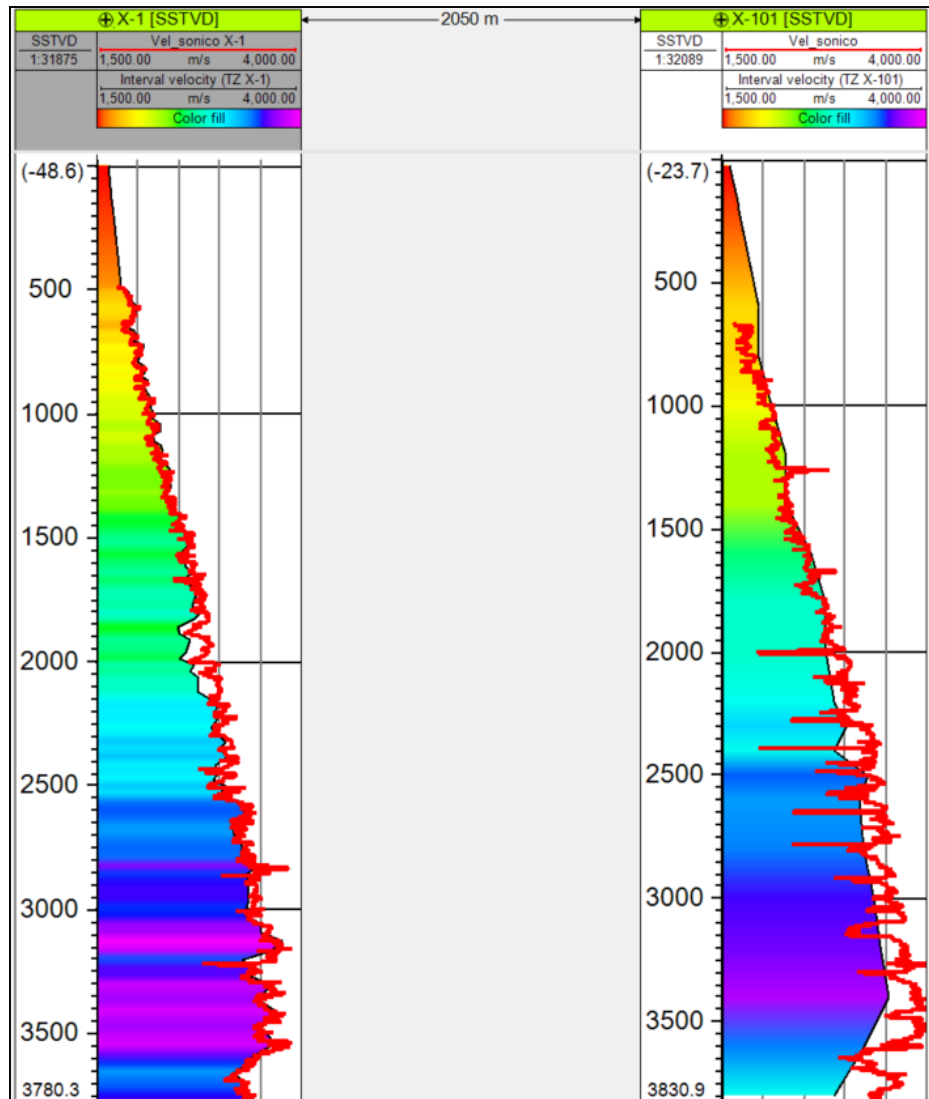


Figura N° 27. Comparación de la velocidad del sónico vs velocidad de la T-Z.

- Edición de registros

Es necesario editar las curvas de los registros que serán utilizados como datos de entrada en el siguiente paso que es la calibración pozo – sísmica. De esta manera se podrán descartar los eventos no geológicos que estén mostrando un cambio en las curvas del registro sónico y densidad, tal es el caso de saltos en las herramientas, derrumbes o algún otro motivo.

Las Figura N° 28 y N° 29, muestran las curvas que fueron editadas con la finalidad de eliminar “ruidos” pertenecientes a la herramienta. El carril 3 corresponde al registro sónico

(línea azul) y en el carril 4 pertenece al registro de densidad (línea roja), la curva original se aprecia en color negro.

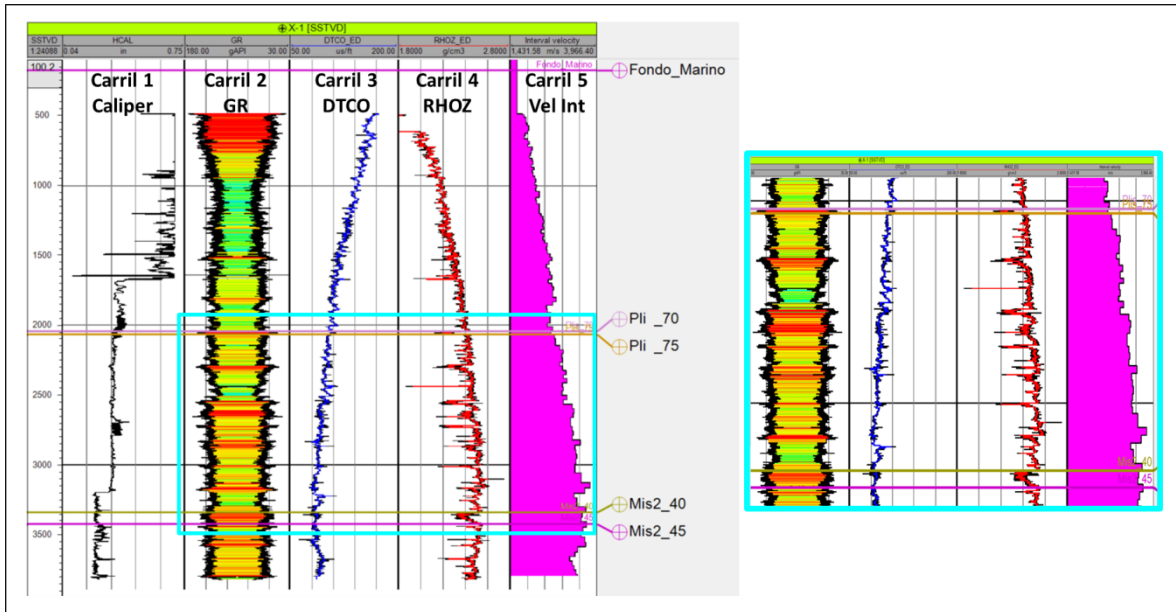


Figura N° 28. Suavizado y “despike” de los registros, el recuadro en color azul aqua enfatiza la edición de las curvas, pozo X-1.

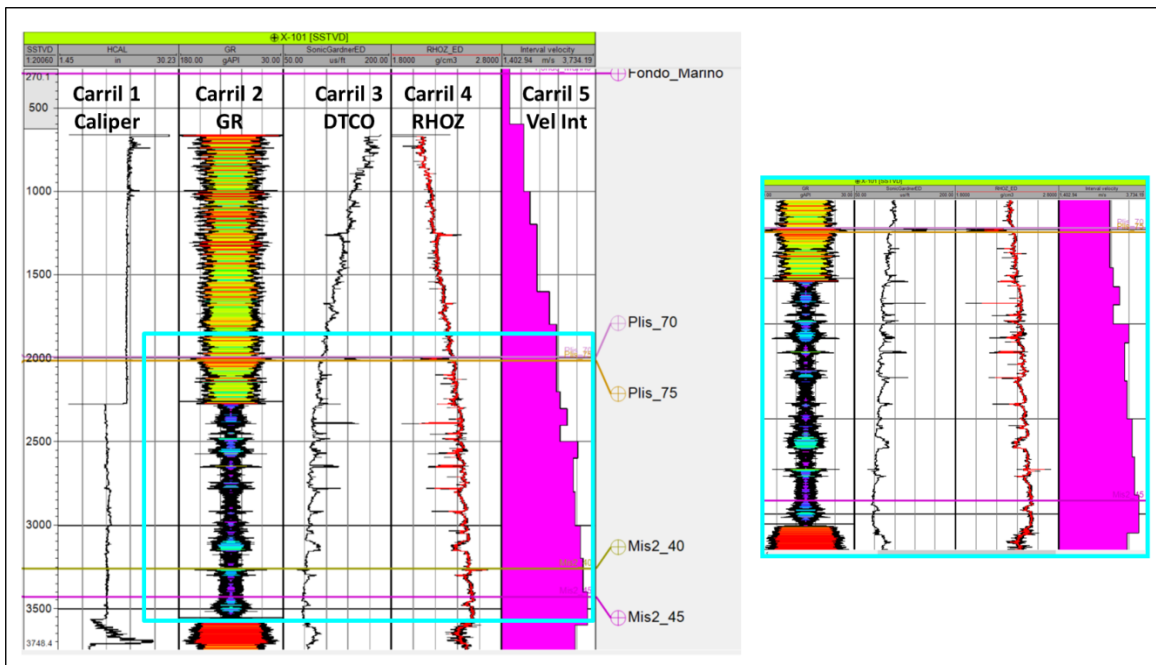


Figura N° 29. Suavizado y “despike” de los registros, el recuadro en color azul aqua enfatiza la edición de las curvas, pozo X-101.

4.2.4 Elección de la ondícula

Yilmaz (1987) define a una ondícula como una señal transitoria en el dominio del tiempo, con duración finita, es decir tiene un principio y un fin, y su energía está confinada a estas dos posiciones de tiempo.

De acuerdo a la finalidad del presente trabajo que es la calibración de los pozos, se trabajó con una ondícula teórica, ya que se obtuvo un buen ajuste entre el pozo y la sísmica. Sin embargo, la ondícula extraída de la sísmica es recomendable para aquellos estudios donde se pretenda conocer la relación señal-ruido o continuar con análisis de inversión.

Para elegir la una ondícula es necesario contar con los siguientes parámetros: el tipo de ondícula, frecuencia máxima, intervalo de muestreo y longitud de tiempo. A lo largo del pozo, se observaron distintos contenidos de frecuencias, por lo que después de varias pruebas, para ambos pozos se utilizaron ondículas variables en tiempo. Para los dos pozos, la ondícula utilizada fue Ricker con fase cero, con un intervalo de muestreo de 4ms y con 128 ms de longitud del muestreo. Respecto a las frecuencias, para el pozo X-1 se trabajó con 30 HZ para el intervalo somero (600m a 1800m) y 20 HZ para el intervalo profundo (1800m – 3100 m), ver Figura N° 30.

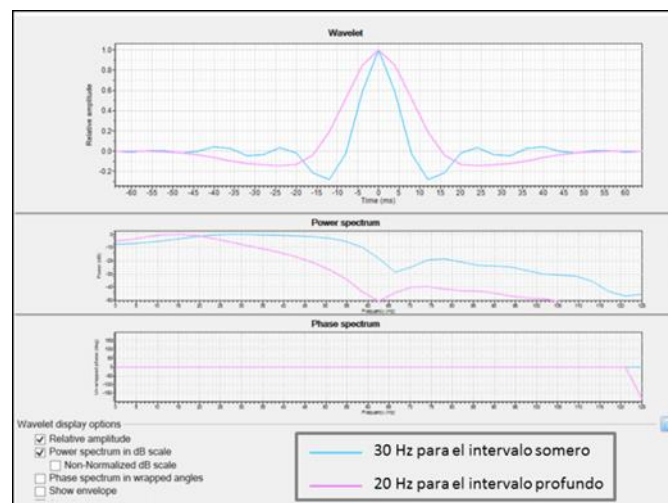


Figura N° 30. Fase y ondículas Ricker utilizadas para el pozo X-1.

Para el pozo X-101 el mejor resultado se obtuvo con tres ondículas Ricker variando en su frecuencia, 25 HZ para el intervalo somero (794m a 1950m), 35 HZ para el intervalo intermedio (1950m a 2455m) y por último, 15 HZ para el intervalo profundo (2455m a 3172 m), ver Figura N° 31.

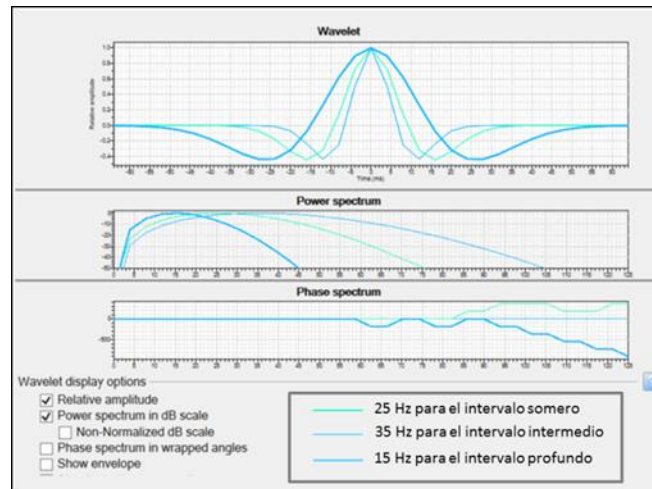


Figura N° 31. Fase y ondículas Ricker utilizadas para el pozo X-101.

4.2.5 Generación y ajuste del sintético

Un sismograma sintético es la representación de la traza sísmica sobre la trayectoria del pozo, obtenida al convolucionar la serie de reflectividad de la tierra con la ondícula (Martínez, 1996). La elaboración del sismograma sintético se lleva a cabo a partir de los registros de densidad (RHOZ) y sónico (DTCO).

La figura N° 32 muestra el método de construcción de un sismograma o traza sintética, donde la velocidad es multiplicada por la densidad para generar un registro de impedancia acústica. El contraste de impedancias acústicas de cada punto de muestra es calculado y un pico de reflectividad es obtenido. La reflectividad de la traza es convolucionada con la ondícula sísmica y de este modo la traza sintética es generada (Veeken, 2007).

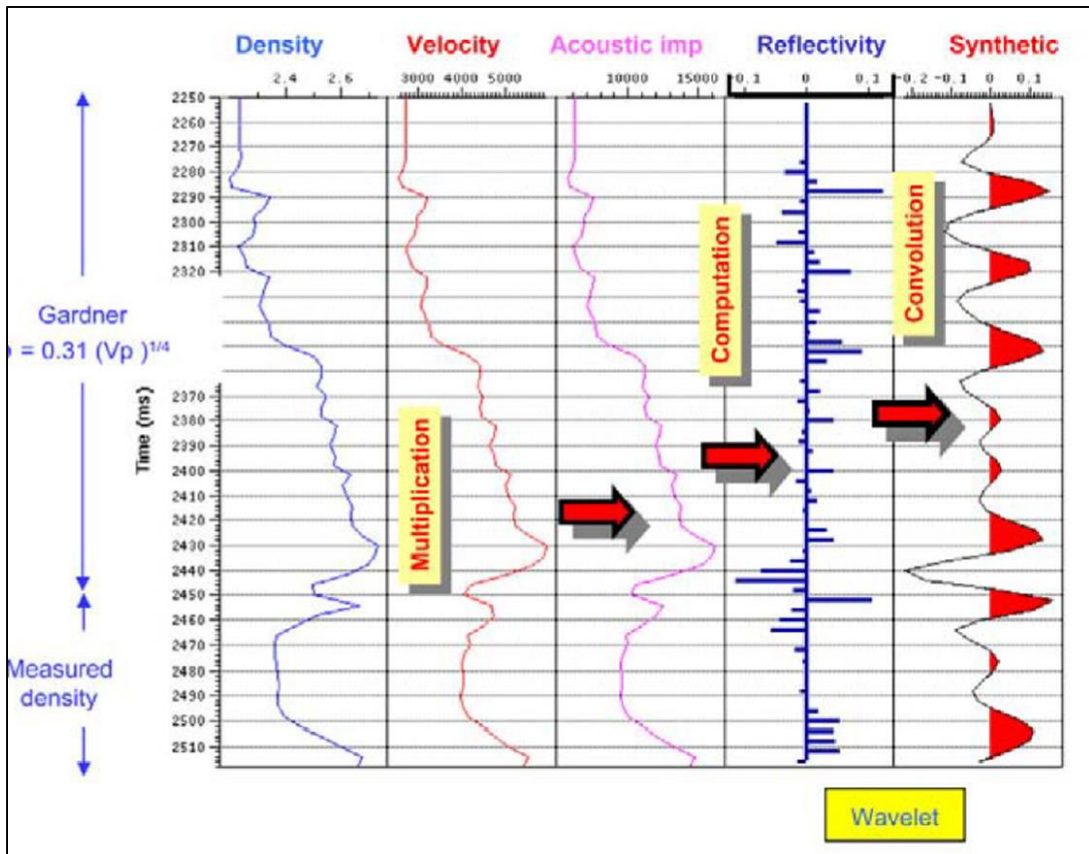


Figura N° 32. Construcción de la traza sintética, (Tomado de Veeken, 2007).

Las siguientes figuras N° 33 y 34, despliegan una sección de pozos con los datos de entrada, RHOZ en color azul y DTCO en negro (carril 1), el coeficiente de reflexión obtenido (carril 2), las trazas sísmicas alrededor del pozo (carril 3 y 5), la traza sintética (carril 4) y la velocidad de entrada y salida (carril 6 y 7 respectivamente).

Debido a que los pozos se tornan desviados en algún punto de la trayectoria, siendo el caso del pozo X-1 a 700 md, el proceso de ajuste de los eventos implica mayor atención en el buen manejo de las velocidades para no generar anomalías de las mismas.

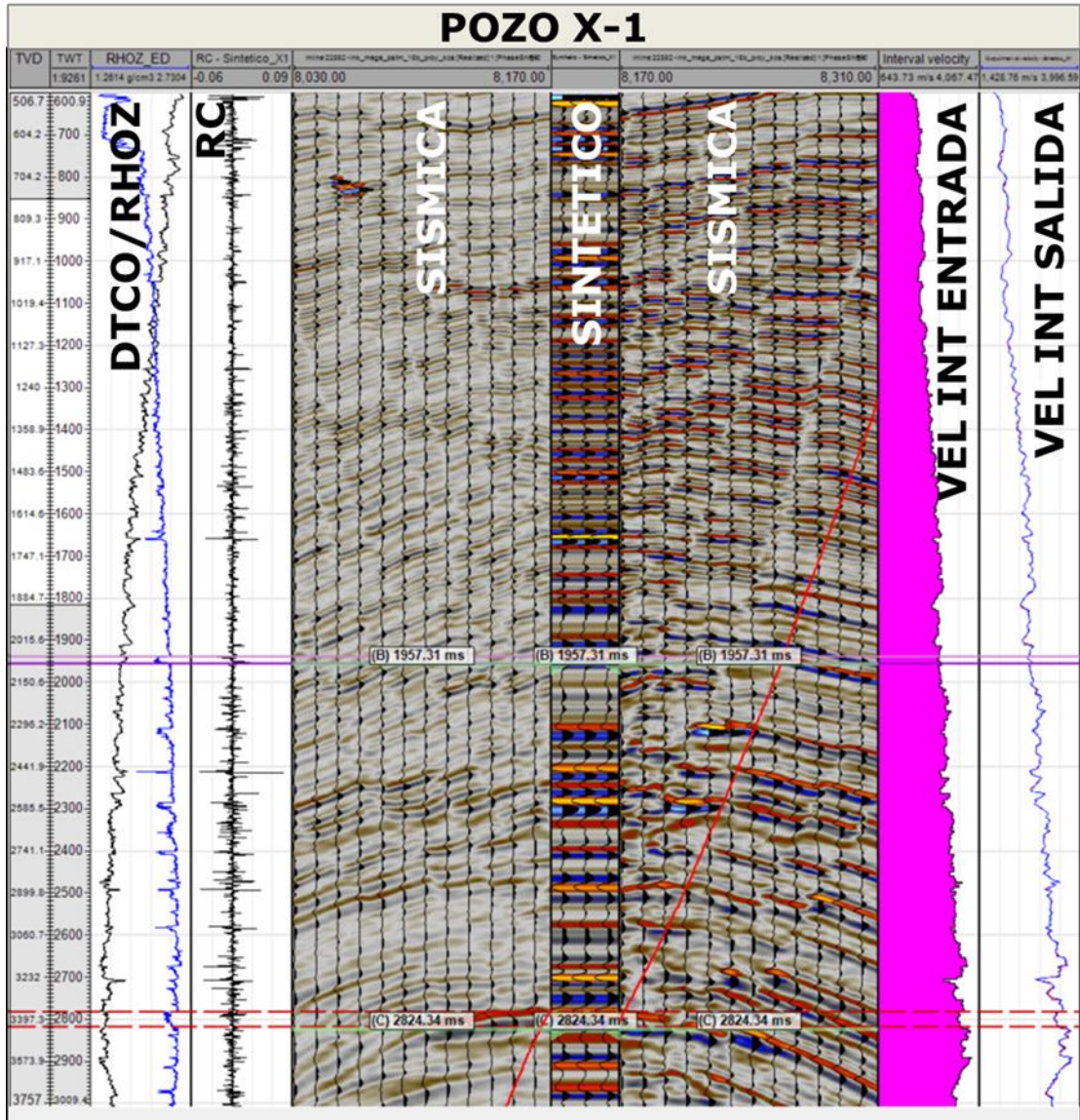


Figura N° 33. Generación del sismograma sintético del pozo X-1.

El pozo X-101 inicia a desviarse a partir de 2600 md que coincide con la ubicación del yacimiento del Mioceno. Es en esta zona donde se utilizaron 4 anclas (líneas verdes sobre el Track 3,4 y 5) para un mejor ajuste.

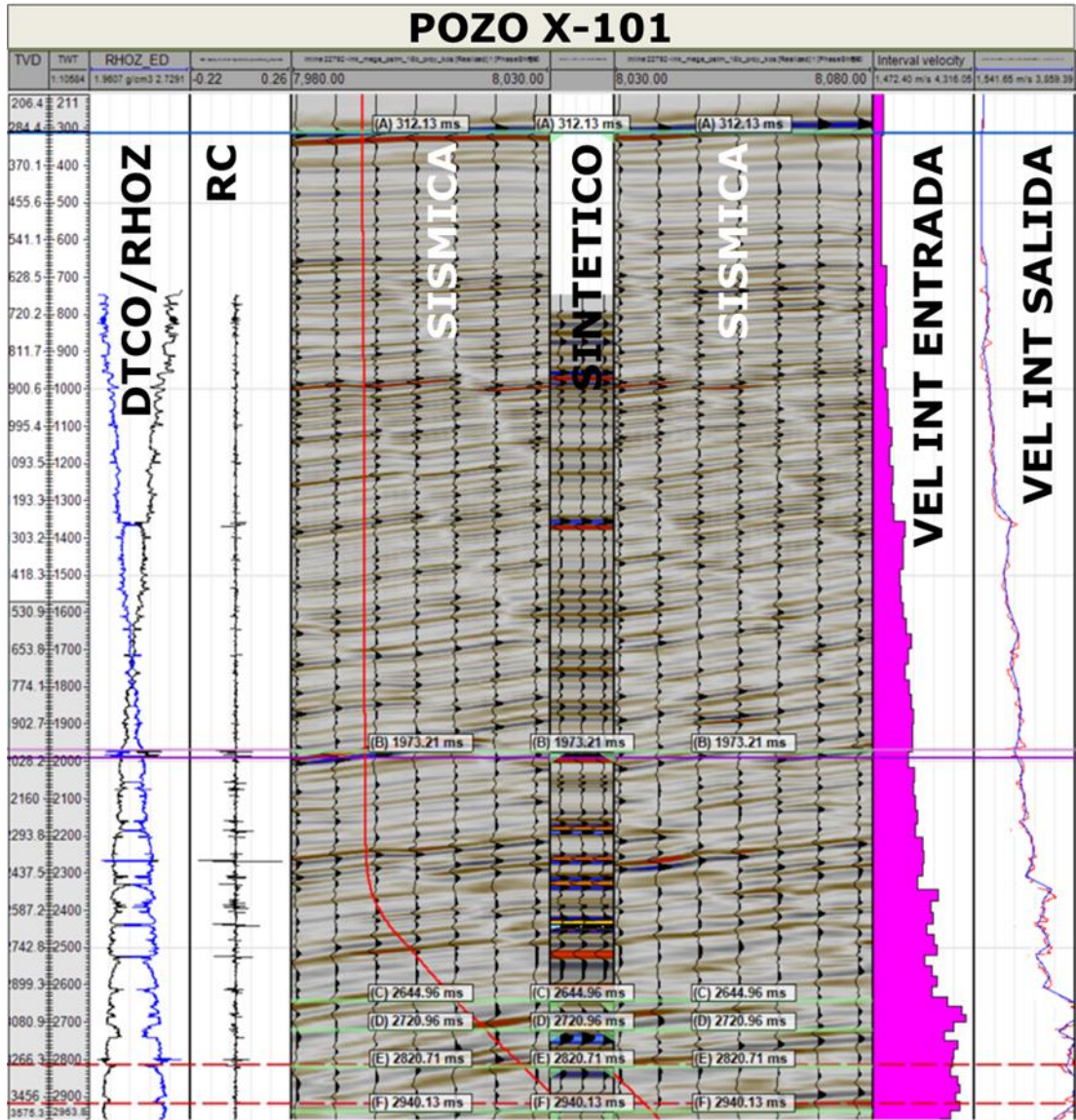


Figura N° 34. Generación del sismograma sintético del pozo X-101.

El resultado de la calibración pozo-sísmica fue obtener el dato de entrada para el modelo de velocidades, en este caso, las velocidades intervalo. Así mismo este ajuste permitió elegir correctamente los reflectores del tope y la base de los yacimientos a interpretar (Plioceno y Mioceno). Finalmente, el aplicar ondículas variables durante el ajuste del sintético confirma la respuesta correcta de las amplitudes en el pozo y así lograr una calibración correcta del atributo *versus* pozo para tener atributos calibrados (subcapítulo 5.3)

4.2.6 Control de calidad

La figura N° 35 muestra el cotejo de los datos, el color azul aqua refiere al dato de entrada (dato original) y en color verde el resultado obtenido (dato ajustado). Las diferencias que se muestran son en profundidad, para el pozo X-101 sus diferencias con la cima estratigráfica del Plioceno es de 8 m, mientras que en la base del Mioceno se tienen una diferencia de 330 m.

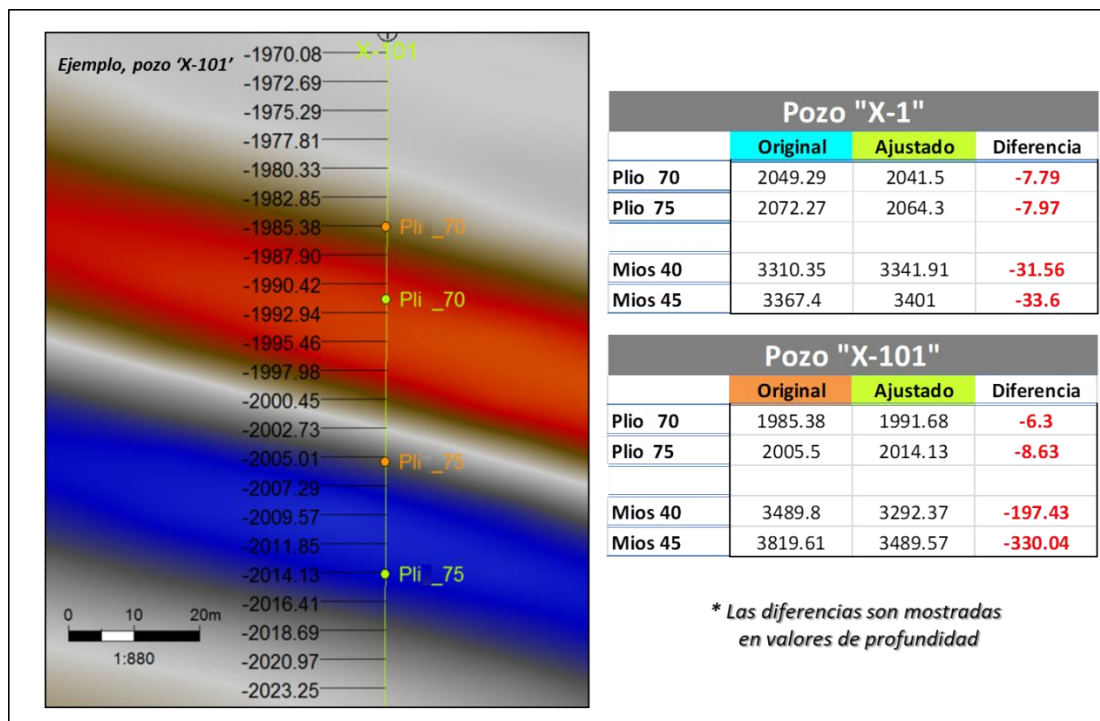


Figura N° 35. Comparación de las diferencias en metros del dato original *versus* el dato calibrado.

Por último se muestra en la figura N° 36 el despliegue de una sección de pozos, donde se integra la información utilizada y obtenida, el registro GR en el carril 1, sísmico en el carril 2, densidad en el carril 3, traza sintética obtenida de la calibración tiempo – profundidad carril 4 y la velocidad de intervalo en el carril 5. Se observa el ajuste de los intervalos de interés y el sustento en datos de pozo como en la sísmica (fase cero).

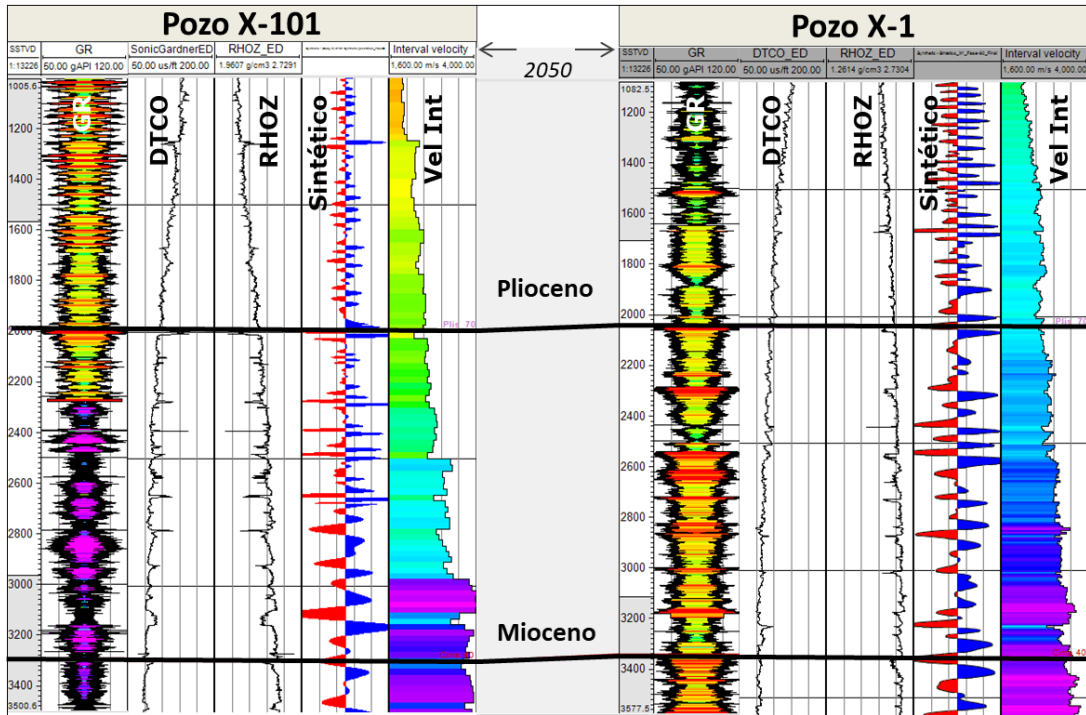


Figura N° 36. Sección de pozo integrando la información de pozo y sísmica, resultado de la calibración tiempo – profundidad.

4.2.7 Resolución vertical sísmica

La resolución se define como la capacidad de separar dos características que están muy juntas, la separación mínima de dos cuerpos antes de que pierdan sus identidades individuales (Sheriff, 1991).

Sheriff (1997) menciona la definición de Rayleigh respecto a la resolución vertical y establece que el límite de resolución de espesor de la capa debe ser $\frac{1}{4}$ de la longitud de onda dominante ($\lambda/4$). Medir el espesor de una capa que es más gruesa y que sobrepasa el límite de Rayleigh tiene que basarse en las características de la forma de onda, mientras que para una capa más delgada debe basarse en mediciones de amplitud.

La ecuación 5 indica la fórmula de partida y los parámetros involucrados para el cálculo de la resolución vertical sísmica.

$$\lambda = \frac{v}{f} \quad (\text{Ecuación 5})$$

Dónde:

λ = Longitud de onda (m)

V = Velocidad del medio (m/s)

f = Frecuencia dominante (1/s)

Asumiendo que el límite de resolución de espesor de la capa debe ser $\frac{1}{4}$ de la longitud de onda dominante ($\lambda/4$):

$$\frac{\lambda}{4} = \frac{v}{f}$$

$$\lambda = \frac{v}{4f} \quad (\text{Ecuación 6})$$

De acuerdo a lo anterior, la resolución vertical sísmica obtenida para el pozo X-1 en la capa del Plioceno 70-75 es de 22 m y para el Mioceno 40-45 es de 42 m, ver figura N° 37.

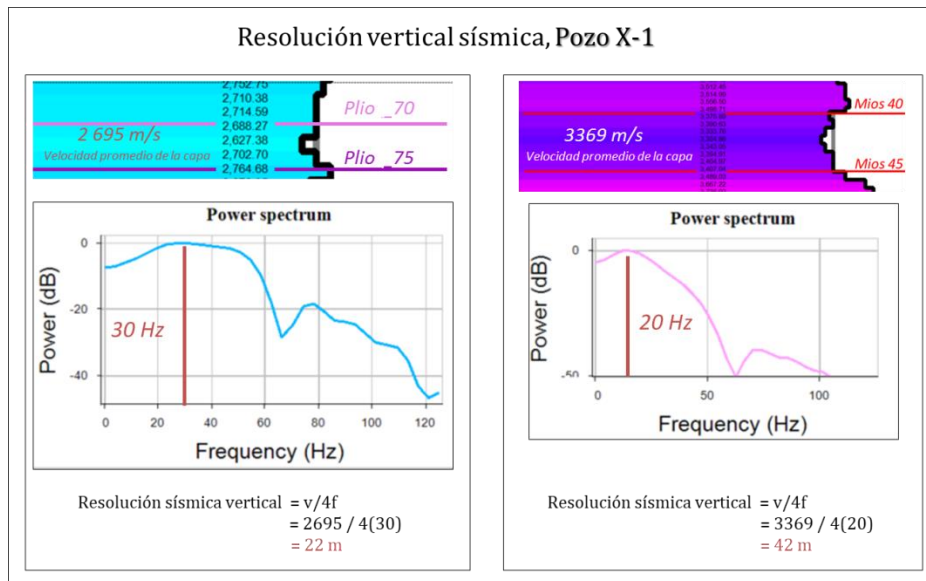


Figura N° 37. Resolución vertical sísmica del pozo X-1.

Para el pozo X-101 se obtuvo una resolución de 24 m y 63 m para el Plioceno 70-75 y Mioceno 40-45 respectivamente, ver figura N° 38.

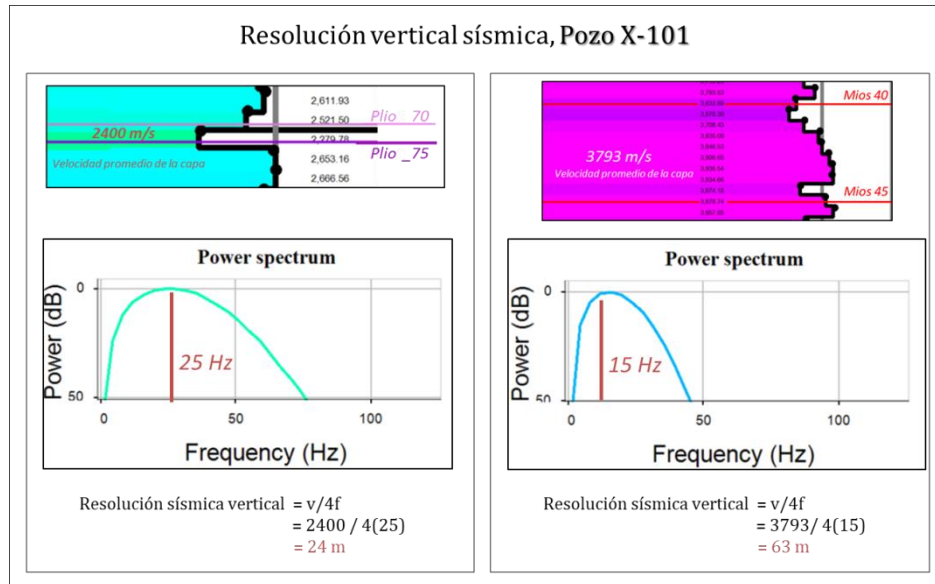


Figura N° 38. Resolución vertical sísmica del pozo X-101.

4.3 Atributos sísmicos

Taner (2001) define los atributos sísmicos como toda la información que se obtiene de los datos sísmicos, tanto por medición directa como basados en razonamiento lógico y experiencia.

Brown (1996) menciona que los atributos son necesariamente una derivada de una medida sísmica básica. Los horizontes y la formación de atributos disponible no son independientes el uno del otro, sino simplemente difieren de caminos para representar y estudiar una cantidad limitada de información; esta información es tiempo, amplitud, frecuencia y atenuación, siendo éstas las bases para la clasificación de los atributos (Figura N° 39).

La mayoría de los atributos son “*poststack*” o post apilado, es decir volúmenes de datos sísmicos apilados y migrados. Los atributos “*prestack*” o pre apilados como los atributos AVO son los que se derivan principalmente de la amplitud y las variaciones en el offset (Brown, 1996).

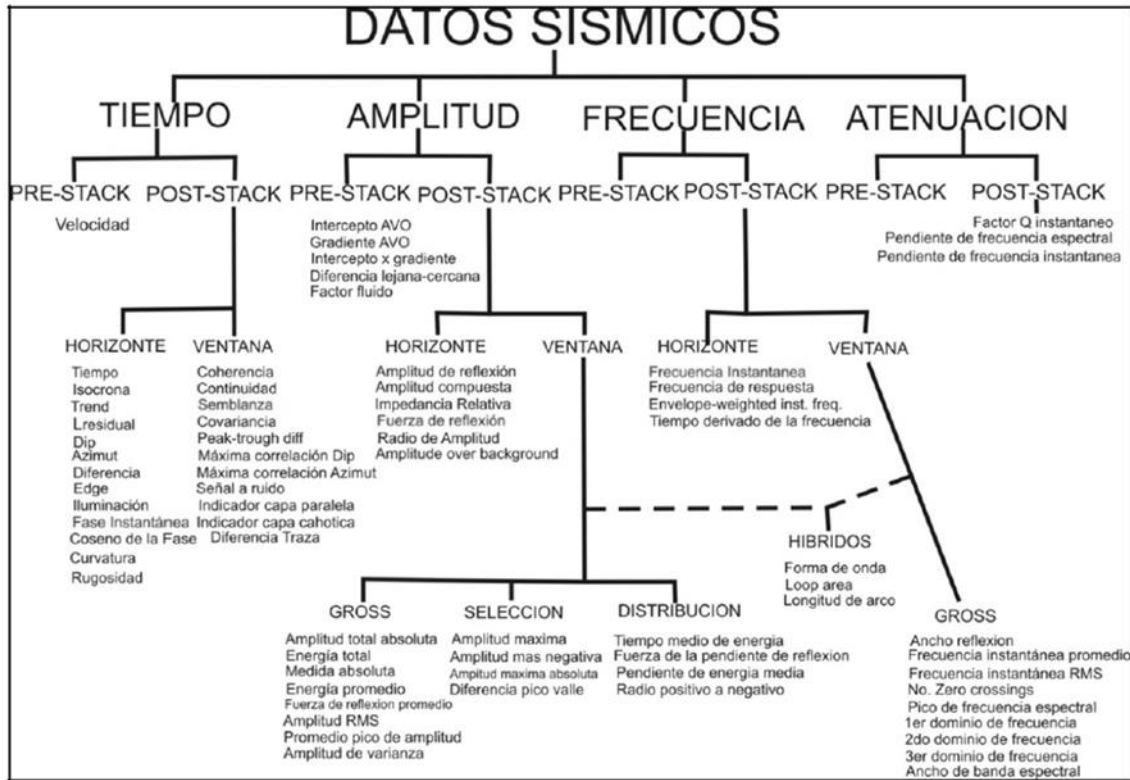


Figura N° 39. Clasificación de atributos .Modificado de Brown, A. R (1996).

Los atributos derivados del tiempo, generalmente proporcionan información estructural, los derivados de la amplitud y frecuencia proporcionan información estratigráfica así como información de las propiedades del reservorio. Los atributos de amplitud son los más robustos y útiles, pero los atributos de frecuencia ayudan a identificar las capas geológicas adicionales. Los atributos híbridos son una interesante combinación de la información de amplitud y frecuencia (Brown, 1996).

4.3.1 Atributos derivados del tiempo

- Varianza

La varianza mide las diferencias entre las trazas sísmicas y enfatiza las diferencias de los horizontes sísmicos, sus bordes e interrupciones, siendo útil para identificar rasgos estratigráficos (Schlumberger, 2012).

Se extrajo el atributo de varianza al cubo sísmico post apilado en tiempo, donde se puede observar a diferentes intervalos de tiempo que el área a estudiar está fallada prácticamente desde el yacimiento más profundo (Mioceno 45) hasta el yacimiento más somero (Plioceno 75). Se observa en la zona suroeste del cubo sísmico que las fallas principales están activas hasta el fondo marino (Figura N° 40).

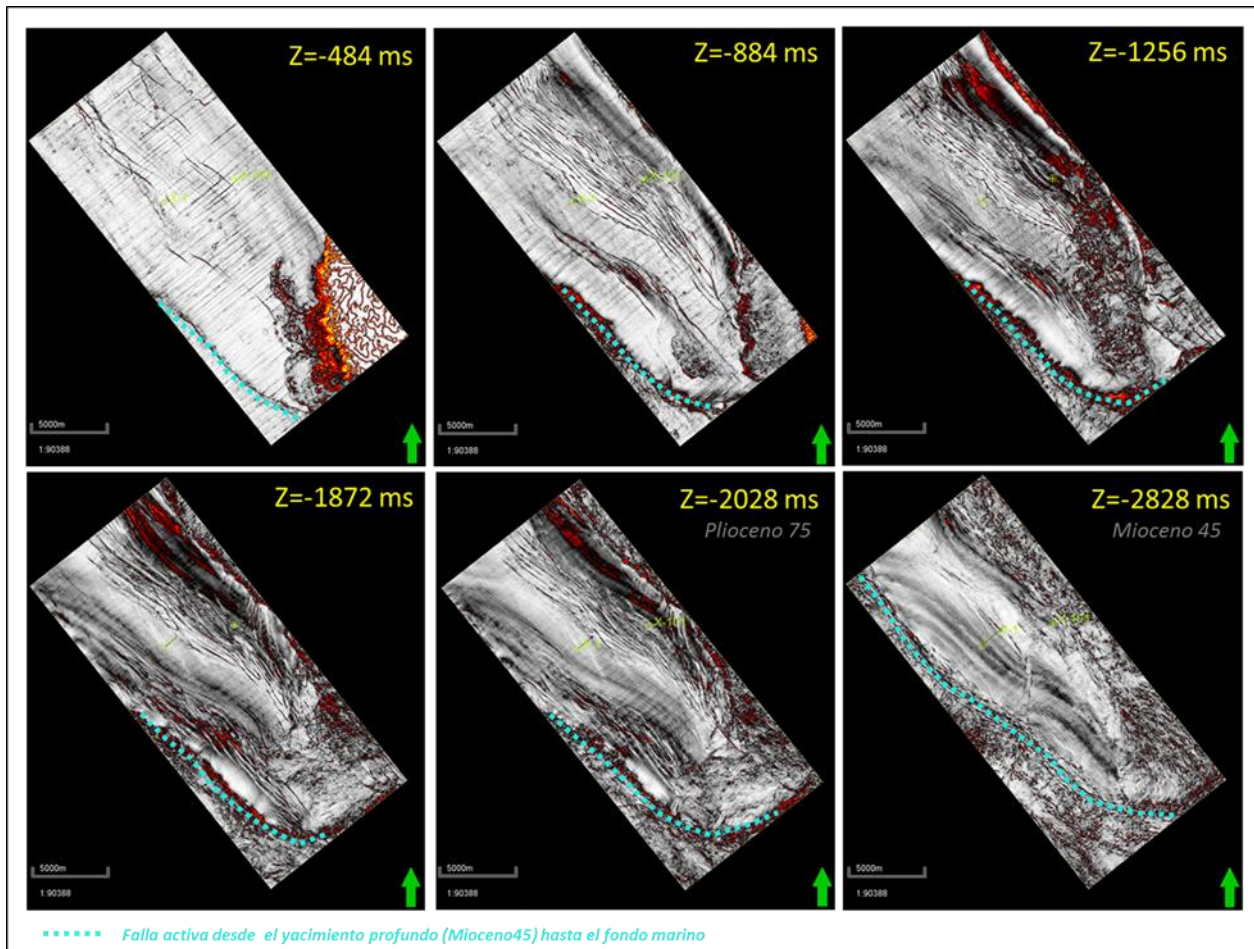


Figura N° 40. Visualización 2D de las diferentes ventanas de tiempo mostrando atributo de Varianza.

En la siguiente visualización 3D (Figura N° 41), se identifica el sistema de fallas con dirección noroeste-sureste, que corresponde a la estructura “roll over”, limitada por fallas sintéticas principales oeste-este, que se unen en profundidad a un sistema lístrico regional.

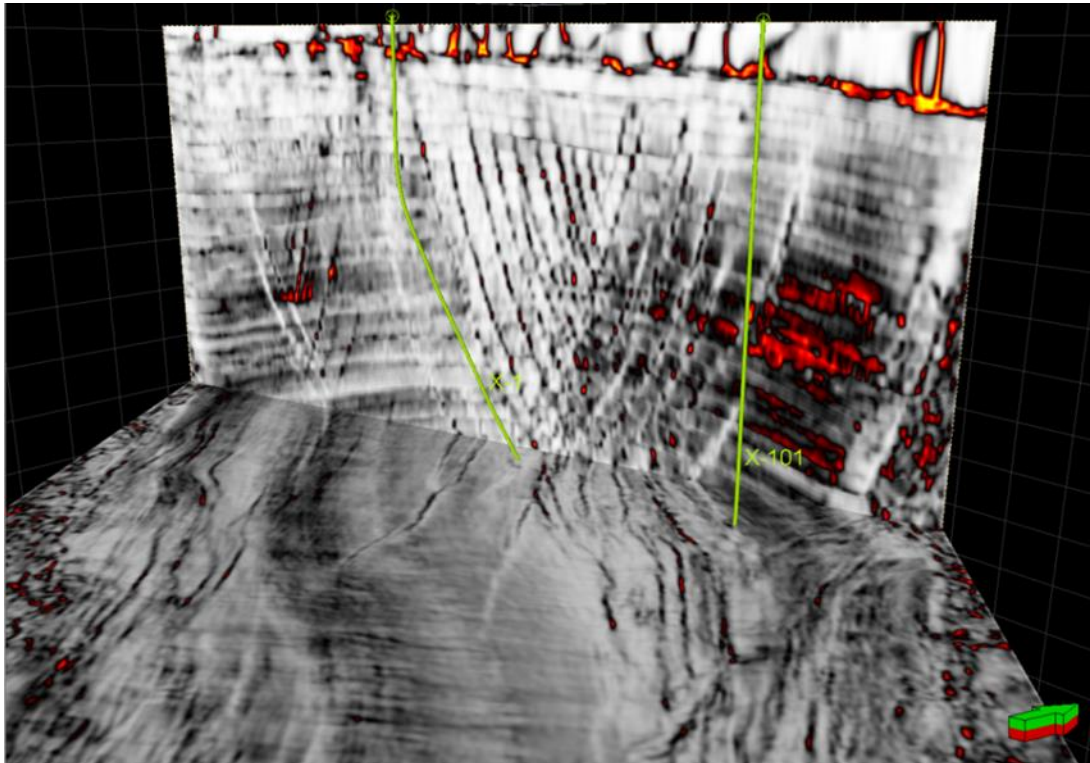


Figura N° 41. Visualización 3D mostrando la dirección preferencial de las fallas en el campo de estudio.

4.3.2 Atributos sísmicos derivados de la amplitud

Para seleccionar el tipo de atributo que respondiera a la amplitud del dato sísmico, se llevó a cabo un análisis de factibilidad en el pozo basado en un coeficiente de correlación que depende de la impedancia acústica (AI) y el registro gamma ray, para diferenciar las arenas limpias que pueden representar potenciales yacimientos.

Los atributos que mostraron correlación fueron el atributo de la envolvente y RMS, los cuales serán descritos en este capítulo. El resultado de la correlación se muestra en la siguiente tabla.

Tabla N° 4. Resultado del análisis de factibilidad

Pozo	Intervalo	Coefficiente de correlacion
X-1	Plioceno 70/75	0.68
	Mioceno 40/45	0.56
X-101	Plioceno 70/75	0.78
	Mioceno 40/45	0.15

Las figuras N° 42 y 43 muestran del lado derecho una sección de pozos, los registros desplegados son, impedancia acústica AI (carril 1), gamma ray GR (carril 2), atributo de envolvente (carril 3) y atributo RMS (carril 4). Del lado derecho son gráficas cruzadas de correlación del GR versus AI. Los intervalos mostrados pertenecen al Plioceno 70 – Plioceno 75 y Mioceno 40 – Mioceno 45.

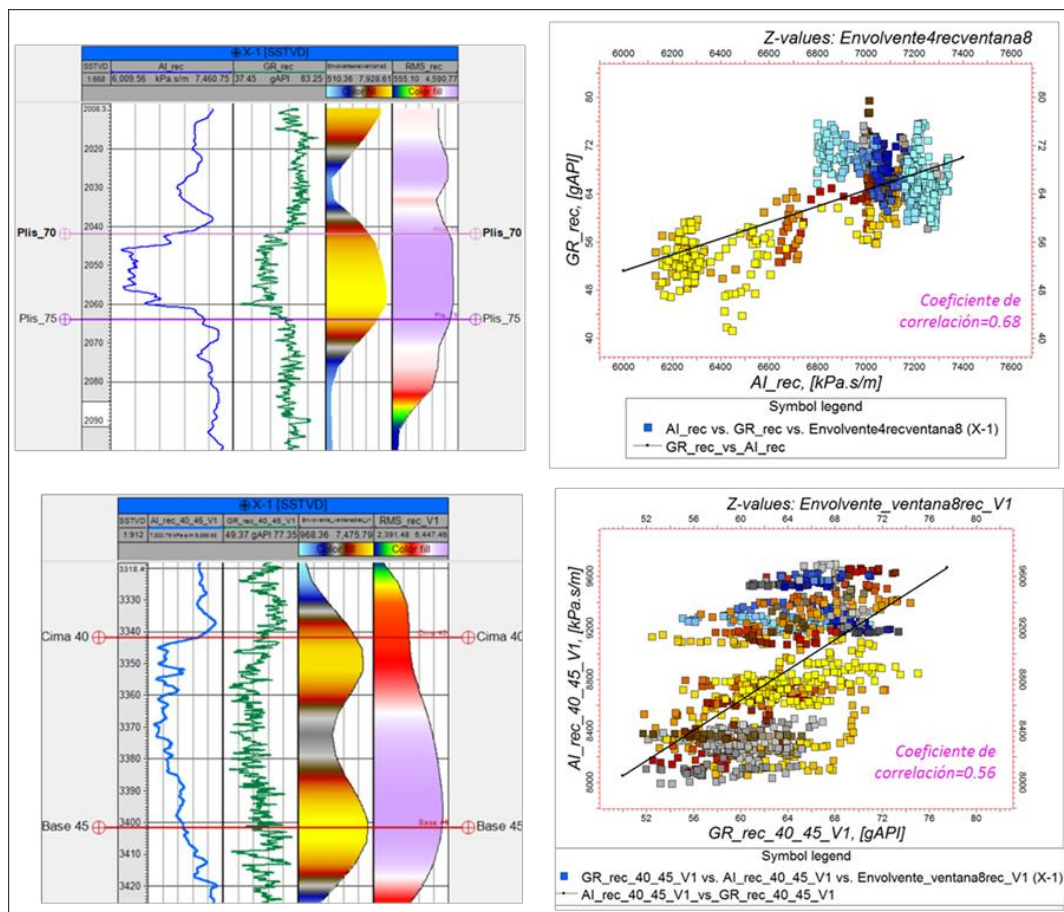


Figura N° 42. Análisis de factibilidad del pozo X-1.

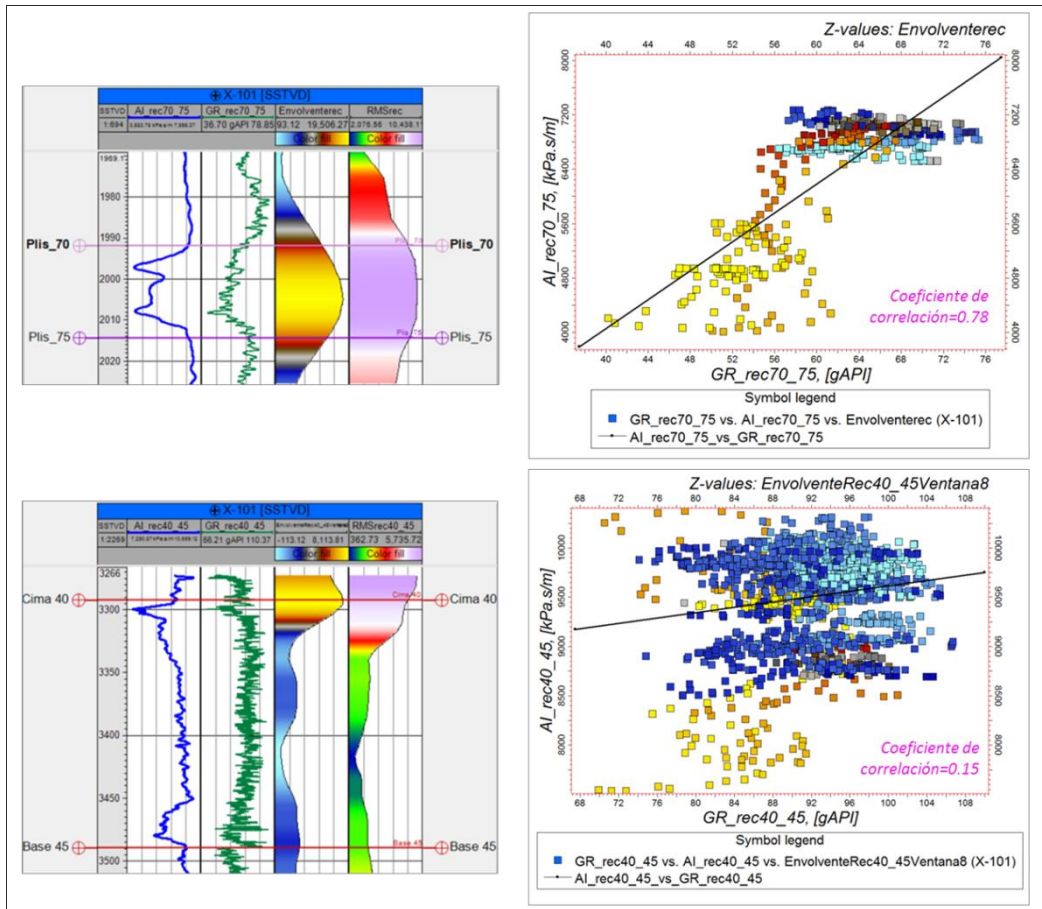


Figura 43 N°. Análisis de factibilidad pozo X-101.

- Amplitud RMS

La amplitud RMS es la raíz cuadrada de la suma de las amplitudes cuadráticas, dividido por el número de muestras vivas como se muestra en la siguiente ecuación (Petrel ®, 2015):

$$\frac{\sqrt{(\sum_i^n amp^2)}}{k} \quad \text{(Ecuación 7)}$$

Donde k es el número de muestras.

La amplitud RMS puede ser un identificador directo de hidrocarburos en los datos junto con otras características geológicas que son aisladas de las características de fondo por la respuesta de la amplitud (Petrel ®, 2015).

Se realizaron diversos ejercicios de extracción con diferentes ventanas, la mejor respuesta se obtuvo de una ventana de -25 ms y -30 ms sobre las superficies del Plioceno 70 y Mioceno 40 correspondientemente, tal como se muestra en la figura N° 44.

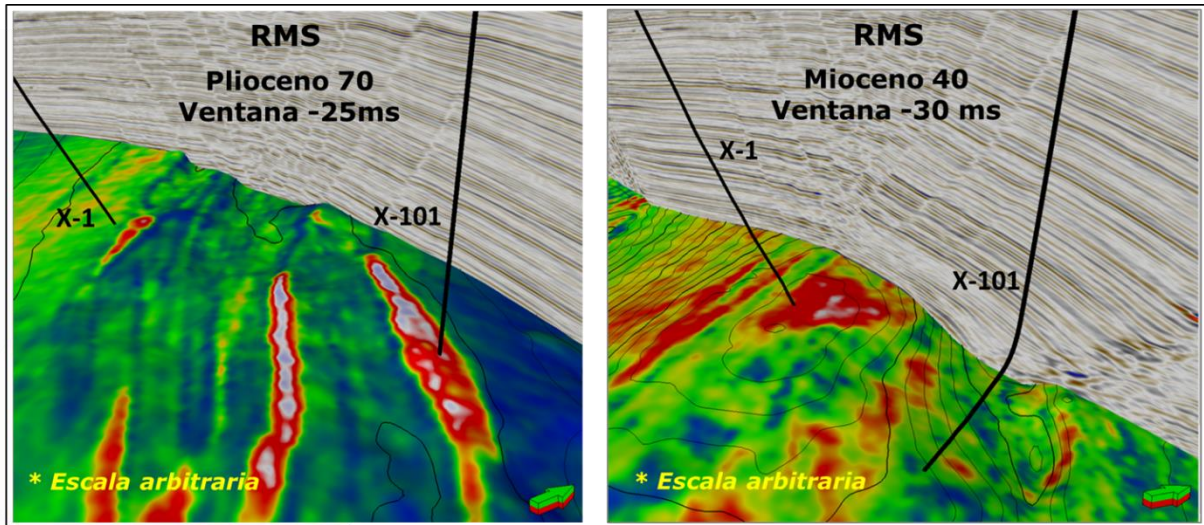


Figura N° 44. Visualización 3D mostrando el atributo de amplitud RMS en los intervalos de interés.

Se aprecia que para el nivel del Plioceno 70 hay una mejor respuesta del atributo en el área del pozo X-101, el cual obtuvo un coeficiente de correlación del GR versus la amplitud de 0.78. Respecto al Mioceno 40, se observa una anomalía considerable en el pozo X-1 presentando un coeficiente de correlación de 0.56.

- Envolvente

Es la energía instantánea total de la señal analítica (la traza compleja), independiente de la fase (Petrel ®, 2015). Es también conocida como amplitud instantánea, magnitud o fuerza de reflexión, matemáticamente se representa de la siguiente manera:

$$\mathbf{Env} = \sqrt{f^2 + g^2} \quad (\text{Ecuación 8})$$

Donde f y g son los componentes real e imaginario de la traza sísmica. Si f es la parte real, corresponde a las muestras de la traza sísmica originales, siendo g las muestras de la transformada de Hilbert (también llamada amplitud cuadrática) de la traza sísmica.

El atributo de envolvente es de importancia al detectar “bright spots” o puntos brillantes causados por acumulaciones de gas, detectando los principales cambios litológicos que son causados por fuertes reflexiones de energía y límites de secuencia (Petrel ®, 2015). La figura N° 45, muestra el intervalo correspondiente al Mioceno 40 se observa un posible “bright spot”, resultado de una extracción del atributo sobre la superficie con una ventana de -30ms.

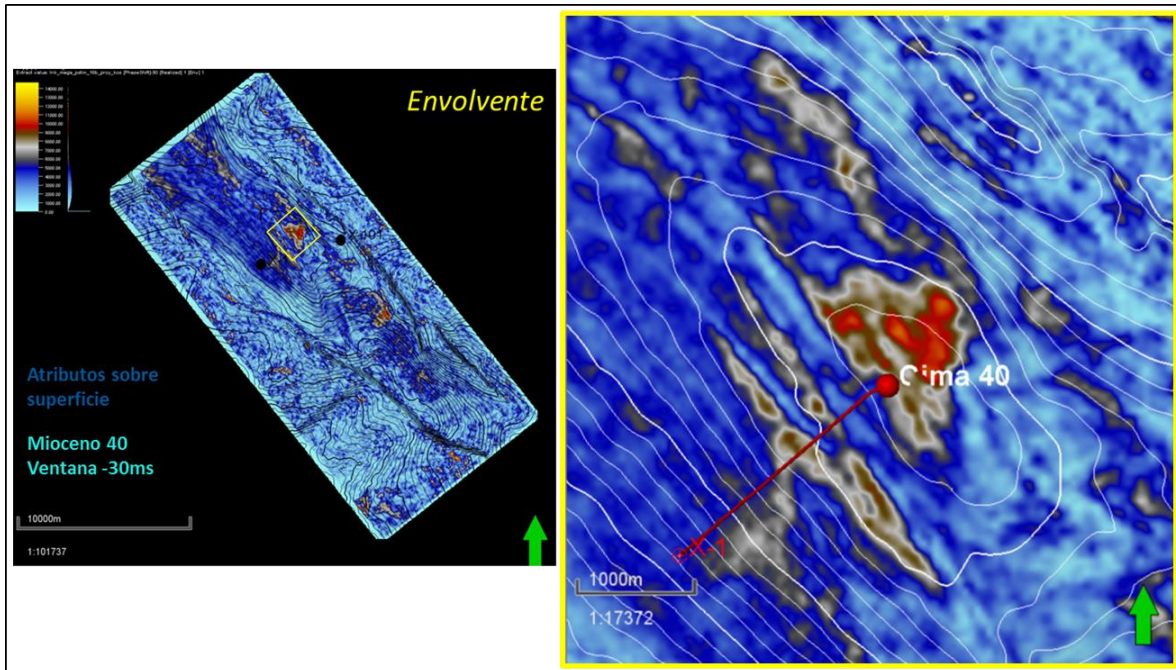


Figura N° 45. Atributo envolvente sobre la superficie Mioceno 40, mostrando un posible punto brillante.

4.3.3 Atributos derivados de la frecuencia

- Frecuencia instantánea

Es una medida dependiente del tiempo e independiente de la fase y de la amplitud. Se utiliza para distinguir cambios en el espesor y en las propiedades acústicas de las rocas (Partyka, 1998).

Es la derivada en tiempo de la fase instantánea y matemáticamente está definida como:

$$\frac{dp(t)}{dt} \quad \text{(Ecuación 9)}$$

Donde $p(t)$ es la fase instantánea de la traza

La frecuencia instantánea ayuda a medir la ciclicidad de los intervalos geológicos (que tanto se repiten) siendo de utilidad para la correlación cruzada entre fallas. También es útil para identificar los contactos entre gas/agua o gas/petróleo. La frecuencia instantánea tiende a ser inestable en presencia de ruido y se vuelve difícil de interpretar (Petrel®, 2015).

La siguiente figura N° 46 despliega el atributo sobre una línea sísmica aleatoria correlacionando ambos pozos, se observa frecuencias menores en el posible punto brillante localizado en el pozo X-1 en el intervalo del Mioceno 40.

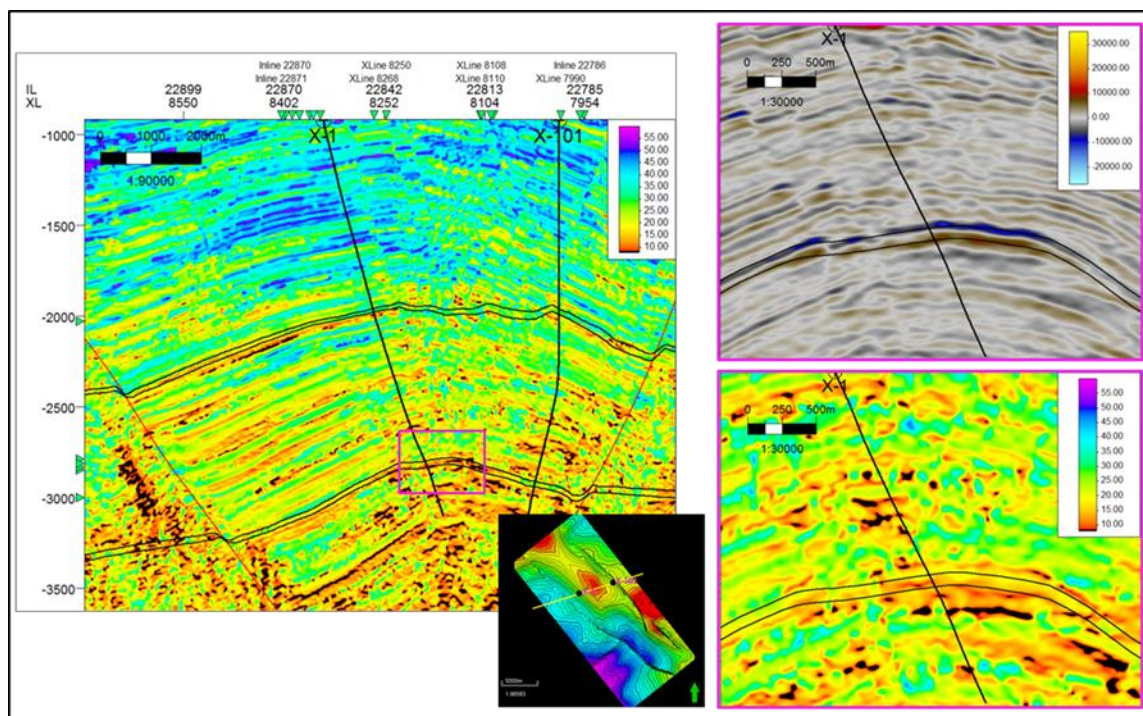


Figura N° 46. Sección sísmica mostrando el contraste de frecuencias instantáneas en ambos pozos y en los intervalos de interés.

4.4 Correlación sísmica

4.4.1 Información sísmica

Se utilizó el volumen sísmico marino pre apilado en tiempo, sin filtro y sin ganancia a 16 bits, fase 0.

Con la calibración de los registros y la generación de los sismogramas sintéticos se ubicaron los horizontes a interpretar, los cuales corresponden al fondo marino (FM) así como a la cima y base de lo siguiente yacimientos:

Plioceno inferior tope (Plio_70)

Plioceno inferior base (Plio_75)

Mioceno superior tope (Mio_40)

Mioceno superior base (Mio_45)

4.4.2 Metodología y resultados de la interpretación estructural en tiempo

La figura N° 47 muestra en color rojo las dos fallas principales que se interpretaron con ayuda del atributo de varianza. Estas fallas forman la estructura roll over de estudio. El Yacimiento que corresponde al Plioceno (horizontes verde y amarillo) aparentemente está limitado contra falla, ver Figura N° 48 y 49.

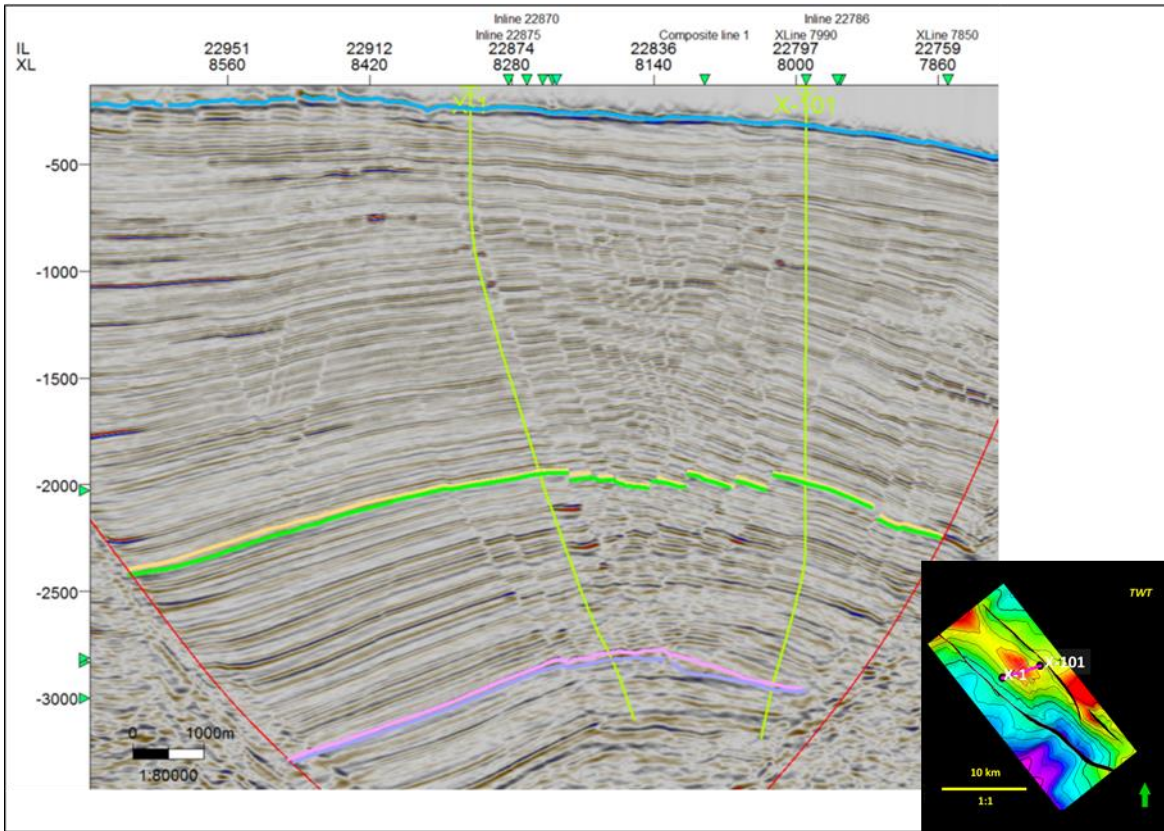


Figura N° 47. Sección sísmica de correlación entre los pozos X-1 y X-101 mostrando horizontes y fallas principales correlacionadas.

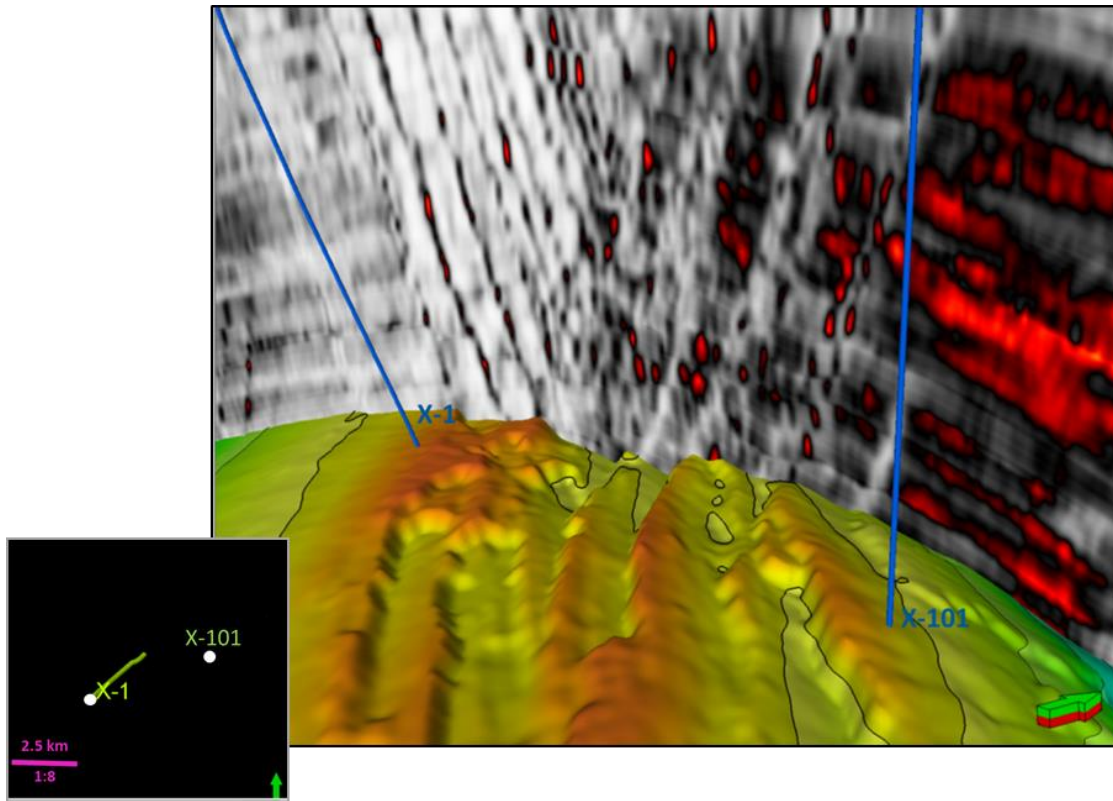


Figura N° 48. Atributo de varianza como apoyo para identificar los límites contra falla.

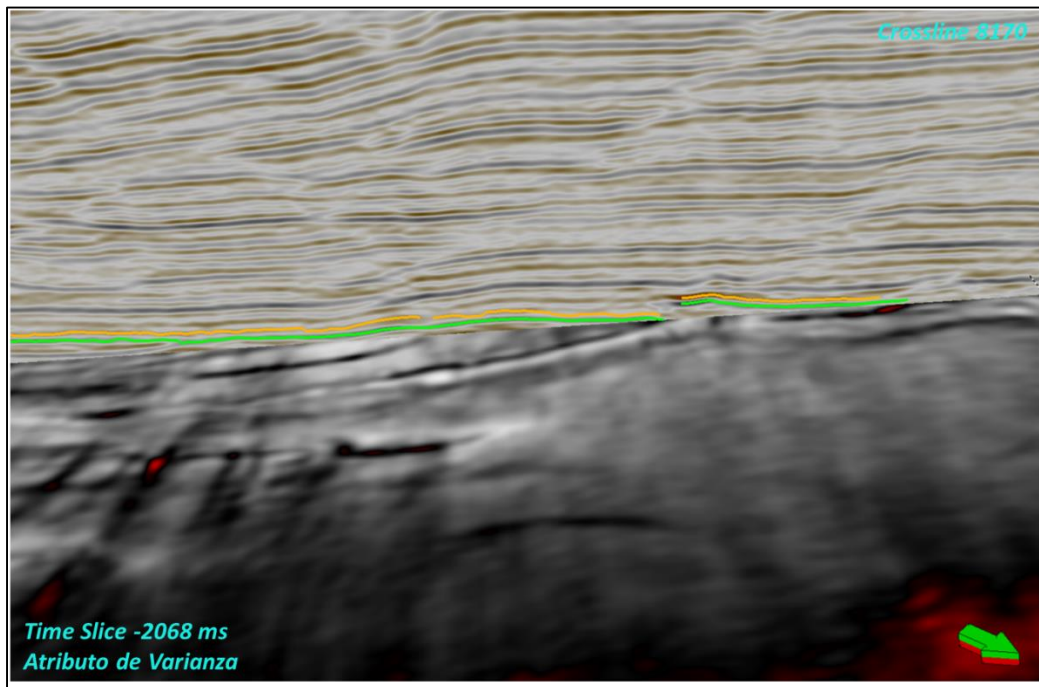


Figura N° 49. Atributo de varianza como apoyo para la interpretación y delimitación contra falla de los horizontes Plioceno 70 y 75

Inicialmente, la interpretación de horizontes comenzó de manera tradicional, es decir, línea a línea, creando una malla 50 x 50 (cada 50 líneas y 50 trazas) aproximadamente. En las zonas con menos incertidumbre se utilizaron líneas aleatorias para complementar la interpretación. La malla generada sirvió como dato de entrada para iniciar con la interpretación 3D basada en el método de auto tracking, su principio está en la correlación de amplitudes que sirven como “semilla” para interpretar con mayor precisión en todo volumen sísmico. La figura N° 50, muestra la interpretación de los horizontes de interés, del lado izquierdo está la malla y líneas aleatorias, del lado derecho se aprecia el complemento de la interpretación haciendo uso del auto tracking.

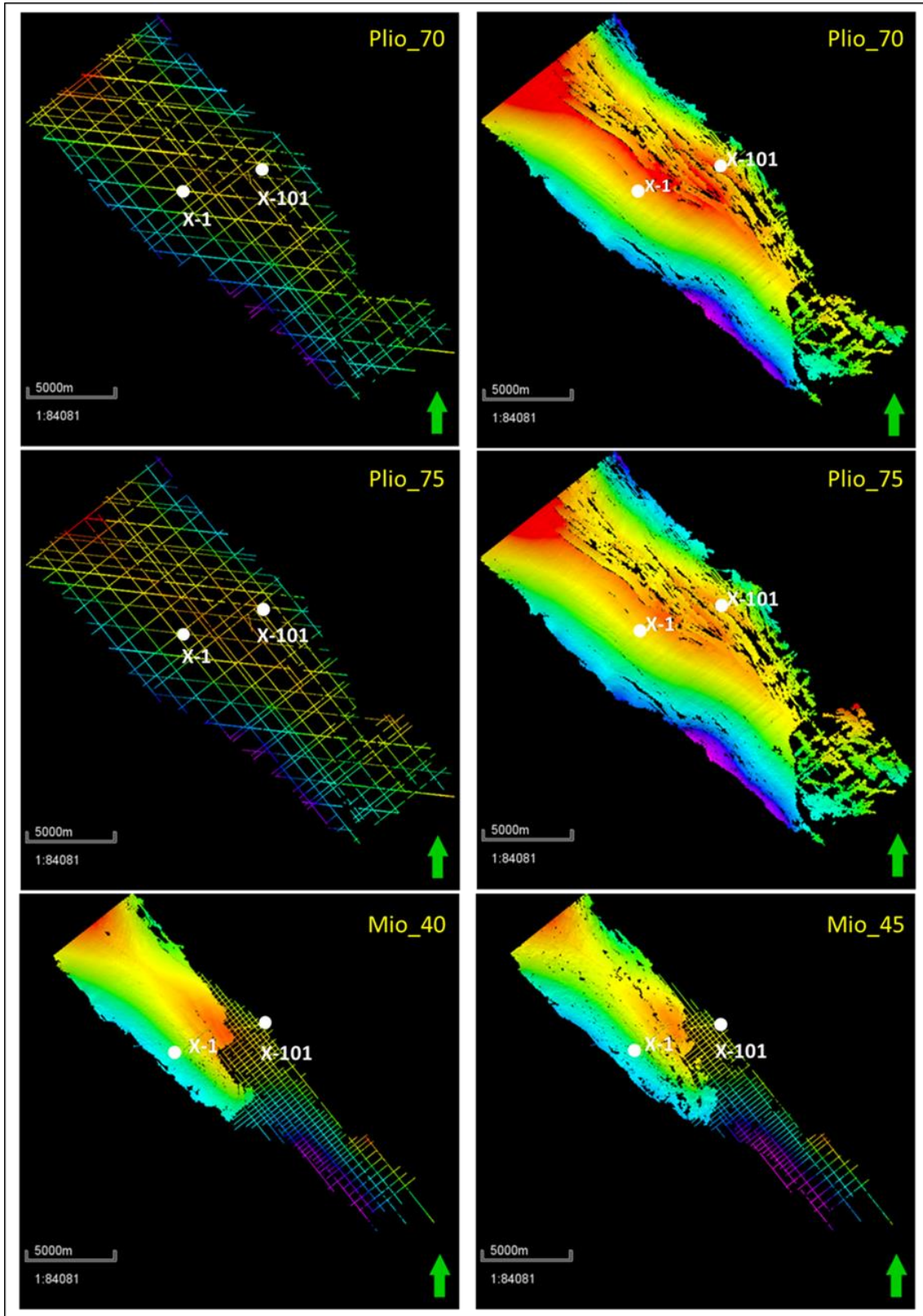


Figura N° 50. Interpretación tradicional (lado izquierdo) y con semilla (lado derecho) para los yacimientos de interés.

Como control de calidad para la integración de la interpretación se revisaron los espesores en cimas y bases de los yacimientos, así como la discontinuidad de los horizontes para respetar los saltos de falla. La siguiente figura N° 51 es una visualización 2D donde se puede apreciar las fallas principales con los espesores resultantes de la interpretación.

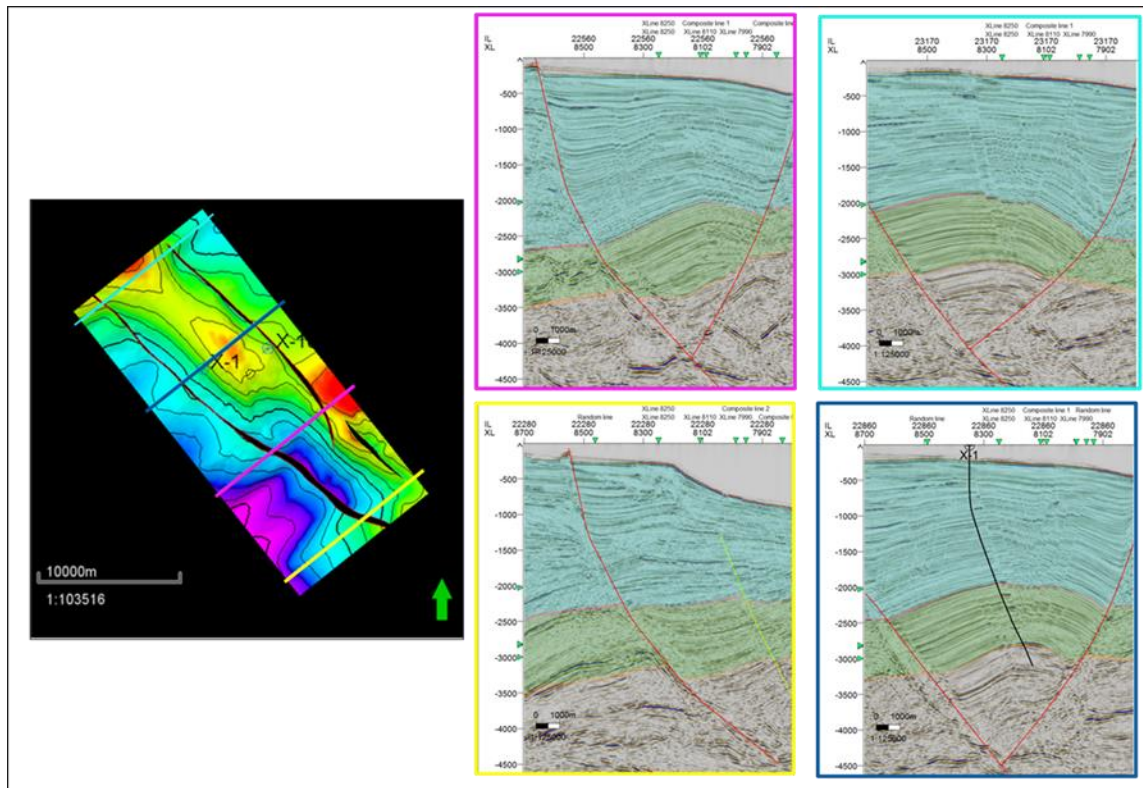


Figura N° 51. Control de calidad de los espesores.

El resultado de la interpretación, ilustrado en la figura N° 52, fueron 5 superficies en tiempo, 2 fallas sintéticas y una antitética. La integración de los resultados se puede apreciar en la visualización 3D.

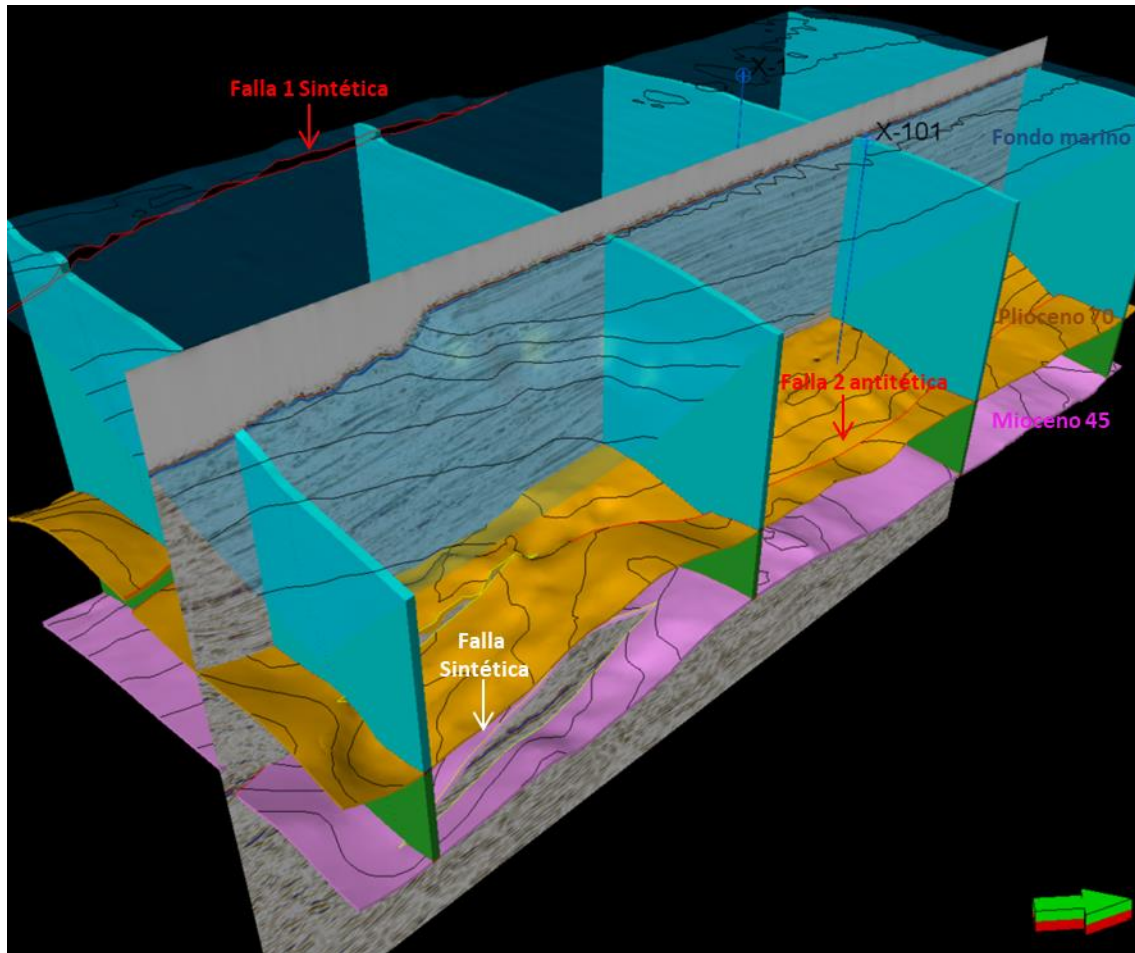


Figura N° 52. Visualización 3D mostrando la integración de la información.

4.5 Conversión a profundidad

La forma de representar las variaciones de las velocidades en el subsuelo (1D, 2D y 3D), para tener un mejor manejo de las relaciones complejas entre tiempo y profundidad, así como de las variaciones en las condiciones litológicas representadas por cambios en las mismas es la función del modelo de velocidades y poder así representar el modelo estructural en profundidad.

El modelo de velocidad construido para el desarrollo de esta tesis está basado en la información de pozo, es decir en la velocidad proveniente de la relación tiempo-profundidad (T-Z) de los pozos X-1 y X-101.

4.5.1 Control de calidad y acondicionamiento de la información de entrada

El control de calidad realizado para los datos de entrada del modelo depende totalmente de la precisión del resultado. Las superficies utilizadas para formar el modelo de capas fueron el fondo marino (FM), Plioceno 70 y Mioceno 40, para esto se revisó que las superficies tuvieran la misma área de cobertura (Figura N° 53), que no presenten cruces (Figura N° 54) y que indiquen cambios de velocidades (Figura N° 55).

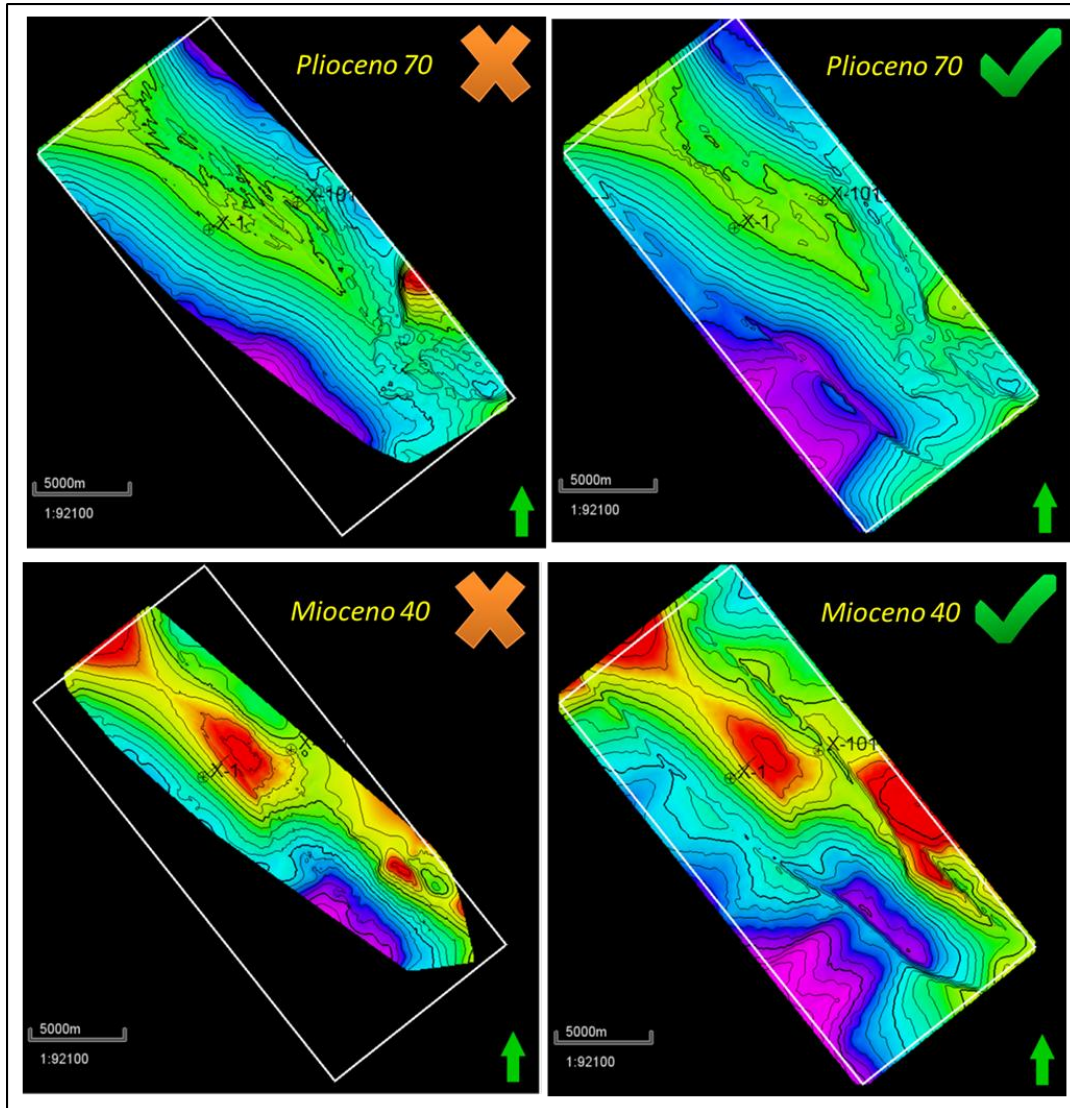


Figura N° 53. Superficies correspondientes al Plioceno 70 y Mioceno 40.

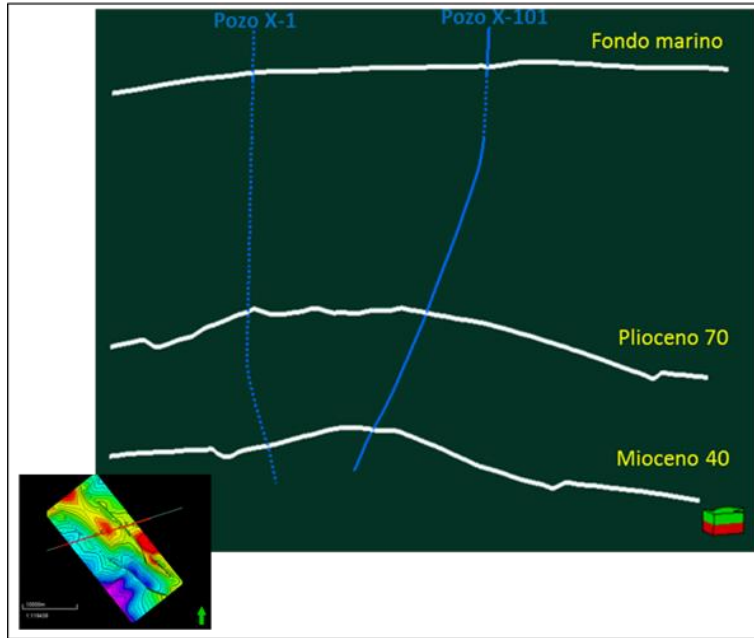


Figura N° 54. Superficies sin cruces.

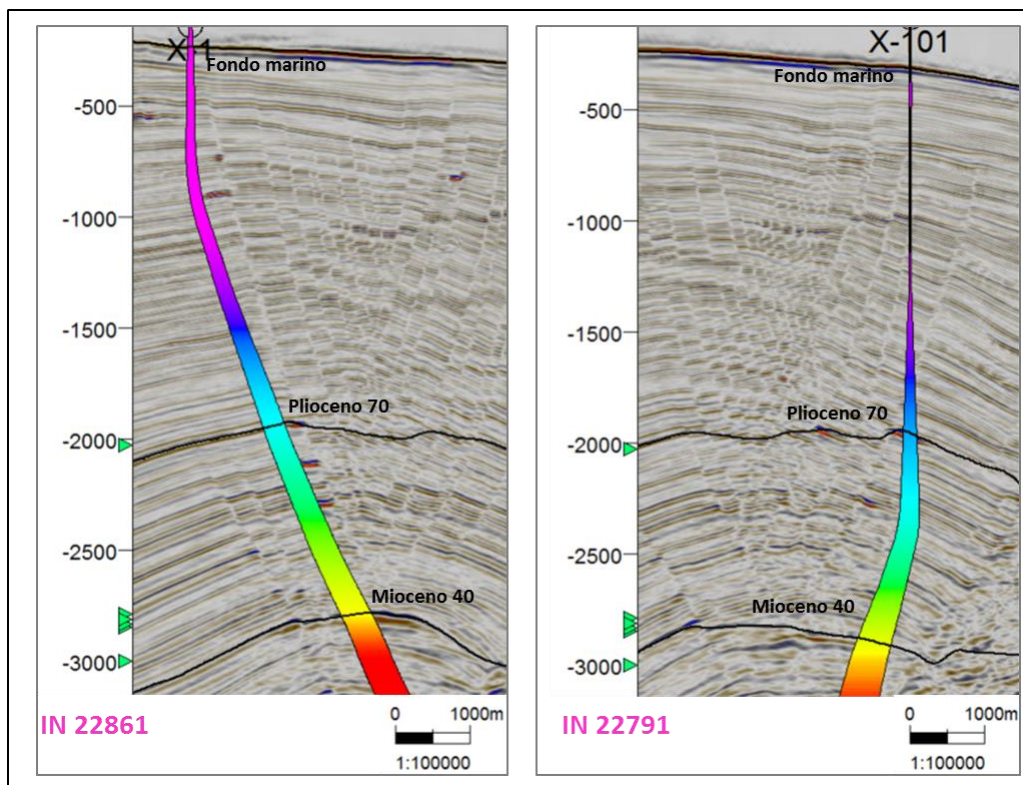


Figura N° 55. Velocidad promedio de las T-Z's representando cambios de velocidad en las superficies de interés.

Adicionalmente se realizó el control de calidad de las T-Z's, la siguiente figura muestra gráficas cruzadas donde se observa la tendencia de la velocidad promedio respecto a la profundidad (Figura N° 56).

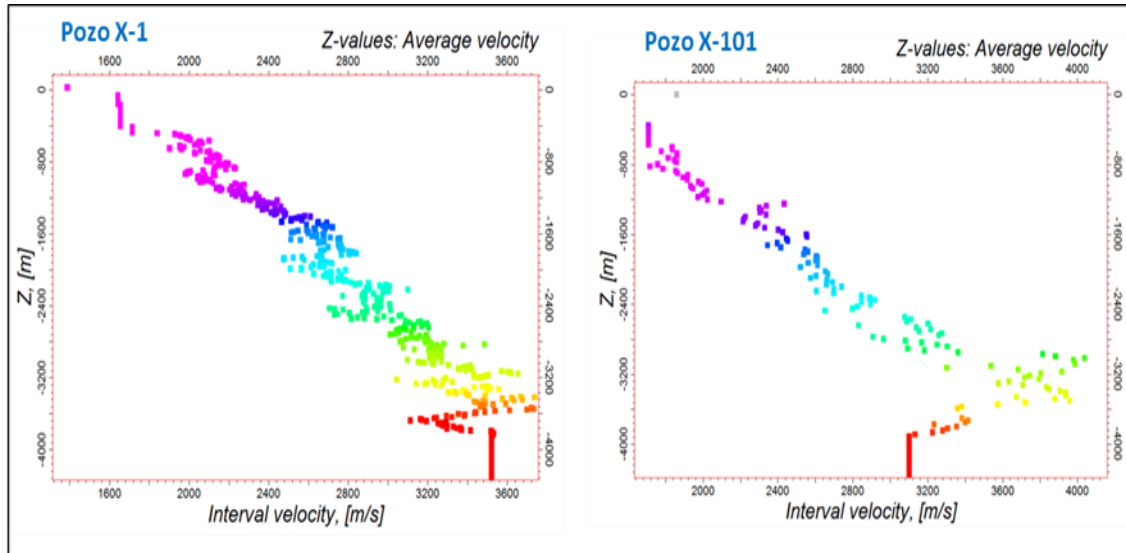


Figura N° 56. Gráficos cruzados de los pozos X-1 y X-101 de la profundidad (z) *versus* velocidad promedio.

4.5.2 Modelado del campo de velocidades

Para el modelado del campo de velocidades se utilizaron las velocidades promedio que provienen de las T-Z's de cada uno de los pozos, las tres superficies que sirven como control de calidad en la velocidad para el modelo de capas y las cimas estratigráficas para el ajuste del campo de velocidades (Figura N° 57).

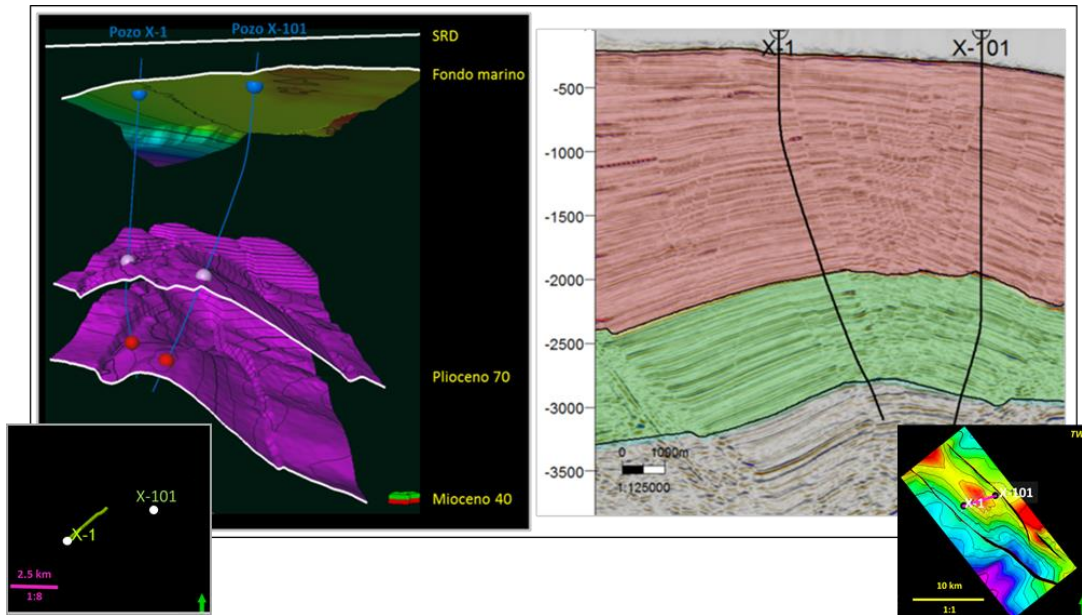


Figura N° 57. Datos de entrada para el modelo de velocidades.

La función de velocidad que se empleará nos permitirá transformar las velocidades de entrada en un campo continuo de velocidades en el área del modelo. Para elegir la función que mejor ajustó con los datos de entrada, se realizaron ejercicios comparativos con diversas formula que contiene la paquetería del software Petrel ® eligiendo la que resultara tener menor variación en la superficie de la velocidad resultante. La función lineal es:

$$V = V_0 + K * Z \quad (\text{Ecuación 10})$$

Donde V_0 es la velocidad instantánea obtenida al nivel de referencia y K la pendiente.

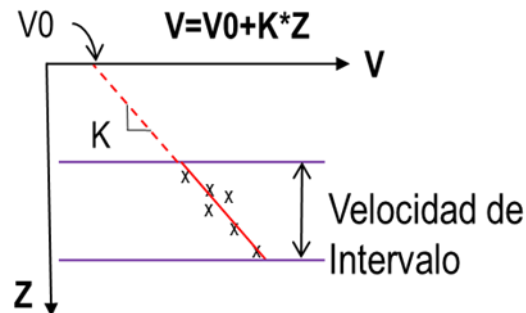


Figura 58. Ecuación lineal utilizada en el modelo de velocidades.

Para la configuración del modelo de velocidades, se eligió la opción donde involucra la relación tiempo-profundidad y superficies, es decir Well TDR – Surface, con el objetivo de generar un modelo de capas con variación lateral de V_0 (velocidad inicial) o K (pendiente)

El modelo se ejecutó dos veces, se inició con la iteración *sin ningún ajuste a marcadores*, con la finalidad de validar las velocidades de entrada. El resultado obtenido fue una diferencia menor a la resolución sísmica en la capa, por lo tanto, se efectuó la segunda iteración aplicando el *ajuste a las cimas estratigráficas* a manera de corrección. Durante el uso de la corrección por marcadores (well top correction), las superficies son modificadas para respetar la profundidad del marcador en los pozos X-1 y X-101.

4.5.3 Conversión de dominio

Con el modelo de velocidades obtenido en la sección anterior se puede convertir cualquier dato en el dominio del tiempo al dominio de la profundidad y viceversa, para así proseguir a la construcción del modelo estructural.

Las siguientes imágenes muestran las superficies en profundidad del fondo marino (Figura N° 58), Plioceno 70, Plioceno 75 (Figura N° 60), Mioceno 40, Mioceno 45 (Figura N° 61) y una correlación sísmica aleatoria que correlaciona ambos pozos (Figura N° 62).

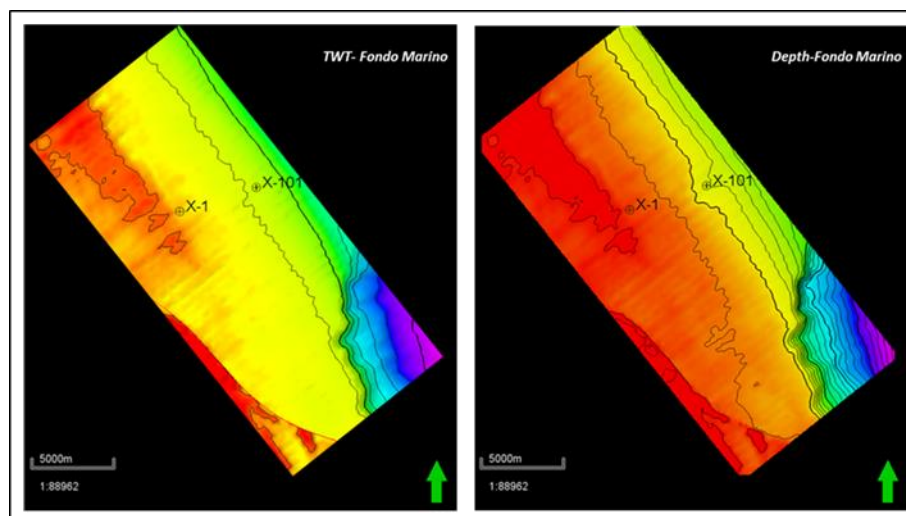


Figura N° 59. Fondo marino en tiempo (lado izquierdo) y en profundidad (lado derecho).

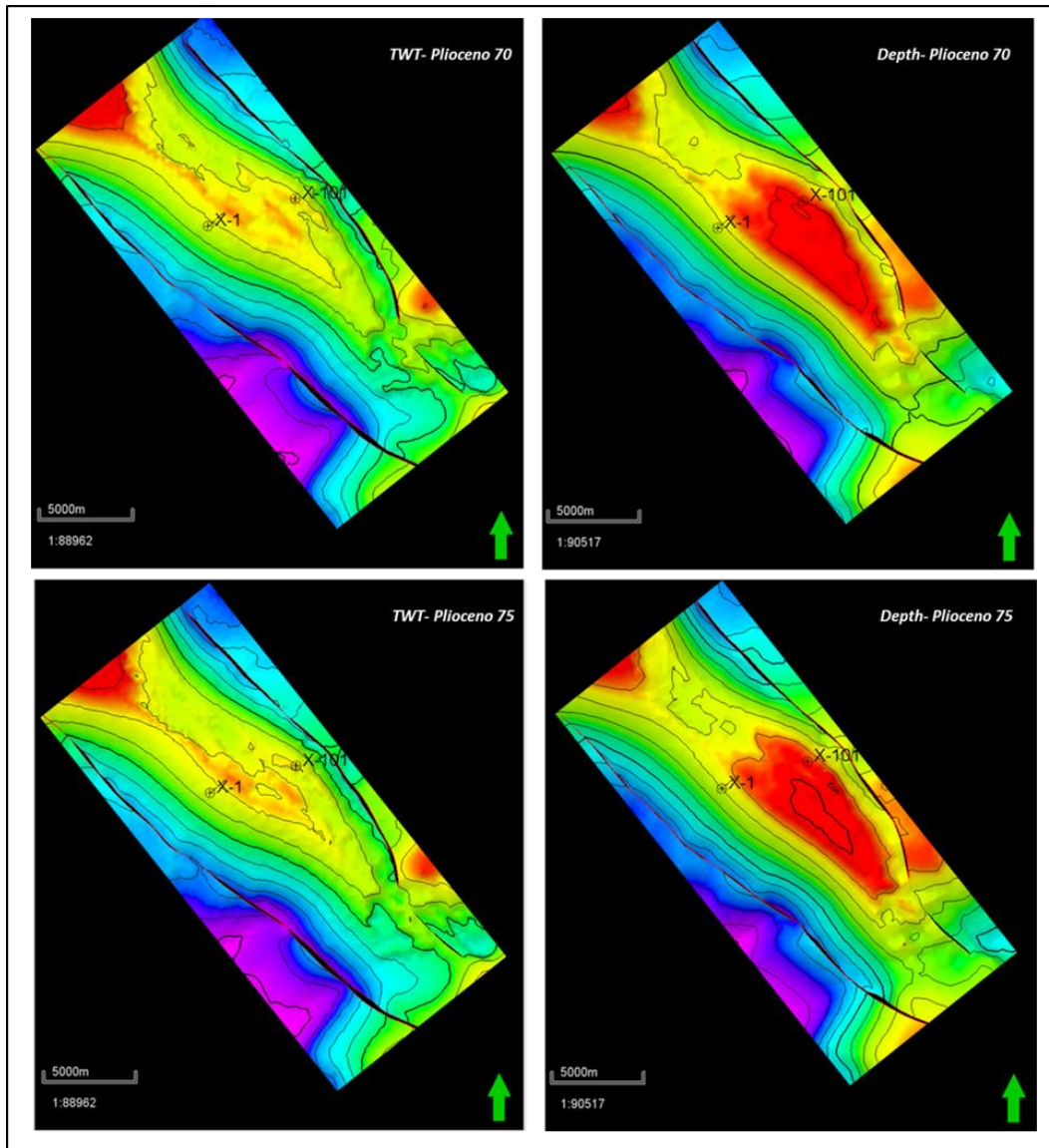


Figura N° 60. Plioceno 70 y 75 en tiempo (lado izquierdo) y en profundidad (lado derecho), respectivamente.

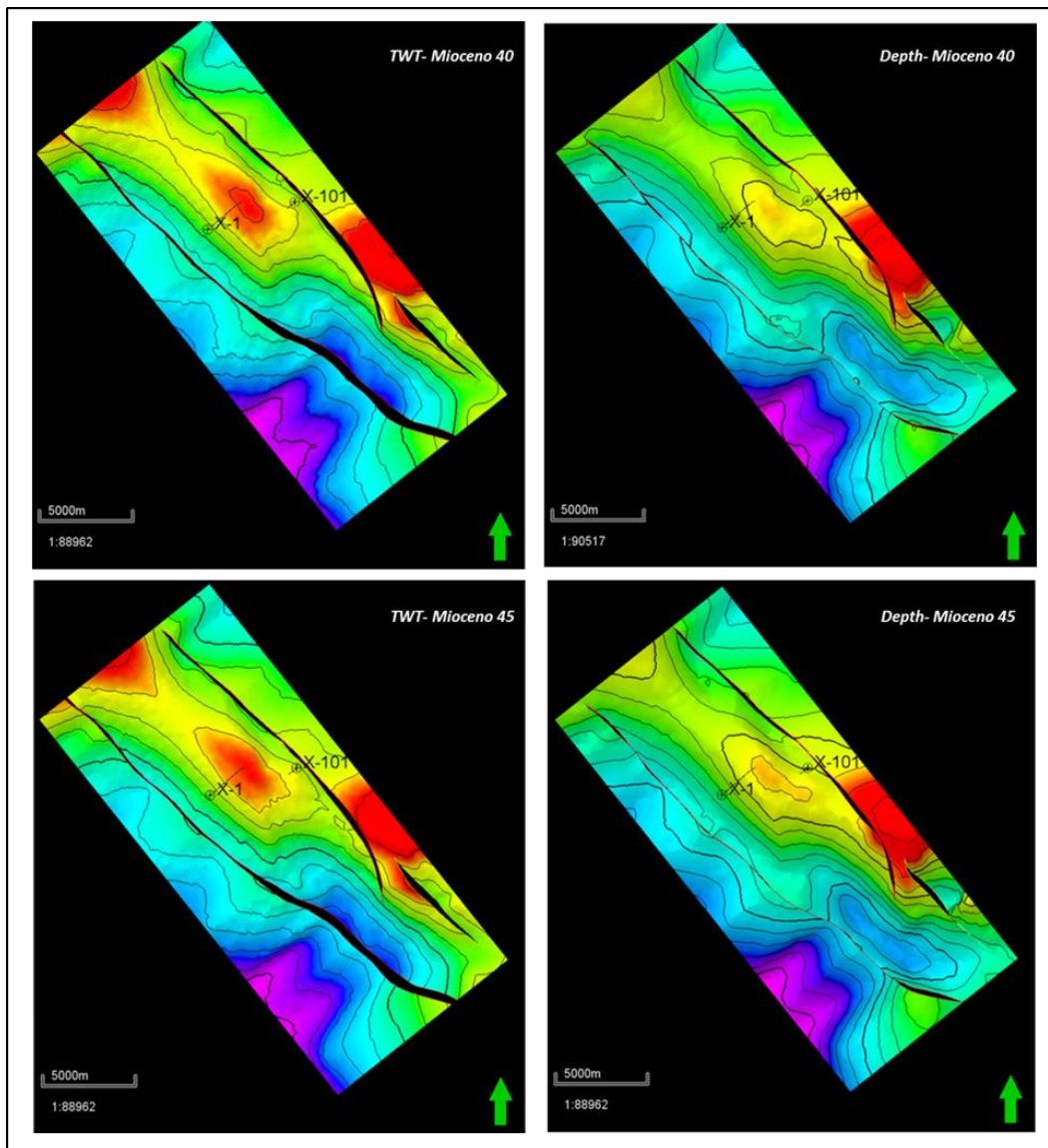


Figura N° 61. Mioceno 40 y 45 en tiempo (lado derecho) y en profundidad (lado izquierdo) respectivamente.

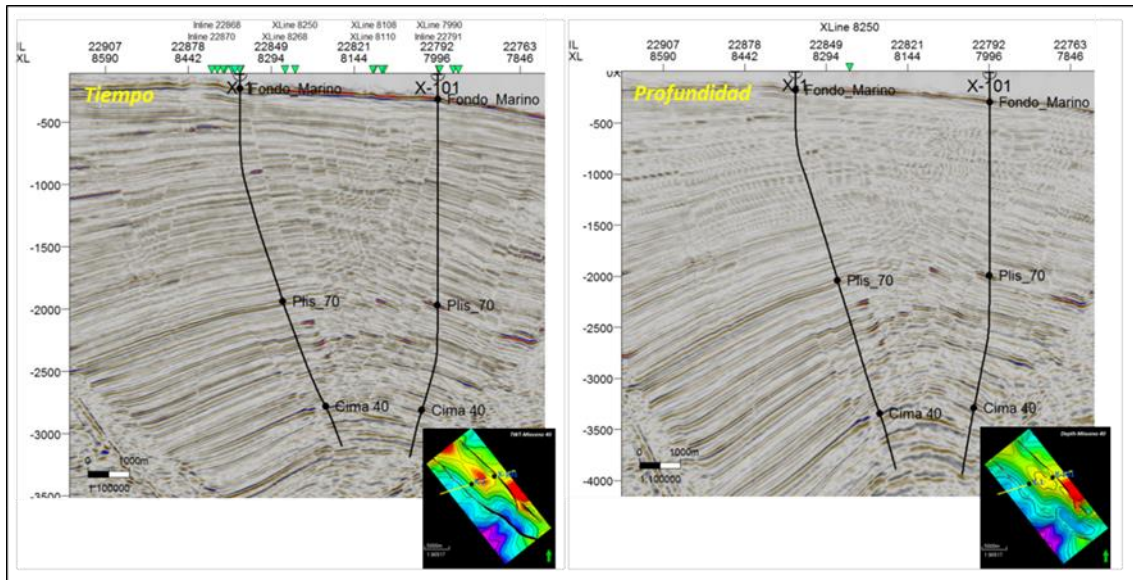


Figura N° 62. Línea sísmica aleatoria, en tiempo (izquierda) y en profundidad (derecho).

CAPITULO V

MODELADO 3D

5.1 *Flujograma de trabajo*

Para el desarrollo de la última parte del presente trabajo (Figura N° 63), se partió de la construcción del modelo estructural en profundidad, que con la técnica de modelado 3D basado en pilares se construyó el modelo geométrico (modo de celdas). Con ayuda del dato sísmico y de registros, se obtuvo una correlación para delimitar sobre el atributo el área con posibilidad de ser roca almacén, y así poder generar un mapa de tendencias que guíe la distribución de las propiedades petrofísicas. Por último, teniendo un caso base para los cálculos volumétricos, se ejecutaron escenarios basados en la técnica de Monte Carlo para cálculo de incertidumbre.

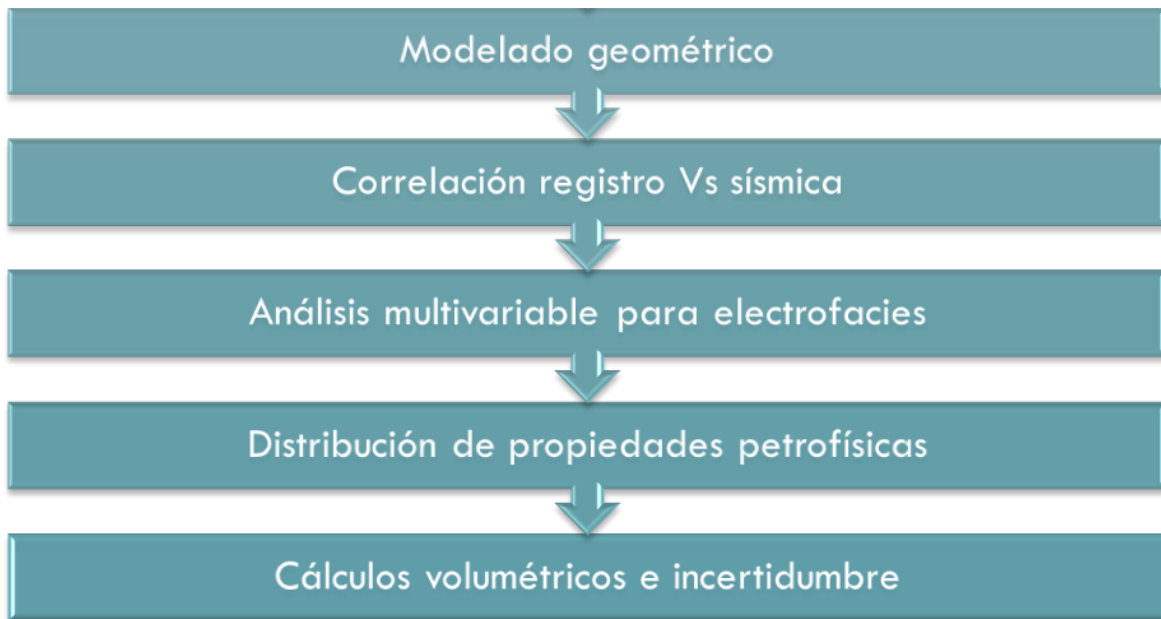


Figura N° 63. Flujograma de trabajo Modelado 3D

A partir del sub capítulo 5.5 se introducirán términos básicos de Geoestadística que fueron utilizados, no se enfoca propiamente al uso del software ni pretende explicar los diversos métodos, sino únicamente los empleados. Con el propósito de brindar una secuencia de comprensión natural en el tema.

5.2 Modelado geométrico

La generación del modelo 3D en profundidad se llevó a cabo con el método de pilares utilizando el software Petrel ® 2015. El polígono que se utilizó como límite del modelo, se construyó con base en las dos fallas principales y una falla antitética (mencionadas en el capítulo 4.4). La generación de la malla fue construida en la dirección a la estructura y siguiendo la orientación de las fallas mencionadas con un incremento en X y Y de 25 metros (Figura N° 64 y 65).

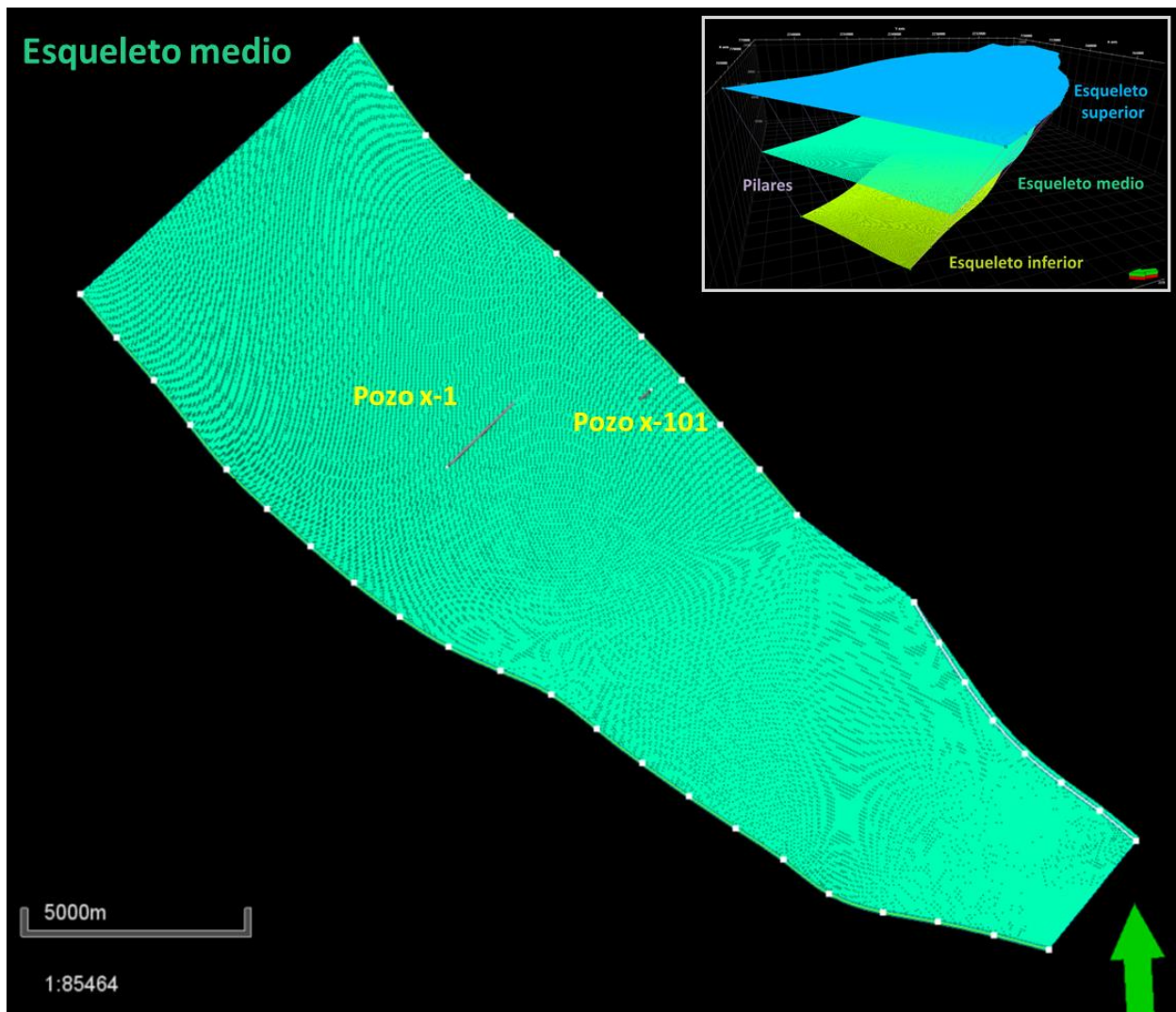


Figura N° 64. “Esqueletos” o estructuras de soporte para la construcción del modelado 3D con base en pilares.

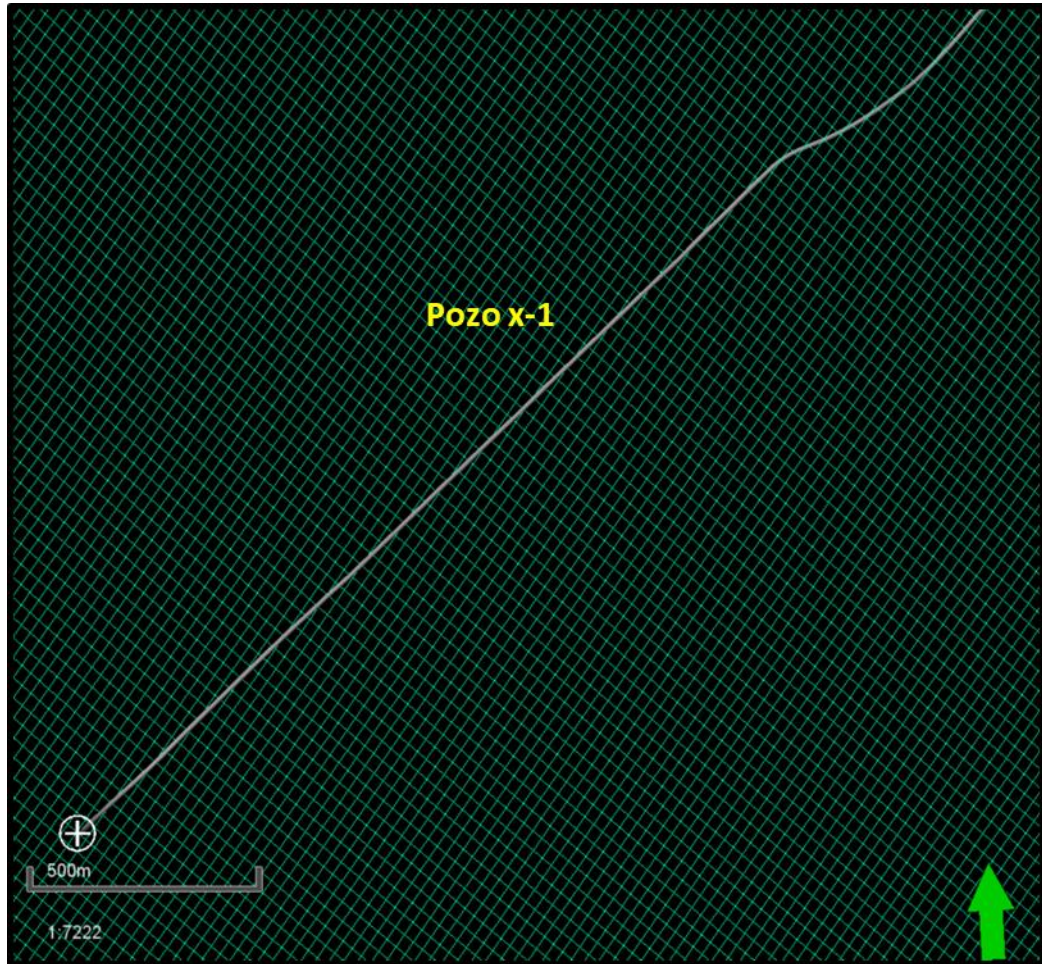


Figura N° 65. Zoom de la malla creada con un incremento de 25 metros en X, Y. Se observa las celdas que atraviesa el pozo X-1.

Para el modelado de horizontes, los datos de entrada fueron Plioceno inferior (Plio_70) y Mioceno superior (Mio_40) ajustadas a sus respectivas topes estratigráficos. Las bases Plioceno inferior base (Plio_75) y Mioceno superior base (Mio_45) se utilizaron para crear las zonas del modelo. Como resultado en el modelo se obtuvieron tres zonas (Figura N° 66):

Zona 1; Plioceno inferior 70 al Plioceno inferior 75

Zona 2; Plioceno inferior 75 al Mioceno superior 40

Zona 3; Mioceno superior 40 al Mioceno superior 45

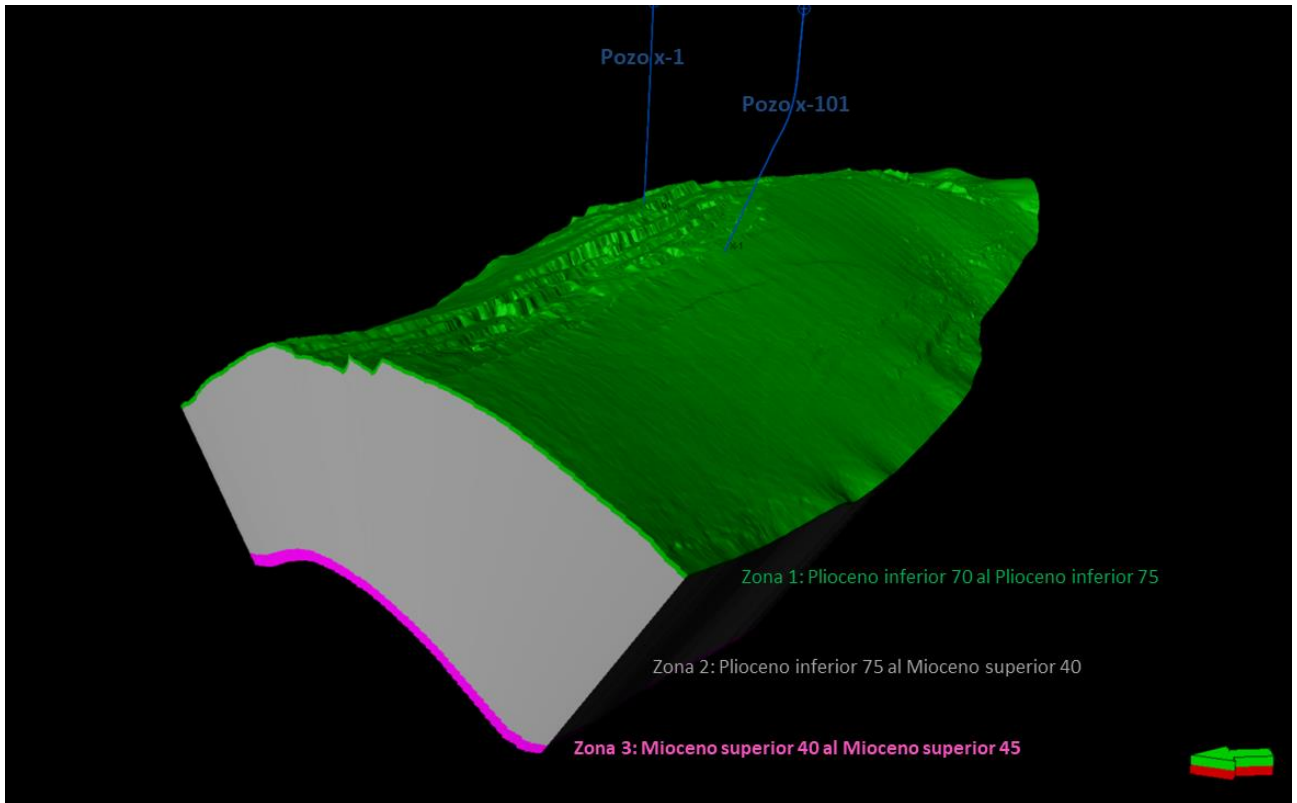


Figura N° 66. Zonas creadas, las zonas de interés son 1 3.

La relación vertical en el pozo para los siguientes pasos que serán el modelado de facies y distribución de propiedades se obtiene mediante el proceso de subdivisión de las capas ó “*layering*” en las zonas de interés. La subdivisión de capas se hace con la finalidad de reflejar la respuesta de los registros en el modelo de celdas. En este caso y considerando la capacidad del equipo de cómputo utilizado, el número de subdivisiones fueron 39 y 84 capas para la Zona 1 (Figura N° 67) y Zona 3, respectivamente (Figura N° 68).

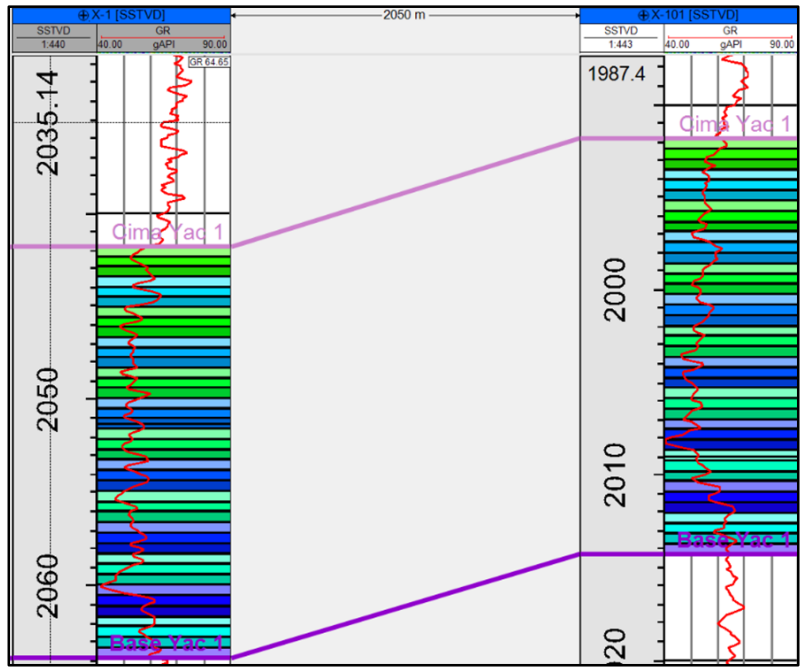


Figura N° 67. Subdivisión de 39 capas o 'layering' para la zona 1: Plioceno inferior 70 al Plioceno inferior 75.

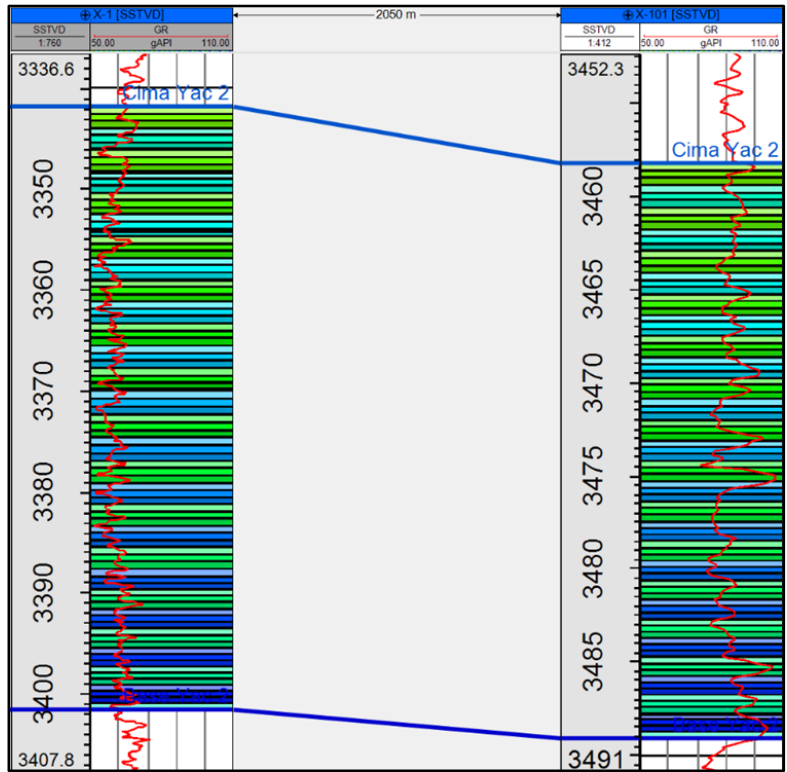


Figura N° 68. Subdivisión de 84 capas o 'layering' para la zona 3: Mioceno superior 40 al Mioceno superior 45.

5.3. Correlación registros Vs sísmica y tendencias 3D

El objetivo del presente análisis de correlación, es encontrar un vínculo entre los registros y la sísmica, con la finalidad de determinar con el atributo sísmico calibrado el área donde se esperan los mejores valores de la porosidad y *net to gross*, así como valores bajos en saturación, entre otras propiedades petrofísicas.

Para encontrar la relación entre los registros se compararon los registros que mostraran mayor contraste para así generar una curva “identificador” (ID). Este ID ayudará a identificar con mayor facilidad el contraste entre el registro y el atributo.

Se consideraron ambos pozos para la correlación y diferentes curvas para los yacimientos. Las figuras N° 69 y 70 muestran los resultados. Para el yacimiento Plioceno, las curvas seleccionadas fueron GR y Rt, GR y RHOZ para el caso del yacimiento Mioceno. Referente a los atributos sísmicos, se eligió el que mostrara mayor correlación con la curva ID en una gráfica cruzada, obteniendo mayor correlación con el atributo RMS para el yacimiento Plioceno y envolvente para el Mioceno. Los valores que resaltan en color rosa en la gráfica cruzada ayudarán para filtrar los valores en los atributos de superficie.

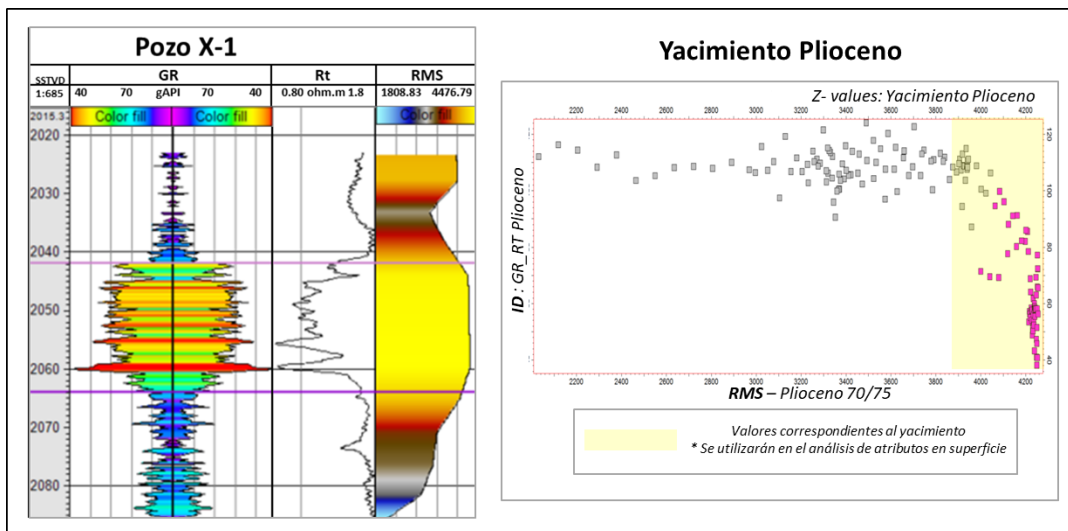


Figura N° 69. Análisis de correlación correspondiente al pozo X-1.

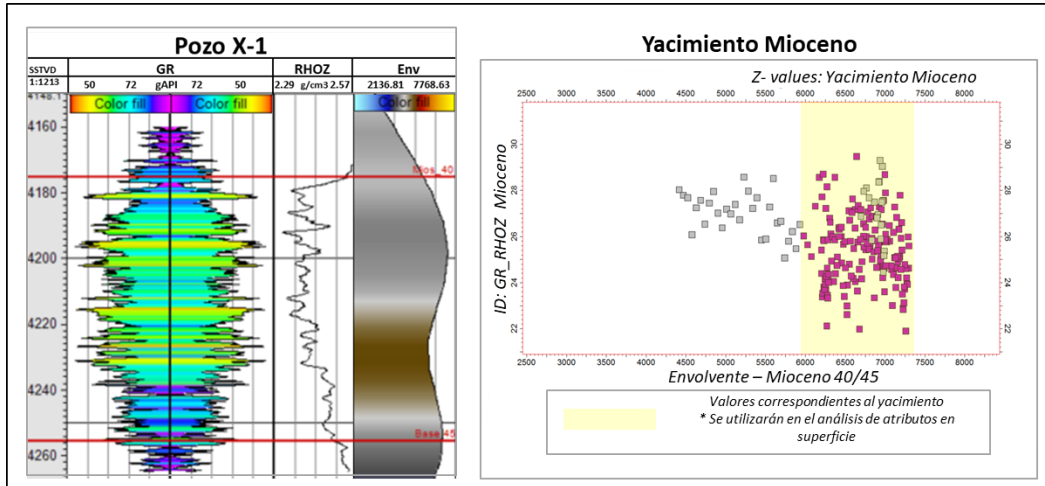


Figura N° 70. Análisis de correlación correspondiente al pozo X-1.

Las siguientes imágenes (Figuras N° 71 y 72) muestran el atributo en superficie de ambos yacimientos, con su respectivo polígono envolvente, que permite definir un mapa de tendencia que guiará la población de propiedades, tema que se describirá en el subcapítulo siguiente. Los mapas de tendencias se construyeron con la forma del polígono envolvente y con valores tomados de la porosidad de los yacimientos, considerando los valores máximos (0.28 para yacimiento Plioceno y 0.20 para el yacimiento Mioceno) dentro del polígono y mínimos (valores debajo de 0.10 para ambos yacimientos) fuera este.

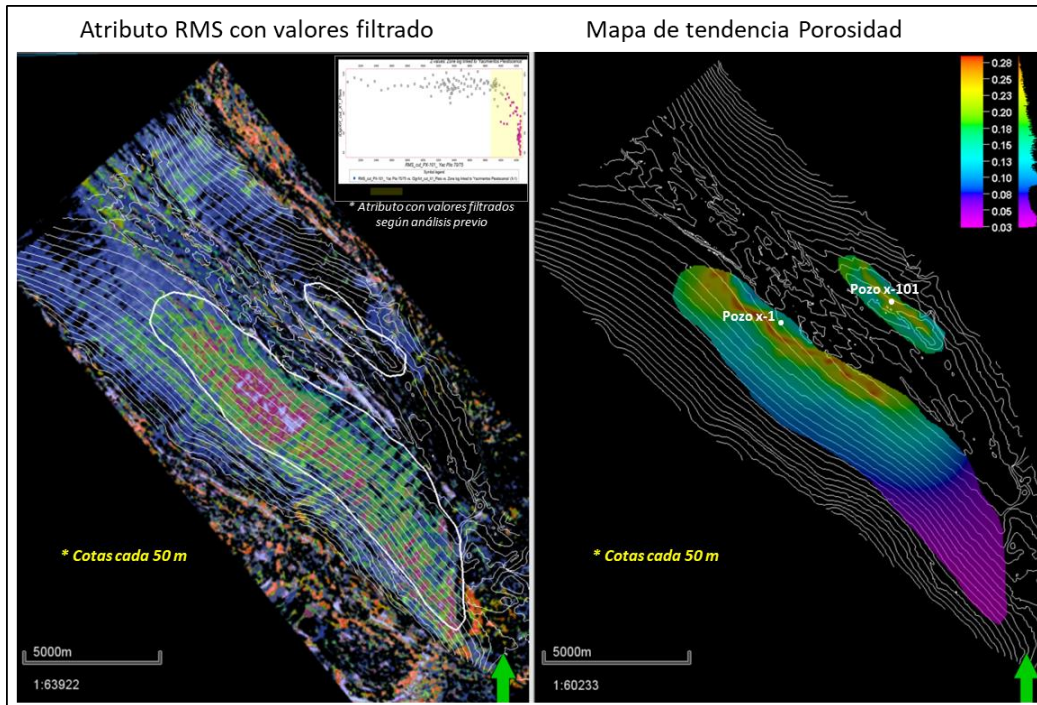


Figura N° 71. Polígono envolvente remarcando la evidente respuesta del atributo RMS (lado izquierdo) y mapa de tendencia utilizando los valores de porosidad (lado derecho).

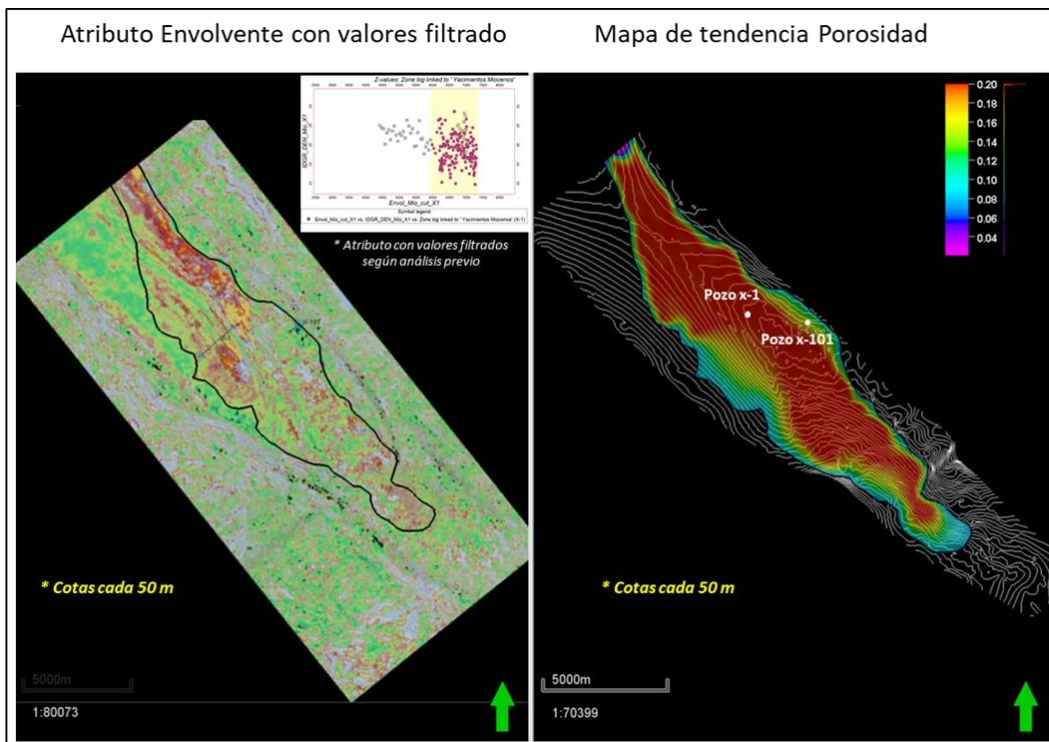


Figura N° 72. Polígono envolvente remarcando la evidente respuesta del atributo envolvente (lado izquierdo) y mapa de tendencia utilizando valores de porosidad (lado derecho).

5.4 Modelado de electrofacies

5.4.1 Análisis multivariable para la generación de electrofacies.

El análisis de clasificación es la técnica para la formación de grupos o clases de objetos en función de sus diferencias o características en común. El algoritmo está basado en una función matemática adecuada aprendiendo sobre los datos para producir una salida apta y su comportamiento está definido por el modo en el que están conectados sus elementos y sus pesos (Schlumberger, 2005). En este caso, su aplicación ayudará a obtener las electrofacies con la mejor correlación entre registros.

La clasificación se llevó a cabo entre los registros gamma ray, densidad, sónico y neutrón, de los cuales se seleccionaron aquellos registros que muestren menor correlación, el mejor resultado fue de 0.0174 entre los registros gamma ray y neutrón (Figuras N° 73 y 75).

Con base a este resultado y analizando la respuesta del GR en ambos yacimientos con la teoría (Figura N° 74 y 76) se proponen para el yacimiento Plioceno, electrofacies de canal y para el yacimiento del Mioceno electrofacies en lóbulos.

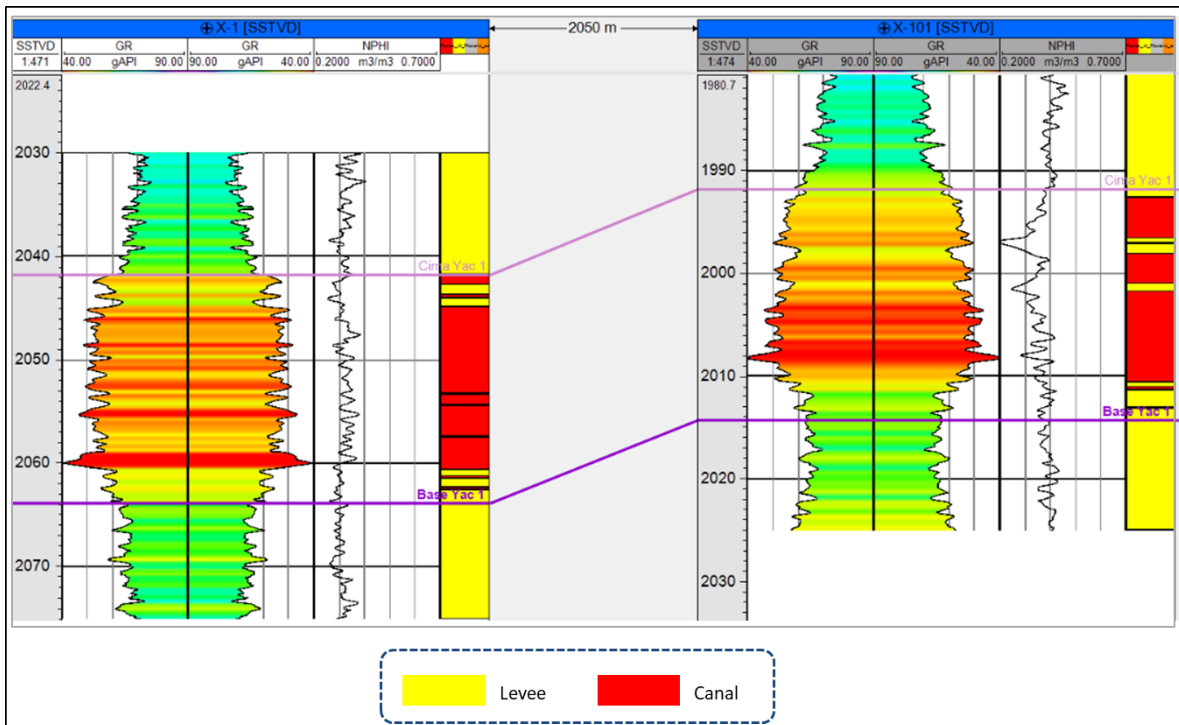


Figura N° 73. Electrofacies para el yacimiento del Plioceno inferior 70 al Plioceno inferior 75.

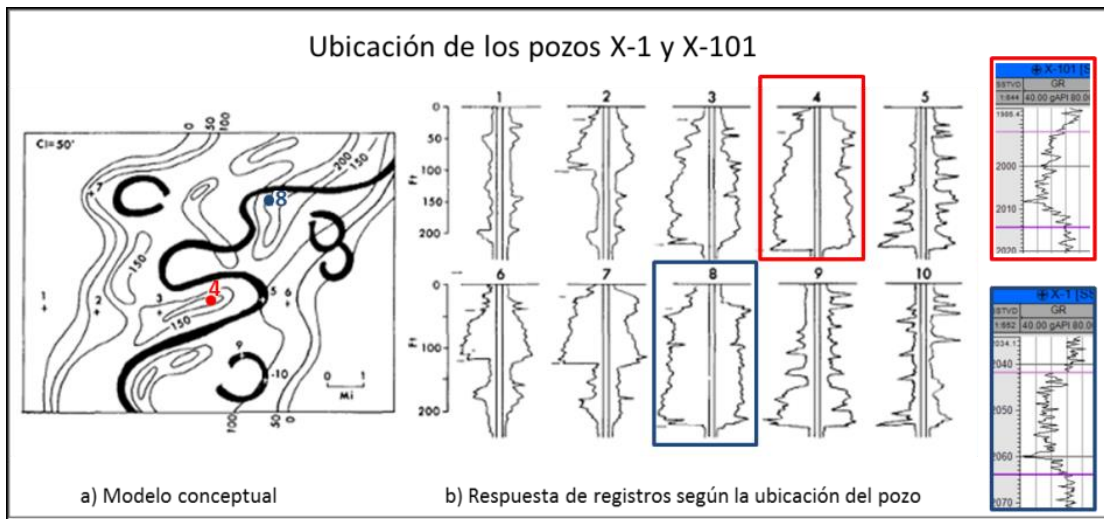


Figura N° 74. Electrofacies de canal según la respuesta del registro GR (Tomado de Coleman J. *et al.*, 1981).

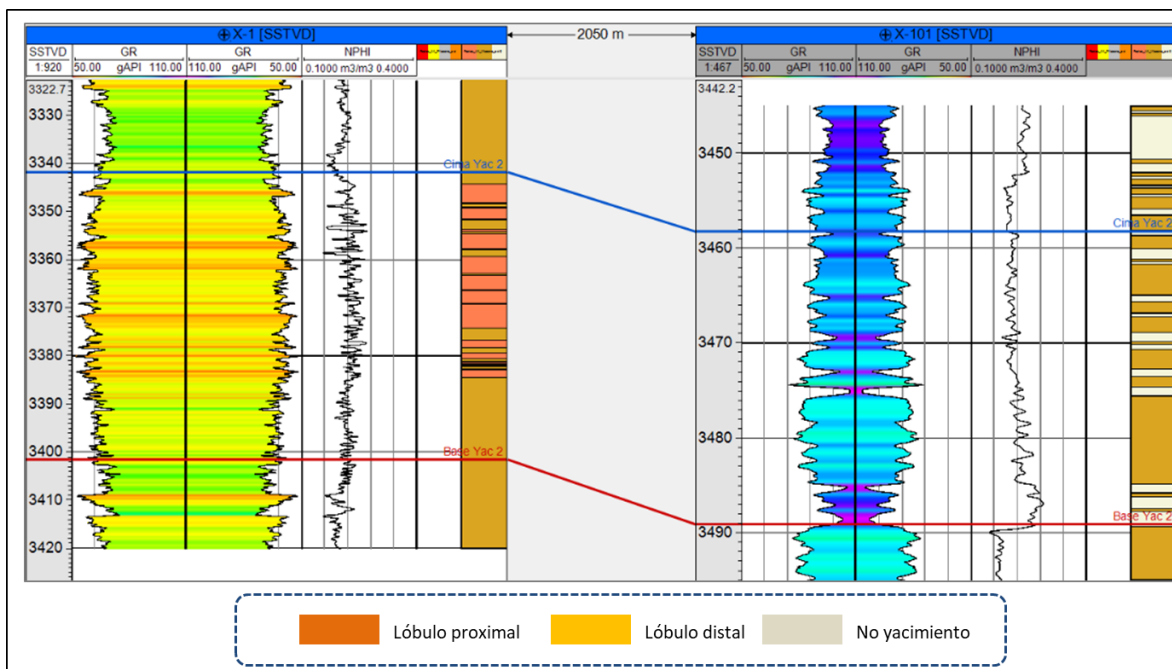


Figura N° 75. Electrofacies para el yacimiento del Mioceno inferior 40 al Mioceno inferior 45.

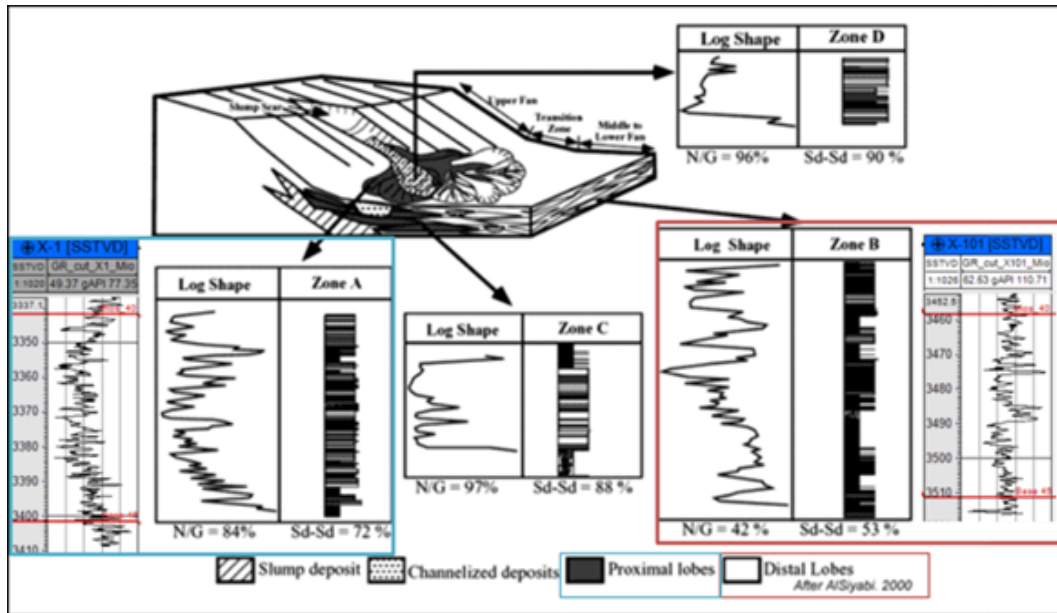


Figura N° 76. Electrofacies de lóbulos según la respuesta del registro GR (Tomado de AJSryabi, 2000).

5.5 Distribución de propiedades

5.5.1 Conceptos de Geoestadística

Los conceptos que a continuación se describirán han sido utilizados para el desarrollo del presente capítulo. Dichos conceptos son básicos y son para el entendimiento de la metodología que se propone.

Geoestadística. Es una rama de la estadística aplicada que hace énfasis en el contexto geológico de los datos, la relación espacial entre ellos y los datos medidos con diferentes soportes y precisiones volumétricas (Modificado de Bohling, 2005).

Varianza. Es una medida de cuán diferente son entre los miembros de una colección (Modificado de Bohling, 2005).

Desviación estándar. Raíz cuadrada de la varianza (Schlumberger, 2013).

Correlación: es una manera de medir si dos colecciones separadas están relacionados, se mide en porcentaje % (Modificado de Bohling, 2005).

Media (mean). Es probablemente, la estadística descriptiva más usada. Es una medida particularmente informativa de la tendencia central de la variable (Schlumberger, 2013).

Registro continuo. Son registros que tienen valores reales (decimales), como lo es la porosidad (Schlumberger, 2016).

Registro discreto. Son registros con valores enteros, tales como 0 o 1, que corresponden algún tipo de dato agrupado en clases (Schlumberger, 2015).

Histograma. Representación gráfica de la frecuencia de distribución de las variables seleccionadas en la cual las columnas o barras se dibujan sobre los intervalos de las clases y la altura de las columnas son proporcionales a la frecuencia de la clase. Las clases del histograma están clasificadas en orden ascendente y se muestran como una función acumulativa. Un histograma es una ayuda gráfica para encontrar la forma de la distribución, ya sea normal, log normal o harmónica (Modificado de Bohling, 2005).

Distribución normal. Es una función teórica de probabilidad con forma de campana, sus parámetros son la media y la desviación estándar (Schlumberger, 2013).

Transformación normal. Se define como la probabilidad en porcentaje de cuanto de la distribución está dentro del alcance del área donde la media es 0 y la desviación estándar 1. Una vez transformados los datos, los variogramas pueden ser configurados y la simulación ejecutada (Schlumberger, 2013).

Variograma. Es una descripción cuantitativa de la variación de una propiedad, como una función de la distancia de separación entre puntos. Sus principales aspectos es conocer la similitud entre dos valores que están justo uno al lado del otro y qué tan lejos tienen que estar dos puntos antes de que pierdan toda relación entre ellos. Se calcula en 3 direcciones, horizontal semi eje mayor, horizontal semi eje menor y verticalmente. Sus parámetros son la varianza, el *sill*, el rango y el *nugget*. El análisis del variograma se debe realizar sobre los datos transformados (Modificado de Bohling, 2005).

Técnicas estocásticas. Se utiliza generalmente en condiciones donde se encuentra presente información escasa. Estos métodos producen un resultado posible y pueden ser utilizados para producir múltiples realizaciones igualmente probables (Modificado de Bohling, 2005).

Simulación Gaussiana Secuencias (SGS). Es un algoritmo de modelado petrofísico basado en píxeles que valora los datos del pozo, distribuciones de entrada, variogramas y guías o tendencias (Modificado de Bohling, 2005).

Kriging. Es una técnica de interpolación basada en la media y la varianza de los datos. Se basa en un sistema de ecuaciones lineales donde los valores del variograma son los parámetros conocidos y los pesos del Kriging son los parámetros desconocidos (Modificado de Bohling, 2005).

Co-kriging. Variable secundaria que puede ser utilizada para ayudar en la distribución de la propiedad petrofísica entre los pozos. Es a menudo realizado con variogramas horizontales derivados ambos de la propiedad primaria y del atributo secundario (Schlumberger, 2007).

5.5.2 Escalamiento de registros

Escalar los registros es el proceso de asignar valores a las celdas en la malla 3D por donde atraviesan los pozos. El propósito es poder utilizar la información de pozo como entrada para el modelado de propiedades, es decir, para la distribución de valores de los pozos sobre la zona del yacimiento (Schlumberger, 2013).

Para este caso, se escalaron las electrofacies y relación neto bruto (registro discreto), la porosidad y la saturación (registros continuos). Respecto a los registros continuos, se promedian los valores de registros que penetran la misma celda. Para la porosidad ($Phie$) y la relación neto bruto (NtG) se utilizó un promedio aritmético, mismo que es generalmente utilizado para estas propiedades: para la saturación de agua (Sw) se utilizó la media con el objetivo de no sobrestimar los valores mínimos y/o máximos.

El resultado se ilustra en las figuras N° 77 y 78. Inicialmente se observa una sección de pozos, donde los registros originales (curva continua color negro) y escalados (en colores) se presentan en el siguiente orden: carril 1 electrofacies, carril 2 porosidad ($Phie$), carril 3 saturación de agua (Sw) y carril 4 la relación neto bruto (NtG). En un solo carril se sobrepone la curva proveniente de la medición en pozo y la curva escalada para su control

de calidad. Al observar ambas curvas en la misma escala se aprecia que mantienen un comportamiento adecuado en cuanto a valores y tendencias. En la parte inferior de la sección de pozos, se presentan los histogramas de los registros originales (barras color rosa) contra el escalado (barras color verde). Los valores representados mediante el histograma de Phie y Sw exponen una distribución normal. Se observan muestras con valores máximos y mínimos que no fueron capaces de ser representados por las limitantes en el equipo de cómputo, sin embargo no alteran el resultado, ya que realmente esos valores representan muy pocas muestras en el pozo.

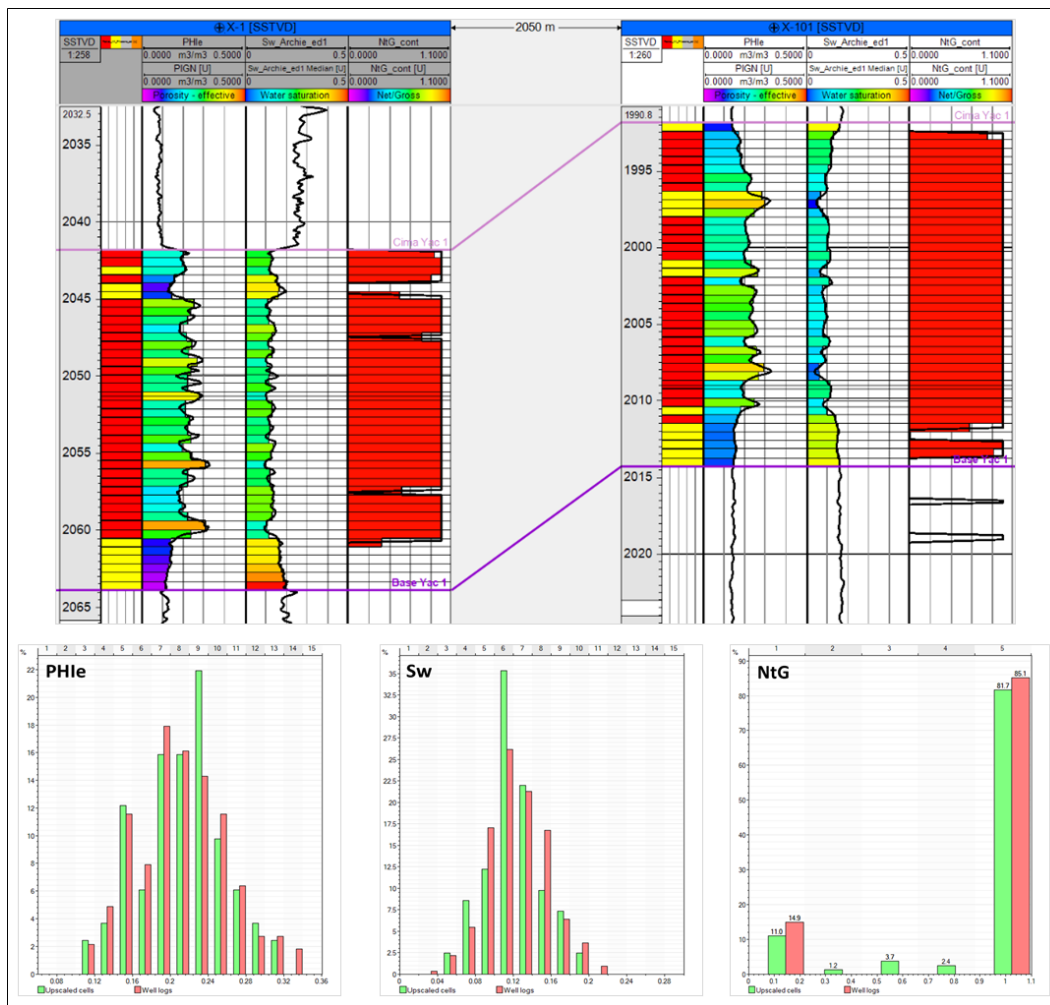


Figura N° 77. Sección de pozos mostrando los registros originales contra los escalados, así como sus histogramas para el yacimiento Plioceno.

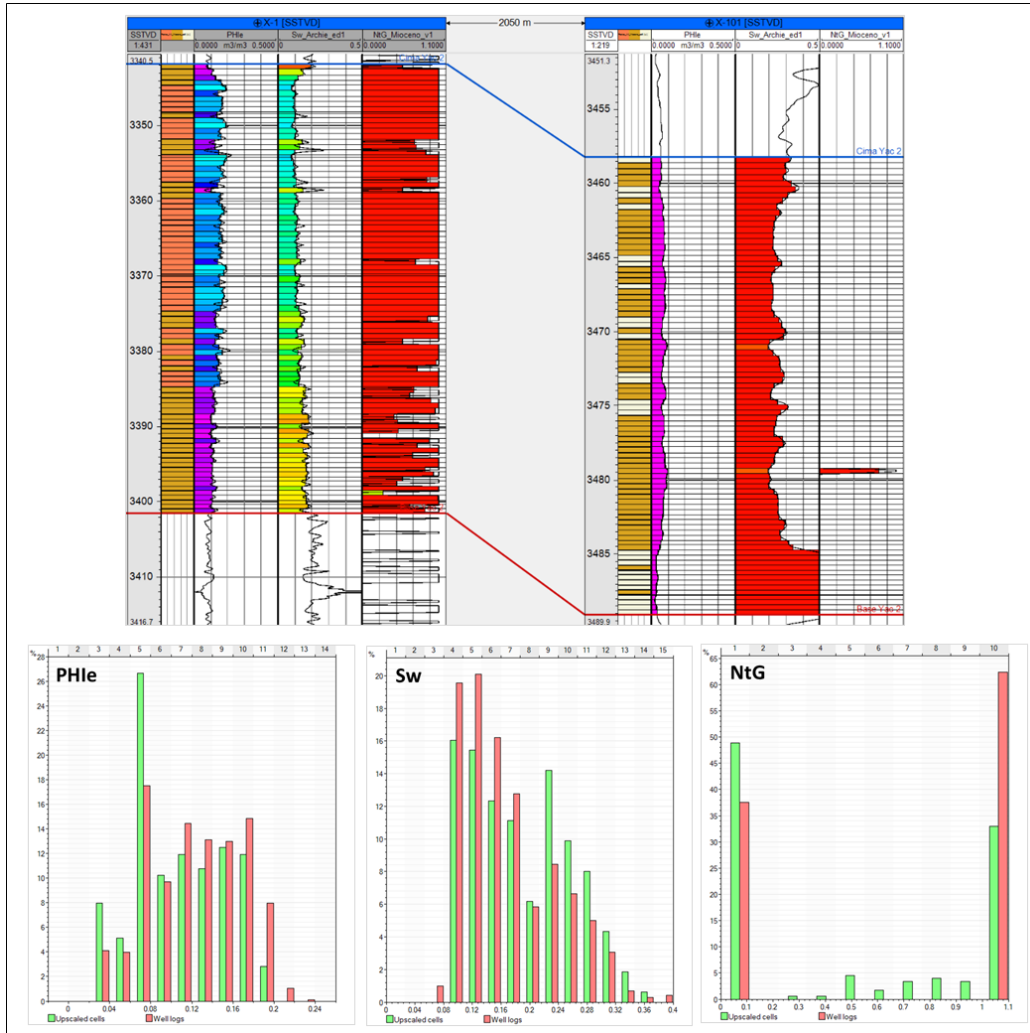


Figura N° 78. Sección de pozos mostrando los registros originales contra los escalados, así como sus histogramas para el yacimiento Mioceno.

5.5.3 Distribución de propiedades

La distribución de propiedades inicia con el análisis de datos petrofísicos, proceso que permite realizar el control de calidad del dato, su análisis y preparación para la distribución de propiedades en el espacio tridimensional. Se analiza el dato de entrada eliminando valores negativos y obteniendo únicamente valores realistas o esperados en una curva de salida (Schlumberger, 2013). Este proceso de transformación del dato es gracias a la distribución normal, es decir, que la media sea 0 y la desviación estándar 1. Otra herramienta importante en el análisis de datos es el uso del variograma, pues describe de manera natural la variación de la propiedad en un área determinada (Schlumberger, 2013).

Para el desarrollo del presente trabajo y debido a que sólo se cuenta con dos pozos y cada uno intersecta cuerpos geológicos independientes, el análisis de variograma se realizará verticalmente, respecto al análisis horizontal se tomará de la dirección de aporte que se infiere a partir del atributo sísmico.

La distribución o modelado de propiedades es el proceso de llenado de las celdas de la malla con propiedades. El objetivo es utilizar toda la información geológica disponible para construir un modelo con propiedades apegadas a la realidad (Schlumberger, 2015).

El método utilizado es una simulación estocástica que se utiliza para datos continuos escasos, lleva por nombre Simulación Gaussiana Secuencial (SGS) y requiere transformación de grado normal de los datos. Pueden llevarse un gran número de realizaciones con base en los datos de entrada, sin embargo, cada realización proporcionará un resultado diferente pero igualmente probable (Modificado de Bohling, 2005).

Las propiedades petrofísicas que se distribuyeron fueron Phie, Sw y NtG, todas con el mismo método de simulación (SGS), utilizando el variograma y la distribución del análisis previo (análisis de datos petrofísicos), de igual forma se emplearon mapas de tendencia y coeficientes de correlación (ver Cokriging, subcapítulo 5.3) como variables secundarias ya que facilitan la distribución de la propiedad entre los pozos. La figura N° 79 muestra los parámetros para la distribución de la porosidad (Phie) del yacimiento Plioceno.

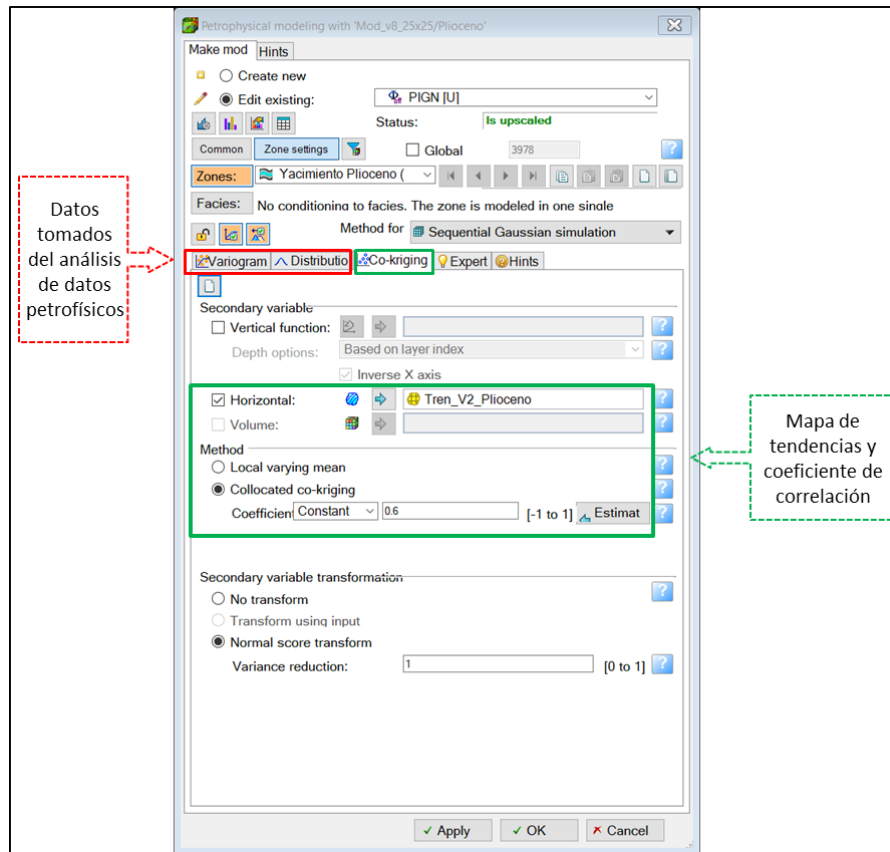


Figura N° 79. Parámetros de entrada para la distribución de propiedades.

El Cokriging colocado es el método que utiliza internamente el software, en este caso Petrel® y representa una co-simulación con variables secundarias, asume que la segunda variable está disponible en forma co-ubicada, es decir, en la misma celda o en posiciones que pueden ser simuladas (Schlumberger, 2013). Las siguientes gráficas cruzadas de porosidad contra el atributo sísmico muestran el coeficiente de correlación con el cual se identificó el mejor atributo secundario: RMS para el yacimiento Plioceno y Envoltente para el yacimiento Mioceno (Figuras N° 80 y 81). Para las otras dos propiedades faltantes, Sw y NtG se utilizó como tendencia la porosidad Nphie modelada anteriormente y el criterio de correlación fue utilizado de igual manera.

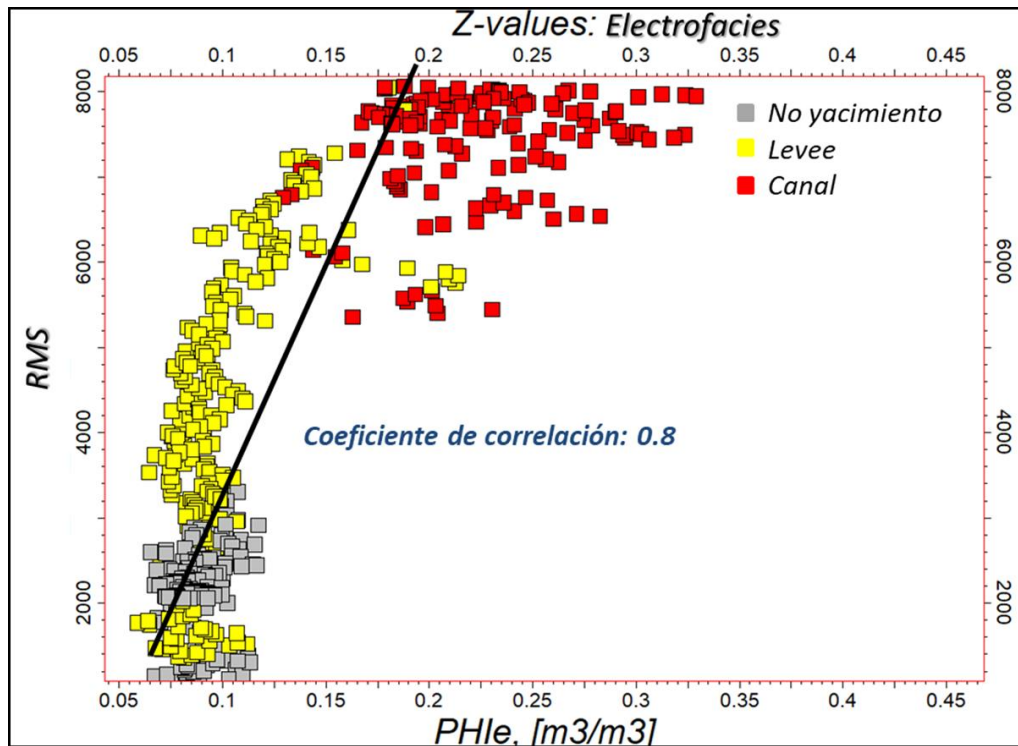


Figura N° 80. Grafica cruzada RMS Vs Phie y coeficiente de correlación del yacimiento Plioceno.

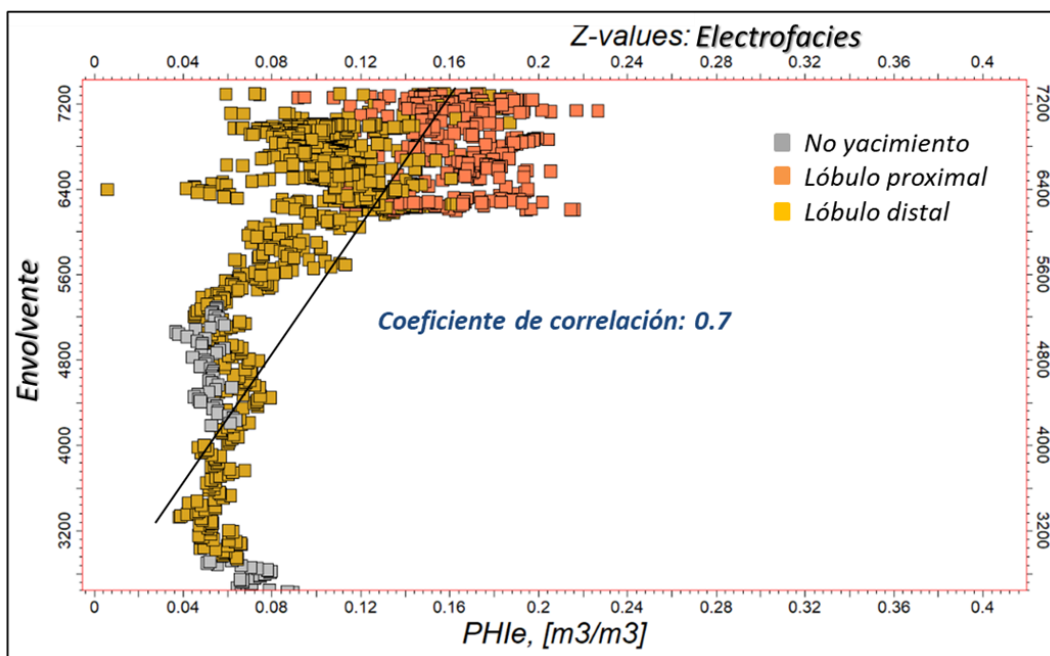


Figura N° 81. Grafica cruzada atributo envolvente Vs Phi y coeficiente de correlación del yacimiento Mioceno.

El resultado de la distribución de propiedades, se muestra en los siguientes mapas e histogramas. De los cuales se verificó la consistencia con el mapa de tendencias, recordando que éstos fueron obtenidos a partir de la correlación del atributo con la porosidad. Los histogramas muestran una barra color morado, que corresponde a la propiedad modelada o distribuida, la barra de color verde representa al valor escalado y la rosa los registros originales.

Los mapas para el yacimiento del Plioceno muestran las escalas de color correspondientes, obteniendo para la porosidad valores que van de 0.1 hasta 0.32 (Figura N° 82), para la Sw de 0.06 a 0.2 (Figura N° 83), y valores de 0 a 1 para la relación neto bruto NtG (Figura N° 84).

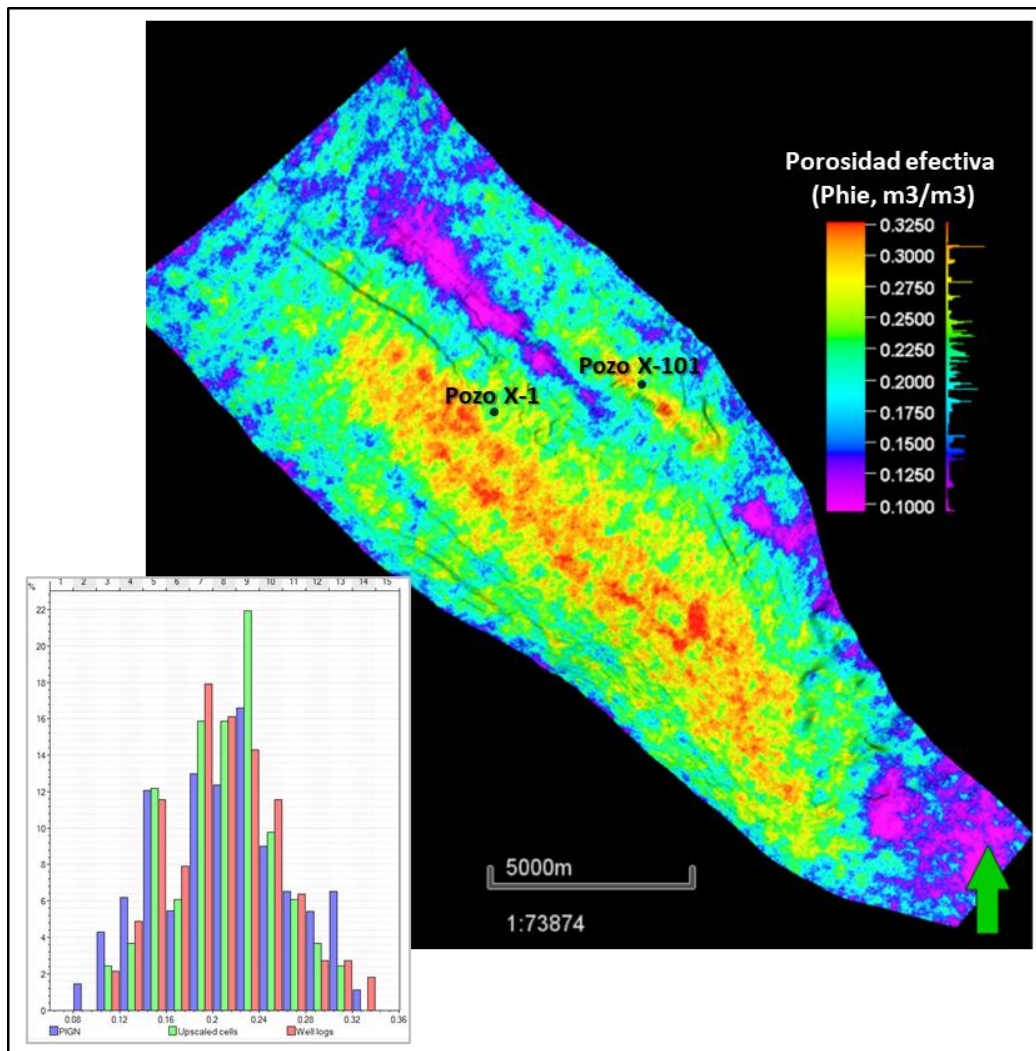


Figura N° 82. Porosidad efectiva distribuida, Yacimiento Plioceno.

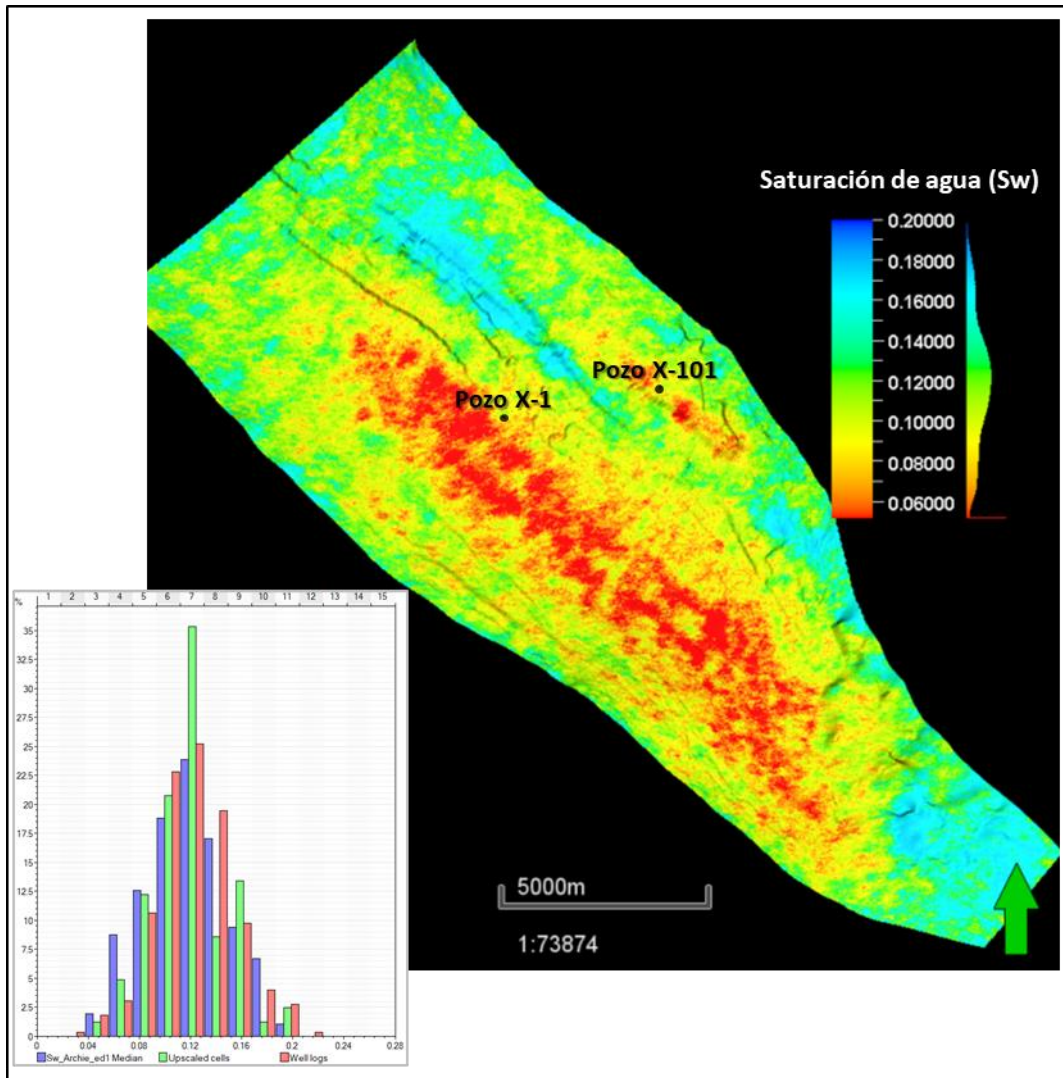


Figura N° 83. Saturación de agua distribuida, Yacimiento Plioceno.

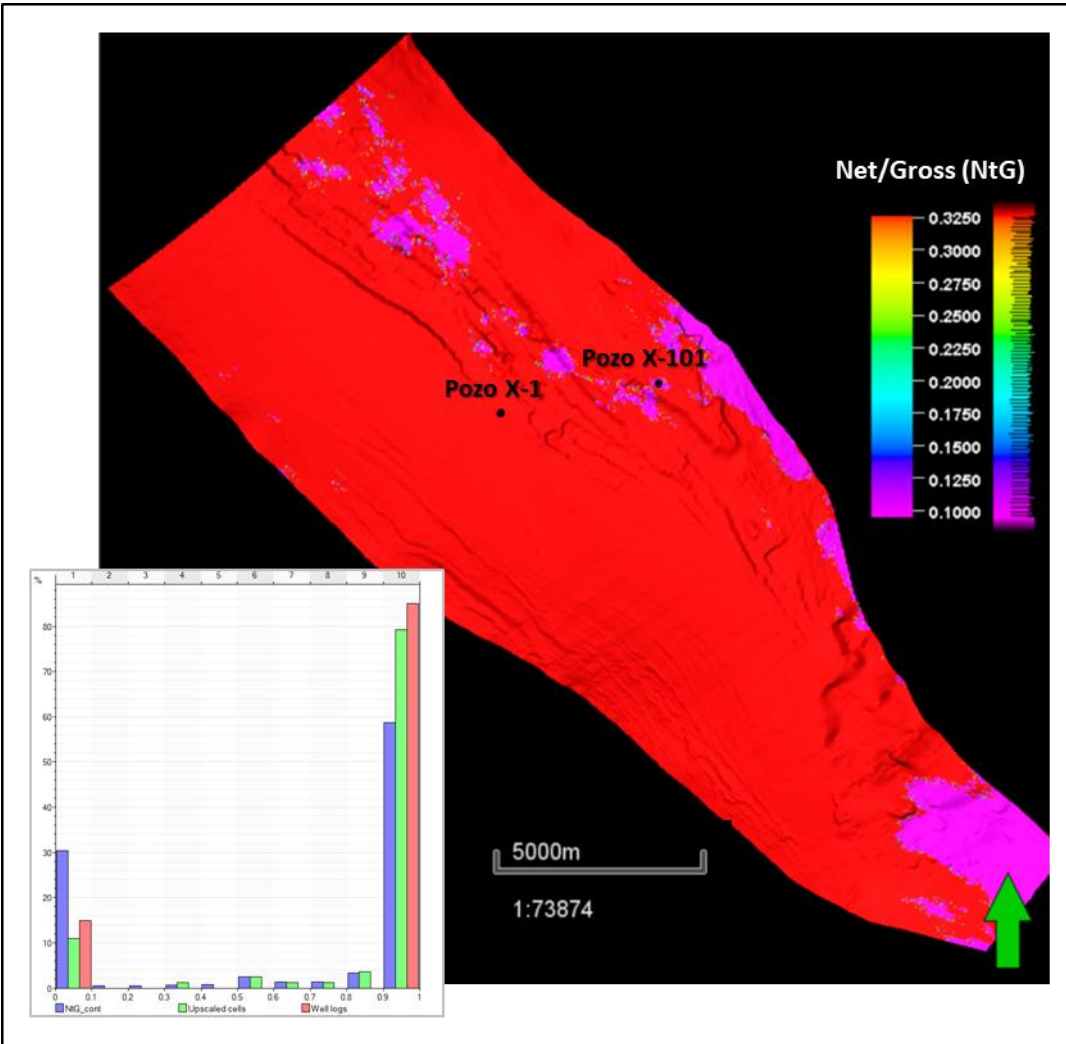


Figura N° 84. Relación Neto bruto distribuido, Yacimiento Plioceno

Referente a la distribución de propiedades del yacimiento Mioceno (Figura N° 85, 86 y 87) y recordando el análisis previo de las electrofacies, este yacimiento tiene valores mucho más bajos tanto en porosidad como en NtG, y mayor porcentaje en Sw. Los valores de las propiedades oscilan de 0.02 a 2 para Phie, de 0.1 a 0.8 para Sw y de 0.02 a 0.2 para NtG.

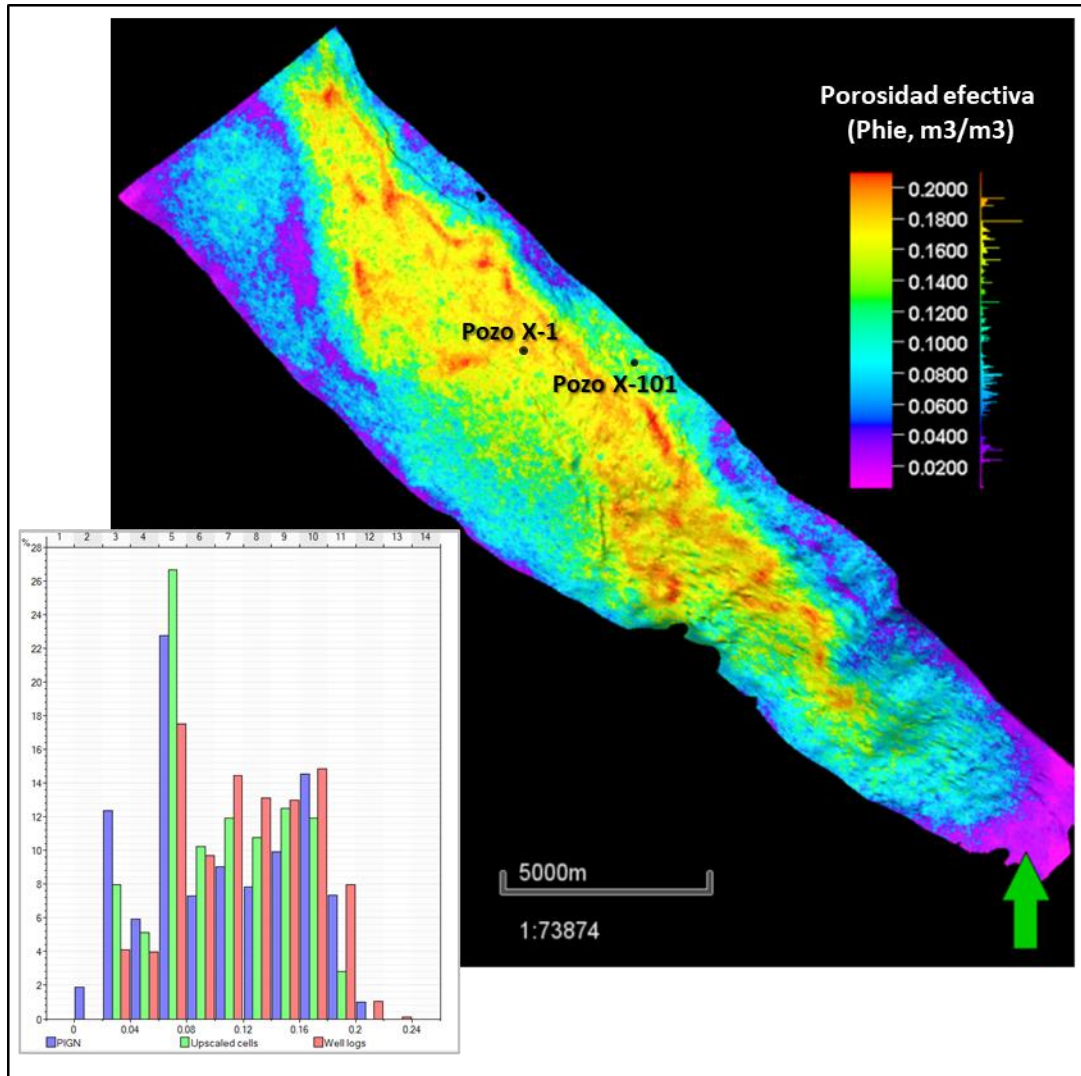


Figura N° 85. Porosidad efectiva distribuida, Yacimiento Mioceno.

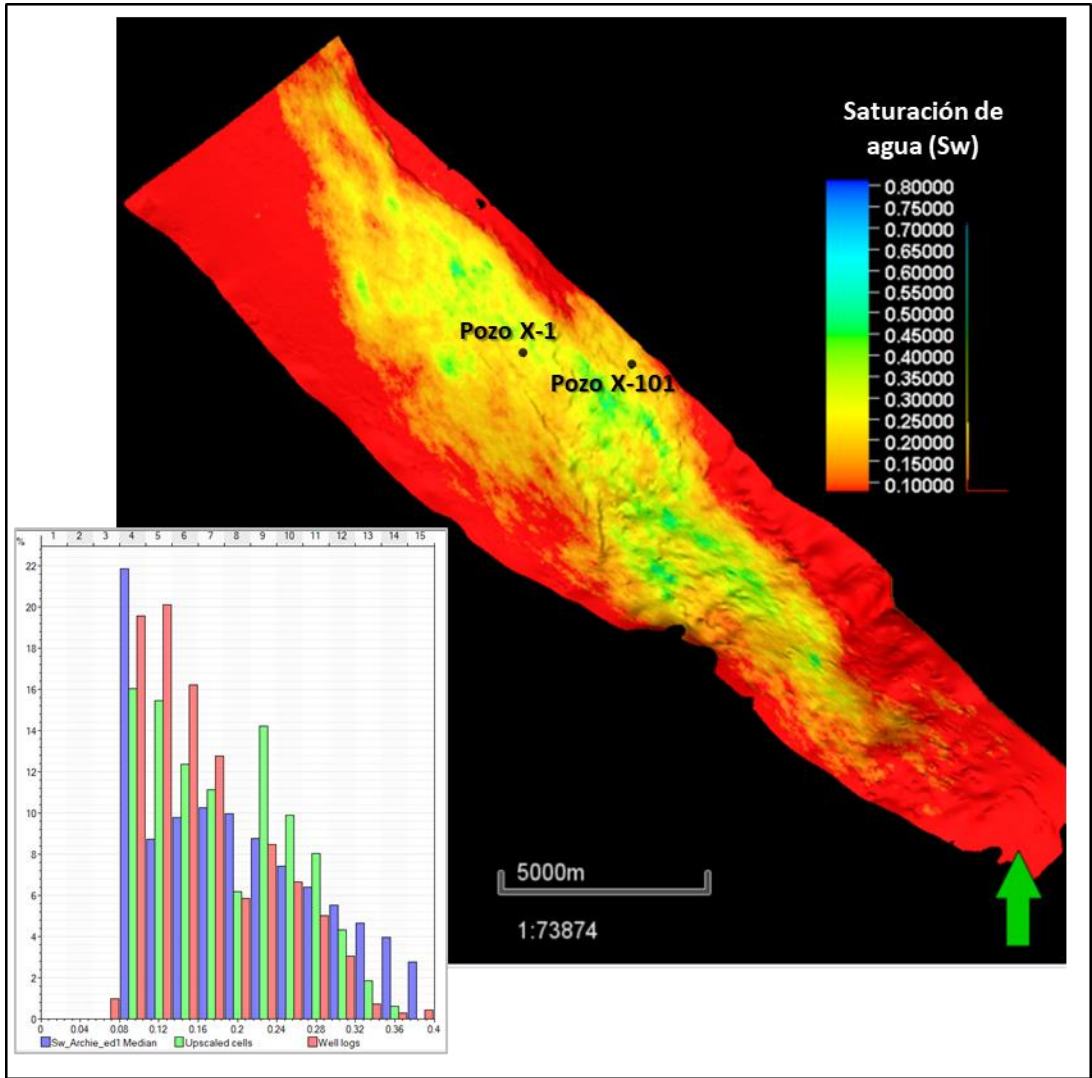


Figura N° 86. Saturación de agua distribuida, Yacimiento Mioceno.

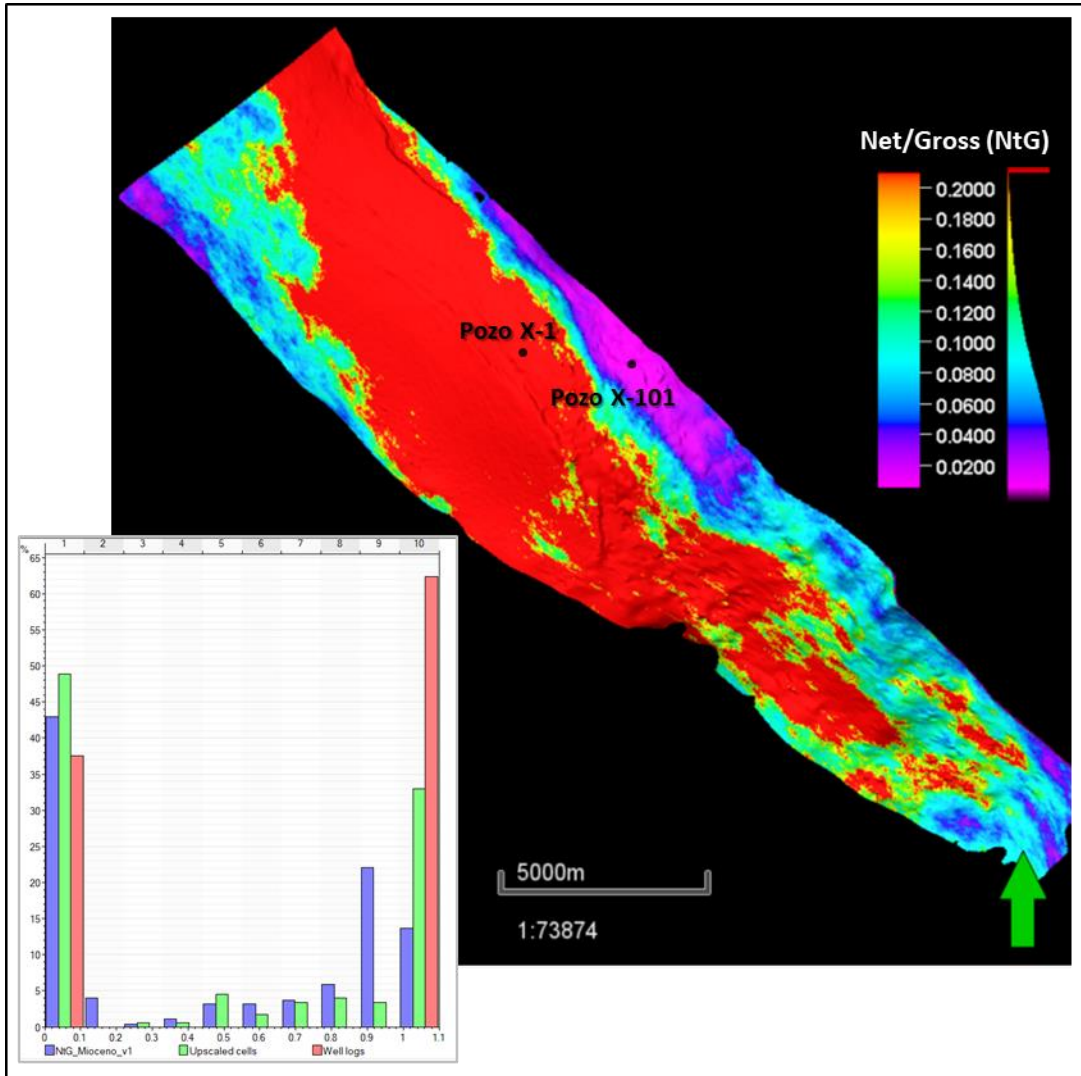


Figura N° 87. Relación Neto bruto distribuido, Yacimiento Mioceno.

5.6 Cálculos volumétricos

5.6.1 Ecuación y consideraciones.

Para este caso, el cálculo volumétrico se basa en la ecuación 11 (Modificada de Schlumberger, 2015), la cual involucra parámetros característicos del yacimiento que se describirán a continuación. Con ayuda del software, éste método estimará el volumen inicial de hidrocarburos, en este caso se calculará el volumen poroso para gas HCPVg “*Hydrocarbon Pore Volume for gas*” en sus siglas en inglés, no es necesario utilizar factor de recuperación pues no se está considerando el cálculo de hidrocarburo en superficie.

$$HCPV = Vr * NtG * \emptyset * Sg \quad (Ecuación 11)$$

Dónde:

HCPVg= Volumen poroso de hidrocarburo, en este caso para gas. Su unidad se mostrará en Mpc (miles de pies cúbicos)

Vr= Volumen de roca, proviene de multiplicar el área por espesor del yacimiento. Debido a que no se tiene el dato del contacto agua/gas, el área se extrajo del punto de derrame o “*spill point*”, que se explicará más adelante (Modificado de Exploration & Production Geology Portal). Las unidades en que se mostrarán son m³ (metros cúbicos).

NtG= Relación neto bruto, es el volumen de roca capaz de almacenar hidrocarburo, usualmente definido por cortes o “*cut off*” de curvas provenientes de la evaluación petrofísica (Modificado de Exploration & Production Geology Portal).

\emptyset = Porosidad efectiva en %

Sw=Saturación del gas (1-Sw), en %

La ecuación 11 queda simplificada de la siguiente manera:

$$HCPVg = Vn * \emptyset * Sg \quad (Ecuación 12)$$

$$HCPVg = V\emptyset * Sg \quad (Ecuación 13)$$

V_n = Representa el volumen de roca neto, es el volumen de roca en la trampa por encima del contacto agua/gas menos la roca no considerada yacimiento. Se obtiene multiplicando el volumen de roca (V_r) por N_tG (Modificado de Exploration & Production Geology Portal). Las unidades en que se mostrarán son m^3 (metros cúbicos).

V_\emptyset = Representa el volumen poroso neto y es el volumen de poros intragranulares llenos de gas en la trampa por encima del contacto agua/gas (Modificado de Exploration & Production Geology Portal). Su unidad se mostrará en ft^3 (pies cúbicos)

Dado a que no se tiene el dato del contacto agua/gas, el cálculo volumétrico se adecuó con el “spill point” o punto de derrame de la trampa, el cual tiene por definición ser el punto más bajo estructuralmente en una trampa con capacidad de retener el hidrocarburo, una vez llena la trampa hasta el punto de derrame no será posible más almacenamiento o retención de hidrocarburos por falta de espacio en el depósito dentro de dicha trampa (Schlumberger, 2017).

La figura N° 88 muestra en color blanco el polígono correspondiente al punto de derrame del yacimiento Plioceno, en color rojo es el área de 33.48 km^2 que se consideró para el cálculo volumétrico.

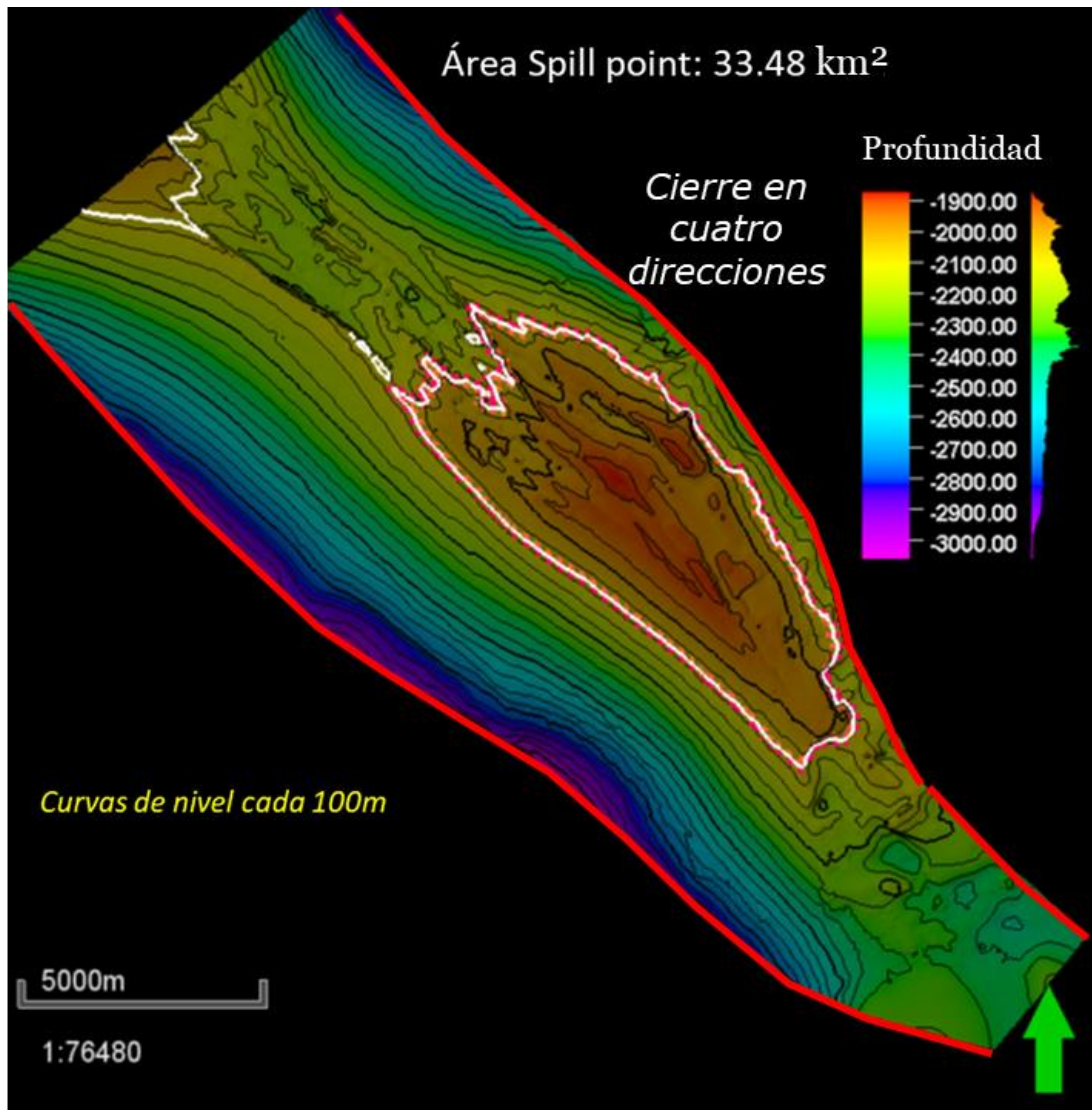


Figura N° 88. Área de punto de derrame correspondiente al yacimiento Plioceno.

Con relación al yacimiento del Mioceno, la siguiente figura N° 89 ilustra en color amarillo el área del punto de “*spill point*” o punto de derrame y son 33.06 km² (polígono color rojo) los que se consideraron para el cálculo del volumen.

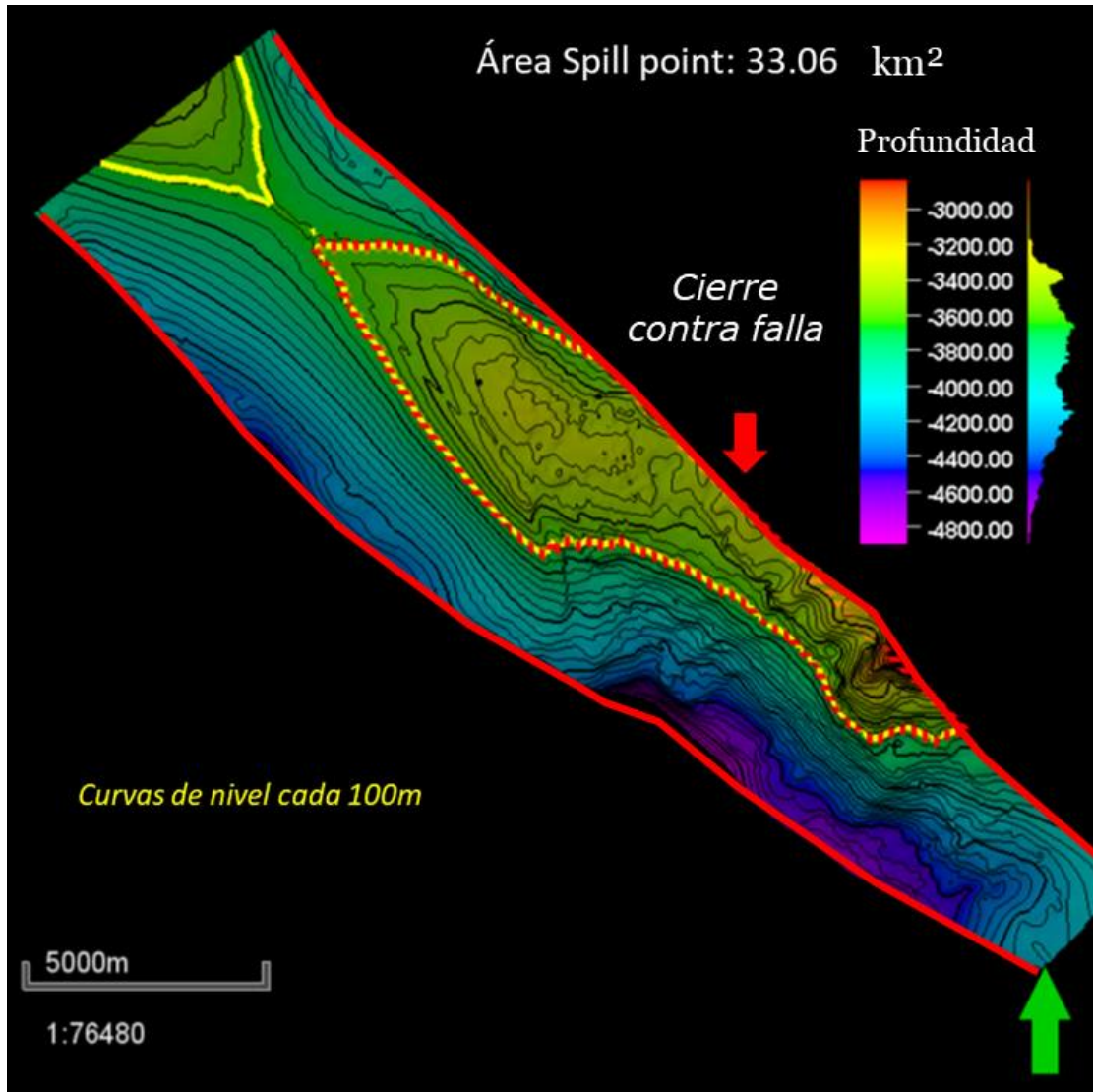


Figura N° 89. Área de punto de derrame correspondiente al yacimiento Mioceno.

5.6.2 Resultado

De acuerdo a la Ecuación 13, los resultados se muestran en volumen de roca (V_r), volumen de roca neto (V_n), volumen neto poroso ($V\emptyset$) y volumen poroso de gas (HCPVg) para ambos yacimientos, las unidades de este último serán en mmpc (millones de pies cúbicos) (tabla 5).

Tabla N° 5. Resultado de cálculos volumétricos para ambos yacimientos.

Volumen de roca	Volumen de roca neto	Volumen neto poroso	Volumen poroso de gas
Vr (10³ m3) (Área*Espesor)	Vn (10³ m3) (Vr*NtG)	Vφ (10³ ft3) (Vn*φ)	HCPVg (mmpc) (Vφ*(1-Sw))
Yacimiento Plioceno			
674971	656015	5200614	4630
Yacimiento Mioceno			
1978305	545086	3192128	2178

5.7 Análisis de incertidumbre

5.7.1 Introducción

La definición de incertidumbre dentro de la caracterización de yacimientos se describe como “el grado de error de un conjunto de datos o de desviación respecto de los valores predichos. Cuantificada a veces en términos de varianza o desviación estándar, la incertidumbre existe en los datos debido a una diversidad de problemas, tales como una calibración deficiente o la presencia de contaminación o daño en las rocas antes de la medición. La incertidumbre es la causa de muchos problemas, que ocasionalmente pueden ser superados mediante la normalización de los datos” (*Oilfield Glosario Schlumberger*).

El objetivo de la presente tesis culmina con este capítulo, cuya finalidad es visualizar el impacto que tienen los parámetros de azimuth y correlación provenientes de los atributos sísmicos en el cálculo volumétrico de hidrocarburos, específicamente el HCPVg *Hydrocarbon Pore Volumen for gas*” ó volumen poroso de gas, mediante el análisis de incertidumbre.

Los atributos utilizados para el desarrollo de esta tesis fueron analizados de manera cuantitativa y cualitativa, logrando obtener una correlación con los registros de pozos para ampliar el entendimiento del yacimiento por área (zonas prospectivas) y a escala vertical, temas descritos en el subcapítulo 5.3.

Con relación al análisis cualitativo el atributo RMS y Envolvente calibrado con una curva ID: GR y Rt para el yacimiento Plioceno GR y RHOZ para el Mioceno, sustentaron el área que se considera como roca almacén, área que se asume presenta los mejores valores de porosidad y NtG, así como una menor saturación de agua y menor contenido de arcilla. Implícitamente, los atributos sugieren la dirección de aporte de los sedimentos del área de estudio, éste último dato se consideró directamente para el azimut en el modelado de propiedades (Figura N° 90).

Cuantitativamente se calculó el coeficiente de correlación (descrito en el subcapítulo 5.5.3) entre el atributo y la porosidad, obteniendo como resultado el mapa de tendencias utilizado como dato de entrada para la distribución de la porosidad.

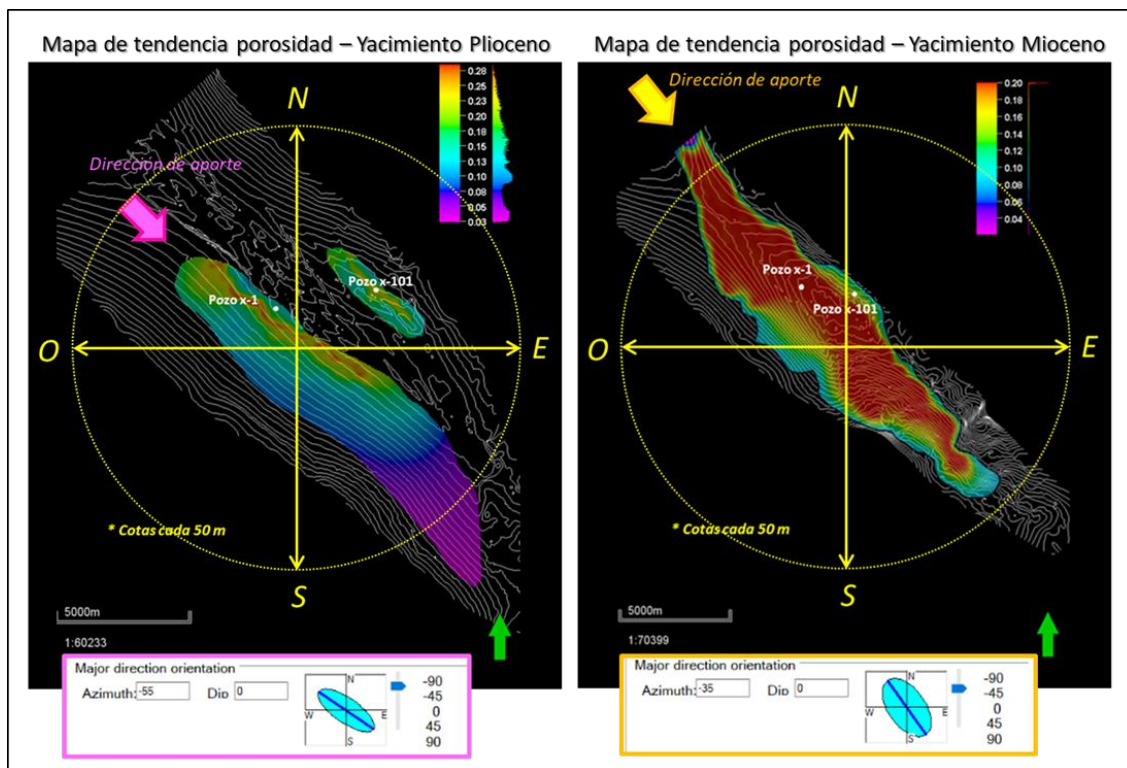


Figura N° 90. Orientación del azimut en el variograma para la distribución de propiedades del yacimiento Plioceno (lado derecho) y Mioceno (lado izquierdo)

La metodología que se propone (figura N° 91) se ejecutó utilizando el software Petrel ® 2015 e inició a partir de un caso base, el cual fue generado en el subcapítulo 5.6. Se variaron los parámetros de azimut y coeficiente de correlación de la porosidad, saturación de agua y relación neto bruto, se ejecutaron 150 realizaciones para cada yacimiento y se obtuvo el resultado por escenarios: optimista, intermedio y pesimista. Lo anterior descrito se logró utilizando una técnica estadística que muestra el rango de resultados posibles llamada simulación de Monte Carlo. Dicho método genera la probabilidad en función de las relaciones de valor para los parámetros clave. En este tipo de simulación, cada dato se muestrea en forma arbitraria y los valores individuales se multiplican entre sí, procedimiento conocido como prueba. El resultado de una prueba individual proporciona una respuesta posible para el cálculo volumétrico (Bailey *et al.*, 2001).



Figura N° 91. Flujograma de trabajo de análisis de incertidumbre.

5.7.2 Variables de entrada

Tanto el azimut como el coeficiente de correlación de la porosidad, saturación de agua y relación neto bruto son los parámetros que variarán dentro del análisis de incertidumbre. Debido a que se conoce el valor mínimo, máximo y la moda (valor base) se utilizará la

distribución triangular, ya que describe mejor el escenario que se está analizando, como es la variación de las propiedades petrofísicas mencionadas en los yacimientos.

Las variables de entrada para ambos yacimientos se muestran en las siguientes tablas N° 6 y 7.

Tabla N° 6. Variables de entrada, yacimiento Plioceno.

Yacimiento Plioceno			
Variable	Valor base	Valor mínimo	Valor máximo
Azimut Phie (\$AZIP)	-55	-90	0
Azimut Sw (\$AZIS)	-55	-90	0
Azimut NtG (\$AZIN)	-55	-90	0
Coeficiente de correlación Phie (\$COP)	0.41958	0.2	1
Coeficiente de correlación Sw (\$COS)	-0.81234	-1	-0.5
Coeficiente de correlación NtG (\$CON)	0.8	0.4	1

Número de realizaciones: 150

Tabla N° 7. Variables de entrada, yacimiento Mioceno.

Yacimiento Mioceno			
Variable	Valor base	Valor mínimo	Valor máximo
Azimut Phie (\$AZIP)	-35	-90	0
Azimut Sw (\$AZIS)	-35	-90	0
Azimut NtG (\$AZIN)	-35	-90	0
Coeficiente de correlación Phie (\$COP)	0.79083	0.1	1
Coeficiente de correlación Sw (\$COS)	0.9	0.2	1
Coeficiente de correlación NtG (\$CON)	0.7	0.1	1

Número de realizaciones: 150

5.7.3 Resultado por escenario

El resultado se analizará por escenarios, donde se evalúan todas las posibles combinaciones entre los valores que puedan tomar cada una de las variables consideradas (Gómez, 2009). El resultado se observa directamente en el volumen poroso de gas calculado (HCPVg) y los

escenarios se visualizan como optimista (percentil 90), intermedio (percentil 50) y pesimista (percentil 10), (Mantilla *et al.*, 2003).

Se define como percentil 10 considerado como escenario pesimista al 10% de probabilidad de que el valor sea menor que este (Schlumberger, 2016).

A fin de capturar el rango completo de incertidumbre, el escenario intermedio (P50) se obtiene una vez que se evalúan los resultados de todos los escenarios, normalmente se selecciona aquel que en líneas generales converge al valor promedio, esto es, aquel conformado por los valores más probables estimados para cada una de las variables que intervienen en el cálculo (Gómez, 2009).

El percentil 90 considerado como escenario optimista representa el 90% de probabilidad de que el valor sea menor que este, de lo contrario hay un 10 % de probabilidad de que el valor sea igual o mayor que este (Schlumberger, 2016).

En los siguientes histogramas (figuras N° 92 y 93) se observa los escenarios pesimista (P10), intermedio (P50) y optimista (P90) en el que la inclusión de los atributos sísmicos calibrados con los atributos impactan en el volumen poroso de gas (HCPV), las unidades en que se muestran son en mpc (miles de pies cúbicos).

Respecto al caso base del Yacimiento Plioceno donde se obtuvo 4631000 mpc se ubica en un escenario optimista P90.

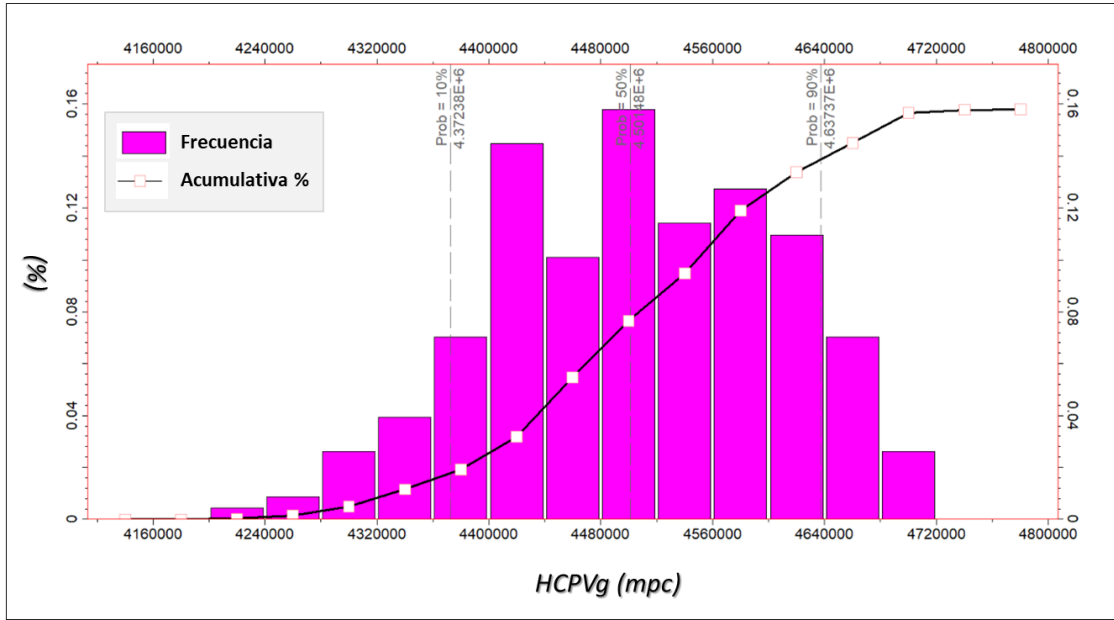


Figura N° 92. Escenario P10, P50 y P90 del HCPVg, yacimiento Plioceno.

El yacimiento Mioceno, según el subcapítulo 5.6.2 obtuvo un volumen poroso de gas de 2178000 mpc. Dentro del análisis de incertidumbre mostrado en el siguiente histograma (Figura N° 93), se observa que este se encuentra entre el P50 y P90.

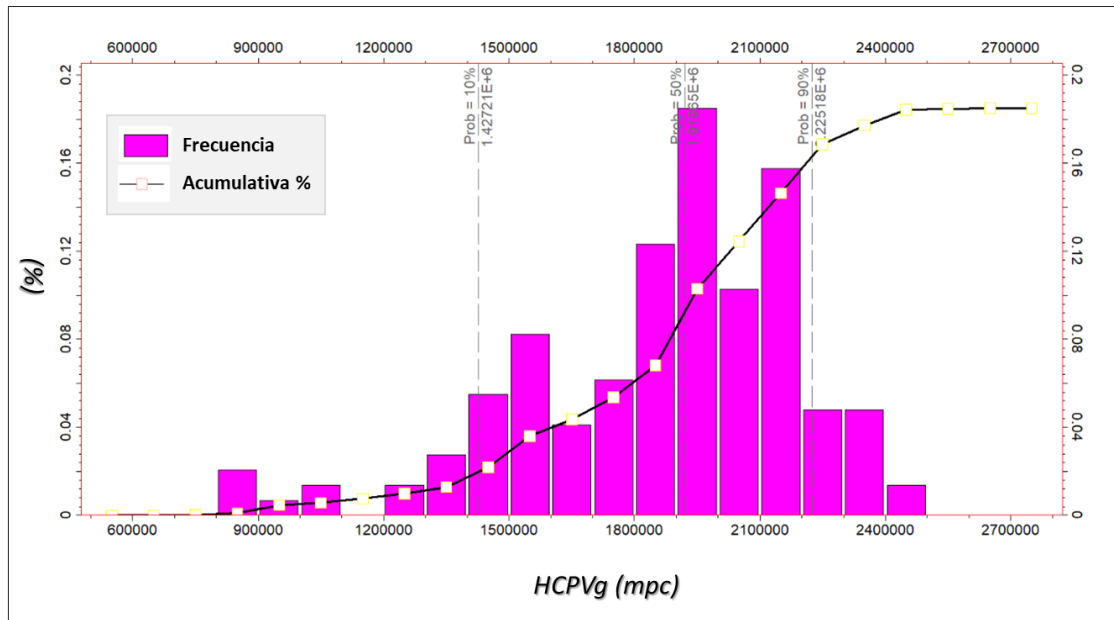


Figura N° 93. Escenario P10, P50 y P90 del HCPVg, yacimiento Mioceno.

CONCLUSIONES

La fortaleza de la metodología propuesta para el cálculo volumétrico promueve la inclusión de los atributos sísmicos calibrados con los registros de pozo para reducir la incertidumbre en los cálculos volumétricos.

El modelo 3D generado está soportado por la calibración sísmica-pozo, la interpretación sísmica de la cima y base de los yacimientos Plioceno y Mioceno, la conversión a profundidad, el modelado geométrico 3D, el escalado de propiedades, el análisis de datos petrofísicos, la distribución de propiedades, los cálculos volumétricos y un análisis de incertidumbre con 150 realizaciones para cada yacimiento. En la industria, cada una de estas etapas deben ser validadas por un equipo multidisciplinario para estimar reservas con mayor certidumbre.

Para dar sustento al modelo geológico conceptual, es necesario un análisis de factibilidad entre los registro geofísicos contra la traza sísmica extraída en la posición del pozo, ya que de esta manera se logra calibrar la información de los atributos sísmicos con los registros geofísicos. Aplicando esta metodología se lograron seleccionar los atributos adecuados para la interpretación sísmica (subcapítulo 4.4), se delimitó el área prospectiva en ambos yacimientos (subcapítulo 5.3), se propuso un modelo de electrofacies (subcapítulo 5.4) y se guió la distribución de la porosidad en función a un mapa de tendencia (subcapítulo 5.5).

Los flujos de trabajo propuestos dentro de los capítulos IV y V fomentan la integración de los atributos sísmicos calibrados dentro de la Geoestadística como dato de entrada para dar sustento a la dirección de aporte de los sedimentos (azimut) y la generación de mapas de tendencias para la distribución de propiedades.

El obtener volúmenes estimados con un grado alto de precisión asegura la elaboración de un programa de explotación realista en el aspecto técnico y consecuentemente en lo económico.

RECOMENDACIONES

Se recomienda tener un modelo conceptual y sedimentario definidos.

Contar con información de núcleos y estratigrafía para calibrar la información.

Considerar el cálculo de atributos de volumen de ondas para valorar los parámetros elásticos asociados a la presencia de gas, como lo son la relación v_p/v_s y sustitución de fluidos.

Equipo de cómputo robusto para generar un número mayor de realizaciones e incluir el análisis de sensibilidad.

BIBLIOGRAFÍA

- Arellano, I. (2012). Evaluación Petrolera y Método de Explotación de la Región Tampico-Misantla, Capitulo 3, P.108. Obtenido el 17 de Octubre del 2016 de: www.ptolomeo.unam.mx:8080/jspui/bitstream/132.248.52.100/2237/1/Tesis.pdf
- Ambrose, W., Wawrzyniec, T. F., Fouad, K., Brown Jr, L. F., Sakurai, S., Jennette, D. B., & Zamora, E. M. (2005). Neogene shelf, slope, and basin-floor gas plays, Laguna Madre-Tuxpan continental shelf, eastern Mexico. *AAPG Bull*, 89(65), 725-751.
- Bailey, W., Couët, B., Lamb, F., Simpson, G., & Rose, P. (2001). Riesgos medidos. *Oilfields Review*.
- Bisquerra Alzina, R. (1989). Introducción conceptual al análisis multivariable. *Vol. II*. Limpergraf Barcelona, S.A. p. 1-15.
- Brown, A. R. (1996). Seismic attributes and their classification. *The leading edge*, 15(10), 1090-1090.
- Bohling, G. (2005). Introduction to geostatistics and variogram analysis. *Kansas geological survey*, 1-20.
- Catuneanu, O., Abreu, V., Bhattacharya, J. P., Blum, M. D., Dalrymple, R. W., Eriksson, P. G., & Giles, K. A. (2009). Towards the standardization of sequence stratigraphy. *Earth-Science Reviews*, 92(1), 1-33.
- De Cserna, Z. (1989). An outline of the geology of Mexico. *The Geology of North America—An overview*, Volume A: Boulder, The Geological Society of America, 233-264.
- Escalera J. A. (2010). Estrategia, logros y desafíos de la exploración petrolera en México. Trabajo de Ingreso a la Academia de la Ingeniería. P.1-70.
- Exploration & Production Geology Portal. Obtenido el 20 de Septiembre del 2016 de: <http://www.epgeology.com/general-discussion-f29/hciip-formula-t5776.html>

Guzman, E. A. (2004). Oil and Gas Exploration and Production in Northern Mexico. Obtenido el 20 de Septiembre del 2016 de: https://www.google.com.mx/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=2&ved=0ahUKewjMqpnHlf3SAhVMzmMKHZQGDWsQFggkMAE&url=http%3A%2F%2Fwww.beg.utexas.edu%2Fpresentations%2F2002_presentations%2Fgcags_symposium%2FGuzmanConferenceGCAGSoct02.pps&usg=AFQjCNEi2FeAp2axH7COqWt1bnmT7o2s0g&sig2=AFoStVA0fjxFLtCcVKP4cw

Gamper, M. A. (1977). Bioestratigrafía del Paleoceno y Eoceno de la Cuenca Tampico-Misantla, basada en los foraminíferos planctónicos. *Revista mexicana de ciencias geológicas*, 1(2), 117-128.

Galloway, W. E. (1989). Genetic stratigraphic sequences in basin analysis II: application to northwest Gulf of Mexico Cenozoic basin. *AAPG Bulletin*, 73(2), 143-154.

Gómez Gualdrón Max B. (2009). Análisis y cuantificación de las incertidumbres geológicas y de ingeniería en un sector del campo Rubiales.

RJ Padilla y Sanchez. (2007). Evolución geológica del sureste mexicano desde el Mesozoico al presente en el contexto regional del Golfo de México. *Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana*, 59(1), 19-42.

James, D. (2008). Veeken, PCH 2007. Seismic Stratigraphy, Basin Analysis and Reservoir Characterisation. *Handbook of Geophysical Exploration, Volume 37*. xi+ 509 pp. *Geological Magazine*, 145(2), 302-302

Mantilla, J., & Idrobo, E. A. (2003). Metodología para la cuantificación de la incertidumbre asociada en la predicción del comportamiento de producción de un yacimiento altamente heterogéneo sometido a inyección de agua. *CT&F-Ciencia, Tecnología y Futuro*, 2(4), 95-116.

Martínez Cabañas, W. I. (1996). Interpretación geológica de sismogramas sintéticos. Un ejemplo aplicado al sondeo Río Segura G-1.

Morales, G. *et al.* (2013) Provincia Petrolera Tampico-Misantla. Pemex Exploración y Producción, Subdirección de Exploración, Versión 2.0. P.5-20.

PEMEX (2005). Las reservas de hidrocarburos de México, Reporte Anual 2005, Capítulo IV, P. 55-56. Obtenido el 1 Agosto del 2016 de: www.ri.pemex.com/files/dcf/Capitulo_4_2005.pdf

Rodríguez Nieto R.: Apuntes de ingeniería de yacimientos de gas. Facultad de ingeniería (UNAM).

Salvador, A., 1991c, Origin and development of the Gulf of Mexico Basin, in A. Salvador, ed., The Gulf of Mexico Basin: Geological Society of

America, The Geology of North America, v. J, p. 389– 444

Schlumberger (2013). Petrel Property Modeling Manual. 346 p.

Schlumberger Oilfield Glossary. Obtenida el 20 de Junio del 2016 de: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es.aspx>

Schlumberger Software (2015), Online Help.

Sheriff, R. E., & Geldart, L. P. (1995). *Exploration seismology*. Cambridge university press.

Sheriff, R. E. (1997). Seismic resolution a key element. *AAPG Explorer*, 18(10), 44-51.

Taner, M. T. (2001). Seismic attributes. *CSEG recorder*, 26(7), 48-56.

Wawrzyniec, T., Fouad, K., Schultz-Ela, D., Ambrose, W., Jennette, D., Sakurai, S., ... & Macias, E. (2003). Cenozoic Deformational Styles of the Laguna-Madre-Tuxpan Shelf and Mexican Ridges Fold Belt, Mexico.

Yilmaz, O. (1987). Seismic data processing. *Society of exploration geophysicists*.

Zhang, Y. (2011). Introduction to Geostatistics—Course Notes. *Dept. of Geology & Geophysics, University of Wyoming*.