Análisis de anomalías de amplitud de trazas sísmicas asociadas a la variación del ángulo de incidencia mediante inversión elástica.

Jorge Leonardo Camargo Daza

Trabajo de Investigación presentado para optar al título de: Magister en Geofísica

Director

Sait Khurama

MSc. en Geofísica

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ciencias

Escuela de Física

Maestría en Geofísica

Bucaramanga

2017

Agradecimientos

El presente trabajo se lo quiero dedicar a mis padres, mis hermanas y mis sobrinos por su comprensión incondicional, motivación y confianza para seguir adelante y no caer ante las adversidades. Agradezco a mi director Sait Khurama y a mi amigo Erick Illidge por sus aportes y enseñanzas para cumplir las metas y los objetivos propuestos. También agradezco a Joaquí Valencia y Erika Duarte por su gran apoyo durante el desarrollo de este proyecto.

Contenido

Pág.

Introducción. 13

1. Generalidades 14

1.1 Planteamiento del Problema. 14

1.2 Objetivos. 15

1.2.1 Objetivo General 15

1.2.2 Objetivos Específicos 16

1.3 Justificación del Proyecto. 16

1.4 Localización y rasgos geológicos 17

1.4.1 Geología regional 18

1.4.2 Ambiente de Sedimentación Formación Missisauga. 22

2. Marco de Referencia. 23

2.1 Marco Histórico 23

2.1.1 Estudios previos 23

2.2 Marco Teórico 26

2.2.1 Snell y Zoeppritz 26

2.2.1.1 Aproximación de Aki-Richards (1980) 29

2.2.1.2 Aproximación de Shuey (1985) 30

3. Aspectos Metodológicos 32

3.1 Metodología 32

3.1.1 Inventario de información, área de Penobscot. 34

3.2 Procesamiento e interpretación de resultados 37

3.2.1 Modelo Petrofísico y litotipos 37

3.2.2 Estimación Velocidad de Onda S $\boldsymbol{Vs}$ 41

3.2.3 Propiedades elásticas 47

3.2.4 Amarre Sísmica – Pozo 50

3.2.5 Adecuación del volumen sísmico & Atributos 51

3.2.6 Interpretación estructural & estratigráfica 54

3.2.7 Inversión Sísmica 58

3.2.8 Inversión Pre-apilado 58

3.2.9 Inversión AVO 62

3.2.10 Inversión Elástica Extendida 65

3.2.11 Volumen de propiedades 69

4. Discusión 71

5. Conclusiones 73

6. Recomendaciones 75

Referencias Bibliográficas 76

Lista de Figuras

Pág.

Figura 1. Mapa de localización del área de Penobscot. Cuenca Escocesa 17

Figura 2. Localización del área de Penobscot 3D, subcuenca Escocesa y localización de los pozos L-30 y B-41. 19

Figura 3. Carta estratigráfica y sección tipo del área de estudio (Base O' Marker). 22

Figura 4. Resultados de estudios previos, donde se aplican diferentes técnicas de inversión, realizados sobre el área de Penobscot. 25

Figura 5. Repartición de la energía de una onda P al cambiar de interfase, siguiendo la Ley de Snell. 26

Figura 6. Para cada una de las posibles ondas generadas para una interfase, las ecuaciones de Zoeppritz relación la variación en la amplitud de los coeficientes de reflexión con el ángulo de incidencia. 28

Figura 7. Comparación entre las amplitudes calculadas con la ecuación de *Zoeppriz* y las amplitudes obtenidas por las ecuaciones de *Aki Richards*, ésta es muy precisa para casi todos los ángulos hasta 50°. Tomada de Soto L. 2013. 30

Figura 8. Comparación de las amplitudes simultaneas con las ecuaciones de Zoeppritz, respecto a las calculadas con las aproximaciones de Shuey, donde se pueden observar que ésta última cuando tiene dos términos no es muy precisa para ángulos mayores de 30°, sin embargo, con tres términos si lo es para ángulos de hasta 50°. Tomado de Soto L. 2013. 31

Figura 9. Ecuaciones para la impedancia elástica Connolly 1999 y Whitcombe 2002. 32

Figura 10. Flujograma de trabajo para el desarrollo de este trabajo de investigación. 34

Figura 11. Registros originales de los pozos, ejemplo de registros cargados para el caso del pozo L-30. 36

Figura 12. Inventario de información (sísmica, pozos, núcleos) necesarios para el desarrollo de los objetivos planteados. 37

Figura 13. Descripción de núcleos de perforación para el pozo B-41, a partir de la información presentada en *Campbell, T.J., 2014*. 39

Figura 14. Correlación para la clasificación de litotipos a partir de los registros de densidad, Vshale y Sónico de los pozos B-41 y L-30. 41

Figura 15. Crossplot para la estimación del Vs, a partir de la velocidad de onda P para diferentes litotipos, tomado de Geenberg & Castagna (1992). 42

Figura 16. Estimación de la velocidad Vs para margas y areniscas calcáreas, a partir de la velocidad de onda P y velocidad de la onda S. 43

Figura 17. Crossplot para la estimación de la porosidad total a partir de la velocidad de onda P y Vshale. 44

Figura 18. Propiedades petrofísicas Vshale, PHIE, ILD y Swa. 46

Figura 19. Modelos 1D de propiedades y litotipos para el pozo L-30. 46

Figura 20. Correlación entre curva EEI – Porosidad. 48

Figura 21. Modelos 1D de propiedades elásticas y litotipos para el pozo L-30. 49

Figura 22. *Crossplot* Impedancia acústica vs Vp-Vs y facies definidas para los pozos B-41 y L-30 49

Figura 23. Se ilustra el amarre sísmica – Pozo realizado en este caso para el pozo B-41, con coeficiente de correlación de 0.779 51

Figura 24. Sísmica original con la localización de los dos pozos a) B-41 y b) L-30 del área en estudio. 52

Figura 25. Acondicionamiento de la imagen sísmica partiendo con la generación del atributo *Dip-steered Median Filter – DSMF y localización de los pozos a) B-41 y b) L-30.* 53

Figura 26. Modelo de amplitud RMS y localización de los pozos a) B-41 y b) L-30. 53

Figura 27. Modelo de Coherencia *y localización de los pozos a) B-41 y b) L-30.* 54

Figura 28. Fallas interpretadas para la construcción del modelo estructural 3D. 55

Figura 29. Interpretación de los horizontes, *Base O' Marker.* 56

Figura 30. Modelo estructural 3D, generado a partir de la interpretación de los horizontes y fallas. 57

Figura 31. Sección del modelo estructural 3D. 57

Figura 32. Modelo de horizontes 3D detallado aplicando el horizon cube con el software OpendTect. Se generaron 254 horizontes para esta sección. 58

Figura 33. Modelos de baja frecuencia (Vp) generados a partir de 254 horizontes obtenidos del *Horizon Cube*. 59

Figura 34. Volumen de angle gather generado en el software Hampson & Russell. 60

Figura 35. Análisis de la inversión pre-apilada, Crossplot Zs vs Zp y Density vs Zp. 60

Figura 36. Ajuste de los resultados de la inversión simultanea de los modelos Vp, Vs y Rho. .. 61

Figura 37. Resultados de la inversión simultanea (Modelos de Vp, Vs, Densidad). 62

Figura 38. Análisis de las curvas gradiente – intercepto para 2 términos *Aki-Richards*. 63

Figura 39. Grafica Gradiente vs Intercepto. 64

Figura 40. Velocidad de intervalo, para el área de interés Penobscot. 65

Figura 41. Resultado de la inversión AVO, volumen de atributo gradiente, necesario para el modelo de reflectividad..... 65

Figura 42. Modelo de reflectividad EEI para un ángulo χ especifico..... 67

Figura 43. Modelo inicial o modelo de bajas frecuencias EEI. 68

Figura 44. Análisis de la inversión que permite comparar la velocidad y densidad sintéticas para las trazas en el pozo con la curva de registro actual para este mismo pozo (B-41). 69

Figura 45. Comparación entre la curva de porosidad total del pozo y la curva de porosidad total obtenida a partir del proceso EEI. 70

Figura 46. Distribución de datos para el escalar. 70

Figura 47. Volumen de porosidad aplicando el correspondiente ángulo chi. 71

Resumen

Título: Análisis de anomalías de amplitud de trazas sísmicas asociadas a la variación del ángulo de incidencia mediante inversión elástica[*].

Autor: Jorge Leonardo Camargo Daza[**]

Palabras claves: Impedancia, Inversión Sísmica, Inversión Elástica.

La industria petrolera centra su base en el método de reflexión sísmica como mecanismo de conocer las condiciones geológicas del subsuelo, tales como: estructuras, litología y propiedades físicas de la roca en tres dimensiones, las cuales permiten al interprete identificar condiciones ideales de un reservorio de hidrocarburos. El volumen de impedancias se constituye como una gran herramienta para estudios con fines exploratorios y de producción, de acuerdo con Ahmad Q., (2013), la inversión es una de las técnicas que mitiga los riesgos de exploración en la predicción de reservorios, un proceso de transformación de impedancias en propiedades cuantitativas de la roca como porosidad, saturación y presión de poro.

No obstante, según *Russell, (2006)*, estas predicciones de las propiedades del subsuelo a partir de la inversión acústica resultan en interpretaciones ambiguas al momento de separar los efectos que ocasionan la litología, los fluidos y la porosidad en las anomalías de las amplitudes sísmicas, por lo que se debe mejorar haciendo uso de la inversión elástica. Es por esto, que el objetivo de este trabajo de investigación consistió en determinar la relación existente entre las propiedades físicas-elásticas de la roca y las anomalías en las amplitudes de las trazas sísmicas para diferentes ángulos de incidencia mediante la técnica de inversión elástica.

Para ello, el procesamiento de la información contó principalmente de 8 fases; Inventario de información, Modelo Petrofísico & Litotipos, Propiedades 1D, Amarre Sísmica-Pozo, Adecuación del Volumen Sísmico & Atributos, Interpretación Estructural y Estratigráfica, Inversión Sísmica y Generación del Volumen de Propiedades.

[*] Proyecto de grado

[**] Facultad de Ciencias Escuela de Fisica, Maestria en geofísica Director Sait Khurama

Abstract

Title: Analysis of amplitude anomalies of seismic traces associated with the variation of the incidence angle by elastic inversion[*].

Author: Jorge Leonardo Camargo Daza[**]

Keywords: Impedance, Seismic Inversion, Elastic Inversion

Petroleum industry focuses on the seismic reflection method as a mechanism of knowledge of the subsoil geological conditions, such as: structures, lithology and physical properties of the rock in three dimensions, that allow the interpreter to identify ideal conditions of a reservoir of hydrocarbons. Impedances volume constitutes a great tool for studies for exploration and production purposes, according to *Ahmad Q. (2013)*, inversion is one of the techniques that mitigates exploration risks in the prediction of Reservorios, a process of transforming impedances in quantitative rock properties such as porosity, saturation and pore pressure.

However, according to *Russell (2006)*, these predictions of subsoil properties from acoustic inversion result in ambiguous interpretations when separating the effects of lithology, fluids, and porosity on seismic amplitude anomalies, so it should be improved by making use of elastic inversion. Therefore, the objective of this research was to determine the relationship between the physical-elastic rock properties and the anomalies in the amplitudes of the seismic traces for different incidence angles by the elastic inversion technique.

For this purpose, the processing of the information counted mainly of 8 phases; Information Inventory, Petrophysical Model & Litotipos, 1D Elastic Properties, Seismic-Well Ties, Seismic Volume Adjustment & Attributes, Structural and Stratigraphic Interpretation, Seismic Inversion and Generation of Properties Volume.

The inversion phase integrates 3 types of inversions; Simultaneous Inversion, AVO Inversion and finally Extended Elastic Inversion (EEI), with the aim of obtaining a relation between the petrophysical data and the elastic properties, managing to define the angle of incidence for which the elastic impedance value represents the greater correlation with the porosity information of the deposit.

[*] Project of grade

[**] Faculty of Sciences School of Physical Magister in geophysical. Director Sait Khurama

Introducción.

La industria petrolera centra su base en el método de reflexión sísmica como mecanismo para conocer las condiciones geológicas del subsuelo, tales como: estructuras, litología y propiedades físicas de la roca en tres dimensiones, las cuales permiten al interprete identificar condiciones ideales de un reservorio de hidrocarburos. El método de reflexión sísmica cuenta con técnicas de interpretación cuantitativa como la inversión acústica, la cual transforma un volumen de amplitudes sísmicas en un volumen de Impedancias-P (producto de la Densidad y la Velocidad de la onda P). Este volumen de impedancias se constituye como una gran herramienta para estudios con fines exploratorios y de producción; evaluar riesgos geológicos en la perforación, aumentar la resolución espacial de la sísmica convencional (detectar variaciones litológicas) etc,. De acuerdo con *Ahmad Q., (2013)*, la inversión es una de las técnicas que mitiga los riesgos de exploración en la predicción de reservorios, un proceso de transformación de impedancias en propiedades cuantitativas de la roca como porosidad, saturación y presión de poro.

No obstante, según *Russell, (2006)*, estas predicciones de las propiedades del subsuelo a partir de la inversión acústica resultan en interpretaciones ambiguas al momento de separar los efectos que ocasionan la litología, los fluidos y la porosidad en las anomalías de las amplitudes sísmicas, por lo que se debe mejorar haciendo uso de la inversión elástica. Desde la formulación de impedancia (*Connolly, 1999*) muchos investigadores han evaluado la posibilidad de combinar los beneficios de la impedancia elástica para proveer una mejora en la discriminación del tipo de fluido y la litología, a partir del análisis de las anomalías de las amplitudes sísmicas que se observan para

diferentes ángulos de incidencias, velocidad de las ondas P y S y contraste en las densidades de las rocas presente en el subsuelo (*Sigh V. et al., 2006*).

En este trabajo de investigación se evaluaron las anomalías de las amplitudes de las trazas sísmicas asociadas a la incidencia de un frente de onda a partir de la integración de técnicas como inversión simultánea, AVO e impedancia elástica extendida, con el fin de determinar que parámetros o propiedad física (Porosidad) se ilumina mejor para ciertos rangos de ángulos de incidencia presentes en un volumen sísmico determinado. El resultado del estudio determino el mejor ángulo chi para el cual la porosidad presentaba valores máximos de correlación, permitiendo escalar el resultado y propagarse en toda el área de estudio comprendida en los horizontes *Base O' Marker* y *Lower Missisauga*, tope y base respectivamente del intervalo considerado como yacimiento.

1. Generalidades

1.1 Planteamiento del Problema.

La problemática planteada para esta investigación se centra en la ambigüedad que existe en la relación entre el ángulo de incidencia de ondas sísmicas y propiedades físicas de la roca, como es el caso de la porosidad. Pese a que existen varios modelos propuestos en la literatura para este fin. Dichos modelos no evidencian claramente la relación entre un frente de onda que incide sobre capas subhorizantales a buzantes y las propiedades físicas y elásticas de las rocas que componen

las capas a la cual incide la onda (*Gharaee S., 2013*). En este orden de ideas, se evaluó los beneficios de la aplicación de técnicas de inversión elástica, con el fin de obtener el mejor valor de correlación entre la porosidad y un determinado ángulo de incidencia. A diferencia de la técnica de inversión acústica, donde se evalúan los datos sísmicos a partir del análisis de la impedancia-P ($\rho * V_p$), la inversión elástica tiene en cuenta la información relacionada con el ángulo de incidencia, los datos de velocidad de ondas P y S, y contraste en la densidad, lo que genera resultados en las interpretaciones más confiables para la evaluación de un yacimiento de hidrocarburos, reduciendo el riesgo y la incertidumbre al momento de escoger nuevos puntos para la localización de los pozos exploratorios.

Es por esto por lo que para este trabajo se formuló la problemática de este trabajo de investigación:

- ¿Qué ángulo de incidencia permite estimar apropiadamente las propiedades y parámetros físicos de la roca, como es el caso de la porosidad, etc?

1.2 Objetivos.

1.2.1 Objetivo General Determinar la relación existente entre las propiedades físicas-elásticas de la roca y las anomalías en las amplitudes de las trazas sísmicas para diferentes ángulos de incidencia mediante la técnica de inversión elástica.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Obtener un modelado de la velocidad de corte (Vs) a partir del análisis de *Cross plot*, necesario para complementar las variables a utilizar en la técnica de inversión elástica.
- Establecer una relación entre los datos petrofísicos y las propiedades elásticas a partir del análisis de los registros de pozos y el volumen sísmico del área en estudio.
- Determinar el ángulo de incidencia para el cual el valor de la impedancia elástica presenta la mayor correlación con las propiedades físicas y elásticas del yacimiento.

1.3 Justificación del Proyecto.

El estudio de diferentes técnicas de inversión ha sido de gran ayuda para obtener información contundente al momento de conocer ciertos parámetros físicos del subsuelo. Por esto, se hace necesario conocer los fundamentos fisicomatemáticos que rigen los algoritmos de inversión y para este caso particular, aquellos que tienen que ver con la inversión elástica. Para el área seleccionada en esta investigación (Penobscot en la sub-cuenca Sable en costa afuera de Nueva Escocia, Canadá) fue posible reportar cuatro estudios relacionados con esta temática; *Ahmad, 2013; Sayers, 2013; Qayyum et al., 2015 y Campbell, T.J., et al., 2015*. Los tres primeros tienen en cuenta la impedancia acústica relativa, usando algoritmos de inversión *'recursive', 'spectral' y 'colored'* respectivamente e inversión *constrained sparse spike (CSSI)* para el estudio de Campbell. Ninguno de ellos tiene en cuenta la inversión elástica para esta área de Penobscot por lo que se hace de interés indagar una zona donde se han aplicado otros tipos de inversiones.

1.4 Localización y rasgos geológicos

Penobscot se encuentra localizado en la cuenca de Escocia, en la sub-cuenca *Sable* en el *offshore* de Nueva Escocia (Canadá). La cuenca de Escocia fue el resultado de la separación de la placa de Norte América de la placa africana durante la ruptura de Pangea (*Wade and Maclean, 1990; Wade et al., 1995*). La cuenca tiene un área aproximadamente de 300.000 km^2 (*Hansen et al, 2004*), caracterizada por presentar un margen pasivo, sin volcanismo asociado (Figura 1).

Esta área de Penobscot (44°05'-44°15'W y 60°-60°07'30'') representa más de 250 millones de años de continuos registros de sedimentación en la historia de la dinámica geológica de la región, desde los comienzos de la apertura del océano Atlántico a la sedimentación reciente post-glacial, lo cual comprende un rango de litologías que van desde la era Mesozoica hasta la era Cenozoica, *(Ahmad, 2013*).

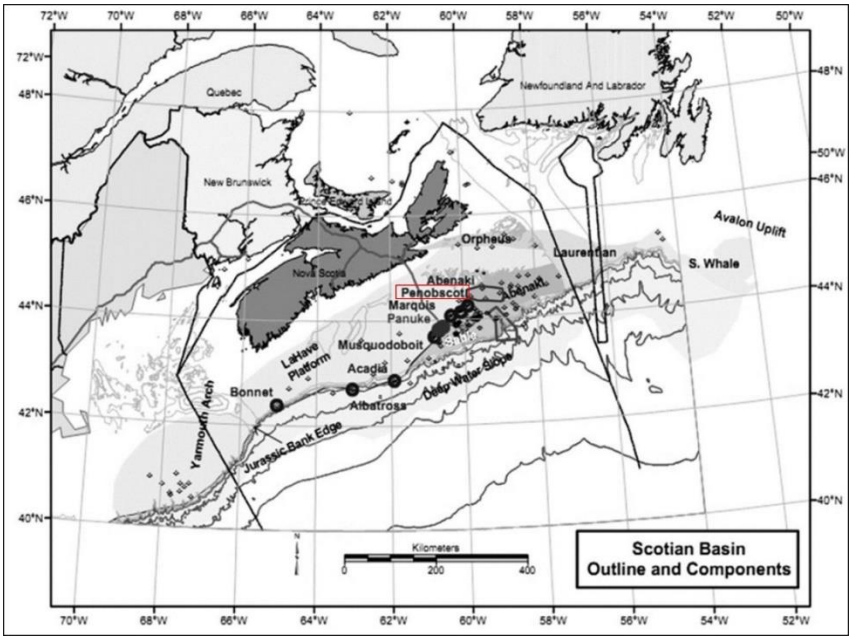
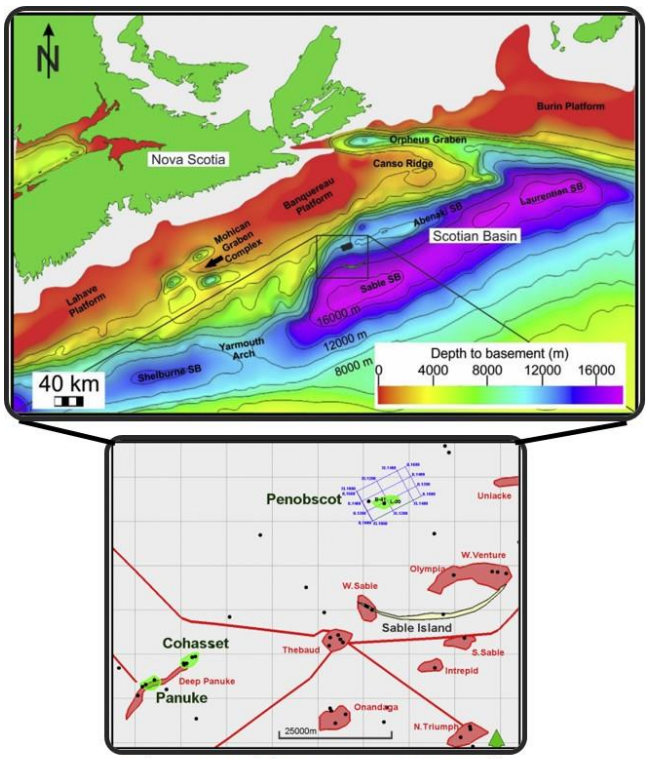


Figura 1. Mapa de localización del área de Penobscot. Cuenca Escocesa
Nota: modificado de Kidston et al., 2005

La geología del área es compleja debido a la presencia de cuerpos salinos (formación *Agro*) de edad Triásico tardío a Jurásico temprano. En el área de estudio ya se ha determinado la presencia de hidrocarburos, asociando las rocas generadoras con las formaciones *Mohican y Cannyon* de edad Jurásica. La roca reservorio corresponde con la formación *Missisauga* de edad Cretácica y la formación *Abenaki* de edad Jurásica. Las trampas se estiman que se formaron principalmente en el Jurásico temprano a Cretácico tardío, (*Ahmad, 2013*).

El volumen sísmico (PSTM) de 87 km^2 de Penobscot fue adquirido por la empresa *Nova Scotia Resources Ltd. en 1991*, es ahora propiedad de la provincia y está disponible a través de la *CNSOPB (Canada Nova Scotia Offshore Petroleum Board)* y el departamento de energía de *Nova Escocia* quienes pusieron a disposición los datos en un repositorio libre (*OpendTect*). De este repositorio se pudo obtener información de dos pozos (Penobscot L-30 y Penobscot B-41), el primero fue perforado por la *PetroCanada-Shell en 1976* y se reportó hidrocarburo en areniscas de la formación *Missisauga*. El pozo Penobscot B-41 fue perforado en 1977 por la empresa *Shell-PetroCanada*, con el fin de corroborar los modelos estructurales generados a partir del pozo L-30, para este pozo también se determinó la presencia de hidrocarburo en la formación *Missisauga, Campbell, T.J., et al., 2015.*

1.4.1 Geología regional La cuenca de escocia, *Offshore* de Nueva Escocia, está se subdivide en 4 subcuencas; *Laurentian, Abenaki, Sable y Shelburne* y está limitada por 3 mesetas: *Burin, Banquereau y LaHave (Williams y Grant, 1998)* (Figura 2).



Sub-cuenca Sable, Nueva Escocia, Canadá.
Fuente: Campbell, T.J., et al., 2015

Figura 2. Localización del área de Penobscot 3D, subcuenca Escocesa y localización de los pozos L-30 y B-41.

Durante la ruptura del Pangea, la placa Norte Americana empezó a separarse de la placa Africana. En el Triásico, durante la fase inicial de *rifting* se crearon varias cuencas de *rift* interconectadas, incluyendo la cuenca de Escocia. La sedimentación inicial, rellenó las zonas de baja topografías con rocas volcánicas asociadas con el *rifting* y capas de sedimentos rojos de origen fluvial en la parte baja de la formación *Eurydice* (*Wade MacLean, 1990; Wade et al., 1995*).

Durante todo el Triásico medio y Triásico tardío las placas de Norte América y Africana se desplazaron hacia el norte, situando a la región de Nueva Escocia en una zona subecuatorial, con un clima árido (*Olsen et al., 2000, 2003*). El *rifting* y la depositación continuaron durante todo el Triásico tardío y las aguas marinas del oriente de *Tethys* inundaron las cuencas *syn-rift*

interconectadas, cuando se rompieron las barreras topográficas. Las condiciones de agua marina somera, terrestres, el clima árido y la subsidencia produjeron la depositación de rocas clasticas, carbonatadas y evaporitas en la parte superior de la formación *Eurydice*, contemporáneos con la depositación masiva de capas de sal y anhidrita de la formación *Argo* (*Wade and Maclean, 1990; Wade et al., 1995*).

En el Triásico tardío-Jurásico temprano, el tectonismo continuo y la cuenca Escocesa fue inundada por un mar somero, en el cual se depositaron carbonatos y clastos de la formación *Iroquois*. A esto siguió la depositación de sedimentos fluviales compuestos de clastos gruesos de la formación *Mohican* (*Wade and Maclean, 1990; Mclver, 1972*). Durante el Jurásico medio-tardío (Weston et al., 2012), la cuenca Escocesa alcanza una gran complejidad depositacional. Este intervalo incluye las formaciones *Abenaki, Mohawk, Micmac*, y *Canyon Verrill*.

La formación *Abenaki*, localizada al suroeste de la cuenca, fue depositada durante el Jurásico en un periodo de subsidencia de la cuenca debido a la extensión del fondo marino. Esta formación está compuesta de dos miembros de carbonatos (*the Scatarie y Baccaro*) separados por un miembro de Shale sub-regional (*the Misaine*). Suprayacendo se encuentra el miembro inferior de la formación *Missisauga* constituida por areniscas y un pequeño espesor de calizas intercalados con shales marinos de color gris (Beicip-Franlab, 2011). La sedimentación fluvio-deltaica continuo en el Cretácico inferior, formando los miembros medio y superior de la formación *Missisauga* (*Wade and MacLean, 1990; Pe-Piper and Mackay, 2006*). El miembro medio y superior de la Formación *Missisauga* se encuentra separada por el marcador *"O"* (un marcador diacrónico, carbonato, sísmico), que constituye la sección a evaluar del presente trabajo de investigación (*Jansa and Noguera Urrea, 1990; Beicip-franlab, 2011*) (Figura 3).

La sedimentación deltaica continuo por encima de la formación *Missisauga*, dando origen a la formación *Logan Canyon*, pero la transgresión lenta y la progresión profunda dieron como resultado una disminución del espesor de las capas de areniscas y reducción en el tamaño de grano (*Jansa and Wade, 1975*). Sobre la formación *Logan Canyon*, la transgresión continuó con depositación de shale marinos de la formación *Dawson Canyon*, y culmina con la depositación de la formación *Wyandot* en el cretácico tardío.

Los sedimentos cenozoicos sobre la formación *Wyandot*, constituyen la formación *Banquereau* (*Mclver, 1972*) depositada como un sistema progradacional de lodolitas, margas y areniscas en aguas relativamente profundas, interrumpidas por varios hiatos o incorformidades sub-acuosas (*Mclver, 1972; Jansa and Wade, 1975; Hansen et al., 2004; Deptuck and Cambell, 2012*). La regresión y un incremento en la depositación cantos gruesos en el Oligoceno tardío culmino en las condiciones glacial y periglacial en el Plioceno tardío (*Jansa and Wave, 1975*).

La formación *Banquereau* esta superpuesta por la formación *Laurentian* Cuaternaria, la cual comprende material glacial y material estratificado proglacial (*Jansa and Wade, 1975*).

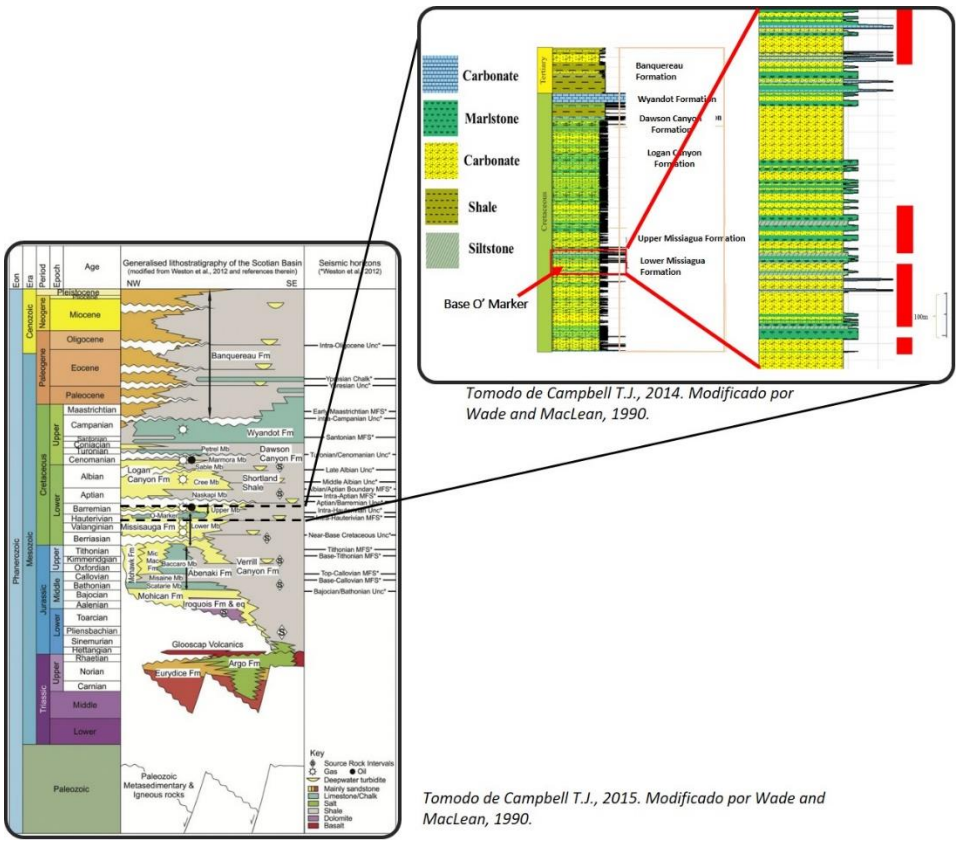


Figura 3. Carta estratigráfica y sección tipo del área de estudio (Base O' Marker).

1.4.2 Ambiente de Sedimentación Formación Missisauga. Todas las litofacies descritas en los núcleos del pozo B-41 representan la Formación *Missisauga* media, depositada durante el Cretácico temprano (*Kidston et al., 2005*). Teniendo en cuenta las descripciones de los núcleos, el ambiente de sedimentación del área ha cambiado frecuentemente desde *nearshore* a *offshore*, y fue posible distinguir 4 ciclos de transgresión distintos, indicando que el nivel del mar subiría, y luego caería durante cortos periodos de tiempo. El **primer ciclo** representado por la litofacie 1, comprende areniscas de grano medio y litofacies 4 constituido por shale de grano fino. El **segundo ciclo** es representado por la litofacie 2, areniscas fosilíferas de cemento calcáreo y litofacies 4, demostrando otro sistema transgresivo. El **tercer ciclo** es representado por la litofacie 3, areniscas con cemento calcáreo y litofacie 6, shale rojos lenticulares. Este ciclo evidencia rastros de un

sistema oxidante, ya que los shale de la litofacie 6 tienen un color rojizo. El **cuarto ciclo**, es representado por la litofacie 5 y litofacie 4, con intercalaciones de la litofacies 2, con bioturbación y abundante fosiles de conchas (Figura 13). Este cambio en el nivel del mar representa una sucesión progradante fluvio-deltaico compuesta de materiales siliciclasticos. Todos los fragmentos de conchas, materia bioclástica y ooids representan un ambiente marino somero (*Campbell, T.J., 2014*).

2. Marco de Referencia.

2.1 Marco Histórico

A continuación, se realizará una breve descripción de la evolución geológica y los estudios previos del área Penobscot:

2.1.1 Estudios previos Varios estudios de inversión han sido reportados en el área de Penobscot, sin hacer énfasis en la inversión elástica: *Sayers, 2013; Ahmad, 2013; Qayyum et al., 2015; Campbell, T.J., et al., 2015* (Figura 4).

hmad (2013) reporta en una "*inversión recursiva*" de la sección del Jurásico en Penobscot y proporciona una sección vertical individual con un amarre con el pozo Penobscot B-41, una sola sección de impedancia y un *cross-plot* de la litología y la porosidad. La inversión recursiva llego a ser muy común en la década de 1970 y emplea un algoritmo simple basado en la suposición de

que cada muestra sísmica representa un coeficiente de reflexión (*Lindseth, 1979; Pendrel, 2006; Lines y Alam, 2013, en Campbell, T.J., et al., 2015*). Dada una impedancia acústica asumida en la capa superior, las impedancias acústicas de las capas inferiores pueden ser calculadas.

Sayers (2013) realiza una "*inversión espectral*" en 10 km^2 de un subconjunto de los 87 km^2 del cubo de Penobscot. Esta técnica incorpora información de capas delgadas obtenidas por el análisis de Furier en una pequeña ventana de datos sísmicos para mejorar la resolución vertical; la resolución vertical en el área seleccionada mejoró desde 61 m a 21 m, y el contenido de frecuencia del volumen de inversión aumentó, con la frecuencia dominante mejorando de 29 Hz a 83 Hz, sin embargo, los datos aparecen con muchos ruidos.

Qayyum et al. (2015) se enfoca en la aplicación de los principios de secuencias estratigráficas para ajustar la relación siliciclástica-carbonato asociado con el banco de carbonatos de la formación *Abenaki*. Se implementó un algoritmo de inversión rápida *(fast-track) "Coloured inversion"*, para el cubo de Penobscot. Donde se realizaron cortes horizontales y verticales de la sección Jurásica, esta inversión forma parte de un estudio de secuencias estratigráficas de una subregión considerable de Penobscot. La técnica asume datos a fase cero y usa un único operador para derivar la impedancia acústica.

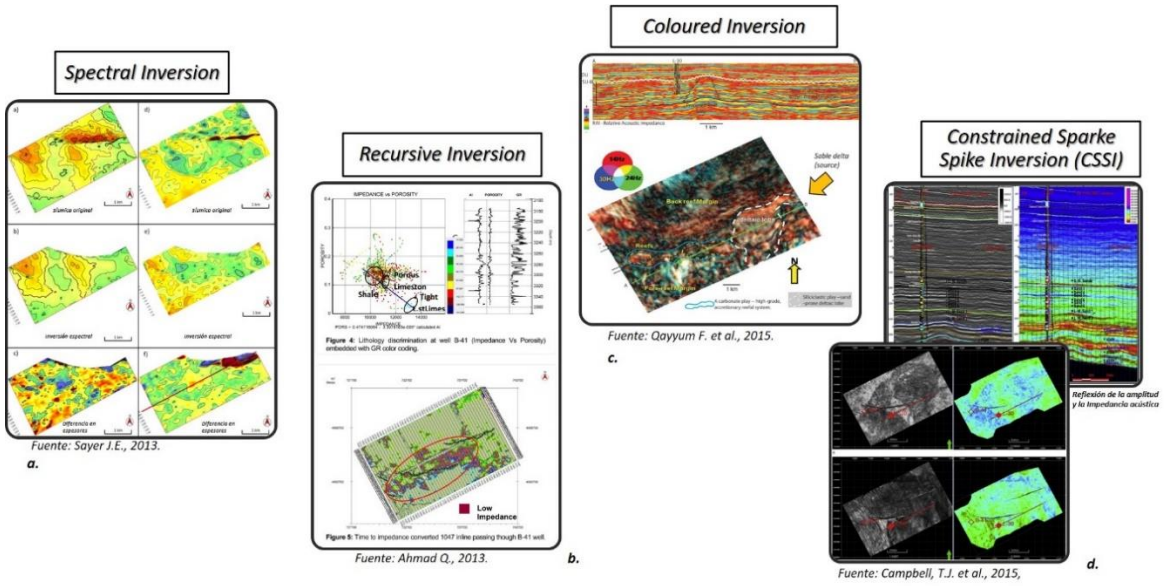


Figura 4. Resultados de estudios previos, donde se aplican diferentes técnicas de inversión, realizados sobre el área de Penobscot.

Campbell, T.J., et al., 2015, decidieron investigar sobre la utilidad de la inversión "*constrained sparse spike inversion (CSSI)*", con el objetivo de demostrar la eficacia de esta técnica al momento de mapear las impedancias acústicas que pueden estar directamente relacionadas con la litología. Este volumen de impedancias acústicas mapeados facilitó la interpretación de: Bajas impedancias como indicadores de reservorios de areniscas del Cretácico, en varios sistemas de canales confinados, sistemas de fallas (en una alta impedancia) de cretácico tardío, e intercalaciones de bajas impedancias de shales y alta impedancias de carbonatos en el margen del Banco de Carbonatos de la formación *Abenaki* de edad Jurásica.

Los estudios previos, demuestran el interés por evaluar la zona de Penobscot con diferentes algoritmos de inversión con el fin de extraer la mayor cantidad de información posible de la roca. Debido a esto, se implementó para este trabajo y en la misma área la técnica de inversión elástica con el fin de determinar un mayor número de propiedades y parámetros físicos-elásticos de la roca,

y tener una predicción más clara de posibles zonas de interés económico, a partir del análisis del ángulo de incidencia con el que un frente de onda choca una superficie en el subsuelo.

2.2 Marco Teórico

2.2.1 Snell y Zoeppritz Una onda sísmica que incide sobre una discontinuidad del subsuelo sufrirá una partición de su energía. Parte de su energía se reflejará y parte se transmitirá a través de la discontinuidad (Figura 1). A su vez, la energía reflejada tendrá dos componentes: una onda reflejada compresiva (onda P reflejada) y una onda reflejada de corte o cizalla (onda S reflejada).

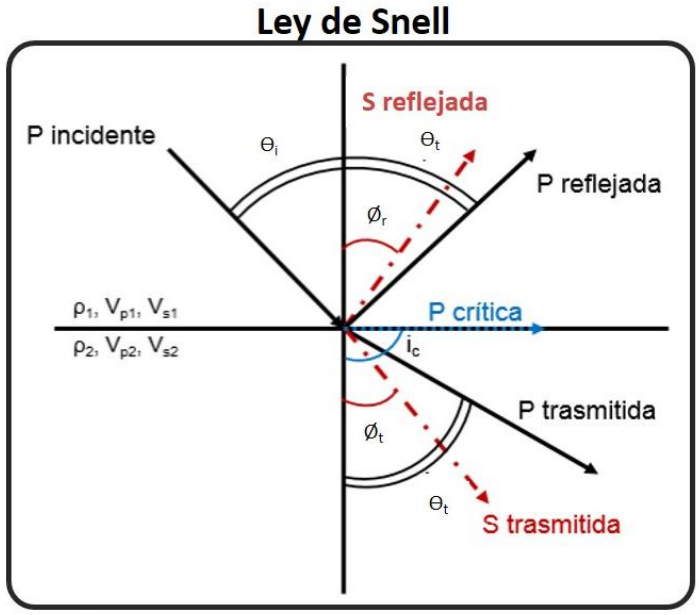


Figura 5. Repartición de la energía de una onda P al cambiar de interfase, siguiendo la Ley de Snell.

Las propiedades físicas del medio y del fenómeno de propagación de ondas hacen que la dirección con que se reflejan o transmiten las ondas varíe de acuerdo con determinadas leyes. La fórmula matemática que expresa esta relación está dada por la *Ley de Snell* (ecuación 1) generalizada:

$$p = \frac{sin\theta_i}{V_{P1}} = \frac{sin\theta_r}{V_{P1}} = \frac{sin\theta_t}{V_{P2}} = \frac{sin\emptyset_r}{V_{S1}} = \frac{sin\emptyset_t}{V_{S2}} \quad (\mathbf{1})$$

Donde p es conocido como el parámetro sísmico del rayo y es contaste para toda discontinuidad encontrada por el rayo sísmico en su viaje desde la fuente hasta el receptor.

La ecuación de *Zoeppritz (1919)* son las fórmulas que permiten relacionar, en función del ángulo de incidencia, cuanta energía se transmite y cuanta se refleja, tanto para la componente compresiva como de cizalla. La idea es considerar una onda plana que incide con determinado ángulo sobre una interfase, y luego tener en cuenta que los desplazamientos de las partículas y las tensiones generadas a ambos lados de la discontinuidad deben ser iguales (por eso se habla de un medio elástico, caso contrario habría fracturas de los materiales y se perdería la validez del fenómeno de propagación de ondas como lo utilizamos en la sísmica de exploración (Figura 6). Las ecuaciones de *Zoeppritz (1919)* se basan fundamentalmente en parámetros como las velocidades de las ondas P y S y la variación en la densidad. Los ángulos se definen mediante la *ley de Snell* y dan solución a 4 ecuaciones simultáneas que resultan en la estimación de 4 coeficientes, dos de reflexión y dos de transmisión, y se pueden escribir de la siguiente manera (ecuación 2):

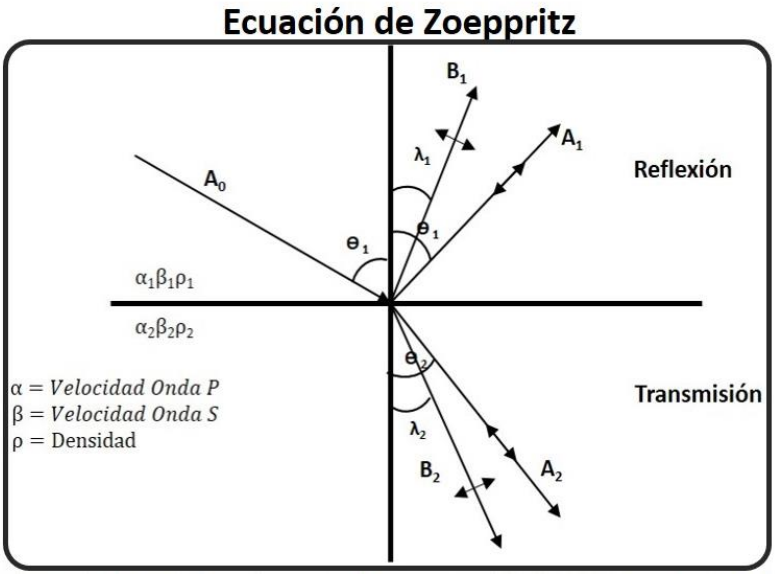


Figura 6. Para cada una de las posibles ondas generadas para una interfase, las ecuaciones de Zoeppritz relación la variación en la amplitud de los coeficientes de reflexión con el ángulo de incidencia.

$$\begin{bmatrix} \sin\lambda_r & \cos\emptyset_r & \sin\lambda_r & \cos\emptyset_t \\ -\cos\lambda_r & sin\emptyset_r & \cos\lambda_t & -\sin\emptyset_t \\ \sin 2\lambda_r & \frac{\alpha_1}{\beta_1}\cos 2\emptyset & \frac{\rho_2\beta_2^2\alpha_1}{\rho_1\beta_1^2\alpha_2}\sin 2\lambda_t & -\frac{\rho_2\beta_2\alpha_1}{\rho_1\beta_1}\cos 2\emptyset_t \\ \cos 2\lambda_r & \frac{\alpha_1}{\beta_1}sin\,2\lambda_r & -\frac{\rho_2\lambda_2}{\rho_1\alpha_1}\cos 2\emptyset_1 & -\frac{\rho_2\alpha_2}{\rho_1\alpha_1}\sin 2\emptyset \end{bmatrix} \begin{bmatrix} A_1 \\ B_1 \\ A_2 \\ B_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sin\lambda_r \\ -\cos\lambda r \\ \sin 2\lambda r \\ -\cos 2\emptyset_t \end{bmatrix} (\mathbf{2})$$

Esta ecuación es la forma final de las ecuaciones de Zoeppritz y relaciona los rayos mostrados en la Figura 1.

La derivación detallada de esta ecuación es bastante compleja y requiere muchos pasos matemáticos y algunas hipótesis sobre el modelo del subsuelo y por consiguiente un alto costo computacional para su solución en un modelo simple de dos capas, por lo tanto, se han planteado varias aproximaciones lineales a la ecuación de *Zoeppritz (1919)*, con el fin de realizar la

estimación de la serie de reflectividades en función del ángulo de incidencia y mejores interpretaciones de los resultados. De las aproximaciones más aceptadas de las ecuaciones de *Zoeppritz*, las propuestas por *Aki & Richards (1980) y Shuey (1985)* son las más consideradas para obtener información acerca de la litología y los fluidos contenidos en los poros de una roca, evaluado a partir del ángulo de incidencia, las velocidades de las Ondas P y S y las variaciones en la densidad.

2.2.1.1 Aproximación de Aki-Richards (1980) Esta aproximación (Figura 2) relaciona Rpp con los cambios en densidad (A), velocidad P (B) y velocidades S (C). Matemáticamente es una aproximación que relaciona los cambios a los coeficientes Rpp en forma lineal y las variaciones de velocidades y densidades las asume como muy pequeñas. Sin embargo, para el modelado inverso estas ecuaciones tienen muchas limitaciones ya que está relacionada con la cantidad de información que tienen las amplitudes sísmicas y estas al estar afectadas por el diseño sísmico, el ruido y el procesado de la información sísmica afecta la efectividad de este tipo de cálculo (ecuación 3).

$$\boldsymbol{A_1 \sim NI\left(1-4\left(\frac{\beta}{\alpha}\right)^2 sin^2\theta\right)+\frac{\Delta\sigma}{(1-\sigma)^2}sin^2\theta+\frac{\Delta\alpha}{2\alpha}\left(tan^2\theta-4\left(\frac{\beta}{\alpha}\right)^2 sin^2\theta\right)} \quad (3)$$

Donde:

NI= Coeficiente de reflexión de onda p de incidencia normal

α*= Velocidad promedio de onda compresional* $= 1/2(V_{P1}+V_{P2})$

β*= Velocidad promedio de onda de corte* $= 1/2(V_{S1}+V_{S2})$

$\rho = Densidad\ promedio = 1/2(\rho_1+\rho_2)$

$\sigma = Relación\ de\ Poisson\ promedio = 1/2(\sigma_1 + \sigma_2)$

$\theta = Promedio\ de\ los\ ángulos\ de\ incidencia\ y\ transmisión.$

$\Delta\sigma = Relación\ de\ Poisson = \frac{1-\frac{1}{2}\left(\frac{V_P}{V_S}\right)^2}{1-\left(\frac{V_P}{V_S}\right)^2}$

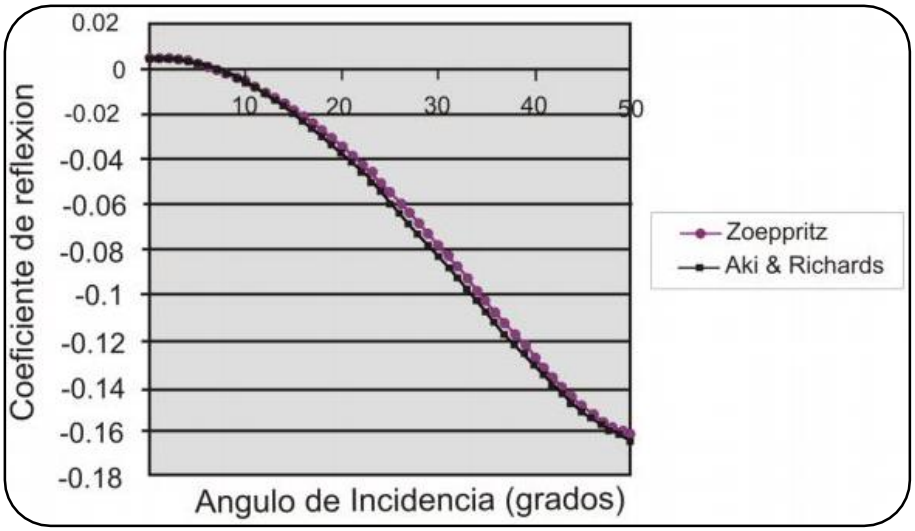


Figura 7. Comparación entre las amplitudes calculadas con la ecuación de *Zoeppriz* y las amplitudes obtenidas por las ecuaciones de *Aki Richards*, ésta es muy precisa para casi todos los ángulos hasta 50°. Tomada de Soto L. 2013.

2.2.1.2 Aproximación de Shuey (1985) *Shuey (1985)* propone un ajuste polinomial para la reflectividad que es más exacto para un ángulo de incidencia superior a 35°, usando la relación de *Poisson σ*. El trabajo de *Shuey* fue el punto de partida para el comienzo de la aplicación práctica del AVO, ya que ahora era posible asociar diferentes rangos de ángulos a diferentes términos de la aproximación (ecuación 4 y 5).

$$A_1 \sim \frac{1}{2}\left(\frac{\Delta\alpha}{\alpha}+\frac{\Delta\rho}{\rho}\right)+\left(\frac{1}{2}\frac{\Delta\alpha}{\alpha}-4\left(\frac{\beta}{\alpha}\right)^2\frac{\Delta\beta}{\beta}-2\left(\frac{\beta}{\alpha}\right)^2\frac{\Delta\rho}{\rho}\right)sin^2\theta+\frac{1}{2}\left(\frac{\Delta\alpha}{\alpha}\right)(tan^2\theta-sin^2\theta) \quad (4)$$

Escrita en su forma simplificada:

$$A_1(\theta) = A + Bsin^2\theta + C(tan^2\theta - sin^2\theta) \quad (5)$$

Impedancia Acústica. Trazas cercanas

Poisson, Vs, Rigidez. Trazas intermedias

Contraste de velocidades. Trazas muy lejanas

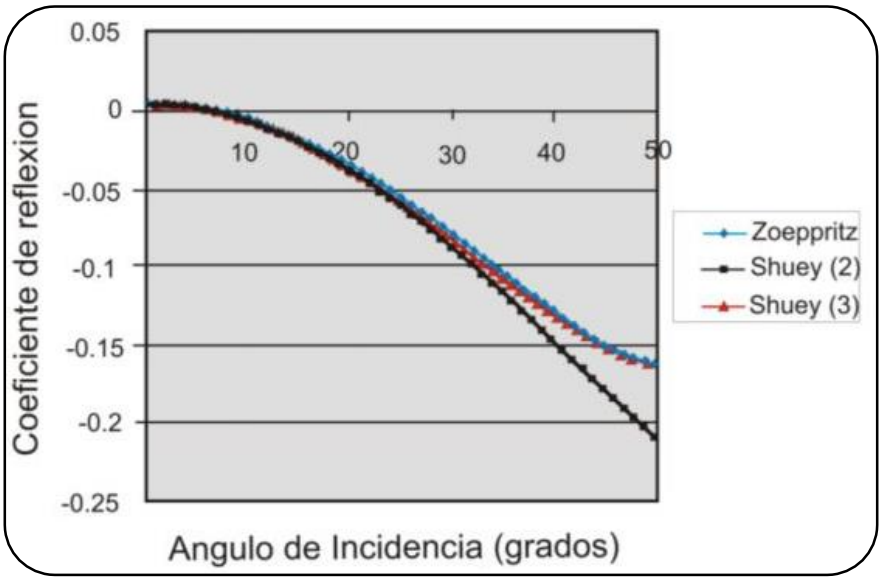


Figura 8. Comparación de las amplitudes simultaneas con las ecuaciones de Zoeppritz, respecto a las calculadas con las aproximaciones de Shuey, donde se pueden observar que ésta última cuando tiene dos términos no es muy precisa para ángulos mayores de 30°, sin embargo, con tres términos si lo es para ángulos de hasta 50°. Tomado de Soto L. 2013.

La idea básica detrás de la inversión de la impedancia acústica convencional (AI) es asumir la incidencia de una onda P sobre una interfase a ángulo de incidencia normal. La impedancia elástica

(EI) es una generalización de la impedancia acústica para ángulo de incidencia variable. Esto proporciona un marco coherente y absoluto para calibrar e invertir datos sísmicos con offset no nulos. La aproximación de EI es derivada de la linealización de las ecuaciones de *Zoeppritz*, usualmente de la aproximación de aproximación de *Aki & Richards* donde Ɵ es el ángulo de incidencia sobre un reflector.

La definición más popular de impedancia elástica (Figura 9):

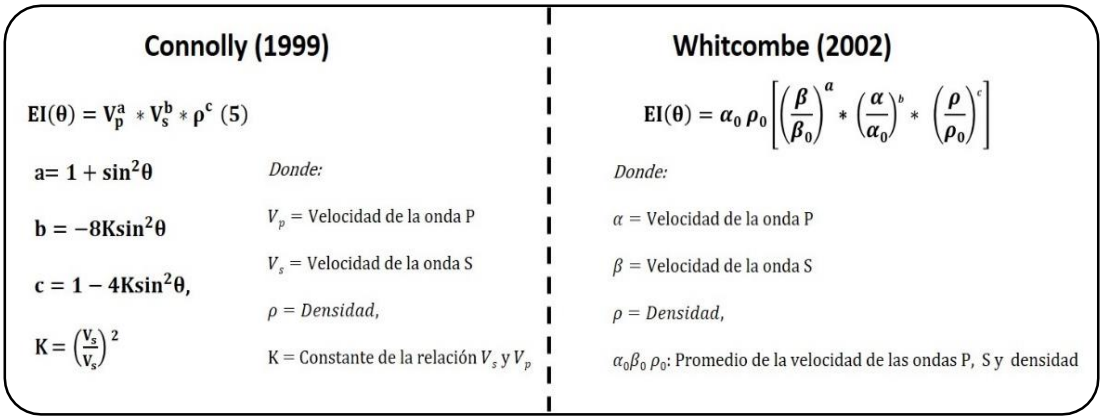


Figura 9. Ecuaciones para la impedancia elástica Connolly 1999 y Whitcombe 2002.

3. Aspectos Metodológicos

3.1 Metodología

Para este trabajo de investigación, se utilizaron las plataformas software Petrel, OpendTect y Hampson Russell, con el fin de integrar toda la información sísmica y de pozos del área de

Penobscot, para la sección comprendida entre los topes Base O' Marker y Lower Missisauga, de edad Cretácico medio.

Para el cumplimiento de los objetivos planteados, el flujograma de trabajo partió de la recopilación de información sísmica y de pozos (B-41, L-30) del área, así como un análisis de los estudios previos que se hayan realizado para esta zona. Posterior a ello, con los registros de los dos pozos fue posible realizar una interpretación preliminar de litotipos, calibrados con información de núcleos de perforación. A partir de esto, se procedió a realizar el modelado de propiedades de velocidad de onda de corte (Vs), y la porosidad neutrón (PHI), este último únicamente para el pozo L-30. Con el modelado de Vs y PHI, se obtuvo todo el listado de propiedades 1D petrofísicas y de litotipos necesarios para el siguiente paso, que consistió en la generación de modelos 1D de propiedades elásticas, tales como relación de Poisson, módulo volumétrico, relación Vp/Vs, módulo de Young, impedancia acústica e impedancia de onda de S. Con los modelos de litotipos y los modelos de propiedades elásticas 1D se generaron una serie de *crossplot*, que permitieran evidenciar el contraste de propiedades elásticas para diferentes litotipos.

Posteriormente, la información de la sísmica fue amarrada con los registros de los pozos, de tal forma que permitiera realizar una correcta interpretación y estimación de los procesos futuros. Una vez realizado el amarre sísmica-pozo, se generaron varios atributos sísmicos que permitieran acondicionar la sísmica y tener una mejor resolución de los diferentes rasgos estructurales y estratigráficos del subsuelo, permitiendo definir para este estudio un total de 254 horizontes, que ofrecieron una mejor resolución durante la generación del modelo de bajas frecuencias. Con lo anterior, se generaron los datos de entrada necesarios para los procesos de inversión; inversión simultánea, inversión AVO, inversión elástica extendida, lo cual permitió definir el mejor ángulo chi para el cual la propiedad física de la roca (porosidad para este estudio) se resaltaba de la mejor

manera. Una vez determinado este ángulo se procedió a generar un volumen de la propiedad definida.

A continuación, se presenta el flujograma seguido para el desarrollo de este trabajo de investigación que cuenta principalmente de 8 fases; Inventario de información, Modelo Petrofísico & Litotipos, Propiedades 1D, Amarre Sísmica-Pozo, Adecuación del Volumen Sísmico & Atributos, Interpretación Estructural y Estratigráfica, Inversión Sísmica (Simultanea, AVO, elástica extendida) y Generación del Volumen de Propiedades (Figura 10).

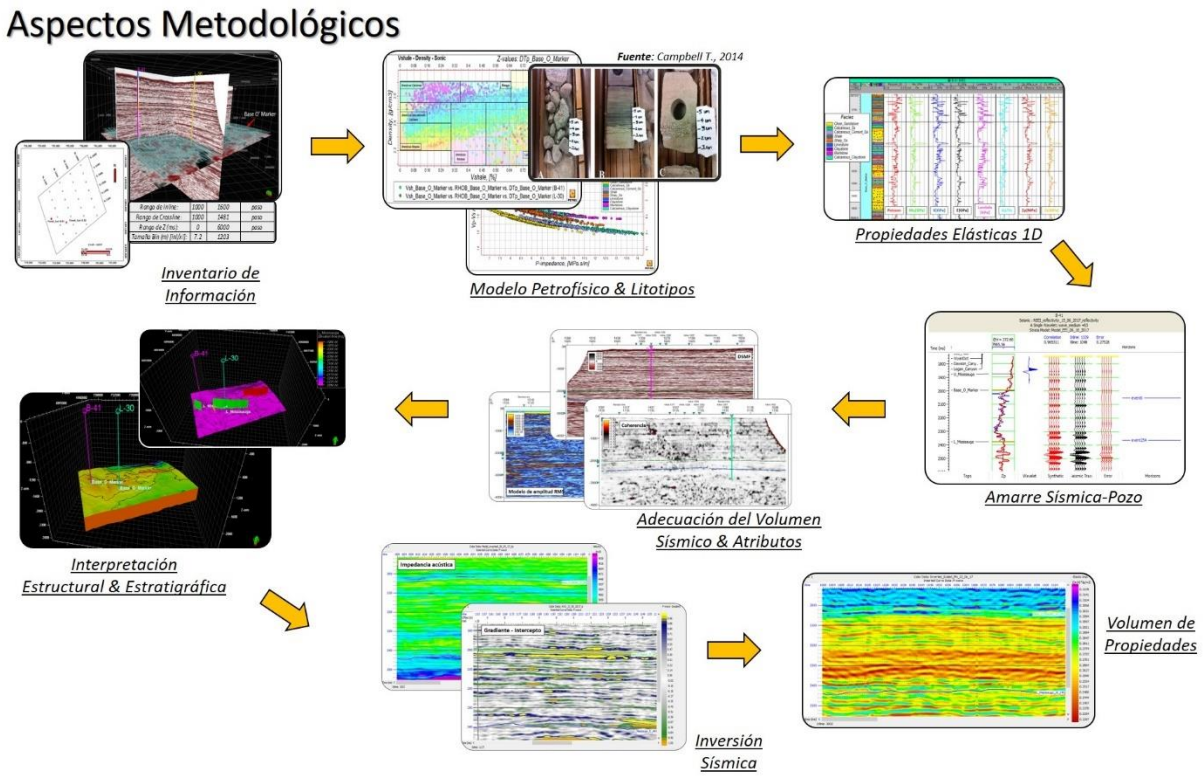
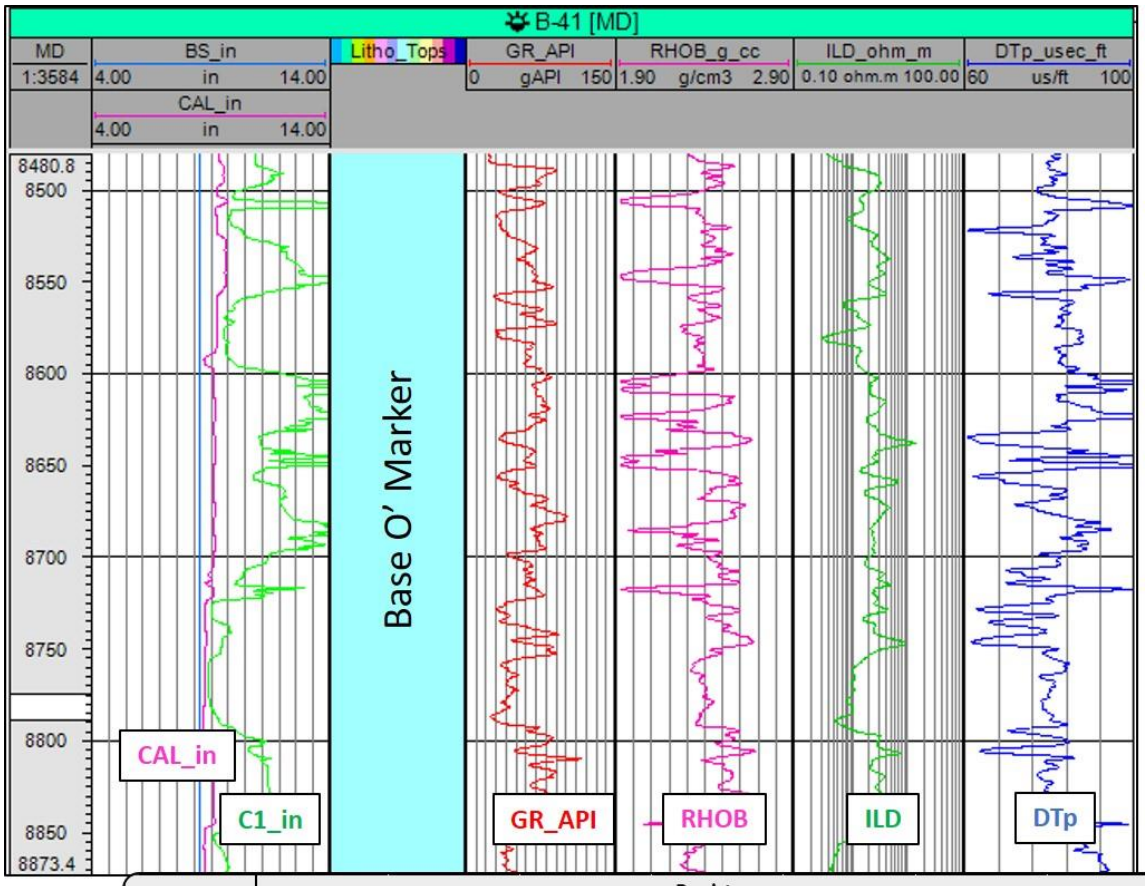


Figura 10. Flujograma de trabajo para el desarrollo de este trabajo de investigación.

3.1.1 Inventario de información, área de Penobscot. La recopilación bibliografía realizada sobre el área propuesta (área de Penobscot) como tema de investigación para este proyecto,

permitió definir los alcances según la información disponible de registros de pozos, sísmica y estudios previos. Para el caso de los registros de pozos, se contó con dos pozos L-30 y B-41; el primero perforado por la *PetroCanada-Shell en 1976* y el segundo por la empresa *Shell-PetroCanada en 1977*. Los pozos cuentan con registros de *Caliper* (CAL, C1), *Sónico de Onda P* (DTp), *Densidad Volumétrica* (RHOB), *Gamma Ray* (GR), *Resistividad Profunda* (ILD) (Figura 11) y *Porosidad Neutrón* (NPHI), este último únicamente presente para el pozo B-41. De igual forma, el área en estudio cuenta con información *sísmica 3D* migrada y apilada en tiempo (*PSTM*), *modelo 3D de velocidad intervalo en tiempo* y los *Gathers correspondientes al PSTM*. El volumen sísmico cuenta con un rango de *inline* [1000, 1600], rango de *crossline* [1000, 1481] y una taza de muestreo en la vertical de [4 ms] en un rango de [0, 6000], un área de 87km^2 y tamaño de *bin* 7,2 m x 12,03 m (Figura 12). El intervalo de interés se encuentra a una profundidad de 8200n ft aproximadamente.



Well Logs	Registros						
	Caliper (CAL, C1)	DTp	RHO	DTs	GR	ILD	PHI
L-30	X	X	X	----	X	X	----
B-41	X	X	X	----	X	X	X

Figura 11. Registros originales de los pozos, ejemplo de registros cargados para el caso del pozo L-30.

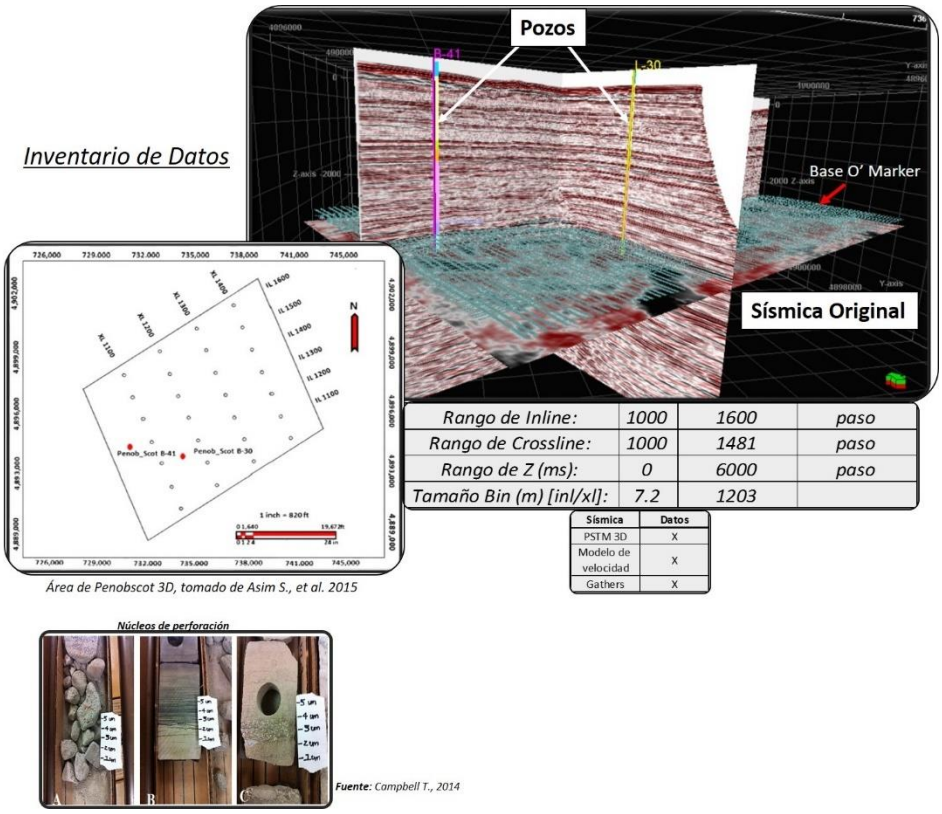


Figura 12. Inventario de información (sísmica, pozos, núcleos) necesarios para el desarrollo de los objetivos planteados.

3.2 Procesamiento e interpretación de resultados

3.2.1 Modelo Petrofísico y litotipos Para dar inicio al desarrollo de este trabajo de investigación, la primera fase correspondió con la revisión de trabajos previos y la recopilación de información relacionada con registros de pozos, núcleos y el volumen sísmico del área de Penobscot, de tal forma que el análisis, procesamiento e interpretación de los datos permitiera alcanzar el objetivo propuesto para este estudio. El análisis y procesamiento de la información recogida en la primera fase, fue integrada principalmente con la herramienta *Petrel*; donde fue cargada la información de los pozos B-41 y L-30 localizados dentro del volumen sísmico del área de Penobscot. Los pozos analizados cuentan con un conjunto de registros que comprende: *Caliper*

(CAL), *Gamma Ray* (GR), *Densidad Volumétrica* (RHOB), *Resistivo Profundo* (ILD*), Sónico de Onda P* (Dtp) y *Porosidad Neutrón* (NPHI). Los pozos mencionados anteriormente no cuentan con información de velocidad de onda S y uno de los pozos (L-30) no cuenta con el registro de porosidad neutrón; por lo que dicha información fue calculada implementando métodos de modelado de registros de pozos, de tal forma que se pudieran obtener todo el listado de propiedades necesarias para la inversión.

Previo al modelado de los registros faltantes para cada pozo, se realizó una revisión de la descripción de núcleos obtenidos para el pozo B-41 (*Wade and MacLean, 1993*) de la sección de interés en este trabajo, para el cual se habrían definido 6 facies (Figura 13):

Facie 1: Areniscas beis de grano medio.

Facie 2: Areniscas Calcáreas fosilíferas.

Facie 3: Areniscas con cemento calcáreo, con material orgánico.

Facie 4: Shale fisil de color gris.

Facie 5: Areniscas limosas de grano fino.

Facie 6: Shale rojo lenticular.

Nucleos	Profundidad (m)	Profundidad (ft)
1	2500	8202.1
	2517.4	8259.2
2	2643.3	8672.2
	2657.6	8719.2
3	2661.6	8732.3
	2663.8	8759.2
4	2699.7	8857.3
	2702.7	8867.1

Facies	Litofacies
1	Areniscas beis de grano medio
2	Areniscas Calcáreas fosilíferas
3	Areniscas con cemento calcáreo, con material orgánico
4	Shale fisil de color gris
5	Areniscas limosas de grano fino
6	Shale rojo lenticular

Facies	Profundidad m	Profundidad ft	Espesor (ft)	Litofacies
4	2500	8202.1	4.9	Shale fisil de color gris, con fragmentos de conchas, no reacciona al HCl, indicando ausencia de material calcáreo
	2501.5	8207		
2	2501.5	8207	5.9	Areniscas calcáreas fosilíferas, intercaladas con capas arcillosas de hasta 0,5 cm, con incremento hacia el tope de la facie.
	2503.3	8212.9		
5	2503.3	8212.9	7.2	Arensicas limosas, son areniscas de grano fino con fuerte bioturbación, presentan intervalos de capas rojas de arcilla hasta de 5 cm de espesor.
	2505.5	8220.1		
6	2505.5	8220.1	8.9	Shale rojo lenticular, con presencia de clastos de pirita de hsta 5 cm de diametro, con intervalos de arcilla, el intervalo arenoso de esta facie se presenta como laminación onduladas paralelas.
	2508.2	8229		
1	2508.2	8229	12.1	Arenisca de grano medio, intervalos de conglomerados, subredondeados y bien sorteados, con laminaciones de limos.
	2511.9	8241.1		
5	2511.9	8241.1	3	Arensicas limosas, son areniscas de grano fino con fuerte bioturbación, presentan intervalos de capas rojas de arcilla hasta de 5 cm de espesor.
	2512.8	8244.1		
3	2512.8	8244.1	12.8	Areniscas con cemento calcáreo, similar a la facie 1, con mayor contenido de materia orgánica, con clastos de cuarzo, intervalos de conglomerados hasta de 10 cm de espesor y contenido de arcilla.
	2516.7	8256.9		
4	2643.2	8671.9	18	Shale fisil de color gris, con fragmentos de conchas, no reacciona al HCl, indicando ausencia de material calcáreo
	2648.7	8689.9		
3	2648.7	8689.9	51.2	Areniscas con cemento calcáreo, similar a la facie 1, con mayor contenido de materia orgánica, con clastos de cuarzo, intervalos de conglomerados hasta de 10 cm de espesor y contenido de arcilla.
	2664.3	8741.1		
2	2653	8704	3	Areniscas calcáreas fosilíferas, intercaladas con capas arcillosas de hasta 0,5 cm, con incremento hacia el tope de la facie, aumenta el contenido de fosiles.
	2653.9	8707		
4	2653	8704	10.9	Shale fisil de color gris, con fragmentos de conchas, no reacciona al HCl, indicando ausencia de material calcáreo
	2656.3	8714.9		
3	2653	8704	27.9	Areniscas con cemento calcáreo, similar a la facie 1, con mayor contenido de materia orgánica, con clastos de cuarzo, intervalos de conglomerados hasta de 10 cm de espesor y contenido de arcilla.
	2661.5	8731.9		
2	2664.3	8741.1	13.8	Areniscas calcáreas fosilíferas, intercaladas con capas arcillosas de hasta 0,5 cm, con incremento hacia el tope de la facie, aumenta el contenido de fosiles.
	2668.5	8754.9		
1	2668.5	8754.9	110.3	Arenisca de grano medio, intervalos de conglomerados, subredondeados y bien sorteados, con laminaciones de limos.
	2702.1	8865.2		

Figura 13. Descripción de núcleos de perforación para el pozo B-41, a partir de la información presentada en *Campbell, T.J., 2014.*

Una vez analizada la información de núcleos se realiza un modelo de propiedades petrofísicas básicas, donde se determina contenido de arcilla, porosidad efectiva y saturación de agua, así como una interpretación de litotipos a partir del modelo de *Vsh y de los registros GR, PHIE, ILD, DTp y RHOB.*

Para el cálculo del volumen de arcilla (Vsh) se tuvo en cuenta el registro de Gamma Ray (GR), y la ecuación 8:

$$V_{sh} = \left(\frac{GR_{Log} - GR_{sand}}{GR_{sh} - GR_{sand}}\right) \quad (8)$$

Donde,

Grlog: medida del registro

Grsand: Gamma ray para una arenisca limpia

GRsh: Gamma ray para la lutita.

A partir de los registros de pozos y los registros modelados para completar el listado de propiedades se interpretaron los modelos 1D de litotipos, para los cuales se definieron las facies características, correlacionables con lo encontrado en la descripción de núcleos. Para este análisis se crearon los *Cross-Plot* de *Vshale Vs RHOB y DTp* para realizar una interpretación multi-pozo, y definir a partir de conceptos sedimentológicos (contenido de arcilla, contenido de carbonato) 8 litotipos (Figura 14): Areniscas Calcáreas, Areniscas con cemento calcáreo, areniscas limpias, areniscas limosas, lutitas, arcillolitas, margas y arcillolitas calcáreas.

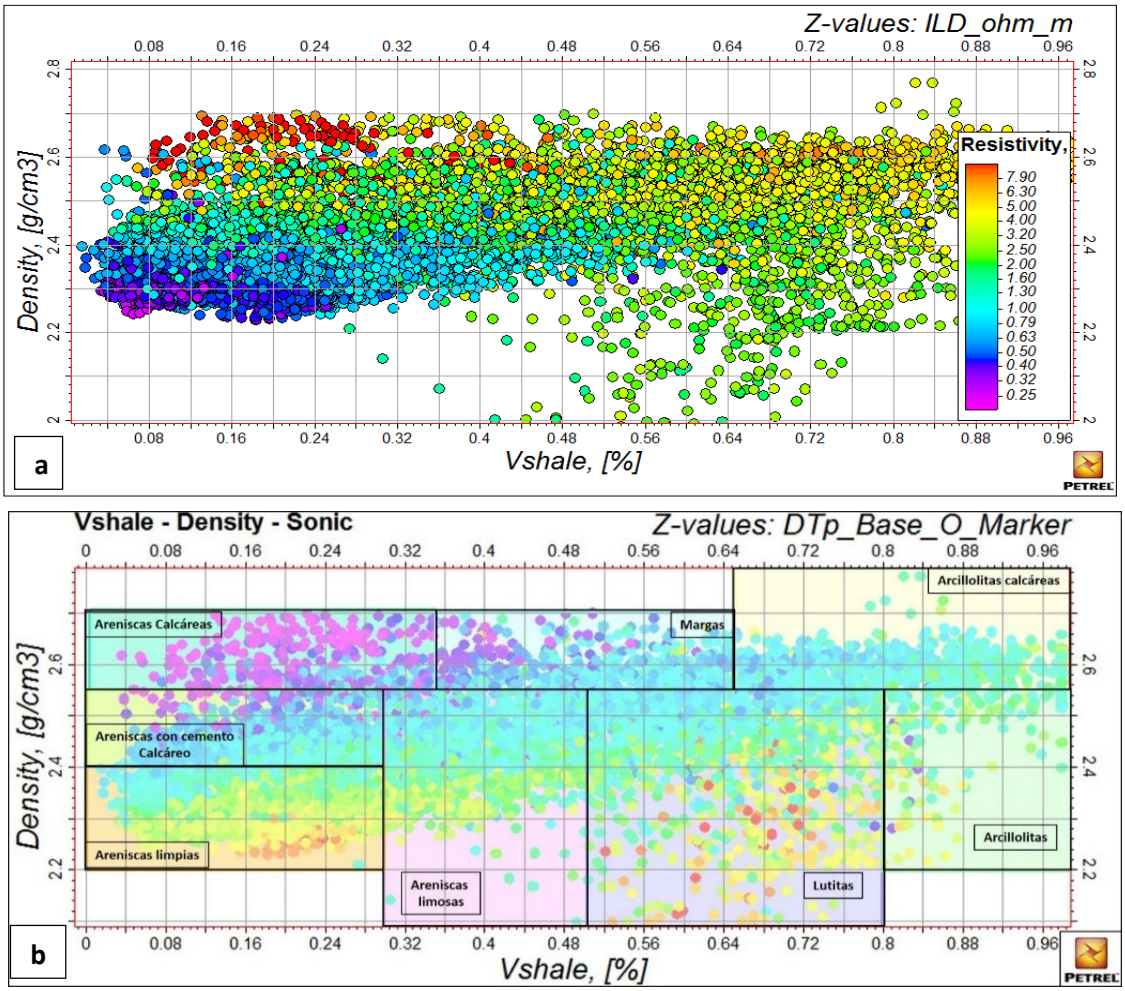


Figura 14. Correlación para la clasificación de litotipos a partir de los registros de densidad, Vshale y Sónico de los pozos B-41 y L-30.

3.2.2 Estimación Velocidad de Onda S (V_s) Los pozos localizados en el área de Penobscot no cuentan con registros de velocidad de onda S, por tanto, se generó el modelo 1D de velocidad de onda S para cada pozo teniendo en cuenta los litotipos definidos previamente. Para ello, se tuvo en cuenta las correlaciones para velocidades de onda S y onda P para diferentes litotipos propuestos por *Greenberg & Castagna (1992)* (Figura 15).

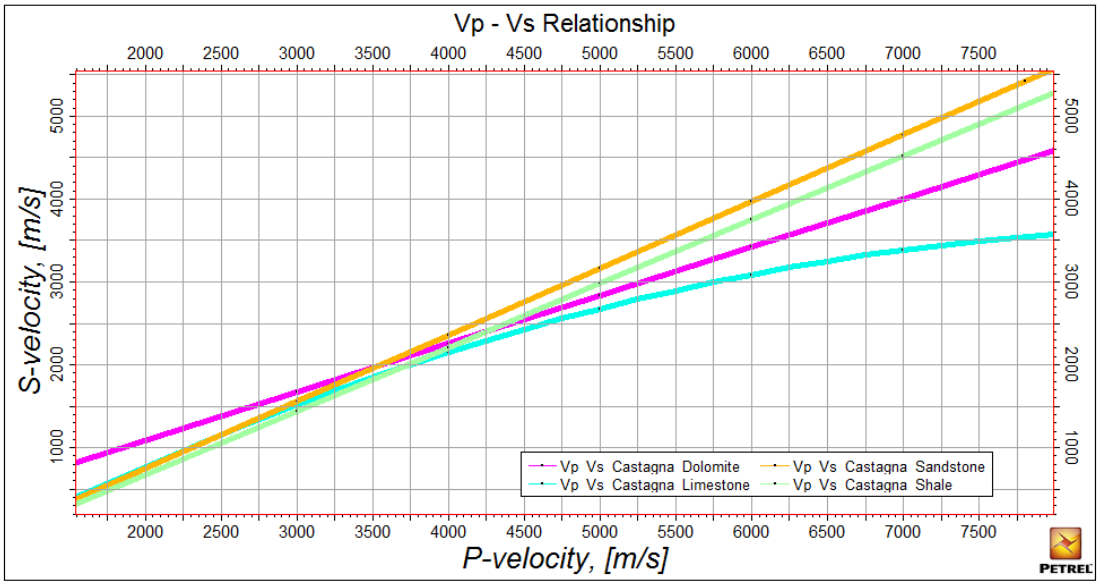


Figura 15. Crossplot para la estimación del Vs, a partir de la velocidad de onda P para diferentes litotipos, tomado de Geenberg & Castagna (1992).

De estas correlaciones la relación obtenida para Areniscas fue de gran ayuda para asociar los litotipos como areniscas limpias, y la curva de Shale, permitió relacionar litologías como arcillolitas y lutitas. Para litotipos tales como areniscas limosas o margas interpretados por registros de pozo se definieron siguiendo la siguiente ecuación 9 (Illidge, 2017):

$$V_s(V_p, Vsh) = \boldsymbol{V_s\ Upper\ Limit}(V_p) * (1 - Vsh^a) + \boldsymbol{V_s\ Lower\ Limit}(V_p) * Vsh^a \qquad (\mathbf{9})$$

Donde,

V_p corresponde con la velocidad de la onda P

Vsh al volumen de arcilla.

Para la ecuación 16, la expresión de color naranja corresponde con el límite superior que para este estudio se asocia a la curva de obtenida por *Greenberg & Castagna (1992)* para litologías arenosas, y la expresión de color azul se asocia a la curva de calizas; esto permitió los modelos 1D de Vs para litologías relacionadas a las areniscas calcáreas (Figura 16).

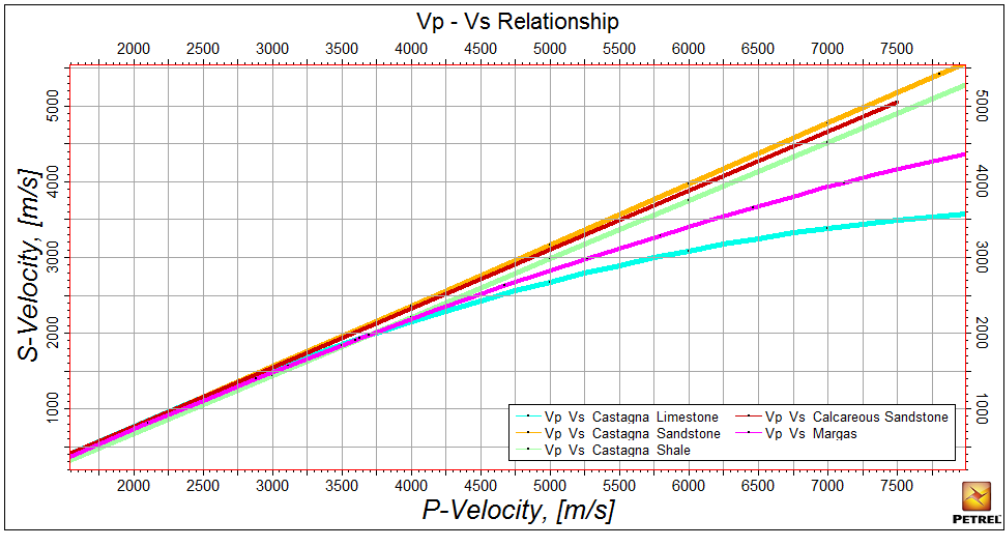


Figura 16. Estimación de la velocidad Vs para margas y areniscas calcáreas, a partir de la velocidad de onda P y velocidad de la onda S.

Debido a que en el pozo L-30 no se cuenta con la información del registro NPHI (porosidad neutrón) se hizo necesario generar modelos sintéticos de dicha propiedad a partir de las tendencias de los datos ilustrados en el *crossplot* de Sónico de Onda P vs Porosidad definidas para el intervalo de *Base O' Marker* (Figura 17).

La ecuación utilizada para estimar la porosidad total a partir de las funciones ilustradas en la Figura 17 corresponde con la siguiente ecuación 10 (Illidge, 2017):

$$\phi(V_p, Vsh) = \boldsymbol{\phi\ Upper\ Limit}(\boldsymbol{V_p}) * \boldsymbol{Vsh^a} + \boldsymbol{\phi\ Lower\ Limit}(\boldsymbol{V_p}) * (\mathbf{1} - \boldsymbol{Vsh^a}) \quad (\mathbf{10})$$

Donde,

V_p: Corresponde a la velocidad de la onda P.

Vsh: Corresponde al volumen de arcilla.

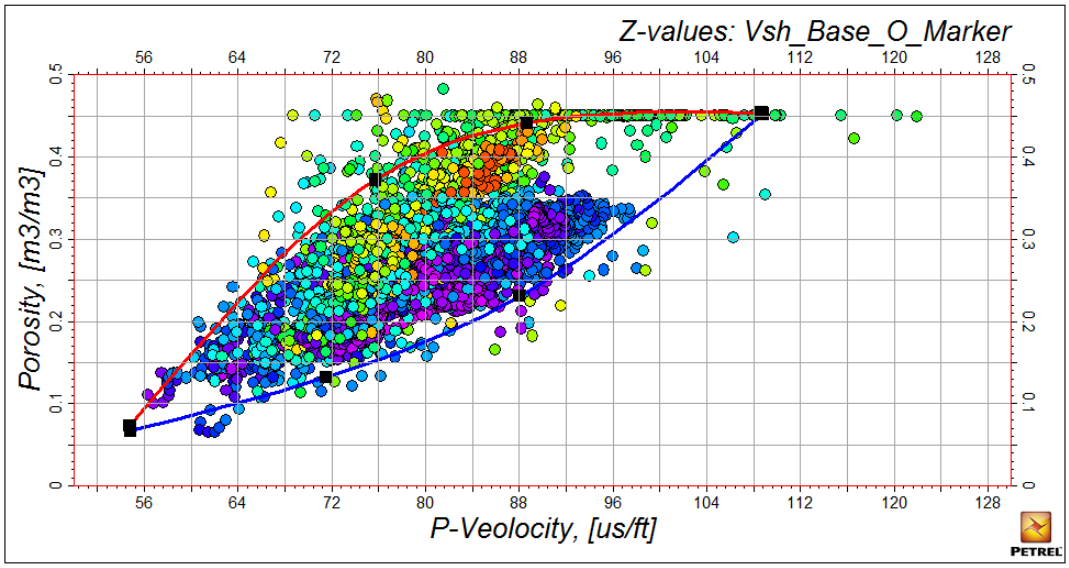


Figura 17. Crossplot para la estimación de la porosidad total a partir de la velocidad de onda P y Vshale.

Una vez obtenido el modelo de porosidad para el pozo faltante se estimó la porosidad efectiva (PHIE), dada por la ecuación 11.

$$PHIE = \phi_T * (1 - V_{sh}) \quad \textbf{(11)}$$

siendo ϕT la porosidad total, definida por el promedio de las porosidades; Neutrón (ϕN) que corresponde a medida del registro del mismo nombre y la porosidad densidad (ϕD) calculada por medio de la siguiente ecuación 12 y 13.

$$\phi_T = \left(\frac{\phi_D + \phi_N}{2}\right) \quad \textbf{(12)}$$

$$\phi_D = \left(\frac{\rho_m - \rho_{log}}{\rho_m - \rho_f}\right) \quad \textbf{(13)}$$

Donde,

ρ_m: es la densidad de la matriz

ρ_{log}: medida del registro densidad

ρ_f: densidad del fluido

Para la estimación de la saturación de fluido, la resistividad del agua de formación se calculó por el método de Rwa, aplicando la ecuación 14, 15, y 16 de Archie:

Ecuación de Archie

$$s_w = \left(\frac{aRw}{\phi_{effec}^{m} R_t}\right)^{1/n} \quad \textbf{(14)}$$

$$Rwa = R_t \phi_{Total}^{2} \quad \textbf{(15)}$$

$$s_w = \left(\frac{Rw}{\phi_{effec}^{2} R_t}\right)^{1/2} \quad \textbf{(16)}$$

Considerando para el coeficiente de tortuosidad (a) valores de 1, para el exponente de cementación (m) un valor de 2 y para el exponente de saturación (n) un valor de 2 en una zona con una saturación de agua de 100 %. La evaluación petrofísica tanto para el pozo B-41 y L-30 corresponden con una intercalación de materiales arenosos (areniscas limpias, areniscas calcáreas) con materiales arcillosos (arcillolitas, margas), los resultados de la evaluación por saturación y su calibración con pruebas de formación, evidenciaron la presencia de hidrocarburos en varios niveles de areniscas del área de interés (Figura 18).

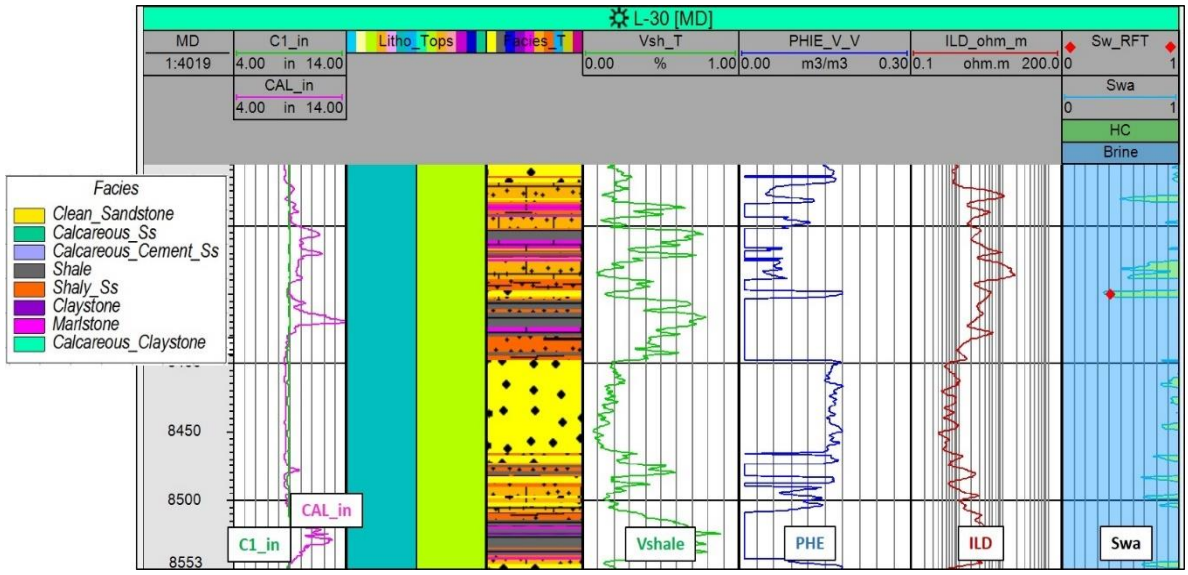


Figura 18. Propiedades petrofísicas Vshale, PHIE, ILD y Swa.

Una vez generados todos los modelos 1D de propiedades tales como el Vshale, NPHI, RHOB, Vp y Vs para el pozo L-30, se presenta en la figura 19 los registros finales obtenidos para los pozos.

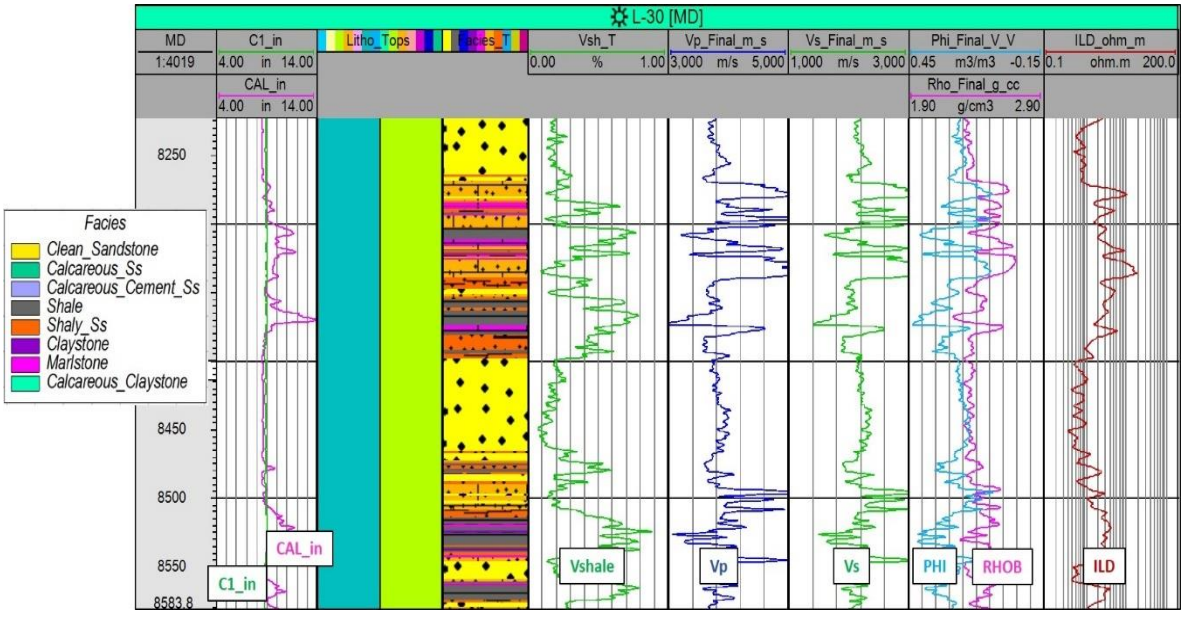


Figura 19. Modelos 1D de propiedades y litotipos para el pozo L-30.

3.2.3 Propiedades elásticas La respuesta de un objeto que es sometido a un esfuerzo puede asociarse a deformaciones que pueden ser elásticas, plásticas o de ruptura. Para el caso de las ondas sísmicas los esfuerzos son muy pequeños y la respuesta de los materiales correspondería a deformaciones elásticas, que dependen de las propiedades intrínsecas de los componentes como son la matriz y el contenido de fluidos. Una vez generado los modelos 1D de propiedades petrofísicas en la fase anterior, fue posible estimar un listado de propiedades elásticas del intervalo correspondiente al yacimiento, tales como: Relación de Poisson, Modulo de corte, Modulo de Young, Modulo volumétrico, Parámetro de Lamè Lambda, Relación Vp/Vs, Impedancia acústica, impedancia de corte (Figura 21).

Con los modelos de litotipos y las propiedades elásticas del área de *Base O' Marker* se generaron *crossplot* en los cuales se definieron que las propiedades elásticas que muestran un mayor contraste de los litotipos interpretados, es el de impedancia acústica y relación Vp/Vs (Figura 22), las tendencias ahí mostradas evidencian la variación en los litotipos, y está marcado principalmente por la acción del modelo 1D de Vs.

Para estimar la relación existente entre las propiedades elásticas (impedancia elástica a un ángulo chi χ especifico) y propiedades petrofísicas (porosidad total), fue necesario emplear la técnica de impedancia elástica extendida (EEI). Según *Whitcombe et al 2002*., este concepto está basado en la versión normalizada del concepto de impedancia elástica. Puede ser usado para estimar k, λ, μ, AI, Vp/Vs, etc., y otros parámetros petrofísicos del reservorio a partir de la creación de una sección de reflectividad para parámetros específicos (Hampson et al., 2005). Para emplear este método, fue necesario contar con los registros de onda P, S y densidad de los dos pozos (L-30 y B-41), así como el registro de porosidad que corresponde con el registro objetivo, la sísmica pre-apilada y el volumen de *angle gather* generado previamente en la inversión simultánea.

Posteriormente, para usar EEI se debió determinar el mejor ángulo chi (χ) para un parámetro (porosidad), para ello fue necesario cross-correlacionar el parámetro objetivo de los datos de pozos con los valores EEI también derivados del dato del pozo y registrar en la gráfica resultante el máximo valor de correlación necesario para el paso de la inversión (Figura 20). El mejor ángulo chi corresponde con 40.5, con esto, se puede entonces crear el modelo de reflectividad (Figura 44), de la combinación de los volúmenes gradiente (A) – intercepto (B) obtenidos de la inversión AVO, usando la ecuación 17 y 18.

$$\boldsymbol{R} = A + B\tan\chi \quad \textbf{(17)} \qquad \boldsymbol{Rx} = ACos\chi + BSin\chi \quad \textbf{(18)}$$

Donde, **A** es el intercepto y **B** gradiente

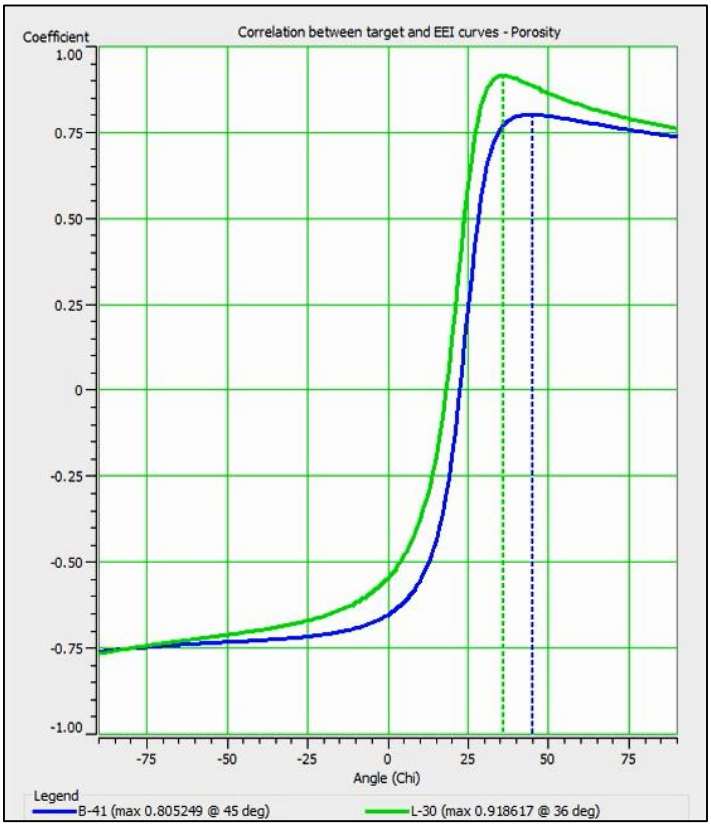


Figura 20. Correlación entre curva EEI – Porosidad.

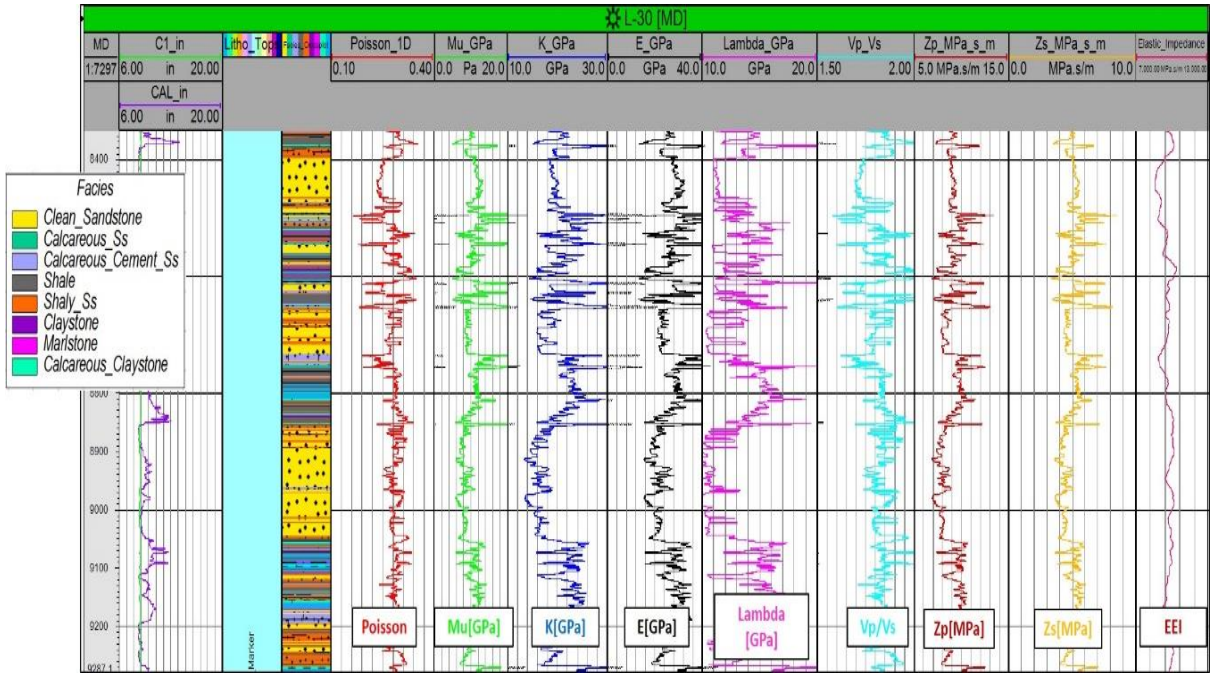


Figura 21. Modelos 1D de propiedades elásticas y litotipos para el pozo L-30.

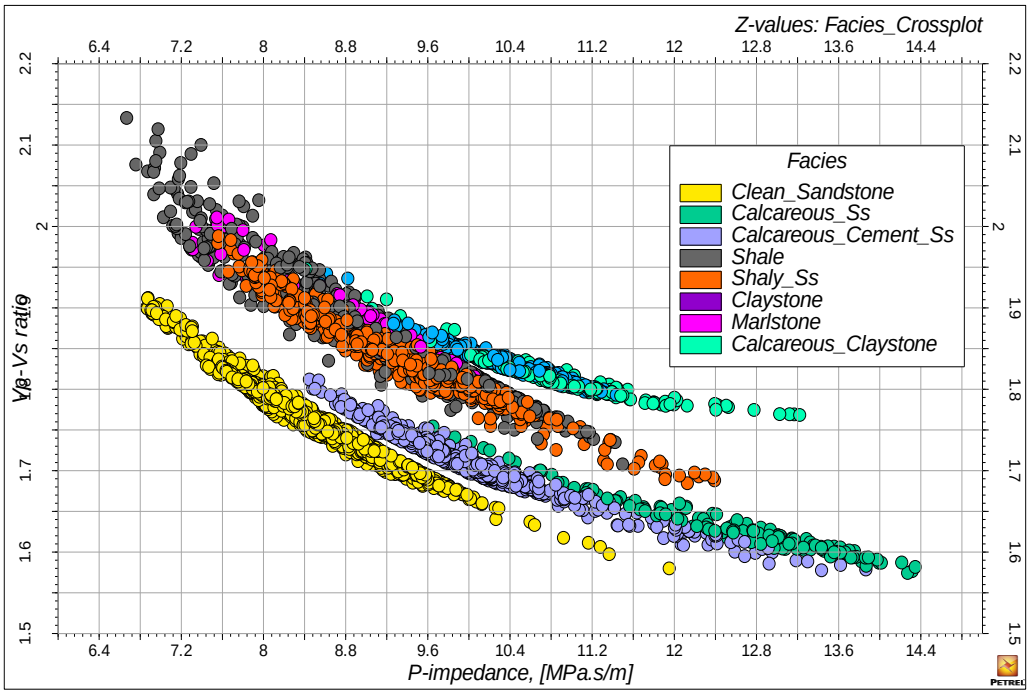


Figura 22. Crossplot Impedancia acústica vs Vp-Vs y facies definidas para los pozos B-41 y L-30.

3.2.4 Amarre Sísmica – Pozo El amarre de la sísmica con los pozos B-41 y L-30 se realizó utilizando la herramienta Hampson & Russell, cuyos datos de entrada requeridos para la realización de este proceso son: registro sónico de onda P (DTp), la trayectoria de los pozos, los topes de las formaciones definidos previamente y el registro de densidad volumétrica (RHOB), a partir del cual se calculan los coeficientes de reflexión de cada interfase para generar la serie de reflectividad. Posteriormente, se utilizó una ondícula a fase cero, que fue extraída de manera estadística del volumen sísmico, con el fin de correlacionar la información de pozo con sísmica. El modelo de ondícula es de vital importancia debido a que proporciona el filtro de la serie de reflectividad con base en el modelo convolucional de la traza sísmica, permitiendo la correlación sísmica-pozo, donde se relacionan la información sísmica que refleja amplitudes positivas y negativas en función de los cambios o contrastes de impedancia acústica, con la información a detalle obtenida del pozo. Durante este proceso se obtuvo una ondícula particular para cada pozo, sin aplicar estiramientos o encogimientos del sismograma sintético de tal forma que no se alterara el perfil de velocidades resultantes. En la Figura 23 se puede observar el resultado del amarre sísmica-pozo y la obtención de un buen coeficiente de correlación que se encuentra por encima de 0.5.

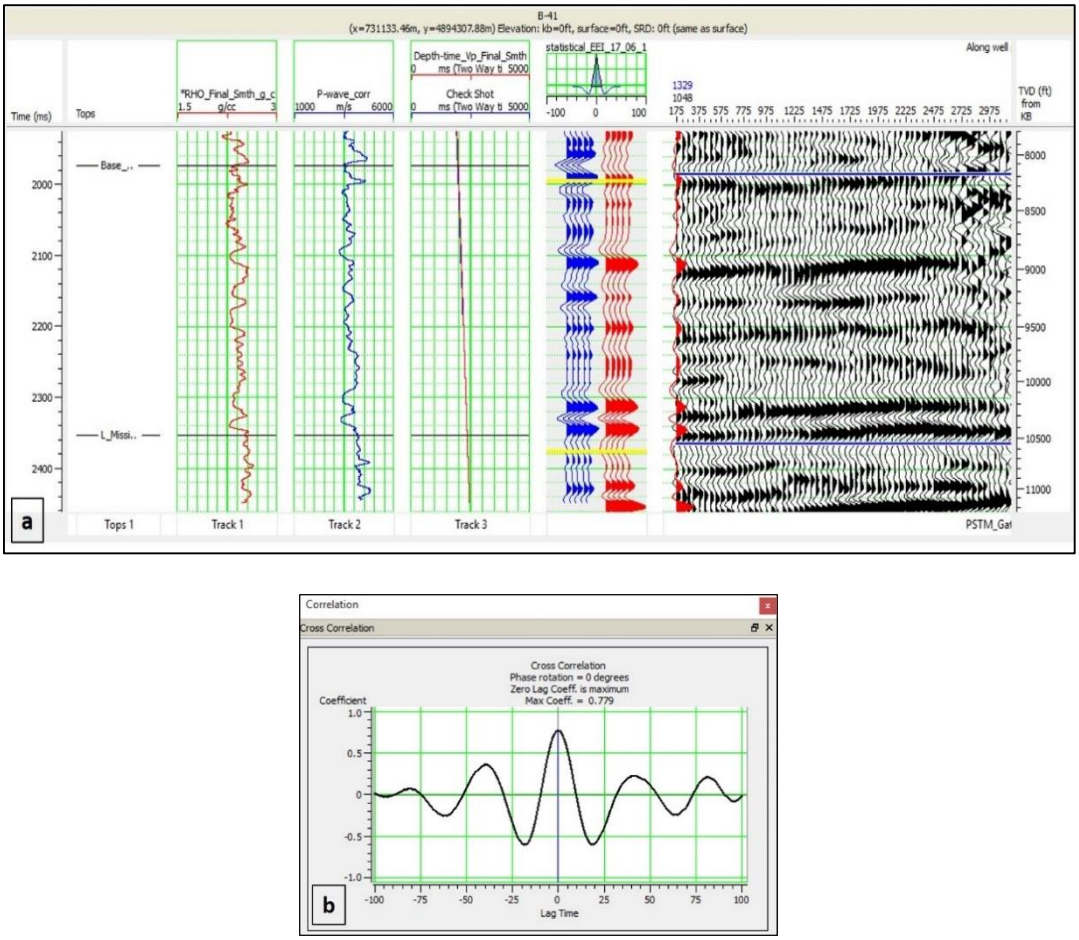


Figura 23. Se ilustra el amarre sísmica – Pozo realizado en este caso para el pozo B-41, con coeficiente de correlación de 0.779

3.2.5 Adecuación del volumen sísmico & Atributos Posterior al proceso de amarre sísmica-pozo el siguiente paso es la interpretación estratigráfica y estructural del área de interés, para lo cual previamente se debió realizar una adecuación del volumen sísmico *PSTM (*Figura 24*)*, con el fin de obtener una mejor resolución sísmica a partir de la aplicación de diferentes atributos estratigráficos y geométricos. Para el primer caso, se aplicó un filtro de buzamiento guiado sobre la sísmica original que corresponde con el *Dip-steered Median Filter – DSMF y posteriormente se estimó el modelo de Amplitud RMS* permitiendo observar una mejor continuidad de los reflectores presentes en el área de interés, mientras que para el segundo caso, se aplicó un filtro de mejora de

la definición de las discontinuidades de los reflectores denominado *Fault Enhancement Filter – FEF y a partir del cual se generó el modelo de Coherencia,* lo que permitió resaltar las discontinuidades de los reflectores. Estos atributos se obtuvieron del procesamiento realizado en el software OpendTect y como evidencia de ello las Figura 25, 23, 24 ilustran el resultado del modelado de cada uno de los atributos mencionados anteriormente en una sección (*Random line*) para el área de Penobscot comprendida entre el horizonte superior Base O' Marker y el horizonte inferior Lower Missisauga.

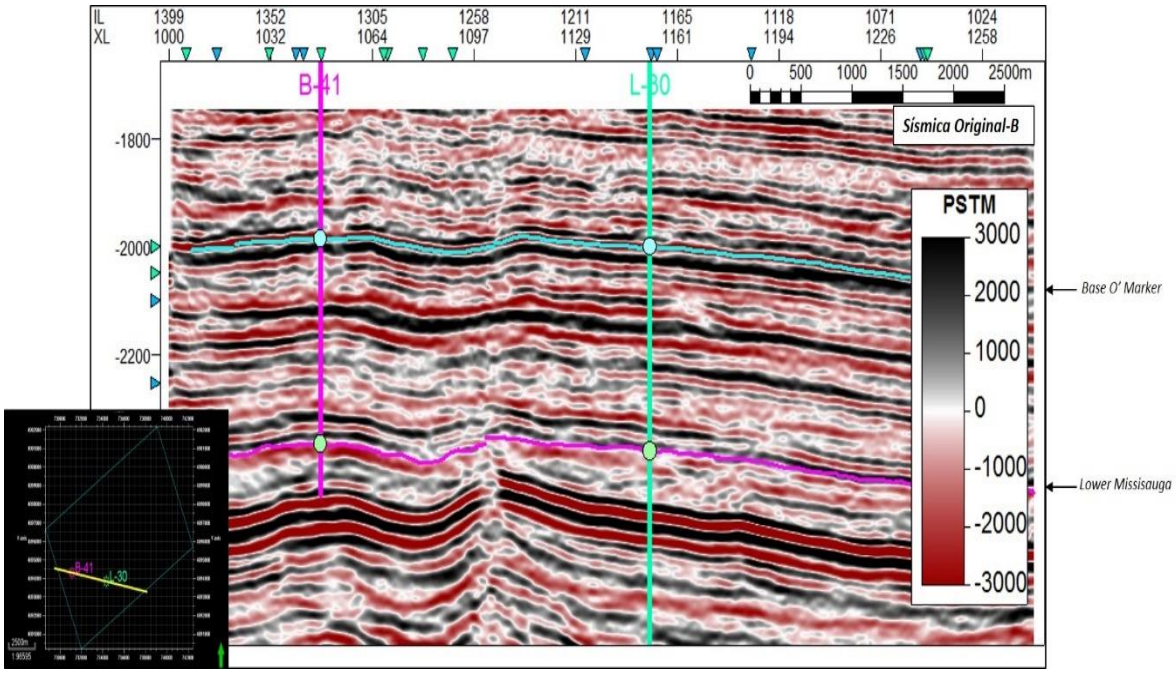


Figura 24. Sísmica original con la localización de los dos pozos a) B-41 y b) L-30 del área en estudio.

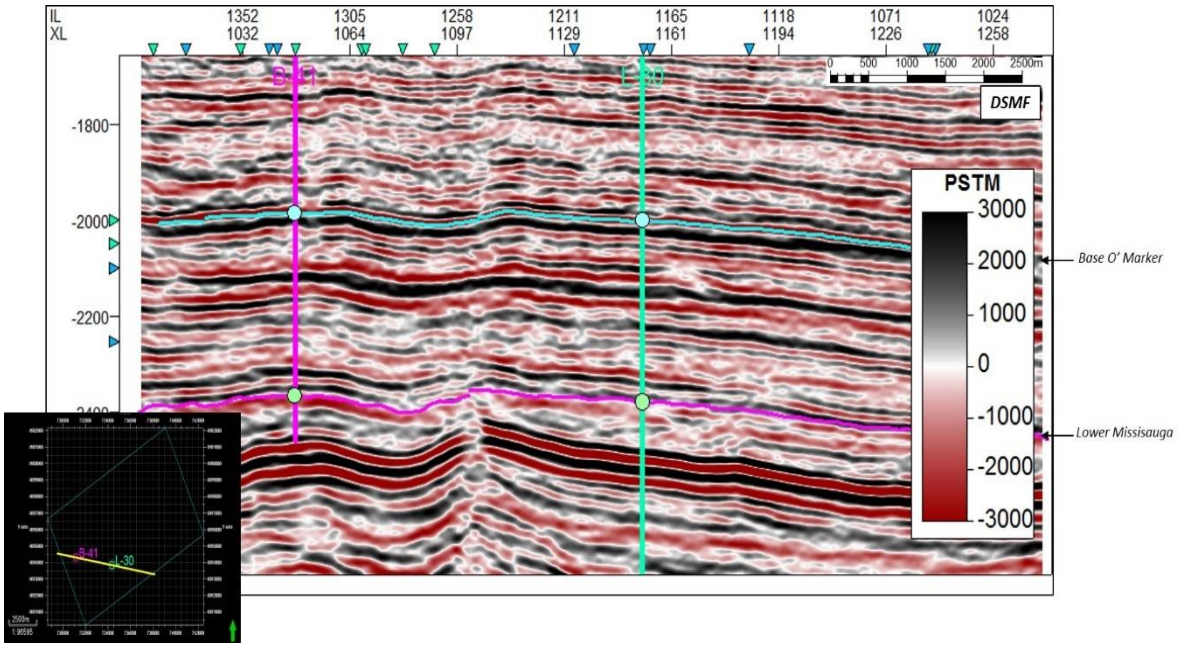


Figura 25. Acondicionamiento de la imagen sísmica partiendo con la generación del atributo *Dip-steered Median Filter – DSMF y localización de los pozos a) B-41 y b) L-30.*

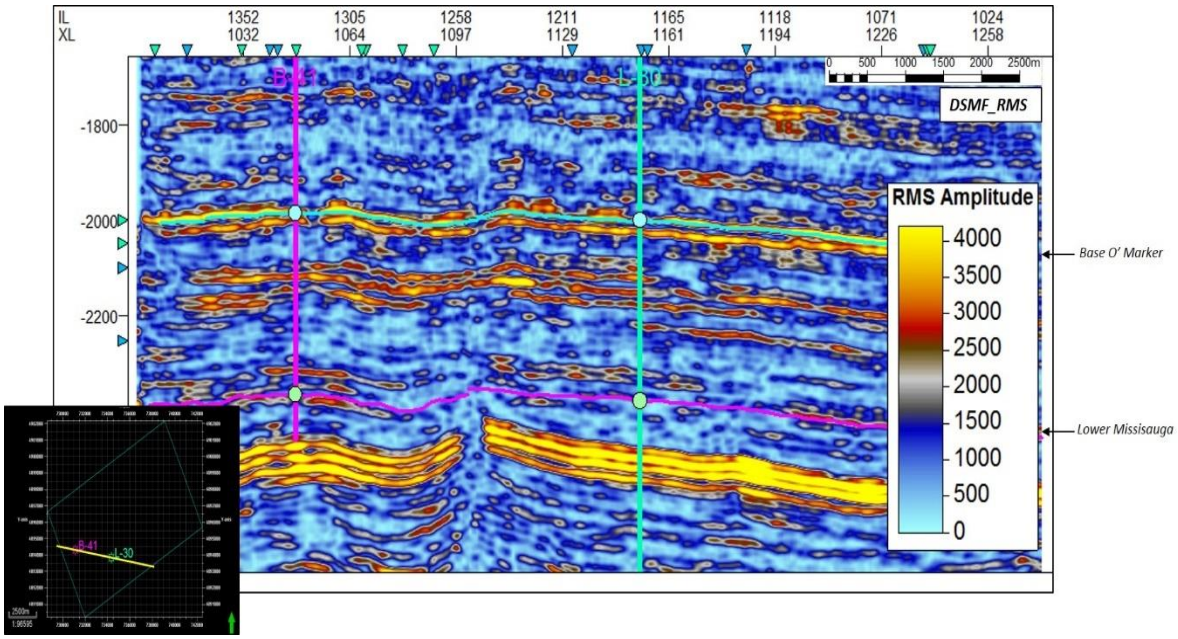


Figura 26. Modelo de amplitud RMS y localización de los pozos a) B-41 y b) L-30.

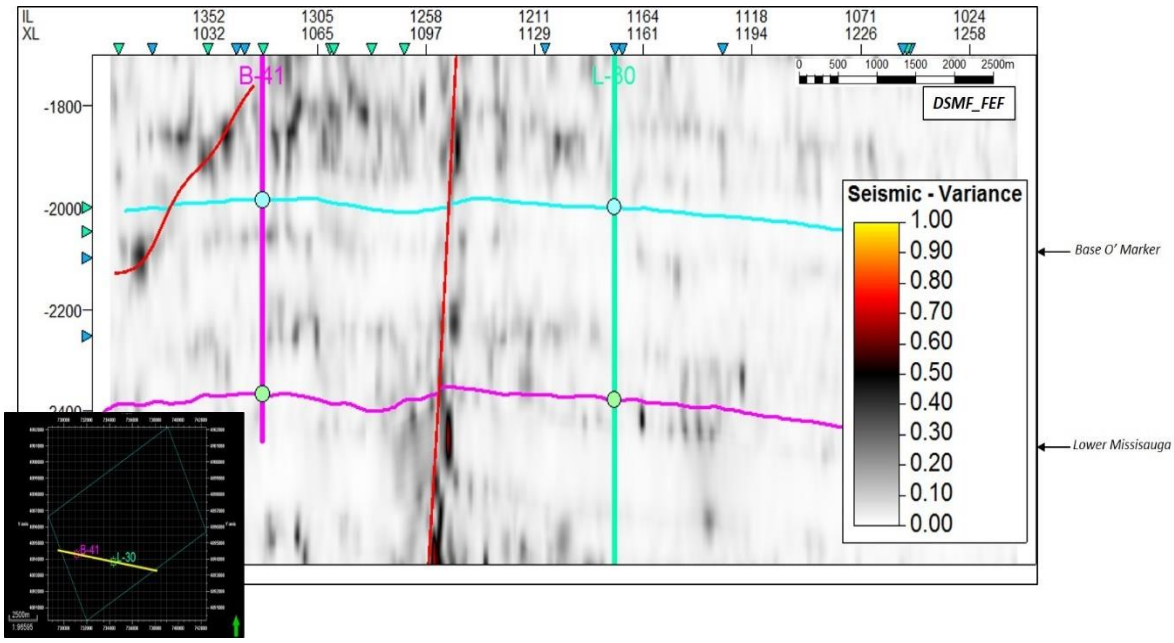


Figura 27. Modelo de Coherencia *y localización de los pozos a) B-41 y b) L-30.*

3.2.6 Interpretación estructural & estratigráfica La fase de interpretación fue ejecutada en los paquetes software Petrel & OpendTect. Para ello, fue necesario exportar todos los volúmenes de atributos sísmicos generados en OpendTect e importarlos en Petrel, de tal forma que facilitara la interpretación estructural y los horizontes guía de la interpretación estratigráfica del intervalo de interés. El primer paso de la interpretación inició con la interpretación de fallas geológicas que afectan la continuidad de los horizontes limitados hacia el tope por "*Base O' Marker*" y hacia la base "*Lower Missisauga*", el atributo empleado para este fin fueron los atributos FEF y Coherencia de los cuales fue posible definir 4 fallas en el intervalo de interés; dos ellas principales, que fueron cartografiadas hacia el centro del volumen sísmico con orientación SW-NE y las otras dos de menor extensión con orientación NW-SE (Figura 28). Una vez definidas las fallas principales se procedió a la interpretación de los horizontes, correspondiente a los topes del intervalo de interés (*Base O' Marker – Lower Missisauga*) (Figura 29); Para la interpretación de dichos horizontes fue necesario emplear los atributos estratigráficos *DSMF y RMS*, así como el análisis de la continuidad

y amplitud de los reflectores. Las facies sísmicas encontradas en el intervalo a evaluar corresponden principalmente con reflectores con alta amplitud y alta continuidad, intercalados con reflectores de baja amplitud y en algunas ocasiones con baja continuidad. Estas facies representan un ambiente de sedimentación cambiante, marcado por el ascenso y descenso del nivel del mar, definido por cuatros ciclos de transgresión distintos, evidenciados en las litologías presentes de los núcleos de perforación (*Campbell, T.J., et al., 2015*).

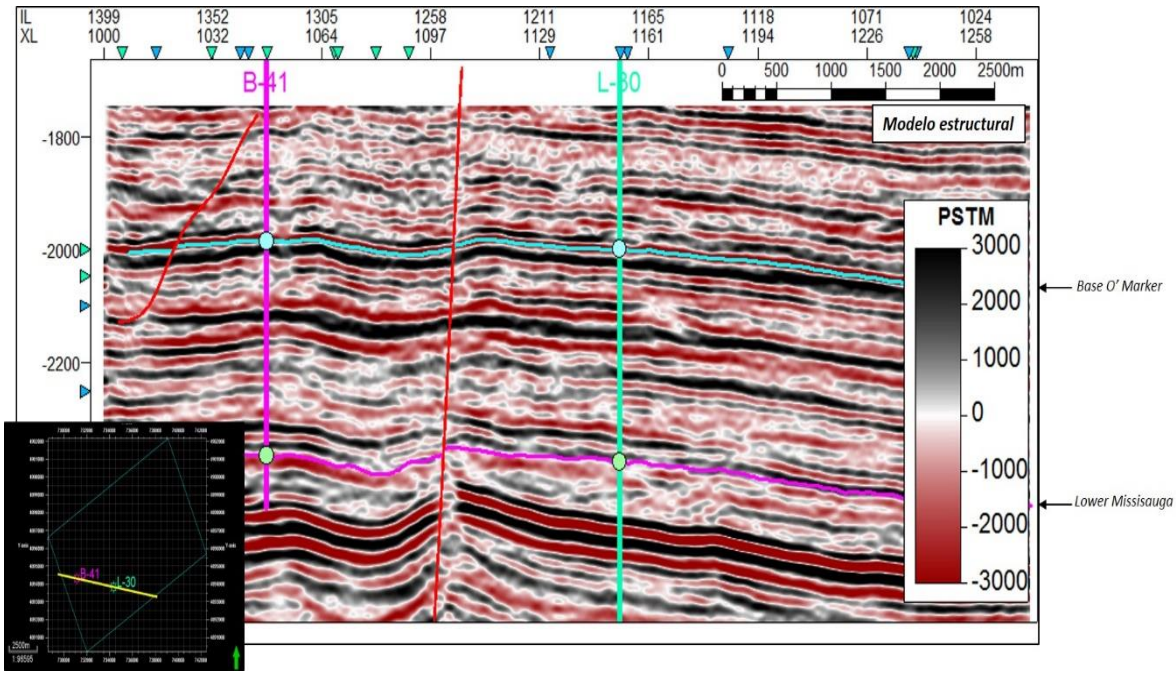


Figura 28. Fallas interpretadas para la construcción del modelo estructural 3D.

A partir de la interpretación realizada de los horizontes y fallas, se generó el modelo estructural 3D (Figura 30, Figura 31) del área de estudio comprendida entre *Base O' Marker y Lower Missisauga*. Ahora, con el fin de obtener un modelo más robusto de esta información, y que proporcionara a futuro un buen modelo de bajas frecuencias, se procedió a generar un modelo de horizontes (*Horizon Cube*) del intervalo de interes, que respetara los rasgos estratigráficos y

estructurales de dicho intervalo y tomando como referencia los dos horizontes y las 4 fallas interpretadas previamente.

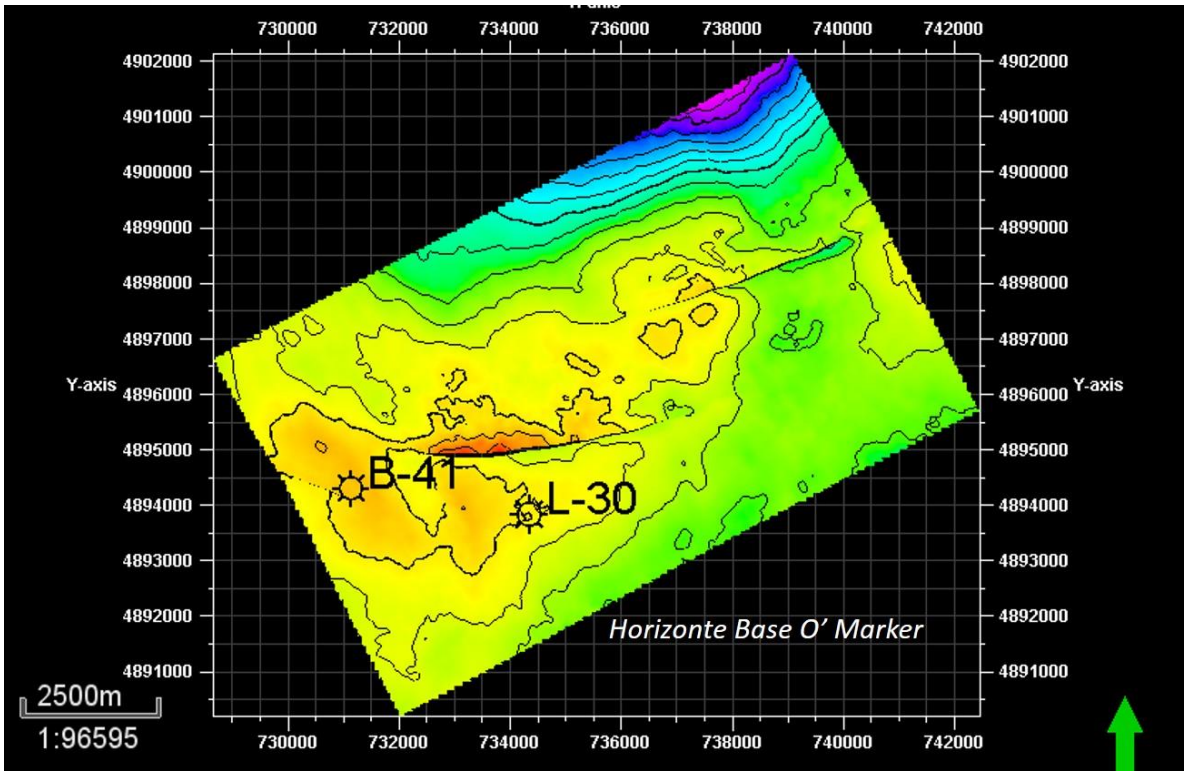


Figura 29. Interpretación de los horizontes, *Base O' Marker*.

Como resultado, el modelo obtenido del procesamiento del *Horizon Cube* contiene un total de 254 horizontes que serán de gran ayuda para los procesos futuros durante la inversión sísmica a diferencia de lo que hubiese sido usar dos horizontes. Este proceso fue posible con el uso de la herramienta *OpendTect* (Figura 32).

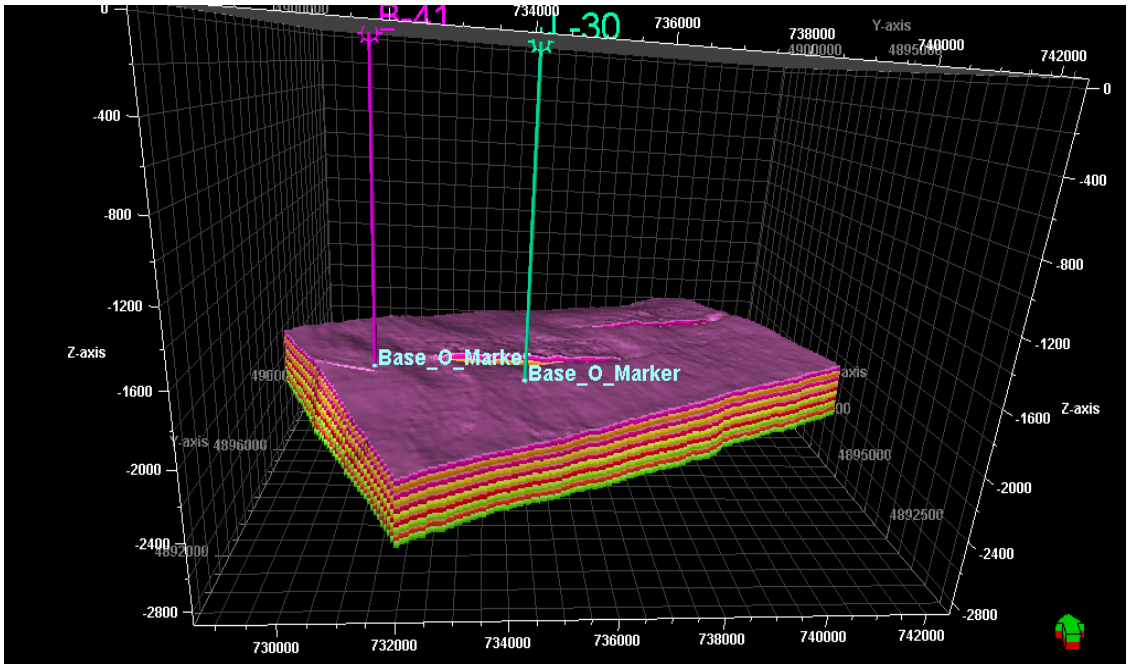


Figura 30. Modelo estructural 3D, generado a partir de la interpretación de los horizontes y fallas.

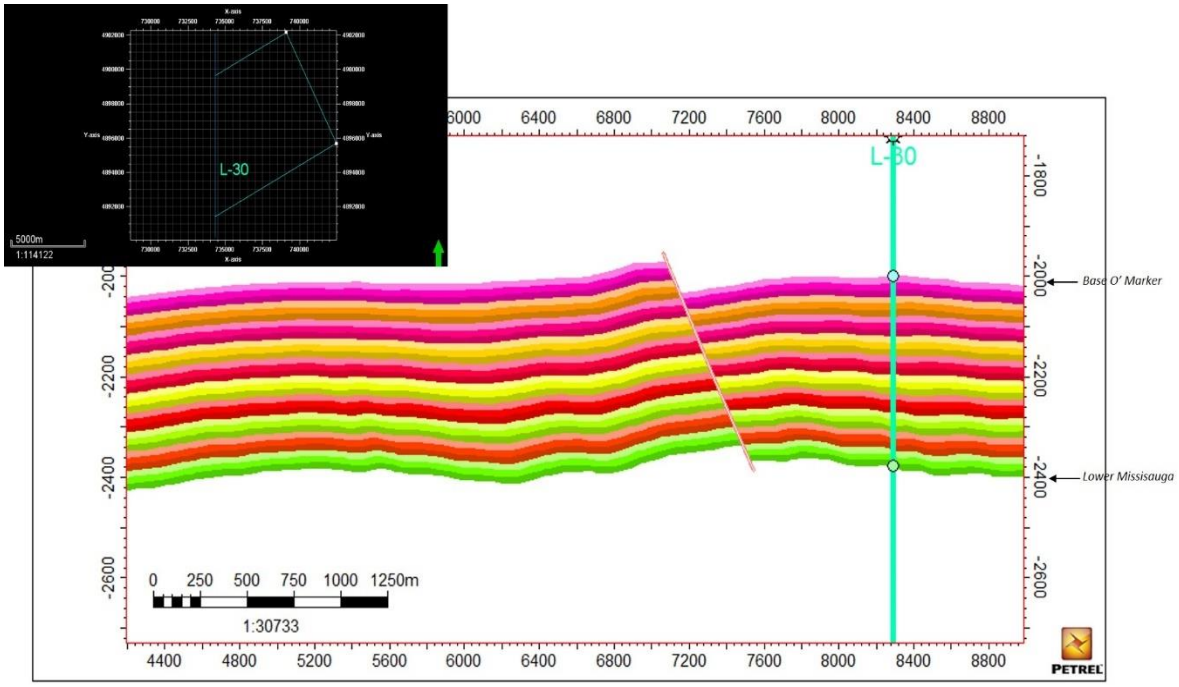


Figura 31. Sección del modelo estructural 3D.

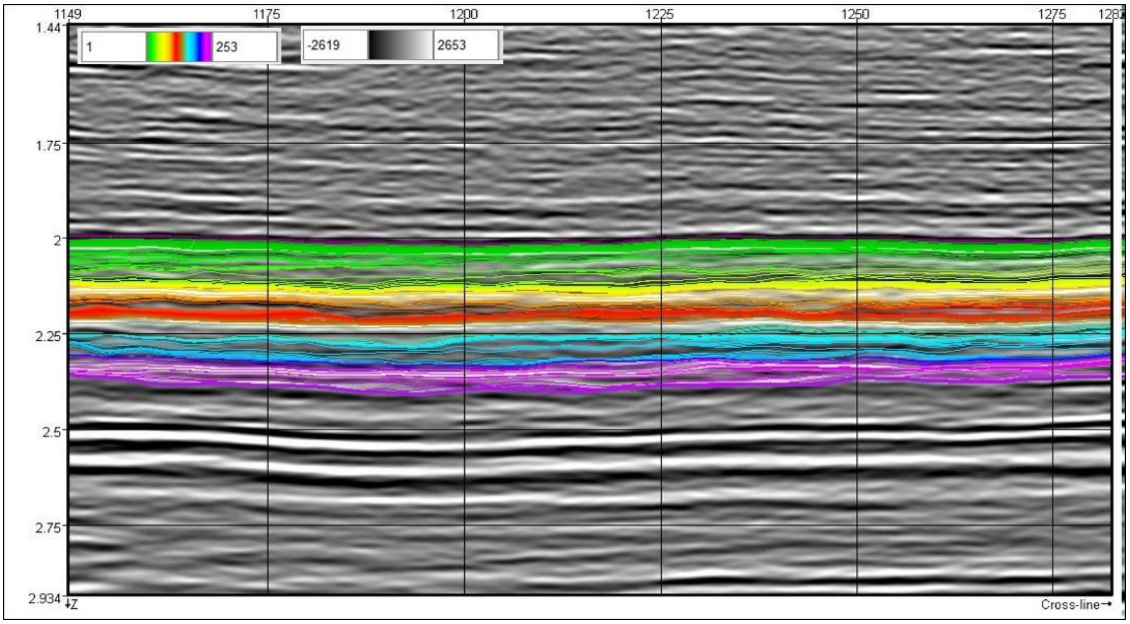


Figura 32. Modelo de horizontes 3D detallado aplicando el horizon cube con el software OpendTect. Se generaron 254 horizontes para esta sección.

3.2.7 Inversión Sísmica Para esta fase fue necesario realizar 3 tipos de inversiones; Inversión Simultanea Pre-apilado, Inversión AVO y por último Inversión Elástica Extendida (EEI), con el fin de obtener una relación entre los datos petrofísicos y las propiedades elásticas, logrando definir el ángulo de incidencia para el cual el valor de impedancia elástica presenta la mayor correlación con la información de porosidad total del yacimiento.

3.2.8 Inversión Pre-apilado Esta inversión pre-apilada también es conocida como inversión simultanea porque las impedancias P y S son calculadas junto con la densidad, lo que permite analizar el contenido de fluidos de un reservorio. Esta inversión requiere un modelo inicial (o modelo de baja frecuencia) que definiera los parámetros sísmicos interpretados, tales como la velocidad, reflectividad o impedancia, permitiendo definir el área de estudio en términos más geológicos (propiedades de la roca) que solo como reflectores sísmicos, obteniendo un modelo

estratigráfico lo más cercano posible a la realidad. Este modelo, permitió realizar el análisis de la inversión para determinar los mejores parámetros de inversión (Hampson et al., 2005).

Para dar comienzo al análisis de la inversión pre-apilada, fue necesario generar el modelo de baja frecuencia construido a partir del modelo detallado de horizontes obtenido previamente (Figura 33), con el fin de garantizar que este modelo guarde relación con los rasgos estratigráficos y estructurales interpretados para el área de interés.

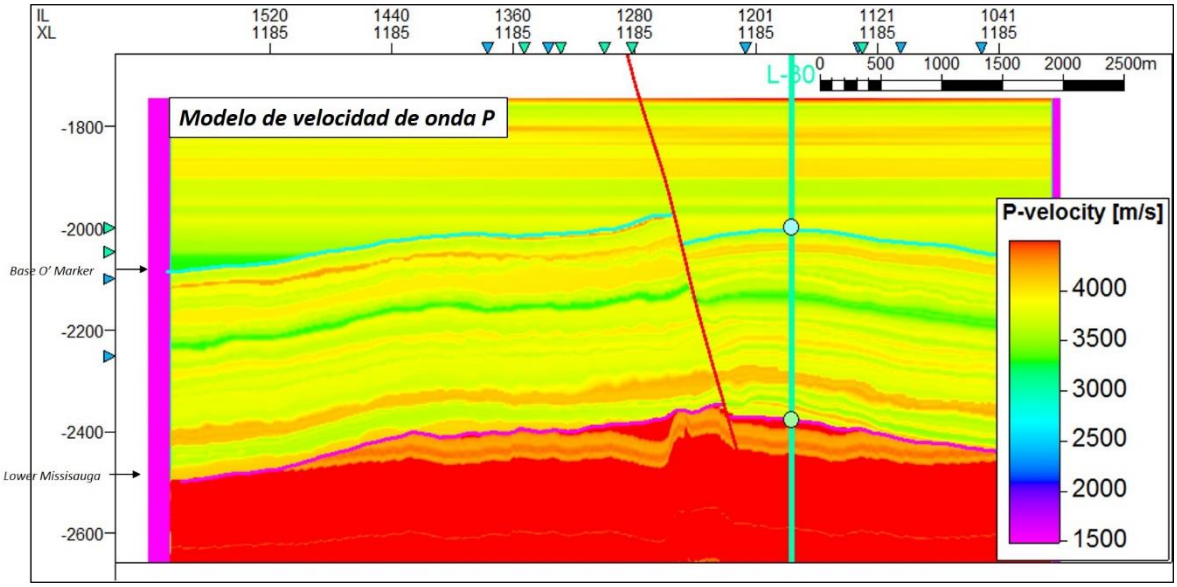


Figura 33. Modelos de baja frecuencia (Vp) generados a partir de 254 horizontes obtenidos del *Horizon Cube.*

Con el modelo de baja frecuencia generado, fue necesario convertir los CDP Gathers del dominio del offset al dominio de ángulo de incidencia denominados *CDP angle gather,* puesto que la inversión se realizó sobre datos pre-apilados, en el dominio del ángulo de incidencia *(*Figura 34*)*. Posteriormente, se hizo necesario realizar un amarre con los pozos y obtener 3 ondículas; para offsets lejanos, medios y cercanos y obtener del análisis de inversión los mejores parámetros que

presenten el mejor ajuste para correr la inversión a partir del *crossplot* entre *Zs vs Zp* y *Densidad vs Zp* (Figura 35).

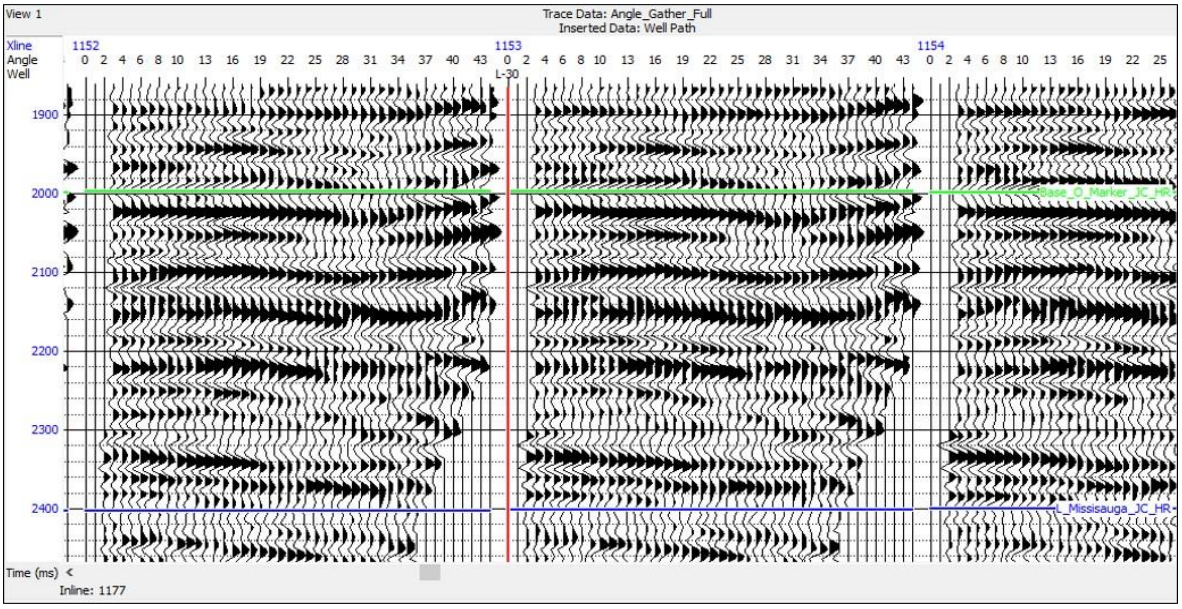


Figura 34. Volumen de angle gather generado en el software Hampson & Russell.

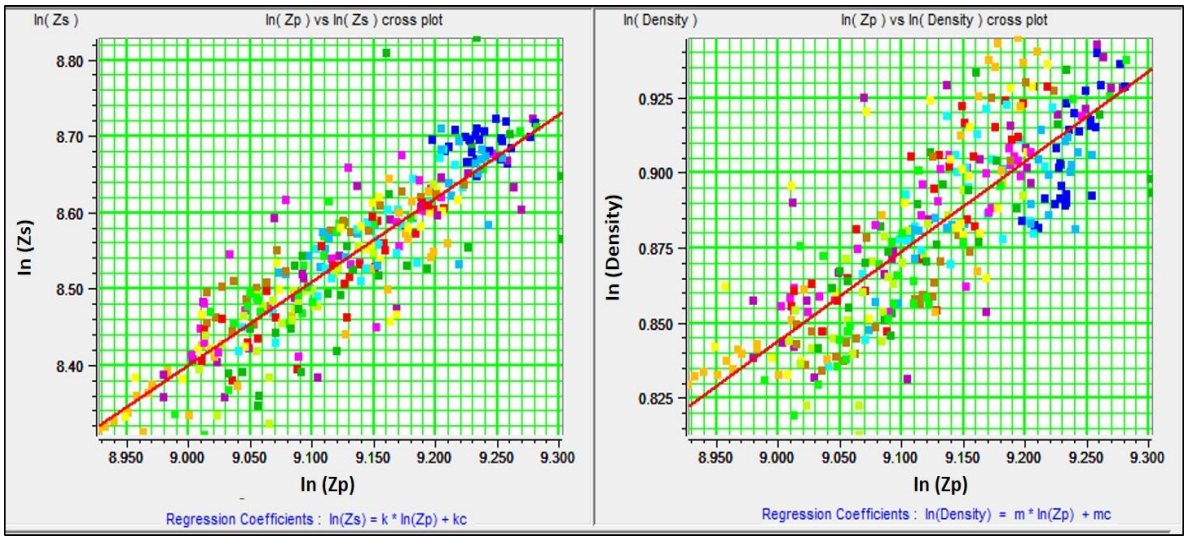


Figura 35. Análisis de la inversión pre-apilada, Crossplot Zs vs Zp y Density vs Zp.

Una vez realizada la inversión simultánea, se pudo obtener una estimación final de los modelos de velocidad de onda P, velocidad de onda S y densidad (Figura 37). En la Figura 36 se presenta el ajuste de las curvas obtenidas de la inversión y los registros de pozos.

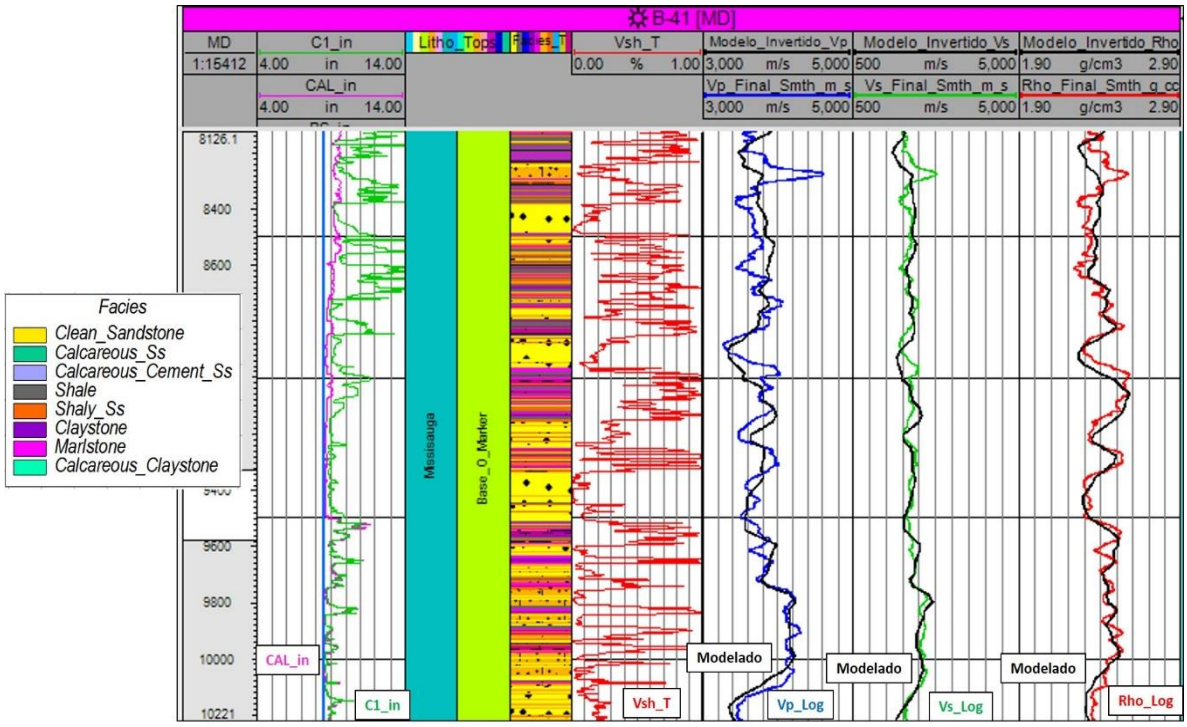


Figura 36. Ajuste de los resultados de la inversión simultanea de los modelos Vp, Vs y Rho.

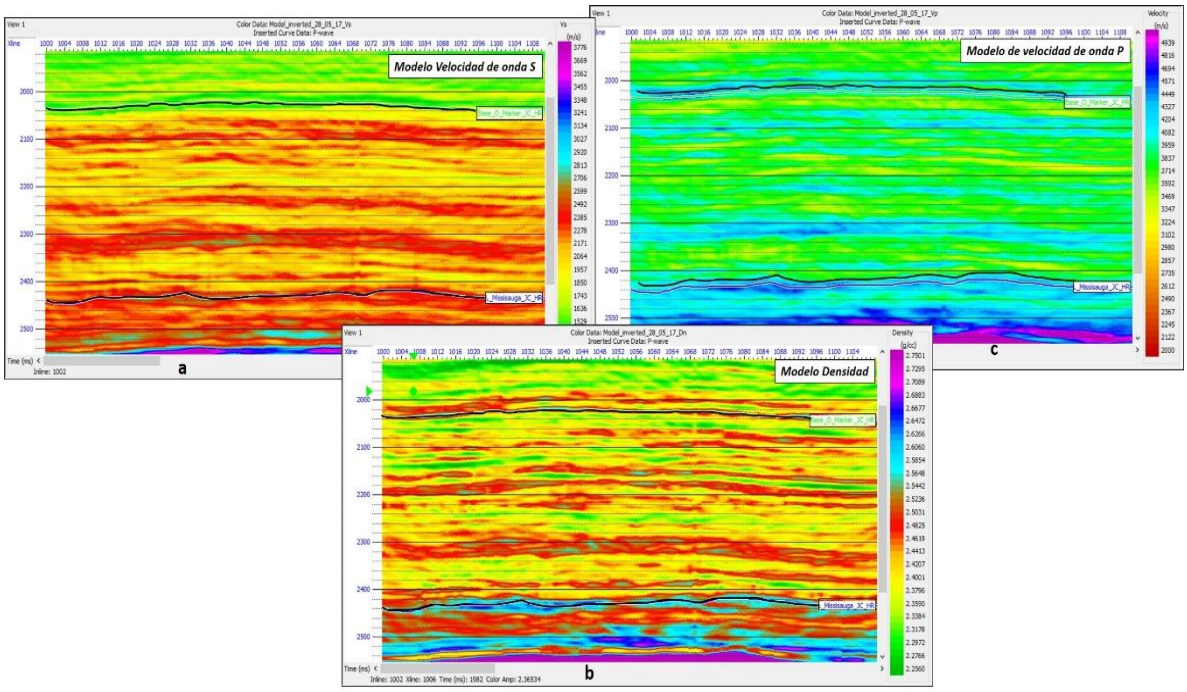


Figura 37. Resultados de la inversión simultanea (Modelos de Vp, Vs, Densidad).

3.2.9 Inversión AVO Esta inversión tiene en cuenta la variación de la amplitud con el offset y trata básicamente las anomalías de amplitud dadas por los cambios de *offset*. Para este caso, se analizaron datos sísmicos pre-apilados de una sección de interés para identificar la presencia de anomalías de amplitud vs offset y determinar el contenido de fluidos de la roca, evidente en reportes de pozos y en la evaluación petrofísica calibrada con pruebas de formación (Figura 18). Aunque el objetivo de este trabajo de investigación no es realizar un análisis exhaustivo de las anomalías AVO, fue necesario realizar reconocimiento y análisis AVO, para obtener los volúmenes de atributos AVO.

Ya que los resultados petrofísicos evidenciaron saturación en los niveles de yacimiento, se realizó inicialmente un reconocimiento AVO, con el fin de observar cómo se vería esa saturación en el pozo desde el punto de vista sísmico, por lo que se hizo necesario crear gathers sintéticos; teniendo en cuenta la información de las curvas Vp, Vs y ρ. En este paso se realizó una sustitución

de fluido, variando la saturación de agua desde 100%, 80%, 60%, 40%, 20% y 0%, para compararse con la saturación original, que es la información medida en ese punto y reducir la incertidumbre sobre el contenido de saturación. Luego de identificar el intervalo de interés, se seleccionó el tope y base de una arenisca en *Base O' Marker*, con el fin de realizar el análisis de la inversión AVO, el cual implica definir la clase de la anomalía con los atributos gradiente-intercepto. Para esto, los parámetros definidos para el análisis de la inversión AVO, corresponden con la información del PSTM Gathers, los modelos de baja frecuencia Vp, Vs y ρ obtenidos en la inversión simultánea (Figura 33), y una aproximación de las ecuaciones de Zoeppritz, que para este caso se procedió a utilizar las ecuaciones de dos términos de Aki-Richards (Figura 38). De la gráfica obtenida de Amplitud vs Offset se puede interpretar una anomalía AVO clase IV para el intervalo que se está analizando (Figura 39).

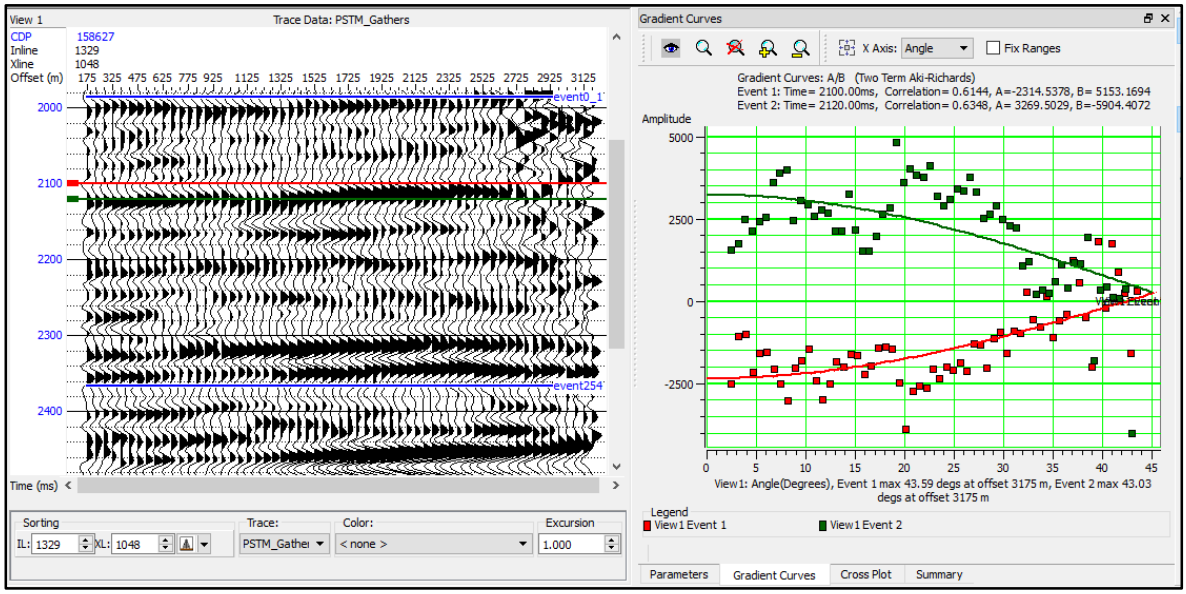


Figura 38. Análisis de las curvas gradiente – intercepto para 2 términos *Aki-Richards*.

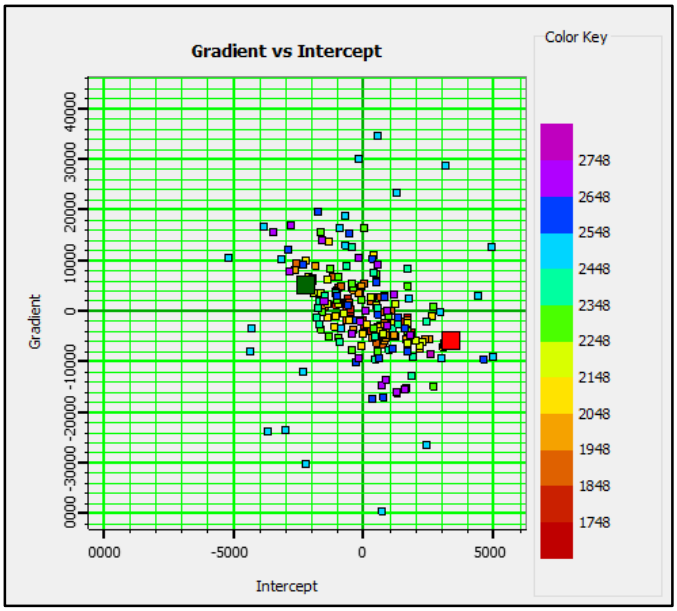


Figura 39. Grafica Gradiente vs Intercepto.

Teniendo en cuenta la importancia de los volúmenes de los atributos AVO, en la siguiente fase para la generación del modelo de reflectividad, del resultado de la inversión AVO, se obtuvieron los volúmenes de gradiente intercepto (Figura 41), los cuales son un dato de entrada para el proceso de inversión elástica extendida (EEI). Por último, estos volúmenes de atributos AVO se convirtieron del dominio del tiempo al dominio de profundidad, haciendo uso del modelo de velocidad de intervalo (Figura 40).

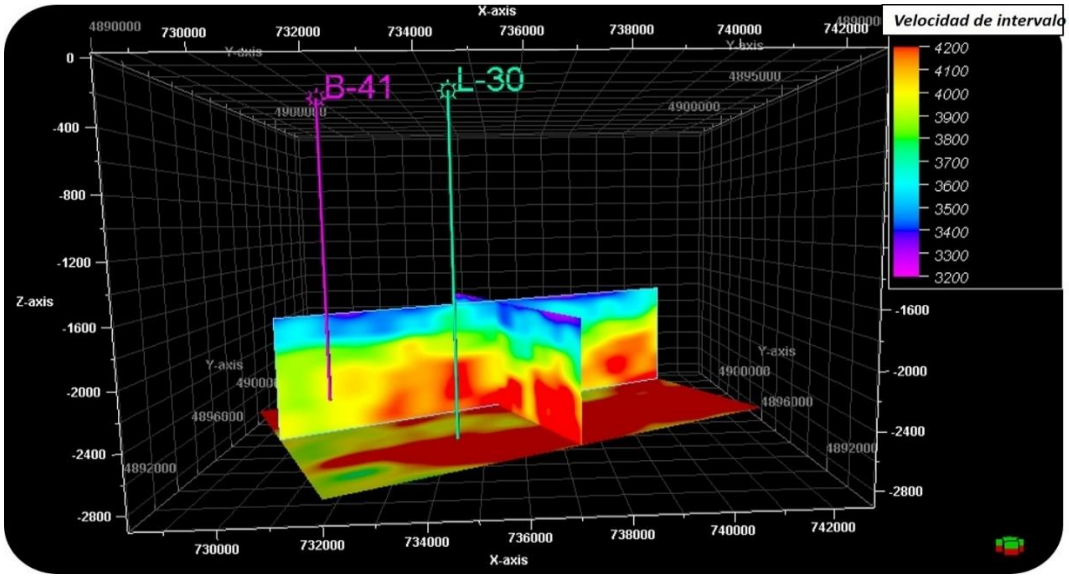


Figura 40. Velocidad de intervalo, para el área de interés Penobscot.

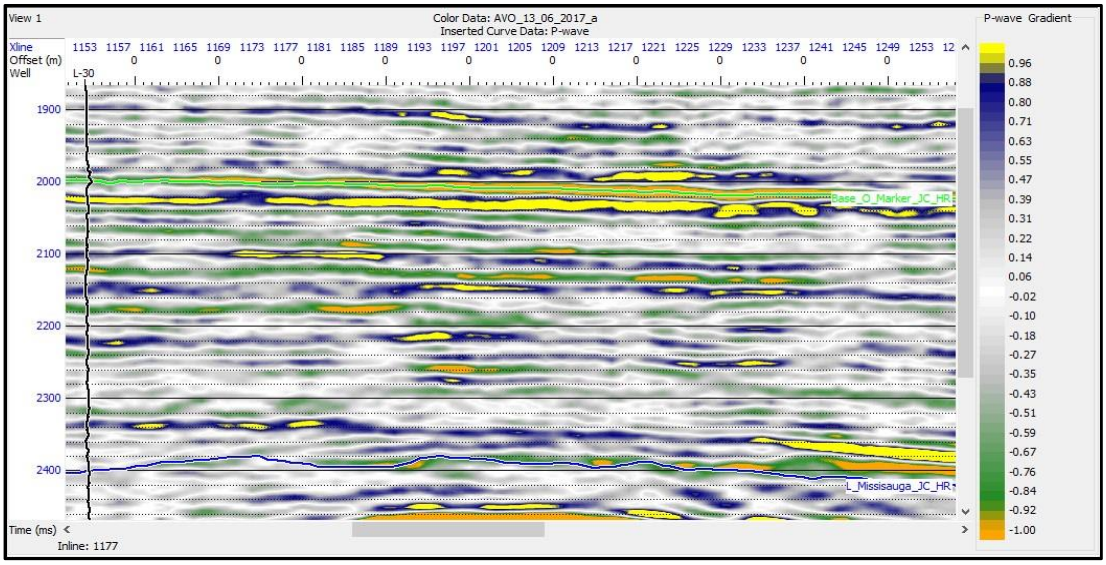


Figura 41. Resultado de la inversión AVO, volumen de atributo gradiente, necesario para el modelo de reflectividad.

3.2.10 Inversión Elástica Extendida Whitcombe et al. (2002) introdujo el concepto de impedancia elástica extendida (EEI) para resolver las limitaciones de impedancia elástica. Extendió el rango de ángulos de 0-30° (que es definido matemáticamente a un rango de ángulos

entre 0-90° que corresponde a $\sin^2\Theta$) sustituyendo $\sin^2\Theta$ con tan χ (ángulo chi) y obteniendo una variación de ángulos entre -90° y + 90°. La ecuación 19 es expresada como:

$$EEI\ (\chi) = \propto_0 \rho_0 [\left(\frac{\propto}{\propto_0}\right)^p * \left(\frac{\beta}{\beta_0}\right)^q * \left(\frac{\rho}{\rho_0}\right)^r] \qquad (\mathbf{19})$$

Donde,

p= (cos χ + sin χ)

q= -8Ksin χ

r= (cos χ – 4K sin χ

Según Whitcombe et al. (2002) el ángulo chi puede ser seleccionado para optimizar la correlación de la curva EEI con parámetros petrofísicos del reservorio, tales como Vshale, Sw y porosidad o con parámetros elásticos. En esta fase se utiliza la inversión elástica extendida para generar un modelo de porosidad a un ángulo chi especifico. Para ello, la ecuación 20 es la linealización de la ecuación 20 de Zoeppritz para reflectividad (Aki & Richards, 1980):

$$Rp(\theta) = A + Bsin^2\theta \qquad (\mathbf{20})$$

Con el método de Whitcombe, reemplazando $\sin 2\Theta$ por tan χ, la ecuación 20 queda representada como la ecuación 21, permitiendo variación de los ángulos desde -90° a +90° (A: Intercepto, B: Gradiente).

$$Rp(\theta) = A + Bsin^2\theta \quad \text{-------->} \quad R(\chi) = A + Btan\,\chi \qquad (\mathbf{21})$$

Una vez obtenido los parámetros necesarios para el análisis de la inversión elástica extendida (EEI), tales como ángulo chi χ y volúmenes de atributos AVO en profundidad, se calculó un modelo de reflectividad EEI para un ángulo χ especifico (Figura 42). Previo al modelado de la impedancia elástica extendida se obtuvo el registro de EEI usando el ángulo chi estimado, para ser comparado con el registro de porosidad del registro de pozo, así garantizar un buen ajuste para la

inversión. En esta comparación fue necesario realizar un proceso de escalado para el registro de porosidad del pozo, puesto que la resolución era muy alta y el error resulta mayor.

Posterior al control de calidad realizado para el registro de EEI usando el ángulo χ, se generó un modelo inicial de baja frecuencia de EEI, ya que el tipo de inversión a ejecutar (inversión post-apilado) es una inversión basada en un modelo; esta inversión hace referencia a un conjunto de métodos que intentan obtener resultados alcanzando una resolución igual o mayor que la de la sísmica, dando un peso importante a información a priori, como la calidad de la información de datos de pozos y sísmica. El modelo de baja frecuencia fue generando a partir de los registros de Densidad, Impedancia elástica de onda P y S, así como los 254 horizontes interpretados para el intervalo de interés (Figura 43).

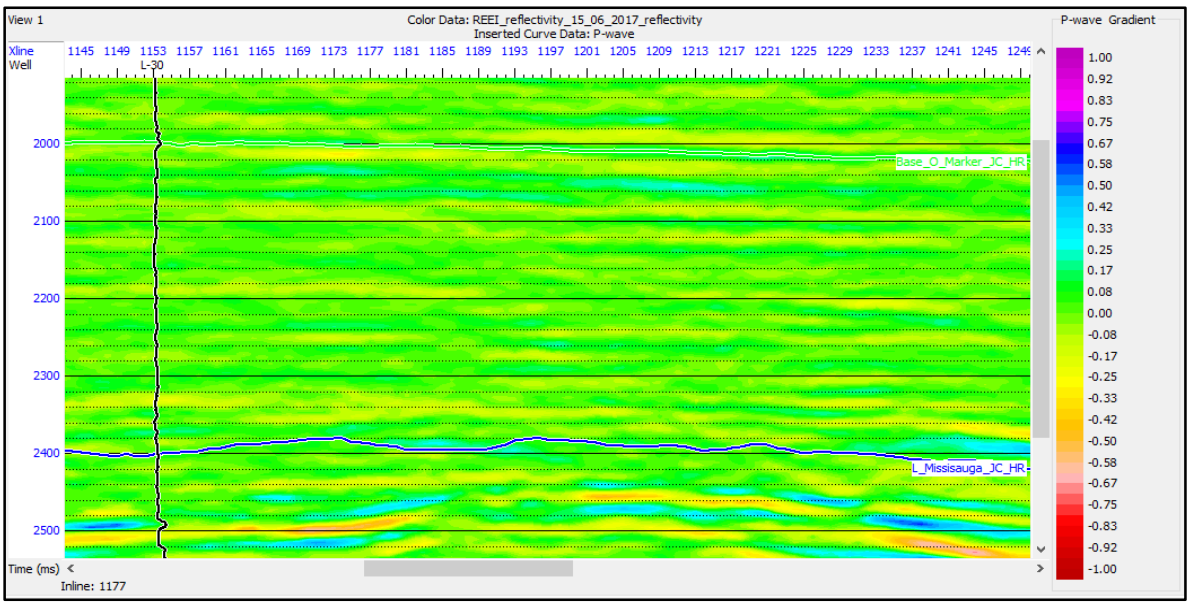


Figura 42. Modelo de reflectividad EEI para un ángulo **χ** especifico

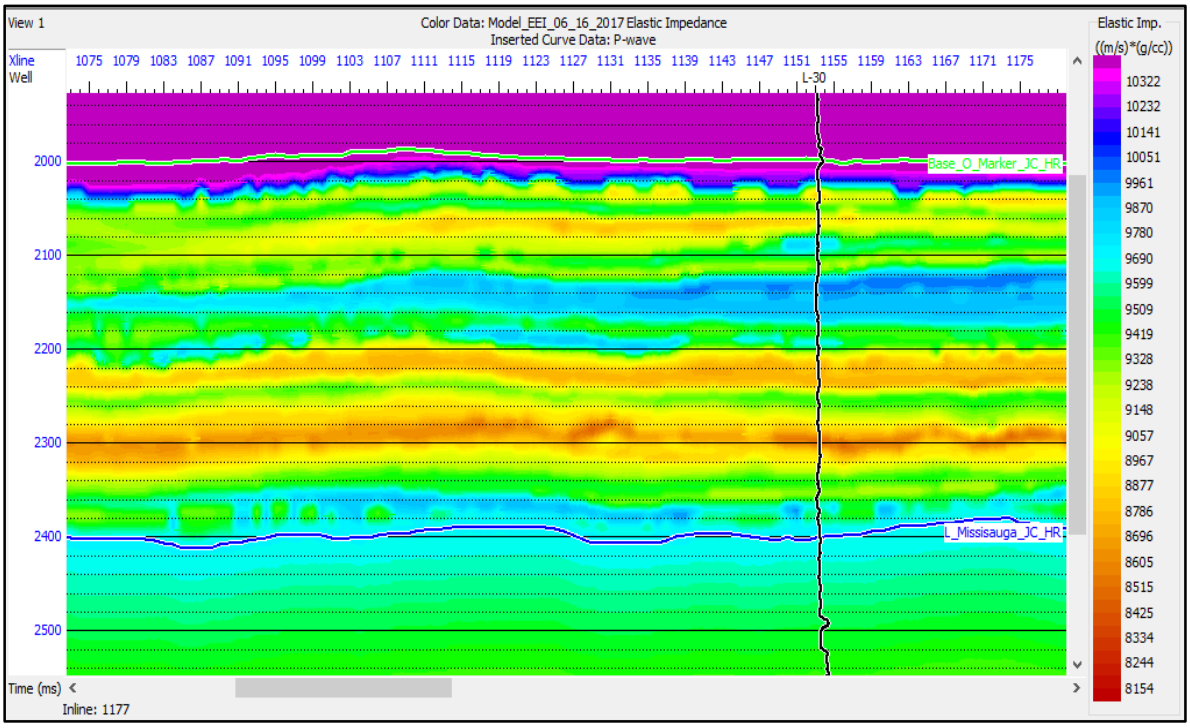


Figura 43. Modelo inicial o modelo de bajas frecuencias EEI.

Con el modelo de baja frecuencia, el modelo de reflectividad y la estimación de una nueva ondícula como datos de entrada para la inversión elástica extendida, se obtiene el modelo de impedancia elástica extendida al ángulo chi estimado. La Figura 44 muestra el resultado obtenido de la inversión, donde la curva negra representa el modelo de baja frecuencia, la curva azul el registro actual y la curva roja el registro invertido.

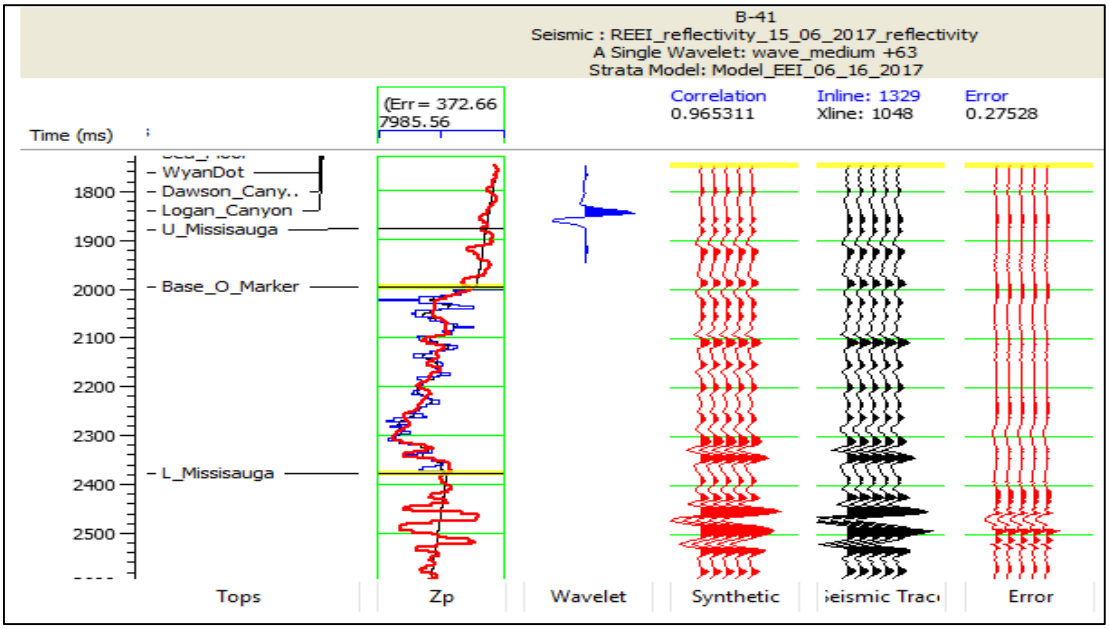


Figura 44. Análisis de la inversión que permite comparar la velocidad y densidad sintéticas para las trazas en el pozo con la curva de registro actual para este mismo pozo (B-41).

3.2.11 Volumen de propiedades Una vez generado el registro de EEI para un ángulo chi (Phi_EEI) que presenta la mayor correlación con la curva de porosidad total, este es graficado con el registro de porosidad del pozo (Phi_Log), para determinar un escalar que permitiera transformar el volumen de impedancia a un ángulo chi determinado para una propiedad que para este caso es la porosidad. Para ello, fue necesario implementar una ecuación que relacionara la curva de porosidad en el pozo, con la curva de la impedancia elástica extendida obtenida ($\frac{\phi}{EEI\ log} = a$), siendo ϕ la porosidad estimada en el pozo, EEI el modelo obtenido y a, el escalar a calcular. Para determinar el valor apropiado del escalar para las dos curvas obtenidas por ambos pozos se debió realizar un tratamiento estadístico (Figura 46), dando como resultado un valor calculado de 2.61.E-05. Con este valor se convirtió el volumen de impedancia a un volumen de porosidad (Figura 47).

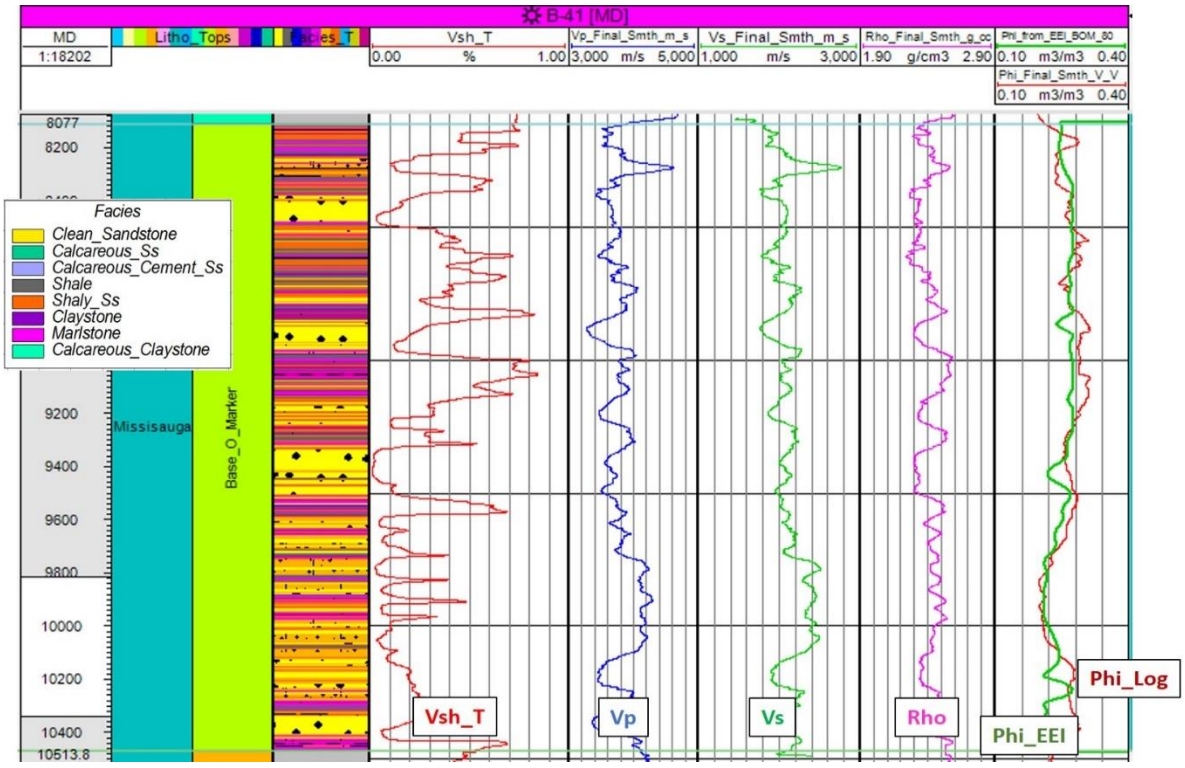


Figura 45. Comparación entre la curva de porosidad total del pozo y la curva de porosidad total obtenida a partir del proceso EEI.

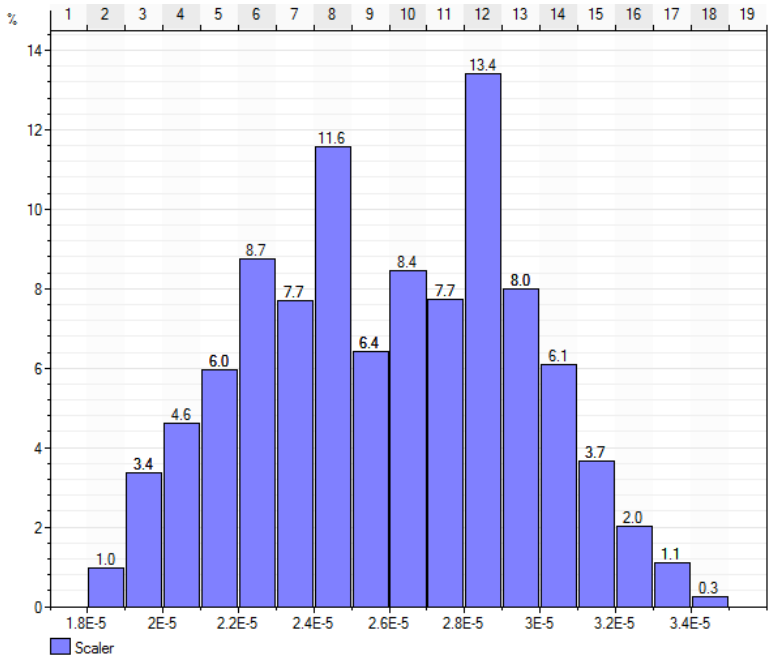


Figura 46. Distribución de datos para el escalar.

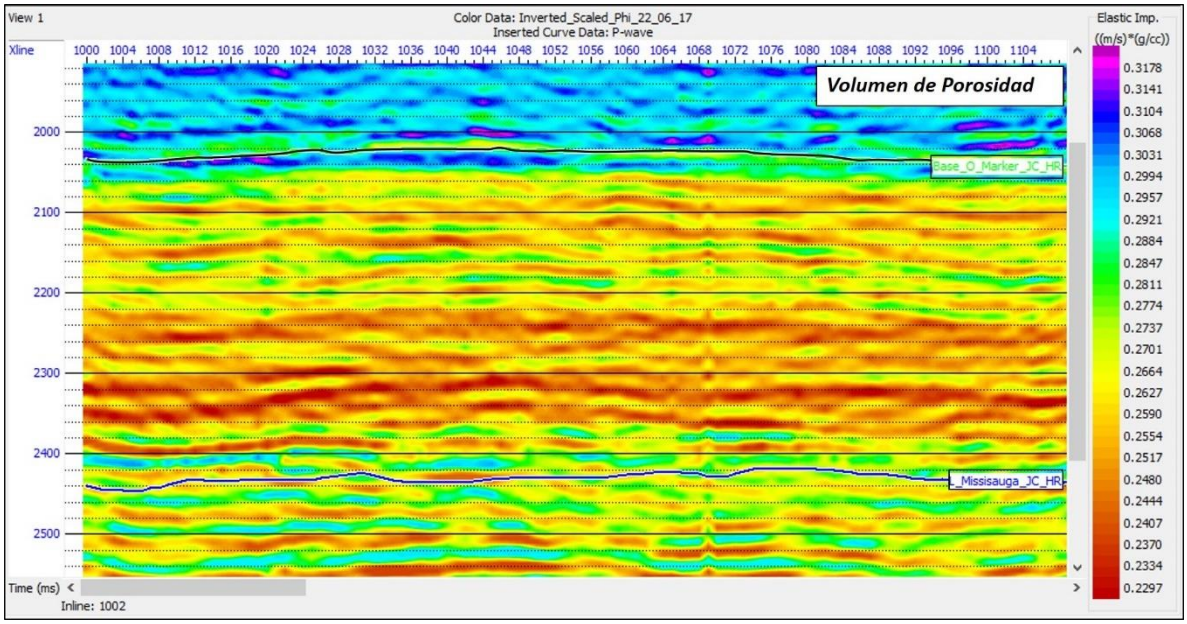


Figura 47. Volumen de porosidad aplicando el correspondiente ángulo chi.

4. Discusión

La obtención del mejor valor que sirve como escalar para realizar la conversión del volumen de impedancia elástica a un volumen de porosidad, se realiza a partir de la relación de la curva objetivo de porosidad con la curva de EEI obtenida de la inversión. Según el flujograma planteado en el software Hampson & Russell, se propone definir un único valor escalar para el cálculo del volumen de propiedades, incurriendo en un alto porcentaje de incertidumbre al momento de generar el resultado de porosidad total, puesto que cada pozo presenta una gran distribución de datos (Figura 46), obteniendo para cada uno valores distintos de escalar. Por esto, se propone para futuros estudios la evaluación de técnicas estadísticas que permitan seleccionar el mejor valor o

rango de valores para múltiples pozos al momento de definir que valores utilizar para dicha conversión.

5. Conclusiones

En esta investigación se encontró que para este caso en particular las propiedades que contribuyen de mejor manera a diferenciar las litologías presentes son la densidad, Vshale y sónico de onda P. Con esta metodología propuesta en este trabajo se generó un modelo de litotipos calibrado con la descripción de núcleos de perforación obtenidos del pozo B-41. Las interpretaciones de estos litotipos corresponden a: areniscas calcáreas, areniscas con cemento calcáreo, areniscas limpias, areniscas limosas, margas, lutitas, arcillolitas y arcillolitas calcáreas.

La implementación de modificaciones a las ecuaciones ya propuestas por Greenberg – Castagna para la estimación de la velocidad de la onda S (Vs) resulta en una mejora en la estimación de esta variable para litologías que no se encuentran en las ecuaciones propuestas por estos autores. En este estudio fue necesaria la estimación de registros Vs para margas y areniscas calcáreas, teniendo en cuenta la velocidad de onda P y el contenido de arcilla (Vshale).

El ángulo de incidencia para el cual el valor de la impedancia elástica presenta la mayor correlación con porosidad total del yacimiento es de 40.5°. Este cálculo se determinó mediante el análisis de correlación cruzada entre el parámetro objetivo (porosidad) y los valores de EEI para ángulos entre -90 a 90 siendo ambos parámetros derivados de la información de pozo.

De los modelos de baja frecuencia se obtiene una mejor resolución para la generación de modelos detallados en los que se busca una estrecha correlación entre los horizontes definidos y los rasgos estratigráficos y estructurales interpretados del yacimiento al aplicar la interpretación sismo-estratigráfica, para ello el modelo obtenido del procesamiento del horizon cube proporciono

un total de 254 horizontes, lo cual significo una mejora en los modelos de inversión sísmica en comparación con los modelos generados al utilizar solo los dos horizontes (tope y base).

Se propone un flujo de trabajo que permite integrar satisfactoriamente diferentes tipos de inversión como la inversión pre-apilado, AVO y elástica extendida. La importancia de esta propuesta se fundamenta en su potencialidad para correlacionar apropiadamente propiedades físicas (Vp, Vs, Densidad y porosidad) y propiedades elásticas (EEI). La obtención de un volumen de propiedades con buena correlación evidencia la aplicabilidad y utilidad práctica de la metodología planteada.

6. Recomendaciones

Para este tipo de estudios es importante contar con los registros completos de Vs y porosidad de los pozos involucrados en el estudio. Su disponibilidad y calidad de dato en los horizontes de interés permitirá corroborar la estimación de curvas obtenidas a partir de la relación Vp/Vs y, por lo tanto, reducir la incertidumbre en los modelos obtenidos.

Es esencial contar con la mayor cantidad de pozos distribuidos en lo posible de manera regular en todo el volumen sísmico con el fin de tener mayores puntos de control y por lo tanto calibrar de mejor manera el modelo obtenido de las inversiones sísmicas. Es claro que la integración de más información permitirá mejorar la calidad de los modelos y reducir la incertidumbre de los resultados.

Referencias Bibliográficas

Ahmad, Q., (2013). Mitigation exploration risk of Jurassic reservoir by seismic inversion, Penobscot area, Sable sub Basin Nova Scotia, offshore, Canada. J. Geol. Geosci. 2: 123.

Aki, K., Richards, P. 1980. Quantitative Seismology. W.H. Freeman and Co.

Beicip-Franlab, 2011. Chapter 3: Stratigraphy. Play Fairway Analysis e Offshore Nova Scotia. Retrieved from: http://energy.novascotia.ca/sites/default/files/files/ CHAPTER_3_Complete.pdf.

Campbell, T.J., (2014). Seismic stratigraphy and attribute analysis of the Mesozoic and Cenozoico of the Penoboscot Area, offshore Nova Scotia. Degree of Bachelor of Sciences, Department of Earth Sciences, Dalhousie University, Halifax, Nova Scotia.

Campbell, T.J., et al., (2015). Interpretation of the Penobscot 3D seismic volume using constrained sparse spike inversion, Sable sub-Basin, offshore Nova Scotia, Marine and Petroleum Geology, http://dx.doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2015.08.009.

Connolly P., (1999). Elastic Impedance, the Leading Edge, Vol. 18, No. 4, p. 438-452.

Deptuck, M.E., Campbell, D.C., 2012. Widespread erosion and mass failure from the ~51 Ma Montagnais marine bolide impact off southwestern Nova Scotia, Canada. Can. J. Earth Sci. 49 (12), 1567-1594.

Gharaee S., (2013). Application of Extended Elastic Impedance (EEI) to improve Reservoir Characterization. Norwegian University of Science and technology, Trondheim.

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.

Hampson, D., Russell, B. 2006. The Old and The New in Seismic Inversion. CSEG Recorder. Vol. 31 No 10.

Hampson, D.P., Russell, B. H., and Bankhead, B., 2005, "Simultaneous inversión of pre-stack seismic data: Ann. Mtg. Abstracts", SEG, p. 1633-1637.

Hansen, Moller D., Shimeld, J.W., Williamson, M.A., Lykke-Anderse, H., 2004. Development of a major polygonal fault system in Upper Cretaceous chalk and Cenozoic mudrocks of the Sable Subbasin, Canadian Atlantic margin. Mar. Pet. Geol. 21, 1205-1219.

Illidge, E., 2017. Inversión y Atributos Sísmicos en la Clasificación de Litotipos. Tesis de Maestría en Geofísica. Universidad Industrial de Santander. Santander-Colombia.

Jansa, L.F., Wade, J.A., 1975. Geology of the continental margin off Nova Scotia and Newfoundland. In: Vander Linden,W.J.M.,Wade, J.A. (Eds.), Offshore Geology of Eastern Canada, Regional Geology, vol. 2. Geological Survey of Canada (74-30), 51-106.

Jansa, Lubomir F., Noguera Urrea, V.H., 1990. Geology and diagenetic history of overpressured Sandstone reservoirs, Venture Gas Field, offshore Nova Scotia, Canada. Am. Assoc. Pet. Geol. Bull. 74 (10), 1640-1658.

Kidston, A.G., Brown, D.E., Smith, B.M., Altheim, B., 2005. The Upper Jurassic Abenaki Formation Offshore Nova Scotia: a Seismic and Geologic Perspective. Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board.

Lindseth, R.O., 1979. Synthetic sonic logs e a process for stratigraphic interpretation. Geophysics 44, 3-26.

Lines, L.R., Alam, M., 2013. Synthetic seismograms, synthetic sonic logs and synthetic core. CSEG Rec. 38 (04).

McIver, N.L., 1972. Mesozoic and Cenozoic stratigraphy of the Nova Scotia Shelf. Can. J. Earth Sci. 9, 54-70.

Olsen, P.E., Kent, D.V., Et-Touhami, M., Puffer, J.H., 2003. Cyclo, magneto-, and biostratigraphic constraints on the duration of the CAMP event and its relationship to the Triassic-Jurassic

boundary. In: Hames, W.E., McHone, J.G., Renne, P.R., Ruppel, C. (Eds.), The Central Atlantic Magmatic Province: Insights from Fragments of Pangaea, Geophysical Monograph Series, vol. 136, pp. 7-32.

Olsen, P.E., Kent, D.V., Fowell, S.J., Schlische, R.W., Jack, M.O., LeTourneau, P.M., 2000. Implications of a comparison of the stratigraphy and depositional environments of the Argana (Morocco) and Fundy (Nova Scotia, Canada) Permian-Jurassic basins. In: Oujidi, M., Et-Touhami, M. (Eds.), Le Permien et le Trias du Maroc Actes de la Premièr Réunion du Groupe Marocain du Permien et du Trias. Hilal Impression, Oujda, pp. 165-183.

Pendrel, J., 2006. The new reservoir characterisation. CSEG Rec. 31 (special ed).

Pe-Piper, G., Mackay, M., 2006. Provenance of Lower Cretaceous sandstones onshore and offshore Nova Scotia from electron microscope geochronology and chemical variation of detrital monazite. Bull. Can. Pet. Geol. 54, 366-379.

Qayyum, F., Catuneanu, O., Bouanga, C.E., (2015). Sequence stratigraphy of a mixed siliciclastic-carbonate setting, Scotian Shelf, Canada. SEG Interpret. J. 3 (2), SN21-SN37.

Sayers, J.E., (2013). Enhancement of the Geological Features of the Scotian Basin by the Application of Spectral Inversion, Offshore Nova Scotia (M.Sc. thesis). University of Houston.

Shuey, R. 1985. A Simplification of the Zoeppritz Equations. Geophysics, Vol. 50, NO. 4, P. 609-614.

Sigh V.B., Baid V.K., Biswal S., Subrahmaniam D. (2006). Acoustic to Elastic Impedance-A New Tool for Reservoir Characterisation, 6th International Conference & Exposition on Petroleum Geophysics, Kolkata 2006.

Soto K., (2013). Aplicación de Atributos Sísmicos (AVO), en Facies Terrígenas del Terciario para la Generación de Localizaciones Exploratorias en el Área de Tacotalpa. Tesis de Maestría. Universidad Nacional Autónoma de México. México, D.F.

Wade, J.A., MacLean, B.C., 1990. Chapter 5-the geology of the southeastern margin oF Canada, part 2: aspects of the geology of the Scotian Basin from recent seismic and well data. In:

Keen, M.J., Williams, G.L. (Eds.), Geology of Canada No.2- Geology of the Continental Margin of Eastern Canada, vol. 2. Geological Survey of Canada, pp. 190-238.

Wade, J.A., MacLean, B.C., Williams, G.L., 1995. Mesozoic and Cenozoic stratigraphy eastern Scotian Shelf: new interpretations. Can. J. Earth Sci. 32, 1462-1473.

Weston, J.F., MacRae, R.A., Ascoli, P., Cooper, M.K.E., Fensome, R.A., Shaw, D., Williams, G.L., 2012. A revised biostratigraphic and well-log sequence stratigraphic framework for the Scotian Margin, offshore eastern Canada. Can. J. Earth Sci. 49 (12), 1417-1462.

Whitcombe, D., Connolly, P., Reagan, R. and Redshaw T., 2002. Extended Elastic Impedance for Fluid and Lithology Prediction, Geophysics, Vol. 67, No. 1, p. 63-67.

Williams, H., Grant, A.C., 1998. Tectonic Assemblages, Atlantic Region, Canada. 1: 3,000,000 Map. Geological Survey of Canada. Open File 3657.

Zoeppritz, K.,1919, Erdbebenwellen VIIIB, On the reflection and propagation of seismic waves: Gottinger Nachrichten, I, 66-84.