

Caracterización de Yacimientos mediante la Integración de Análisis Petrofísicos,
Geomecánicos y Geofísicos. Caso de Estudio: Grupo Grant, Bloque Bunda.

Daniel Ricardo Coronel Álvarez

Trabajo de Grado para Optar el Título de Geólogo

Director

Erick Johan Illidge Araujo

MSc. Geofísica

Codirector:

Ricardo Andres Gomez Moncada

MSc. Geología

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela de Geología

Bucaramanga

2017

Dedicatoria

A mi amada familia.

Agradecimientos

Me gustaría agradecer a todas las personas que conocí a lo largo de mi recorrido por la Universidad Industrial de Santander, porque cada uno me enseñó su perspectiva del mundo.

Agradezco también a los geólogos Erick Illidge y Ricardo Gómez por supervisar este trabajo de investigación.

Finalmente agradezco a mi familia por su apoyo incondicional, semestre tras semestre, en este camino que emprendí para convertirme en geólogo.

Tabla de Contenido

Introducción	14
1. Objetivos	15
1.1 Objetivo General	15
1.2 Objetivos Específicos.....	15
2. Antecedentes	16
3. Marco Geológico.....	17
4. Metodología	20
4.1. Modelo 1D	21
4.1.1. Base de Datos.....	21
4.1.2. Modelo Petrofísico.....	23
4.1.3. Modelo Geomecánico.	30
4.2. Modelo 3D	31
4.2.1. Amarre Sísmica-Pozo.....	32
4.2.2. Interpretación Sísmica	34
4.2.3. Inversión Sísmica.....	35
4.2.4. Propagación de Propiedades 3D.	38
5. Análisis De Resultados	42
6. Discusión.....	48
7. Conclusiones	48

8.Recomendaciones	49
Referencias Bibliográficas	51
Apéndices.....	57

Lista de Figuras

Figura 1 Localización de la cuenca Canning y sus elementos estructurales. Adaptado de Dirstein et al., (2013).....	18
Figura 2 Columna estratigrafica generalizada de la cuenca Canning. Adaptado de Zhan & Mory, (2013).....	19
Figura 3 Flujo de trabajo.....	21
Figura 4 Ubicación de los pozos usados en este modelo	22
Figura 5 Registro Gamma Ray y secciones delgadas del intervalo dentro de Betty	24
Figura 6 Modelo de arcillosidad	25
Figura 7 Densidad de grano y su distribución	26
Figura 8 Modelo de porosidad	26
Figura 9 Grafico cruzado de tipos de roca	27
Figura 10 Factor de formación como función de la porosidad	28
Figura 11 Resumen del modelo petrofisico para el pozo Sundown 2.....	29
Figura 12 Modelo geomecánico 1D.....	31
Figura 13 Amarre sísmica-pozo	32
Figura 14 Modelo de velocidades	33
Figura 15 Atributos sísmicos en la interpretación de geometrias	34
Figura 16. Atributo de energia en la interpretación de superficies	35
Figura 17 Modelo estructural.....	35
Figura 18 Pozos usados en la inversión	36
Figura 19 Modelo de baja frecuencia.....	37
Figura 20 Impedancia acústica modelada Vs Impedancia acústica original	37

Figura 21 Impedancia acústica modelada	37
Figura 22 Prueba para encontrar el operador convolucional	38
Figura 23 Error de validación y error total	39
Figura 24 Aplicación de la transformación multiatributo	39
Figura 25 Modelos de propiedades 1D e invertidas en el pozo de entrenamiento	40
Figura 26 Modelos de propiedades 1D e invertidas en el pozo ciego	40
Figura 27 Distribución de la presión de poro en una sección sísmica	42
Figura 28 Distribución de la acumulación en la estructura anticlinal.....	44
Figura 29 Localización de la línea sísmica regional	45
Figura 30. Sección de la línea sísmica regional y su interpretación	46
Figura 31 Distribución de los tipos de roca en los topes de Carolyn y Betty	47
Figura 32 Distribución de las areniscas en los sistemas de canales.....	47
Figura 33 Distribución de areniscas con aceite.....	43

Lista de Tablas

Tabla 1. Inventario de los registros y núcleos disponibles en los pozos..... 22

Tabla 2. Inventario de las pruebas de laboratorio y de producción 23

Lista de Apéndices

Apéndice A. Atributos Sísmicos..... 57

Apéndice B. Inversión Sísmica..... 61

Apéndice C. Transformaciones Multiatributos..... 64

Apéndice D. Propagación De Propiedades 65

RESUMEN

TÍTULO: **CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS MEDIANTE LA INTEGRACIÓN DE ANÁLISIS PETROFÍSICOS, GEOMECÁNICOS Y GEOFÍSICOS. CASO DE ESTUDIO: GRUPO GRANT, BLOQUE BUNDA.**

AUTOR: **DANIEL RICARDO CORONEL ALVAREZ**

PALABRAS CLAVE: Atributos sísmicos, inversión sísmica, transformaciones multiatributos, propiedades petrofísicas, propiedades geomecánicas.

El estudio y entendimiento del subsuelo es uno de los desafíos más grandes que tiene la industria de los hidrocarburos. El método sísmico que históricamente ha sido la herramienta predilecta para aumentar el conocimiento de las áreas estudiadas también ha sido desafiado debido a las ambigüedades que se dan lugar durante la interpretación. Debido a esto, los esfuerzos para disminuir la incertidumbre han sido concentrados en la integración de toda la información disponible. En este trabajo, se tomó un caso de estudio, en el cual se caracterizó el grupo Grant integrando la información proveniente de los núcleos de perforación, registros de pozo e información sísmica, con el fin de construir y entender las distintas propiedades petrofísicas y geomecánicas del reservorio. Teniendo como resultado modelos de arcillosidad, porosidad, saturación y presión de yacimiento 1D y 3D, mediante el uso de atributos sísmicos, la inversión sísmica y transformaciones multiatributos. Lo anterior con el fin de delimitar la distribución de los tipos de roca, especialmente los que cuentan con las mejores calidades de reservorio. Adicionalmente, la unificación de toda esta información permite identificar los riesgos a la hora de explorar, en este caso, la presencia de acuíferos activos y la falta de sellos locales.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Geologic. Director: Erick Johan Illidge Araujo
Codirector: Ricardo Andres Gomez Moncada

ABSTRACT

TITLE: RESERVOIR CHARACTERIZATION BY INTEGRATING PETROPHYSICAL, GEOMECHANICAL AND GEOPHYSICAL ANALYSES. CASE STUDY: GRANT GROUP, BUNDA BLOCK.

AUTHOR: DANIEL RICARDO CORONEL ALVAREZ

KEYWORDS: Seismic Attributes, seismic inversion, multiattribute transforms, petrophysical properties, geomechanical properties.

Subsurface studies and its understandings is one of the biggest challenges that the oil and gas industry is up against. The seismic method has been historically the predilect tool to increase the geological knowledge of the area of interest, however, it has also been challenged by the ambiguities during the interpretation process. Because of this, more effort has been made to reduce the uncertainty, and to achieve it, the integration of all the possible data is needed. In this work, a case study was taken, in which the Grant Group was characterized by integrating the information from borehole cores, well log, and seismic data; all of this with the aim of building and understand the different petrophysical and geomechanical properties of the reservoir. Having as a result 1-D and 3-D models of the shale volume, porosity, saturation and pore pressure for the reservoir. All of this is possible by using seismic attributes, seismic inversion and multiattribute tranforms. This allowed to delimit the rock types distribution, specially the ones made up by the best reservoir quality properties. Additionally, the integration of all this information help to identify the exploration risk, which in this case is the presence of active aquifers and the lack of local seals.

* Bachelor Thesis

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Geologic. Director: Erick Johan Illidge Araujo
Codirector: Ricardo Andres Gomez Moncada

Introducción

Las altas demandas en el mercado energético global siguen aumentando mientras que los campos petroleros “más fáciles” ya han sido explotados. Como resultado, la industria ha tenido que afrontar y superar desafíos geográficos y explorar en aguas profundas o en regiones con condiciones climáticas difíciles en el mundo. Sin embargo, aún existen regiones geográficas que son problemáticas a la hora de explorar y explotar (Shahri, 2013). El método sísmico de reflexión fue usado inicialmente para la identificación de estructuras, las cuales podrían actuar como trampas de reservorios de hidrocarburos (Russell & Hampson, 2006). Sin embargo, se ha probado que dentro de la amplitud sísmica hay información considerable que puede ser relacionada a la porosidad, litología y fluidos en el subsuelo (Russell & Hampson, 2006). La exploración sísmica también es desafiada debido a las ambigüedades en la comprensión del subsuelo. Esto puede ser superado mediante el uso de técnicas avanzadas de interpretación en donde se puede obtener la mayor cantidad de información, lo cual ayudará a mejorar el conocimiento del subsuelo. El uso de estas puede proveer mayor conocimiento de los prospectos con el fin de disminuir la incertidumbre a la hora de la toma de decisiones y el riesgo de perforación (Shahri, 2013). ¿Cómo se puede optimizar el proceso convencional de caracterización de yacimiento? La caracterización de los yacimientos es optimizada mediante la integración de toda la información disponible, ya sea sísmica, petrofísica y geológica. Esto debido a que cada una aporta información que permitirá delimitar y describir los cambios de este (Walls, Dvorkin, & Carr, 2004). A partir de esto, se pretende realizar un análisis que tenga en cuenta la información de datos geológicos (descripciones de núcleos) y los registros de pozo presentes para así construir modelos 1D de tipos de rocas y propiedades petrofísicas y geomecánicas, que consecuentemente llevará a la construcción de modelos 3D de propiedades.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Realizar la caracterización de yacimientos mediante la integración de análisis petrofísicos, geomecánicos y geofísicos.

1.2 Objetivos Específicos

- Construcción de modelos 1D petrofísicos, geomecánicos y de propiedades elásticas mediante registros de pozo y núcleos de perforación.
- Generación e interpretación de modelos geofísicos (atributos y inversión sísmica) a través de la integración de la información sísmica y de pozo.
- Creación de los modelos 3D de propiedades petrofísicas y geomecánicas a partir de análisis multiatributos.
- Definición de áreas de potencial de rocas reservorio por medio de la integración de los modelos petrofísicos, geomecánicos y geofísicos.

2 Antecedentes

Relacionar los datos geológicos y petrofísicos de los pozos con el dato sísmico es problemático debido al dominio del dato (tiempo y profundidad) y a la resolución de los datos (Kadkhodaie-Ilkhchi et al., 2014). Sin embargo, la inversión sísmica ha sido una técnica efectiva para correlacionar estos datos. Distintos autores (Hampson et al., 2001; Huuse & Feary, 2005; Jian & Fanhua, 2009; Khoshdel et al., 2007; Ogiesoba, 2010; Leite & Vidal, 2011; Chatterjee et al., 2013; Riedel et al., 2013) han aplicado modelos estadísticos multivariable y redes neuronales, junto con la impedancia acústica obtenida a partir de la inversión y su relación con atributos sísmicos con el fin de predecir las propiedades de los reservorios. Farfour et al., (2015) usaron los atributos sísmicos con el fin de mapear los reservorios delgados dentro de la Formación Cado (Campo Boonsville, Texas) y diferenciarlos de las unidades calcáreas. Además de esto, usaron la inversión sísmica como técnica de integración de los datos de pozo y la sísmica para derivar la impedancia acústica, esto permitió corroborar la interpretación de los atributos sísmicos y mostró consistencia con los resultados de la descomposición espectral. Sin embargo, no se realizó un análisis estadístico que permitiera relacionar la impedancia acústica con los atributos sísmicos. Por otro lado, Kadkhodaie-Ilkhchi et al., (2014) analizaron la distribución de la porosidad dentro de un reservorio de areniscas apretadas en el campo petrolero Whincher Range (Australia), mediante la implementación de análisis de regresiones multi-atributos.

De manera análoga, propiedades geomecánicas como el esfuerzo efectivo y la presión de poro han sido modeladas tridimensionalmente usando distintos métodos. Snijder et al., (2002) usaron las velocidades intervalo tomando como justificación la ecuación de Eaton, (1972) para estimar la presión de poro. Sin embargo, Dutta, (2002) usó velocidades obtenidas de procesos de inversión sísmica, las cuales fueron sujetas a un marco de física de rocas para su uso adecuado.

Por otro lado, teniendo en cuenta la geología del área de estudio, Al-Hinaai, (2013) estudio la influencia de la tectónica y el clima con el fin de entender mejor la dinámica de las capas de hielo y su distribución en la región del Lennard Shelf. Para esto integró los datos sísmicos y los registros de pozo, los cuales permitieron realizar un análisis de las facies sísmicas y la arquitectura depositacional del grupo Grant. Adicionalmente, Pico & Preciado (2017) integraron la información geológica y geofísica del bloque Bunda con el fin de entender los elementos del sistema petrolífero del área y proponer plays exploratorios. Identificaron las áreas de interés mediante la superposición de los mapas de los elementos del sistema petrolífero.

3 Marco Geológico

La Cuenca Canning es la cuenca sedimentaria más grande de Australia occidental con una extensión terrestre de unos 730000 km² (Figura 1). Esta inició durante el Ordovícico como una cuenca de rift intracratónica que fue controlada por fallas extensionales con dirección noroeste-suroeste (Al-Hinaai & Redfern, 2014). Posteriormente fue modificada por eventos extensionales los cuales dieron como resultado la creación de dos depocentros separados por unas series de plataformas y terrazas (Redfern, 1990; Hocking, 1994; Shaw et al., 1994; D'Ercole et al., 2003; Mory, 2010).

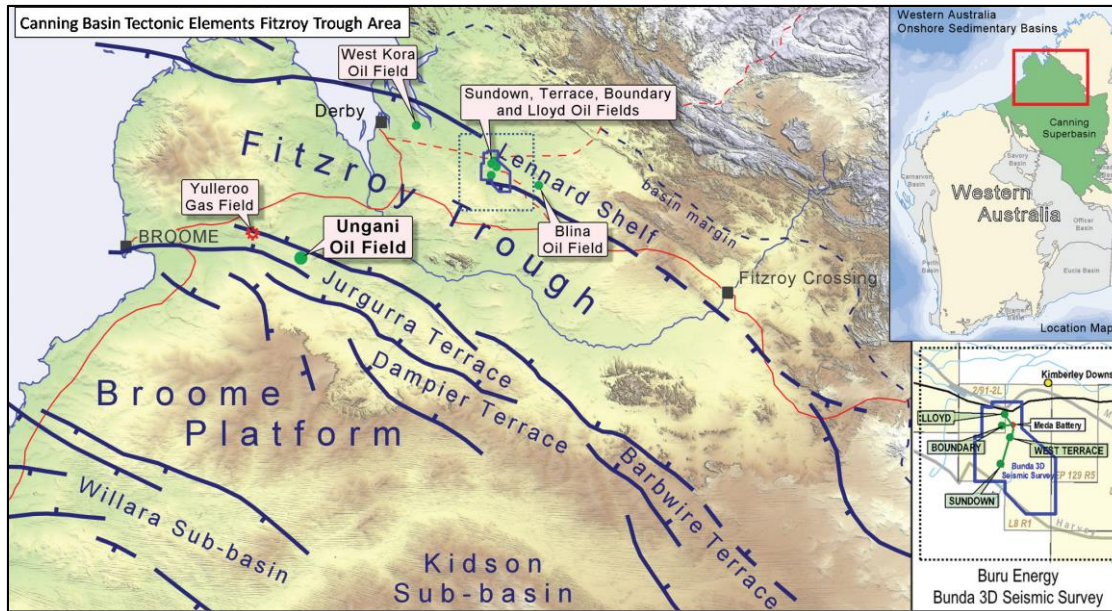


Figura 1. Ubicación de la cuenca Canning, y su división estructural. Así mismo se observa la localización del área de estudio dentro del Lennard Shelf. Adaptado de Dirstein et al., (2013).

La sedimentación dentro de la cuenca se da en tres mega-secuencias, las cuales corresponden a deposición durante eventos principales de extensión (Sapphire Marsh, Pillara y Point Moody). Debido a fases de compresión y/o transpresión regionales las megasecuencias están separadas por disconformidades (Shaw et al., 1994, Kennard et al., 1994). Para fines de este estudio, la megasecuencia de interés corresponde con la extensión Point Moody, la cual se extiende desde el Carbonífero Superior hasta el Pérmico. Es constituida por los depósitos glaciales de la Formación Reeves y el grupo Grant, y por los sedimentos fluviales post-glaciales a marinos de las formaciones Poole Sandstone, Noonkanbah, y el grupo Liveringa (Redfern, 1990; D'Ercole et al., 2003; Hocking et al., 2008; Nicoll et al., 2009; Mory, 2010; Mory & Hocking, 2011). Debido al movimiento transpresional Fitzroy la sedimentación fue detenida, además, las principales estructuras recientes a lo largo de la cuenca son producto de este régimen tectónico (Figura 2).

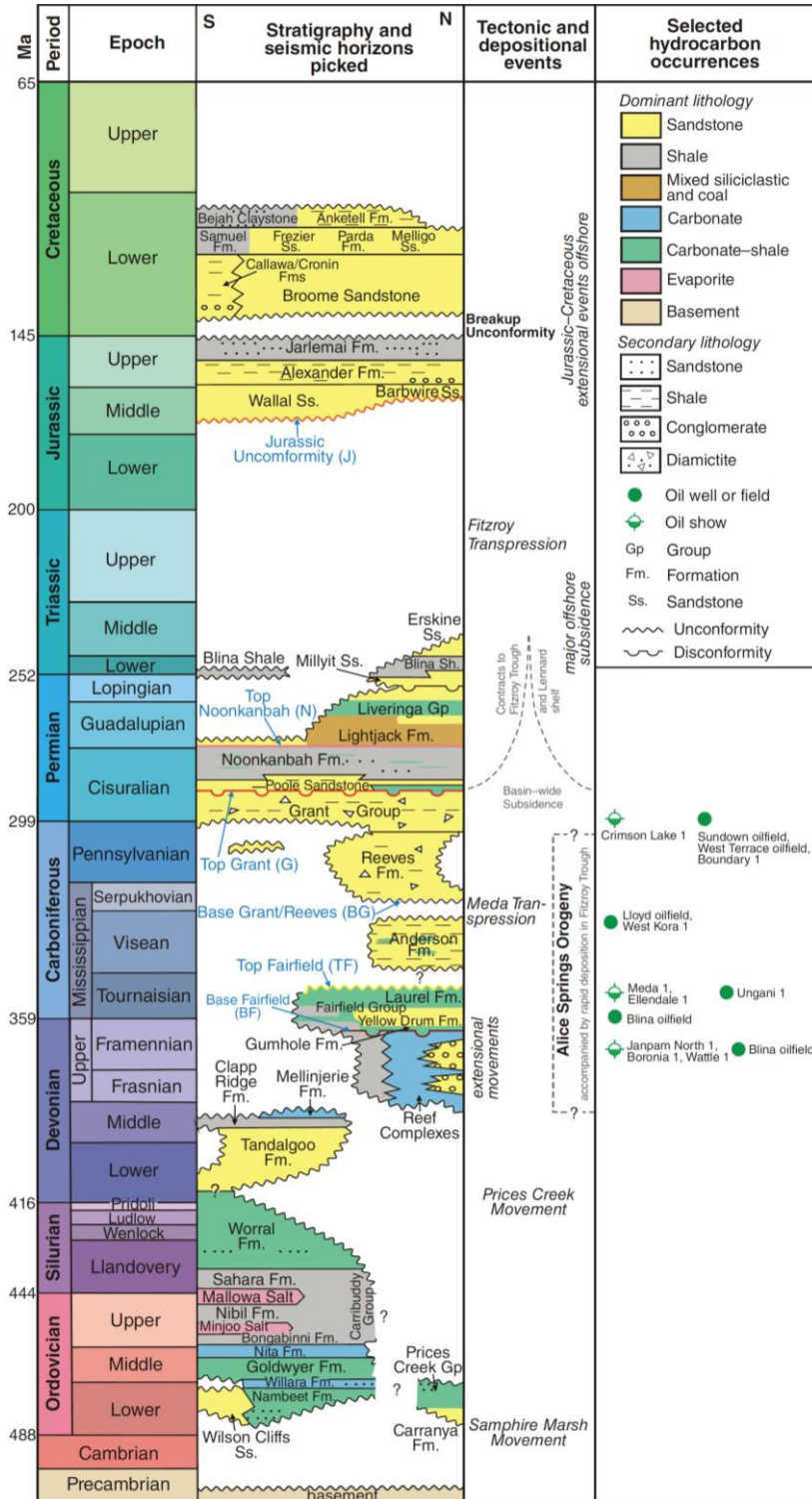


Figura 2. Columna estratigráfica generalizada para la cuenca Canning, en donde se resumen los eventos tectónicos y estratigráficos. Adaptado de Zhan & Mory, (2013).

El grupo Grant es dividido en las Formaciones Betty, Winifred y Carolyn dentro del Lennard Shelf. Según Crowe & Towner, (1976), basados en estudios de afloramientos, este grupo registra influencia glacial en su deposición. La formación Betty está constituida principalmente de arenisca, con menor cantidad de limolita y conglomerados y fue depositada en una disconformidad glacial. La formación Winifred es dominada por la presencia de lodolitas, con secuencias finas que tienden a ser grano crecientes, representa eventos transgresivos relacionados con desglaciación, sin embargo, no hay evidencia de que sea totalmente restringida a condiciones marinas. Y la formación Carolyn consiste de areniscas masivas, areniscas con estratificación cruzada y lodolitas (Al-Hinaai, 2013).

4 Metodología

En este trabajo de investigación se integran datos de núcleos de perforación, modelos petrofísicos y geomecánicos 1D, atributos sísmicos e inversión sísmica 3D para la creación de modelos de propiedades dentro del grupo Grant. Para la realización de los modelos 1D se procede a realizar un inventario de la información necesaria para la elaboración de los modelos, así como el acondicionamiento y edición de la misma. Posteriormente, los modelos de arcillosidad, porosidad efectiva, saturación de agua y presión de poro. Por otro lado, desde el punto de vista geofísico, se realiza el análisis del volumen sísmico. Para esto, se calculan e interpretan distintos atributos sísmicos; se realiza el amarre sísmica pozo e interpretan las fallas y topes y/o superficies de interés. Lo anterior corresponde a los parámetros de entrada para la realización de la inversión sísmica, la cual dará como resultado un modelo de impedancia acústica 3D. La relación del modelo anterior con distintos atributos sísmicos y los modelos 1D de propiedades (Análisis multi-atributos) darán como resultado los modelos en 3D de propiedades anteriormente mencionadas (FIGURA 3).

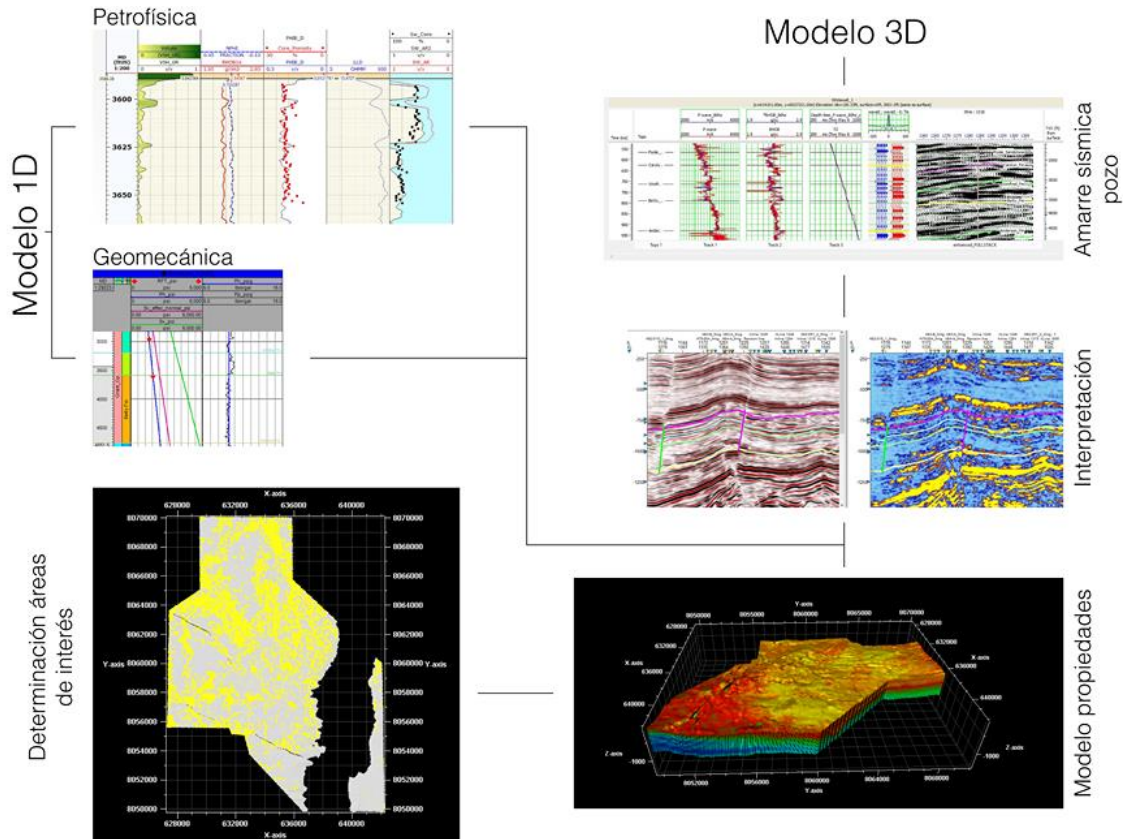


Figura 3. Flujo de trabajo seguido en esta metodología

4.1 Modelo 1D

4.1.1 Base de Datos. Para la realización de este estudio se utilizaron la información sísmica y de pozo proveídos por WAPISM(Western Australia Petroleum & Geothermal Information Managment System). El cubo sísmico Bunda fue adquirido por Buru Energy en 2009. La sísmica cubre un área de 223 km², y un espaciamiento de inline y crossline de 30m. El rango de frecuencias del cubo sísmico se encuentra entre los 10 y 70 Hertz, y la resolución dentro del grupo Grant es aproximadamente de 50 ft. Dentro del área en la que fue adquirida la sísmica hay 20 pozos exploratorios y de evaluación (FIGURA 4).

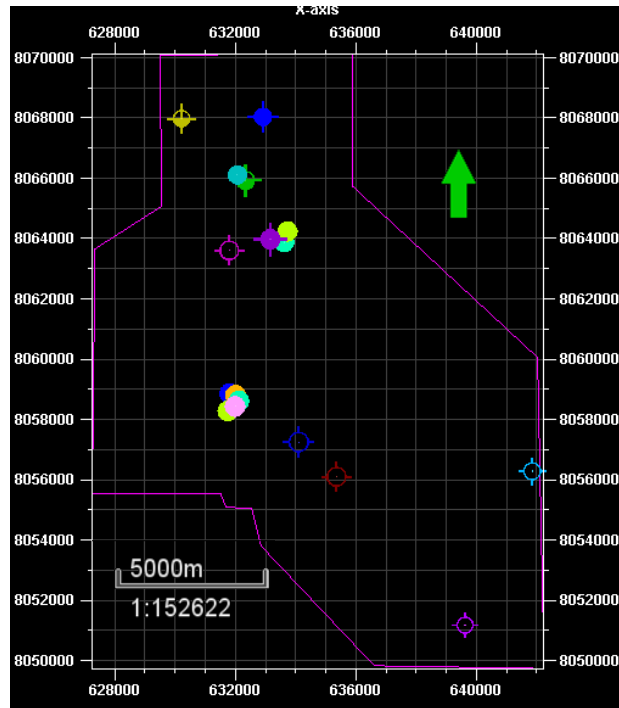


Figura 4. Ubicación de los pozos usados en el modelo. La línea purpura delimita el área del modelo.

Así mismo, para la creación de los modelos 1D, se cuenta con los registros de pozo y pruebas de laboratorio, producción o de pozo (Tablas 1 y 2)

POZOS	REGISTROS					
	GR	RHOB	NPHI	DTp	LLD	Núcleos/Lab
Sundown 2	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Sundown 3	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Sundown 4	✓	✓	✓	✓	✓	
Terrace 1	✓	✓	✓	✓	✓	✓
West Terrace 1	✓	✓	✓	✓	✓	✓
West Terrace 2	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Otros (11)	✓	✓	✓	✓	✓	

Tabla 1. Inventario de los registros y núcleos disponibles en los pozos.

POZOS	UNIDAD	Pruebas de Laboratorio/Producción				
		DRX	Densidad de Grano	Porosidad	Sw	RFT/DST
Sundown 1	Carolyn/Betty					✓
Sundown 2	Betty	✓	✓	✓	✓	✓
Sundown 3	Carolyn/Betty		✓	✓	✓	✓
Sundown 4	Betty			✓	✓	
Terrace 1	Carolyn			✓	✓	✓
West Terrace 1	Carolyn/Betty		✓	✓	✓	
West Terrace 2	Betty		✓	✓	✓	

Tabla 2. Inventario de las pruebas de laboratorio y de producción.

4.1.2 Modelo Petrofísico. Para entender mejor las rocas reservorios dentro del grupo Grant se tuvo en cuenta la descripción de los núcleos de perforación, petrografía y los análisis de difracción de rayos X (DRX) proveídos en los reportes de completamiento de pozos. Estos dos últimos solo disponibles para la Formación Betty.

En la Formación Carolyn las areniscas son cuarzosas con presencia de fragmentos líticos y material carbonoso; son masivas, de grano fino a medio, subredondeadas, bien calibradas, con ocasional cemento silíceo, y cantidad variable de caolinita en la matriz.

Por otro lado, según análisis petrográficos las areniscas dentro de la Formación Betty (1180 m o 3871.391 ft) corresponden a cuarzo arenitas con 7-12.5% de feldespatos en la matriz (principalmente microclina y plagioclasa) y 2-4.1% de fragmentos líticos (**FIGURA 5**). Adicionalmente, el principal proceso diagenetico es la difusión volumétrica , el cual resulta en sobrecrecimiento de cuarzo ocasionando incremento de cemento silíceo (Home Energy, 1983). Adicionalmente, los análisis de difracción de Rayos X en el pozo Sundown 2 (1100 m o 3608 ft), muestran concordancia con la mineralogía dentro de Betty.

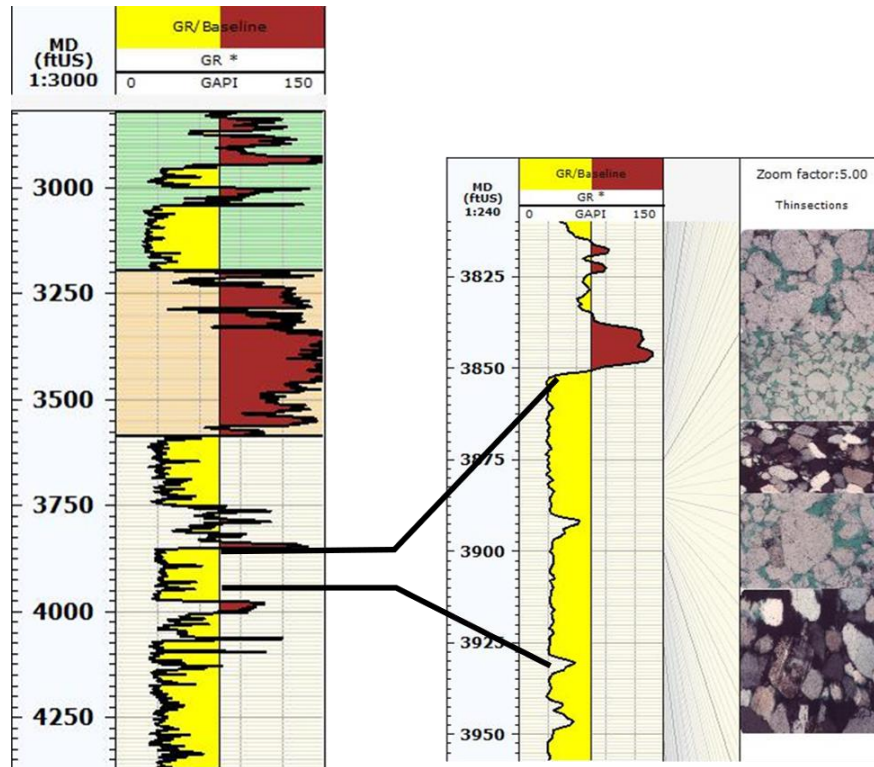


Figura 5. Registro Gamma Ray para el pozo Sundown 2, se observan las secciones delgadas de areniscas dentro de la formación Betty. Las muestras corresponden a cuarzo arenitas, con contenido variable de feldspatos y fragmentos líticos.

Para la realización del modelo de arcillosidad (Figura 6) se tomó como base el registro Gamma Ray, el cual es buen indicador de litología, por medio de la siguiente relación:

$$V_{shale} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (1)$$

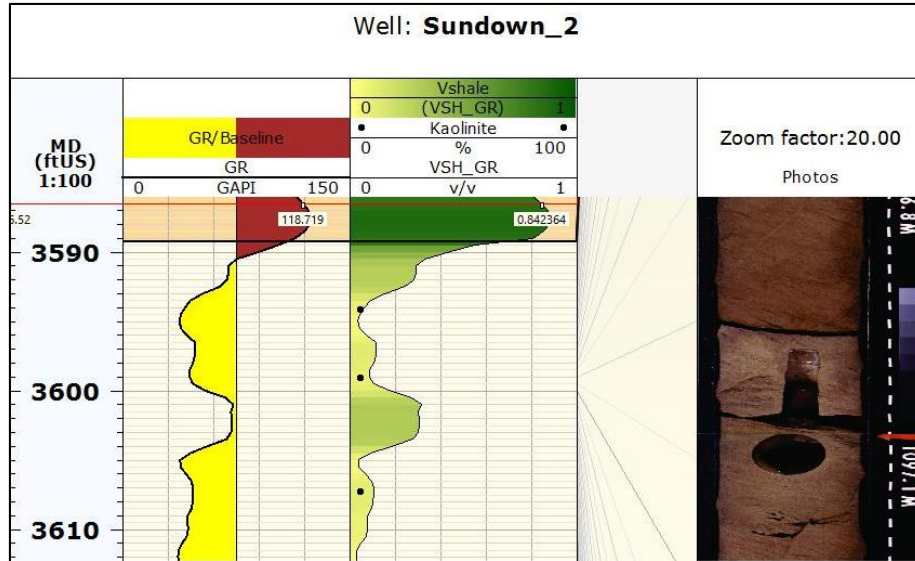


Figura 6. Modelo de arcillosidad para la formación Betty en el pozo Sundown 2. Los puntos negros corresponden a los valores de DRX de la caolinita, la cual es la arcilla predominante en el Grupo Grant. Se observa también en las fotografías de los núcleos de esta formación.

Las porosidades total y del shale a partir de la densidad fueron calculadas usando las ecuaciones

(2) y (3)

$$\phi_{Total} = \frac{\rho_{matriz} - \rho_{bulk(log)}}{\rho_{matriz} - \rho_{fluido}} \quad (2)$$

$$\phi_{Shale} = \frac{\rho_{matriz} - \rho_{shale}}{\rho_{matriz} - \rho_{fluido}} \quad (3)$$

En donde la densidad de la matriz es de 2.65 (Figura 7), la densidad del fluido 1.0 g/cc y la densidad del shale es 2.55 g/cc. Teniendo en cuenta esto, es posible calcular la porosidad efectiva a partir de la ecuación (4)

$$\phi_{eff} = \phi_{Total} - (\phi_{shale} - Vshale) \quad (4)$$

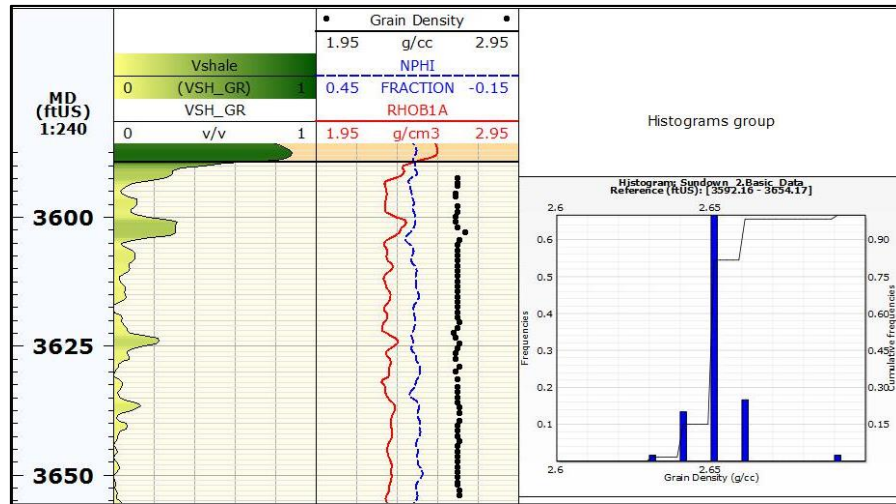


Figura 7. Datos de densidad de grano medidos en laboratorio para el pozo Sundown 2, graficados en junto a los registros de densidad(RHOB1) y porosidad neutrón(NPHI). A la derecha se observa el histograma de los datos, mostrando que la distribución de estos mismos. Se observa que el valor 2.65 es el valor más representativo para la densidad de grano.

En la Figura 8, a continuación, presenta un resumen de los modelos de porosidad total y efectiva.

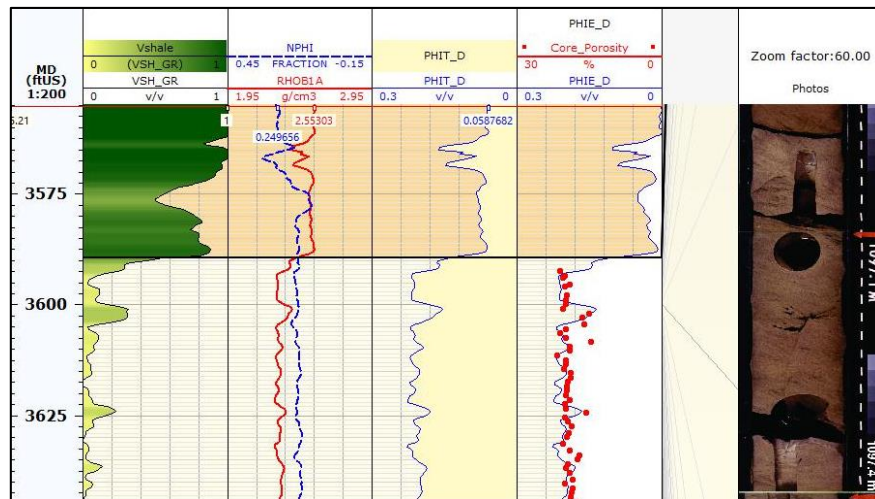


Figura 8. Modelos de porosidad total (PHIT) y porosidad efectiva (PHIE), junto con los datos de porosidad de laboratorio. A la derecha fotografías de núcleos que corresponden al intervalo

reservorio. Se observa que PHIT y PHIE tienen valores muy cercanos entre si, lo cual se debe a la baja arcillosidad de estas areniscas.

Teniendo en cuenta los modelos de arcillosidad y de porosidad efectiva, se realiza un modelo de tipos de roca mediante el uso de graficos cruzados (crossplot) como se observa en la *figura 9*.

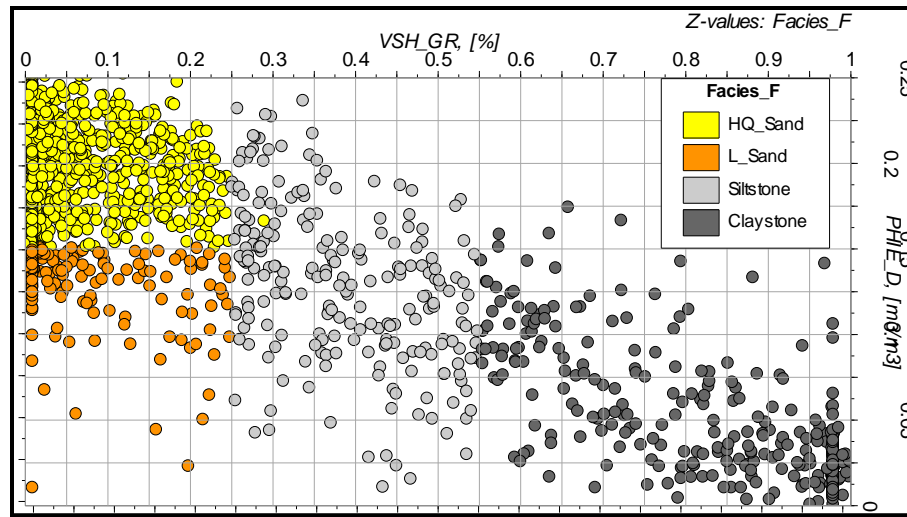


Figura 9. Grafico cruzado, en donde se observa la clasificación de los tipos de roca según sus propiedades de arcillosidad y porosidad.

Debido al poco nivel de arcillosidad en las areniscas reservorio de las unidades de interés, el modelo de saturación de agua (Sw) puede ser estimado satisfactoriamente mediante la ecuación de Archie, la cual es descrita en la ecuación (5):

$$S_w = \left(\frac{\alpha * R_w}{R_t * \phi^m} \right)^{\frac{1}{n}} \quad (5)$$

En donde α es el factor de tortuosidad, m el exponente de cementación, n el exponente de saturación, R_t la resistividad de la formación y R_w la resistividad del agua de formación.

El exponente de cementación (m) fue obtenido a partir de las pruebas de laboratorio de factor de formación como función de la presión confinante (Figura 10), en donde m es la pendiente de la recta. El valor de 1.68 corresponde al promedio de las pendientes para las rectas de cada caso.

De igual manera fue calculado el exponente de saturación (n), el cual corresponde a la pendiente del índice de resistividad como función de agua. El valor usado en el modelo corresponde al promedio de los valores de n y corresponde a 1.8.

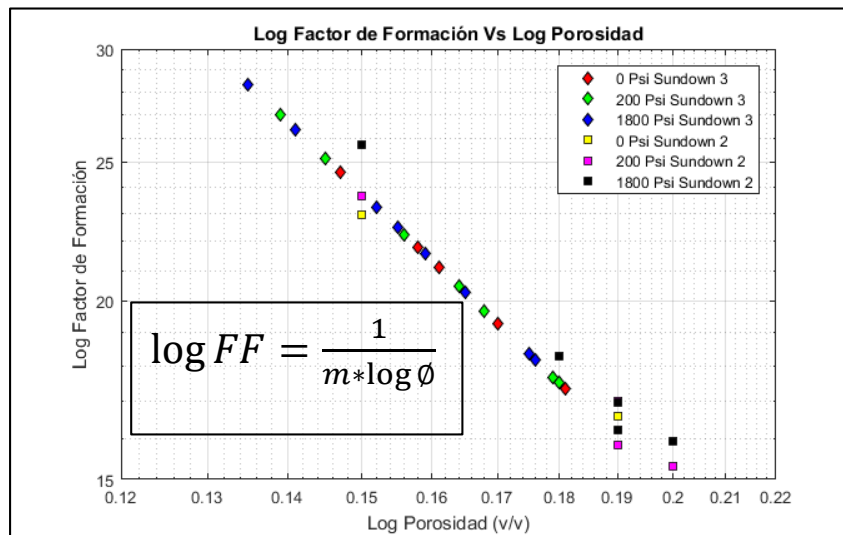


Figura 10. Factor de Formación como función de Porosidad. Las muestras fueron llevadas a distintas presiones de confinamiento. Como se observa en la ecuación, la pendiente de la recta corresponde al exponente de cementación (m).

Debido a que la interpretación de los valores de salinidad y resistividades de las muestras de agua tomadas para la realización de pruebas fisicoquímicas no corresponden a aguas connatas sino aguas meteóricas (con salinidades del orden de 500 ppm NaCl) es necesario usar los datos de las pruebas DST y el pickett-plot como herramientas para calcular el R_w . Del DST#2 (1087-1099 m o 3566-3605 ft) en el pozo Sundown 2 se obtuvieron 10 barriles de aceite y 40 barriles de agua, es decir, que la saturación de agua es del 80%. Despejando de la ecuación de Archie, y usando las

constantes de cementación y saturación anteriormente mencionadas, un valor de α de 1, y un R_t de 42 ohm.m. Dando como resultado un R_w de 0.9 ohm.m. A partir del Pickett plot, se obtiene un R_w de 1.8 ohm.m, es decir, las salinidades del agua de formación se encuentran entre los 1200-2800 ppm NaCl. Estos valores de R_w son solo usados para las zonas que corresponden a zonas de hidrocarburos ya que usarlos para toda la formación daría como resultado la sobreestimación de zonas de interés. Por lo tanto, para las zonas que no corresponden a hidrocarburos se usaron valores de 3.5 ohm.m (Figura 11). Para la formación Carolyn, se usó un valor de 2.5 ohm.m correspondiente a una prueba fisicoquímica en el pozo Terrace 1.

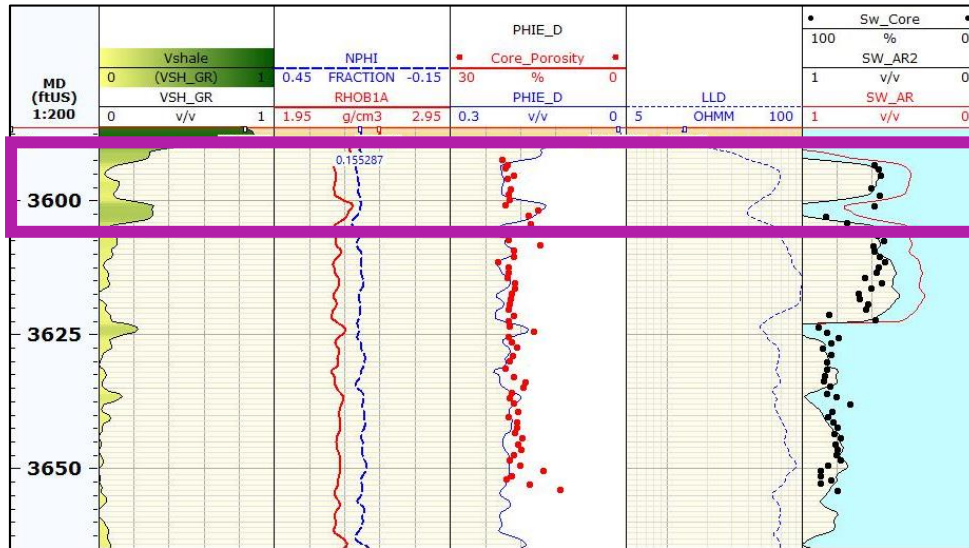


Figura 11. Modelo petrofísico para el pozo Sundonwn 2, se observan los modelos de arcillosidad y porosidad, además de la saturación de agua. Sw_{Ar} fue calculado con un R_w de 0.9 Ohm.m y Sw_{Ar2} con un R_w 1.8 Ohm.m. El recuadro purpura corresponde al intervalo de la prueba DST # 2.

4.1.3 Modelo Geomecánico. Para la creación del modelo geomecánico se usaron los registros de pozo, los estados mecánicos, las pruebas RFT (presiones).

El esfuerzo vertical (S_v) o sobrecarga es la presión resultante del peso combinado de la matriz de la roca y los fluidos en el espacio poroso que se encuentran sobre yaciendo la formación de interés, definida por la siguiente ecuación:

$$S_v = g \int_0^z \rho_b * (z) * dz \quad (6)$$

En donde g es la gravedad, ρ_b es la densidad volumétrica (dependiente de la profundidad).

La presión de poro corresponde a la presión que actúa sobre los fluidos en el espacio poroso de una formación. Es definida en este caso usando el método de Eaton, (1975):

$$P_p = S_v - (S_v - P_{hyd}) * \left(\frac{V_{int}}{V_{norm}} \right)^\alpha \quad (7)$$

En donde S_v es el esfuerzo vertical, P_{hyd} la presión hidrostática, V_{int} la velocidad intervállica (obtenida del registro sísmico), V_{norm} que es la curva teórica de compactación normal y donde el coeficiente α corresponde a 0.08.

La velocidad normal fue estimada a partir de la siguiente ecuación:

$$V_{norm} = C \sigma_n^{1/b} \quad (8)$$

En donde el coeficiente C es 790 y b 4.8. σ_n corresponde al esfuerzo normal y corresponde a la resta del esfuerzo normal y de la presión hidrostática (Figura 12).

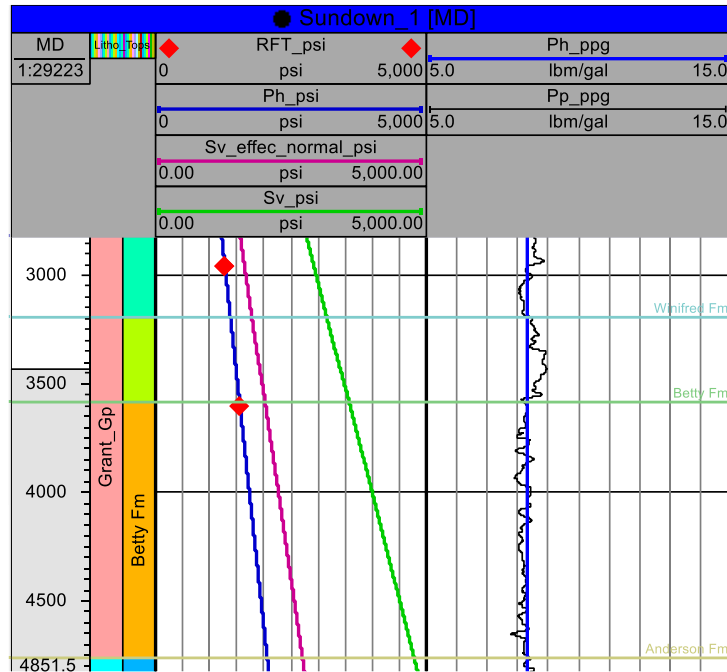


Figura 12. Modelo geomecánico 1D. Se observa los puntos de presión medidos (RFT) están sobre la línea de la presión hidrostática. El modelo de presión de yacimiento tiene valores muy cercanos a los valores de la presión hidrostática. Debido a la diferencia de presiones entre Winifred y Betty, se puede decir que Winifred es un sello efectivo.

4.2 Modelo 3D

4.2.1 Amarre Sísmica-Pozo. Para realizar el amarre sísmica-pozo se usó una ondícula ricker de 200 ms de longitud con fase 0 (Figura 13) y se tuvieron en cuenta los horizontes guía basado en trabajos realizados anteriormente en el bloque sísmico (Al-Hinaai, 2013).

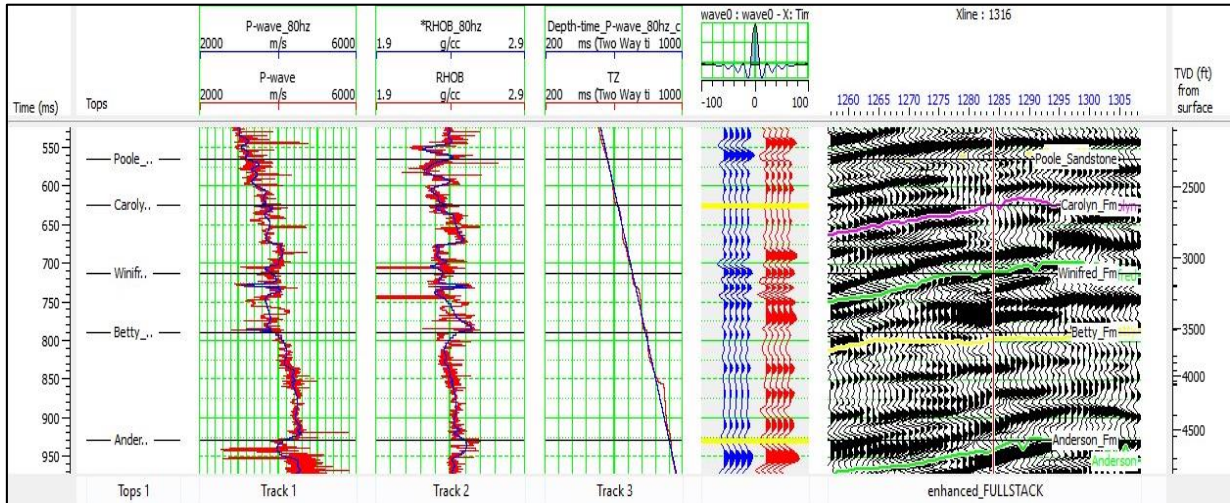


Figura 13. Amarre sísmica-pozo para el pozo Whitewell-1. Los registros de densidad y velocidad originales (rojo) y con un filtro de 80Hz(Azul). La traza azul corresponde a la traza sintética y la roja a la traza de la sísmica, se observa que la correlación del amarre es de 0.666.

Para verificar que el amarre sísmica-pozo ha sido exitoso es necesario realizar un análisis de modelos de velocidades con el fin de comparar las velocidades interválicas extraídas de los checkshots y vsp con las velocidades producto del amarre sísmica-pozo (Figura 14).

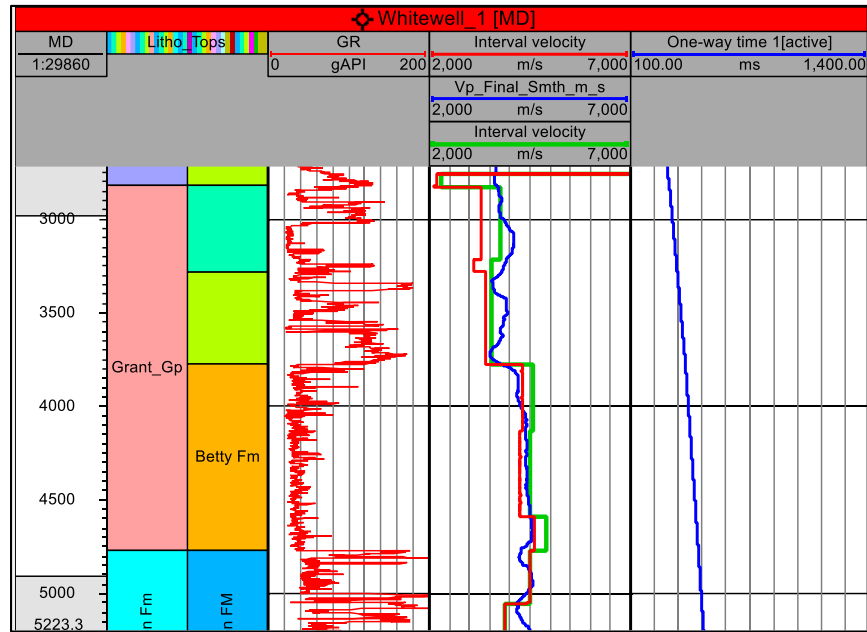


Figura 14. Modelo de velocidades; la velocidad intervállica a partir del checkshot (verde), ajuste por topes (roja) y del sónico (azul). Se observa que las curvas son parecidas entre sí, lo que significa que hay coherencia entre el intervalo de tiempo(sísmica) y el espacio que está representando.

4.2.2 Interpretación Sísmica. La interpretación de los elementos estructurales y estratigráficos fue realizada con la ayuda de atributos sísmicos (Apéndice A). El atributo de similitud permite resaltar las fallas dentro de interés y la identificación geometrías de canal. Las fallas tomadas en cuenta para el modelo son aquellas que afectan al grupo Grant en totalidad. Por otro lado, los atributos de energía permitieron realizar la interpretación de los horizontes (Figuras 15 y 16). Estos canales fueron identificados previamente por Al-Hinaai (2013) como áreas de baja energía (bajo contraste de impedancia acústica). Sin embargo, también pueden ser iluminados gracias a su baja similitud como se observa en la Figura 15. Adicionalmente, los pozos West Terrace 1 y 2, los cuales perforaron el flanco de este canal, permiten observar electrofacies asociadas a ambientes fluviales. Teniendo la interpretación de las superficies y fallas de interés, se realiza la construcción del modelo. (Figura 17)

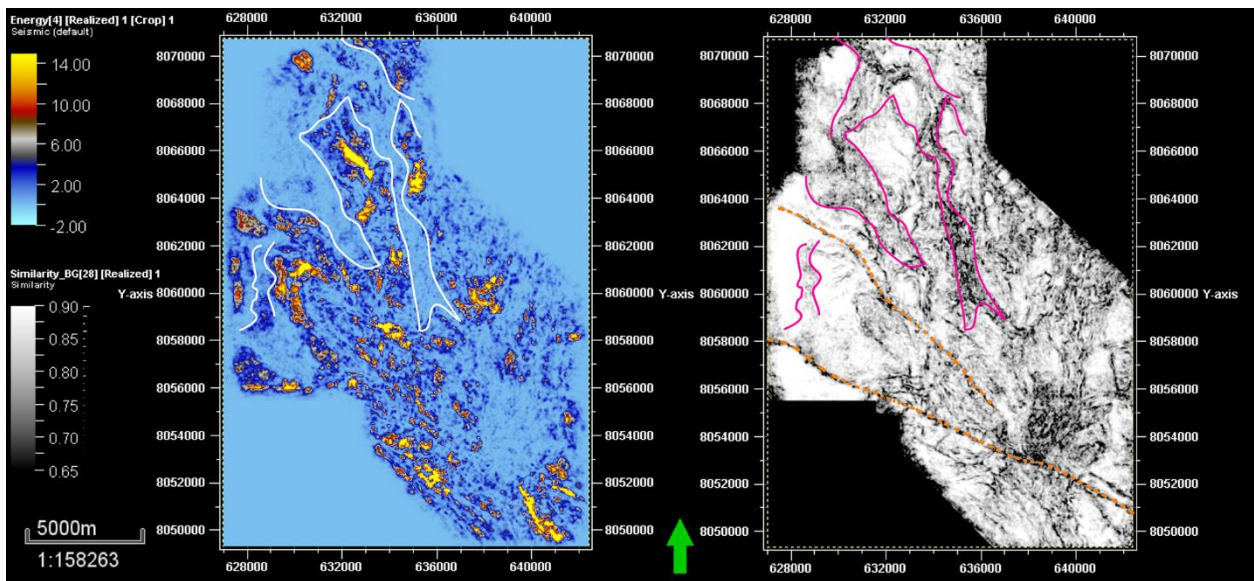


Figura 15. Atributo de coherencia en un corte de tiempo a los 760 ms, permite resaltar características estructurales y estratigráficas como son las fallas y los canales. Así mismo, el atributo de energía ayuda en la delimitación de estos últimos, debido al contraste de impedancias entre las rocas arcillosas y arenosas.

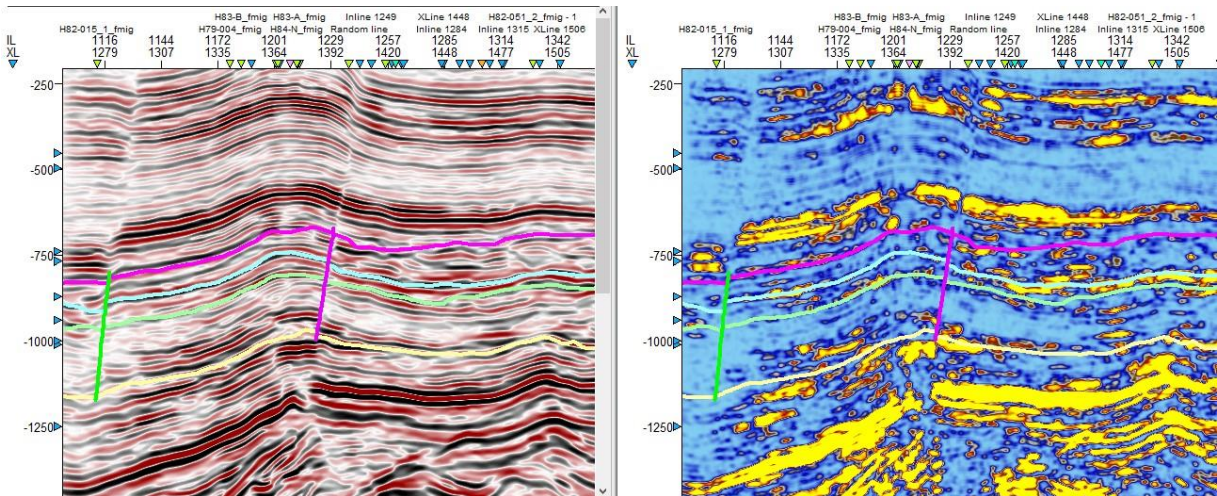


Figura 16. Sísmica original (izquierda) y atributo de energía (derecha), este atributo ayuda a la hora de interpretar los horizontes a lo largo del volumen.

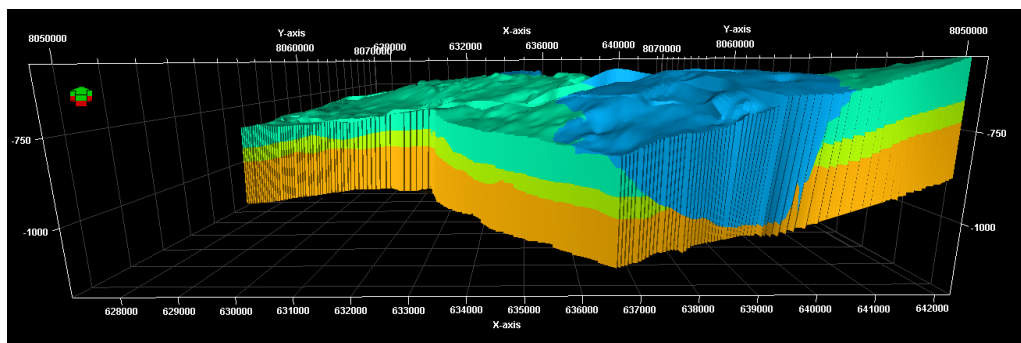


Figura 17. Modelo estructural. Se observa la distribución de las formaciones en el 3D.

4.2.3 Inversión Sísmica. La inversión sísmica es un método que permite derivar parámetros como la impedancia acústica de los datos de sísmica de reflexión los cuales son limitados por los datos de pozo (Vecken & Da Silva, 2004) (Apéndice B).

Para la realización de la inversión sísmica se usó el algoritmo de inversión por modelo (Model-driven inversion). Para este proceso se usaron 6 pozos (FIGURA 18). Inicialmente se crea un modelo de bajas frecuencias (Figura 19) que sirve como entrada para realizar la inversión sísmica. Posteriormente se realiza el análisis de inversión, en el cual se observa la correlación entre la

impedancia acústica de los registros y la modelada (Figura 20). Teniendo en cuenta esto, se procede a realizar la inversión sísmica, teniendo como resultado un modelo de impedancia acústica (Figura 21).

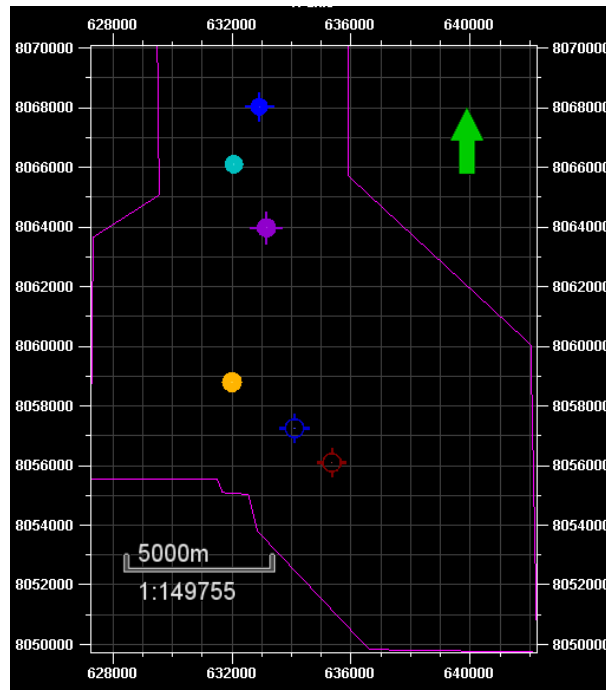


Figura 18. Pozos usados en la inversión sísmica.

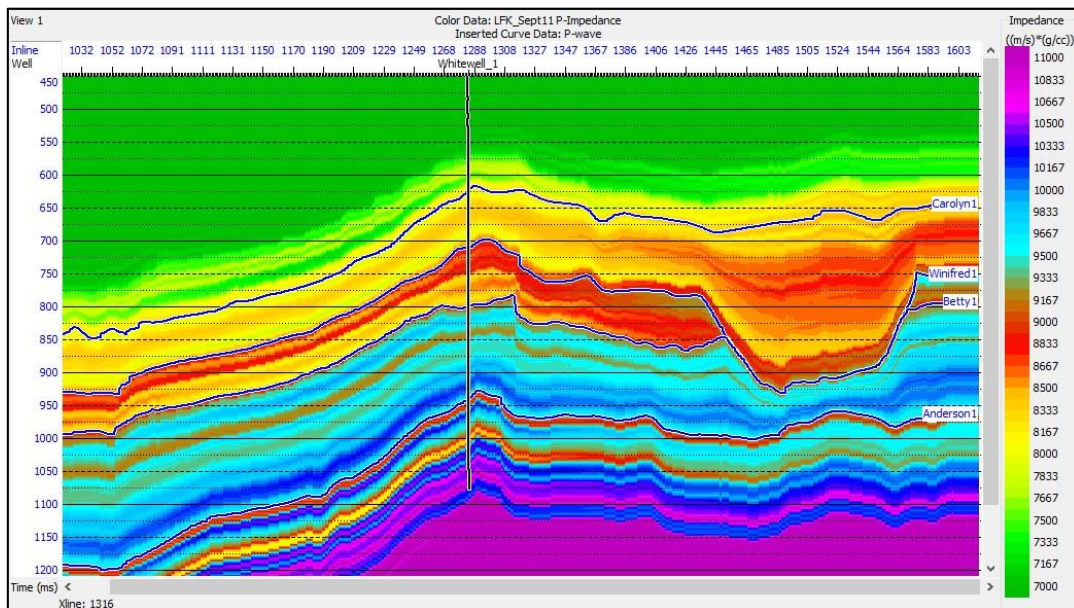


Figura 19. Modelo de baja frecuencia usado para el proceso de inversión sísmica.

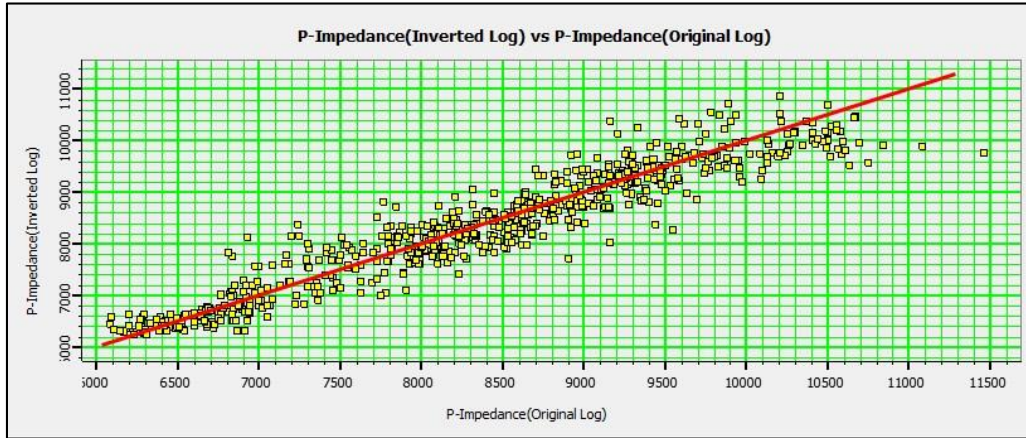


Figura 20. Grafico cruzado entre la Impedancia Acústica invertida contra la Impedancia Acústica original. Se observa que la recta de la regresión ajusta de buena manera. La ecuación que describe esta recta es $Y=0.9209*X+6639.2290$.

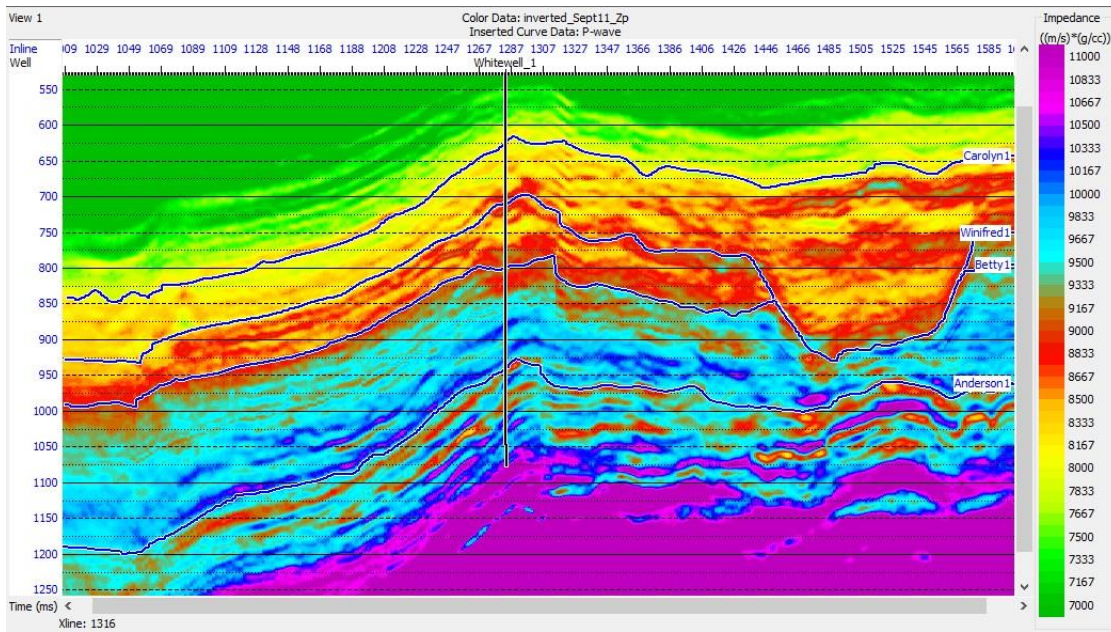


Figura 21. Sección de impedancia acústica, resultado del proceso de inversión sísmica.

4.2.4 Propagación de Propiedades 3D. Para la creación de los modelos de propiedades en 3D se usaron los métodos de regresiones multi-atributos y redes neuronales (PPN) con el fin de encontrar relaciones entre estas propiedades y los datos de reflexión sísmica e impedancia acústica (ANEXO C).

Los análisis multiatributos y redes neuronales se realizan por formaciones. El primer paso es encontrar la longitud del operador (Operador convolucional) como se ilustra en la **Figura 22**. Adicionalmente, con el fin de estimar la confiabilidad de la transformación realizada se usa la validación cruzada ; y el error de validación se usado con el fin de medir el error de predicción probable cuando la transformada es aplicada en el cubo sísmica (Figura 23) (Hampson et al., 2001). Posteriormente se aplica la transformación multiatributo (Figura 24).

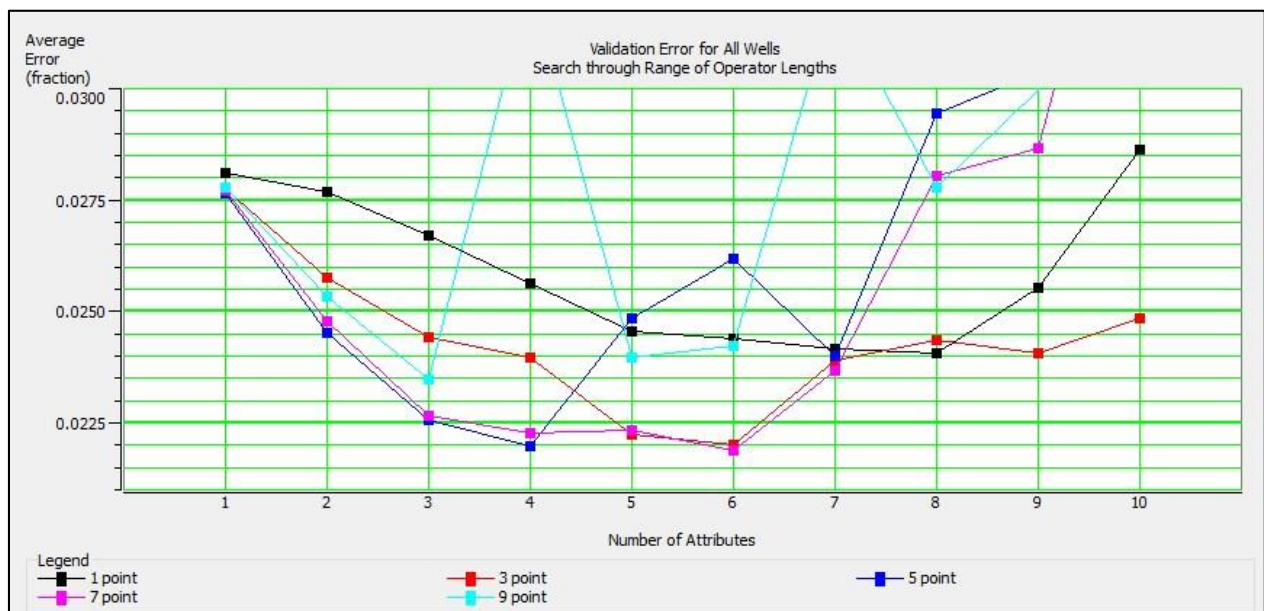


Figura 22. Prueba para encontrar el operador convolucional, Se observa que un operador de 7 se obtiene un menor error.

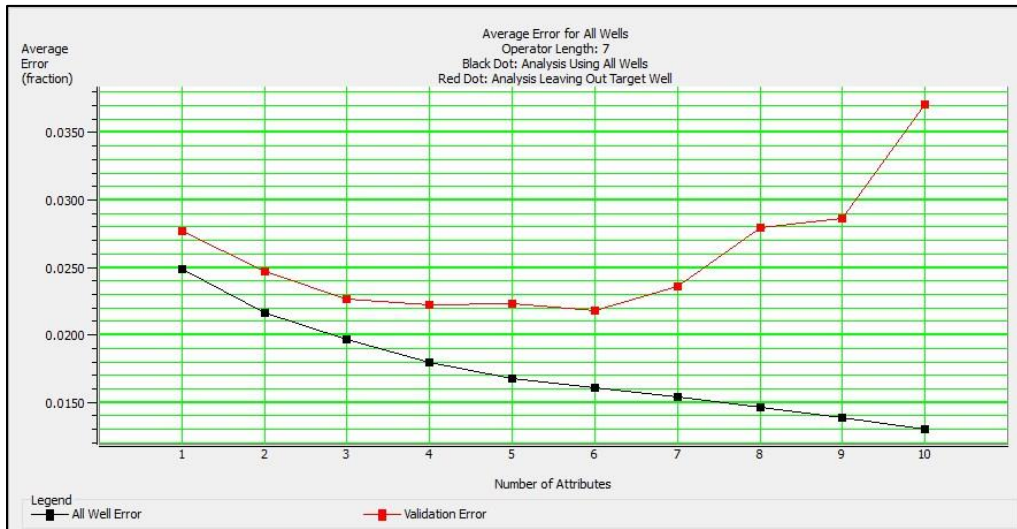


Figura 23. Esta prueba muestra el número de atributos que sísmicos óptimo para la transformación mediante el uso de análisis de error. Para este caso 6 atributos es el número adecuado.

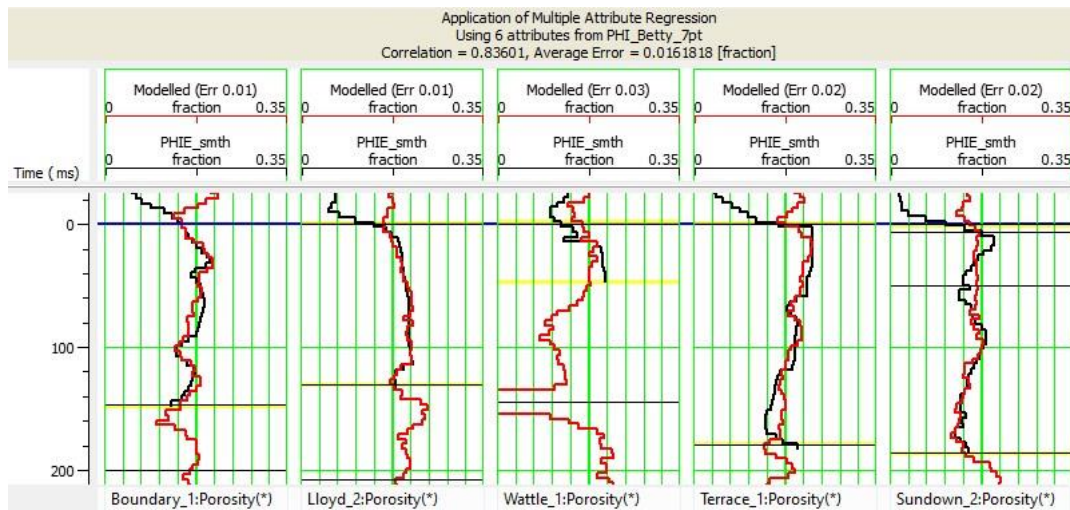


Figura 24. Aplicación de la transformación multiatributo para estimar la porosidad en la formación Betty.

Esta metodología se realizó para cada una de las 3 formaciones y para estimar los modelos de velocidad de onda P, densidad, arcillosidad, porosidad y saturación de agua. En las Figura 25 y 26

se observan las propiedades tanto obtenidas por registros como por sísmica para dos casos, uno en pozo de entrenamiento y el otro en pozo ciego.

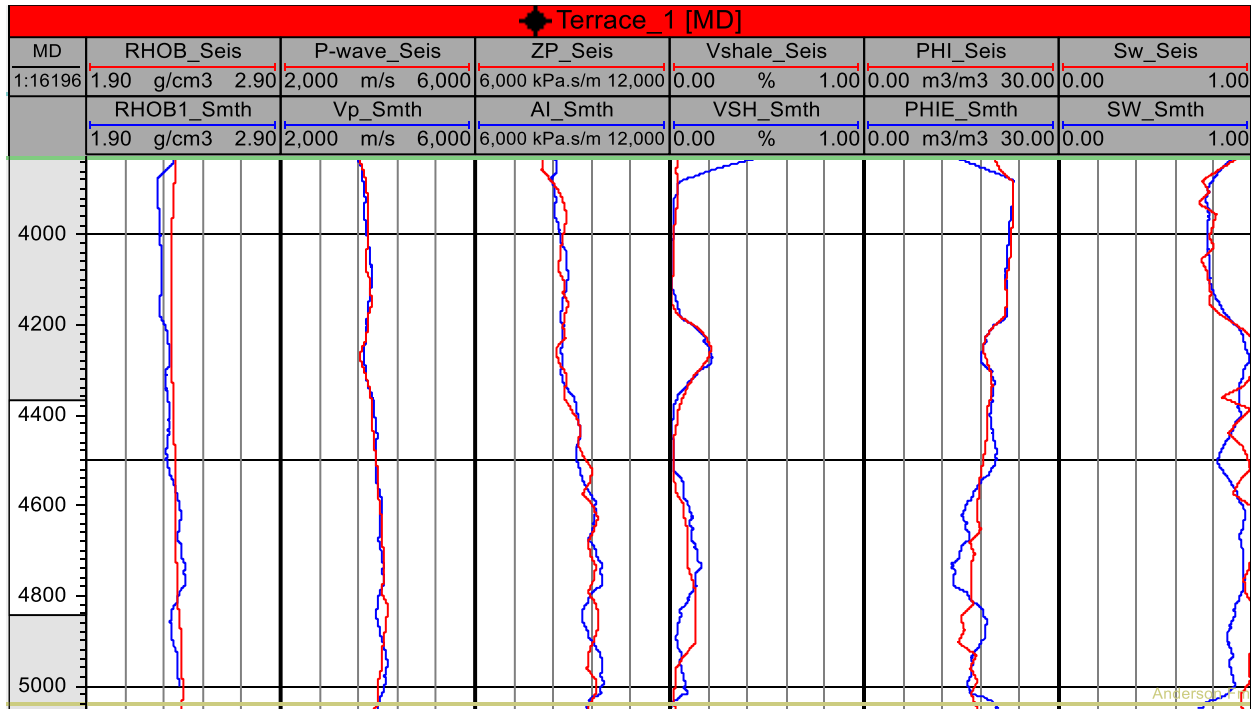
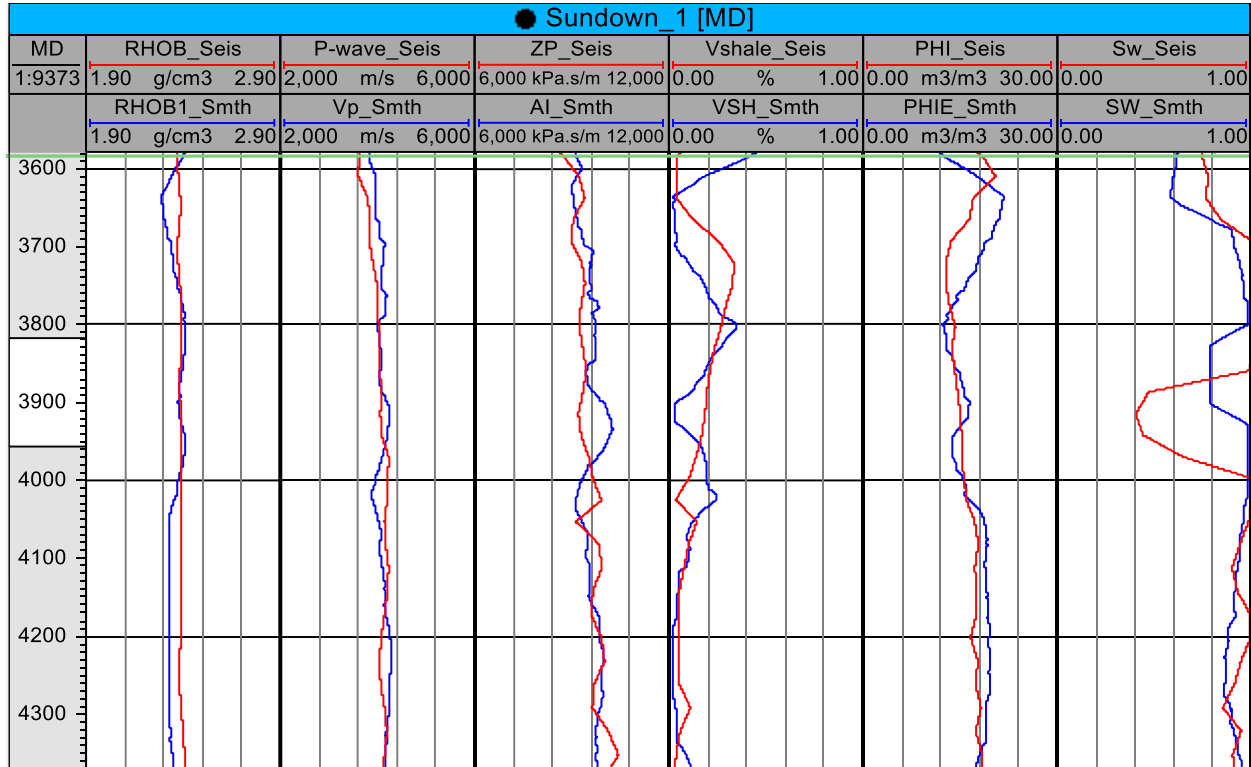


Figura 25. Registro de pozo escalado a la resolución de la sísmica (azul) y registro obtenido a través de los cubos de propiedades producto de las regresiones multiatributo (rojo) para un pozo de entrenamiento

Figura 26. Registro de pozo escalado a la resolución de la sísmica (azul) y registro obtenido a través de los cubos de propiedades producto de las regresiones multiatributo (rojo) para un pozo ciego.



Para la realización de modelo de presión de poro en 3D, se escala el registró del esfuerzo vertical (ppg) y se incorpora al modelo estructural. Y se usa el volumen de velocidad de onda P, para hallar la velocidad normal con los parámetros establecidos en el modelo 1D. Mediante el uso del método de Eaton se calcula entonces la presión de yacimiento (Figura 27).

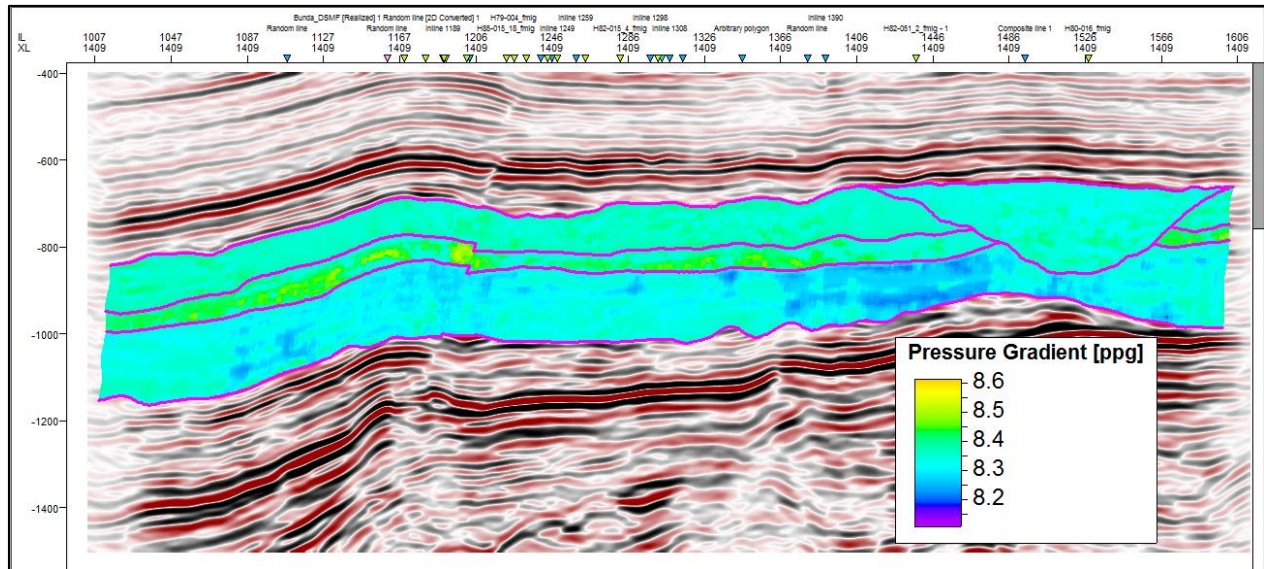


Figura 27. Distribución de la presión de poro a lo largo de la crossline 1423. Se observa que los valores de presión de poro son mayores en la formación Winifred, la cual es un sello efectivo para la formación Betty. Hacia el este, debido a que la formación Winifred no está presente debido a que fue erosionada por sedimentos Carolyn no hay un sello para Betty.

Los modelos de las distintas propiedades, y la clasificación de tipo de rocas se encuentran en el **Apéndice D.**

5 Análisis De Resultados

Las areniscas dentro del grupo Grant muestran una gran calidad de roca reservorio. Como es evidenciado en el modelo petrofísico, cuenta con una baja arcillosidad y una porosidad efectiva alta. Sin embargo, estas características son opacadas con las bajas saturaciones de hidrocarburos. Lo anterior y el hecho de que pozos perforados en las zonas altas de una estructura anticlinal mostraron rastros de hidrocarburos (Pozos Whitewell 1 y Hangover 1), pero al noroeste de estos pozos, dentro de la misma estructura y en una zona más baja, se descubrió el campo Sundown (Figura 28); lo cual lleva a la pregunta: ¿Qué tipo de fenómenos actúan en el reservorio de forma

de que los hidrocarburos no son retenidos? Una explicación para esto es la presencia de acuíferos activos, lo cual es evidenciado con la presencia de aguas frescas y de distintas salinidades a las de las aguas formación. Adicionalmente, el uso de líneas sísmicas regionales (Figura 29), permite confirmar que existe una somerización de las formaciones reservorio hacia el este del área de estudio, por consiguiente, el hecho de que haya continuidad e interconexión con superficie apoya la propuesta de mecanismos hidrodinámicos en las formaciones de interés (Figura 30).

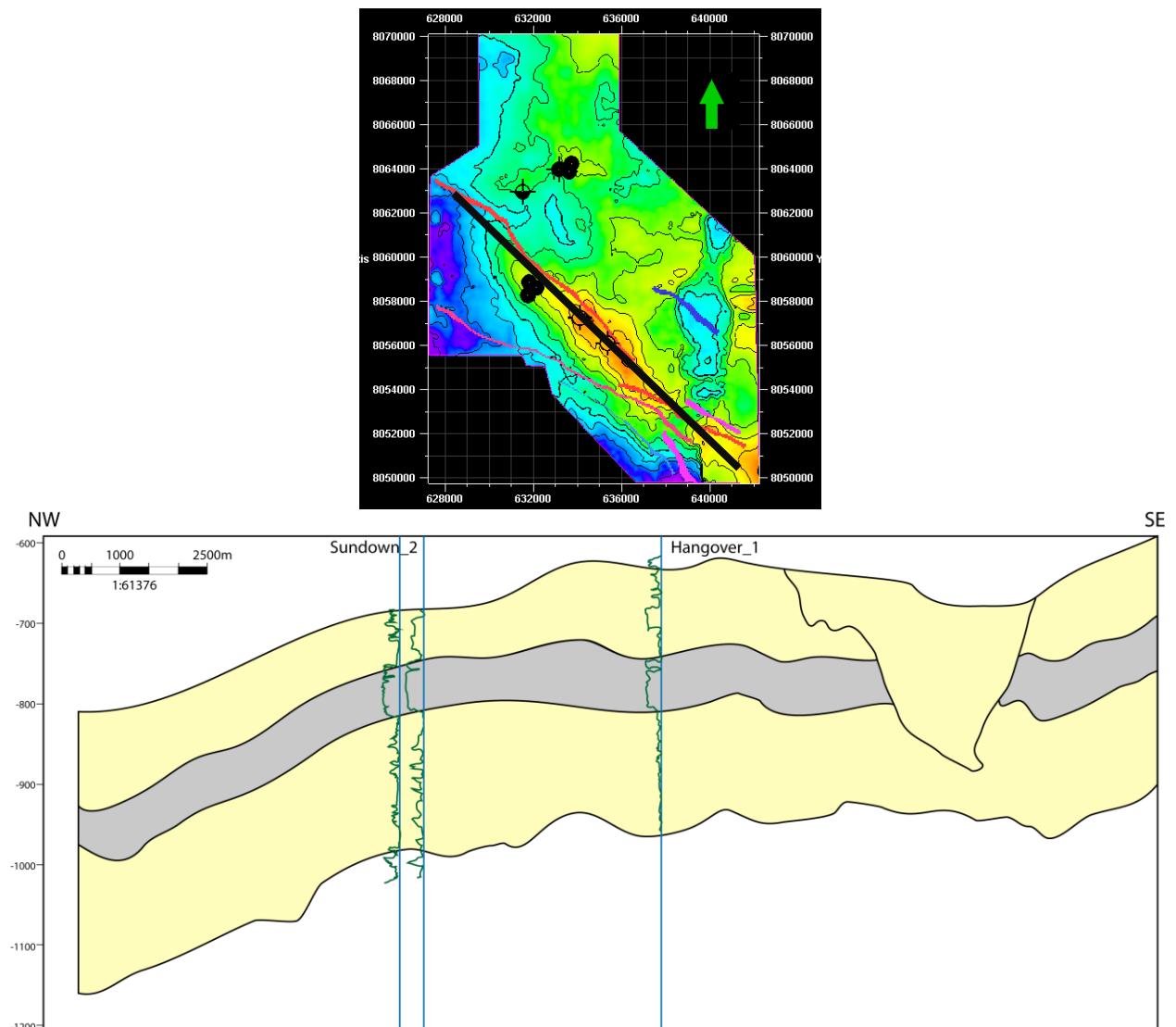


Figura 28. Mapa del tope de la Formación Betty, la línea negra indica la ubicación del corte(Arriba). Corte a lo largo del rumbo del anticlinal, en donde se observa que en la parte

estructuralmente más alta no hay presencia de hidrocarburos. Sin embargo, hacia el norte se presenta acumulaciones. Esto puede ser indicios de que el flujo de aguas meteóricas ha desplazado los hidrocarburos (Abajo).

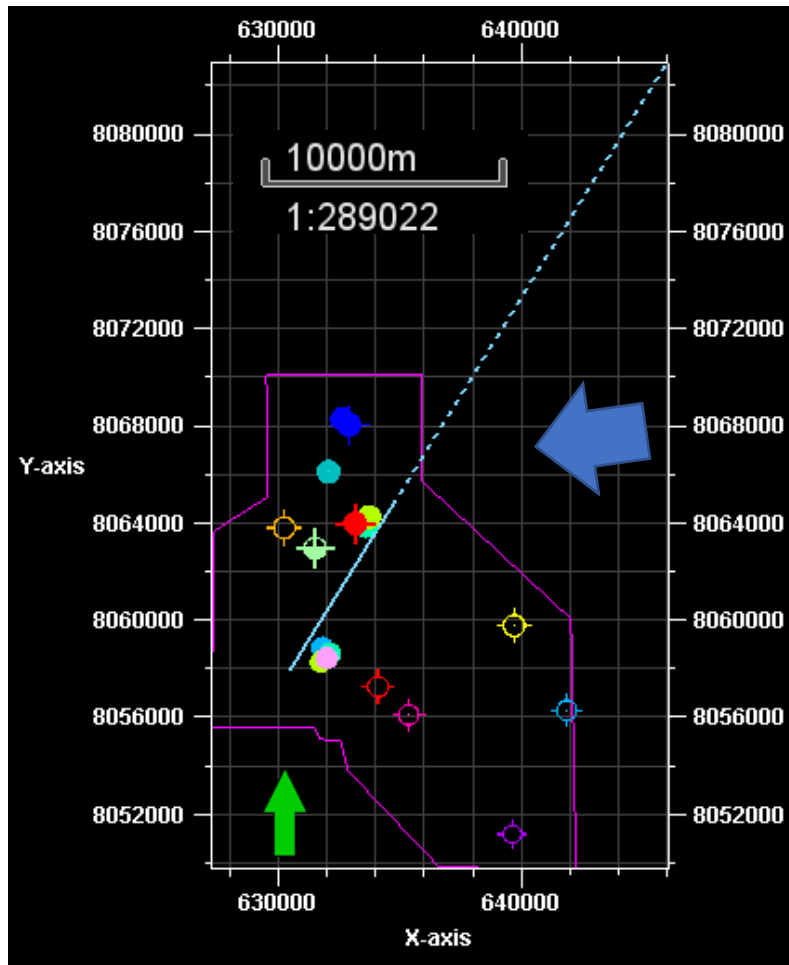


Figura 29. Localización de la línea sísmica regional. La flecha azul indica de manera general la dirección del flujo de aguas meteóricas.

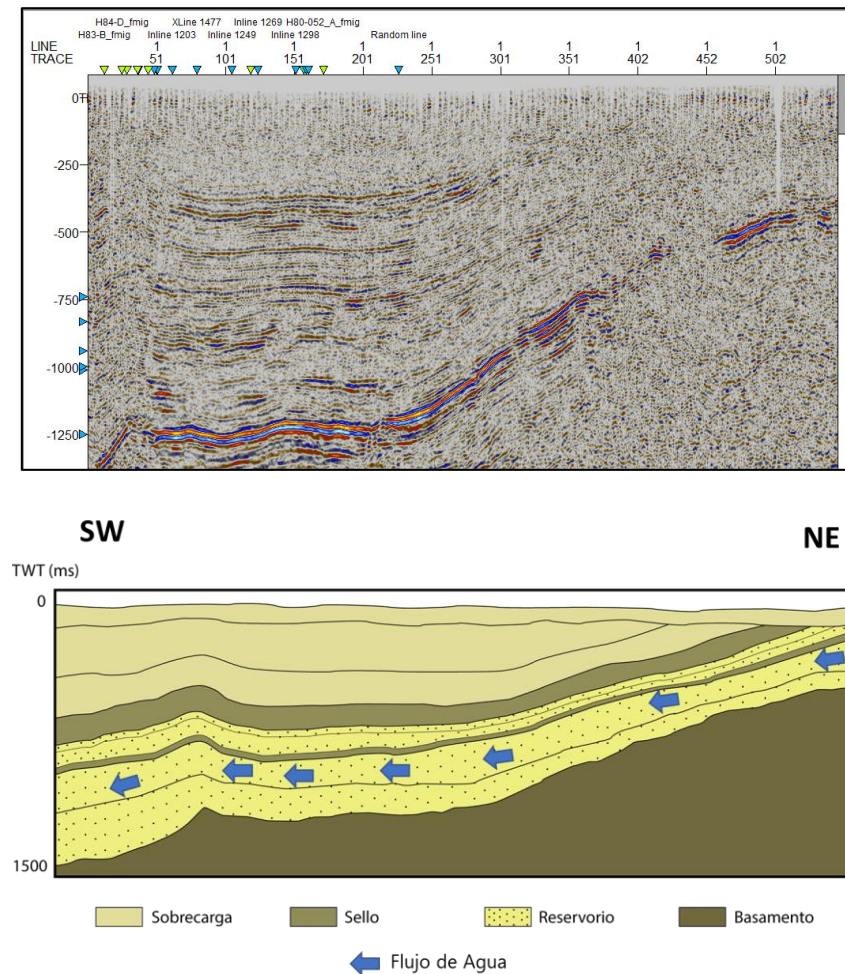


Figura 30. Sección de la línea sísmica mencionada anteriormente (Arriba), en la imagen de la izquierda se observa la interpretación de esta. Como se observa, hacia el noreste las formaciones de interés se acercan a la superficie, permitiendo la posibilidad de influencia de aguas meteóricas en el entrapamiento de hidrocarburos.

Desde el punto de vista geofísico, los atributos sísmicos permitieron iluminar rasgos de interés, como son las fallas y los canales, ya que las areniscas de estos constituyen cuerpos de arenisca interconectada. Por otro lado, teniendo en cuenta las propiedades 3D se realizó una clasificación de tipos de roca con el fin de delimitar las áreas con mejores características de roca reservorio. En

general, el grupo Grant cuenta con areniscas con buenas propiedades petrofísicas. La formación Betty corresponde al intervalo con mejores propiedades de reservorio, en donde la presencia de areniscas arcillosas y limolitas es muy baja. Por el contrario, la formación Carolyn cuenta con mayor heterogeneidad, se observan areniscas con propiedades petrofísicas muy buenas a regulares, y también hay presencia de limolitas. La **Figura 31** ilustra la distribución de los tipos de roca tanto al tope de la formación Carolyn como Betty. La **Figura 32** permite observar la distribución de la arenisca de mejor calidad en los canales señalados en la **Figura 15**. Por otro lado, las áreas definidas en el modelo 3D correspondientes a areniscas con aceite son aisladas y de no valor comercial (Figura 33). No se observan las acumulaciones correspondientes a los intervalos productores, lo cual puede ser debido a que los intervalos están por debajo de la resolución de la sísmica(50ft) ya que corresponden a espesores de 30ft. Así mismo, hay que reconocer que las distintas propiedades pueden llegar a ser desestimadas en secuencias que presentan intercalaciones y en estas capas delgadas de distintos tipos de roca ya que el cambio de las propiedades entre estas puede ser significativo en intervalos de espacio cortos.

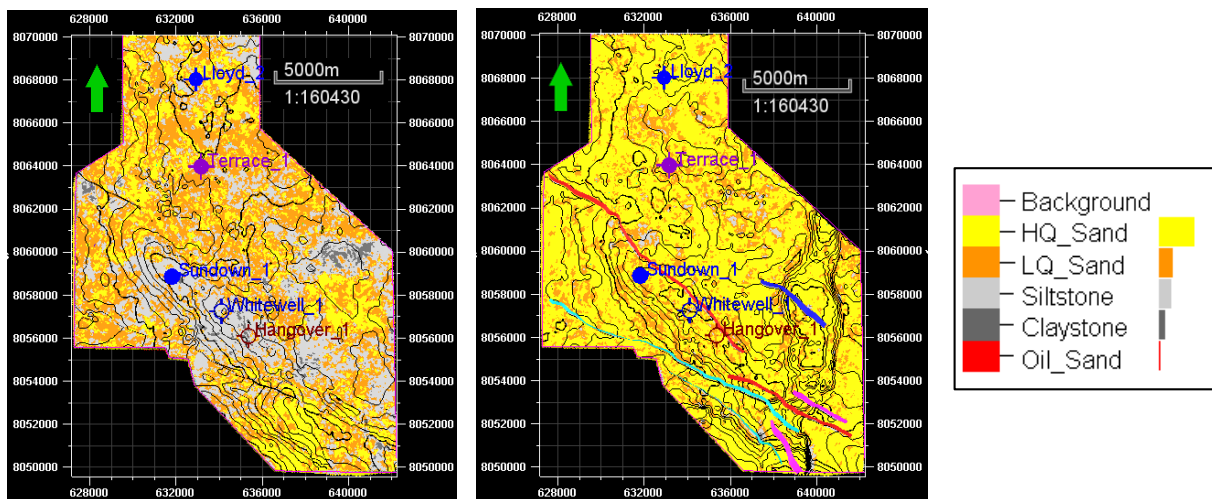


Figura 31. Distribución de los tipos de roca en los tope de las formaciones Carolyn (Izquierda) y Betty (Derecha). Se observa que Betty muestra mejores características de reservorio.

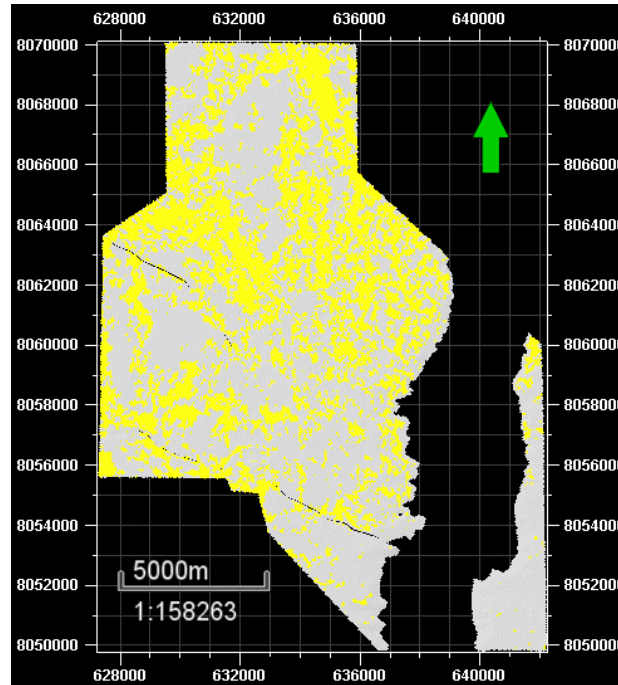


Figura 32. Distribución de las areniscas en los sistemas de canales dentro de la formación Carolyn.

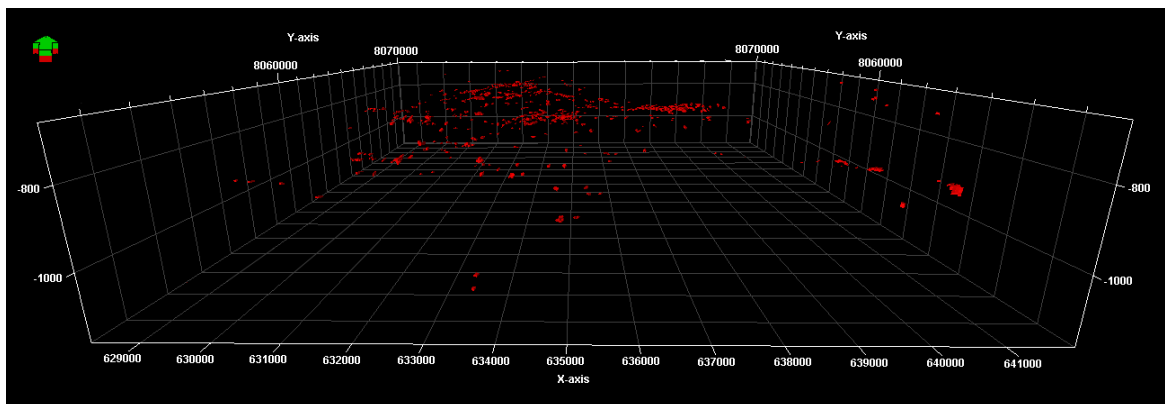


Figura 33. Distribución de las areniscas con saturación de aceite.

El modelo geomecánico permite observar que la presión de yacimiento o presión de poro es hidrostática. Esto puede ser resultado de que la sedimentación fue tranquila, en donde los episodios

de levantamiento no fueron extremos. Además, debido a la diferencia de presiones entre Winifred y Betty, se confirma que Winifred es un sello efectivo.

6 Discusión

Pico & Preciado (2017) realizaron anteriormente un modelo tridimensional de las formaciones correspondientes a todos los elementos del sistema petrolífero. En este trabajo se identificaron las mismas fallas propuestas en su trabajo, sin embargo, para el modelo se tomaron en cuenta aquellas que solo tenían influencias en el grupo Grant. Así mismo, el enfoque del trabajo anterior fue geoquímico. Aunque, las unidades reservorios fueron mapeadas, sus propiedades a nivel 1D fueron simplificadas a los datos obtenidos de laboratorio y no cuentan con modelos de estas propiedades. En este trabajo, se abarco esta problemática, mediante la creación de modelos de propiedades petrofísicas 1D y 3D para el grupo Grant. Adicionalmente en este trabajo, mediante la integración del componente geomecánico, se confirma la efectividad de la Formación Winifred como roca sello.

7 Conclusiones

El modelo petrofísico confirmó que el grupo Grant cuenta con una calidad de reservorio alta, respecto a la arcillosidad y a la porosidad efectiva. Sin embargo, el modelo de saturación representa un reto debido a las aguas de formaciones frescas, además del influjo de aguas meteóricas.

Dentro del área de estudio, se observan trampas tanto estratigráficas como estructurales. Sin embargo, esto se ve opacado por el riesgo debido a la retención de hidrocarburos y a la falta de sellos más locales en estas estructuras. La retención de hidrocarburos es un riesgo alto debido la influencia de aguas meteóricas dentro del reservorio. Por otro lado, otro factor de riesgo es la falta

de eficiencia de las rocas sellos dentro del grupo Grant, y la continuidad de estos debido a las superficies de erosión.

El modelo geomecánico muestra que la presión de yacimiento se mantiene hidrostática, sin embargo, el modelo está limitado a solo un pozo con datos de presiones medidas. Además, confirma que Winifred actúa como un sello efectivo para la formación Betty.

Los niveles arcillosos presentes en el campo Sundown pueden ser la razón por la cual los hidrocarburos fueron preservados en esta área.

El modelo de propiedades en 3D permite observar la distribución de los tipos de roca satisfactoriamente. Sin embargo, estos modelos están limitados a resultados de inversión acústica, es decir, la información elástica que brindaría información sobre el fluido no está disponible. Otra limitante es la resolución de la sísmica, ya que los intervalos menores a esta no son resueltos esta, en este caso intervalos menores a 50 ft.

La integración de toda la información disponible permite entender no solo las propiedades del reservorio y su distribución. Si no, además, identificar factores de riesgo a la hora de reconocerlo como una oportunidad comercial.

8 Recomendaciones

La realización de inversiones sísmicas de tipo pre apilado puede ayudar a entender mejor manera la distribución de los fluidos en el área estudiada, debido a que los datos pre apilado contienen información elástica que pueden contribuir a la caracterización del yacimiento. Así mismo, la construcción de modelos de física de roca que ayuden a entender el comportamiento elástico de las distintas areniscas dentro del Grupo Grant, y cómo es influenciado por la presencia de fluidos puede permitir no solo entender mejor el yacimiento sino cuantificar el riesgo.

Son necesarios más datos de presiones en el yacimiento, con el fin de verificar la existencia o no de variaciones laterales de estas. Debido a que en regímenes hidrodinámicos y con contactos de agua-aceite inclinados, estas variaciones son presentes.

Referencias Bibliográficas

- Sheriff, R. E. (1991). *Encyclopedic Dictionary Of Exploration Geophysics*. Society of Exploration Geophysicists.
- Al-Hinaai, J. (2013). *Constraining the structural evolution of the Canning Basin, NW Australia, and controls on Carboniferous-Permian ice sheets development*. University of Manchester.
- Al-Hinaai, J., & Redfern, J. (2014). The late Carboniferous basal Grant Group unconformity, Canning Basin, Australia: A complex surface recording glacial tectonic and halotectonic processes. *Australian Journal of Earth Sciences*, 61(5), 703–717. <https://doi.org/10.1080/08120099.2014.921241>
- Barnes, A. E. (2016). *Handbook of Poststack Seismic Attributes. Geophysical References Series No. 21*. <https://doi.org/10.1190/1.9781560803324>
- Chatterjee, R., Datta Gupta, S., & Farroqui, M. Y. (2013). Reservoir identification using full stack seismic inversion technique: A case study from Cambay basin oilfields, India. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 109, 87–95. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2013.08.006>
- Chopra, S., & Marfurt, K. J. (2007). *Seismic Attributes for Prospect Identification and Reservoir Characterization. Course Outline*. <https://doi.org/doi:10.1190/1.9781560801900>
- Coulon, J.-P., Duboz, P., & Lafet, Y. (2000). Moving from seismic to layered impedance cube and porosity variation prediction in the Natih-E Member, Oman. *GeoArabia*, 5(1), 72–73.
- Crowe, R. W. ., & Towner, R. R. (1976). *Definitions Of Some New And Revised Rock Units In The Canning Basin*. Geological Survey of Western Australia.
- D’Ercole, C., Gibbons, L., & Ghori, K. (2003). *Prospects And Leads Central Canning Basin, Western Australia*. Geological Survey of Western Australia.

- Dirstein, J. K., Rudge, T., Li, R., & Stanley, A. J. (2013). Insights from the Automated Extraction of Surfaces from the Bunda 3D Seismic Survey, (August), 18–21.
- Dutta, N. C. (2002). Deepwater geohazard prediction using prestack inversion of large offset P - wave data and rock model. *The Leading Edge*, 21(2), 193–198. <https://doi.org/10.1190/1.1452612>
- Eaton, B. A. (1972). Graphical method predicting pressure worldwide. *World Oil*, 185, 51–56.
- Eaton, B. A. (1975). The Equation for Geopressure Prediction from Well Logs. *Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME*, 11. <https://doi.org/10.2118/5544-MS>
- Farfour, M., Yoon, W. J., & Kim, J. (2015). Seismic attributes and acoustic impedance inversion in interpretation of complex hydrocarbon reservoirs. *Journal of Applied Geophysics*, 114, 68–80. <https://doi.org/10.1016/j.jappgeo.2015.01.008>
- Hampson, D. P., Schuelke, J. S., & Quirein, J. A. (2001). Use of multiattribute transforms to predict log properties from seismic data. *Geophysics*, 66(1), 220–236. <https://doi.org/10.1190/1.1444899>
- Hocking, R. ., Playford, P. ., Haines, P. ., & Mory, A. . (2008). *Paleozoic Geology of The Canning Basin - A Field Guide*. Geological Survey of Western Australia.
- Hocking, R. M. (1994). Subdivisions of Western Australian Neoproterozoic and Phanerozoic sedimentary basins, (January 1994). Retrieved from <http://webapps/dpxe/search.jsp?cabinetId=1101&Combined=N91DW>
- Home Energy. (1983). *Petroleum Petrology and Petrography Services*.
- Huuse, M., & Feary, D. A. (2005). Seismic inversion for acoustic impedance and porosity of Cenozoic cool-water carbonates on the upper continental slope of the Great Australian Bight. *Marine Geology*, 215(3–4), 123–134. <https://doi.org/10.1016/j.margeo.2004.12.005>

- Jian, W., & Fanhua, L. (2009). Prediction of oil-bearing single sandbody by 3D geological modeling combined with seismic inversion. *Petroleum Exploration and Development*, 36(5), 623–627. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(09\)60150-6](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(09)60150-6)
- Kadkhodaie-Ilkhchi, R., Moussavi-Harami, R., Rezaee, R., Nabi-Bidhendi, M., & Kadkhodaie-Ilkhchi, A. (2014). Seismic inversion and attributes analysis for porosity evaluation of the tight gas sandstones of the Whicher Range field in the Perth Basin, Western Australia. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 21, 1073–1083. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2014.10.027>
- Kennard, J. M., Jackson, M. J., Romine, K. K., & Southgate, P. N. (1994). Canning Basin Project Stage II - Geohistory Modelling.
- Khoshdel, H., Riahi, M. A., & others. (2007). 3D Porosity Estimation Using Multi Attribute Analysis Methods in One of Persian Gulf Oil Fields. *EUROPEC/EAGE Conference and Exhibition*. <https://doi.org/10.2118/106057-MS>
- Leite, E. P., & Vidal, A. C. (2011). 3D porosity prediction from seismic inversion and neural networks. *Computers and Geosciences*, 37(8), 1174–1180. <https://doi.org/10.1016/j.cageo.2010.08.001>
- Morozov, I. B., & Ma, J. (2009). Accurate poststack acoustic-impedance inversion by well-log calibration. *Geophysics*, 74(5), R59. <https://doi.org/10.1190/1.3170687>
- Mory, A. (2010). *A review of Mid-Carboniferous to Triassic Stratigraphy, Canning Basin, Western Australia*. Geological Survey of Western Australia.
- Mory, A., & Hocking, R. (2011). *Permian, Carboniferous and Upper Devonian geology of the northern Canning Basin -- a field guide*. GSWA Record (Vol. 2011/16).
- Nicoll, R. S., Laurie, J. R., Kelman, A. P., Mantel, D. J., Haines, P. W., Mory, A. J., & Hocking,

- R. M. (2009). *Canning Basin Biozonation and Stratigraphy*.
- Ogiesoba, O. C. (2010). Porosity prediction from seismic attributes of the Ordovician Trenton-Black River groups, Rochester field, southern Ontario. *AAPG Bulletin*, 94(11), 1673–1693.
<https://doi.org/10.1306/04061009020>
- Pendrel, J., Stewart, R. ., & Van Riel, P. (1998). Interpreting Sand Channels From 3C-3D Seismic Inversion, *71th SEG A*, 1588–1591.
- Pico Martínez, D. F., & Preciado Riveros, G. D. (2017). *Metodología para la Identificación de Plays Exploratorios de Hidrocarburos con Base en la Integración de Información Geológica y Geofísica. Aplicación Bloque Bunda, Noroeste de Australia*. Universidad Industrial de Santander.
- Redfern, J. (1990). *The Sedimentology And Stratigraphy Of The Permo-Carboniferous Grant Group, Barbwire Terrace, Canning Basin, Western Australia*. University of Bristol.
- Riedel, M., Bahk, J. J., Kim, H. S., Scholz, N. A., Yoo, D. G., Kim, W. S., ... Lee, S. R. (2013). Seismic facies analyses as aid in regional gas hydrate assessments. Part-II: Prediction of reservoir properties, gas hydrate petroleum system analysis, and Monte Carlo simulation. *Marine and Petroleum Geology*, 47, 269–290.
<https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2013.04.012>
- Russell, B., & Hampson, D. (2006). The old and the new in seismic inversion. *CSEG Recorder*, (December 2006), 5–10. Retrieved from <http://209.91.124.56/publications/recorder/2006/12dec/dec2006-seismic-inversion.pdf>
- Shahri, S. G. (2013). Application of Extended Elastic Impedance (EEI) to improve Reservoir Characterization, (June). Retrieved from <http://www.diva-portal.org/smash/record.jsf?pid=diva2:646818>

- Shaw, R. D., Sexton, M. J., & Zeilinger, I. (1994). The Tectonic Framework of the Canning Basin, WA, including 1:2 million Structural Elements Map of the Canning Basin. Australian Geological Survey Organisation, Record 1994/48, 89p.
- Simm, R., & Bacon, M. (2014). *Seismic Amplitude: An Interpreter's Handbook*. Cambridge University Press.
- Snijder, J., Dickson, D., Hillier, A., Litvin, A., Gregory, C., & Crookall, P. (2002). 3D pore pressure prediction in the Columbus basin, offshore Trinidad and Tobago. *First Break*, 20(5), 283–286. <https://doi.org/10.1046/j.1365-2397.2002.00256.x>
- Vecken, P. C. H., & Da Silva, M. (2004). Seismic inversion methods and some of their constraints. *First Break*, 22(6), 47–70. <https://doi.org/10.3997/1365-2397.2004011>
- Veeken, P. C. H., Davis, M. R., Gallardo, R. M., Vera, E. G., & Villasenor, R. V. (2002). Seismic inversion of the Fortuna National 3D survey (Tabasco, Mexico). *First Break*, 20(5), 287–294. <https://doi.org/10.1046/j.1365-2397.2002.00257.x>
- Velzeboer, C. J. (1981). The theoretical seismic reflection response of sedimentary sequences. *Geophysics*, 46(6), 843. <https://doi.org/10.1190/1.1441222>
- Walden, A. T., & Hosken, J. W. J. (1985). An Investigation of the Spectral Properties of Primary Reflection Coefficients*. *Geophysical Prospecting*, 33(3), 400–435. <https://doi.org/10.1111/j.1365-2478.1985.tb00443.x>
- Walls, J., Dvorkin, J., & Carr, M. (2004). Well Logs and Rock Physics in Seismic Reservoir Characterization. *Offshore Technology Conference*, 1–7. <https://doi.org/10.4043/16921-MS>
- Yilmaz, Ö. (2001). *Seismic Data Analysis: Processing, Inversion, and Interpretation of Seismic Data*. (S. M. Doherty, Ed.) (Vol. I). Society of Exploration Geophysicists. <https://doi.org/10.1190/1.9781560801580>

Zhan, Y., & Mory, A. J. (2013). Structural Interpretation of the Northern Canning Basin , Western Australia, 2(August), 18–21.

Apéndices

Apéndice A. Atributos Sísmicos

Los primeros atributos sísmicos fueron introducidos a finales de los 60's e inicios de los 70's con el descubrimiento de los puntos brillantes debido a que era necesario estudiar los datos sísmicos de otra forma.

Un atributo sísmico es definido por (Sheriff, 1991) como una medida derivada de un dato sísmico. Esta información puede ser de amplitud, fase, frecuencia y atenuación. Un buen atributo sísmico es directamente sensible a la característica geológica deseada o la propiedad del reservorio de interés, ya sean estructurales o estratigráficas (Chopra & Marfurt, 2007), además nos ayudará visualmente a mejorar o cuantificar características de interés interpretativo.

Las propiedades sísmicas pre-apilado 1D (trazas sísmica) que son claves para el análisis de atributos son amplitud, frecuencia, ancho de banda, cambio de amplitud, espesor de entonación y forma de onda. Adicionalmente, el buzamiento, azimut, discontinuidad, curvatura y paralelismo son propiedades 3D relacionadas con la geología (Barnes, 2016). Estas propiedades son explicadas a continuación.

Amplitud: hace referencia a la magnitud de la traza sísmica o envolvente. Esta siempre es positiva y no depende de la polaridad o la fase. *Energía de reflexión, amplitud RMS, amplitud máxima, amplitud promedio absoluta y energía total* son los atributos de amplitud más importantes. Estos atributos son útiles a la hora de identificar puntos brillantes u opacos (bright y dim spots) los cuales están causados por la presencia de gas, entonación, cambios duros (hard streaks) o cambios en la porosidad (Barnes, 2016).

Fase y polaridad: Como se observa en la *Figura A1-1* La fase es la posición a lo largo de la forma de onda. Las diferencias en la fase son base para producir atributos importantes, la fase

como tal produce pocos atributos con valor limitado, principalmente fase instantánea, fase de respuesta (response phase) y polaridad aparente. Por otro lado, la polaridad se refiere al signo de la reflexión a su máximo pico de envolvente; también está relacionado al signo de la reflexión con respecto a la convención que se esté siguiendo (Barnes, 2016).

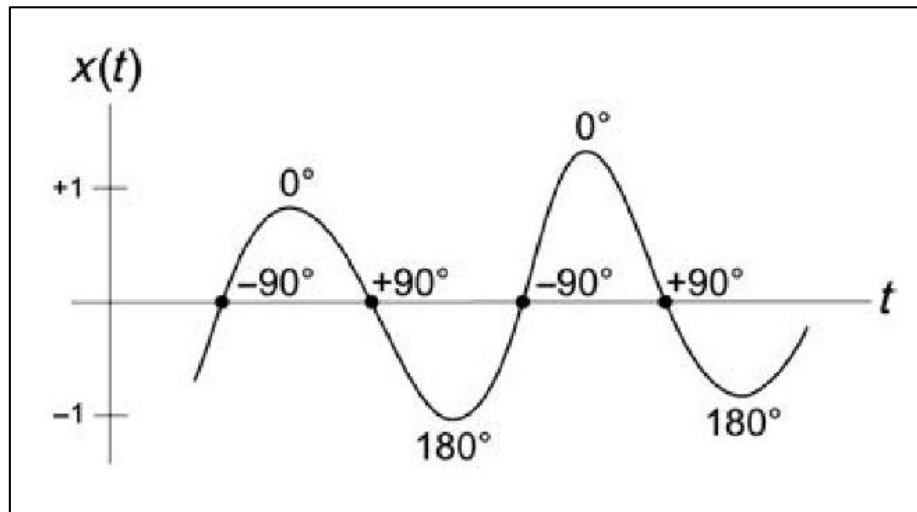


Figura A-A1. Ilustración de los valores de la fase dentro de la forma de onda. Los picos y los valles corresponden a 0° y 180° de fase respectivamente. Mientras que los zero crossings tienen 90° de fase y su signo depende de si están incrementando o decreciendo. Tomado de Barnes, 2016.

Frecuencia: corresponde al número de ciclos sinusoidales a lo largo de la forma de onda en un intervalo de tiempo dado. Los atributos relacionados a esta son atributos de traza de datos en tiempo e incluyen la *frecuencia instantánea*, *frecuencia zerocrossing*, *frecuencia espectral promedio* y *frecuencia rms*. Estos son aplicados en la medición de espesores de capas o en la medición de la atenuación. Para esto, la frecuencia de entonación en una ventana de análisis pequeña es útil en la estimación de espesores y la frecuencia promedio en una ventana amplia es mejor para detectar atenuación (Barnes, 2016).

Ancho de banda: es el ancho del espectro de frecuencias de la forma de onda. Es función de los cambios de la frecuencia y la amplitud a lo largo de la traza sísmica. Rasgos estratigráficos y la atenuación pueden ser analizados usando atributos de este tipo. Desde el punto de vista estratigráfico, un ancho de banda bajo puede estar relacionado con estratigrafía uniforme y predecible, así mismo, un ancho de banda alto puede indicar estratigrafía compleja o ruido (Barnes, 2016)

Cambio de amplitud: es la cantidad de cambio de la amplitud sísmica o envolvente en un intervalo para una dirección dada. Debido a que el cambio relativo de amplitud es el cambio de amplitud normalizado por la amplitud es posible compararlo entre datasets diferentes. Los atributos relacionados a esto iluminan canales, fallas y demás detalles escondidos en la amplitud sísmica (Barnes, 2016).

Pendiente, buzamiento y azimut: Es importante establecer la diferencia entre pendiente (slope) y buzamiento (dip), debido a que para datos en tiempo, la pendiente es la tasa de cambio en profundidad de una reflexión en una distancia horizontal, y el buzamiento es el ángulo (en grados) de la reflexión con respecto a la horizontal. Adicionalmente, en datos en tiempo, la pendiente es el inverso de la velocidad aparente (milisegundos por metro) y el buzamiento debe ser estimado usando la velocidad de conversión. Por otro lado, el azimut es el ángulo de la dirección de la máxima pendiente o buzamiento medido en sentido horario desde el norte geográfico. La importancia del buzamiento y el azimut recae en que permite cuantificar las orientaciones de las reflexiones. Estas pueden ser analizadas como vectores unitarios que son normales a las superficies de reflexión, los cuales forman campos de vectores que describen la estructura geológica. Los campos vectoriales son importantes a la hora de realizar atributos estratigráficos y procesos guiados por reflexiones (Barnes, 2016).

Curvatura: es la tasa de cambio del buzamiento y azimut a lo largo de un reflector u horizonte.

La Figura A-A2 muestra como el atributo de curvatura permite revelar fallas, canales, pliegues y flexuras.

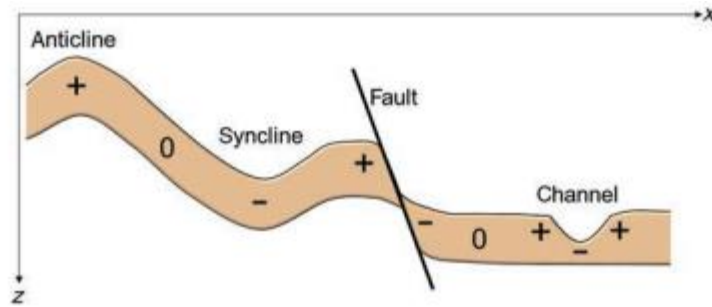


Figura A1-2. Convención de signos para la curvatura de reflexión en distintas características geológicas. Adaptado de Barnes, 2016.

Discontinuidad: se refiere a la pérdida de continuidad de las reflexiones sísmicas, la cual es el grado de consistencia de las reflexiones en cuanto a la amplitud y a la fase. Los atributos de discontinuidad permiten resaltar fallamiento, diapirismo, canales, pinchamientos, ruido y artefactos. Atributos de este tipo son llamados coherencia o similaridad.

Apéndice B. Inversión Sísmica

La inversión sísmica es ampliamente usada para caracterizar reservorios y detectar hidrocarburos usando atributos litológicos y petrofísicos. Los atributos de este tipo están relacionados con contrastes en propiedades mecánicas, por lo tanto su interpretación es más fácil que la reflectividad sísmica (Morozov & Ma, 2009). En este proceso, la señal sísmica es reemplazada por una respuesta en bloques (Blocky), que corresponde a la impedancia acústica y/o elástica (Vecken & Da Silva, 2004)

La inversión sísmica depende de los datos de pozo para su parametrización, generalmente es llevado a cabo en evaluación de reservorios o desarrollo de yacimientos. Los resultados de la inversión sísmica son relevantes en la creación de modelos de reservorios cuando esta es integrada con modelos geológicos, de física de rocas y petrofísica (Simm & Bacon, 2014)

De manera general, existen dos tipos de inversión, determinística y estocásticas. Las inversiones determinísticas son directas para generar y son basadas en la minimización de la diferencia entre la traza sísmica real y la traza sísmica modelada. Este tipo de inversiones son soluciones que representan la mejor estimación dentro de los límites dados por el ancho de banda del dato sísmico (Simm & Bacon, 2014). Por otro lado, debido a la no unicidad del componente sub-entonación en la sísmica puede ser resuelto a través de la inversión estocástica o estadística, la cual, por medio de geoestadística genera múltiples modelos de impedancia a escala de modelos de reservorios. Cada iteración encaja con la traza sísmica, además de que respeta la estadística de la variación de propiedades entre los datos del pozo y amarra al pozo exactamente. Mediante el uso de física de rocas es posible transformar estas realizaciones en propiedades de reservorios, estos resultados serán analizados en términos de incertidumbre y conectividad (Simm & Bacon, 2014).

Según Vecken & Da Silva(2004) los métodos determinísticos son:

Integración simple de las trazas sísmicas: Este método ha sido usado en los años 1970-1980 con el fin de obtener coeficientes de selección bajo la premisa que la densidad es constante e igual a 2.0 (Yilmaz, 2001) . A partir de los registros sísmicos en uno o más pozos se construye un componente de velocidad de alta frecuencia. Este campo de velocidad es interpolado entre los puntos de control, así, una tendencia es establecida entre el registro sísmico y la velocidad derivada de la sísmica. La respuesta sísmica es traducida en una tendencia vertical de velocidad de baja frecuencia para cada traza sísmica. El componente de alta frecuencia es añadido a la tendencia de velocidad y se deriva una traza de pseudo sísmico bajo la suposición de que la densidad es 2.0. de esta manera las trazas sísmicas son invertidas relativas a los cambios de velocidad.

Inversión Coloured: es basado en una técnica de filtrado especial. El espectro de amplitud en el pozo es comparado con el dato sísmico. Se define un operador que correlaciona las amplitudes sísmicas con las del pozo, el cual posteriormente es usado en todo el cubo sísmico. Se define una tendencia lineal entre la amplitud y el logaritmo de la frecuencia con el cual se obtiene la función F^a , denominada como filtro de forma (Walden & Hosken, 1985; Velzeboer, 1981). La impedancia acústica es obtenida mediante la transformación de la traza sísmica a través del filtro.

Inversión Sparse Spike: a través de un número mínimo de interfaces de impedancia acústica se simula la traza sísmica, la cual generará la respuesta sísmica real al realizar la convolución con la ondicula. La inversión reemplaza la traza sísmica por una traza de pseudo impedancia acústica en cada posición de CDP (Pendrel et al., 1998). Este modelo implica que la geometría de capas

delgadas no siempre será simulada de forma satisfactoria.

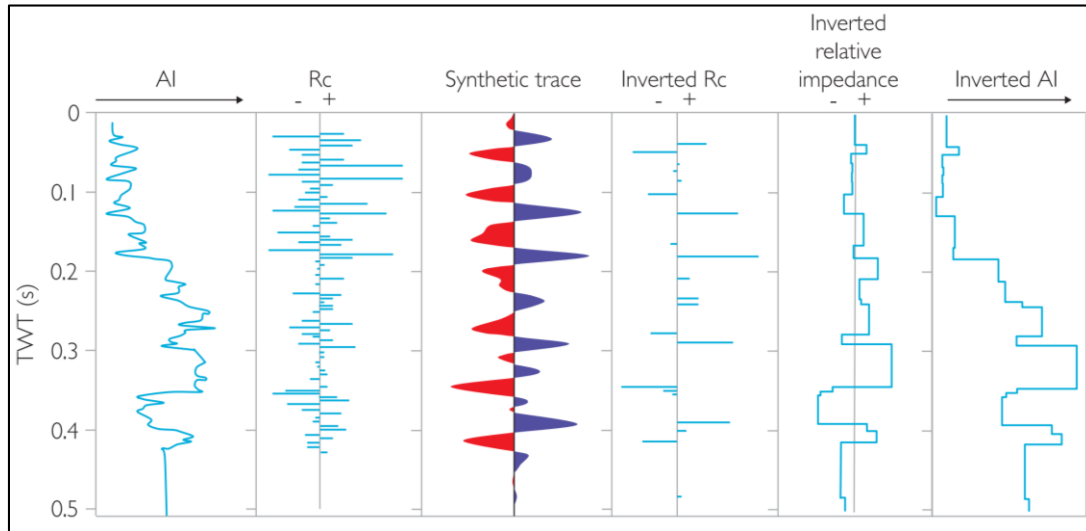


Figura A-B1. Modelo que ilustra el proceso de inversion sparse spike. Es importante recalcar que la impedancia acústica obtenida es una simplificación en bloques de la impedancia calculada en el pozo. Tomado de Simm & Bacon, 2014.

Inversión dirigida por modelo: en esta técnica se tiene un modelo inicial de impedancia acústica(AI), el cual es definido por macro capas que corresponden a los horizontes sísmicos mapeados. Adicionalmente, dentro del macromodelo se introducen micro capas, las cuales, proveen una grilla estratigráfica (grid cell) en las cuales se asignan valores de AI constantes. De esta manera se garantiza que el número de spikes adecuado es usado en el modelado. Este método es robusto y el algoritmo de inversión aplicado es 3D (Coulon et al., 2000; Veeken et al., 2002). La principal ventaja de este método es que el dato sísmico es la guía para la inversión, sin embargo, esta técnica no siempre respeta los datos de pozo.

Apéndice C. Transformaciones Multiatributos

Hampson et al., (2001) predijeron propiedades distintas a la impedancia acústica, pero a diferencia de trabajos anteriores que modelaron porosidad a partir de la impedancia derivada de la inversión. Para esto usaron atributos derivados del dato sísmico en lugar de solo usar el dato post-apilado. Esto con el fin de incluir información pre-apilado, así como transformaciones no lineales post-apilado. Para lograr esto, se aplican relaciones estadísticas derivadas a través analizando un grupo de datos de entrenamiento en la localización del pozo. Dichas relaciones pueden ser de tipo lineal (regresiones multivariadas) y no lineales (redes neuronales). La figura A3-1 ilustra el proceso de modelado de registros a partir de atributos sísmicos.

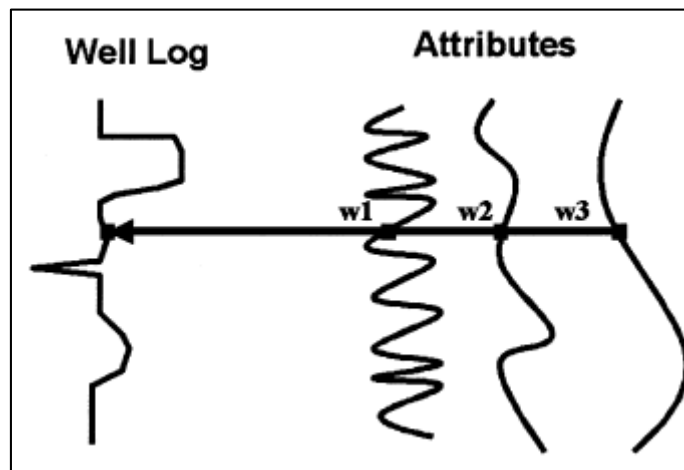


Figura A-C1. Cada muestra del registro objetivo es modelada a partir de una combinación lineal de los atributos sísmicos. Tomado de Hampson et al., (2001)

Apéndice D. Propagación De Propiedades

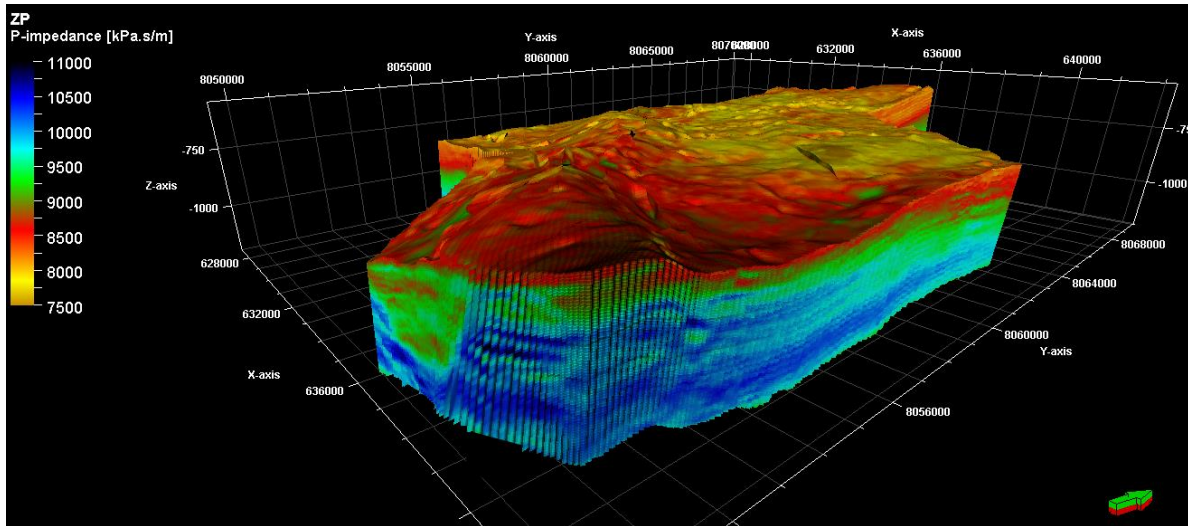


Figura A-D1. Distribución de la impedancia acústica en el modelo.

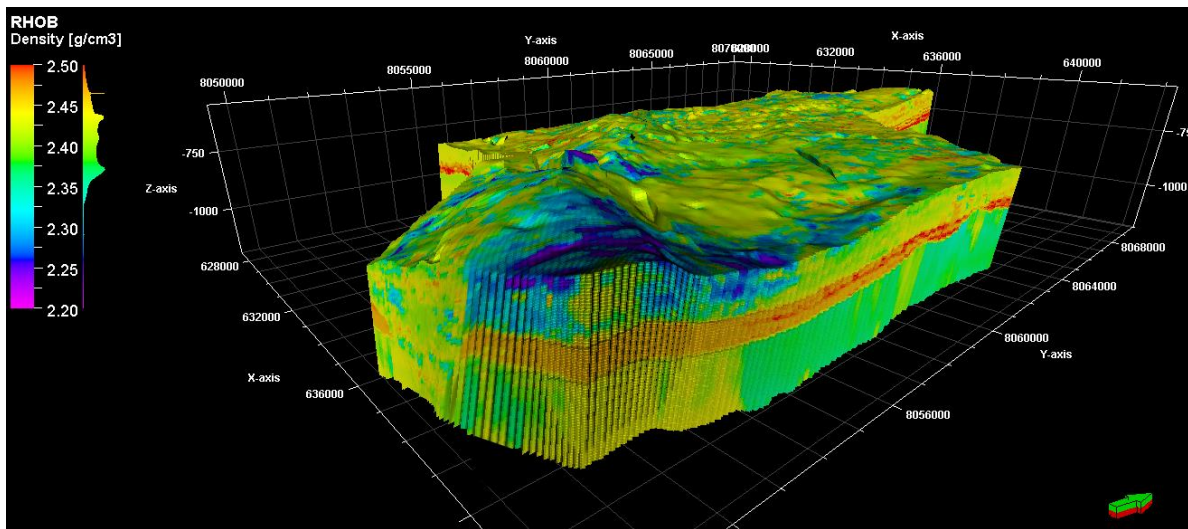


Figura A-D2. Modelo de densidad volumétrica obtenido con transformaciones multiatributos.

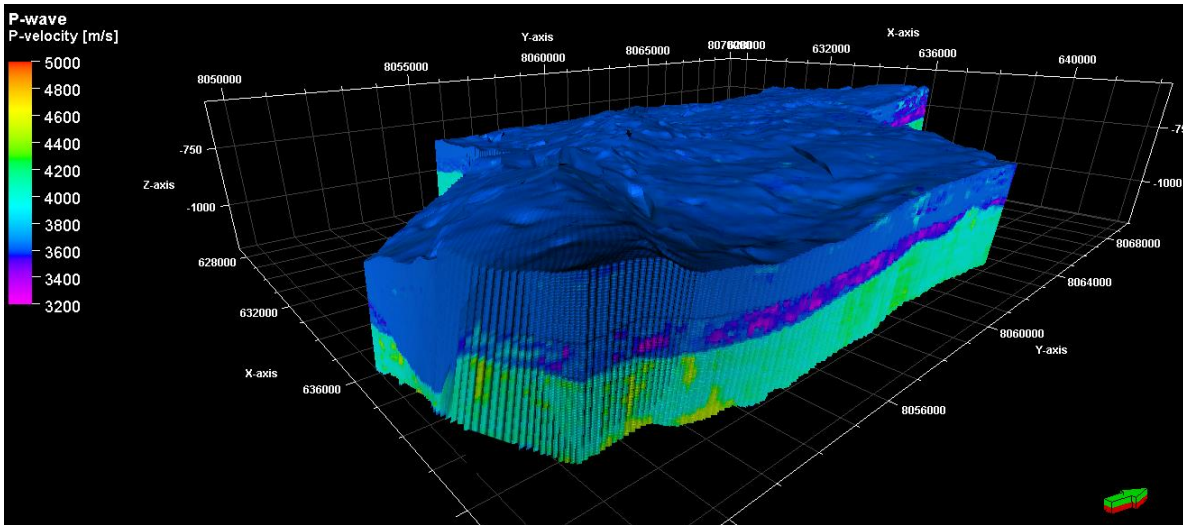


Figura A-D3. Distribución de la velocidad de onda P.

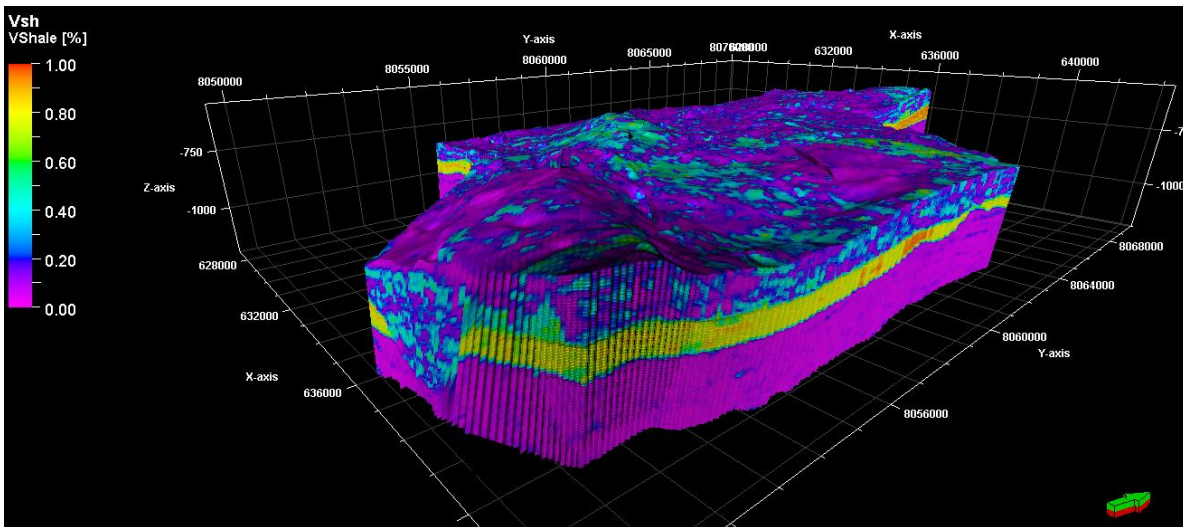


Figura A-D4. Modelo tridimensional de la arcillosidad en el grupo Grant.

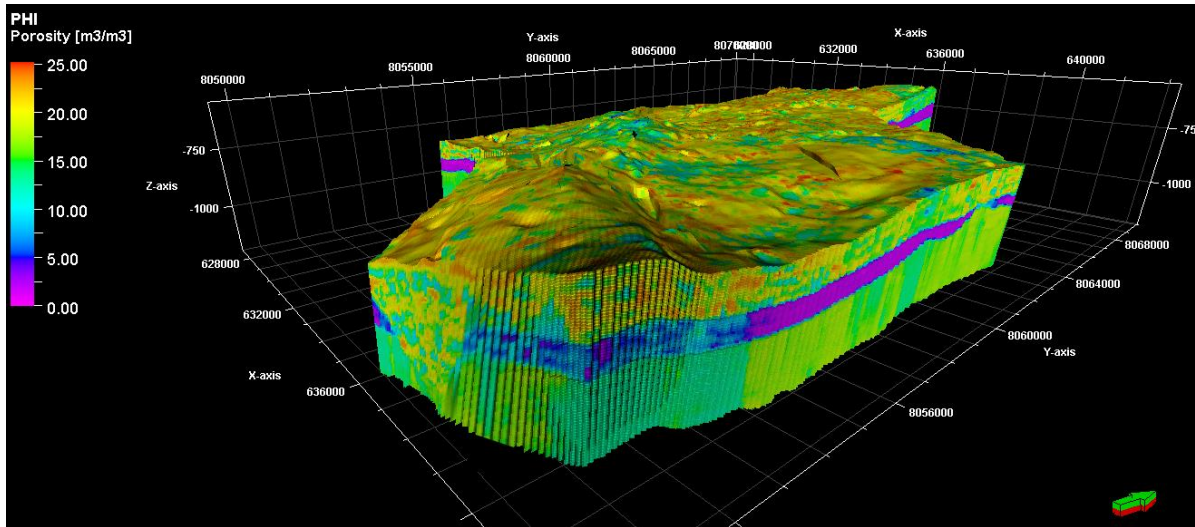


Figura A-D5. Distribución de la porosidad efectiva en el grupo Grant.

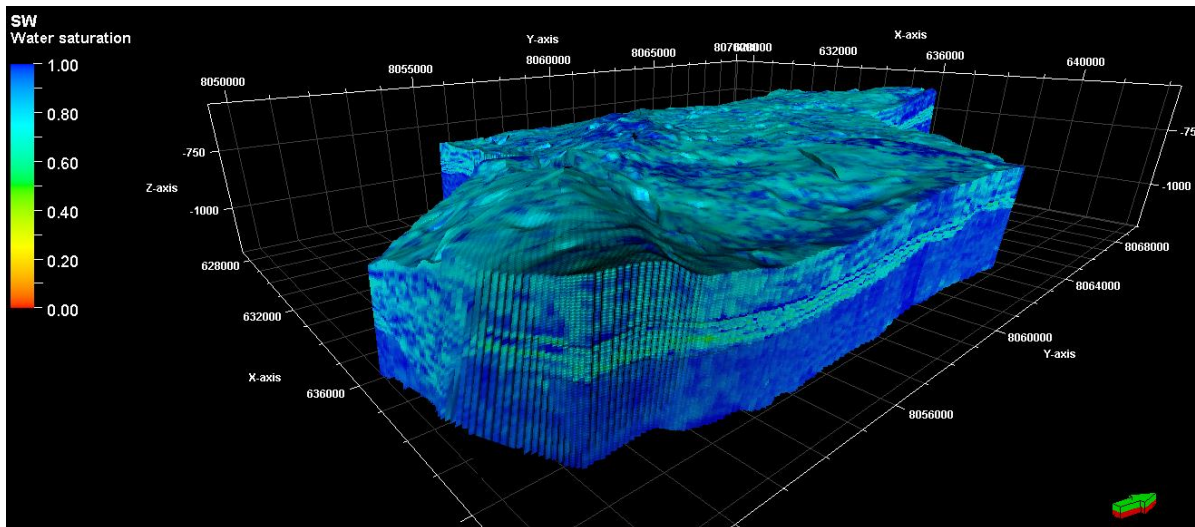


Figura A-D6. Modelo de saturación de agua.

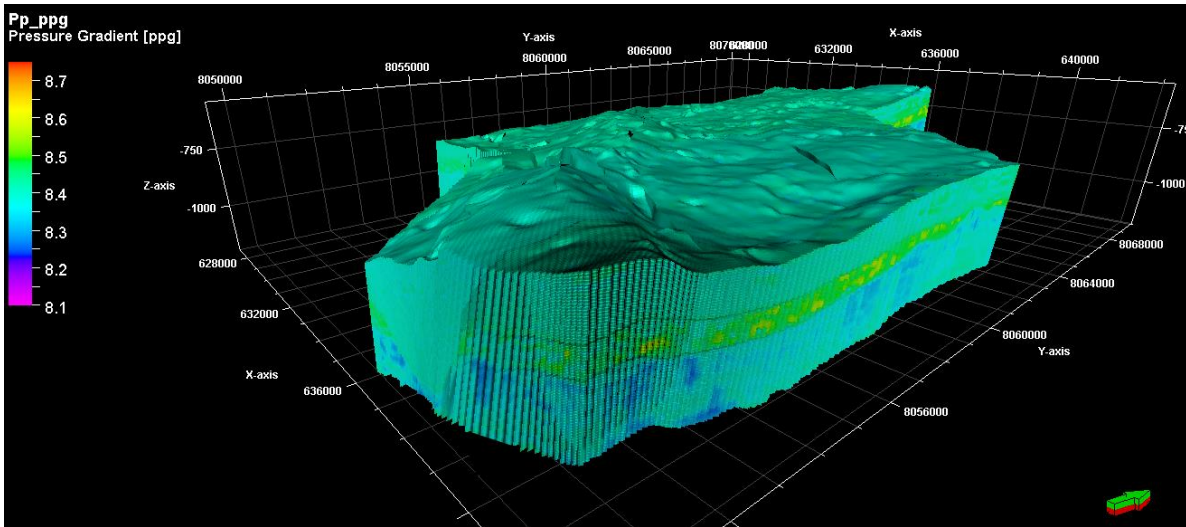


Figura A-D7. Distribución de la presión de poro o de yacimiento.

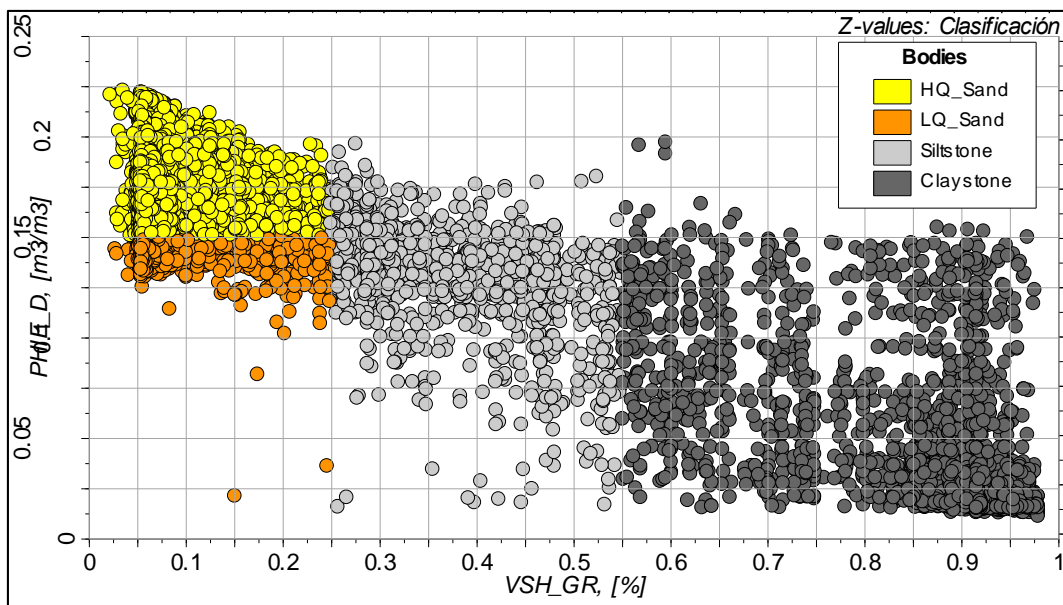


Figura A-D8. Gráfico en el que se observa la clasificación de los tipos de roca obtenido de los volúmenes de arcillosidad y porosidad efectiva.

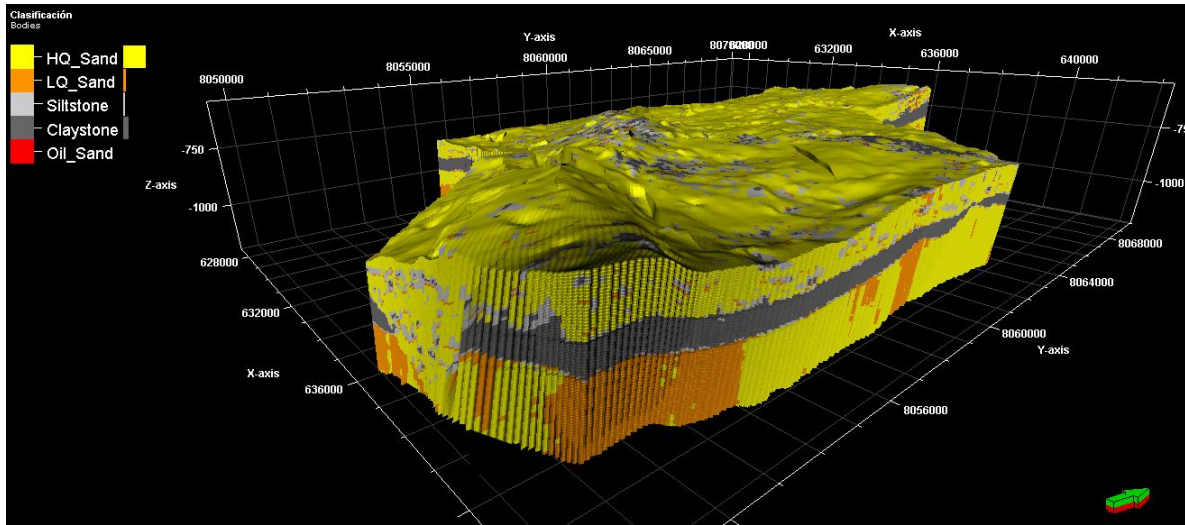


Figura A-D9. Distribución espacial de los tipos de roca que conforman el grupo Grant.