

Inversión y atributos sísmicos en la clasificación de Litotipos

Erick Johan Illidge Araujo

Tesis de Investigación para Optar al Título de Magister en Geofísica.

Director:

Jorge Eduardo Pinto Valderrama

Geólogo M.Sc.

Universidad Industrial de Santander

Facultad de ciencias

Escuela de Física

Maestría en Geofísica

Bucaramanga

2017

Contenido

	Pág.
Introducción	13
1. Generalidades.....	14
1.1 Geología Regional	14
1.1 Bloque F3.....	14
1.1.2 Bloque UIS.....	16
1.2 Objetivos	19
2. Metodología para la Generación de Modelos 3D de Litotipos a partir de la Integración de Información Geológica y de Pozo, Modelos Petrofísicos 1D, Modelos 3D de Propiedades Elásticas [PE], Atributos Sísmicos y Métodos Geoestadísticos. Casos de estudio, Bloque F3 – Costa Afuera Holanda y Bloque UIS – Colombia.....	20
2.1 Datos y Metodología.....	21
2.1.1 Metodología	21
2.1.2 Inventario de Información para el Bloque F3.....	23
2.1.3 Inventario de Información para el Bloque UIS.....	25
2.2 Resultados e Interpretación.....	27
2.2.1 Petrofísica & Litotipos	27
2.2.2 Propiedades Elásticas.....	39
2.2.3 Amarre Sísmica – Pozo.....	40

2.2.4 Interpretación Sísmica Estratigráfica & Estructural	42
2.2.5 Inversión & Atributos Sísmicos	46
2.2.6 Propagación 3D de Propiedades	51
2.2.7 Modelo 3D de Litotipos	53
3. Conclusiones.	59
4. Recomendaciones.	60
Referencias Bibliográficas	62

Lista de Figuras.

	Pág.
Figura 1. Contexto geológico regional del Bloque F3.....	15
Figura 2. Columna estratigráfica generalizada para la cuenca de los Llanos Orientales.....	18
Figura 3. Flujo de pasos propuesto en este proyecto.	23
Figura 4. Información disponible para el Bloque F3.	24
Figura 5. Volumen sísmico correspondiente al Bloque F3.....	25
Figura 6. Información disponible para el Bloque UIS.....	26
Figura 7. Volumen sísmico para el intervalo de interés correspondiente al Bloque UIS.	27
Figura 8. Sección estratigráfica extraída en dirección SE – NW para el Bloque UIS.....	29
Figura 9. Sección estratigráfica extraída en dirección SW – NE para el Bloque F3.	30
Figura 10. Correlaciones para estimación de velocidad de onda S a partir de la velocidad de onda P para diferentes litotipos propuestas por Greenberg & Castagna (1992).	31
Figura 11. Correlaciones para estimación de velocidad de onda S a partir de la velocidad de onda P y el Vshale para diferentes litotipos propuesta como resultado de este trabajo de investigación.	31
Figura 12. Ajuste del modelo de velocidad de onda S estimado para uno de los pozos de correlación del Bloque F3 a partir de la ecuación propuesta como resultado de este trabajo de investigación.	33

Figura 13. Correlaciones para estimación de la porosidad total a partir de la velocidad de onda P y el Vshale para diferentes litotipos propuesta como resultado de este trabajo de investigación.	33
Figura 14. Ajuste del modelo de porosidad total estimado para uno de los pozos de correlación del Bloque F3 a partir de la ecuación propuesta como resultado de este trabajo de investigación.	35
Figura 15. Correlaciones para estimación de la densidad volumétrica a partir de la velocidad de onda P y el Vshale para diferentes litotipos propuesta como resultado de este trabajo de investigación.	36
Figura 16. Ajuste del modelo de densidad volumétrica estimado para uno de los pozos de correlación del Bloque F3 a partir de la ecuación propuesta como resultado de este trabajo de investigación.	37
Figura 17. Crossplot entre Vshale y porosidad total empleado para la clasificación de los litotipos mediante redes neuronales en los pozos de análisis.	38
Figura 18. Modelo 1D de litotipos y registros finales para uno de los pozos de análisis del Bloque F3.	39
Figura 19. Modelo 1D de litotipos y registros finales para el pozo UIS-1 del Bloque UIS.	39
Figura 20. Crossplot entre impedancia acústica, relación VpVs y litotipos definidos para los pozos de análisis del Bloque F3.	41
Figura 21. Crossplot entre impedancia acústica, relación VpVs y litotipos definidos para los pozos de análisis del Bloque UIS.	41
Figura 22. Amarre sísmica pozo para uno de los pozos de análisis del Bloque F3.	42

Figura 23. Flujo de procesos seguido para acondicionar la imagen sísmica previo a la interpretación de horizontes y fallas.	44
Figura 24. Modelo de horizontes y fallas interpretado para el Bloque F3.....	45
Figura 25. Modelo 3D estructural generado a partir de la interpretación sísmica en el Bloque F3.	46
Figura 26. Modelo 3D detallado de horizontes generado para el Bloque F3.	47
Figura 27. Modelo de estratigrafía sísmica generado para el Bloque F3.....	47
Figura 28. Modelo de buzamiento de reflector generado para el Bloque F3.....	48
Figura 29. Modelo de coherencia generado para el Bloque F3.	49
Figura 30. Modelo de amplitud RMS generado para el Bloque F3.	49
Figura 31. Comparación entre modelos de baja frecuencia generado a partir de 7 horizontes (Convencional) y generado a partir de 261 horizontes (Estratigrafía de Secuencias) para el Bloque F3.....	51
Figura 32. Modelo de impedancia acústica final obtenido a partir de inversión sísmica determinística para el Bloque F3.	52
Figura 33. Ajuste del modelo de impedancia acústica final obtenido a partir de inversión sísmica determinística (rojo) con el modelo de impedancia acústica de registros de pozo (azul) para dos pozos de análisis del Bloque F3.	54
Figura 34. Resultado del análisis de sensibilidad del modelo de impedancia acústica final obtenido a partir de inversión sísmica determinística (rojo) con el modelo de impedancia acústica de registros de pozo (morado) para los pozos de análisis del Bloque F3.	55
Figura 35. Distribución de los pozos utilizados para la generación del modelo de impedancia acústica a partir de inversión sísmica para el Bloque UIS.	56

Figura 36. Análisis de regresión multivariable entre un listado de atributos sísmicos y el perfil de velocidad de onda P desarrollado en el Bloque F3.....	56
Figura 37. Modelo 3D de velocidad de onda P generado a partir del análisis de regresión multivariable en el Bloque F3.....	57
Figura 38. Ajuste de los modelos obtenidos a partir de análisis de regresión multivariable (rojo) con los modelos de dichas propiedades estimados a partir de registros de pozo (azul) para el pozo F03-06 del Bloque F3.....	57
Figura 39. Crossplot entre impedancia acústica, relación VpVs y litotipos definidos para los pozos de análisis del Bloque F3 en el que se pueden observar las funciones de distribución de probabilidad para cada litotipo.....	58
Figura 40. Sección del modelo 3D litotipos definidos para el intervalo de interés en el Bloque F3.....	58
Figura 41. Comparación entre modelo 1D y 3D para dos pozos de análisis del Bloque F3 en el que se pueden observar el nivel de predicción del modelo propuesto.	59

Lista de Apéndices*

Apéndice A. Marco Histórico

* Ver documentos adjuntos en el CD-ROM

Resumen

Título: Inversión y atributos sísmicos en la clasificación de litotipos*

Autor: Erick Johan Illidge Araujo**

Palabras clave: inversión sísmica, atributos sísmicos, estratigrafía sísmica, registros de pozo.

Descripción:

La necesidad de entender mejor los yacimientos de hidrocarburos desde su geometría hasta las variaciones en litología y porosidad que éste presenta ha exigido a la industria del petróleo la generación de nuevas metodologías que permitan suplir dicha necesidad. Así, el uso de información sísmica 3D ha permitido la generación de metodologías para el análisis cualitativo & cuantitativo del yacimiento tanto en la etapa de exploración como en la de desarrollo logrando la construcción de modelos descriptivos que permiten caracterizar las propiedades necesarias para su correcto entendimiento. Ahora, una de las metodologías planteadas para este fin es la inversión sísmica sumada a la integración de atributos sísmicos e información de pozo (Hampson, 2010). La generación de modelos de litotipos comúnmente es realizada a nivel de pozo (modelos 1D), en los cuales perfiles de registros eléctricos, reportes de descripción de muestras de zanja y núcleos representan la información base para el desarrollo de estos modelos (Catuneanu, 2006). Ahora, la limitante de estos modelos es el área de cubrimiento que presentan, debido a que solo cubre el perfil en el cual se encuentra ubicado el pozo.

Por otro lado, la inversión sísmica permite la conversión del contenido de amplitudes de las trazas sísmicas a modelos de impedancia acústica que ilustren rasgos geológicos que no son visibles en el dominio de las amplitudes. Ahora, lo anterior integrado con el análisis de atributos sísmicos permite la definición de geocuerpos que pueden ser de interés en la industria de hidrocarburos (Taner et al., 1994). En este orden de ideas, el objetivo principal de esta investigación es la definición de una metodología que permita la conjugación de modelos petrofísicos 1D, información geológica, métodos geoestadísticos, inversión y atributos sísmicos para la iluminación de rasgos litológicos que no son visibles sobre la imagen en el dominio de amplitudes.

* Trabajo de Investigación

** Facultad de Ciencias. Escuela de Física. Director: Jorge Eduardo Pinto Valderrama, Geólogo M.Sc.

Abstract

Title: Seismic inversion and attributes in the classification of lithotypes*

Author: Erick Johan Illidge Araujo**

Key Words: Seismic Inversion, Seismic Attributes, Seismic Stratigraphy, Well Logs.

Description:

The need to better understand oil and gas reservoirs from its geometry to its lithology and porosity has required geoscientists to generate new methodologies that solve this issue. Thus, by using 3D seismic information it has been possible to generate new methodologies to analyze both quantitatively and qualitatively the reservoir during the exploration and development phase achieving the building of descriptive models that account for the characterization of the right properties to fully understand the reservoir. Now, one of the methodologies found in the literature consist of the integration of seismic inversion together with seismic attributes and well logs (Hampson, 2010). The generation of lithotypes models is usually made in the wells (1D models), in which well logs, cuttings and core descriptions represent the basic information to build these models (Catuneanu, 2006). Now, the limitation of these models is the dimensions covered by it, since it only covers the profile of the well.

On the other hand, seismic inversion allows the transformation from amplitude to acoustic impedance of the seismic traces, which allows the interpreter to recognize geological features that are not visible in the amplitude domain. Now, by integrating seismic inversion with seismic attributes one can interpret geobodies that might be important during the reservoir characterization process. In this context, the scope of this research is the definition of a methodology that accounts for the integration of petrophysical models, geological information, geostatistical methods, seismic inversion and attributes to highlight lithological features that are not visible on the seismic image in the amplitude domain.

* Research Thesis

** Facultad de Ciencias. Escuela de Física. Director: Jorge Eduardo Pinto Valderrama, Geologist M.Sc.

Introducción

La industria de hidrocarburos hoy por hoy requiere realizar análisis de variaciones laterales de no solo los litotipos, si no también variables petrofísicas tales como la porosidad, densidad, velocidad de propagación de ondas acústicas, entre otras (Chopra & Marfurt, 2007).

Basado en este requerimiento que se han diseñado metodologías para la generación de modelos 3D descriptivos del subsuelo que logren identificar estas variaciones laterales y verticales de las propiedades anteriormente descritas en áreas con grandes extensiones (Chopra, 2013). Gran parte de estas metodologías están basadas en el uso de información resultante de procesos de inversión sísmica 3D como dato principal (Bertrand et al., 2002). En la literatura existen otras metodologías basadas en el uso de redes neuronales (Walls et al., 1999) que presentan limitantes debido a que no se usa información medida directamente de las rocas, como es el caso de la información sísmica 3D, y pretende realizar interpolación de las propiedades basado en redes neurales y análisis geoestadísticos. Otros autores como Smaili (2009) proponen utilizar la relación entre la impedancia acústica [Z_p] y las lecturas del registro Gamma Ray [GR] para la elaboración de los modelos 3D de GR a partir del cual se interprete el modelo 3D de litotipos. Esta última opción depende del coeficiente de correlación entre el registro GR y Z_p para la elaboración del modelo 3D de GR, la cual no es apropiada para la aplicación. Por otro lado, la inversión sísmica permite la conversión del contenido de amplitudes de las trazas sísmicas a modelos de impedancia acústica que ilustren rasgos geológicos que no son visibles en el dominio de las amplitudes. Ahora, lo anterior integrado con el análisis de atributos sísmicos geométricos y estratigráficos permite la

definición de geocuerpos que pueden ser de interés desde el punto de vista económico en la industria de hidrocarburos (Taner et al., 1994). En este orden de ideas, el objetivo principal de esta investigación es la definición de una metodología que permita la conjugación de modelos petrofísicos 1D, información geológica, métodos geoestadísticos, inversión y atributos sísmicos para la iluminación de rasgos litológicos que no son visibles sobre la imagen en el dominio de amplitudes.

El método propuesto en este trabajo se aplicará a dos áreas geográficas diferentes las cuales son el Bloque F3 ubicado en el Mar del Norte (Holanda) y Bloque UIS (XYZ) ubicado en la cuenca de Llanos Orientales en Colombia. A continuación, se describe brevemente la geología regional correspondiente a cada área geográfica.

1. Generalidades

1.1 Geología Regional

1.1 Bloque F3. Este bloque se encuentra ubicado en el Mar del Norte y forma parte de las cuencas costa afuera de Holanda (Figura 1). La configuración estructural del Mar del Norte es el resultado de una tectónica extensional generada por un evento de “Rift” durante el Jurásico Tardío y Cretácico Temprano, la cual es fundamental para el entendimiento de la generación de trampas estructurales en el Mar del Norte (Brooks, 1987; Pegrum, 1990). De acuerdo con este evento, la configuración geológica se divide en tres partes (Gautier, 2005). El primer episodio está marcado

por los eventos previos a la generación del “Rift” (pre-rift). Los eventos geológicos desarrollados durante el evento de “Rift” son denominados syn-rift y por último los procesos sedimentarios y eventos estructurales subsecuentes al Jurásico Tardío / Cretácico Temprano son denominados post-rift.

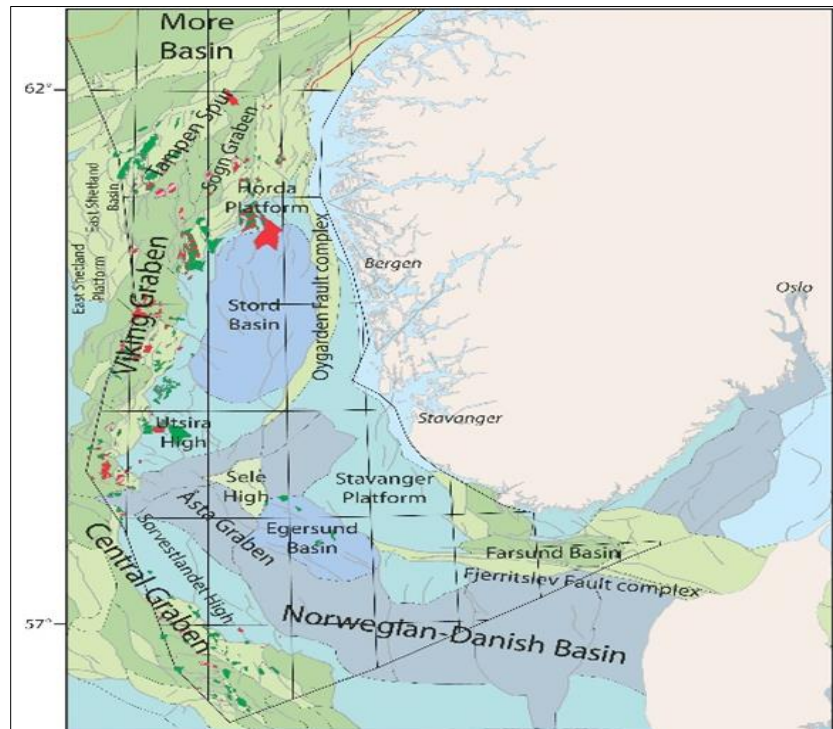


Figura 1. Contexto geológico regional del Bloque F3.

Adaptada de: de Halland, 2014.

Geología de los Eventos Post-Rift: El evento de “Rift” en el Mar del Norte finalizó hacia el Cretácico Temprano (Ziegler, 1990). Los altos gradientes geotérmicos asociados con la tectónica de extensión decaen al finalizar este periodo dando inicio a una tendencia de enfriamiento regional de la columna y posterior subsidencia, especialmente cerca al eje del “Rift” abandonado donde los sedimentos de los eventos post-rift son acumulados generando su máximo espesor en esta área.

Por otro lado, las secuencias sedimentarias del Terciario están compuestas principalmente de arcillolitas de ambiente marino con presencia de intervalos de abanicos submarinos. En este orden de ideas, los abanicos submarinos depositados durante el Paleoceno y el Eoceno son particularmente importantes en esta área (Reynolds, 1994). Dicha secuencia del Terciario será el intervalo de interés para este bloque en el cual se aplicará la metodología propuesta en este trabajo de investigación.

1.1.2 Bloque UIS. Este bloque se encuentra ubicado en la cuenca de los Llanos Orientales en Colombia y a continuación se dará una breve explicación del contexto geológico del intervalo de interés para este trabajo. Para mayor detalle ver reporte denominado “Cuenca Llanos Orientales, Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos” elaborado por la ANH en el 2012. Ahora, con respecto al contexto geológico, cuatro grandes ciclos de depósitos de influencia marina de llanura costera baja ocurrieron en la cuenca Llanos Orientales y en el piedemonte. Estas secuencias se ubican en el intervalo de tiempo ~ 34 -16,5 Ma. (Oligoceno – Mioceno medio) y corresponden a la tradicionalmente denominada Formación Carbonera (Notestein y otros, 1944). Estos ciclos están delimitados por amplias superficies de máximas inundación. Cada ciclo consta de un tracto de sistema de mar alto (highstand systems tract) con predominio de arcillolitas, seguido por un delgado, sistema de tracto retrogradacional (retrogradational systems tract), y termina con un tracto de sistema transgresivo (transgressive systems tract) potencial para arena, que culmina con la superficie de máxima inundación.

Las secuencias mencionadas no son secuencias verdaderas en el sentido de Mitchum y otros (1977), pero son unidades estratigráficas genéticas en el sentido de Galloway (1989). Las unidades pueden ser correlacionadas a lo largo de la cuenca Llanos Orientales y muestran un aumento

gradual en el porcentaje de arena en la medida de la proximidad al área de aporte en el Escudo de Guyana. En el Mioceno medio, el aumento global del nivel del mar coincidió con la primera deformación significativa y levantamiento en la Cordillera Oriental, y por lo tanto con un significativo evento de carga, que tectónicamente mejoró el relativo aumento del nivel del mar y el tracto de sistema de mar alto (highstand systems tract) que resultó (arcillolitas y lutitas de la Formación León) (Notestein y otros, 1944). La figura 2 ilustra la columna generalizada para esta cuenca generada por la ANH (2012) en donde se ubica la Formación Carbonera, la cual será el intervalo de interés para el análisis propuesto en este trabajo de investigación.

PERIODO	LITOESTRATIGRAFÍA	LITOLOGÍA	SISTEMA PETROLÍFERO	
			ELEMENTOS	PROCESOS TRAMPAS MIGRACIÓN
NEÓGENO	Fm. NECESIDAD			
	Fm. GUAYABO			
	Fm. LEÓN		S	
PALEÓGENO	Fm. CARBONERA	C1		
		C2	S	
		C3	R	
		C4		
		C5	R	
		C6		
		C7	R	
		C8	S	
	Fm. MIRADOR		R	
	Fm. LOS CUERVOS			
CRETÁCICO	Fm. BARCO		R	
	Fm. GUADALUPE		R	
	Fm. GACHETA		S S	
	Fm. UINE		R	
JURÁSICO	BASAMENTO			

Figura 2. Columna estratigráfica generalizada para la cuenca de los Llanos Orientales.

Adaptada de ANH, 2012.

1.2 Objetivos

El objetivo general de este trabajo de investigación es plantear una metodología ecléctica para la generación de modelos 3D de litotipos a partir de la integración de información geológica y de pozo, modelos petrofísicos 1D, modelos 3D de propiedades elásticas [PE], atributos sísmicos y métodos geoestadísticos. Para alcanzar dicho objetivo se plantea primeramente generar modelos de litotipos, propiedades petrofísicas y elásticas a nivel de pozo a partir de la integración de información de registros eléctricos, descripción de núcleos y cortes de perforación en dos áreas geográficas diferentes, una de ellas en territorio colombiano. Posteriormente obtener los volúmenes de atributos sísmicos y propiedades elásticas mediante la aplicación de los algoritmos convencionales e inversión sísmica correspondientemente con el fin de obtener información con la calidad necesaria para generar modelos 3D de litotipos. Subsiguientemente, generar modelos 3D de litotipos a partir de la integración de los volúmenes de propiedades elásticas, atributos sísmicos información geológica y de pozo y métodos geoestadísticos en las dos áreas geográficas propuestas. Por último, se plantea validar los modelos 3D de litotipos generados previamente, mediante la aplicación de la metodología de análisis de sensibilidad.

2. Metodología para la Generación de Modelos 3D de Litotipos a partir de la Integración de Información Geológica y de Pozo, Modelos Petrofísicos 1D, Modelos 3D de Propiedades Elásticas [PE], Atributos Sísmicos y Métodos Geoestadísticos. Casos de estudio, Bloque F3 – Costa Afuera Holanda y Bloque UIS – Colombia.

Las limitantes de los métodos para estimación de modelos 3D de litotipos radican en que las propiedades elásticas resultantes del proceso de inversión sísmica (modelos de impedancia de la onda P & S) son correlacionadas con registros eléctricos litológicos no apropiados para este fin mediante tendencias definidas por el intérprete (Smaili, 2009) o mediante redes neuronales (Walls et al., 1999; Hami-Eddine, 2015). Con base en lo anterior y lo planteado en la introducción, plantea la problemática del presente trabajo de investigación y a su vez propone una solución a la misma. En este orden de ideas, existe una clara relación entre las propiedades petrofísicas y elásticas de las rocas y su correspondiente litotipo a nivel de pozo (una dimensión), lo cual permite la definición de modelos 1D de litotipos. Ahora, el problema de investigación de este trabajo queda enunciado mediante la siguiente interrogante: ¿cómo podría transformar trazas sísmicas a modelos de litotipos? Debido a que la información sísmica 3D tiene relación directa con el modelo de reflectividad del subsuelo, el cual a su vez también tiene relación con las propiedades petrofísicas y elásticas de la roca es factible el uso de información sísmica para la estimación de modelos de litotipos. La solución planteada para esta problemática en el presente trabajo de investigación radica en definir los modelos 3D de litotipos mediante la integración de información geológica y de pozo, modelos petrofísicos 1D, modelos 3D de propiedades elásticas [PE], atributos sísmicos y

métodos geoestadísticos. Lo anterior es posible debido a la relación directa que existe entre el comportamiento de las propiedades elásticas [PE] tales como el Módulo de Young, la relación de Poisson, el Módulo de Corte, el parámetro de Lamè Lambda y las propiedades físicas de las rocas tales como la porosidad, densidad, velocidad de propagación de ondas acústicas, entre otras. Dichos modelos de propiedades elásticas [PE] son definidas directamente de los modelos de impedancias resultantes del proceso de inversión sísmica, lo cual mitiga el error que se obtendría al intentar correlacionar los modelos de impedancia de la onda P & S con registros litológicos como el GR.

2.1 Datos y Metodología.

Para este trabajo de investigación se desarrollaron dos casos de estudio en los cuales la disponibilidad de información es diferente. A continuación, se ilustran tanto la metodología empleada como el inventario de información disponible para cada una de las áreas de estudio analizadas en este trabajo de investigación.

2.1.1 Metodología. Este trabajo de investigación integra información geológica y de pozo, modelos petrofísicos 1D, modelos 3D de propiedades elásticas [PE], atributos sísmicos y métodos geoestadísticos para generar modelos 3D de litotipos y así poder identificar rasgos estratigráficos que no son visibles sobre la imagen migrada en el dominio del tiempo. Como herramienta de trabajo, se utilizaron las plataformas software Petrel, Opendtect y Hampson Russell tomando como datos de entrada información sísmica y de pozo que describiré posteriormente.

El flujo de trabajo contempló inicialmente generar los modelos 1D de litotipos a partir de la interpretación de registros eléctricos calibrados mismos con información de descripción de cortes y núcleos de perforación. Posteriormente, realizó la estimación de modelos 1D de propiedades elásticas [PE] tales como impedancia acústica, impedancia de onda S, módulo de Young, relación de Poisson, módulo volumétrico, relación V_p/V_s , parámetros de Lamè, etc. Una vez generados dichos modelos 1D de litotipos y propiedades elásticas procedió a realizar gráficos cruzados (crossplot) entre las propiedades elásticas en los ejes vertical y horizontal y los litotipos, arcillosidad y porosidad en el eje Z para verificar que en estos gráficos se evidencie el contraste de propiedades elásticas entre los diferentes litotipos a identificar a partir de los modelos resultantes del proceso de inversión sísmica. Cabe resaltar que el objetivo principal de generar dichos gráficos cruzados (crossplot) de propiedades elásticas fue verificar el contraste de propiedades elásticas para diferentes litotipos definidos.

Posteriormente, se seleccionó, estimó e interpretó un listado de atributos sísmicos con base en el principio físico – matemático de estos y su relación con los diferentes rasgos sedimentológicos y estructurales del subsuelo. Una vez generados los modelos de atributos sísmicos, se procedió a realizar el amarre sísmica – pozo de los pozos de correlación y subsecuentemente interpretar el volumen sísmico desde el punto de vista estructural y estratigráfico. Con lo anterior se generan los datos de entrada requeridos para el proceso de inversión sísmica e interpretaciones posteriores. Ahora, como resultado del proceso de inversión sísmica se obtiene un modelo 3D de impedancia acústica que fue utilizado como dato de entrada en conjunto con el listado de atributos sísmicos definidos previamente para generar relaciones lineales o no lineales, multi-variables o dependientes de una sola propiedad entre dicho modelo 3D de impedancia acústica, el listado de atributos sísmicos 3D y los modelos 1D propiedades físicas de la roca tales como velocidad de

onda P, velocidad de onda S, densidad volumétrica y porosidad total con lo cual se obtuvieron como resultado modelos 3D de dichas propiedades físicas.

Una vez generados los modelos 3D de propiedades físicas de la roca procedió a estimar los modelos 3D de propiedades elásticas. Posteriormente, generó funciones de distribución de probabilidad para cada uno de los litotipos definidos en los modelos 1D y los modelos 3D de propiedades elásticas, las cuales fueron utilizadas para generar los modelos 3D de litotipos en los casos de estudio. La figura 3 ilustra el paso a paso de la metodología propuesta como resultado de este trabajo de investigación.

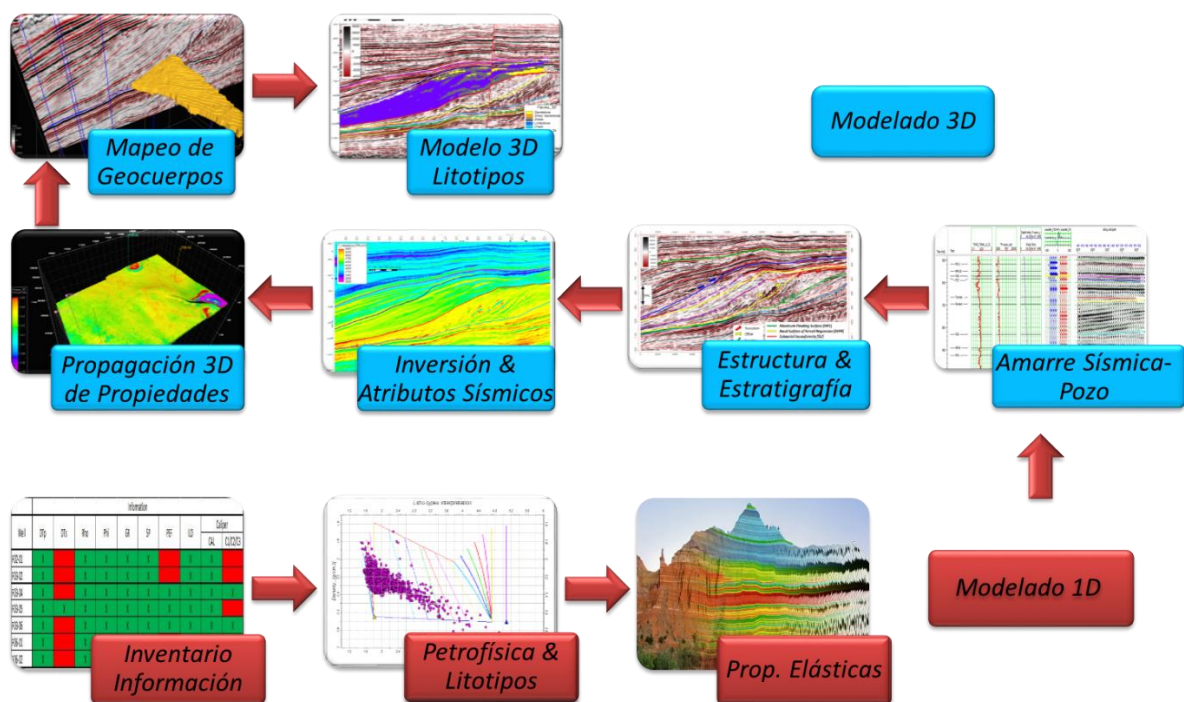


Figura 3. Flujo de pasos propuesto en este proyecto.

2.1.2 Inventario de Información para el Bloque F3. Para el Bloque F3 se cuenta con 5 pozos que contienen la información necesaria para aplicar la metodología propuesta en el intervalo de

interés (Figura 4), el cual es la secuencia del Terciario como ya se había mencionado en numeral 1.2.1. De igual forma, este bloque consta con información sísmica 3D migrada y posteriormente apilada y su correspondiente modelo de velocidades de migración tal y como se ilustra en la figura 4. El volumen sísmico disponible para el Bloque F3 tiene una longitud de traza de 1848 [ms], una tasa de muestreo en la vertical de 4 [ms], un área de 387 Km², un tamaño de bin de 25 [m] x 25 [m] y la geometría se ilustrada en la figura 5. El rango de frecuencias para este volumen sísmico es de 10 – 75 [Hz]. El intervalo de interés se encuentra entre 1900 – 3500 [ft] en profundidad lo que corresponde a 500 – 1200 [ms] aproximadamente. La resolución vertical estimada utilizando Lambda cuartos ($\lambda/4$) y la velocidad estimada a partir de registros de pozo es de 38 [ft] aproximadamente. De la figura 3 se puede concluir que un solo pozo para este bloque cuenta con información de sónico de onda de corte (DTs), por lo cual se hace necesario definir alternativas de solución que permitan generar modelos de esta propiedad ya que es vital para procesos posteriores.

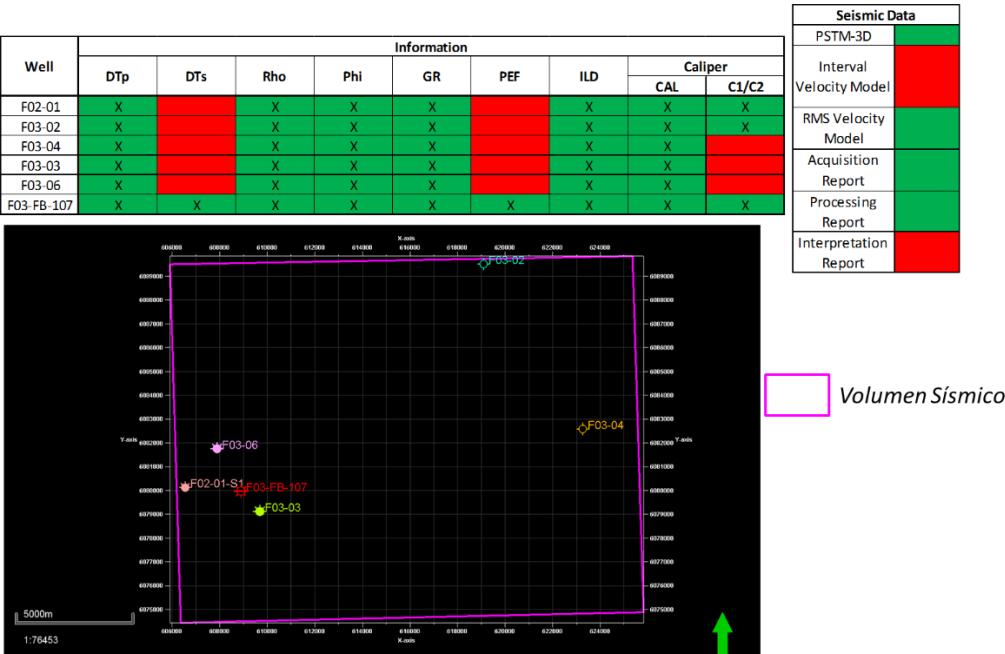


Figura 4. Información disponible para el Bloque F3.

Sísmica Original:*
Inline range: 100 - 750 [1]
Inline interval: 25 [m]
Inline Length: 22750 [m]
Crossline range: 300 - 1250 [1]
Crossline interval: 25 [m]
Crossline Length: 15249 [m]
Area (sq km): 387
Time range (ms): 0 - 1848 [4]

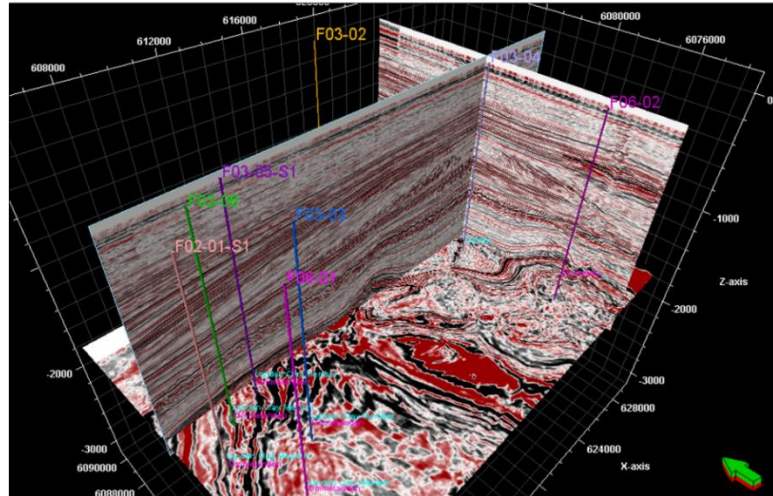


Figura 5. Volumen sísmico correspondiente al Bloque F3.

2.1.3 Inventario de Información para el Bloque UIS. Para el Bloque UIS se cuenta con 735 pozos de los cuales solo 20 cuentan con la información necesaria en el intervalo de interés para aplicar la metodología propuesta en el intervalo de interés (Figura 6), el cual es un intervalo de la Formación Carbonera como ya se había mencionado en numeral 1.2.2. De igual forma, este bloque consta con información sísmica 3D migrada y posteriormente apilada y su correspondiente modelo de velocidades de migración tal y como se ilustra en la figura 7. El volumen sísmico disponible para el Bloque UIS tiene una longitud de traza de 5000 [ms], una tasa de muestreo en la vertical de 2 [ms], un área de 265 Km², un tamaño de bin de 30 [m] x 15 [m] y la geometría se ilustra en la figura 7. El rango de frecuencias para este volumen sísmico es de 8 – 140 [Hz]. El intervalo de interés se encuentra entre 1900 – 3500 [ft] en profundidad lo que corresponde a 700 – 900 [ms] aproximadamente. La resolución vertical estimada utilizando Lambda cuartos ($\lambda/4$) y la velocidad estimada a partir de registros de pozo es de 18 [ft] aproximadamente. De la figura 6 se puede concluir que solo cuatro pozos para este bloque cuentan con información de sónico de onda de

corte (DTs), por lo cual se hace necesario definir alternativas de solución que permitan generar modelos de esta propiedad ya que es vital para procesos posteriores.

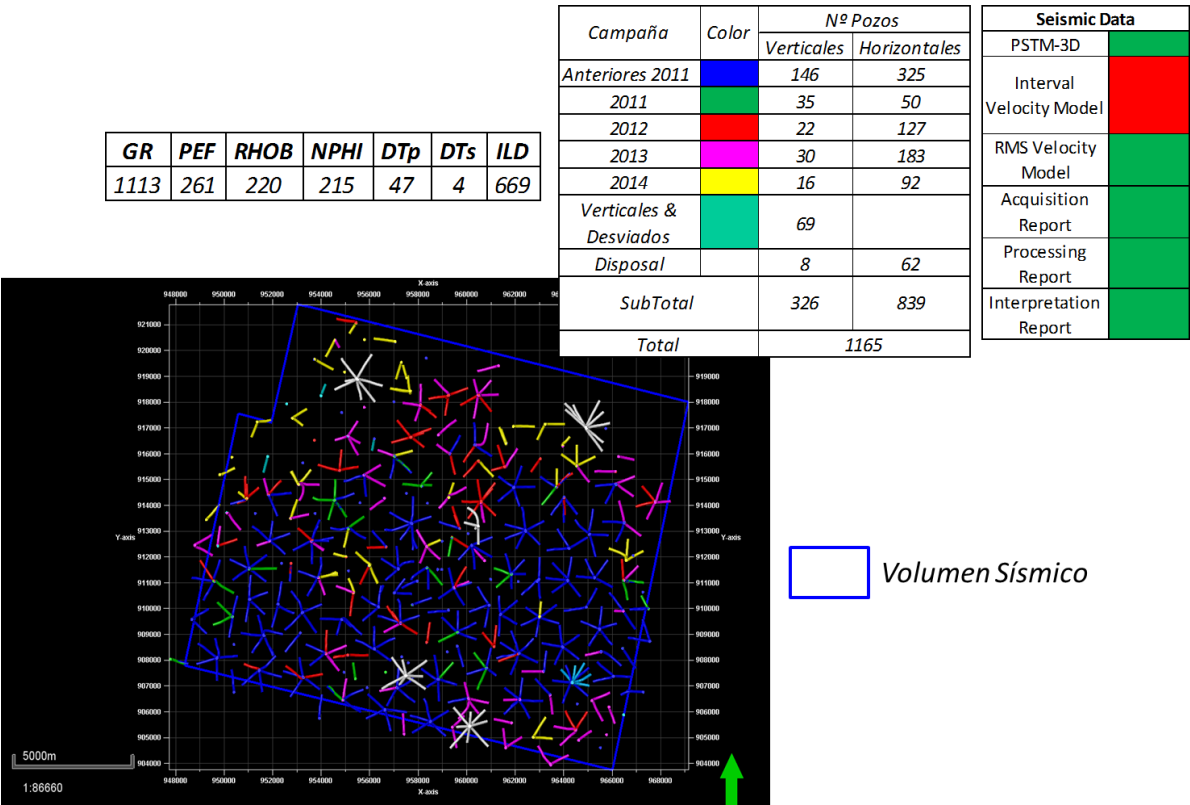


Figura 6. Información disponible para el Bloque UIS.

Sísmica Original:*
Inline range: 1003 - 1491 [1]
Inline interval: 30 [m]
Inline Length: 18127 [m]
Crossline range: 1012 - 2220 [1]
Crossline interval: 15 [m]
Crossline Length: 14640 [m]
Area (sq km): 265
Time range (ms): 0 - 5000 [2]

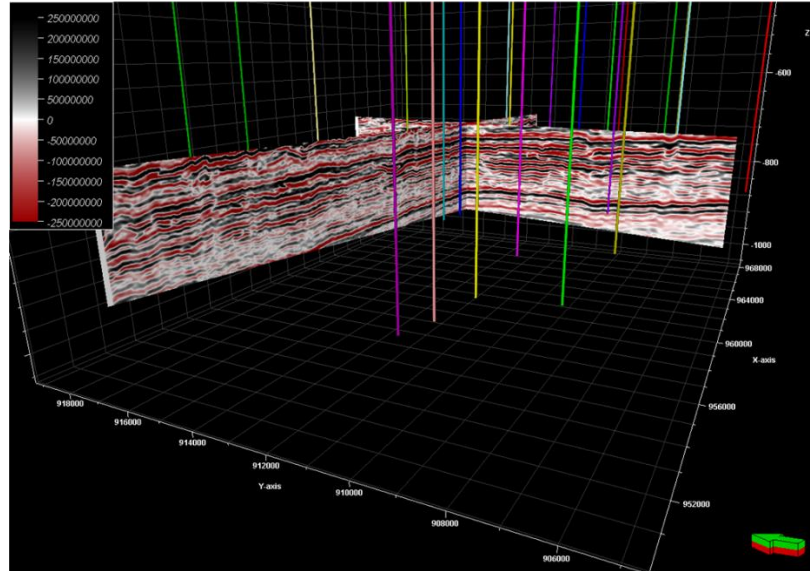


Figura 7. Volumen sísmico para el intervalo de interés correspondiente al Bloque UIS.

2.2 Resultados e Interpretación.

2.2.1 Petrofísica & Litotipos. El primer paso en la metodología consistió de un reconocimiento y análisis de la información de registros de eléctricos y descripción de núcleos y cortes de perforación. Todos los procesos desarrollados en este numeral fueron desarrollados en la herramienta software *Petrel*, siendo esta la herramienta software donde se interpretó e integró toda la información generada. Las figuras 8 y 9 ilustran una sección en la que se puede ver la variación litológica en una transecta definida para cada bloque en el intervalo de interés. En estas secciones se puede observar la complejidad estratigráfica que presentan cada uno de los bloques analizados debido a los cambios laterales de litología que estos presentan. Ahora, tal y como se pudo observar durante la etapa de inventario de información, no todos los pozos de correlación cuentan todo el grupo de registros necesario para la aplicación (velocidad de onda P (V_p), velocidad de onda S (V_s), densidad volumétrica (RHOB), porosidad total (NPHI) y volumen de arcilla (V_{shale})). Por

lo anterior, es necesario implementar métodos de modelado de registros de pozo para garantizar que en el intervalo de interés se cuente con la información de registros de pozo listada anteriormente. En particular, la velocidad de onda S no estaba disponible para todos los pozos de análisis en los dos casos de estudio. Con el objetivo de generar un modelo 1D de velocidad de onda S para los pozos que no cuentan con este perfil se recurrió a la literatura donde se hallaron correlaciones entre la velocidad de onda P y velocidad de onda S propuestas para diferentes litotipos por Greenberg & Castagna (1992) (Figura 10). Al utilizar las correlaciones propuestas por Greenberg & Castagna (1992) se encontró que las propiedades elásticas no generan gran contraste entre los litotipos encontrados para los pozos de análisis, por lo cual fue necesario definir un nuevo método de estimación de velocidad de onda S para solucionar este inconveniente. La figura 11 ilustra la propuesta de correlaciones para estimación de velocidad de onda S a partir de la velocidad de onda P y el V_{shale} para el intervalo de interés generada como resultado de este trabajo de investigación.

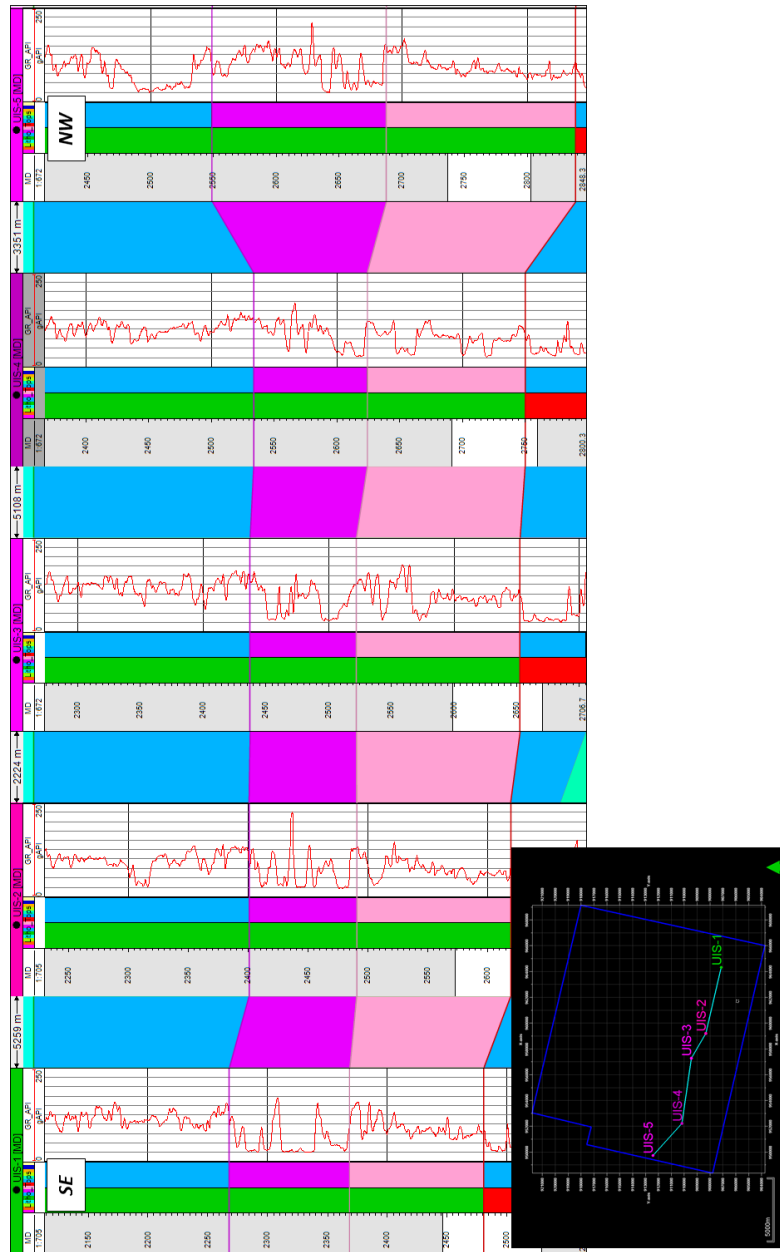


Figura 8. Sección estratigráfica extraída en dirección SE – NW para el Bloque UIS.

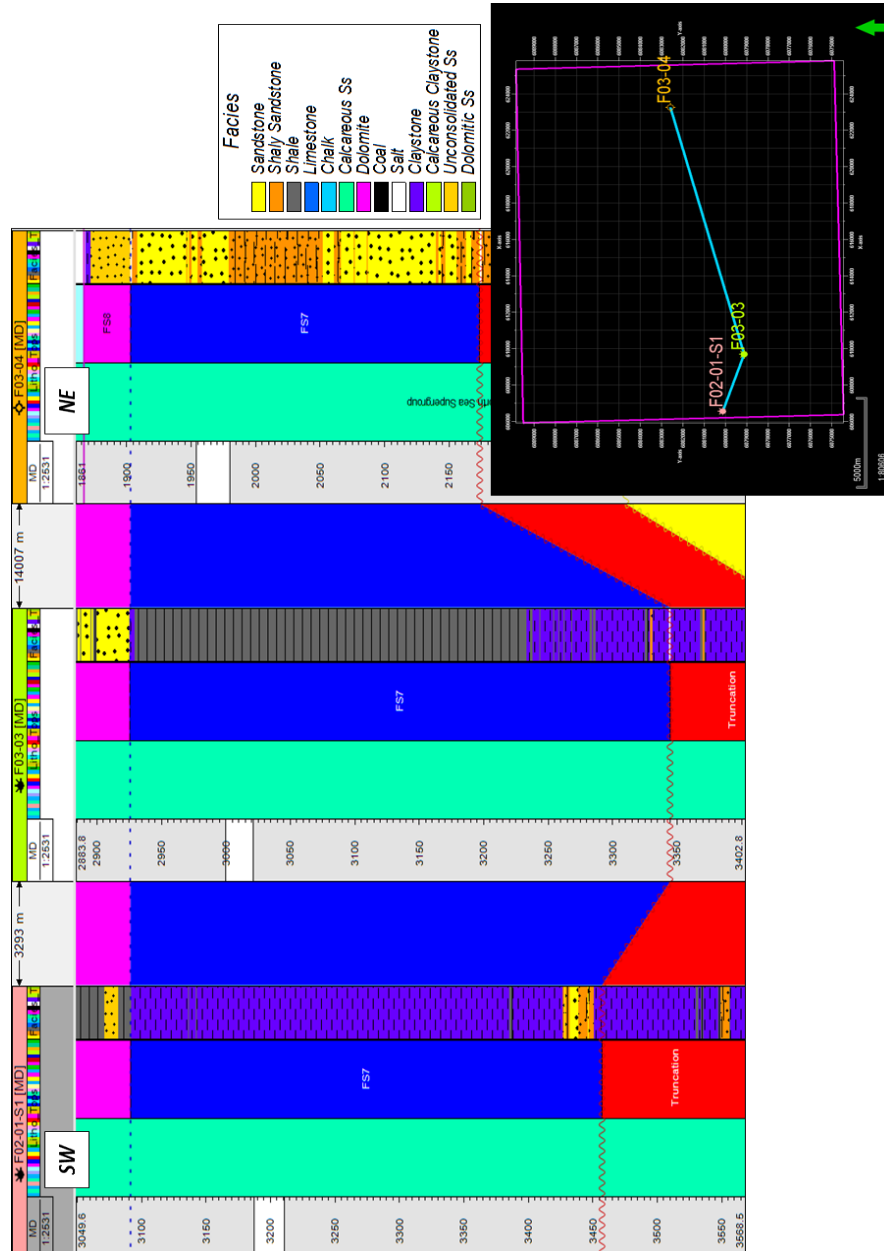


Figura 9. Sección estratigráfica extraída en dirección SW – NE para el Bloque F3.

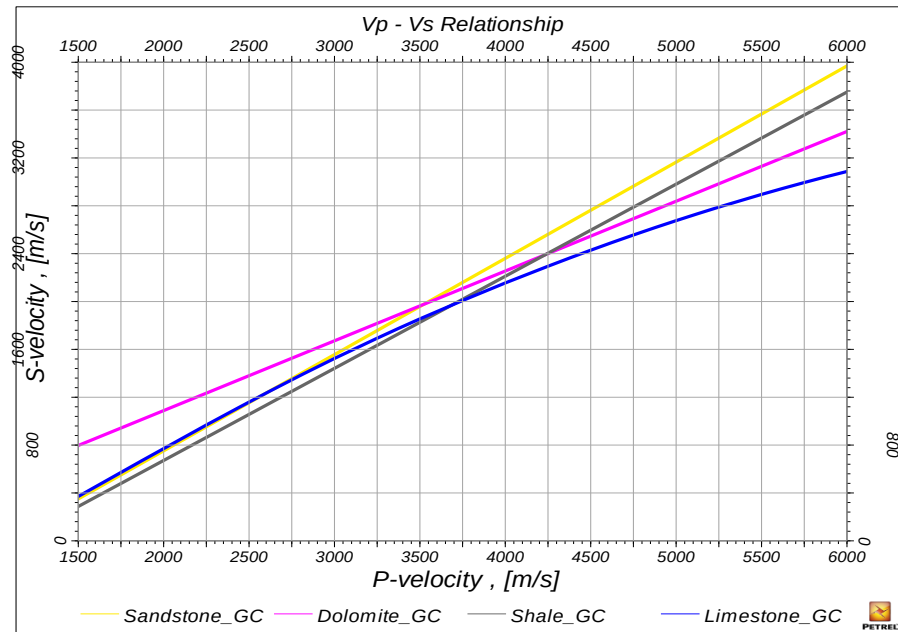


Figura 10. Correlaciones para estimación de velocidad de onda S a partir de la velocidad de onda P para diferentes litotipos propuestas por Greenberg & Castagna (1992).

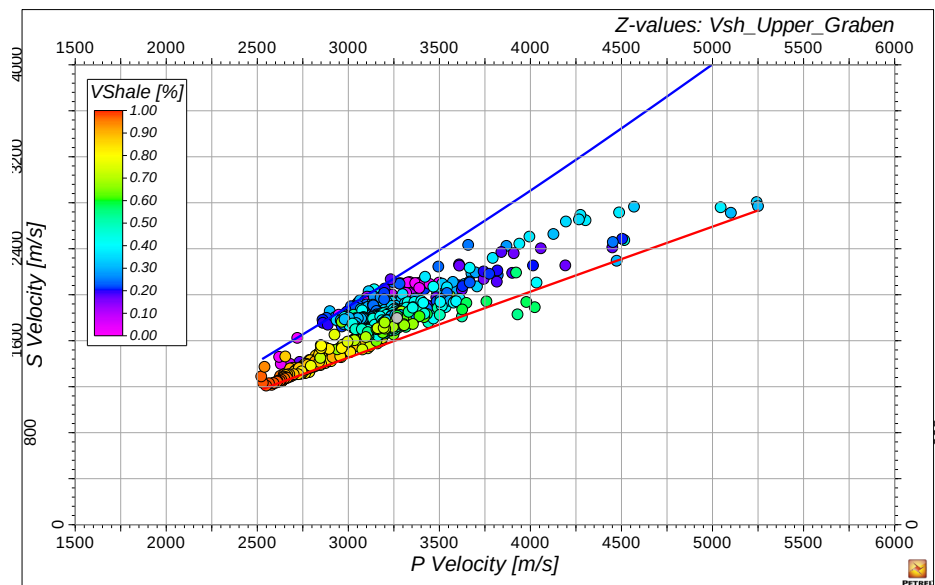


Figura 11. Correlaciones para estimación de velocidad de onda S a partir de la velocidad de onda P y el Vshale para diferentes litotipos propuesta como resultado de este trabajo de investigación.

Ahora, la ecuación utilizada para estimar la velocidad de la onda S a partir de las funciones ilustradas en la figura 11 corresponde a la siguiente expresión:

$$V_s(V_p, Vsh) = V_s \text{ Upper Limit}(V_p) * (1 - Vsh^a) + V_s \text{ Lower Limit}(V_p) * Vsh^a \quad (1)$$

Donde V_p corresponde a la velocidad de la onda P y Vsh corresponde al volumen de arcilla. Cabe resaltar que esta ecuación no se encuentra en la literatura y por ende representa un aporte a esta clase de flujo de trabajo. Para la ecuación 1 la expresión resaltada en azul y la expresión resaltada en rojo corresponden a las funciones azul y roja respectivamente en el crossplot de la figura 11. La figura 12 ilustra un ejemplo de aplicación de la ecuación 1 en un pozo de correlación del Bloque F3, en la cual se puede observar que el error que presenta la curva de velocidad de onda S modelada a partir de esta ecuación es bajo (curva graficada en track # 6 de la figura 12). De igual modo, fue necesario generar modelos 1D de porosidad total basado en la velocidad de la onda P y el Vshale debido a que no todos los pozos de correlación en los dos casos de estudio tienen la curva de porosidad total en el intervalo de interés. Para ello implementó las funciones ilustradas en la figura 13.

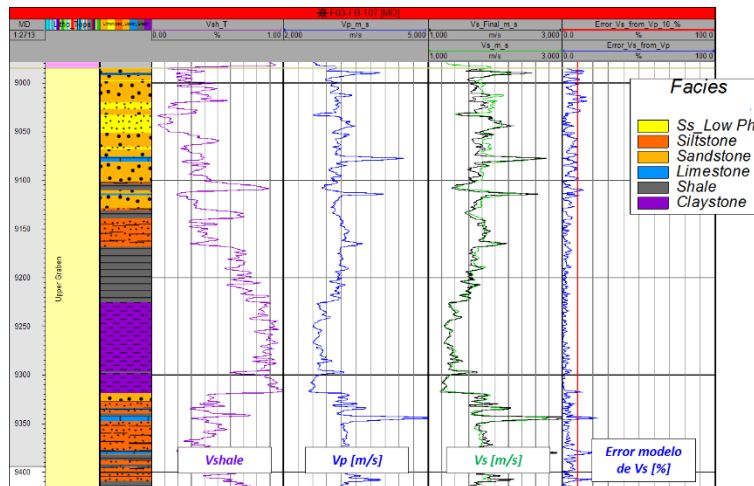


Figura 12. Ajuste del modelo de velocidad de onda S estimado para uno de los pozos de correlación del Bloque F3 a partir de la ecuación propuesta como resultado de este trabajo de investigación.

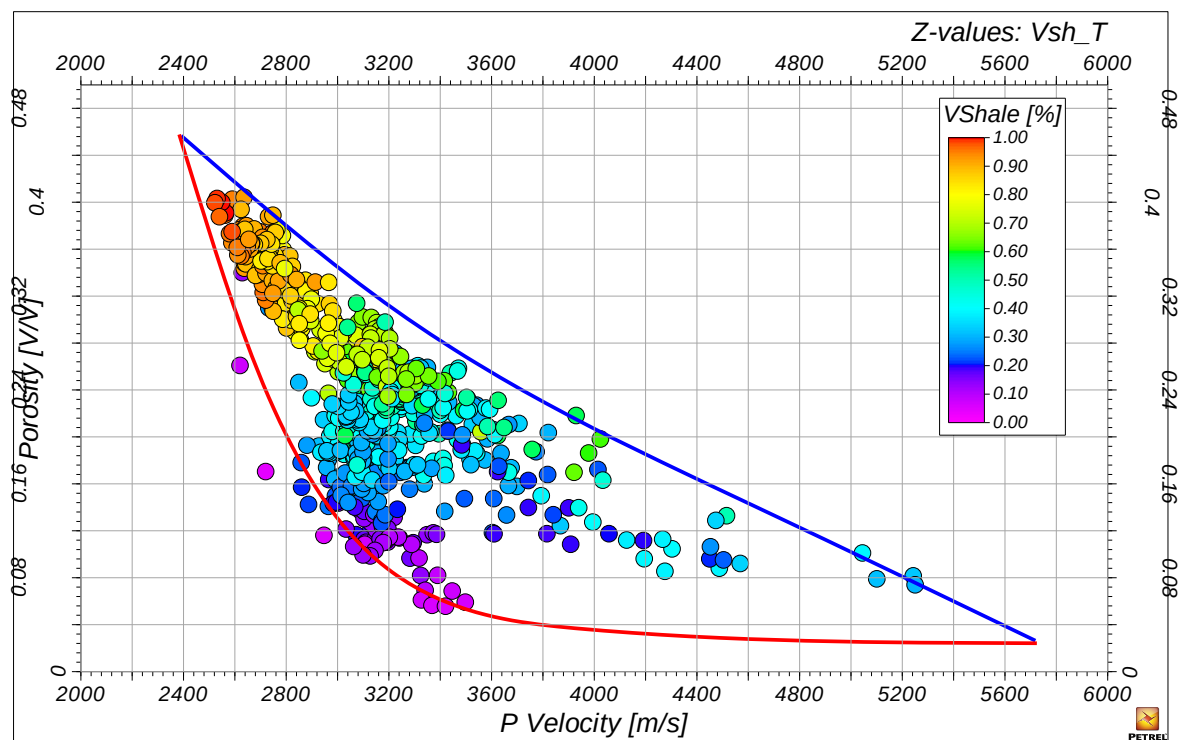


Figura 13. Correlaciones para estimación de la porosidad total a partir de la velocidad de onda P y el Vshale para diferentes litotipos propuesta como resultado de este trabajo de investigación.

La ecuación utilizada para estimar la porosidad total a partir de las funciones ilustradas en la figura 13 corresponde a la siguiente expresión:

$$\phi(V_p, V_{sh}) = \phi \text{ Upper Limit}(V_p) * V_{sh}^a + \phi \text{ Lower Limit}(V_p) * (1 - V_{sh}^a) \quad (2)$$

Donde V_p corresponde a la velocidad de la onda P y V_{sh} corresponde al volumen de arcilla. Cabe resaltar que esta ecuación no se encuentra en la literatura y por ende representa un aporte a esta clase de flujo de trabajo. Para la ecuación 2 la expresión resaltada en azul y la expresión resaltada en rojo corresponden a las funciones azul y roja respectivamente en el crossplot de la figura 13. La figura 14 ilustra un ejemplo de aplicación de la ecuación 2 en un pozo de correlación del Bloque F3, en la cual se puede observar que el error que presenta la curva de porosidad total modelada a partir de esta ecuación es bajo para los litotipos diferentes de limolita (curva graficada en track # 6 de la figura 14). Ahora, debido a que no todos los pozos cuentan con la información de la curva de densidad volumétrica en el intervalo de interés, fue necesario generar modelos 1D de densidad volumétrica basado en la velocidad de la onda P y el V_{shale} . Para ello implementó las funciones ilustradas en la figura 15.

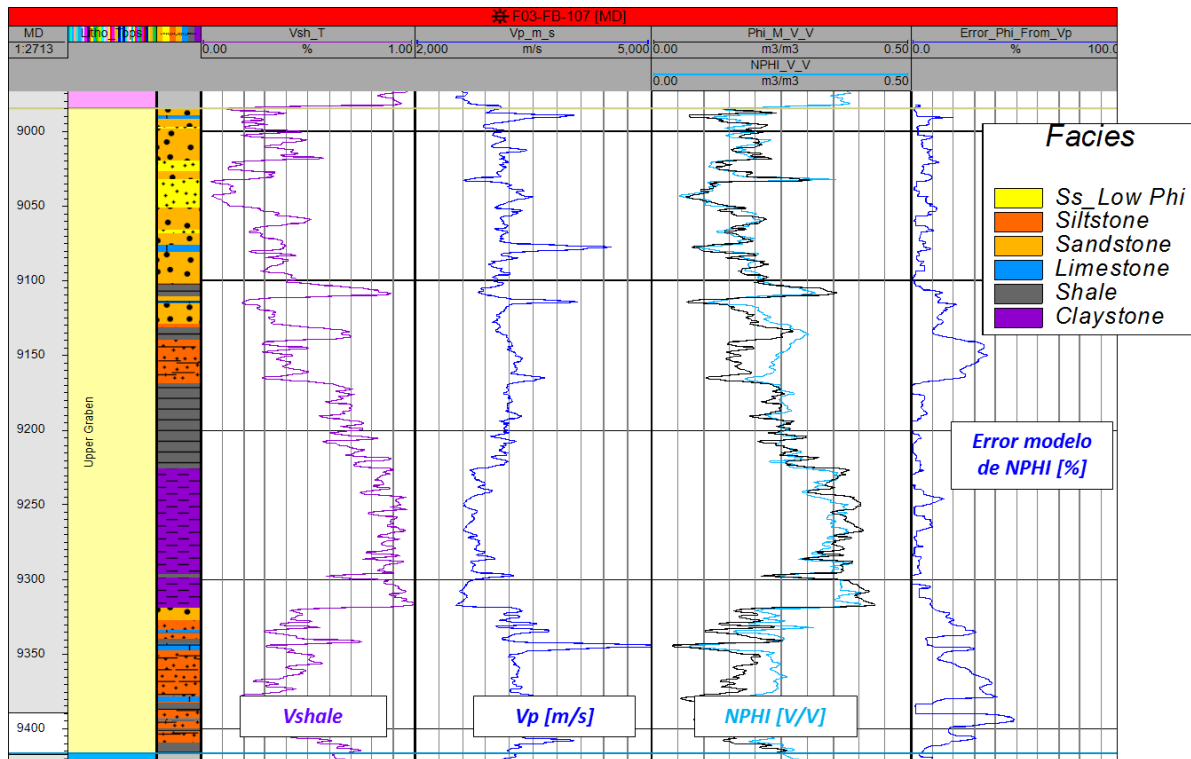


Figura 14. Ajuste del modelo de porosidad total estimado para uno de los pozos de correlación del Bloque F3 a partir de la ecuación propuesta como resultado de este trabajo de investigación.

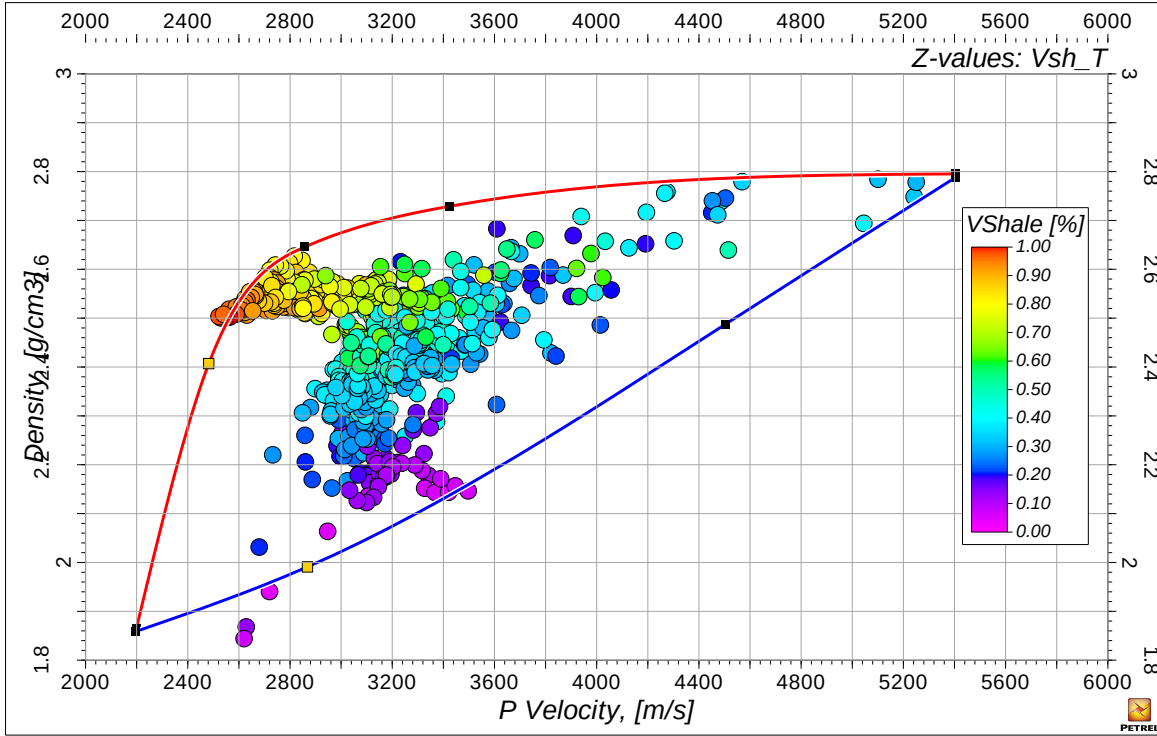


Figura 15. Correlaciones para estimación de la densidad volumétrica a partir de la velocidad de onda P y el Vshale para diferentes litotipos propuesta como resultado de este trabajo de investigación.

La ecuación utilizada para estimar la densidad volumétrica a partir de las funciones ilustradas en la figura 15 corresponde a la siguiente expresión:

$$\rho(V_p, Vsh) = \text{Upper Limit}(V_p) * Vsh^a + \text{Lower Limit}(V_p) * (1 - Vsh^a) \quad (3)$$

Donde V_p corresponde a la velocidad de la onda P y Vsh corresponde al volumen de arcilla. Cabe resaltar que esta ecuación no se encuentra en la literatura y por ende representa un aporte a esta clase de flujo de trabajo. Para la ecuación 3 la expresión resaltada en azul y la expresión resaltada en rojo corresponden a las funciones azul y roja respectivamente en el crossplot de la figura 15. La figura 16 ilustra un ejemplo de aplicación de la ecuación 3 en un pozo de correlación del Bloque F3, en la cual se puede observar que el error que presenta la curva de porosidad total

modelada a partir de esta ecuación es bajo para los litotipos diferentes de limolita (curva graficada en track # 6 de la figura 16).

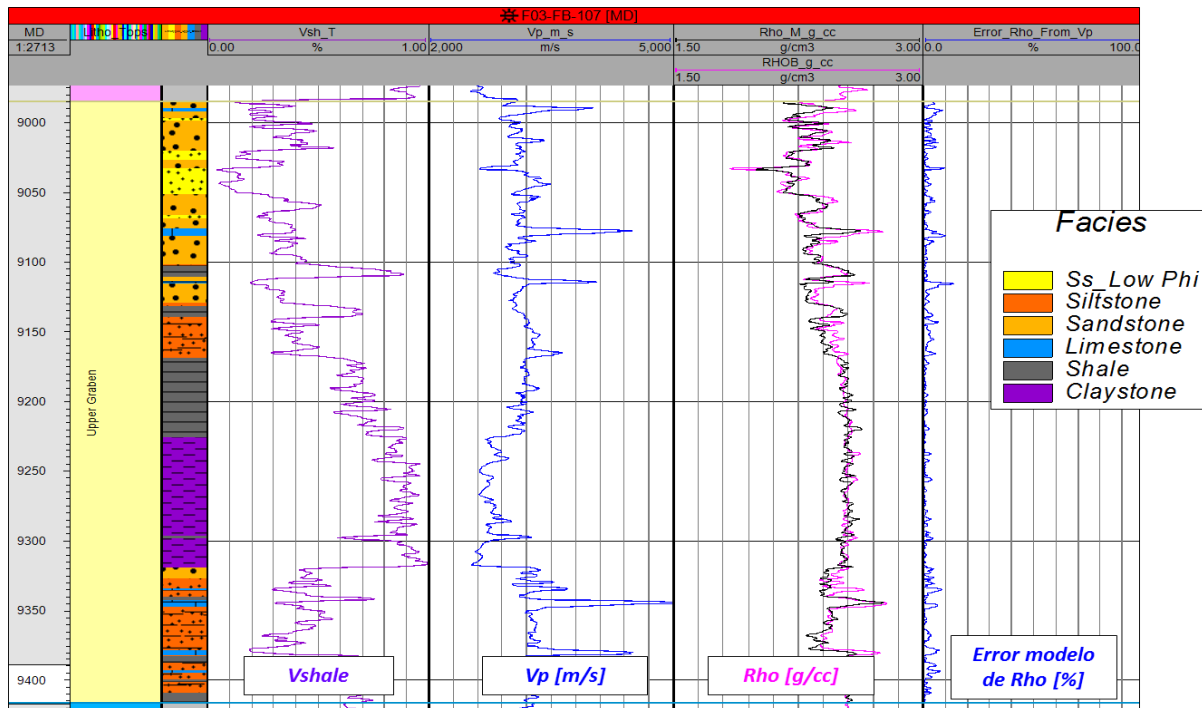


Figura 16. Ajuste del modelo de densidad volumétrica estimado para uno de los pozos de correlación del Bloque F3 a partir de la ecuación propuesta como resultado de este trabajo de investigación.

Una vez estimados los modelos de propiedades físicas (velocidad de onda P (V_p), velocidad de onda S (V_s), densidad volumétrica (RHOB), porosidad total (NPHI) y volumen de arcilla (V_{shale})) para todos los pozos de análisis se generaron los modelos 1D de litotipos mediante la aplicación de redes neuronales en modo clasificación (Figura 17). Este procedimiento fue aplicado a los dos casos de estudio obteniendo los modelos ilustrados en las figuras 18 y 19. Cabe resaltar que la red neuronal implementada para la clasificación de los litotipos fue entrenada utilizando la

información de los modelos 1D de velocidad de onda P (V_p), resistividad profunda (RD), densidad volumétrica (RHOB), porosidad total (NPHI) y volumen de arcilla (Vshale) y los modelos resultantes fueron calibrados con la información de la descripción de núcleos y cortes de perforación.

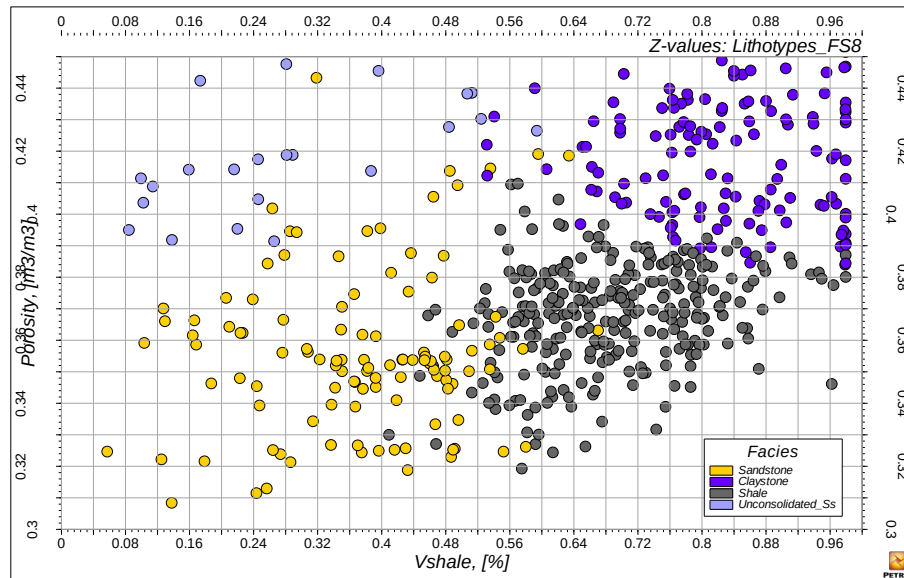


Figura 17. Crossplot entre Vshale y porosidad total empleado para la clasificación de los litotipos mediante redes neuronales en los pozos de análisis.

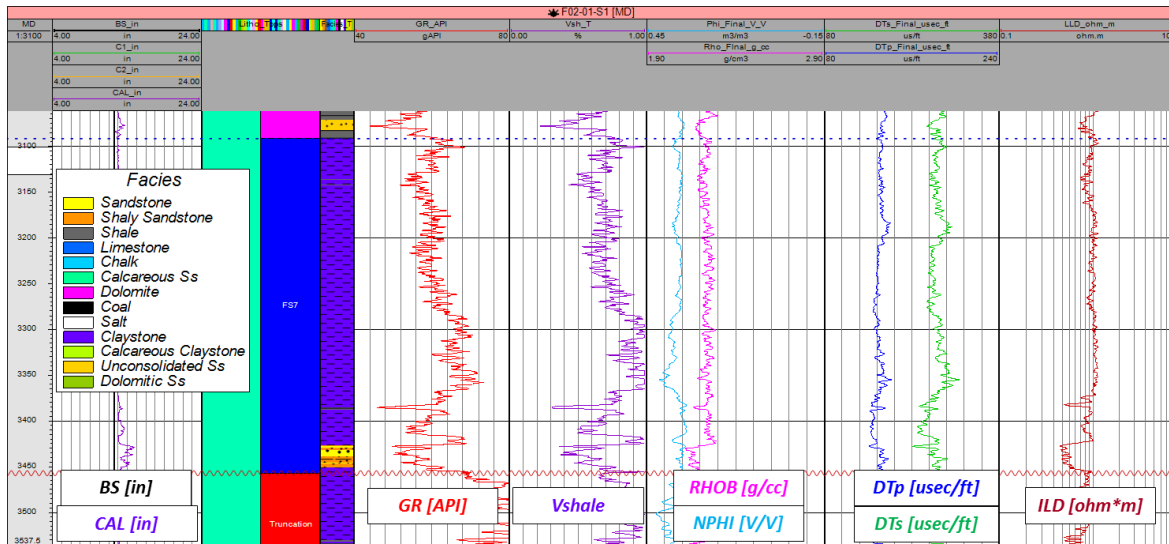


Figura 18. Modelo 1D de litotipos y registros finales para uno de los pozos de análisis del Bloque F3.

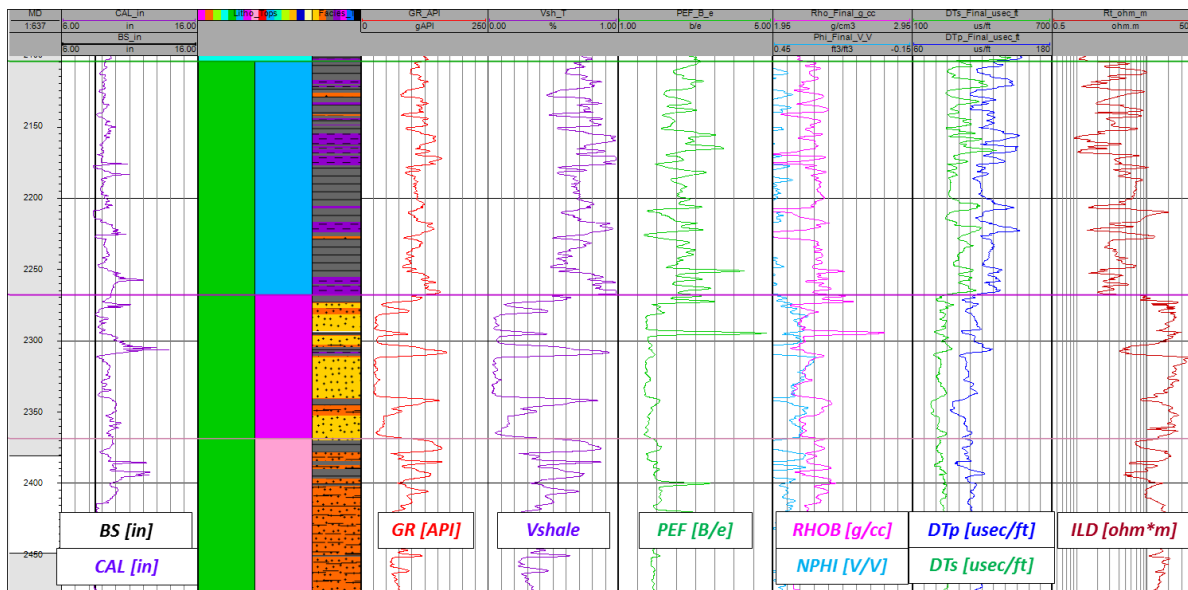


Figura 19. Modelo 1D de litotipos y registros finales para el pozo UIS-1 del Bloque UIS.

2.2.2 Propiedades Elásticas. Con base en la información de los modelos 1D de velocidad de onda P, velocidad de onda S y densidad fue posible estimar un listado de propiedades elásticas

entre las que están la relación de Poisson, módulo de Young, relación VpVs, impedancia acústica, impedancia de corte, módulo de corte, módulo volumétrico, y el parámetro de Lamè Lambda. Ahora, utilizando los modelos de litotipos generados previamente y los modelos de propiedades elásticas fue posible generar crossplots para el intervalo de interés entre estas dos propiedades en los cuales se definió que el par de propiedades elásticas que mayor contraste presenta para los litotipos definidos es el de impedancia acústica y relación VpVs. Las figuras 20 y 21 ilustran los crossplot de impedancia acústica y relación VpVs para los dos casos de análisis, los cuales serán utilizados en pasos posteriores.

2.2.3 Amarre Sísmica – Pozo. Para realizar el amarre sísmica – pozo de los pozos de análisis en los dos casos de estudio fueron utilizados los modelos 1D de velocidad de onda P y densidad volumétrica como también las trayectorias y topes del intervalo de interés. Este proceso fue desarrollado en la herramienta software *Hampson & Russell*. El modelo de ondícula para generar el amarre fue extraído inicialmente de manera estadística del volumen sísmico para el intervalo de interés y posteriormente una ondícula particular para cada pozo. Durante el proceso de amarre sísmica – pozo se evitó aplicar estiramiento o encogimiento del sismograma sintético con el objetivo de no alterar el perfil de velocidades resultante con velocidades físicamente no posibles para el intervalo de interés. En resumen, se obtuvo un buen coeficiente de correlación (mayor a 0.5) para muchos de los pozos de correlación en ambos casos de estudio. Cabe resaltar que para el Bloque F3 el pozo F03-02 no presentó un buen coeficiente de correlación entre el sismograma sintético y la traza sísmica, siendo este de 0.3. La figura 22 ilustra un ejemplo de uno de los pozos de análisis del Bloque F3 amarrado al volumen sísmico en el cual el coeficiente de correlación fue de 0.6.

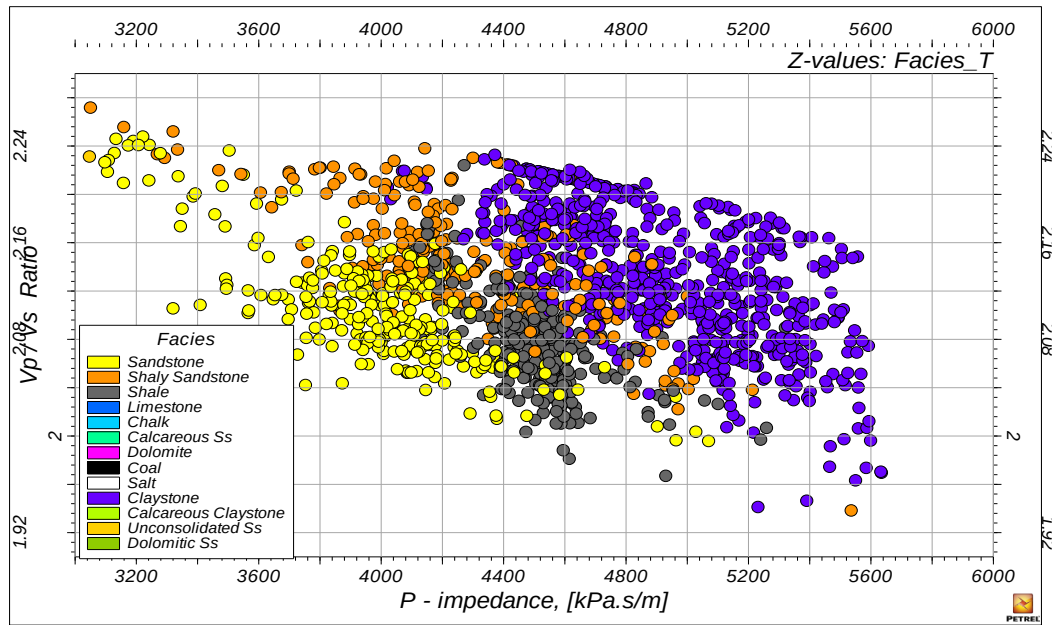


Figura 20. Crossplot entre impedancia acústica, relación VpVs y litotipos definidos para los pozos de análisis del Bloque F3.

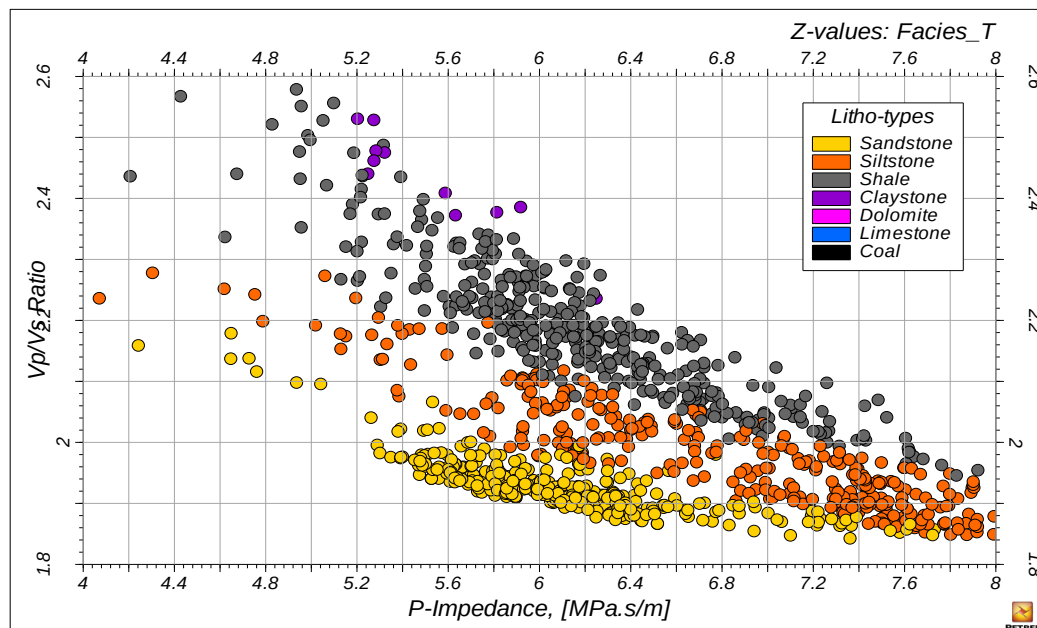


Figura 21. Crossplot entre impedancia acústica, relación VpVs y litotipos definidos para los pozos de análisis del Bloque UIS.

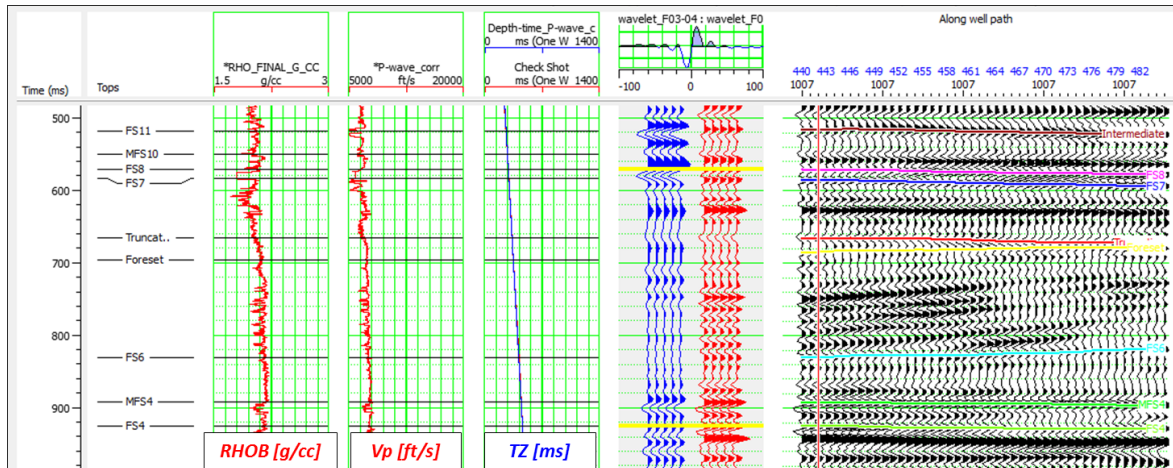


Figura 22. Amarre sísmica pozo para uno de los pozos de análisis del Bloque F3.

2.2.4 Interpretación Sísmica Estratigráfica & Estructural. Una vez los pozos han sido amarrados a la información sísmica 3D procedió a interpretar los horizontes correspondientes al intervalo de interés para ambos casos de estudio. Las figuras 5 y 7 ilustra la geometría de los volúmenes sísmicos utilizados. Previo a iniciar el proceso de interpretación sísmica la imagen PSTM fue acondicionada siguiendo el flujo mostrado en la figura 23 para garantizar una mejor continuidad de los reflectores durante la interpretación de horizontes y resaltar las discontinuidades de los mismos para la aplicación de atributos geométricos. Este proceso fue desarrollado en la herramienta software *Opendtect*. Para mejorar la continuidad de los reflectores se aplicó un filtro de buzamiento guiado (*Dip-steered Median Filter – DSMF*) seguido de un filtro que resalte las discontinuidades de los reflectores (*Fault Enhancement Filter – FEF*). Cabe resaltar que la imagen sísmica utilizada para calcular todos los atributos estratigráficos corresponde al modelo de *DSMF* y la imagen sísmica utilizada para calcular todos los atributos geométricos fue la correspondiente al modelo de *FEF*. Ahora, el primer paso en la interpretación sísmica consistió en la interpretación de las fallas principales utilizando como guía el atributo sísmico de similaridad en la herramienta software *Petrel*. Posterior a la interpretación de las fallas principales se realizó la interpretación de

los horizontes correspondientes a los miembros del intervalo de interés en la herramienta software *Petrel* generando así un modelo de horizontes y fallas como el que se ilustra en la figura 24. Lo anterior sirvió como base para la generación del modelo 3D estructural del intervalo de interés (Figura 25). Una vez construida la estructura se tomaron como base los horizontes y fallas principales interpretados sobre la imagen sísmica acondicionada para generar un modelo de horizontes con mayor detalle que siga uno a uno los reflectores correspondientes al intervalo de interés respetando así tanto los rasgos estratigráficos como los rasgos estructurales de dicho intervalo. La figura 26 ilustra el modelo detallado de horizontes generado en la herramienta software *Opendtect* para el Bloque F3. Este modelo detallado de horizontes contiene un total de 261 horizontes que permitirán un mayor detalle en pasos posteriores. Cabe resaltar que este proceso fue aplicado a los dos casos de estudio.

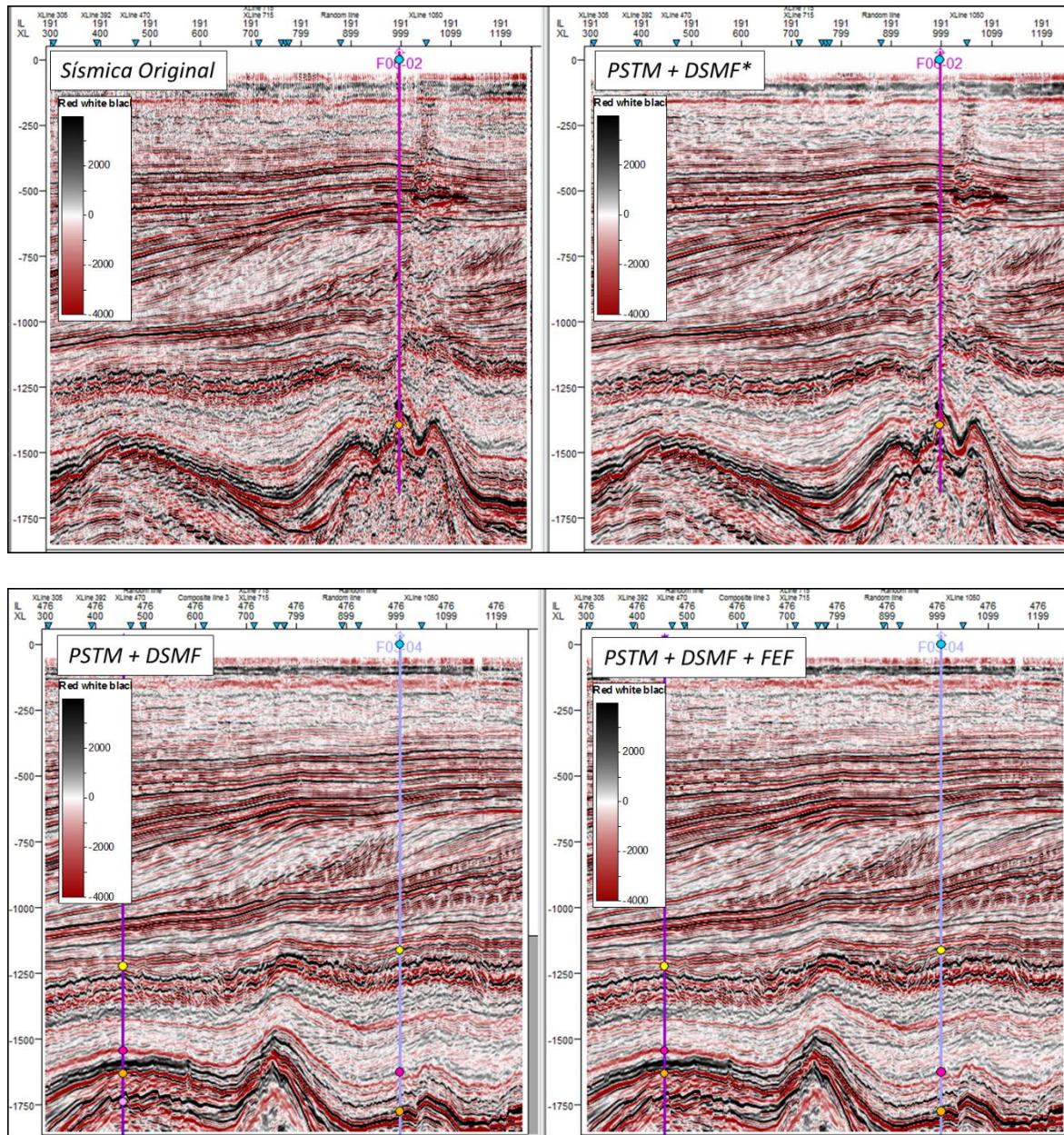


Figura 23. Flujo de procesos seguido para acondicionar la imagen sísmica previo a la interpretación de horizontes y fallas.

Basado en el modelo 3D detallado de horizontes y el modelo estructural previamente generado fue posible la generación de un modelo 3D de estratigrafía sísmica en el cual se interpretaron los principales eventos estratigráficos asociados al intervalo de interés. La figura 27 ilustra el modelo

estratigráfico generado para el Bloque F3. Gracias a la construcción de este modelo de estratigrafía sísmica fue posible interiorizar los ambientes sedimentarios asociados a cada uno de los niveles hallados en el intervalo de interés, lo cual a su vez permitió hacer una predicción de las posibles litologías esperadas para cada nivel. Más detalle de este modelo estratigráfico se encuentra en el artículo # 41952 de *Search and Discovery* de la AAPG el cual fue generado como resultado de este trabajo de investigación.

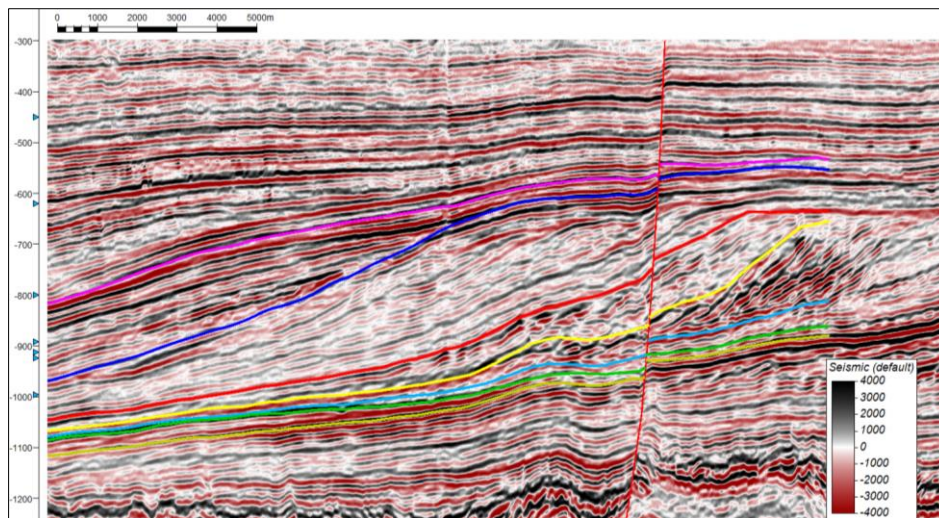


Figura 24. Modelo de horizontes y fallas interpretado para el Bloque F3.

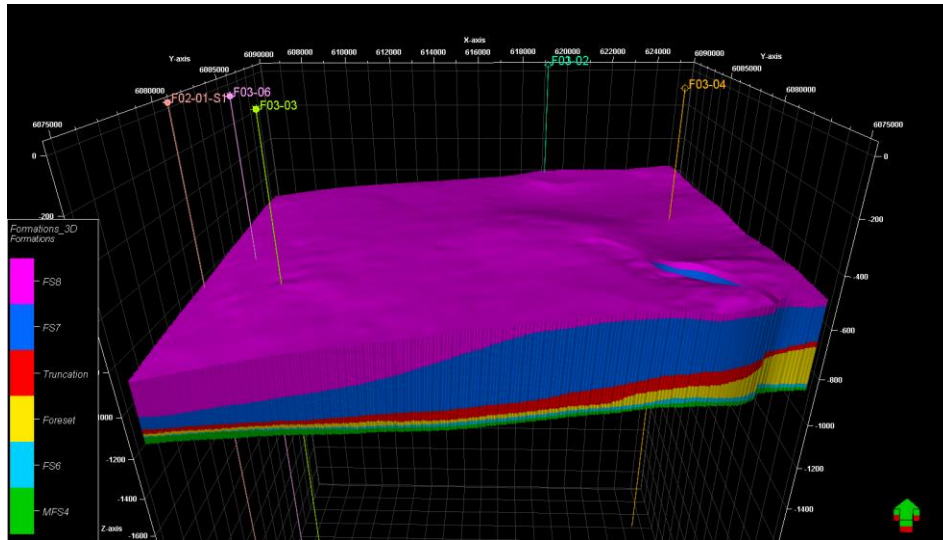


Figura 25. Modelo 3D estructural generado a partir de la interpretación sísmica en el Bloque F3.

2.2.5 Inversión & Atributos Sísmicos. Previo al desarrollo del proceso de inversión sísmica se generaron modelos 3D de un listado de atributos sísmicos que fueron vitales tanto para la fase de interpretación sísmica de fallas y horizontes como para los procesos de propagación de propiedades posteriores. Las figuras 28 a la 30 ilustran algunos de los atributos estimados para el Bloque F3. Con el modelado 1D de las propiedades físicas de la roca (V_s , ρ , ϕ), amarre sísmica pozo e interpretación sísmica se contaba con la información necesaria para realizar la inversión sísmica post-apilado del volumen sísmico asociado al intervalo de interés. Ahora, para la construcción del modelo de baja frecuencia tomó como base el modelo detallado de horizontes generado previamente con el que se garantiza que el modelo de baja frecuencia respete tanto la estratigrafía como la estructura del intervalo de interés. La figura 31 ilustra una comparación entre la construcción convencional de un modelo de baja frecuencia utilizando solo los horizontes hallados en la figura 24 y la construcción del modelo de baja frecuencia utilizando los horizontes hallados en la figura 26.

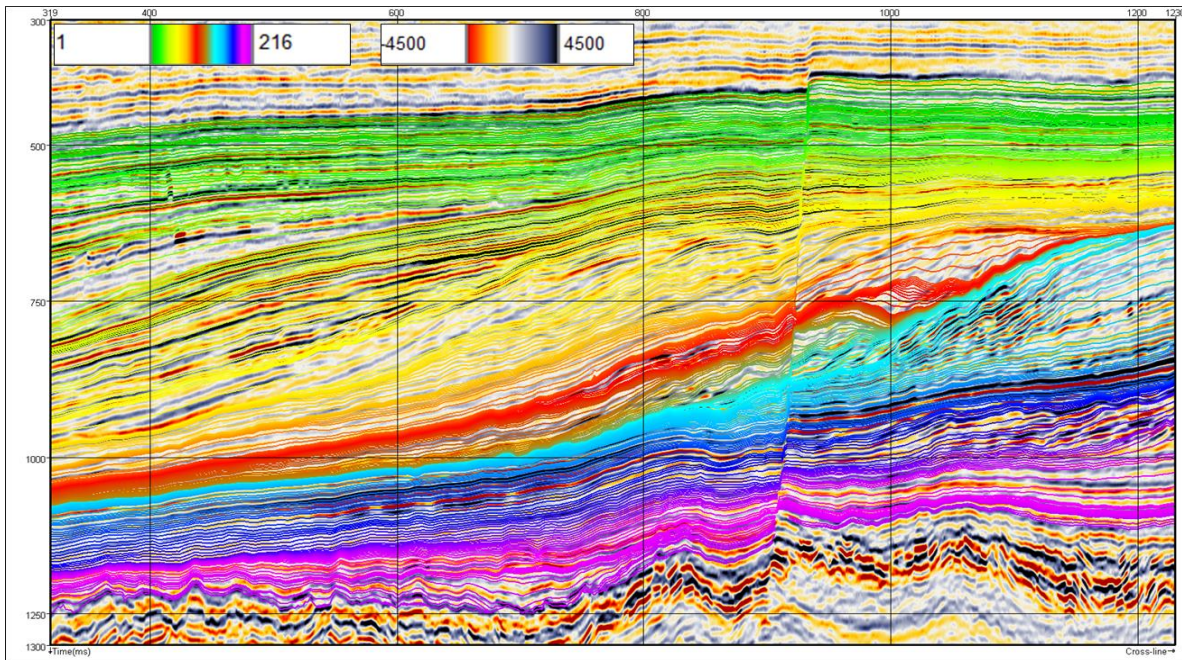


Figura 26. Modelo 3D detallado de horizontes generado para el Bloque F3.

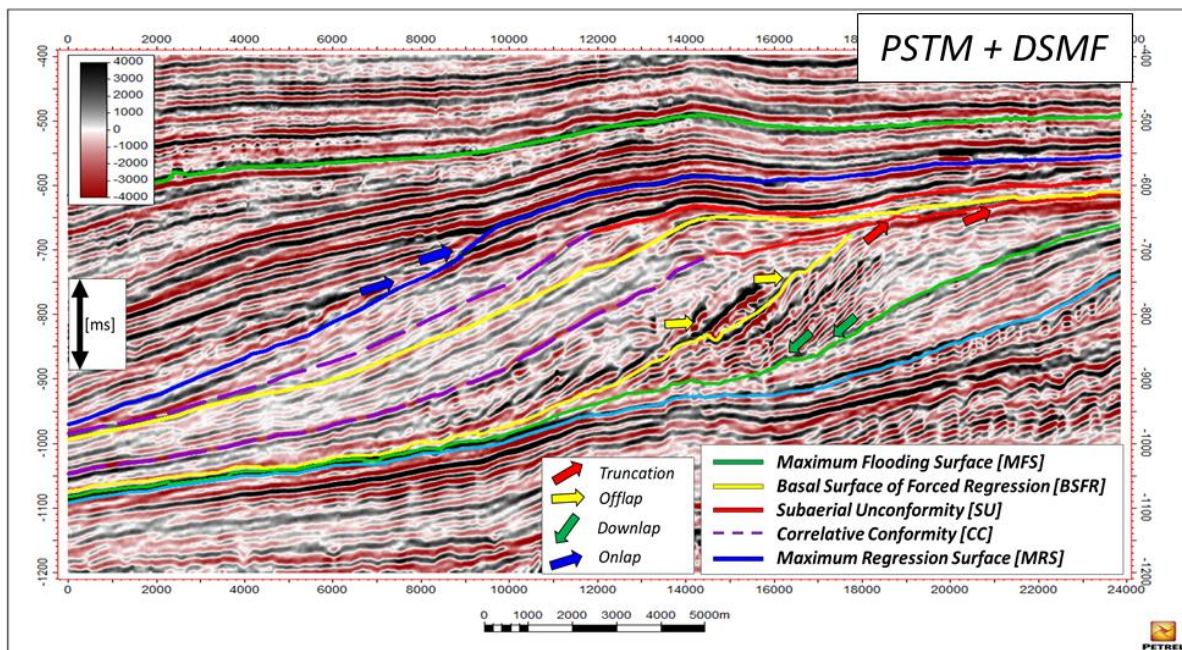


Figura 27. Modelo de estratigrafía sísmica generado para el Bloque F3. Tomado de Illidge et al 2016.

En la figura 31 puede observarse el nivel de detalle logrado en el modelo de baja frecuencia al utilizar el modelo detallado de horizontes (261 horizontes) lo cual impacta positivamente el resultado de la inversión sísmica a realizar tomando como dato de entrada este modelo de baja frecuencia. La figura 32 ilustra el modelo de impedancia acústica obtenido a partir del proceso de inversión sísmica determinística realizado en la herramienta software *Opendtect* para el Bloque F3. Así mismo, la figura 33 ilustra la comparación entre la impedancia acústica obtenida de la inversión del volumen sísmico y la impedancia acústica estimada a partir de registros de pozo en la que se puede ver el buen ajuste que presenta el modelo de inversión sísmica.

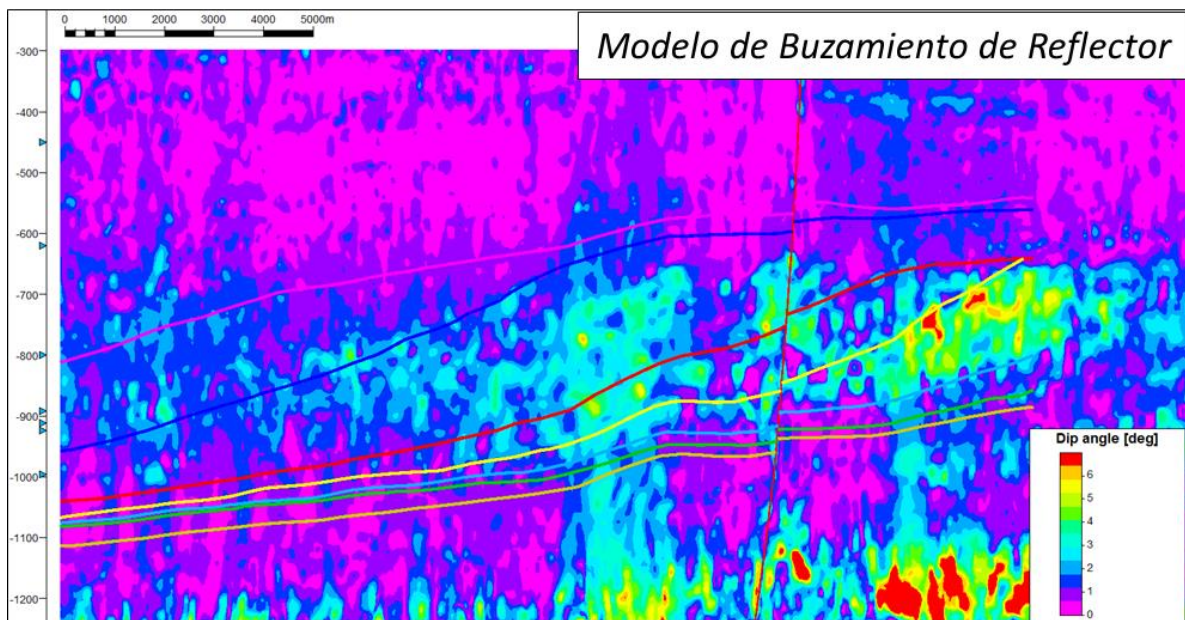


Figura 28. Modelo de buzamiento de reflector generado para el Bloque F3.

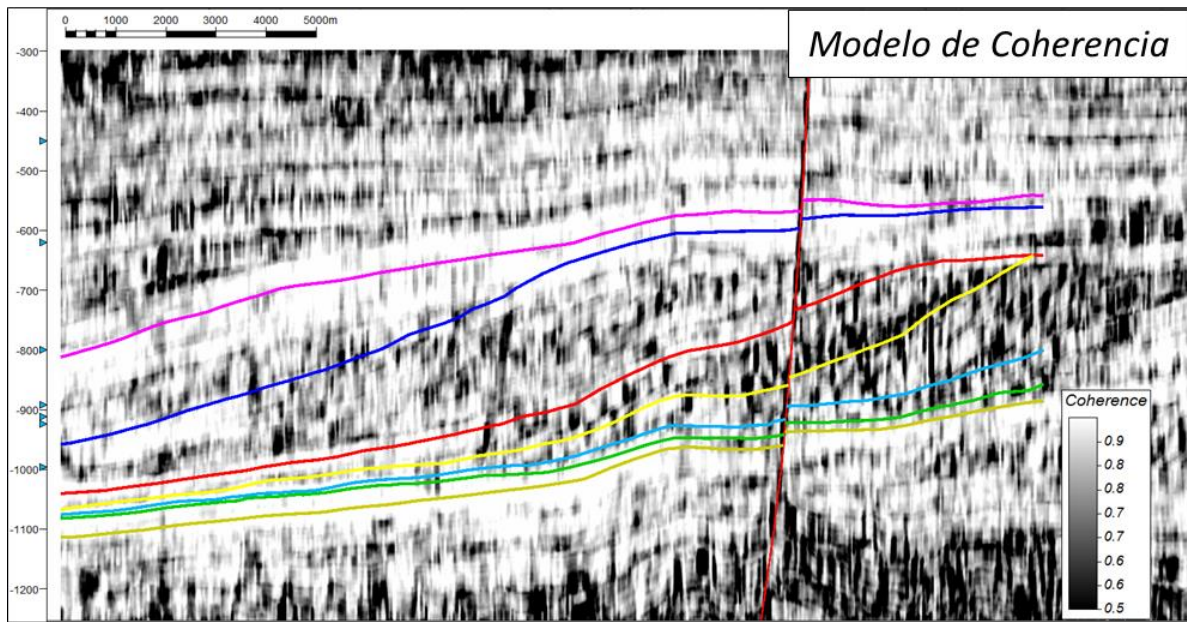


Figura 29. Modelo de coherencia generado para el Bloque F3.

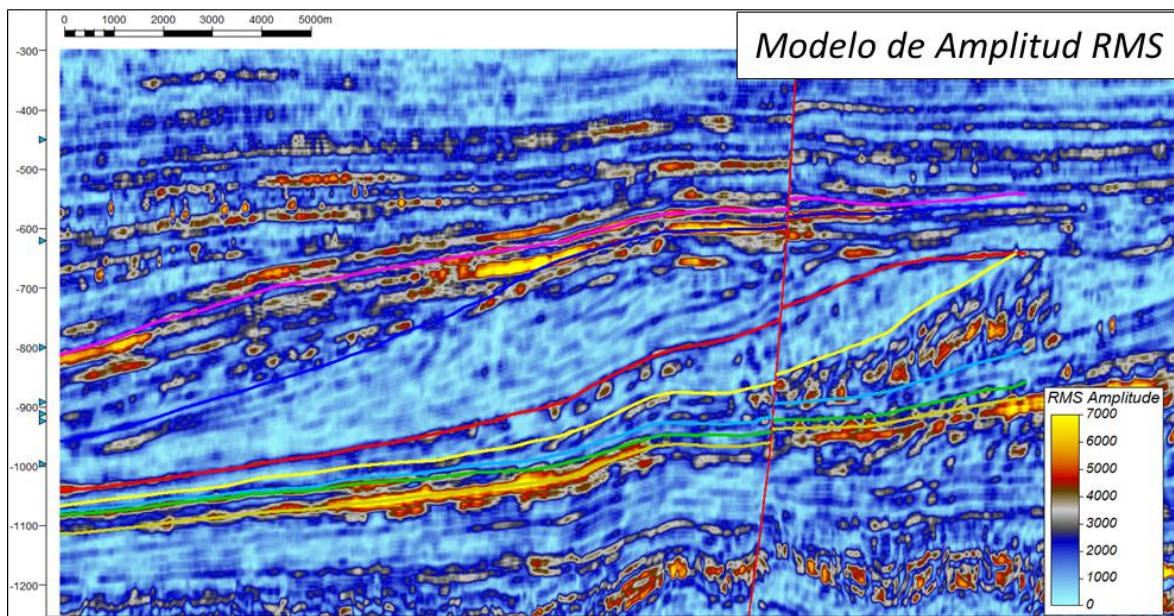


Figura 30. Modelo de amplitud RMS generado para el Bloque F3.

Por otro lado, con el objetivo de estimar el nivel de predicción que tiene el modelo de inversión sísmica generado a partir del limitado número de pozos de correlación con el que se cuenta para

el caso de estudio del Bloque F3 se realizó un análisis de sensibilidad del modelo de inversión en el cual se corrieron 6 diferentes modelos de inversión en los cuales se utilizaron 4 de los cinco pozos para los primeros 5 modelos para (rotando el pozo ciego) y un sexto modelo de inversión en el cual se utilizaron todos los pozos de correlación. La figura 34 ilustra el resultado de los modelos de impedancia acústica generado al dejar cada uno de los pozos como pozo ciego. En esta figura se puede observar que el error en algunos casos para algunos intervalos supera el 20% en especial para los pozos que se encuentran hacia la parte occidental del volumen sísmico (pozo F03-04). Este problema puede ser solucionado al contar con mayor información de pozo tal y como se evidenció en el Bloque UIS donde los pozos utilizados para generar el modelo de inversión fueron 21 y se encuentran bien distribuidos en el área cubierta por el volumen sísmico. Ahora, esta clase de flujos de trabajo permite definir no solo el nivel de predicción y por ende la certidumbre del modelo sino también plantear estrategias de adquisición de registros de pozo para nuevos pozos a perforar dentro del área cubierta por el volumen sísmico y no invertir recursos en adquirir registros en áreas del volumen que ya están bien controladas por la información de registros de pozo que ya existe. Para el Bloque UIS un total de 21 pozos fueron utilizados para generar el modelo de impedancia acústica a partir de inversión sísmica determinística (Figura 35). Tal y como se puede observar en la figura 35 los pozos utilizados para generar el modelo de impedancia acústica se encuentran bien distribuidos en el área cubierta por el volumen sísmico.

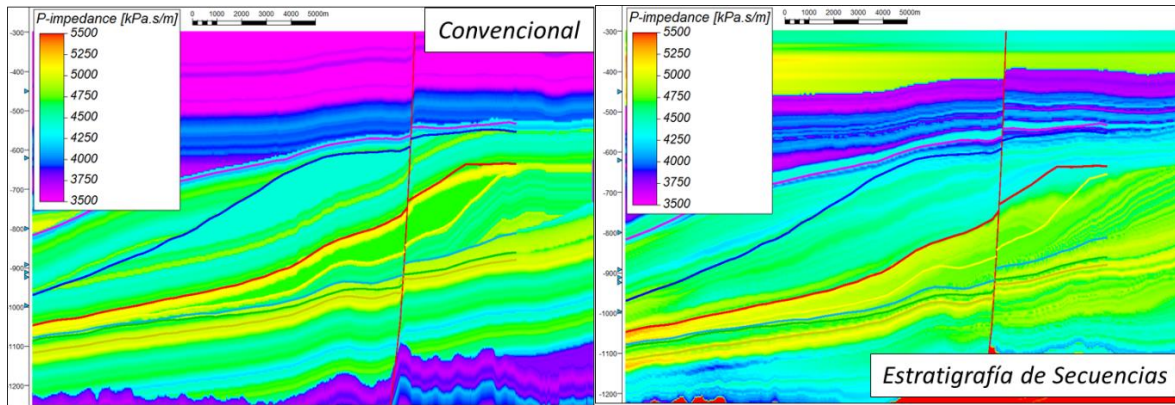


Figura 31. Comparación entre modelos de baja frecuencia generado a partir de 7 horizontes (Convencional) y generado a partir de 261 horizontes (Estratigrafía de Secuencias) para el Bloque F3.

2.2.6 Propagación 3D de Propiedades. Para realizar el modelo 3D de litotipos es necesario contar con la información de velocidad de onda P, velocidad de onda S y densidad volumétrica en 3D, por lo que fue necesario utilizar análisis de regresión multivariable entre el modelo de impedancia acústica obtenido, un listado de atributos sísmicos y la curva objetivo que para este caso inicialmente fue el perfil de velocidad de onda P en los pozos con un coeficiente de correlación superior a 0.5. Este proceso fue desarrollado en la plataforma software *Hampson & Russell*. El método de análisis de regresión multivariable implementa lo que se conoce como “*Stepwise Linear Regression*” para encontrar la relación entre los atributos sísmicos y la curva objetivo. Para mayor detalle de la teoría de este método ver anexo 1. Ahora, para estimar el modelo de velocidad de onda P inicialmente se tomaron los volúmenes sísmicos de impedancia acústica y PSTM en el intervalo de interés sobre los cuales se corrieron un listado de atributos sísmicos los cuales fueron filtrados por su relación con la curva objetivo (velocidad de onda P) generando así una lista de atributos en la cual el orden esta dado por la relación que este atributo presenta con la curva objetivo. Tal y como se puede apreciar en la figura 36, inicialmente se tomaron 20 atributos

para estimar el modelo velocidad de onda P de los cuales solo 12 aportan a disminuir el error entre el modelo de velocidad de onda P y los perfiles de esta propiedad en los pozos de correlación. Como resultado de este proceso se obtiene el modelo 3D de velocidad de onda P para el intervalo de análisis (Figura 37). El mismo flujo de trabajo fue aplicado para obtener los modelos 3D de velocidad de onda S, densidad volumétrica y porosidad total (Figura 38) para ambos casos de estudio. Una vez integrados los modelos de atributos sísmicos e impedancia acústica mediante el análisis de regresión lineal multivariable permite concluir que existe una fuerte correlación (en la gran mayoría de los casos no lineal) entre la impedancia acústica y las propiedades físicas estimadas (velocidad de onda P, velocidad de onda S, densidad volumétrica y porosidad total). Ahora, debido a que el Bloque UIS tiene mayor información de pozo este presenta mejores resultados en la predicción de lo que el Bloque F3.

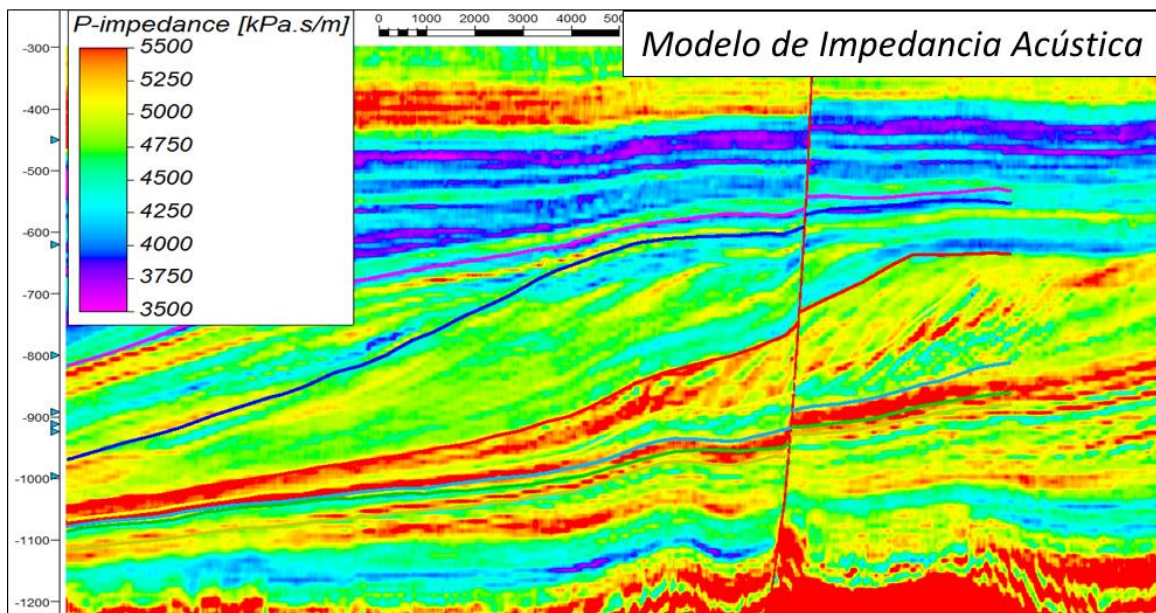


Figura 32. Modelo de impedancia acústica final obtenido a partir de inversión sísmica determinística para el Bloque F3.

2.2.7 Modelo 3D de Litotipos. Para la generación de los modelos 3D de litotipos utilizó la plataforma software *Hampson & Russell* en la cual los datos de entrada principales fueron los modelos 1D de litotipos y propiedades elásticas generados en los pozos de correlación, los modelos 3D de propiedades elásticas estimados a partir de los modelos 3D de velocidad de onda P, velocidad de onda S y densidad volumétrica y los horizontes correspondientes al intervalo de interés. Ahora, basado en lo observado en las figuras 20 y 21 donde se ilustra el contraste que presentan en el crossplot de impedancia acústica y relación V_p/V_s los diferentes litotipos estimados en el intervalo de interés en los pozos de análisis define utilizar estas propiedades elásticas para generar los modelos 3D de litotipos. El primer paso en este flujo de trabajo consistió en la generación de funciones de distribución de probabilidad para cada uno de los litotipos presentes en el intervalo de interés (Figura 39). Estas funciones permiten definir que litotipo es más probable según el rango de propiedades elásticas en el que se encuentre la nube de datos. Un mayor detalle acerca de estas funciones de probabilidad se encuentra en el anexo 1 de este trabajo de investigación y en lo expuesto por Doyen (2007). Al aplicar estas funciones de distribución de probabilidad sobre los modelos 3D de propiedades elásticas define entonces el modelo 3D de litotipos para el intervalo de interés. La figura 40 ilustra el ajuste entre el modelo de litotipos 1D y el 3D para dos de los pozos de análisis en el que se puede observar el nivel de predicción del modelo definido. Tal y como se puede observar en la figura 40, el modelo 3D de litotipos respeta lo definido en el modelo de estratigrafía de secuencias en el que la región occidental del volumen para el intervalo de interés debe presentar mayor contenido de arenisca y seguir las geoformas definidas por las clinoformas asociadas al delta analizado.

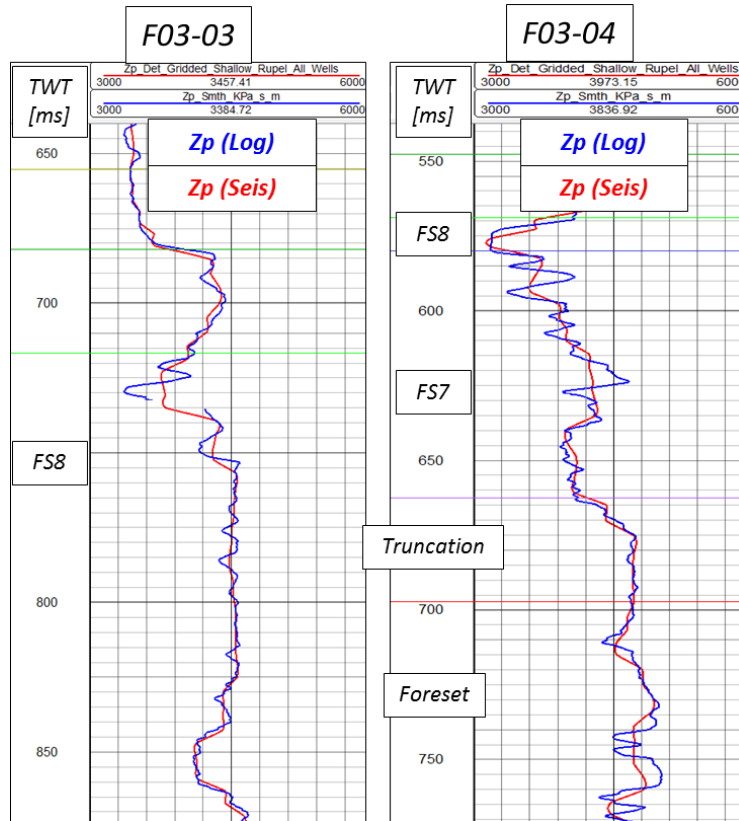


Figura 33. Ajuste del modelo de impedancia acústica final obtenido a partir de inversión sísmica determinística (rojo) con el modelo de impedancia acústica de registros de pozo (azul) para dos pozos de análisis del Bloque F3.

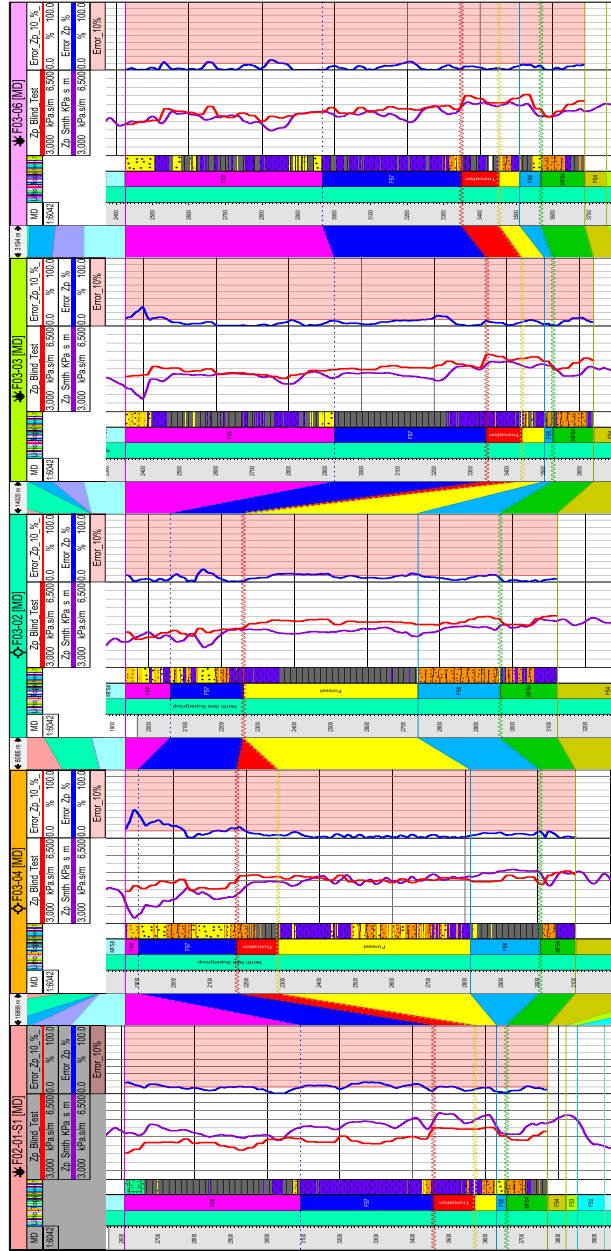


Figura 34. Resultado del análisis de sensibilidad del modelo de impedancia acústica final obtenido a partir de inversión sísmica determinística (rojo) con el modelo de impedancia acústica de registros de pozo (morado) para los pozos de análisis del Bloque F3.

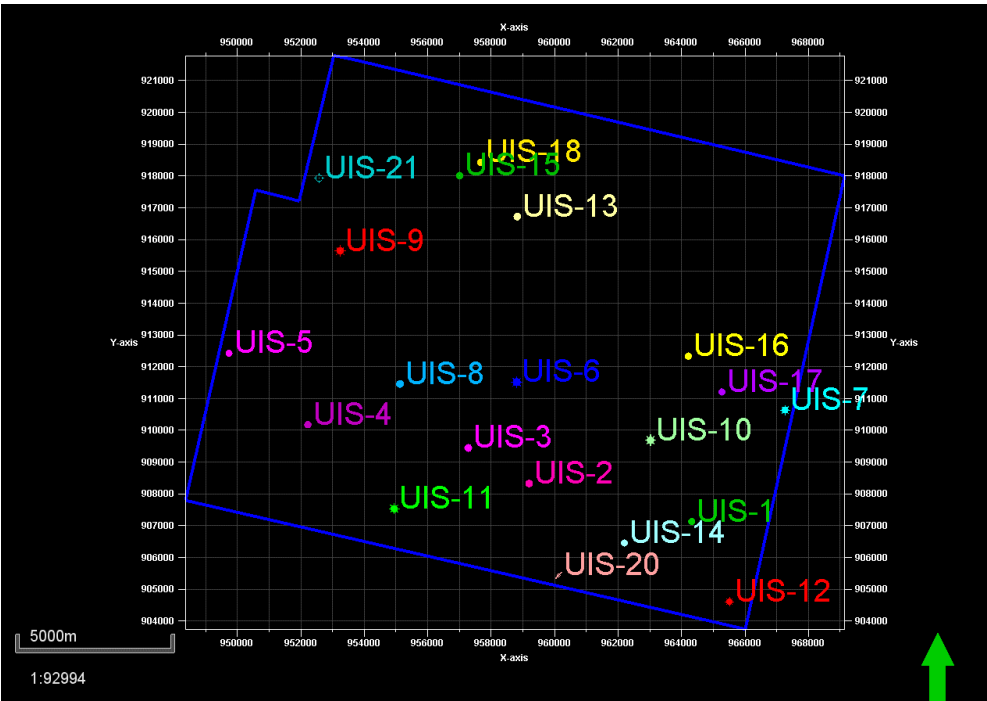


Figura 35. Distribución de los pozos utilizados para la generación del modelo de impedancia acústica a partir de inversión sísmica para el Bloque UIS.

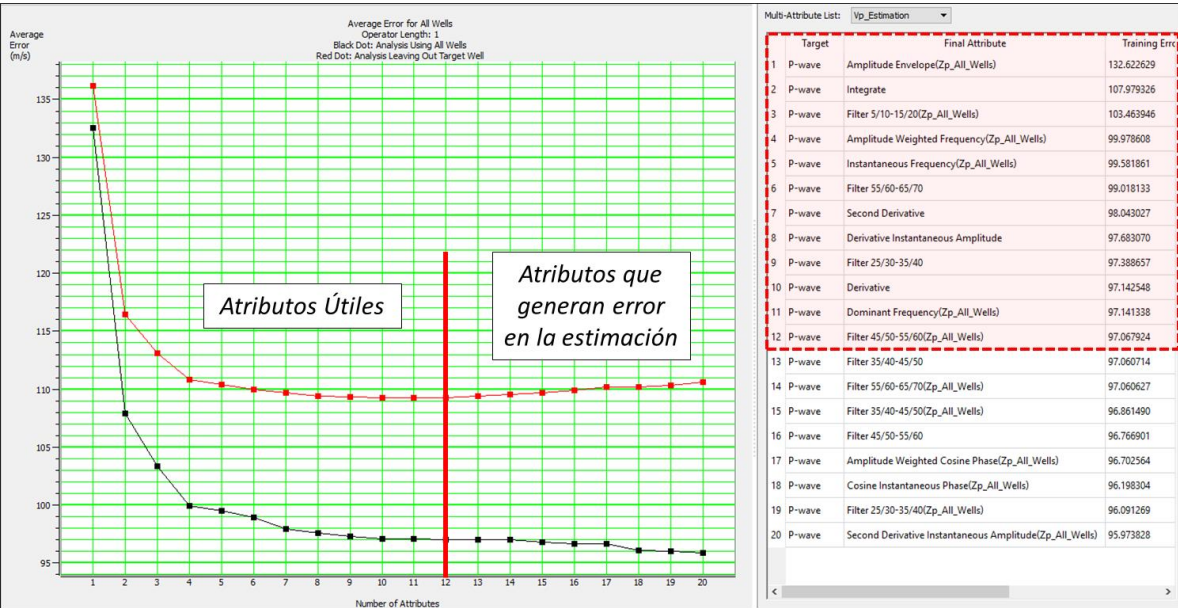


Figura 36. Análisis de regresión multivariable entre un listado de atributos sísmicos y el perfil de velocidad de onda P desarrollado en el Bloque F3.

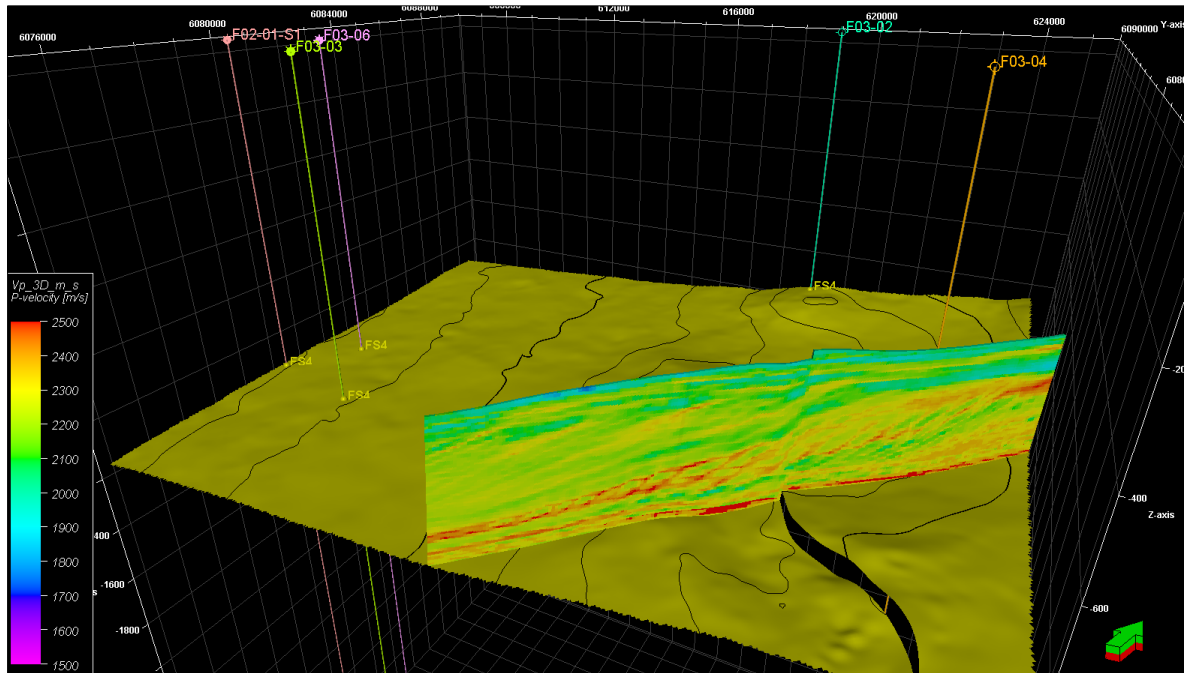


Figura 37. Modelo 3D de velocidad de onda P generado a partir del análisis de regresión multivariable en el Bloque F3.

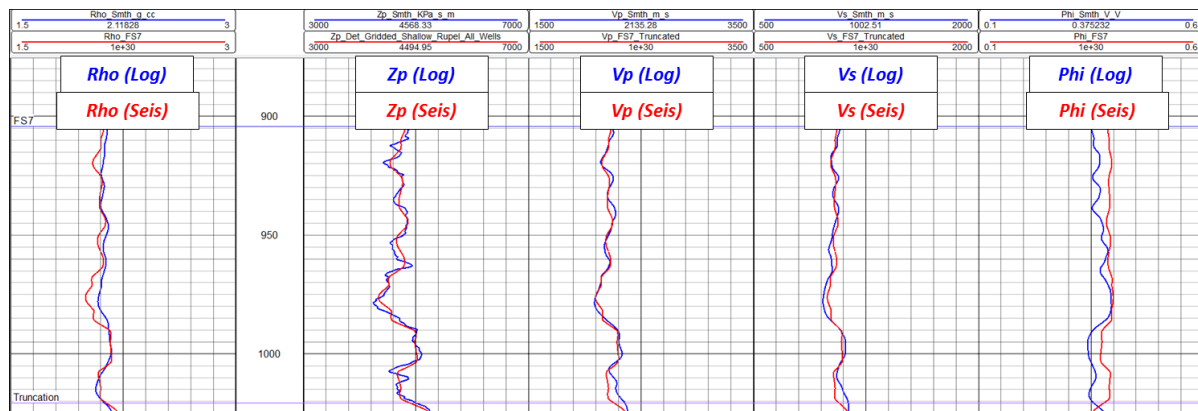


Figura 38. Ajuste de los modelos obtenidos a partir de análisis de regresión multivariable (rojo) con los modelos de dichas propiedades estimados a partir de registros de pozo (azul) para el pozo F03-06 del Bloque F3.

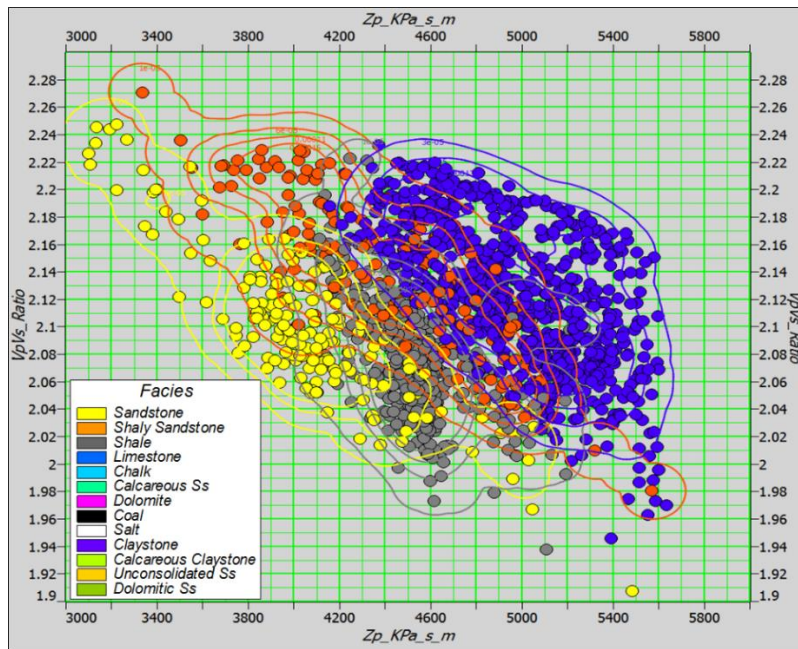


Figura 39. Crossplot entre impedancia acústica, relación V_p/V_s y litotipos definidos para los pozos de análisis del Bloque F3 en el que se pueden observar las funciones de distribución de probabilidad para cada litotipo.

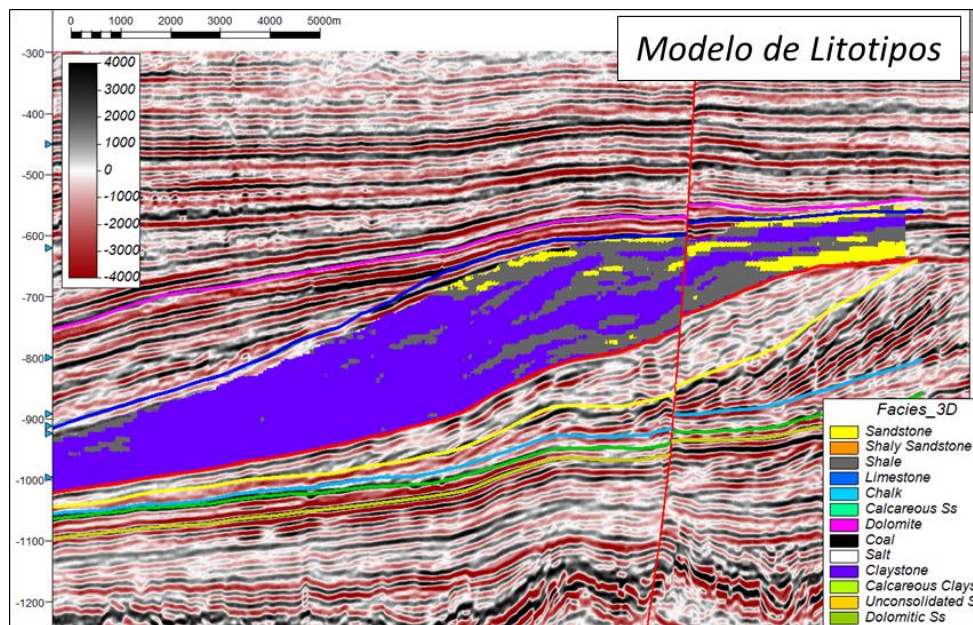


Figura 40. Sección del modelo 3D litotipos definidos para el intervalo de interés en el Bloque F3.

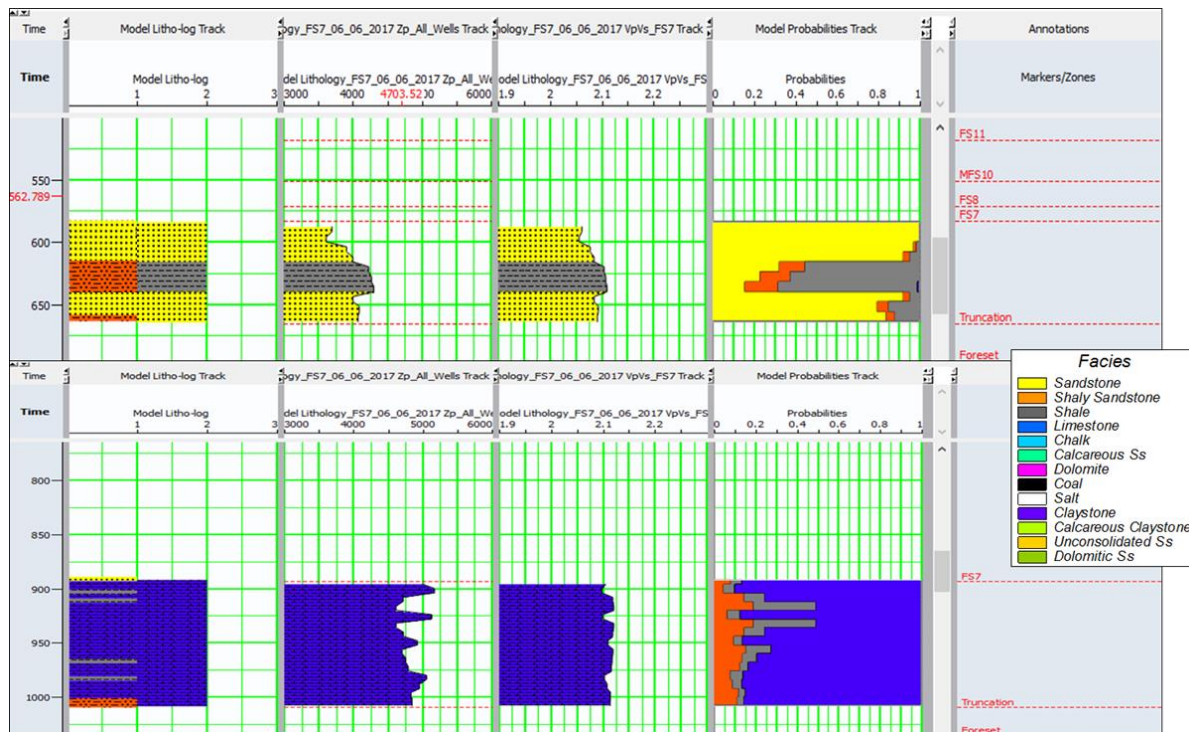


Figura 41. Comparación entre modelo 1D y 3D para dos pozos de análisis del Bloque F3 en el que se pueden observar el nivel de predicción del modelo propuesto.

3. Conclusiones.

- La estimación de la velocidad de la onda S es un proceso crítico en el flujo de trabajo de interpretación sísmica cuantitativa, debido que este afecta directamente la estimación de propiedades elásticas que sirven como dato de entrada para clasificar litotipos o detectar la presencia de hidrocarburos en algunos tipos de roca.

- Como resultado de este trabajo propone una nueva ecuación para la estimación de la velocidad de la onda S teniendo en cuenta parámetros como la velocidad de la onda P y el volumen de arcilla (V_{shale}) lo cual representa un aporte al conocimiento en esta área.
- Métodos de análisis multivariable como el implementado en este trabajo logran definir relaciones complejas entre combinaciones de atributos y propiedades físicas de las rocas en un espacio n-dimensional (donde N corresponde al número de atributos usados).
- El uso de modelos de propiedades elásticas integrado con métodos geoestadísticos para la clasificación de datos, tales como las funciones de distribución probabilidad, resulta ser apropiado en la generación de modelos 3D de litotipos.

4. Recomendaciones.

- Implementar análisis de estratigrafía sísmica como un parámetro cualitativo de control de los resultados de modelos 3D de litotipos prueba ser un proceso clave en la generación de este tipo de modelos.
- Utilizar modelos detallados de horizontes para la generación del modelo de baja frecuencia representa una mejora notable en la calidad de esta variable, la cual tiene gran impacto sobre los resultados de los procesos de inversión sísmica.
- Uno de los problemas principales del uso de métodos de inversión sísmica es la posibilidad de infinitas soluciones que satisfacen el dato de entrada, es decir, para un dato sísmico en particular pueden existir diferentes modelos geológicos consistentes con este, por ende, es apropiado

implementar métodos estocásticos que permitan mitigar la incertidumbre asociada a estos modelos.

- Integrar el mayor número de información confiable y útil para el proceso (modelos estratigráficos, estructurales, petrofísicos y sedimentológicos) permite mitigar la incertidumbre y mejorar la calidad de los modelos del subsuelo desarrollados a partir de información sísmica.

Referencias Bibliográficas

- Aki, K.; Richards, P. (1980) Quantitative Seismology. W.H. Freeman and Co.
- Anderson, P.; Gray, D. (2001) Using LMR for Dual Attribute Lithology Identification. Expanded Abstract, SEG Annual Convention – San Antonio.
- ANH/EPIS. (2012) Información (informes técnicos, registros e imágenes) suministrada, de pozos de la cuenca Llanos Orientales..
- Ardakani, E.; Podivinsky, T.; Schmitt, D. (2014) Lithology Discrimination Using Elastic Rock Properties and Simultaneous Seismic Inversion in the Leuduc Reservoir, NE Alberta. CSEG Recorder. P. 42 – 46.
- Bahorich, M.; Farmer, S. (1995) 3D Seismic Discontinuity for Faults and Stratigraphic Features: The Coherence Cube. 65th Annual International Meeting, SEG, Expanded Abstracts, 93–96.
- Balch, A. (1971) Color Sonograms: A New Dimension in Seismic Data Interpretation. Geophysics, 36, 1074 – 1098.
- Bertrand, C.; Tonellot, T.; Fournier, F. (2002) Seismic Facies Analysis Applied to P and S Impedences from Pre-stack Inversion. Research Article at SEG 72nd Annual Meeting.
- Bortfeld, R. (1961) Approximations to the Reflection and Transmission Coefficients of Plane Longitudinal and Transverse Waves. Geophysical Prospecting. 09, 485-502.
- Brooks, J.; Glennie, K.W. (1987) Petroleum geology of North-West Europe. London, Graham & Trotman.. 1219 p.
- Castagna, J.; Batzle, M.; Eastwood, R. (1985) Relationships Between Compressional-Wave and Shear-Wave Velocities in Clastic Silicate Rocks. Geophysics. Vol. 50, No. 4. Pag. 571-581.

- Castagna, J.; Sun, S. (2006) Comparison of Spectral Decomposition Methods. *First Break*. 24, 75-79.
- Catuneanu, O. (2006) *Principles of Sequence Stratigraphy*. First Edition. Elsevier. P. 387.
- Chopra, S.; Marfurt, K. (2005). Seismic Attributes – A Historical Perspective. *Geophysics*. Vol. 70, No. 5; P. 3SO – 28SO.
- Chopra, S.; Marfurt, K. (2007) Seismic Attribute Prospect Identification and Reservoir Characterization. SEG Geophysical Developments Series. No. 11.
- Chopra, S.; Sharma, R. (2013) New Attribute for Determination of Lithology and Brittleness. AAPG 2013 Annual Meeting. Search and Discovery Article # 41155.
- Cooke, D.; Cant, J. (2010) Model-based Seismic Inversion: Comparing deterministic and probabilistic approaches. *CSEG Recorder*.
- Doyen, P.M. (2007) Seismic Reservoir Characterization: An Earth Modelling Perspective. EAGE.
- Galloway, W.E. (1989) Genetic Stratigraphic Sequences in Basin Analysis. I. Architecture and Genesis of Flooding-Surface Bounded Depositional Units. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*. 73, 125–142.
- Gassmann, F. (1951) Über die Elastizität Poroöser Medien: *Vierteljahrsschrift der Naturforschenden Gesellschaft in Zurich*. 96, Pag. 1-23.
- Gautier, D. L. (2005) Kimmeridgian Shales Total Petroleum System of the North Sea Graben Province. *U.S. Geological Survey Bulletin*. 2204-C, 24 p.
- Greenberg, M. L.; Castagna, J.P. (1992) Shear-Wave Velocity Estimation in Porous Rocks: Theoretical Formulation, Preliminary Verification and Applications. *Geophysical Prospecting*. 40, 195–209.

- Hami-Eddine, K., *et al.* (2015) A New Technique for Lithology and Fluid Content Prediction from Prestack Data: An Application to a Carbonate Reservoir. Special section: Earth Model — Visualizing and predicting the integrated earth.
- Halland, E, K.; Mujezinovic, J.; Riis, F. (2014) CO₂ Storage Atlas Norwegian Continental Shelf. Stavanger, Norway, NPD publications. 163 p.
- Hampson, D.; Russell, B. (2006) The Old and The New in Seismic Inversion. CSEG Recorder. Vol. 31 No 10.
- Hampson, D. (2010). Lithology Prediction Using Seismic Inversion Attributes. Hampson & Russell, CGG Veritas.
- Illidge, E.; Camargo, J.; Pinto, J. (2016) Turbidites Characterization from Seismic Stratigraphy Analysis. Application to the Netherlands Offshore F3 Block. Search and Discovery. Article # 41952.
- Knott, C. (1899) Reflexion and Refraction of Elastic Waves with Seismological Applications. Phil. Mag. 48, Pag. 64-97.
- Koefoed, O. (1955) On the Effect of Poisson's Ratios of Rock Strata on the Reflection Coefficients of Plane Waves. Geophysical Prospecting. Vol. 3, Issue 4. P. 381 – 387.
- Lindseth, R. (1976) Seislog Process Uses Seismic Reflection Traces. Oil & Gas Journal. 74, 67–71.
- Marple, S.L. (1999) Computing the discrete-time analytic signal via FFT. IEEE Transactions on Signal Processing. Vol. 47, No.9 (September 1999), pp.2600-2603.
- Notestein, *et al.* (1944) Geology of the Barco Concession, Republic of Colombia, South America. Bull. Geol. Soc. Amer., New York. 55: 1165-1215.
- Ostrander, W. (1984) Plane-wave Reflection Coefficients for Gas Sands at Non-normal Angles of Incidence. Geophysics. Vol. 49. No. 10. P. 1637-1648.

- Pegrum, R.M.; Spencer, A.M. (1990). Hydrocarbon plays of the northern North Sea. Brooks, Jim, ed. 1990. Classic petroleum provinces: Geological Society, London, Special Publication. 50, p. 441–470.
- Reynolds, T. (1994) Quantitative analysis of submarine-fans in the Tertiary of the North Sea Basin. Marine and Petroleum Geology. V. 11, p. 202–207.
- Rosa, A. (1976) Extraction of Elastic Parameters Using Seismic Reflection Amplitude with Offset Variation. M.Sc. Thesis Univ. of Houston.
- Ruger, A.; Tsvankin, I. (1997) Using AVO for Fracture Detection: Analytic Basis and Practical Solutions. TLE.. Vol. 16, No. 10, 1429 – 1434.
- Sharma, R.; Chopra, S. (2013) Characterization of Sandstone Reservoirs Using Poisson Impedance Inversion. CSEG Recorder. Vol. 38 No. 05.
- Shuey, R. A (1985) Simplification of the Zoeppritz Equations. Geophysics. Vol. 50, NO. 4, P. 609–614.
- Smaili, M. (2009) 3D Seismic-based Lithology Prediction Using Impedance Inversion and Neural Networks Application: Case-study from the Mannville Group in East-Central Alberta, Canada. Master Thesis. Department of Earth and Planetary Sciences, McGill University.
- Taner, M.; Koehler, F; Sheriff, R. (1979) Complex Seismic Trace Analysis. Geophysics. 44, 1041–1063.
- Taner, M., *et al.* (1994) Seismic Attributes Revisited. 64th Annual Intl Meeting, SEG, Expanded Abstracts.
- Taner, M. (2001). Seismic Attributes. CSEG Recorder. Vol. 26, No.7.
- Van Wagoner, J.C., *et al.* (1977) Key Definitions of Sequence Stratigraphy. AAPG Memoir 26th.
- Walls, J., *et al.* (1999) North Sea Reservoir Characterization Using Rock Physics, Seismic Attributes and Neural Networks; a Case History. Research Article at SEG Annual Meeting.

Wexler, J.; Raz, S. (1990) Discrete Gabor expansions: Signal Processing. 21(3), 207 – 221.

Ziegler, P.A. (1990) Geological atlas of Western and Central Europe (2nd ed.). Shell International Petroleum Maatschappij. 238 p., 52 enclosures.

Zoeppritz, K. (1919). Erdbebenwellen VII. VIIb. Über Reflexion und Durchgang sesmischer Wellen durch Unstetigkeitsflächen. Nachrichten von der Königlichen Gesellschaft der Wissenschaften zu Göttingen, Mathematisch-physikalische Klasse. 66-84.