



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

**MODELO 3D DE DISTRIBUCIÓN DE LA
POROSIDAD DEL YACIMIENTO K1-INFERIOR A
PARTIR DE INVERSIÓN SÍSMICA Y ATRIBUTOS
EN EL CAMPO CASTILLA, CUENCA DE LOS
LLANOS ORIENTALES**

Carlos Mauricio Casanova Angarita

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Ciencias, Departamento de Geociencias
Bogotá, Colombia
2016

**MODELO 3D DE DISTRIBUCIÓN DE LA
POROSIDAD DEL YACIMIENTO K1-INFERIOR A
PARTIR DE INVERSIÓN SÍSMICA Y ATRIBUTOS
EN EL CAMPO CASTILLA, CUENCA DE LOS
LLANOS ORIENTALES**

Carlos Mauricio Casanova Angarita

Tesis presentada como requisito parcial para optar al título de:
Magister en Ciencias-Geofísica

Director(a):
Ph.D. Luis Alfredo Montes

Línea de Investigación:
Geofísica
Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Ciencias, Departamento de Geociencias
Bogotá, Colombia
2016

Nota de aceptación

Director: PhD. Luis Alfredo Montes V.

Jurado: MSc. Adriano Lobo A..

Jurado: MSc. Carlfred Roso Bautista G.

Dedicatoria

A Dios, por su amor incondicional y la fortaleza que me brinda en todos los momentos de mi vida.

A mi esposita Sandra y a mis Hijos Mariana y Thiago, los amores de mi vida.

Agradecimientos

Expreso mis agradecimientos a:

A MI FAMILIA, por su apoyo.

A LUIS MONTES VIDES, por sus recomendaciones, consejos y enseñanzas. Gracias.

A ECOPETROL S.A por facilitarme los recursos para el desarrollo del proyecto.

A LA UNIVERSIDAD NACIONAL, y todo su personal humano por su excelente labor.

A FABIAN FERNANDEZ Y SONIA MAYERLY LARA por el apoyo brindado.

Resumen

Este trabajo se basa en la aplicación de la teoría de inversión con la integración de información sísmica y datos de pozos. Está enfocado hacia la predicción de la porosidad-Propiedad petrofísica que controla la capacidad de almacenamiento de la roca y que influye en la capacidad de flujo de la misma.

En el Campo Castilla se localiza el yacimiento denominado operativamente la Unidad K1-Inferior, el cual corresponde según la nomenclatura estratigráfica a la parte basal de la Fm. Gachetá. Esta unidad presenta un espesor aproximado de 150 pies en el área del Campo y está constituida por intercalaciones de areniscas y shales, en su distribución areal es altamente heterogéneo. Se utilizó la conversión Impedancia a Porosidad por medio de la Inversión sísmica prestack para identificar las zonas con mejor desarrollo de areniscas y elaborar un modelo de distribución de la porosidad a partir de la Impedancia acústica.

Los resultados indican que, si es posible identificar zonas de mejor desarrollo de Porosidad promedio para esta unidad, estos datos se comprobaron con datos de producción de los pozos de estudio. Se confirmó la dirección de las tendencias regionales de depositación de K1-Inferior en dirección E-W, sin embargo, la calidad de los datos sísmicos no permite identificar tope y base de cada uno de los intervalos arenosos presentes.

Palabras clave: Inversión Sísmica, Campo Castilla, Caracterización Geofísica, Impedancia, Porosidad.

Abstract

This work is based on the application of the theory of inversion with the integration of seismic and well data, it is focused on predicting the porosity- petrophysical property that controls the ability of fluid flow and storage of rock and influences in the propagation of seismic waves through the subsoil.

Castilla Field present the reservoir operationally called K1-Inferior, which corresponds according to the stratigraphic nomenclature to the basal part of the Formation Gachetá. This unit has a thickness of approximately 150 feet in the field area and consists of interbedded sandstones and shales of its areal distribution is highly heterogeneous. Porosity impedance conversion is used by the prestack seismic Inversion to identify areas with better development of sandstones and create a model of distribution of porosity from acoustic impedance. The results indicate that it is possible to identify areas of better development of sandstones for this unit, addresses regional trends depositional K1-Inferior is also confirmed, however the quality of seismic data does not identify top and base of each of sandy intervals present.

Keywords: Impedance, porosity, Seismic Characterization, Castilla Field, Seismic Inversion

Contenido

Agradecimientos	ix
Resumen	xi
1. Introducción	2
2. Descripción Del Problema	3
2.1. Objetivos	3
2.1.1. General	3
2.1.2. Específicos	3
2.2. Localización del área de estudio	4
2.3. Estado del arte	5
3. Marco De Referencia	7
3.1. Columna estratigráfica generalizada Cuenca de los Llanos Orientales	9
3.2. Estratigrafía	9
3.2.1. Formación Caja-Farallones/Necesidad – Guayabo (Mioceno-Plioceno)	10
3.2.2. Formación León (Mioceno Medio)	10
3.2.3. Formación Carbonera (Oligoceno)	10
3.2.4. Areniscas T2. Formación Mirador. (Eoceno)	11
3.2.5. Formación Guadalupe (Cretáceo)	11
3.2.6. Formación Gachetá (Cretáceo)	11
3.2.7. Formación Une (Cretáceo)	12
3.3. Modelo estructural	14
4. Contexto Teórico	16
4.1. Registros Sónicos Básicos.	16
4.2. Ondícula Sísmica	16
4.3. Extracción de la ondícula	18
4.4. Inversión Sísmica	18
4.5. Conceptos de Inversión Sísmica	20
4.5.1. Problemas Principales	20
4.6. Modelo básico de inversión post apilado	20

4.7.	Algoritmos de inversión	21
4.7.1.	Basada en Modelo	21
4.7.2.	Limitado a una banda especifica de frecuencias	21
4.7.3.	Picos mínimos	22
4.7.4.	Máxima probabilidad	22
4.7.5.	Red Neuronal	22
4.7.6.	Inversión colorida	22
4.8.	Descomposición Espectral	23
4.9.	Resolución Sísmica Vertical	23
4.10.	Atributos Sísmicos	24
4.11.	Ecuación de Gardner	24
4.12.	Calculo de Onda Shear- (Método Greenberg-Castagna)	25
5.	Metodología	26
5.1.	Interpretación sísmica	29
5.2.	Modelo petrofísico	31
5.2.1.	Calculo de VShale	32
5.2.2.	Calculo de porosidad	32
5.2.3.	Calculo de tipos de roca	32
5.2.4.	Comparación modelo de porosidad vs. porosidad de núcleo	34
5.2.5.	Calculo de registro de densidad a partir de la ecuación de gardner	37
5.2.6.	Calculo de onda Shear	39
5.3.	Amarre Sísmica-Pozo.	41
5.4.	Apilados angulares	42
5.5.	Calculo de resolución sísmica	42
5.6.	Campo de velocidad	45
5.7.	Ondículas	47
5.8.	Pre- Factibilidad	48
5.9.	Modelo inicial	49
6.	Presentación De Resultados	53
6.1.	Descomposición espectral	53
6.2.	Atributos sísmicos	54
6.2.1.	Atributo de varianza	54
6.2.2.	Atributo Chaos	55
6.3.	Modelo de inversión sísmica	56
6.3.1.	Parametrización	56
6.3.2.	Construcción del modelo de inversión	58
6.4.	Extracción de geocuerpos	62
6.5.	Conversión impedancia a porosidad	66

7. Análisis De Resultados	69
7.1. Localización de pozos de estudio e interpretación ambiental	74
7.2. Pozo de verificación del modelo	76
7.3. Perforación de pozos futuros	76
8. Conclusiones	78
9. Recomendaciones	79
A. Apendice	80
Bibliografía	90

Lista de Figuras

2-1. Localización del Área de Estudio. El polígono color rojo resalta el Campo Castilla.	4
3-1. Mapa de las principales provincias tectónicas de Colombia, el Campo Castilla se localiza en el recuadro verde en la Cuenca de los Llanos Orientales. Modificado de [Cooper et al., 1995].	8
3-2. Columna estratigráfica Generalizada de la Cuenca Llanos Orientales. (Tomado de Ecopetrol, 2015). El polígono color verde claro resalta la Unidad K1-Inferior.	13
3-3. Mapa Geológico del área de Estudio. El polígono color verde corresponde al Campo Castilla. (Modificado de Mapa de Geología de superficie- Ingeominas 2015).	15
4-1. Propagación de las ondas acústicas en un pozo mostrando el principio para la medición del tiempo de transito de un intervalo (herramienta con dos receptores). Tomado de Serra et al., 1984.	17
4-2. Espectro de fase mostrando la constante de rotación de fase y el desplazamiento en tiempo.	18
4-3. Modelado e inversión, modelado directo (izquierda), inversión (derecha). Modificado de Barclay et al., 2008.	19
4-4. Esquema mostrando el ancho de banda de la información sísmica.	20
4-5. Diagrama esquemático que muestra el efecto de “Tunning” de capas delgadas utilizando diferentes frecuencias, (Tomado de Del Moro, 2012).	23
4-6. Criterio de resolución. (Tomado de Sheriff, 1997).	24
5-1. Ilustración de la metodología utilizada en el cumplimiento de los objetivos del presente trabajo.	26
5-2. Polígono limitando el área de estudio en color rojo y área de cobertura del volumen sísmico para el Campo Castilla, en color negro. Los números representan la ubicación y el nombre de los pozos utilizados para la elaboración del proyecto.	27
5-3. Registros eléctricos y sismograma sintético para el pozo 5.	29
5-4. Línea Sísmica en la dirección del Buzamiento, Se interpreta el sistema de fallas principales y los horizontes para las unidades T2, K1-Inferior y K2.	30
5-5. Modelo estructural 3D al tope de la Unidad K1 Inferior.	31

5-6. Registro Petrofísico tipo en el cual se observa Track 1, (Gamma Ray coloreado según tipo de Roca), Track 2, (VShale), Track 3, (Densidad), Track 4, (Porosidad) y los topes de las unidades K1-Inferior y K2.	33
5-7. Registros eléctricos pozo 47, se observan valores anómalos en las curvas de Densidad y porosidad (Resaltados en color rojo).	34
5-8. Registros FEL de descripción litológica de Perforación del pozo 47. No se reporta la presencia de ningún mineral que pueda afectar el comportamiento de la Densidad.	35
5-9. Valores de Porosidad medidos en núcleos vs mediciones de registros eléctricos. Pozo 47. Track 1:(Registro GammaRay interpretado por litología), Track 2, Curva de VShale, Track 3 (Registro de porosidad calculado vs valores de porosidad medidos en núcleo).	36
5-10. Correlación estratigráfica en dirección N-S. Se observa el cambio facial de los niveles arenosos de la unidad K1-Inferior.	37
5-11. Regresión de velocidad vs Densidad para hallar los coeficientes de la Ecuación de Gardner.	38
5-12. Comparación de Registro de Densidad original (Curva de color rojo, parte derecha de la gráfica) y curva de densidad construida a partir de la ecuación de Gardner. (Curva color azul, parte izquierda de la gráfica.)	39
5-13. Detalle de los registros del pozo 05, curvas P (color Azul) GammaRay (Color rojo), cálculo de Volumen de Arena y Curva de Velocidad Shear calculada a partir de Greenberg-Castagna (Curva Verde).	40
5-14. Detalle de los registros del pozo 47, curvas P (color Azul) GammaRay (Color rojo), cálculo de Volumen de Arena y Curva de Velocidad Shear calculada a partir de Greenberg-Castagna (Curva Verde).	40
5-15. Traza Sísmica sintética (color rojo), sobre sección sísmica.	41
5-16. Sección Sísmica comparada con el Registro GammaRay del pozo 47.	41
5-17. Apilados Angulares y ondículas utilizadas en el proceso de inversión, sobre la sección sísmica del pozo 47.	42
5-18. Distribución de la frecuencia instantánea presente en la Unidad K1-Inferior.	43
5-19. Mapa de distribución de frecuencia instantánea sobre el volumen de interés. Se observa el predominio de colores verdes, pertenecientes al valor de 28 Hz y los valores máximos en color púrpura los cuales representan valores de 55 Hz	44
5-20. Modelo 3D, cada punto representa los valores de Velocidades RMS en el área de estudio.	45
5-21. Modelo 3D, elaborado a partir de la información de velocidades de los pozos.	46
5-22. Perfil de comparación entre los modelos construidos a partir de velocidades sísmicas y a partir de datos de Pozo. La línea de color rojo son las velocidades sísmicas. La línea de color azul representa el modelo de velocidades construido a partir de los datos de pozos.	47

5-23. Ondícula para los apilados parciales de 0-11 grados	47
5-24. Gráfico cruzado de la Relación V_p/V_s vs Impedancia usando el registro GammaRay como discriminador litológico. El polígono de color rojo representa los valores interpretados como areniscas.	48
5-25. Registros eléctricos del pozo 47. Se resalta en las franjas de color amarillo los intervalos de areniscas seleccionados en el polígono de la Figura 5-21 . El registro color azul es la curva V_p , la curva de color verde es V_p/V_s y la curva de color café es el registro GammaRay.	49
5-26. Línea sísmica arbitraria, se observa la ubicación de los pozos y los horizontes utilizados para la construcción del modelo inicial.	50
5-27. Modelo inicial de Impedancia P, Impedancia s y Densidad para el área del pozo 47. Se observa buen amarre entre ellos.	51
5-28. Modelo inicial de Impedancia P, Impedancia s y Densidad para el área del pozo 62. Se observa buen amarre entre ellos.	52
6-1. Descomposición espectral al tope de unidad K1-Inferior a la frecuencia de 50 Hz.	53
6-2. Descomposición espectral al tope de unidad K1-inferior a la frecuencia de 50 Hz. Se incluyen los planos de falla y lineamientos interpretados en la construcción del modelo estructural.	54
6-3. Atributo Varianza. Los círculos rojos delimitan algunas posibles tendencias de depositación, las flechas de color negro indican las posibles direcciones de depositación de sedimentos.	55
6-4. Algoritmo Chaos. En color azul se resaltan las fallas principales interpretadas en el modelo estructural del Campo.	56
6-5. Parametrización y verificación del ajuste entre la información del modelo inicial y el modelo de impedancia.	57
6-6. Parámetros utilizados para el proceso de inversión sísmica.	58
6-7. Modelo Inicial de Impedancia P vs Volumen de inversión de Impedancia P.	59
6-8. Modelo Inicial de Impedancia S vs Volumen de Inversión de Impedancia S.	59
6-9. Modelo Inicial de Densidad vs Volumen de Inversión de Densidad	60
6-10. Modelo de Inversión de Impedancia P vs Volumen de Inversión de V_p/V_s	60
6-11. Time Slide del Volumen de Inversión de Impedancia P al tope de la Unidad K1-Inferior.	61
6-12. Time Slide del Volumen de Inversión de Impedancia S al tope de la Unidad K1-Inferior.	61
6-13. Time Slide del Volumen de Inversión de Densidad al tope de la Unidad K1-Inferior.	62
6-14. Time Slide del Volumen de Inversión de la relación V_p/V_s al tope de la Unidad K1-Inferior.	62

6-15. Crossplot. Volúmenes de V_p/V_s vs Impedancia P.	63
6-16. Registros del pozo N47, se resalta en los polígonos de color amarillos la litología seleccionada en el Crossplot de la Figura 6-11	64
6-17. Perfil sísmico del pozo 47, se resalta en color naranja los valores de la relación V_p/V_s identificada como areniscas.	65
6-18. Sección esquemática estructural y valores V_p/V_s identificados como areniscas.	65
6-19. Volumen de Areniscas, Extraídas a partir de la identificación de los Valores V_p/V_s	66
6-20. Gráfico cruzado entre los valores de Impedancia P y Porosidad, resaltados en el eje Z por los valores de GammaRay.	67
6-21. Gráfico de valores de P-Impedancia vs Porosidad y estimación de la ecuación de Impedancia a Porosidad.	68
7-1. Caracterización de parámetros geofísicos para cada tipo de roca.	69
7-2. Volumen 3D de Porosidad calculada a partir de los datos de Impedancia para toda la Unidad K1-Inferior. Se observa el horizonte K1-Inferior.	70
7-3. Horizonte de valores de Porosidad, al tope de la Unidad K1-inferior.	71
7-4. Interpretación de ambiente sedimentario tipo deltaico representativo para la Unidad K1-Inferior, la interpretación se realizó sobre un Slide al tope de la Unidad.	72
7-5. Ambiente de depositación deltaico. Ejemplo análogo moderno (Modificado de Slatt, 2006)	73
7-6. Modelo depositacional vertical esquemático de un delta dominado por mareas, se ubica el registro GammaRay de cada uno de los pozos y la interpretación ambiental. (Modificado de Slatt, 2006)	74
7-7. Imagen del registro GR y la descripción litológica del núcleo del pozo N47. (Modificado de Ecopetrol, 2012).	75
7-8. Interpretación promedio de la porosidad e identificación de zonas de mayor energía.	76
7-9. Direcciones recomendadas de perforación, según el tipo de pozo a perforar. (Modificado de Slatt, 2006)	77
A-1. Línea Sísmica en la dirección del Buzamiento, Se interpreta el sistema de fallas principales y los horizontes para las unidades T2, K1-Inferior y K2.	81
A-2. Registro Petrofísico tipo en el cual se observa Track 1, (Gamma Ray coloreado según tipo de Roca), Track 2, (VShale), Track 3, (Densidad), Track 4, (Porosidad) y los topes de las unidades K1-Inferior y K2.	82
A-3. Apilados Angulares y ondículas utilizadas en el proceso de inversión, sobre la sección sísmica del pozo 47.	83
A-4. Modelo Inicial de Impedancia P vs Volumen de inversión de Impedancia P.	84
A-5. Modelo de Inversión de Impedancia P vs Volumen de Inversión de V_p/V_s	85

A-6. Horizonte de valores de Porosidad, al tope de la Unidad K1-inferior.	86
A-7. Interpretación de ambiente sedimentario tipo deltaico representativo para la Unidad K1-Inferior, la interpretación se realizó sobre un Slide al tope de la Unidad.	87
A-8. Imagen del registro GR y la descripción litológica del núcleo del pozo N47. (Modificado de Ecopetrol, 2012).	88
A-9. Interpretación promedio de la porosidad e identificación de zonas de mayor energía.	89

Lista de Tablas

5-1. Descripción de los pozos utilizados, así como los registros eléctricos presentes en cada uno de ellos.	28
5-2. Datos de adquisición del Volumen sísmico original.	28
5-3. Valores de Densidad y Porosidad para los intervalos corazonados en el pozo 47.	35
7-1. Descripción de Parámetros promedio para la Unidad de Interés	69

1. Introducción

Campo Castilla fue descubierto en 1969, por la compañía Chevron con la perforación del pozo Castilla 1, pero inicio producción en noviembre de 1976. Para operar este campo se firmó el primer contrato de asociación en Colombia, el cual se denominó Cubarral en el año de 1976. En 1988 Ecopetrol. Perforó el pozo Castilla Norte-1 (CAN01), comprobando la extensión del Campo hacia el extremo nororiental de la estructura. El contrato de asociación terminó el 30 de enero del 2000 tras lo cual Ecopetrol S.A. entró a operar directamente los campos Castilla y Chichimene.

Geográficamente se encuentra localizado en el departamento del Meta aproximadamente a 54 km. al sur de la ciudad de Villavicencio, en las inmediaciones del municipio de Castilla La Nueva.

Geológicamente se encuentra localizado en el sector suroccidental de la cuenca de los Llanos Orientales, en la Subcuenca de Apiay-Ariari. Las principales formaciones productoras son las Formaciones Une y Gacheta correspondientes al Cretáceo. Estas Formaciones corresponden a las unidades operacionales K2 y K1 respectivamente de los campos de Apiay, Chichimene y Suria.

La Unidad Objetivo de este estudio se denomina informalmente K1-Inferior y estratigráficamente corresponde con las rocas de la Formación Gacheta, de edad Cretácico, la cual se compone de areniscas y arcillolitas interestratificadas depositadas en un ambiente transicional. (Castro, 1989). Las areniscas de la unidad K1-Inferior comúnmente exhiben una calidad de reservorio de moderada a buena. El conocimiento de la distribución de estas rocas en el campo presenta gran importancia para definir áreas con buena calidad de yacimiento, y teniendo en cuenta las características de su ambiente de depositación, estas rocas presentan una alta heterogeneidad en su distribución.

2. Descripción Del Problema

La Unidad K1-Inferior es uno de los principales yacimientos petrolíferos comprobados en la Cuenca de los Llanos, Subcuenca Apiay-Ariari. Esta unidad es de edad Cretácica superior y fue depositada en un ambiente de sistemas deltaicos. La distribución de las areniscas de esta formación presenta alta heterogeneidad, por tal razón se elaboró un modelo de distribución de la porosidad para un área del Campo Castilla, con el cual se pretende disminuir el riesgo de encontrar zonas sin desarrollo de areniscas y aumentar la productividad de los pozos futuros contactando zonas de mayor espesor de areniscas.

2.1. Objetivos

2.1.1. General

Elaborar un modelo de distribución de la porosidad en la Unidad Cretácica K1-Inferiore en el área del Volumen Sísmico 3D del Campo Castilla a partir de Inversión Sísmica 3D y ajustada con registros de pozo.

2.1.2. Específicos

- Elaborar un modelo estructural a partir de interpretación sísmica del área seleccionada.
- Obtener un modelo de V_p , V_s y Densidad en el área seleccionada.
- Incrementar la resolución sísmica por medio de la descomposición espectral.
- Elaborar un modelo de Bajas frecuencias con base en registros de pozo.
- Crear un modelo de inversión sísmica y correlacionar los datos obtenidos con los datos petrofísicos.
- Generar mapas de atributos sísmicos en el área de estudio.

2.2. Localización del área de estudio

La Cuenca de los Llanos Orientales se ubica en la parte norte de las cuencas subandinas que se desarrollan al lado este de los Andes, desde Argentina en el sur hasta Venezuela al norte. Esta cubre un área aproximada de 190.000 km² y geográficamente se divide en subcuencas principales: Una zona norte, Arauca, Una parte Central, Casanare, y Apiay-Ariari en el Meta. La Cuenca está limitada al oeste por el Piedemonte de la Cordillera Oriental, al este por el Escudo Precámbrico de Guyana, al sur por la Serranía de La Macarena y el arco de basamento del Vaupés. El Campo Castilla geográficamente se encuentra localizado en el departamento del Meta aproximadamente a 54 km. al sur de la ciudad de Villavicencio, en las inmediaciones del municipio de Castilla La Nueva. La vía de acceso principal es la vía que desde la ciudad de Villavicencio conduce al Municipio de Granada. (2-1).

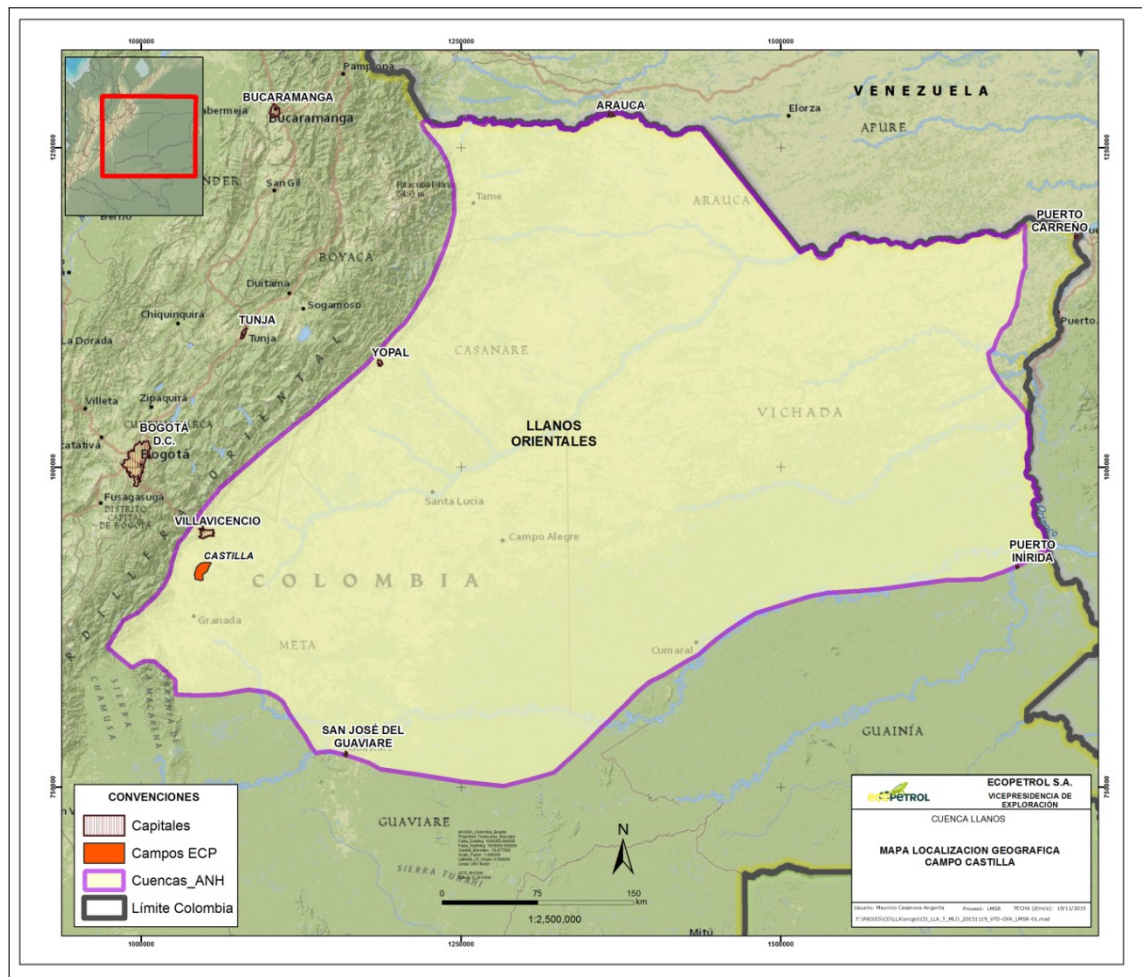


Figura 2-1.: Localización del Área de Estudio. El polígono color rojo resalta el Campo Castilla.

2.3. Estado del arte

Del Moro, (2012)

Estudia la cuenca de Anadarko con el objetivo de caracterizar las rocas productoras de la formación Red Fork, Concluye que el modelamiento sísmico AVO presenta poca sensibilidad a la identificación de fluidos, sin embargo la Inversión sísmica prestack calibrada con registros de pozo es capaz de diferenciar areniscas de shale en los rellenos de canales en la Formación Red Fork, siempre que se tenga un buen cubrimiento sísmico.

Ruiz, (2007)

Realiza una inversión sísmica y un estudio de atributos post apilamiento con la finalidad de identificar cuerpos asociados a procesos de sedimentación (canales). Logró identificar dos canales y halló que el atributo de amplitud de pico promedio presenta una relación estadística lineal con el espesor de arena del canal y con dicha relación generó un mapa de pseudo espesor de arena.

Huuse, (2005)

Describe un flujo de trabajo y la aplicación de la inversión sísmica basada en modelos a una sucesión de rocas carbonáticas. Los datos de impedancia acústica y la distribución de porosidad facilitaron crear estudios detallados de litología, compactación y el flujo de fluidos en el subsuelo. Una comparación de los datos de reflexión y de impedancia apoya la noción de que los eventos sísmicos de reflexión surgen de los límites de la capa y no de cambios laterales en la impedancia, con esta hipótesis creó un modelo que intenta predecir la posibilidad de recuperación de muestras de núcleo a través de la interpretación de la impedancia acústica y la porosidad.

Koesoemadinata, (2008)

Realiza un estudio en el Golfo de México, con el objetivo principal de utilizar la inversión sísmica para transformar datos de reflexión sísmica en propiedades petrofísicas, sin embargo en el área de estudio, la correlación entre la impedancia acústica y la porosidad era muy pobre debido a variaciones verticales y espaciales producido por las diferentes tasas de sedimentación y compactación de los sedimentos. Para solucionar este problema utilizó una transformación alternativa que se aplicó para utilizar impedancia acústica relativa para predecir porosidad efectiva (ψ_e), y volumen de shale. (V_c), Los resultados obtenidos estaban en congruencia con los datos de los pozos del área de estudio.

Vidal, (2011)

Plantea el problema de transformar datos de reflexión sísmica en un modelo de propiedades de roca y propone una metodología que permite a los intérpretes obtener mapas de porosidad 3D desde datos post-stack y usando datos de densidad medida y registro sónicos. En

esta metodología, elaboró un modelo de impedancia acústica 3D a partir de datos sísmicos, mediante la aplicación de un algoritmo de inversión sparse-spike en el dominio del tiempo, seguido por una inversión recursiva realizado en el dominio de la frecuencia. Para convertir impedancia acústica en propiedades de yacimiento entrenó y validó previamente una red neuronal, la cual fue probada con datos de registros GammaRay y valores de impedancia acústica de datos de pozo. Concluye que esta metodología puede aplicarse con éxito en la caracterización de yacimientos especialmente cuando hay una relación no lineal entre la impedancia acústica y la Porosidad.

Kadkhodaie-Ilkhchi, (2014)

Realiza una inversión sísmica y análisis de multi-atributos sísmicos con el objetivo de entender las variaciones de porosidad en areniscas delgadas de un Yacimiento de gas en el Campo Whicher Range. Estas areniscas han sido afectadas por su ambiente de depositación y sus características diagenéticas, las cuales han dado como resultado heterogeneidad en su distribución lateral y vertical. Concluye que la impedancia acústica desde una inversión basada en modelos es el principal atributo sísmico en la caracterización de este yacimiento para las areniscas delgadas de la unidad de interés.

3. Marco De Referencia

Los andes colombianos consisten en tres principales provincias geológicas orientadas noreste-suroeste: 1). La provincia Occidental, un sector alóctono de la corteza oceánica Paleo-Pacífica acrosionado al oeste del sistema de Fallas de Romeral, constituido por la Cordillera Occidental al sur y la Serranía de Baudó al norte; 2). La provincia Central está constituida por un basamento continental Proterozoico cubierto por una secuencia de plataforma del Paleozoico superior, sedimentos Mesozoicos relacionados al rift y rocas sedimentarias marinas y no marinas del Cenozoico. Esta provincia se encuentra delimitada por el sistema de Fallas del Borde Llanero al este y por el sistema de Fallas de Romeral al oeste, e incluye el basamento de las Cordilleras Oriental y Central, parte sureste del basamento de la Sierra Nevada de Santa Marta, basamento de la Serranía de Perijá y los Andes de Mérida y 3). La provincia Oriental conformada por un basamento Proterozoico cristalino con rocas pertenecientes al escudo de Guyana, estratos del Paleozoico inferior a superior, Mesozoico (pos-Cenomaniano) y Cenozoico descansando bajo una capa de sedimentos Cuaternarios [Parra et al., 2009]; [Caballero et al., 2010] (Ver Figura **3-1**. Mapa de las principales provincias tectónicas de Colombia).

En el Cretácico tardío la acreción de la Cordillera Occidental causó el levantamiento y la erosión de la Cordillera Central, permitiendo que al este de la Cordillera Central se formara una cuenca antepaís [Cooper et al., 1995]. En el Cenozoico ocurre la reactivación e inversión de las estructuras de rift cretácicas dando lugar al levantamiento de la Cordillera Oriental [Cooper et al., 1995] [Parra et al., 2009], este levantamiento causa la separación de lo que hoy se conoce como la Cuenca del Magdalena al oeste de la Cordillera Oriental y la Cuenca de los Llanos Orientales al este de la Cordillera Oriental.

La Cuenca de los Llanos Orientales de Colombia está localizada en la región oriental del país. Sus límites geomorfológicos y territoriales son el límite Colombo-Venezolano al norte, el alto de la Macarena y el arco del Vaupés al sur, el sistema de fallas del borde llanero al oeste y el cratón amazónico al este. La cuenca se extiende hasta Venezuela donde toma el nombre de Cuenca Barinas y está limitada al Norte por los Andes de Mérida (Figura **3-1**).

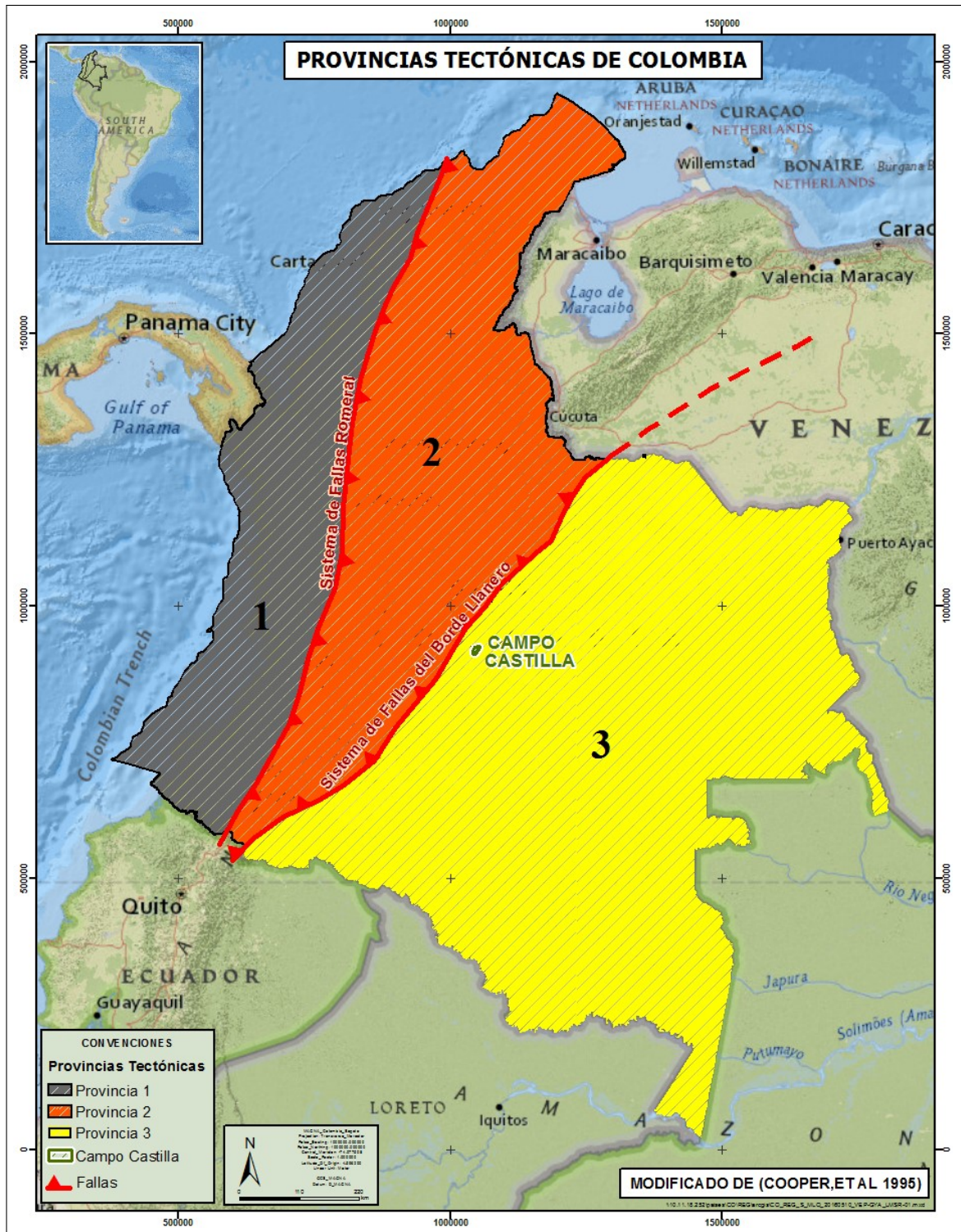


Figura 3-1.: Mapa de las principales provincias tectónicas de Colombia, el Campo Castilla se localiza en el recuadro verde en la Cuenca de los Llanos Orientales. Modificado de [Cooper et al., 1995].

3.1. Columna estratigráfica generalizada Cuenca de los Llanos Orientales

La Cordillera Oriental expone un basamento filítico cubierto por areniscas y arcillolitas del Paleozoico superior. Al este de la Cordillera Oriental en la Cuenca Antepaís de los Llanos Orientales, el basamento filítico andino es reemplazado por un basamento cristalino (Escudo de Guyana), aunque la secuencia del Paleozoico superior no ha sido reportada en las perforaciones cercanas al frente montañoso [Mora et al., 2010]. En las Rocas sedimentarias Cretácicas de la Cordillera Oriental y la Cuenca Antepaís de los Llanos Orientales hay una gran diferencia de espesor, 7 Km en la Cordillera Oriental, y 2 Km en la Cuenca Antepaís de Los Llanos Orientales disminuyendo su espesor hacia el este [Mora et al., 2010]. La mayoría de los estratos del Cenozoico han sido removidos por la erosión en los principales altos del basamento en el piedemonte de la Cordillera Oriental. Sin embargo, en la parte este del piedemonte se exponen areniscas continentales y arcillolitas del Paleozoico-Eoceno que corresponden a las Formaciones (Barco, Los Cuervos, y Mirador) [Mora et al., 2010]. Estos estratos son reemplazados por una secuencia de areniscas deltaicas a marinas proximales y arcillolitas del Oligoceno inferior al Mioceno y se conocen como la Formación Carbonera [Mora et al., 2010]. Sobre esta unidad se encuentra la arcillolita de la Formación León el cual constituye un horizonte continuo que muestra el ultimo evento depositacional marino en el área [Cooper et al., 1995]; [Mora et al., 2010]. La Formación León la infrayace una sucesión de estratos de areniscas continentales y conglomerados agrupados en la Formación Guayabo del Mioceno superior [Mora et al., 2010]. Finalmente conglomerados y areniscas han sido depositados en la Formación Guayabo superior desde el Plioceno hasta la actualidad [Mora et al., 2010]

3.2. Estratigrafía

La columna estratigráfica generalizada perforada en el Campo Castilla presente en toda la Subcuenca Apiay-Ariari, comprende rocas desde el Cretácico hasta el reciente, su litología se describe a continuación, sin embargo las características litológicas de las formaciones, las edades, la respuesta de los registros eléctricos y el comportamiento de la roca dentro del sistema petrolífero se presentan en la columna estratigráfica (Ver Figura **3-2**, Columna Estratigráfica). Las rocas Cretáceas del sector del Meta, han sido denominadas informalmente por ECOPETROL como Formación Guadalupe y a su vez las subdivido en dos unidades operacionales una inferior K2 y una superior K1. (Castro, 1989) correlaciona la Unidad K2 con la Formación Une.

3.2.1. Formación Caja-Farallones/Necesidad – Guayabo (Mioceno-Plioceno)

Sedimentada durante el Mioceno-Plioceno, descansa sobre la Formación León. Predominan las areniscas cuarzosas hialinas, subangulares a subredondeadas, bien seleccionadas limpias y sueltas. Las capas arcillosas intercaladas son predominantemente de color rojizo.

3.2.2. Formación León (Mioceno Medio)

Desde el punto de vista litológico se destacan tres intervalos: al tope, está constituido por arcillolitas grises verdosas, en la parte media por el nivel lutítico que la caracteriza, y hacia la parte inferior se presentan delgadas intercalaciones de areniscas de grano fino con arcillolitas y lutitas de color gris.

3.2.3. Formación Carbonera (Oligoceno)

Se caracteriza por la sedimentación de areniscas y lutitas intercaladas, las cuales conforman sellos locales y en algunos casos regionales. Las areniscas son blancas, translúcidas, conglomeráticas y subangulares. Las lutitas son grises verdosos, limosos y micromicáceas.

Los intervalos arenosos y lutíticos han sido diferenciados por ECOPETROL como unidades operacionales y reciben según el sector de la subcuenca de Apiay-Ariari, varias nomenclaturas, como se puede observar en la **3-1**, Columna Estratigráfica-Tomado de ANH, 2009) sin embargo para el bloque de Cubarral, objeto de este estudio se utilizarán los nombres asignados para el área del Meta, los cuales se describen a continuación:

Conjunto C1 (Superior): areniscas cuarzosas, hialinas, de grano fino a medio, subangulares a subredondeados, buena selección, limpias, con intercalaciones de arcillolitas grises. En la parte inferior predominan arcillolitas con delgados lentes de arenisca.

Lutita E: conjunto lutítico de color grisáceo, laminares, astillosas, silíceas, con delgados lentes de carbón y nódulos de siderita.

Conjunto C1 (Inferior): en este intervalo predominan limolitas pardo amarillas, con Inclusiones carbonosas, alternando con delgados lentes carbonosos y arcillolitas blancas grisáceas, muy solubles. La sección inferior de este intervalo está compuesta principalmente por areniscas de cuarzo blanco, grano fino a medio, subangular a subredondeado de regular selección y en menor proporción por arcillolitas.

Conjunto C2: compuesto por limolitas, arcillolitas, lutitas y areniscas, en sucesivas Interca-laciones: Las limolitas son pardas rojizas, blandas a moderadamente firmes, las arcillolitas son grises, laminares moderadamente firme, la lutita es laminar, micromicácea, astillosa y

moderadamente firme, la arenisca es gris clara, blanco lechosa, de grano fino a muy fino, subangular, y en algunos casos calcárea.

Lutita E3: lutitas gris oscuro, fisibles, micromicáceas moderadamente firmes.

Arenisca T1: compuesta por areniscas con intercalaciones de limolitas y arcillolitas. Secuencia grano decreciente de areniscas, interpretada como canales de intramareas, que va desde grano grueso hacia la base, a grano fino al tope; ligeramente calcáreo, con cemento calcáreo hacia la parte inferior.

Lutita E4: lutitas grises oscuras, pardas fisibles, moderadamente firmes.

3.2.4. Areniscas T2. Formación Mirador. (Eoceno)

Corresponde a las areniscas basales antes de entrar al Cretáceo, se le ha designado una equivalencia con la Formación Mirador por la posición cronoestratigráfica. Está constituida por areniscas de grano grueso a muy fino, en algunos casos con cemento calcáreo; limolitas grises, pardas microcarbonosas y lutitas grises verdosas. Las areniscas son de mayor grosor hacia la base, de colores blancos, grises, a veces verdosas, cuarzosas, eventualmente calcáreas y en algunos casos con chert y glauconita. Esta unidad representa un objetivo exploratorio secundario.

3.2.5. Formación Guadalupe (Cretáceo)

Se compone de Areniscas conglomeráticas hacia la base, presenta regular a mala selección, matriz arcillosa, en algunos casos glauconítica.

3.2.6. Formación Gachetá (Cretáceo)

Se caracteriza por presentar paquetes arenosos y calcáreos, intercalados por lutitas astillosas, fisibles y calcáreas. Los intervalos lutíticos se interpretan como superficies de inundación que funcionan como sellos regionales. Las areniscas inferiores son uno de los objetivos secundarios propuestos. La unidad K1 se incluye en esta formación y es uno de los objetivos de exploración. Las posibles áreas de aporte son provincias de tipo continental (rocas ígneas, y raíces de complejos metamórficos, los cuales son comúnmente expuestos en el área del escudo) y orógenos reciclados, (sedimentos erosionados de la cobertera sedimentaria existente). Las paleocorrientes presentan una tendencia general Sureste a noroeste, y el escudo Guayanés como la principal área de aporte de sedimentos. (Dickinson & Suczek, 1079 (en Boggs, 1987)).

3.2.7. Formación Une (Cretáceo)

Constituye el objetivo principal de la perforación exploratoria de este sector y está compuesta principalmente por areniscas grises claras, hialinas, de grano grueso a conglomerática, subangular, de regular selección; ocasionalmente se presentan intercalaciones lutíticas carbonosas. La parte inferior se interpreta como depósito de ambientes continentales, considerando la superposición continua de sedimentos en ambientes de alta energía, caracterizados por areniscas conglomeráticas, con mala selección y estratificación cruzada. Debido a una mayor influencia marina hacia el tope en algunas ocasiones el cemento tiende a ser calcáreo, y se incrementan las intercalaciones lutíticas y la presencia de glauconita. El tope de esta formación es un nivel lutítico regional considerado como un nivel de inundación marino importante. Su contacto basal es erosivo contra el basamento.

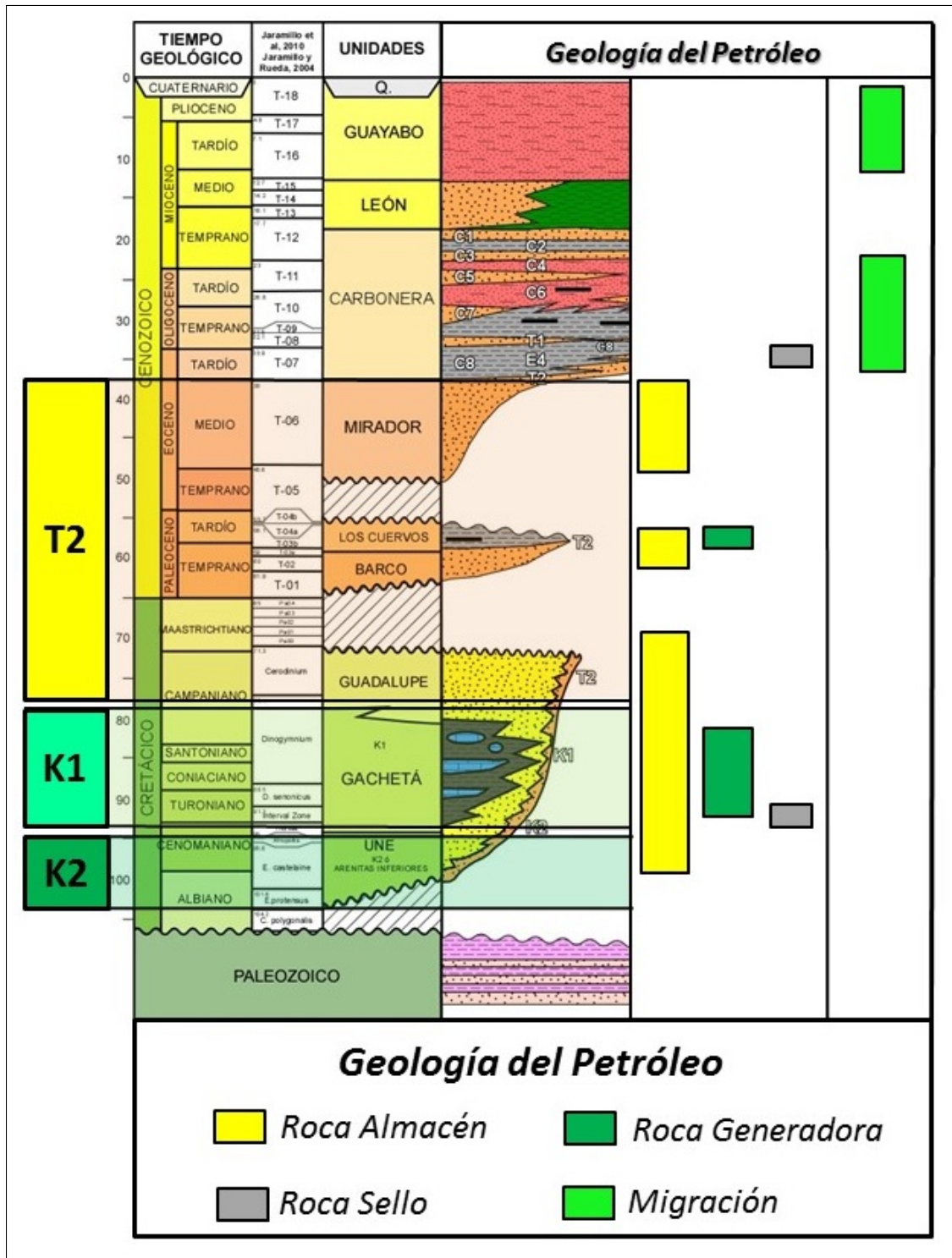


Figura 3-2.: Columna estratigráfica Generalizada de la Cuenca Llanos Orientales. (Tomado de Ecopetrol, 2015). El polígono color verde claro resalta la Unidad K1-Inferior.

3.3. Modelo estructural

La estructura geológica que almacena los hidrocarburos en el Campo Castilla se interpreta como un anticlinal elongado con dirección NE-SW, el cual presenta un tamaño de aproximadamente 12 km de largo y 8 Km de ancho. Los principales rasgos estructurales regionales que interactúan en esta área son:

El sistema de Fallas de Algeciras, es un sistema activo que presenta deformación tipo “strike slip” de tipo dextral, es interpretada como resultado de su oblicuidad con respecto a la dirección de convergencia. (Velandia et.al, 2005, en Mora et al, 2010). En la Figura 4 se observa la dirección NE-SW de la Falla Algeciras con un componente de rumbo-dextral como una de las principales estructuras regionales y su oblicuidad con respecto a la orientación de los principales pliegues y fallas. El polígono en color verde delimita el área del Campo Castilla. Datos Fuente: Mapa de Geología de superficie- Ingeominas 2015 y Mapa de Tierras ANH 2015.

La Falla de Villavicencio se interpreta como una falla inversa localizada hacia el área SO del área de estudio presenta una vergencia NE-SW. El campo de esfuerzos interpretados y soportados con datos de pozos, se interpreta como una zona transpresional producto de la interacción de las Fallas Algeciras-Altamira (Villavicencio). (Ver Figura **3-3**).

A nivel local, el Campo Castilla se presenta como un anticlinal asimétrico, elongado hacia la parte norte, limitado en su parte oriental por una falla de alto ángulo de edad terciaria, la cual limita la acumulación de hidrocarburos, en él se presentan 2 sistemas principales de fallas orientadas principalmente en dirección NE-SW y otro en dirección E-W. Se interpretan 2 eventos tectónicos diferentes los cuales han afectado las rocas. El primer evento afecta desde las rocas Pre-cretácicas, hasta las rocas del Terciario Temprano, se caracteriza por presentar fallas de tipo normal, con saltos de fallas menores a 100 pies, las cuales presentan una vergencia principal E-W y ENE-WSW, luego se interpreta un evento posterior, caracterizado por fallas inversas, con un importante componente de rumbo, de tipo dextral posiblemente producto del levantamiento de la Cordillera Oriental en el periodo Terciario, el cual está limitando la estructura en su parte más oriental, este evento es producto de una inversión tectónica que está afectando toda la secuencia sedimentaria.(Velandia et.al, 2005, en Mora et al, 2010.).

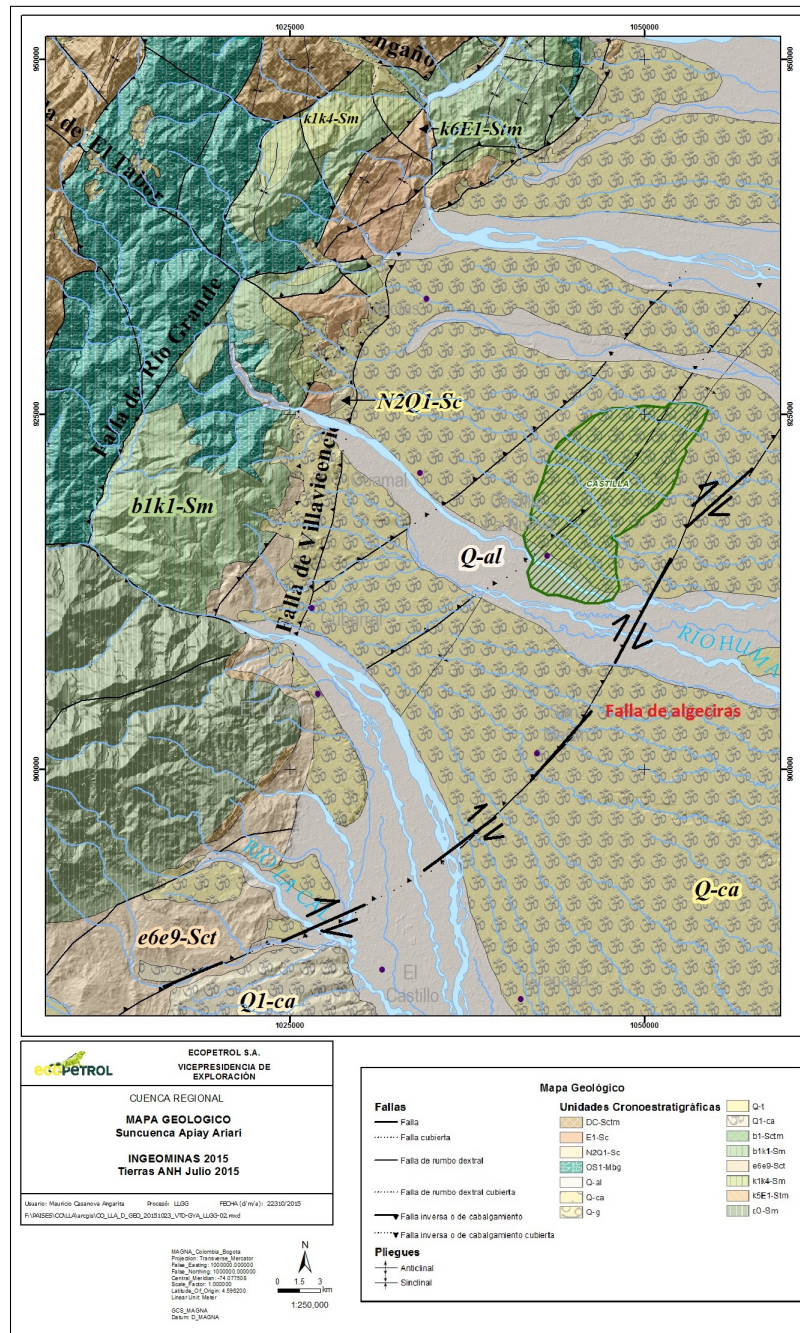


Figura 3-3.: Mapa Geológico del área de Estudio. El polígono color verde corresponde al Campo Castilla. (Modificado de Mapa de Geología de superficie- Ingeominas 2015).

4. Contexto Teórico

4.1. Registros Sónicos Básicos.

Durante la adquisición de un registro sónico en un pozo el equipo emite una onda sonora con una frecuencia promedio de 20 a 40kHz, la duración de esta emisión es corta pero se repite de 10 a 60 veces por segundo dependiendo de la herramienta. La onda generada se propaga en todas las direcciones desde el transmisor produciendo frentes de onda esféricos (Fig. 4-1. Frentes de onda en color azul). El frente de onda pasa a través del lodo de perforación e incide en la pared del pozo [Serra et al., 1984]; [Ellis and Singer, 2007]. Si el ángulo de incidencia es menor al ángulo crítico, cada onda longitudinal incidente en la pared del pozo da lugar a 1) Dos ondas longitudinales una reflejada (Fig. 4-1 frentes de onda en color amarillo) y una refractada (Fig. 4-1 frentes de onda en color verde) y 2) Una onda transversal refractada.

Las ondas longitudinales incidentes y reflejadas se propagan en el lodo a una velocidad V_L y su propagación es más lenta que la de las ondas refractadas que se propagan en la formación (roca) a una velocidad V_R ya que la velocidad del sonido en las rocas es mayor que en el lodo.

De todas las ondas longitudinales refractadas, las que se refractan en el ángulo crítico se van a propagar a lo largo de la pared del pozo a velocidad V_R , estas ondas de todas las refractadas serán las primeras en llegar al receptor. Cada punto alcanzado por esta onda actúa como una nueva fuente de transmisión de ondas creando conos de ondas que viajan por el lodo a velocidad V_L , finalmente estos frentes de onda alcanzan el receptor.

4.2. Ondícula Sísmica

El primer paso para el registro de datos sísmicos, es la generación de una firma sísmica a partir de una fuente. En tierra, las dos fuentes más comunes son: la dinamita, la cual es comúnmente enterrada para obtener un mejor acople carga-suelo y una penetración más profunda, y el vibroseis que es una fuente de vibración de larga duración en superficie. En el registro marino lo más común es el cañón de aire. Si se conoce la forma precisa de la fuente sísmica, se puede usar inversamente en el proceso de deconvolución. Esto se conoce como deconvolución determinística. Sin embargo, normalmente no se conoce esta información y se utiliza una deconvolución estadística para estimar la forma de la ondícula.

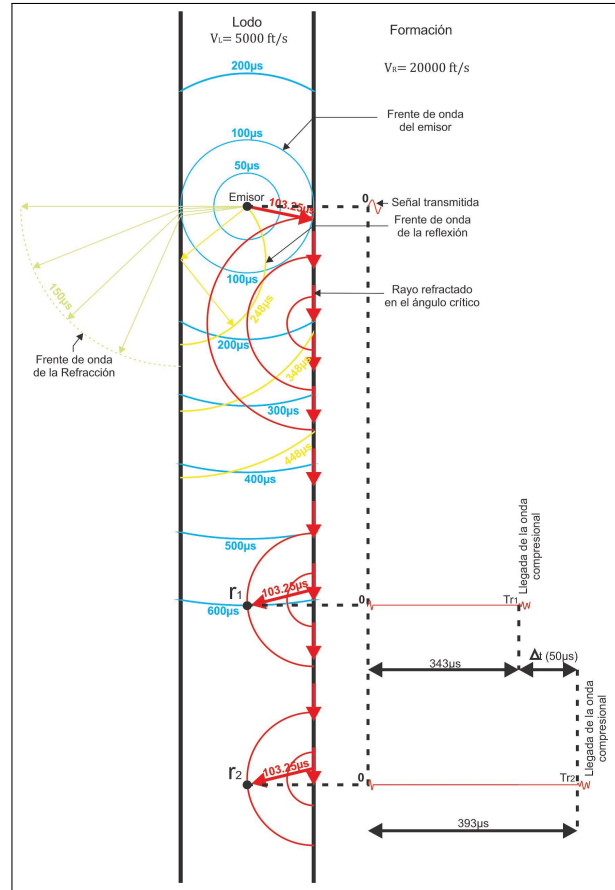


Figura 4-1.: Propagación de las ondas acústicas en un pozo mostrando el principio para la medición del tiempo de tránsito de un intervalo (herramienta con dos receptores). Tomado de Serra et al., 1984.

La ondicula está definida completamente por su espectro de amplitud (gráfico de distribución de amplitud vs frecuencia) y por su espectro de fase (grafico de distribución de movimiento de fase contra frecuencia). Las ondiculas que tienen la misma forma, simetría y frecuencia, de modo que alcanzan las amplitudes mínimas y máximas al mismo tiempo, se encuentran en fase. Las ondiculas que no están en fase, tienen una diferencia angular.

Sobre un rango de frecuencia limitado, el espectro de fase normalmente se puede aproximar a una línea recta, el intercepto de esta línea recta es la constante de rotación de fase. Este valor es el que mejor caracteriza esta ondicula. La pendiente de esta línea es el tiempo de desplazamiento de esta ondicula. (Ver 4-2. Espectro de fase.)

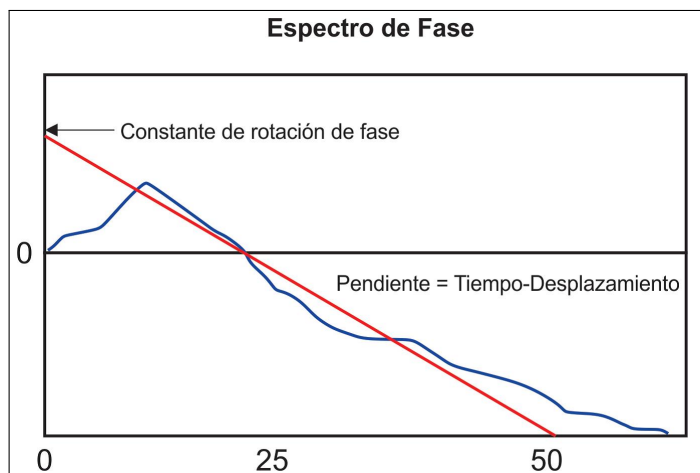


Figura 4-2.: Espectro de fase mostrando la constante de rotación de fase y el desplazamiento en tiempo.

4.3. Extracción de la ondicula

Para llevar a cabo la inversión sísmica se requiere información de la ondicula sísmica. Sin embargo, para extraer una ondicula a través de registros, se debe tener una buena correlación sísmica-pozo.

4.4. Inversión Sísmica

La aplicación original de los datos sísmicos es la identificación de la geometría de los reflectores y la determinación de sus profundidades, esto es posible gracias a que las ondas sísmicas se reflejan en las interfases existentes entre los materiales que poseen propiedades acústicas diferentes. Cada reflexión cambia la amplitud de la onda de retorno, este cambio producido en la interfase es controlado por el contraste de impedancia (producto de la densidad por la velocidad de propagación del sonido) entre los dos tipos de roca.

La información de las amplitudes de las reflexiones sísmicas puede ser utilizada para obtener las Impedancias acústicas de los materiales a ambos lados de la interfase por medio de un proceso matemático de inversión.

El proceso de inversión es la inversa del modelado directo, el modelado directo comienza con un modelado de las propiedades del subsuelo, luego simula matemáticamente un experimento o proceso físico en el modelo del subsuelo, por ejemplo electromagnético, acústico, nuclear, químico, etc. entre otros y finalmente proporciona como salida una respuesta modelada. Si el modelo y los supuestos son precisos, la respuesta modelada se asemeja a los datos reales. La inversión hace lo inverso: comienza con datos medidos reales, aplica una operación que

retrocede a través del experimento físico y produce un modelo del subsuelo, si se realiza correctamente, el modelo del subsuelo se asemeja al real.

En la sísmica existen varios tipos de inversión, en este trabajo aplicaremos la inversión acústica. Esta utiliza la amplitud de las ondas sísmicas reflejadas en cada punto de reflexión, para resolver las impedancias de las formaciones, esta inversión se conoce como inversión sísmica para la caracterización de yacimientos y proporciona modelos detallados de las propiedades de las rocas (Ver figura 4-3). Mediante una correlación de las propiedades obtenidas por métodos sísmicos con los valores medidos en pozo, se pueden extender las propiedades de las rocas a todo el volumen sísmico. Este proceso puede aportar información de las propiedades de las formaciones entre los pozos y se le llama inversión sísmica para caracterización de yacimientos. (Modificado de Schlumberger, 2008).

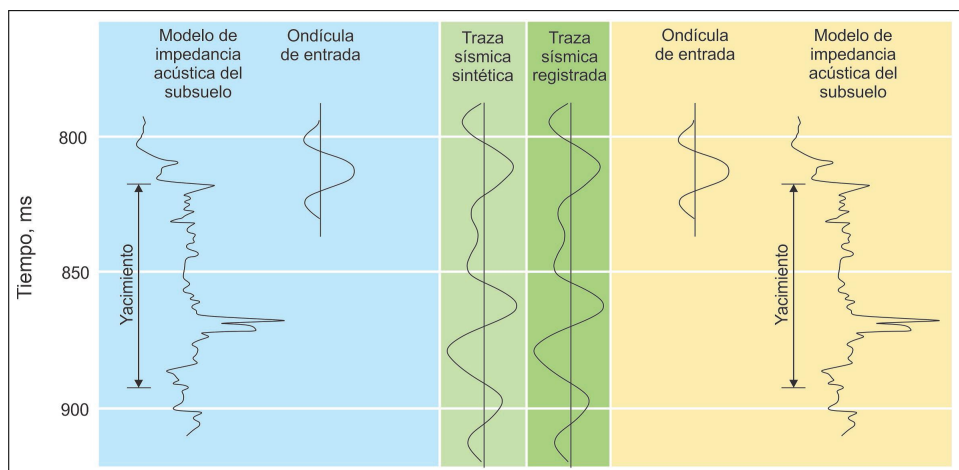


Figura 4-3.: Modelado e inversión, modelado directo (izquierda), inversión (derecha). Modificado de Barclay et al., 2008.

El primer paso es el modelado directo, comienza con un modelado de capas con las profundidades, espesores, densidades y velocidades de propagación del sonido estimadas de las formaciones a partir de los registros eléctricos de pozo, con esta información se genera un modelo de impedancia acústica del subsuelo. Este modelo de impedancia acústica se combina con una ondícula para crear una traza sísmica modelada que se denomina traza sísmica sintética (Fig. 4-3. Parte Izquierda, Fondo verde). El proceso de inversión toma la traza sísmica real, remueve el pulso sísmico y genera un modelo del subsuelo para la localización de esta traza (Fig. 4-3. Parte derecha, imagen de fondo amarillo). Para llegar al modelo de mejor ajuste la mayoría de procesos de inversión efectúan iteraciones entre el modelado directo y la inversión, procurando minimizar la diferencia entre la traza sísmica sintética y los datos (Barclay et al, 2008, Yilmaz, 2001).

4.5. Conceptos de Inversión Sísmica

La inversión sísmica es el proceso por el cual se calcula un modelo de impedancias del subsuelo consistente con los datos sísmicos. En otras palabras, la inversión usa la información sísmica para determinar la geología que causa el resultado sísmico. Ya que se tiene la información sísmica, se quiere un modelo petrofísico que se ajuste a esos datos. Esto es lo inverso al modelado de un sismograma sintético, el cual usa los registros eléctricos (medidas directas de la geología) para estimar la traza sísmica sintética.

4.5.1. Problemas Principales

1. Los datos sísmicos tienen un ancho de banda limitado que no contienen ni bajas ni altas frecuencias (Fig. 4-4). El rango de frecuencias típico de los datos sísmicos es de 10 Hz–80 Hz. Esto significa que la información sísmica no contiene información de bajas y altas frecuencias, a diferencia de los datos de registros eléctricos.

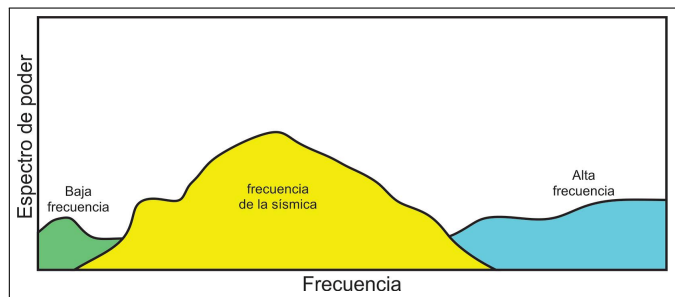


Figura 4-4.: Esquema mostrando el ancho de banda de la información sísmica.

2. La inversión no puede encontrar unicidad en la solución. Un modelo de impedancia hará un sismograma sintético que coincida con la información sísmica. Esa misma información sísmica puede ser creada con un número infinito de modelos diferentes.

4.6. Modelo básico de inversión post apilado

Debido a la ausencia de las bajas y altas frecuencias en los datos sísmicos, la información requerida para reconstruir el perfil de impedancia absoluta se requieren dos tipos de datos de entrada para el proceso de inversión: el 1). Los datos sísmicos (Capítulo 5.1) y el 2). Un modelo de impedancia inicial. (Capítulo 5.5) Este modelo de impedancia inicial representa una estimación inicial de la estructura de las velocidades y densidades en el subsuelo, la cual es usada para construir la inversión. El volumen de impedancia resultante tiene la siguiente ventaja [Savic et al., 2000]:

- a. Un ancho de banda más amplio, maximiza la resolución vertical.

- b. Los volúmenes son geológicamente más intuitivos que las superficies de interpretación. También como las reflexiones son causadas por diferencias en la impedancia (y no por diferencias en la velocidad o la ondícula) este parámetro amarra los reflectores mejor y mide los intervalos no los límites del intervalo (como lo hace la reflectividad).
- c. Los valores de impedancia, cuando se calibran, pueden predecir las propiedades petrofísicas a través del volumen sísmico.

4.7. Algoritmos de inversión

4.7.1. Basada en Modelo

Este algoritmo intenta modificar el modelo hasta que la traza sintética coincide con la traza sísmica dentro de unos límites aceptables. Un modelo geológico se modifica hasta que se obtenga el error mínimo entre la traza sintética creada por el modelo y la información sísmica original. La ondícula sísmica se debe conocer. Para cada traza se calcula un sismograma sintético usando la impedancia estimada inicialmente y la ondícula conocida. La impedancia es modificada gradualmente, hasta que el resultado de la traza sintética coincide con la traza real dentro de algún un nivel de tolerancia. Se debe controlar hasta qué punto el algoritmo puede cambiar la estimación inicial con el fin de coincidir con los datos reales. Este es un buen método cuando se tiene un conocimiento considerable de la geología y se puede crear un modelo confiable. (Sen, M.K.,2006).

4.7.2. Limitado a una banda específica de frecuencias

Este es el algoritmo de inversión clásico, el cual ignora el efecto de la ondícula sísmica y trata la traza como si esta fuera un grupo de coeficientes de reflexión. Se asume que la traza sísmica se puede tratar como una serie de coeficientes de reflexión que ha sido filtrada por una ondícula de fase cero. Como el componente de las bajas frecuencias de la velocidad ha sido removido desde la información sísmica, esta se restaura [Lindseth, 1979] mediante la adición de una versión suavizada del modelo con restricciones. La traza sísmica se integra para transformar la secuencia de reflectividad a impedancias acústicas y adicionar las bajas frecuencias restringidas. Como la ondícula se ignora en este proceso, la impedancia acústica resultante es suavizada como la traza sísmica.

La ventaja de este método es la simplicidad, tiempo corto de cálculo y solides en presencia de ruido. La desventaja es que por ignorar la ondícula, los efectos en la interfase de las capas delgadas no se pueden resolver. (Ferguson R.K, Margrave G. F., 1996)

4.7.3. Picos mínimos

Los algoritmos de inversión por picos mínimos son:

Programación lineal: Este algoritmo primero extrae una estimación de la reflectividad usando una técnica de programación lineal que usa el dominio de frecuencias restringido para recuperar las altas y las bajas frecuencias del espectro de la sísmica. La reflectividad se integra bajo las restricciones del modelo inicial. Esto crea una reflectividad mínima que produce el mejor amarre entre la traza sintética derivada y la traza real, sujeta a la restricción de que el número de picos sea el menor. Este método intenta recobrar un modelo de impedancia con la reflectividad mínima reduciendo el error entre la traza modelada y la traza sísmica. Esto resulta en un modelo con el menor número de capas. (Russell, B., 1988)

4.7.4. Máxima probabilidad

Este algoritmo usa el modelo para modificar las series de reflectividad estimadas de la información sísmica. Este asume que la ondicula de la información sísmica se conoce. Para cada traza una secuencia de reflectividad mínima se estima por adición de los coeficientes de reflexión uno por uno hasta que se encuentre un grupo óptimo. El ancho de banda de la reflectividad se modifica gradualmente, hasta que el resultado de la traza sintética coincida con la traza real con algún nivel de tolerancia. Se debe controlar qué tanto el algoritmo puede cambiar el modelo inicial para que coincida con los datos reales. Estos métodos son los mejores para áreas con pocos reflectores, por esto son mejores para áreas donde el conocimiento geológico sea poco. (Russell, B., 1988)

4.7.5. Red Neuronal

Este algoritmo aplica una red neuronal probabilística a la traza sísmica para producir la traza de impedancia. Antes de utilizar este algoritmo se debe entrenar por lo menos una red neuronal. (Sharma A., Sharma R.K., 2013)

4.7.6. Inversión colorida

Este algoritmo se aproxima a una inversión por picos mínimos sin restricciones mediante la derivación de un operador de inversión que haga coincidir el espectro de amplitud de la sísmica con el de la impedancia acústica. La ventaja de este método es su corto tiempo de cálculo y robustez en presencia de ruido este hace que el método sea adecuado para inversiones rápidas y preliminares. (Lancaster S., Whitcombe D., 2010)

4.8. Descomposición Espectral

Segun la teoría de Fourier, el registro del movimiento y recorrido de una onda en el subsuelo, conocido como sismograma, se puede representar como una superposición de ondas de senos y cosenos de diferentes frecuencias. Las frecuencias del espectro dependen no solo de la frecuencia generada por la fuente, sino también de la reflectividad del subsuelo. En la Figura 4-5 se puede observar una sección cruzada (parte izquierda) con la presencia de 2 eventos identificados en diferentes colores, cada uno de los eventos se puede identificar a una frecuencia diferente (imágenes central y derecha). Para este trabajo se utilizaron valores de frecuencias de 25,30,40 y 50 Hz . La información sísmica es comúnmente desplegada como amplitudes asociadas a coordenadas de tiempo y espacio. La descomposición espectral es un término amplio que incluye diferentes métodos para usar la información tiempo-espacio-amplitud y transformarla a un dominio de frecuencias. Hampson y otros, 2001).

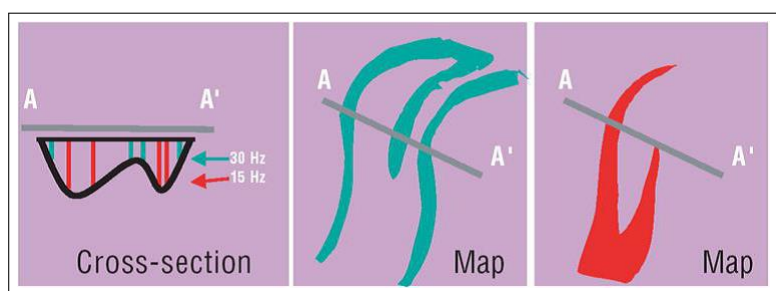


Figura 4-5.: Diagrama esquemático que muestra el efecto de “Tunning” de capas delgadas utilizando diferentes frecuencias, (Tomado de Del Moro, 2012).

4.9. Resolución Sísmica Vertical

Se entiende como resolución sísmica vertical la menor distancia vertical entre dos interfases litológicas que produce dos reflexiones distinguibles, las cuales pueden separarse visualmente. En sísmica la resolución vertical concierne al espesor mínimo de una capa, en la cual las reflexiones provenientes de su tope y de su base pueden ser distinguidas. El criterio de Rayleigh establece que el límite de resolución es de un $1/4$ de la longitud de onda dominante. (Sheriff, 1997 en Ruiz, (2007)). (Ver Fig. 4-6). Esto es denominado efecto Tuning.(Figura 4-6). Se calcula con la siguiente ecuación:

$$\lambda = \text{Velocidad}/(4 * \text{frecuencia}) \quad (4-1)$$

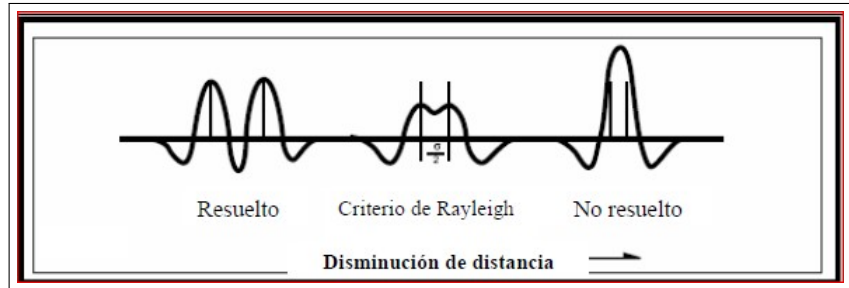


Figura 4-6.: Criterio de resolución. (Tomado de Sheriff, 1997).

4.10. Atributos Sísmicos

Los atributos sísmicos son medidas específicas de características geométricas, cinemáticas, dinámicas o estáticas provenientes de los datos sísmicos. (Chen y Sydney, 1997 en Ruiz (2007)). Los atributos pueden presentar información fundamental de la data sísmica: tiempo, amplitud, frecuencia y atenuación. La mayoría de los atributos usados comúnmente son después del apilamiento (poststack), es decir después de que los gathers sísmicos fueron migrados y apilados.

Los atributos que son derivados antes del apilamiento (prestack) son principalmente derivados de las variaciones de amplitud con el offset (AVO), o el ángulo AVA. Los atributos derivados del tiempo ayudan a discernir talles estructurales, los atributos de amplitud están entre los más útiles, pero los atributos de frecuencia podrían revelar detalles en la estratificación. (Brown, 2001 en Ruiz (2007)).

4.11. Ecuación de Gardner

Diferentes factores influyen el comportamiento de los coeficientes de reflexión sísmica y la gravedad observada de las rocas sedimentarias. La velocidad de la roca y la Densidad dependerá de la composición mineral, naturaleza de la matriz, cementación, porosidad, contenido de fluidos y presión ambiental. La profundidad de enterramiento y le edad geológica también tiene un efecto sobre ésta. La Ecuación de Gardner es una ecuación empírica que relaciona la velocidad sísmica de la Onda P con la densidad aparente de la litología en la que viaja la onda. La ecuación es:

$$\rho = \alpha V_P^\beta \quad (4-2)$$

Donde ρ es la densidad Bulk expresada en g/cm^3

V_P Es la Velocidad de la onda P expresada en ft/s

α y β son constantes empíricas que dependen de la geología.

4.12. Calculo de Onda Shear- (Método Greenberg-Castagna)

Los registros de velocidad de Onda Shear son ampliamente utilizados para aplicaciones de interpretación sísmica, incluyendo “Bright Spot”, análisis AVO e interpretaciones de sísmica multicomponente. A partir de la información de la velocidad de la onda compresional, la litología y la porosidad es posible predecir la velocidad de onda Shear. Greenberg-Castagna, (1992) proponen una técnica para predecir la velocidad de la onda Shear en medios porosos basada en la información de velocidad de onda compresional, litología, porosidad. El éxito de esa predicción se basa las relaciones de las velocidades de las ondas compresionales-shear para litologías porosas, (Greenberg-Castagna, 1992).

5. Metodología

Este proyecto se realizó en 4 etapas las cuales son: la construcción del modelo inicial y petrofísico, la pre-factibilidad y elaboración de gráficos cruzados, la factibilidad y el proceso de inversión sísmica. En la Figura 5-1, Se ilustran los pasos utilizados como metodología, organizados como un diagrama de flujo y los pasos que se realizaron para poder llegar al objetivo de elaborar un modelo de distribución 3D de la porosidad, a partir de información sísmica.

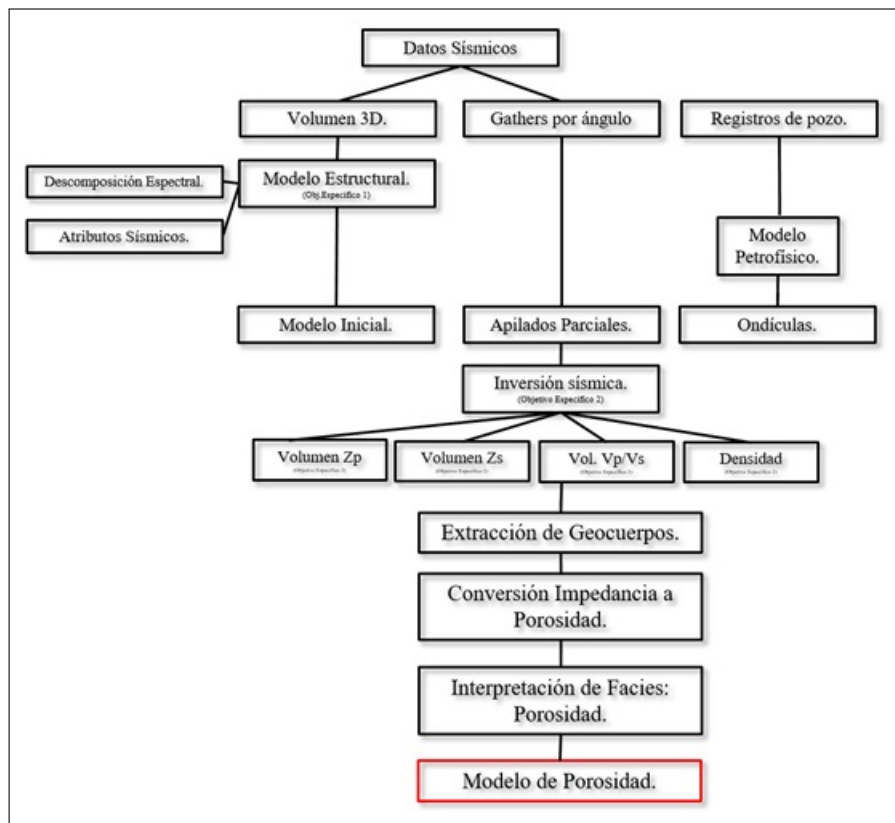


Figura 5-1.: Ilustración de la metodología utilizada en el cumplimiento de los objetivos del presente trabajo.

Para la realización de este trabajo se realizó la integración de datos sísmicos, datos de pozos y se realizó la interpretación de los mismos, estos datos han sido suministrados por ECOPEPETROL S.A. La interpretación de la información y la construcción de estos modelos

se realizó en los programas Petrel y Hampson & Russel con las licencias que Ecopetrol S.A tiene para tal fin. El área objeto del presente estudio, se localiza en la parte central de la estructura del Campo Castilla, (Ver Figura 5-2). En esta imagen se observa un polígono de color negro correspondiente al área del volumen sísmico 3D de Campo Castilla con un área de 118 Km^2 y un polígono de color rojo representando el área de estudio el cual tiene un área de 30 Km^2 , el punto y el número corresponde con la localización y el nombre de los pozos en el área de estudio.

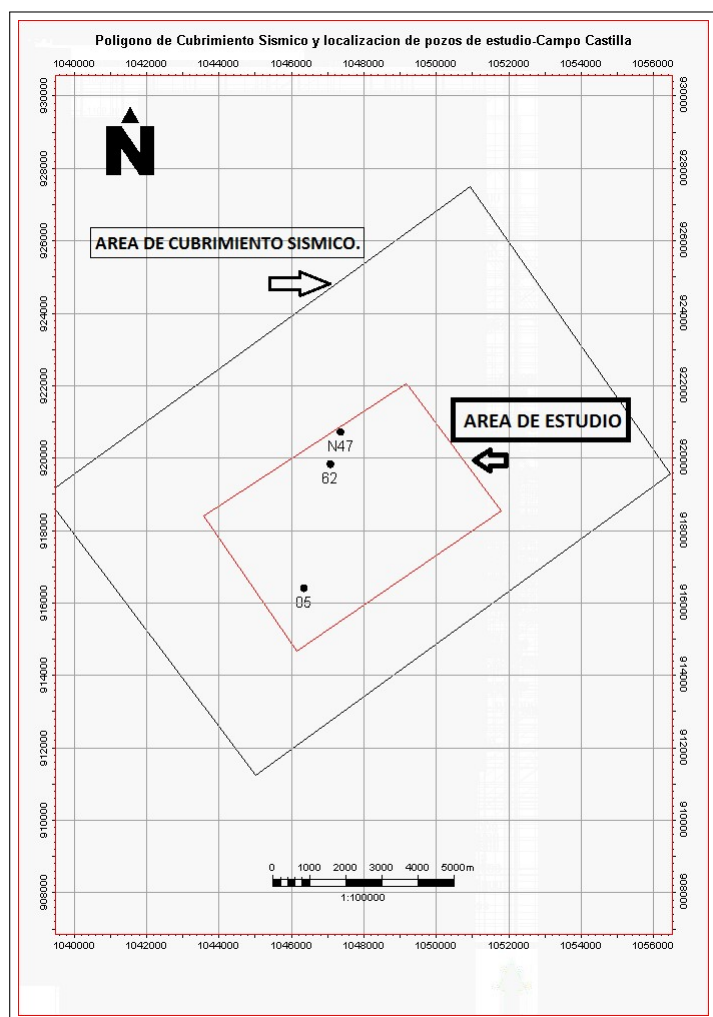


Figura 5-2.: Polígono limitando el área de estudio en color rojo y área de cobertura del volumen sísmico para el Campo Castilla, en color negro. Los números representan la ubicación y el nombre de los pozos utilizados para la elaboración del proyecto.

En el área de estudio se localizan más pozos perforados, sin embargo, para el desarrollo de este proyecto se trabajó con 3 pozos y el criterio de selección de ellos fue que presentaran información completa de registros de pozo y registros sísmicos. En la Tabla 5-1 se describen los

pozos y los registros de pozo (con sus alias para cada tipo de registro) usados en este trabajo.

POZO	DT	DS	GR	DENSIDAD	POROSIDAD
<i>WELL_05</i>	DT	NO TIENE	GR	RHOB	NPHI
<i>WELL_62</i>	DTLF-DTLN	NO TIENE	GR	RHOZ	NEUT
<i>WELL_N47</i>	DTCO	DTSM	GR	RHOZ	NEUT

Tabla 5-1.: Descripción de los pozos utilizados, así como los registros eléctricos presentes en cada uno de ellos.

La información sísmica suministrada por Ecopetrol S.A consistió en los datos del volumen sísmico 3D del área de Castilla (Pre stack time migration), los apilados angulares agrupados de 0-11, 7-18, 14-25 y 21-32°, con su respectiva ondícula y las velocidades RMS de PSTM del procesamiento de los datos. En la tabla **5-2** se relaciona las características de la información sísmica.

PARÁMETROS	
TOTAL DE REGISTROS PROCESADOS	3328
TOTAL DE TRAZAS PROCESADAS	3105059
NUMERO TOTAL DE CDP	159437
NUMERO DE INLINES	342
NUMERO DE XLINES	467
ÁREA	117.513 km^2
INTERVALO DE MUESTREO	2 <i>ms</i>
TIEMPO MÁXIMO DE PROCESO	6 <i>ms</i>
AZIMUTH	54°
TAMAÑO DE LA GRILLA	20 * 40 <i>m</i>
COORDENADA X ORIGEN DE LA GRILLA	1039525
COORDENADA Y ORIGEN DE LA GRILLA	919269
DATUM	600
VELOCIDAD DE REEMPLAZAMIENTO	2400 <i>m/s</i>

Tabla 5-2.: Datos de adquisición del Volumen sísmico original.

La información sísmica y de pozos, se integró a la información de interpretación y modelamiento geológico para poder realizar los modelos iniciales

5.1. Interpretación sísmica

La interpretación sísmica se realizó sobre el volumen sísmico 3D en tiempo del Campo Castilla cada 1 inline. La estructura en general presenta buzamientos que varían entre 2-6 grados dependiendo de la posición estructural. Se realizaron sismogramas sintéticos para poder conocer el carácter sísmico de cada una de las unidades a interpretar, en la Figura 5-3 se visualiza el pozo 5, los topes y el carácter sísmico para realizar la interpretación de los horizontes sobre un cero-crossing, se interpretaron 3 horizontes sísmicos cercanos a los topes de las unidades de interés para este estudio, las cuales operativamente son T2, K1-Inferior y un horizonte base. Ver Figura A-1 (Horizontes de color amarillo, azul y rojo respectivamente).

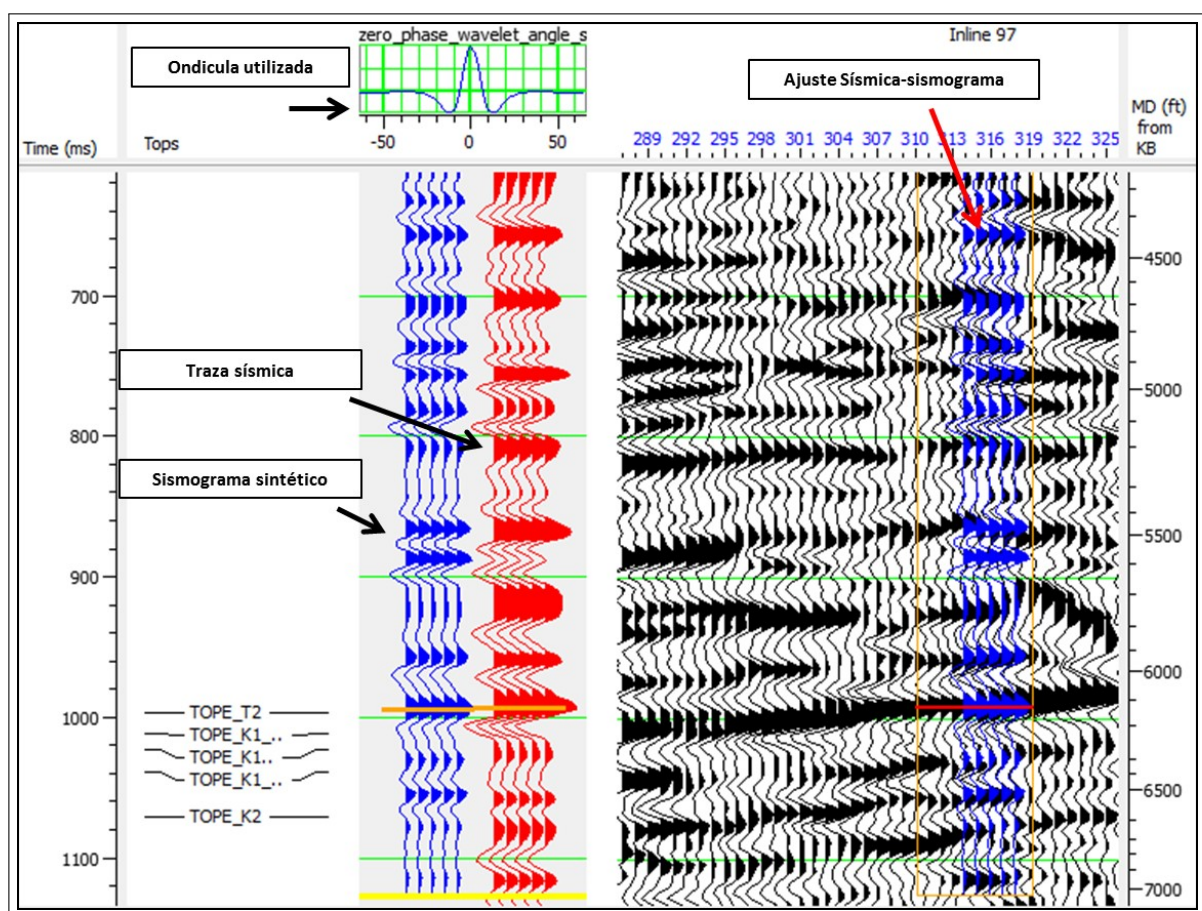


Figura 5-3.: Registros eléctricos y sismograma sintético para el pozo 5.

El volumen interpretado estaba en el dominio del tiempo. Como rasgos más importantes se interpretan 3 eventos estructurales diferentes:

- Se interpreta un sistema de fallas normales (color azul), las cuales están afectando las rocas Cretácicas y del Terciario Inferior. En la Figura 5-4 (Anexo A-1) se observan las fallas (color azul) al lado izquierdo de la imagen.

- Posterior a este evento, se interpreta una reactivación de las fallas normales, en un evento de inversión tectónica, produciendo fallas de tipo inverso (fallas de color verde y amarillo) y que están afectando toda la secuencia sedimentaria. Posiblemente estas fallas inversas dan origen a la estructura que almacena los hidrocarburos en el Campo Castilla.
- El tercer evento se interpreta como un comportamiento actual de tipo strike-slip, posiblemente por la interacción de la falla de Algeciras. Este evento está produciendo un proceso de transpresión de tipo dextral, asociados a la falla principal. (Ver Figura 5-4 (Anexo A-1) Línea Sísmica en la dirección del Buzamiento).

Al finalizar la interpretación geológica de las fallas principales y secundarias y los horizontes, se construyeron los mapas estructurales en tiempo de las unidades T2, K1-Inferior y Base (ver Figura 5-5) y el modelo estructural 3D.

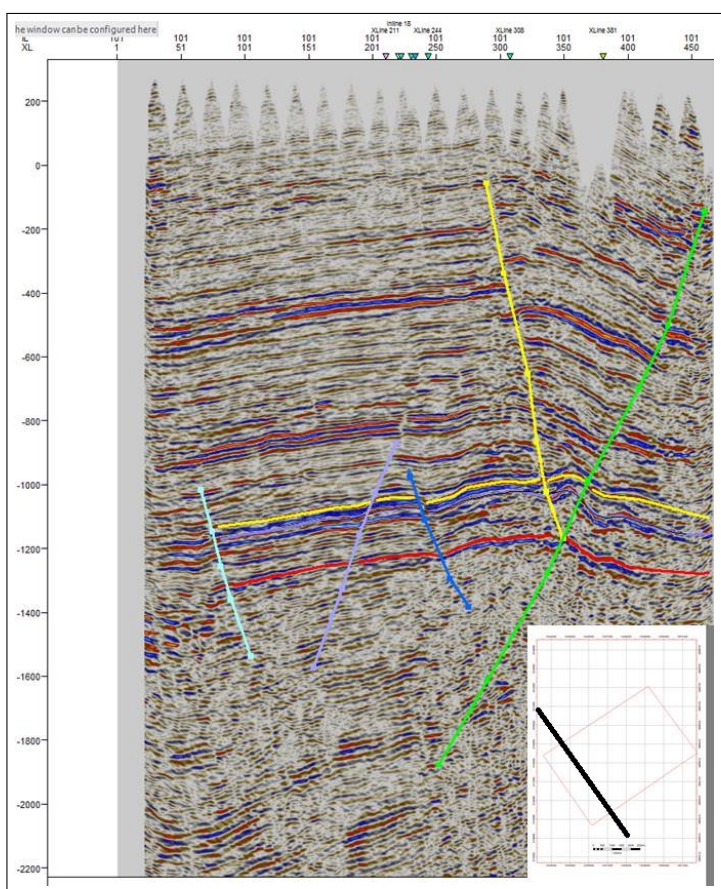


Figura 5-4.: Línea Sísmica en la dirección del Buzamiento, Se interpreta el sistema de fallas principales y los horizontes para las unidades T2, K1-Inferior y K2.

La estructura se interpreta como un anticlinal fallado en su costado oriental, por un sistema de fallas de tipo inverso y afectado actualmente por un sistema de strike-slip. El aporte de

este modelo consiste en la identificación de los factores de transpresión que están afectando actualmente la estructura y la identificación de las fallas oblicuas.

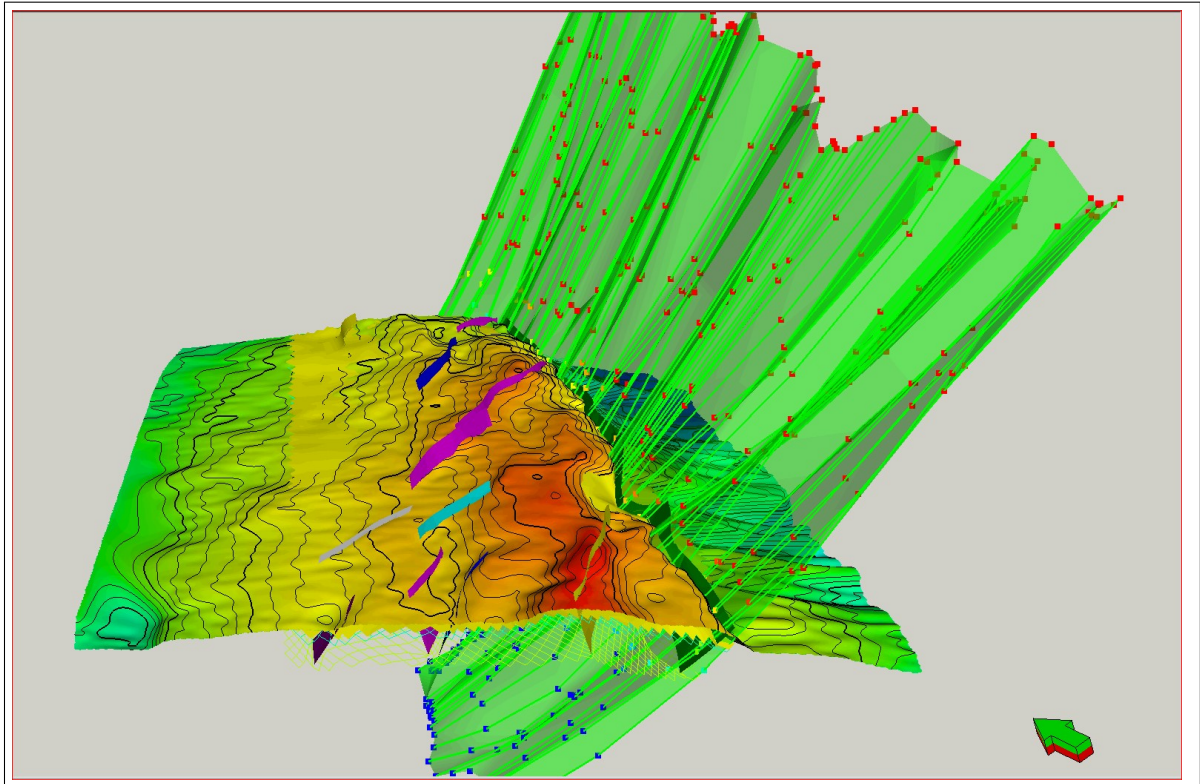


Figura 5-5.: Modelo estructural 3D al tope de la Unidad K1 Inferior.

5.2. Modelo petrofísico

Para la construcción del modelo petrofísico se trabajó con la información de registros eléctricos de los pozos de estudio, los cuales fueron revisados y editados para garantizar que la información es confiable y se encuentra ajustada en profundidad, las ediciones que se aplicaron fueron:

- Unificación de unidades.
- Unificación de nombres de las curvas. (Alias)
- Corte de las lecturas de inicio y final de registro cuando presentaban valores fijos.
- Edición de los registros por valores anormales en las áreas cercanas al revestimiento del pozo.

La diferenciación litológica para las areniscas y shales se realizó usando el Registro GammaRay, esto es posible si las rocas clásticas contienen mica, feldespato potásico o minerales

radiactivos, para el caso del Campo Castilla, sí se tiene ese contenido mineralógico, por lo cual este registro es un buen indicador de litología.

5.2.1. Cálculo de VShale

Se calculó el volumen de Shale y volumen de Arenas con base en la respuesta del registro GammaRay (Asquith, G., D. Krygowski, 2004). Para este caso se trabajó con los valores (cutoff) proporcionados por Ecopetrol S.A para el Campo Castilla, unidad K1-Inferior de: Areniscas valores menores de 90 API de GR, Limolitas valores mayores de 90 y menores de 110 API de GR y la discriminación de shales para valores superiores de 110 API de GR (Ver Figura A-2) . La ecuación aplicada es la siguiente:

$$V_{sh} = \frac{GR - 90}{110 - 90} \quad (5-1)$$

5.2.2. Cálculo de porosidad

El cálculo de las porosidades se realizó a partir de los registros de Densidad (Smithson, T., 2012). Para el cálculo de densidad de matriz, se empleó la información proveniente de los análisis de los núcleos de los pozos 18 y N47 del Campo Castilla para esta unidad, la cual estima un valor de 2.66 gr/cc. (Informe Interno de Ecopetrol S.A) Para la determinación de la densidad de fluido (RHOF), se consideraron las características del crudo viscoso del Campo Castilla el cual presenta una gravedad de 13.7 °API a temperatura de 190°F, y corresponde a un hidrocarburo de densidad de alrededor de 0.95 gr/cc, densidad muy próxima a la del agua, por lo cual se asumió un valor de 1.0 gr/cc, como densidad de fluido para todos los cálculos. La ecuación aplicada para hallar la porosidad total fue la siguiente:

$$PHID = \frac{2,66gr/cc - RHOB}{2,66gr/cc - 1,0gr/cc} \quad (5-2)$$

Luego de calcular la Porosidad total, a partir del registro de densidad, se procedió a realizar el cálculo de la Porosidad Efectiva, sin embargo consultando la información oficial (Informe Interno de Ecopetrol S.A,) y teniendo en cuenta el contenido relativamente bajo de Volumen de shale presente en las areniscas de esta unidad (ver Figura 5-6 (Anexo A-2)), Ecopetrol S.A utiliza la Porosidad Total=Porosidad Efectiva. Para este trabajo se utilizó la Porosidad Total = Porosidad efectiva. En cada pozo se realizaron los cálculos de estas variables.

5.2.3. Cálculo de tipos de roca

Para este trabajo se realizó una discriminación litológica agrupando por tipos de roca y basándose en la respuesta del registro GR. Se trabajaron los datos de los pozos en la zona

de interés y se clasificaron de la siguiente forma: Rocas Tipo 1: Clasificadas como areniscas limpias y consideradas las de mayor aporte de flujo de fluidos, con valores de GR menores a 90 UAPI, Rocas Tipo 2, son rocas con pobre selección, presentan valores de GammaRay, ($GR > 90$ y < 110 UAPI), litológicamente corresponden a limolitas. Por último, las rocas Tipo 3 son consideradas shales, presentan valores de GR mayores > 110 UAPI y por sus características son consideradas barreras de flujo.

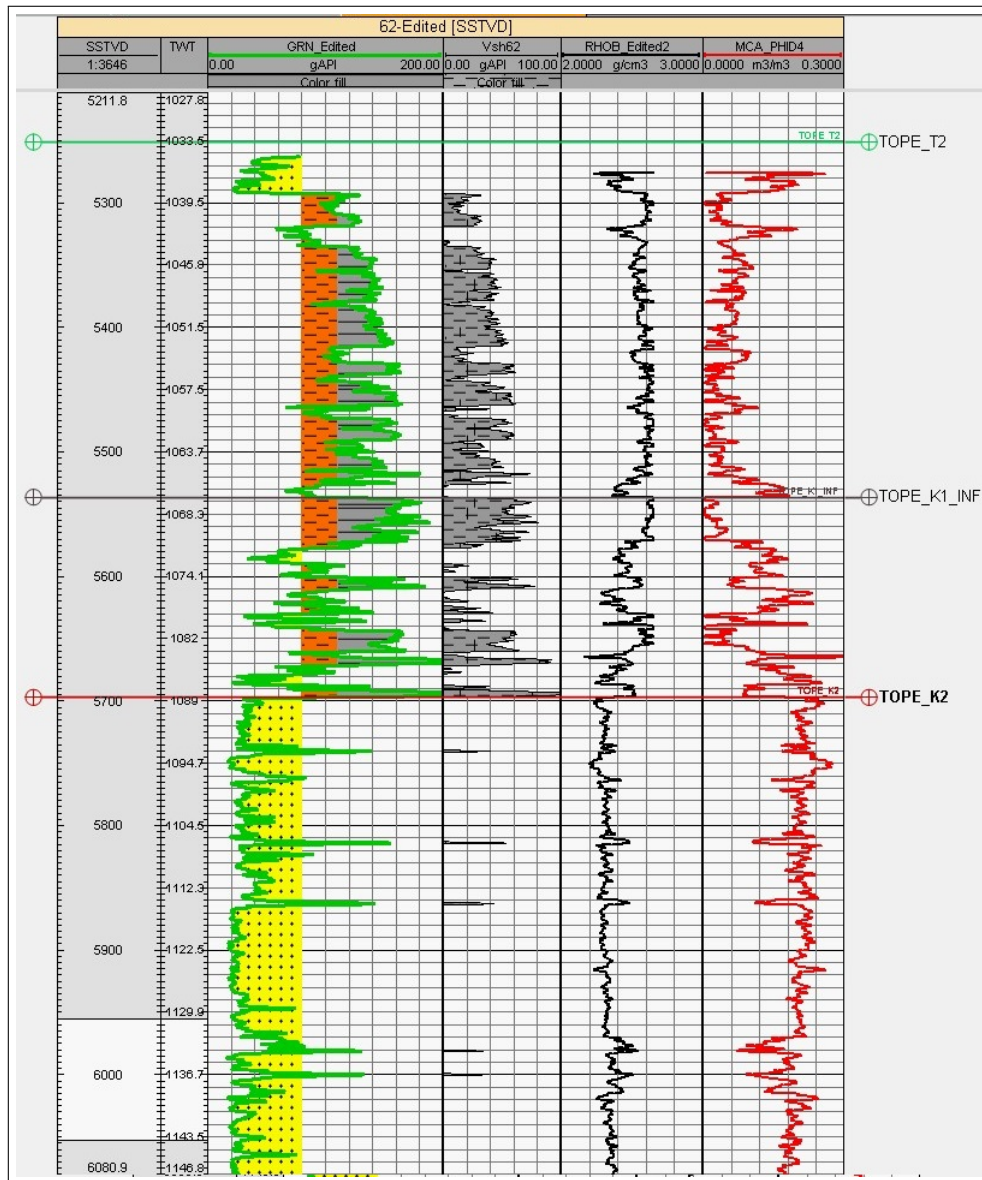


Figura 5-6.: Registro Petrofísico tipo en el cual se observa Track 1, (Gamma Ray coloreado según tipo de Roca), Track 2, (VShale), Track 3, (Densidad), Track 4, (Porosidad) y los topes de las unidades K1-Inferior y K2.

5.2.4. Comparación modelo de porosidad vs. porosidad de núcleo

Inicialmente se presentaron dificultades para la construcción del modelo de porosidad, dado que en algunas partes los registros presentaban valores muy altos de densidad y afectaba la construcción del modelo. (Ver Figura 5-7), para comprobar estos valores se consultó la mineralogía detallada de la unidad en los reportes del núcleo del pozo 47 y los reportes de perforación y no se reporta la presencia de ningún mineral que pueda lograr que el valor de densidad fuera alto (Ver Figura 5-8). Se interpretan esos picos de valores altos de densidad como una zona de “Wash Out” lo cual causa una lectura errónea de los valores de densidad. Se procedió a editar estos picos de valores anómalos, utilizando la corrección de bloque.

Los valores de porosidad medida en núcleo se compararon con los valores de porosidad del registro eléctrico, presentando un buen ajuste en los valores. (Ver Figura 5-9) se observan los datos de porosidad de núcleo graficados como puntos de color azul sobre la curva de porosidad calculada.

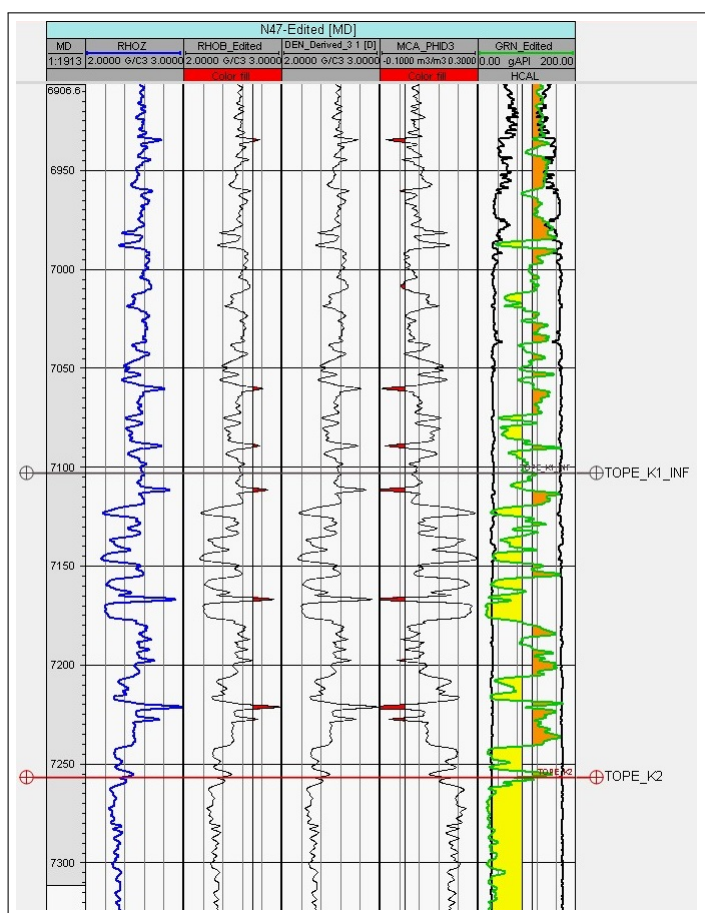


Figura 5-7.: Registros eléctricos pozo 47, se observan valores anómalos en las curvas de Densidad y porosidad (Resaltados en color rojo).

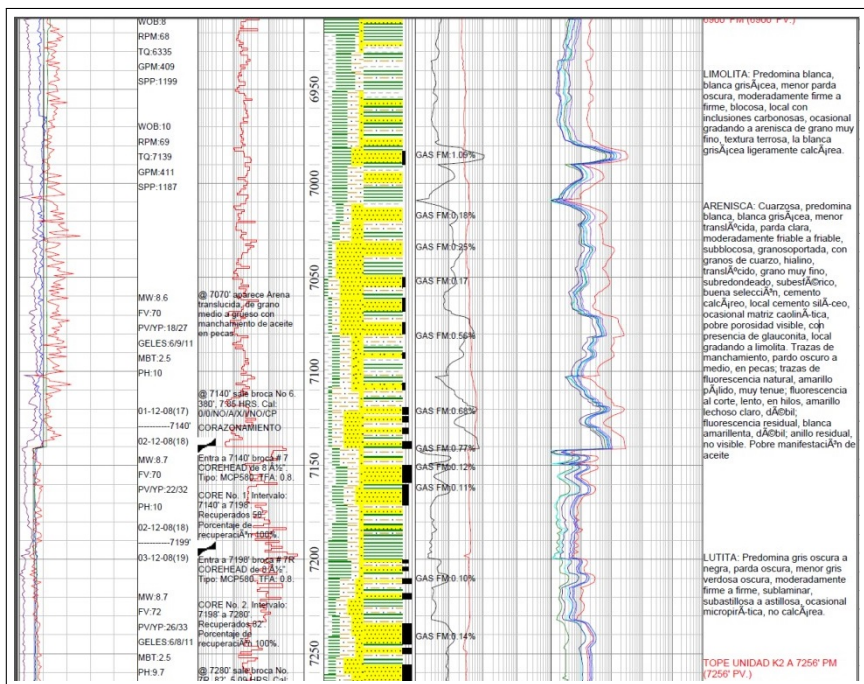


Figura 5-8.: Registros FEL de descripción litológica de Perforación del pozo 47. No se reporta la presencia de ningún mineral que pueda afectar el comportamiento de la Densidad.

Profundidad (MD)	Densidad (Núcleo)	Porosidad (Núcleo)
7140,5	2,6	0,254
7140,5	2,6	0,251
7141,08	2,6	0,238
7141,08	2,6	0,235
7150,13	2,6	0,234
7150,13	2,6	0,23
7151,5	2,6	0,276
7151,5	2,6	0,274
7153,38	2,6	0,243
7153,38	2,6	0,239
7154,5	2,6	0,252
7154,5	2,6	0,249
7155,83	2,6	0,165
7155,83	2,6	0,161

Tabla 5-3.: Valores de Densidad y Porosidad para los intervalos corazonados en el pozo 47.

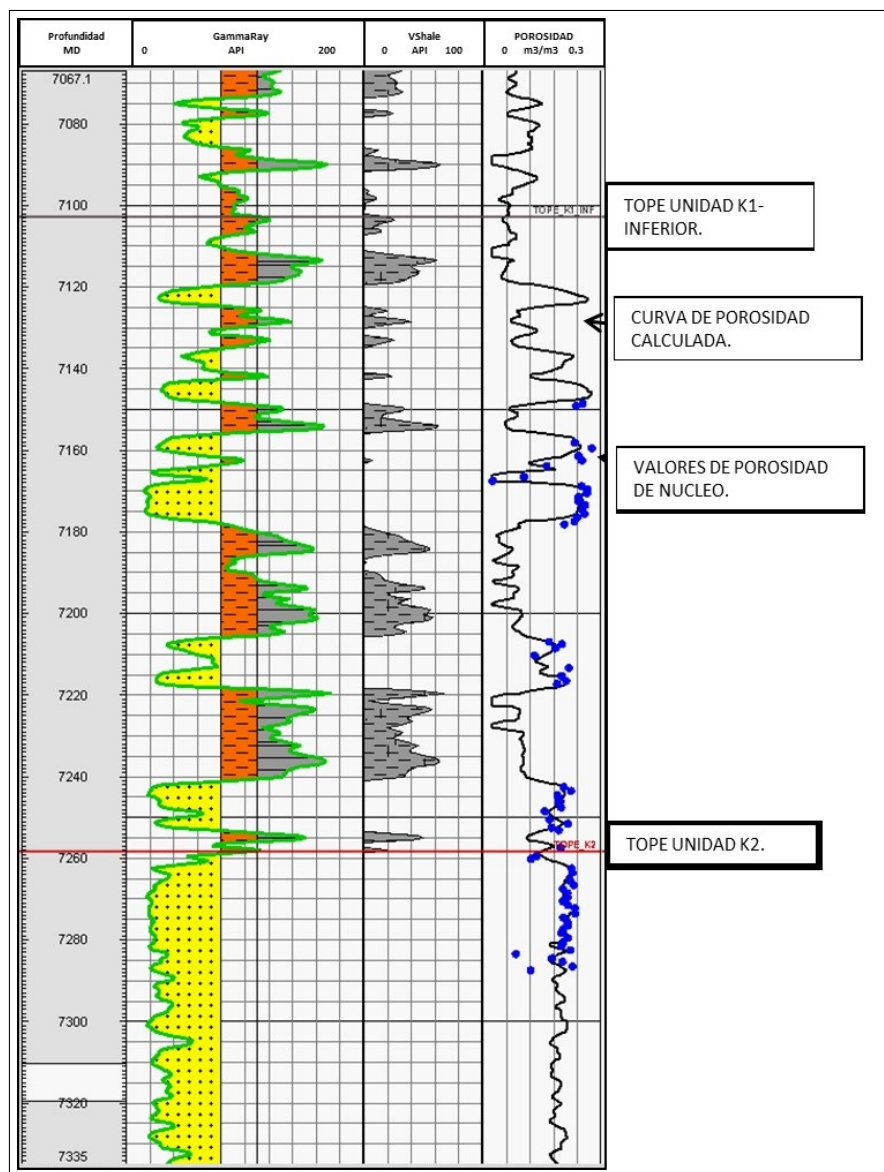


Figura 5-9.: Valores de Porosidad medidos en núcleos vs mediciones de registros eléctricos. Pozo 47. Track 1:(Registro GammaRay interpretado por litología), Track 2, Curva de VShale, Track 3 (Registro de porosidad calculado vs valores de porosidad medidos en núcleo).

Luego de la construcción del modelo petrofísico y el cálculo de tipos de roca se realizó una correlación estratigráfica en dirección N-S, para verificar la continuidad de las Areniscas en los pozos de estudio. (Ver Figura 5-10) Se observa la heterogeneidad de la distribución de las areniscas para la unidad K1-Inferior. En esta imagen el pozo 05 presenta una falla en la parte superior del K1-Inferior, sin afectar la secuencia la zona de interés.

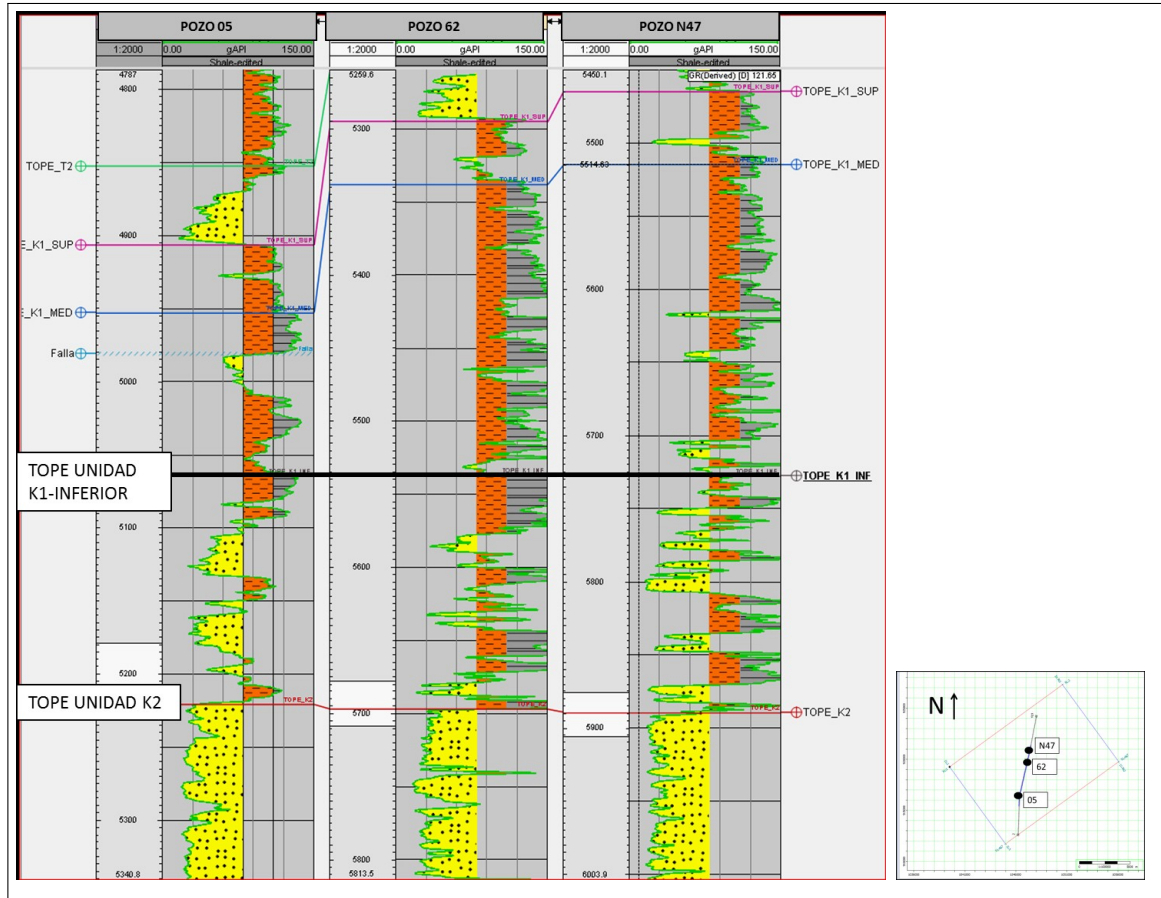


Figura 5-10.: Correlación estratigráfica en dirección N-S. Se observa el cambio facial de los niveles arenosos de la unidad K1-Inferior.

5.2.5. Cálculo de registro de densidad a partir de la ecuación de gardner

En la información de registros de pozo únicamente se encontraba información de los registros de densidad para la sección productora de hidrocarburos (unidades T2, K1 y K2), sin embargo se contaba con la información completa de Sónico Compresional para todo el pozo, con esta información se calculó la Velocidad de la onda P (V_p). Se utilizó la Ecuación de Gardner's para el cálculo de la curva de densidad utilizando la siguiente ecuación:

$$\rho = a \times V_p^b \tag{5-3}$$

ρ es la densidad en g/cm^3
 V_p es la velocidad de la onda P en ft/s

La ecuación de Gardner relaciona la velocidad de la onda P, la densidad Bulk y la litología en la cual viajan las ondas. Los coeficientes a y b son constantes que dependen de la geología, para este estudio se estimaron a partir de la información de velocidad, en la (Figura 5-11) se presentan los valores de Velocidad P y en color rojo los valores estimados, y en la imagen derecha se resaltan los valores de velocidad y densidad para poder estimar la curva de densidad, luego de la estimación de la curva se realizó la comparación de la curva calculada en todo el pozo (Ver Figura 5-12, curva azul, figura izquierda) y la curva original en el área de interés (Ver Figura 5-12, curva roja, figura derecha). El valor de los coeficientes estimados fue: $a = 0,60513$ y $b = 0,17022$.

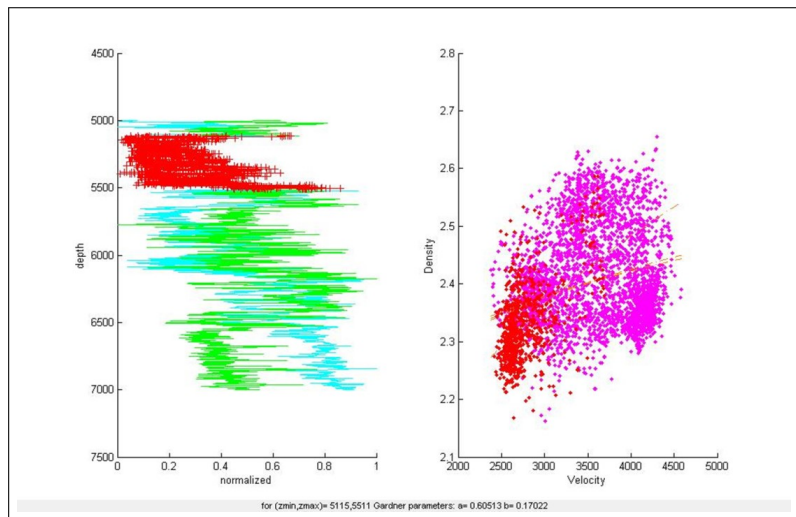


Figura 5-11.: Regresión de velocidad vs Densidad para hallar los coeficientes de la Ecuación de Gardner.

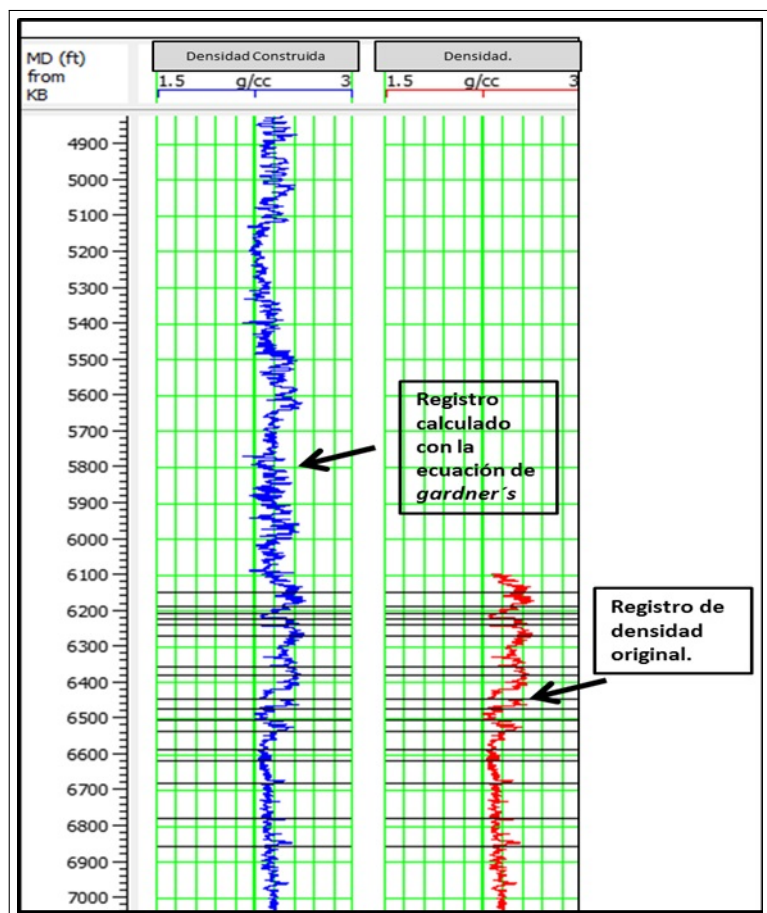


Figura 5-12.: Comparación de Registro de Densidad original (Curva de color rojo, parte derecha de la gráfica) y curva de densidad construida a partir de la ecuación de Gardner. (Curva color azul, parte izquierda de la gráfica.)

5.2.6. Cálculo de onda Shear

Luego del cálculo de Volumen de Shale (V_{sh}), (Numeral 5.2.1) se realizó el cálculo de Volumen de Arenisca (V_{olSs} -Volumen de Arenas para los pozos). El cual se calcula de la siguiente forma: $V_{olSs} = 1 - V_{shale}$. Luego se calculó la curva Onda Shear por el método de Greenberg-Castagna, en las Figuras 5-14 y 5-15 se observan los pozos 5 y 47 respectivamente con sus curvas P, GammaRay, Volumen de arenas y Shear.

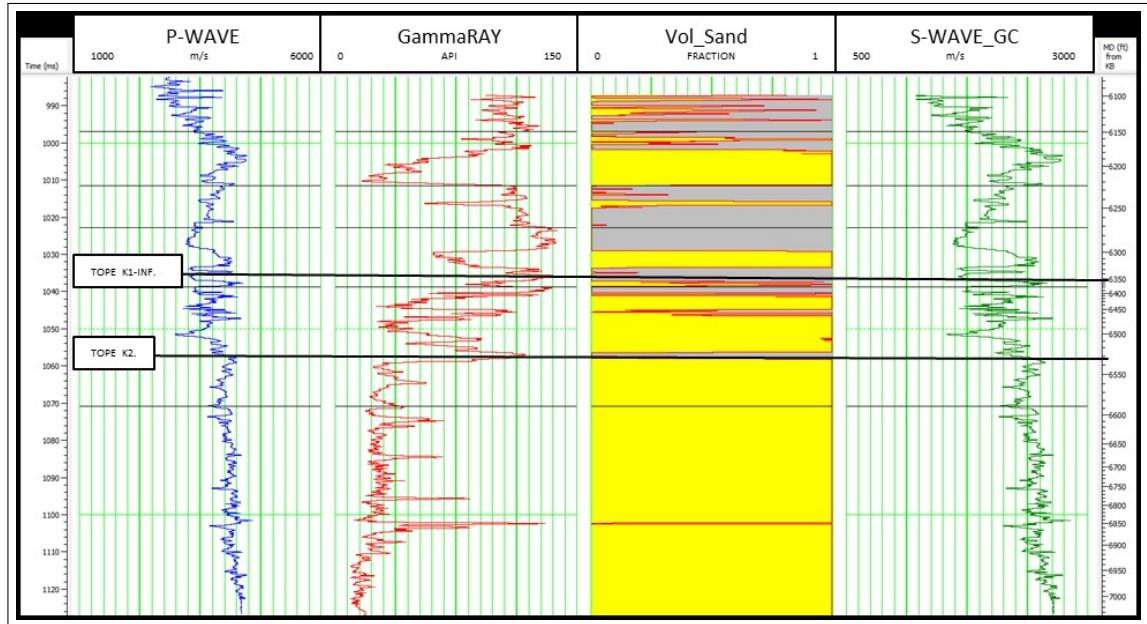


Figura 5-13.: Detalle de los registros del pozo 05, curvas P (color Azul) GammaRay (Color rojo), cálculo de Volumen de Arena y Curva de Velocidad Shear calculada a parir de Greenberg-Castagna (Curva Verde).

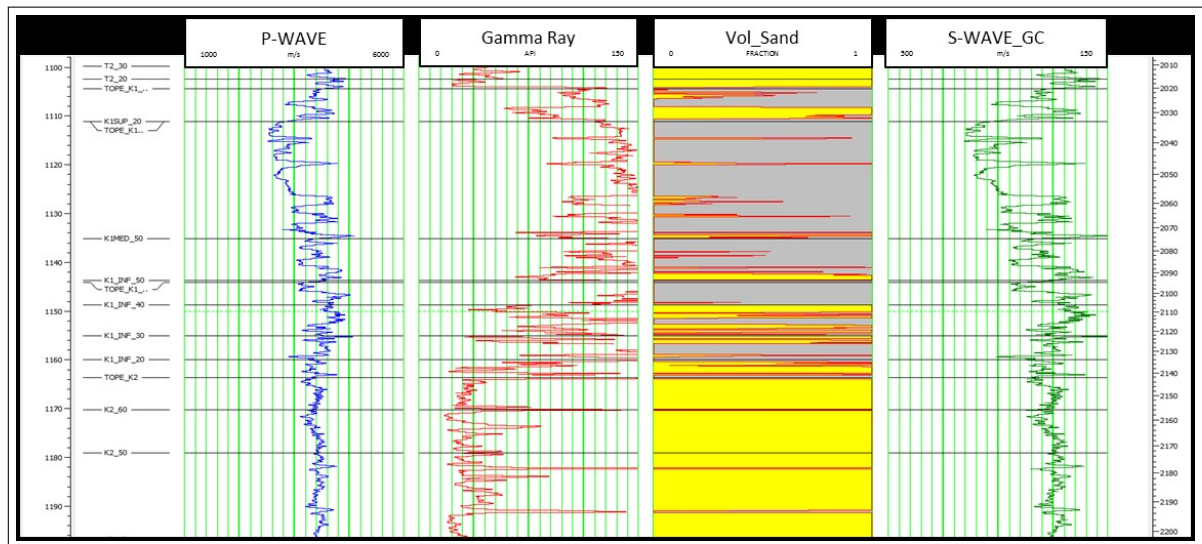


Figura 5-14.: Detalle de los registros del pozo 47, curvas P (color Azul) GammaRay (Color rojo), cálculo de Volumen de Arena y Curva de Velocidad Shear calculada a parir de Greenberg-Castagna (Curva Verde).

5.3. Amarre Sísmica-Pozo.

Se realizó el amarre sísmica-pozo utilizando el sismograma sintético calculado previamente en el capítulo 5.1 y presentado en la Figura 5-3. En la Figura 5-15 se visualiza la traza sísmica calculada, ajustada a la información sísmica y con el objetivo de verificar el amarre de la información. En la Figura 5-16 se presenta el registro GammaRay con los respectivos topes de las formaciones sobre la sección sísmica con el objetivo de verificar litológicamente a que corresponde cada evento sísmico.

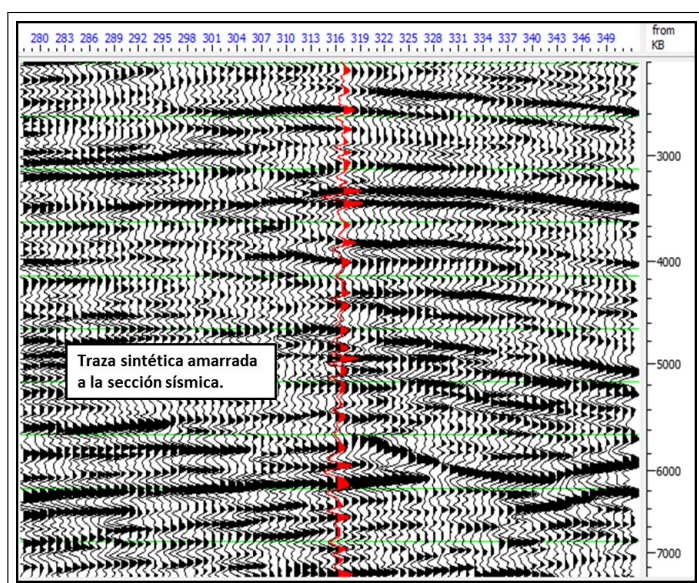


Figura 5-15.: Traza Sísmica sintética (color rojo), sobre sección sísmica.

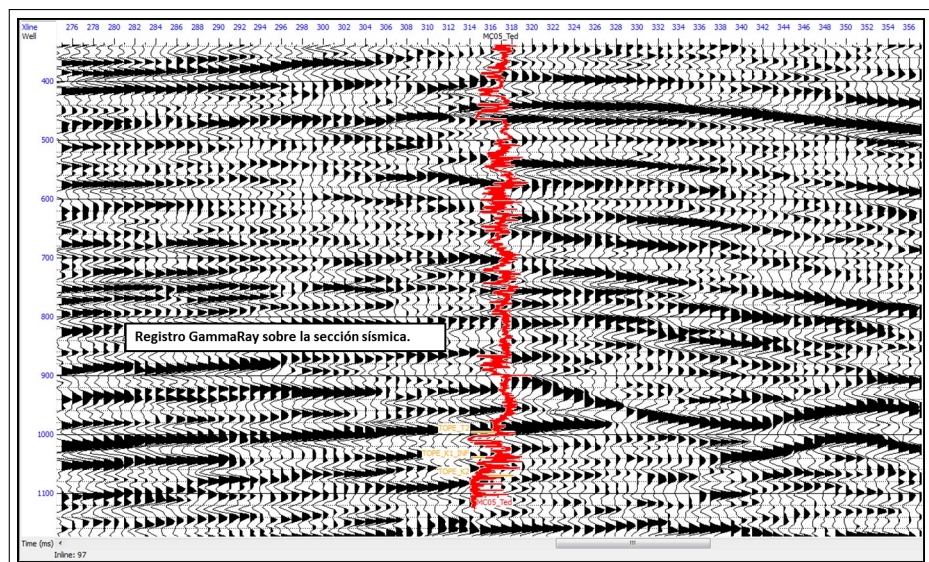


Figura 5-16.: Sección Sísmica comparada con el Registro GammaRay del pozo 47.

5.4. Apilados angulares

En la Figura 5-17 (Apendice A-3) se observan los apilados angulares agrupados de 0-11, 7-18, 14-25 y 21-32°, con su respectiva ondícula. proporcionados por Ecopetrol para la realización de este proyecto.

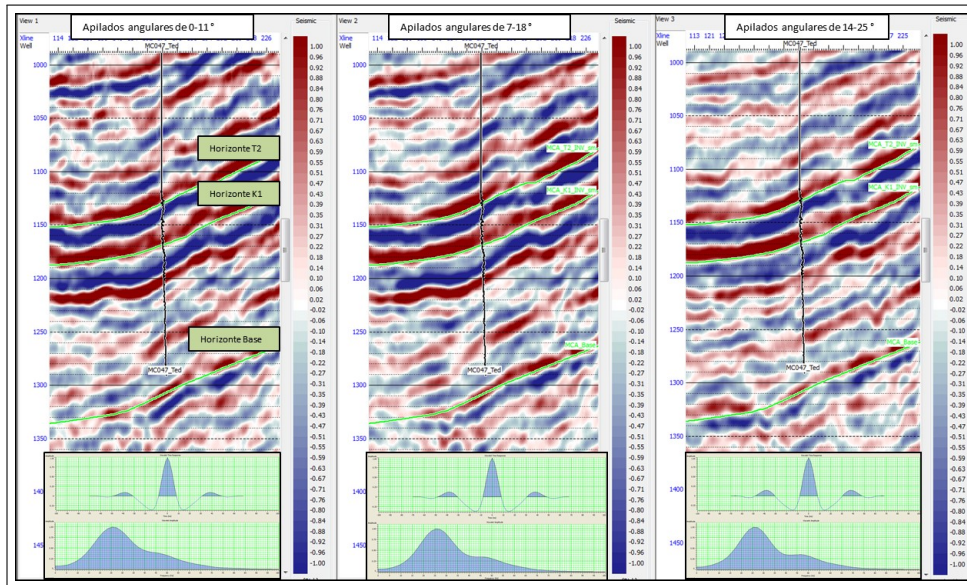


Figura 5-17.: Apilados Angulares y ondículas utilizadas en el proceso de inversión, sobre la sección sísmica del pozo 47.

5.5. Calculo de resolución sísmica

Se entiende como resolución sísmica vertical, la menor distancia vertical entre dos interfaces litológicas que produce dos reflexiones discretas, las cuales pueden separarse visualmente. Lord Rayleigh desarrollo matemáticamente un criterio para poder definir la resolución de evento en los datos sísmicos. La definición establece que para 2 eventos reflectivos cercanos puedan distinguirse su tope y base el límite de resolución es de $1/4$ de la longitud de onda dominante. (Sheriff, 1997).

$$\lambda = \text{Velocidad} / (4 * \text{frecuencia}) \quad (5-4)$$

La frecuencia máxima observada sobre el espectro de amplitud extraída de los datos sísmicos es aproximadamente 55 Hz y la frecuencia promedio es 28 Hz , (Ver Figuras 5-18 y 5-19). El promedio de Velocidad en la Unidad K1-Inferior es aproximadamente 12500 ft/s . Al sustituir esos valores en la formula desarrollada por Rayleigh, el límite de resolución sísmica para la frecuencia dominante es:

$$\lambda = (12,500ft/s)/(4 * 28cycles/s) \approx 111ft$$

La resolución sísmica para la Unidad K1-Inferior es de 111 *ft*.

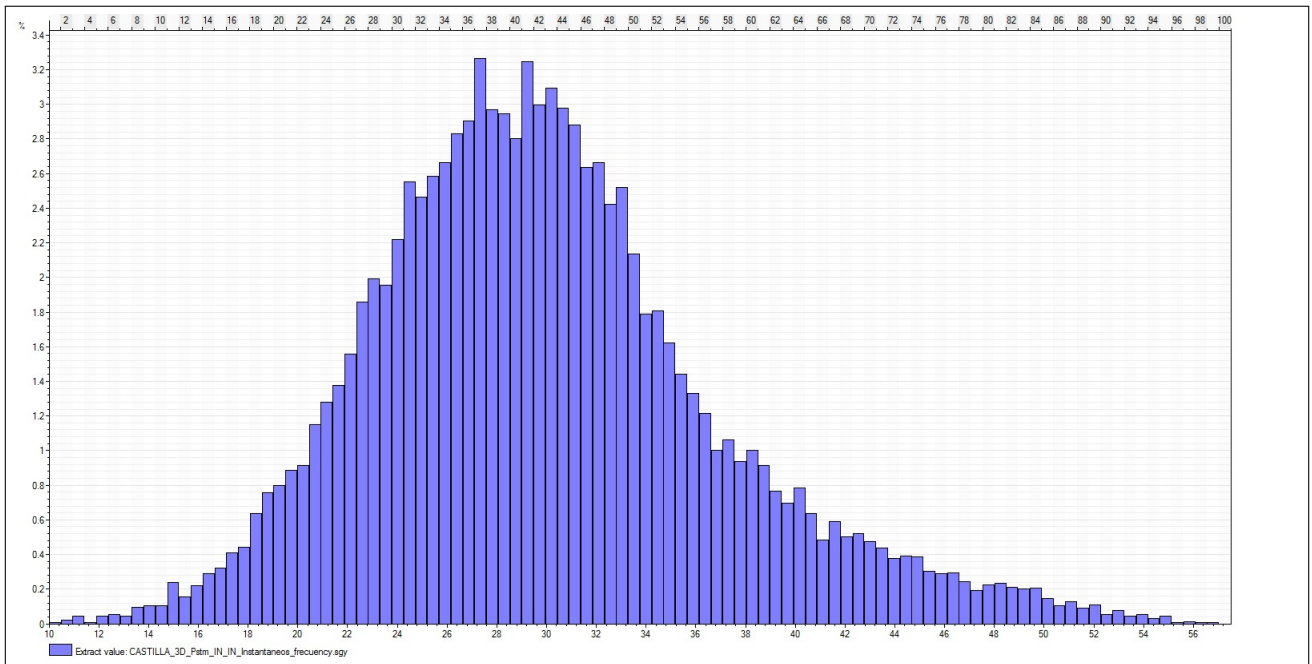


Figura 5-18.: Distribución de la frecuencia instantánea presente en la Unidad K1-Inferior.

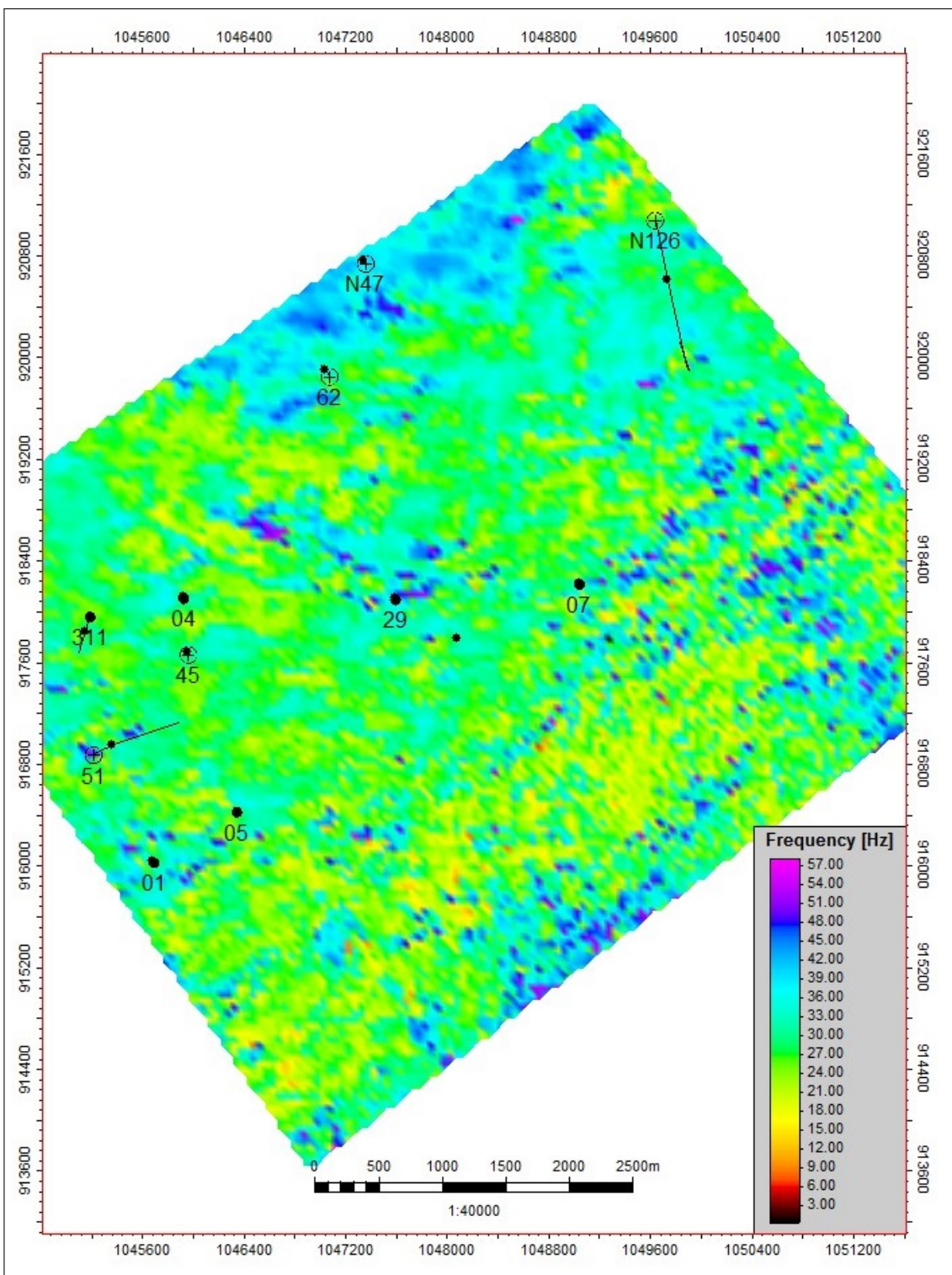


Figura 5-19.: Mapa de distribución de frecuencia instantánea sobre el volumen de interés. Se observa el predominio de colores verdes, pertenecientes al valor de 28 Hz y los valores máximos en color púrpura los cuales representan valores de 55 Hz .

5.6. Campo de velocidad

Un modelo de velocidades es una representación espacial de las velocidades a través de cada uno de los estratos o capas del subsuelo tomando, generalmente, la velocidad de cada capa constante a través de las cuales pasan los rayos de los distintos frentes de onda obedeciendo la ley de Snell. (Sheriff, 2002).

Para este trabajo se elaboraron 2 campos de velocidades el primero a partir de los datos de velocidad de 4 pozos (VSP, Checkshots) y el segundo a partir de la velocidad RMS del procesamiento sísmico. La metodología utilizada consistió en ingresar los datos de velocidades, luego se utilizó la ecuación de Dix, para convertirlas a velocidades interválicas, (Ver Figura 5-20) posteriormente estos valores se incorporaron y extrapolaron en todo el modelo inicial 3D, con el objetivo de poder contar con un volumen de velocidades. Para el poblamiento se utilizó el método de Krigging, El cual se fundamenta en la minimización del error cuadrático medio de predicción. (Giraldo, R. Introducción a la Geoestadística, 2004)

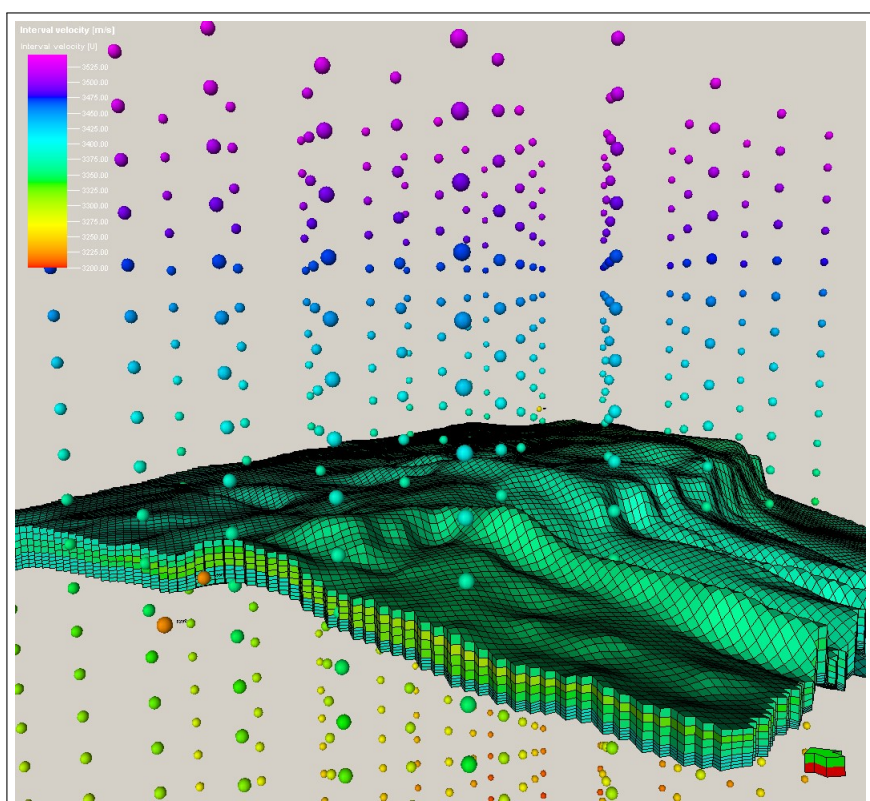


Figura 5-20.: Modelo 3D, cada punto representa los valores de Velocidades RMS en el área de estudio.

La Figura 5-21 ilustra el modelo 3D con los datos de los pozos que presentan información de Checkshots o VSP para la construcción del modelo, la construcción del campo de velocidades

por los 2 métodos descritos anteriormente fue muy útil a la hora de comparar los perfiles de cada uno de los métodos. En la figura 5-22 se presentan 2 perfiles comparativos de los modelos construidos. El perfil de color rojo representa las velocidades sísmicas, el perfil de color verde los datos de velocidad a partir de los pozos, siendo el volumen construido a partir de los datos sísmicos el que presenta una velocidad mayor.

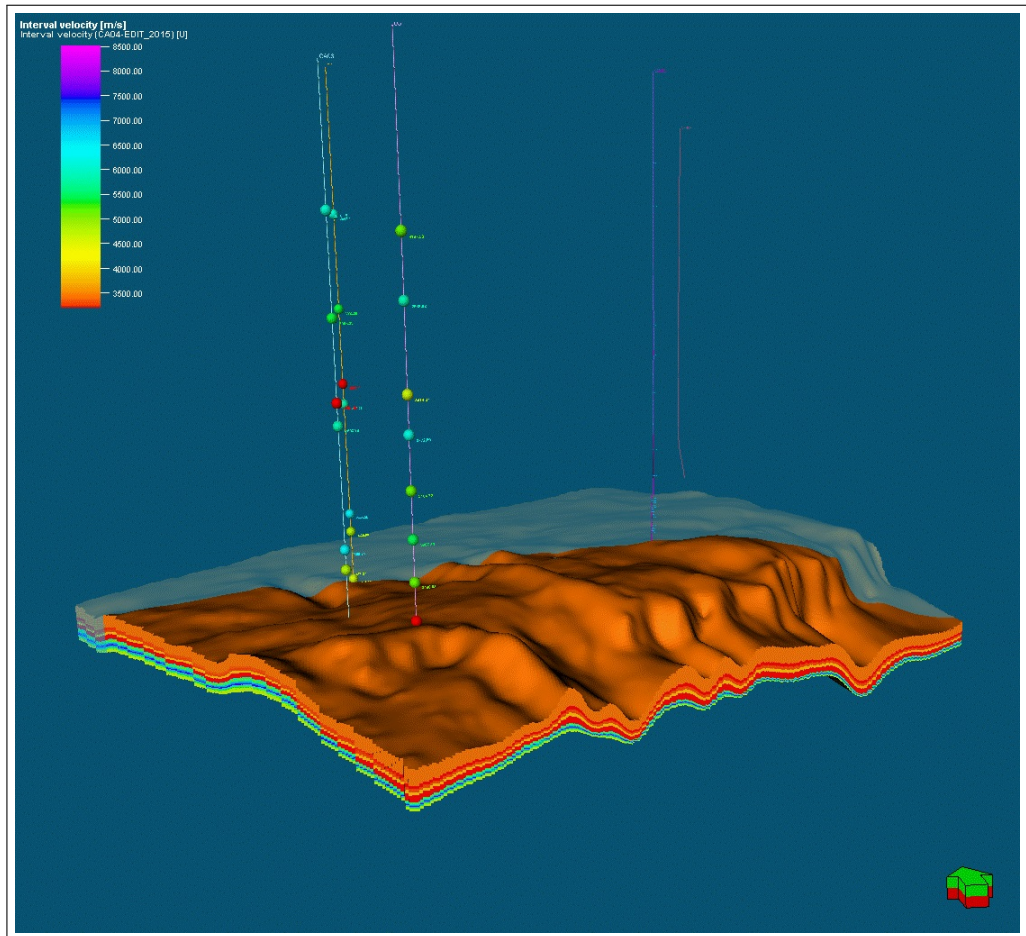


Figura 5-21.: Modelo 3D, elaborado a partir de la información de velocidades de los pozos.

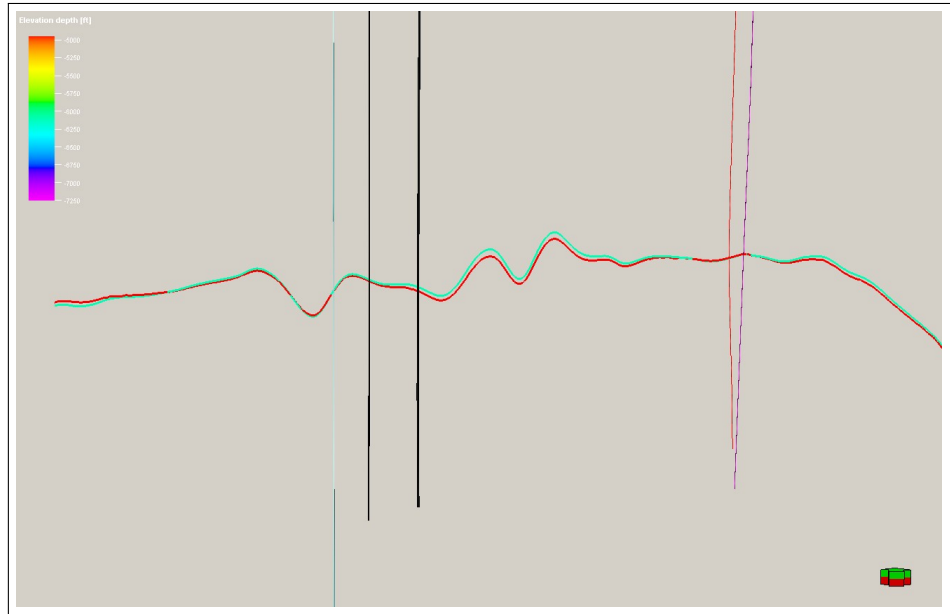


Figura 5-22.: Perfil de comparación entre los modelos construidos a partir de velocidades sísmicas y a partir de datos de Pozo. La línea de color rojo son las velocidades sísmicas. La línea de color azul representa el modelo de velocidades construido a partir de los datos de pozos.

5.7. Ondículas

Este punto se trabajó con la ondícula suministrada por ECOPEPETROL, la cual correspondía a una ondícula fase cero entre 0-11 grados. (Ver Figura 5-23)

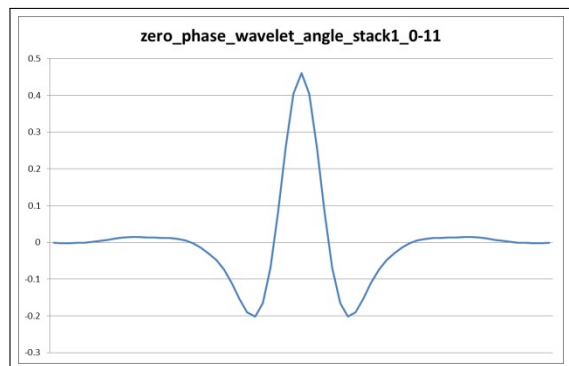


Figura 5-23.: Ondícula para los apilados parciales de 0-11 grados

5.8. Pre- Factibilidad

La etapa de pre-factibilidad de este proyecto consistió en la elaboración de diferentes tipos de gráficos cruzados usando diferentes parámetros petrofísicos y registros eléctricos en cada pozo con el objetivo de diferenciar areniscas y lutitas. Para realizar los gráficos cruzados se utilizó la discriminación litológica basada en la respuesta del registro GammaRay teniendo en cuenta el tipo de litología presente en esta cuenca (Ver capítulo cálculo de parámetros petrofísicos).

La Figura 5-24 presenta el gráfico cruzado de los valores de la relación V_p/V_s vs Impedancia, discriminado por la respuesta del registro GammaRay entre los topes de las unidades K1-Inferior y K2. Se resalta en el polígono de color rojo los valores bajos de GammaRay (identificados como areniscas). Esta respuesta se interpreta como la posibilidad de discriminar las arenas de las lutitas en esta zona.

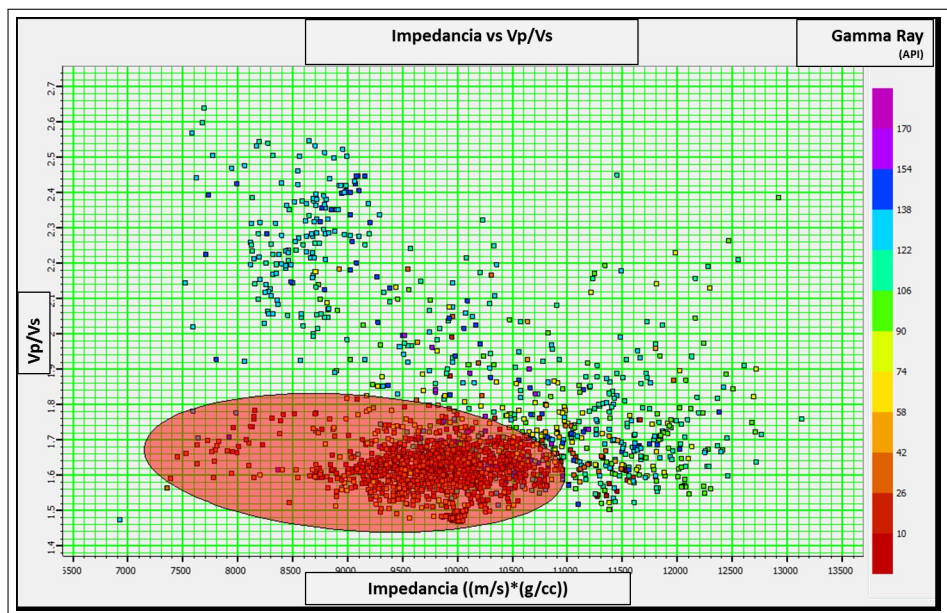


Figura 5-24.: Gráfico cruzado de la Relación V_p/V_s vs Impedancia usando el registro GammaRay como discriminador litológico. El polígono de color rojo representa los valores interpretados como areniscas.

Tomando como referencia los datos de la imagen anterior y usando el polígono de la Figura 5-24 es posible ubicar en profundidad las muestras que se capturan en el polígono de color rojo. La Figura 5-25 muestra la posición de dichas muestras en los registros del pozo 47, resaltándolas en un polígono de color amarillo. El registro de color azul es la curva V_p , el registro de color verde es la curva de la relación V_p/V_s . El registro café es la curva de GammaRay.

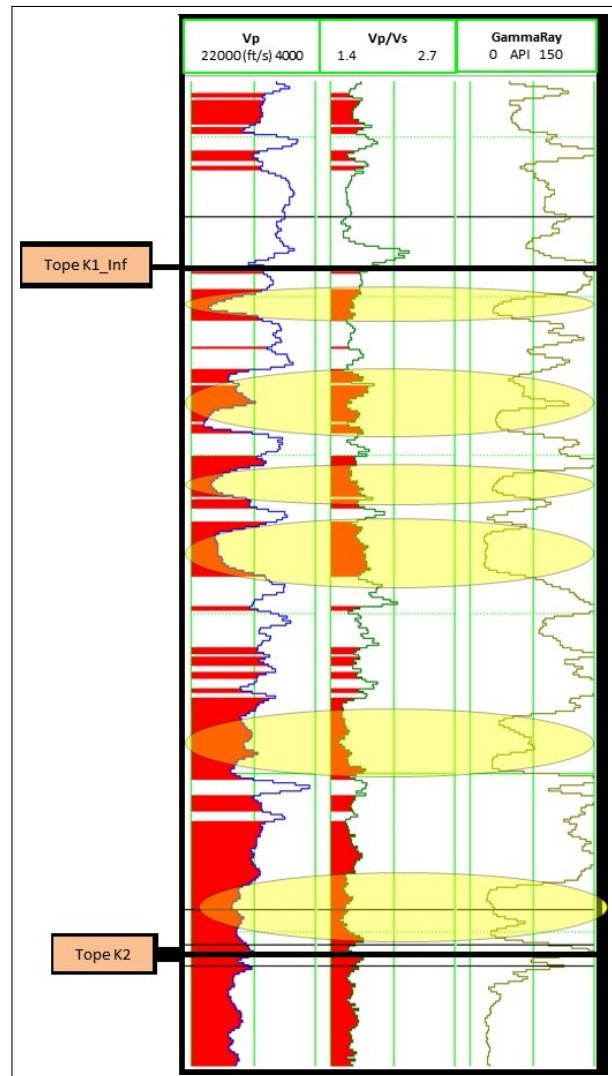


Figura 5-25.: Registros eléctricos del pozo 47. Se resalta en las franjas de color amarillo los intervalos de areniscas seleccionados en el polígono de la Figura 5-21. El registro color azul es la curva V_p , la curva de color verde es V_p/V_s y la curva de color café es el registro GammaRay.

5.9. Modelo inicial

En este capítulo se describe la construcción del modelo inicial, en el cual fue necesario integrar las mediciones de la densidad (obtenidas de los registros de densidad), las velocidades compresionales (obtenidas de los registros sísmicos), integrado al modelo estructural (fallas y horizontes), la interpretación petrofísica, el amarre sísmica-pozo con el objetivo de crear un modelo de Impedancia P (Z_p), Impedancia S (Z_s) y Densidad. (Ver Figura 5-26).

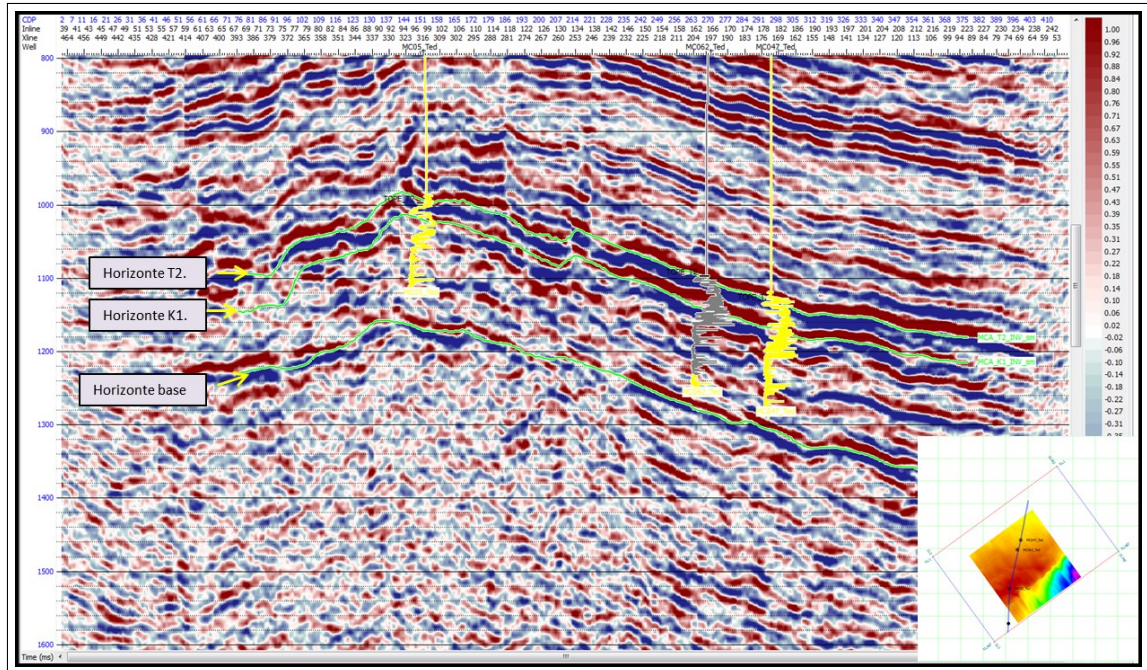


Figura 5-26.: Línea sísmica arbitraria, se observa la ubicación de los pozos y los horizontes utilizados para la construcción del modelo inicial.

En las Figuras 5-27 y 5-28 se observa los volúmenes iniciales de Impedancia P, Impedancia S y Densidad en la zona de los pozos 47 y 62, se observa un buen ajuste de los modelos.

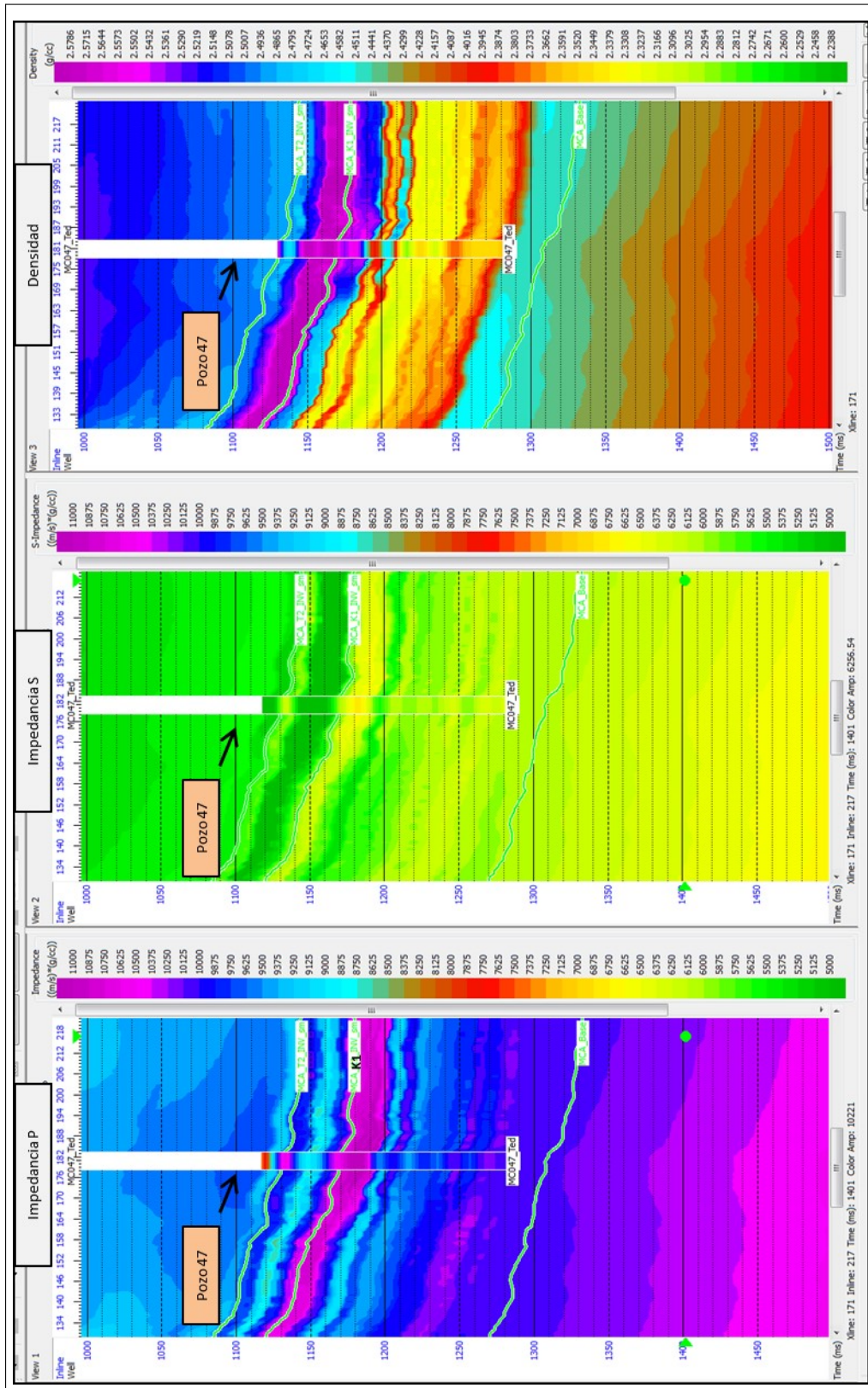


Figura 5-27.: Modelo inicial de Impedancia P, Impedancia s y Densidad para el área del pozo 47. Se observa buen amarre entre ellos.

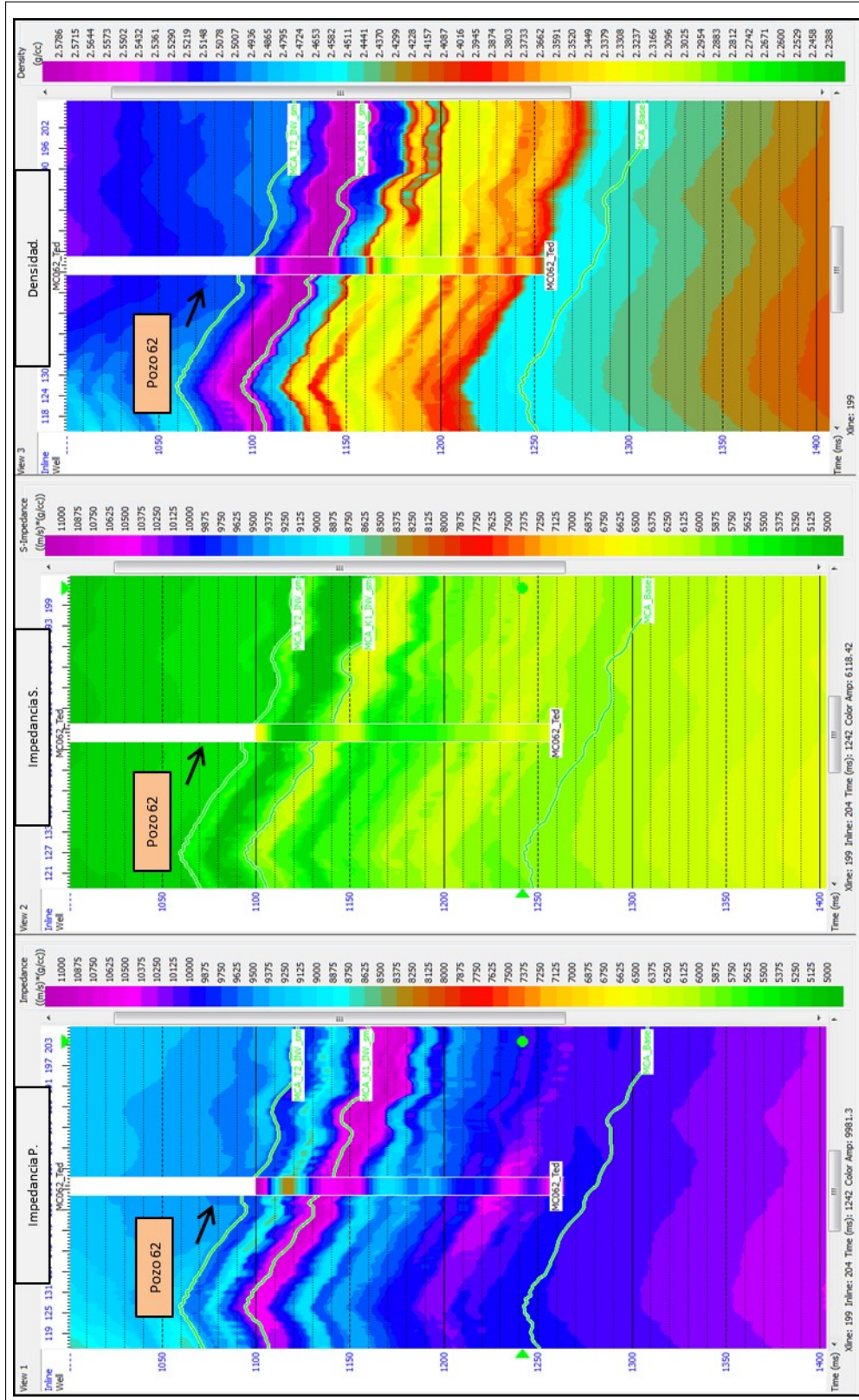


Figura 5-28.: Modelo inicial de Impedancia P, Impedancia s y Densidad para el área del pozo 62. Se observa buen amarre entre ellos.

6. Presentación De Resultados

6.1. Descomposición espectral

Se realizó la descomposición espectral para el tope de la Unidad K1-Inferior, usando diferentes frecuencias de 25, 40, 50 y 60 Hz, en este proceso se interpretan tendencias de sedimentación en dirección E-W las cuales se resaltan en las figura **6-1** y **6-2**, se observa la imagen con la interpretación de los planos de fallas y los principales lineamientos interpretados a partir del volumen sísmico y con dirección predominante E-W, A diferentes frecuencias se resaltan diferentes eventos principalmente asociados a la misma tendencia y orientación.

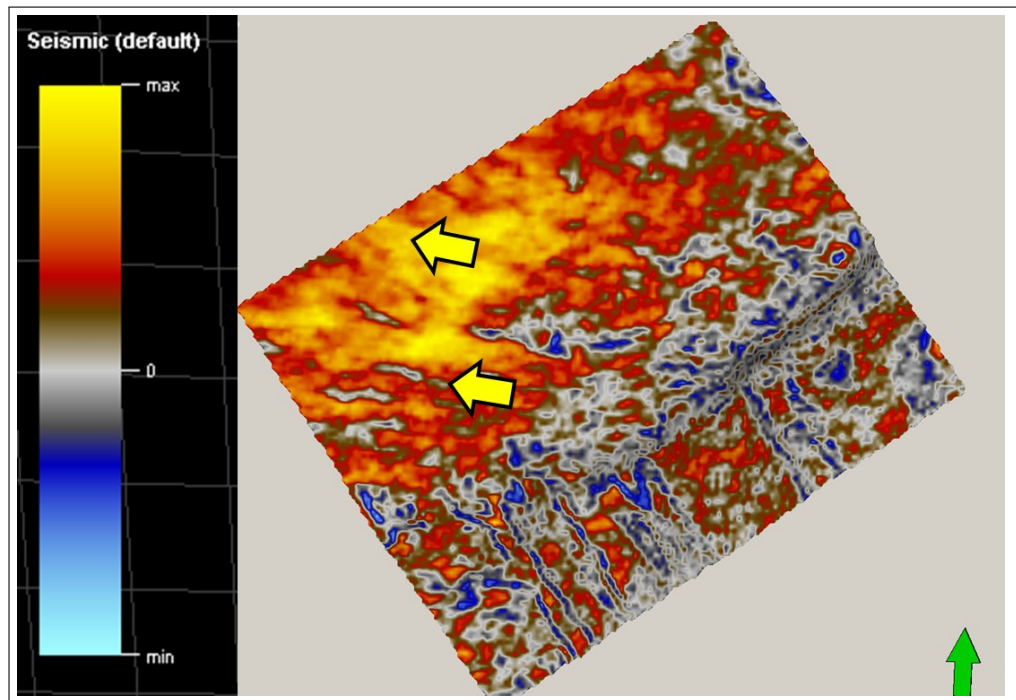


Figura 6-1.: Descomposición espectral al tope de unidad K1-Inferior a la frecuencia de 50 Hz.

La figura **6-1** se observa a la frecuencia 50 Hz al tope de la Unidad K1-Inferior , las flechas de color amarillas se interpretan como la tendencia regional de deposición de sedimentos E-W también descrita por (Castro,1989) e ilustrada en el capítulo 3 de este trabajo.

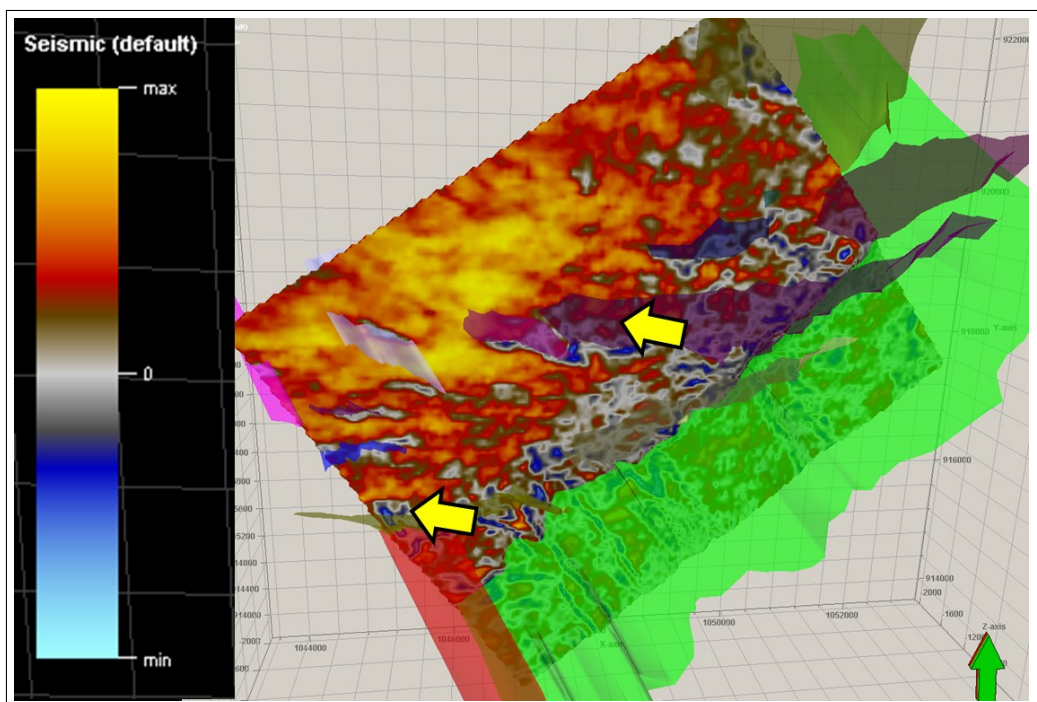


Figura 6-2.: Descomposición espectral al tope de unidad K1-inferior a la frecuencia de 50 Hz. Se incluyen los planos de falla y lineamientos interpretados en la construcción del modelo estructural.

6.2. Atributos sísmicos

Se generaron diferentes atributos para toda la unidad K1-Inferior, se utilizó la suite de atributos de Petrel para complementar la interpretación e incorporar esta interpretación a la interpretación de los objetivos, los atributos fueron varianza y chaos.

6.2.1. Atributo de varianza

El atributo de Varianza puede ser utilizado para aislar las discontinuidades en la continuidad horizontal de la amplitud presente en los datos sísmicos de entrada, Este atributo es utilizado para resaltar características deposicionales y aspectos de tipo estratigráfico. Se interpretan 2 tendencias de depositación con dirección SW-NE y E-W y posibles zonas de acumulación de sedimentos. (Ver Figura 6-3. Varianza).

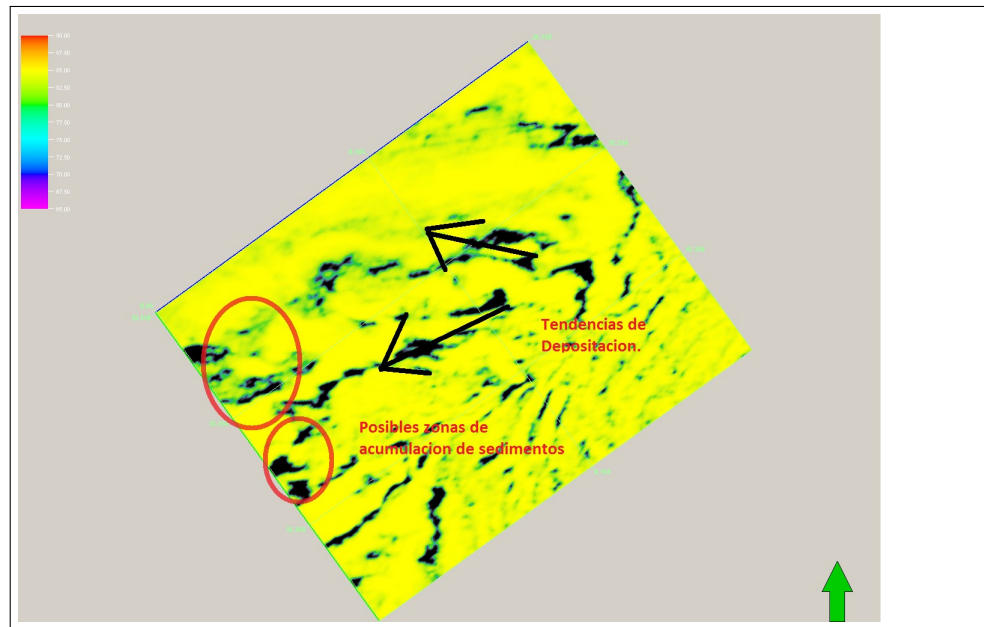


Figura 6-3.: Atributo Varianza. Los círculos rojos delimitan algunas posibles tendencias de deposición, las flechas de color negro indican las posibles direcciones de deposición de sedimentos.

6.2.2. Atributo Chaos

Este atributo está basado en la medición de la señal caótica o que presenta falta de organización en los datos de estimación de buzamiento y azimuth. Se puede utilizar para iluminar defectos, discontinuidades, para la clasificación sísmica de la textura caótica y en general puede llegar a resaltar aspectos de tipo estructural. (Ver Figura 6-4). Se resaltan las tendencias de las fallas principales interpretadas en el modelo estructural al tope de K1-inferior.

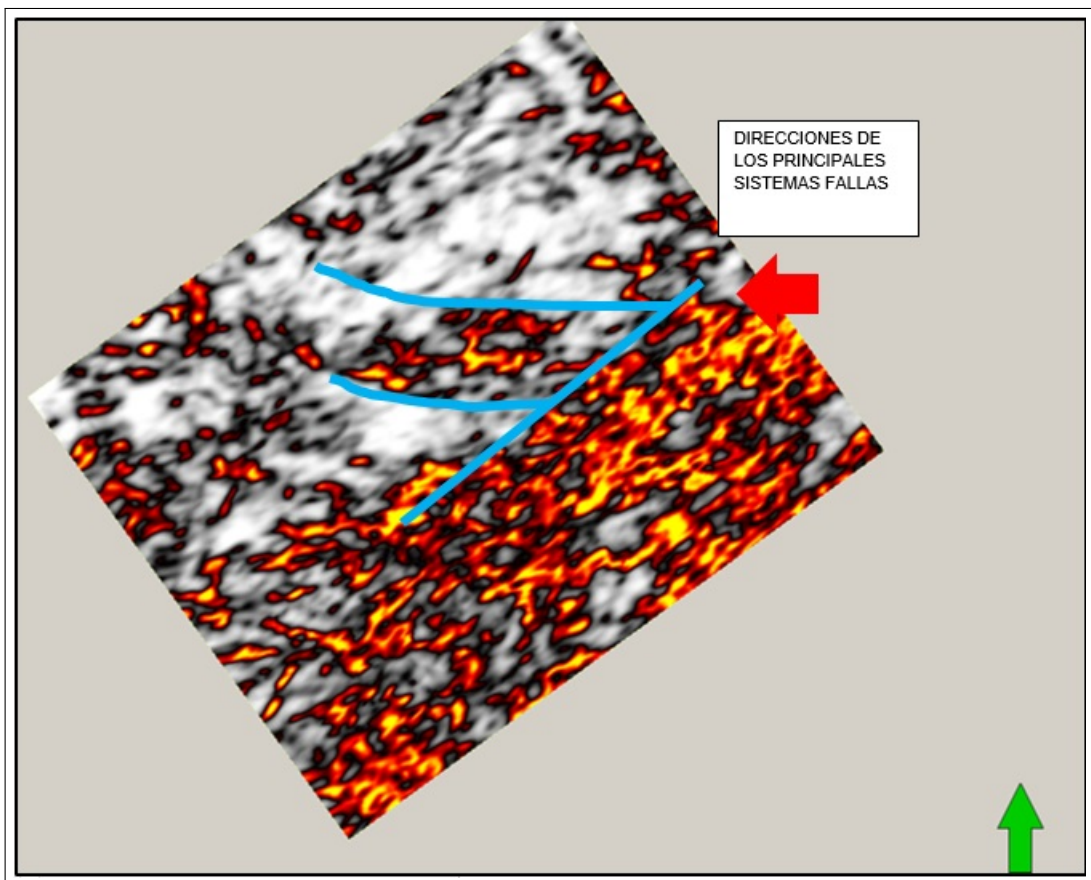


Figura 6-4.: Algoritmo Chaos. En color azul se resaltan las fallas principales interpretadas en el modelo estructural del Campo.

6.3. Modelo de inversión sísmica

6.3.1. Parametrización

Se realizó la parametrización y verificación del ajuste entre la información del modelo inicial y el modelo de impedancia. En la Figura 6-5 se observa la comparación de las curvas de Impedancia P (Z_p), Impedancia S (Z_s), Densidad y Relación V_p/V_s , cada una presenta 2 curvas, la curva en color azul representa la información del modelo inicial y la curva en color rojo la información de la inversión sísmica. Se observa que estas curvas presentan la misma tendencia y buen ajuste entre ellas.

En la parte derecha de la Figura 6-5 se observa la traza sísmica original (color negro) y la traza sísmica del modelo de inversión (color rojo).

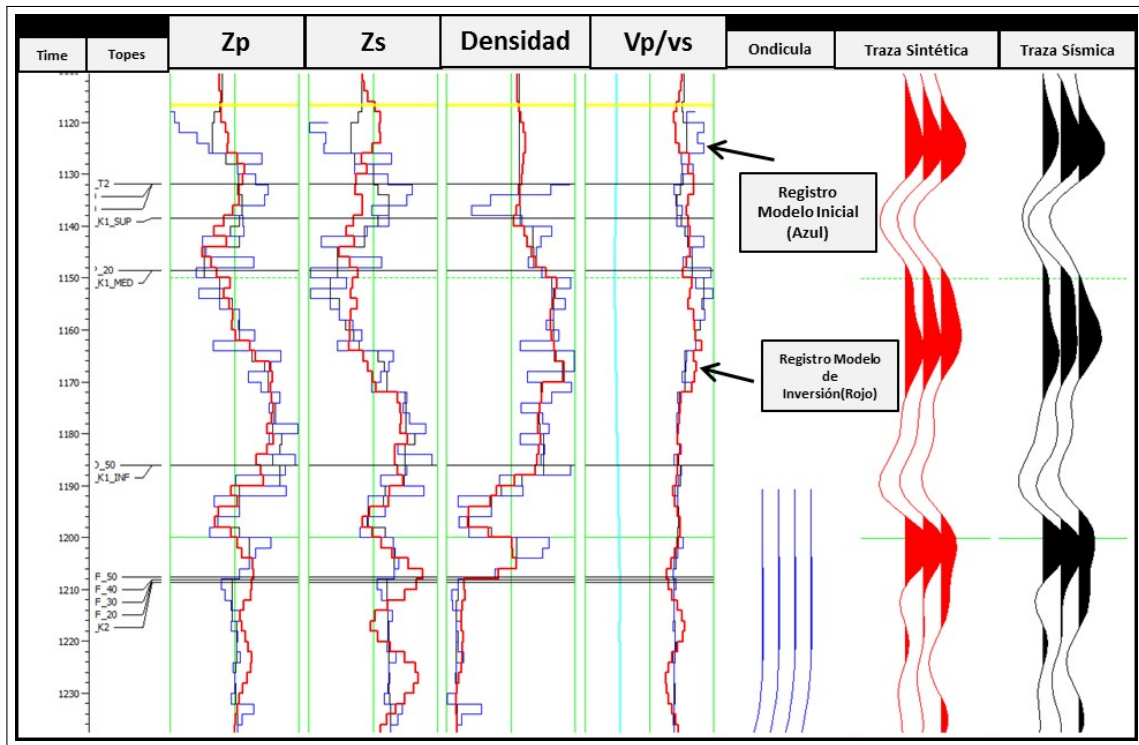


Figura 6-5.: Parametrización y verificación del ajuste entre la información del modelo inicial y el modelo de impedancia.

En la Figura 6-6 se presentan los parámetros utilizados para el proceso de inversión sísmica.

Pre-stack Parameters Scalars and Others Scalar Range Gamma Options

Update: Zp Zs Density

Well data cross plot...

Regression Coefficients:

For $\ln(Zs) = k * \ln(Zp) + kc$ k = 1.55995 kc = -5.74038

For $\ln(\text{density}) = m * \ln(Zp) + mc$ m = 0.120445 mc = -0.197174

Background Ratio (Vs / Vp) :

gamma = 0.5 Calculate Automatically

Prewhitening:

Method: Covariance

$\ln(Zp) =$ 0.0947742

$\text{delta } \ln(Zs) =$ 0.0896511

$\text{delta } \ln(\text{Density}) =$ 0.0442876

Prewhitening value = 10 %

Muted or Dead Traces Handling:

Assume a trace is completely dead if it has less than: 10 % live samples

Check for muted traces

Number of iterations: 50

Angle range from: 0 to: 32

Output Volumes

Zp (Required) Zs Density Synthetic

Figura 6-6.: Parámetros utilizados para el proceso de inversión sísmica.

6.3.2. Construcción del modelo de inversión

Para la construcción del modelo de inversión sísmica se integró la información generada de los modelos iniciales, las ondículas, los pozos y la información sísmica. A partir de esta información se realizó una inversión prestack con los gathers disponibles.

En la Figura 6-7 (Apendice A-4) se observa la comparación de los volúmenes de Impedancia P para el modelo inicial, (parte izquierda de la imagen) y el volumen de inversión (parte derecha de la imagen). El Volumen inicial (izquierda) presenta un buen ajuste con los datos del pozo 47. La imagen del volumen de inversión (derecha), presenta buen amarre con los valores del pozo 47 y presenta variaciones laterales en los valores de Impedancia P. Se resalta que se presentan intervalos con Impedancia P Altas en la Unidad K1-Inferior.

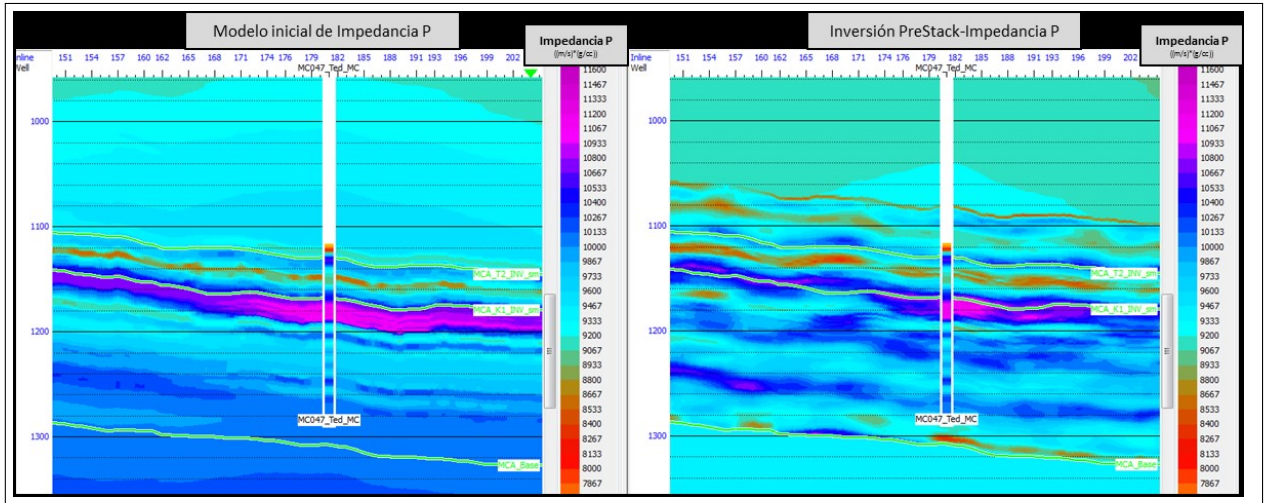


Figura 6-7.: Modelo Inicial de Impedancia P vs Volumen de inversión de Impedancia P.

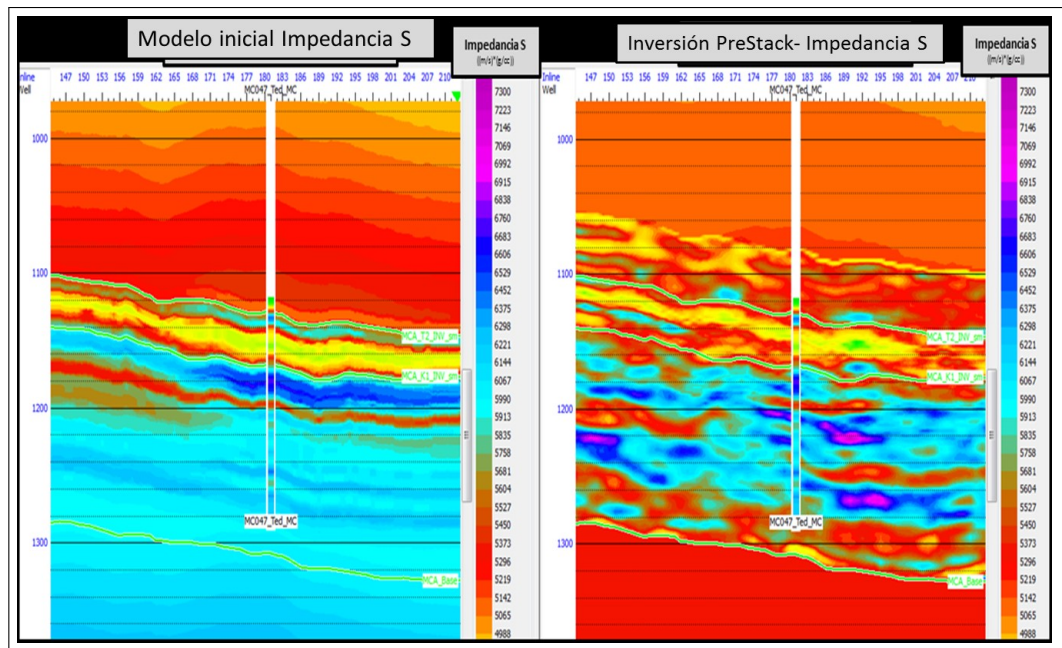


Figura 6-8.: Modelo Inicial de Impedancia S vs Volumen de Inversión de Impedancia S.

En las Figuras 6-8 y 6-9 se observa la comparación entre los modelos iniciales y los modelos de inversión para la Impedancia S y Densidad.

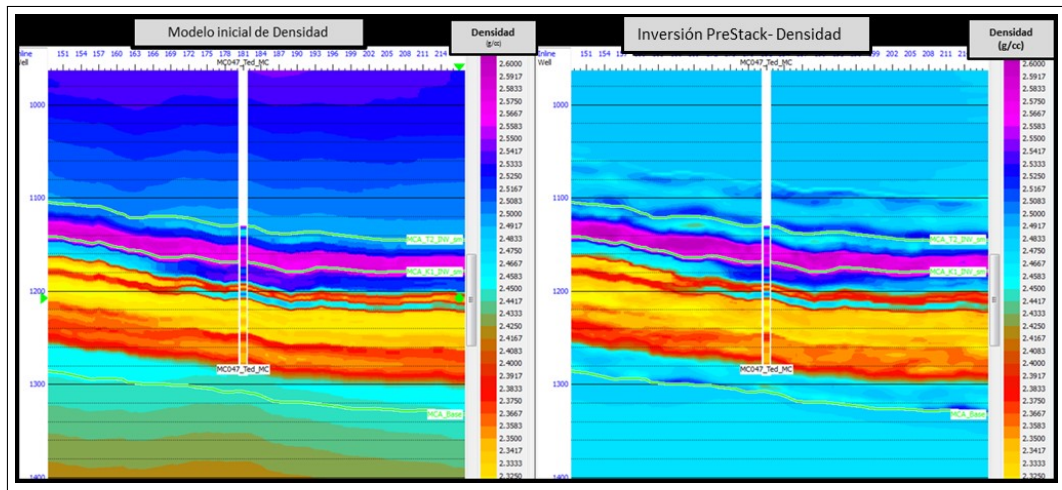


Figura 6-9.: Modelo Inicial de Densidad vs Volumen de Inversión de Densidad

La Figura 6-10 (Apendice A-5) ilustra la comparación entre los modelos de inversión de Impedancia P y la relación V_p/V_s , se observan variaciones laterales de Impedancia en la zona cercana al pozo 47.

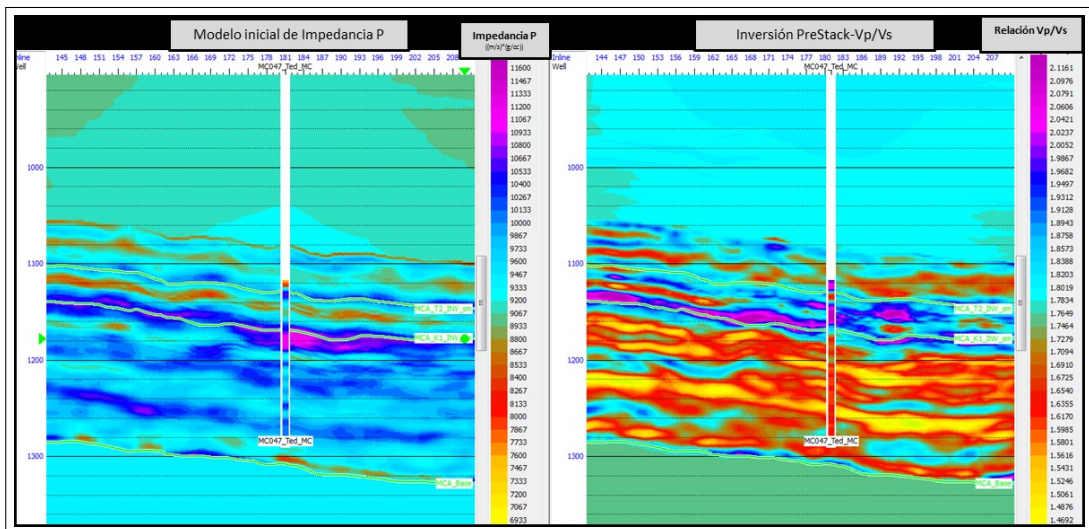


Figura 6-10.: Modelo de Inversión de Impedancia P vs Volumen de Inversión de V_p/V_s .

En las Figuras 6-11 y 6-12 se presenta la distribución de Impedancias P y S al tope de la Unidad K1-Inferior en el area de estudio. Se interpreta una de valores de impedancias alta hacia la parte N-NW del area de Estudio.

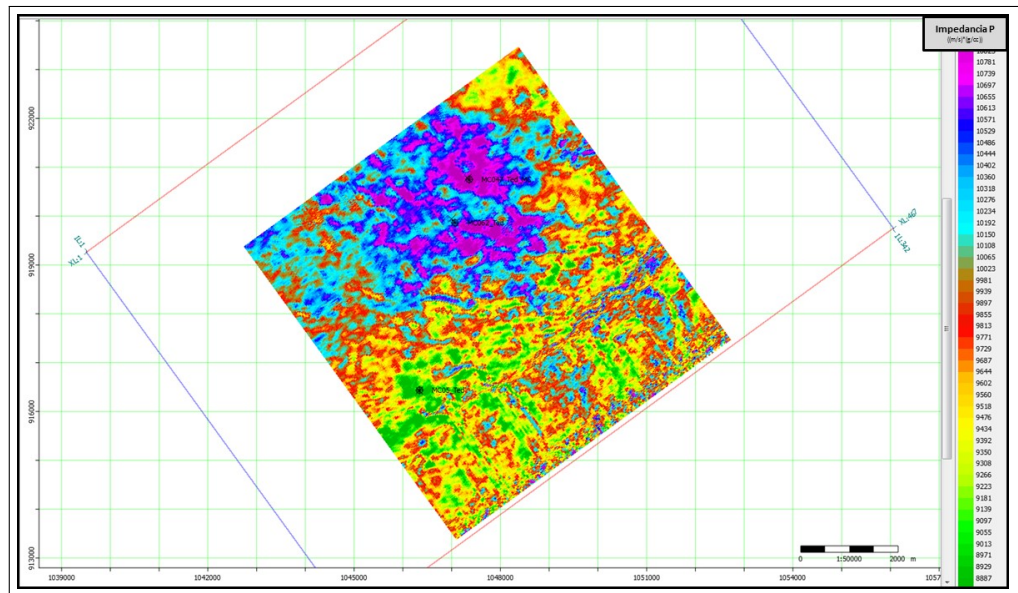


Figura 6-11.: Time Slide del Volumen de Inversión de Impedancia P al tope de la Unidad K1-Inferior.

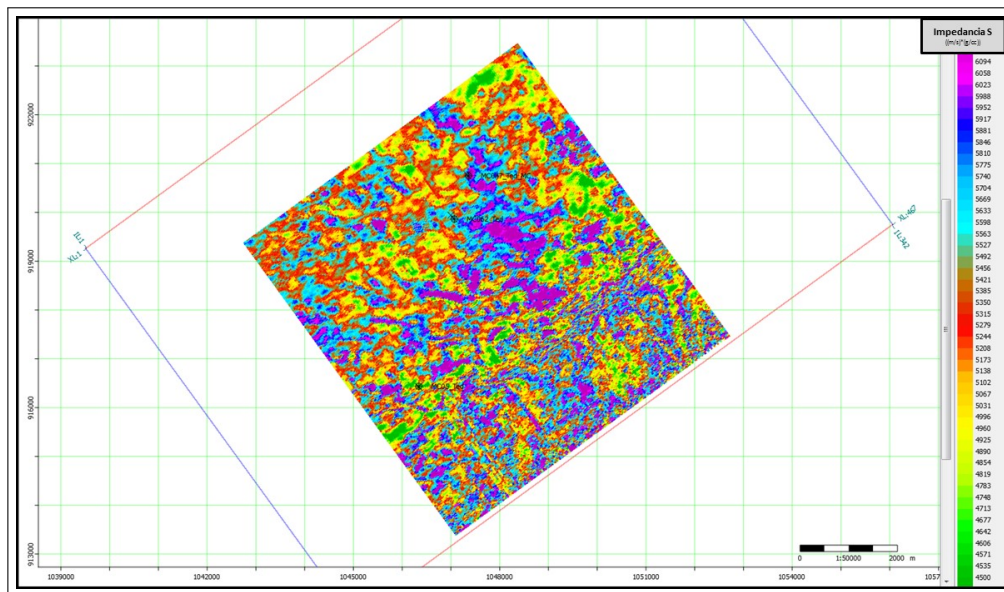


Figura 6-12.: Time Slide del Volumen de Inversión de Impedancia S al tope de la Unidad K1-Inferior.

En las Figuras **6-13** y **6-14** se observan las imágenes de la distribución de Densidad y relación V_p/V_s en el tope de la Unidad K1-Inferior en el área de estudio. La Figura **6-15** presenta valores bajos (color verde-amarillo) y valores altos (colores azul-morado) distribuidos heterogéneamente en el área de estudio.

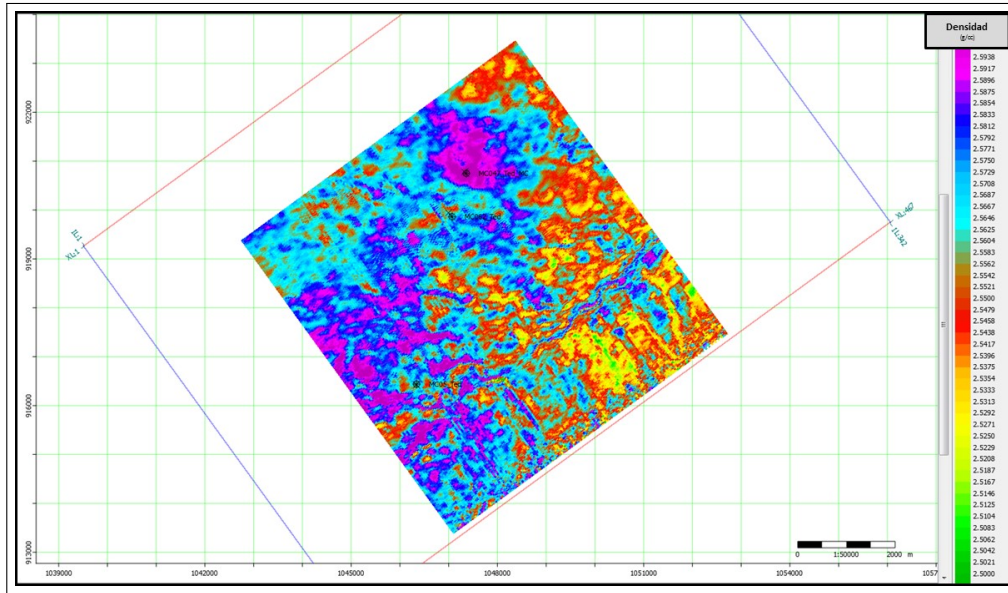


Figura 6-13.: Time Slide del Volumen de Inversión de Densidad al tope de la Unidad K1-Inferior.

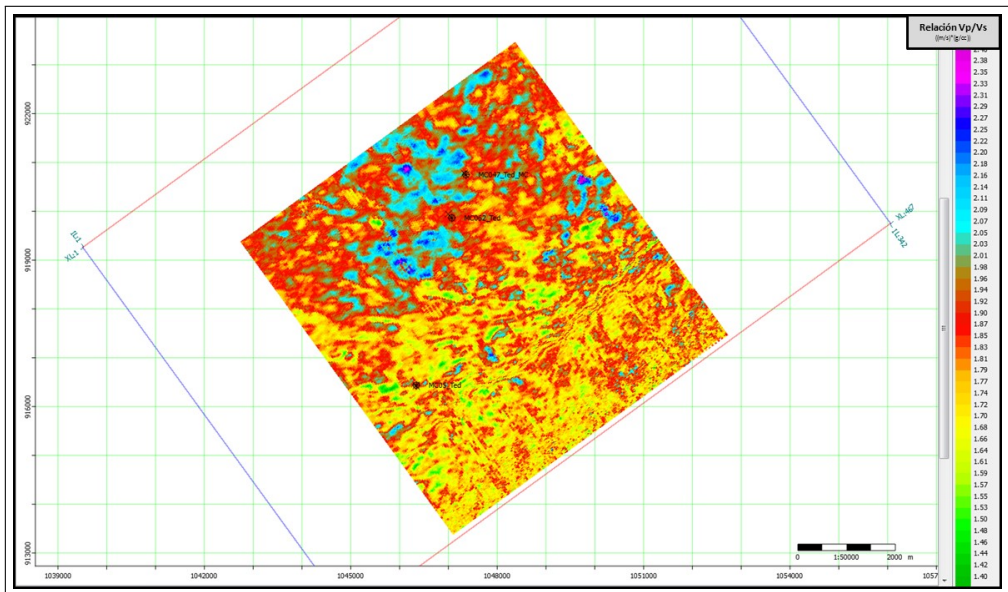


Figura 6-14.: Time Slide del Volumen de Inversión de la relación V_p/V_s al tope de la Unidad K1-Inferior.

6.4. Extracción de geocuerpos

Se realizó un Crossplot (Ver Figura 6-15) entre la traza compuesta del volumen de inversión sísmica V_p/V_s (eje Y) y la traza extraída del volumen de inversión de Impedancia P (eje X),

esta información fue “resaltada” con los valores de GammaRay para el pozo 47, se observan los puntos de color rojo, naranja y amarillo (Eje Z) que pertenecen a los valores de GR bajo y se interpretan como areniscas. A partir de ahí se construyó un polígono que limitara esos datos e identificara para cada uno de ellos los valores asociados de V_p/V_s e Impedancia P. (Polígono de Color Amarillo). Se observan polígonos de color amarillo delimitando los valores pertenecientes a las areniscas, el polígono de color naranja correspondiente litológicamente a las limolitas y el polígono de color negro a los shales.

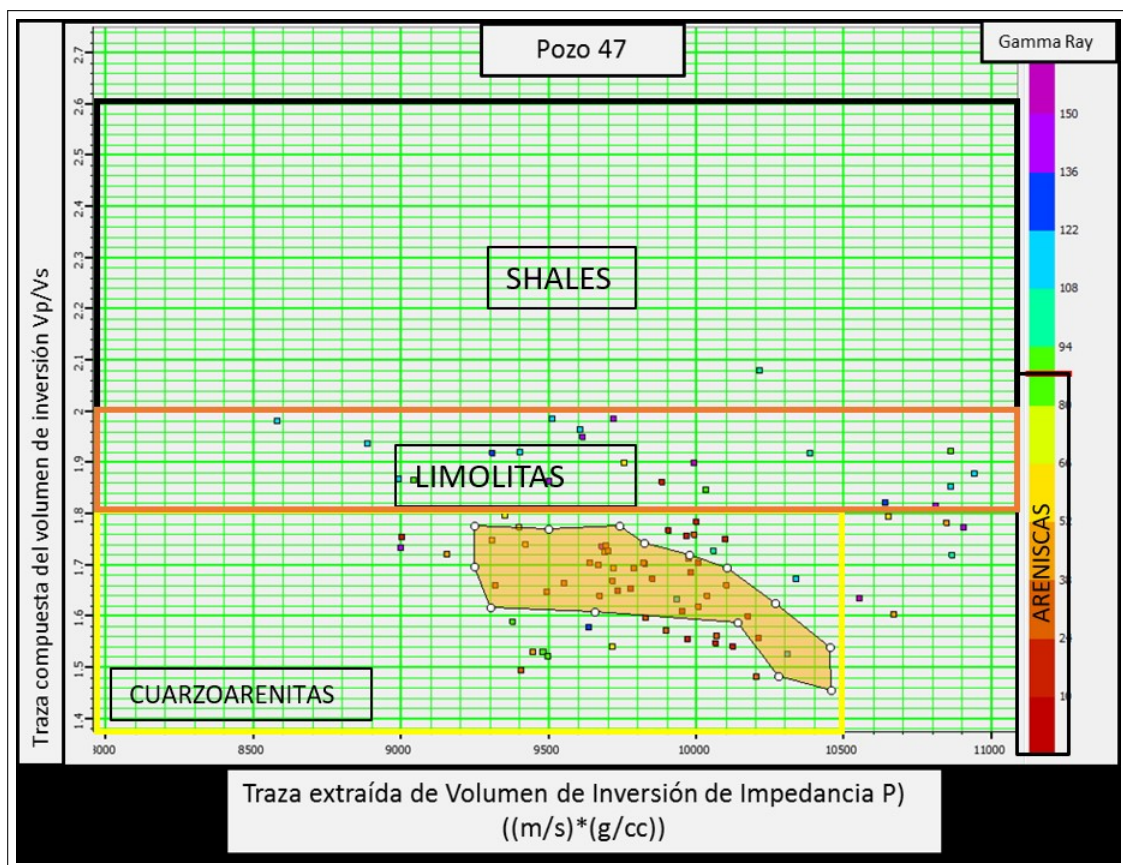


Figura 6-15.: Crossplot. Volúmenes de V_p/V_s vs Impedancia P.

En la Figura 6-16 se observan 3 Track pertenecientes a los registros de Impedancia P, S y GammaRay del pozo 47, sobre ellos se resaltan 3 polígonos de color amarillo, (los cuales pertenecen a los datos del polígono de la Figura 6-15). Estos polígonos corresponden a la mejor selección realizada para discriminar litología con predominio arenoso. Gráficamente pareciera que presentarían un desfase en profundidad, sin embargo, corresponden a una selección de rocas con predominio arenoso. (algunos shales incluidos) Estos fueron los valores seleccionados y extraídos de V_p/V_s e Impedancia P sobre el volumen de Inversión.

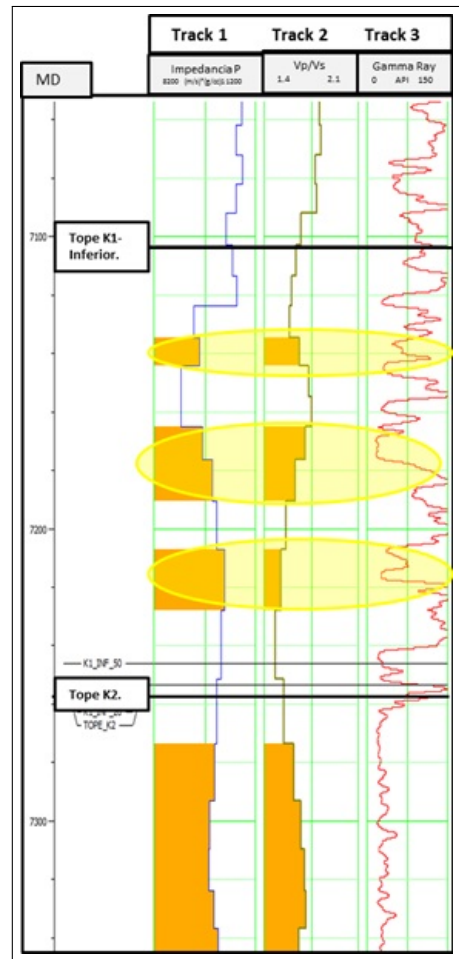


Figura 6-16.: Registros del pozo N47, se resalta en los polígonos de color amarillos la litología seleccionada en el Crossplot de la Figura 6-11.

En la Figura 6-17 se observa el perfil sísmico cercano al pozo 47, en color naranja se identifica la información extraída de los valores de Vp/Vs e Impedancia P identificados como areniscas para la Unidad K1-Inferior.

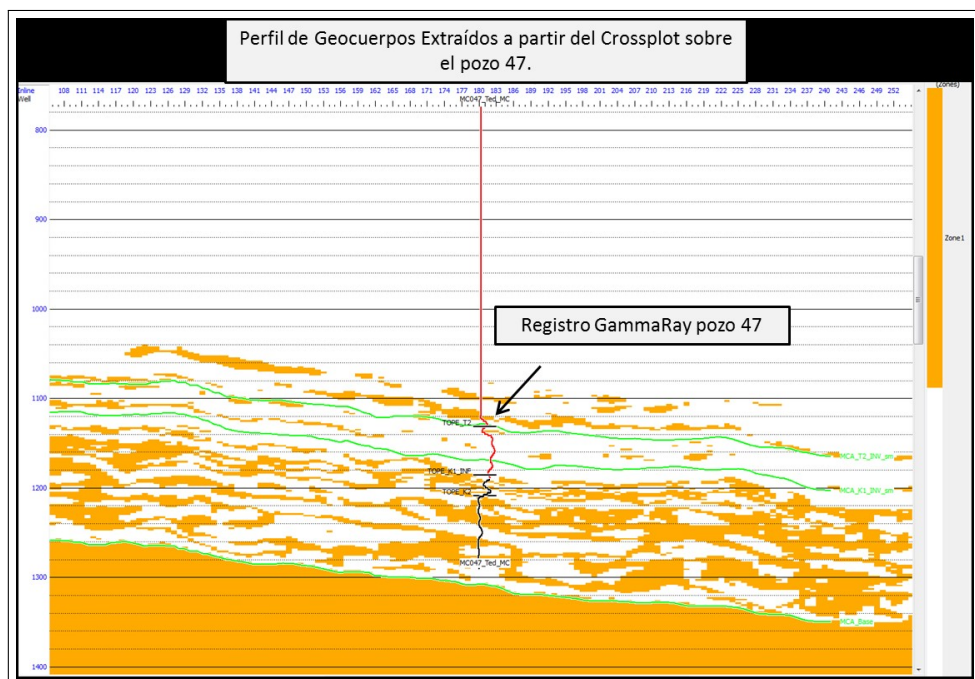


Figura 6-17.: Perfil sísmico del pozo 47, se resalta en color naranja los valores de la relación V_p/V_s identificada como areniscas.

Las Figuras 6-18 y 6-19 presentan la distribución del volumen de areniscas extraído a partir de los valores de V_p/V_s identificados. En la figura 6-18 se observan las fallas y horizontes interpretados para la elaboración del modelo inicial, en la Figura 6-19 se ilustra una imagen 3D del volumen de areniscas, con la localización de los pozos utilizados en este estudio y hacia el tope de la Unidad K1-Inferior.

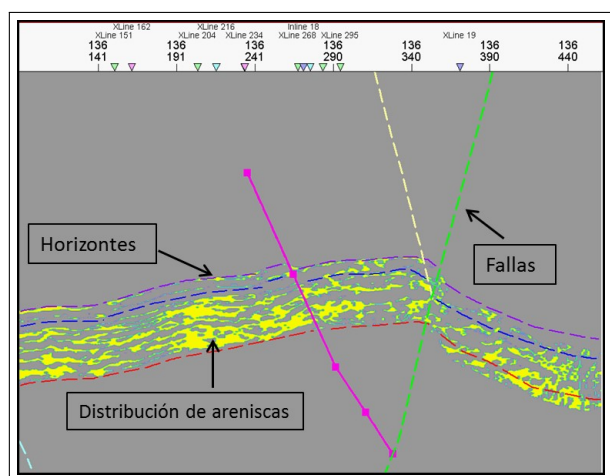


Figura 6-18.: Sección esquemática estructural y valores V_p/V_s identificados como areniscas.

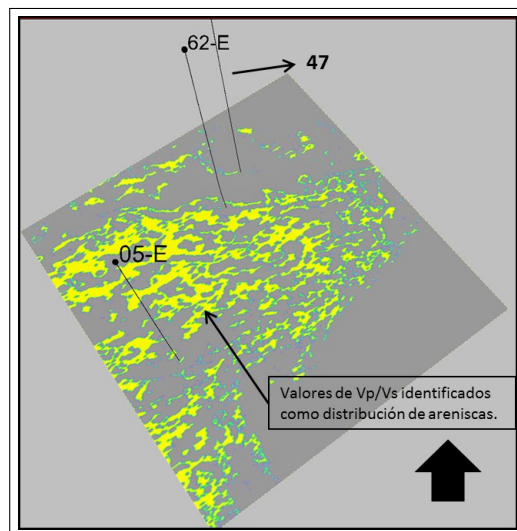


Figura 6-19.: Volumen de Areniscas, Extraídas a partir de la identificación de los Valores V_p/V_s .

6.5. Conversión impedancia a porosidad

Se realizó un gráfico cruzado entre los valores de Impedancia P y Porosidad, resaltados en el eje Z por los valores de GammaRay, en él se delimitaron los valores asociados a las diferentes litologías. En la Figura 59 se observa un gráfico cruzado con 3 polígonos, el polígono amarillo corresponde a valores de impedancia P entre 8000 y 11000, Porosidades superiores al 13 % y se asocia predominantemente a la litología de tipo arenoso, el polígono naranja a valores de impedancia P entre 9000 y 12500, porosidades entre 7 y 13 % y se asocia a predominio de rocas de tipo limolítico y el polígono color gris a valores de impedancia P entre 7500 y 11000 y porosidades menores a 7 %, se asocia con litología predominantemente fina, tipo shales. Estos valores se presentan en la Tabla 7-1.

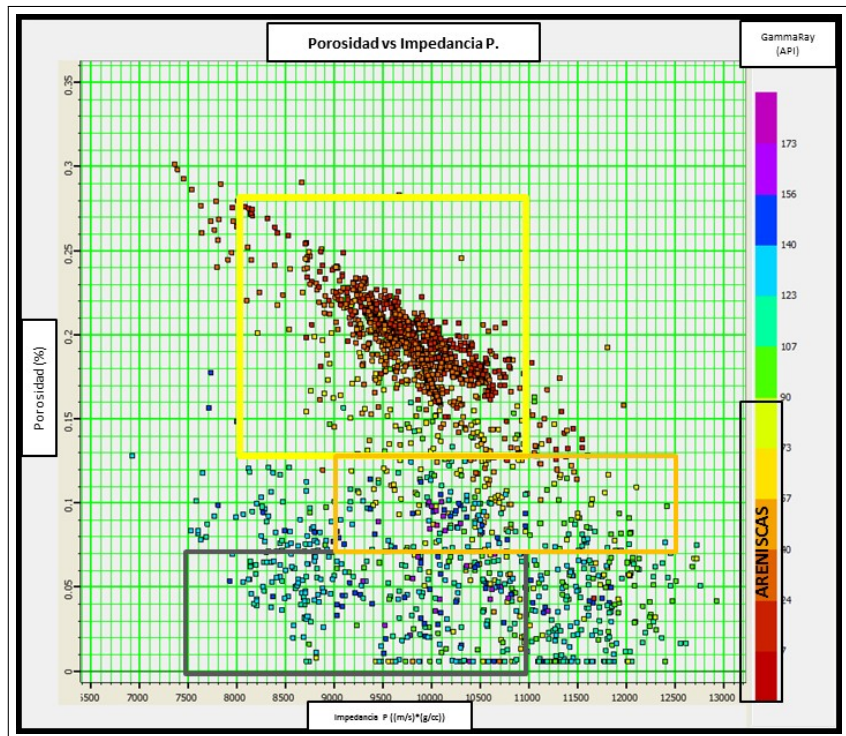


Figura 6-20.: Gráfico cruzado entre los valores de Impedancia P y Porosidad, resaltados en el eje Z por los valores de GammaRay.

Posterior a la delimitación litológica de los valores de impedancia P y Porosidad, se estimó la ecuación de conversión para los valores seleccionados como areniscas. (Ver figura 6-21) Para este caso se utilizó la siguiente ecuación:

$$Y = -3,60872e - 05(X) + 0,546664 \quad (6-1)$$

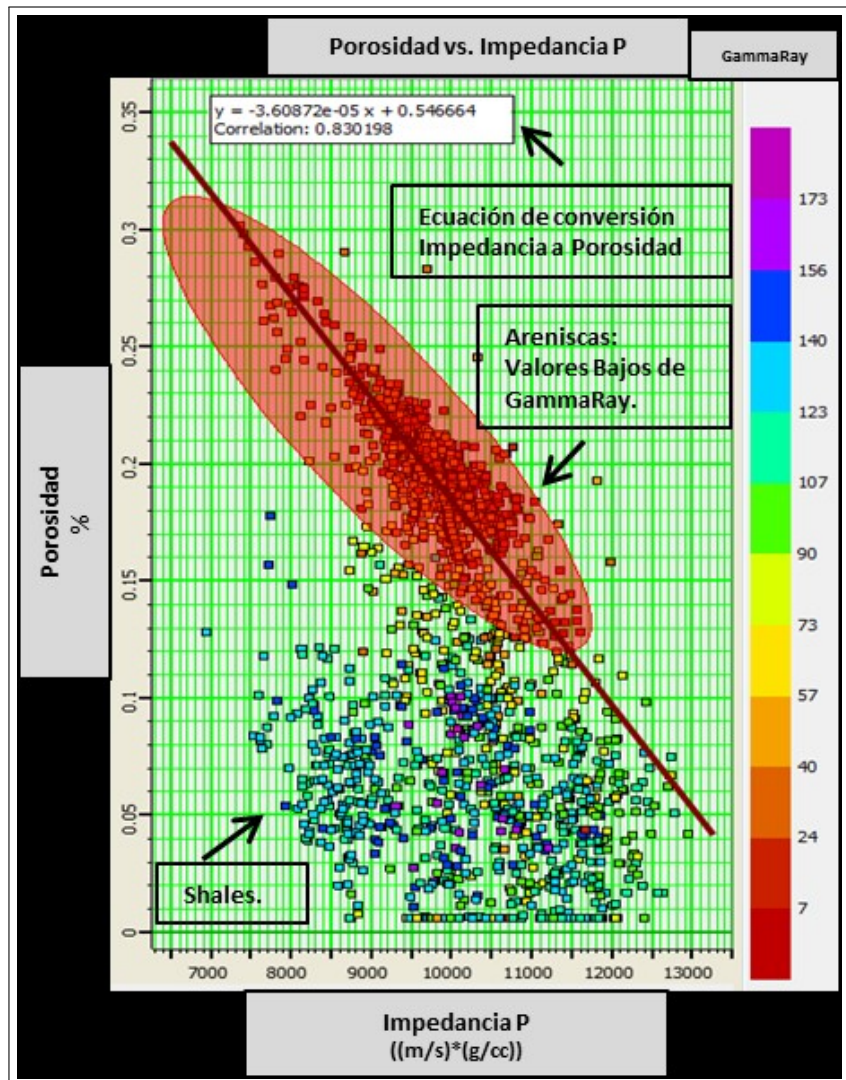


Figura 6-21.: Gráfico de valores de P-Impedancia vs Porosidad y estimación de la ecuación de Impedancia a Porosidad.

7. Análisis De Resultados

Se realizó la caracterización geofísica de cada uno de los tipos de roca para la unidad K1-Inferior, se logró discriminar los valores de GR, Porosidad, Impedancia P y Relación Vp/Vs. Los valores promedio se observan en la Tabla 7-1, el comportamiento de las curvas en los pozos se puede ilustrar en la Figura 7-1.

Roca	Litología	GR (API)	Porosidad (%)	Impedancia P ((g.ft) * (cc/s))	Relación Vp/Vs
Tipo 1	Cuarzoarenitas	< 90	> 13 %	8000-10500	< 1,8
Tipo 2	Areniscas arcillosas	> 90 – < 110	> 6% < 13%	9000-12500	1.8-2.0
Tipo 3	Shales	> 110	< 7%	7500 – 9000	> 2,0

Tabla 7-1.: Descripción de Parámetros promedio para la Unidad de Interés

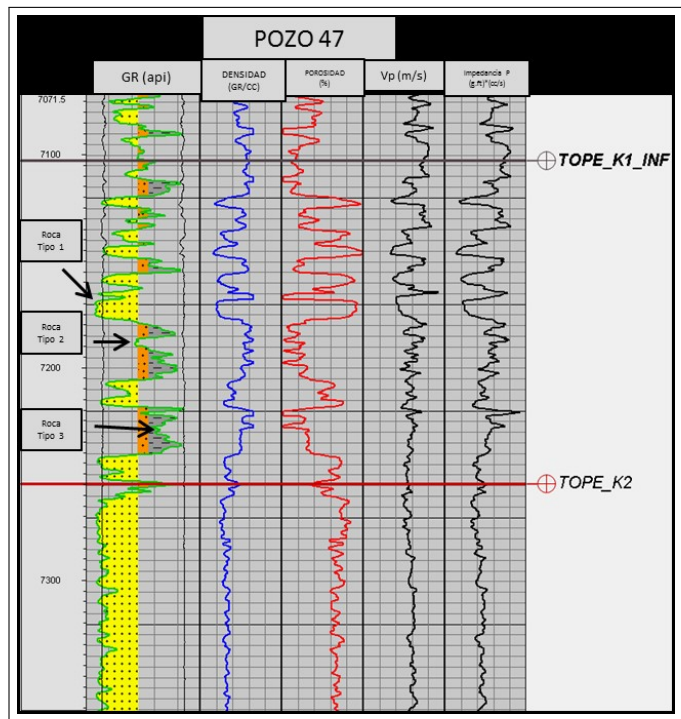


Figura 7-1.: Caracterización de parámetros geofísicos para cada tipo de roca.

A los Volúmenes generados luego de extracción de Geocuerpos (Capítulo 6.4) se le aplicó la

fórmula de conversión Impedancia-porosidad (Cap. 6.5) para generar un volumen de porosidad (Ver Figura 7-2).

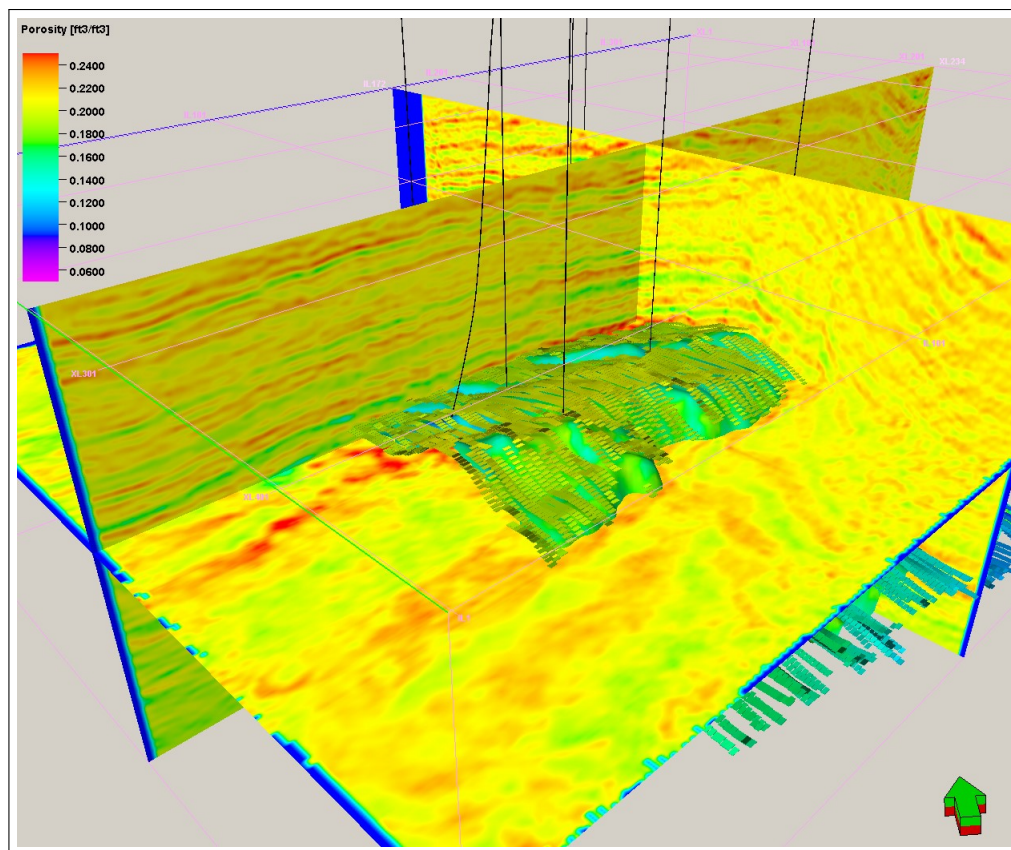


Figura 7-2.: Volumen 3D de Porosidad calculada a partir de los datos de Impedancia para toda la Unidad K1-Inferior. Se observa el horizonte K1-Inferior.

Posterior a la generación del Volumen 3D de porosidad, se procedió a generar diferentes “Horizont Slides” sobre cada una de las superficies interpretadas en la elaboración del modelo estructural, y sobre diferentes profundidades para poder caracterizar las principales tendencias de Porosidad. En la Figura 7-3 (**Apendice A-6**) se observa el horizonte de porosidad sobre el relieve del tope de la Unidad K1-Inferior.

En la Figura 7-4 (**Apendice A-7**) se observa la interpretación de la distribución de la porosidad en el área de estudio, los colores en azul, representan los sistemas de canales que actuaban en ese momento como fuente activa de sedimentos, las áreas en color gris, representan las llanuras deltaicas, compuestas predominantemente por arcillas, ricas en materia orgánica, sin embargo, la actividad de los procesos fluviales en estos ambientes permite la formación de varios tipos importantes de arena en: abanicos provocados por roturas, barra de meandro y canal abandonados.

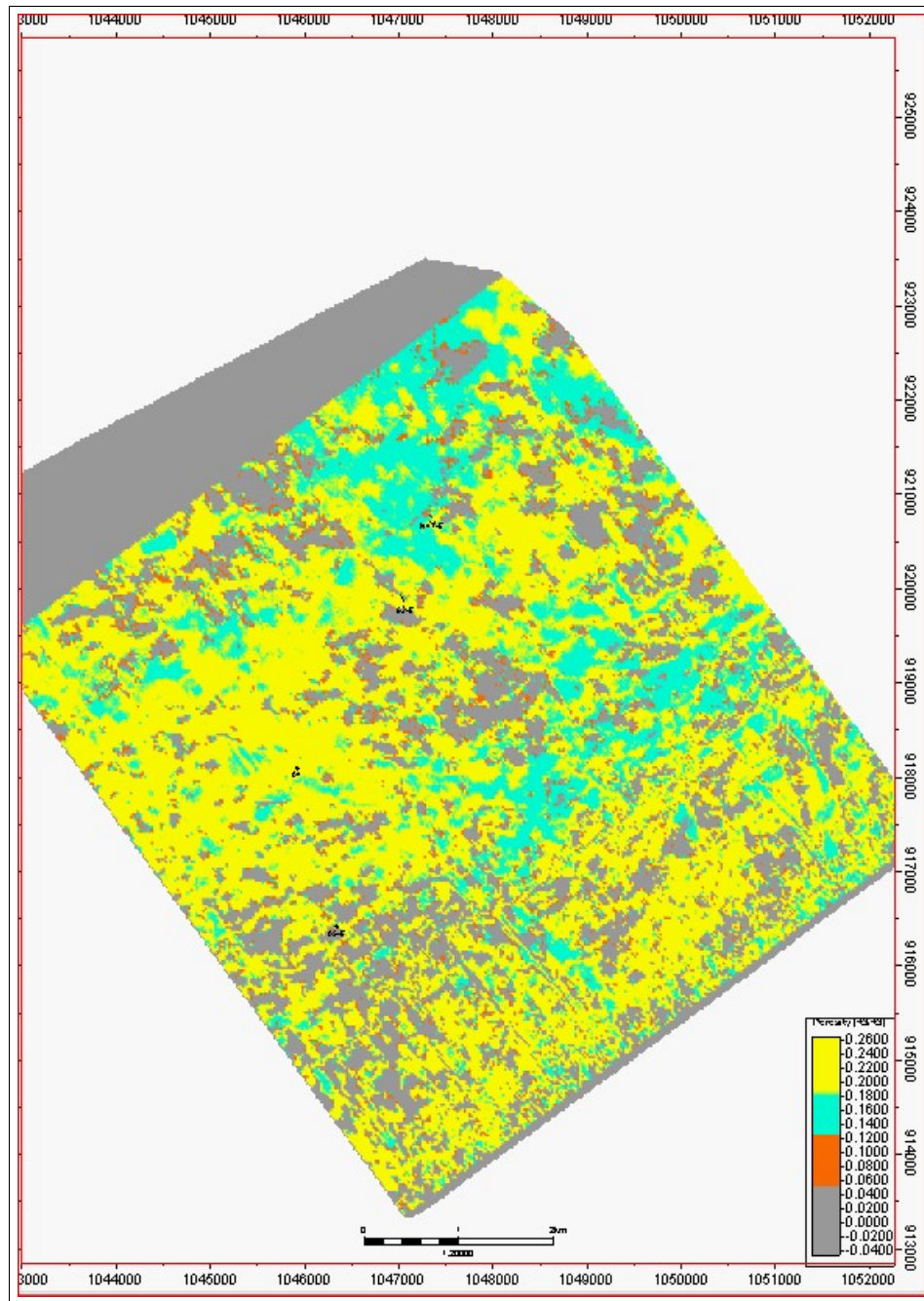


Figura 7-3.: Horizonte de valores de Porosidad, al tope de la Unidad K1-inferior.

La interpretación de la información (Inf. Geológica-Geofísica) da como resultado un ambiente sedimentario de tipo deltáico, con una dirección preferencial de sus canales Este-Oeste predominantemente, lo cual al integrarlo con los modelos geológicos regionales es acorde con las tendencias para el momento de depositación de esta unidad de edad Cretácico Medio-Superior, Según Dickinson & Suczek, (en Boggs, 1987).

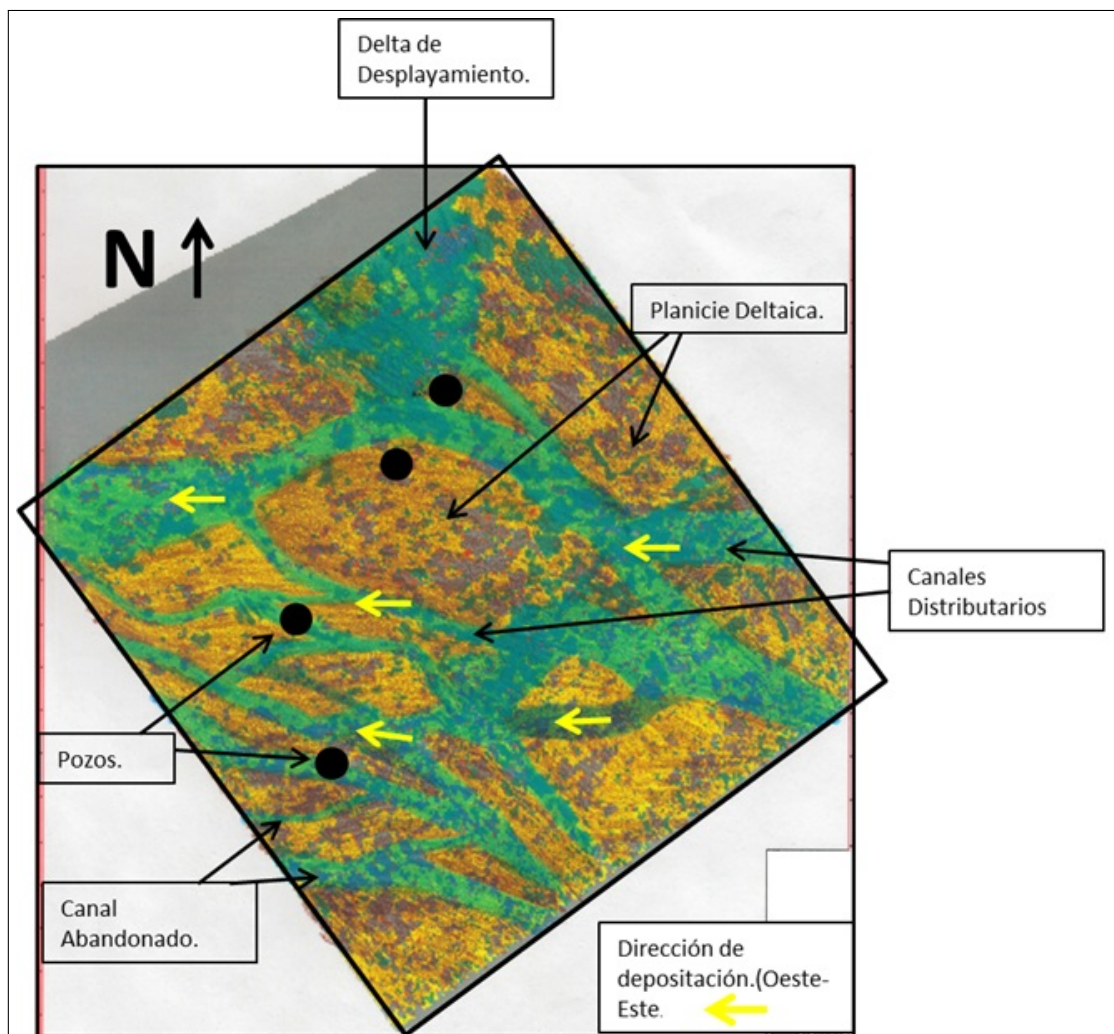


Figura 7-4.: Interpretación de ambiente sedimentario tipo deltaico representativo para la Unidad K1-Inferior, la interpretación se realizó sobre un Slide al tope de la Unidad.

En esa edad geológica, aún no se presentaba el levantamiento de la cordillera oriental y las posibles áreas de aporte de sedimentos correspondían a las provincias de tipo continental (rocas ígneas y raíces de complejos metamórficos, los cuales son comúnmente expuestos en el área del escudo) y orógenos reciclados, (sedimentos erosionados de la cobertera sedimentaria existente). Las paleocorrientes presentan una tendencia general sureste a noroeste, y el escudo Guayanés como la principal área de aporte de sedimentos. Según Dickinson & Suczek, (en Boggs, 1987).

La distribución regional de los sedimentos se ve fuertemente influenciada por el área en la cual se localizan los pozos, una imagen de un ambiente deltaico análogo moderno se presenta en la figura 7-5. En este modelo la planicie deltaica influenciada se compone principalmente por litología de tipo lodoso.



Figura 7-5.: Ambiente de depositación deltaico. Ejemplo análogo moderno (Modificado de Slatt, 2006)

Para este tipo de depósitos y en general para los ambientes deltaicos, la distribución estratigráfica vertical (Ver Figura 7-6) presenta características particulares como son: estratificación cruzada, estratificación bidireccional cruzada tipo espina de pescado, madrigueras y buen sorteamiento en algunos niveles arenosos.

Los sistemas de canales presentes en estos depósitos son de naturaleza elongada y producen cuerpos de arena lenticulares, lateralmente discontinuos en la dirección del rumbo de la depositación, pero buena continuidad lateral en la dirección de la inclinación de la depositación. (Slatt, 2006), (Ver Figura 7-6) y (Ver Figura 5-11) .Correlación Estratigráfica de los pozos del área de estudio).

Las zonas de canales distributarios presentan mejor desarrollo vertical de los intervalos arenosos y mejor desarrollo de porosidad, las zonas de canales interdistributarios son más heterogéneas en su distribución vertical y más irregular en su distribución de porosidad.

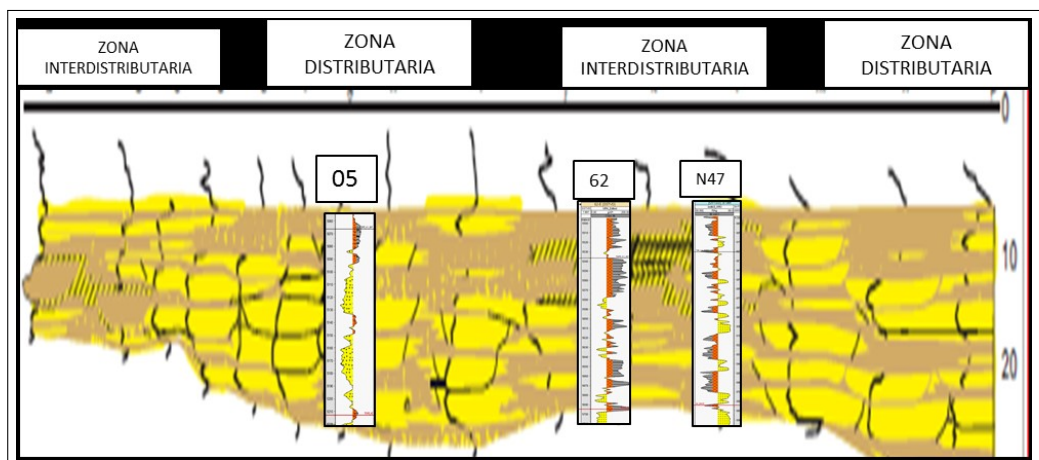


Figura 7-6.: Modelo depositacional vertical esquemático de un delta dominado por mareas, se ubica el registro GammaRay de cada uno de los pozos y la interpretación ambiental. (Modificado de Slatt, 2006)

7.1. Localización de pozos de estudio e interpretación ambiental

El pozo 05 fue perforado en una zona de canales distributarios, una zona activa de alta energía, presenta porosidades promedio de 18 % en las areniscas, una relación NTG (Net to Gross) de 51 %, un acumulado de producción de 0.59 millones de barriles de petróleo y una continuidad vertical de los sedimentos bastante buena.

Los pozos N47 y 62 se localizan sobre una zona de predominio de llanuras deltaicas, presenta litologías predominantemente lodosas, con algunas intercalaciones de niveles de areniscas y contenidos bajos en porosidades. Estos datos fueron corroborados con la descripción sedimentológica y ambiental del núcleo del pozo N47. En la Figura 7-7 (Apendice A-8) se observan la imagen del registro GR y la descripción litológica del núcleo de este pozo. Los datos de producción de esta unidad confirman que no presenta producción de petróleo.

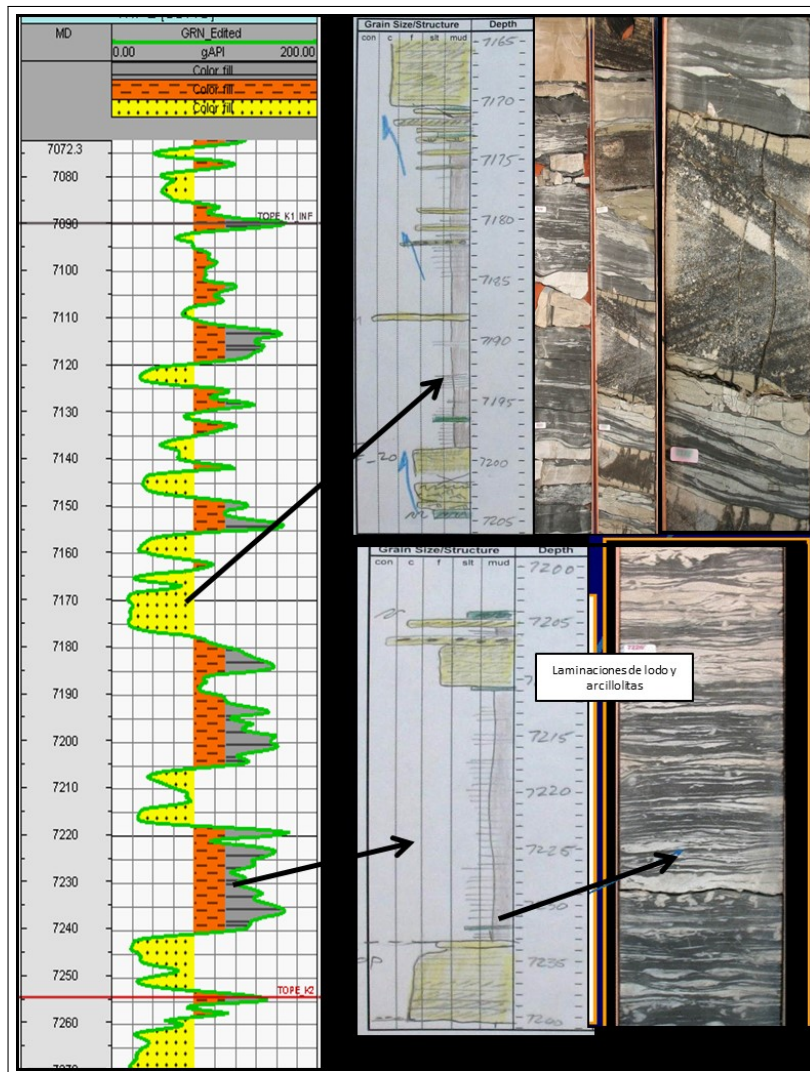


Figura 7-7.: Imagen del registro GR y la descripción litológica del núcleo del pozo N47. (Modificado de Ecopetrol, 2012).

Un modelo promedio de distribución de porosidad en esta área se presenta en la Figura 7-8 (Apendice A-9), teniendo en cuenta que la parte Sur, Sur-Oeste del Campo, presenta mejores características de canales distributarios, zonas de mayor energía de depositación y la probabilidad de encontrar sedimentos de tipo arenoso es mayor, por tal razón en esta zona se van a encontrar las mejores porosidades en esta unidad. Se recomienda ubicar los pozos de desarrollo hacia estas zonas del Campo. Por otro lado la zona Norte- Nor-Este del área de estudio, se localiza en una zona de predominio de llanuras deltaicas (Canales Interdistributarios), por tal razón presentará menor contenido de areniscas, más heterogeneidad en la distribución de niveles arenosos en la distribución vertical y menores porosidades.

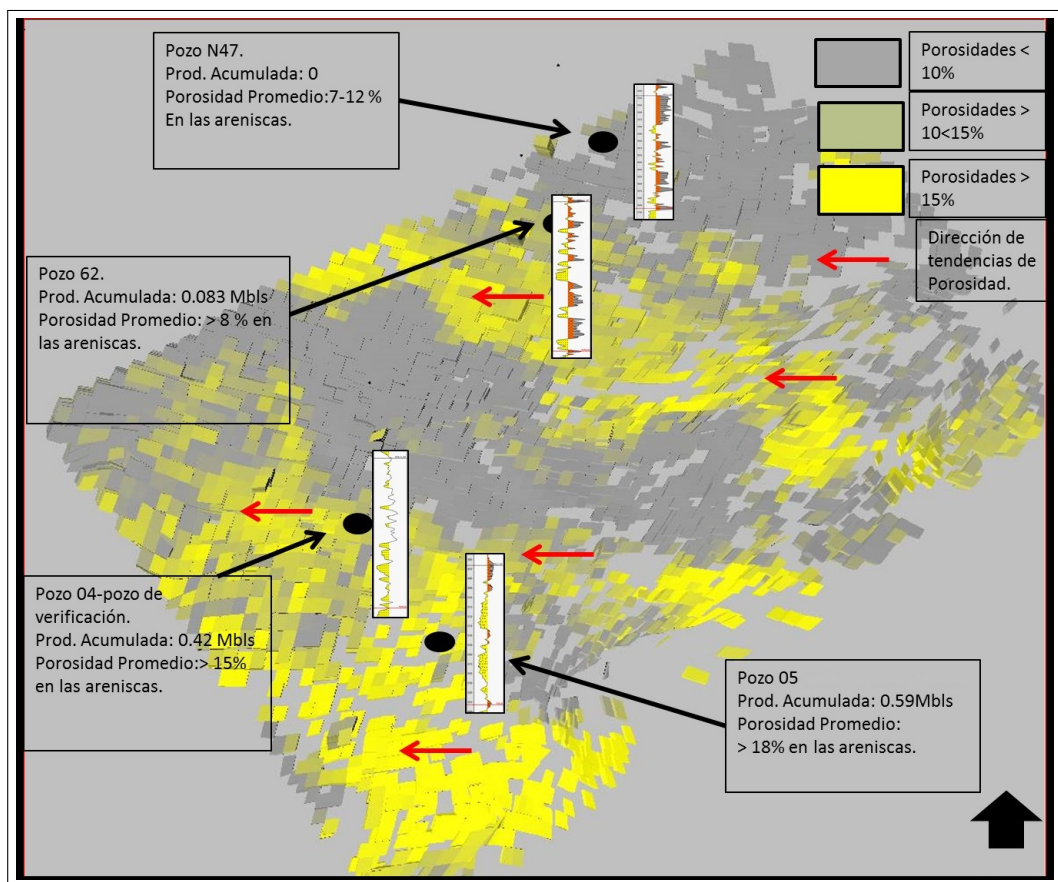


Figura 7-8.: Interpretación promedio de la porosidad e identificación de zonas de mayor energía.

7.2. Pozo de verificación del modelo

Para comprobar el ajuste del modelo, se decidió dejar 1 pozo de comprobación el cual corresponde al pozo 04 y está ubicado al norte del pozo 05 (Ver figura 7-8) (Apendice A-9) los valores de porosidad medidos en el pozo están en rango acordes a los estimados en este modelo, se presenta una variación del 20 % en su valor.

7.3. Perforación de pozos futuros

Teniendo en cuenta la configuración del ambiente de depositación y la distribución de la porosidad se recomienda al momento de realizar una campaña de perforación seguir las siguientes direcciones de acuerdo al tipo de pozo a perforar (Ver Figura 7-9).

- **Pozo Tipo Vertical:** No se recomienda perforar en este tipo de Yacimientos, existe el riesgo de encontrar bajo contenido de areniscas (Net To Gross) y distribución de

canales restringidos.

- Pozo Tipo Inclinado: Con este tipo de pozo existe mayor probabilidad de aumentar el contacto pozo-arena, se recomienda perforar en dirección perpendicular a la dirección de depositación (NE-SW). para poder contactar diferentes tipos de “canales” y obtener el drenaje de ellos.
- Pozo Tipo Geonavegado: Según interpretación, se estima que el ancho máximo de los principales sistemas de canales es de aproximadamente 400 metros, por tal razón no se recomienda extender esa longitud en caso que se perforo en la dirección NE-SW, N-S, lo ideal es perforar paralelo a la dirección de depositación dirección E-W.

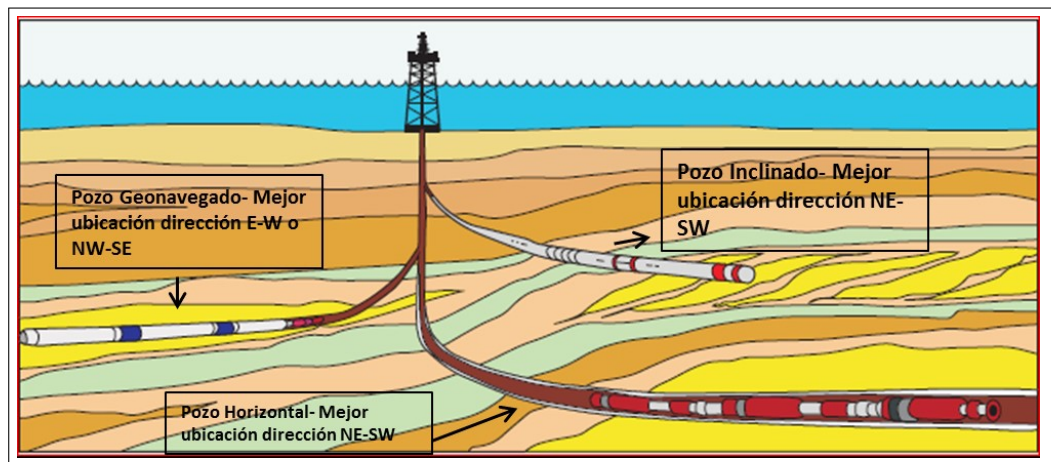


Figura 7-9.: Direcciones recomendadas de perforación, según el tipo de pozo a perforar. (Modificado de Slatt, 2006)

8. Conclusiones

- El modelo 3D de distribución de la Porosidad para la Unidad K1-Inferior en el Campo Castilla indica que las zonas de mejor porosidad y acumulación de sedimentos clásticos (areniscas) se localiza en el sector Sur, Sur-oeste del área de estudio.
- La interpretación de este modelo propone que la dirección de depositación de los sedimentos es Este-Oeste, Noroeste-Sureste.
- La resolución vertical de la sísmica para la Unidad K1-Inferior es de 111 *pies*, calculada con la frecuencia promedio de 28 *Hz* y una velocidad promedio de 12500 *ft/s*, lo cual no hace posible la discriminación de tope y base de cada una de las intercalaciones de areniscas presentes en esta unidad (presentan espesor promedio de 12 *pies*).
- La Caracterización Geofísica de la Unidad K1-Inferior permite distinguir y correlacionar litología a partir de los valores de la discriminación de la Impedancia P y S, luego convertirlos a porosidad. La impedancia P y La relación V_p/V_s son fundamentales para la discriminación de litología en este Campo.
- En la construcción del modelo estructural se interpretaron 3 eventos principales que han afectado la evolución del Yacimiento, el primero ha afectado las rocas depositadas en el Terciario Inferior, es un evento principalmente de tipo distensivo y limitado a las rocas Cretácicas y del Terciario inferior, el segundo evento consiste en una inversión tectónica que está afectando toda la secuencia sedimentaria hasta las rocas más jóvenes, ha reactivado antiguas fallas normales y este evento dió origen a la actual estructura del Campo, y el tercer evento es un evento reciente de rumbo-dextral que está afectando actualmente la estructura del Campo.

9. Recomendaciones

- Al momento de realizar una campaña de perforación para la Unidad K1-Inferior se recomienda orientar los pozos en la dirección Este-Oeste, Noroeste-Sureste, en esta dirección existe mayor probabilidad de contactar un espesor mayor y continuo de areniscas.
- Se recomienda la adquisición de información de Registros eléctricos sísmicos (onda compresional y Shear).
- Se recomienda realizar un modelo de inversión sísmica, que involucre todos los pozos actuales del campo, la información petrofísica, de producción, presiones e integrarla con los modelos geológicos actuales, como una herramienta muy útil para la toma de decisiones.
- Se recomienda cuantificar cada uno de los Geocuerpos, calcular el Aceite original en sitio para cada uno de ellos,
- Se recomienda revisar y editar los registros eléctricos de Densidad ya que en las zonas de “Wash Out” la lectura es errónea y se presentan valores anómalos que afectan los modelos de Densidad y Porosidad.
- Se recomienda validar los tipos de roca con datos petrofísicos y de producción.

A. Apendice

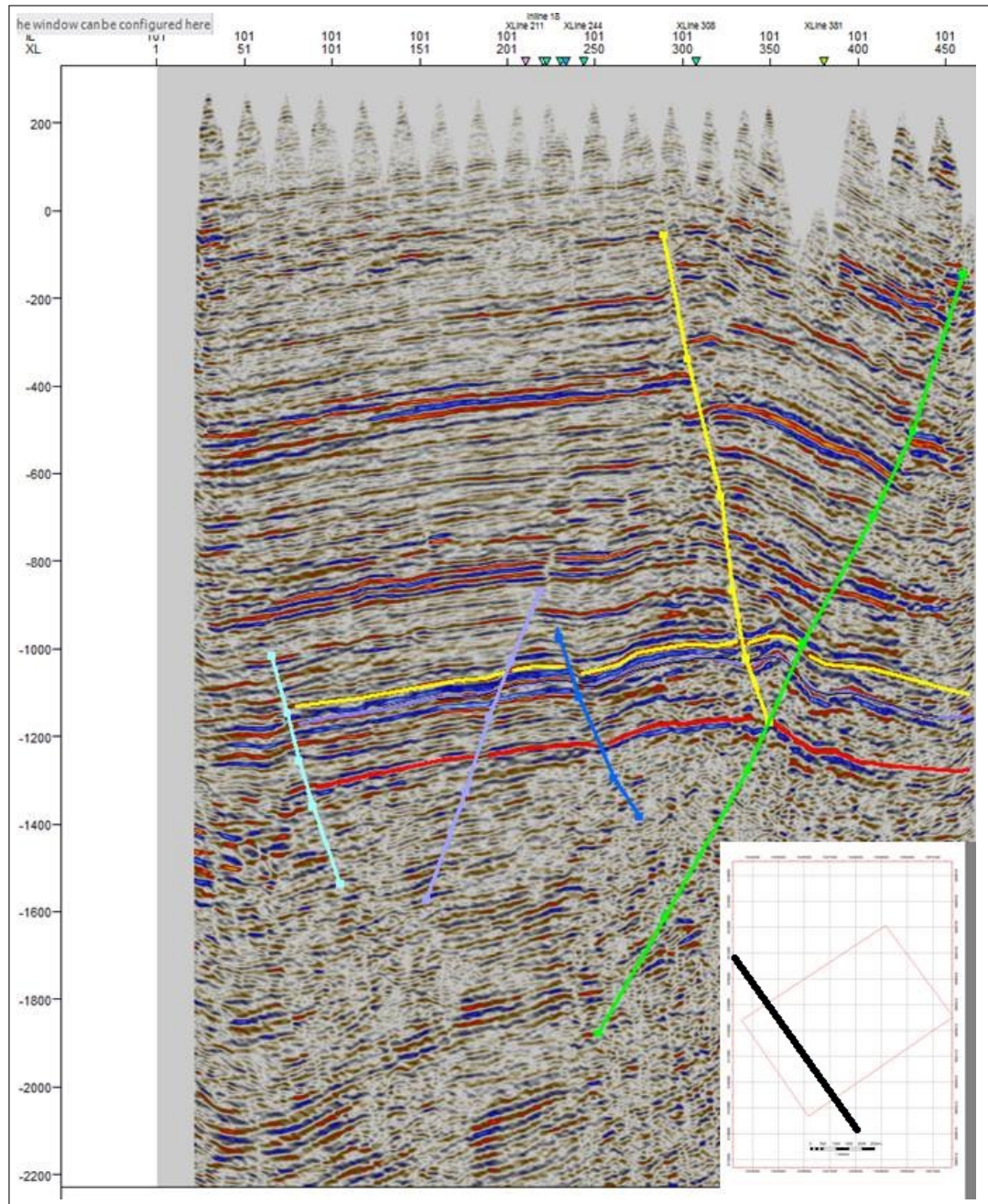


Figura A-1.: Línea Sísmica en la dirección del Buzamiento, Se interpreta el sistema de fallas principales y los horizontes para las unidades T2, K1-Inferior y K2.

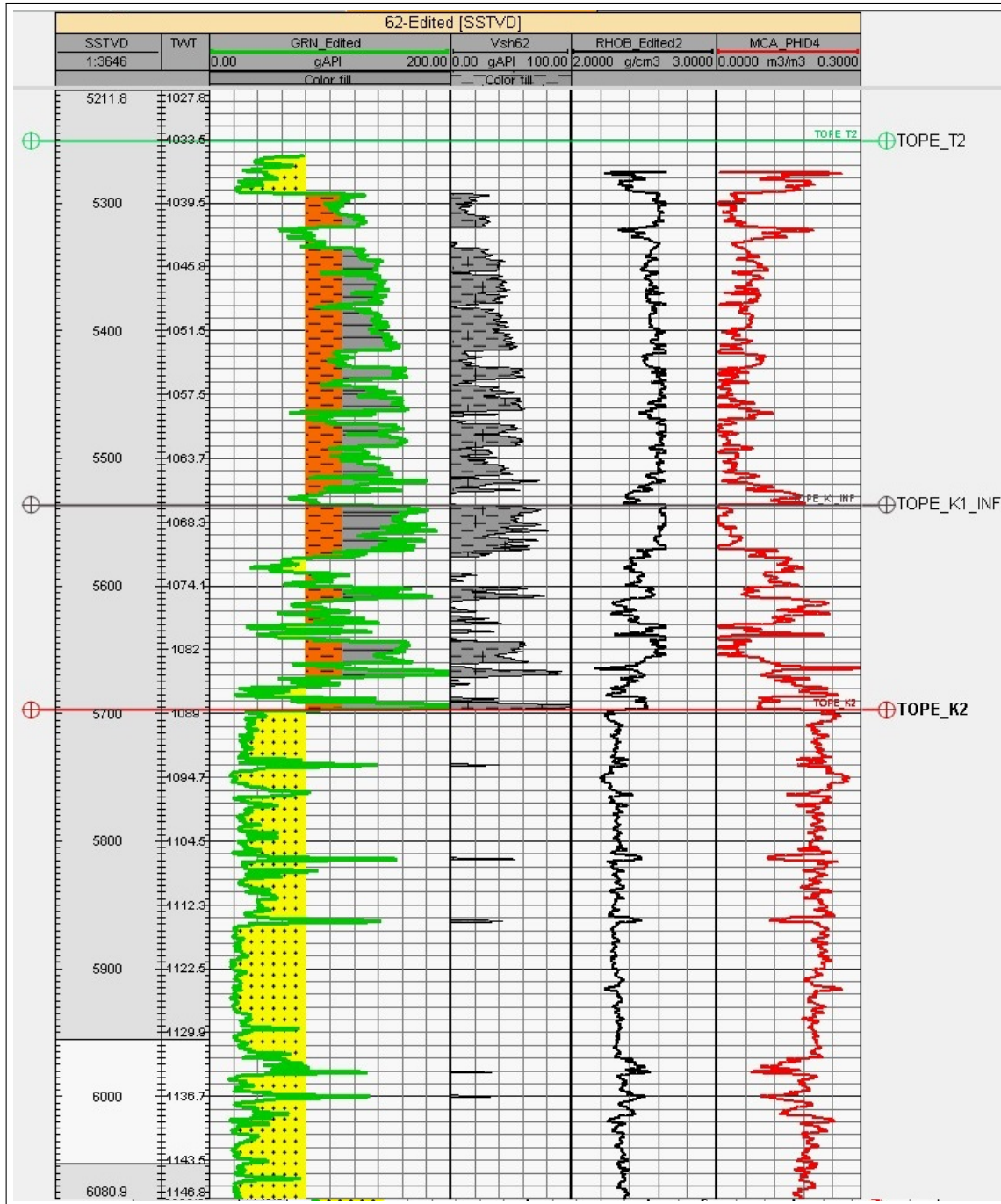


Figura A-2.: Registro Petrofísico tipo en el cual se observa Track 1, (Gamma Ray coloreado según tipo de Roca), Track 2, (VShale), Track 3, (Densidad), Track 4, (Porosidad) y los topes de las unidades K1-Inferior y K2.

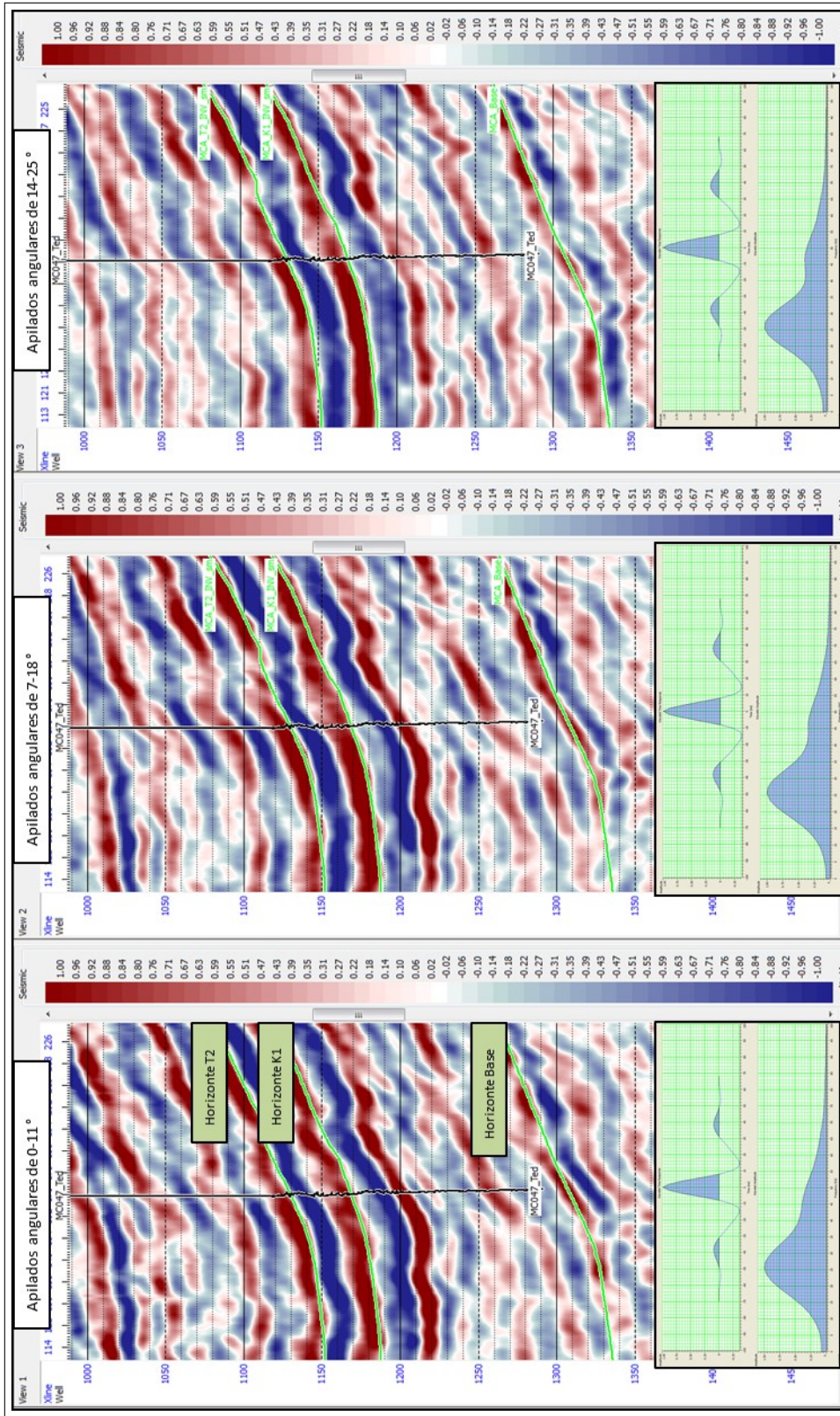


Figura A-3.: Aplidados Angulares y ondículas utilizadas en el proceso de inversión, sobre la sección sísmica del pozo 47.

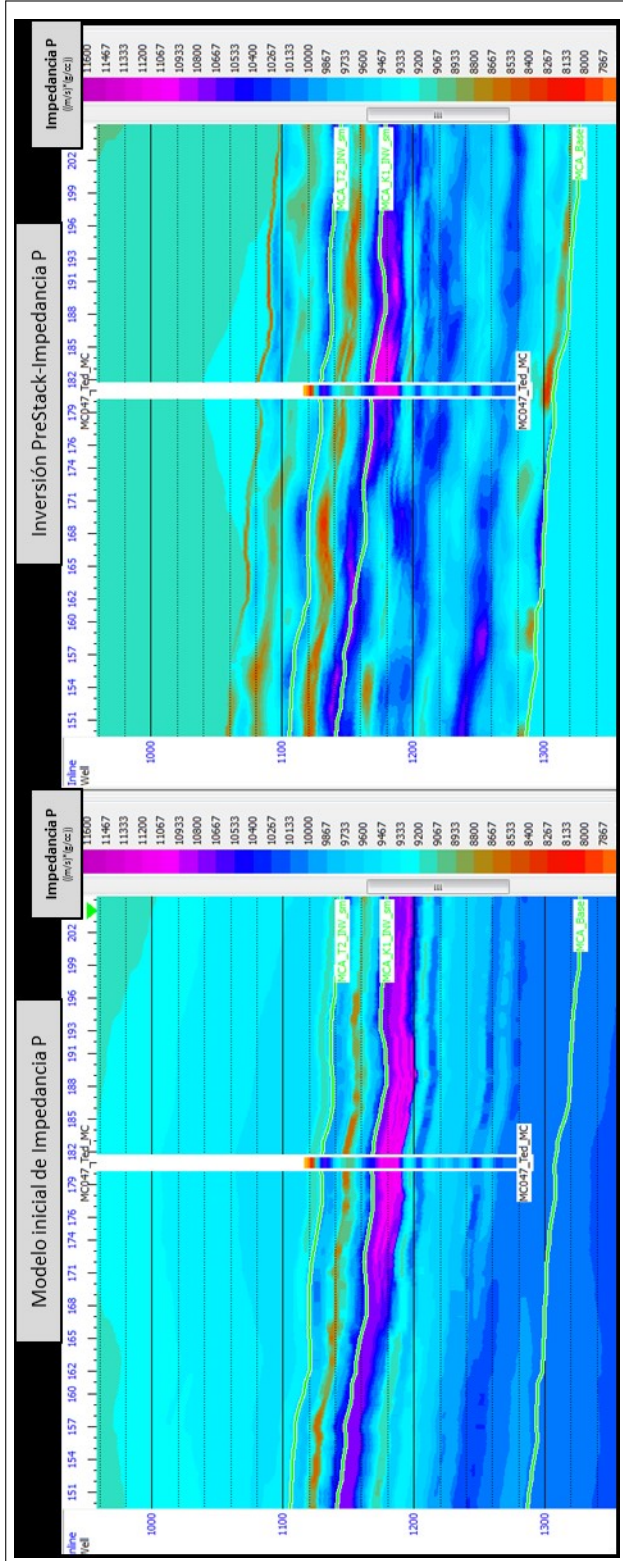


Figura A-4.: Modelo Inicial de Impedancia P vs Volumen de inversión de Impedancia P.

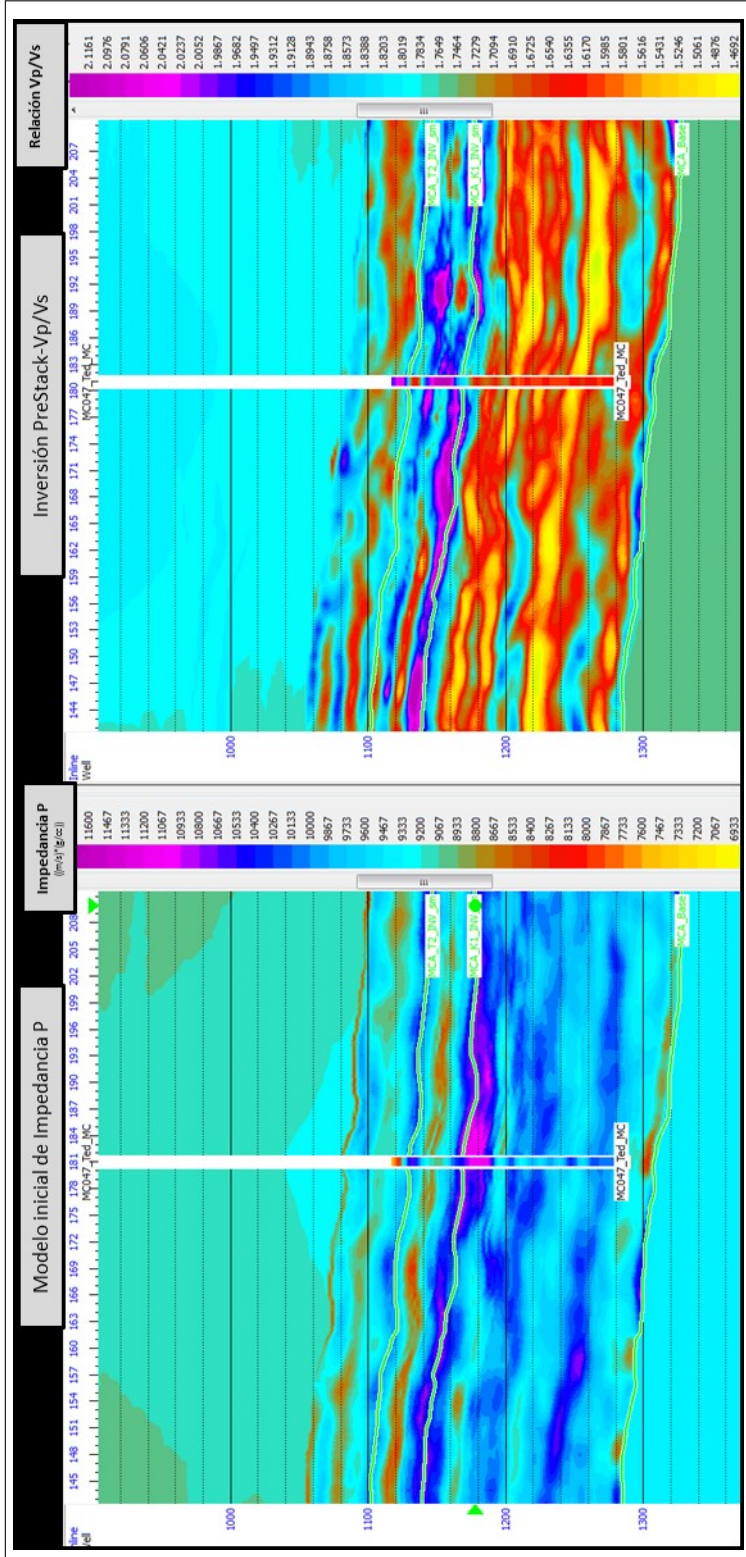


Figura A-5.: Modelo de Inversión de Impedancia P vs Volumen de Inversión de Vp/Vs.

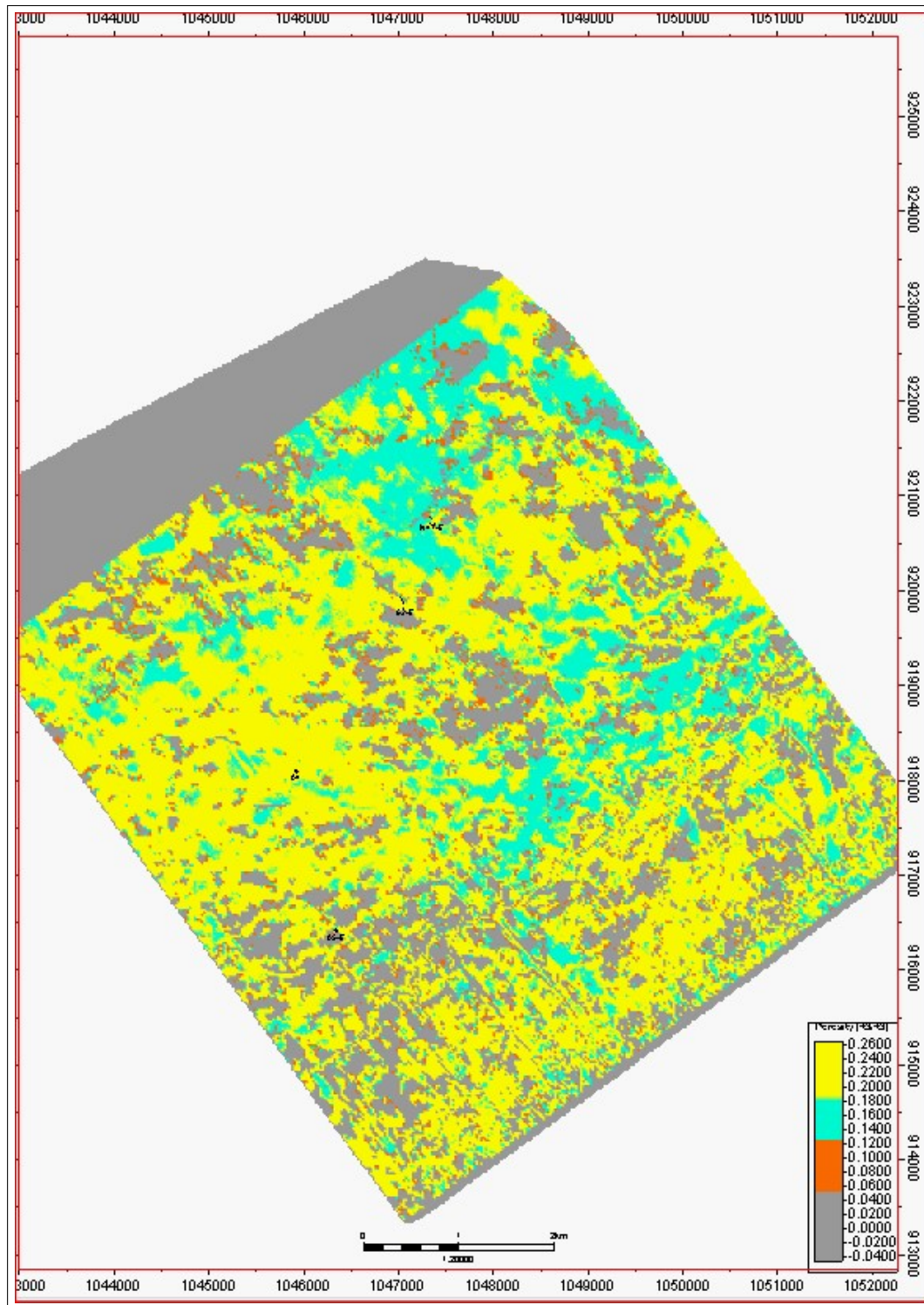


Figura A-6.: Horizonte de valores de Porosidad, al tope de la Unidad K1-inferior.

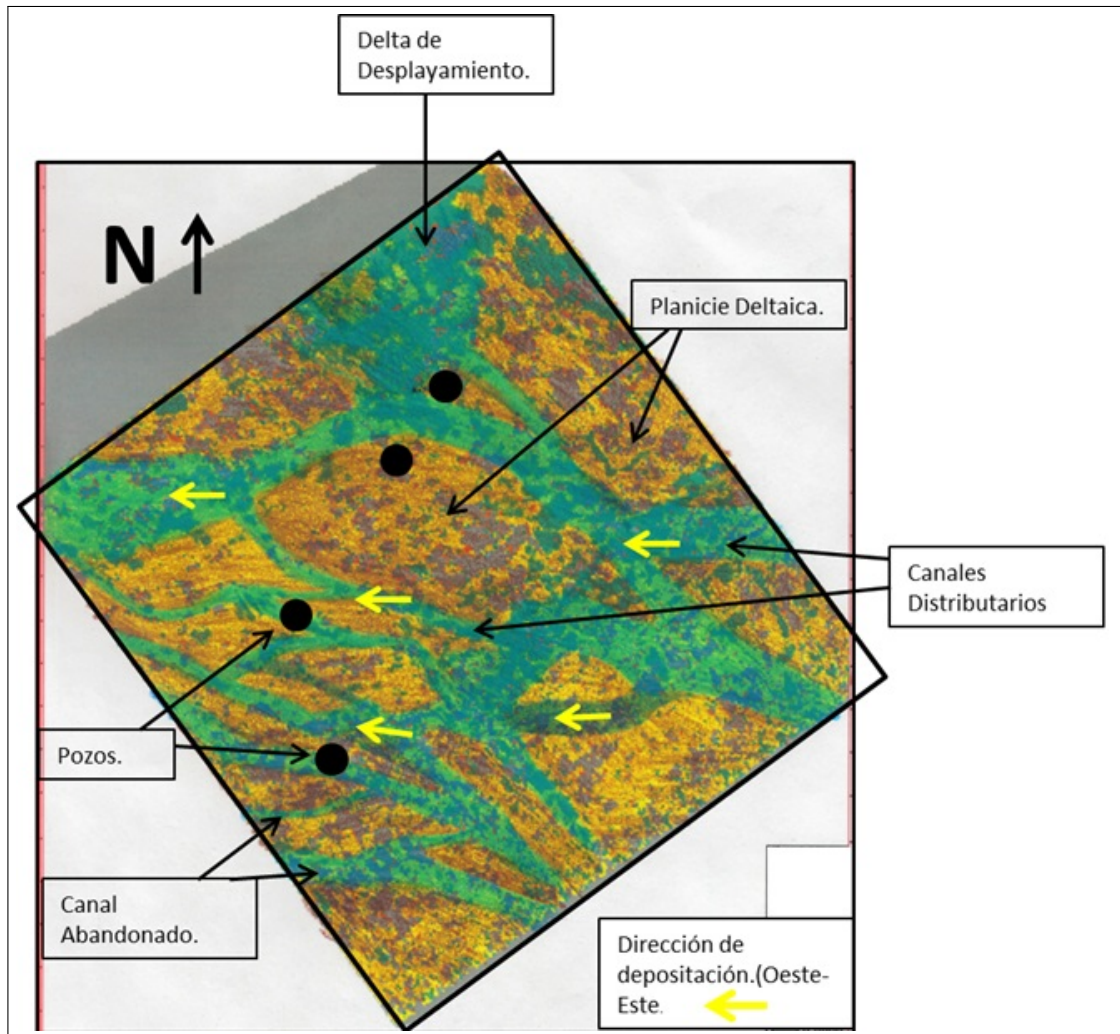


Figura A-7.: Interpretación de ambiente sedimentario tipo deltaico representativo para la Unidad K1-Inferior, la interpretación se realizó sobre un Slide al tope de la Unidad.

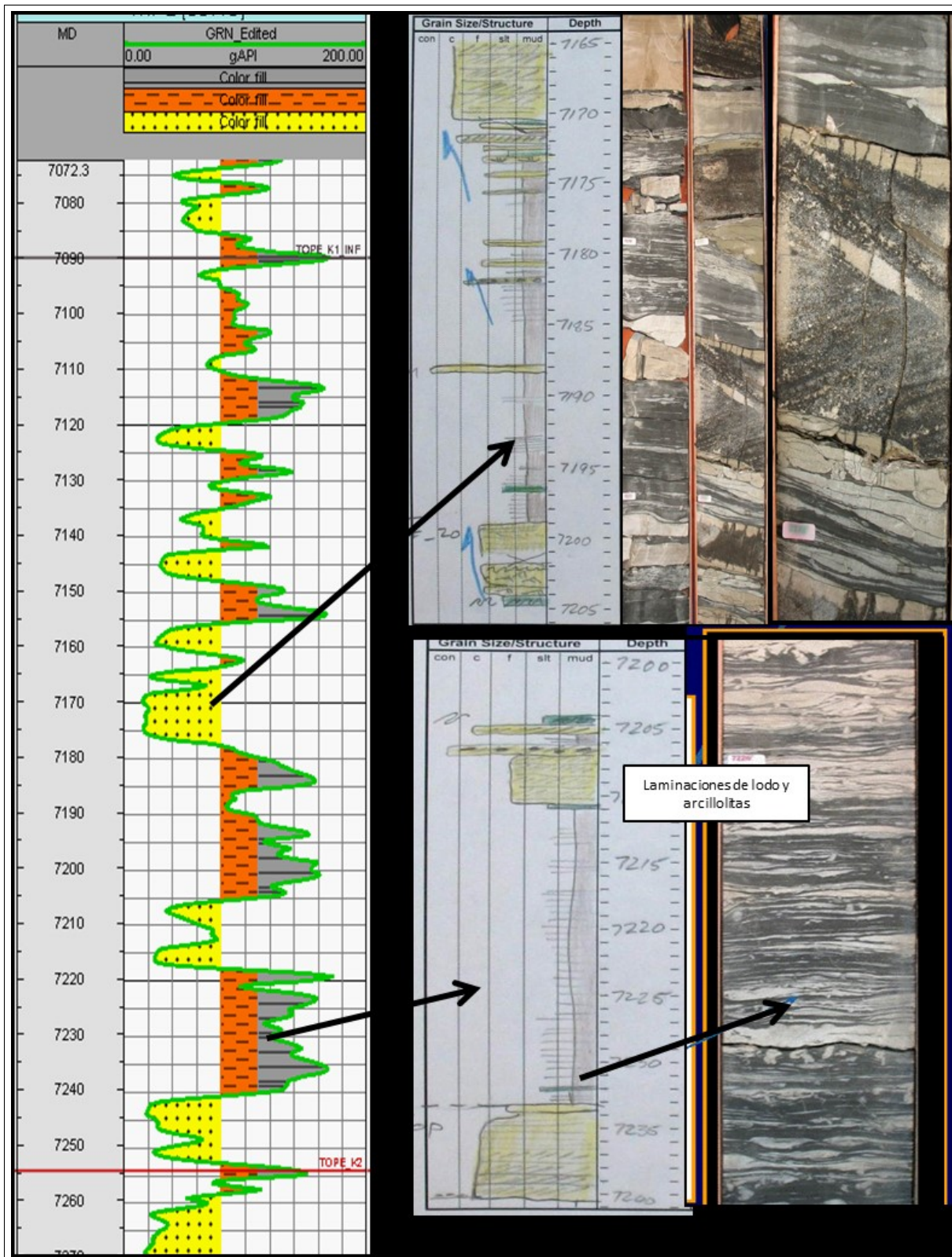


Figura A-8.: Imagen del registro GR y la descripción litológica del núcleo del pozo N47. (Modificado de Ecopetrol, 2012).

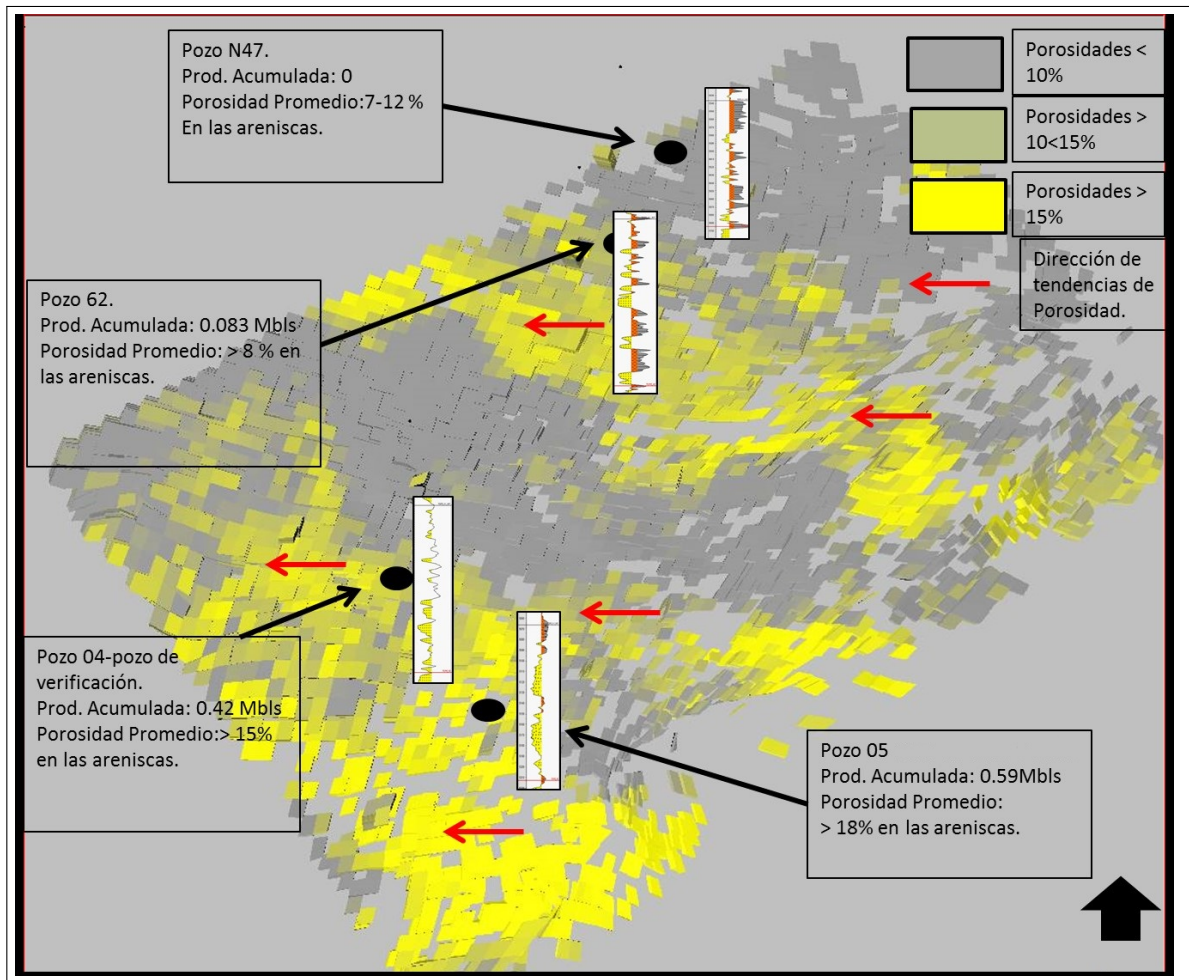


Figura A-9.: Interpretación promedio de la porosidad e identificación de zonas de mayor energía.

Bibliografía

- [1] Asquith, G., D. Krygowski, 2004, Basic Well Log Analysis: AAPG Methods in Exploration 16, p.31-35 11. Barclay et al., (2008). Inversión sísmica: lectura entre líneas. Schlumberger, Oildfield Review, 20(2):44–66.
- [2] 13. Beicip Franlab, Cuenca de los Llanos Orientales, Estudio Geológico Regional.
- [3] Brown, A. “Understanding Seismic Attributes”, Geophysics, Vol 66 (1), pp 47-48(2001).
- [4] Caballero et al., (2010). Late eocene-early oligocene initial uplift of the oriental cordillera of colombia: Sedimentary provenance on the Nuevo mundo sincline, middle magdalena basin. Boletín de Geologia, 32(1):45–77.
- [5] Castro, E. 1989. Sedimentary Environments of the Cretaceous in the Apiay Area of the Llanos Basin, Colombia, South America. University of South Carolina. USA
- [6] Cooper M.A. et al (1995) Basin Development and Tectonic History of the Llanos Basin, Colombia.
- [7] Del Moro, Y (2012). An integrated seismic, geologic and petrophysical approach to characterize the red fork incised valley fill system in the Anadarko basin, Oklahoma. Thesis of Master, Oklahoma University.
- [8] Ferguson R.K, Margrave G. F., 1996, A simple algorithm for band-limited impedance inversión: CREWES Research Report — Volume 8 (1996), p. 21-1-21-10.
- [9] Giraldo, R. Introducción a la Geoestadística. UNAL. Pag.50
- [10] Hampson and Galbraith, (1981).Wavelet extraction by sonic log correlation. In GEOPHYSICS, pages 1341–1360. SOC EXPLORATION GEOPHYSICISTS 8801S YALE ST, TULSA, OK 74137.
- [11] Lancaster S., Whitcombe D., 2010, Fast-track ‘coloured’ inversión: SEG 2000 Expanded Abstracts, BP Amoco.
- [12] Lindseth, (1979). Synthetic sonic logs-a process for stratigraphic interpretation. Geophysics, 44(1):3–26.

-
- [13] Mora, A. et.al. (2010). The eastern foothills of the Eastern Cordillera of Colombia: An example of multiple factors controlling structural styles and active tectonics. Geological Society of America Bulletin published online 11 August 2010.
- [14] Parra et al., (2009). Orogenic wedge advance in the northern andes: Evidence from the oligocene-miocene sedimentary record of the medina basin, eastern cordillera, Colombia. Geological Society of America Bulletin, 121(5-6):780–800.
- [15] Pendrel, J. “Seismic Inversion: The best tool for Reservoir Characterization”, CSEG Recorder, pp. 16-23. (2001).
- [16] Pendrel, J., Riel, P. “Methodology for Seismic Inversion and Modeling: A Western Canadian Reef Example”. CSEG Recorder, S/F.
- [17] Ruiz, C. “Inversión Sísmica y Estudio de Atributos Sísmicos Post Apilamiento de los niveles I3 y TU de la Formación Oficina en el campo Guico Guara, Estado Anzoátegui.” Universidad Simón Bolívar, (2007).
- [18] Russell, B., 1988, Introduction to Seismic Inversion: SEG Course Notes Series, no. 2, S.N. Domenico, Series Editor, p. 6-4-6-22
- [19] Savic et al., (2000) Elastic impedance inversion in practice. In 2000 SEG Annual Meeting. Society of Exploration Geophysicists.
- [20] Sharma A., Sharma R.K.,2013, Seismic attribute analysis and Neural network application for reservoir characterization in Lanwa Field, India, A case study: 10th Biennial International Conference & Exposition.
- [21] Slatt, R. Stratigraphic Reservoir characterization for Petroleum Geologists, Geophysicists and Engineers. 2006.
- [22] Sen, M.K.,2006, Seismic Inversion: SPE Interdisciplinary Primer Series, p. 52-55
- [23] Serra et al., (1984). Fundamentals of well-log interpretation, volume 1. Elsevier Amsterdam.
- [24] Serway et al., (2009). Física para ciencias e ingeniería, volume 1-2. Cengage learning, 7 edition.
- [25] Sheriff R. “Seismic Resolution a Key Element”. Explorer, Geophysical Corner 36.1 (1997).
- [26] Smithson, T., 2012, How Porosity Is Measured: Oilfield Review Autumn 24, no. 3. Schlumberger

-
- [27] Taner, M. T., Sheriff, E. “Application of Amplitude, Frequency, and Other Attributes to stratigraphic and Hydrocarbon Determination”. AAPG Memoir 26, Seismic Stratigraphy – Applications to Hydrocarbon Exploration, pp 301-327 (1977).
- [28] Taner, M. T. “Seismic Attributes”, CSEG Recorder, Houston, U.S.A., pp. 49-55(2001).
- [29] Walden and White, 1998. (1998). Seismic wavelet estimation: a frequency domain solution to a geophysical noisy input-output problem. *Geoscience and Remote Sensing, IEEE Transactions on*, 36(1):287–297.
- [30] Yilmaz, (2001), Yilmaz, O. (2001). *Seismic data analysis, volume 1-2*. Society of Exploration Geophysicists Tulsa.