



**UNIVERSIDAD
NACIONAL
DE LA PLATA**

**" Especialización en Geociencias de Exploración y
Desarrollo de Hidrocarburos" de la "Facultad de Ciencias
Naturales y Museo"**

**Interpretación y Caracterización sísmica de
canales en formaciones del Carbonífero, campo
Nueva Esperanza, Bolivia**

Autor

Meliza Guzmán Morón

Director

Federico Späth

Codirector

Daniel Soubies

Mayo- 2024

Agradecimientos

Quisiera expresar mi profundo agradecimiento a mi querida hija de 8 años, Kristen, por su inquebrantable comprensión y apoyo durante el proceso de elaboración de esta tesis. A pesar de su temprana edad, demostró una madurez excepcional al entender que había momentos en los que necesitaba parte del tiempo que le correspondía para poder dedicarme a esta labor. Su comprensión me recordó constantemente la importancia de encontrar el equilibrio entre la dedicación a mi trabajo académico y el tiempo de calidad que compartimos juntas. Espero que esta tesis sea un testimonio de que los sueños pueden alcanzarse con esfuerzo, amor y el apoyo de seres queridos como tú. Te amo profundamente.

Agradecer de igual manera a mi amado esposo, Erick, por su inquebrantable apoyo y dedicación al cuidar de nuestra hija, mientras trabajaba en esta tesis. Él no solo asumió sus responsabilidades como padre con amor y paciencia, sino que también brindó a nuestra hija seguridad emocional, permitiéndome enfocarme en mi Tesis con tranquilidad. Este logro es tanto suyo como mío, y estoy eternamente agradecida por su generosidad y apoyo incondicional. Gracias Erick, por ser mi compañero en este viaje académico.

Quedo eternamente agradecida con mis respetados tutores, Federico Späth y Daniel Soubies, por su apoyo, orientación y dedicación a lo largo de la elaboración de esta tesis. Su profundo conocimiento, experiencia y pasión por la materia han sido una fuente constante de inspiración y motivación para mí.

Por último, agradecer a la empresa YPFB Chaco S.A., por brindarme la autorización para usar la información con la que se llevó a cabo este trabajo.

Resumen

El Campo Nueva Esperanza (nombre ficticio que se le dio al campo en estudio) se encuentra ubicado en el Departamento de Santa Cruz de la Sierra, Bolivia, en la provincia geológica denominada Pie de Monte. La producción inicial de hidrocarburos de areniscas de la formación Tarija (Carbonífero) se logró mediante la perforación del primer pozo (P-X1001). Sin embargo, el desarrollo de este campo nos ha enfrentado a desafíos significativos, debido a las características distintivas del sistema Carbonífero. Este sistema se caracteriza por su marcada variabilidad litológica en términos de cambios frecuentes de facies y espesores en distancias cortas, lo que refleja un entorno de depósito continental-fluvial, en parte con influencia glacial. Estos factores han contribuido en incrementar la complejidad a la hora de explotar los recursos identificados.

En el presente trabajo se realizó la interpretación y caracterización sísmica de canales del Carbonífero. La caracterización sísmica se llevó a cabo mediante la inversión elástica simultánea de datos sísmicos *pre-stack*. Este tipo de inversión sísmica permitió obtener volúmenes de los parámetros elásticos impedancia de ondas P y S. A partir de estos dos volúmenes se generaron volúmenes de parámetros petrofísicos que ayudaron a caracterizar canales del Carbonífero e identificar áreas que presenten mayor probabilidad de contener hidrocarburos.

Para la ejecución de la inversión elástica simultánea, se llevó a cabo trabajos de: carga y control de calidad de *gathers* sísmicos y registros de pozos, amarre de pozos con la sísmica a través de *checkShots*, generación de sísmica sintética, estimación de la ondícula, construcción de un modelo de bajas frecuencias, parametrización de la inversión e inversión y control de calidad de resultados.

A partir de las actividades investigativas previamente delineadas, se ha logrado identificar cuatro geocuerpos que parecen corresponder a canales con una

alta probabilidad de contener areniscas con gas. Estos geocuerpos fueron denominados como Escarpment, Tarija arenisca Intermedia, Tarija arenisca 1 y Tarija arenisca 3. Dicha caracterización ubica a los geocuerpos en la categoría de potenciales trampas estratigráficas, ya que, hasta el momento, únicamente uno de estos geocuerpos, el denominado Tarija arenisca 1, ha sido perforado. Este descubrimiento de gas condensado ocurrió de manera incidental, dado que el objetivo del pozo descubridor era la arenisca Guancos del Devónico y no este geocuerpo del Carbonífero.

Todo el proyecto se realizó haciendo uso del software Petrel y Hampson & Russell. Este último es un software específico para llevar a cabo inversión elástica y caracterización de reservorios.

CONTENIDO

1.	Introducción	10
2.	Marco Geológico	13
2.1.	Ubicación del campo Nueva Esperanza	13
2.2.	Datos Sísmicos del área	14
2.3.	Antecedentes.....	15
2.4.	Estratigrafía del área de estudio.....	18
2.5.	Sistema Devónico.....	20
2.5.1.	Formación Iquiri	20
2.6.	Sistema Carbonífero.....	20
2.6.1.	Formación Tupambi	20
2.6.2.	Formación Tarija	21
2.6.3.	Formación Escarpment	21
2.6.4.	Formación San Telmo	21
2.7.	Sistema Pérmico.....	21
2.7.1.	Formación Cangapi.....	21
2.8.	Sistema Cretácico.....	22
2.8.1.	Formación Ichoa	22
2.8.2.	Formación Yantata.....	22
2.8.3.	Formación Cajones	22
2.9.	Sistema Terciario.....	23
2.9.1.	Formación Petaca.....	23
2.9.2.	Formación Yecua.....	23
2.9.3.	Formación Chaco.....	23
2.10.	Geología Estructural	23
2.11.	Interpretación sísmica.....	27
3.	Sísmica de reflexión	32
3.1.	Inversión sísmica Post-Stack	37
3.1.1.	Inversión Recursiva.....	37

3.1.2.	Inversión Sparse Spike	37
3.1.3.	Model-Based inversion.....	38
3.2.	Inversión sísmica Pre-Stack.....	39
3.2.1.	Inversión Elástica– la aproximación de Connolly.....	39
3.2.2.	Inversión Elástica– la aproximación de Fatti	40
3.2.3.	Inversión Elástica– aproximación de Intercepto y Gradiente	41
3.2.4.	Inversión simultánea pre-stack	42
4.	Datos disponibles	43
4.1.	Datos sísmicos	43
4.2.	Datos de pozos.....	45
4.3.	Control de calidad y acondicionamiento de los datos.....	47
4.3.1.	Acondicionamiento de los registros eléctricos.....	47
4.3.2.	Reconstrucción parcial: registros de densidad	48
4.3.4.	Acondicionamiento de los <i>gathers</i> sísmicos.....	51
5.	Inversión sísmica Pre-Stack	59
5.1.	Estimación de la ondícula y amarre de pozos.....	64
5.2.	Modelos de bajas frecuencias	68
5.3.	Parametrización de la inversión	72
5.4.	Control de calidad de los resultados.....	76
5.5.	Caracterización litológica	79
5.6.	Extracción de geocuerpos.....	82
6.	Conclusiones.....	88
7.	Bibliografía.....	90

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1: UBICACIÓN DEL CAMPO NUEVA ESPERANZA.	13
FIGURA 2: INFORMACIÓN SÍSMICA 2D (LÍNEAS AZULES) Y 3D (Z-SLICE) DEL CAMPO NUEVA ESPERANZA. EN COLOR ROJO SE VISUALIZA LA DELIMITACIÓN DEL BLOQUE	14
FIGURA 3: MAPA DE UBICACIÓN DE LOS POZOS PERFORADOS EN EL CAMPO NUEVA ESPERANZA RESPECTO AL CUBO SÍSMICO.	16
FIGURA 4: CORRELACIÓN ESTRUCTURAL DE LOS RESERVORIOS TARIJA AR 1 Y TARIJA AR2.	18
FIGURA 5: COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO EN ESTUDIO.	19
FIGURA 6: CORTE ESTRUCTURAL DEL ANTICLINAL SOBRE EL POZO P-X1001.	24
FIGURA 7: REACTIVACIÓN DE FALLAS NORMALES (VERTICALES).	25
FIGURA 8: BACKWARD MODELLING DE LA ESTRUCTURA EN ESTUDIO SOBRE LA IL- 270.	26
FIGURA 9: CONFIGURACIÓN DE LA ESTRUCTURA DEL CAMPO EN ESTUDIO SOBRE LA IL 270 DONDE SE UBICA EL POZO P-X1001 (IL- 270).	27
FIGURA 10: AMARRE DEL POZO P-X1001 EMPLEANDO EN EL SOFTWARE HAMPSON RUSSELL.	28
FIGURA 11: AMARRE DEL POZO P-X1001 CON LA SÍSMICA EN TIEMPO.	28
FIGURA 12: AMARRE DEL POZO P-X1002 CON LA SÍSMICA EN TIEMPO.	29
FIGURA 13: INTERPRETACIÓN EN TIEMPO DE HORIZONTES SOBRE LA IL 270.	30
FIGURA 14: VISTA EN 3D DE LAS INTERPRETACIONES EN TIEMPO.	31
FIGURA 15: INTERPRETACIÓN EN TIEMPO DE LAS FALLAS PRINCIPALES DE LA ESTRUCTURA.	31
FIGURA 16: MODELO - SÍSMICA DE REFLEXIÓN. TOMADO DE (BROWN, 2004).	32
FIGURA 17: GENERACIÓN DE UNA TRAZA SÍSMICA SINTÉTICA. TOMADO DE (SOUBIES, 2015).	35
FIGURA 18: MODELO QUE ILUSTRRA LA INVERSIÓN DE TRAZAS SPARSE SPIKE. NOTE CÓMO LA AÍ DE LA TRAZA INVERTIDA TIENE CARÁCTER SIMPLIFICADO EN FORMA DE BLOQUES. (BASADO EN DATO DE OLDENBURG, 1983).	38
FIGURA 19: UBICACIÓN DE LAS FUENTES (PUNTOS ROJOS) Y RECEPTORAS (PUNTOS CELESTES) DEL PROYECTO.	43
FIGURA 20: COMPARACIÓN ENTRE EL GATHER SÍSMICO EN TIEMPO DE LA GESTIÓN 2016 (YPFB) Y EL REPROCESAMIENTO REALIZADO LA GESTIÓN 2022 (CHACO S.A.).	45
FIGURA 21: DETALLE DE LOS TRAMOS ADQUIRIDOS DE LOS REGISTROS DTS, DTC Y DENSIDAD.	46
FIGURA 22: LEYES DE RECONSTRUCCIÓN DE LA DENSIDAD PARA LOS SECTORES SIN INFORMACIÓN.	49
FIGURA 23: RECONSTRUCCIÓN DEL DTS PARA LOS POZOS O LAS SECCIONES SIN INFORMACIÓN.	49
FIGURA 24: REGISTROS ELÉCTRICOS ORIGINALES (ROJO) Y RECONSTRUIDO (AZUL) PARA EL POZO P-X1001.	50
FIGURA 25: REGISTROS ELÉCTRICOS ORIGINALES (ROJO) Y RECONSTRUIDO (AZUL) PARA LOS POZOS P-X1001, P-X1002 Y P-X1003.	51
FIGURA 26: GATHER EN OFFSET EN LA INLINE 270, MISMA QUE PASA POR EL POZO P-X1001.	52

FIGURA 27: OFFSET GATHER EN LA POSICIÓN DEL POZO P-X1001 ANTES (IZQ.) Y DESPUÉS (DER.) DE APLICAR EL MUTE.	53
FIGURA 28: COMPARACIÓN ENTRE OFFSET GATHER (IZQUIERDA) Y ANGLE GATHER (DERECHA) PARA LA POSICIÓN DEL POZO P-X1001. EN COLORES SE MUESTRAN LOS ÁNGULOS DE INCIDENCIA.	54
FIGURA 29: COMPARACIÓN ENTRE EL ANGLE GATHER EN TIEMPO SIN ACONDICIONAR (IZQUIERDA) Y EL ANGLE GATHER EN TIEMPO ACONDICIONADO (DERECHA) EN LA POSICIÓN DEL POZO P-X1001.	56
FIGURA 30: COMPARACIÓN ENTRE EL <i>GATHER</i> SÍSMICO ACONDICIONADO (IZQUIERDA) Y EL <i>GATHER</i> SINTÉTICO EN LA UBICACIÓN DEL POZO P-X1002 (CENTRO) Y EL COMPORTAMIENTO DE AMBOS EN UN GRÁFICO INTERCEPTO VS GRADIENTE (DERECHA).	57
FIGURA 31: COMPARACIÓN ENTRE EL <i>GATHER</i> SÍSMICO ACONDICIONADO (IZQUIERDA), EL <i>GATHER</i> SINTÉTICO EN LA UBICACIÓN DEL POZO P-X1001 (CENTRO) Y EL COMPORTAMIENTO DE AMBOS EN UN GRÁFICO INTERCEPTO VS GRADIENTE (DERECHA).	58
FIGURA 32: GENERACIÓN DEL REGISTRO DE FACIES (TRACK 5) UTILIZANDO LA LEY DE DISCRIMINACIÓN BASADA EN V_{SH} Y UGT... ..	60
FIGURA 33: ANÁLISIS DE PROPIEDADES ELÁSTICAS EN EL POZO P-X1001. LOS PUNTOS AMARILLOS CORRESPONDEN A ARENAS SIN GAS, LOS PUNTOS ROJOS A ARENAS CON GAS Y LOS PUNTOS VERDES A LUTITAS.	61
FIGURA 34: CROSSPLOT Z_p VS V_p/V_s EN EL POZO P-X1001.	62
FIGURA 35: CROSSPLOT Z_p VS V_p/V_s EN EL POZO P-X1002.	63
FIGURA 36: CROSSPLOT Z_p VS V_p/V_s EN EL POZO P-X1003.	63
FIGURA 37: ONDÍCULAS PROMEDIADAS SEGÚN RANGO DE ÁNGULOS. JUNTAS FORMAN LA ONDÍCULA GRUPAL.	66
FIGURA 38: AMARRE DEL POZO P-X1001.	67
FIGURA 39: AMARRE DEL POZO P-X1002.	68
FIGURA 40: MODELO DE BAJAS FRECUENCIAS PARA IMPEDANCIA P (TIEMPO).	70
FIGURA 41: MODELO DE BAJAS FRECUENCIAS PARA IMPEDANCIA S (TIEMPO).	71
FIGURA 42: MODELO DE BAJAS FRECUENCIAS PARA DENSIDAD (TIEMPO).	71
FIGURA 43: RELACIÓN ENTRE Z_p - Z_s E Z_p -DENSIDAD EN ESCALA BILOGARÍTMICA.	72
FIGURA 44: PARÁMETROS UTILIZADOS PARA LA INVERSIÓN SÍSMICA ENFOCADA EN CARBONÍFERO.	73
FIGURA 45: ANÁLISIS DE INVERSIÓN SÍSMICA SOBRE EL POZO P-X1001.	75
FIGURA 46: ANÁLISIS DE INVERSIÓN SÍSMICA SOBRE EL POZO P-X1002.	75
FIGURA 47: CROSSPLOT ENTRE EL DATO DE REGISTRO ORIGINAL Y EL DATO INVERTIDO (Z_p , Z_s Y DENSIDAD).	76
FIGURA 48: IL-270 DEL CUBO Z_p PRODUCTO DE LA INVERSIÓN SÍSMICA PARA CARBONÍFERO.	77
FIGURA 49: IL-270 DEL CUBO DE Z_s PRODUCTO DE LA INVERSIÓN SÍSMICA PARA CARBONÍFERO.	78
FIGURA 50: IL-270 DEL CUBO DE DENSIDAD PRODUCTO DE LA INVERSIÓN SÍSMICA PARA CARBONÍFERO.	78
FIGURA 51: ANÁLISIS KERNEL ENFOCADO EN LA FORMACIÓN TARIJA.	80
FIGURA 52: PARÁMETROS DEL CÁLCULO Y APLICACIÓN DEL ANÁLISIS KERNEL A LOS POZOS.	81
FIGURA 53: CUBO DE DISCRIMINACIÓN LITOLÓGICA ENFOCADA EN CARBONÍFERO (TIEMPO).	82
FIGURA 54: CARACTERIZACIÓN DEL GEOCUERPO ESCARPMENT.	84

FIGURA 55: CARACTERIZACIÓN DEL GEOCUERPO TARIJA INTERMEDIO.	85
FIGURA 56: CARACTERIZACIÓN DEL GEOCUERPO TARIJA ARENISCA 1.	86
FIGURA 57: VISTAS DEL RELLENO PROGRESIVO DEL CANAL DEL GEOCUERPO TARIJA ARENISCA 1.	86
FIGURA 58: CARACTERIZACIÓN DEL GEOCUERPO TARIJA ARENISCA 3.	87

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1: PARÁMETROS DE RECEPCIÓN DEL CUBO.	44
TABLA 2: PARÁMETROS DE EMISIÓN DEL CUBO.	44
TABLA 3: TRAMOS DE REGISTROS ADQUIRIDOS.	46
TABLA 4: DETALLE DE LOS TRAMOS SINTÉTICOS DE LOS REGISTROS DTS Y DENSIDAD.	48
TABLA 5: MUTE APLICADO A LOS OFFSET <i>GATHERS</i>	52
TABLA 6: PARÁMETROS APLICADOS EN EL FILTRO RADÓN PARABÓLICO PARA ATENUACIÓN DE RUIDO ALEATORIO.	55
TABLA 7: VALORES DE CORTE SOBRE LOS REGISTROS PARA DEFINIR EL REGISTRO DE LITOLOGÍAS.	60
TABLA 8: PARÁMETROS DE LA ONDÍCULA PROMEDIADA SEGÚN RANGOS DE ÁNGULO.	67

Capítulo 1

1. Introducción

La inversión simultánea de las amplitudes sísmicas *pre-stack* desempeña un papel fundamental en la caracterización sísmica de reservorios. Permite la estimación de propiedades elásticas del subsuelo, como la impedancia acústica, la relación VP/VS y la densidad, u otros parámetros que se utilizan para la interpretación de las litologías y en la obtención de propiedades petrofísicas de las unidades formacionales en campos o de yacimientos, como la porosidad y la saturación de agua.

Para calcular propiedades petrofísicas a partir de parámetros elásticos, se pueden utilizar relaciones empíricas o modelos físicos de rocas que los relacionen. Las regresiones lineales son comúnmente empleadas para transformar los parámetros elásticos en propiedades de reservorios.

La caracterización sísmica de reservorios persigue principalmente la obtención de una distribución de propiedades físicas y petrofísicas que caracterice el reservorio dentro de un Yacimiento o Campo en una cuenca sedimentaria. Este proceso involucra la correlación de datos adquiridos en pozos con la respuesta sísmica de una región de interés, permitiendo la extrapolación de propiedades como la porosidad, la cantidad de arcilla y la interpretación de diferentes facies en el área estudiada. En esencia, la caracterización sísmica es un conjunto de técnicas utilizadas para mitigar riesgos en la exploración de hidrocarburos.

El presente trabajo denominado “Interpretación y Caracterización sísmica de canales en formaciones del Carbonífero, campo Nueva Esperanza, Bolivia”, tiene por objetivo realizar caracterización sísmica empleando el cubo Nueva Esperanza que cubre 246 km² en superficie. Para ello se realizará la inversión sísmica elástica, integrando la información de pozo disponible, con el fin de poder delinear de mejor

manera la distribución de propiedades de los canales presentes en la formación Tarija que datan del Carbonífero y que en esta zona conforman trampas estratigráficas que contienen hidrocarburos.

Para llevar a cabo este trabajo se cuenta con *offset gathers* con migración *pre-stack* en el dominio del tiempo, velocidades *RMS* y la interpretación sísmica de 4 horizontes: tope de Fm. Escarpment, Fm. Tarija (Ar1), Fm. Tarija (Ar2) y Fm. Iquiri. Además, se cuenta con la interpretación petrofísica y los respectivos pases formacionales de 3 pozos con sus correspondientes perfiles, tales como: velocidad de onda P, densidad, velocidad de onda S, *gamma-ray*, perfil resistivo, entre otros. Toda la información fue brindada por la compañía YPFB Chaco S.A.

Las actividades realizadas para la culminación de este proyecto consistieron en llevar a cabo una exhaustiva revisión bibliográfica que abarcó los conceptos fundamentales de la inversión sísmica *pre-stack* y su aplicación en la caracterización sísmica de reservorios. Se llevó a cabo una búsqueda de investigaciones previas relacionadas con esta temática.

Realizar la carga de datos sísmicos y datos de pozos, llevando a cabo un riguroso control de calidad, para identificar cualquier dato atípico, para posteriormente proceder con su respectivo acondicionamiento.

Concretar un análisis de factibilidad y realizar pruebas de inversión. Esto incluyó la evaluación de la viabilidad de la metodología propuesta mediante la comparación de información de pozos a través de crossplots que relacionaban propiedades elásticas y petrofísicas. Se definieron y aplicaron etapas de acondicionamiento de los datos sísmicos como parte de este proceso.

Inversión determinística simultánea *pre-stack*: Para llevar a cabo la inversión *pre-stack*, se realizaron actividades que incluyeron la integración de datos de pozos y la estimación de ondículas, seguido de la creación de modelos de bajas frecuencias (para impedancia P, impedancia S y densidad), así como la definición de parámetros

para la inversión. Finalmente, se completó el proceso con la verificación de calidad de los resultados y su posterior análisis.

Análisis de los resultados y delimitación de geocuerpos basados en los productos de inversión sísmica (Cubos de V_p , V_s y densidad) se procedió a realizar una caracterización litológica del cubo, permitiendo la identificación de áreas con potencial prospectivo. Específicamente, se logró identificar 4 geocuerpos que parecen corresponder a canales con alta probabilidad de presencia de areniscas con gas, lo cual convierte a estos geocuerpos en potenciales trampas estratigráficas, ya que sólo uno de estos geocuerpos ha sido perforado hasta la fecha, dando como resultado producción de hidrocarburos.

Capítulo 2

Marco Geológico

2. Marco Geológico

2.1. Ubicación del campo Nueva Esperanza

El Campo Nueva Esperanza (**Figura 1**) se halla localizado en el departamento de Santa Cruz de la Sierra, provincia Andrés Ibáñez, en la región de pie de monte central de Bolivia. El lineamiento estructural en estudio se encuentra adyacente al lineamiento del Subandino sur, presentando un relieve topográfico suave y rocas aflorantes de edad Terciaria.

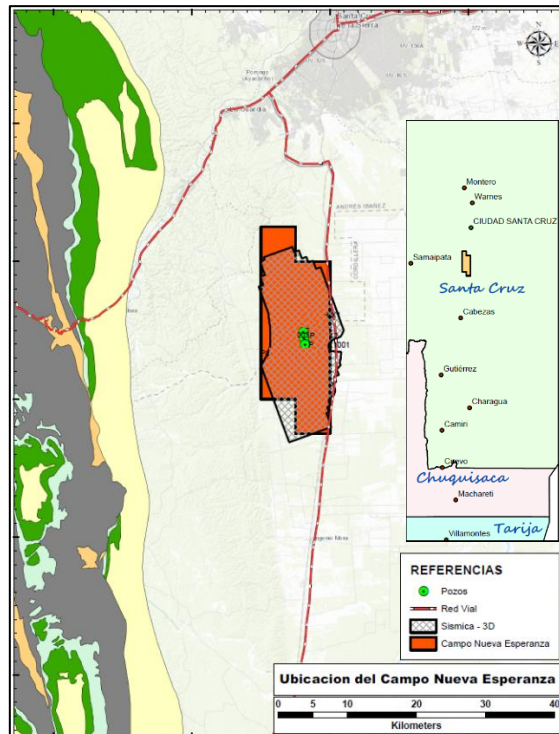


Figura 1: Ubicación del campo Nueva Esperanza.

2.2. Datos Sísmicos del área

YPFB Chaco S.A opera el bloque en estudio con una participación del 100% desde 1997, fecha desde la cual ha desarrollado un programa de exploración en este bloque, el cual incluyó el programa de registro sísmica 2D (1998), que tiene un total de 337 kilómetros, información que permitió delinear con mayor claridad la estructura y con la cual se llegó a perforar los pozos P-X1001(2004), P-X1002 (2008), P-X1003(2008) y P-X1003-ST(2008), de los cuales los pozos P-X1001 y P-X1002 fueron productores de gas y condensado de areniscas de la formación Tarija, denominadas Tarija arenisca 1 (Bloque Alto) y Tarija Arenisca 2 (Bloque Bajo). (YPFB Chaco, Informe de Desarrollo del campo Nueva Esperanza, 2008)

Posteriormente, el año 2008 se decidió adquirir 246 km² de información sísmica 3D. Es así como se adquirió y procesó el cubo sísmico por la empresa Geokinetics. La gestión 2016 este cubo fue reprocesado por una empresa externa y la gestión 2022 se llevó a cabo el último re-procesamiento sísmico con el que actualmente se cuenta y el cual estuvo enfocado a preservar las verdaderas amplitudes para poder llevar a cabo trabajos de inversión sísmica.

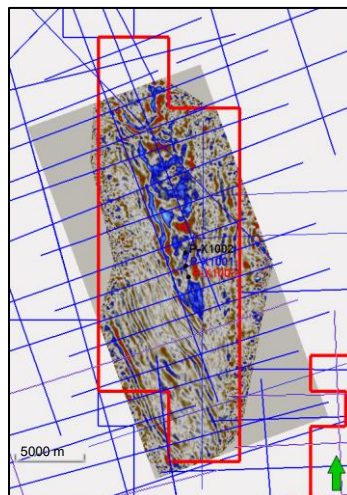


Figura 2: Información sísmica 2D (líneas azules) y 3D (Z-slice) del campo Nueva Esperanza. En color rojo se visualiza la delimitación del bloque

2.3. Antecedentes

La exploración del área en estudio dio inicio en la década de 1960, período en el cual se perforaron los pozos P-X1 (1966) y P-X2 (1970). Ambos pozos alcanzaron y probaron, sin éxito, los niveles correspondientes al Cretácico y Carbonífero. Debido a su antigüedad, estos pozos no disponen de registros eléctricos de onda P, S o densidad que aporten información relevante para el presente trabajo, razón por la cual no han sido considerados en el estudio.

La perforación del pozo P-X001 se inició el 19/03/2004 y concluyó el 20/05/2004, alcanzó una profundidad final de 3941 m en la formación Iquiri del Devónico. Durante la perforación se registraron buenas detecciones de gas en la formación Tarija, en la se identificaron dos cuerpos arenosos que se denominaron Tarija arenisca 1 (BA) y Tarija arenisca 2 (BB). Los resultados de las pruebas en los niveles de Tarija areniscas 1 y 2 resultaron productivos, por lo que se declaró como Campo productor de Hidrocarburos 30/06/2004.

Como resultado de la perforación del pozo P-X1001, se descubrieron reservas de gas en dos reservorios de la Formación Tarija (Ar1 y Ar2), y con el propósito de confirmar el tamaño de este yacimiento, se propuso el año 2008 la perforación de un segundo pozo en esta estructura, pozo al que se denominó P-X1002. Este pozo tenía como objetivo principal, determinar la continuidad de los reservorios Tarija Ar 1 y Tarija Ar 2 hacia el norte de la locación del pozo descubridor P-X1001.

La perforación del pozo P-X1002 inició el 18/02/2008 y concluyó el 03/03/2008. El pozo alcanzó una profundidad final de 3400 m en la formación Tarija del Carbonífero. Durante la perforación se tuvieron detecciones de gas de 120 UGT en el reservorio Tarija arenisca 1 y de 260 UGT en el reservorio Tarija arenisca 2, además de un pico de 78 UGT de detecciones de gas con cromatografía completa en la formación Escarpment.

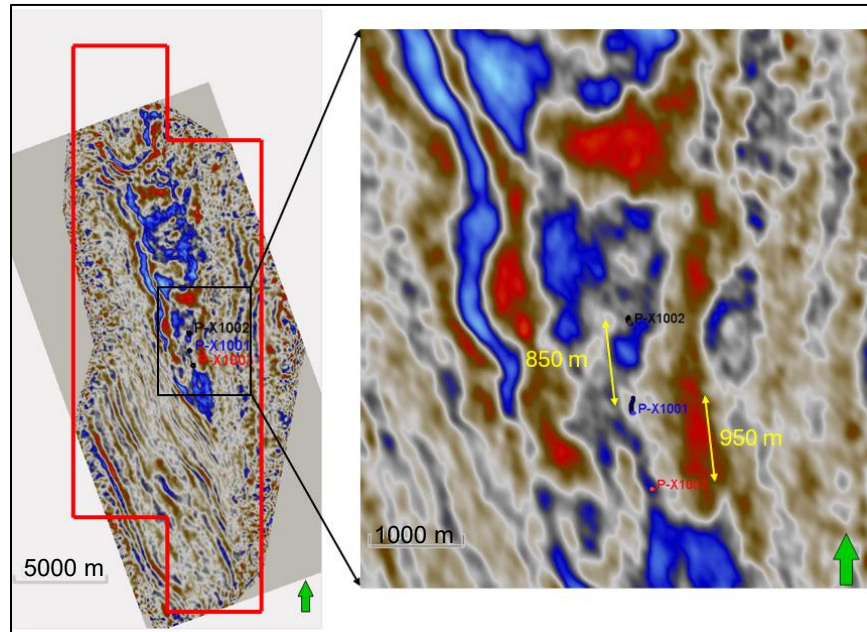


Figura 3: Mapa de ubicación de los pozos perforados en el campo Nueva Esperanza respecto al cubo sísmico.

La perforación del pozo P-X1003 tuvo como objetivo verificar la presencia y continuidad de los reservorios Tarija Arenisca 1 y Tarija Arenisca 2, esta vez al sur del pozo descubridor P-X1001. La perforación inició el 16/05/2008 y concluyó el 09/06/2008. El pozo alcanzó una profundidad final de 3440 m en la formación Tarija del Carbonífero. Durante la perforación se tuvo una detección máxima de gas de 200 UGT en el reservorio Tarija arenisca 1, mientras que en el reservorio Tarija arenisca 2, no se tuvo detecciones de gas importantes debido principalmente a la mala calidad del reservorio. Este pozo encontró facies con características petrográficas y petrofísicas desmejoradas con respecto a las determinadas en los pozos P-X1001 y P-X1002, motivo por el cual se realizó un *side track* denominado P-X1003ST (2008), hacia el norte de la estructura, con la finalidad de interceptar las facies arenosas vinculadas al pozo P-X1001, pero las recuperaciones de las muestras asignadas al reservorio evidenciaron que no se logró interceptar las areniscas de interés.

En virtud de los resultados no satisfactorios que se obtuvieron con la perforación de los pozos P-X1003 y P-X1003 ST, pozos en los que se evidenció la falta de continuidad y acentuado cambio facial de los reservorios productores Tarija arenisca 1 (BA) y Tarija Arenisca 2 (BB), se recomendó no continuar con la perforación de pozos mientras no se cuente con información sísmica 3D en el área.

Como resultado de la interpretación estructural y estratigráfica de la nueva información sísmica 3D adquirida en el área durante el año 2008, se decidió efectuar un nuevo *side-track* al pozo P-X1003. Este nuevo pozo denominado P-X1003 ST2(2009), cumplió parcialmente sus objetivos al haber atravesado el reservorio Tarija arenisca 1 (BA) y evidenciar el desarrollo arenoso de este nivel con un máximo de detección de gas durante la perforación de 614 UGT con cinco componentes, sin embargo, por problemas técnicos no logró alcanzar el reservorio Tarija arenisca 2 (BB). Problemas de tipo operativo, herramienta en pesca, condujeron a que el pozo sea abandonado, por lo que se decidió perforar un nuevo pozo llamado P-X1003 ST3(2009). Este último pozo tuvo un pico máximo de detección de gas de 288 UGT en un reservorio nuevo de Tarija denominado arenisca Intermedia. En la etapa de terminación del pozo P-X1003 ST3 se evaluaron mediante pruebas DST-TCP los niveles objetivos, Tarija arenisca 1 (3171-3178m) e Intermedia (3448-3460m). La conclusión a la que se llegó con estas pruebas es, que ambos niveles se encuentran en fase acuífera con trazas de gas. (YPFB Chaco, Informe de Pruebas de Producción, 2009)

En la Figura 4 se aprecia, en el *track* 1 el registro GR, en el *track* 2 las zonas que fueron baleadas, en el *track* 3 las detecciones de gas, en el *track* 4 la litología, en el *track* 5 los registros de resistividades. En el primer *track*, donde se despliega el registro eléctrico de rayos gamma (GR), se puede observar la continuidad del reservorio Tarija Arenisca 1 en los pozos P-X1001 y P-X1002, y cómo esta arenisca muestra un incremento en su contenido arcilloso hacia el pozo P-X1003, P-X1003 ST y P-X1003 ST3. Del mismo modo, en la misma figura se observa la correlación

del reservorio Tarija Arenisca 2 a lo largo de los pozos P-X1001, P-X1002, P-X1003 y P-X1003 ST.

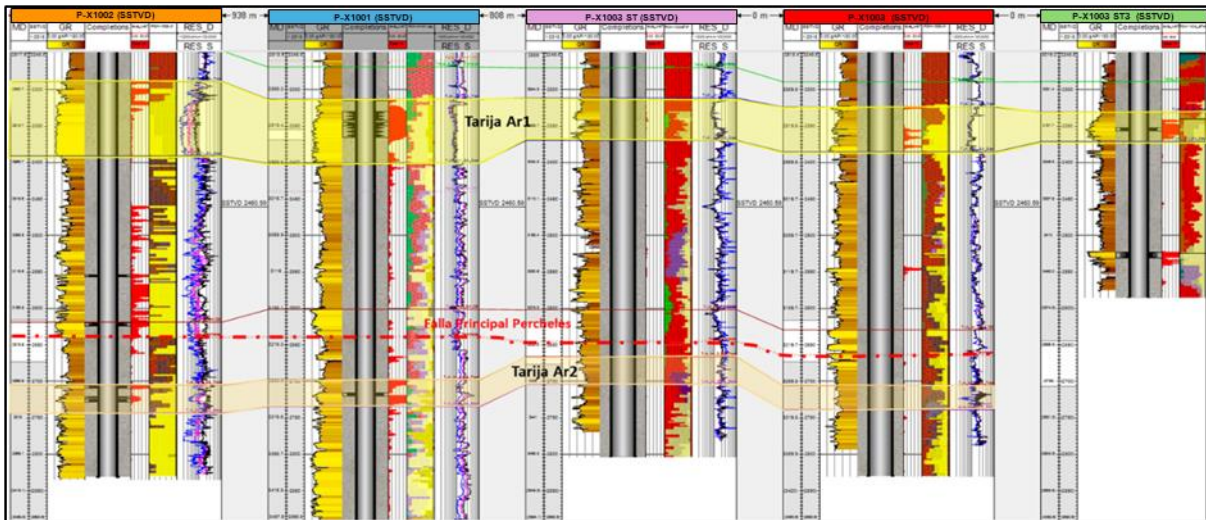


Figura 4: Correlación estructural de los reservorios Tarija Ar 1 y Tarija Ar2.

2.4. Estratigrafía del área de estudio

La secuencia estratigráfica investigada por los pozos en el campo está constituida por sedimentos que abarcan desde el Devónico superior hasta el Terciario superior.

Los sedimentos del Devónico se caracterizan por presentar delgados bancos de areniscas micáceas intercaladas con niveles pelíticos, asociados a un ambiente de sedimentación predominantemente marino.

Las rocas del sistema Carbonífero están caracterizadas por presentar frecuentes cambios de facies, espesores variables en distancias cortas mostrando ambientes deposicionales desde continental fluvial, en partes con influencia glacial hasta continental eólico. Las mismas están representadas por las formaciones Tupambi, Tarija, Escarpment, San Telmo.

Los sistemas Pérmico y Cretácico, representados por las formaciones Cangapi, Ichoa, Yantata y Cajones, preservan rasgos distintivos típicos de ambientes continental-marino carbonatico a eólico-fluvial.

El sistema Terciario integrado por las formaciones Petaca, Yecua y Tariquía, están representados por depósitos asociados a cuencas de antepaís de poca deformación, que mantienen características de depósitos continentales fluviales principalmente.

En la Figura 5 se presenta la columna estratigráfica típica de la zona donde se resalta la formación Tarija del Carbonífero como unidad productora en este campo.

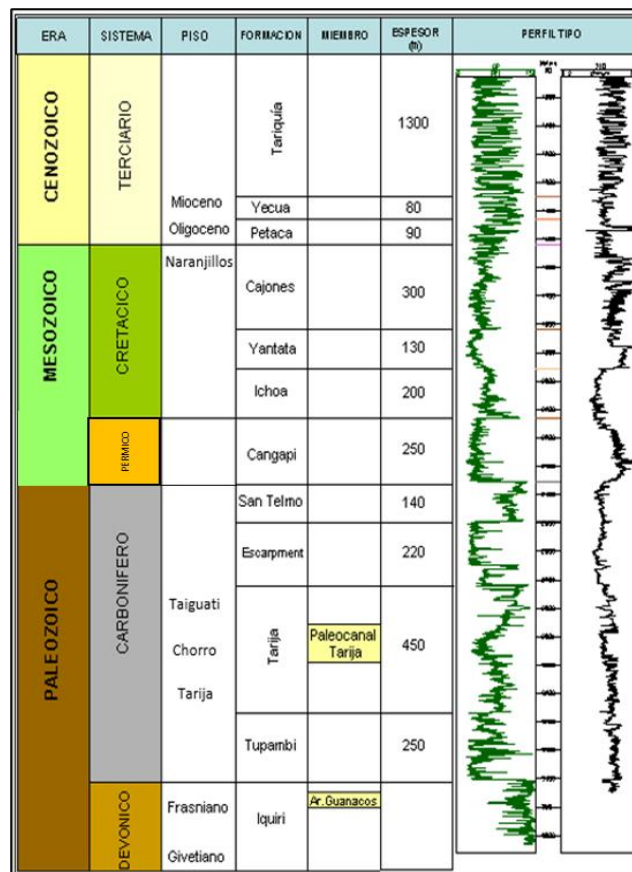


Figura 5:Columna estratigráfica del campo en estudio.

En la próxima sección se detallan las litologías de las diferentes formaciones que fueron atravesadas por el pozo productor P-X1001.

2.5. Sistema Devónico

2.5.1. Formación Iquiri

La formación Iquiri es la formación más joven del sistema Devónico, litológicamente está constituida por una alternancia de areniscas, limolitas y lutitas. Las limolitas son de coloración marrón violáceo y gris plomizo. Es esporádica la presencia de delgados niveles de areniscas micáceas de coloración gris blanquecina con tono verdoso, compacta. Las areniscas son limosas de coloración gris blanquecinas, de grano fino a muy fino, de regular a buena selección. Las lutitas son micáceas de coloración gris negruzco.

2.6. Sistema Carbonífero

2.6.1. Formación Tupambi

La formación Tupambi es la unidad basal del sistema Carbonífero, tiene en el área un desarrollo eminentemente psamítico, con presencia intermitente de niveles pelíticos. Secuencialmente se puede dividir en tres cuerpos:

El tramo superior, que corresponde a un potente cuerpo arenoso conformado por areniscas de color gris blanquecina y gris blanquecina verdosa, grano fino a muy fino, subangular a subredondeado, regular selección, escasa matriz limo-arcillosa, cemento silíceo, friable a moderadamente compacta. El tramo intermedio está formado por la presencia de un cuello limolítico de color marrón violáceo. El tramo basal corresponde a un masivo cuerpo de areniscas de grano fino a medio en la parte superior, y areniscas de grano grueso a muy grueso hasta conglomerádica en la base.

2.6.2. Formación Tarija

La formación Tarija, litológicamente está conformada por arcilitas y diamictitas. Las arcilitas son de coloración marrón rojizo, blandas, solubles, plásticas, en partes con inclusiones de arcilita color verde. Las diamictitas, al igual que las arcilitas, presentan una coloración marrón rojizo, masivas, amorfas y semiduras.

2.6.3. Formación Escarpment

La formación Escarpment, litológicamente está conformada por bancos de arenisca de coloración beige rosáceo, grano fino a medio y buena selección. En la parte media de la secuencia, si bien se mantiene la coloración de las areniscas, éstas incrementan en el tamaño de grano, tornándose medio y grueso. En la zona basal presenta un incremento de limolitas de coloración marrón rojizo, y delgados niveles de arcilitas de color gris verdoso.

2.6.4. Formación San Telmo

La formación San Telmo está representada en su totalidad por diamictitas y arcilitas. Las diamictitas, de matriz predominante arcillosa, son blandas, plásticas y solubles, presentando una coloración marrón rojizo y aspecto amorfo, insertos en su matriz, granos de cuarzo hialino. Las arcilitas presentan igualmente coloración marrón rojizo. En la parte media de la secuencia presenta un delgado nivel de arenisca de coloración gris blanquecino, grano muy fino y cemento silíceo

2.7. Sistema Pérmico

2.7.1. Formación Cangapi

La formación Cangapi litológicamente está conformada por areniscas friables de coloración gris claro y beige, grano medio, menor grano fino, granos subredondeados, buena selección, matriz limosa. En la parte inferior el tamaño de los granos incrementa a grueso y muy grueso, adquiriendo los bancos arenosos una

coloración gris blanquecino y beige rosáceo, y presentando un mayor grado de consolidación.

2.8. Sistema Cretácico

2.8.1. Formación Ichoa

Litológicamente la formación Ichoa está conformada por areniscas de coloración marrón rojizo tipo cuarzo ámbar, grano fino, regular selección y abundante matriz arcillosa. En la zona intermedia se desarrollan bancos de arenisca de gris verdoso, de grano fino a medio, ocasional grueso. En el tramo basal se observa la presencia de arcillitas de coloración castaño moderado, masivas, amorfas solubles y plásticas.

2.8.2. Formación Yantata

Unidad formacional enteramente psamítica y friable, representada por areniscas de coloración gris claro y gris blanquecino claro, grano predominante fino, subangular a subredondeado, buena selección, escasa matriz limo-arenosa y escaso cemento calcáreo. A manera de accesorio, intercalan delgados nieles de caliza y arcillita.

2.8.3. Formación Cajones

Formación caracterizada por un predominio de bancos arenosos, delgadas intercalaciones de limolitas y arcillitas, y sobre todo por la presencia de niveles calcáreos. Las areniscas presentan una coloración marrón rosado claro y gris verdoso claro, grano medio a grueso, escaso fino, subredondeado a redondeado, regular a buena selección, matriz arcillo-limosa, cemento calcáreo, friable a medianamente consolidada. Los niveles pelíticos están representados por limolitas y arcillitas de coloración marrón rojizo y gris verdoso claro, masivas, amorfas, semiduras a blandas y reacción calcárea. En la sección basal, el predominio de areniscas es notable, observándose, además, la ocurrencia de delgados cuellos de limolita de coloración marrón rojizo y gris verdoso.

2.9. Sistema Terciario

2.9.1. Formación Petaca

La parte superior de esta unidad está representada por arcilitas de color castaño moderado y gris verdoso claro. La presencia de limonitas es mínima y presenta una coloración marrón rojizo oscuro, subplanar, fractura irregular, semiduras, con reacción calcárea.

2.9.2. Formación Yecua

La formación Yecua, está constituida en su integridad por arcilitas de color marrón moderado y marrón rojizo claro, en partes con tono verdoso. En parte presenta delgados niveles de areniscas friables constituidas de cuarzo traslúcido, claro, opacos y hialino, de grano fino y buena selección. En los tramos inferiores, se hacen más frecuentes las arcilitas de color gris amarillento y gris verdoso claro, que marcan el contacto con la unidad inmediatamente inferior.

2.9.3. Formación Chaco

Litológicamente la formación Chaco está formada por areniscas de coloración gris blanquecina, muy friables y recuperadas como grano suelto hialino, translúcido, menor rojizo, grano fino a grueso, subangular a subredondeado, regular selección. Intercalan arcilitas marrón rojizo, de aspecto amorfo, solubles y plásticas.

2.10. Geología Estructural

La estructura en estudio en base a la información sísmica 2D fue inicialmente interpretada como una estructura anticlinal formada por una falla principal de empuje, a la cual se la denominó Falla P. Dicha falla es de carácter inverso y con buzamiento hacia el Oeste, la misma divide la estructura en Bloque Alto y Bloque Bajo (Figura 6). El Bloque Alto de la estructura, está constituida por un pliegue

anticlinal inducido por propagación de falla, que involucra la sección estratigráfica desde el Devónico superior hasta el Terciario. La zona de culminación del Bloque Bajo estaba desplazada hacia el Oeste con respecto al eje anticlinal del Bloque Alto.

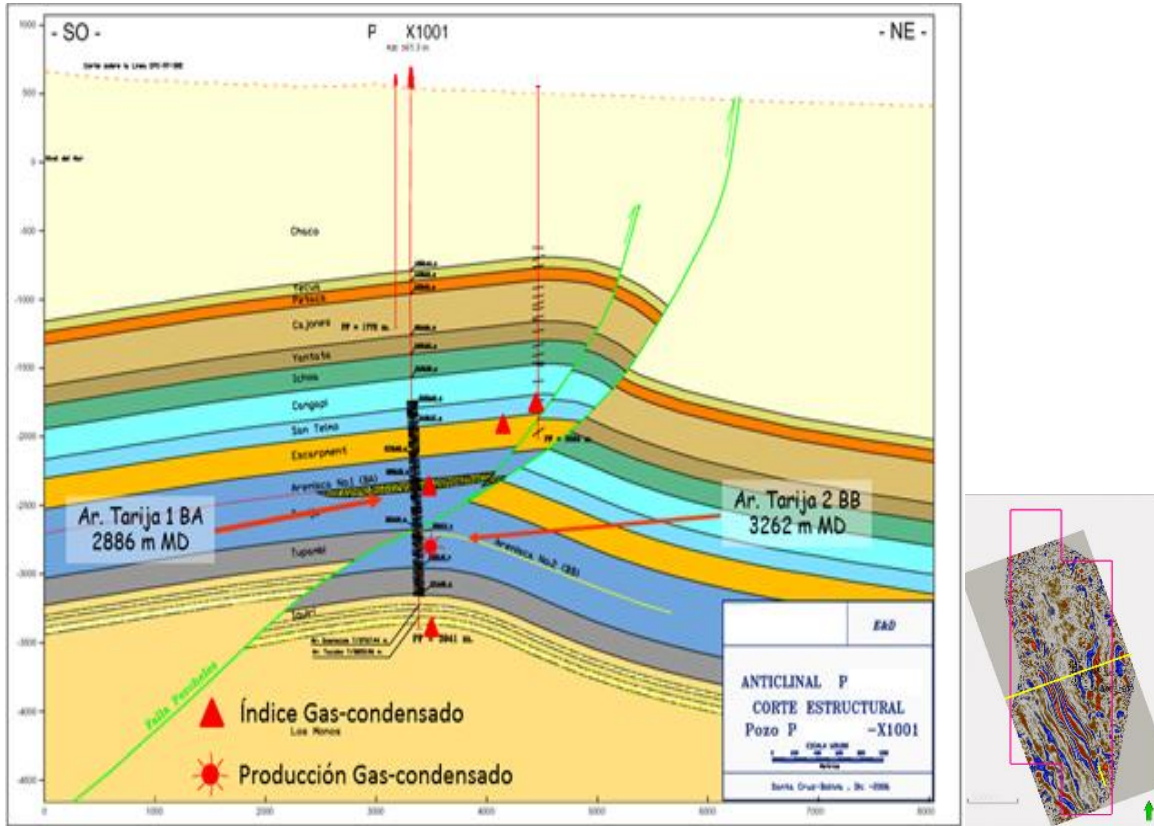


Figura 6: Corte estructural del anticlinal sobre el pozo P-X1001.

La nueva interpretación realizada sobre el cubo sísmico adquirido en el año 2008, muestra con mayor o menor claridad la presencia de discontinuidades verticales en niveles profundos, por debajo de la falla P. Estas discontinuidades verticales son asociadas a fallas extensivas pre-silúricas y parecen estructurar un anticlinal profundo diferente al superior durante una etapa de reactivación (inversión), tal como se puede observar en la Figura 7.

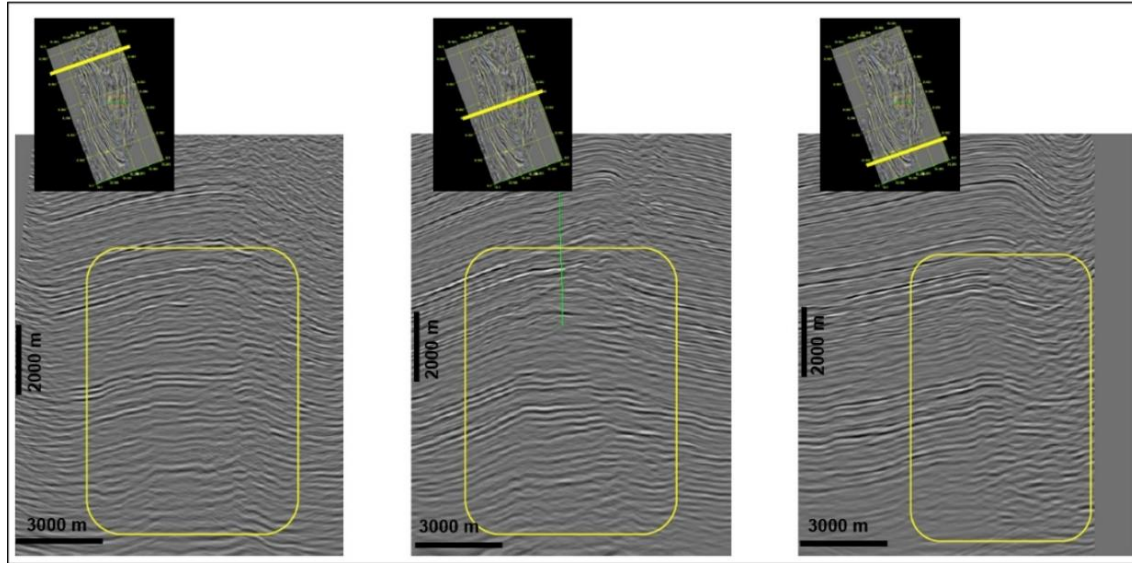


Figura 7: Reactivación de fallas normales (verticales).

Para la interpretación sísmica del cubo sísmico, se procedió a realizar sobre la IL270 un trabajo *backward modelling*, donde se considera inicialmente capas horizontales y al empezar la inversión se reactivaron fallas verticales que conformaron la estructura en Bloque Bajo y sus componentes de corrimiento superior (Figura 8). Con la formación de la falla inversa de corrimiento se forma la estructura en Bloque Alto. Esta falla es cortada por la inversión de la falla Transcurrente que dividirá el campo de Norte a Sur.

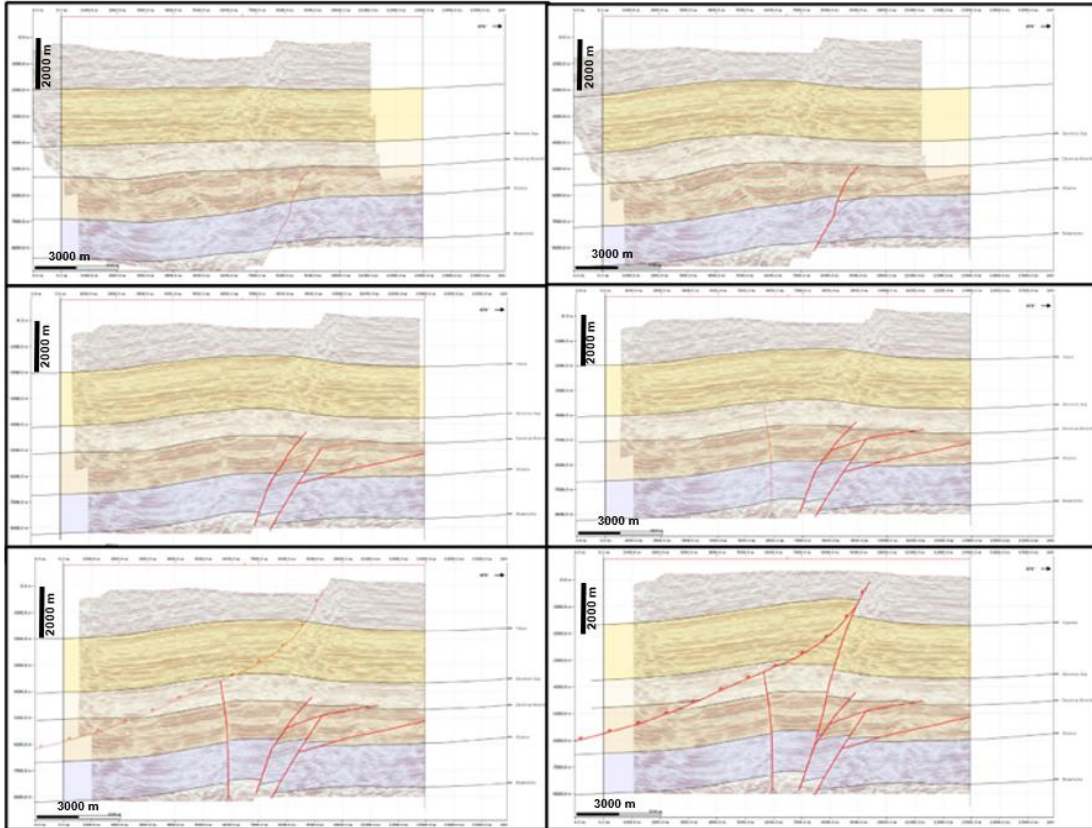


Figura 8: Backward modelling de la estructura en estudio sobre la IL- 270.

Como se puede observar en la Figura 9, el modelo de la estructura en estudio muestra dos estilos de deformación, uno por reactivación de fallas verticales, generando la estructura por debajo de la falla P y el segundo generado por la falla inversa P, la cual estructura el bloque superior.

Las principales fallas presentes en todo el cubo sísmico son: La falla inversa (corrimiento de bajo ángulo) denominada falla P y la falla transcurrente (vertical mayor reactivada). Las fallas principales generan un bloque intermedio que es donde se ubica la arenisca productora Tarija 2 (BB), productora en los pozos P-X1001 y P-X1002 (Figura 9).

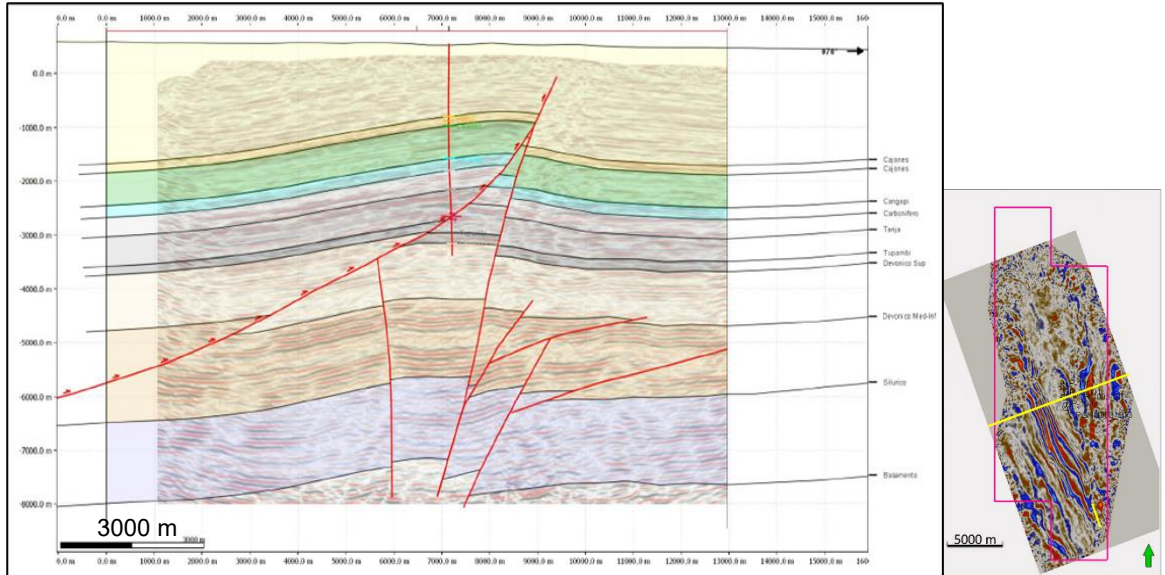


Figura 9: Configuración de la estructura del campo en estudio sobre la IL 270 donde se ubica el pozo P-X1001 (IL-270).

2.11. Interpretación sísmica

La etapa de interpretación sísmica se inició con el amarre de los pozos P-X1001, P-X1002 y P-X1003 con la sísmica PSTM. Se generaron sismogramas sintéticos de los pozos para la calibración pozo-sísmica. La Figura 10 muestra el amarre del pozo P-X1001. Se puede observar que para este pozo se logró un buen amarre del sintético con la sísmica, llegando a obtenerse una correlación del 81 % para el intervalo en estudio. La ondícula utilizada fue extraída de la sísmica PSTM en la ubicación del pozo.

En las Figuras 11 y 12, se muestran el amarre del pozo P-X1001 y P-X1002 con la sísmica PSTM del cubo.

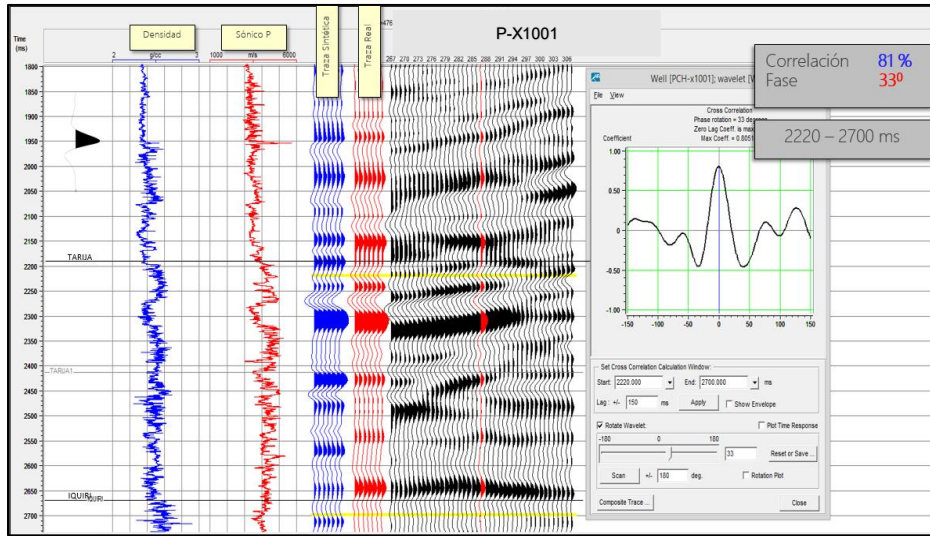


Figura 10: Amarre del pozo P-X1001 empleando en el software Hampson Russell.

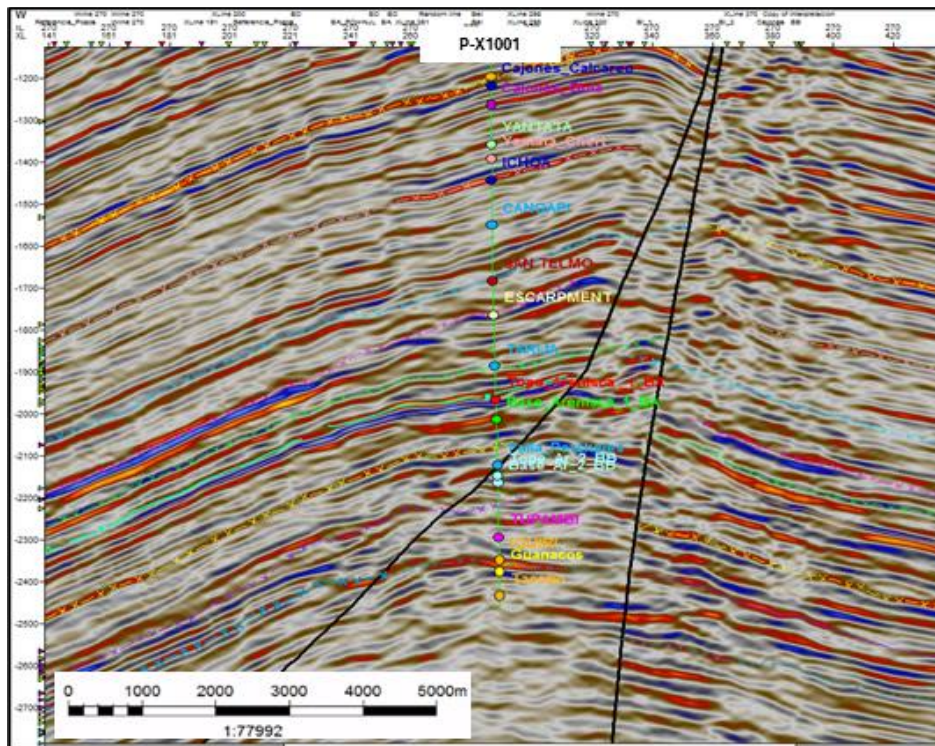


Figura 11: Amarre del pozo P-X1001 con la sísmica en tiempo.

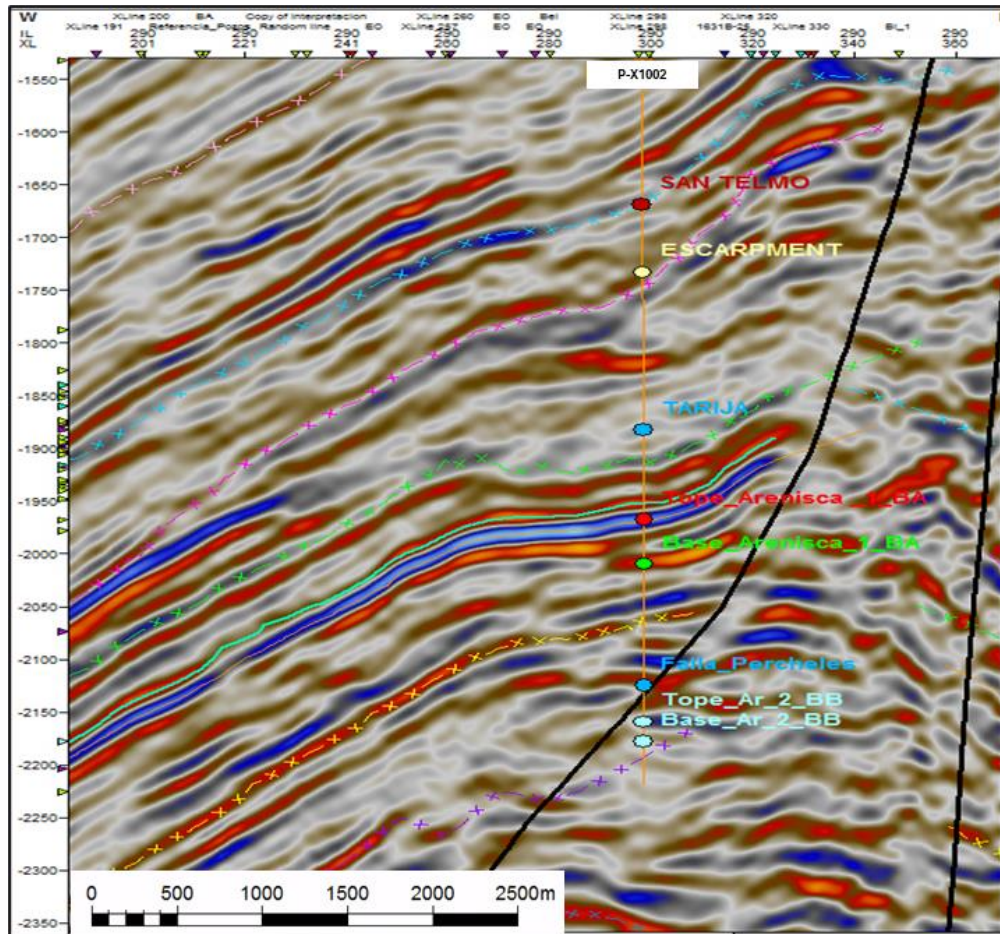


Figura 12: Amarre del pozo P-X1002 con la sísmica en tiempo.

La selección e interpretación de los horizontes estuvieron basados en el modelo geológico conceptual trabajado en base al balanceo estructural (Figura 13). Se interpretó en tiempo a través de todo el cubo los tope correspondientes a los siguientes horizontes: Escarpment, Tarija, Tarija Ar 1, Tarija Ar 2, Tupambi e Iquiri (Figura 14).

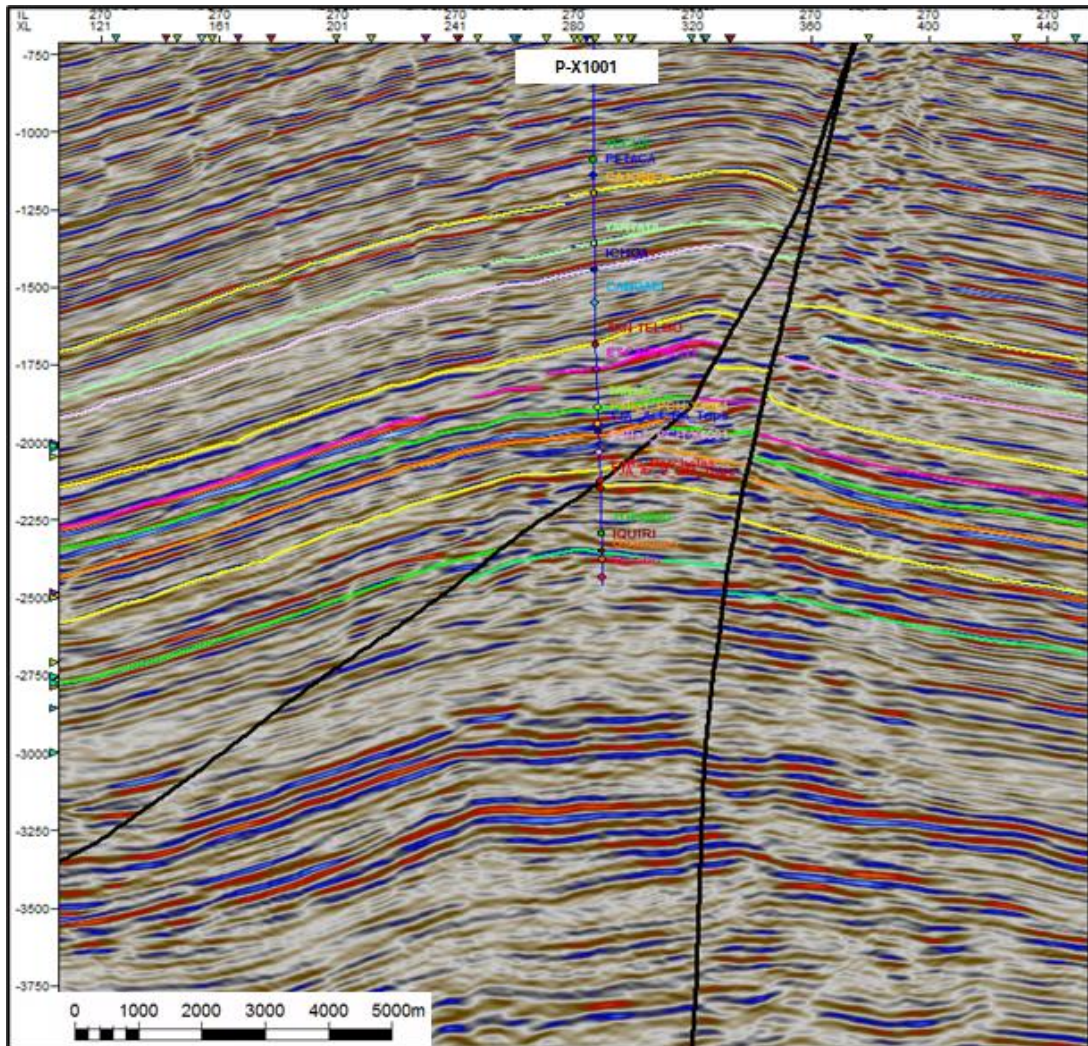


Figura 13: Interpretación en tiempo de horizontes sobre la IL 270.

Cabe recalcar que la interpretación sísmica se la realizó sobre el cubo en tiempo (PSTM), ya que los trabajos de inversión sísmica se realizan sobre los *gathers* sísmicos en tiempo.

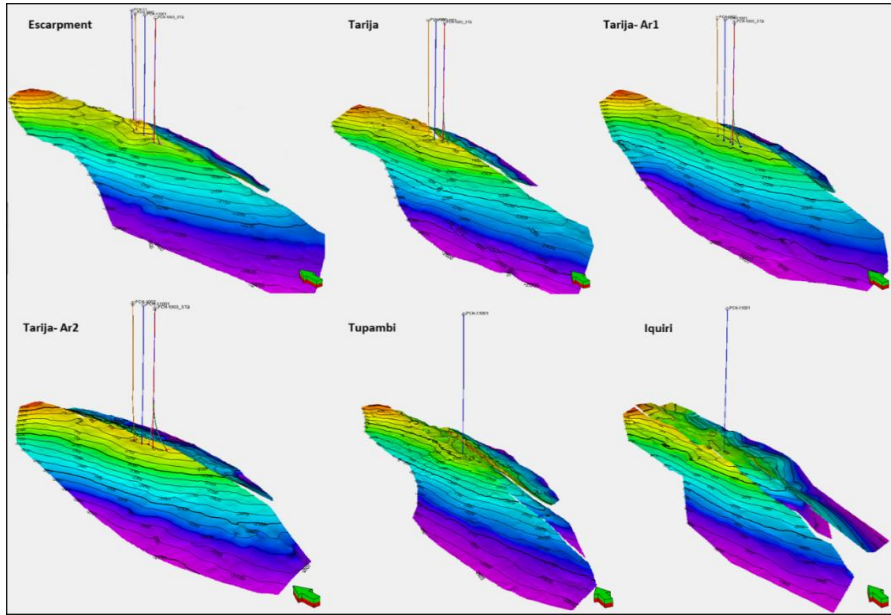


Figura 14: Vista en 3D de las Interpretaciones en tiempo.

Para la interpretación de las fallas, en base al trabajo de balanceo estructural realizado, se definió interpretar las dos principales fallas que conforman la estructura, la falla principal y la falla transcurrente (Figura 15), esto con el fin de generar un modelo de dos fallas. Esta interpretación sísmica será más adelante utilizada en los trabajos de inversión sísmica.

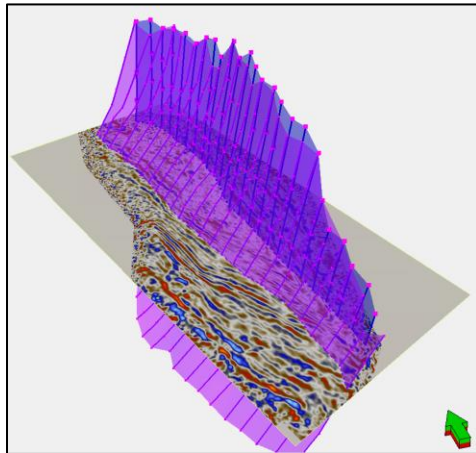


Figura 15: Interpretación en tiempo de las fallas principales de la estructura.

Capítulo 3

Marco teórico

3. Sísmica de reflexión

Los procedimientos de sísmica de reflexión se fundamentan en la producción de pulsos sísmicos originados por una fuente (como dinamita, *vibroscís* o cañones de aire) que se propagan desde la superficie hacia las interfaces del subsuelo (Figura 16). En estas interfaces, una porción de su energía se refleja y retorna hacia los dispositivos receptores (geófonos) situados en la superficie. Esto permite registrar tanto la amplitud como el tiempo que tarda en ir y regresar dicho pulso.

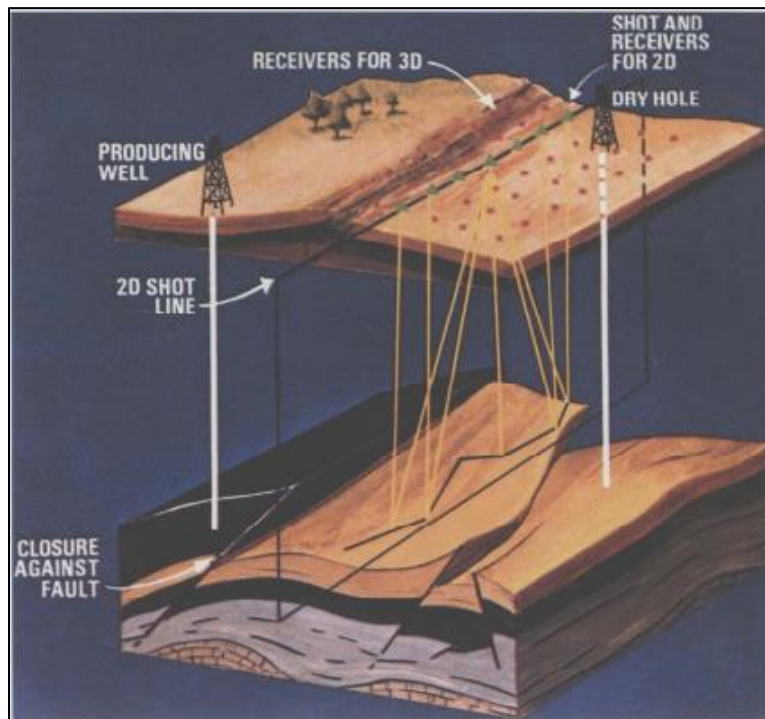


Figura 16: Modelo - Sísmica de Reflexión. Tomado de (Brown, 2004).

La reflexión de las perturbaciones sísmicas tiene lugar cuando existen contrastes de impedancia en las formaciones rocosas subterráneas. La impedancia (Z) se define como el producto entre la densidad de la roca (ρ) y la velocidad de propagación (V) de las ondas en dicho medio:

$$Z = V * \rho$$

Ecuación 1: impedancia.

El grado de energía reflejada será más elevado cuando las capas que conforman la interfaz posean un contraste de impedancia acústica más significativo. Se introduce el término "coeficiente de reflexión" como una característica de la superficie de separación entre dos medios, y se define como la relación entre las amplitudes de las ondas reflejadas y las ondas incidentes. En el caso de una incidencia normal a la interfaz, este coeficiente se expresa de acuerdo a la Ecuación 2, donde Z1 y Z2 representan las impedancias acústicas del medio desde el cual se origina la onda incidente y del segundo medio, respectivamente.

$$R = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_2 + Z_1} = \frac{\rho_2 * V_2 - \rho_1 * V_1}{\rho_2 * V_2 + \rho_1 * V_1}$$

Ecuación 2: coeficiente de reflexión.

Cuando no se considera una incidencia normal en el caso más general existe tetrapartición de la energía y los coeficientes de transmisión y reflexión de las ondas P y S se describen mediante las ecuaciones de Zoeppritz (Ecuación 3). Estas ecuaciones se utilizan cuando se trabaja con datos sísmicos en el dominio de los ángulos de incidencia.

$$\begin{bmatrix} R_p \\ R_s \\ T_p \\ T_s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\sin \theta_1 & -\cos \theta_1 & -\sin \theta_2 & \cos \phi_2 \\ \cos \theta_1 & -\sin \phi_1 & \cos \theta_2 & -\sin \phi_2 \\ \sin 2\theta_1 & \frac{V_{P1}}{V_{S2}} \cos 2\phi_1 & \frac{\rho_2 V_{S2}^2 V_{P1}}{\rho_1 V_{S1}^2 V_{P2}} \sin 2\theta_2 & \frac{\rho_2 V_{S2} V_{P1}}{\rho_1 V_{S2}^2} \cos 2\phi_2 \\ -\cos 2\phi_1 & \frac{V_{S1}}{V_{P1}} \sin 2\phi_1 & \frac{\rho_2 V_{P2}}{\rho_1 V_{P1}} \cos 2\phi_2 & -\frac{\rho_2 V_{S2}}{\rho_1 V_{P1}} \sin 2\theta_2 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \sin \theta_1 \\ \cos \theta_1 \\ \sin 2\theta_1 \\ \cos 2\phi_1 \end{bmatrix}$$

Ecuación 3: coeficientes de reflexión y transmisión de ondas P y S. Tomados de (Sheriff R.E., 1995)

Dentro de estas ecuaciones, se utilizan las siguientes variables y términos:

R_p: Coeficiente de reflexión de ondas P.

R_s: Coeficiente de reflexión de ondas S.

T_p: Coeficiente de transmisión de ondas P.

T_s: Coeficiente de transmisión de ondas S.

θ₁: Ángulo de incidencia.

θ₂: Ángulo de transmisión de ondas P.

φ₁: Ángulo de reflexión.

φ₂: Ángulo de transmisión de ondas S.

V: Velocidad de propagación de las ondas.

ρ: Densidad de los diferentes medios.

Estas ecuaciones son fundamentales cuando se trabaja con datos sísmicos y se consideran ángulos de incidencia diferentes a la incidencia normal.

De las ecuaciones de Zoeppritz se deduce que, en el caso general de incidencia oblicua, los valores de los coeficientes de reflexión, particularmente R_p, están influenciados por varios factores, incluyendo el ángulo de incidencia, las

velocidades de las ondas compresionales y de cizalla, así como la densidad. Esta es la razón por la cual, a través de técnicas de inversión elástica de datos sísmicos pre-apilados, es posible obtener volúmenes de las impedancias de las ondas P y S, además de la información sobre la densidad. Estas inversiones permiten caracterizar con mayor precisión las propiedades subsuperficiales de la tierra en estudios geofísicos y de exploración de hidrocarburos.

El modelado directo involucra el empleo de las ecuaciones de Zoeppritz o aproximaciones a estas ecuaciones para calcular los valores de reflectividad que las ondas experimentarán durante su propagación. Además, se lleva a cabo una conversión de datos de profundidad a tiempo, ya que, de lo contrario, la convolución carecería de significado. El último paso en la generación de una traza sísmica sintética consiste en la convolución con el pulso sísmico u ondícula (Figura 17). Este proceso es fundamental para simular y entender cómo se comportarán las ondas sísmicas en una formación geológica específica.

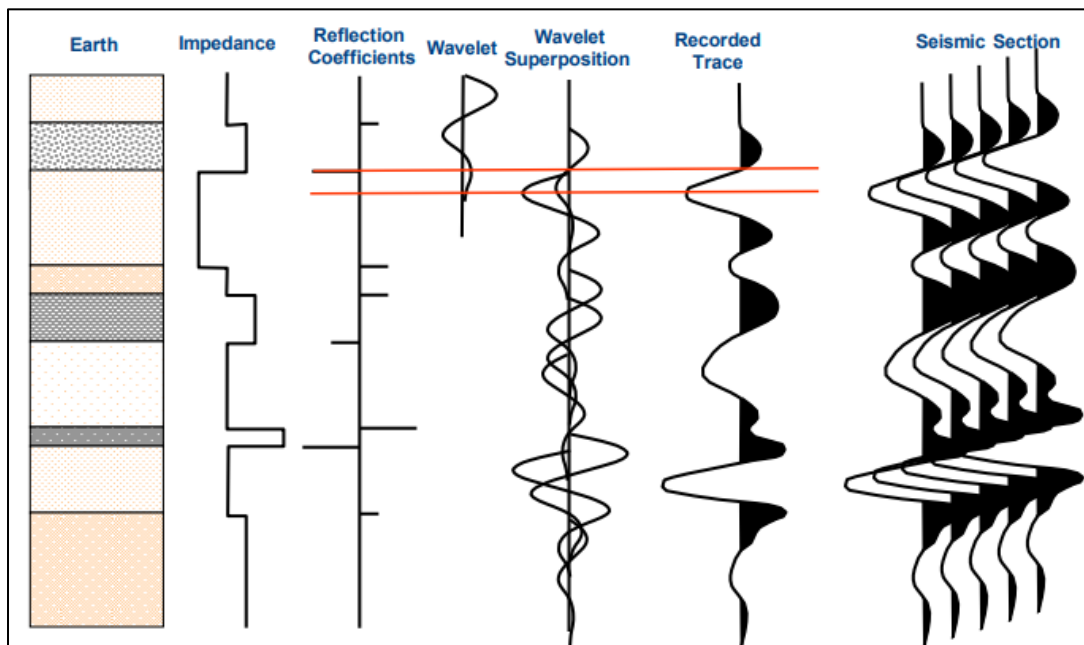


Figura 17: Generación de una traza sísmica sintética. Tomado de (Soubies, 2015).

El proceso de caracterización sísmica busca obtener a partir del dato de reflexión sísmica propiedades cuantitativas de las rocas que sean descriptivas del reservorio.

Las técnicas de inversión de amplitudes sísmicas se pueden separar en dos grandes categorías, métodos de inversión post-stack y pre-stack. En el primer conjunto, el dato observado es un único volumen sísmico de offset cero, y de este se puede obtener un volumen de impedancias acústicas. En el segundo conjunto, el dato observado está formado por *gathers* o diferentes sumas parciales de trazas sísmicas por ángulo u *offset*.

En general, existen dos tipos de inversiones, determinísticas y estocásticas. Las inversiones determinísticas son relativamente fáciles de generar y se basan en la minimización de la diferencia entre una traza sísmica modelada y la traza sísmica real. Como tal, estos tipos de inversiones son soluciones suavizadas, que representan la mejor estimación dentro de los límites impuestos por el ancho de banda de los datos. Esto significa efectivamente que en áreas donde la geología está estratificada en una escala menor a aproximadamente 1/4 de la longitud de onda sísmica, la inversión resultante probablemente no sea adecuada para la interpretación cuantitativa. Lamentablemente, esta escala es importante en la mayoría de los yacimientos (Simm y Bacon, 2014).

Mientras que la inversión determinística o mejor estimada obtiene una solución minimizada del problema inverso, las técnicas de inversión estocástica intentan describir la variabilidad potencial de las soluciones inversas. A diferencia de la inversión determinística, por lo tanto, una inversión estocástica no proporciona una única solución "óptima".

Se generan múltiples realizaciones de la impedancia del subsuelo, a partir de las cuales se ajustan tanto los datos sísmicos como se honran los datos de pozos, las propiedades estadísticas de las impedancias y las restricciones de modelos

espaciales. Dado un número suficiente de realizaciones, la media se acerca a la inversión determinística o mejor estimada.

En este proyecto haremos uso de la inversión determinística, por lo que nos enfocaremos a este tipo de inversión sísmica.

3.1. Inversión sísmica Post-Stack

3.1.1. Inversión Recursiva

Los primeros intentos para obtener impedancia absoluta a partir de datos sísmicos involucraban escalar la sección sísmica a la reflectividad, agregando un componente de baja frecuencia (derivado de una interpolación de datos de pozos o velocidades de apilamiento escaladas a valores de impedancia) y aplicando la fórmula recursiva (es decir, la inversa de la fórmula del coeficiente de reflexión).

$$AI_{i+1} = AI_i \left[\frac{1+r_i}{1-r_i} \right].$$

Ecuación 4: inversión recursiva.

Este enfoque tiene limitaciones porque no aborda la forma de onda y asume proporcionalidad entre las amplitudes sísmicas y el coeficiente de reflexión, pero sirve como una introducción útil (Simm y Bacon, 2014).

3.1.2. Inversión Sparse Spike

La "*sparse spike inversion*" es una técnica de inversión, donde se busca estimar la distribución temporal de picos o eventos discretos en un registro sísmico o en una traza sísmica. Estos picos pueden representar características geológicas o geofísicas de interés, como capas de roca, fallas, reservorios de petróleo, etc.

En esta técnica, se asume que la señal sísmica es una distribución rala de impulsos discretos o "picos", y el objetivo es determinar la ubicación, amplitud y forma de estos picos a partir de los datos sísmicos observados. Dado que la distribución de picos suele ser rala, es decir, hay relativamente pocos picos en comparación con el número total de muestras en la traza sísmica, se utiliza la "sparsity" (escasez) como una restricción en el proceso de inversión.

La inversión *sparse spike* es útil en situaciones en las que se busca una representación más simplificada y enfocada de la información sísmica, especialmente cuando se trata de identificar características geológicas claves. Esta técnica se basa en métodos matemáticos y algoritmos que buscan encontrar la mejor distribución de picos que se ajuste a los datos observados, mientras se minimiza la cantidad de información redundante.

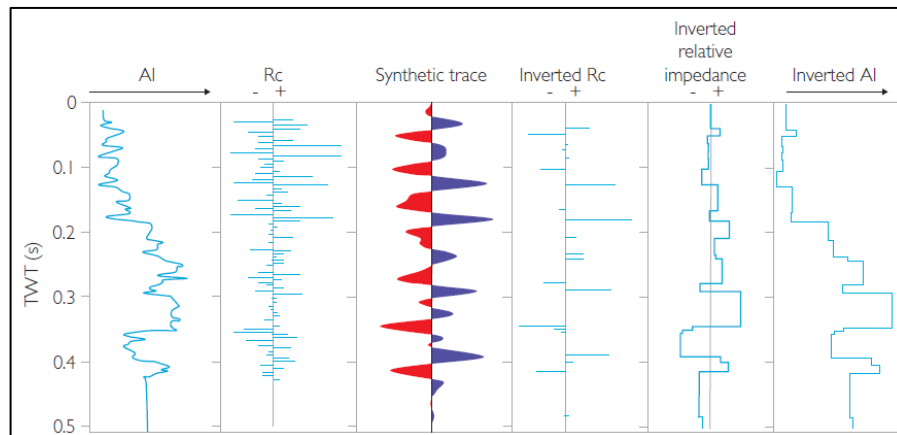


Figura 18: Modelo que ilustra la inversión de trazas Sparse Spike. Note cómo la AI de la traza invertida tiene carácter simplificado en forma de bloques. (Basado en dato de Oldenburg, 1983).

3.1.3. Model-Based inversion

Las inversiones basadas en modelos utilizan un procedimiento iterativo de modelado hacia adelante y comparación. El procedimiento requiere un modelo inicial que posteriormente se modifica y se compara con los datos

sísmicos. Este modelo inicial puede ser una interpolación de datos de pozos (probablemente con un filtro de paso bajo aplicado) o un modelo de tendencia general basado en conocimiento geológico. Otra fuente posible para un modelo inicial generalizado es el cubo de velocidad de apilamiento sísmico. Esto se puede convertir en velocidades por intervalos utilizando la fórmula de Dix y luego en impedancia si se asume una relación velocidad-densidad (por ejemplo, la relación de Gardner). En la práctica, podría ser mejor utilizar las velocidades por intervalos como una forma de extrapolar las impedancias basadas en registros lejos de los pozos mediante un enfoque de *cokriging* (Simm y Bacon, 2014).

El resultado final de la inversión es una solución en la que el modelo de impedancia ha sido verificado frente a las trazas sísmicas y se han calculado y minimizado los errores entre la sísmica sintética y la real.

3.2. Inversión sísmica Pre-Stack

Antes de la década de 1990, era comúnmente aceptado entre los geofísicos que un apilamiento completo podía invertirse simplemente en impedancia acústica, y los efectos de AVO esencialmente se ignoraban. Sin embargo, con un mayor conocimiento sobre los cambios de reflectividad con el ángulo de incidencia, quedó claro que era necesario tener en cuenta el AVO (*Amplitude Versus Offset*). Los primeros intentos de incorporar el AVO en la inversión sísmica se denominaron "inversión elástica" y básicamente había dos enfoques.

3.2.1. Inversión Elástica– la aproximación de Connolly

El método "Connolly" se basa en la impedancia elástica como modelo inicial de inversión y permite la inversión de apilados utilizando un modelo de fondo generado con impedancia calculada en el ángulo apropiado. Las ondículas son extraídas de cada *stack* por lo que las inversiones separadas están efectivamente escaladas al modelo generado en los pozos. Esto elimina la necesidad de correcciones de

balance de *offset* y considera las diferencias de fase y frecuencia entre los apilados. Inicialmente, se realizaron inversiones separadas en conjuntos de datos de apilados cercanos y lejanos, y sus resultados se combinaron para extraer información sobre fluidos y litología. Posteriormente, se desarrolló la idea de la impedancia elástica extendida, que permite realizar proyecciones de fluidos y litología antes de la inversión. Las inversiones pseudo-rayos gamma podrían generarse a partir de un *stack* proyectado a un ángulo que se correlaciona con el rayo gamma. Un desarrollo posterior en la inversión elástica fue la inversión conjunta o simultánea de *stacks* de ángulos cercanos y lejanos, en la que se aplicaron restricciones adicionales, como la co-dependencia de P y S, para refinar la inversión. (Bacon, 2014)

3.2.2. Inversión Elástica– la aproximación de Fatti

El enfoque "Fatti" (Fatti J.L., 1994) se basa en la extracción de coeficientes de ajuste a partir de datos pre-apilados utilizando aproximaciones de dos o tres términos de la ecuación de Aki-Richards. Al introducir restricciones basadas en un cubo de velocidad de onda P es decir, cálculos de offset a ángulo de incidencia e invocando una transformación V_p/V_s , como la línea de lodo de Castagna, la aproximación de Zoeppritz puede estar lo suficientemente restringida como para obtener reflectividades P y S (de dos términos) o reflectividades de P, S y densidad (de tres términos) mediante ajuste de mínimos cuadrados:

$$R_{PP}(\theta) = c_1 R_{P0} + c_2 R_{S0} + c_3 R_D,$$

$$\begin{aligned} \text{where } c_1 &= 1 + \tan^2 \theta, & c_2 &= 8 \left(\frac{V_s}{V_p} \right)^2 \sin^2 \theta, \\ c_3 &= \frac{1}{2} \tan^2 \theta - 2 \left(\frac{V_s}{V_p} \right)^2 \sin^2 \theta, & R_{P0} &= \frac{1}{2} \left[\frac{\Delta V_p}{V_p} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right], \\ R_{S0} &= \frac{1}{2} \left[\frac{\Delta V_s}{V_s} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right] \text{ and } R_D = \frac{\Delta \rho}{\rho}. \end{aligned}$$

Ecuación 5: aproximación de tres términos de la reflectividad de ondas P.

Las reflectividades extraídas de los conjuntos de datos se invierten posteriormente en impedancia acústica e impedancia de corte, por ejemplo, utilizando la técnica de inversión basada en modelos. El desarrollo posterior fue la inversión simultánea de Z_p (impedancia acústica) y Z_s (impedancia de corte) a partir de R_p y R_s .

3.2.3. Inversión Elástica– aproximación de Intercepto y Gradiente

La inversión elástica también puede abordarse desde la perspectiva de intercepto y gradiente del AVO (Atributo de Variación de Amplitud con el Offset). El intercepto del AVO, que es el coeficiente de reflexión de la onda P en incidencia normal R_p , y el gradiente G pueden relacionarse con el coeficiente de reflexión de la onda S en incidencia normal R_s de la siguiente manera:

$$G = R_p - 8\gamma^2 R_s + \varepsilon \frac{\Delta\rho}{\rho},$$

Ecuación 6: gradiente AVO.

Donde V_p , V_s y ρ son los valores promedio de la velocidad de la onda P, la velocidad de la onda S y la densidad en la interfaz, $\gamma = V_s/V_p$, $\Delta\rho$ es el contraste de densidad a través de la interfaz, y $\varepsilon = 2\gamma^2 - 12$. En la mayoría de los casos, ε es pequeño y el término de densidad se puede aproximar adecuadamente mediante una relación de Gardner del tipo $\rho = kV_p^n$. En este caso, R_s está linealmente relacionado con R_p y G :

$$R_s = aR_p + bG,$$

where $a = \frac{(1 + \varepsilon \frac{2n}{1+n})}{8\gamma^2}$ and $b = \frac{1}{-8\gamma^2}$.

Ecuación 7: Cálculo de R_s .

Por lo tanto, es posible crear volúmenes de trazas de los coeficientes de reflexión de las ondas P y S a partir del intercepto y el gradiente del AVO, e invertirlos

individualmente a impedancia de las ondas P y S utilizando exactamente los mismos métodos discutidos previamente para la inversión de la impedancia acústica. Al igual que en el enfoque de Fatti, se requiere un modelo de fondo suavizado de V_s/V_p como entrada adicional para el cálculo de R_s . Las ecuaciones anteriores son un recordatorio importante de que el componente de corte en la inversión elástica está directamente relacionado con el gradiente del AVO. El ruido en el gradiente se traducirá en errores en la estimación de la impedancia. Por eso, se considera que el acondicionamiento de los datos es tan importante para la inversión del AVO.

3.2.4. Inversión simultánea pre-stack

El proceso de estimación de la reflectividad en dos pasos, seguido por la inversión basada en modelos, es ahora comúnmente reemplazado por algoritmos de inversión simultánea en un solo paso antes del apilamiento que derivan directamente los valores de Z_p y Z_s (y densidad en algunos casos).

Claramente, un buen control de calidad es la concordancia entre los *gathers* de entrada y los *gathers* sintéticos generados a partir del resultado de la inversión. Una vez que se han creado los volúmenes de Z_p y Z_s , se pueden manipular fácilmente para generar otros volúmenes de propiedades elásticas útiles. Se pueden crear diversas combinaciones adaptativas de impedancia acústica y de corte para resaltar la litología y el fluido.

Para estabilizar el proceso de inversión, es habitual suministrar modelos de fondo que representen la relación entre Z_p y Z_s y entre Z_p y la densidad; la inversión calcula las diferencias respecto a esta tendencia de fondo. Esto puede ser problemático si en la zona de interés están presentes varias litologías diferentes con relaciones V_p/V_s muy distintas, motivo por el cual se recomienda enfocar el proceso de inversión en la zona de interés (Simm y Bacon, 2014).

Capítulo 4

Datos disponibles y control de calidad

En este capítulo se detallan los datos disponibles con los que se cuentan para llevar a cabo el presente trabajo y se explican los controles de calidad y acondicionamiento realizados sobre los registros de pozos y sobre la sísmica.

4. Datos disponibles

4.1. Datos sísmicos

En área de estudio se cuenta con un cubo sísmico que cubre 246 km² en superficie el cual fue adquirido el año 2008 por la empresa Geokinetics Srl. El diseño del 3D está compuesto por tendidos de 16 líneas de recepción con un número de estaciones receptoras variable en cada una ya que se mantuvo toda la línea “encendida” en cada *patch*. La distancia entre líneas de fuentes fue variable, 240 m en el centro del proyecto y 720 m en los flancos. Las líneas receptoras están espaciadas de 420 m entre sí. Este cubo cuenta con un total de 5.900 puntos de emisión (explosivo) y 11.618 puntos de recepción (Geokinetics, 2008).

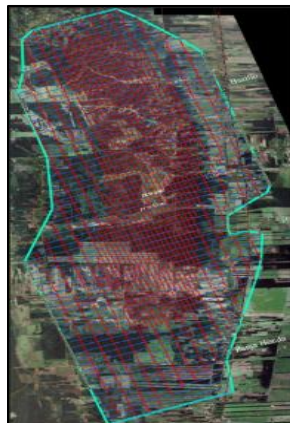


Figura 19: Ubicación de las fuentes (puntos rojos) y receptoras (Puntos celestes) del proyecto.

A continuación, se detalla los parámetros de adquisición del cubo sísmico con el que se trabajó.

<i>Total, número de líneas receptoras</i>	64
<i>Distancia entre estaciones</i>	50
<i>Distancia entre líneas</i>	420
<i>Azimut de las líneas</i>	70° 00' 00"
<i>Longitud línea más larga (km)</i>	12.950
<i>Longitud línea más corta (km)</i>	4.350
<i>Total, número de estaciones</i>	11618
<i>Total, kilómetros líneas receptoras (km)</i>	580.90

Tabla 1: Parámetros de recepción del cubo.

<i>Total, número de líneas fuentes</i>	39
<i>Distancia entre pozos (m)</i>	100
<i>Distancia entre líneas (Área de densificación) (m)</i>	240
<i>Distancia entre líneas (m)</i>	720
<i>Azimut de líneas</i>	160° 00' 00"
<i>Longitud línea más larga (km)</i>	26.40
<i>Longitud línea más corta (km)</i>	2.90
<i>Total, número de pozos</i>	5900
<i>Total, kilómetros líneas fuentes (km)</i>	590.00

Tabla 2: Parámetros de emisión del cubo.

El último procesamiento realizado a este cubo fue ejecutado en la gestión 2022 por la empresa Geoprocesados Argentina S.A. Este procesamiento en tiempo y profundidad se llevó a cabo con el objetivo de preservar la información de las trazas pertenecientes a los ángulos cercanos, eliminar las trazas anómalas en los ángulos lejanos del *gather* y procesar el dato preservando las verdaderas amplitudes, para

eliminar los problemas que se tenían en los *gathers* sísmicos del cubo procesado la gestión 2016 y así obtener *gathers* más adecuado para realizar trabajos de inversión sísmica y AVO, tal como se lo puede apreciar en la Figura 20.

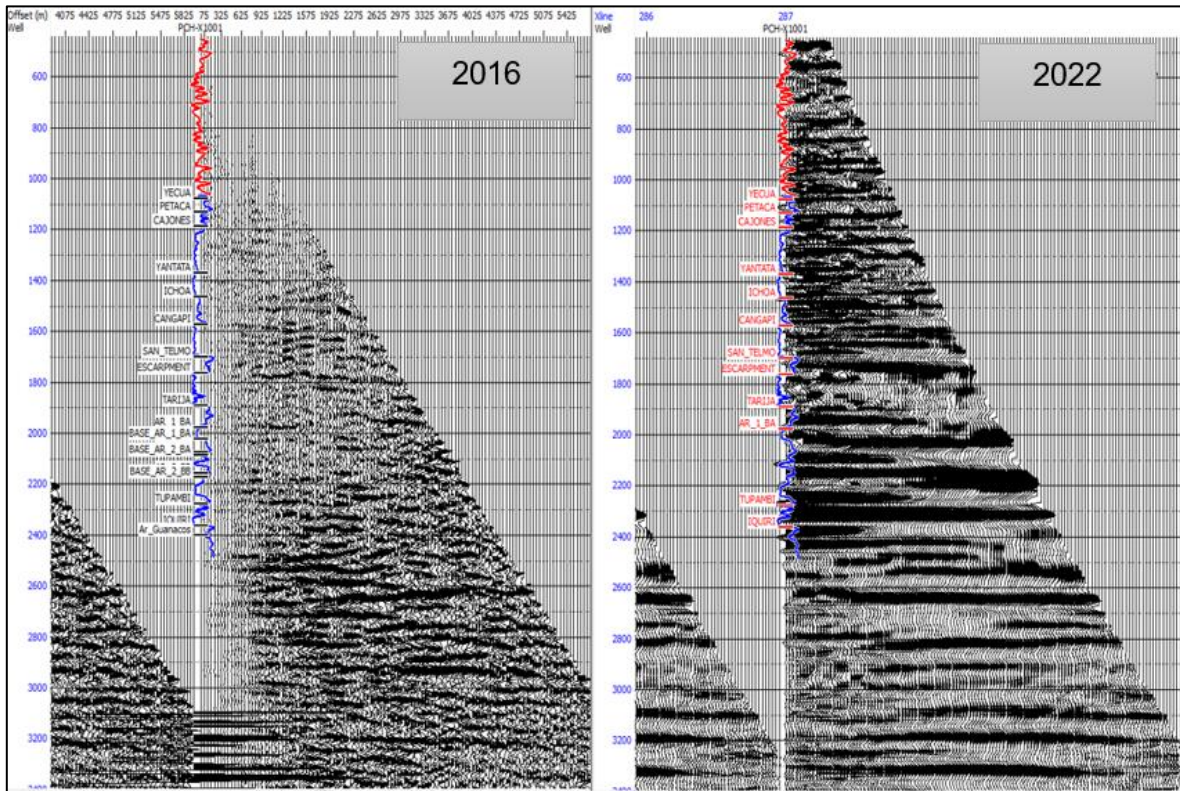


Figura 20: Comparación entre el *gather* sísmico en tiempo de la gestión 2016 (YFPB) y el reprocesamiento realizado la gestión 2022 (Chaco S.A.).

4.2. Datos de pozos

La primera tarea que se llevó a cabo en el estudio de caracterización fue el de revisar que los pozos P-X1001, P-X1002 y P-X1003 cuenten con los registros eléctricos DTC, DTS y densidad (Figura 21), una vez identificados los tramos faltantes se procedió a crear sintéticos en los tramos que no fueron adquiridos.

A continuación, se detalla los tramos de los registros eléctricos adquiridos:

Pozo	DTS Tramo Adquirido (m)	DTC Tramo Adquirido (m)	Densidad Tramo Adquirido (m)
P-X1001	1465-3926	500-3925	2300-3750m
P-X1002	2762-3387	641-3387	1274-3360
P-X1003	1500-3348	156-3348	2850-3362

Tabla 3: Tramos de registros adquiridos.

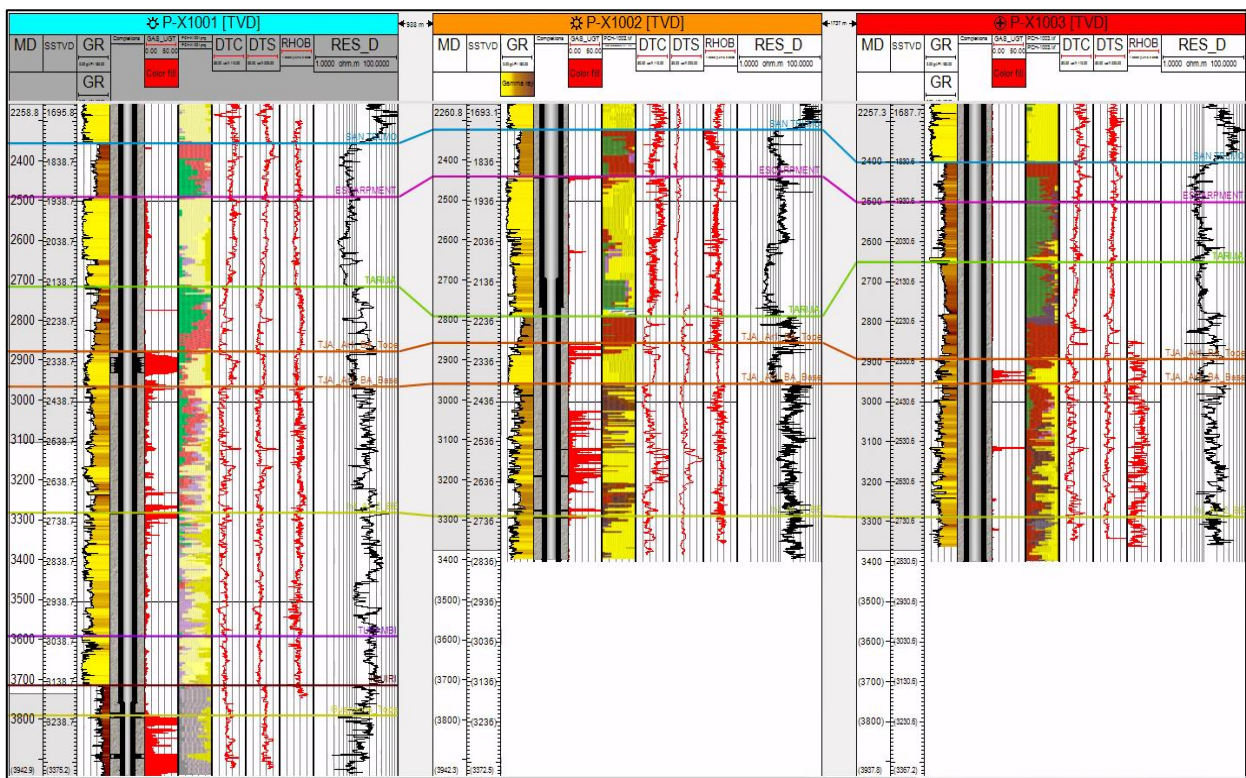


Figura 21: Detalle de los tramos adquiridos de los registros DTS, DTC y Densidad.

4.3. Control de calidad y acondicionamiento de los datos

Para asegurar buenos resultados producto de la inversión sísmica se realizaron una serie de controles de calidad y acondicionamiento de los datos, mismos que se realizaron a los *gathers* sísmico y al dato de pozo.

4.3.1. Acondicionamiento de los registros eléctricos

Los datos de registros eléctricos con los que se contaba fueron procesados para obtener un set de curvas de alta calidad, que reflejen las propiedades elásticas y petrofísicas de la roca.

Los perfiles de densidad, velocidad de onda P y velocidad de onda S, fueron utilizados en diferentes pasos del proceso de inversión, incluyendo el amarre de la sísmica con el pozo, estimación de la ondícula y la generación del modelo inicial de bajas frecuencias. Estos perfiles fueron revisados con el fin de identificar datos anómalos, intervalos con falta de formación, etc. Además, se calibraron relaciones empíricas a partir del análisis de los perfiles.

Se observa en los registros de los pozos P-X1001, P-X1002 y P-X1003 que el perfil sísmico compresional está correcto y fue corrido en toda la extensión del pozo por lo que se pudo llevar a cabo el trabajo sin necesidad de realizar ninguna edición. Caso contrario sucedió con el registro de densidad, los cuales presentaban muchos picos o *spikes*, mismos que tuvieron que ser corregidos manualmente y llevar a cabo una reconstrucción parcial de este registro en los tramos donde no se había corrido dicho dato.

El dato medido de la onda S en el pozo P-X1001 no fue corrido en toda la extensión del pozo, pero existe suficiente dato de buena calidad para poder calibrar los modelos de onda S y así poder predecir esta curva en toda la extensión del pozo.

Pozo	DTS		DTC		Densidad	
	Tramo Adquirido (m)	Tramo Sintético (m)	Tramo Adquirido (m)	Tramo Sintético (m)	Tramo Adquirido (m)	Tramo Sintético (m)
P-X1001	1465-3926	500-3925	500-3925	--	2300-3750m	500-3933
P-X1002	2762-3387	641-3387	641-3387	--	1274-3360	646-3371
P-X1003	1500-3348	1500-3348	156-3348	--	2850-3362	1475-3343

Tabla 4: Detalle de los tramos sintéticos de los registros DTS y Densidad.

4.3.2. Reconstrucción parcial: registros de densidad

Para disponer de los registros de densidad necesarios para la generación de impedancias, se procedió a la reconstrucción parcial de registros de densidad mediante argilosidad (uso discriminación en 3 litologías) calibrando relaciones lineales entre la densidad y la velocidad de ondas P (Figura 22).

La reconstrucción parcial de registros de densidad se llevó a cabo a través de las tres siguientes etapas:

1. Identificación de muestras de arena y arcilla a través de un corte en el contenido de arcilla para la discriminación de la litología y la observación de las tendencias de reconstrucción de DT/RHOB.
2. Selección de muestras de facies significativas mediante análisis de densidad de puntos, para obtener leyes de reconstrucción significativas en función de la densidad de puntos en cada polo de arena y arcilla.
3. Generación de leyes de reconstrucción de densidad con zona de transición entre leyes de "arena" y "arcilla"

Las leyes de reconstrucción de densidad se ilustran a continuación:

✓ **Muestras de areniscas** : VSH inferior à 0,3

$$RHOB = -0.00553424 * Sonic-P + 2.8575$$

✓ **Muestras de arcillas** : VSH superior à 0,8

$$RHOB = 0.000574887 * Sonic-P + 2.91751$$

$$Transition : (leye\ arcillas * (VSH - 0.3) / (0.8 - 0.3)) + (Leye\ areniscas * (1 - (VSH - 0.3) / (0.8 - 0.3)))$$

Figura 22: Leyes de reconstrucción de la densidad para los sectores sin información.

4.3.3. Reconstrucción parcial: registros de DTS

Para lograr una inversión elástica de calidad fue necesario reconstruir los registros DTS para los tres pozos P-X1003 / P-X1002 / P-X1001 entre la formación Cajones y la formación Tarija.

A continuación, se ilustran las leyes exponenciales de reconstrucción de DTS para cada litología y el resultado a los pozos.

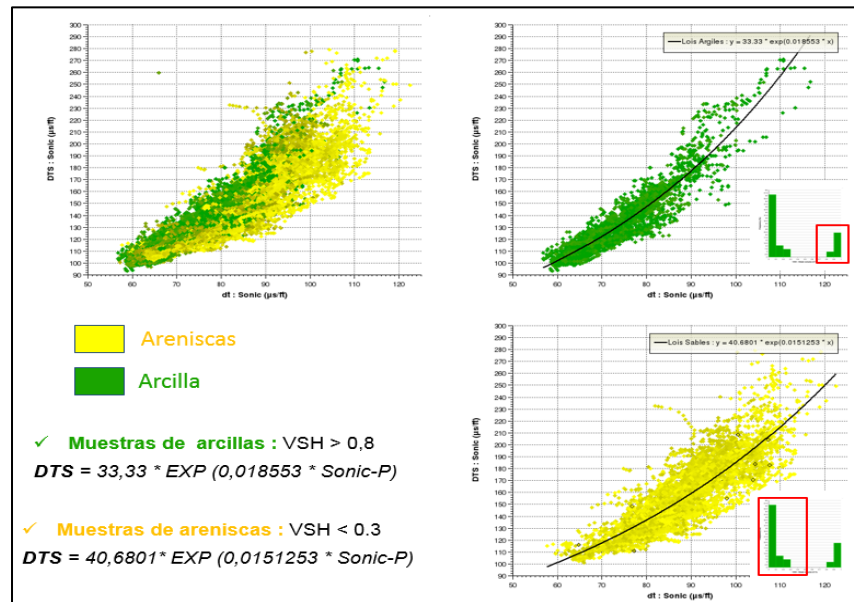


Figura 23: Reconstrucción del DTS para los pozos o las secciones sin información.

En las Figura 24 y Figura 25 se comparan los registros eléctricos originales y los reconstruidos para los diferentes pozos. Las curvas reconstruidas fueron empleadas para el amarre *pre-stack*, estimación de ondícula y construcción del modelo inicial de bajas frecuencias.

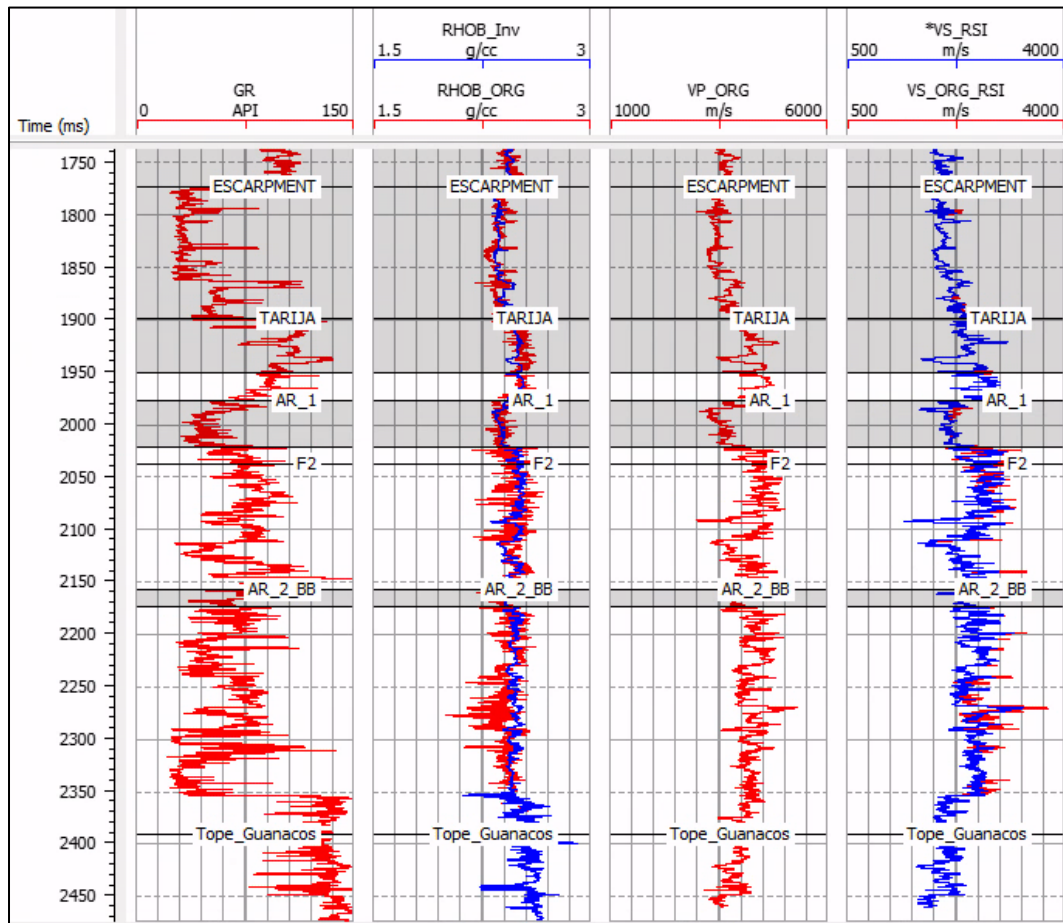


Figura 24: Registros eléctricos originales (Rojo) y reconstruido (azul) para el pozo P-X1001.

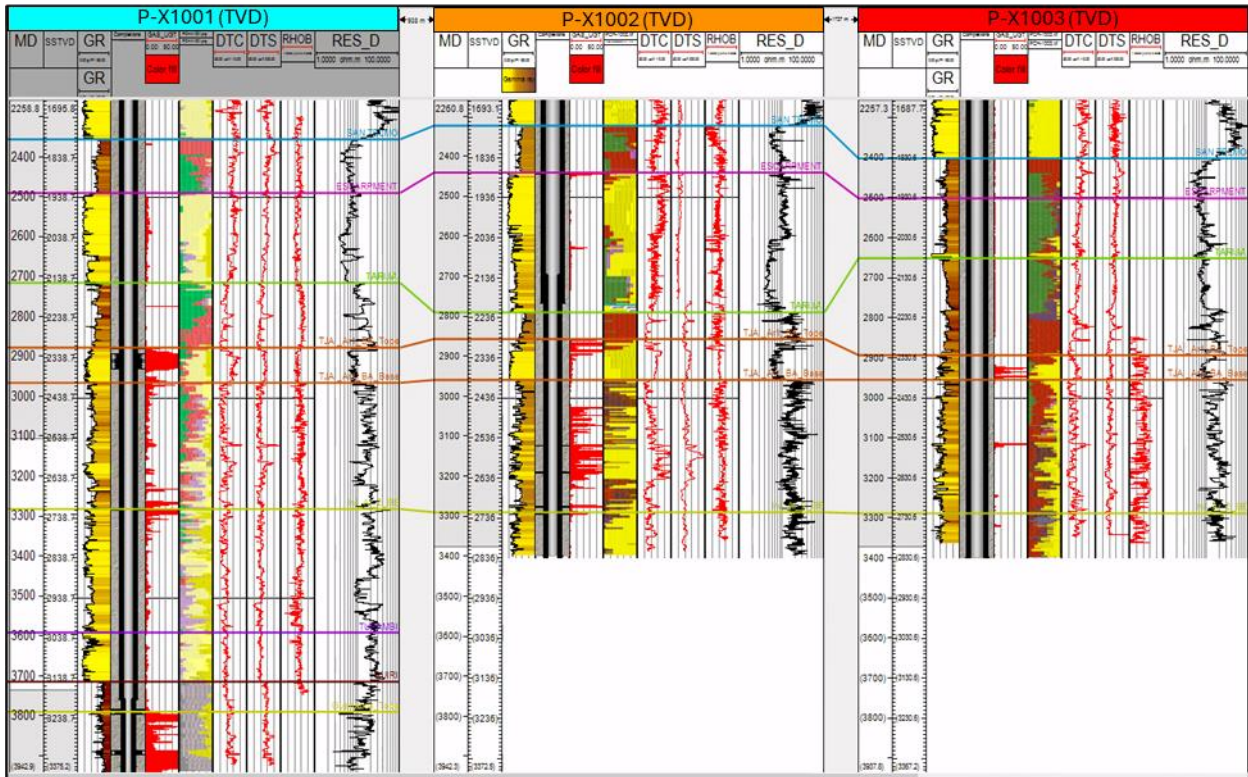


Figura 25: Registros eléctricos originales (Rojo) y reconstruido (azul) para los pozos P-X1001, P-X1002 y P-X1003.

4.3.4. Acondicionamiento de los *gathers* sísmicos

Para iniciar el trabajo de inversión sísmica, el primer trabajo que se realizó fue el acondicionamiento de los *gathers* sísmicos. Para ello se analizaron las variaciones de las amplitudes con el offset, con el objetivo de identificar variaciones que pudieran estar no asociadas a la geología del subsuelo. En la Figura 26 se puede observar el offset gather entregado por el centro de procesamiento, ubicado sobre la Inline 270, la cual pasa por el pozo P-X1001.

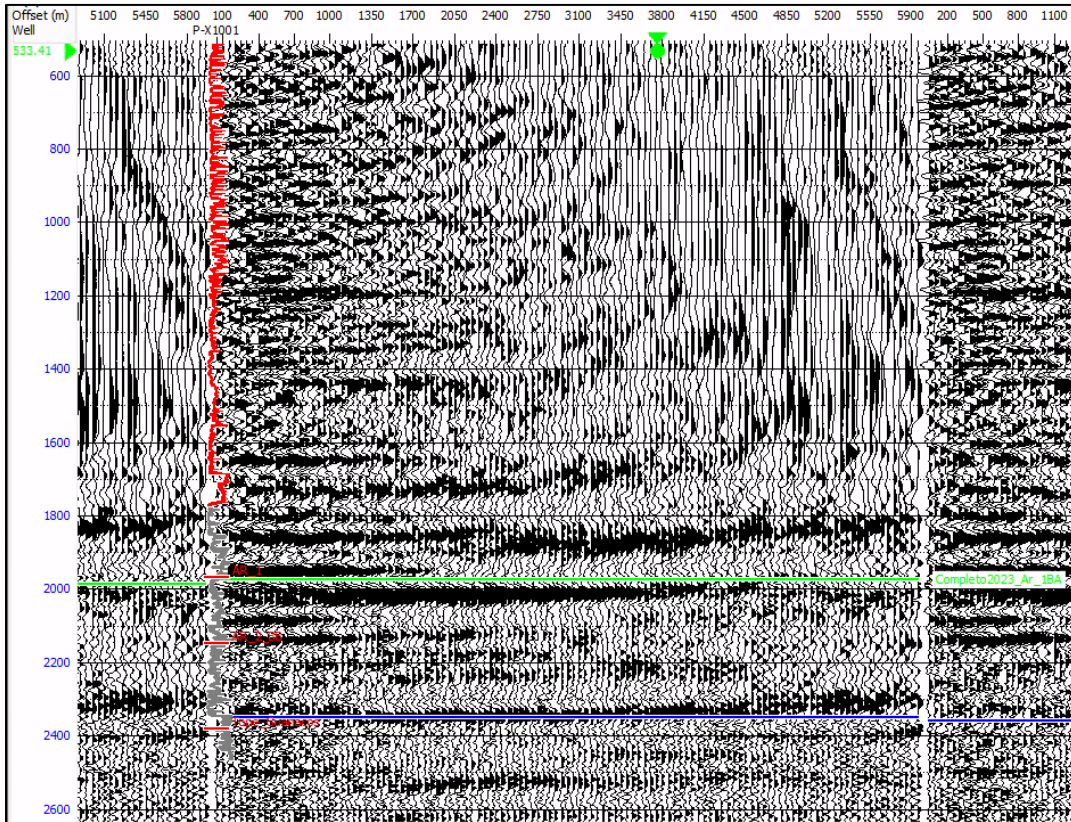


Figura 26: Gather en offset en la Inline 270, misma que pasa por el pozo P-X1001.

El primer paso en el acondicionamiento de los *gather*s sísmicos fue el de hacer un *mute* interno con el fin de eliminar amplitudes de las trazas anómalas. La función *mute* que se usó se detalla en la Tabla 5.

Two-way time (TWT)	Offset
100	250
400	550
1000	1500
1600	2550
2400	4000
3000	5200

Tabla 5: Mute Aplicado a los offset *gather*s.

En la Figura 27 se puede apreciar al *offset gather* antes y después de haberse aplicado la función *mute*.

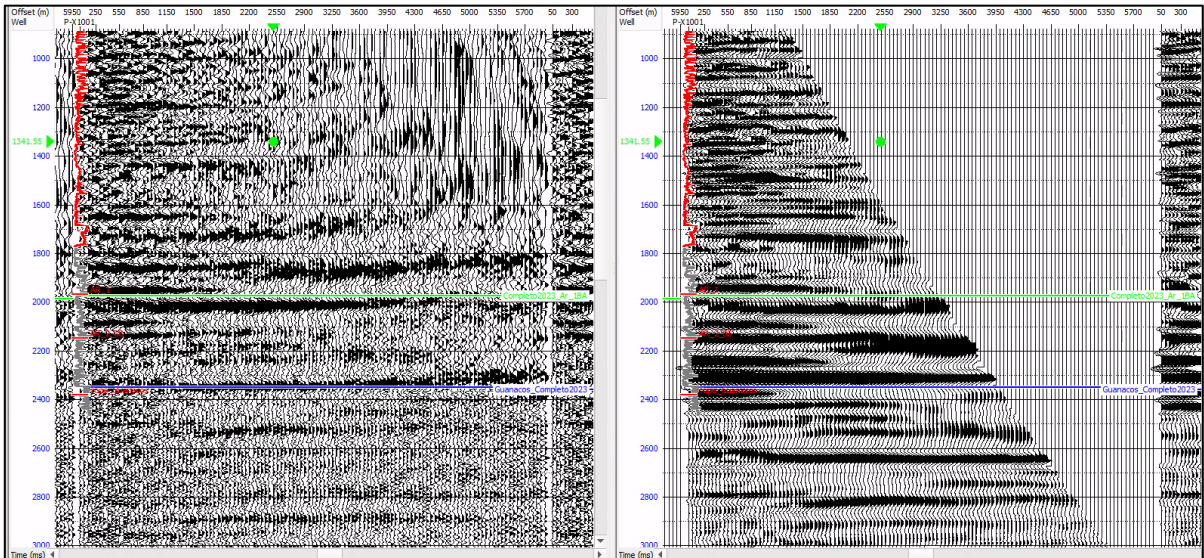


Figura 27: Offset Gather en la posición del pozo P-X1001 antes (izq.) y después (der.) de aplicar el mute.

El siguiente paso que se realizó para el acondicionamiento de los *gathers* fue el de transformar el *offset gather muteado* a *angle gather*. Esto se llevó a cabo a haciendo uso de las velocidades *RMS*, obteniendo de esta manera los *angle gathers*. Se genera este *angle gather* para poder trabajar con las ecuaciones de *Zoeppritz*, las cuales dependen de los ángulos de incidencia.

Los *angle gathers* se generaron para un rango de ángulos de incidencia entre 0 y 40 grados con una traza para cada grado, tal como se puede observar en la Figura 28

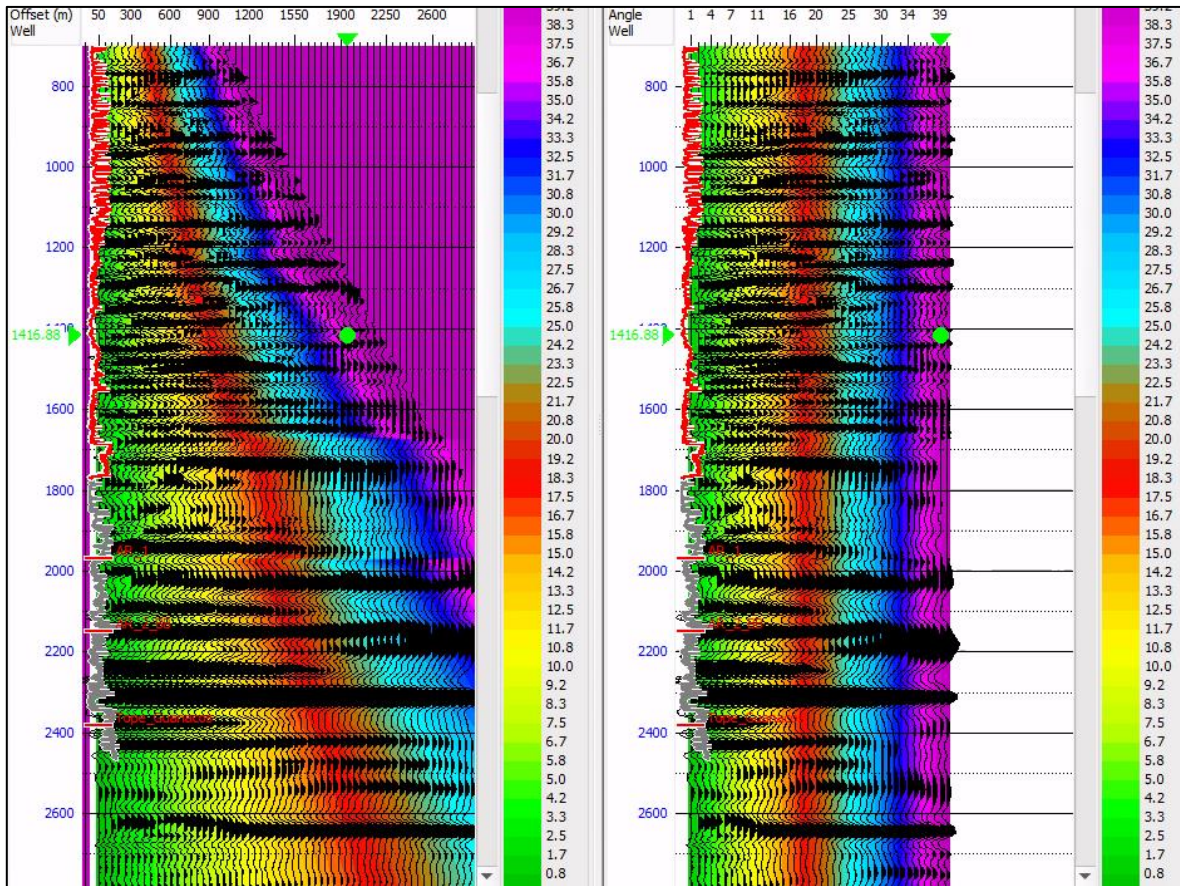


Figura 28: Comparación entre offset gather (izquierda) y angle gather (derecha) para la posición del pozo P-X1001. En colores se muestran los ángulos de incidencia.

Luego se pasó a atenuar el ruido aleatorio presente en los *angle gathers*, haciendo uso de un filtro que emplea la Transformada Radón parabólica, el cual preserva las tendencias AVO, lo cual es importante si vamos a realizar inversión sísmica. Se aplicó el mismo filtro Radón para la atenuación del ruido coherente, con el fin de mitigar reflexiones múltiples. Se consideró que las reflexiones múltiples tienen lugar en los *moveouts* entre los 20 y 200 milisegundos para offset máximos. Los parámetros usados para parametrizar este filtro están detallados en la Tabla 6

Type of Filter	Both Noise and Multiple Suppression
Maximun Frequency (Hz)	100
Low Delta-T (ms):	-20
High Delta-T (ms):	200
Maximun Offset:	40
Number of Curves	50
Desired Noise/Signal Ratio:	0.1
Noise Smoother Length (ms):	200
Taper Length (ms):	100
Sparseness Option:	No Sparseness constraint
Prewhitening (%)	1
Modelling Type:	Radon Parabolic Modeling
Multiple Cutoff Low(ms):	20
Multiple Cutoff High(ms):	200

Tabla 6: Parámetros aplicados en el filtro Radón parabólico para atenuación de ruido aleatorio.

En la Figura 29 se comparan los datos del *angle gather* sin acondicionar y el *angle gather* acondicionado con un mute, filtro *Radon* parabólico para atenuar ruido coherente y aleatorio para la posición del pozo P-X1001. Este es el dato final con el que se trabajará la inversión sísmica.

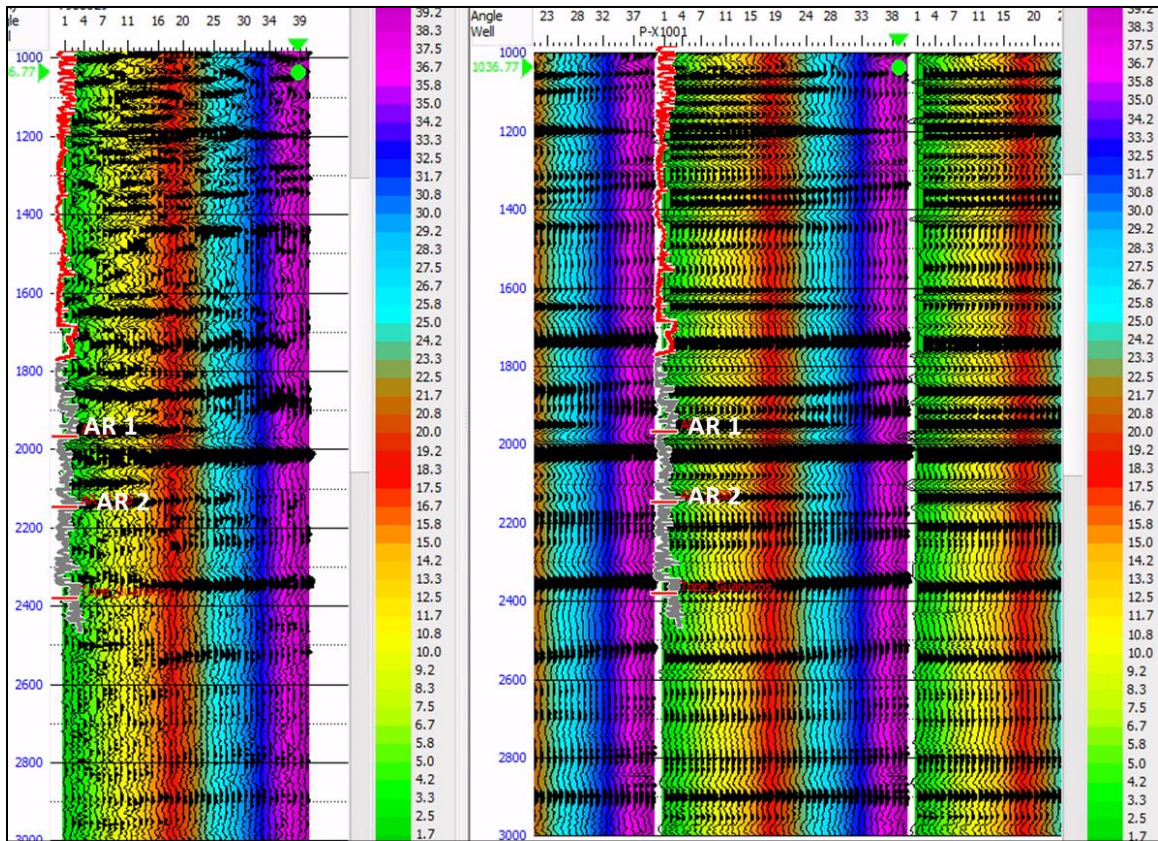


Figura 29: Comparación entre el angle gather en tiempo sin acondicionar (Izquierda) y el angle gather en tiempo acondicionado (derecha) en la posición del pozo P-X1001.

La Figura 30 muestra que los *gathers* tienen representación correcta de ángulos de incidencia de hasta 40° en el nivel de los objetivos (Arenisca Tarija 1 y 2), lo cual es suficiente para estimaciones de reflectividad y de atributos tanto de AVO como elásticos a partir de inversión preapilado.

Como control de calidad, para tener mayor certeza de haber realizado un adecuado acondicionamiento del gather sísmico, haciendo uso de los registros V_p , V_s y densidad de los pozos, se procedió a generar *gathers* sintéticos de los pozos P-X1001, PX1002 y P-X1003 haciendo uso de una ondícula extraída en las inmediaciones del pozo y se procedió a comparar con el gather real.

Como se puede observar en la Figura 30 el comportamiento de las amplitudes en el *gather* sísmico real (izquierda) son equivalentes a las del *gather* sintético (centro). Esto se puede ver igualmente reflejado en el gráfico intercepto gradiente de la derecha, donde se observa que tanto el *gather* acondicionado como el *gather* sintético presentan la misma tendencia (Figura 31).

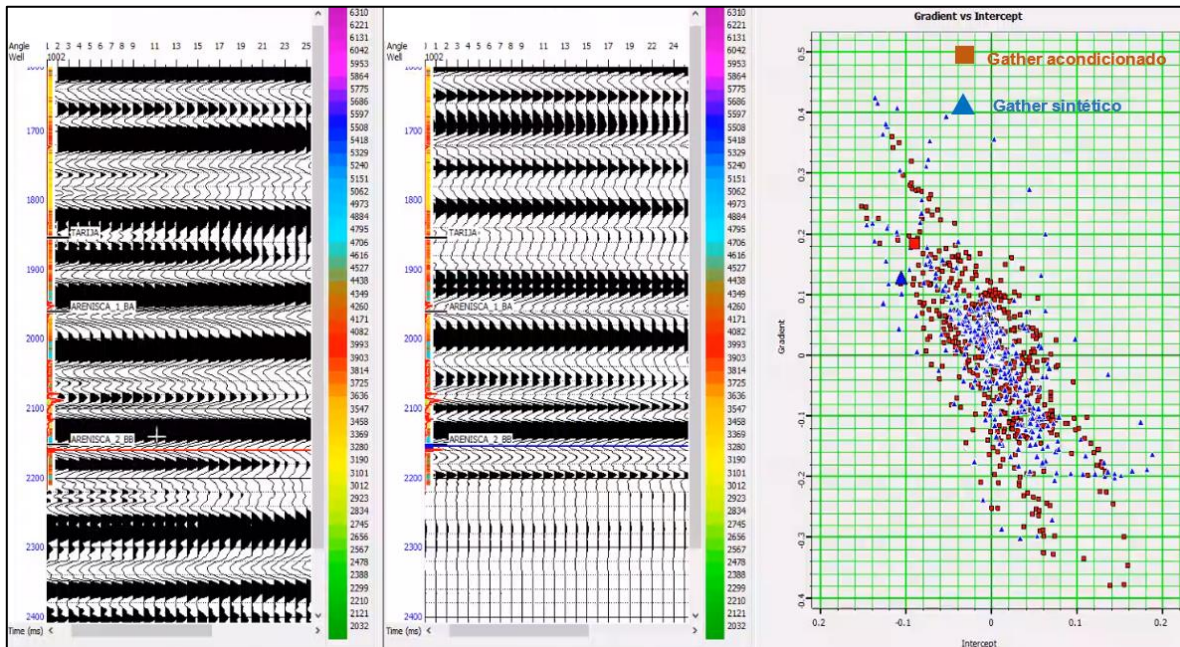


Figura 30: Comparación entre el *gather* sísmico acondicionado (izquierda) y el *gather* sintético en la ubicación del pozo P-X1002 (centro) y el comportamiento de ambos en un gráfico Intercepto vs Gradiente (derecha).

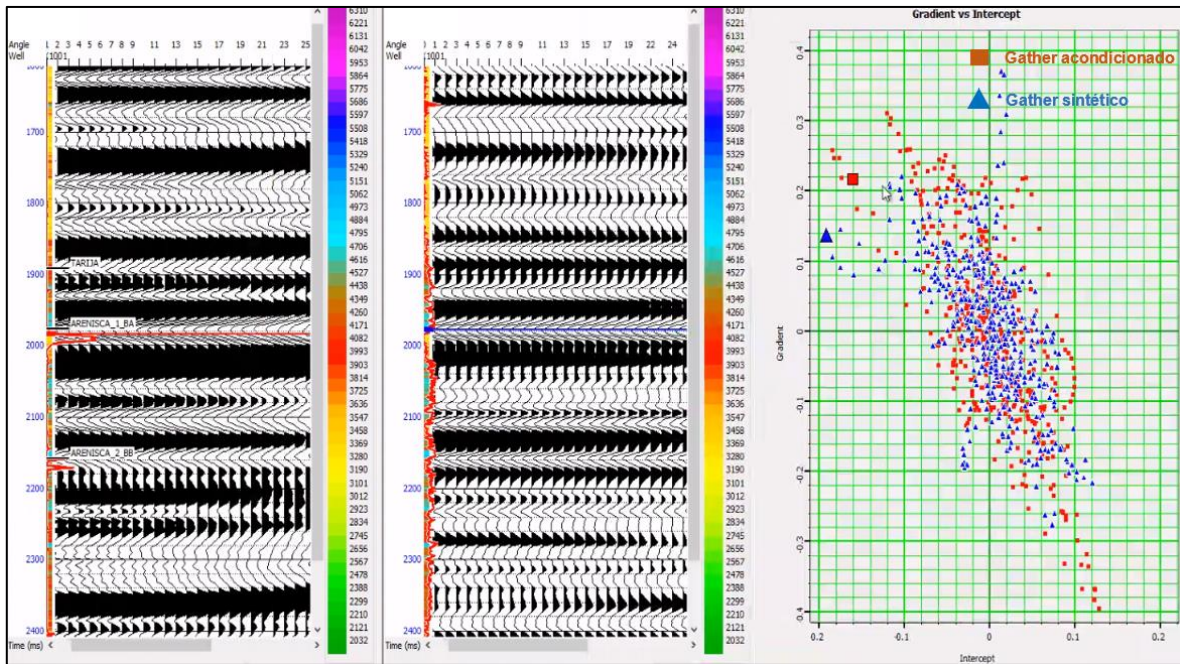


Figura 31: Comparación entre el gather sísmico acondicionado (izquierda), el gather sintético en la ubicación del pozo P-X1001 (centro) y el comportamiento de ambos en un gráfico Intercepto vs Gradiente (derecha).

Capítulo 5

Inversión sísmica

En este capítulo se presenta el análisis de factibilidad de inversión realizado a partir de perfiles de pozo. Luego se detalla el procedimiento de extracción de ondícula para el amarre de los pozos, el cual es un proceso muy importante para la obtención de buenos resultados al realizar la inversión de amplitudes sísmica. A continuación se enumeran los pasos llevados a cabo para la construcción del modelo inicial, el cual se necesita para la posterior inversión sísmica. También se muestra la calibración de los parámetros de inversión y el control de los resultados obtenidos al realizar la misma. Por último, se realiza una interpretación de los volúmenes de propiedades obtenidos mediante la inversión.

5. Inversión sísmica Pre-Stack

Para el análisis de factibilidad de la inversión sísmica se procedió a generar un registro de litologías, el cual ayudará a realizar la discriminación litológica a nivel de pozo para posteriormente contribuir con la caracterización litológica a nivel de cubo sísmico.

Se realizaron varias pruebas para la generación del registro litológico. La que mejor logró discriminar las litologías lutitas, arenas sin gas y arenas con gas, fue la discriminación que se trabajó en función del VSH y las detecciones de gas UGT.

En la Tabla 7 se presenta la ley de discriminación usada para la generación del registro litológico, el cual se utilizará para realizar la caracterización litológica en el cubo sísmico.

Litología	Condición
1- Lutita	Vsh>0.6
2- Arena sin Gas	Vsh<0.6 y UGT<20
3- Arena con Gas	Vsh<0.6 y UGT>20

Tabla 7: Valores de corte sobre los registros para definir el registro de litologías.

Como se puede ver en la Figura 32 (*Track 5*), la ley de discriminación litológica utilizada en función de corte de Vsh y UGT permitió generar un registro de facies que, al comparar con el registro de Gamma Ray (*Track 1*), permite discriminar las lutitas (color verde) de las arenas sin gas (color amarillo) y de las arenas con detección de gas (color rojo).

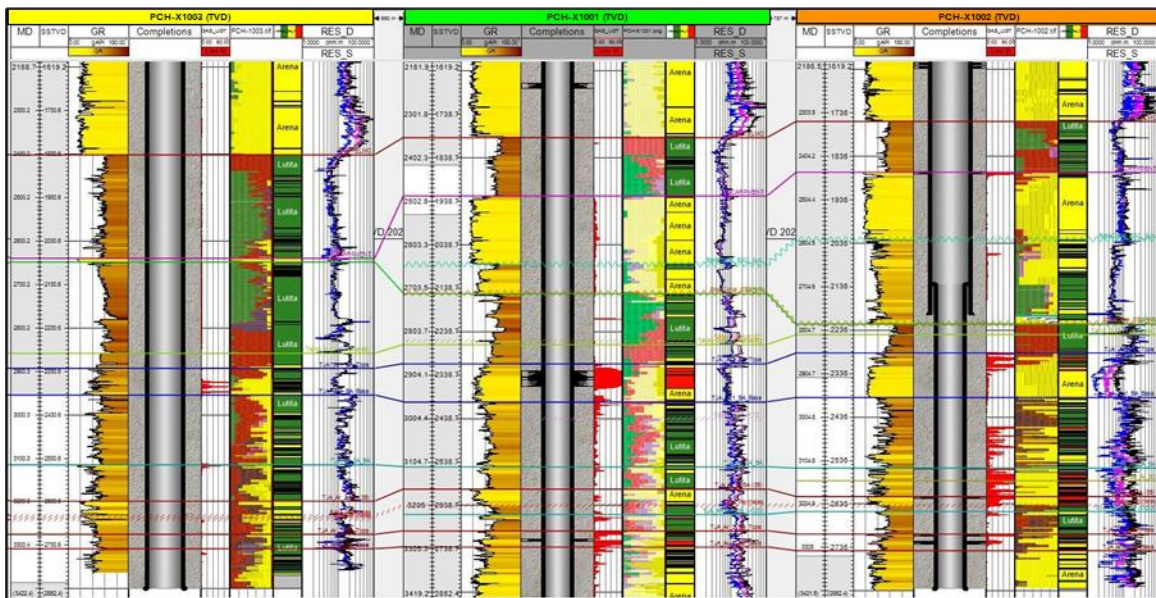


Figura 32: Generación del registro de facies (*Track 5*) utilizando la ley de discriminación basada en Vsh y UGT.

Para poder elegir qué propiedades petroelásticas son las que mejor separarían las tres litologías definidas al ser representadas en un *crossplot*, se realizó una serie de pruebas con las propiedades Z_p , Z_s , Densidad, V_p/V_s , Lambda rho y Mu rho, tal como se observa en la Figura 33. Se identifica que el *crossplot* Z_p vs V_p/V_s es el que permite tener una mejor separación de las lutitas, arenas sin gas y arenas con gas.

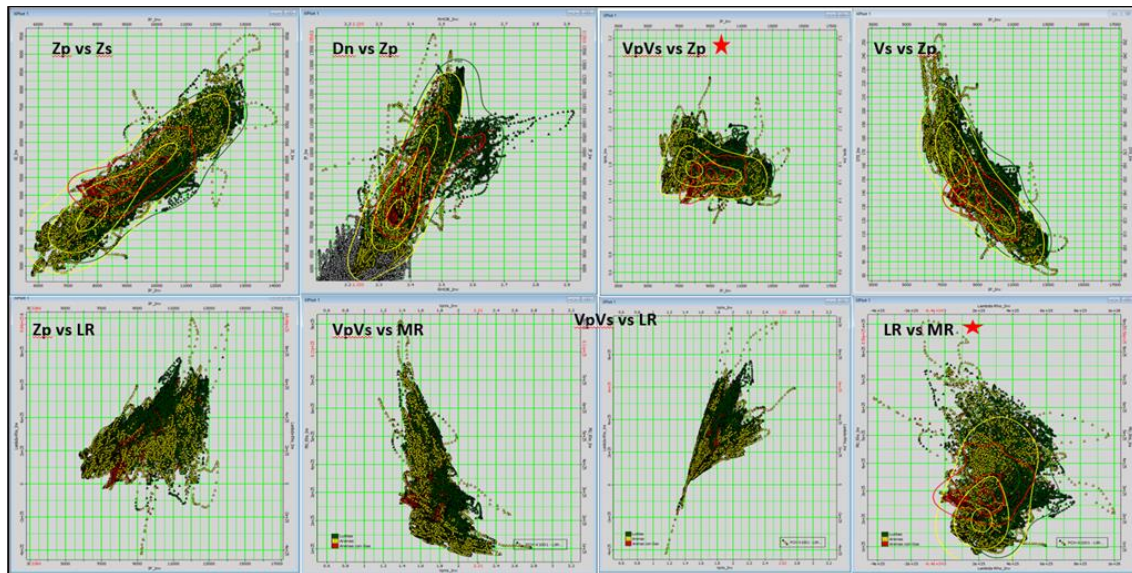


Figura 33: Análisis de propiedades elásticas en el pozo P-X1001. Los puntos amarillos corresponden a arenas sin gas, los puntos rojos a arenas con gas y los puntos verdes a lutitas.

Un control de calidad que se realizó para corroborar si esta ley de discriminación litológica era la idónea para utilizar en la caracterización litológica a nivel sísmico, fue el de realizar el *crossplot* entre las propiedades Z_p vs V_p/V_s y colorear este *crossplot* con el registro litológico, así se corroboró que efectivamente las arenas con gas tienden a ubicarse en zonas con bajos valores de Z_p y bajos valores de V_p/V_s en todos los pozos estudiados (Figura 34 a Figura 36), además los valores que representan a las litologías de lutitas y arenas sin gas se ubican en el sectores

similares para los tres pozos, esto nos permitirá realizar la discriminación a nivel de sísmica cuando contemos con los cubos de Z_p y V_p/V_s .

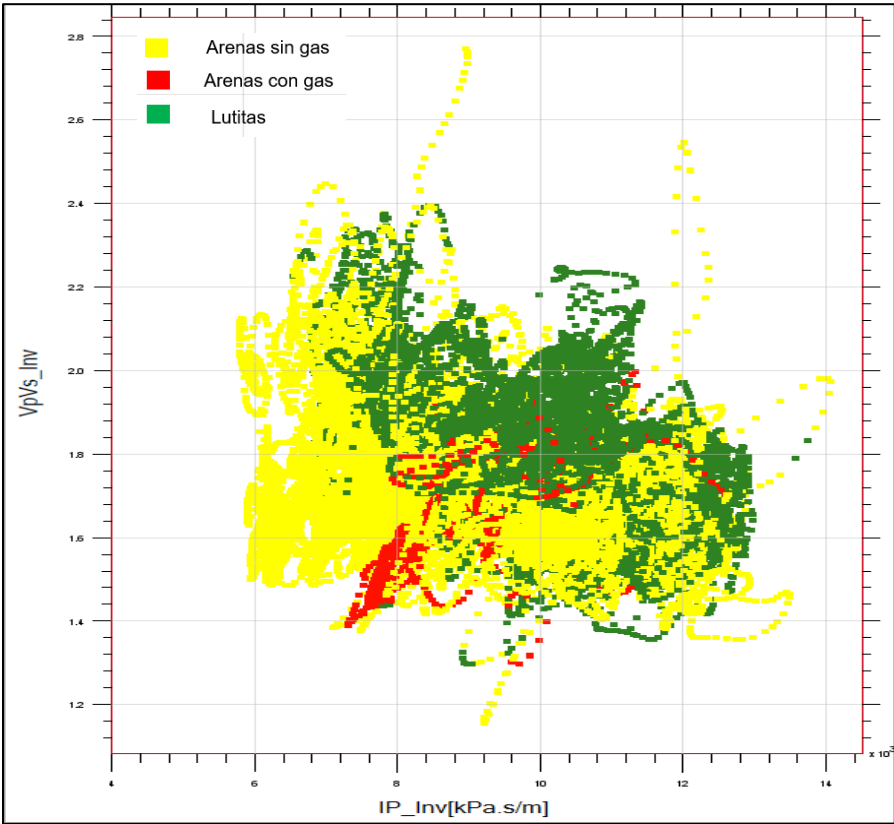


Figura 34: Crossplot Z_p vs V_p/V_s en el pozo P-X1001.

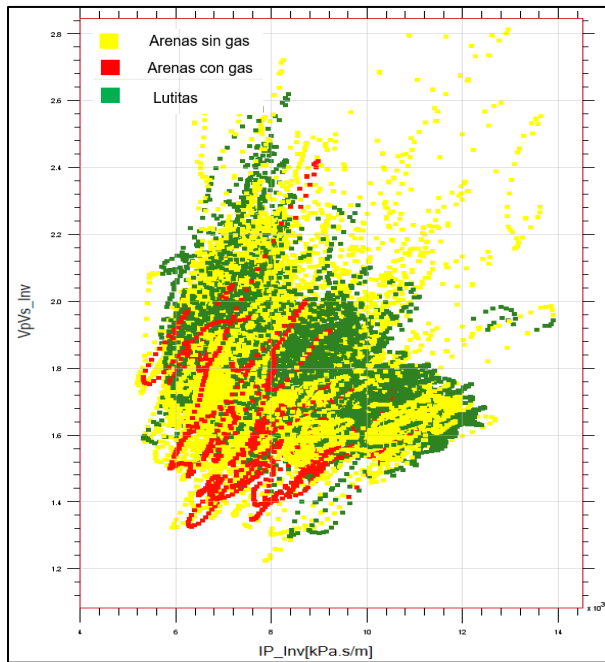


Figura 35: Crossplot Zp vs Vp/Vs en el pozo P-X1002.

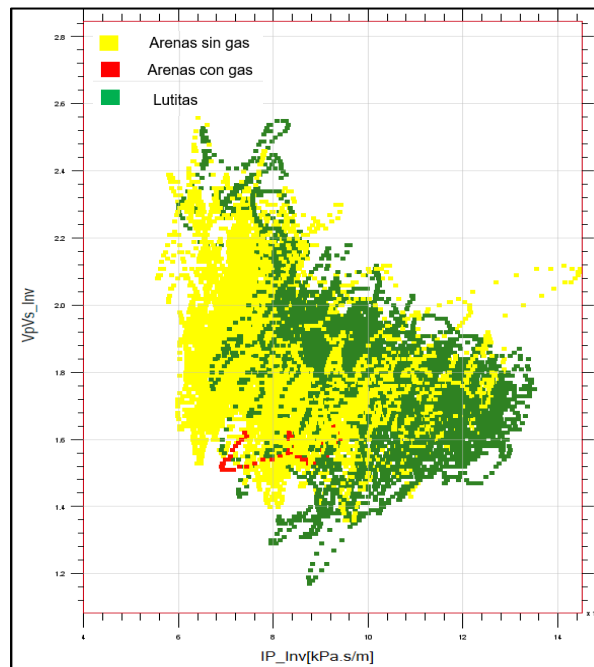


Figura 36: Crossplot Zp vs Vp/Vs en el pozo P-X1003.

5.1. Estimación de la ondícula y amarre de pozos

El primer paso antes de continuar con el trabajo de inversión sísmica *prestack* fue el de generar una ley tiempo profundidad en los pozos con los que trabajaremos, la cual nos permitirá vincular los datos sísmicos que están en tiempo, con los datos de pozo que están en profundidad. Para esto, necesitamos tener conocimiento de las velocidades de propagación de las ondas en el medio, por este motivo hacemos uso del registro sónico, ya que este registro, al medir el tiempo de tránsito de las ondas compresionales a través de una distancia conocida dentro de la formación, nos arroja la velocidad de propagación de las ondas en el medio.

Las registraciones a lo largo de los pozos no son directamente comparables con los datos sísmicos, ya que estos datos tienen una mayor resolución, pero a pesar de que el tiempo de tránsito medido por los registros eléctricos corresponde a ondas de mayor frecuencia que las sísmicas, el dato es útil como aproximación al tiempo de tránsito sísmico.

Para poder calibrar el tiempo de tránsito medido por los registros eléctricos, con el tiempo de tránsito de la sísmica, debemos llevar a cabo un proceso que se llama amarre de pozo. Este proceso implica hacer una correlación entre una traza sísmica extraída en la ubicación del pozo y una sintetizada a partir de datos de pozo.

La traza sintetizada a partir de los datos de pozos es obtenida a través de la convolución entre los coeficientes de reflectividad y una ondícula que sea representativa para la sísmica en la zona de estudio. El objetivo del amarre de pozos es hacer coincidir la sísmica sintética con la información sísmica cercana al pozo, para obtener una ley tiempo-profundidad.

Es por esta razón que la extracción de la ondícula es un paso importante en el flujo de trabajo, ya que esta ondícula será usada no sólo para llevar a cabo el amarre del pozo con la sísmica, sino que también con esta ondícula se llevará a cabo la inversión de los datos sísmicos.

La estimación de la ondícula puede realizarse de forma estadística, empleando únicamente información sísmica o a partir de datos de pozos junto con información sísmica.

La estimación estadística se basa en la hipótesis de que la autocorrelación de los datos sísmicos es igual, salvo una constante, al espectro de potencia de la autocorrelación de la ondícula. El problema con este procedimiento es que, si bien se obtiene información del espectro de amplitud, toda información respecto a la fase de la ondícula se pierde y es necesario suponer que la misma es de fase mínima o constante (Hampson, 2005).

Utilizar datos de pozo junto con los sísmicos para realizar una extracción de ondícula tiene la ventaja de que no es necesario hacer ningún tipo de hipótesis o suposición acerca del espectro de fase de la misma. Esto presenta una ventaja frente a la extracción de tipo estadística ya que se reduce el número de parámetros asumidos, aunque requiere de datos de muy buena calidad.

Para el presente trabajo, se extrajo una ondícula estadística en la posición de cada pozo, con el objetivo de realizar un amarre preliminar. Luego, se procedió a extraer una ondícula en cada pozo, con el fin de obtener una ondícula lo más representativa de la zona de inversión, ya que la calidad de la inversión sísmica depende en gran medida del grado de conocimiento que se tenga del pulso sísmico.

Un parámetro importante al momento de realizar la extracción de la ondícula es la ventana de extracción, la cual define qué sección de la sísmica va a ser empleada para realizar la estimación de la ondícula. Para nuestro caso, se tomó como ventana de extracción desde 1900 ms a 2500 ms, intervalo que abarca el Carbonífero.

Como contamos con los *angle gathers* acondicionados para llevar a cabo la inversión sísmica *pre-stack*, la ley tiempo profundidad se calibró con este dato. Es decir, haciendo uso de los perfiles de densidad, la velocidad de la onda P y de la

velocidad de la onda S, se procede a calcular los coeficientes de reflexión en función al ángulo de incidencia.

Se extrajeron diferentes ondículas dependientes del ángulo de incidencia para cada uno de los pozos. Se extrajeron ondículas por rango de ángulos por que al hacer la inversión *pre-stack*, se asume que la ondícula también es variable por ángulo de incidencia. Los tres rangos de ángulo utilizados fueron: de 0 a 12, 12 a 23 y 23 a 35.

Se extrajeron 3 ondículas por pozo, luego se promediaron las ondículas en función del rango de ángulo y finalmente se generó una ondícula grupal, la cual contiene 3 ondículas y las mismas son promedios representativos de cada pozo para cada uno de los tres rangos de ángulos. Se llevó a cabo el amarre de todos los pozos con esta ondícula grupal para ángulos de incidencia medios.

En la Figura 37 se muestra las ondículas generadas para los distintos rangos de ángulos. Se realizó el amarre de todos los pozos con esta ondícula grupal para ángulos de incidencia medios.



Figura 37: Ondículas promediadas según rango de ángulos. Juntas forman la ondícula grupal.

Ondícula estadística para nivel CARBONIFERO					
input Seismic Volume:		AnGth_pstm_offscal_rad_N1N2.sgy		CDP	from To
Wavelet name:		AngGth0-35		Inline	150 350
Wavelet Length		200 ms	Angles range	0° to 35°	Xline 200 350
Taper Length		25 ms	Phase Rotation	0	Phase Type Constant_Phase
Time	from	1900			ms
Window	To	2500			ms
Extract multiple wavelets:			3 angles at the same time		

Tabla 8: Parámetros de la ondícula promediada según rangos de ángulo.

En la Figura 38 se puede observar el amarre del pozo P-X1001 con los *gathers* de ángulos medios, donde se visualiza de izquierda a derecha: Perfiles de GR, velocidad de onda P, velocidad de onda S, perfil de densidad, traza sintética repetida cinco veces (azul), traza extraída de la sísmica en la posición del pozo repetida cinco veces (rojo), Angle Gather y la cross-correlación entre la traza sintética y la extractada, la cual arroja una correlación de 0.81.

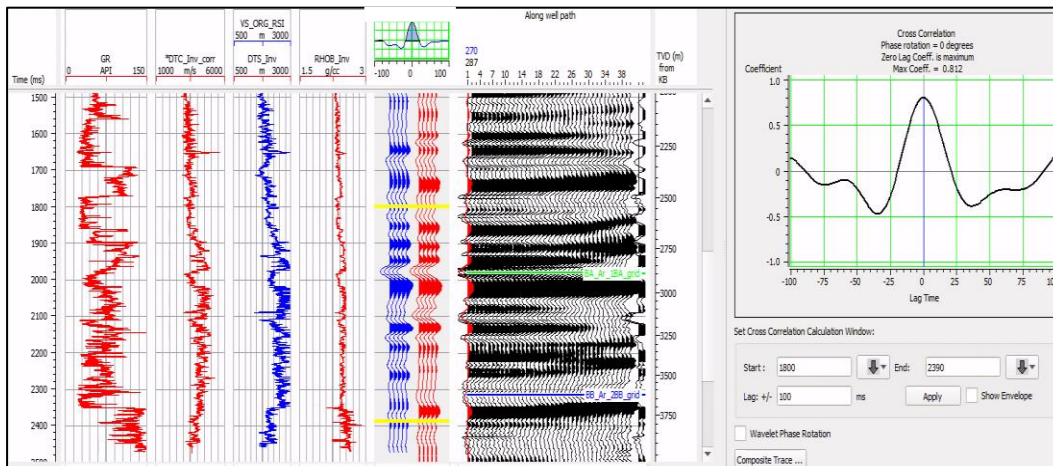


Figura 38: Amarre del pozo P-X1001.

En la

Figura 39 se puede observar el amarre del pozo P-X1002 con los *gathers* de ángulos medios, donde se visualiza de izquierda a derecha: Perfiles de GR, velocidad de onda P, velocidad de onda S, perfil de densidad, traza sintética repetida cinco veces (azul), traza extraída de la sísmica en la posición del pozo repetida cinco veces (rojo), Angle Gather y la cross-correlación entre la traza sintética y la extractada, la cual arroja una correlación de 0.83.

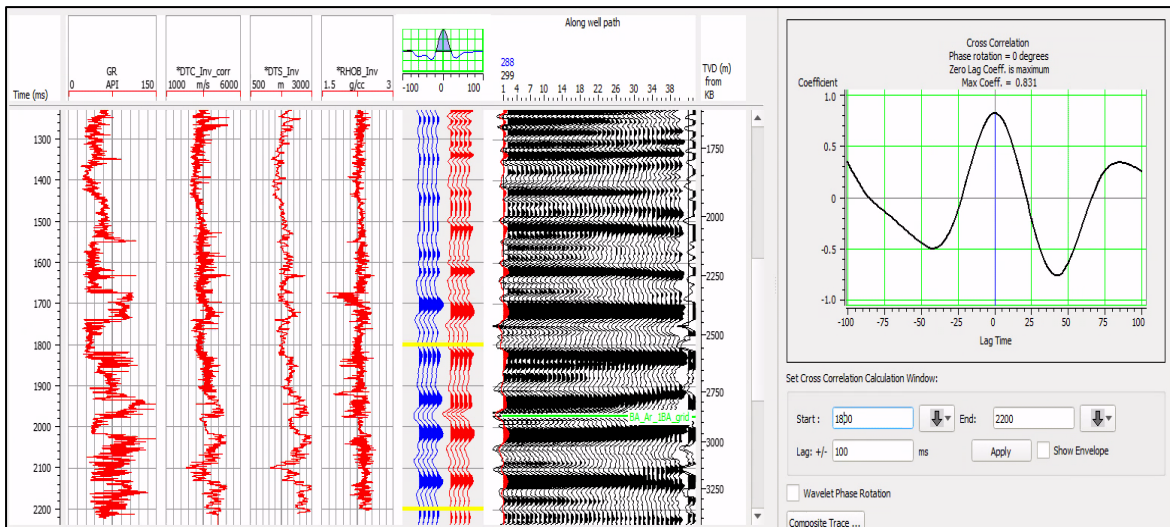


Figura 39: Amarre del pozo P-X1002.

5.2. Modelos de bajas frecuencias

La inversión sísmica empleada requiere la generación del modelo inicial o modelo de bajas frecuencias. Esto se lleva a cabo por que el dato sísmico no cuenta con la información de las bajas frecuencias. En la Figura 40 se observa la falta de energía para las bajas frecuencias (0 - 5 Hz), en el espectro de amplitud de la sísmica enfocada en el Carbonífero.

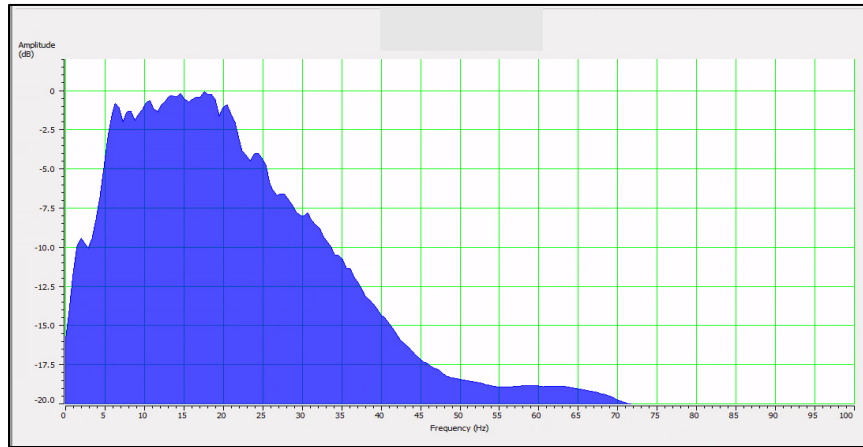


Figura 40: Espectro de amplitud de los datos sísmicos.

El modelo de bajas frecuencias se construyó a partir de la propagación de la información de pozo filtrada con un pasabajos con frecuencia de corte a 5 Hz. Para evitar que se genere ruido al momento de interpolar y propagar las propiedades de pozo, se procedió a suavizar los horizontes interpretados, lo cual contribuye a darle un sentido geológico a la interpretación.

Los modelos generados fueron un cubo de velocidad de onda P, un cubo de velocidad de onda S y un cubo de densidad, cubos que serán utilizados para la inversión sísmica *pre-stack*.

Se ha trabajado el modelo inicial de bajas frecuencias de forma especial para incluir las fallas inversas de nuestra estructura. Esto permite al algoritmo de inversión trabajar de forma óptima y entregar mejores resultados que si no se hubieran incluido. Para esto ha sido necesario generar 3 modelos, uno para cada bloque, y luego cortar y pegarlos en un solo modelo final.

Por este motivo, se han generado 3 pseudo-pozos, cortando y pegando las partes correspondientes a partir del pozo P-X1001:

- BA-X1001
- BI-X1001
- BB-X1001

No se ha estimado necesario utilizar los otros 2 pozos ya que están muy próximos, y por lo tanto no aportan grandes cambios.

A partir de estos y de los horizontes correspondientes, extrapolados, se han generado 3 modelos iniciales llamados: BA, BI, BB.

Se ha preparado 2 “scripts” que permiten cortar y pegar los 3 modelos con las 2 fallas: FP (Falla Principal) y FT (Falla Transversal), de esta manera se logró obtener un cubo de Impedancia P, Impedancia S y densidad que respeten los saltos de falla de la estructura, tal como se la puede apreciar en la Figura 40, Figura 41 y Figura 42.

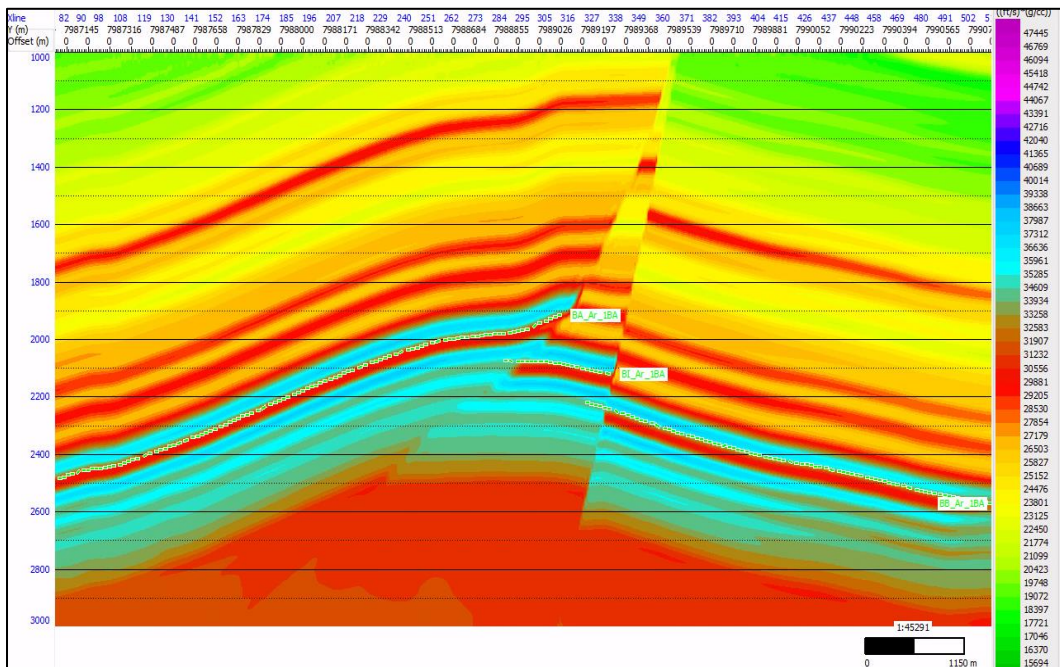


Figura 40: Modelo de bajas frecuencias para impedancia P (Tiempo).

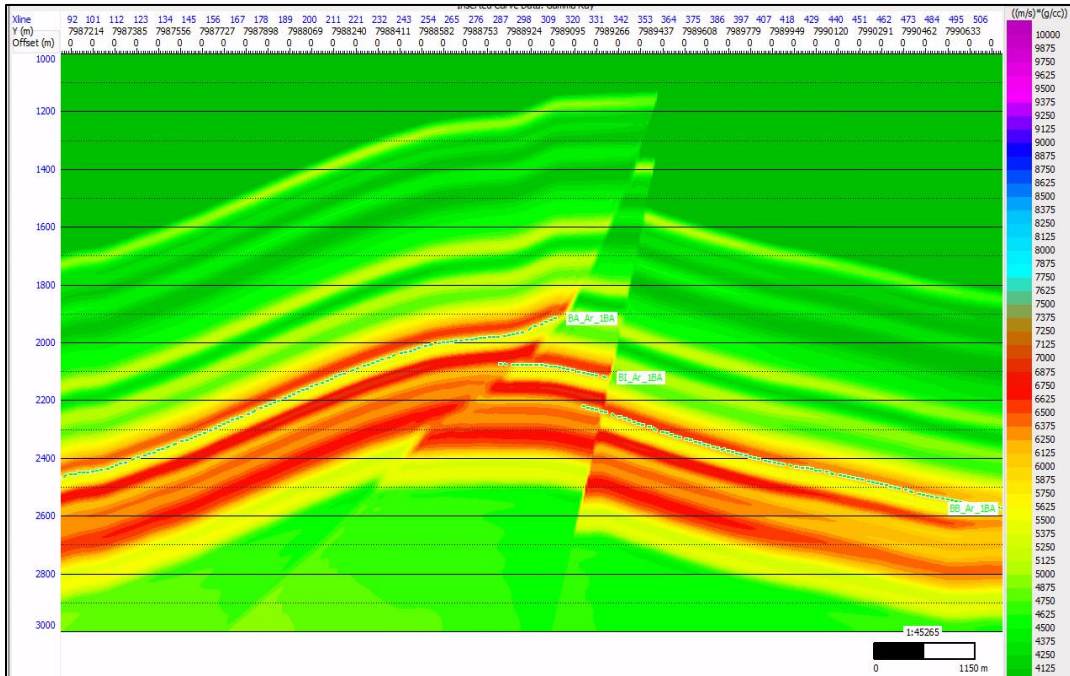


Figura 41: Modelo de Bajas frecuencias para Impedancia S (Tiempo).

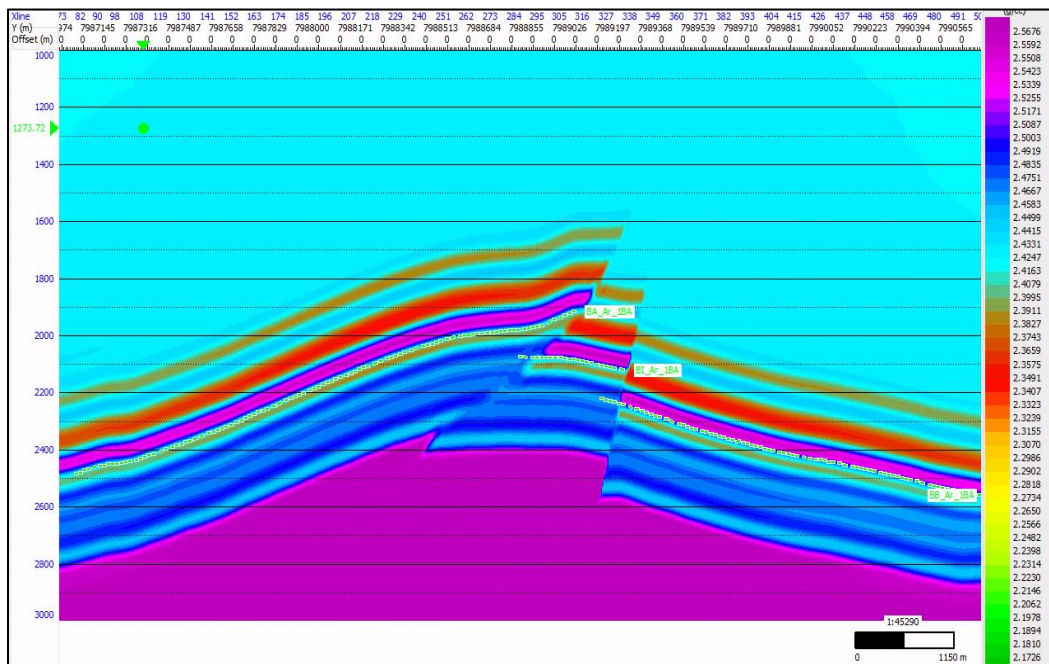


Figura 42: Modelo de Bajas Frecuencias para Densidad (Tiempo).

5.3. Parametrización de la inversión

Una vez contamos con el modelo de bajas frecuencias, la ondícula grupal y todos los pozos amarrados con esta ondícula, pasamos a realizar pruebas de inversión en las posiciones de los pozos. Estas pruebas contribuyen a calibrar los parámetros que utilizará el algoritmo de inversión, como ser la ondícula, el número de iteraciones, preblanqueo, etc.

Una de las primeras calibraciones que se realiza es la calibración de las relaciones lineales entre el logaritmo de Z_p y el logaritmo de Z_s , y entre el logaritmo de Z_p y el logaritmo de la densidad. La reflectividad varía con el ángulo de incidencia y el parámetro que tiene más peso en la reflectividad es la impedancia P , luego la impedancia S y por último la densidad. Una manera de lidiar con el problema del peso relativo de los diferentes parámetros elásticos en la reflectividad en función del ángulo de incidencia es asumir que existe una relación lineal entre el logaritmo de Z_p y el logaritmo de Z_s , y entre el logaritmo de Z_p y el logaritmo de densidad, y luego perturbar esa relación lineal. Se configuró el *crossplot* en el dominio logarítmico enfocado en la formación Tarija del Carbonífero y se obtuvieron las constantes de la recta que mejor ajustó a los datos (Figura 43).

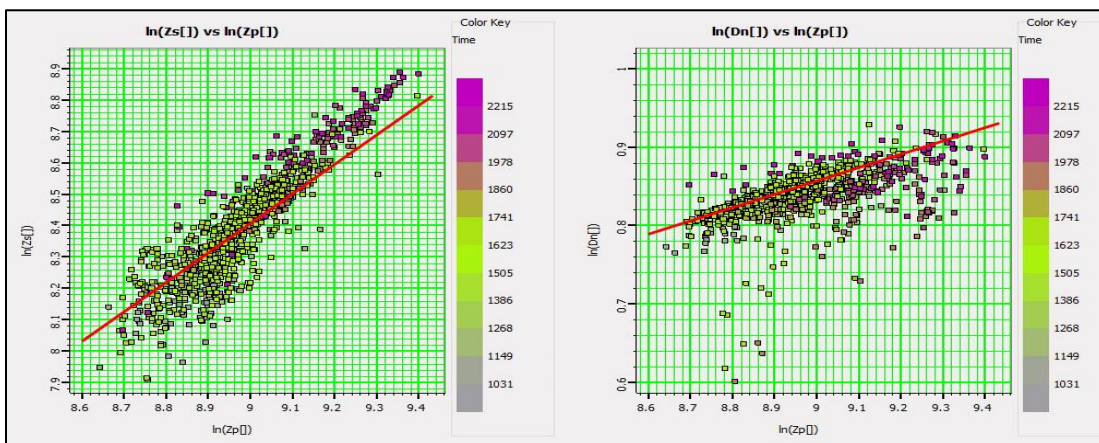


Figura 43: Relación entre Z_p - Z_s e Z_p -Densidad en escala bilogarítmica.

La inversión sísmica es una forma matemática de estimar una respuesta de reflectividad, verificarla en función de las observaciones y modificarla hasta que sea aceptable. Es decir que, una traza se compara con la traza sintética computada a partir del modelo de reflectividad y la ondícula. Las diferencias entre las dos trazas se utilizan para modificar el modelo de reflectividad, de modo que la iteración siguiente de la traza sintética se asemeje más a la traza registrada. Este proceso continúa, reiterando la generación de una traza sintética, la comparación con la traza registrada y la modificación del modelo hasta que se optimiza el ajuste entre la traza sintética y la traza registrada.

INVERSION SISMICA												
Carbonífero												
input Seis Volume:		AnGth_pstm_offscal_rad_N1N2.sgy				Time Window			1000-3000ms			
(strata)Model		MBF_Zp_fil,MBF_Zs_fil, MBF_Dn_fil				Angle Range			1 to 40°			
Selected Wells		P-X1001, P-X1002,P-X1003				Wavelet Name		Wavelet Group Name:		AngGth0°-35°		
Ventana		1000 ms			a	3000 ms						
Informacion a Priori					Sampling		2 ms		Method		Covariance	
K	Kc	m	mc	γ	Iterations:		80		In (Zp)		0.212275	
1.245	-2.809	0.1695	-0.6634	0.57	Angle range:		0°	a	40°	delta In (Zs)		0.107952
					Wavelet Phase:		0°		delta In (Den.)		0.014329	
Muted or Dead Traces Handling					if it has less than: 10 % lives samples;				Option Upd. Zp		1	
					Check for muted traces (1=yes)				Option Upd. Zs		1	
Output Type:					Full Spectrum		Prewhitening value		Option Upd. Dn		1	
Auto-Scaling Option:					0	Nb of Angles for Scaling:		1	Min Ang:	0	Max Ang: 40	
Scalar calculation Options:					Using pre-calculated or user-defined global scalar:					1.2		
Output Name:		INV_CARB	Volumes	Vs	Zp	Vs	Zs	Dn	Vp Vs			

Figura 44: Parámetros utilizados para la inversión sísmica enfocada en Carbonífero.

Una vez elegidos los parámetros adecuados, se habilita la ventana de análisis de inversión, la cual se visualiza en cada pozo que usamos como control. En este menú se observan diferentes indicadores, los cuales cuantifican la calidad de la inversión, entre los principales podemos mencionar:

Traza error: Es la traza resultante de la diferencia entre la traza sísmica observada y la traza sintética generada a partir de la salida del proceso de inversión.

Correlación: Es el grado de correlación que se tiene entre la traza sísmica observada y la traza sintética generada a partir de la salida del proceso de inversión.

Error RMS entre la traza sísmica observada y la traza sintética.

Este análisis se realizó para una ventana que se extiende desde la formación San Telmo, hasta la formación Iquiri, de tal manera que abarque por completo las formaciones del Cabonífero.

En la Figura 45 y 46 se muestra el resultado del análisis de inversión para el pozo P-X1001 y P-X1002 respectivamente. En la primera columna de la imagen de la izquierda se muestra la impedancia P: en negro se observa el modelo de bajas frecuencias, en azul se observa el perfil del pozo filtrado, y en rojo se observa el resultado de la inversión. Los perfiles de pozos, al tener mayor contenido de altas frecuencias, se filtraron con un filtro pasabajos con el fin de obtener un contenido de frecuencias que sea comparable con el contenido de frecuencia de la información sísmica. En la segunda columna se aprecia las mismas curvas, pero para la impedancia S, y de la misma manera para la densidad en la tercera columna. La cuarta columna es la relación V_p/V_s calculada a partir de las curvas invertidas y empleada como control de calidad de la inversión. La imagen central corresponde a el gather sísmico acondicionado en la posición del pozo que se está analizando y la imagen de la derecha corresponde al gather sintético.

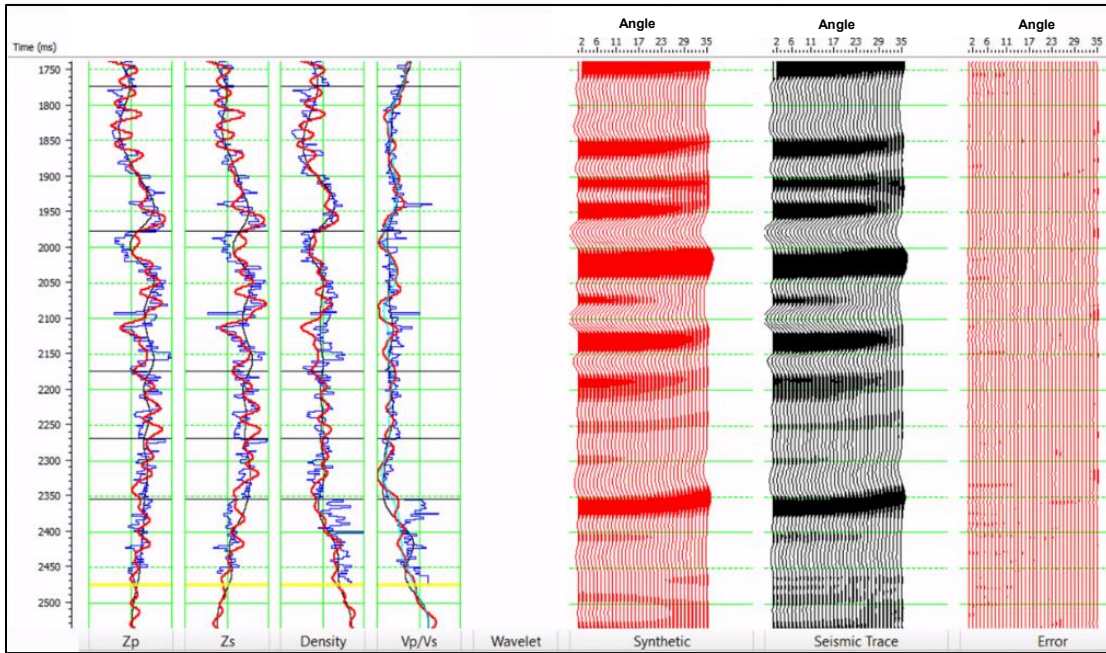


Figura 45: Análisis de Inversión sísmica sobre el pozo P-X1001.

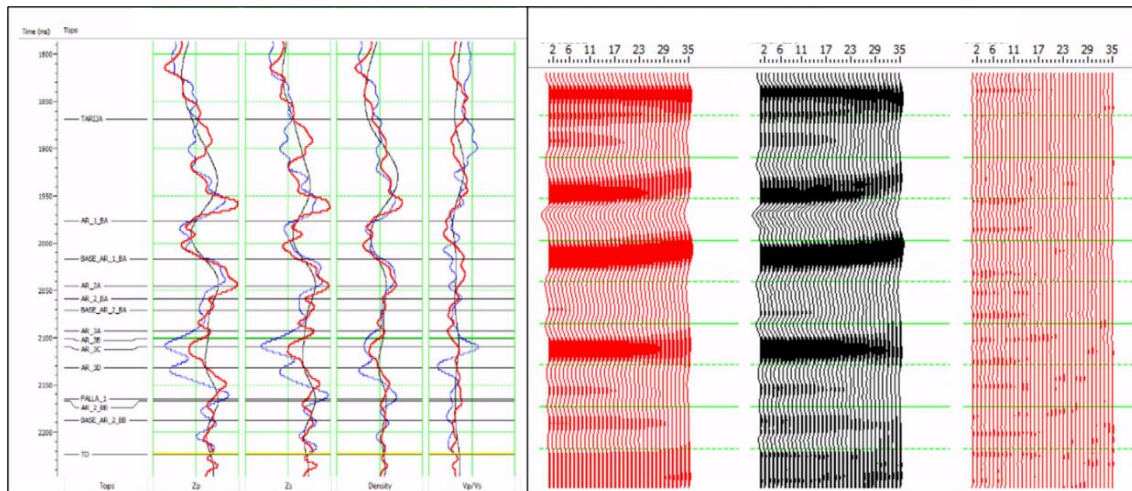


Figura 46: Análisis de Inversión sísmica sobre el pozo P-X1002.

5.4. Control de calidad de los resultados

Se obtuvo una buena correlación entre los datos invertidos y los datos de pozos, tal como se puede apreciar en la Figura 47, esto se refleja en un correcto resultado de la inversión sísmica realizada.

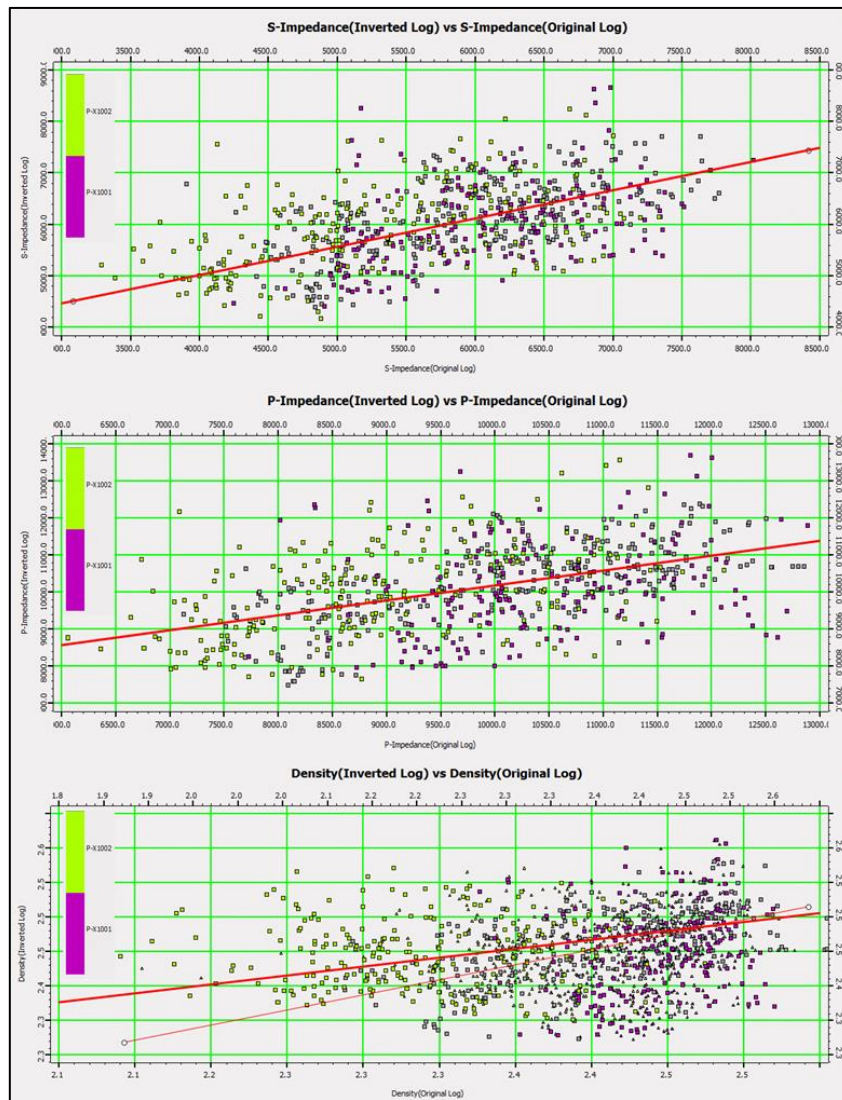


Figura 47: Crossplot entre el dato de registro original y el dato invertido (Z_p , Z_s y Densidad).

Como resultado de la inversión sísmica se obtuvieron tres cubos sísmicos para cada nivel estudiado, un cubo de Impedancias P, un cubo de impedancias S y un cubo de densidad. En las Figura 48, Figura 49 y Figura 50 pueden observarse los resultados sobre la Inline 270 que pasa por el pozo P-X1001, donde se observa a los perfiles filtrados para que los mismos sean concordante con el ancho de banda de la inversión sísmica.

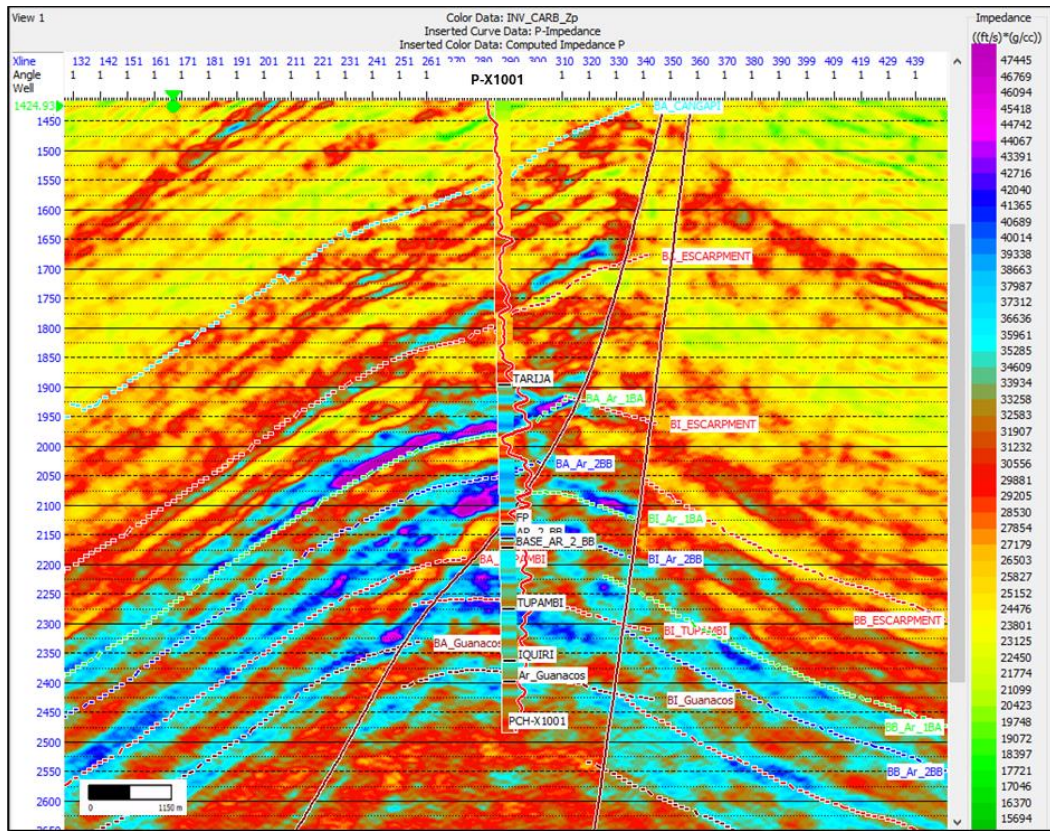


Figura 48: IL-270 del cubo Zp producto de la inversión sísmica para Carbonífero.

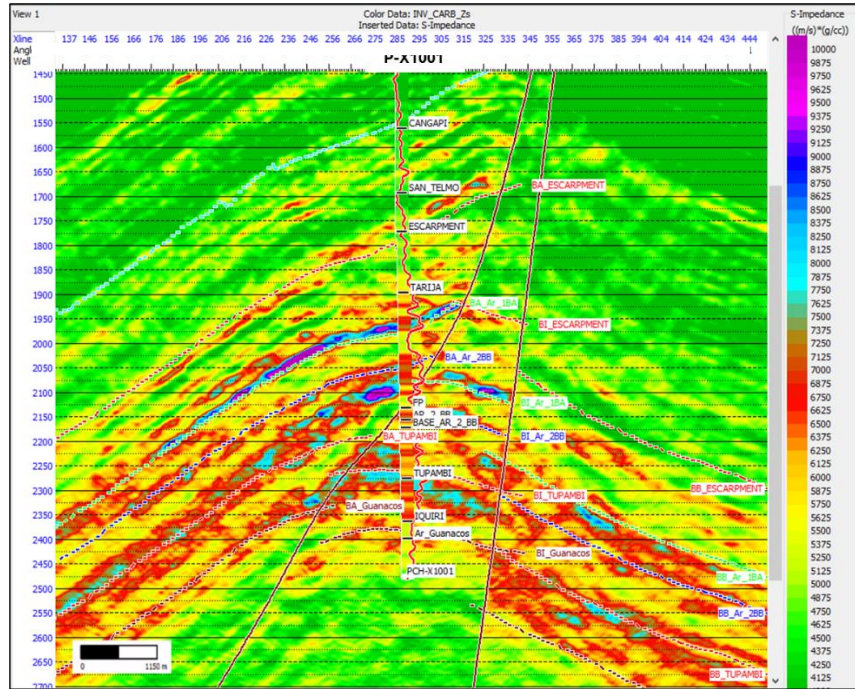


Figura 49: IL-270 del cubo de Zs producto de la inversión sísmica para Carbonífero.

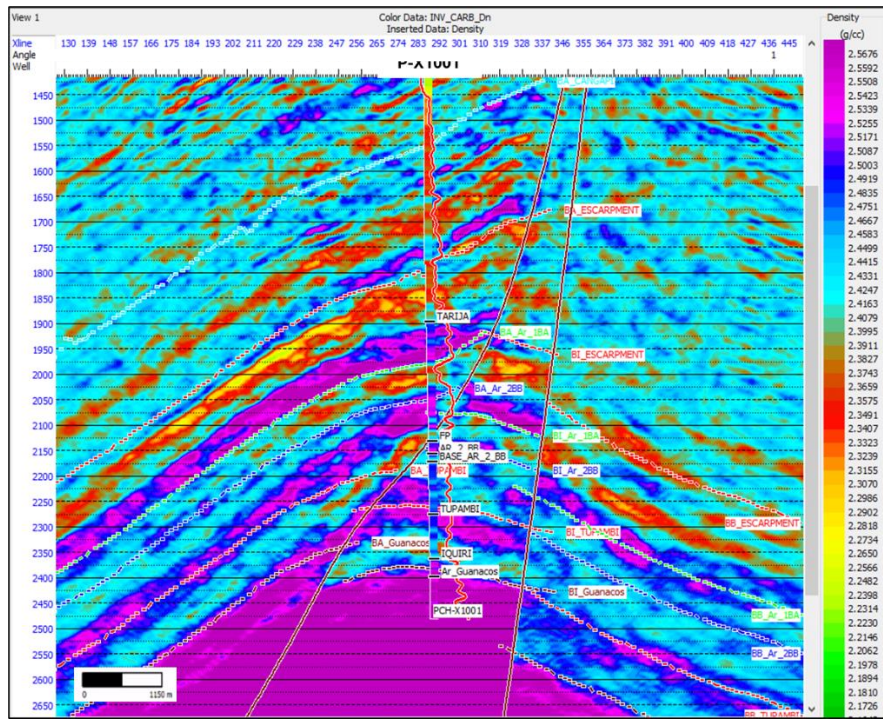


Figura 50: IL-270 del cubo de densidad producto de la inversión sísmica para Carbonífero.

Con los productos de la inversión sísmica logramos obtener las propiedades Z_p , Z_s y densidad a lo largo de todo el cubo sísmico para la formación Carbonífero, lo cual nos permitirá, en la caracterización sísmica poder extrapolar la discriminación litológica que se realizó a nivel de pozo al resto del cubo.

5.5. Caracterización litológica

La caracterización litológica se basa en la evaluación litológica realizada en los pozos, donde se definieron tres litologías a caracterizar: Lutitas (color verde), areniscas sin gas (color amarillo) y areniscas con gas (color rojo). Una vez definidas estas litologías en los pozos, basándose en diagramas cruzados (*x-plots*) en que se utilizan los parámetros elásticos Z_p y V_p/V_s , se deben de extrapolar esta litología al resto del volumen.

Para ello hicimos uso del módulo LithoSI del software HampsonRussell, donde usamos como dato de entrada para la caracterización litológica los cubos Z_p , V_p/V_s obtenidos de las corridas de inversión sísmica realizada con anterioridad. De igual manera se introducen los registros eléctricos Z_p , Z_s y densidad de los pozos P-X1001, P-X1002 y P-X1003 y la ley de discriminación litológica que se trabajó en función de las detecciones de gas UGT y cortes de V_{sh} , tal como se puede apreciar en la Figura 51.

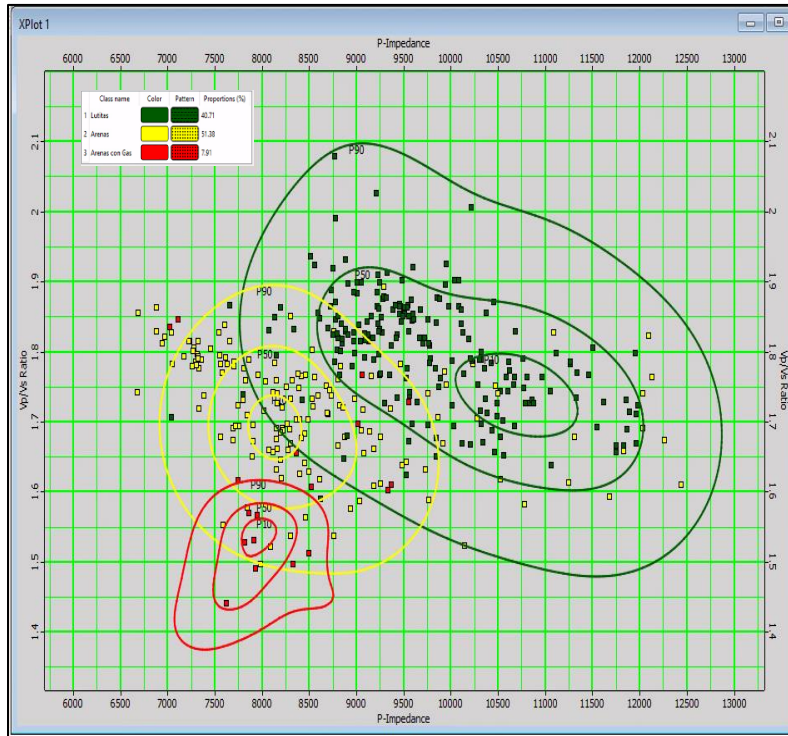


Figura 51: Análisis Kernel enfocado en la formación Tarija.

En la Figura 52 se observa para los tres pozos evaluados, una buena concordancia entre la predicción de litologías con datos de pozos (*Track 1*) y la predicción de litología con datos sísmicos (*Track 2*). Sin embargo, existen niveles con gas visibles en el pozo P-X1002 que son demasiado delgadas para ser reproducidas. En el caso de forzar el análisis kernel para que las mismas aparezcan como predichas, aparecen mezcladas en medio de las lutitas, lo cual no es físicamente lógico, por lo tanto, se ha optado por no forzar los datos a esta zona.

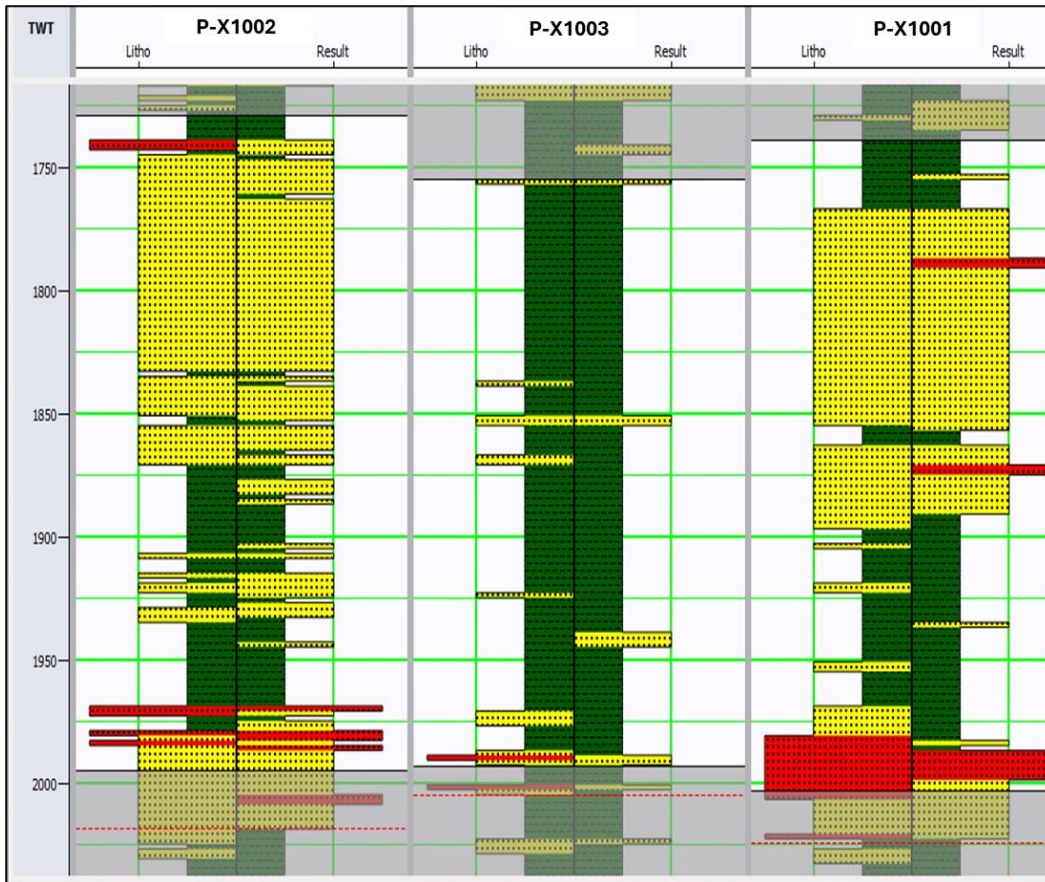


Figura 52: Parámetros del cálculo y aplicación del análisis Kernel a los pozos.

En la Figura 53 se muestra el resultado de la caracterización litológica enfocada en la formación Tarija del Carbonífero. Se muestra la IL-270 con la respectiva predicción litológica que se realizó en el pozo P-X1001, la cual coincide con la predicción realizada en el cubo sísmico.

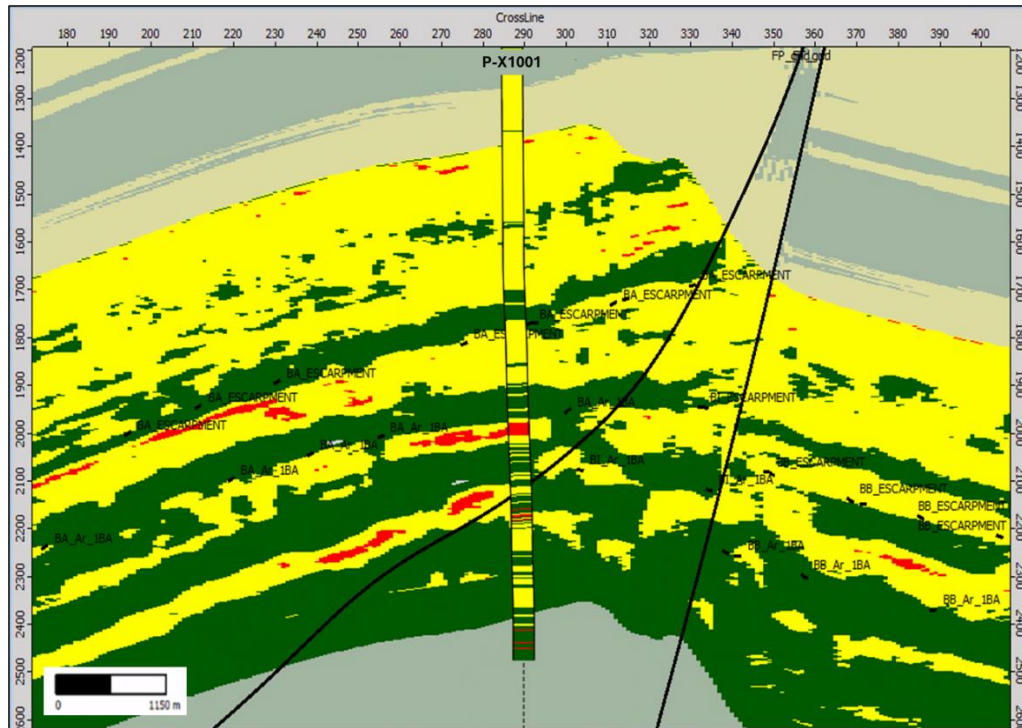


Figura 53: Cubo de discriminación litológica enfocada en Carbonífero (Tiempo).

Como producto de la discriminación litológica, el programa Hampson Russell en su módulo LithoSI genera de igual manera un cubo de probabilidad por cada litología analizada, por lo que se obtuvo un cubo de probabilidad de presencia de lutitas, un cubo de probabilidad de presencia de areniscas sin gas y un cubo de probabilidad de presencia de areniscas con gas.

5.6. Extracción de geocuerpos

Como producto del trabajo de Inversión Sísmica se obtuvo un cubo de discriminación litológica, el cual discrimina areniscas sin gas (color amarillo), lutitas (color verde) y areniscas con detección de gas (color rojo). Este cubo de discriminación litológica arroja de igual manera cubos de probabilidades de cada facie discriminada, motivo por el cual se tiene:

Un cubo de probabilidad de areniscas sin detección de gas.

Un cubo de probabilidad de areniscas con detección de gas.

Un cubo de probabilidad de presencia de lutitas.

Dichos cubos fueron convertidos a profundidad empleando el cubo de velocidades *RMS* entregadas como producto del reprocesamiento realizado. Con el cubo de discriminación litológica y el cubo de probabilidad de areniscas con detección de gas, se logró identificar cuatro geocuerpos que parecen corresponder a trampas estratigráficas. La identificación de estos geocuerpos se logró flatenizando el cubo de discriminación litológica y el cubo de probabilidad de areniscas con detección de gas al tope denominado Tarija Shales, ya que este reflector, de acuerdo con la deducción geológica realizada en base al producto de esta inversión sísmica 3D, se lo interpreta como un período interglaciar donde la deposición tuvo lugar en una cuenca marina o lacustre relativamente profunda.

Una vez flatenizado este cubo, se procedió a barrer las distintas *z-slices* del tope a la base de la formación Escarpment, donde en el *Slice* correspondiente a la profundidad 2402 m relativa al horizonte aplanado, se identificó el geocuerpo que se aprecia en la Figura 54.

El geocuerpo de la Figura 54 fue denominado geocuerpo Escarpment por que se encuentra en la formación Escarpment, el mismo se interpreta como un abanico aluvial o cono de deyección, el cual vendría a representar a una acumulación de sedimentos formada cuando una corriente de agua confinada fluye rápidamente por una pendiente saliendo a una zona no confinada menos inclinada o plana, por lo que disminuye su velocidad y deposita los sedimentos en forma de abanico, al pie de un torrente.

Cerca de 150m por debajo del geocuerpo identificado en la formación Escarpment, se encuentra un geocuerpo en forma de canal que no fue atravesado por los pozos perforados hasta la fecha en el campo.

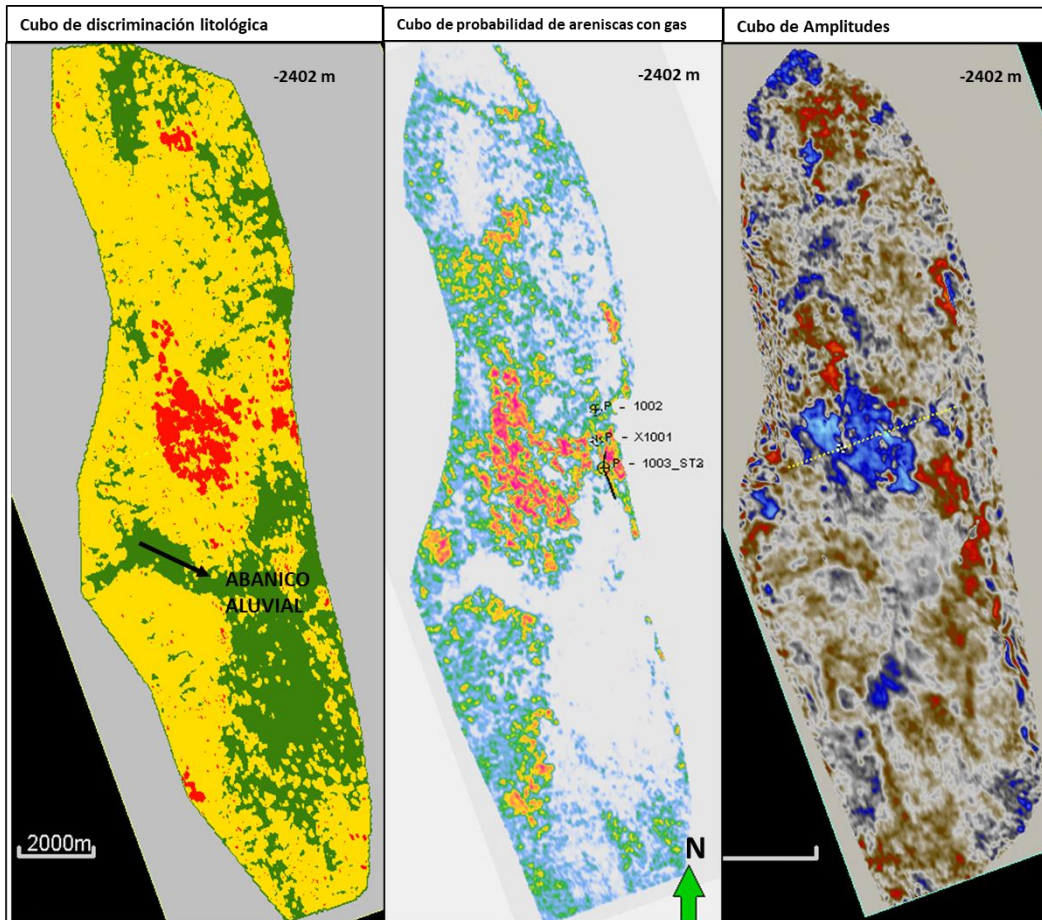


Figura 54: Caracterización del Geocuerpo Escarpment.

Como se puede apreciar en la Figura 55, la imagen A corresponde al Zslice -2553 m (profundidad relativa) del cubo de discriminación litológica convertido a profundidad y aplanado al horizonte que corresponde a las arcillas de la formación Tarija, denominada Tarija Shales. En este cubo el color verde representa a las lutitas, el amarillo representa a las areniscas sin gas y el color rojo representan las areniscas con mayor probabilidad de presencia de gas, dicho cubo es producto de la caracterización sísmica llevada a cabo en base a la inversión sísmica elástica. Allí, se puede identificar la conformación de un geocuerpo que tiene la forma de una canal de dirección casi Este-Oeste.

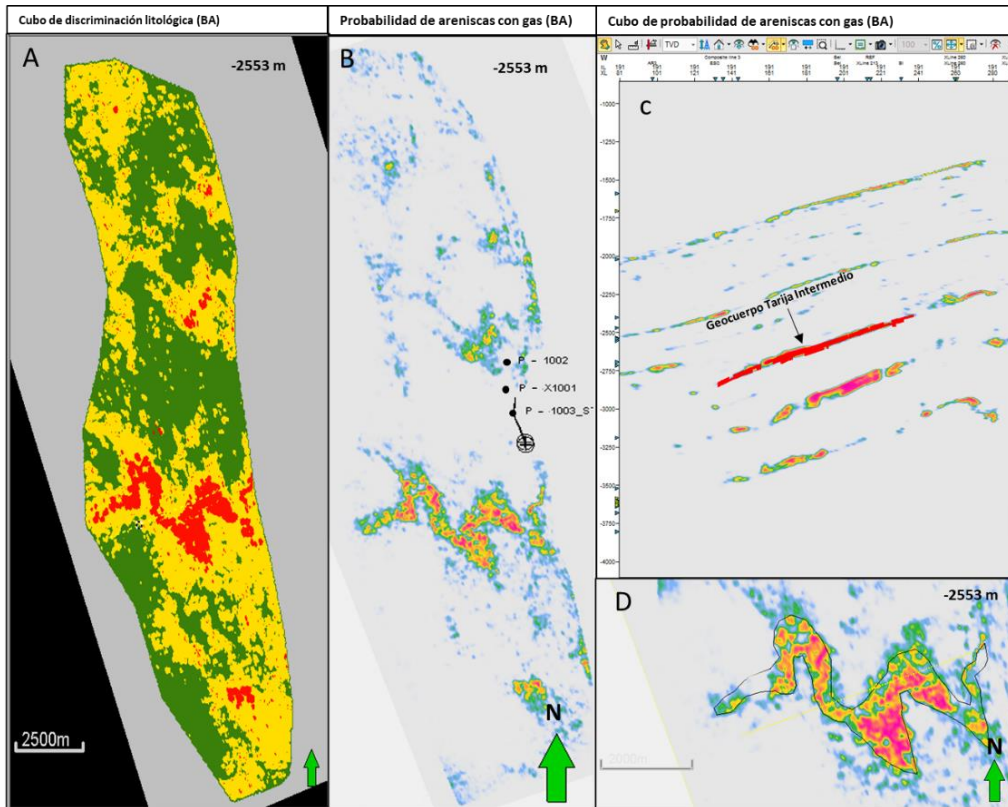


Figura 55: Caracterización del Geocuerpo Tarija Intermedio.

En la Figura 56 se muestra la conformación de un canal en dirección Sur-Oeste Nor-Este, el cual fue atravesado por los pozos P-X1001 y P-X1002. Este canal que se visualiza sobre la *Z-slice* -2708, profundidad relativa al cubo aplanado que usa de referencia el horizonte denominado Tarija Shales.

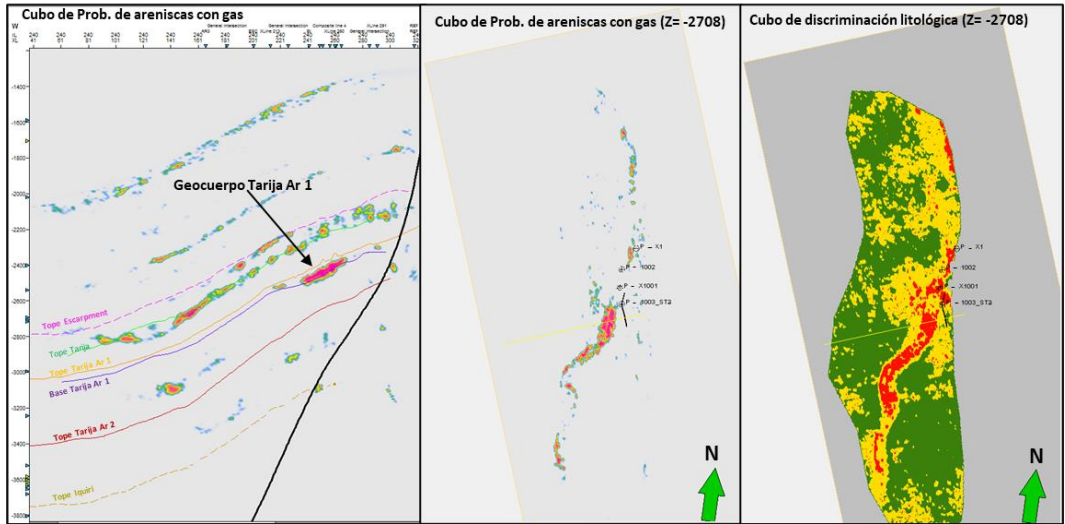


Figura 56: Caracterización del geocuerpo Tarija Arenisca 1.

El geocuerpo denominado Tarija Arenisca 1 se interpreta como un canal fluvio-glacial que contiene una distribución no homogénea de areniscas en el valle (parches de arenas más o menos conectados), esto puede apreciarse en la Figura 57 donde se muestra diferentes Z-slices, que representan varias vistas del relleno progresivo del canal del geocuerpo Tarija arenisca 1.

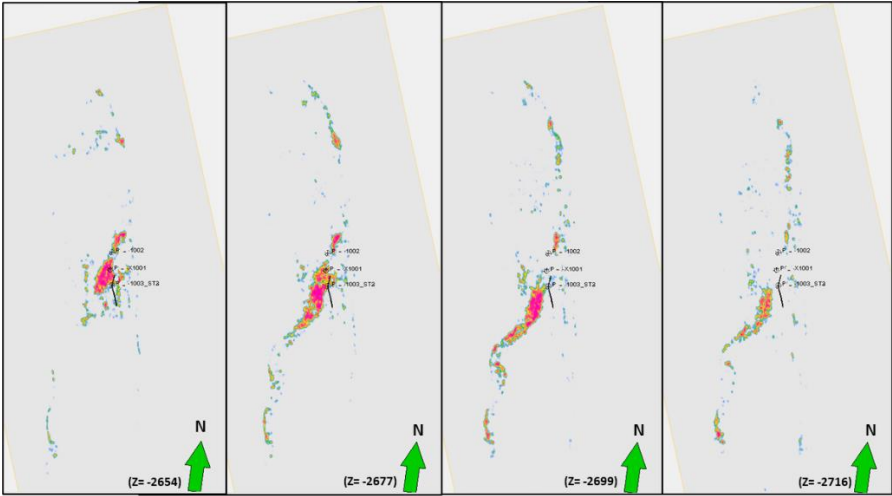


Figura 57: Vistas del relleno progresivo del canal del geocuerpo Tarija arenisca 1.

La Figura 58 muestra el horizonte Z-slice a una profundidad relativa de -2825m, donde se identifica al geocuerpo denominado Tarija Arenisca 3, tanto sobre el cubo PSTM como sobre el cubo de discriminación litológica, donde en color verde se representan a las lutitas/diamictitas, en color amarillo las areniscas sin gas y en rojo las areniscas con mayor probabilidad de presencia de gas. De acuerdo con la deducción geológica/ geofísica realizada en base al producto de esta inversión sísmica 3D, este geocuerpo es interpretado como areniscas de canales subglaciales y lóbulos proglaciales.

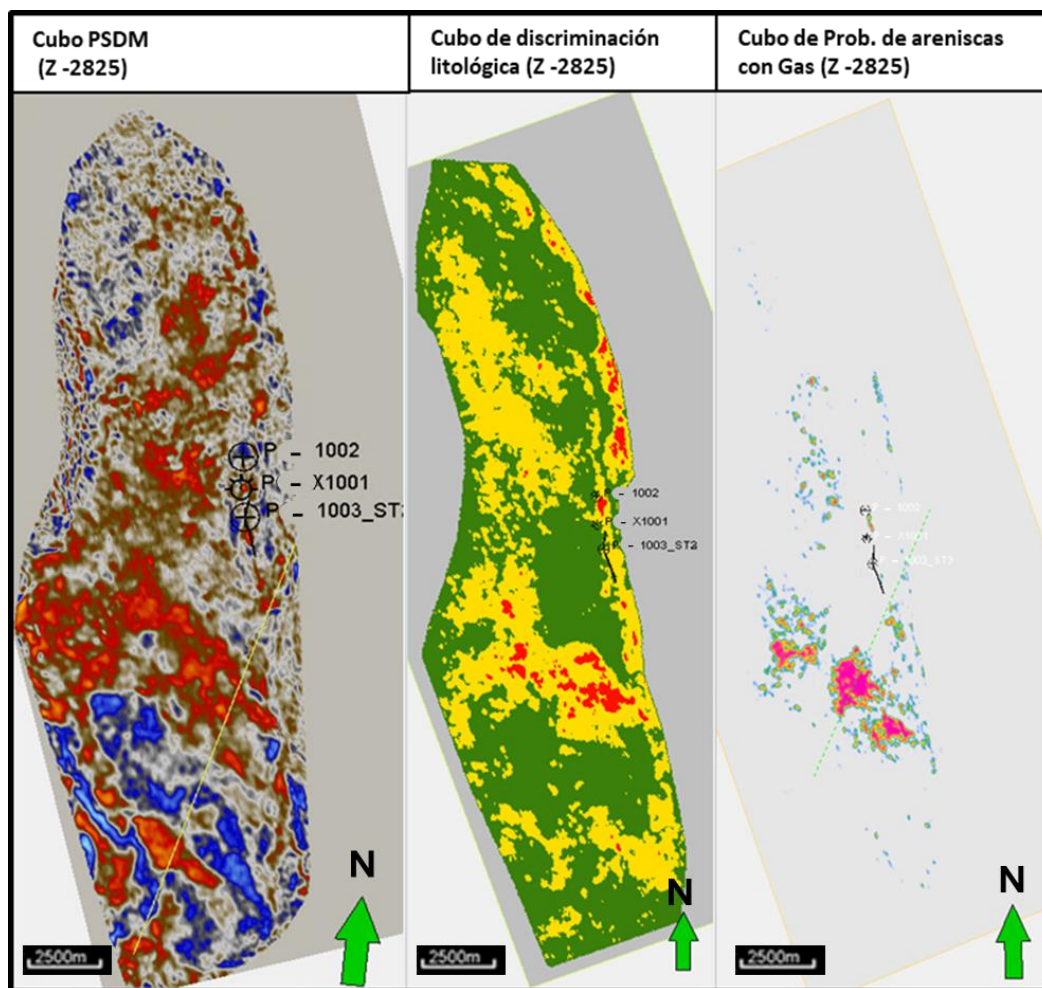


Figura 58: Caracterización del Geocuerpo Tarija Arenisca 3.

Capítulo 6

CONCLUSIONES

6. Conclusiones

El objetivo principal del trabajo fue interpretar y caracterizar en la sísmica 3D del campo Nueva Esperanza las areniscas gasíferas Tarija-Ar1 y Tarija Ar-2 de la formación Tarija del Carbonífero. Estas areniscas fueron identificadas mediante la perforación de los pozos P-X1001 y P-1002. Un objetivo secundario era identificar otras areniscas con alta probabilidad de presencia de gas. Para ello se realizó un control de calidad de las curvas de Densidad, DTC y DTS, seguido por la generación de un registro de litologías para discriminar a nivel de pozo y contribuir a la caracterización litológica del cubo sísmico. Se aplicaron pruebas para generar el registro litológico, destacando la discriminación basada en *VSH* y detecciones de gas, permitiendo la identificación de lutitas, arenas sin gas y arenas con gas.

Para validar la discriminación litológica y su aplicabilidad sísmica, se realizó como factibilidad un crossplot entre las propiedades Z_p vs V_p/V_s en los pozos analizados, para evaluar si es posible discriminar litologías en este dominio.

La inversión elástica se inició con el amarre de los pozos con la sísmica prestack, mediante sismogramas sintéticos. Esta etapa permitió generar la ondícula variable por ángulo de incidencia, representativa del volumen sísmico. Se generaron modelos de baja frecuencia Z_p , Z_s y Densidad, a partir de perfiles de pozos filtrados e interpolados mediante horizontes interpretados. La interpretación sísmica incorporó una falla inversa, logrando modelos más representativos del subsuelo, permitiendo una inversión sísmica más efectiva.

Se llevaron a cabo pruebas de inversión sísmica para calibrar los resultados y honrar la respuesta sísmica y la información de pozo disponible. Los productos de

la inversión sísmica proporcionaron volúmenes de propiedades Z_p , Z_s y densidad en todo el cubo sísmico, a partir de lo cual se realizó la interpretación litológica.

La caracterización litológica se basó en la evaluación de litologías en los pozos y se extrapoló utilizando parámetros elásticos Z_p y V_p/V_s , obteniendo un cubo de tres facies que identificó areniscas sin gas, lutitas y areniscas con detección de gas. Este enfoque integral proporcionó una comprensión detallada de la distribución de las facies en el yacimiento, lo que es fundamental para la exploración y explotación de recursos gasíferos en la formación Tarija del Carbonífero.

Las facies sísmicas resultantes de la caracterización sísmica presentaron una buena correlación con los datos de pozos, lo cual soporta técnicamente que, las anomalías sísmicas identificadas son debido a cambios litológicos y/o presencia de fluidos. Como resultado de la caracterización sísmica, se logró interpretar cuatro (4) geocuerpos que se ubican en el sector suroeste del bloque alto de la estructura en estudio, de los cuales uno correspondería a la formación Escarpment y tres pertenecerían a la formación Tarija.

El único geocuerpo identificado que fue atravesado por los pozos que han sido perforados hasta la fecha, es el geocuerpo Tarija Ar1. El resto de los geocuerpos identificados como areniscas con mayor probabilidad de presencia de gas, no han sido atravesados por ninguno de los pozos perforados hasta la fecha, por lo que se constituyen como interesantes prospectos en el área.

Los trabajos llevados a cabo en este estudio se han mostrado satisfactorios en todos los aspectos abordados. Permitiendo la interpretación y caracterización de areniscas gasíferas de la formación Tarija del Carbonífero y la identificación de nuevas zonas con alta probabilidad de contener gas. Estos trabajos ofrecen una visión integral y detallada de las facies en la formación Tarija del Carbonífero, proporcionando una base sólida para futuros trabajos de exploración y explotación en el área.

7. Bibliografía

Bacon, R. S. (2014). *Seismic Amplitude*. Cambridge: Cambridge.

Brown, A. R. (2004). *Interpretation of three dimensional Seismic Data*. Tulsa, Oklahoma: SEG.

Fatti J.L., S. G. (1994). *Detection of gas in sandstone reservoirs using AVO analysis: a 3-D seismic case history using the Geostack technique*.

Geokinetics. (2008). *Informe Final de adquisición del cubo sísmico Nueva Esperanza*. Santa Cruz de la Sierra.

Oldenburg, D. W. (1983). *Recovery of the acoustic impedance from reflection seismograms*.

Russell, H. (2005). *Simultaneous inversion of pre-stack seismic data*.

Sheriff R.E., L. G. (1995). *Exploration Seismology*. Cambridge University Press.

Soubies, D. (2015). *Fundamentos para la prospección sísmica de Hidrocarburos*. Buenos Aires.

YPFB Chaco, S. (2008). *Informe de Desarrollo del campo Nueva Esperanza*. Santa Cruz de la Sierra.

YPFB Chaco, S. (2009). *Informe de Pruebas de Producción*. Santa Cruz de la Sierra.